

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

Viabilidad técnica del uso de Surfactantes Biodegradables para el Recobro
Mejorado de un crudo del valle medio del Magdalena

Iván Alejandro Carvajal Cárdenas y María Camila Pabón Iglesias

Trabajo de Grado para optar por el título de Ingeniero Químico
Modalidad Trabajo de investigación

Director

Ronald Alfonso Mercado Ojeda
Doctor en Ingeniería de Procesos y Productos

Codirectora

María Isabel Sandoval Martínez
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería Química
Bucaramanga

2026

Dedicatoria

De Ivan:

Siempre creí que la vida era una larga pradera con senderos y hojarasca para jugar, pero el tiempo demostró todo lo contrario, en realidad era un soldado corriendo tras las trincheras enemigas, no me daba cuenta de que detrás de cada uno de mis pasos, estaba ella, el sacrificio y resistencia de mi mamá, ella me entregó la armadura de la educación, los valores y el escudo de la resistencia.

Ella se convirtió en el faro que iluminó mi camino en medio de esa oscuridad total, que a veces me consumía, se convirtió en las olas para que yo pudiera navegar seguro. Mamá, este trabajo es el puerto al que llegamos juntos, tu amor fue el viento que nunca dejó de soplar mis velas.

Esto es por ella y para ella, Te amo mamá.

De Camila:

A Dios, por ser mi guía constante y darme la fortaleza y sabiduría necesarias para poder alcanzar este propósito.

A mi mamá, por ser mi mayor fuente de inspiración y siempre mi apoyo incondicional. Gracias por enseñarme el valor de la paciencia y la resiliencia, por darme esa fortaleza que te caracteriza ante las adversidades, por iluminar cada uno de mis pasos y por tener siempre las palabras precisas cuando más las necesito.

Cada logro y cada paso que he dado te lo debo a ti, este también es tuyo, porque nace de tus sacrificios, tus oraciones y del amor que siempre me has dado.

Agradecimientos

En primer lugar, dedicamos este logro a Dios, por iluminarnos en cada paso del camino y darnos la perseverancia para afrontar cada obstáculo. A nuestros familiares, quienes nos inspiraron y motivaron continuamente durante este camino.

Expresamos nuestro sincero agradecimiento al profesor Ronald Mercado por brindarnos la oportunidad de formar parte de este proyecto, por su acompañamiento, su disposición para orientar cada etapa y su dedicación, lo que nos permitió desarrollar esta investigación de manera exitosa, a todo el grupo de investigación FIRST, Aura, Valeria, Ana María, por la ayuda, colaboración y comprensión que nos brindaron. A nuestra codirectora María Isabel Sandoval por su apoyo y orientación, así como al grupo de investigación GRM, un agradecimiento sincero a José Luis, por guiarnos, capacitarnos y tenernos paciencia, mil gracias a todos.

Tabla de contenido

Introducción	11
1. Objetivos	13
1.1. Objetivo General	13
1.2. Objetivos específicos.....	13
2. Marco teórico y estado el arte.....	13
3. Metodología	21
3.1. Reactivos	23
3.1.1. Surfactantes comerciales	23
3.1.2. Salmuera sintética y características del crudo	23
3.1.3. Arena de formación Mugrosa.....	25
3.2. Determinación de la tensión interfacial (IFT)	26
3.3. Comportamiento de fases.....	28
3.4. Formulaciones de surfactantes	28
3.5. Detergencia y determinación de crudo recuperado	29
4. Resultados	30
4.1 Resultados de la tensión interfacial de los surfactantes individuales	30
4.2 Resultados del comportamiento de fases de surfactantes individuales	32
4.3 Formulación de mezclas binarias	34
4.4 Determinación de la efectividad en la detergencia de las formulaciones	37

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

5. Conclusiones	41
6. Recomendaciones	42
Referencias bibliográficas.....	43
Apéndices.....	49

Lista de Tablas

Tabla 1 Información de los surfactantes utilizados	23
Tabla 2 Composición de la salmuera sintética	24
Tabla 3 Caracterización del crudo mediano	24
Tabla 4 Formulaciones de mezclas binarias de surfactantes	29
Tabla 5 Tensión interfacial surfactantes individuales	31
Tabla 6 Comportamiento de fases de surfactantes individuales.....	34
Tabla 7 Proporción de mezcla	38
Tabla 8 Resultados Obtenidos de recuperación	40

Lista de Figuras

Figura 1 Clasificación Winsor de microemulsiones	15
Figura 2 Apariencia y clasificación de la prueba de detergencia.....	18
Figura 3 Diagrama metodológico	22
Figura 4 Difracción de rayos x para la muestra de arena mugrosa.....	25
Figura 5 Diagrama semicuantitativo.....	26
Figura 6 Tensiómetro OCA 15EC del laboratorio GRM	27
Figura 7 Comportamiento de fases de surfactantes individuales.....	32
Figura 8 Prueba de laser para 4 surfactantes.....	33
Figura 9 Comportamiento de las tensiones interfaciales de las formulaciones binarias	35
Figura 10 Formulaciones binarias. A) Formulación 1 (BC220/BXP80). B) Formulación 2 (BTM80K/BON80). C) Formulación 3 (BC220/BC100). D) Salmuera.	38

Lista de Apéndices

Apéndice A Tabla Tensiones interfaciales formulaciones binarias	49
Apéndice B Procedimiento para cuantificar el crudo recuperado y ejemplo de cálculo.....	49

Resumen

Título: Viabilidad técnica del uso de Surfactantes Biodegradables para el Recobro Mejorado de un crudo del valle medio del Magdalena.*

Autores: Iván Alejandro Carvajal Cárdenas, María Camila Pabón Iglesias.**

Palabras Clave: Surfactantes biodegradables, EOR, Tensión interfacial, Comportamiento de fases, Formulaciones, Detergencia.

Descripción: La recuperación mejorada de petróleo en yacimientos maduros representa un desafío técnico y ambiental creciente, particularmente en contextos como el Valle Medio del Magdalena, donde las condiciones fisicoquímicas del crudo y del medio poroso limitan la eficiencia de los métodos convencionales. En este marco, el presente trabajo evalúa la viabilidad técnica del uso de surfactantes biodegradables como alternativa sostenible para la movilización de crudo residual. Se desarrolló una metodología experimental que incluyó la caracterización de un crudo mediano (20° API), la preparación de una salmuera sintética representativa (12400 ppm) y el análisis de la interacción fluido-roca empleando arena de la formación Mugrosa. Se evaluaron siete surfactantes comerciales biodegradables, considerando tres criterios clave: reducción de la tensión interfacial (IFT), comportamiento de fases (clasificación Winsor) y capacidad de detergencia. Los resultados evidencian que, a nivel individual, varios surfactantes presentan una alta eficiencia en la reducción de la IFT, alcanzando valores hasta de 0,19 mN/m, lo que corresponde a una disminución de dos órdenes de magnitud respecto a la salmuera base (18,88 mN/m). Sin embargo, el análisis de formulaciones binarias mostró comportamientos diferenciados, ya que mientras la mezcla BTM80K/BON80 exhibió sinergia interfacial con valores inferiores a 1 mN/m, otras combinaciones presentaron efectos antagónicos, limitando su desempeño. A pesar de los resultados favorables en términos de propiedades interfaciales, las pruebas de detergencia revelaron bajas eficiencias de remoción de crudo en todos los sistemas evaluados. Este comportamiento se podría atribuir a la alta adsorción de surfactantes sobre minerales arcillosos presentes en la formación, lo que reduce la concentración efectiva del agente activo y, en consecuencia, su capacidad de movilización del crudo. Aunque los surfactantes biodegradables demuestran un alto potencial en la reducción de la tensión interfacial, su viabilidad técnica en condiciones reales de yacimiento es limitada, debido a fenómenos de adsorción y a la baja eficiencia de detergencia observada. Estos resultados resaltan la necesidad de considerar no solo las propiedades interfaciales, sino también la compatibilidad roca-fluido en el diseño de formulaciones para EOR.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Ronald Alfonso Mercado Ojeda. Doctor en Ingeniería de Procesos y Productos. Codirectora: María Isabel Sandoval Martínez. Magister en Ingeniería de Hidrocarburos.

Abstract

Title: Technical feasibility of using Biodegradable Surfactants for Enhanced Oil Recovery of a Middle Magdalena Valley crude oil.*

Authors: Iván Alejandro Carvajal Cárdenas, María Camila Pabón Iglesias.**

Keywords: Biodegradable surfactants, EOR (Enhanced Oil Recovery), Interfacial tension, Phase behavior, Formulations, Detergency.

Description: Enhanced oil recovery in mature reservoirs represents an increasing technical and environmental challenge, particularly in contexts such as the Middle Magdalena Valley, where the physicochemical conditions of both the crude oil and the porous medium limit the efficiency of conventional methods. Within this framework, the present study evaluates the technical feasibility of using biodegradable surfactants as a sustainable alternative for the mobilization of residual oil. An experimental methodology was developed, including the characterization of a medium crude oil (20° API), the preparation of a representative synthetic brine (12,400 ppm), and the analysis of fluid–rock interactions using sand from the Mugrosa formation. Seven commercial biodegradable surfactants were evaluated based on three key criteria: interfacial tension (IFT) reduction, phase behavior (Winsor classification), and detergency capacity. The results show that, at an individual level, several surfactants exhibit high efficiency in reducing IFT, reaching values as low as 0.19 mN/m, which corresponds to a two-order-of-magnitude decrease compared to the base brine (18.88 mN/m). However, the analysis of binary formulations revealed differentiated behaviors. While the BTM80K/BON80 mixture exhibited interfacial synergy with values below 1 mN/m, other combinations showed antagonistic effects, limiting their performance. Despite the favorable results in terms of interfacial properties, detergency tests revealed low oil removal efficiencies across all evaluated systems. This behavior may be attributed to the high adsorption of surfactants onto clay minerals present in the formation, which reduces the effective concentration of the active agent and, consequently, its oil mobilization capacity. Although biodegradable surfactants demonstrate high potential for interfacial tension reduction, their technical feasibility under real reservoir conditions is limited due to adsorption phenomena and the low detergency efficiency observed. These results highlight the need to consider not only interfacial properties but also rock–fluid compatibility in the design of EOR formulations.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Chemical Engineering. Director: Ronald Alfonso Mercado Ojeda, Ph.D. in product and process engineering. Co-director: María Isabel Sandoval Martínez. Master's Degree in Hydrocarbon Engineering.

Introducción

En la búsqueda global de producción de petróleo en yacimientos maduros, surgen desafíos críticos relacionados con la optimización y la implementación de técnicas para el recobro. Este contexto se ve agravado por el aumento de la demanda energética a nivel mundial, lo que implica la necesidad de desarrollar constantemente métodos eficientes para la extracción de hidrocarburos de recursos envejecidos (Alvarado & Manrique, Enhanced Oil Recovery: An Update Review, 2010). La tendencia de producción de petróleo en Colombia es baja, por lo cual, se deben unir esfuerzos en la optimización de las técnicas de recobro mejorado de petróleo, ya que juega un papel importante en la maximización de la producción de los campos maduros ya existentes. Para extraer una mayor cantidad de volumen de hidrocarburos, se buscan alternativas como lo son la recuperación mejorada de petróleo, sin embargo, la extracción debe ser viable económicamente. En este escenario, se identifican tres etapas de recuperación: la primera y la segunda son convencionales, en las cuales se recupera menos del 50% del petróleo inicialmente presente. La tercera etapa implica la inyección de vapor o sustancias químicas en donde se utilizan surfactantes para mejorar la recuperación (A & O, 2021).

El proceso de recobro mejorado de petróleo empleando inyección de surfactantes, influye en la interacción entre fluidos y rocas dentro del yacimiento. Esta resulta ser práctica y efectiva en la disminución de la tensión interfacial (IFT) entre las fases presentes (Camargo García, 2018). Es común que los surfactantes convencionales se fabriquen o deriven de fuentes derivados del petróleo (Tejedor, s.f.), lo cual proyecta preocupaciones ambientales por su baja biodegradabilidad y potencial toxicidad (Afeez Gbadamosi, s.f.). Por lo tanto, el desarrollo, uso y aplicación de surfactantes biodegradables surgen como una alternativa sostenible, que podría ser

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

económicamente viable y ambientalmente más amigable para el recobro mejorado de petróleo (Lavisha Jangid, s.f.).

El uso de surfactantes biodegradables, busca mejorar sus propiedades a través de la formulación de mezclas binarias entre diferentes tipos de surfactantes. Esto permite optimizar el comportamiento de fase de los sistemas, facilita la obtención de tensiones interfaciales bajas, para que así se pueda alcanzar un sistema de tipo Winsor III, caracterizado por mayor de solubilización de crudo y tensiones interfaciales bajas. Además, estas combinaciones no solo contribuyen a la estabilidad del sistema, sino que también podrían promover detergencias eficientes, lo que resulta en un rendimiento superior en aplicaciones industriales y ambientales.

La viabilidad técnica del uso de surfactantes biodegradables en yacimientos específicos, como los del Valle Medio del Magdalena, requiere una evaluación detallada de su desempeño bajo las condiciones particulares del crudo de la zona. Lo que implicaría, determinar su capacidad de reducir la tensión interfacial entre el crudo y agua, comprender como interactúan con ambas fases y evaluar su capacidad de detergencia. Por lo tanto, surge la siguiente pregunta de investigación: ¿Son capaces los surfactantes biodegradables disponibles en el mercado de disminuir la tensión interfacial crudo/agua, promover un comportamiento de fases adecuado y promover los procesos de detergencia de un crudo representativo del Valle Medio del Magdalena?

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Analizar la eficiencia de formulaciones de surfactantes biodegradables en las propiedades interfaciales para su uso en el recobro mejorado de un crudo proveniente del Valle medio del Magdalena.

1.2. Objetivos específicos

- Determinar el impacto en la tensión interfacial de formulaciones químicas a base de surfactantes biodegradables.
- Estimar la eficiencia de diversas formulaciones a base de surfactantes biodegradables en la detergencia de sistemas sólido/crudo/solución.

2. Marco teórico y estado el arte

La implementación de tecnologías para mejorar el factor de recobro de yacimientos de petróleo es una necesidad sentida en la industria petrolera, debido a que la cantidad de campos maduros seguirá creciendo y cada año más yacimientos superarán su pico de producción. Por lo cual, se busca la implementación de surfactantes biodegradables en los procesos de recuperación mejorada de petróleo como una nueva alternativa para los procesos de recobro químico. El interés por crear e implementar compuestos que sean biodegradables, no tóxicos y además eficientes ha aumentado en todos los sectores de la industria durante los últimos años (A & O, 2021).

Los surfactantes son moléculas de cadena larga con componentes lipofílicos afines a la fase orgánica e hidrofílicas afines a la fase acuosa. Debido a su capacidad para modificar las propiedades superficiales y de la interfase, se utilizan mayormente en productos industriales como

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

medicamentos, inhibidores de corrosión, detergentes, desemulsionantes y potenciadores de la recuperación de petróleo (Satyajit Chowdhury, 2022).

Según las características de carga eléctrica presentes en su región hidrófila, los surfactantes se dividen en cuatro tipos: catiónicos, aniónicos, no iónicos y anfóteros. Los surfactantes catiónicos se caracterizan por poseer una carga positiva, por lo que la gran mayoría de estos surfactantes son compuestos nitrogenados del tipo sal de amina grasa o de amonio cuaternario. Por su parte, los surfactantes aniónicos poseen carga negativa; a este tipo pertenecen los detergentes sintéticos como los alquil benceno sulfonatos, los jabones (sales de sodio de ácidos grasos), los agentes espumantes como el lauril sulfato, los humectantes del tipo sulfosuccinato, y los dispersantes del tipo lignosulfonatos, etc. En contraste, los surfactantes no iónicos en solución acuosa no se ionizan, ya que estos poseen grupos hidrófilos del tipo alcohol, fenol, éter o amida. Finalmente, los surfactantes anfóteros se caracterizan por integrar propiedades aniónicas y catiónicas en una misma molécula, ejemplos de ellos incluyen a los aminoácidos, las betaínas y los fosfolípidos. Algunos anfóteros no reaccionan al pH, mientras que otros se comportan como catiónicos en condiciones de pH ácido y como aniónicos en pH elevado (SALAGER, 2002).

Las propiedades interfaciales de un surfactante son fundamentales para su aplicación en la recuperación de petróleo crudo (CEOR) (Kaiser, 2016). La tensión interfacial (IFT) es la fuerza que actúa en la superficie entre dos fluidos diferentes, como el petróleo y el agua o el agua y el aire. En los yacimientos de petróleo, esta fuerza influye directamente en el flujo de los fluidos y es responsable de que el petróleo quede atrapado en los poros. Por lo tanto, es fundamental emplear técnicas que reduzcan esta fuerza, como las que se utilizan en la recuperación mejorada de petróleo (EOR), especialmente a través de la inyección de surfactantes. Al disminuir la tensión interfacial, se incrementa el número capilar, lo que permite que el fluido comience a fluir con mayor facilidad.

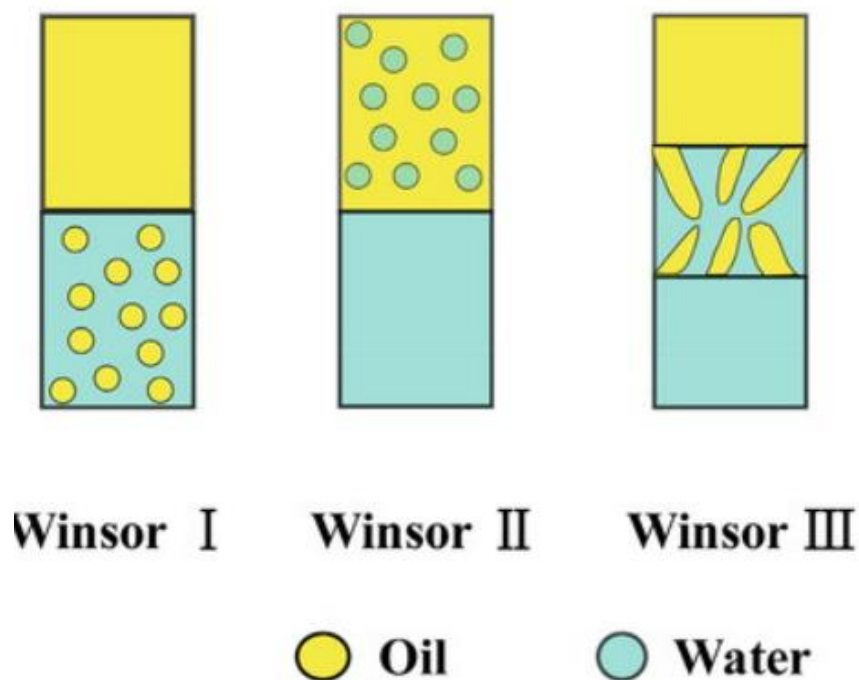
EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

Cuando el surfactante entra en la interfase, como el agua y el petróleo crudo, la parte hidrofílica se orienta hacia el agua, mientras que la parte hidrofóbica se dirige hacia el petróleo. Este proceso genera una película entre ambos fluidos, lo que resulta en una disminución de la energía libre en el sistema (Sarkar Muheedin Hama, 2023). En consecuencia, es necesario evaluar los parámetros que posibilitan tanto la caracterización de los surfactantes como el establecimiento de las condiciones óptimas de formulación, por ejemplo, el comportamiento de fases (Winsor) y la detergencia.

El sistema de clasificación de Winsor es un modelo que permite clasificar los diferentes comportamientos de fases en sistemas crudo/surfactante/salmuera.

Figura 1

Clasificación Winsor de microemulsiones



Nota. Adaptado de (Chang, 2024)

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

En las microemulsiones de Winsor tipo I, se presenta un sistema en donde coexisten dos fases. Una fase con exceso de petróleo y otra fase con una microemulsión (petróleo-agua) de agua que contiene un poco de petróleo solubilizado. En esta condición, el surfactante muestra una buena solubilidad en la fase acuosa. Las microemulsiones de Winsor tipo II, ocurren en un sistema en el que coexisten dos fases: una fase con exceso de agua y otra fase con una microemulsión agua-petróleo. En este sistema, el surfactante se encuentra principalmente en la fase de petróleo, con una pequeña cantidad de agua solubilizada. En las microemulsiones de Winsor tipo III, se presenta un sistema en el que coexisten tres fases: una fase con exceso de petróleo, una fase de microemulsión y una fase de exceso de agua (Bohórquez Rodríguez, 2021).

El comportamiento de fase de una solución de surfactante está significativamente influenciado por la salinidad del agua del yacimiento y su temperatura. En términos generales, la solubilidad de un surfactante aniónico en la salmuera tiende a disminuir con el aumento de la salinidad. La Figura 1 muestra que, a medida que la salinidad aumenta, el tensioactivo se desplaza de la fase acuosa a la fase oleosa. Para asegurar un funcionamiento efectivo del surfactante, se recomienda alcanzar un sistema de microemulsión Winsor tipo III. No obstante, para lograr este tipo de microemulsión, es necesario alcanzar una salinidad óptima, donde se obtienen los valores más bajos de tensión interfacial (IFT) y la solubilidad del agua y el petróleo es equivalente (Bohórquez Rodríguez, 2021). Sin embargo, la salinidad del agua de formación y la temperatura en un campo de petróleo son variables propias del yacimiento, que no pueden ser manipuladas por el formulador. Es por esto, que la herramienta principal para llegar a una formulación óptima es la mezcla de surfactantes que presenten tanto un comportamiento hidrofílico como lipofílico a las condiciones fisicoquímicas del campo de aplicación.

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

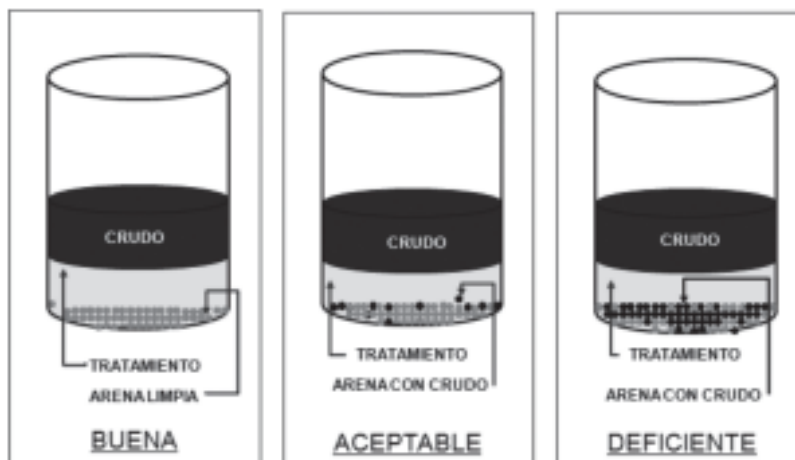
En este sentido, se han llevado a cabo experimentos a nivel mundial para investigar el rendimiento de los métodos EOR en medios porosos utilizando surfactantes sintéticos y surfactantes biodegradables. La producción de surfactantes biodegradables a partir de microorganismos como *Pseudomonas* sp. y *Bacillus* sp. ha mostrado resultados prometedores en la recuperación mejorada de petróleo, con incrementos significativos en la recuperación de petróleo en comparación con métodos convencionales (Ogunkunle, y otros, 2020). Además, en este trabajo desarrollado por (Sakthipriya N, Ganesh Kumar, Akhil Agrawal, Mukesh Doble y Jitendra S. Sangwai), se observó que la eficiencia de los surfactantes biodegradables para disminuir la tensión interfacial entre el crudo y el sistema acuoso en medios porosos fue la causa principal de la mejora de la recuperación de petróleo (Sakthipriya, Ganesh, Akhil, Mukesh, & Jitendra S, 2021).

Por otra parte, la detergencia se refiere a la habilidad de ciertos compuestos, denominados surfactantes, para disminuir la tensión interfacial entre dos líquidos, permitiendo desprender, emulsionar y mantener el líquido adherido a una superficie en suspensión. Esta característica es fundamental en varias aplicaciones industriales, incluyendo la recuperación mejorada de petróleo (EOR). En este contexto, la detergencia no solo ayuda a movilizar el petróleo que está atrapado en las formaciones rocosas, sino que también facilita la remoción de contaminantes indeseados de las superficies sólidas que están en contacto con el petróleo (Rebeka Bejczy, 2024).

Durante la fase experimental de las pruebas de detergencia, se mide la efectividad del agente tensioactivo en la solución para facilitar procesos de limpieza, y se analiza, de manera indirecta, su habilidad para alterar la mojabilidad. En la Figura 2, se muestran los criterios de evaluación aplicados, según (Jaimes M. G., 2019).

Figura 2

Apariencia y clasificación de la prueba de detergencia



Nota. Adaptado de (Jaimes M. G., 2019)

En el escenario inicial, calificado como bueno, se observa la arena limpia en su totalidad en el fondo. Se logra vencer las fuerzas de adhesión del crudo y lo desplaza hacia la fase líquida. Lo que se evidencia la capacidad óptima que tiene de remover el producto.

En el segundo escenario, calificado como aceptable, se observa que la arena muestra trazas de crudo, aunque hay una limpieza evidente. Esto indica una efectividad parcial que podría optimizarse con mayor concentración o cambios en la salinidad.

En el tercer escenario, calificado como deficiente, la arena permanece impregnada de crudo, lo que indica que el surfactante no fue capaz de promover el proceso de detergencia, por lo que se descarta esa formulación para el crudo evaluado (Jaimes M. G., 2019).

En Colombia, el uso de surfactantes biodegradables para EOR, está en sus primeras etapas, pero representa un potencial considerable debido a las amplias reservas de petróleo del país. La

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

implementación de surfactantes biodegradables podría proporcionar una opción más sostenible y amigable con el medio ambiente en comparación con los surfactantes químicos convencionales, lo que se alinea con las tendencias globales hacia el desarrollo de tecnologías más ecológicas en el sector petrolero (Shaikhah, y otros, 2024).

En el estudio realizado por (Alanis, AlSofi, Wang, & Han, 2015), se evaluó comparativamente un biosurfactante con un surfactante sintético, analizando su comportamiento y eficiencia para su aplicación en un proceso de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) en un yacimiento de carbonato. En esta investigación se evaluaron la compatibilidad, la adsorción, la reducción y la estabilidad de la tensión interfacial (IFT) de un biosurfactante. Al final, se compararon los resultados obtenidos con los de un surfactante sintético. En el estudio se empleó un biosurfactante (S-021206) de la empresa BASF, elaborado a partir de recursos renovables como el almidón, junto con un tensioactivo sintético (S121344). Las pruebas se llevaron a cabo a 90 °C en un núcleo con una porosidad que oscilaba entre el 19% y el 26%, y una permeabilidad que variaba de 1414 a 1802 mD. El biosurfactante evidenció una tensión interfacial muy baja, del orden de 10^{-2} mN/m, a una concentración de 2000 ppm. Además, se observó que el biosurfactante presenta menos fluctuaciones en los valores de tensión interfacial (IFT), lo que indica que el surfactante es estable durante un periodo prolongado.

Asimismo, en una revisión de un estudio realizado por (Rodríguez-Arturo, 2019), donde se seleccionó un biosurfactante conocido como saponinas esteroideas (ST), el cuál logró reducir la tensión interfacial, también se observó un rendimiento aproximado del 82 % en la interacción agua-petróleo con concentraciones mínimas de agente tensioactivo. A diferencia de las alternativas sintéticas, estos agentes ofrecen ventajas competitivas como una mayor afinidad ambiental y una

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

notable estabilidad operativa en condiciones extremas de temperatura y salinidad. El biosurfactante usado, mostró una concentración micelar crítica (CMC) de 400 ppm y una adsorción total de 0,22 mg/g de roca a 3000 ppm. Mediante la combinación de dos enfoques de recobro químico, la inyección de surfactante y polímero (SP), la autora (Bohórquez Rodríguez, 2021) logró optimizar la recuperación de petróleo en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous. Por una parte, se demostró que el polímero ayuda a regular la canalización viscosa al disminuir la movilidad del agua en un 19 % al incrementar su viscosidad a 0,56 cP con una concentración de 500 ppm. Además, el surfactante logra disminuir la saturación de petróleo residual en un 35%, mientras que el biosurfactante ST lo hace en un 76% con 500 ppm del compuesto químico. Esto se debe a la reducción de la tensión interfacial, el incremento del número capilar y el cambio en la permeabilidad relativa al transformar la mojabilidad de la roca de humectada por petróleo a humectada por agua.

Según (Santa, y otros, 2011), quienes realizaron una investigación en donde mencionan que, en la industria, los alcoholes poliglucósidos (APG) son considerados surfactantes sostenibles debido a su favorable perfil de ecotoxicidad. A concentraciones relativamente bajas, los APG son capaces de disminuir de manera significativa la tensión interfacial (IFT) en sistemas de petróleo crudo y agua, incluso bajo condiciones de alta salinidad y temperaturas elevadas. Se llevó a cabo bajo condiciones experimentales en donde utilizaron salmuera de 180000 ppm y petróleo crudo (25° API) como fase oleosa, las mediciones se realizaron a 20 °C, 50 °C y 70 °C. Los resultados demostraron que los APG poseen una solubilidad y estabilidad química superior en entornos de alta salinidad y temperatura, se pudo mostrar que se pueden obtener tensiones interfaciales bajas utilizando APG y con condiciones de salinidad alta. También se observó que los surfactantes con mayor hidrofobicidad presentan un menor valor de HLB. Para lograr un rendimiento óptimo, se

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

necesita un HLB de al menos 11 (0,15 mN/m). Disminuir el HLB por debajo de 11 no produce una reducción adicional en la tensión interfacial (IFT). Estos surfactantes no solo ofrecen una ventaja ambiental por su baja toxicidad y alta biodegradabilidad, sino que también representan una alternativa técnica altamente eficiente y robusta para optimizar la recuperación mejorada de petróleo.

El presente trabajo de investigación se orienta a evaluar el potencial de los surfactantes biodegradables como una alternativa sostenible, eficiente y ambientalmente amigable para optimizar los procesos de recuperación mejorada de petróleo en Colombia. A través del análisis de sus propiedades fisicoquímicas, su capacidad para reducir la tensión interfacial de un crudo proveniente del valle medio del Magdalena (Yariguí-Cantagallo) y la capacidad de detergencia, se busca demostrar su viabilidad frente a los surfactantes sintéticos tradicionales. La investigación contribuye a cerrar la brecha tecnológica en Colombia en materia de EOR, incentivando la aplicación en campo de tecnologías más limpias. Finalmente, se espera que los resultados obtenidos impulsen el desarrollo de estrategias más efectivas y sostenibles en la industria petrolera nacional.

3. Metodología

A continuación, se presenta un breve esquema metodológico con la fase experimental desarrollada durante este proyecto de investigación (ver Figura 3), en el cual se desarrollaron, pruebas de tensión interfacial (IFT), pruebas de comportamientos de fases y detergencia usando como insumos un crudo proveniente del valle medio del Magdalena (Yariguí-Cantagallo), así como arena de la formación mugrosa y 7 surfactantes comerciales provenientes de la empresa

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

Basf, línea Basoclean y Basosol. Las condiciones como temperatura y salinidad son equivalentes a la del campo estudio.

Figura 3

Diagrama metodológico



Por su parte, desarrolladas una serie de pruebas preliminares, se establece una estrategia de formulación para seleccionar surfactantes y diseñar mezclas binarias que permitan, reducir la tensión interfacial por debajo de 1 mN/m o menos. Bajo condiciones operacionales del yacimiento (salinidad 12400ppm y temperatura de 65°C), la estrategia de formulación consiste en la selección de tensoactivos con capacidad de alcanzar tensiones interfaciales bajas. El diseño experimental se centró en el acoplamiento de tensoactivos con afinidades opuestas del diagrama de Winsor, promoviendo la transición entre sistemas tipo Winsor I y Winsor II para optimizar la eficiencia de barrido.

3.1. Reactivos

3.1.1. Surfactantes comerciales

Para el desarrollo del proyecto, como se ha mencionado se usaron siete surfactantes comerciales provenientes de la empresa Basf, la información fue sacada de la ficha de seguridad. No se encontró información adicional en la bibliografía de estas siete moléculas. A continuación, en la Tabla 1 se presentan las características de los surfactantes en mención.

Tabla 1

Información de los surfactantes utilizados

Surfactante	Abreviación	Tipo de surfactante	PH	Densidad (g/cm³)	Descripción Química
Basosol T-MAZ 80K	BTM80K	No iónico	N/A	1,09	Sorbitan monooleato etoxilado (Polysorbate 80)
Basosol ON 80	BON80	No iónico	7	1,02	Alcoholes etoxilados (C9-11-iso, ricos en C10)
Basosol XP 80	BXP80	N/A	N/A	N/A	N/A
Basoclean™ 80	BC80	No iónico	11,5-12,5	1,13	Alquilpoliglucósido C8-10 con contenido de NaOH
Basoclean™ 100	BC100	No iónico	7,0-9,5	1,161	Alquilpoliglucósido C8-10
Basoclean™ 200	BC200	N/A	N/A	N/A	N/A
Basoclean™ 220	BC220	No iónico	11,5-12,5	1,1	Alquilpoliglucósido C8-10 y C10-16

3.1.2. Salmuera sintética y características del crudo

Para la caracterización de la salmuera sintética de inyección, se preparó con base al campo de estudio (Yariguí), para lo cual se preparó salmuera sintética con la composición mostrada en la

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

Tabla 2. Para esto, se utilizaron como reactivos NaCl y CaCl₂*2H₂O. Los cationes divalentes como Mg⁺², Ba⁺² y Sr⁺², se añadieron como Ca⁺² debido a su casi despreciable concentración.

Tabla 2*Composición de la salmuera sintética*

Ion/Componente	Concentración molar (mM)	Peso atómico (g/mol)	Concentración (ppm)
Sodio (Na⁺)	196,9	23	4529
Cloruro (Cl⁻)	196,9	35,5	6991
Subtotal NaCl	--	--	11520
Cationes divalentes (Ca⁺² eq)	7,96	40,08	318
Cloruro (Cl⁻)	15,9	35,4	562
Subtotal CaCl₂			880
Salinidad Total	--	--	12400

La Tabla 3, presenta las características y fracciones del crudo mediano proveniente del campo estudio ubicado en el valle medio del Magdalena.

Tabla 3*Caracterización del crudo mediano*

Especificación	Valor
Gravedad API (°)	20
Viscosidad (cP)	55
Densidad (g/cm ³)	0,933
C ₆ -C ₂₀	27%
Saturados C ₂₀₊	17%
C ₂₀₊	15%
Resinas	31%
Asfáltenos	11%

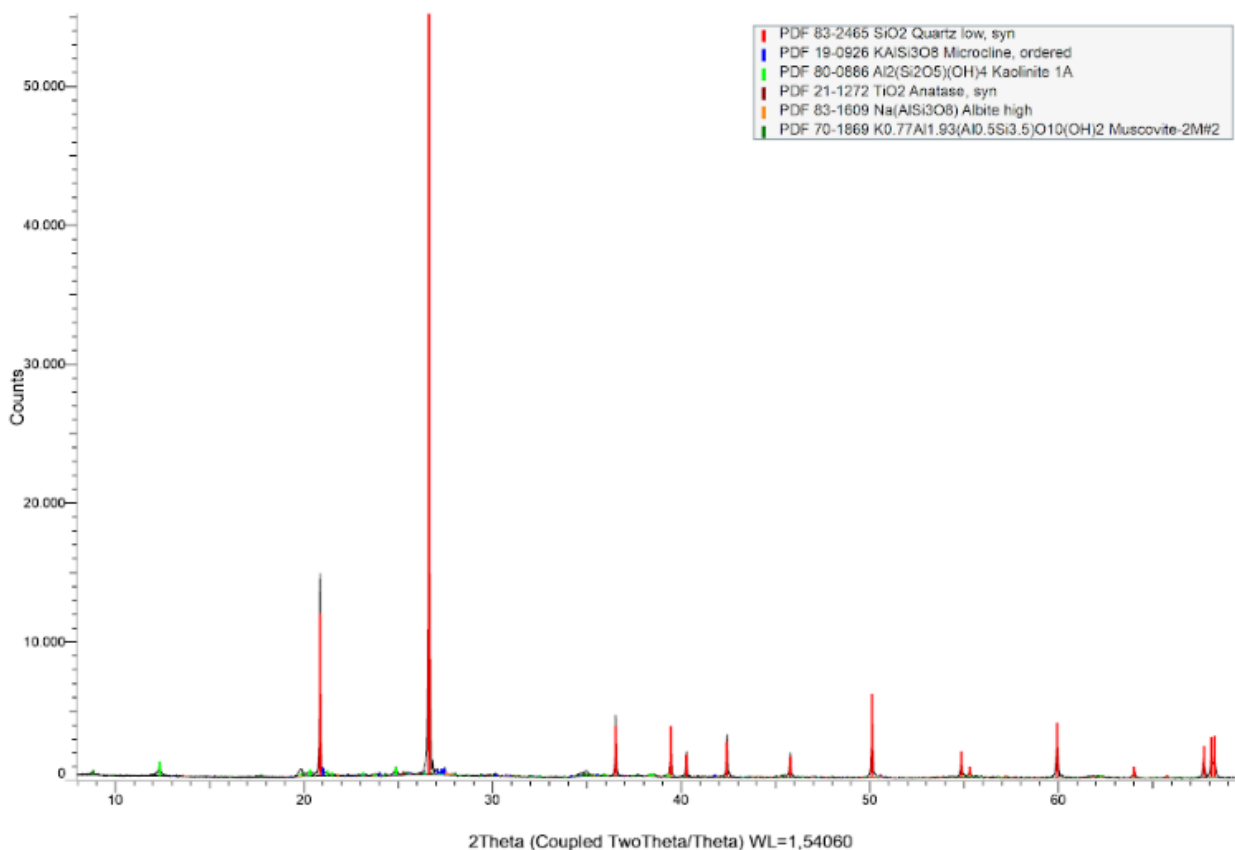
Nota. Adaptado de (Mouret, y otros, 2023)

3.1.3. Arena de formación Mugrosa

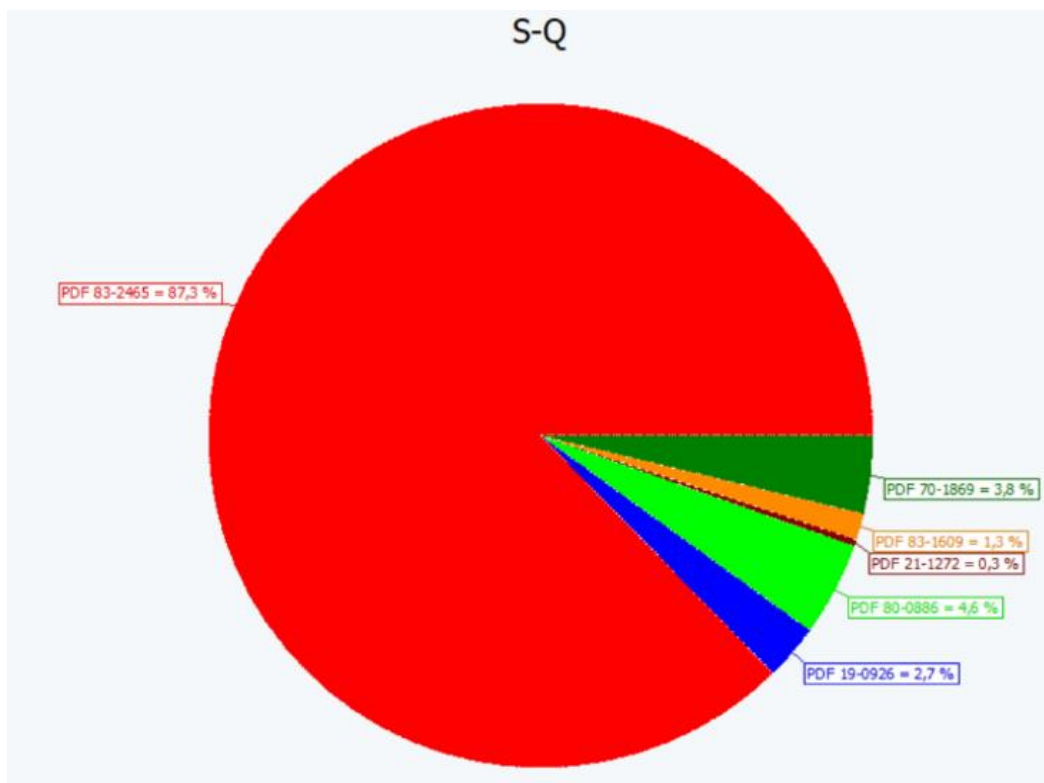
Se realizó una prueba DRX de la arena mugrosa, con el fin de tener una descripción de la composición mineralógica, la Figura 4 muestra la difracción de rayos x para una muestra de arena mugrosa, mientras que la Figura 5, muestra el diagrama semicuantitativo por el cual se puede observar el porcentaje de cada mineral presente en la arena muestra.

Figura 4

Difracción de rayos x para la muestra de arena mugrosa



Nota: Datos proporcionados por el laboratorio de rayos x UIS

Figura 5*Diagrama semicuantitativo*

Nota: Datos proporcionados por el laboratorio de rayos x UIS

Como se aprecia en el diagrama semicuantitativo, el cuarzo (SiO₂) se encuentra en mayor proporción en la formación de mugrosa con un 87,3%, Caolinita en 4,6%, Moscovita 3,8%, Microclina 2,7%, Albita 1,3% y Anatasa 0,3%.

3.2. Determinación de la tensión interfacial (IFT)

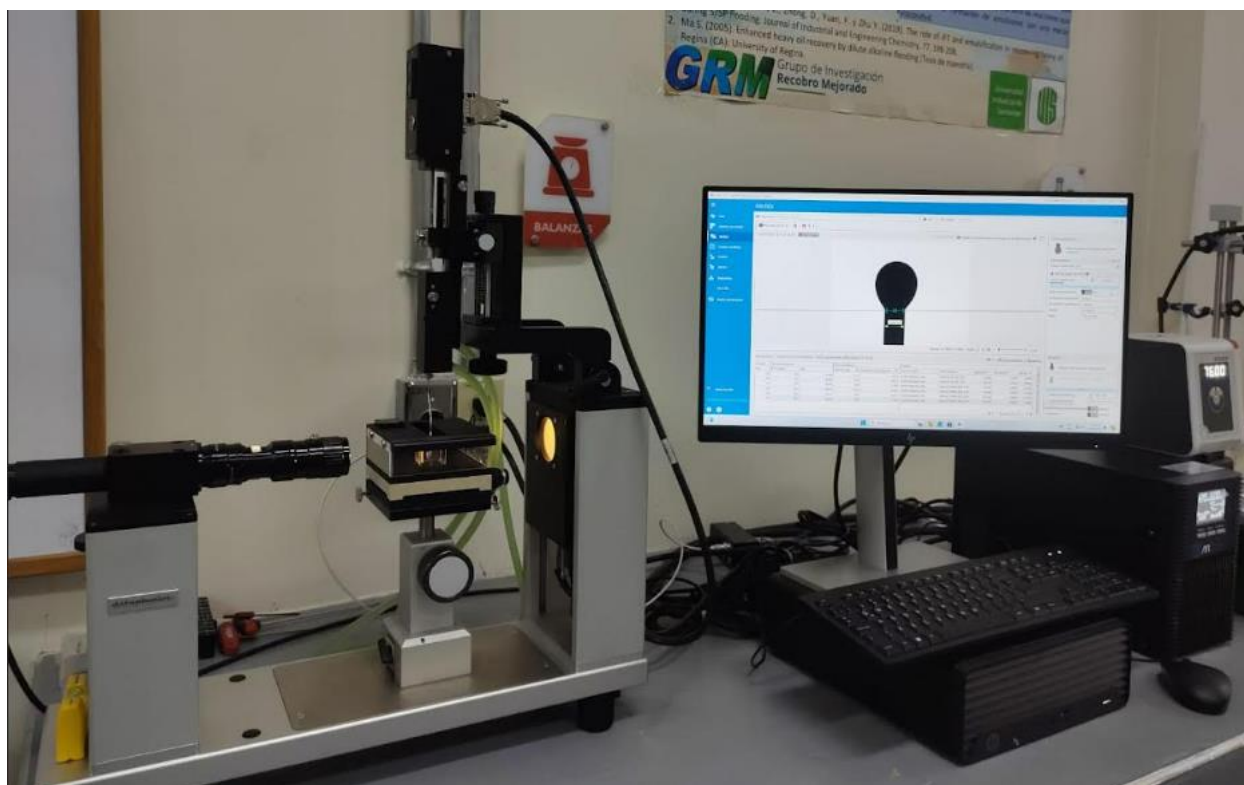
Una vez establecida la salinidad de inyección (12400ppm), se preparan soluciones madre de salmuera a su respectiva concentración y de cada surfactante a 5000 ppm de concentración para cada sistema.

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

La estimación y pruebas de tensión interfacial se efectuaron y ejecutaron en un tensiómetro de gota colgante OCA 15EC (Figura 6) de la empresa Dataphysics a 65°C (temperatura del campo). En donde a condiciones del yacimiento, se forma una gota de crudo en un extremo de una aguja SNC 107/069 en forma de u, la cual estará sumergida en una celda de cuarzo con la fase ambiental (solución surfactante en salmuera sintética). Se inyectan pequeñas dosis de crudo con el fin de formar una pequeña gota, la cámara del equipo captura la imagen mediante un software (dpMax) y se analiza el perfil de la gota, si la tensión interfacial es alta, la gota es muy esférica, si la tensión interfacial es baja, la gota se estira, este procedimiento se hace para cada una de las soluciones madre de surfactantes puros.

Figura 6

Tensiómetro OCA 15EC del laboratorio GRM



EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

Una vez estima la tensión interfacial de los surfactantes individuales, se procede a realizar pruebas de comportamiento de fases, con el fin de establecer una estrategia óptima de formulación, en función de estos dos parámetros.

3.3. Comportamiento de fases

Con el propósito de establecer una estrategia de formulación, se procedió a identificar el sistema de clasificación de Winsor, teniendo la salinidad del campo. Se prepararon soluciones madre para cada uno de los surfactantes con 5000ppm de concentración de surfactante. Posteriormente, se procedió a realizar sistemas surfactante/salmuera/crudo manteniendo una relación agua/aceite (WOR=1).

En tubos de ensayo se agregan 5ml de la fase acuosa y 5ml de la fase oleosa para cada surfactante, se agitan con movimientos suaves y continuos aproximadamente 20 veces con el único propósito de interacción entre las fases, se llevan al horno a 65°C durante 14 días, transcurrido el tiempo establecido se procede a identificar el sistema de clasificación de Winsor I, II, III. Si a simple vista no es posible determinarlo, el paso a seguir es usar un láser para poder identificarlo. Se hace pasar un láser ordinario por la fase acuosa del tubo de ensayo, si el haz de luz atraviesa toda la fase acuosa y se observa el rayo, significa que el surfactante esta mayoritariamente en la fase acuosa (Winsor I), por el contrario, no se divisa este rayo el surfactante esta mayoritariamente en la fase oleosa (Winsor II).

3.4. Formulaciones de surfactantes

Una vez teniendo los resultados de las pruebas preliminares de tensión interfacial y comportamiento de fases de los surfactantes individuales, la estrategia de formulación consiste en buscar tensiones bajas mediante combinaciones de moléculas hidrofílicas e hidrófobas, es decir,

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

combinando surfactantes con comportamiento de fases Winsor I con un Winsor II, con el fin de obtener un sistema Winsor III (microemulsión en fase intermedia ya que estos sistemas se relacionan con bajas tensiones interfaciales obligando al sistema a buscar un equilibrio según (Salager J.-L. , 1998). Se prepararon las formulaciones binarias como se observa en la Tabla 4, para cada una de las formulaciones se usaron las mismas proporciones volumétricas (10/0, 20/80, 40/60, 60/40, 80/20, 0/100). Posteriormente, se realizaron pruebas de tensión interfacial de las formulaciones binarias con el fin de determinar las formulaciones que presentan una interacción óptima que permita alcanzar tensiones interfaciales por debajo de 1 mN/m, validando así su viabilidad para el campo Yariguí-Cantagallo.

Tabla 4

Formulaciones de mezclas binarias de surfactantes

No. Formulación	Formulaciones
Formulación 1	BC220/BXP80
Formulación 2	BTM80K/BON80
Formulación 3	BC220/BC100

3.5. Detergencia y determinación de crudo recuperado

Para la realización de las pruebas de detergencia, se utilizó como muestra de ensayo el mineral de origen del yacimiento Mugrosa, proveniente de la cuenca del valle medio del Magdalena. En tubos de ensayo de 13 ml, se añadieron 2 gramos de arena Mugrosa y se impregnaron con 0.3 ml de crudo. Se mezcla la arena con el crudo con el objetivo de obtener un sistema lo más homogéneo posible. Estas muestras fueron llevadas al horno a 65°C durante 24 horas para eliminar la humedad e inducir la adherencia sólido/crudo. Posteriormente, se agregan 10 ml de cada formulación en los tubos de ensayo, los cuales se tapan y se llevan al horno a 65°C durante 2 semanas. Esta prueba se realiza para cada formulación binaria seleccionada y para la

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

salmuera sin surfactante (blanco). En las pruebas de detergencia, el propósito de esto es observar y evaluar la eficiencia para desplazar el crudo y la limpieza de la roca.

Para cuantificar la recuperación de crudo, se optó por hacer una extracción líquido-líquido, usando como agente extractor Varsol. Para esto, se añadieron a cada tubo de ensayo 10 ml de Varsol con el fin de extraer el crudo presente en la superficie y el solubilizado/emulsionado en la fase acuosa de los tubos de ensayo. El sistema se dejó en reposo durante 7 días, posteriormente, una vez verificada la extracción, se procede a retirar y centrifugar cada una de las muestras con el fin de retirar los sólidos que hayan podido transferirse hacia la fase orgánica. La determinación se realiza usando un equipo UV-Vis (P5 UV-Visible Spectrophotometer) de la marca MAPADA INSTRUMENTS, ya que el crudo presenta un máximo de absorbancia de 490 nm. Mediante la ley de Lambert-Beer, se establece una curva de calibración (absorbancia vs concentración), la cual sirve para cuantificar la cantidad de crudo recuperado en cada prueba de detergencia.

4. Resultados

4.1 Resultados de la tensión interfacial de los surfactantes individuales

La tensión interfacial (IFT) de los surfactantes comerciales se encuentran en la Tabla 5. Esta medición individual es una etapa fundamental en la estrategia de formulación, cuyo propósito es realizar un primer filtro para identificar el potencial de cada surfactante en la reducción de la tensión interfacial bajo condiciones del yacimiento, determinando el desempeño de cada molécula por separado. Los resultados reportados corresponden al promedio de tres mediciones independientes, garantizando la precisión y repetibilidad de los datos.

Tabla 5*Tensión interfacial surfactantes individuales*

Surfactantes	Abreviación	Tension interfacial (mN/m)
Basosol T-MAZ 80K	BTM80K	5,36 ± 0,64
Basosol ON 80	BON80	1,21 ± 0,07
Basosol XP 80	BXP80	0,37 ± 0,04
Basoclean TM 80	BC80	0,87 ± 0,04
Basoclean TM 100	BC100	3,34 ± 0,06
Basoclean TM 200	BC200	1,28 ± 0,09
Basoclean TM 220	BC220	0,19 ± 0,02
Salmuera	Salm	18,88 ± 0,08

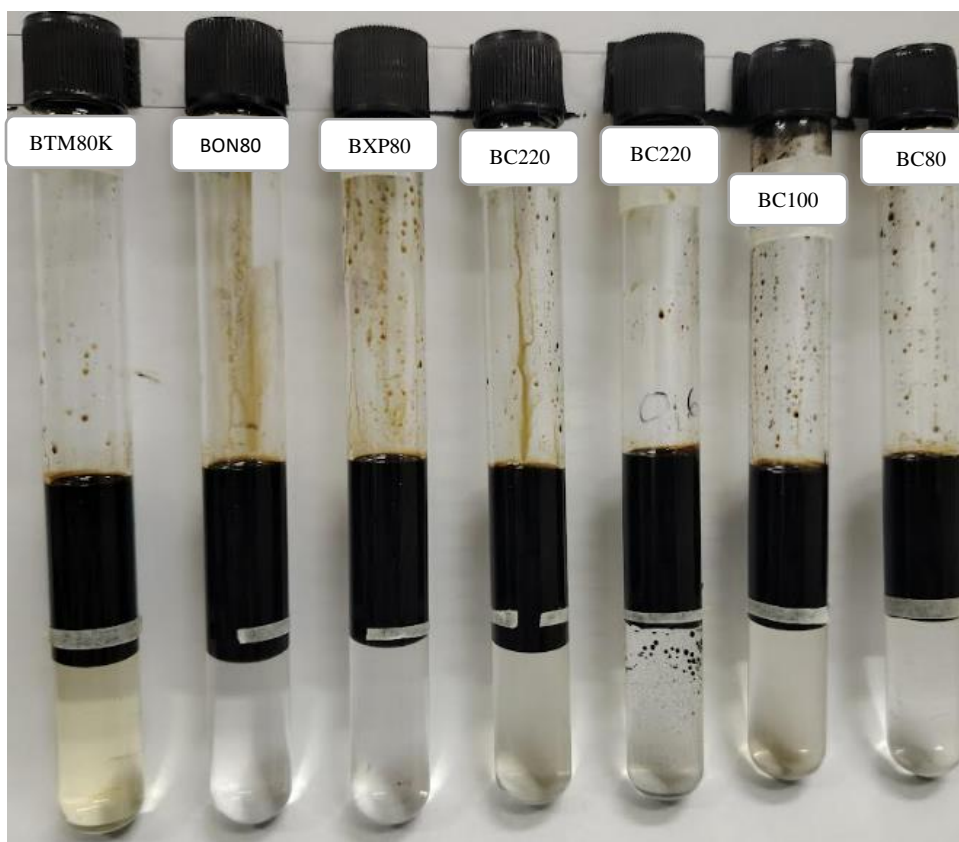
Con base en los valores obtenidos y presentados en la Tabla 5. Se puede apreciar que en contraste a la línea base de la tensión interfacial de la salmuera (18,88 mN/m) los surfactantes están haciendo un trabajo enorme al reducir la tensión interfacial de hasta uno y dos órdenes de magnitud, con el objetivo de bajar la tensión interfacial por debajo de 1 mN/m o mucho menos. Se seleccionaron surfactantes los cuales tengan tensiones interfaciales bajas. Según (Satyajit Chowdhury, 2022) una recuperación incremental alta siempre se ve favorecida por un valor más bajo de tensión interfacial (IFT). Bajo este enfoque, se pretende priorizar individualmente las moléculas que evidenciaron mayor capacidad de reducción de la tensión interfacial.

4.2 Resultados del comportamiento de fases de surfactantes individuales

La valoración del comportamiento de fases de los surfactantes individuales, transcurridos 7 días de equilibrio térmico a condiciones del yacimiento, fundamenta un paso complementario a la medición de las tensiones interfaciales. Con el objetivo de determinar la afinidad química de los surfactantes (naturaleza hidrofílica/lipofílico), esta caracterización permite clasificar los surfactantes a sistemas tipo Winsor I o Winsor II. Según (Salager J.-L. , 1998) la combinación de un agente con predominancia hidrofílica y uno con tendencia lipofílica busca alcanzar un estado de equilibrio óptimo. Los surfactantes muestran el siguiente comportamiento, como se aprecia en la Figura 7.

Figura 7

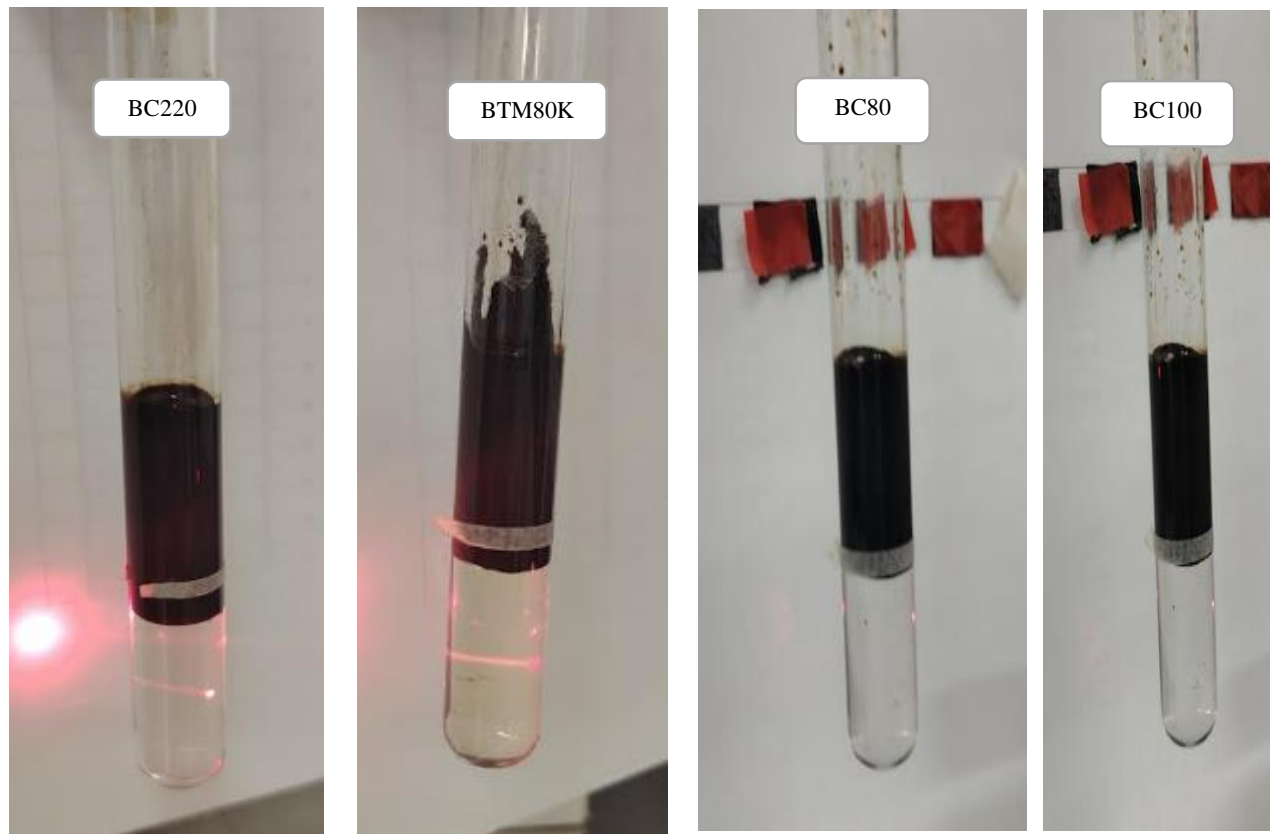
Comportamiento de fases de surfactantes individuales



Al observar el comportamiento de fases a primera vista no se observa que haya crecido el volumen de la fase oleosa o de la fase acuosa con claridad. Algunos tubos muestran colores tenues amarillentos y otras con gotas de aceite dispersas, por lo cual, para garantizar la clara diferenciación de la clasificación de Winsor, se optó por realizar pruebas con un láser para identificar los sistemas con mayor claridad. En la Figura 8, se muestra la interacción del rayo láser con la fase acuosa, y la determinación de la presencia del surfactante en esta fase para algunos sistemas. Si el láser interactúa con la fase acuosa, se establece un comportamiento de tipo (Winsor I), por el contrario, se establece un comportamiento (Winsor II).

Figura 8

Prueba de laser para 4 surfactantes



La Tabla 6 muestra el resumen de la afinidad y en consecuencia del comportamiento de fases para cada surfactante. Solo 2 surfactantes presentaron comportamientos de fases Winsor I, mientras que los restantes mostraron tendencias Winsor II.

Tabla 6

Comportamiento de fases de surfactantes individuales

Surfactantes	Abreviación	Comportamiento de fase	Afinidad
Basosol T-MAZ 80K	BTM80K	Winsor I	Hidrofílico
Basosol ON 80	BON80	Winsor II	Hidrofobo
Basosol XP 80	BXP80	Winsor II	Hidrofobo
Basoclean TM 80	BC80	Winsor II	Hidrofobo
Basoclean TM 100	BC100	Winsor II	Hidrofobo
Basoclean TM 200	BC200	Winsor II	Hidrofobo
Basoclean TM 220	BC220	Winsor I	Hidrofílico

4.3 Formulación de mezclas binarias

La estrategia que se optó para formular surfactantes, radica en los 2 parámetros preliminares anteriormente mencionados. Primeramente, seleccionar surfactantes que se encuentren en lados opuestos del diagrama de Winsor, como lo es el caso de Winsor I y Winsor II. El segundo criterio, es seleccionar surfactantes que por sí solos tengan la capacidad de disminuir la tensión interfacial. En este sentido, algunos surfactantes como BC80 fueron descartados debido a que presentan NaOH en su composición molecular elevando su pH. Por otra parte, lo cual puede

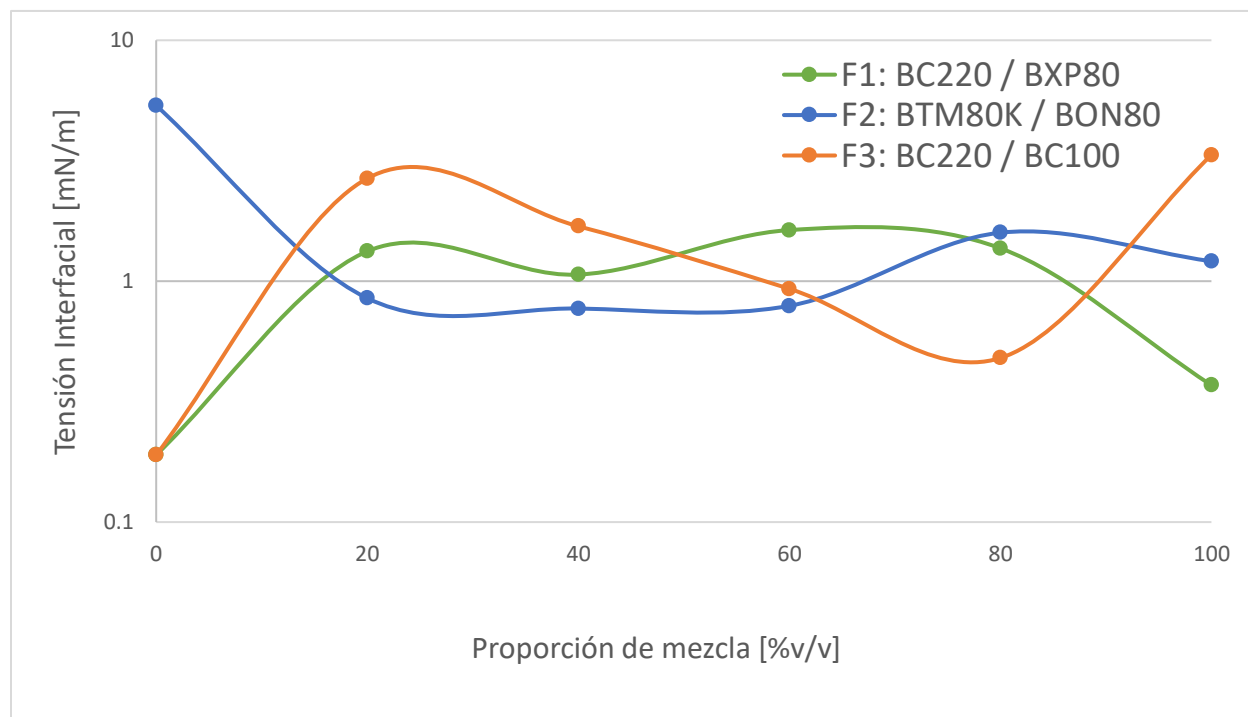
EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

generar posibles reactividades con el sustrato, el BC200 es descartado debido a su baja actividad interfacial. Por su parte, el BXP80 es seleccionado gracias a alta actividad interfacial (tensión baja), a pesar de no contar con información estructural.

Con base en lo anterior y como resultado, se establecieron 3 mezclas con alta potencialidad de disminuir la tensión interfacial de nuestro sistema: BC220/BXP80, BTM80K/BON80 y BC220/BC100. El proceso de formulación, se enfocó en establecer diferentes proporciones entre los componentes de cada una de las mezclas binarias propuestas. Los resultados y comportamiento de la tensión interfacial se encuentran en Figura 9.

Figura 9

Comportamiento de las tensiones interfaciales de las formulaciones binarias



EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

El estudio del sinergismo/antagonismo en mezclas de surfactantes es fundamental, dado que los surfactantes industriales y comerciales son invariablemente mezcla de diferentes compuestos y que las formulaciones complejas involucran dos o más surfactantes, numerosos estudios han realizado intentos para esclarecer la disminución de la tensión interfacial, que no se han comprendido con claridad. La evidencia experimental revela que ciertas interacciones pueden generar un efecto negativo (denominado antagonismo), limitando la disminución de la tensión interfacial (Zhang, Luo, Zhao, Yang, & Yu, 2003).

Algunos estudios sugieren que el sinergismo/antagonismo para la reducción de la tensión interfacial de sistemas con mezclas binaria, no depende únicamente de la interacción entre surfactantes, sino principalmente de la interacción de sus moléculas con las fases oleosa y acuosa, influenciada por factores como el balance hidrófilo-lipófilo, la salinidad y el número de carbono alcano (ACN) de la fase oleosa, superando la falta de claridad histórica sobre porqué ciertas mezclas logran reducciones drásticas mientras otras presentan efectos antagónicos (Zhu, y otros, 2009).

Al analizar los resultados de las tensiones interfaciales para las mezclas binarias, se observa que las formulaciones 1 (BC220/BXP80) y 3 (BC220/BC100) presentan un desempeño limitado. En estos sistemas no se evidencia un efecto sinérgico a nivel interfacial entre ambas moléculas dado que las tensiones obtenidas para las mezclas resultan superiores a las de sus componentes individuales, manifestando un fenómeno de antagonismo, un aspecto a resaltar en la formulación 3 es que se identificó una proporción en la cual se logró bajar del umbral establecido.

En contraste, la formulación 2 (BTM80K/BON80), muestra un comportamiento favorable y sinérgico al reducir la tensión interfacial por debajo del umbral establecido hacia un valor

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

mínimo en proporciones de 20% a 60%. Este comportamiento sugiere un empaquetamiento molecular eficiente en la interfase, logrando superar el desempeño individual de sus constituyentes. Este desempeño evidencia un potencial significativo para su aplicación en procesos de recuperación mejorada de petróleo, dado que logra reducir la tensión interfacial en aproximadamente dos órdenes de magnitud. Asimismo, la estabilidad de estos valores mínimos sugiere un empaquetamiento molecular eficiente en la interfase. Por otra parte, se observa que surfactantes como BC220 y BC100 podrían presentar un mejor desempeño de manera individual, sin evidenciar sinergia al combinarse con otras moléculas.

4.4 Determinación de la efectividad en la detergencia de las formulaciones

Se realizaron las pruebas de detergencia para las formulaciones binarias establecidas, empleando como sustrato la arena Mugrosa, siguiendo la metodología propuesta. Las pruebas de detergencia están diseñadas para evaluar la capacidad de las formulaciones binarias en la remoción de crudo del sustrato y medir qué tan efectivo es el químico para desprender el crudo y limpiar el sustrato sólido. Con esto en mente se puede identificar cuales tienen potencial para ser aplicados en procesos de recuperación mejorada de petróleo.

La Figura 10, muestra los resultados de las pruebas de detergencia de cada formulación, tras ser llevadas al horno durante 2 semanas a 65°C.

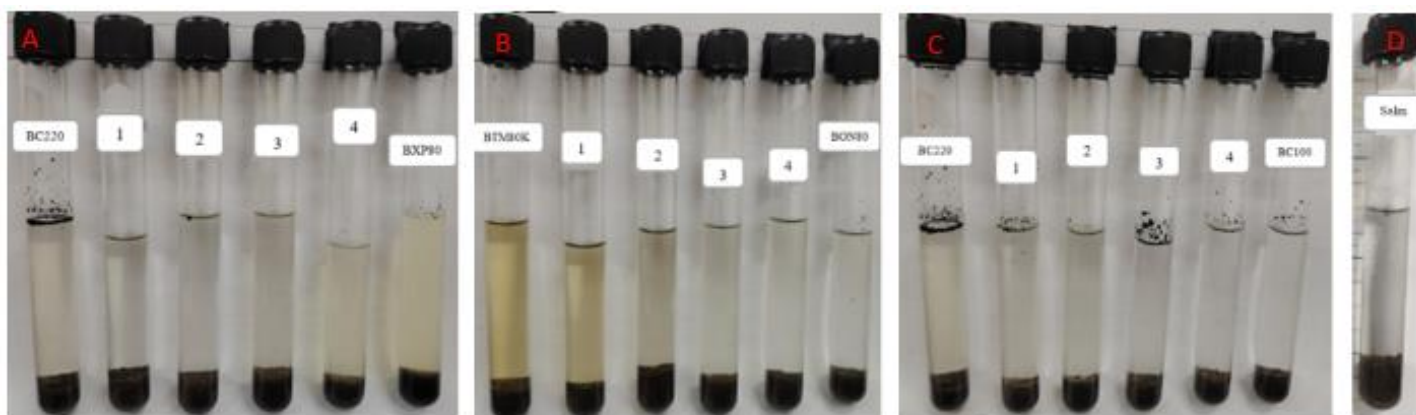
La Tabla 7, muestra las proporciones en las cuales se encuentran las moléculas usadas en cada sistema, donde las proporciones de mezclas van de izquierda a derecha empezando con la #1 y terminando con la #4.

Tabla 7*Proporción de mezcla*

Proporción de mezcla (%)	#
80%/20%	1
60%/40%	2
40%/60%	3
20%/80%	4

Figura 10

Formulaciones binarias. A) Formulación 1 (BC220/BXP80). B) Formulación 2 (BTM80K/BON80). C) Formulación 3 (BC220/BC100). D) Salmuera.



Teniendo en cuenta la apariencia y clasificación de Ecopetrol (ver Figura 2) para las pruebas de detergencia, se observa que en todas las formulaciones y en todas las proporciones la eficiencia de detergencia o potencial de limpieza es deficiente. Según (Ramirez Soto, 2019) los fenómenos que afectan la detergencia y limitan la recuperación efectiva se resumen principalmente en la retención de surfactante en el medio poroso. Este problema probablemente está limitando la

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

disminución de la tensión interfacial. La adsorción es un fenómeno donde las moléculas de surfactante se adhieren a la interfase roca-fluido. Este proceso puede ser determinante igualmente en disminuir el efecto sobre un posible cambio en la mojabilidad del sistema.

Los minerales arcillosos tienen estructuras en capas, lo que resulta en variaciones en su capacidad de absorber hidrocarburos de crudo, a medida que aumenta la cantidad de minerales arcillosos, la cantidad de surfactante absorbido también aumenta, lo que lleva a la reducción en la eficiencia de barrido (Zhaon, y otros, 2024).

La composición mineralógica de la formación Mugrosa tiene una influencia relevante debido al alto contenido de minerales arcillosos. La presencia de estos minerales implica superficies con carga eléctrica, lo cual favorece las interacciones con el sustrato, en concordancia con los comportamientos reportados en la literatura para isotermas de adsorción de surfactantes no iónicos (Gutierrez Fontecha & Gómez Garzón, 2024).

Al observar la descripción mineralógica de la arena (Figura 5), se aprecia que se encuentra arcilla y otros minerales, la arcilla tiende a adsorber crudo observándose una especie de hinchamiento de los granos de arena, debido a este fenómeno y propiedades fisicoquímicas los surfactantes pierden eficiencia en el barrido del crudo.

La Tabla 8, resume los resultados obtenidos en cuanto al crudo recuperado de cada sistema, con base al procedimiento, el cual se encuentra en el Apéndice B de esta investigación.

Tabla 8*Resultados Obtenidos de recuperación*

Formulación 1	C (mg/L)	F. Dilución	Masa (mg)	Masa (g)	%Recuperado
BC220	313,9	3139,5	15,70	0,01570	5,63
BC220(20%)- BXP80(80%)	359,6	359,6	1,80	0,00180	0,64
BC220(40%)- BXP80(60%)	54,5	54,5	0,27	0,00027	0,10
BC220(60%)- BXP80(40%)	193,2	193,2	0,97	0,00097	0,35
BC220(80%)- BXP80(20%)	25,2	25,2	0,13	0,00013	0,05
BXP80	651,1	651,1	3,26	0,00326	1,17
Formulación 2	--	--	--	--	--
BTMAZ80	50,9	50,9	0,25	0,00025	0,09
BTMAZ80(20%)- BON80(80%)	60,6	60,6	0,30	0,00030	0,11
BTMAZ80(40%)- BON80(60%)	62,9	62,9	0,31	0,00031	0,11
BTMAZ80(60%)- BON80(40%)	111,6	111,6	0,56	0,00056	0,20
BTMAZ80(80%)- BON80(20%)	58,3	58,3	0,29	0,00029	0,10
BON80	235,5	235,5	1,18	0,00118	0,42
Formulación 3	--	--	--	--	--
BC220	313,9	3139,5	15,70	0,01570	5,63
BC220(20%)- BC100(80%)	345,5	691,0	3,45	0,00345	1,24
BC220(40%)- BC100(60%)	232,9	2329,2	11,65	0,01165	4,17
BC220(60%)- BC100(40%)	243,7	243,7	1,22	0,00122	0,44
BC220(80%)- BC100(20%)	436,8	873,5	4,37	0,00437	1,57
BC100	199,8	199,8	1,00	0,00100	0,36

Al analizar los resultados de la Tabla 8, se destaca que el surfactante BC220 presenta mayor eficiencia de recuperación de forma individual (5,63%), superando el desempeño de las demás

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

formulaciones y surfactantes. Este fenómeno sugiere que, aunque la reducción de la tensión interfacial es clave para la movilización del crudo, la detergencia del sistema depende de un equilibrio de parámetros como la adsorción del mineral, la salinidad, temperatura entre otros.

Es probable que, en mezcla se presente un efecto de competencia o sinergismo/antagonismo por los sitios activos en la superficie del mineral o una interacción molecular que limite la capacidad del BC220. Si no se garantiza una alteración favorable, el surfactante se absorbe excesivamente en el mineral y la eficiencia de limpieza disminuye. No obstante, aunque no se alcanza una alta eficiencia en la recuperación de crudo bajo las condiciones evaluadas, el producto BC220 no solo presenta una significativa reducción de la tensión interfacial, sino que también evidencia, mediante las pruebas de detergencia, su potencial de aplicación en procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR).

5. Conclusiones

- Se demostró que los surfactantes biodegradables estudiados en el presente proyecto, permiten reducir eficientemente la tensión interfacial del crudo Yariguí-Cantagallo. Individualmente, el surfactante BC220 exhibió el mejor desempeño con un 0,19 mN/m, logrando una reducción de hasta 2 orden de magnitud con respecto a la IFT de la salmuera base (18,88 mN/m), demostrando su potencialidad para uso en recobro mejorado de petróleo.
- La capacidad de remoción del crudo en las formulaciones establecidas es insuficiente. Este comportamiento es principalmente a la fuerte interacción entre los surfactantes y la arena Mugrosa, caracterizada por una elevada adsorción de surfactantes sobre la arena. Esto es asociado al alto contenido de minerales arcillosos, reduce significativamente la

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

concentración efectiva de surfactante disponible para la disminución de la tensión interfacial, limitando así la movilización del crudo atrapado. En este sentido, la eficiencia de detergencia no depende únicamente de la naturaleza biodegradable del surfactante, sino de su compatibilidad con la mineralogía del sustrato y su capacidad para resistir pérdidas por adsorción, lo cual limita su aplicabilidad directa en procesos de recuperación mejorada de petróleo en formaciones con alto contenido de arcillas.

6. Recomendaciones

- Se recomienda ampliar el estudio mediante la evaluación de otras moléculas biodegradables o el uso de surfactantes de origen natural, con el fin de identificar alternativas que puedan mejorar el desempeño del sistema. Además, realizar un seguimiento permanente de la literatura científica, para contrastar los hallazgos reportados por otros autores, facilitando la anticipación de posibles comportamientos experimentales.

Referencias bibliográficas

- A, B., & O, C. (2021). *Revisión del uso de biosurfactantes para su implementación en los procesos de recuperación mejorada de petróleo*. doi: 10.26620/uniminuto.inventum.16.31.2021.4-14
- Afeez Gbadamosi, S. O. (s.f.). *Surfactant applications in oil and gas industry: Efficiency, toxicity, and remediation techniques*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.molliq.2025.127440>
- Afeez, G., Suaibu O, B., Kabiru, H., Shirish, P., Muhammad, S. K., Mohamed, M., & Tawfik A, S. (2025). *Surfactant applications in oil and gas industry: Efficiency, toxicity, and remediation techniques*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.molliq.2025.127440>
- Alanis, P. L., AlSofi, A., Wang, J., & Han, S. (2015). *Hacia una tecnología alternativa de inyección de SP de base biológica: I. Evaluación de biosurfactantes*. doi:<https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/174621-MS>
- Alejandro, C., & Julián, G. (2018). *ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR ASISTIDA POR QUÍMICOS (Surfactante, Alcali-Surfactante) COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA EL CAMPO TECA-COCORNÁ [Tesis Ingeniería de Petróleos]*. Fundación Universidad de América. Obtenido de <https://repository.uamerica.edu.co/server/api/core/bitstreams/b92a8a0f-8763-4a7e-85e2-4dcfce606f9f/content>
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced Oil Recovery: An Update Review. *Energies*, 1529-1575. doi:<https://doi.org/10.3390/en3091529>
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). *Enhanced Oil Recovery: An update review*. *Energies*. Obtenido de <https://doi.org/10.3390/en3091529>

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

- Amorim, G. G., Santos, D. P., & Custodio, R. (2025). Absortividade molar e probabilidade de transição. *Revista Chemkeys*, 7(00), e025001. doi:<https://doi.org/10.20396/chemkeys.v7i00.20551>
- Bohórquez Rodríguez, A. M. (2021). *Evaluación de la implementación de biosurfactantes en los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) mediante simulación numérica. [Trabajo de grado, Fundación Universidad de América]*. Repositorio Institucional Lumieres. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.11839/8641>
- Camargo García, A. y. (2018). *Estudio de la viabilidad técnica de la inyección continua de vapor asistida por químicos (surfactante, álcali-surfactante) como método de recobro mejorado mediante simulación numérica para el campo Teca-Cocorná [Tesis de pregrado]*. Fundación Universidad de América. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.11839/6805>
- Chang, X. W. (2024). *Preparation of ionic liquids microemulsion and its application for the treatment of oily sludge*. doi:<https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.1080/01932691.2022.2136194>
- Delgadillo, C., Espinosa, C., Díaz, V., Ruiz, M., & Manrique, E. (2020). *Nuevas tecnologías de recobro químico y su aplicabilidad*. doi: <https://doi.org/10.18273/revfue.v18n2-2020001>
- Gutierrez Fontecha, M. F., & Gómez Garzón, Y. E. (2024). *Análisis de los mecanismos que rigen la adsorción de un surfactante sobre la Formación Mugrosa en procesos de recobro químico. [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander]*. Universidad Industrial de Santander. Obtenido de <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/42293>
- Hardesty, J. H. (s.f.). *Spectrophotometry and the Beer-Lambert Law: An Important Analytical Technique in Chemistry*. Obtenido de

https://www.academia.edu/34724925/Spectrophotometry_and_the_Beer_Lambert_Law_An_Important_Analytical_Technique_in_Chemistry

Jaimés, M. G. (2019). Protocolo experimental para la evaluación de microemulsiones que modifican la mojabilidad en el medio poroso. Aplicación a campos colombianos. *El Reventón Energético*, 17(2), 51-61. doi: <http://dx.doi.org/10.18273/revfue.v17n2-2019006>

Jaimés, M. G. (2019). Protocolo experimental para la evaluación de microemulsiones que modifican la mojabilidad en el medio poroso. Aplicación a campos colombianos. *Revista Fuentes, El Reventón Energético*, 63–75. doi:<https://doi.org/10.18273/revfue.v17n2-2019010>

Kaiser, A. . (2016). *A New Class of Renewable Surfactants for Chemical Enhanced Oil Recovery*. doi:<https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/181290-MS>

Lavisha Jangid, S. D. (s.f.). *Exploring interfacial properties and thermodynamic parameters of synthesized biodegradable surfactants from Brassica Juncea and their emulsification characteristics*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.125326>

Lavisha, J., Soumyadip, D., Dinesh, J., Neha, S., Keka, O., & Ajay, M. (2024). *Exploring interfacial properties and thermodynamic parameters of synthesized biodegradable surfactants from Brassica Juncea and their emulsification characteristics*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.125326>

Mouret, A., Quintero Pérez, H. I., Hénaut, I. J., Blazquez-Egea, C., Ortíz, R. M., & Salaün, M. (2023). Experimental evaluation of the potential impacts of polymer breakthrough on topside operations at Yariguí-Cantagallo field conditions. *CT&F - Ciencia, Tecnología Y Futuro*, 13(1), 57–74. doi:<https://doi.org/10.29047/01225383.674>

Ogunkunle, T., Fadairo, A., Rasouli, V., Ling, K., Oladepo, A., Chukwuma, O., & Ayoo, J. (2020).

Microbial-derived bio-surfactant using neem oil as substrate and its suitability for enhanced oil recovery. doi:<https://doi.org/10.1007/s13202-020-01040-x>

Ramezan, M., Lashkarbolooki, M., & Abedini, R. (2022). Experimental investigation of different

characteristics of crude oil on the interfacial activity of anionic, cationic and nonionic surfactants mixtures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 214, 110485.

doi:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110485>

Ramirez Soto, C. (2019). Perfil de Invasión de un Surfactante aniónico en Procesos de Recobro Mejorado.

Rebeka Bejczy, R. N.-K. (2024). A universal method for determining the detergent effect of surfactants. *MethodsX*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.mex.2024.102755>

Rodríguez-Arturo, Y. (2019). *Obtención y evaluación de un ecotensioactivo como alternativa para procesos de recobro mejorado de petróleo [Tesis de maestría, Universidad Nacional de Colombia]*. Repositorio institucional. Obtenido de <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/75566>

Sakthipriya, N., Ganesh, K., Akhil, A., Mukesh, D., & Jitendra S, S. (2021). *Impact of Biosurfactants, Surfactin, and Rhamnolipid Produced from Bacillus subtilis and Pseudomonas aeruginosa, on the Enhanced Recovery of Crude Oil and Its Comparison with Commercial Surfactants.* Obtenido de <https://pubs-acsc-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/doi/10.1021/acs.energyfuels.1c00679>

Salager, J. (1998). *Formulacion: HLB, PIT Y R de Winsor. Merida, Venezuela: Universidad de Los Andes, Laboratorio FIRP.*

SALAGER, J. (2002). *LAB.FIRP*. Obtenido de <https://es.firp-ula.org/tesoro/los-surfactantes>

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

Salager, J.-L. (1998). *Formulacion: HLB, PIT Y R de Winsor*. Merida, Venezuela: Universidad de Los Andes, Laboratorio FIRP.

Santa, M., Alvarez-Jürgenson, G., Busch, S., Birnbrich, P., Spindler, C., & Brodt, G. (2011). Sustainable Surfactants in Enhanced Oil Recovery. *Paper presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. doi: <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/145039-MS>

Sanz Tejedor, A. (s.f.). *Química Orgánica Industrial*. Obtenido de <https://www.eii.uva.es/organica/qoi/tema-10.php>

Sarkar Muheedin Hama, A. K. (2023). Review of the Application of Natural Surfactants in Enhanced Oil Recovery: State-of-the-Art and Perspectives. *Energy & Fuels*, 37 (14), 10061-10086. doi:10.1021/acs.energyfuels.3c01347

Satyajit Chowdhury, S. S. (2022). Comprehensive Review on the Role of Surfactants in the Chemical Enhanced Oil Recovery Process. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 61 (1), 21-64. doi:10.1021/acs.iecr.1c03301

Shaikhah, D., Loise, V., Angelico, R., Porto, M., Calandra, P., Abe, A., . . . Caputo, P. (2024). *New Trends in Biosurfactants: From Renewable Origin to Green Enhanced Oil Recovery Applications*. doi:<https://doi.org/10.3390/molecules29020301>

Tejedor, A. S. (s.f.). *Química Orgánica Industrial*. Obtenido de <https://www.eii.uva.es/organica/qoi/tema-10.php>

Toque-Huaman, E., & Gonzales Balladares, J. D. (2024). Un simple fotómetro con luz UV de bajo costo para la enseñanza experimental de la ley de Beer-Lambert. *Revista Eureka Sobre Enseñanza Y Divulgación De Las Ciencias*, 21(3), 3401. doi:https://doi.org/10.25267/Rev_Eureka_ensen_divulg_cienc.2024.v21.i3.3401

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

- Zhang, L., Luo, L., Zhao, S., Yang, B., & Yu, J. (2003). Studies of synergism/antagonism for lowering dynamic interfacial tension in surfactant/alkali/acidic oil systems. *Journal of Colloid and Interface Science*, 260(2), 398-403. doi:[https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.1016/S0021-9797\(02\)00202-3](https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.1016/S0021-9797(02)00202-3)
- Zhaon, Y., Sun, Y., Sun, H., Zuo, F., Kuang, S., Zhang, S., & Wang, F. (2024). Surfactant-Based Chemical Washing to Remediate Oil-Contaminated Soil: The State of Knowledge. 648. doi:<https://doi.org/10.3390/toxics12090648>
- Zhu, Y.-W., Song, X.-W., Luo, L., Zhang, L., Zhao , S., & Yu, J.-Y. (2009). Studies of Synergism/Antagonism for Lowering Interfacial Tensions in Alkyl Benzene Sulfonate Mixtures. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 30(7), 1015-1019. doi:<https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.1080/01932690802701481>

Apéndices

Apéndice A Tabla Tensiones interfaciales formulaciones binarias

Tabla con el valor de las tensiones interfaciales en formulación, los valores presentan un promedio de tres tomas independientes para mayor precisión.

Tensión interfacial formulaciones binarias

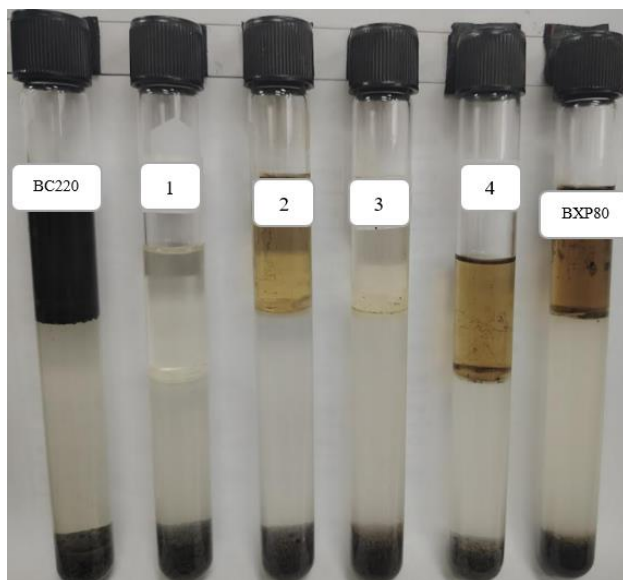
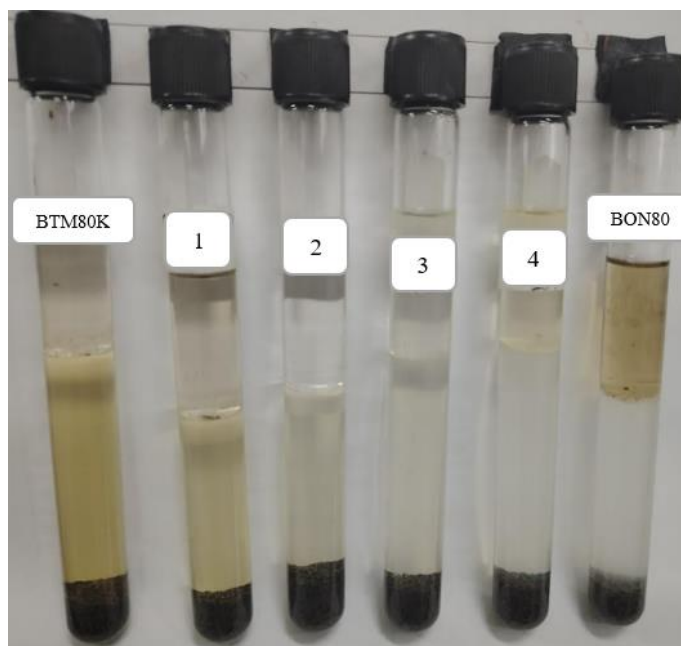
Formulación 1	IFT [mN/m] 5000 ppm	Formulación 2	IFT [mN/m] 5000 ppm	Formulación 3	IFT [mN/m] 5000 ppm
BC220	0,19	BTM80K	5,36	BC220	0,19
BC220 (20%)/BXP80 (80%)	1,79	BTM80K (20%)/BON80 (80%)	0,85	BC220 (20%)/BC100 (80%)	2,67
BC220 (40%)/BXP80 (60%)	1,83	BTM80K (40%)/BON80 (60%)	0,77	BC220 (40%)/BC100 (60%)	1,69
BC220 (60%)/BXP80 (40%)	1,63	BTM80K (60%)/BON80 (40%)	0,79	BC220 (60%)/BC100 (40%)	0,93
BC220 (80%)/BXP80 (20%)	1,37	BTM80K (80%)/BON80 (20%)	1,59	BC220 (80%)/BC100 (20%)	0,48
BXP80	0,37	BON80	1,21	BC100	3,34

Apéndice B Procedimiento para cuantificar el crudo recuperado y ejemplo de cálculo

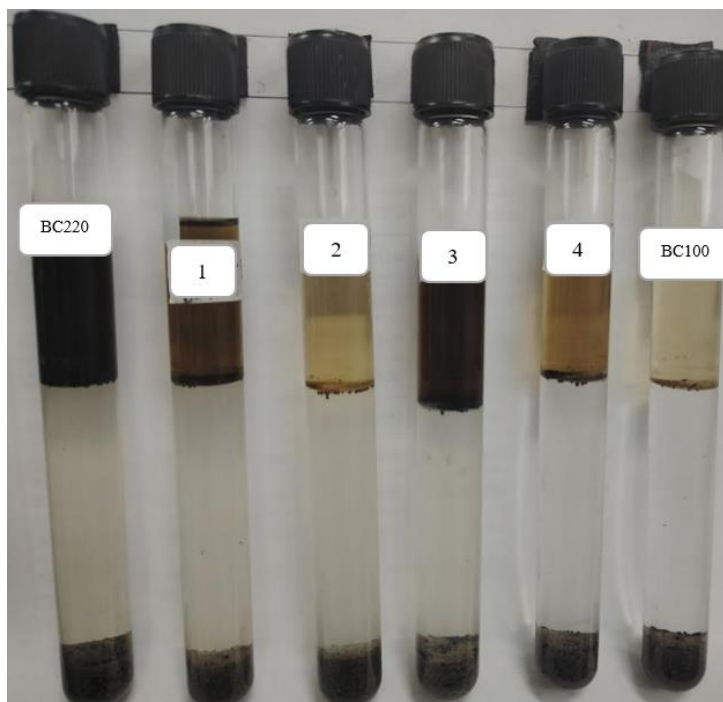
Para poder cuantificar el crudo que se extrajo, primero se usó como disolvente Varsol, debido a su afinidad química por el crudo, su función es disolver las trazas de crudo que quedaron suspendidas en la fase acuosa y la interfaz, fueron suministrados 5ml de Varsol a cada formulación

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

binaria, las Figuras 13, 14 y 15 presentan para cada formulación respectivamente la extracción 7 días después.

Extracción L-L Formulación 1 (BC220/BXP80)*Extracción L-L Formulación 2 (BTM80K/BON80)*

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

Extracción L-L Formulación 3 (BC220/BC100)

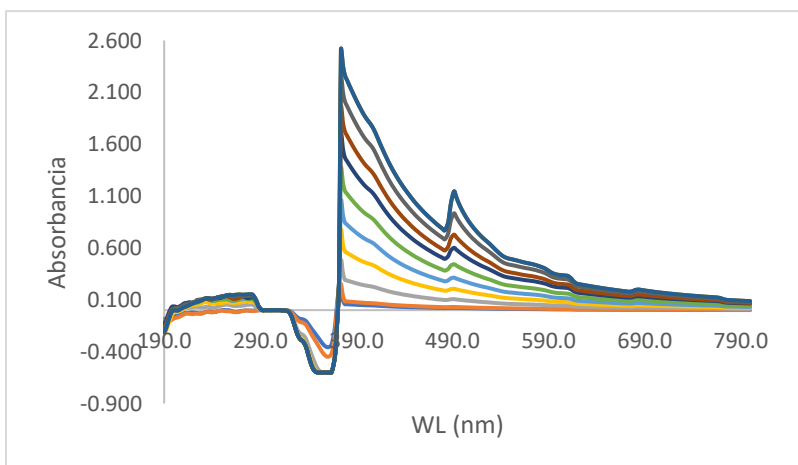
Tras la inspección visual de las pruebas de extracción L-L 7 días después, visualmente se aprecia en la fase orgánica (Varsol) en cada una de las formulaciones un gradiente de coloración que salta de oscuro a claro sin una lógica lineal, mostrando fluctuaciones en la intensidad cromática. Este fenómeno sugiere varias razones, que los surfactantes no presenten sinergia el uno con el otro y compitan entre ellos, en determinadas concentraciones se formen micelas mixtas las cuales inhiben el desplazamiento del crudo suspendido, otra posible razón es la afinidad competitiva entre el surfactante y el Varsol, siendo este último incapaz de tener la fuerza necesaria para arrancar el crudo del surfactante.

Para la curva de calibración de UV-VIS, primero se tiene que diluir el crudo en Varsol a concentraciones específicas, con el fin de poder obtener una gráfica la cual nos presente una longitud de onda óptima, la cual será usada para obtener el dato de absorbancia de las

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

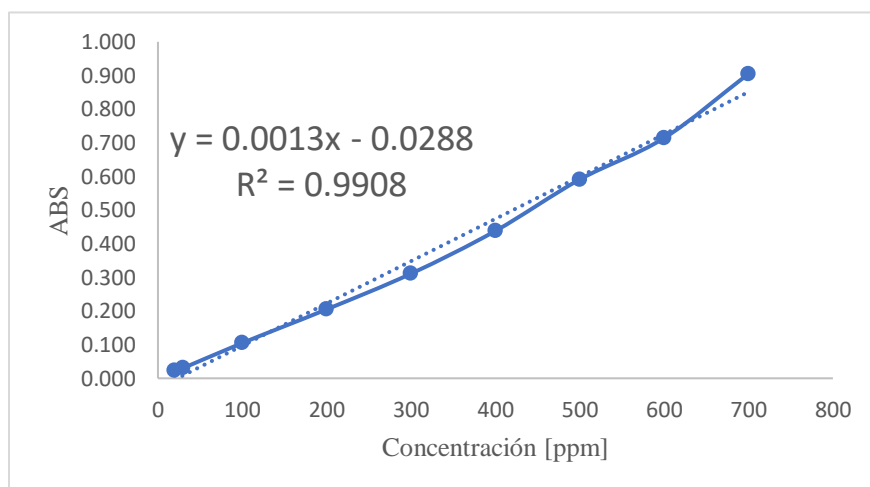
formulaciones, previamente separadas. La figura 16, presenta la gráfica obtenida del UV-VIS de la absorbancia vs longitud de onda.

Gráfica de absorbancia vs longitud de onda



Una vez con las concentraciones específicas y la absorbancia obtenida, se procede a fabricar la curva de calibración obedeciendo la relación lineal que existe entre la absorbancia y la concentración según la ley de Lambert-Beer. La figura 17, presenta la curva de calibración.

Curva de calibración Absorbancia vs Concentración



EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

Teniendo en cuenta que el UV-VIS solo registra rangos de valores de absorbancia entre 0 y 1, en algunas muestras se optó por diluir, dicho factor de dilución será tomado en cuenta para calcular la masa recuperada, La Tabla 11, muestra los valores de la absorbancia para cada formulación y para cada proporción.

Valores de Absorbancia

Formulación 1	ABS	Formulación 2	ABS	Formulación 3	ABS
BC220	0,379	BTM80K	0,037	BC220	0,379
BC220 (20%)/BXP80 (80%)	0,439	BTM80K (20%)/BON80 (80%)	0,05	BC220 (20%)/BC100 (80%)	0,42
BC220 (40%)/BXP80 (60%)	0,042	BTM80K (40%)/BON80 (60%)	0,053	BC220 (40%)/BC100 (60%)	0,274
BC220 (60%)/BXP80 (40%)	0,222	BTM80K (60%)/BON80 (40%)	0,116	BC220 (60%)/BC100 (40%)	0,288
BC220 (80%)/BXP80 (20%)	0,004	BTM80K (80%)/BON80 (20%)	0,047	BC220 (80%)/BC100 (20%)	0,539
BXP80	0,818	BON80	0,277	BC100	0,231

Una vez con los valores de absorbancia y teniendo en cuenta que, en 2 gramos de arena se encuentran 0,3ml de crudo, en esos 2 gramos de arena hay 0,279 g de crudo, para calcular el crudo recuperado se tiene en cuenta la ecuación de la recta Ec.2

$$y = 0,0013x - 0,0288 \quad (\text{Ec.2})$$

$$x = \frac{y+0,0288}{0,0013} \quad (\text{Ec. 3})$$

EOR CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES EN VMM

Ejemplo: BC220(40%) /BC100(60%)

$$x = \frac{0,274 + 0,0288}{0,0013}$$

$$x = 232,9 \text{ mg/L}$$

Factor de dilución (1/10):

$$x = 232,92 * 10 = 2329,2 \text{ mg/L}$$

Masa recuperada: siendo V_{sln} , el volumen de Varsol usado

$$V_{sln} = 5 \text{ ml}$$

$$M = C \left(\frac{\text{mg}}{\text{L}} \right) * V_{sln}(\text{L}) \quad (\text{Ec. 4})$$

$$M = 2329,2 \left(\frac{\text{mg}}{\text{L}} \right) * 0,005(\text{L})$$

$$M = 11,65 \text{ mg} = 0,01165 \text{ g}$$

Porcentaje de recuperación: siendo M_{in} , la masa inicial de crudo en la arena

$$\%Rec = \frac{M}{M_{in}} * 100 \quad (\text{Ec. 5})$$

$$\%Rec = \frac{0,01165}{0,279} * 100 = 4,17\%$$