

# Influence of foam formulation on the porous medium for improved recovery of hydrocarbons

Inés C. Hernández , Juan Pereira\* 

Laboratorio de Petróleo Hidrocarburo y Derivados (PHD), Departamento de Química. Facultad Experimental de Ciencias y Tecnología. Universidad de Carabobo. Valencia, Venezuela.



<https://doi.org/10.54139/revinguc.v30i1.288>

**Abstract.-** The surfactant systems are highly interested in the oil industry due to their multiple technological applications, especially in the improved recovery of hydrocarbons in the deposits. In the present work, heterogeneous micro porous one-dimensional systems were developed to measure the influence of foam injection, using three surfactants at different concentrations (0,1; 1; 5; 10 % m/v). As a result, the highest displacement and recovery efficiency was achieved with the SDS surfactant at the concentration of 5,0 %, obtaining a 70 % yield in extraction compared to the other concentrations evaluated. This result demonstrated its applicability in developing national technologies for enhanced recovery based on foam injection.

**Keywords:** foam, formulation, improved recovery, surfactants.

## Influencia de la formulación de espumas en medios porosos para procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos

**Resumen.-** Los sistemas surfactantes presentan un alto interés en la industria petrolera por sus múltiples aplicaciones tecnológicas, en especial en los procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos en los yacimientos. En el presente trabajo se desarrollaron sistemas unidimensionales micro porosos heterogéneos para medir la influencia de la inyección de espuma, empleando tres surfactantes a diferentes concentraciones (0,1; 1,0; 5,0; 10,0 % m/v). La mayor eficiencia de desplazamiento y recuperación se alcanzó con el surfactante SDS a la concentración de 5,0 %, al obtener un 70 % de rendimiento en extracción, en comparación con las demás concentraciones evaluadas. Este resultado demostró su aplicabilidad en el desarrollo de tecnologías nacionales para la recuperación mejorada en base a la inyección de espumas.

**Palabras clave:** espuma; formulación; recuperación mejorada; surfactantes.

Recibido: 20 de noviembre, 2022.

Aceptado: 06 de marzo, 2023.

### 1. Introducción

Los sistemas surfactantes tienen un enorme interés industrial debido a sus múltiples aplicaciones tecnológicas, destacando sus usos como productos auxiliares en la industria de los hidrocarburos [1, 2]. Surge, además, como un prometedor y rentable proceso de recuperación mejorada de crudo al combinar inundaciones de surfactante con inyección de gas para generar espuma, ofreciendo la posibilidad de mejorar la eficiencia de barrido y el control de la movilidad del crudo [3].

La explotación de crudo pesado tradicionalmente comienza con métodos de agotamiento natural y/o drenaje por agua, dando como resultado bajo recobro [4].

De las tres categorías principales de enfoques como técnica de recuperación mejorada (EOR, por sus siglas en inglés), como los son: recuperación térmica, inyección de gas e inyección de químicos. La inyección de vapor ha sido implementada desde los años 50 a través de la estimulación de vapor cíclica (CSS, por sus siglas en inglés), inyección continua o remojo con vapor, y SAGD (drenaje por gravedad asistido con vapor) [5, 6].

No obstante, el alto costo energético asociado a la inyección de vapor para disminuir la viscosidad del crudo en la formación y el costo asociado a la alta producción de CO<sub>2</sub> [7], hacen que las tecnologías

\* Autor para correspondencia:

Correo-e: jcpereir@uc.edu.ve (J. Pereira)

basadas en vapor sean menos atractivas, por lo que muchas compañías en la industria han estado activamente tratando de encontrar otras alternativas y mejoras tecnológicas de recuperación [8, 9].

Por otra parte, hay que destacar que tanto la inyección de gas e inyección de químicos, han sido uno de los métodos ampliamente utilizados para EOR con las ventajas de operación práctica y bajo costo [10, 11]. Destacando, que los métodos EOR químicos, incluyen principalmente inundaciones de: polímeros, alcalinas, surfactantes, y sus diversas combinaciones, tales como las inundaciones con Alcalinos-Surfactantes Polímeros (ASP) [12, 13]. Por lo tanto, diferentes productos químicos representan diferentes mecanismos para mejorar la recuperación del petróleo [14].

En este trabajo, abordaremos la técnica de inundación de espuma, la cual se ha implementado en las recuperaciones de petróleo y gas durante más de 60 años [15, 16, 17, 18]. Siendo una tecnología prometedora, que utiliza la espuma como medio de desplazamiento [19, 20, 21].

La espuma es una mezcla gas/líquido que contiene grandes cantidades de burbujas de gas distribuidas en una pequeña cantidad de acumulaciones de líquido [16]. Las espumas acuosas tienen la capacidad de superar algunos desafíos de campo críticos asociados con la inyección de gas. Tales como canalización de gas, anulación gravitacional y digitación viscosa, causada por la diferencia del fluido inyectado y propiedades de los fluidos del yacimiento [22, 11].

En numerosos estudios se han discutido los diferentes factores que afectan el rendimiento de la espuma en medios porosos, incluyendo tipos y concentraciones de surfactantes, condiciones del yacimiento, permeabilidad del núcleo, saturación de petróleo, etc. Entre estos estudios destacamos: [23], quienes estudiaron el efecto de la concentración de dodecilsulfato de sodio (SDS) en la textura de la espuma y el comportamiento del flujo en medios porosos.

Hassan [24] quienes investigaron experimentalmente la caracterización de espumas relacionados con EOR, utilizando la técnica inteligente de inundación de espuma asistida por agua (SWAF) incluyendo espumabilidad y estabilidad de la

espuma. Dichos procesos fueron examinados utilizando dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y nitrógeno ( $\text{N}_2$ ).

Por otra parte, He [25], estableció un modelo de factor de resistencia de la espuma, evaluando la relación de su capacidad de taponamiento (en función de la permeabilidad relativa del gas) y su sensibilidad a los parámetros de cambios (radio del poro, viscosidad del líquido, radio de la burbuja, relación gas-líquido). Mientras que, Xiong [26], evaluó en medios porosos carbonatados, el efecto de diferentes tensioactivos para EOR, en relación con el rendimiento de la espuma, así como también, determinó la formulación óptima, a condiciones de alta salinidad y temperatura.

Li, X., *et al.* [27], desarrollaron un novedoso sistema de espuma aplicado en yacimientos fracturados de baja permeabilidad, que consta de partículas de nano- $\text{SiO}_2$ , tixotrópicas en agua polímero trópico (WTP) y dodecilsulfonato de sodio (SDBS). Con la ayuda de la tecnología de resonancia magnética nuclear (RMN).

Teniendo en cuenta de que, un medio poroso es una matriz sólida con poros interconectados. Macroscópicamente, el transporte de espuma se relaciona con la tendencia del fluido a adherirse a la superficie de formación cuando están presentes otros tipos de fluido como la humectabilidad a la roca, reducción de la tensión interfacial y la presión capilar ( $P_c$ ). Para la espuma, la presión capilar es la diferencia entre el gas y la presión en fase líquida. Yan [28], considera la ecuación generalizada de Young-Laplace y la función de la presión de ruptura para definir a la presión capilar como se muestra en la ecuación (1):

$$P_c = 2\gamma H_m + \Pi(h) \quad (1)$$

Donde  $P_c$  es la presión capilar,  $H_m$  es la curvatura interfacial media de la película, y  $\gamma$  es la tensión superficial.  $\Pi$  es la presión disjunta de la película.  $\Pi$  es una función del espesor de la película, ( $H$ ). Los valores positivos de  $\Pi$  reflejan las fuerzas netas de película repulsiva, y los valores negativos de  $\Pi$  indican las fuerzas de atracción netas. La presión capilar depende de la saturación del líquido [29].

De lo anterior, se puede establecer que en un medio poroso impregnado por hidrocarburos el transporte de espuma a través de él va a depender de reducción de la tensión interfacial y/o  $P_c$ , o un cambio en humectabilidad de la roca.

No obstante, existen dos métodos para la formación de espuma. En el primero de ellos, un gas previamente disuelto en un líquido se libera por un cambio físico, por lo general por un descenso de la presión o un aumento de la temperatura. En el segundo caso, un aparato mecánico permite introducir burbujas de gas en el seno del líquido, por lo general por agitación violenta o burbujeo [30].

Durante el proceso de formación de espuma las burbujas se amontonan unas sobre otras, formando películas líquidas entre ellas. Estas películas son sometidas a esfuerzos de estiramiento y es indispensable que ellas no se rompan, ya que la espuma se forma a partir de la acumulación de burbujas. Una vez formada la espuma ésta tiende a adsorberse en las superficies o en las interfases al ponerla en contacto con un medio externo [2].

Una vez absorbidas en las superficies, estas moléculas tensoactivas producen un descenso notable de la tensión superficial que puede pasar de 72 mN/m por superficie aire-agua a 30 mN/m para una solución diluida de surfactante, y muchas veces hasta menos. En lo que concierne a las interfases agua-aceite, ciertos productos pueden disminuir su tensión a valores extremadamente bajos del orden de 0,001 nN/m. Entre más se disminuye la tensión más fácil se crea un área superficial o interfacial [30].

Un surfactante es una molécula que busca una interface y químicamente tiene afinidad tanto por el agua como el aceite, lo cual promueve su migración hacia la interfase en dos líquidos, entre un líquido y un gas, entre un líquido y un sólido, pueden cambiar las condiciones existentes [31]. En la Figura 1, se ilustra la acción de los surfactantes sobre el medio poroso.

Los surfactantes son susceptibles de compatibilizar el agua con los aceites permitiendo la formación de estructuras que asocian agua y aceites en una sola fase llamada solución micelar. Esta acción compatibilizadora se denomina solubilización.

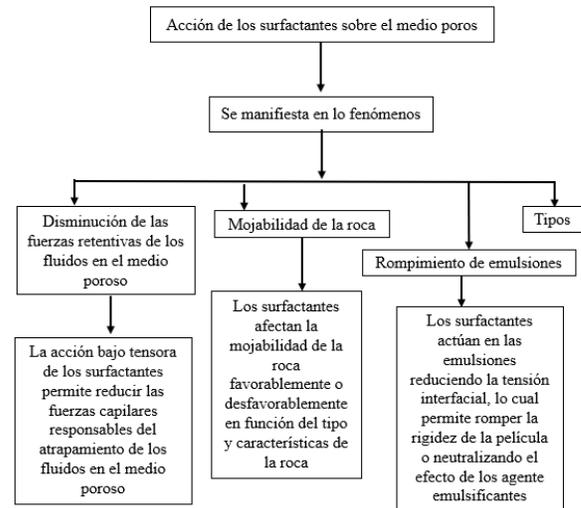


Figura 1: Acción de los surfactantes sobre el medio poroso

En este sentido, en el presente artículo se discutirá la influencia de la formulación de espuma sobre el medio poroso, en función de cómo las inundaciones de surfactantes y gas pueden reducir la tensión interfacial entre el hidrocarburo y el agua, nuestro énfasis está en las propiedades de la espuma (espumabilidad y estabilidad de la espuma) y de ese modo, Se espera que las conclusiones de este documento agreguen información valiosa para identificar las condiciones óptimas, para producir un alto factor de recuperación.

## 2. Materiales y equipos empleados

Se empleó agua destilada, como fase acuosa (pH 7, conductividad 0,5  $\mu\text{S}/\text{cm}$  y tensión interfacial 72 dina/cm).

### 2.1. Surfactantes

Fueron seleccionados por medio de pruebas de laboratorio para verificar su comportamiento y garantizar que no se produzcan efectos no deseados. En estos estudios se utilizaron los siguientes surfactantes:

- Dodecilsulfato sódico (SDS o NaDS) ( $\text{C}_{12}\text{H}_{25}\text{NaO}_4\text{S}$ ), (Figura 2), también conocido como laurilsulfato sódico (SLS), es una molécula que posee un segmento polar y otro apolar. A partir de una concentración

conocida como Concentración Micelar Crítica (CMC), es capaz de auto ensamblarse en micelas [? ].

El surfactante iónico empleado posee una pureza del 99 %. La concentración micelar crítica (CMC) en agua pura a 25 °C es aproximadamente 8,2 mM y el número de agregación es considerado alrededor de 50.

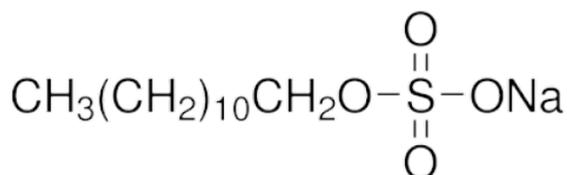


Figura 2: Molécula del Dodecilsulfato sódico (SDS)

- En cuanto al sulfonato de alquilbenceno lineal (en inglés, Linear Alkylbenzene Sulphonate), LAS (o LABS) o dodecilbencenosulfonato de sodio (Figura 3), tenemos que es un tensioactivo aniónico (SDBS).

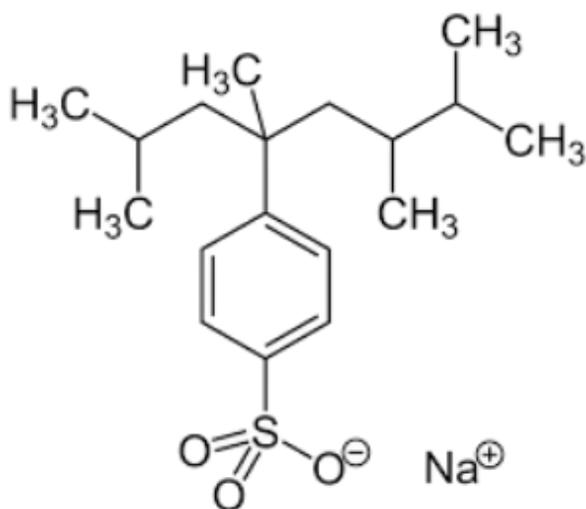


Figura 3: Molécula del Dodecilbencenosulfonato (SBDS)

Los sulfonatos de alquilbenceno lineales [32], son muy solubles en agua, incluso a baja temperatura, tienen muy buena acción detergente, elevado poder espumante, gran biodegradabilidad, facilidad de procesamiento y

escaso coste de fabricación. Es muy estable y compatible con todo tipo de ingredientes presentes en los productos en los que se emplea. Ello, gracias a su carácter anfipático de sus moléculas, las cuales están formadas por las siguientes partes:

- Parte polar o hidrófila: la presencia de los grupos sulfonato,  $\text{SO}_3^-$ , ionizados y con carga negativa, hace que esta parte de la molécula sea soluble en agua.
- Parte apolar o hidrófoba: la cadena hidrocarbonada (alquílica) no es soluble en agua. Ya que, cuanto más larga sea la cadena, menos soluble es el compuesto. No obstante, cuando disolvemos estos compuestos, se concentran en la superficie del agua, con sus colas hidrófobas hacia fuera y las cabezas hidrófilas disueltas en agua. Esto disminuye la tensión superficial y favorece la limpieza mediante el mecanismo de formación de micelas.

Otra posible organización de estas moléculas cuando están disueltas en agua es formando micelas. Las moléculas individuales se orientan de tal modo que juntan sus partes hidrófugas formando burbujas con esas partes hidrófugas dirigidas hacia el centro, y los restos solubles en agua quedan entonces en la periferia disueltos en el agua. Estas estructuras se denominan micelas. Ayudan a disolver las grasas y otras moléculas no solubles en agua, pues quedan atrapadas en el interior de estas micelas.

- Las aminas etoxiladas: son surfactantes no iónicos formados a partir de la reacción de alquilaminas con óxido de etileno. A continuación, en la Figura 4 se muestra el grupo funcional:

Estos tensioactivos juegan un papel importante en los mercados de Oil & Gas y Crop Solutions, así como en el procesamiento textil. Actúan como solubilizantes, humectantes, anticorrosivos y adyuvantes [33].

En esta investigación se usó específicamente, el GENAMINOX (Figura 5), un producto de la línea de productos de Clariant, surfactante

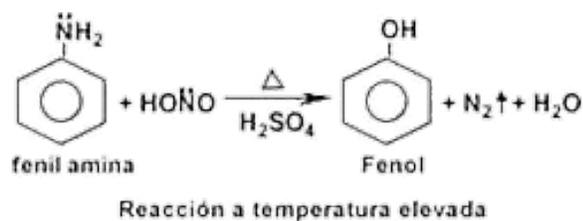


Figura 4: Grupo funcional de las aminas etoxiladas

anfótero, que permite que las formulaciones más eficaces y compatibles con el medio ambiente para los limpiadores de superficie superficial (HSC).



Figura 5: Diluciones del Genaminox empleado

### 3. Procedimiento experimental

En la Figura 6, se muestra el procedimiento que se siguió para las once (11) pruebas experimentales, realizadas a diversas concentraciones de surfactantes. Procedimiento que se emplea en PDVSA-INTEVEP [34], para realizar pruebas de desplazamiento.

En líneas generales de estos procedimientos se desprenden tres (3) pasos a seguir, los cuales se describen a continuación:

#### 3.1. Acondicionamiento de la celda

##### Selección del surfactante y preparación de soluciones

La selección de surfactante se hizo de acuerdo con su capacidad espumante y a sus características estructurales. Este paso se realizó paralelamente a la preparación del medio poroso para cada una de las soluciones a las diferentes concentraciones de surfactantes. Como se describe a continuación:

En un vaso de precipitado de 100 mL, se pesó 25,0046 g de SDS a 99,98 % pureza, y se calculó

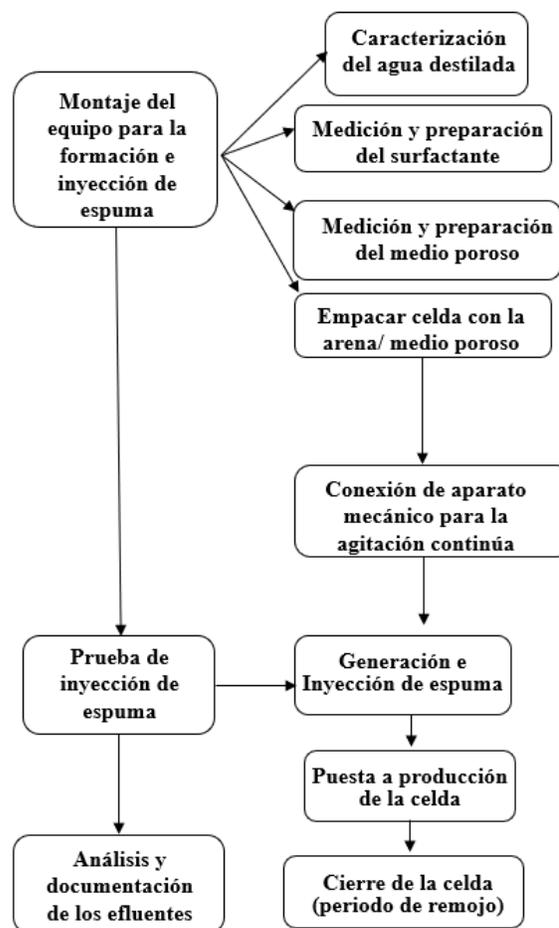


Figura 6: Procedimiento metodológico empleado en el estudio

la cantidad necesaria para lograr la concentración deseada empleando la ecuación (2):

$$\%M/V = \frac{M_{\text{soluto}}}{V} \cdot 100 \quad (2)$$

Luego, en un balón aforado de 250 mL se le agregó agua destilada hasta el aforo para obtener una concentración en % m/v, se agitó levemente y se dejó reposar la solución por 24 h. De esta forma se obtuvo la concentración de SDS al 10 %.

Partiendo de esta concentración, relativamente alta, se prepararon diluciones a concentraciones de 5 %, 1 % y 0,1 %, para lo cual se trasvasaban la cantidad requerida en cada concentración, calculada mediante la siguiente ecuación (3).

$$C_d V_d = C_1 V_1 \quad (3)$$

De acuerdo con la ecuación (3), para diluir una concentración del 10 al 5 %, se debe extraer 50 mL de la concentración al 10 % y diluir en 100 mL de agua destilada, dejar en reposo por 24 h, posteriormente aforar.

Este procedimiento se siguió para determinar las soluciones a diferentes concentraciones de los surfactantes SDBS y Amina etoxilada (Genaminox).

Es de acotar, que en el caso del surfactante Genaminox la concentración más alta preparada fue al 5 %, por no disponer de suficiente muestra pura. Todas las mediciones y determinaciones fueron realizadas aproximadamente a 25 °C de temperatura. Ambos pasos, se realizan con la finalidad de preparar el fluido desplazante.

### Medición y preparación del medio poroso

En este paso se mide y se pesa la arena y el hidrocarburo, con la finalidad de empacar la celda para modelar la espuma en los micromodelos.

En un principio, se pesó en una balanza analítica aproximadamente 469 g, de arena de río tamizada, la cual fue lavada con agua destilada (se dejó en reposo durante 24 h), luego se dejó secar por 48 h. Posteriormente, se impregnó y mezcló con 1 % (46,9 g) de hidrocarburo. De este total de muestra, se pesaron 15 g. de la mezcla para realizar cada prueba a diferentes concentraciones para los tres surfactantes.

### 3.2. Generación de espumas

Esta etapa, se realiza con el propósito de tener las condiciones para que el fluido desplazante este en forma de burbujas, para posteriormente, iniciar la inyección.

Para cada prueba, se introdujo en una columna de vidrio la solución previamente preparada para cada una de las concentraciones de los surfactantes (10, 5, 1 y 0,1 % m/v) al que se le conectó un compresor para el suministro de aire, el cual agitaba continuamente la solución a una presión constante. Posteriormente, se dejó fluir por el extremo superior de la columna de vidrio las espumas para visualmente determinar la cantidad, tamaño, color y consistencia de las espumas generadas.

### 3.3. Determinación de la influencia de las espumas en el medio poroso para el recobro de hidrocarburos

Para la técnica se dispuso de otra columna de vidrio para cromatografía y un vaso precipitado, además de una cámara digital para la toma de las fotografías y el posterior procesamiento de las imágenes.

Inicialmente, se introdujo en la columna de vidrio una fibra de lana como filtro antes y después de introducir el medio poroso, evitando el desplazamiento de este. Se realizó la prueba 0, o prueba al blanco, con la finalidad de contabilizar la cantidad de hidrocarburo que se encontraba sobresaturado.

Luego, se realizaron las subsiguientes 11 pruebas, a las que se les inyectó y dejó pasar la espuma previamente generada, para consecutivamente, evaluar la interacción entre el medio poroso y la espuma (puesta a producción la celda), posteriormente tiempo de remojo y cierre de celda.

Para la técnica de la pesada del fluido desplazado Vs. recobrado, se trasvasó lo recogido en un tubo de ensayo (emulsión y aceite), se dejó reposar por 24 h. A continuación, se presenta el esquema del equipo construido, (Figura 7).

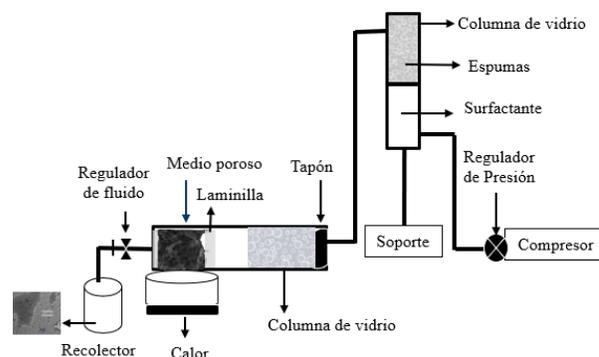


Figura 7: Esquema del equipo construido para generar espuma

Una vez puesto en funcionamiento el equipo construido y mostrado en la Figura 7. Subsiguientemente, mediante la utilización de una propipeta y pipeta Pasteur, se extrajo el volumen de aceite, y finalmente, se pesó para cuantificar el volumen recobrado.

#### 4. Discusión de resultados

Una vez determinado el tamaño de los granos se empaquetó la arena en una celda para modelar el medio poroso con una relación arena/hidrocarburo de 9:1. Relación que se mantuvo constantes para las 11 pruebas.

En la Figura 8, se muestra la imagen microscópica del medio poroso empleado, el cual era de aspecto heterogéneo, con tamaño de granos variables con un rango entre 0,1 y 10 micrómetros, determinado mediante el uso del microscopio.



Figura 8: Imagen microscópica del medio poroso

Una vez desarrollados los sistemas unidimensionales microporosos heterogéneos (acondicionamiento de las celdas), se procedió a realizar la prueba 0, donde el fluido de desplazamiento es agua destilada “experimento blanco”. En esta prueba se dejó pasar cierta cantidad de agua destilada al medio poroso previamente saturado de hidrocarburo para contabilizar la cantidad de hidrocarburo que se encontraba sobresaturado (Figura 9).

En la Figura 9, se muestra el procedimiento experimental realizado para la prueba 0, que como se describió anteriormente se dejó pasar agua destilada al medio poroso y al cabo de 1 h y 30 min, se recuperó 0,366 g, considerada como la cantidad de hidrocarburo que quedó libre en el sistema. Paralelamente, se prepararon las concentraciones para cada uno de los surfactantes, cuyos resultados se muestran en la Tabla 1.



Figura 9: Prueba 0. Agua destilada como fluido de desplazamiento

Tabla 1: Concentración para cada uno de los surfactantes

Tensoactivo (g)		Pureza (%)	Volumen	Concentración
SDS	250,046	100	250	10,018
SDBS	10,074	99,99	250	10,024
Genaminox	50,102	Grad. técn.	50	40,296

La finalidad de medir la influencia de la concentración de surfactante en la generación de espuma antes de ser inyectado en el medio poroso.

En líneas generales, la evaluación del micromodelo propuesto en este estudio, para la generación de espuma se hizo por agitación mecánica, interviniendo un conjunto de factores vinculados directamente a la tensión superficial y a su vez, a las fuerzas de cohesión: combinación de fuerzas electrostáticas, de Van der Waals y las fuerzas de diferentes magnitudes dependiendo del estado de la materia. Todo ello, le otorga mayor poder de solubilidad al líquido/gas.

Es por ello que, las espumas generadas, se midieron mediante observación directa, las cuales eran de color blanquecino con diferentes tamaño, forma y textura. Además de ello, se midió la variabilidad del volumen ocupado por la espuma formada en la columna de vidrio contentivo de la solución previamente preparada para cada una de las concentraciones de los surfactantes sometido a agitación continua y presión constante en cada prueba, siendo la concentración de SDS al 5%, donde se observó mayor detergencia y/o solubilización (Figura 10).



Figura 10: Proceso de generación de espuma empleando el surfactante SDS

En la Figura 10, se muestran la columna de vidrio en la que se vertió la solución del surfactante y fue sometida a la inyección de aire, generando espuma con tamaño variable, color blanco, forma esférica, ocupando durante su recorrido el volumen de la columna de vidrio, posteriormente se observa como la espuma atraviesa (solubiliza) el medio poroso y finalmente, se muestra la solución recobrada en un vaso de precipitado. Es de destacar que el tamaño, forma, textura de la espuma variaba en función del surfactante empleado.

En todas las pruebas, los micromodelos se saturaron inicialmente de hidrocarburos, posteriormente, se presurizó a 600 psi, se mantuvo constante el tiempo de desplazamiento (1 h y 30 min) a una velocidad muy lenta aproximadamente  $0,01 \text{ cm}^3/1\text{h}$ .

**Prueba 1.** Surfactante SDS como fluido de desplazamiento en forma de burbujas a una concentración de 0,1 %. Se inició el procedimiento de montaje manteniendo el tiempo y presión constante, los resultados de recobro de hidrocarburo se muestran en la Tabla 2.

En la Figura 11, se muestran los pasos descritos en el procedimiento empleado para las 11 pruebas, iniciando con el montaje del equipo, inyección de espuma, recobro de la muestra de hidrocarburo y emulsión, posteriormente, recolección del hidrocarburo para cuantificarlo.

Subsecuentemente, se realizó el mismo procedimiento para las concentraciones del surfactante SDS al 1 % (prueba 2), 5 % (prueba 3), y 10 % (prueba 4).

Posteriormente, se realizaron las pruebas 5, 6 y 7 al 0,1 %, 1 % y 5 %, respectivamente, modificando el fluido desplazante para la generación de espuma por el surfactante SDBS.



Figura 11: Montaje empleado para la evaluación de las espumas para recobrar hidrocarburos

Así mismo, se realizó las pruebas con la amina etoxilada o Genaminox al 0,1 %, (prueba 8) 1 % (prueba 9), 5 % (prueba 10) y 10 % (prueba 11), obteniendo los resultados mostrados en la Tabla 2.

Tabla 2: Masa de hidrocarburo recobrado a diferentes concentraciones

	Concentraciones % M/V			
	10	5	1	0,1
SDS	0,9396	1,053	0,2017	0,3617
SDBS	–	0,2016	0,0853	0,3544
Genaminox	0,2868	0,3331	0,1989	0,2105

Posteriormente, estos resultados se graficaron como se observa en la Figura 12, observándose que los desplazamientos realizados con los agentes surfactantes demostraron que a nivel de poro los mejores rendimientos en los experimentos se alcanzaron a una concentración de 5 %.

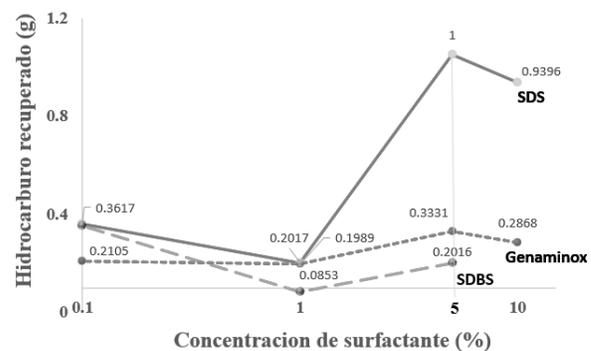


Figura 12: Comportamiento del rendimiento de extracción del hidrocarburo Vs. diferentes concentraciones de surfactantes (SDS, Genaminox y SDBS)

De los desplazamientos realizados con los agentes surfactantes en solución, se infiere que muchas de sus propiedades dependen del tamaño

y número de moléculas, las cuales cambian de forma inusual a diferentes concentraciones. Es decir, está sujeta al tipo de surfactante (iónicos, no iónicos, poliméricos, etc.) así como a la estructura de éste y al ambiente fisicoquímico (presencia de electrolitos, alcoholes, temperatura, etc.). Por ello, al añadir un surfactante a una solución, éste se posiciona en la interfase gas-líquido y en el seno de la solución: por lo que, cuando la concentración de surfactante aumenta, se produce la saturación del área interfacial [35].

En virtud de ello, a partir de cierta concentración, llamada concentración micelar crítica (CMC) ocurre la asociación de las moléculas de surfactantes en agregados coloidales llamados micelas [36], las cuales son las responsables del poder solubilizante del surfactante, lo que es de gran interés en la formación de espuma.

No obstante, desde el punto de vista experimental; de un total de once (11) pruebas evaluadas; tal como se muestra en la Figura 12, el mayor rendimiento de extracción del hidrocarburo a diferentes concentraciones de surfactantes (SDS, genaminox y SDBS), así como también, la mayor eficiencia de desplazamiento y de recuperación, se alcanzó con el surfactante SDS a la concentración de 5 %, al obtener un máximo de 1 g de hidrocarburo, que representó un 70 % adicional aproximadamente, en comparación con las demás concentraciones evaluadas.

Este comportamiento es atribuido a las interacciones electrostáticas que ocurren entre este surfactante y la superficie de la roca. En virtud, a que la estructura molecular del SDS, no tiene anillos aromáticos, de manera tal, que la longitud de la cadena lineal lo hace más eficiente a la ocurrencia de asociación de sus moléculas en agregados coloides, influyendo así, en las propiedades del producto final (afectando la humectabilidad de la roca y disminuyendo la tensión superficial), lo que favorece el desplazamiento del hidrocarburo en el medio poroso, producto de la eficiente solubilización y/o detergencia del SDS.

## 5. Conclusión

La mayor eficiencia de desplazamiento y recuperación se alcanzó con el surfactante SDS a la concentración de 5 %, al obtener un máximo de 1 g de hidrocarburo, que representó un 70 % adicional aproximadamente, en comparación con las demás concentraciones evaluadas.

Este resultado demostró su aplicabilidad en el desarrollo de tecnologías nacionales para la recuperación mejorada en base a la inyección de espumas y servirá de insumo para futuras pruebas experimentales, para determinar la influencia de los surfactantes analizados sobre las superficies porosas. Estos hallazgos serán útiles para diseñar la inundación de espuma en los procesos EOR de la Faja Petrolífera del Orinoco.

## Agradecimientos

Laboratorio de Petróleo Hidrocarburo y Derivados (PHD). Departamento de Química. Facultad Experimental de Ciencias y Tecnología. Universidad de Carabobo. Venezuela.

## 6. Referencias

- [1] G. G. Bernard, L. W. Holm, and C. P. Harvey, "Use of Surfactant to Reduce CO<sub>2</sub> Mobility in Oil Displacement," *Society of Petroleum Engineers Journal*, vol. 20, no. 4, pp. 281–292, 1980. <https://doi.org/10.2118/8370-PA>
- [2] C. Hill and J. Eastoe, "Foams: From nature to industry," *Advances in Colloid and Interface Science*, vol. 247, pp. 496–513, 2017. <https://doi.org/10.1016/J.CIS.2017.05.013>
- [3] Y. Zeng, R. Farajzadeh, A. A. Eftekhari, S. Vincent-Bonnieu, A. Muthuswamy, W. R. Rossen, G. J. Hirasaki, , and S. L. Biswal, "Role of Gas Type on Foam Transport in Porous Media," *Langmuir*, vol. 32, no. 25, pp. 6239–6245, 2016. <https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.6b00949>
- [4] V. Alvarado and E. Manrique, "Enhanced oil recovery: An update review," *Energies*, vol. 3, no. 9, pp. 1529–1575, 2010. <https://doi.org/10.3390/en3091529>
- [5] L. W. Lake, *Enhanced Oil Recovery*, 1 ed. Englewood Cliffs, N.J., USA: Prentice Hall, 1989.
- [6] G. Kun, L. Hailong, and Y. Zhixin, "In-situ heavy and extra-heavy oil recovery: A review," *Fuel*, vol. 185, pp. 886–902, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.08.047>

- [7] P. Singh and F. Geuzebroek, "Guideline For Development of CO<sub>2</sub> Capture, Transport and EOR Integrated System For UAE," in *The Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, Abu Dhabi, UAE, 2017. <https://doi.org/10.2118/188556-MS>
- [8] M. K. Liu, A. I. Andrianov, and W. R. Rossen, "Sweep efficiency in CO<sub>2</sub> foam simulations with oil," in *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*, Vienna, Austria, 2011. <https://doi.org/10.2118/142999-MS>
- [9] S. Sett, S. I. Karakashev, S. K. Smoukov, and A. L. Yarin, "Ion specific effects in foams," *Advances in Colloid and Interface Science*, vol. 225, pp. 461–472, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2015.08.007>
- [10] Y. Zhao, Y. Zhang, X. Lei, Y. Zhang, and Y. Song, "CO<sub>2</sub> flooding enhanced oil recovery evaluated using magnetic resonance imaging technique," *Energy*, vol. 203, p. 117878, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117878>
- [11] S. Ahmed, K. A. Elraies, I. M. Tan, and M. R. Hashmet, "Experimental investigation of associative polymer performance for CO<sub>2</sub> foam enhanced oil recovery," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 157, pp. 971–979, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.018>
- [12] S. Liu, D. L. Zhang, W. Yan, M. Puerto, G. J. Hirasaki, and C. A. Miller, "Favorable Attributes of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding," *SPE Journal*, vol. 13, no. 1, pp. 5–16, 2008. <https://doi.org/10.2118/99744-PA>
- [13] M. Buchgraber, T. Clemens, L. M. Castanier, and A. R. Kavscek, "The displacement of viscous oil by associative polymer solutions," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, 2009. <https://doi.org/10.2118/122400-MS>
- [14] M. J. Rosen and J. T. Kunjappu, *Surfactants and Interfacial Phenomena*. Hoboken, N.J., USA: Wiley Interscience, 2012. <https://doi.org/10.1002/9781118228920>
- [15] J. F. Casteel and N. F. Djabbarah, "Sweep Improvement in CO<sub>2</sub> Flooding by Use of Foaming Agents," *SPE Reservoir Engineering*, vol. 3, no. 4, pp. 1186–1192, 1988. <https://doi.org/10.2118/14392-PA>
- [16] A. U. Rognmo, N. Al-Khayyat, S. Heldal, I. Vikingstad, Øyvind Eide, S. B. Fredriksen, Z. P. Alcorn, A. Graue, S. L. Bryant, A. R. Kavscek, and M. A. Fernø, "Performance of Silica Nanoparticles in CO<sub>2</sub> Foam for EOR and CCUS at Tough Reservoir Conditions," *SPE Journal*, vol. 25, no. 1, p. 406–415, 2020. <https://doi.org/10.2118/191318-PA>
- [17] L. Sun, B. Bai, B. Wei, W. Pu, P. Wei, D. Li, and C. Zhang, "Recent advances of surfactant-stabilized N<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> foams in enhanced oil recovery," *Fuel*, vol. 241, pp. 83–93, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.12.016>
- [18] S. Li, Q. Wang, and Z. Li, "Stability and Flow Properties of Oil-Based Foam Generated by CO<sub>2</sub>," *SPE Journal*, vol. 25, no. 1, p. 416–431, 2020. <https://doi.org/10.2118/199339-PA>
- [19] C. S. Boeije and W. R. Rossen, "SAG foam flooding in carbonate rocks," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 171, pp. 843–853, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.08.017>
- [20] L. Lang, H. Li, X. Wang, and N. Liu, "Experimental study and field demonstration of air-foam flooding for heavy oil EOR," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 185, p. 106659, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106659>
- [21] A. Shabib-Asl, M. A. Ayoub, and K. A. Elraies, "A new hybrid technique using low salinity water injection and foam flooding for enhanced oil recovery in sandstone rock," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 174, pp. 716–728, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.035>
- [22] A. M. AlSumaiti, M. R. Hashmet, W. S. AlAmeri, and E. Anto-Darkwah, "Laboratory Study of CO<sub>2</sub> Foam Flooding in High Temperature, High Salinity Carbonate Reservoirs Using Co-injection Technique," *Energy & Fuels*, vol. 32, no. 2, pp. 1416–1422, 2018. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03432>
- [23] B. Li, H. Li, A. Cao, and F. Wang, "Effect of surfactant concentration on foam texture and flow characteristics in porous media," *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, vol. 560, pp. 189–197, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2018.10.027>
- [24] A. M. Hassan, M. Ayoub, M. Eissa, E. W. Al-Shalabi, A. Almansour, and A. Alquraishi, "Foamability and foam stability screening for smart water assisted foam flooding: A new hybrid eor method. iptc-22475-ms," in *International Petroleum Technology Conference*, Riyadh, Saudi Arabia, 2022. <https://doi.org/10.2523/IPTC-22475-MS>
- [25] M. H. He, Z. Sun, Y. Chen, Y. Hu, X. Li, and Y. Zhou, "Study of plugging capability and seepage characteristics of air foam flooding in low permeability reservoirs," in *SPE Europec, Virtual*, 2020. <https://doi.org/10.2118/200605-MS>
- [26] D. Xiong, "Experimental investigation of foam flooding performance in bulk and porous media for carbonates under harsh conditions," in *The SPE Western Regional Meeting*, Bakersfield, California, USA, 2022. <https://doi.org/10.2118/209326-MS>
- [27] X. Li, X. Chen, Z. Xu, and C. Pu, "A Novel Foam Flooding for Enhanced Oil Recovery in Fractured Low-Permeability Reservoirs: Performance Evaluation and Mechanism Study," *SPE Journal*, vol. 27, no. 4, pp. 2408–2424, 2022. <https://doi.org/10.2118/209623-PA>
- [28] W. Yan, "Foam for Mobility Control in Alkaline/Surfactant Enhanced Oil Recovery Process," PhD Thesis, Rice University, Houston, Texas, 2006.
- [29] K. Ma, "Transport of surfactant and foam in porous

- media for enhanced oil recovery processes,” PhD Thesis, Rice University, Houston, Texas, 2013.
- [30] J.-L. Salager, A. M. Forgiarini, R. E. Antón, and L. Quintero, “Available Know-how in Transforming an Emulsified Drilling Fluid to be removed from unwanted location into a low-viscosity Single Phase System,” *Energy & Fuels*, vol. 26, no. 7, pp. 4078–4085, 2012. <https://doi.org/10.1021/ef300260v>
- [31] C. Negin, S. Ali, and Q. Xie, “Most Common Surfactants Employed in Chemical Enhanced Oil Recovery,” *Petroleum*, vol. 3, no. 2, pp. 197–211, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.11.007>
- [32] W. Wolf and T. Fejitel, “Terrestrial Risk Assessment for Linear Alkyl Benzene Sulfonate (LAS) in Sludge-Amended Soils,” *Chemosphere*, vol. 36, no. 6, pp. 1319–1343, 1998. [https://doi.org/10.1016/S0045-6535\(97\)10021-2](https://doi.org/10.1016/S0045-6535(97)10021-2)
- [33] E. Smulders, W. von Rybinski, E. Sung, W. Rähse, J. Steber, F. Wiebel, and A. Nordskog, “Laundry Detergents,” in *Ullmann’s Encyclopedia of Industrial Chemistry*. John Wiley & Sons, Ltd, 2007. [https://doi.org/10.1002/14356007.a08\\_315.pub2](https://doi.org/10.1002/14356007.a08_315.pub2)
- [34] Petróleos de Venezuela S.A PDVSA INTEVEP, “Procedimientos metodológicos empleados para las pruebas de desplazamiento,” PDVSA INTEVEP, Venezuela, Manual técnico, 2008.
- [35] P. Shen, J. Wang, S. Yuan, T. Zhong, and X. Jia, “Study of enhanced-oil-recovery mechanism of alkali/surfactant/polymer flooding in porous media from experiments,” *SPE Journal - SPE J*, vol. 14, pp. 237–244, 2009. <https://doi.org/10.2118/126128-PA>
- [36] K. Shinoda, “Shinoda,” *The Journal of Physical Chemistry*, vol. 85, no. 22, p. 3311 – 3312, 1981. <https://doi.org/10.1021/j150622a021>