

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Estudio de propiedades interfaciales en formulaciones de surfactantes comerciales para su potencial aplicación en un campo de crudo pesado en los Llanos Orientales.

Lucia Valentina Carrascal Navarro y Wilmer Eliecer Reyes Merchán

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Químico
Modalidad de Trabajo de Investigación

Director

Ronald Alfonso Mercado Ojeda

Doctor en Ingeniería de Procesos y Productos

Codirectora

Ana María Lozada Campo

Ingeniera Química

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

2024

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Dedicatoria

Este logro se lo dedico inicialmente a mis amados padres, el Sr. Wilson Carrascal y la Sra. Ludy Navarro, quienes con su inquebrantable amor y apoyo constante han sido mi roca, mi motor y mayor inspiración durante este camino académico. A mi hermano Hallan Camilo Carrascal, por su aliento y compañía, por ser mi fuente de motivación en cada paso de este viaje, a mis abuelos Antonio Navarro, Lucía Navarro, Melida Guerrero y Altenio Carrascal (QEPD), cuyo ejemplo de perseverancia y valores han iluminado mi camino, su legado de sabiduría y amor perdurara en mi corazón para siempre.

Este logro no solo es mío, sino de ustedes también. Gracias por su infinita paciencia, comprensión y por creer en mí incluso cuando yo dudaba. A ustedes dedico este trabajo con profundo amor y gratitud. ¡Los amo!

Con amor, Lucía Valentina Carrascal Navarro.

Culminar un objetivo o propósito es, sin duda, el punto más anhelado al iniciar una aventura, sin embargo el camino que recorreremos para alcanzarlo es lo que define cada experiencia, quienes forman parte de este trayecto contribuyen de maneras significativas impulsándonos a lograr nuestras metas; es por esto que dedico este trabajo de grado a mi madre Rosalbina Reyes quien ha sido y siempre será en todo sentido un gran pilar en mi vida y un ejemplo de comprensión, amor y cariño, a mi abuela Eumelia Merchán quien con sus sabias enseñanzas han construido la persona que hoy soy y finalmente a mi hermano Alexis Merchán, un ejemplo de unión y comprensión, y quien será siempre mi compañero de vida.

Wilmer Eliecer Reyes Merchán

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Agradecimientos

Inicialmente agradecer a Dios, fuente de toda sabiduría y guía en nuestra vida. En cada paso de este viaje académico, hemos sentido tu presencia y tu dirección, iluminando nuestra mente y fortaleciendo nuestro espíritu. Agradecemos profundamente tus bendiciones y tu constante amor, que han sido nuestra inspiración y nuestro sustento en momentos de desafío y duda. Que este trabajo pueda ser un reflejo de tu grandeza y un testimonio de tu gracia infinita. A ti sea toda la gloria y el honor.

A nuestras familias, nuestro más profundo agradecimiento por su amor, apoyo y comprensión incondicional a lo largo de este camino. Este logro no habría sido posible sin su constante respaldo. Gracias por estar siempre a nuestro lado.

A nuestras amigas Merlin Santos y Angie Sandoval, por su apoyo y aliento durante gran parte de nuestra carrera universitaria, por escuchar nuestros problemas y ser un verdadero sostén en los momentos más desafiantes, su amistad ha sido lo más valioso que nos brindó la U, gracias por recordarnos y hacernos sentir cada día que no estamos solos en este camino, gracias por ser parte de nuestra vida y de este importante proceso.

Yo Lucia quiero dedicar mi mayor agradecimiento a mi mejor amiga, Karen, por su inquebrantable apoyo y amistad durante el proceso. Tu constante aliento, comprensión y disposición para escuchar mis ideas y preocupaciones han sido fundamentales en cada etapa de este camino académico. Tu compañía ha traído alegría a los momentos difíciles y ha multiplicado la emoción en los triunfos. Agradezco profundamente tu compañía y el privilegio de contar contigo como mi mejor amiga. Este logro también es tuyo, Karen. Gracias por estar siempre ahí, te amo.

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

También quiero agradecer a Wilmer, mi compañero de travesía en este trabajo le agradezco con profundo aprecio y gratitud. Tu amistad, apoyo y colaboración han sido fundamentales en cada etapa de este proceso. Juntos hemos enfrentado desafíos, celebrado logros y compartidos momentos de aprendizaje invaluable. Tu compromiso, alegría y entusiasmo han sido una fuente constante de inspiración y motivación para mí. Que este trabajo sea la muestra de nuestra colaboración y esfuerzo, que sigamos avanzando juntos hacia nuevos horizontes. ¡Gracias por ser parte de este viaje!

Yo Wilmer, quiero agradecer a mi compañera y amiga Lucía, con quien compartí gran parte de la carrera y quien hoy hace parte de esta etapa final. Tu compromiso, amistad, compañía y apoyo constante fueron esenciales en este camino lleno de alegrías, sueños, aprendizajes y logros. Has hecho que esta experiencia haya sido única e inigualable, espero tener la fortuna de seguir compartiendo muchos más triunfos contigo. ¡Gracias de todo corazón!

Finalmente, agradecimientos sinceros al “Ministerio de Ciencia y Tecnología (MINCIENCIAS)”, “Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)”, Energy Frontera y la Universidad Industrial de Santander por el apoyo financiero a través del Proyecto 1102-1035-92931 contrato 036 2023, a los grupos de investigación FIRST y GRM, y en especial a nuestros directores de proyecto, el profesor Ronald Mercado y la Ing. Ana María Lozada, nuestro sincero agradecimiento por brindarnos las oportunidades, recursos y apoyo necesario para llevar a cabo nuestra carrera universitaria y este proyecto. Su colaboración ha sido fundamental en nuestro camino hacía el éxito académico. ¡Gracias por creer en nosotros y por ser parte de este importante logro!

Lucía Carrascal y Wilmer Reyes

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Tabla de Contenido

Resumen	9
Abstract	10
Introducción	11
1. Marco Teórico y Estado del Arte	13
2. Objetivos	20
2.1 Objetivo General	20
2.2 Objetivos Específicos	20
3. Metodología	20
3.1 Fase I: Determinación de la Formulación Óptima mediante el HLB	21
3.1.1 Materiales	21
3.1.2 Pruebas de Comportamiento de Fase	22
3.1.3 Medición de la Tensión Interfacial	23
3.1.4 Cálculo del HLB Óptimo	24
3.2 Fase II: Estimación del EACN del Crudo Pesado	25
3.2.1 Cálculo del EACN mediante la Ecuación HLD	25
3.2.2 Estimación del EACN a través del Barrido de Salinidad	25
3.3 Fase III: Formulación de Sistemas de Mezcla con Surfactantes	27
3.3.1 Materiales	27
3.3.2 Procedimiento Experimental	28
3.3.2.1 Comportamiento de Fase de los Surfactantes Comerciales	28
3.3.2.2 Medición de la Tensión Interfacial de los Surfactantes Comerciales	28
4. Resultados	29
4.1 Determinación del HLB Óptimo	29
4.1.1 Pruebas de Comportamiento de Fases	29
4.1.2 Medición de Tensión Interfacial	30
4.1.3 Cálculo del HLB Óptimo	31
4.2 Estimación del EACN del Crudo	31
4.2.1 Cálculo del EACN mediante la Ecuación HLD	31
4.2.2 Estimación del EACN a través del Barrido de Salinidad	33
4.2.2.1 Comportamiento de Fase	33
4.2.2.2 Cálculo del EACN del Crudo	36
4.3 Formulación de Sistemas de Mezcla Empleando Surfactantes Comerciales	37
4.3.1 Comportamiento de Fases de Surfactantes Individuales	37

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

4.3.2	Medición de Tensión Interfacial a Surfactantes Individuales.....	38
4.3.3	Tensión Interfacial de las Mezclas entre Surfactantes Aniónico - Aniónico.....	39
4.3.4	Tensión Interfacial de las Mezclas entre Surfactantes Aniónico – No Iónico.....	41
5.	Conclusiones	45
6.	Recomendaciones	45
	Referencias Bibliográficas	46

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Lista de Tablas

Tabla 1. Propiedades fisicoquímicas de los surfactantes utilizados.....	21
Tabla 2. Composición de la salmuera	21
Tabla 3. Caracterización del crudo pesado	22
Tabla 4. Proporciones de mezcla de los surfactantes.....	23
Tabla 5. Surfactantes comerciales y principales propiedades.....	27
Tabla 6. Parámetros de los surfactantes	32
Tabla 7. Tensión interfacial surfactantes individuales.....	38

Lista de Figuras

Figura 1. Diagrama metodológico	20
Figura 2. Tensiómetro de gota giratoria SVT 25	24
Figura 3. Comportamiento de fase de la mezcla de surfactantes 10.....	30
Figura 4. Tensiones interfaciales del barrido de proporción de surfactantes Tween 20/Span 80	30
Figura 5. Comportamiento de fase del barrido de salinidad de 0 – 5%	34
Figura 6. Comportamiento de fase del barrido de salinidad 0 – 2 %.....	34
Figura 7. Tensiones interfaciales del barrido de salinidad de 0 a 3% NaCl.	35
Figura 8. Comportamiento de fases de los surfactantes comerciales individuales	37
Figura 9. Comportamiento de las tensiones interfaciales de las mezclas aniónico-aniónico	40
Figura 10. Comportamiento de las tensiones interfaciales de las mezclas aniónico-no iónico ...	41

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Resumen

Título: Estudio de propiedades interfaciales en formulaciones de surfactantes comerciales para su potencial aplicación en un campo de crudo pesado en los Llanos Orientales.¹

Autores: Lucia Valentina Carrascal Navarro, Wilmer Eliecer Reyes Merchán.²

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

Descripción: La inyección de surfactantes es una técnica química clave en la recuperación mejorada de petróleo EOR, ya que permite la formación de una microemulsión in situ durante el desplazamiento inmisible del crudo. Desarrollar un método eficiente de recuperación con surfactantes requiere predecir el comportamiento de fase de sistemas salmuera/surfactante/crudo considerando variables como la temperatura, el EACN del petróleo, la salinidad de la salmuera, la composición y el tipo de surfactante. Además, se busca identificar las mezclas de surfactantes que permitan una reducción de la tensión interfacial significativa, aumentando así el factor de recobro. Este estudio se enfocó inicialmente en realizar un barrido unidireccional de proporción de mezcla en sistemas surfactante/salmuera/crudo, utilizando los surfactantes Tween 20/Span 80 para calcular el HLB óptimo de la mezcla y el EACN del crudo mediante el método de desviación lipofílica-hidrofílica (HLD). Posteriormente, se formularon mezclas de surfactantes comerciales y se evaluó su tensión interfacial para identificar la mezcla con el menor valor de TIF. Los resultados mostraron que la mezcla Tween 20/Span 80 en una proporción de mezcla 10/90 presentó la menor tensión interfacial, con una TIF de 2.62 mN/m y un HLB óptimo de 4.81. El EACN del crudo pesado, calculado mediante la ecuación HLD y del barrido de salinidad, fue de 33.96. Con respecto a las mezclas de surfactantes comerciales, se observó que las mezclas de surfactantes aniónico/aniónico no mostraron una sinergia significativa, mientras que las mezclas aniónico/no iónico presentaron buen efecto sinérgico. La mejor mezcla fue PS13D / TDA-6 en una proporción 20:80, con una TIF de 0.013 mN/m.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Ronald Mercado Ojeda, Doctor en Ingeniería de Procesos y Productos. Codirector: Ana María Lozada Campo, Ingeniera Química.

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Abstract

Title: Study of interfacial properties in commercial surfactant formulations for their potential application in a heavy crude oil field in the eastern plains.³

Authors: Lucia Valentina Carrascal Navarro, Wilmer Eliecer Reyes Merchán⁴

Keywords: Interfacial tension, Phase behavior, Formulations, Surfactants, EOR.

Description: Surfactant injection is a key chemical technique in enhanced oil recovery (EOR) as it enables the formation of an in-situ microemulsion during the immiscible displacement of crude oil. Developing an efficient surfactant recovery method requires predicting the phase behavior of brine/surfactant/crude systems, considering variables such as temperature, the oil's EACN, brine salinity, and the composition and type of surfactant. Furthermore, the aim is to identify surfactant mixtures that significantly reduce interfacial tension (IFT), thus increasing the recovery factor. This study initially focused on conducting a one directional sweep of the mixture ratio in brine/surfactant/crude systems, using Tween 20/Span 80 surfactants to calculate the mixture's optimal HLB and the crude oil's EACN using the lipophilic-hydrophilic deviation (HLD) method. Subsequently, commercial surfactant mixtures were formulated and their interfacial tension (IFT) evaluated to identify the mixture with the lowest IFT value. The results showed that the Tween 20/Span 80 mixture in a 10/90 ratio had the lowest interfacial tension, with an IFT of 2.62 mN/m and an optimal HLB of 4.81. The EACN of the heavy crude oil calculated using the HLD equation and the salinity sweep, was 33.96. Regarding the commercial surfactant mixtures, it was observed that anionic/anionic mixtures did not show significant synergy, while anionic/non-ionic mixtures exhibited good synergistic effects. The best mixture was PS13D / TDA-6 in a 20:80 ratio, with an IFT of 0.013 mN/m.

³ Degree Work

⁴ Faculty of Physicochemical Engineering. Chemical Engineering School. Director: Ronald Mercado Ojeda, Doctor in Process and Products Engineering. Codirector: Ana María Lozada Campo, Chemical Engineer.

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Introducción

Durante los últimos años se ha evidenciado que la mayoría de las reservas presentes en Colombia corresponden a yacimientos de crudo pesado y extrapesado, sumando un total de 42 millones de barriles de petróleo equivalente (Hernandez, 2022). Colombia representa aproximadamente el 0.6% de las reservas de crudo a nivel global, de los cuales el 68.6% corresponden a crudos pesados producidos en cuencas sedimentarias como la de los Llanos Orientales, considerada la más grande del país (PNUD, 2016). Según un estudio realizado por Saldaña, 2020, el factor de recobro de crudo pesado para la cuenca de los Llanos Orientales en el año 2019 fue alrededor del 11.8%, indicando que una elevada cantidad de petróleo queda atrapado en el subsuelo. Esta baja tasa de recuperación se atribuye a la compleja naturaleza química del crudo pesado como alta viscosidad y baja gravedad API, lo cual, limita la movilidad del petróleo al momento de la extracción (Morales et al., 2015). Debido a esta situación, surge la necesidad de implementar nuevas tecnologías, que permitan optimizar los procesos de recuperación de este tipo de hidrocarburos y, una alternativa conveniente, consiste en la aplicación de Métodos de Recobro Mejorado (EOR, por sus siglas en inglés).

La Recuperación Mejorada de Petróleo plantea diversos métodos destinados a aumentar la tasa de recuperación de crudo. La inyección de vapor es una de las técnicas térmicas más utilizadas en la explotación de crudos pesados, no obstante, debido a la presencia de un acuífero activo en la zona, la aplicación de esta tecnología no sería eficiente, ya que se presentarían grandes pérdidas de calor. A su vez, genera afectaciones medioambientales debido a la emisión de gases de efecto invernadero derivados en su mayoría del uso de gas natural para la producción del vapor (Ahmadi & Chen, 2020). Por esta razón, la inyección de surfactantes como método químico se plantea como una alternativa prometedora para aumentar la tasa de recuperación de petróleo pesado, ya que estos

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

compuestos anfifílicos tienen la capacidad de reducir la tensión interfacial en la interfase crudo pesado/agua (Delgadillo-Aya et al., 2020), así como de emulsionar el aceite en la fase acuosa, lo que provoca una drástica reducción de la viscosidad facilitando así su recuperación (Sharifi et al., 2023).

Para potenciar estas propiedades, se emplean estrategias como la combinación de surfactantes, generalmente a través de mezclas binarias. Estas combinaciones permiten obtener sistemas claros y estables, además de ofrecer ventajas como evitar la formación de fases altamente viscosas, la mejora en el comportamiento de fase de la microemulsión con una ventaja de salinidad más amplia para alcanzar un comportamiento Winsor III, mejorar la solubilidad acuosa, mostrar buena tolerancia a los iones divalentes y reducir o eliminar la necesidad de cosolventes. (Johannessen & Spildo, 2013a)

La eficiencia de estos sistemas está determinada por las propiedades de los surfactantes, las cuales a su vez están influenciadas por su composición y estructura química. Por lo tanto, resulta fundamental, comprender los mecanismos inherentes a estos compuestos, para apreciar las ventajas que pueden aportar en la recuperación de petróleo. Con base en lo anterior, este trabajo busca responder ¿Cuáles son las características fisicoquímicas que deben exhibir las formulaciones de surfactantes comerciales para desempeñar eficazmente su papel en los procesos de recobro mejorado de un crudo pesado?

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

1. Marco Teórico y Estado del Arte

Los surfactantes son compuestos orgánicos anfifílicos, por lo tanto, contienen una cabeza hidrofílica (polar) y una cola hidrofóbica (apolar) (Celi et al., 2021). Los surfactantes se clasifican en función de la carga eléctrica de la cabeza hidrófila en aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfóteros o zwitteriónicos. Los surfactantes aniónicos tienen una carga negativa y están conformados por grupos como carboxilatos, sulfatos y sulfonatos. Por otro lado, los surfactantes catiónicos poseen una carga positiva y presentan grupos como amonio cuaternario. En cuanto a los surfactantes no iónicos, no tienen carga iónica aparente, sin embargo, la parte hidrófila es soluble en agua debido a los grupos polares, como hidroxilos (OH) u óxidos de polietileno $(\text{OCH}_2\text{CH}_2)_n$. Por último, los anfóteros pueden presentar tanto cargas positivas como negativas, dependiendo del pH de la solución en la que se encuentren, por ejemplo, la carboxibetaina o la sulfobetaina (Kume et al., 2008). Los surfactantes tienen la capacidad de movilizar el petróleo residual a través de la reducción de la tensión interfacial (TIF), debido a que ésta supera las fuerzas capilares, facilitando el desprendimiento del petróleo de las superficies rocosas (Mariyate & Bera, 2022). Así mismo, al generar una baja TIF mejora la eficiencia del barrido y desplazamiento, gracias a que las microemulsiones con una solubilización más alta exhiben una viscosidad más baja, generando así mayor movilidad del crudo (Liu et al., 2014).

Cuando los surfactantes se disuelven en agua, experimentan un proceso de autoensamblaje al alcanzar una determinada concentración, formando agregados esféricos o de otro tipo (Ben-Amotz & Mendes de Oliveira, 2021). La concentración micelar crítica (CMC) representa la concentración requerida para formar micelas, lo que da como resultado cambios en varias propiedades físicas y químicas de la solución (Chen et al., 2024).

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

La aplicación de surfactantes en procesos de recobro mejorado requiere la realización de un análisis preliminar para determinar su efectividad en la reducción de la tensión interfacial del sistema. Por tanto, se evalúan parámetros para caracterizar los surfactantes y a su vez, para establecer las condiciones óptimas de formulación. Estos parámetros son: el Balance Hidrofílico Lipofílico (HLB, por sus siglas en inglés), los sistemas de microemulsión (Winsor) y la Desviación Hidrofílica Lipofílica (HLD) (Seydler Lopez, 2023).

El HLB representa el equilibrio entre las propiedades hidrofílicas y lipofílicas de los surfactantes. El HLB es un número en la escala de 0 a 20 que indica relativamente la tendencia de un surfactante a disolverse en crudo o en agua. Para formar microemulsiones adecuadas durante la recuperación de petróleo, es necesario seleccionar un surfactante de bajo HLB (lipofílico) y mezclarlo con uno de alto valor HLB (hidrofílico) (Seydler Lopez, 2023). Por otra parte, los sistemas de microemulsión, según la clasificación de Winsor, se dividen en tres tipos principales. Los sistemas de Tipo I consisten en una microemulsión O/W (aceite en agua) que coexiste con un exceso de la fase oleosa. Por el contrario, en los sistemas de Tipo II, coexiste una microemulsión W/O (agua en aceite) con una fase de exceso de agua. En los sistemas de Tipo III, coexisten tres fases separadas que incluyen microemulsión, agua y aceite, y suele ser la preferida para procesos EOR, debido a que proporcionan la tensión interfacial más baja en comparación con los otros sistemas. Por lo general, es posible identificar el cambio de una microemulsión de Winsor I a Winsor III y posteriormente a Winsor II, mediante la modificación de la variable de barrido. La transición se distingue por las modificaciones en el sistema salmuera/surfactante/crudo, especialmente por las concentraciones de surfactante, salinidad y cantidad de alcohol presente, variables de barrido que comúnmente se toman en la realización de formulaciones de surfactantes (Bera & Mandal, 2015), estas a su vez dependen de otras variables como la temperatura, tipo y

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

pureza del surfactante, naturaleza de la fase del hidrocarburo y presión, las cuales se suelen dejar como constantes (Hajiyev et al., 2023).

El HLD mide la desviación de un estado de referencia en el que una formulación de salmuera/surfactante/crudo representa una microemulsión Winsor de Tipo III. En este estado de referencia (HLD=0), la TIF crudo/agua es extremadamente baja. Este parámetro considera todas las variables fisicoquímicas, como la salinidad, la temperatura, el tipo de surfactante y el número equivalente de alcanos del crudo entre otras (Jin et al., 2015).

Para surfactantes iónicos y no iónicos, el método HLD es numéricamente expresado de acuerdo con las Ecuaciones 1 y 2, respectivamente (Massarweh & Abushaikha, 2020).

$$HLD = \alpha - \ln(S) + bS - kEACN + f(A) - \alpha_T(T - T_0) \quad (\text{Ec. 1})$$

$$HLD = \alpha - EON + bS - kEACN + f(A) + \alpha_T(T - T_0) \quad (\text{Ec. 2})$$

Estas ecuaciones cuentan con parámetros tales como EON: Promedio de números de óxido de etileno, α_T : Factor de temperatura, α : Parámetro característico del surfactante, k: Pendiente del $\log(S)$, b: Constante característica del tipo de sal, f(A): Función del alcohol, S: Salinidad, T: Temperatura, EACN: Números de átomos de carbono equivalente.

Como se mencionó anteriormente, el método HLD relaciona el número de átomos de carbono equivalente (EACN), término empleado al referirse a una mezcla de hidrocarburos complejos tales como el petróleo crudo, mientras que al tratarse de compuestos lineales el término adecuado sería ACN, este concepto caracteriza la hidrofobicidad del crudo siendo los compuestos con un mayor ACN o EACN más hidrófobos. El EACN se utiliza convenientemente para fines de

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

diseño de formulaciones de surfactantes, ya que representa una herramienta útil para simplificar la caracterización del crudo incluso sin un análisis de composición sofisticado (Wan et al., 2016).

Como anteriormente se expuso, uno de los mecanismos de recuperación de los surfactantes es la reducción de la tensión interfacial entre dos fluidos no miscibles. Es por esto, que Celi et al., 2021 en su estudio en el campo Pindo, realizaron pruebas en tres pozos a 20 °C (68 °F) y 0.708 atm para determinar qué surfactante minimizaba mejor la tensión interfacial. Evaluaron la Concentración Micelar Crítica (CMC), la Tensión Interfacial (TIF) y la Tensión Superficial (TS) en función de la concentración. Los resultados señalaron que los surfactantes HALMX152805-2 (no iónico) y BAKER HUGHES WCW2827 (catiónico) funcionaron correctamente en los tres pozos, destacando HALMX152805-2. Además, la compatibilidad del pH del agua de formación con los surfactantes favoreció su uso.

Del mismo modo, Martín & Morales, 2016 analizaron los efectos de los surfactantes en la separación de emulsiones de agua en crudo pesado, incluyendo Tween 20, Tween 80, Span 20, Span 80 (no iónicos) y SLES (aniónico). Realizaron mezclas de estos surfactantes, como Span 80-SLES, Tween 20-SLES, Tween 20-Span 80, y Tween 20-Span 80-SLES. Los resultados indicaron que los surfactantes con un HLB más alto reducían la tensión interfacial de manera más efectiva, como el Tween 20 por su valor de HLB de 16.7. A su vez, que las mezclas de surfactantes comerciales no tuvieron un impacto significativo debido a las propiedades iónicas y bajos valores de HLB. Finalmente, destacaron que el HLB de los surfactantes influyó en la eficiencia de separación de emulsiones de agua en crudo pesado.

Después de identificar las ventajas que surgen al implementar mezclas entre surfactantes, resulta crucial analizar el comportamiento de estas combinaciones en diversas formulaciones. Johannessen & Spildo, 2013a plantearon como objetivo realizar una formulación de surfactantes

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

de tipo APS (Sulfatos de Propoxi Alcohol) e IOS (Sulfonato de Olefina Interna) que exhibiera una TIF baja o ultrabaja analizando el efecto de la salinidad en proporciones 7:1 y 3:1, con una concentración total de surfactante de 3.33%, un cosolvente SBA (Butanol Secundario) al 3%, salmuera de NaCl y decano como fase oleosa a 50°C. Llevó a cabo un barrido de salinidad y observó que el sistema 3:1 alcanzó un tiempo de equilibrio en menos de 24 h. Además, mostró un rango de salinidad más amplio, con una salinidad óptima del 10%, donde se evidencio un comportamiento de fase Winsor III. Este fenómeno se observó en sistemas con mayor concentración de surfactante hidrofílico IOS con 9 o 13 PO (Óxidos de Propileno). Por su parte, al aplicar una dilución SW (Agua de mar sintética diluida) equivalente a una solución de NaCl de 300 ppm, se observaron zonas con TIF ultra bajas. En particular, las mezclas con surfactantes con 7 PO presentaron una TIF mínima de 0.018 mN/m. Adicionalmente, se encontró un valor mínimo de TIF a una salinidad de $0.43 \times SW$ con un valor en la región ultrabaja ($TIF = 3 \times 10^{-4}$ mN/m).

De manera similar, Delgado et al., 2007 estudiaron diversas mezclas de surfactantes no iónicos y aniónicos (SAE10-SALE3, SAE10-SALE9, SALE9-SALE3) al 1% en peso para emulsionar crudo pesado (API=14.4). Evaluaron parámetros como la estabilidad, viscosidad, conductividad, tensión interfacial y tamaño promedio de gota. Los resultados indicaron una notable disminución de la viscosidad en comparación con la del crudo original. Asimismo, concluyeron que las mezclas de surfactantes no iónicos y aniónicos produjeron una sinergia positiva, incrementando la estabilidad de las emulsiones crudo/agua. Esto se debe a que la tensión interfacial de las formulaciones mostró un valor promedio de 9.3 mN/m, frente a los 14 mN/m de la muestra de referencia. Por lo tanto, la tensión interfacial se reduce de forma proporcional con el carácter hidrofílico de las muestras, lo que sugiere que los surfactantes disminuyen las fuerzas intermoleculares que estabilizan la emulsión.

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Para lograr una óptima formulación de salmuera/surfactante/crudo es esencial tener conocimiento de las características de cada uno de los componentes que conforman este sistema, así como de sus parámetros representativos, en el caso de la salmuera se debe conocer su salinidad, con respecto a los surfactantes, parámetros como el HLB, y en cuanto a la fase oleosa el EACN (Salager et al., 2013). Es por esto que, Wan et al., 2016 plantearon la determinación de la hidrofobicidad del petróleo crudo mediante el parámetro EACN, con el fin de simplificar la formulación de un sistema de microemulsiones de fase intermedia. Se plantearon tres métodos: directo, indirecto y extendido. Los métodos directo e indirecto se llevaron a cabo de manera similar, empleando una formulación convencional de surfactante (2% en peso de Dioctil sulfosuccinato de sodio (AOT) y 8% en peso de isobutanol). En el método directo, utilizaron crudo como fase oleosa, mientras que en el indirecto se mezcló el crudo con un hidrocarburo con ACN conocido (queroseno). El tercer método, el extendido, utilizaron un surfactante extendido (2.5% en peso de AF 8-41S) para determinar el EACN del crudo mediante la salinidad óptima. Los resultados obtenidos con los tres métodos fueron similares, con valores comprendidos entre 6 y 11.3. Se concluyó que el método directo es más sencillo que el indirecto, ya que solo requiere un análisis de salinidad. Sin embargo, el método con surfactante extendido presenta la ventaja de no requerir alcoholes como cosolventes.

Como se ha evidenciado anteriormente, para poder emplear el método HLD, se requieren de diversos parámetros propios de cada sistema. Sin embargo, es posible hallar algunos de estos parámetros aplicando este mismo modelo, Nguyen et al., 2019 derivaron la ecuación del HLD con el objetivo de aplicar distintos enfoques, tales como el cálculo del EACN para crudos o sus mezclas, la determinación de parámetros como K y Cc, así como la salinidad óptima. Para lograr esto, formularon sistemas salmuera/surfactante/crudo para obtener microemulsiones que

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

facilitaran dichas determinaciones. En este estudio, emplearon surfactantes no iónicos, alquil sulfatos, alquil carboxilatos y diferentes tipos de aceites de EACN conocido. Las formulaciones consistieron en agregar 5 ml de cada fase, manteniendo constante la concentración de surfactante mientras se variaban la salinidad, la temperatura y el tipo de aceite. Se hallaron los valores de K y C_c para cada surfactante utilizado. Concluyeron que la manera más simple de evaluar el método HLD es utilizando un solo surfactante, sin necesidad de cosurfactante o alcohol, lo que simplifica la ecuación a su expresión más básica. No obstante, se observó que la mayoría de los éter carboxilatos demostraron ser demasiado hidrófilos (C_c negativos). Además, se identificó que los valores de C_c se tornan más positivos conforme disminuye el porcentaje de PO y EO en los surfactantes.

En cuando al estudio de barrido de salinidad, utilizaron el tetradecano como fase oleosa, y las formulaciones se realizaron a 25 °C, evaluando el comportamiento de fases y la medición de la tensión interfacial. Determinaron la salinidad óptima y, para cada salinidad, se identificó un conjunto de surfactantes con un C_c adecuado para obtener un $HLD = 0$. Esto demostró que surfactantes con estructuras diferentes, pero con un C_c similar, pueden alcanzar una alta recuperación de petróleo. Además, se observó que es posible ajustar el % de PO para adaptar el C_c al valor deseado.

Considerando lo expuesto previamente, esta investigación tiene como objetivo contribuir al conocimiento a través del análisis de las propiedades fisicoquímicas que deben exhibir diversas mezclas binarias de surfactantes, tales como una baja tensión interfacial, con el fin de aplicarlas en un yacimiento de crudo pesado en los Llanos Orientales como método de recobro mejorado.

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

2. Objetivos

2.1 Objetivo General

Estudiar las propiedades interfaciales de formulaciones de surfactantes comerciales con el propósito de ser aplicados en un campo de crudo pesado en los Llanos Orientales como método EOR.

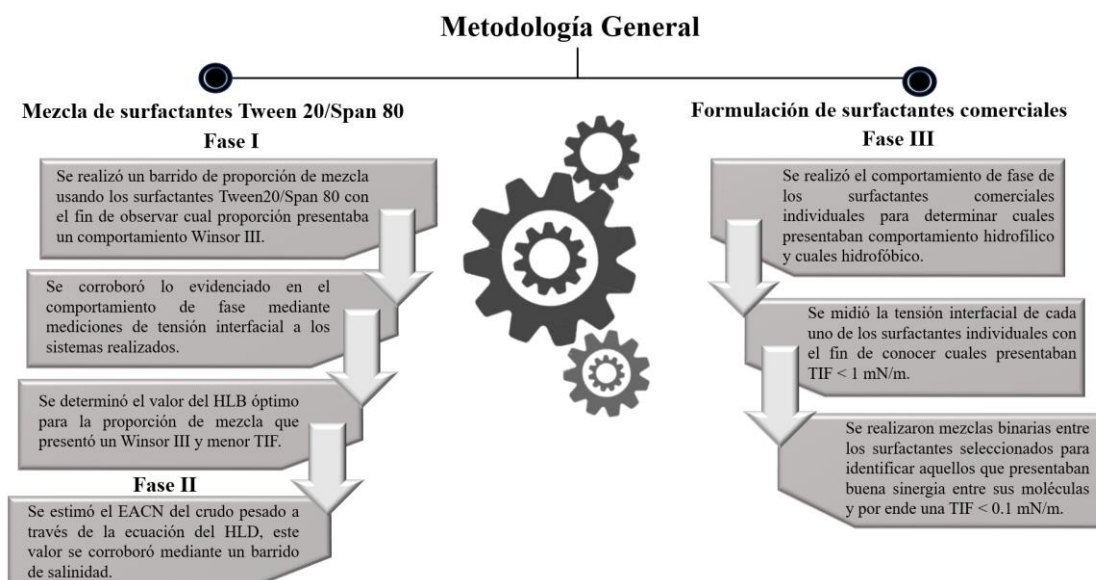
2.2 Objetivos Específicos

- Determinar el valor del Balance Hidrofílico Lipofílico (HLB) óptimo del sistema salmuera/surfactante/crudo pesado.
- Estimar el Número Equivalente de Átomos de Carbono (EACN) del crudo mediante pruebas experimentales.
- Establecer diversas formulaciones de surfactantes que garanticen valores de tensiones interfaciales bajos para su aplicación en procesos EOR.

3. Metodología

Figura 1

Diagrama metodológico



PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

3.1 Fase I: Determinación de la Formulación Óptima mediante el HLB**3.1.1 Materiales**

Para la primera fase, se utilizaron dos surfactantes de tipo no iónico, Tween 20 y Span 80. Estos surfactantes permitieron establecer el punto de referencia para lograr la formulación óptima de la mezcla, es decir, un sistema Winsor III, gracias a que se conoce el valor del Balance Hidrofílico Lipofílico (HLB) de cada uno. La Tabla 1 presenta información detallada sobre ellos.

Tabla 1

Propiedades fisicoquímicas de los surfactantes utilizados.

Surfactante	Tween 20^a	Span 80^b
Nombre	Monolaurato de sorbitán polioxietileno	Sorbitán mono-oleato
Tipo	No iónico	No iónico
Formula	C ₅₈ H ₁₁₄ O ₂₆	C ₂₄ H ₄₄ O ₆
HLB	16.7	4.3
Peso molecular (g/mol)	1227.54	428.60
Estado físico	Líquido Viscoso	Líquido
Densidad (g/cm³)	1.1	1

Nota. ^a (Alcalá N. & Rojas L., 2009); ^b (Bullón et al., 2007)

La Tabla 2 registra la caracterización realizada al agua de inyección del campo de estudio. Con base a esta información, se preparó salmuera sintética utilizando como reactivos, NaCl, NaHCO₃ y CaCl₂*H₂O (grado analítico de Sigma-Aldrich).

Tabla 2

Composición de la salmuera

Composición iónica	Cationes		Aniones		Salinidad
	Na ⁺ y K ⁺	Ca ²⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	
Concentración (ppm)	327.4	6.9	180	525	1039.3

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Referente a la fase oleosa, en la Tabla 3 se presenta la caracterización realizada al crudo pesado proveniente del campo de estudio ubicado en los Llanos Orientales.

Tabla 3

Caracterización del crudo pesado

Prueba		Valor
Gravedad API (°)		12
Densidad (g/cm ³)	65 °C	0.9372
Viscosidad (cP)	25 °C	4724
	50 °C	458
	65 °C	198
Saturados (%)		41.6
Aromáticos (%)		19.9
Resinas (%)		19.7
Asfáltenos (%)		15

3.1.2 Pruebas de Comportamiento de Fase

Con el fin de observar la influencia de una variable de formulación en el comportamiento de fase, se realizaron sistemas salmuera/surfactante/crudo pesado completamente idénticos manteniendo constantes variables como la salinidad de la salmuera sintética (1039.3 ppm), la temperatura (65 °C) y la relación Agua/Aceite (WOR = 1). Como variable de formulación se estableció la proporción de mezcla entre los surfactantes seleccionados. Los sistemas se prepararon realizando soluciones de surfactantes a una concentración de 30.000 ppm con el fin de garantizar la formación de microemulsión y poder observarla fácilmente.

En tubos de ensayo se añadió 5 ml de cada fase, tanto de la solución de cada surfactante como del crudo. Posteriormente se agitaron suavemente 30 veces con el fin de que las fases interactuaran entre sí, todas las formulaciones se introdujeron dentro de un horno a 65 °C durante 12 semanas. Para observar de forma clara la transición por Winsor I-III-II, así como los efectos de

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

la proporción de la mezcla en el comportamiento de fase de la microemulsión, se ordenaron los tubos de ensayo desde el Tween 20 a Span 80 manteniendo las proporciones (Ver Tabla 4).

Tabla 4

Proporciones de mezcla de los surfactantes

Barrido de proporción de mezcla (%)										
Tween 20						50/50				Span 80
0/100	10/90	20/80	30/70	40/60	50/50	60/40	70/30	80/20	90/10	100/0

3.1.3 Medición de la Tensión Interfacial

De acuerdo con el comportamiento de fase observado anteriormente, se definió la proporción de mezcla adecuada para obtener el comportamiento de fase Winsor III. No obstante, esto se corroboró mediante la medición de tensión interfacial de los sistemas.

En primera instancia, se prepararon las soluciones acuosas con una salinidad de 1039 ppm a una concentración de 10.000 ppm cada sistema. La estimación de la tensión interfacial se realizó en un tensiómetro de gota giratoria SVT 25 de la empresa Dataphysics a 65 °C (Ver Figura 2). En un capilar de 2 mm de diámetro, se introdujo la solución a evaluar evitando la presencia de burbujas de aire en el interior. Luego, se ubicó dentro del mismo una gota de crudo pesado. Posteriormente, el capilar se colocó en el eje del motor del equipo y se hizo girar aumentando gradualmente la velocidad angular hasta que la longitud de la gota de crudo fuera de 4 a 8 veces mayor al valor del diámetro de la gota inicial. Finalmente, se registró el valor de la tensión interfacial, el cual es proporcionado por el software del equipo una vez el sistema ha alcanzado el equilibrio.

Figura 2*Tensiómetro de gota giratoria SVT 25*

Tras estimar las tensiones interfaciales de las mezclas de surfactantes, se identificó la formulación óptima mediante una gráfica de tensión interfacial en función de la proporción de mezcla, donde el punto mínimo de inflexión de la curva indicó la proporción ideal para reducir la tensión interfacial. Con la proporción óptima encontrada, se calculó el HLB óptimo y el EACN del crudo aplicando el método HLD, para surfactantes no iónicos (Massarweh & Abushaikha, 2020).

3.1.4 Cálculo del HLB Óptimo

Asumiendo que las combinaciones de surfactantes presentaban un comportamiento de mezcla ideal se calculó el HLB óptimo del sistema con la (Ec. 3). La ecuación relaciona las fracciones molares con los HLB característicos de cada surfactante.

$$HLB = x_1 * HLB_{Tween\ 20} + x_2 * HLB_{Span\ 80} \quad (Ec. 3)$$

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

3.2 Fase II: Estimación del EACN del Crudo Pesado

3.2.1 Cálculo del EACN mediante la Ecuación HLD

Una vez conocida la proporción de mezcla óptima que proporciona una baja tensión interfacial, se realizó el cálculo del EACN. Este se realizó a través de la aplicación de la ecuación del HLD_{mix} (Ec. 4) al tratarse de un sistema binario (Nguyen et al., 2019).

$$HLD_{mix} = x_1 * HLD_1 + x_2 * HLD_2 \quad (\text{Ec. 4})$$

Dado que, tanto Tween 20 como Span 80 son surfactantes no iónicos, se implementó la ecuación de HLD correspondiente a este tipo (Ec. 2)

$$HLD = \alpha - EON + bS - kEACN + f(A) + \alpha_T(T - T_0) \quad (\text{Ec. 2})$$

Tomando la (Ec. 2) y reemplazando en la (Ec. 4) se obtiene:

$$HLD_{mix} = x_1[C_{c1} + S^* - k_1EACN + \alpha_{T1}(T - T_0)] + x_2[C_{c2} + S^* - k_2EACN + \alpha_{T2}(T - T_0)] \quad (\text{Ec. 5})$$

Para facilitar el cálculo del EACN se despreció el término de $f(A)$ debido a que no se cuenta con alcohol en las formulaciones, el parámetro $\alpha - EON$ fue redefinido por el parámetro C_c el cual indica la curvatura característica del surfactante (Acosta, 2008) y dado que en el caso de Winsor III se obtiene la menor TIF, la ecuación se iguala a cero ($HLD=0$). Teniendo en cuenta esto, la ecuación despejada es la siguiente.

$$EACN = \frac{x_1[C_{c1} + S^* + \alpha_{T1}(T - T_0)] + x_2[C_{c2} + S^* + \alpha_{T2}(T - T_0)]}{x_1k_1 + x_2k_2} \quad (\text{Ec. 6})$$

3.2.2 Estimación del EACN a través del Barrido de Salinidad

Con el fin de corroborar el valor obtenido del EACN del crudo, se realizó un barrido de salinidad, implementando los surfactantes usados en la primera etapa especificados en la Tabla 1.

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Referente a las condiciones de la prueba, los parámetros constantes fueron la temperatura (65 °C), la proporción de mezcla entre los surfactantes Tween 20/Span 80 establecida en 30:70, definida a partir de resultados previos y, finalmente, la relación volumétrica aceite/agua (WOR=1). La variable de formulación fue la salinidad, la cual se varió desde 0 a 5% de NaCl, incrementando en 1% con el propósito de visualizar la formación de sistemas Winsor III.

La fase oleosa consistió en una mezcla de 70% de crudo pesado y un aceite cuyo ACN fuera conocido, en este caso se empleó un 30% de n-heptano (ACN=7) con el propósito de disminuir la viscosidad del crudo y facilitar su manipulación. Se prepararon los sistemas salmuera/surfactante/crudo pesado de forma similar a la primera etapa, introduciendo las soluciones de surfactantes en la proporción especificada, la concentración de salinidad indicada en cada caso y la mezcla de crudo pesado/n-heptano, garantizando tener 5 ml de cada fase.

Una vez identificados los sistemas que presentan Winsor III, se corroboró la decisión mediante la medición de tensión interfacial. Por último, ya conocido el valor de salinidad óptima, se calculó el EACN de la mezcla crudo pesado/n-heptano usando la (Ec. 6). Donde S en este caso, fue el sistema cuya salinidad permitió obtener la menor tensión interfacial. El valor obtenido corresponde al EACN de la mezcla, por lo tanto, asumiendo que la mezcla crudo heptano es una mezcla ideal, tenemos que:

$$EACN_{mix} = x_1 * ACN_{Heptano} + x_2 * EACN_{crudo} \quad (Ec. 7)$$

$$EACN_{crudo} = \frac{EACN_{mix} - x_1 * ACN_{Heptano}}{x_2} \quad (Ec. 8)$$

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

3.3 Fase III: Formulación de Sistemas de Mezcla con Surfactantes**3.3.1 Materiales**

Para esta fase se seleccionaron 12 surfactantes comerciales con el propósito de proponer diferentes formulaciones aptas para ser implementadas como método EOR. La Tabla 5 presenta información sobre las propiedades de dichos surfactantes.

Tabla 5

Surfactantes comerciales y principales propiedades

Compañía	Surfactantes	Tipo	Grupo de cabeza	Longitud de la cadena de carbono
Shell Chemicals	Enordet A771 ^a	Aniónico	AAS	C ₁₂₋₁₃
	Enordet J771 ^b	Aniónico	AAS	C ₁₂₋₁₃
	Enordet J071 ^c	Aniónico	AAS	C ₁₂₋₁₃
	Enordet J11111 ^d	Aniónico	AAS	C ₁₂₋₁₃
	Enordet O242 ^e	Aniónico	IOS	C ₂₀₋₂₄
	Enordet O342 ^e	Aniónico	AAS	C ₁₉₋₂₃
	Enordet O352 ^e	Aniónico	AAS	C ₂₄₋₂₈
	Neodol N25-3S ^f	No iónico	IOS	C ₁₂₋₁₅
	Alfoterra S23-13S ^g	Aniónico	AAS	C ₁₃
Stepan	PetroStep S13D ^h	Aniónico	AAS	C ₁₆₋₁₇
Sasol Chemicals	TDA-3 ⁱ	No iónico	EO	-
	TDA-6 ⁱ	No iónico	EO	C ₁₃

Nota. ^a(A/L ANANTHAKRISHNAN, 2014); ^b (Liu et al., 2020); ^c(Nourafkan et al., 2018); ^d(Bruns & Babadagli, 2020); ^e(Garcia-Olvera et al., 2017); ^f (Stepan Company, 2016) ^g (Gupta, 2016); ^h(Paternina et al., 2023); ⁱ (Taechangam et al., 2009). AAS (Alcoholes Alquilados de Sulfato), IOS (sulfonato de olefina interna), EO (Óxido de etileno).

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

3.3.2 Procedimiento Experimental

3.3.2.1 Comportamiento de Fase de los Surfactantes Comerciales

La Fase III consistió en la formulación de sistemas trifásicos salmuera/surfactante/crudo pesado a las condiciones de yacimiento, utilizando como parámetro de formulación la proporción de mezcla de los surfactantes y teniendo como variable de respuesta las propiedades fluido/fluido como el comportamiento de fases y la tensión interfacial.

La mezcla entre surfactantes puede utilizarse para ajustar el equilibrio hidrofílico-lipofílico y obtener un sistema Winsor III, es decir, una microemulsión de fase intermedia. Considerando lo anterior, en esta investigación, se llevó a cabo inicialmente el estudio del comportamiento de fase para los 12 surfactantes comerciales, con el propósito de identificar la naturaleza hidrofílica o lipofílica de los surfactantes comerciales. Para ello, se preparó la solución acuosa de surfactante individual a una concentración de 30000 ppm. Luego, se agregó en un tubo de ensayo la solución de cada surfactante y el petróleo pesado a una relación WOR=1, es decir, 5 ml de cada fase. Los tubos se cerraron y se realizó una leve agitación. Para esto, el tubo se volteó y se enderezó suavemente 30 veces. Posteriormente, se ubicaron en un horno a 65 °C durante 11 semanas y se agitaron una vez por semana hasta que los sistemas hubiesen alcanzado el equilibrio. Completado el tiempo de estabilización, se inspeccionó visualmente el tipo de microemulsión formado.

3.3.2.2 Medición de la Tensión Interfacial de los Surfactantes Comerciales

Posteriormente, se evaluó la capacidad de los surfactantes para reducir la tensión interfacial bajo las condiciones de yacimiento (salinidad, temperatura y crudo pesado). La estimación de la tensión interfacial para cada sistema se realizó en un tensiómetro de gota giratoria SVT 25 a 65 °C. Con base en los resultados obtenidos, se seleccionaron los surfactantes con tensión interfacial

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

menor a 1 mN/m. Luego, se establecieron mezclas binarias y se estimó la tensión interfacial a diferentes proporciones. El objetivo principal consistía en identificar las formulaciones que presentaran un efecto sinérgico, alcanzando tensiones interfaciales menores a 0.1 mN/m, las cuales tendrían potencial de aplicación en el campo de crudo pesado ubicado en los Llanos Orientales.

4. Resultados

4.1 Determinación del HLB Óptimo

4.1.1 Pruebas de Comportamiento de Fases

La Figura 3 muestra el comportamiento de fases de la mezcla entre los surfactantes no iónicos Tween 20/Span 80 a diferentes proporciones. Como se observa, a medida que aumenta la proporción de Tween 20 y disminuye la de Span 80 se presenta un cambio en la coloración de la fase acuosa de negro a amarillo, lo cual representa el cambio de fases de Winsor I-II pasando por Winsor III (Johannessen & Spildo, 2013b). Sin embargo, no se logra visualizar con claridad la transición de Winsor I a Winsor II. En vista de lo anterior y teniendo en cuenta que antes de darse la transición a Winsor II el sistema debe pasar por Winsor III se optó por reducir el rango de proporciones desde 30/70 hasta 0/100 e incluir proporciones intermedias como se evidencia en la Figura 3, ya que probablemente en dicho rango se encuentra la transición en cuanto a la solubilización del crudo; la proporción más grande corresponde a Span 80 puesto que al trabajar con un crudo pesado la formulación óptima debe contar con una mayor proporción de surfactante lipofílico para así solubilizar mayor cantidad de crudo (Johannessen & Spildo, 2013b). En este rango se esperaría que el sistema presentara un comportamiento Winsor III y por ende presentara una menor tensión interfacial.

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Figura 3

Comportamiento de fase de la mezcla de surfactantes Tween 20/Span 80

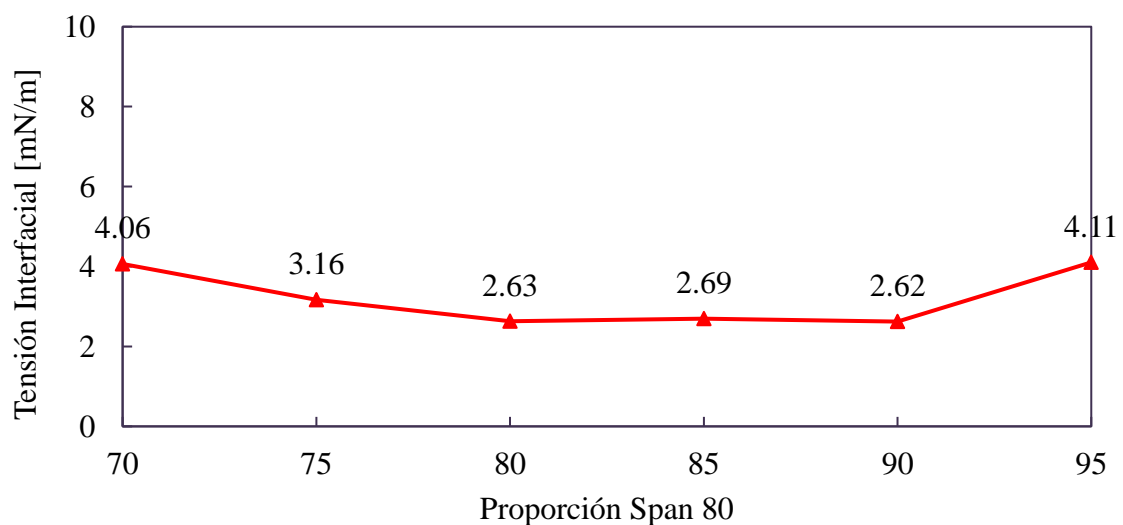


4.1.2 Medición de Tensión Interfacial

El análisis de comportamiento de fase permite estimar un rango de proporciones en las que posiblemente se puede encontrar el comportamiento Winsor III, dentro de este rango se llevó a cabo la medición de la tensión interfacial, los resultados obtenidos se encuentran en la Figura 4.

Figura 4

Tensiones interfaciales del barrido de proporción de surfactantes Tween 20/Span 80



PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

El comportamiento de la tensión interfacial en función de la proporción de mezcla no muestra una diferencia considerable en los valores obtenidos para las proporciones seleccionadas, lo que dificulta la elección de la mejor proporción. Sin embargo, teniendo en cuenta los valores de TIF, se evidencia que la proporción volumétrica 10:90 de la mezcla Tween 20/Span 80 es aquella que presenta el menor valor, con una TIF de 2.62 mN/m, por ende, se considera la proporción óptima del sistema.

4.1.3 Cálculo del HLB Óptimo

Una vez conocida la proporción molar óptima, se realizó el cálculo del HLB óptimo, usando la (Ec. 3), según:

$$HLB = x_1 * HLB_{Tween\ 20} + x_2 * HLB_{Span\ 80}$$

$$HLB = (0.041) * (16.7) + (0.959) * (4.3)$$

$$HLB = 4.81$$

Se obtiene un valor de HLB óptimo para el sistema salmuera/surfactante/crudo pesado de yacimiento de 4.81 Este valor de HLB de acuerdo a la escala de 0 a 20 ($HLB < 10$) indica que la afinidad de la mezcla de surfactantes en dichas proporciones tiene un carácter lipofílico adecuado para el tipo de crudo implementado debido a que permite que estos se solubilicen en el mismo (Ontiveros et al., 2014).

4.2 Estimación del EACN del Crudo

4.2.1 Cálculo del EACN mediante la Ecuación HLD

Como se observó anteriormente, para hacer la estimación del EACN del crudo mediante el uso del método del HLD, se requiere de los parámetros característicos de los surfactantes

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

empleados, la Tabla 6 resume dichos valores. Para este cálculo, se parte del hecho de que la formulación óptima (HLD=0), se encuentra a una proporción de 10% de Span 80. Es decir, que el cálculo se basa en el barrido de la proporción Tween 20/Span 80 (ver Figura 3 y Figura 4).

Tabla 6

Parámetros de los surfactantes

Parámetros	Cc	b ^b	α_T ^c	k ^d
Tween 20	-7.9 ^a	0.13	0.06	0.16
Span 80	3.1 ^b	0.13	0.06	0.16

Nota. ^a (Zarate-Muñoz et al., 2016); ^b (Abbott, 2018); ^c (Corcoran et al., 2021); ^d (E. Acosta & Sundar, 2019)

Con respecto al término de la salinidad, según lo expuesto por (Abbott, 2019) para las sales monovalentes distintas del cloruro de sodio (NaCl), la salinidad equivalente se expresa de la siguiente manera:

$$S^* = \frac{58.44}{PM_{sal}} * \left(S \frac{g}{100ml} \right)$$

Donde 58.44 g/mol es el peso molecular del NaCl, PM sal corresponde al peso molecular de la sal monovalente (NaHCO₃) y S es la salinidad total expresada en g/100 ml. (Abbott, 2019)

$$S^* = 0.07 \frac{g}{100 ml}$$

Una vez se cuenta con todos los valores de la ecuación se procede a hacer el cálculo del EACN.

$$EACN = \frac{x_1[C_{c2} + S^* + \alpha_{T1}(T - T_0)] + x_2[C_{c1} + S^* + \alpha_{T2}(T - T_0)]}{x_1k_1 + x_2k_2}$$

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

$$EACN = 32.01$$

Al observar los valores de EACN obtenidos en otros estudios, se evidencia que éste aumenta conforme disminuye la gravedad API del crudo utilizado, tal como se muestra en el estudio de Valladares, S. M., 2005 en el cual se estimó un EACN de 12.5 para un crudo liviano (28.8 API) indicando que su comportamiento se asemeja al de un dodecano o tridecano. Por lo tanto, el valor obtenido en esta sección es coherente con la composición del crudo manejado (12 API). Este valor obtenido proporciona una estimación de la longitud de la cadena del hidrocarburo, sugiriendo que el crudo manejado es equivalente a un alcano de cadena carbonada lineal de dicha extensión y además corrobora la relación que existe entre la gravedad y el EACN de los crudos. (Wan et al., 2016)

No obstante, frente a las incertidumbres para establecer la proporción óptima mediante el barrido de proporción de la mezcla usada (Figura 3 y Figura 4), se decidió realizar un barrido de salinidad con el fin de corroborar el resultado obtenido.

4.2.2 Estimación del EACN a través del Barrido de Salinidad

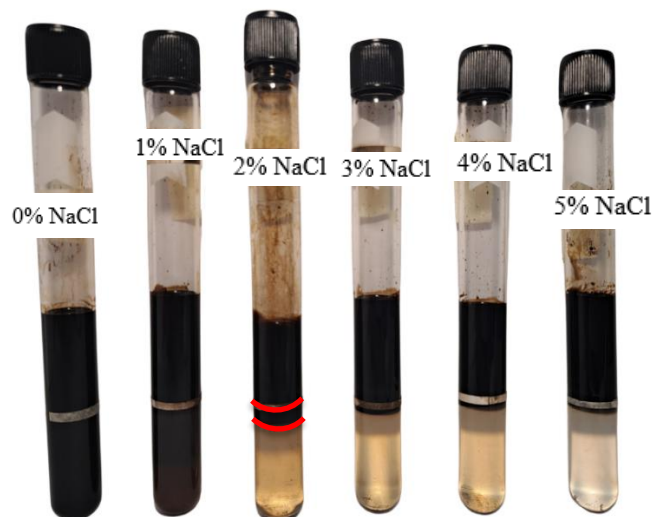
4.2.2.1 Comportamiento de Fase

Como se observa en la Figura 5, el barrido de salinidad se realizó inicialmente tomando un rango de 0 a 5% de NaCl, estableciendo una proporción Tween 20/Span80 constante. El comportamiento de fase obtenido, luego de una semana expuesto a las condiciones del yacimiento permitió observar una transición en el comportamiento de fases, de Winsor I-III-II, en el cual el comportamiento Winsor III se logra apreciar a 2% de NaCl dada la movilización del crudo hacia la fase acuosa.

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Figura 5

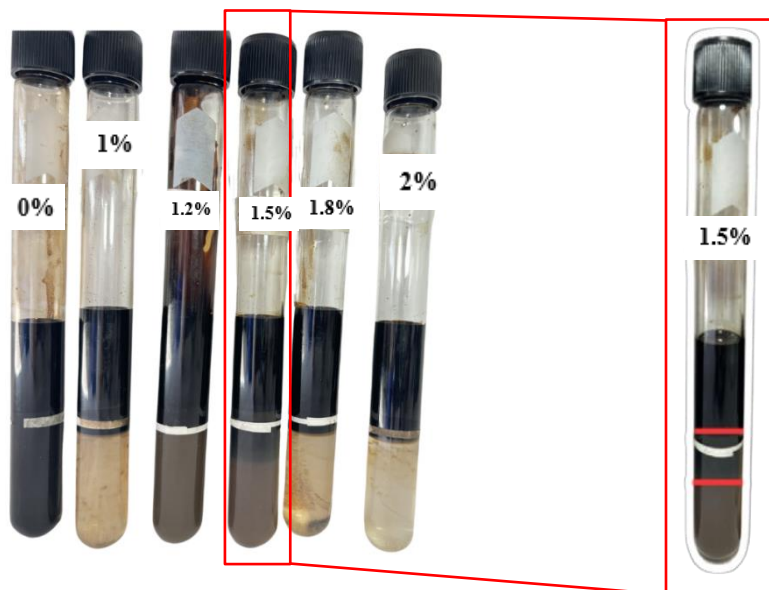
Comportamiento de fase del barrido de salinidad de 0 – 5%



Por lo tanto, se decidió concentrar el barrido entre 1 y 2 % de NaCl, realizando formulaciones intermedias de 1.2, 1.5 y 1.8 %, al exponerlas a las condiciones del yacimiento durante 6 semanas, se obtuvo el comportamiento observado en la Figura 6.

Figura 6

Comportamiento de fase del barrido de salinidad 0 – 2 %

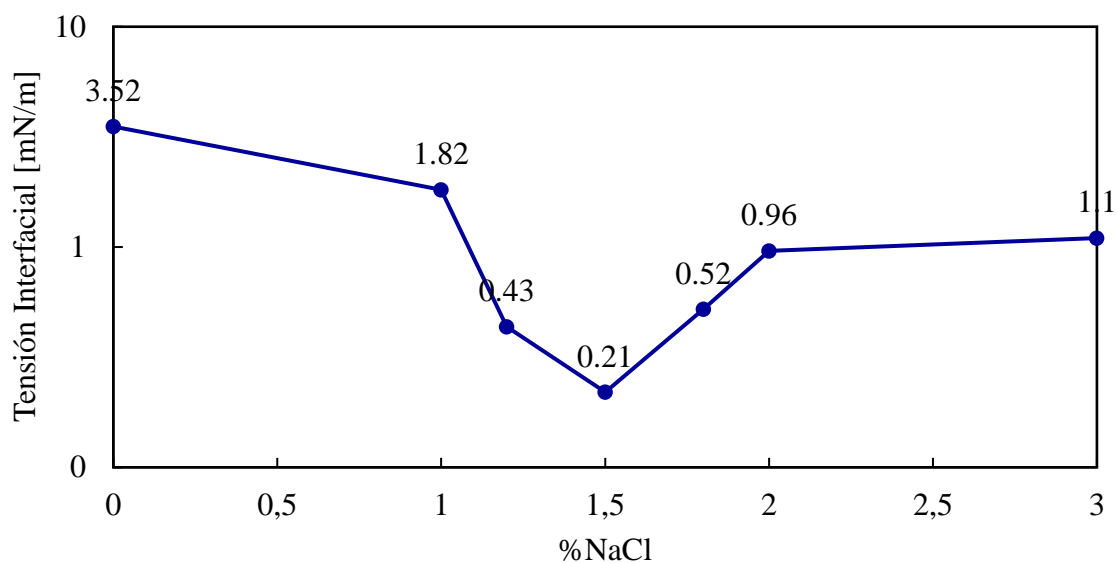


PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

El comportamiento de fase obtenido revela la presencia de microemulsión tipo Winsor III en una concentración de 1.5% de cloruro de sodio (NaCl). Esto establece el valor óptimo de salinidad para que la mezcla de surfactante tenga igual afinidad por la fase acuosa y aceite, lo cual normalmente coincide con un mínimo de la tensión interfacial en el sistema, considerando las condiciones específicas del yacimiento y la composición de los componentes oleosos. Este hallazgo se respalda mediante la medición de la tensión interfacial en cada una de las concentraciones propuestas como se evidencia en la Figura 7, la cual registró el valor mínimo en relación con las otras concentraciones de salinidad, presentando una TIF de 0.21 mN/m a 1.5% de NaCl. Además, las formulaciones que exhiben un color amarillento en la fase acuosa sugieren la solubilización de una fracción pequeña de crudo, lo que indica un comportamiento Winsor I.

Figura 7

Tensiones interfaciales del barrido de salinidad de 0 a 3% NaCl.



PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

4.2.2.2 Cálculo del EACN del Crudo

Tomando el método de la ecuación de HLD (Ec. 6) y teniendo en cuenta que en este caso se usó NaCl para el barrido de salinidad, tenemos:

$$EACN_{mix} = \frac{x_1[C_{c2} + bS^* + \alpha_{T1}(T - T_0)] + x_2[C_{c1} + bS^* + \alpha_{T2}(T - T_0)]}{x_1k_1 + x_2k_2}$$

Para efectos de la ecuación anterior se toma S^* como la salinidad óptima que exhibió el comportamiento Winsor III, reemplazando todos los valores obtenemos que.

$$EACN_{mix} = 25.87$$

Este valor de EACN corresponde a la mezcla de crudo y heptano, por lo tanto, el valor real del crudo se expresa mediante la (Ec. 8).

$$EACN_{crudo} = \frac{EACN_{mix} - x_1 * ACN_{Heptano}}{x_2} \quad (Ec. 8)$$

$$EACN_{crudo} = 33.97$$

Los valores de EACN obtenidos mediante los distintos métodos empleados coinciden entre sí, pero, es importante destacar que, a través del barrido de salinidad, se logró evidenciar claramente la formación de una microemulsión Winsor III, así como un mínimo de TIF, lo cual confirma lo asumido en el análisis del comportamiento de fases. Por el contrario, estos resultados no fueron observados mediante el barrido de proporción de mezcla. En consecuencia, se puede afirmar que el barrido de salinidad ofrece una mayor confiabilidad en los resultados.

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

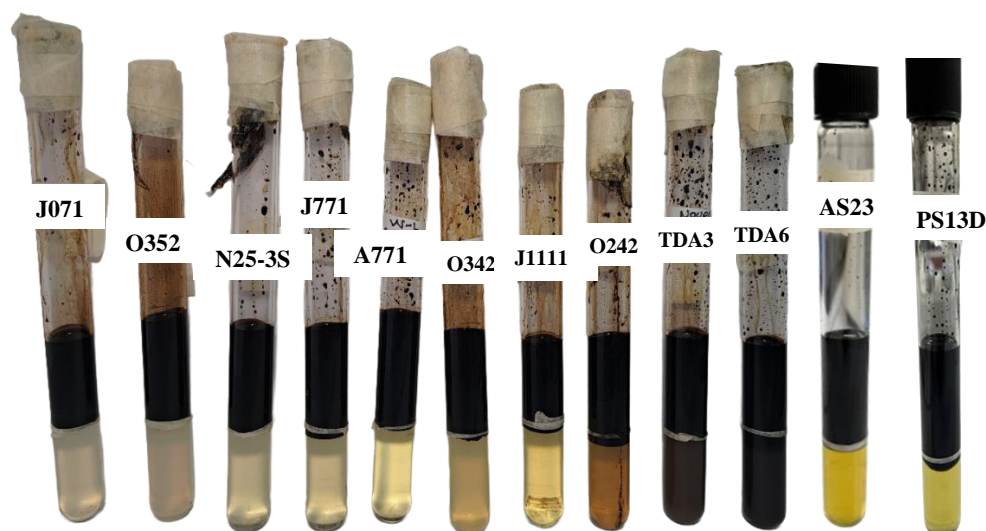
4.3 Formulación de Sistemas de Mezcla Empleando Surfactantes Comerciales

4.3.1 Comportamiento de Fases de Surfactantes Individuales

Luego de 11 semanas a las condiciones del yacimiento, los surfactantes comerciales mostraron el siguiente comportamiento de fase, como se muestra en la Figura 8.

Figura 8

Comportamiento de fases de los surfactantes comerciales individuales



El rendimiento e interacción de los surfactantes, la salmuera y el crudo pesado en la producción de una microemulsión se puede entender a partir de la interpretación de los resultados de los ensayos de comportamiento de fases. Como se observa en la Figura 8, la mayoría de los surfactantes generaron microemulsiones Winsor I, lo cual se evidencia por el cambio en la coloración amarilla a café de la fase acuosa. En particular, el surfactante no iónico TDA-6 destacó por su alta solubilización de crudo.

El propósito de las pruebas de comportamiento de fases consistía en identificar qué surfactantes exhibían propiedades hidrofílicas o hidrofóbicas, con el fin de formular mezclas

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

binarias. No obstante, el análisis del comportamiento de fase de cada surfactante comercial reveló que todos presentaban una tendencia hidrofílica. Por lo tanto, no fue posible establecer mezclas utilizando este método. En consecuencia, la medición de la tensión interfacial se convierte en una herramienta imprescindible para obtener información adicional.

Teniendo en cuenta lo anterior, se decidió realizar las formulaciones basándose únicamente en la tensión interfacial de cada surfactante individual, con el objetivo de identificar aquellos que logren los valores más bajos de TIF, para así, establecer mezclas binarias de surfactantes con el fin de evaluar la sinergia que presentan entre las moléculas que los componen, con el fin de garantizar tensiones interfaciales menores a 0.1 mN/m.

4.3.2 Medición de Tensión Interfacial a Surfactantes Individuales

Los valores de tensión interfacial estimados para cada uno de los surfactantes comerciales seleccionados se encuentran en la Tabla 7.

Tabla 7

Tensión interfacial surfactantes individuales

Surfactantes	Abreviación	Tensión interfacial [mN/m]
Enordet A771	EA771	3.73
Enordet J771	EJ771	1.42
Enordet J071	EJ071	9.73
Enordet J11111	EJ11111	0.73
Enordet O242	EO242	1.31
Enordet O342	EO342	3.63
Enordet O352	EO352	3.75
PetroStep S13D	PS13D	0.22
Neodol N25-3S	N25-3S	5.18
Novel TDA-3	TDA-3	6.74
Novel TDA-6	TDA-6	0.09
Alfoterra S23-13 90	AS23	0.33

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

La reducción de tensiones interfaciales a niveles bajos (10^{-2} mN/m) o ultra bajos ($< 10^{-3}$ mN/m) (Guevara Salas, 2017), es fundamental para asegurar la eficacia del método de inundación en la recuperación mejorada de crudo. Por lo tanto, uno de los desafíos principales en este enfoque químico reside en la búsqueda de un sistema de surfactantes capaz de disminuir significativamente la tensión interfacial de acuerdo con las condiciones específicas del yacimiento.

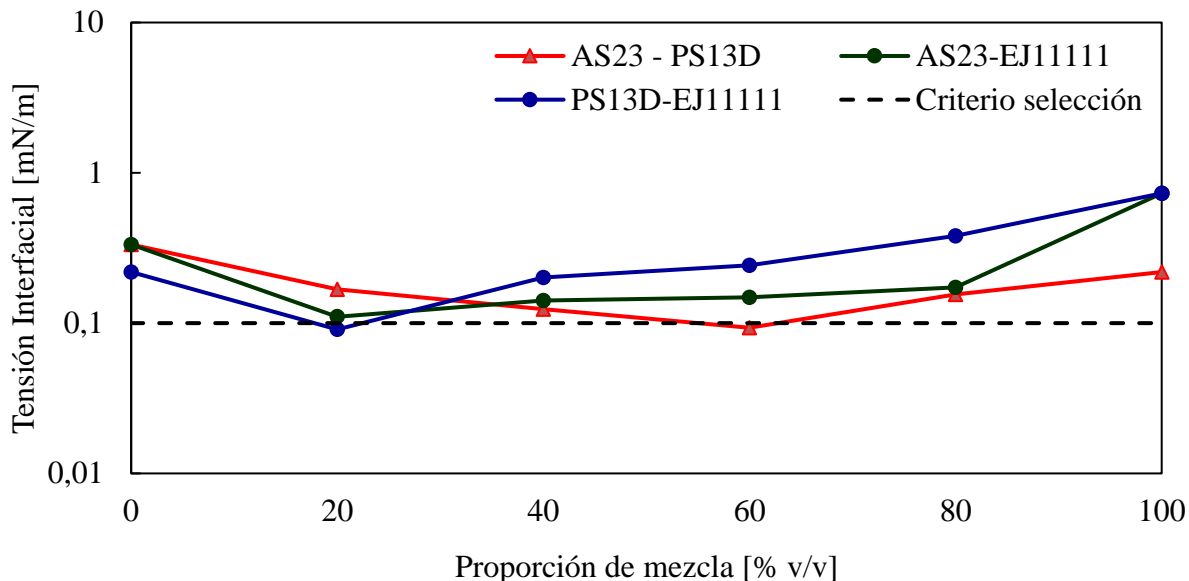
Con base en los valores presentados en la Tabla 7, es posible identificar los surfactantes con mayor potencial para su aplicación en EOR, ya que presentan tensiones interfaciales inferiores a 1 mN/m de manera individual, considerando que para este proyecto se estableció como referencia disminuir la tensión interfacial de los sistemas salmuera/surfactante/crudo por debajo de 0.1 mN/m. Los surfactantes seleccionados incluyen el surfactante no iónico Novel TDA-6 y los surfactantes aniónicos Alfoterra S23-13 90, Enordet J11111, y PetroStep S13D, debido a que cumplen con el criterio de selección al exhibir tensiones más bajas a las requeridas y por ende la combinación de éstos permitirá obtener valores de TIF más bajos si estas moléculas tienen buena sinergia entre sí. Además, estos surfactantes mostraron tensiones significativamente menores en comparación con la tensión del sistema salmuera/crudo (TIF = 12.3 mN/m) lo que permitió elaborar la matriz de formulación.

4.3.3 Tensión Interfacial de las Mezclas entre Surfactantes Aniónico - Aniónico

Inicialmente, se optó por mezclar surfactantes del mismo tipo aniónicos – aniónicos, con el fin de observar el efecto sinérgico de los compuestos al combinarlos. Como resultado, se formularon tres mezclas: AS23/EJ11111, EJ11111/PS13D y AS23/PS13D. El comportamiento de la tensión interfacial vs la proporción de mezcla obtenido se muestra en la Figura 9.

Figura 9

Comportamiento de las tensiones interfaciales de las mezclas aniónico-aniónico



Si bien es cierto que los sistemas de surfactantes binarios o ternarios presentan diferentes ventajas en EOR frente a los surfactantes individuales, al investigar el efecto sinérgico de los surfactantes se observó que estos pueden exhibir valores de tensión interfacial mayores, menores o en puntos intermedios a los valores de TIF individuales (Ramezani et al., 2022). Esto depende de las interacciones entre las moléculas presentes en los surfactantes involucrados. En la Figura 9, se evidencia que los valores de tensión de la mezcla se encuentran en un punto intermedio y por debajo de los valores individuales alcanzando un mínimo de 0,09 mN/m. Esto sugiere que estas mezclas aniónico-aniónico no presentan un comportamiento sinérgico significativo. Esto puede deberse a que las interacciones entre surfactantes son principalmente electroestáticas. Cuando se mezclan dos surfactantes con la misma carga, ocasiona la repulsión de estos, impidiendo el empaquetamiento de sus cabezas hidrofílicas y por ende la interacción entre sus moléculas para reducir la TIF (Martiz Chalen, 2015). Adicionalmente, teniendo en cuenta que la salinidad implementada es baja, la carencia de electrolitos en dichas formulaciones disminuye la afinidad

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

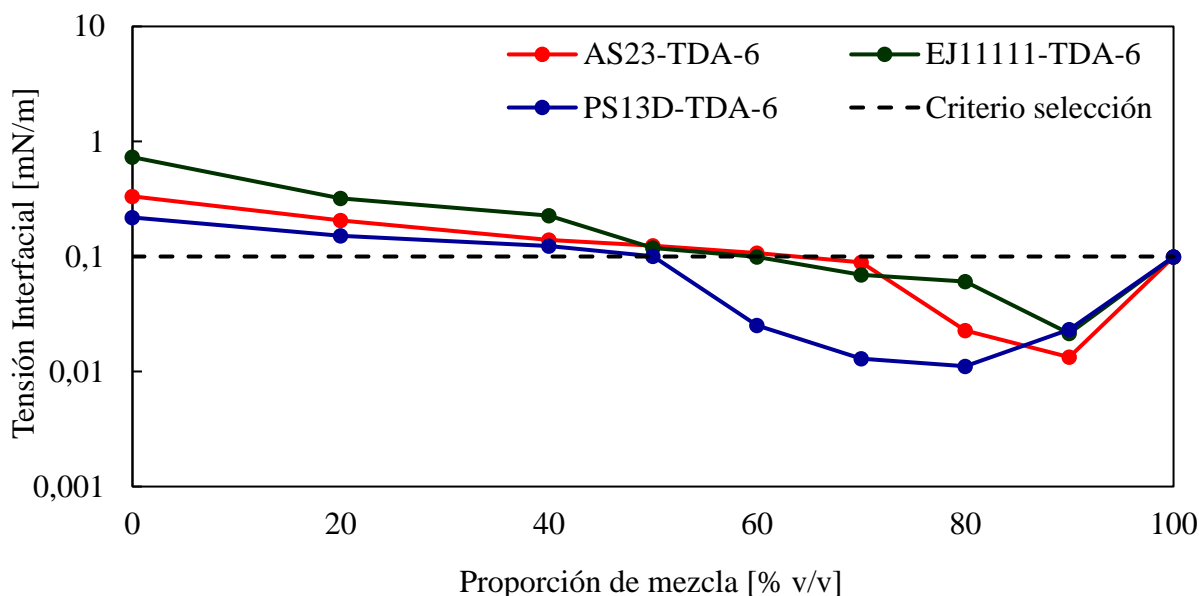
de estas moléculas hacia la fase oleosa, puesto que la presencia de electrolitos en estos sistemas, aumenta el proceso de micelización a través de un mecanismo de deshidratación de la cadena del surfactante, trayendo como consecuencia la hidrofobicidad de las moléculas (Narváez et al., 2009).

4.3.4 Tensión Interfacial de las Mezclas entre Surfactantes Aniónico – No Iónico

Considerando lo anterior, se decidió realizar mezclas de surfactantes de diferente tipo. Para estas combinaciones, se seleccionó el surfactante no-iónico (TDA-6) con la menor tensión interfacial y se combinó con tres surfactantes aniónicos que también mostraron bajas tensiones interfaciales. Las mezclas propuestas fueron AS23 /TDA-6; EJ11111/TDA-6 Y PS13D/TDA-6. A continuación, se presentan los resultados de tensión interfacial obtenidos para cada mezcla (Figura 10).

Figura 10

Comportamiento de las tensiones interfaciales de las mezclas aniónico-no iónico



Según se observa en la Figura 10, las mezclas de surfactantes aniónicos y no iónicos muestran valores de tensión interfacial (TIF) inferiores tanto a los surfactantes individuales como

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

a las mezclas de surfactantes aniónico-aniónico. Esto puede deberse a que las combinaciones de surfactantes aniónicos – no iónicos generan un efecto sinérgico, principalmente porque sus cabezas hidrofílicas presentan cargas diferentes minimizando la repulsión electrostática entre las moléculas, permitiendo un empaquetamiento más denso entre la interfase agua/crudo y, en consecuencia, una mayor reducción de la tensión interfacial (Ramezani et al., 2022).

Cuando se utilizan surfactantes con colas de longitud comparable, la estabilización y reducción de la tensión interfacial radica en la disminución del exceso de energía libre en la capa de hidratación. El surfactante no iónico interactúa con las partes hidrofóbicas de moléculas de surfactante aniónico en la interfase, reduciendo el exceso de energía libre mediante la interacción del dipolo- dipolo inducido, lo que resulta en un aumento de la concentración interfacial de surfactante y la disminución de la TIF (Liu et al., 2014).

Como se mencionó anteriormente, las 3 formulaciones evaluadas en esta sección incorporan un surfactante aniónico junto con uno no iónico (TDA-6), un alcohol etoxilado que cuenta con una longitud de cadena carbonada de C_{13} y 6 unidades de óxido de etileno (EO). La cantidad de EO es un indicativo de la hidrofiliidad de la molécula (Solairaj et al., 2012). Dado que el TDA-6 cuenta con 6 EO, exhibe una baja afinidad al agua y un tamaño de su parte hidrofílica reducido, convirtiéndolo en un compuesto eficaz para la reducción de la TIF en este caso (crudo pesado). En este orden de ideas, es preciso aclarar que los resultados obtenidos para las mezclas realizadas dependen de las propiedades de los surfactantes aniónicos utilizados.

Al observar la Figura 10, se evidencia que las mezclas de surfactantes redujeron la TIF en el siguiente orden: EJ11111/TDA-6; AS23/TDA; PS13D/TDA-6, obteniéndose el menor valor de TIF (0.01 mN/m) con la mezcla PS13D/TDA6 en la proporción 20/80.

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Como se evidencia en la Tabla 5, los tres surfactantes aniónicos implementados pertenecen a la familia de los Alcoholes Alquilados de Sulfato (AAS), por lo que todos poseen un grupo sulfato (SO_4^-) en sus cabezas hidrofílicas. Adicionalmente, ninguno de ellos presenta unidades EO por lo tanto el tamaño de sus cabezas es idéntico; esto sugiere que la parte hidrofílica es la misma en los tres, indicando que las diferencias y características para generar un efecto sinérgico al combinarse con el TDA-6 provienen de las variaciones en las colas hidrofóbicas de cada uno.

Tanto el EJ11111 como el AS23, presentan cadenas carbonadas de longitudes similares, alrededor de C_{12-13} . Ahora bien, mientras el EJ11111 presenta una estructura lineal, el AS23 presenta una ramificación (metil) en su cadena carbonada, lo cual promueve la formación de microemulsiones en lugar de otras fases viscosas como geles y cristales líquidos que resultan en una alta retención del surfactante; esto se traduce en mejores resultados de TIF en comparación con la mezcla EJ11111/TDA6. En cuanto a PS13D, aunque no se conoce con exactitud su estructura molecular, se sabe que cuenta con una cadena hidrofóbica más larga (C_{16-17}), la cual facilita el empaquetamiento con el surfactante no iónico (Paternina et al., 2023) y mayor afinidad hacia el crudo pesado.

Pese a que los surfactantes de cadena lineal larga tienden a formar fases viscosas, (Levitt et al., 2006), el uso de cosolventes como alcohol, la adición de óxidos de etileno (EO) y/o óxidos de propileno (PO) o mezclas de surfactantes con diferentes longitudes de cadena o cadenas carbonadas ramificadas, reducen o eliminan la posibilidad de se produzcan tales fases indeseables que dificultan la reducción de la tensión interfacial (Hirasaki et al., 2011).

Teniendo en cuenta que en este caso no se aplicaron cosolventes ni alcoholes; y dado que los surfactantes tienen cadenas carbonadas muy similares, la presencia de unidades de óxido de

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

etileno y/o óxido de propileno en cada uno de los surfactantes juega un papel importante en esta investigación, puesto que estas últimas representan una extensión de la cola hidrofóbica de los surfactantes, lo cual les confiere una mayor hidrofobicidad. En particular, las unidades PO ejercen un efecto más significativo en la hidrofobicidad cuando están integradas en cadenas de alcano más cortas, como los alcoholes alquilados de sulfato (AAS) o surfactantes no iónicos etoxilados con alcoholes, en comparación con cadenas más largas. (Solairaj et al., 2012)

La presencia de unidades EO y PO ofrecen ventajas adicionales, como el hecho de que la salinidad óptima aumenta con los grupos etoxilo y disminuye con una mayor presencia de grupos propoxilo. Además, los grupos funcionales hidrófobos como el PO también tienen el beneficio de ampliar la región de tensiones interfaciales ultrabajas (TIF). La adición de unidades de PO, o su presencia en su defecto, permite adaptar el surfactante para el crudo específico y las condiciones del yacimiento, ya sea arenisca o carbonato. (Gupta, 2016)

Siendo así, el número de óxidos propileno presentes en cada formulación definió la hidrofobicidad de los surfactantes, la afinidad de las moléculas en la interfase crudo/agua y por ende la capacidad para reducir la TIF. El EJ11111 presenta 11 unidades de PO (Southwick et al., 2018) mientras que tanto AS23 13 90 como PS13D presentan 13 unidades PO (Gupta, 2016) (Tang H., 2017), dadas las propiedades del crudo pesado utilizado, es esencial que la mezcla de surfactantes exhiba un comportamiento hidrofóbico. Por lo tanto, la presencia de 13 PO, junto con una cadena carbonada más larga del PS13D permitió un mejor empaquetamiento con el surfactante no iónico TDA 6, lo que resultó en una mayor reducción de la TIF.

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

5. Conclusiones

- El HLB óptimo de la mezcla es de 4.81 indicando que, a las condiciones de temperatura y las propiedades de crudo, se requiere de una mezcla con carácter lipofílico.
- El EACN del crudo estimado mediante el barrido de salinidad es de 33.96. Este valor tiene concordancia con las características del crudo de estudio puesto que se trata de un crudo pesado (12 API) que posee un alto contenido de hidrocarburos saturados y asfáltenos, se logró concluir que el barrido de salinidad es el mejor método para la estimación del EACN puesto que mediante este se logró observar una microemulsión Winsor III la cual se corroboró mediante tensión interfacial.
- Se lograron obtener tres formulaciones (EJ11111/TDA-6; AS23/TDA-6; PS13D/TDA-6) que redujeron la tensión interfacial por debajo del valor de TIF establecido para este proyecto. Entre estas formulaciones, se destacó la PS13D/TDA-6 en una proporción de 20:80, la cual exhibió una TIF de 0.013 mN/m, dado que los surfactantes que la componen presentan sinergia significativa, exhibe un comportamiento lipofílico, y cuenta con el mayor número de unidades PO adaptándose así a las propiedades del crudo pesado manejado.

6. Recomendaciones

Se recomienda llevar a cabo una revisión bibliográfica continua con el fin de analizar los resultados de otros investigadores y prever los posibles comportamientos en los experimentos. A su vez, resulta fundamental estudiar las interacciones entre diversos tipos de surfactantes antes de proceder a mezclarlos, ya que la combinación inadecuada conllevaría a comportamientos antagónicos entre ellos.

Referencias Bibliográficas

Abbott, S. (2018, octubre). Cc Values | Practical Surfactants Science | Prof Steven Abbott.

<https://www.stevenabbott.co.uk/practical-surfactants/cc.php>

Abbott, S. (2019). *Surfactant Science: Principles and Practice*.

Acosta, E. J. (2008). The HLD–NAC equation of state for microemulsions formulated with nonionic alcohol ethoxylate and alkylphenol ethoxylate surfactants. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 320(1), 193-204.

A: Physicochemical and Engineering Aspects, 320(1), 193-204.

<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2008.01.049>

Acosta, E., & Sundar, S. (2019). Chapter 15—How to Formulate Biobased Surfactants Through the HLD-NAC Model. En D. G. Hayes, D. K. Y. Solaiman, & R. D. Ashby (Eds.), *Biobased Surfactants (Second Edition)* (pp. 471-510). AOCS Press. [https://doi.org/10.1016/B978-0-](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812705-6.00015-0)

Surfactants (Second Edition) (pp. 471-510). AOCS Press. [https://doi.org/10.1016/B978-0-](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812705-6.00015-0)

12-812705-6.00015-0

Ahmadi, M., & Chen, Z. (2020). Challenges and future of chemical assisted heavy oil recovery processes. *Advances in Colloid and Interface Science*, 275, 102081.

<https://doi.org/10.1016/j.cis.2019.102081>

Alcalá N., P. L. (pedroluis alcala@hotmail com), & Rojas L., C. M. (flagelod@yahoo com).

(2009). *EFEECTO DE VARIABLES DE FORMULACIÓN Y FLUJOMECAÑICAS EN*

ESPUMAS DE HIDROCARBUROS [Thesis, Universidad de Oriente].

<http://ri2.bib.udo.edu.ve:8080/jspui/handle/123456789/4487>

ALFONIC TDA-3 ETHOXYLATE. (s. f.). Recuperado 23 de abril de 2024, de

[https://products.sasol.com/pic/products/home/grades/US/5alfonic-tda-3-](https://products.sasol.com/pic/products/home/grades/US/5alfonic-tda-3-ethoxylate/index.html)

[ethoxylate/index.html](https://products.sasol.com/pic/products/home/grades/US/5alfonic-tda-3-ethoxylate/index.html)

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

- A/L ANANTHAKRISHNAN, T. (2014, septiembre). *Investigation of Hybrid Ionic Liquid Surfactants for Chemical Enhanced Oil Recovery* [Final Year Project]. IRC. <https://utpedia.utp.edu.my/id/eprint/14534/>
- Ben-Amotz, D., & Mendes de Oliveira, D. (2021). Surfactant aggregate size distributions above and below the critical micelle concentration. *The Journal of Chemical Physics*, 155(22), 224902. <https://doi.org/10.1063/5.0071246>
- Bera, A., & Mandal, A. (2015). Microemulsions: A novel approach to enhanced oil recovery: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 5(3), 255-268. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0139-5>
- Bullón, J., Molina, J., Márquez, R., Véjar, F., Scorzza, C., & Forgiarini, A. (2007). Nano-emulsión de aceites triglicéridos para uso parenteral mediante un método de baja energía. *Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería Universidad del Zulia*, 30(ESPECIAL), 428-436.
- Bruns, F., & Babadagli, T. (2020). Initial screening of new generation chemicals using sandpack flooding tests for recovery improvement of gravity driven steam applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 194, 107462. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107462>
- C, G. W. (1954). Calculation of HLB Values of Non-ionic Surfactants. *J. Soc. Cosmet. Chem.*, 5, 249-256.
- Celi, J., Gómez, F., Enríquez, B., Celi, J., Gómez, F., & Enríquez, B. (2021). Análisis de la Tensión Interfacial Entre Dos Fluidos Inmiscibles con el Uso de Cuatro Surfactantes (Catiónico, No-Iónico), de la Arena Productora U Inferior del Campo Pindo. *Revista Politécnica*, 47(2), 27-40. <https://doi.org/10.33333/rp.vol47n2.03>

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Corcoran, L. G., Saldana Almaraz, B. A., Amen, K. Y., Bothun, G. D., Raghavan, S. R., John, V.

T., McCormick, A. V., & Penn, R. L. (2021). Using Microemulsion Phase Behavior as a Predictive Model for Lecithin–Tween 80 Marine Oil Dispersant Effectiveness. *Langmuir*, 37(27), 8115-8128. <https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.1c00651>

Chen, J., Hou, L., Nan, J., Ni, B., Dai, W., & Ge, X. (2024). Prediction of critical micelle concentration (CMC) of surfactants based on structural differentiation using machine learning. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 703, 135276. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2024.135276>

Delgadillo-Aya, C. L., Espinosa, C., Díaz, V., Ruiz, M., & Marique, E. (2020). Nuevas tecnologías de recobro químico y su aplicabilidad en yacimientos colombianos. *Revista Fuentes el Reventón Energético*, 18(2). <https://doi.org/10.18273/revfue.v18n2-2020001>

Delgado, N., Ysambertt, F., Montiel, C., Chacón, G., Vélez, C., Cerezo, B., Bravo, L., Martínez, N., & Riquelme. (2007). Evaluación de emulsiones de crudo en agua con mezclas de surfactantes no-iónicos y aniónicos de uso potencial en la industria petrolera. *Revista Técnica*, 30(2), 118-128.

ETOXILATO ALFONIC TDA-6. (s. f.). Recuperado 23 de abril de 2024, de <https://products.sasol.com/pic/products/home/grades/US/5alfonic-tda-6-ethoxylate/index.html>

García-Olvera, G., Reilly, T. M., Lehmann, T. E., & Alvarado, V. (2017). Physicochemical Constraints on Surfactant Blends under Harsh Conditions and Evaluation of a Proposed Solution. *Energy & Fuels*, 31(1), 95-106. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b01413>

Guevara Salas, J. J. (2017a). *Diseño de formulaciones surfactante-polímero con potencial empleo en la recuperación mejorada de crudo extrapesado de un yacimiento perteneciente al*

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Bloque Junin de la Faja Petrolífera del Orinoco [Thesis].

<http://saber.ucv.ve/handle/10872/14759>

Gupta, S. (2016). *Effects of Chemical Structure of Anionic Surfactants on the Wettability of a Carbonate System*.

Hernandez, A. V. O. (2022). *DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA CURVA DE VISCOSIDAD EN CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS DE COLOMBIA- VENEZUELA*.

Hirasaki, G. J., Miller, C. A., & Puerto, M. (2011). Recent Advances in Surfactant EOR. *SPE Journal*, 16(04), 889-907. <https://doi.org/10.2118/115386-PA>

Hirasaki, G., & Zhang, D. L. (2004). Surface Chemistry of Oil Recovery From Fractured, Oil-Wet, Carbonate Formations. *SPE Journal*, 9(02), 151-162. <https://doi.org/10.2118/88365-PA>

Jin, L., Jamili, A., Li, Z., Lu, J., Luo, H., Ben Shiau, B. J., Delshad, M., & Harwell, J. H. (2015). Physics based HLD–NAC phase behavior model for surfactant/crude oil/brine systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 136, 68-77. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.10.039>

Johannessen, A. M., & Spildo, K. (2013a). Enhanced Oil Recovery (EOR) by Combining Surfactant with Low Salinity Injection. *Energy & Fuels*, 27(10), 5738-5749. <https://doi.org/10.1021/ef400596b>

Johannessen, A. M., & Spildo, K. (2013b). Enhanced Oil Recovery (EOR) by Combining Surfactant with Low Salinity Injection. *Energy & Fuels*, 27(10), 5738-5749. <https://doi.org/10.1021/ef400596b>

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Kume, G., Gallotti, M., & Nunes, G. (2008). Review on Anionic/Cationic Surfactant Mixtures.

Journal of Surfactants and Detergents, 11(1), 1-11. <https://doi.org/10.1007/s11743-007-1047-1>

Levitt, D., Jackson, A., Heinson, C., Britton, L., Malik, T., Dwarakanath, V., & Pope, G. (2006, abril 1). *Identification and Evaluation of High-Performance EOR Surfactants*.

<https://doi.org/10.2523/100089-MS>

Liu, Z., Bode, V., Hadayati, P., Onay, H., & Sudhölter, E. J. R. (2020). Understanding the stability mechanism of silica nanoparticles: The effect of cations and EOR chemicals. *Fuel*, 280,

118650. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118650>

Liu, Z.-Y., Li, Z.-Q., Song, X.-W., Zhang, J.-C., Zhang, L., Zhang, L., & Zhao, S. (2014). Dynamic interfacial tensions of binary nonionic–anionic and nonionic surfactant mixtures at water–

alkane interfaces. *Fuel*, 135, 91-98. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.06.031>

Mariyate, J., & Bera, A. (2022). A critical review on selection of microemulsions or nanoemulsions for enhanced oil recovery. *Journal of Molecular Liquids*, 353, 118791.

<https://doi.org/10.1016/j.molliq.2022.118791>

Martín, M., & Morales, C. (2016). *Estudio del efecto de las propiedades de agentes surfactantes en la eficiencia de la separación de emulsiones de agua en crudo pesado*.

<http://hdl.handle.net/1992/18576>

Martiz Chalen, J. A. (2015). *Estudio de sinergismo entre surfactantes iónicos y no-iónicos:*

Dinámica mesoscópica de sulfanatos de alquilbenceno sódico y alcohol lauril polietileno

(9) éter en la interfase hidrocarburo/agua. [bachelorThesis, Espol].

<http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/30212>

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

- Massarweh, O., & Abushaikha, A. S. (2020). The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances. *Energy Reports*, 6, 3150-3178. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.11.009>
- Morales, K. A., Patiño, R. R., Navarro, S. F. M., & Castelblanco, A. X. R. (2015). Uso de un solvente como alternativa para mejorar la inyección cíclica de vapor en un yacimiento de crudo pesado móvil. *Fuentes, el reventón energético*, 13(1), Article 1. <https://doi.org/10.18273/revfue.v13n1-2015003>
- Nguyen, T. T., Morgan, C., Poindexter, L., & Fernandez, J. (2019). Application of the Hydrophilic–Lipophilic Deviation Concept to Surfactant Characterization and Surfactant Selection for Enhanced Oil Recovery. *Journal of Surfactants and Detergents*, 22(5), 983-999. <https://doi.org/10.1002/jsde.12305>
- Narváez, G. C., Arenas, G., Castillo, I. P., Morillo, M. L., & Bravo, B. (2009). *Estudio de las variables fisicoquímicas en el proceso de micelización de mezclas de surfactantes no iónicos polietoxilados en la interfase agua/aire. Parte I: efecto de la salinidad*. 17.
- Nourafkan, E., Asachi, M., Hu, Z., Gao, H., & Wen, D. (2018). Synthesis of stable nanoparticles at harsh environment using the synergistic effect of surfactants blend. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 64, 390-401. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2018.04.002>
- Ontiveros, J. F., Pierlot, C., Catté, M., Molinier, V., Salager, J. L., & Aubry, J. M. (2014). A simple method to assess the hydrophilic lipophilic balance of food and cosmetic surfactants using the phase inversion temperature of C10E4/n-octane/water emulsions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 458, 32-39.

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

- Paternina, C. A., Quintero, H., & Mercado, R. (2023). Improving the interfacial performance and the adsorption inhibition of an extended-surfactant mixture for enhanced oil recovery using different hydrophobicity nanoparticles. *Fuel*, 350, 128760. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128760>
- PNUD. (2016, junio). *La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia | Programa De Las Naciones Unidas Para El Desarrollo*. UNDP. <https://www.undp.org/es/colombia/publications/la-competitividad-del-sector-de-hidrocarburos-en-las-diferentes-regiones-de-colombia>
- Ramezani, 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. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110485>
- Salager, J., Forgiarini, A. M., & Bullón, J. (2013). How to Attain Ultralow Interfacial Tension and Three-Phase Behavior with Surfactant Formulation for Enhanced Oil Recovery: A Review. Part 1. Optimum Formulation for Simple Surfactant–Oil–Water Ternary Systems. *Journal of Surfactants and Detergents*, 16(4), 449-472. <https://doi.org/10.1007/s11743-013-1470-4>
- Seydler Lopez, L. A. (2023). *EVALUACIÓN DE SURFACTANTES COMERCIALES EN LA REMOCIÓN DE AGUA EMULSIONADA DEL PETRÓLEO PESADO PALANGANA*. <https://rinacional.tecnm.mx/jspui/handle/TecNM/5628>
- Sharifi, A., Miri, R., & Riazi, M. (2023). A holistic review of harsh conditions resistant surfactants for enhanced oil recovery in dense carbonate reservoir. *Fuel*, 353, 129109. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129109>

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Shell ENORDET 808593 DS Surfactants Brochure Spanish / PDF / Tensioactivo / Petróleo. (s. f.).

Scribd. Recuperado 23 de abril de 2024, de

<https://es.scribd.com/document/356755193/Shell-ENORDET-808593-DS-Surfactants-Brochure-Spanish>

Shell NEODOL / Shell Global. (s. f.). Recuperado 23 de abril de 2024, de

<https://www.shell.com/business-customers/chemicals/our-products/shell-performance-surfactants/neodol-alcohols-and-ethoxylates.html>

Solairaj, S., Britton, C., Lu, J., Kim, D. H., Weerasooriya, U., & Pope, G. A. (2012, abril 14). *New Correlation to Predict the Optimum Surfactant Structure for EOR*. SPE Improved Oil Recovery Symposium. <https://doi.org/10.2118/154262-MS>

Southwick, J. G., Brewer, M. L., Pieterse, S. G., & Van Batenburg, D. W. (2018). Ammonia as Alkali for High Acid Number Oils. *Day 1 Mon, March 26, 2018*, D011S001R001. <https://doi.org/10.2118/190470-MS>

Stepan Company. (2016, septiembre). N-Series Product guide. <https://www.stepan.com/content/dam/stepan-dot-com/webdam/website-product-documents/literature/household-institutional-industrial-cleaning/BIOSOFTNSeriesBrochure.pdf>

Sze Lim, S. S., Elochukwu, H., Nandong, J., Bennour, Z., & Hamid, M. A. (2023). A review on the mechanisms of low salinity water/surfactant/nanoparticles and the potential synergistic application for c-EOR. *Petroleum Research*, 8(3), 324-337. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2023.02.001>

Taechangam, P., Scamehorn, J. F., Osuwan, S., & Rirksomboon, T. (2009). Effect of nonionic surfactant molecular structure on cloud point extraction of phenol from wastewater.

PROPIEDADES INTERFACIALES DE SURFACTANTES EN CRUDO PESADO

Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 347(1-3), 200-209.

<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2009.04.005>

Tang, H. (2017, agosto). *Rheological Measurements and Core Flood Data Analysis in Support of*

Chemical Enhanced Oil Recovery Formulation Design—ProQuest.

[https://www.proquest.com/openview/71f8d492b30f6051070d352ca79047af/1?pq-](https://www.proquest.com/openview/71f8d492b30f6051070d352ca79047af/1?pq-origsite=gscholar&cbl=18750)

[origsite=gscholar&cbl=18750](https://www.proquest.com/openview/71f8d492b30f6051070d352ca79047af/1?pq-origsite=gscholar&cbl=18750)

Valladares, S. M. (2005). Estabilidad de emulsiones relacionada con el proceso de deshidratación de crudos. Universidad de los Andes, 134.

Wan, W., Zhao, J., Harwell, J. H., & Shiau, B.-J. (2016). Characterization of Crude Oil Equivalent

Alkane Carbon Number (EACN) for Surfactant Flooding Design. *Journal of Dispersion*

Science and Technology, 37(2), 280-287. <https://doi.org/10.1080/01932691.2014.950739>

Zarate-Muñoz, S., Texeira de Vasconcelos, F., Myint-Myat, K., Minchom, J., & Acosta, E. (2016).

A Simplified Methodology to Measure the Characteristic Curvature (Cc) of Alkyl

Ethoxylate Nonionic Surfactants. *Journal of Surfactants and Detergents*, 19(2), 249-263.

<https://doi.org/10.1007/s11743-016-1787-x>