
FLUIDOS DIVERGENTES COMO ALTERNATIVA DE RECUBRO MEJORADO EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS: UN ESTUDIO EXPERIMENTAL

DIVERGENCES FLUIDS AS ALTERNATIVE TO IMPROVED RECOVERY OF NATURALLY FRACTURES RESERVOIRS: AN EXPERIMENTAL STUDY

Sergio H. Lopera Castro¹, Alejandro Restrepo² & Alonso Ocampo Flórez²

1. I.P., Dr., Profesor Asociado Universidad Nacional de Colombia, Medellín - Colombia

2. I.P., Bp Exploration, Colombia

shlopera@unal.edu.co

Recibido para evaluación: 4 de Marzo de 2009 / Aceptación: 15 de Mayo de 2009 / Recibida versión final: 27 de Mayo de 2009

RESUMEN

La Inyección de gas es usada ampliamente en campos de explotación de petróleo como un método de recubro mejorado. Sin embargo, este método puede resultar ineficiente si la formación productora favorece la canalización del gas debido a heterogeneidades. Fluidos divergentes, como las espumas, han sido inyectados a este tipo de yacimientos para aumentar la eficiencia de barrido, ya sea por reducción de la movilidad del gas o por bloqueo de su flujo a través de canales preferenciales, que bien pueden ser fracturas o sistemas de fracturas naturales.

Este estudio tiene como fin evaluar la eficiencia de una espuma para reducir la canalización del gas y aumentar el recubro de aceite al interior de medios porosos naturalmente fracturados. Se diseñó una metodología en laboratorio que involucra la evaluación de la estabilidad de la espuma a alta temperatura, la compatibilidad de la solución espumante con los fluidos de formación, restringir la canalización del gas a través de la(s) fractura(s) y la obtención de parámetros para el óptimo desarrollo de las pruebas de desplazamiento a condiciones cercanas a las de yacimiento. Tomando el recubro de aceite como el parámetro con el cual se mide la eficiencia de los métodos, se encontró que el recubro adicional de aceite se incrementa en promedio en un 10%, cuando se cierran las fracturas con la solución espumante, en comparación con el cierre de fractura por aumento de la presión de sobrecarga. Se pudo verificar que la espuma actúa de manera eficiente como fluido divergente para bloquear fracturas y barrer fluidos que en general se encuentran en la matriz.

PALABRAS CLAVES: Fluidos divergentes, yacimientos fracturados, petrofísica, Medios porosos, gas.

ABSTRACT

Gas injection is widely used in fields of oil exploration as a method for enhanced recovery. However, this method may be inefficient when producer rock forming favors gas channeling due to heterogeneities. Divergent fluids such as foams have been injected into this type of reservoirs to increase efficiency of scanning, either by reducing gas mobility or by blocking its flow through preferential channels, which can be individual fractures or natural fractures systems.

This study aims to evaluate the efficiency of foams in gas channeling reduction and increase of oil recovery in natural fractured porous medium. A methodology is designed for lab evaluation of foam stability at high temperature, as well as coupling of foam solution and formation fluids, restricting channeling of gas through the fracture(s) and obtaining parameters for optimal performance of tests adjusting to similar reservoir conditions. Using oil recovery as a parameter to measure efficiency of methods, we found that additional recovery is increased an average of 10% once fractures are closed with foam solution, in contrast to fracture closure by increasing of overload pressure. We could verify that foams act as an efficient fluid to block fractures which are common in the rock matrix. Use of divergent fluids allows the increase of crude oil in fractured reservoirs.

KEY WORDS: Fluids divergent fractured reservoirs, petrophysics, Porous medium, Gas.

1. INTRODUCCIÓN

En yacimientos de crudo volátil, la inyección de gas natural puede ser usada como método de recobro mejorado de forma tal que arrastre los componentes livianos del crudo. Por tendencia natural los fluidos prefieren las trayectorias que ofrezcan menor resistencia al flujo de ellos a través de un medio poroso. En la formación contenedora de hidrocarburos, estas zonas pueden presentarse por heterogeneidades, por presencia de fracturas o por la condición de alta saturación del fluido móvil y ofrecen mayor facilidad al flujo de éste. Este fenómeno es conocido como canalización

Como posible solución al problema de canalización del gas natural, se han usado espumas. Algunos estudios (Law, et al, 1990 y Lopera, et al, 2005), han buscado entender el comportamiento del flujo de espuma y su aplicación en los procesos de flujo de gas. Los resultados de los estudios mostraron que la presencia de la espuma permite una reducción significativa de la permeabilidad al gas en el núcleo. La capacidad de la espuma de resistir diferentes gradientes de presión a través del núcleo en la ausencia de flujo fue determinada para saber la textura de la espuma. Lopera, et al, 2005, mostraron que la espuma es eficiente para desviar el flujo de gas de una muestra de roca de alta permeabilidad, en la cual se ha formado espuma insitu, hacia una muestra de roca de baja permeabilidad que esta conectada en flujo paralelo con la de alta permeabilidad. Es decir que la espuma actúa como fluido divergente permitiendo que el flujo de gas se canalice hacia zonas en las cuales no penetraba por efecto de flujo preferencial.

Otros autores (Friedmann and Jensen, 1986), han mostrado que grandes saturaciones de petróleo se puede obstaculizar la formación de la espuma y no se logra una reducción considerable de la permeabilidad relativa de la fase gaseosa. Los resultados muestran que la tasa de la propagación de la espuma fue afectada significativamente por la permeabilidad de la roca y la textura de la espuma inyectada. En altas permeabilidades de la arena (40-50 darcies) la propagación de la espuma es igual a la tasa de la fase líquida. La propagación de la espuma decrece significativamente en permeabilidades bajas del medio. Se encuentra así que es más difícil la fijación de la espuma en una formación de alta permeabilidad.

El uso de aditivos en las espumas ha sido estudiado por diversos autores (Elson and Marsden, 1978; McPhee, et al, 1988; Zhu, et al, 1998), encontrado que permite matener la estabilidad de las mismas y permite reducir la movilidad del gas y la eficiencia de barrido del mismo. Se ha encontrado que la concentración de los polímeros, los diferentes surfactantes y su respectiva concentración, la salinidad de la fase acuosa y su PH, la tasa de flujo son algunos de los parámetros que afectaron el desarrollo de la espuma. Algunos autores (Zhu, et al, 1998), proponen que las espumas son mas efectivas que la inyección de agua y gas alternada en el control de la inter digitación del gas.

Se ha encontrado (Elson and Marsden, 1978), también que los agentes espumantes cationicos son mejores que los demás por que demostraron tener más estabilidad en el tiempo. Encontraron además que la inyección de una solución espumante en un medio poroso no consolidado a temperaturas de pozo por encima del punto de burbuja del agua podría disminuir más el flujo de gas que solo la inyección de agua.

Otros autores (Bonilla and Shah, 2000), han estudiado diversas aplicaciones de las espumas, por ejemplo durante la perforación las espumas disminuyen la viscosidad del lodo y presentan gran capacidad de arrastre de cortes de roca. Sin embargo, a medida que aumenta la temperatura disminuye la consistencia de la espuma. Además, a medida que la fase líquida en la espuma es mas viscosa se crea una espuma mas viscosa pero de igual calidad.

La aplicación de este tipo de tecnologías exige escalar a nivel experimental la curva de recobro de aceite, la conductividad por inyección de gas en función del tiempo y la estimación del volumen de solución espumante a inyectar al núcleo fracturado. Además las espumas se deben generar al interior del medio poroso, dado que sería muy difícil hacerlas penetrar en el mismo una vez generadas.

2. CARACTERISTICAS ESPUMAS

Las espumas se forman por la dispersión de una fase gaseosa en una fase líquida. Sin embargo, para sustancias puras esta dispersión es inestable y tiende a romperse muy rápido, incluso en menos de un segundo. No obstante, la estabilidad

de la espuma puede aumentarse en gran proporción con la adición de sustancias surfactantes a la fase líquida que hacen que la espuma persista de manera indefinida.

La célula unitaria de las espumas es una burbuja; ésta puede estar presente en la superficie o en el seno del líquido. En la superficie, un menisco limita el volumen del gas de un lado, mientras que una película líquida limita la burbuja del resto del sistema. La película tiene dos paredes: una externa y otra interna formada cada una por una capa monomolecular del líquido. La ubicación y la forma de las burbujas que conforman la espuma permite clasificarlas como espumas esféricas u oclusas y poliédricas o superficiales (ver Figura 1).

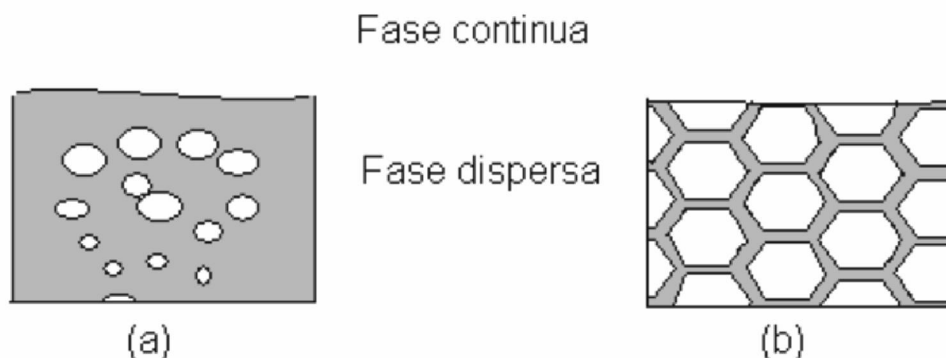


Figura 1. Tipos de Espumas: (a) espumas esféricas. (b) espumas poliédricas

En las espumas esféricas, las burbujas están en el interior del líquido donde las presiones externa e interna son las mismas, por lo que el sistema está en equilibrio. Las espumas poliédricas o superficiales pueden ser consideradas como el resultado del resbalamiento del líquido a través de la espuma esférica. Estas espumas están formadas por células de gas separadas, las unas de las otras por finas láminas líquidas. En estas espumas se observa la doble capa de Gibbs, cuya constitución influye en la estabilidad de las mismas. Físicamente, las espumas pueden ser caracterizadas por las tres siguientes medidas:

Calidad: El volumen de gas, expresado como fracción o porcentaje del volumen total de la espuma, es lo que se conoce como la calidad de una espuma. Como el volumen del gas varía tanto con presión como con temperatura, la calidad de la espuma también puede verse afectada por éstos. Además, el gas disuelto en la fase líquida puede hacerse insoluble.

La calidad de las espumas puede llegar a ser bastante alta. En muchos casos puede alcanzar valores alrededor del 97%. A las espumas con calidad mayor del 90% se les considera espumas secas.

El concepto de calidad de las espumas es análogo al de porosidad de un medio poroso utilizado en la industria petrolera.

Textura: Se le llama textura al tamaño promedio de las burbujas que constituyen la espuma. El rango de texturas puede ir desde $0.01 \mu\text{m}$, pasa por 1 mm y puede llegar hasta varios centímetros o más, como en las macroemulsiones. Por ejemplo, se han reportado burbujas de 60 cm de diámetro y dos años de vida cuando se utilizan soluciones al 5% de surfactante alcohol polivinílico de alto peso molecular.

La textura determina como fluirá la espuma a través de un medio permeable: si ésta es mucho menor que el diámetro poral, la espuma fluye como burbujas dispersas en los canales de los poros; si la textura es mayor que el diámetro del poro, la espuma fluye como una progresión de películas o láminas que separan burbujas individuales de gas. Si se tienen en cuenta los valores típicos de textura y de tamaños de poro, la última condición es la que más se presenta, particularmente para espumas de alta calidad.

Rango del Tamaño de las Burbujas: Puede ser considerado como un parámetro para la cualificar la estabilidad de las espumas. Si el rango de distribución del tamaño de las burbujas es muy amplio, es muy probable que la espuma sea inestable.

Estabilidad o Persistencia de las Espumas: También llamada durabilidad, la estabilidad de las espumas puede ser entendida al ver una película de líquido separando burbujas de gas. La Figura 2 es un esquema de ésto.

Los factores que contribuyen a la estabilidad de la espuma son:

- Constitución de la doble capa de Gibbs.
- La repulsión eléctrica de las superficies cargadas por los grupos ionizados del agente espumante impide el adelgazamiento de la película.
- Los enlaces de hidrógeno que el agua forma con diferentes sustancias y que ligan todas las moléculas del líquido entre ellas.
- La viscosidad del medio líquido.
- La plasticidad de la película líquida así como su elasticidad, disminuyen la ruptura de la burbuja.

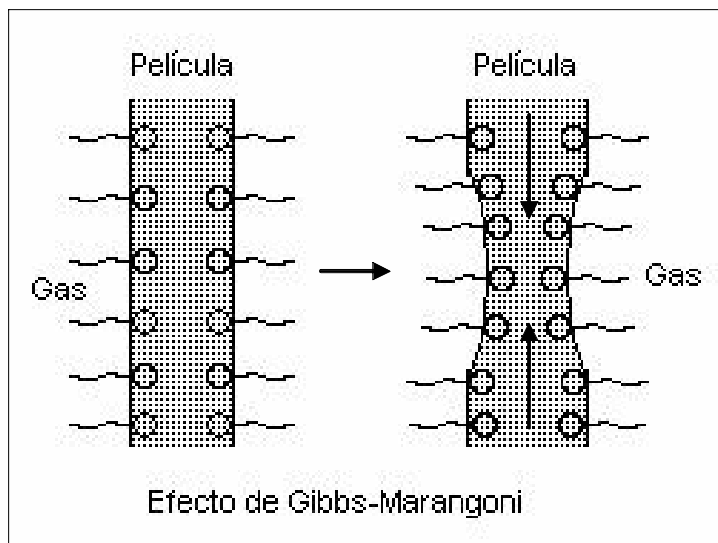


Figura 2. El Mecanismo de estabilidad de una película

Todas estas fuerzas que se oponen a la ruptura de las espumas dependen de propiedades características de las capas superficiales y de las soluciones de los agentes de superficie que se sitúan en las dos superficies de contacto de las láminas líquidas y del gas que ellas aprisionan.

Un líquido con una baja tensión de vapor favorece la estabilidad de la espuma; igualmente los iones de ciertos electrolitos provocan una mejor dispersión de la fase gaseosa. La adición de sustancias que aumentan la viscosidad del medio líquido, la presencia de sustancias sólidas pulverizadas de tamaño muy fino y la temperatura, son factores que favorecen la formación de espumas y su estabilidad.

En algunos campos colombianos de yacimientos naturalmente fracturados se presenta canalización del gas inyectado, por lo tanto, es preciso efectuar procedimientos que reduzcan la canalización y mejoraren la eficiencia de barrido del proceso. Como posible solución al problema, se desarrolla una metodología de laboratorio que consiste en la evaluación de la eficiencia de la espuma en una muestra de formación naturalmente fracturada, en la cual se evalúa el efecto de la canalización de gas natural para dos escenarios de saturación residual (S_{or} y S_{wr}) al restringir el flujo a través de la fractura simulando el efecto de la presión de sobrecarga y la aplicación de fluidos divergentes a condiciones cercanas

a las del yacimiento. Estos escenarios se evalúan para la muestra antes y después de ser sometida a un proceso de restauración de humectabilidad. A continuación se presenta el montaje experimental y la metodología seguida para estudiar el uso de fluidos divergentes para evitar la canalización del gas a través de zonas fracturadas y permitir un barrido.

3. MONTAJE EXPERIMENTAL Y METODOLOGÍA

Como posible solución al problema de canalización del gas natural, se desarrolla una metodología de laboratorio en la cual se usa un fluido divergente (espuma) en muestras de roca de formación naturalmente fracturadas a condiciones de presión y temperatura de yacimiento. Este trabajo recoge la experiencia de estudios previos realizados sobre medios porosos heterogéneos, pero es más ambicioso dado que exige la solución de retos experimentales como la construcción de la curva de recobro de aceite y conductividad por inyección de gas en función del tiempo y la estimación del volumen de solución espumante a inyectar en una muestra de roca naturalmente fracturada. Se espera verificar la eficiencia de la espuma como divergente del flujo de gas en un medio poroso fracturado y cuantificar el aumento en el recobro de aceite. Para lograr el objetivo propuesto se siguió la siguiente metodología:

3.1. Preparación y Evaluación de Fluidos y Muestras

Inicialmente se realiza una prueba de estabilidad de la espuma que permite confirmar si la solución espumante seleccionada genera una espuma estable a 100°C de temperatura y presión atmosférica. La solución espumante es preparada con agua de formación y se observa el comportamiento de la espuma durante 7 días, si persiste durante este periodo de tiempo se considera como una espuma estable.

Después de probar varias espumas se encontró que la que mejor comportamiento presentó fue la espuma 141-ES-15 [6 g/lt] la cual fue continua y alcanzó toda la altura del tubo (Ver Figura 3), además se conservó estable por cinco días consecutivos y a pesar de que según el procedimiento planteado, una espuma se considera estable si al menos perdura durante siete días consecutivos. La espuma se mantuvo hasta el quinto día y fue calificada como estable porque hay que tener en cuenta que la prueba es hecha a presión atmosférica y se ha encontrado que las espumas son más estables si se encuentran a mayor presión, tal como ocurre en la roca, ya sea el núcleo o el yacimiento.

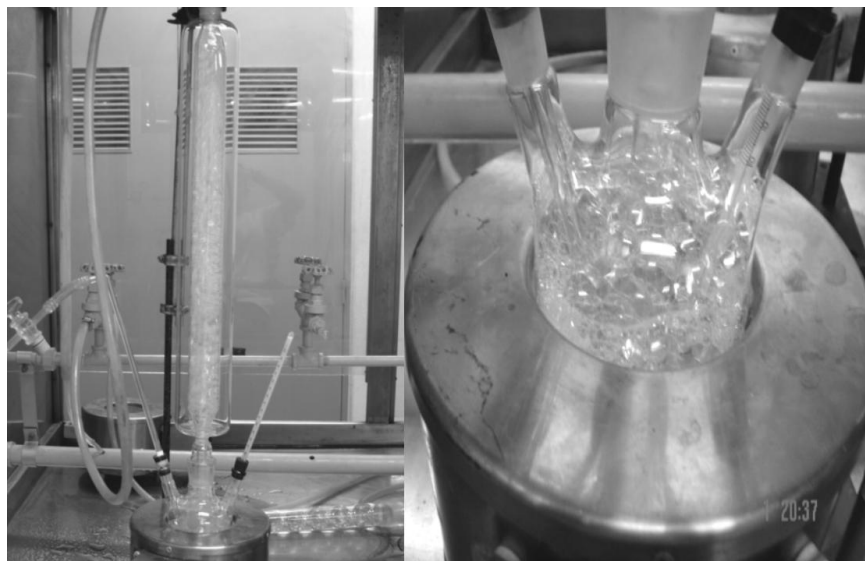


Figura 3. Altura de la espuma generada por temperatura cercana a 100°C

Luego de verificar la estabilidad de la espuma se procede a realizar ensayos que permiten verificar la compatibilidad de la espuma con los fluidos del yacimiento: aceite y agua. Los fluidos crudo y solución espumante base agua de formación se mezclan a las razones de 80-20, 50-50 y 20-80 en porcentaje volumétrico y se registra el comportamiento de las fases con el tiempo tanto a temperatura ambiente como a 185°F, la cual es la temperatura cercana a la del yacimiento. Esta prueba se realiza con el propósito de verificar que los fluidos a inyectar en el yacimiento no van a presentar una reacción indeseable con los fluidos presentes en el mismo ocasionando emulsiones estables o precipitación de sólidos que pueden taponar el medio poroso y disminuir la producción de crudo del pozo. La prueba se realiza a condiciones de temperatura de yacimiento y de presión atmosférica, en ella se observa y registra el comportamiento de los fluidos, el porcentaje libre, de interfase o en emulsión de los componentes de la mezcla con el tiempo.

Esta es una evaluación cualitativa del daño que podría generar la solución espumante al contactar al crudo de formación. Se observa y registra el comportamiento de los fluidos, el porcentaje libre, de interfase o en emulsión de los componentes de la mezcla con el tiempo.

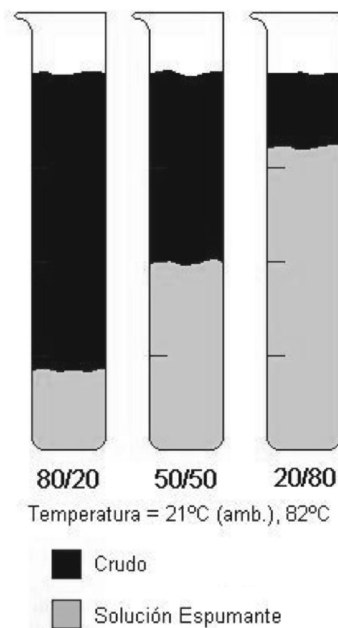


Figura 4. Proporciones de mezcla para el Análisis de la Compatibilidad de Fluidos

Los resultados de los análisis de compatibilidad del crudo de formación con la solución espumante en las proporciones presentadas en la Figura 4 y a una temperatura ambiente y a 85°C. son presentadas en Tablas 1 y 2.

En la Tabla 1 a temperatura ambiente, la solución espumante 141-ES-15 [6 g/lit] conservó la emulsión de las fases a las proporciones de 50/50, 80/20, 20/80 crudo/solución espumante sólo durante los primeros cinco minutos de observación, lo que indica una buena separación de los componentes. Mientras que a una temperatura de 85°C la separación total de las fases para las proporciones 80/20 y 20/80 crudo/solución espumante se evidencia desde el primer minuto de observación y para la proporción 50/50 crudo/solución espumante la separación total se obtiene después de transcurrido el primer minuto (Ver Tabla 2), indicando una mejor separación a temperatura crítica, así se concluye que la solución espumante 141-ES-15 interactúa muy bien con el crudo Chitamena E-2 y de esta manera se garantiza que la espuma no generará un daño potencial al contacto con el crudo de formación. La Figura 5 muestra el aspecto físico de que presentan los fluidos a 85 °C.

Tabla 1. Análisis de compatibilidad: Crudo Chitamena E-2, Producto 141-ES-15 @ T = amb

Tiempo (min.)	50% CRUDO – 50% Salmuera				20% CRUDO – 80% Salmuera				80% CRUDO – 20% Salmuera			
	%AL	%IF	%EM	%OIL	%AL	%IF	%EM	%OIL	%AL	%IF	%EM	%OIL
1	10	2	88	0	5	93	93	0	0.5	0	99.5	0
5	50	1	49	0	20	0.5	79.5	0	10	0	90	0
10	30	20	0	0	80	0	0	20	20	0	0	80
20	50	0	0	50	80	0	0	20	20	0	0	80
30	50	0	0	50	80	0	0	20	20	0	0	80
60	50	0	0	50	80	0	0	20	20	0	0	80
180	50	0	0	50	80	0	0	20	20	0	0	80
240	50	0	0	50	80	0	0	20	20	0	0	80

Tabla 2. Análisis de compatibilidad: Crudo Chitamena E-2, Producto 141-ES-15 @ T=85°C

Tiempo (min.)	50% CRUDO – 50% SE				80% CRUDO – 20% SE				20% CRUDO – 80% SE			
	%AL	%IF	%EM	%OIL	%AL	%IF	%EM	%OIL	%AL	%IF	%EM	%OIL
1	7	2	91	0	0	1	0	99	80	0	0	20
5	50	0	0	50	18	0	2	80	80	0	0	20
10	50	0	0	50	20	0	0	80	80	0	0	20
20	50	0	0	50	20	0	0	80	80	0	0	20
30	50	0	0	50	20	0	0	80	80	0	0	20
60	50	0	0	50	20	0	0	80	80	0	0	20
180	50	0	0	50	20	0	0	80	80	0	0	20
240	50	0	0	50	20	0	0	80	80	0	0	20



Mezcla 20% Crudo-80% Mezcla 50% Crudo-50% Mezcla 80% Crudo-20%

Figura 5. Aspecto físico de mezclas fluido divergente con crudo a T=85°C

3.2. Estudio de Canalización de Gas sobre un núcleo de formación naturalmente fracturado

Para la realización del experimento se consideró necesario optimizar el montaje experimental mediante el diseño de una trampa de fluidos permitiendo la obtención de datos para la construcción de una curva de recobro de crudo contra volúmenes porosos de gas inyectados. La evaluación de la canalización del gas en el medio fracturado se realiza de acuerdo al montaje esquematizado en la Figura 6.

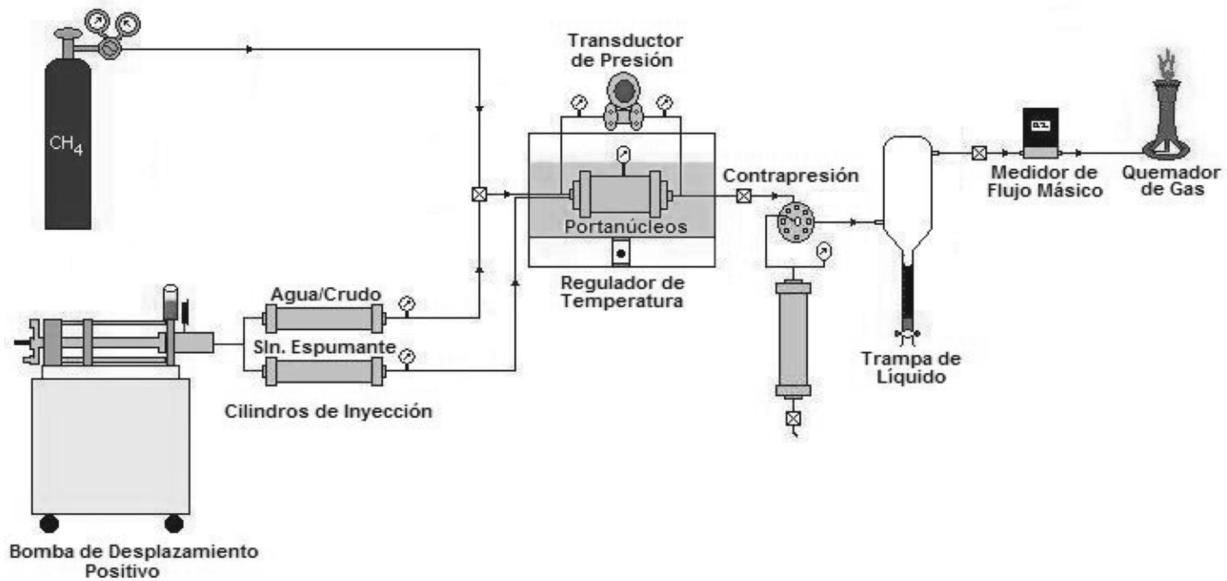


Figura 6. Esquema del montaje.

El experimento se realizó a condiciones de yacimiento, una temperatura de 185°F, una presión de poro de 1500 lpc y una presión de sobrecarga variable entre 4000 y 6000 psi.

Para obtener una buena saturación en núcleos fracturados es necesario garantizar que la fractura esté totalmente cerrada evitando la canalización de fluidos y así recobrar el agua y el aceite almacenados en la matriz de la roca. Existe un valor de presión de confinamiento a partir del cual se reduce el aporte de permeabilidad de la fractura, es decir, el sistema se puede considerar nuevamente como un sistema matricial. Para estimar este parámetro se fija un valor de caudal de inyección de agua de formación, se calcula la permeabilidad absoluta a diferentes valores de presión de sobrecarga. Si se tiene un estimativo de la permeabilidad de la matriz, la prueba finaliza cuando se alcanza un valor cercano a éste. De lo contrario, se debe analizar la variación de la permeabilidad a cada presión de confinamiento y detener la prueba cuando el cambio de permeabilidad no sea importante o tienda a estabilizarse para un cambio importante de presión, se asumió como criterio una variación de permeabilidad menor del 20% del valor para un cambio de presión de sobre carga del orden de 1500 psi. A estas condiciones se considera que la fractura se encuentra cerrada, la presión final aplicada será entonces la presión de cierre de la fractura PFC. Para evaluar el efecto de la espuma se trabajará a condiciones de fractura abierta, esta será aquella presión a la cual se logra evitar la canalización del fluidos alrededor del empaque de caucho en el cual es colocado el nucleo de roca, pero será una presión a la cual se observa un valor de permeabilidad significativamente más alto que el obtenido a condiciones de presión de cierre.

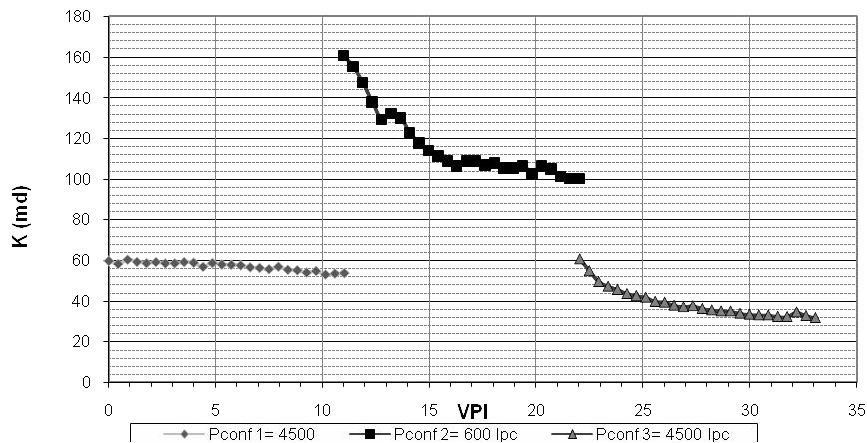


Figura 7. Presiones de apertura y cierre de fractura en la muestra de roca.

Esta condición de presión será entonces presión de fractura abierta PFA. En la Figura 7 se observa claramente que la presión de Fractura abierta es de 600 psi para la cual se tiene una permeabilidad de 105 mD, en tanto la presión de cierre de fractura PFC es de 4500psi para la cual se tiene una permeabilidad de 50 mD.

Este estudio se realizó a dos escenarios de saturación antes y después de un proceso de restauración de humectabilidad. Para la realización de la prueba de restauración de humectabilidad se usa crudo recombinado (combinación de aceite tomado en superficie, con la cantidad de gas adecuada para llevarlo a las mismas condiciones de su estado original), debido a que es necesario garantizar que las solubilidades de los componentes que alteran la humectabilidad del medio se mantengan en el rango en el que se encuentran en yacimiento. El tiempo de envejecimiento necesario para alcanzar la restauración de la humectabilidad, se define como aquel al cual se alcanza el equilibrio roca-fluido y después del cual no hay cambios apreciables en la humectabilidad respecto al tiempo. Este depende del tipo de roca y de los fluidos con la cual es saturada, esto explica porque diferentes autores proponen diferentes tiempos (Anderson, 1987), pero la mayoría plantean que el equilibrio se alcanza en menos de una semana, algunos proponen que un tiempo de 30 días es suficiente para que el proceso de añejamiento sea exitoso; Wendel citado por Anderson, 1987; plantea que es necesario un tiempo de al menos 1000 horas (40 días), pues este es el tiempo requerido para que el ángulo de contacto medido sobre una superficie plana se aproxime a su valor de equilibrio, sustentado además en varios experimentos que confirman su teoría. Es posible alcanzar el equilibrio de absorción antes de 1000 horas, sin embargo se propone que la restauración se haga durante este tiempo para no incurrir en errores, este fue el criterio que se asumió en este estudio.

4. RESULTADOS

A continuación se presentan las curvas de recobro de crudo contra volúmenes porosos inyectados. En la figura 8 se presenta el resultado obtenido cuando en la muestra de roca, antes de ser sometida al proceso de restauración de humectabilidad, se inyecta gas para desplazar crudo a condiciones de saturación residual de agua. En este proceso de desplazamiento se construye una curva de recobro de aceite teniendo la muestra de roca a condiciones de fractura cerrada. Luego se resatura la muestra con aceite y se realiza un nuevo desplazamiento de gas a condiciones de fractura abierta después de haber generado la espuma en la fractura. Se observa que cuando se realiza el desplazamiento a fractura cerrada el máximo recobro logrado es el 60% del volumen poroso. En tanto que si el desplazamiento se realiza con la fractura abierta y generando la espuma en la fractura, el recobro que se logra es del orden del 70% del volumen poroso. Es entonces evidente que en el segundo desplazamiento el recobro es más eficiente que en el primero. Finalmente puede observarse que el recobro adicional de crudo en el sistema fracturado por efecto de inyección de la espuma es 17%.

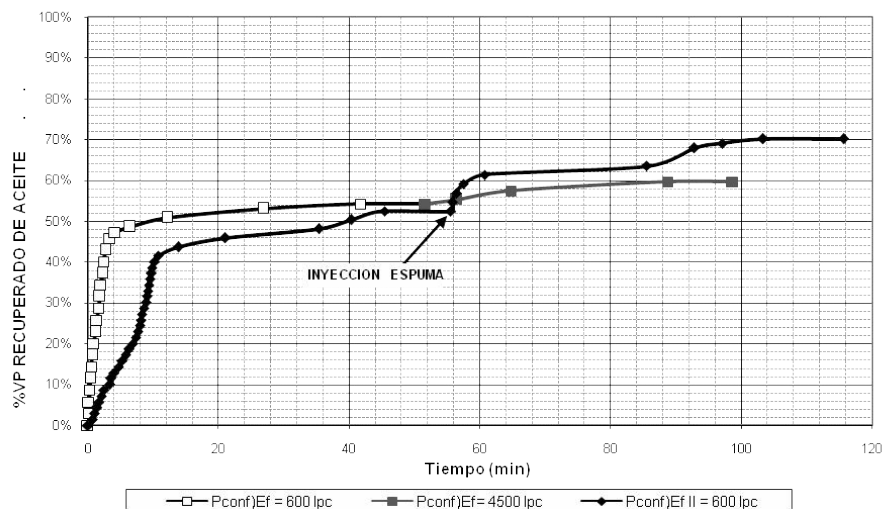


Figura 8. Curva de recobro de Aceite escenario Swr.

En la Figura 9 se presenta el resultado obtenido cuando en la muestra de roca, antes de ser sometida al proceso de restauración de humectabilidad, se inyecta gas para desplazar crudo a condiciones de saturación residual de aceite. En este proceso de desplazamiento se construye una curva de recobro de agua y aceite teniendo la muestra de roca a condiciones de fractura cerrada. Luego se resatura la muestra con aceite y agua y se realiza un nuevo desplazamiento de gas a condiciones de fractura abierta después de haber generado la espuma en la fractura. Se observa que cuando se realiza el desplazamiento a fractura cerrada el máximo recobro de líquidos logrado es el 60% del volumen poroso. En tanto que si el desplazamiento se realiza con la fractura abierta y generando la espuma en la fractura, el recobro de fluidos que se logra es del orden del 72% del volumen poroso. Es entonces evidente que en el segundo desplazamiento el recobro es más eficiente que en el primero. Finalmente se obtuvo un recobro adicional de crudo de 4% en el sistema fracturado por efecto de inyección de la espuma.

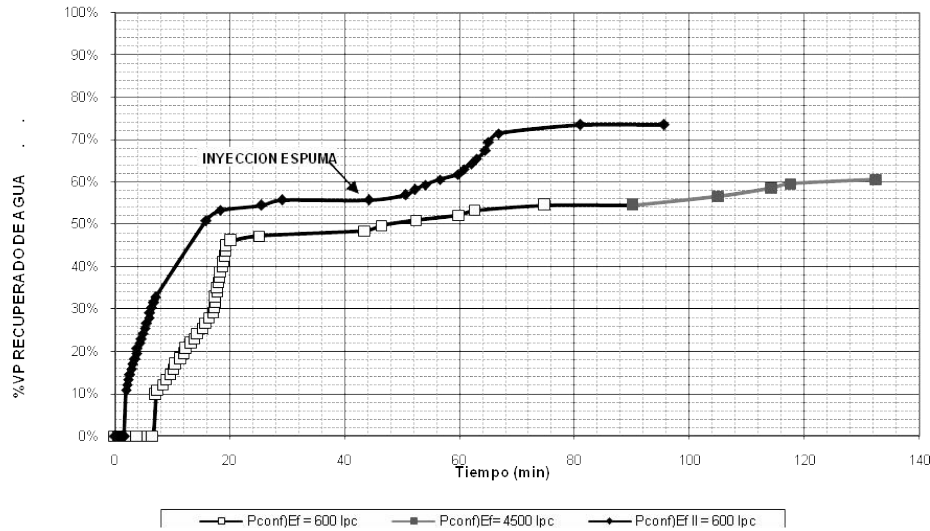


Figura 9. Curva de recobro de líquidos escenario Sor.

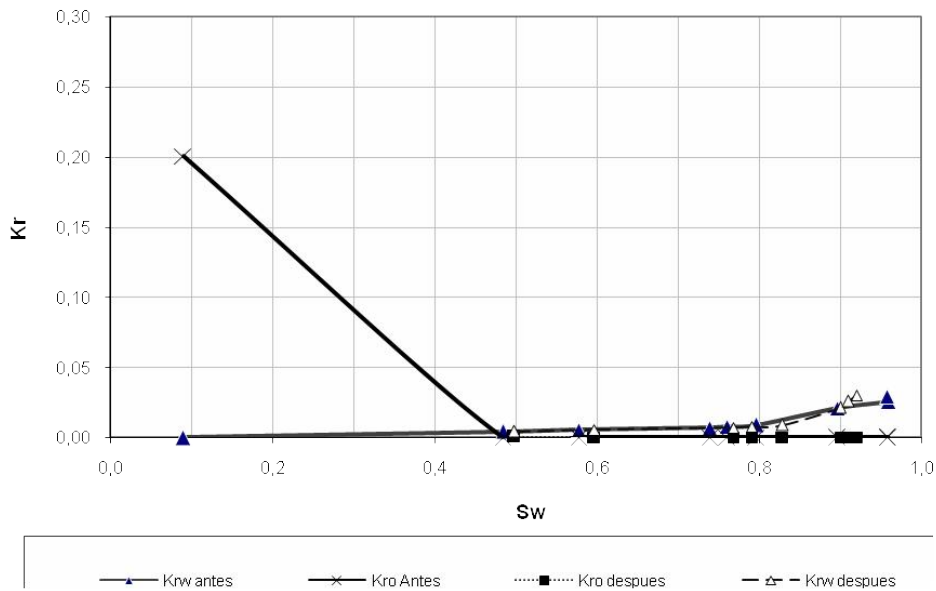


Figura 10. Curvas de permeabilidad relativa antes y después del proceso de restauración de humectabilidad

En la Figura 10 se pueden observar las curvas de permeabilidad relativa antes y después del proceso de restauración de humectabilidad. Es evidente que el sistema se mantiene fuertemente humectable al aceite lo cual se verifica en los altos valores de permeabilidad efectiva al aceite a Sw_r antes y después del proceso de restauración de humectabilidad, a los bajos valores de permeabilidad efectiva al agua a S_{or} . Además los altos valores de las pendientes de las curvas de aceite y los bajos valores de las pendientes de las curvas de K_r para el agua y para el aceite.

En la Figura 11 se presenta el resultado obtenido cuando en la muestra de roca, después de ser sometida a un proceso de restauración de humectabilidad, se inyecta gas para desplazar crudo a condiciones de saturación residual de agua. En este proceso de desplazamiento se construye una curva de recobro de aceite teniendo la muestra de roca a condiciones de fractura cerrada. Luego se resatura la muestra con aceite y se realiza un nuevo desplazamiento de gas a condiciones de fractura abierta después de haber generado la espuma en la fractura. Se observa que cuando se realiza el desplazamiento a fractura cerrada el máximo recobro logrado es el 58% del volumen poroso. En tanto que si el desplazamiento se realiza con la fractura abierta y generando la espuma en la fractura, el recobro que se logra es del orden del 69% del volumen poroso. Aunque existe una pequeña variación se verifica que el resultado obtenido es muy similar al presentado en la Figura 8, esto se explica debido a que el proceso de restauración de humectabilidad no cambio sustancialmente las condiciones de humectabilidad de la roca. Finalmente puede observarse que el recobro adicional de crudo en el sistema fracturado por efecto de inyección de la espuma es 18%.

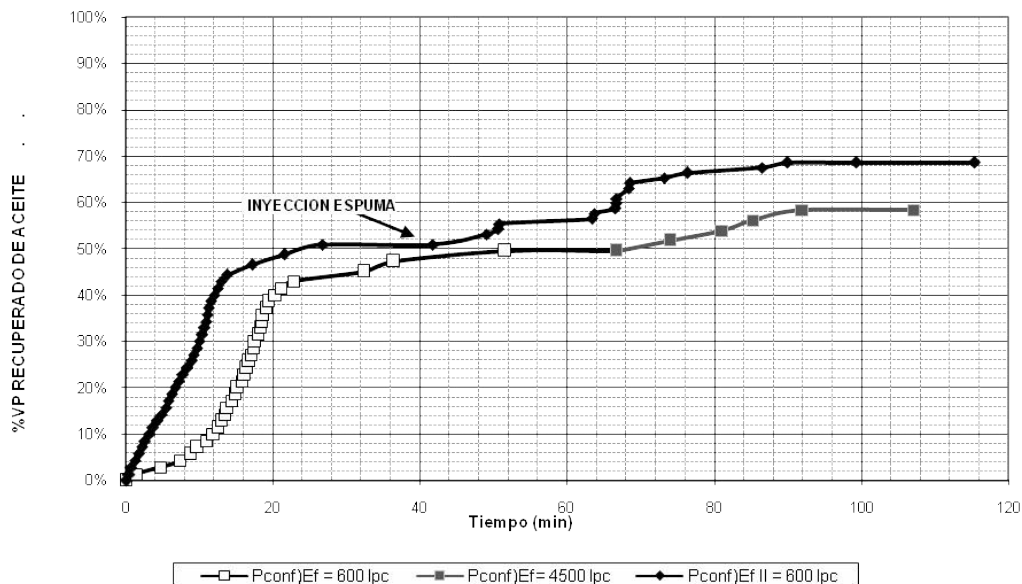


Figura 11. Curva de recobro de Aceite escenario Sw_r después del proceso de restauración.

En la Figura 12 se presenta el resultado obtenido cuando en la muestra de roca, después de ser sometida a un proceso de restauración de humectabilidad, se inyecta gas para desplazar agua y crudo a condiciones de saturación residual de aceite. En este proceso de desplazamiento se construye una curva de recobro de aceite teniendo la muestra de roca a condiciones de fractura cerrada. Luego se resatura la muestra con aceite y agua y se realiza un nuevo desplazamiento de gas a condiciones de fractura abierta después de haber generado la espuma en la fractura. Se observa que cuando se realiza el desplazamiento a fractura cerrada el máximo recobro logrado es el 55% del volumen poroso. En tanto que si el desplazamiento se realiza con la fractura abierta y generando la espuma en la fractura, el recobro que se logra es del orden del 67% del volumen poroso. Aunque el recobro final no difiere mucho del presentado en la Figura 9 si se observa que las trayectorias de las curvas de recobro coinciden hasta la generación de la espuma y solo se diferencia después de generada ésta. Finalmente se obtuvo un recobro adicional de crudo de 6% en el sistema fracturado por efecto de inyección de la espuma.

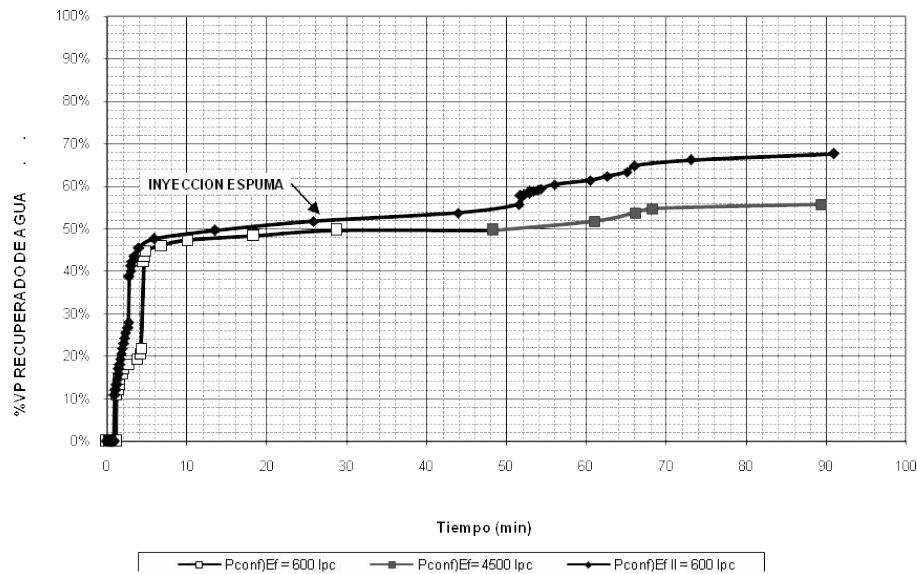


Figura 12. Curva de recobro de líquidos escenario Sor después del proceso de restauración.

5. CONCLUSIONES

- Se encontró que la espuma actúa de manera eficiente como fluido divergente para bloquear fracturas y barrer fluidos que en general se encuentran en la matriz. Obteniendo para un escenario de Swr un recobro adicional de aceite de 17 y 18% antes y después de proceso de restauración de humectabilidad. Bajo el escenario Sor el recobro adicional de líquido fue de 17 y 16% en el cual, el recobro adicional de aceite fue de 4 y 6% antes y después del proceso de restauración de humectabilidad de la muestra BKB-44.
- La muestra presenta un alto grado de humectabilidad al aceite y los cambios en la humectabilidad son mínimos antes y después del proceso de restauración, tal como se observa en la figura 10. Sin embargo, se puede intuir que el proceso de lavado es más crítico en sistemas que son originalmente humectables al agua que en aquellos que son mojados por aceite. De donde se concluye que el proceso de lavado no tiene un impacto importante sobre los resultados finales en la prueba de restauración de humectabilidad.
- Se puede verificar que la espuma no tiene un efecto importante sobre la humectabilidad del sistema, dado que antes y después de la restauración los resultados obtenidos fueron similares.
- En general se recomienda el uso de la espuma como agente divergente, dado que el aumento en el recobro fue hasta de 18% del aceite residual en la matriz.

Nomenclatura

- SE: Solución Espumante
 AL: Agua Libre
 IF: Interfase
 EM: Emulsión
 amb: Ambiente
 Sor: Saturación residual de aceite.
 Swr: Saturación residual de agua.
 VP: Volumen poroso, cc.
 Φ : Porosidad.
 VPi: Volúmenes porosos inyectados.
 K: Permeabilidad, md.
 Kor: Permeabilidad relativa al aceite, md.

Kwr: Permeabilidad relativa al agua, md.
q: Caudal de flujo, cc/min.
Np: Aceite recuperado, cc.
PFC: Presión de sobrecarga de fractura cerrada, 4500 lpc.
PFA: Presión de sobrecarga de fractura abierta, 600 lpc.
P: Presión, lpc.
Factores de conversión SI
md \times 1.0132 E-03 = m²
psi \times 6.895 E+03 = Pa
cc E+03 = m³

BIBLIOGRAFIA

1. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 1990. Recommended Practices for Laboratory Evaluation of Surface Active Agents for Well Stimulation RP 42. Second Edition.
2. Anderson, W.G., 1987. Wettability Literature Survey - Part 5: The Effects Of Wettability On Relative Permeability. J.P.T.
3. Bernadiner, M.G., Thompson, K.E. and Foglerh, S., 1992. Effect of Foam Used During Carbonate Acidizing. SPE Production Engineering.
4. Bertin, H. J., Apaydin, O. G., Castanier, L. M., and . Kovscek, A. R., 1998. Foam Flow in Heterogeneous Porous Media: Effect of Crossflow, SPE 39678.
5. Bonilla, L.F. and Shah, S., 2000. Experimental Investigation on the Rheology of Foams, SPE 59752.
6. Burman, J.W. and Hall, B.E., 1987. Foam-diverting Technique Improved Sandstone Acid Jobs. World Oil.
7. Chang, S.H. and Grigg, R.B., 1999. Effects of Foam Quality and Flow Rate on CO₂. Foam Behavior at Reservoir Temperature and Pressure, SPE 56856.
8. Clancy, J.P. and Gilchrist, R.E., s.a. Nitrogen for the Enhanced Recovery of Oil and Gas. SPE 9912.
9. Elson, T.D. and Marsden, S.S.Jr., 1978. The Effectiveness of Floam Agents at Elevated Temperatures Over Extend Periods Of Time. SPE 7116.
10. Llaw, F.M., Chung, F.T-H, Louvier, R.W. and Hudgins, D.A., s.a. Foams as Mobility Control Agents for Oil Recovery by Gas Displacement, SPE/DOE 20245 1
11. Falls, A.H., Lawson, J.B and Hirasaki, G.J., 1988. The Role of Noncondensable Gas in Steam Foams. JPT.
12. Farouq, A. and Rawya, J. S., 1986. Function, Characteristics of EOR Foam Behavior Covered in Laboratory Investigations. Oil & Gas.
13. Friedmann, F. and Jensen, J.A., 1986. Some Parameters Influencing the Formation and Propagation of Foams in Porous Media, SPE 15087.
14. Gall, J.W., 1985. Steam Diversion by Surfactants. SPE 14390.
15. Giraldo, L. A. y Restrepo, A., 1998. Evaluación del Daño de Formación Causado por la Invasión de Fluidos de Perforación, Formación Mirador, Campo Cupiagua. Trabajo de Grado, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, Colombia.
16. Gutierrez, R. y Martínez, E., 2005. Selección y Evaluación de las Espumas como Alternativa de Recobro Mejorado. Estudio de Laboratorio.
17. Heller, J.P., 1984. Reservoir Application of Mobility Control Foams in CO₂ Floods. SPE/DOE 12644.

18. Hirasaki, G.J. and Lawson, J.B., 1983. Mechanisms of Foam Flow in Porous Media - Apparent Viscosity in Smooth Capillaries. SPE 12129.
19. Hoit, T., Vassenden, F. and Svorstal, I., 1996. Effects of Pressure on Foam Stability; Implications for Foam Screening, SPE 35398.
20. Isaacs, E.E., McCarthy, F.C. and Maunder, J.D., 1986. Investigation of Foam Stability in Porous Media at Elevated Temperatures. SPE 15647.
21. Khatib, Z.I., Hirasaki, G.J. and Falss, A.H., 1986. Effects of Capillary Pressure on Coalescence and Phase Mobilities in Foams Flowing Through Porous Media. SPE 15442.
22. Lake, L., 1989. Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall.
23. Lau, H.C. and O'Brien, S.M., 1985. Surfactant Transport Porous Media in Steam Foam Processes. SPE 14391.
24. Llaw, F.M., Chung, F.T-H., Louvier, I.R.W. and Hudgins, D.A., 1990. Foams as Mobility Control Agents for Oil Recovery by Gas Displacement, SPE 20245.
25. Lopera, S.H., 2007. Notas Analisis Petrofisicos Basicos y Especiales, Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.
26. Lopera, S.H., 1996. Permeabilidad Relativa, Trabajo de Promoción a Profesor Asistente: Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín.
27. Lopera, S.H., Ocampo, A. A., 1992. Diseño y Construcción de Equipo para Analisis Petrofisicos Especiales, Trabajo de Grado, Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín.
28. Lopera, S.H., Alzate, G, Ruiz, M.. et al., 2005. Mejoramiento de la Productividad del Campo Cupiagua para la Compañía British Petroleum. Reporte Final presentado a BP EXPLORATION Colombia.
29. Maini, B.B. and MA, V., 1984. Relationship Between Foam Stability Measured in Static Test and Flow Behavior of Foam in Porous Media. SPE 13073.
30. McPhee, C.A., Tehrani, A.D.H. and Jolly, R.P.S., 1988. Foam Flooding of Cores under North Sea Reservoir Conditions, SPE/DOE 17360.
31. Mastmann, M., Moustakis, M. L. and Bennion, D. B., 2001. Predicting Foamy Oil Recovery, SPE 68860.
32. Nikolov, A.D., Wasan, D.T., Huang, D.W. and Edwards, D.A., 1986. The Effect of Oil on Foam Stability: Mechanisms and Implications for Oil Displacements by Foam in Porous Media. SPE 15443.
33. Radke, C.J. and Ransohoff, T.C., 1986. Mechanisms of Foam Generation in Glass Bead Packs. SPE 15441.
34. Ransohoff, T.C. and Radke, C.J., 1988. Mechanisme of fload generation in glass-bed packs. SPE reservoir engineering.
35. Romero, L. and Kantzas, A., 2004. The Effect of Wettability and pore geometry on foamed Gel Blockage performance in gas and water producing zones, SPE 89388.
36. Shan, D. and Rossen, W.R., 2004. Optimal Injection Strategies for Foam IOR, SPE 88811.
37. Sattler, A.R., Hudson, P.J., Rainble, C.J., Gall, B.L. and Maloney, D.R., 1986. Laboratory Studies for the Design and Analysis Fractured Stimulations in Lenticular, Tight Gas Reservoirs, SPE 15245.
38. Vassenden, F., Holt, T., Moen, A. and Ghaderi, A., 2000. Foam Propagation in the Absence and Presence of Oil, SPE 59284.
39. Zhu, T., Strycker, A., Raible, C.J. and Vineyard, K., 1998. Foams for Mobility Control and Improved Sweep Efficiency in Gas Flooding, SPE 39680.