

**Análisis de los mecanismos que rigen la adsorción de un surfactante sobre la
Formación Mugrosa en procesos de recobro químico.**

Manuel Fernando Gutierrez Fontecha, Yeimi Estefanía Gómez Garzón.

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos.

Director.

Dra. Victoria Eugenia Mousalli Díaz.

Doctora en Ciencias Aplicadas.

Codirector.

Ing. Christian David Mendoza Ramírez.

Ingeniero Químico.

Universidad industrial de Santander.

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas.

Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Ingeniería de Petróleos.

2023.

Dedicatoria

En primer lugar, a Dios por otorgarme sabiduría, entendimiento y paciencia para el cumplimiento de mis objetivos.

A mi madre Pilar, abuelita Magnolia y en general a mi familia por su incondicional apoyo y palabras de sanación en momentos clave de mi formación.

A mi padre Fernando y su esposa por el sustento y sacrificio que permitió que durante mis años como estudiante nada faltara.

A mis docentes por poner de grano en grano conocimientos valiosos para mi formación, por alentar en mí el hambre de conocimiento y por medio de su experiencia ayudarme a ver el mundo con otros ojos.

A Andrea, Edgar, Karen, Liz, Laura y los amigos que esta carrera me dejó por ser un pilar fundamental en mi crecimiento personal, estar cuando las cosas no fueron bien y dar el aliento necesario para no abandonar.

Manuel Fernando Gutierrez Fontecha.

Dedicatoria

A Dios por no abandonarme.

A mi mamá Lucero y mi nita quienes con su sacrificio, esfuerzo y devoción a mí han hecho posibles todos mis sueños y triunfos; además de ser mi soporte, inspiración y motivación para superarme y seguir adelante.

A Erika, que desde la distancia me da esa voz de aliento para no desfallecer mientras me reafirma lo orgullosa que se siente de mí.

A Diego, quien con su amor y su paciencia me acompaña, me motiva, me impulsa y me reta para convertirme en quien quiero ser, además de mostrarme un mundo diferente.

A mis amigos, que con sus risas y chistes me hicieron dulce y muy llevadera la carrera haciéndome entender que todos vamos a nuestro ritmo.

A mis profesores que impartieron en mí su pasión por esta carrera, el valor del conocimiento y del aprendizaje además de la constante necesidad de movimiento.

Yeimi Estefania Gómez Garzón.

Agradecimientos

Especial y profundo agradecimiento a nuestra directora la Dra. Victoria Eugenia Mousalli Díaz, sin ella no hubiese sido posible este proyecto, gracias por su tiempo, su guía, su paciencia y puntualmente, gracias por su conocimiento. Gracias al Ing. Christian Mendoza por su apoyo en la toma de datos. Gracias a la Dra. Maika Karen Gambús por su soporte y seguimiento. Gracias al grupo de investigación GRM UIS y al proyecto ODS 3731, por brindándonos todos los medios necesarios para adquirir el conocimiento recibido para nuestro trabajo de investigación. Finalmente, gracias a nuestra alma mater la Universidad Industrial de Santander por otorgarnos la oportunidad de crecimiento personal y profesional.

Tabla de contenido

1. Resumen.....	9
2. Abstract.....	10
3. Introducción.....	11
4. Objetivos.....	12
4.1. Objetivo general.....	12
4.2. Objetivos específicos.....	12
5. Marco de referencia.....	13
6. Marco Teórico.....	18
6.1. Surfactantes.....	18
6.1.1. Características de los surfactantes.....	19
6.1.2. Surfactantes y su clasificación.....	20
6.2. Adsorción: interacción de surfactantes en medio poroso.....	23
6.2.1. Características de la adsorción.....	24
6.2.2. Representación gráfica de la Adsorción.....	24
6.2.3. Isotermas de adsorción.....	25
6.2.4. Mecanismos de adsorción en la interface líquido-sólido.....	27
6.2.5. Interacción del surfactante en el medio poroso.....	29
6.3. Propiedades de las rocas involucradas en el proceso de adsorción.....	32
6.3.1. Capacidad de intercambio catiónico.....	32
6.3.2. Área superficial.....	33
6.4. Caracterización geológica y petrofísica de la Formación Mugrosa.....	33
6.4.1. Yacimientos de rocas areniscas.....	33
6.4.2. Características composicionales de los minerales de las rocas yacimiento de hidrocarburos	35
6.5. Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	35

6.5.1. Formación Mugrosa.....	38
7. Metodología y desarrollo experimental para isothermas de adsorción estática.....	48
7.1. Materiales.....	48
7.2. Equipos.....	49
7.3. Procedimiento.....	49
7.3.1. Fase I. Preparación y Caracterización del Sustrato.....	49
7.3.2. Fase II. Caracterización del Surfactante.....	50
7.3.3. Fase III. Prueba de Adsorción estática.....	51
8. Resultados y análisis.....	52
8.1. Fase I. Preparación y Caracterización del Sustrato.....	52
8.2. Fase II. Caracterización del Surfactante.....	53
8.3. Fase III. Prueba de Adsorción estática.....	57
8.4. Mecanismos que actúan en la adsorción del Surfactante E-B-5 sobre la Fm. Mugrosa.....	58
9. Conclusiones.....	65
10. Recomendaciones.....	66
11. Referencias bibliográficas.....	67

Lista Figuras

Figura 1 <i>Tipos de surfactantes: (a) no iónicos, (b) catiónicos, (c) aniónicos y (d) anfóteros o zwitteriónicos</i>	20
Figura 2 <i>Isoterma de adsorción modelo de las 4 regiones</i>	26
Figura 3 <i>Ubicación geográfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena</i>	36
Figura 4 <i>Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena</i> 37	
Figura 5 <i>Descripción general de la muestra M01-B</i>	40
Figura 6 <i>Descripción general de la muestra M01-C</i>	40
Figura 7 <i>Descripción general de la muestra M05-B</i>	40
Figura 8 <i>Descripción general de la muestra M05-A</i>	41
Figura 9 <i>mágenes SEM de la muestra M05-A</i>	42
Figura 10 <i>Imágenes SEM de la muestra M05-B</i>	43
Figura 11 <i>Imágenes SEM de la muestra M01-C</i>	43
Figura 12 <i>Protocolo diseño experimental</i>	52
Figura 13 <i>Determinación CMC del surfactante E-B-5</i>	54
Figura 14 <i>Determinación del rango UV-vis para el surfactante E-B-5</i>	55
Figura 15 <i>Absorbancia en función de la Concentración del surfactante E-B-5</i>	55
Figura 16 <i>Modelo de cuatro regiones para la Isoterma de adsorción B-E-5</i>	59
Figura 17 <i>Representación esquemática del mecanismo de adsorción de surfactante sobre caolinita</i>	60
Figura 18 <i>Isoterma de adsorción para un surfactante no iónico sobre sílice</i>	61
Figura 19 <i>Hemimicelas</i>	63

Lista de tablas

Tabla 1 <i>Sistemas petroleros de la Cuenca del VMM</i>	37
Tabla 2 <i>Resultados de pruebas SEM</i>	41
Tabla 3 <i>Resultados de pruebas DRX</i>	44
Tabla 4 <i>Recalculo de los minerales para su caracterización según triangulo de Folk</i>	45
Tabla 5 <i>Relación del tamaño de partícula y área superficial para un volumen de 1cm³ de cubos</i>	46
Tabla 6 <i>Área superficial para diferentes minerales</i>	47
Tabla 7 <i>Resultados del tamaño de partícula y área superficial</i>	47
Tabla 8 <i>Parámetros montaje de isothermas</i>	51
Tabla 9 <i>Ficha de datos del surfactante E-B-5</i>	53
Tabla 10 <i>Propiedades del Surfactante E-B-5</i>	54
Tabla 11 <i>Resultados de la adsorción estática por cada punto de concentración de surfactante inicial</i>	57

Lista de Apéndices

Apéndice A. <i>Presentación en el concurso SPWLA International Student Papper Contest</i>	73
Apéndice B. <i>Presentación de poster en el VII Simposio de Investigación en Hidrocarburos</i>	73
Apéndice C. <i>Ponencia nacional en el SPE Technical Conference: One step closer to the energy future success</i>	74

1. Resumen

Título: Análisis de los mecanismos que rigen la adsorción de un surfactante sobre la Formación Mugrosa en procesos de recobro químico.

Autores: Manuel Fernando Gutierrez Fontecha, Yeimi Estefanía Gómez Garzón.

Palabras clave: Adsorción estática, surfactantes, Formación Mugrosa, EOR.

Descripción: La relevancia de este estudio radica en la posibilidad de esclarecer los procesos fundamentales que ocurren en la interacción entre un surfactante y una formación geológica en procesos de recobro mejorado; esto debido a que la industria petrolera se enfrenta constantemente a la pérdida natural del potencial productor a lo largo del desarrollo de sus campos, lo que nos lleva a buscar alternativas para aumentar el factor de recobro.

La Formación Mugrosa sobresale por su gran potencial de producir hidrocarburos debido a sus propiedades físicas. El presente proyecto tiene como enfoque principal el análisis de los mecanismos y el comportamiento de la adsorción de un surfactante comercial E-B-5, mezcla de surfactantes del tipo aniónico no iónico, en muestras obtenidas de afloramientos de la formación mencionada. El inicio de este análisis parte de revisiones documentales y pruebas de laboratorio de adsorción estática con su representación gráfica usando el Modelo de 4 Regiones, apoyado por la caracterización sedimentológica y petrofísica de la Formación Mugrosa.

Es indispensable conocer la mineralogía para poder explicar el comportamiento de la adsorción a partir de propiedades como la Capacidad de Intercambio Catiónico (C.I.C) y el área superficial, ligadas al contenido de minerales de arcilla. El porcentaje total de minerales arcillosos de la Formación Mugrosa en las muestras analizadas es en promedio 27%, lo cual indica que el sustrato tendrá un área superficial mayor y una alta C.I.C. y en consecuencia se esperaría una mayor adsorción; sin embargo, debido a la naturaleza del surfactante usado en estas pruebas no se adsorbe según lo esperado, lo cual se interpreta que no está controlada en este caso por las interacciones electrostáticas que se dan en la Región I y II del Modelo de 4 Regiones. Por otro lado, se establece que los puentes de hidrogeno y las interacciones hidrófobas entre las colas apolares del surfactante, controlan la adsorción observada en las Regiones III y IV.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Ingeniería de Petróleos. Director: Victoria Eugenia Mousalli Díaz, Doctora en Ciencias Aplicadas. Codirector: Christian David Mendoza, Ingeniero Químico.

2. Abstract

Title: Analysis of the mechanisms governing the adsorption of a surfactant on the Mugrosa Formation in chemical recovery processes.

Authors: Manuel Fernando Gutierrez Fontecha, Yeimi Estefanía Gómez Garzón.

Keywords: Static adsorption, surfactants, Mugrosa Formation, EOR.

Description: The applicability of this study is the possibility of clarifying the fundamental processes that occur in the interaction between a surfactant and a geological formation in enhanced recovery processes; this is because the oil industry is constantly facing the natural loss of production potential throughout the development of its fields, which leads us to seek alternatives to increase the recovery factor.

The Mugrosa formation stands out for its great potential to produce hydrocarbons due to its physical properties. The focus of this project is the analysis of the mechanisms and adsorption behavior of E-B-5 a commercial surfactant, a mixture of non-ionic anionic surfactants, in samples obtained from outcrops of the mentioned formation. The beginning of this analysis is based on documentary reviews and static adsorption laboratory tests with its graphical representation using the 4-Region Model, supported by the sedimentological and petrophysical characterization of the Mugrosa Formation.

It is essential to know the mineralogy to explain the adsorption behavior from properties such as Cation Exchange Capacity (C.E.C.) and surface area, linked to the clay mineral content. The total percentage of clay minerals of the Mugrosa Formation in the analyzed samples is on average 27%, which indicates that the substrate will have a larger surface area and a high C.I.C. and consequently, higher adsorption would be expected; however, due to the nature of the surfactant used in these tests it is not adsorbed as expected, which is interpreted that it is not controlled in this case by the electrostatic interactions that occur in Region I and II of the 4-Region Model. On the other hand, it is established that the hydrogen bridges and hydrophobic interactions between the apolar tails of the surfactant control the adsorption observed in Regions III and IV.

*Degree Work

** School of Physical-Chemical Engineering, School of Petroleum Engineering, Petroleum Engineering. Director: Victoria Eugenia Mousalli Díaz, PhD in applied sciences. Codirector: Christian David Mendoza, Chemical Engineer.

3. Introducción

La industria petrolera se enfrenta al problema de la pérdida de su potencial productor en sus campos a lo largo de su desarrollo, haciendo cada vez menos eficiente su actividad y menos rentable su producción, lo que pone sobre la mesa la posibilidad de estimulaciones o métodos de recobro mejorado. Sin embargo, la aplicación de métodos de recobro químico en el país no es protagonista siendo relegada a un porcentaje poco representativo del total de actividades de recuperación terciaria en el país, siendo apenas un 1% del total de actividades de recuperación (Maya et al., 2010). A esto se le suma la poca investigación de viabilidad en yacimientos colombianos y la poca evaluación de los mecanismos que rigen la eficiencia de estos en la geología de las formaciones productoras. La Formación Mugrosa es una unidad geológica ubicada en la cuenca del Valle Medio del Magdalena con unidades productoras a lo largo de su extensión y que por su mineralogía y sedimentología representa un gran potencial productor. El estudio teórico del fenómeno de adsorción y los mecanismos que la rigen, así como pruebas de laboratorio con muestras de la Formación Mugrosa se hacen necesarias para la evaluación técnica de procesos de estimulación o recobro químico que involucren un surfactante. A continuación, se presenta una evaluación de los mecanismos que rigen la adsorción por medio de pruebas de adsorción estática y el modelo de 4 Regiones en muestras de la Formación Mugrosa.

4. Objetivos

4.1. Objetivo general

Analizar los mecanismos que rigen la adsorción de un surfactante sobre la Formación Mugrosa en procesos de recobro químico a partir de pruebas experimentales.

4.2. Objetivos específicos

Describir los mecanismos que rigen la adsorción de surfactantes en sustratos rocosos a través de una revisión documental.

Definir las características geológicas y petrofísicas de muestras de la Formación Mugrosa mediante pruebas de laboratorio.

Analizar las isotermas de adsorción estática de un surfactante comercial sobre la Formación Mugrosa usando el Modelo de las 4 Regiones.

Identificar los mecanismos que actúan en la adsorción del surfactante sobre la Formación Mugrosa, a partir de los resultados de las isotermas de adsorción estática.

5. Marco de referencia

A continuación, es presentada una reseña de investigaciones relevantes en el área de adsorción de surfactantes aplicada a métodos de recobro químico.

Mousalli (2021) concluyó por medio de la experimentación con muestras de las Formaciones Mirador y Misoa, que la composición mineralógica de las rocas son un factor determinante para la obtención de un resultado satisfactorio al realizar un proyecto de inyección de surfactantes pues la interacción de la roca con el fluido se ve afectada por parámetros entre los que resaltan el área superficial y la capacidad de intercambio catiónico (CIC). Además, del efecto directo que tienen los minerales arcillosos en el entrapamiento del tensoactivo en el medio poroso, precipitando el surfactante y por ello afectando la eficiencia de la recuperación. Aportando una metodología a seguir para el montaje y análisis de las isotermas de adsorción.

Paternina y Londoño (2017) afirman que la inyección de surfactantes presenta dificultades y limitaciones en su aplicación a los diferentes proyectos de recuperación terciaria entre las que resaltan las dificultades técnicas como la precipitación y el fenómeno físico de la adsorción en sus interfases. En la interacción sólido-líquido la adsorción representa un problema pues la interacción de estos compuestos con la roca genera una pérdida de este sobre el medio poroso, lo que se traduce en una ineficiencia económica y técnica por la pérdida del surfactante. Por lo que se hace importante el análisis de los mecanismos por los cuales se da esta pérdida en el medio poroso.

Avendaño (2018) define la adsorción como un fenómeno de investigación complejo. No obstante, ha establecido las siguientes propiedades; se muestra selectiva, lo que indica que no está vinculada al material poroso; la cantidad de sustancia adsorbida se ve influenciada por la naturaleza del adsorbente, su tratamiento previo y la estructura molecular del adsorbato; a medida que se

amplía la superficie del sólido y se aumenta la concentración del adsorbato, se produce un incremento en la adsorción. Este proceso suele ser veloz, y su rapidez se ve impulsada por la temperatura, aunque también se ve influenciada por la cantidad de sustancia adsorbida; asimismo, se caracteriza por tener una energía de Gibbs (ΔG) negativa de tipo exotérmica; al elevar la temperatura, la cantidad adsorbida disminuye, pero la velocidad de adsorción aumenta. Aportando contexto sobre el fenómeno de la adsorción estudiada en el proyecto.

Hernández (2014) describió las condiciones para que una sustancia se considere surfactante, importante para la revisión documental del compuesto a analizar. Listadas a continuación:

- Es soluble, al menos en una fase de un sistema de líquidos inmiscibles.
- Las moléculas deben estar compuestas por grupos con tendencia de solubilidad opuestas.
- Las moléculas deben formar capas mono-moleculares o mono iónicas orientadas en la interfase.
- La concentración presente en el soluto de la superficie de una fase debe ser mayor a la concentración en el resto de la solución.
- Las sustancias deben formar micelas, cuando la concentración de soluto en la solución exceda un valor límite.
- Los surfactantes deben poseer funciones como detergentes, espumantes, humectantes, emulsificantes, solubilizantes y dispersantes.

Dang et al. (2011) concluye que la retención de los surfactantes en estas rocas tiene una estrecha relación al aumento de la salinidad ya que con ella se da un aumento del contenido de

iones que altera la fuerza de los iones. El incremento en la velocidad de adsorción se origina por el aumento de la concentración de monómeros presentes en solución. Lo que establece a la salinidad del medio como uno de los factores a mantener constante en la metodología de construcción de las isothermas.

Farías (2010) asegura que la concentración micelar crítica constituye un valor intrínseco de cada agente tensoactivo, por lo que la determinación del CMC es diferente para cada surfactante, co-surfactante y concentración de estos. Aporte de gran importancia para describir los fenómenos asociados a la CMC.

Madero et al. (2010) establece a la Formación Mugrosa como una unidad geológica perteneciente a la cuenca Valle Medio del Magdalena, originada en el periodo terciario y perteneciente a la época del Oligoceno. Formación de estudio de esta investigación.

Zhang y Somasundaran (2006) realizaron numerosas investigaciones en el comportamiento de surfactantes simples y mezclas de surfactantes, describiendo por medio de isothermas de adsorción los mecanismos que rigen la adsorción de surfactantes. Resaltando de su investigación la descripción de los mecanismos en surfactantes aniónicos donde es muy común encontrar interacciones iónicas y puentes de hidrogeno, estos últimos, siendo descritos por el autor por ser también mecanismos de adsorción de surfactantes no iónicos.

Salager (2005) afirma que, siendo una alta concentración de surfactante importante para la mejora de la movilidad del aceite, además de poder limpiar la cara de pozo de sedimentos sólidos atrapados y hasta la presencia de concentraciones altas de surfactantes puede aliviar problemas asociados a daños de formación. Resalta la importancia de trabajar con concentraciones de surfactante que puedan interactuar con el medio poroso.

Novelo y Gracia (2005) estudiaron el comportamiento de un surfactante en solución, así como el crecimiento de la pendiente de la presión superficial para la formación de micelas partiendo de la ecuación de adsorción de Gibbs. Encontrando así, un método gráfico para conocer el intervalo donde se puede dar la CMC. Aporte importante en la descripción de los intervalos de formación de las primeras micelas.

Paria y Khilar (2004) Afirman que la adsorción de surfactantes, en esta situación particular, implica la migración desde la fase en solución hacia la interfaz líquido-sólido, creando una capa alrededor de las rocas del yacimiento. Estas moléculas pueden orientarse de diversas maneras, dependiendo de si la molécula es hidrofílica o lipofílica. Este proceso está influenciado por una serie de fuerzas específicas, que típicamente involucran iones individuales en lugar de micelas, interacciones objetivo de la investigación. Estas fuerzas son las siguientes:

- Intercambio iónico: Este proceso implica la sustitución de iones que están unidos a la roca por surfactantes iónicos que tienen una carga similar a la de los iones reemplazados.
- Emparejamiento iónico: Aquí, los iones del surfactante con cargas opuestas a las de la superficie rocosa son adsorbidos en sitios que no están ocupados por iones unidos al sólido.
- Enlace hidrofóbico: Este tipo de adsorción se produce debido a la atracción entre los grupos hidrofóbicos de la molécula adsorbida y los componentes aún presentes en la solución acuosa.
- Adsorción por polarización de electrones PI: Cuando los surfactantes tienen núcleos aromáticos ricos en electrones y se unen a sólidos adsorbentes con superficies altamente positivas, se produce esta forma de adsorción.

- Adsorción por fuerzas de dispersión: Estas fuerzas implican las fuerzas de London y de van der Waals, que generan una interacción entre el adsorbente y el adsorbato. Este efecto se intensifica a medida que aumenta el peso molecular del surfactante.

Salager (2002) clasificó los surfactantes por su naturaleza eléctrica y la forma como se disocian en solución acuosa. Siendo estos clasificados como no iónicos, catiónicos, aniónicos y anfóteros o zwitteriónicos. Clasificación importante al inferir los mecanismos que rigen su adsorción según su naturaleza eléctrica.

Salager (1993) Explicó la concentración micelar crítica (CMC) como un intervalo de concentraciones en el cual se originan las micelas iniciales, intervalo que puede aportar en el análisis de mezclas de surfactantes. También clasificó los factores que influyen en este proceso:

- La competencia entre las interacciones.
- El efecto de la estructura del surfactante (Lipofílico o Hidrófilo)
- El efecto del ambiente fisicoquímico (presencia de alcoholes o electrolitos)
- El efecto de la temperatura.

Novosad (1982) destacó la importancia del estudio de surfactantes en el medio poroso en procesos de recobro químico con surfactantes, por medio de sus estudios donde evaluó una metodología experimental para medir la adsorción de un surfactante, estudiando dos mecanismos que rigen la adsorción de surfactantes. En sus estudios describió que una isoterma de adsorción debe ser expresada en términos de exceso de superficie en función de la concentración del surfactante.

6. Marco Teórico

6.1. Surfactantes

Los surfactantes son compuestos químicos ampliamente complejos con una estructura anfífilica y con actividad interfacial o superficial; estos, están compuestos por una cabeza polar (hidrofílica) soluble en agua, la cual se constituye mediante iones y/o compuestos con carácter polar, como los sulfatos, sulfonatos, carboxilatos, fosfatos o amonios cuaternarios. y una cola no polar (lipofílica o hidrofóbica) soluble en aceites constituida por hidrocarburos y/o fluocarbonados. (Rosen, 2004). Los surfactantes alteran significativamente las propiedades interfaciales del sistema reduciendo la tensión interfacial entre una fase dispersa y una fase continua; además, modifica también la mojabilidad y la tensión superficial.

Agentes tensoactivos de humectación es otro nombre que reciben los surfactantes, ya que la reducción de la tensión interfacial es lograda debido a que la adsorción de los surfactantes en la región interfacial conduce a la aparición de micelas. Las terminaciones no polares o colas de los surfactantes se disuelven en el hidrocarburo mientras que las polares se organizan en el exterior rodeándola y dando como resultado una micela hidrofóbica. Estas emergen cuando la concentración del surfactante excede el valor de la concentración micelar crítica (CMC), la cual es específica y distintiva para cada surfactante.

Una sustancia se considera como surfactante si:

- Es soluble, al menos en una fase de un sistema de líquidos inmiscibles.
- Las moléculas deben estar compuestas por grupos con tendencia de solubilidad opuestas.
- Las moléculas deben formar capas mono-moleculares o mono iónicas orientadas en la interfase.

- La concentración presente en el soluto de la superficie de una fase debe ser mayor a la concentración en el resto de la solución.
- Las sustancias deben formar micelas, cuando la concentración de soluto en la solución exceda un valor límite.
- Los surfactantes deben poseer funciones como detergente, espumante, humectante, emulsificante, solubilizante y dispersante. (Hernández, 2014)

6.1.1. Características de los surfactantes

Los surfactantes tienden a adsorberse sobre las interfases de los fluidos (Rosen, 2004), característica que se estudia con el fin de obtener información de interés para su aplicabilidad en métodos de recuperación terciaria. La adsorción de las partículas de los agentes tensoactivos está ligada a la CMC, la cual posterior a esta se ingresa a la fase en la que comienzan a formarse las primeras micelas, lo cual está directamente relacionado con la cantidad mínima de surfactante necesaria para lograr una recuperación eficiente. Una vez que esta concentración se alcanza, no varía de manera significativa. La CMC no es un valor exacto, es un rango de valores de concentraciones en el que se pueden generar las micelas, este valor puede ser relativamente amplio según la cohesión y sinergia de las especies químicas presentes en el surfactante. Además, la CMC se ve influenciada por diversos factores que se deben tener en cuenta al seleccionar el tipo de surfactante para su aplicabilidad.

La CMC, según Salager (1993) depende de:

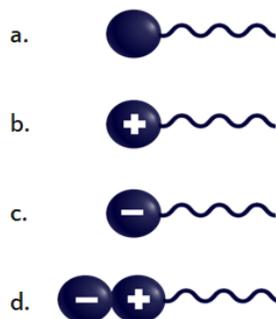
- La competencia entre las interacciones.
- El efecto de la estructura del surfactante (Lipofílico o Hidrófilo)
- El efecto del ambiente fisicoquímico (presencia de alcoholes o electrolitos)

- El efecto de la temperatura.

6.1.2. *Surfactantes y su clasificación*

Debido a la configuración molecular de los surfactantes, presentan una variedad de aplicaciones, incluyendo funciones como reductores de tensión interfacial, agentes emulsionantes o des emulsionantes, espumantes o antiespumantes, inhibidores de corrosión, dispersantes, humectantes, entre otras funciones. Por tanto, pueden existir múltiples maneras de clasificarlos, no obstante, la más común es de acuerdo con la forma como se disocian en soluciones acuosas, en otras palabras, la distinción sobre la naturaleza iónica, como se observa en la Figura 1.

Figura 1 *Tipos de surfactantes: (a) no iónicos, (b) catiónicos, (c) aniónicos y (d) anfóteros o zwitteriónicos*



Surfactante no iónico: En solución acuosa, no experimenta ionización debido a la presencia de grupos hidrófilos como alcoholes, fenoles, éteres o amidas. Por otro lado, el grupo hidrófobo se compone de un radical alquilo o alquilbenceno, y en casos donde es necesario mantener una baja toxicidad, se emplea una estructura de origen natural, como un ácido graso. En general, son usados como co-surfactantes que como surfactante principal (González, 2017). Estos surfactantes ocupan el segundo lugar en términos de importancia (Salager, 2002).

Su función se centra en actuar como co-surfactante, proporcionando refuerzo y resistencia a las condiciones que se enfrentan en el medio poroso. Aunque su capacidad para reducir la tensión interfacial no es tan destacada en comparación con la de los surfactantes aniónicos, muestra una notable resistencia a niveles elevados de salinidad. (Jiménez, 2009).

Uno de estos surfactantes es el polisorbato 80 también conocido como tween 80, un surfactante hidrofílico soluble en agua y etanol (Zhenbao Zhu, 2018).

Surfactante catiónico: Contiene un grupo hidrofílico con carga positiva y se separa en un catión orgánico anfílico y un halogenuro. Mayoritariamente, estos compuestos son derivados nitrogenados, como sales de aminas grasas o amonio cuaternario. Su principal uso es como bactericida y tiene facilidad de adsorción sobre sustratos biológicos. El CTAB es muy usado para el recobro mejorado en formaciones de carbonatos para reducir la adsorción, dado que las calizas y dolomitas tienen una carga superficial positiva que repela a los surfactantes de carga similar. (Cheguenizadeh, 2017).

Sus aplicaciones son restringidas debido a su elevado costo de producción, no obstante, tienen utilidad como agentes antiestáticos, antioxidante, y son aptos para su empleo tanto en productos industriales como en aplicaciones de uso doméstico. (Salager, 2002).

Surfactante aniónico: Contiene un grupo hidrofílico con carga negativa, compuesto por un sulfato, sulfonato, carboxilato o fosfato. Se separan en un ion anfílico y un catión formado por un metal alcalino o un amonio cuaternario. (Salager, 2002).

En la industria de los hidrocarburos son los más usados debido a sus propiedades tensoactivas, se comportan como estables y muestran una baja adsorción al contacto con la formación debido a su carga negativa en la región polar, se ve rechazado por la superficie arcillosa

y las areniscas, lo que disminuye su retención en el medio poroso. Además, pueden ser producidos de manera rentable. (Green, 1998). Un ejemplo de los más usados es el dodecíl sulfato de sodio, también conocido como SDS, es un surfactante anfifílico perteneciente al grupo alquil-sulfato (Cheguenizadeh, 2017).

Se clasifican en 5 tipos:

1. Acil-aminoácidos y sales: Son ineficaces como agentes espumantes y son propensos a sufrir procesos de hidrólisis a ciertos valores de pH.
2. Ácidos carboxílicos y sus sales: Son emulsificantes y las sales son buenas espumantes y estabilizadores con propiedades humectantes.
3. Esteres del ácido fosfórico: Se emplean muy comúnmente como tensoactivos.
4. Ácidos sulfónicos y sales: Espumantes, emulsificantes y aumentan la solubilidad de otros tensoactivos en presencia de sales inorgánicas dado que son sustancias muy estables.
5. Esteres del ácido sulfúrico: Presentan una estabilidad aceptable en la formación de espuma. Además, actúan eficazmente como agentes de mojado y como emulsionantes de tipo aceite-en-agua.

Surfactante anfotérico o zwitteriónicos: Son el resultado de la unión en una sola molécula de dos componentes, uno aniónico y otro catiónico, un ejemplo claro son las betaínas. Algunos de estos surfactantes no reaccionan ante cambios de pH, mientras que otros actúan como catiónicos en pH ácido y como aniónicos en pH básico. Debido a su complejo proceso de fabricación, su uso se limita principalmente a aplicaciones específicas debido a su alto costo (Norman et al., 2007).

Se divide en 2 grupos:

1. Acil-aminoácidos y sus derivados: Espumantes.
2. N-alquil-aminoácidos: Tienen propiedades emulsionantes notables y funcionan como eficientes generadores de espuma, pero en condiciones de pH bajo adoptan una naturaleza catiónica y pierden su habilidad para crear burbujas de aire.

6.2. Adsorción: interacción de surfactantes en medio poroso

La adsorción tiene lugar al formarse micelas de los agregados de surfactantes en la superficie, requiriendo que la concentración del surfactante supere la CMC. No obstante, la disminución de surfactantes se origina tanto por la adsorción como por su retención en el medio poroso (Sandersen et al., 2012).

La adsorción es un fenómeno en el cual las moléculas presentes en una fase se trasladan y quedan capturadas en la superficie de otra interfaz no saturada. Este acontecimiento se emplea con el propósito de inducir una reducción de la tensión interfacial. La adsorción exhibe una secuencia preferencial influenciada por el radio de hidratación (Arias et al., 2009).

Se pueden distinguir tres clases de adsorción basadas en la interacción entre el adsorbato y el adsorbente. La *adsorción física*, a veces denominada fisorción, se caracteriza por fuerzas como dipolo-dipolo y dipolo-dipolo inducido, que resultan en la formación de multicapas de adsorbato en las que este conserva su identidad. Además, esta forma de adsorción es reversible, aumentando la temperatura y disminuyendo la presión. En contraste, la *adsorción química* o quimisorción se caracteriza por enlaces covalentes los cuales implican la formación de monocapa de adsorbato y suele resultar en la pérdida de su identidad, esto se debe a la formación de un enlace fuerte localizado, resultado de los centros atractivos presentes en la superficie, lo que resulta en un proceso que no puede revertirse. La *adsorción eléctrica* se origina a raíz del intercambio iónico,

que es influenciado por fuerzas electrostáticas de atracción que se encargan de mantener a los iones cerca de las superficies con carga (Tuñón y Silla, 2008).

6.2.1. Características de la adsorción

Avendaño (2018) define la adsorción como un fenómeno de investigación complejo. No obstante, ha establecido las siguientes propiedades; se muestra selectiva, lo que indica que no está vinculada al material poroso; la cantidad de sustancia adsorbida se ve influenciada por la naturaleza del adsorbente, su tratamiento previo y la estructura molecular del adsorbato; a medida que se amplía la superficie del sólido y se aumenta la concentración del adsorbato, se produce un incremento en la adsorción. Este proceso suele ser veloz, y su rapidez se ve impulsada por la temperatura, aunque también se ve influenciada por la cantidad de sustancia adsorbida; asimismo, se caracteriza por tener una energía de Gibbs negativa de tipo exotérmica; al elevar la temperatura, la cantidad adsorbida disminuye, pero la velocidad de adsorción aumenta.

6.2.2. Representación gráfica de la Adsorción

Permite establecer la relación entre la cantidad adsorbida con respecto a presión, temperatura y concentración. Además, permite reconocer otros fenómenos asociados. Las gráficas más usadas son:

- Isotermas de Adsorción.
- Isobaras de Adsorción.
- Isósteras de Adsorción.

Algunos de los métodos experimentales empleados para los estudios de adsorción incluyen la determinación del cambio de concentración de surfactante en una solución acuosa luego del

fenómeno de adsorción, medidas de potencial Z, entre otros. Con la intención de poder describir gráficamente el comportamiento de adsorción se han desarrollado varios métodos matemáticos expresados a través de las isothermas de adsorción (Mousalli, 2021).

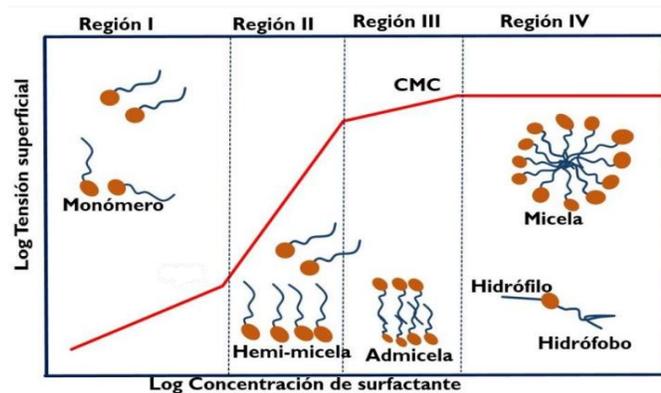
6.2.3. *Isothermas de adsorción*

Las isothermas de adsorción son una representación gráfica que muestran cómo la cantidad adsorbida aumenta en relación con la concentración del adsorbato. Esta relación se establece considerando la cantidad adsorbida en relación con la concentración de la disolución en equilibrio, manteniendo una temperatura constante. Estas proporcionan información vital sobre la afinidad del surfactante hacia la superficie o interfase, lo cual depende de la forma de la curva. Las isothermas o modelos más conocidos son 4 y se registrarán a continuación:

1. **Modelo de Langmuir:** explica la adsorción-desorción en superficies planas. Se basa en la cinética y establece que la tasa de adsorción es igual a la de desorción desde la superficie. Para su aplicación, se requieren tres condiciones: 1) Superficie homogénea y adsorción constante en toda el área. 2) Moléculas se adhieren en un punto específico del área. 3) Solo una molécula se adsorbe por vez en cada punto de la superficie.
2. **Modelo de Freundlich:** establece una interacción entre moléculas adsorbidas en lugares activos y fue una de las primeras ecuaciones que conectó la cantidad adsorbida con la concentración en la solución.
3. **Modelo de BET (Brunauer-Emmett-Teller):** es una isoterma de adsorción para multicapas. Su principal aplicación es calcular la superficie de sólidos porosos o finamente divididos, esencial en campos como la catálisis y adsorción.

4. **Modelo de 4 Regiones:** facilitan la identificación de la cantidad máxima que puede ser adsorbida por unidad de superficie o por unidad de masa del adsorbente. Al trazarse en escala logarítmica, la isoterma se subdivide en 4 regiones como se observa en la Figura 2. Estas isotermas son características de surfactantes iónicos en superficies sólidas con carga opuesta.

Figura 2 *Isoterma de adsorción modelo de las 4 regiones*



Nota: tomada de Paternina y Londoño (2017).

En la primera región (**Región I**), con concentraciones reducidas de surfactantes y bajo la influencia de fuerzas electrostáticas la adsorción obedece a la ley de Henry, donde esta incrementa linealmente con la concentración. Se observan comportamientos que se alinean con el Modelo de la Doble Capa Eléctrica de Stern/Gouy donde las interacciones se describen en términos de la carga del ion del surfactante. Los surfactantes de bajo peso molecular se adsorben como iones individuales sin interactuar con moléculas previamente adsorbidas y las interacciones surfactante-superficie varían según el tipo de surfactante.

En la segunda región (**Región II**), se aprecia un aumento debido a las interacciones laterales entre los monómeros adsorbidos, lo que genera una agregación superficial de surfactante alrededor del sólido, estimulada por la interacción entre las colas de las moléculas del surfactante. El punto

de transición entre las Regiones I y II marca la Concentración Hemimicelar (HMC), donde los agregados comienzan a formarse debido a la concentración de surfactante. La agregación funciona como una fase de dos dimensiones que se presenta en las áreas de alta energía del sustrato, y su medida se encuentra relacionada con la longitud de la cadena hidrófoba del surfactante. En sistemas con surfactantes iónicos, la inclusión de electrolitos disminuye la HMC de manera paralela a la disminución de la CMC.

En la tercera región (**Región III**), la velocidad disminuye en comparación con la etapa anterior debido a la alta saturación del adsorbato en la roca y la escasez de sitios disponibles en la superficie como consecuencia de la neutralización de las cargas.

En la cuarta región (**Región IV**), se supera la CMC y la pendiente de la recta se hace 0 debido a que aun cuando aumente la concentración de surfactante no hay más adsorción (Mousalli, 2021).

6.2.4. Mecanismos de adsorción en la interface líquido-sólido

La adsorción de surfactantes, en este escenario, implica la migración desde la fase disuelta hacia la interfaz entre el líquido y el sólido, creando un recubrimiento alrededor de las rocas del yacimiento. La orientación de estos recubrimientos puede variar según la afinidad de la molécula, ya sea hidrofílica o lipofílica. Diversas fuerzas intervienen en este proceso, típicamente relacionadas con iones individuales en lugar de micelas. (Paria y Khilar, 2004):

- El **Intercambio iónico** involucra el reemplazo de iones que se han adherido previamente al sustrato por otros iones de carga similar, provenientes de la solución. Por ejemplo, eliminación de sulfatos, donde los iones sulfato presentes en el petróleo se unen a los grupos funcionales de la resina, mientras que los iones cloruro o hidróxido se liberan.

- Los **puentes de Hidrógeno** se producen debido a la gran diferencia de electronegatividad entre el hidrógeno y el átomo electronegativo unido al hidrogeno, lo que resulta en una polarización de la molécula. Por ejemplo, en los surfactantes aniónicos, que tienen una cabeza con carga negativa, pueden formar puentes de hidrógeno con grupos de carga positiva en proteínas y otros compuestos, lo que puede afectar su estabilidad y función.
- El **emparejamiento iónico** se trata de un procedimiento en el cual los iones del surfactante, que tienen carga opuesta a la superficie rocosa, se atraen y se conectan en lugares que no están ocupados por iones enlazados al sólido, estableciendo enlaces iónicos para crear un compuesto. Por ejemplo, los surfactantes catiónicos tienen una carga positiva y pueden interactuar con iones negativos en solución, como los iones de cloruro (Cl^-) para formar pares iónicos.
- La adsorción por **fuerzas de dispersión** supone una interacción originada por fuerzas de London y de van der Waals, que produce un contacto entre el adsorbente y el adsorbato, un efecto que se incrementa conforme aumenta el peso molecular del surfactante. Es producida entre sustratos y moléculas polares o no polares debido a la atracción intermolecular débil que se produce debido a las fluctuaciones en la distribución de electrones de una molécula en particular. Por ejemplo, la recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de gases, como el CO_2 , en la formación petrolera, conlleva a una disminución tanto en la viscosidad del petróleo como en la tensión interfacial entre el petróleo y la roca.
- La adsorción por **rechazo hidrofóbico** se produce cuando una molécula no polar se acerca a una superficie hidrofóbica y las fuerzas de atracción entre la molécula y la superficie son más fuertes que las fuerzas de cohesión entre la molécula y el agua. Como resultado, la molécula no polar se adsorbe en la superficie hidrofóbica. Por ejemplo, el uso de surfactantes usado en la

separación de petróleo y agua, ya que pueden adsorberse en la superficie de las partículas de petróleo, lo que facilita su separación del agua.

- La adsorción por **polarización de electrones PI** es generada debido a las interacciones electrostáticas entre la superficie del adsorbente y las moléculas del adsorbato. Los electrones de las moléculas del adsorbato se polarizan debido a la distribución desigual de la carga eléctrica, cuando se acercan a la superficie del adsorbente y se establece una interacción dipolo-dipolo. Cuando los surfactantes poseen núcleos aromáticos abundantes en electrones, los cuales están unidos a sólidos adsorbentes con superficies altamente cargadas positivamente. Por ejemplo, los hidrocarburos polares como los fenoles y los ácidos orgánicos pueden adsorberse en la superficie de los adsorbentes polares, mientras que los hidrocarburos no polares como los alcanos y los cicloalcanos pueden no adsorberse debido a su falta de polaridad.

6.2.5. Interacción del surfactante en el medio poroso

En los casos de inyección de surfactantes, se han registrado resultados variables debido a la susceptibilidad de los surfactantes a múltiples factores, tanto ambientales como relacionados con su estructura molecular. Esto conlleva a cambios en sus propiedades originales y a la disminución de la estabilidad del tapón en el yacimiento, lo que a su vez reduce las ventajas de su aplicación. Por tanto, es esencial evaluar el impacto de cada parámetro para optimizar la eficacia del proceso durante la inyección de surfactantes. A continuación, algunos de estos factores serán descritos.

6.2.5.1. Concentración del surfactante

La concentración del surfactante tiene una relación directamente proporcional con la retención de este. (Dang et al., 2011) Siendo una alta concentración de surfactante importante para

la mejora de la movilidad del aceite, además de poder limpiar la cara de pozo de sedimentos sólidos atrapados y hasta la presencia de concentraciones altas de surfactantes puede aliviar problemas asociados a daños de formación. (Salager, 2005) Sin embargo, no se hace económicamente viable dado que al aumentar la concentración del surfactante se elevan los costos del proceso. (Briseño y Mosquera, 2019)

6.2.5.2. Tipos de surfactante y su comportamiento ante la adsorción

Según la clasificación del surfactante se da un efecto distinto en el fenómeno de la adsorción. Esto está fuertemente ligado a su capacidad de intercambio catiónico, su interacción con la mineralogía de las rocas sedimentarias y la presencia de uno o más co-surfactantes/electrolitos. La forma en el que los tipos de tensoactivos se ven afectados por su clasificación se puede resumir muy bien en la descripción dada por Ariza y Bautista (2017) sobre la capacidad de intercambio catiónico.

6.2.5.3. Mezclas de surfactantes

Es necesario considerar las variaciones en la CMC en relación con cambios en las composiciones. Cuando se trata de la adsorción de mezclas de surfactantes con propiedades similares, en la cual la CMC es idéntica a la de las mezclas ideales, la cantidad adsorbida de estas mezclas se encuentra entre las cantidades adsorbidas de los surfactantes individuales. Por otro lado, cuando se trata de mezclas de surfactantes que exhiben sinergismo con CMC más baja que en las mezclas ideales, es posible observar una disminución en la tendencia de adsorción, lo que refleja un menor potencial químico de los monómeros de surfactante en solución (Muherei y Junin, 2009).

6.2.5.4. pH

La cantidad de surfactante aniónico adsorbida disminuye a medida que aumenta el pH debido a la carga negativa de las rocas, lo que genera repulsión entre cargas similares. Sin embargo, en condiciones de bajo pH y concentración alta de sales, la adsorción del surfactante alcanza niveles críticos. Un desafío significativo al investigar la retención del tensioactivo es que la carga superficial de la sílice no solo varía con el pH, sino también con la adsorción del surfactante, ya que la ionización de los grupos superficiales afecta el pH de la solución. Esto indica claramente que, sin un control cuidadoso del pH, los cambios pueden producirse a lo largo de toda la isoterma. La mayoría de los estudios solo reportan un pH inicial y asumen que se mantiene constante durante todo el proceso.

6.2.5.5. Salinidad

La salinidad está estrechamente relacionada con las rocas sedimentarias debido a sus condiciones de formación. La existencia de iones bivalentes, como Ca^{2+} y Mg^{2+} , en las aguas de formación puede afectar negativamente la solubilidad del surfactante, provocando su precipitación rápida. Este fenómeno puede obstaculizar el proceso y alterar significativamente el flujo de surfactante en el yacimiento. Para prevenir este problema, se implementa un preflujo de agua que disminuye la concentración de sales en la formación. Asimismo, se utilizan aditivos como NH_4^+ , CaCO_3 y $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$ para resguardar al surfactante de las sales minerales. La salinidad del agua de formación debe mantenerse por debajo de 5000 ppm de Ca^{2+} y Mg^{2+} , lo que aseguraría la retención del surfactante en el yacimiento (Jiménez, 2009). Estudios de la salinidad concluyeron que la presencia de cloruro de calcio en interacción con un surfactante no iónico tiene como consecuencia la reducción de los niveles de adsorción sobre las dolomitas (Figdore et al., 1998).

6.2.5.6. Temperatura

La estabilidad térmica y su influencia son críticas debido a que la estructura de los surfactantes los hace muy susceptibles a la degradación a elevadas temperaturas como las de los yacimientos. En la literatura, se han documentado proyectos realizados a temperaturas inferiores a 175 °F. Un estudio que evaluó el impacto de la temperatura en la adsorción de un surfactante aniónico en minerales arcillosos concluyó que a temperaturas elevadas se reduce la máxima adsorción, con un aumento en la entropía del sistema y, como resultado, disminuye la adsorción en la superficie (Pavan et al., 2000).

6.3. Propiedades de las rocas involucradas en el proceso de adsorción

Uno de los factores por los que se rige la adsorción dinámica está altamente asociado a la interacción de los surfactantes con las formaciones, factores como la mineralogía, pH o el tipo de surfactante deben ser tenidos en cuenta para la eficiencia de la aplicación del método y evitar limitaciones técnicas (Ariza y Bautista, 2017).

6.3.1. Capacidad de intercambio catiónico

El pH de los minerales presentes en las formaciones influye mucho en su capacidad de interactuar electrónicamente, por lo que resulta prioritario el estudio mineralógico y su influencia en la interacción de los diferentes tipos de surfactantes (Ariza y Bautista, 2017).

Surfactantes aniónicos: debido a su carga negativa tienden más a adsorberse sobre superficies de carga positiva como lo pueden ser los carbonatos, en contraste suelen adsorberse menos a las areniscas mientras que en las arcillas su adsorción es moderada (Ariza y Bautista, 2017).

Surfactantes no iónicos: por lo general son de pH bajo, presentan una carga positiva y tienden a adherirse por medio de puentes de hidrógeno a las lutitas, teniendo una adsorción media en areniscas y una adsorción despreciable en carbonatos (Sheng, 2011).

Surfactantes catiónicos: están cargados positivamente, razón por la cual cuentan con una alta adsorción a las areniscas. Caso contrario con los carbonatos a los que no se suelen adherir.

Surfactantes anfóteros: un poco más complicados el comportamiento de los surfactantes anfóteros es más variable, esto debido a su compleja naturaleza eléctrica (Manhardt, 1993).

6.3.2. Área superficial

El área superficial resulta problemática en los procesos de adsorción pues según su área superficial una roca puede generar una pérdida de surfactante que puede derivar en una ineficiencia técnica del proceso. Entre menor sea el tamaño de grano de la roca mayor será su área superficial, favoreciendo la adsorción del fluido por parte de la roca (Sheng, 2013). Esto además está fuertemente ligado a propiedades como la permeabilidad y porosidad efectiva.

6.4 Caracterización geológica y petrofísica de la Formación Mugrosa

Existen yacimientos en Colombia que se perfilan como potenciales candidatos a la aplicación de métodos de inyección de surfactantes lo que hace necesaria la caracterización geológica de las formaciones de interés, junto con su mineralogía y demás factores que pudieran afectar la eficiencia del factor de recobro.

6.4.1. Yacimientos de rocas areniscas

Las rocas sedimentarias son resultado de la sedimentación y cementación de materiales clásticos o detríticos principalmente en ambientes sedimentarios con alta presencia de agua tales

como yacimientos fluviales, lacustres, deltaicos, entre otros. Las principales rocas areniscas presentes en los yacimientos se clasifican según los procesos geológicos como fueron formados, así como su mineralogía y su potencial de pertenecer a un sistema petrolífero como roca almacén.

- Areniscas volcanoclásticas: Rocas con alto contenido de feldespatos básicos y piroxenos. Las arenas volcanoclásticas suelen ser yacimientos muy pobres pues debido a la ausencia de granos más estables suelen perder su porosidad en profundidades muy someras de entre 3000 a 6500 ft.
- Areniscas líticas: Areniscas muy débiles formadas por fragmentos de rocas preexistentes. Por norma general su potencial como yacimiento es despreciable pues llegan a ser más débiles que los granos de otros minerales.
- Arcosas: En las arcosas el contenido de feldespatos es superior al 25% de la composición y son características de las cuencas asociadas a movimientos tectónicos y debido al ambiente donde se generan estas son compactadas mecánicamente y de forma más rápida que las areniscas con alto contenido de cuarzos, razón por la cual su volumen intergranular es reducido.
- Cuarzitas y areniscas feldespáticas: En estas rocas el contenido de feldespatos puede variar según el relieve de la superficie de drenaje, así como del clima de esta. Este tipo de rocas es el almacén petrolero más común.
- Areniscas eólicas: Muy poco contenido de caolinita, pero con un alto contenido de esméctica e ilita que funge como cemento entre los poros. Las areniscas eólicas no tienen evidencia geológica de aguas meteóricas por lo que están relacionadas a ambientes sedimentarios someros.
- Turbiditas: Rocas de compactación mecánica y con un alto contenido de arcilla, características que se traducen en una baja porosidad efectiva factor que limita su potencial como yacimiento de petróleo. Contienen granos de cuarzo y su contenido de arcillas es bastante alto

siendo entre un 10 y 25% de su composición. Debido a su profundidad no suelen estar expuestas a aguas meteóricas.

Entre la mineralogía de las rocas sedimentarias resaltan los minerales de óxido de silicio (cuarzo) o minerales secundarios provenientes de las arcillas o de óxidos de hierro.

6.4.2. Características composicionales de los minerales de las rocas yacimiento de hidrocarburos

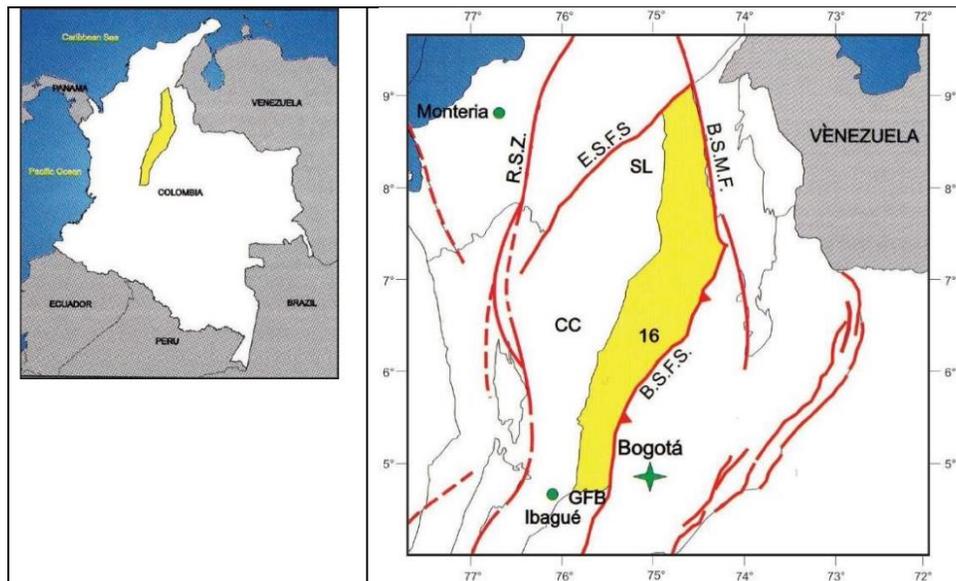
Las rocas yacimiento se pueden clasificar en tres secciones y tienen una interferencia eléctrica diferente sobre los surfactantes. En las areniscas, por ejemplo, el mineral principal es la sílice y debido a su pH, puede modificar su carga superficial de positiva a negativa (Wesson y Harwell, 2000). Contrario al caso de los carbonatos cuyo incremento de pH por encima de 10 hace que su superficie se cargue negativamente propiciando la neutralización de cationes presentes en las sales (Paternina y Londoño, 2017). Por último, las arcillas las cuales por su pH neutro pueden variar su cambio de cargas según la zona donde se dé el contacto siendo los valores cercanos a un pH de 9 los que puedan apreciar cambios en su carga (Sheng, 2011).

6.5. Cuenca del Valle Medio del Magdalena

Situada a lo largo del curso del río Magdalena, la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) es una cuenca de tipo antepaís que abarca alrededor de 34,000 km². Debido a su complejo desarrollo estructural, a la cuenca VMM se le conoce como una cuenca *polihistórica* (Kingston et al., 1983).

En cuanto a su ubicación, como se observa en la Figura 3, limita al norte con el sistema de fallas Espíritu Santo (identificado como E.S.F.S.), al sur con el cinturón plegado de Girardot (representado como G.F.B). Hacia el noroeste, sus límites están definidos por el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta (B.S.M.F.), mientras que al suroeste se encuentra con el sistema Bituima-La Salina (B.S.F.S). En dirección oeste, está delimitada por el avance del relleno Neógeno de la cuenca sobre la Serranía de San Lucas (S.L.) y el basamento de la cordillera occidental (C.C.) (Barrero et al., 2007).

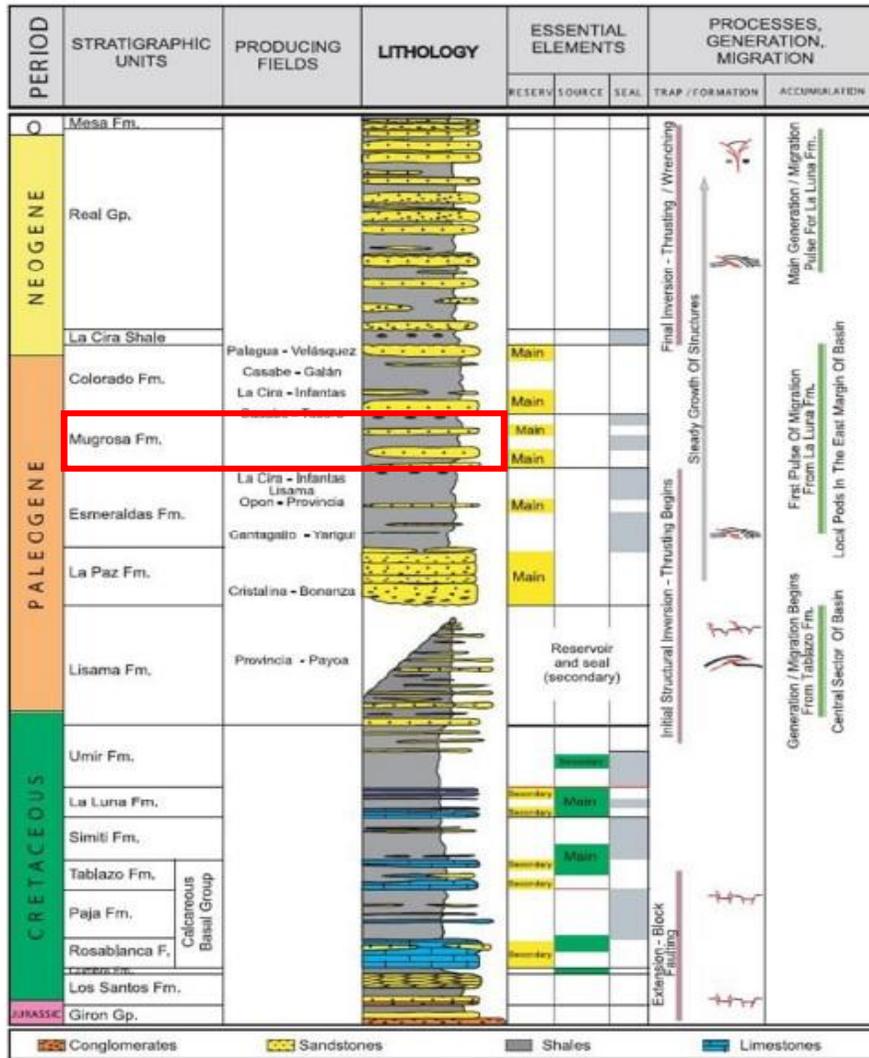
Figura 3 Ubicación geográfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena



Nota: Tomado de Barrero et al. (2007)

La columna estratigráfica generalizada de la cuenca del VMM expuesta en la Figura 4 presenta un relleno sedimentario, en el que se puede destacar la ubicación estratificada de la Formación Mugrosa, una de las principales formaciones productoras de petróleo de esta cuenca y objeto de estudio en esta investigación. Es importante también, describir los elementos y procesos del sistema petrolero mostrados en la Tabla 1.

Figura 4 Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del



Magdalena

Nota: Tomado de Barrero et al. (2007).

Tabla 1 Sistemas petroleros de la Cuenca del VMM

Cuenca VMM	Formaciones Litológicas
Roca Madre	Formación La Luna, Rosa blanca, Paja y Tablazo
Roca Yacimiento	Formación Los Santos, Rosa blanca, Tablazo y La Luna. Formaciones del terciario La Paz, Mugrosa y Colorado
Roca Sello y Trampas	Trampas con estructuras anticlinales asociadas a fallas inversas y normales, variaciones laterales de facies, se pueden asociar con barreras de K. Roca sello los niveles arcillosos intra-formacionales de las unidades terciarias. Y las lutitas de las formaciones Paja y Simití

Sistemas petroleros	Formación La Luna- Formación La Luna
	Formación La Luna- La Luna/ Esmeraldas/ Mugrosa/ Colorado

Nota: Tomado de Barrero et al. (2007).

6.5.1. Formación Mugrosa

La Formación Mugrosa es una unidad geológica con espesores que varían entre los 1640 y 2600 ft, ubicada en la cuenca del VMM en la parte inferior del Grupo Chuspas, según Madero et al (2010), es una roca perteneciente al Oligoceno y fue depositada en el periodo Terciario. La Formación Mugrosa tiene un contacto inferior discordante con la Formación Esmeraldas y tiene un contacto superior concordante con la Formación Colorado (Pindell et al., 2005).

La evolución de la cuenca tuvo lugar desde el Cretáceo tardío hasta el Eoceno temprano, cuando se produjo el levantamiento de la Cordillera Central al oeste y la subsiguiente transferencia de esta deformación a la Cordillera Oriental al este (Gómez et al., 2005). Las facies sedimentarias que se desarrollaron durante el Paleoceno abarcan desde facies costeras hasta facies aluviales en la parte inferior de la cuenca, y se depositaron en una estructura de tipo antepaís (Cooper et al., 1998).

La Formación Mugrosa, de base a tope, está formada por areniscas de tonalidades grises verdosas, de grano que varía de fino a medio. También contiene estratos de lodolitas grises a azulosas, así como capas de areniscas conglomeráticas. En su sección intermedia, se presentan lutitas moteadas con intercalaciones de arenisca. Finalmente, en la parte superior de esta formación, se pueden hallar lodolitas moteadas fosilíferas correspondientes al Horizonte fosilífero (Clavijo y Royero, 2001).

La Formación Mugrosa es característica por su complejidad sedimentaria y heterogeneidad por lo que resulta difícil realizar una columna estratigráfica generalizada de la misma y que incluya todas las características presentes en la formación. Varios autores (Madero et al., 2010) establecen, basándose en datos de afloramientos y la interpretación de electro facies en pozos del Campo Llanito, la composición de esta formación con los siguientes cuerpos sedimentarios:

Llanura de inundación, es un ambiente de baja energía en los que el río domina gran parte del valle. Depósitos de tipo agradacional que corresponden a limolitas y arcillolitas de color gris verdoso representadas por las subfacies arcillolita, arcillolita bioturbada, limolita y limolita bioturbada.

- *Abanico de rotura*, es un ambiente que señala que el río ha superado su barrera natural y ha inundado sus alrededores, estas facies son de interés en la industria del petróleo por sus facies arenosas, corresponden a depósitos progradacionales identificados por las facies de arenas bioturbadas, arenas lodosas, arenas con relictos de estratificación cruzada, arena con bioturbación de menor proporción.
- *Arenas de canales*, son depósitos arenosos que pueden retener una gran cantidad de hidrocarburo debido a su continuidad. Las arenas de canal se componen de facies arenosas con estratificación cruzada y son agradacionales.

Gómez et al (2005) propone para esta formación un ambiente sedimentario fluvial meandriforme, destacando la existencia de canales con sedimentación de grano decreciente en la parte superior de las facies de canal y de grano creciente en las facies de abanico de rotura.

6.5.1.1. Caracterización sedimentológica de la Formación Mugrosa

Se hace de utilidad la toma y caracterización de muestras de roca de diferentes afloramientos pertenecientes a la Formación Mugrosa ubicados en la vereda Campo 23 del municipio de Barrancabermeja, Santander expuestas en las figuras 5 y 6 y la vereda Oponcito de San Vicente de Chucurí, Santander expuestas en las figuras 7 y 8. Se tienen entonces, cuatro muestras de corazones a las cuales se les aplicaron diferentes pruebas de laboratorio y cuyos resultados son expuestos a continuación en este capítulo. La descripción sedimentológica que expone aspectos de la roca como información mineralógica y textural se presenta a continuación en las figuras 5, 6, 7 y 8.

Figura 5 Descripción general de la muestra M01-B

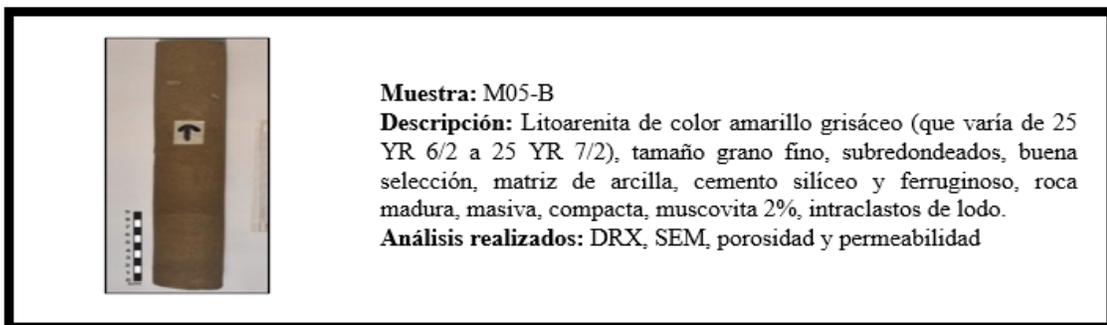


Figura 6 Descripción general de la muestra M01-C

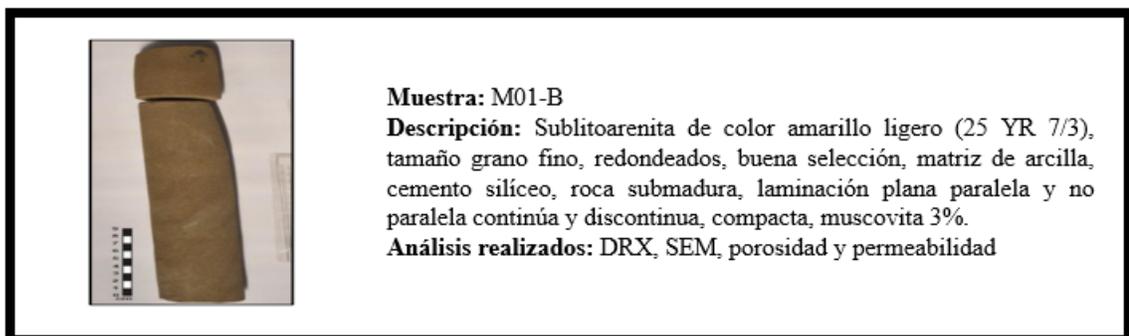


Figura 7 Descripción general de la muestra M05-B

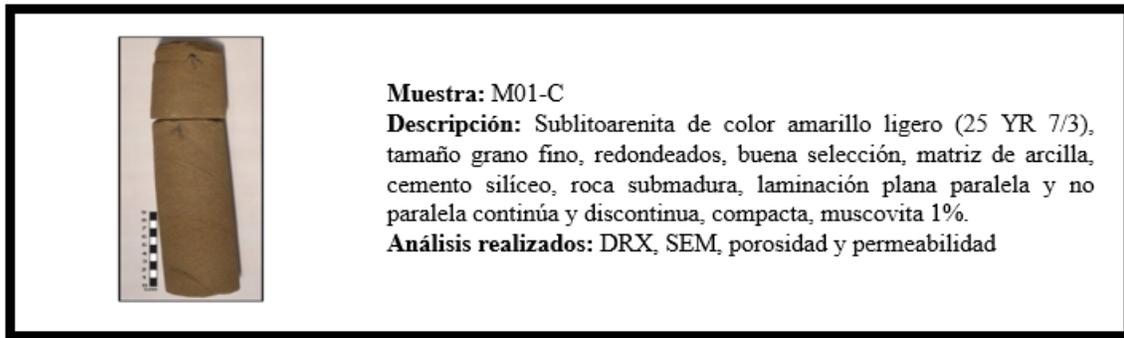
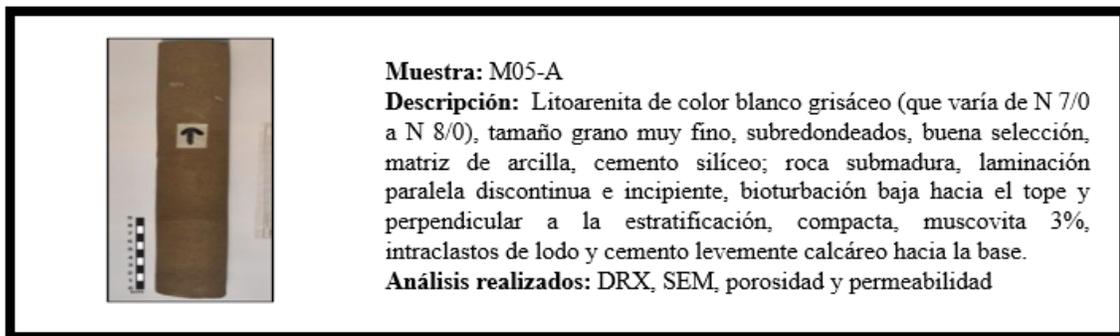


Figura 8 Descripción general de la muestra M05-A



6.5.1.2. Descripción mineralógica a partir de análisis DRX y análisis SEM

6.5.1.2.1. Análisis SEM

Los resultados obtenidos del análisis DRX se respaldan con el análisis SEM, una técnica utilizada para obtener información semicuantitativa sobre la presencia de los elementos químicos presentes en las diferentes muestras de la formación. Estos resultados se muestran en la Tabla 3, junto con su promedio correspondiente.

Tabla 2 Resultados de pruebas SEM

MUESTRAS	ELEMENTOS (W%)										
	N	O	Na	Mg	Al	Si	S	K	Ca	Mn	Fe
M05-A	0.00	28.50	0.00	0.50	8.50	21.00	0.24	3.95	1.01	0.00	31.30
M01-B	7.90	33.20	8.11	0.90	11.80	19.80	0.57	6.05	2.97	2.59	5.93
M01-C	0.00	37.30	3.80	0.50	15.30	28.40	0.00	6.70	1.50	0.00	0.00

PROMEDIO	7.90	33.00	4.00	0.60	11.80	23.00	0.27	5.50	1.80	2.59	12.4
-----------------	------	--------------	------	------	-------	--------------	------	------	------	------	------

De los resultados se resalta un alto contenido de sílice (Si) en promedio un 23% y oxígeno (O) en promedio 33% junto con demás elementos que indican el contenido de compuestos minerales del grupo de los silicatos como el cuarzo, feldespatos potásicos, minerales de arcillosos como la caolinita y clorita, y micas tipo moscovita y vermiculita.

Se evidencia además calcio (Ca) en un promedio de 1.8% en forma de calcita como agente cementante, según lo corroborado más adelante en las secciones delgadas.

En las figuras 9, 10 y 11 se presentan algunas imágenes SEM que resultaron del análisis de las muestras de la Formación Mugrosa. Estas imágenes permiten observar, a una escala diminuta y de manera cualitativa, la distribución y morfología de los poros en la roca, los cuales se ven afectados por la abundante presencia de minerales arcillosos, cubriendo los granos de la roca señalados en las imágenes con flechas amarillas, y micas.

Figura 9 Imágenes SEM de la muestra M05-A

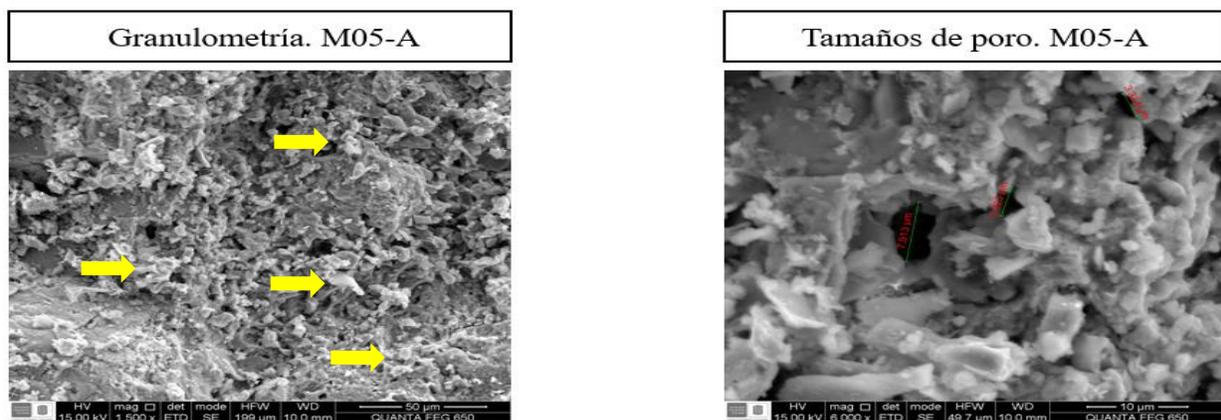
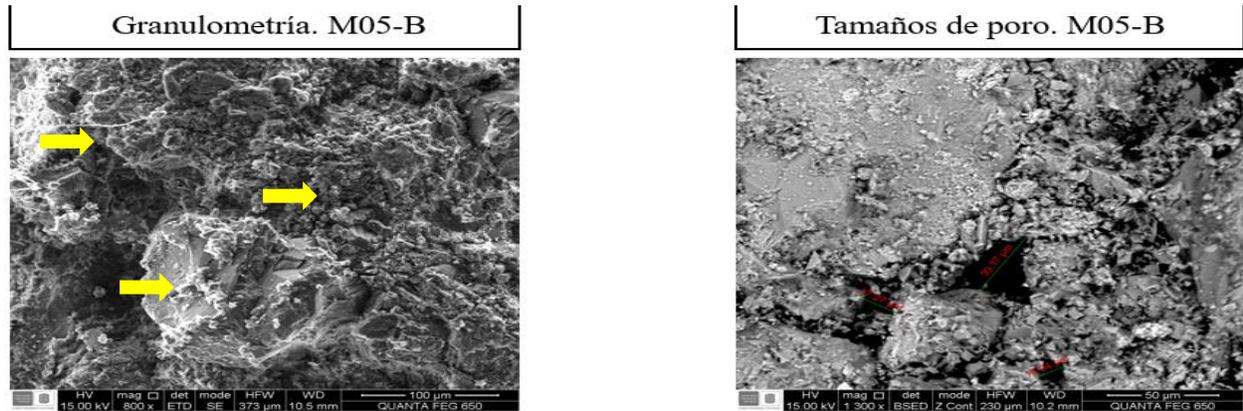
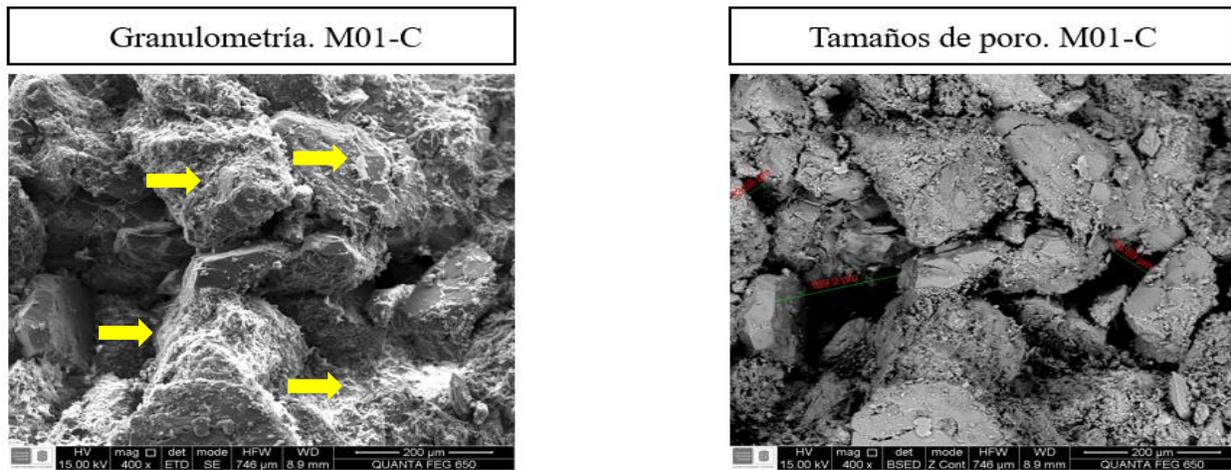


Figura 10 Imágenes SEM de la muestra M05-B**Figura 11** Imágenes SEM de la muestra M01-C

6.5.1.2.2. Difracción de Rayos X (DRX)

Para obtener información sobre la composición mineralógica de las muestras de afloramiento de la Formación Mugrosa se hacen análisis de DRX el cual es una técnica semicuantitativa para determinar las fases cristalinas presentes en la muestra de roca, los cuales junto con los análisis SEM, petrografía y análisis macroscópicos de la roca ayudan a la

caracterización sedimentológica de la formación. Los resultados obtenidos de este análisis se muestran a continuación en la Tabla 3.

Tabla 3 Resultados de pruebas DRX

Muestras	Cuarzo	Feldspatos*	Arcillas**	Micas***	Calcita	Anatasa
M05-A	27.26	33.01	27.03	4.90	7.74	0.00
M01-B	26.67	38.06	24.90	9.00	0.00	1.26
M01-C	26.15	37.90	28.11	6.00	0.00	1.66
LISA-0146	74	2	19	3	0.5	0.5

Nota: *Incluye Albita + Microclino / **Incluye Caolinita + Halloysita + Clorita /

***Incluye Moscovita + Vermiculita

A partir de los datos expuestos en la Tabla 2, se establece una correlación de las muestras M05-A, M01-B, M01-C y en adición compararlo con valores publicados por otros autores de análisis DRX de la misma formación en otros puntos de la cuenca del VMM. Como es el caso de los resultados obtenidos por Naranjo et al (2010) con muestras del pozo LISA-0146. Se evidencia una concordancia entre las composiciones mineralógicas de las muestras tomadas de afloramiento. Sin embargo, se ven marcadas diferencias con lo reportado por Naranjo et al (2010) en las muestras del pozo LISA-0146, esto se puede deber a los procesos diagenéticos que sufre la roca y su heterogeneidad a lo largo de la cuenca, se podría a su vez inferir la influencia del ambiente sedimentario y la geometría de los cuerpos de arena, es decir, las muestras del afloramiento pueden corresponder a cuerpos de barras de meandros o abanicos de rotura en los cuales los porcentajes de cuarzo son menores y es mayoritario el depósito de minerales lábiles de grano fino como los

feldespatos y fragmentos de roca. Esto inferiría que los datos de las muestras reportadas del pozo LISA-0146 corresponden a arenas de canal en los cuales el contenido de cuarzo es mayor.

6.5.1.2.3. Descripción de secciones delgadas y petrografía sedimentaria

Por medio de un análisis de secciones delgadas tomadas de las muestras M01-C y M05-B, tomadas de la Vda. Campo 23 y la Vda. Oponcito respectivamente, es posible describir petrográficamente la formación por medio del diagrama ternario de los clastos del entramado (Folk, 1974). Para ello se hace un recalcu de los porcentajes de cuarzo (Q), feldespatos (F) y fragmentos de roca (R) presentados en la Tabla 4.

Como resultado del análisis, según Folk se describe a la formación mugrosa como una Arcosa, rocas sedimentarias clásticas formadas por granos de arena angulares cuya composición está caracterizada por el cuarzo y algunos feldespatos. Características texturales que proponen que el origen de la formación se haya dado abanicos de rotura, al igual que el análisis de las muestras DRX del campo Lizama se puede deber a la zona de la formación donde se tomaron las muestras.

Tabla 4 Recalculo de los minerales para su caracterización según triangulo de Folk

	M01-C		M05-B		
Minerales	Total	Recalculo	Minerales	Total	Recalculo
	%Wt	%Wt		%Wt	%Wt
Cuarzo	38	70	Cuarzo	39	68
Feldespato	14	25	Feldespato	13	23
Fragmento de roca	3	5	Fragmento de roca	5	9
Total		100	Total		100

6.5.1.2.4. Determinación de tamaño de partícula y área superficial

Al evaluar la interacción roca-fluido y como se mencionó en el marco teórico para surfactantes en procesos de recobro mejorado, dos propiedades importantes de la roca para tener en cuenta son el tamaño de partícula y el área superficial.

El tamaño de las partículas está influenciado por la composición mineral de la roca, ya que un mayor contenido de cuarzo en la roca dificulta la obtención de un tamaño de partícula reducido debido a su dureza. Distintos experimentos confirman que existe una correlación directa entre el tamaño de partícula y el área superficial; en otras palabras, a medida que el tamaño de las partículas disminuye, el área superficial disponible para la adsorción aumenta (Schramm, 2005). Como se muestra en la Tabla 5, que presenta la relación entre el tamaño de partícula y el área superficial de partículas cúbicas de plata, se puede apreciar el impacto de los minerales arcillosos en la adsorción al aumentar las áreas superficiales. Este efecto será más pronunciado que el generado por minerales como el cuarzo o los feldespatos.

Tabla 5 *Relación del tamaño de partícula y área superficial para un volumen de 1cm³ de cubos*

Tamaño de Partícula	Área Superficial
1.0 Cm	6 Cm ²
1.0 μm	6 M ²
1.0 Nm	6 Km ²

Nota: Tomado Schramm (2005)

El área superficial de los minerales de arcilla puede ser muy grande pues su relación entre el diámetro de partícula y el espesor de las capas internas puede tener rangos que van desde 10:1 a 250:1 dependiendo de la naturaleza de la arcilla y su capacidad de intercambio iónico. (Schramm,

2005) En la Tabla 6 se evidencia una relación de los diferentes minerales con su área superficial sujeta al tamaño de grano.

Tabla 6 *Área superficial para diferentes minerales*

Mineral	Área superficial*
Cuarzo	0.15 cm ² /g
Esmectita	752 m ² /g
Illita	113 m ² /g
Clorita	42 m ² /g
Caolinita	23 m ² /g

Nota: *Depende del tamaño de grano. Anónimo, s.f.

A continuación, en la Tabla 7, se presentan los resultados de las pruebas de laboratorio para las muestras de la Formación Mugrosa en relación con el área superficial. Estos valores fueron obtenidos mediante el método BET, y también se incluyen datos sobre la distribución del tamaño de partícula.

Tabla 7 *Resultados del tamaño de partícula y área superficial*

Muestras trituradas	Tamaño de partícula (µm)		Área superficial (m²/g)
	Medición	Valor	
1	1	1103.20	1.9
	2	1450.60	
	3	1181.10	
2	1	1343.20	1.5
	2	575.00	
	3	981.30	

3	1	548.80	1.4
---	---	--------	-----

Por norma general, las grandes áreas superficiales en las rocas sedimentarias se deben a la influencia de los minerales de arcillas presentes en la composición mineralógica de la roca. Como se evidenció anteriormente en los resultados de las pruebas DRX, la Formación Mugrosa contiene caolinita, halloysita y clorita, minerales de arcilla que por su tamaño de partícula están relacionadas a una gran área superficial.

La evaluación de estas propiedades desde la perspectiva sedimentológica y petrofísica desempeña un papel crucial en la industria petrolera en diversas áreas. En el contexto de esta investigación, la ejecución de estas pruebas permite corroborar lo reportado en la literatura de la formación de interés, así como plantear hipótesis de su origen, procesos diagenéticos y heterogeneidades.

7. Metodología y desarrollo experimental para isothermas de adsorción estática

La metodología experimental aplicada para la medición de las isothermas de adsorción estática del surfactante E-B-5 sobre las muestras de la Formación Mugrosa previamente caracterizadas mineralógica y petrográficamente será ilustrada a continuación.

7.1. Materiales

Reactivos

- Surfactante E-B-5. Surfactante comercial

Otros

- NaCl (PM = 58,44) pureza del 99% fabricado por Merck.
- Agua desionizada
- Soluciones de NaOH al 5%v/v
- Solución de HCl al 5%v/v
- Muestras de sustrato de la Formación Mugrosa pulverizadas

7.2. Equipos

- Espectrofotómetro UV/VISIBLE, DOBLE HAZ, MAPADA P5. Fabricante: Shanghai MAPADA Instruments Co., Ltd. Certificado ISO9001, ISO14001, OHSAS18001, CE-EMC, CE-LVD, ROHS
- pH metro. APERA INSTRUMENTS. Medidor de pH y conductividad. 0.1/0.01pH. 0-100C
- Centrífuga DAIHAN Scientific Modelo: Co. Cef-50.6. De 6 agujeros. Rotor angular 3400rpm

7.3. Procedimiento

El procedimiento experimental fue adaptado del montaje de isothermas de adsorción estática de Mousalli V. (2021). El cual se desarrolla en 3 fases y se detalla a continuación.

7.3.1. Fase I. Preparación y Caracterización del Sustrato

Esta fase se enfoca en el sustrato a utilizar para la prueba de adsorción estática. Se inició con la toma de muestras que corresponden a muestras de afloramientos de la Formación Mugrosa. Luego de la toma de muestras, se procedió a prepararlas para su caracterización y pruebas de adsorción como indican los siguientes 4 pasos.

Paso 1

- Triturado de las muestras a valores menores de 20 μm , para pruebas DRX e isotermas de adsorción.
- Corte de muestras para sección delgada.
- Fragmentos para pruebas de SEM.
- Tapones para pruebas petrofísicas.

Paso 2

- Determinación del tamaño de partícula mediante pruebas de laboratorio.

Paso 3

- Determinación del área superficial del sustrato triturado mediante pruebas experimentales.

Paso 4

- Caracterización mineralógica del sustrato a partir de DRX; usado para caracterizar cualitativa y semi cuantitativamente los minerales presentes en la formación, SEM; usado para dar validez de los resultados del DRX por medio de la composición química elemental de las muestras, y petrografía sedimentaria; que permita conocer el tipo de roca sedimentaria según su distribución de cuarzos, feldespatos y fragmentos de roca.

7.3.2. Fase II. Caracterización del Surfactante

En esta fase se determinaron experimentalmente los siguientes parámetros para el Surfactante E-B-5:

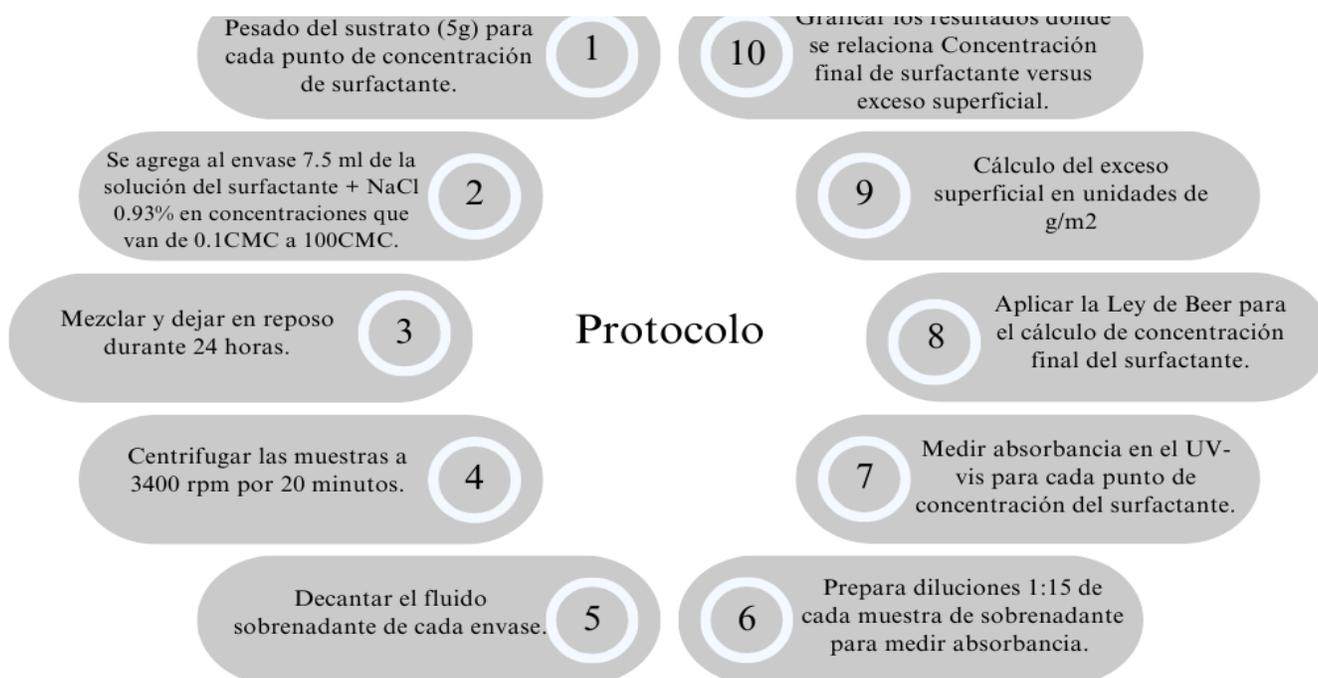
- Concentración Micelar Crítica (CMC) a 0.93% m/v de NaCl (Naranjo et al., 2010).
- El valor máximo de absorción en el rango UV-Vis
- La absortividad molar para aplicación de la ley de Beer.

7.3.3. Fase III. Prueba de Adsorción estática

En esta fase se realizó la preparación y el montaje de las isothermas de adsorción estática bajo los siguientes parámetros establecidos en la Tabla 8. Para el montaje experimental, y al tratarse de pruebas de adsorción estática, el montaje se lleva a cabo a condiciones de laboratorio con una temperatura constante de 25°C aproximadamente. Las soluciones de surfactante tienen un pH de 7 y tienen una concentración de NaCl 0.93%*m/v*, esto tomado de los estudios realizados por Naranjo et al. En 2010. Para las isothermas se tiene una relación de sustrato de la Formación Mugrosa de 5g por cada 7.5ml de solución de surfactante, esto tomado de la metodología planteada por Mousalli V. (2021) para muestras de roca con grano menor a 20 micras, estas isothermas variaran la concentración de surfactante en la solución que va desde 0.1 hasta 8 veces la CMC. Por último, se requiere un tiempo de equilibrio de las isothermas el cual se establece en 24 horas.

Tabla 8 *Parámetros montaje de isothermas*

Montaje de las isothermas de adsorción estática	
Temperatura	25°C
Concentración de NaCl	0.93 % <i>m/v</i>
pH	7
Concentración del surfactante E-B-5	0.1 CMC-8 CMC
Tiempo de equilibrio	24h
Relación sólido/fluido	5g/7.5ml

Figura 12 *Protocolo diseño experimental*

Para ello se sigue el protocolo mostrado en la Figura 12. Cuyo proceso se realizó por triplicado para verificar la reproducibilidad de los resultados, realizando luego un promedio aritmético del valor obtenido (Mousalli, 2021).

8. Resultados y análisis

Esta sección recapitula los resultados obtenidos en el transcurso de este proyecto siguiendo la secuencia de las etapas del desarrollo experimental descritas en el procedimiento experimental.

8.1. Fase I. Preparación y Caracterización del Sustrato

La caracterización sedimentológica y petrofísica de la Formación Mugrosa no solo es relevante para la determinación de los intervalos más prospectivos, en el enfoque de este proyecto, permite corroborar que su composición mineralógica corresponde con lo descrito en la literatura

(cuarzo, feldspatos, fragmentos de roca (o granos líticos) minerales de arcilla, micas, y calcita). Adicionalmente, esta formación tiene una alta heterogeneidad en la distribución de sus componentes minerales como consecuencia de su proceso de depósito enmarcado en un ambiente fluvial de ríos meandriformes, destacando secuencias de facies que incluyen canales, abanicos de rotura y llanura de inundación. La dinámica de este tipo de ambiente sedimentario trae como consecuencia una alta heterogeneidad en la distribución y geometría de los cuerpos sedimentarios y con ello no solo su composición sino también, la heterogeneidad en la distribución de sus propiedades petrofísicas.

Estas características influyen de manera directa en la adsorción del surfactante en procesos de recobro mejorado, como se mostrará en los resultados de las siguientes fases, lo que permite identificar cuáles serían los mecanismos de adsorción que prevalecen en dicho proceso.

8.2. Fase II. Caracterización del Surfactante

A continuación, se presentan algunas características estudiadas en el surfactante usado en la isothermas de adsorción estática de este proyecto. El surfactante E-B-5 es un surfactante comercial compuesto por una mezcla de surfactantes del tipo aniónico no iónico. La Tabla 9 resume la ficha técnica del reactivo y en la Tabla 10 valores relacionados con las propiedades del surfactante como CMC, absortividad molar y longitud de onda.

Tabla 9 *Ficha de datos del surfactante E-B-5*

Características	Método	Resultados	Referencia
Apariencia	BID-I-005, BID-I-006	Cumple	Líquido amarillo a ámbar
Gravedad específica a 25°C	BID-I-003	1,05 g/cm ³	1,0 - 1,10
pH a 25°C	BID-I-001	4	2,0 - 4,0

Solubilidad en agua (g/ml)	BID-I-018	Cumple	1
-----------------------------------	-----------	--------	---

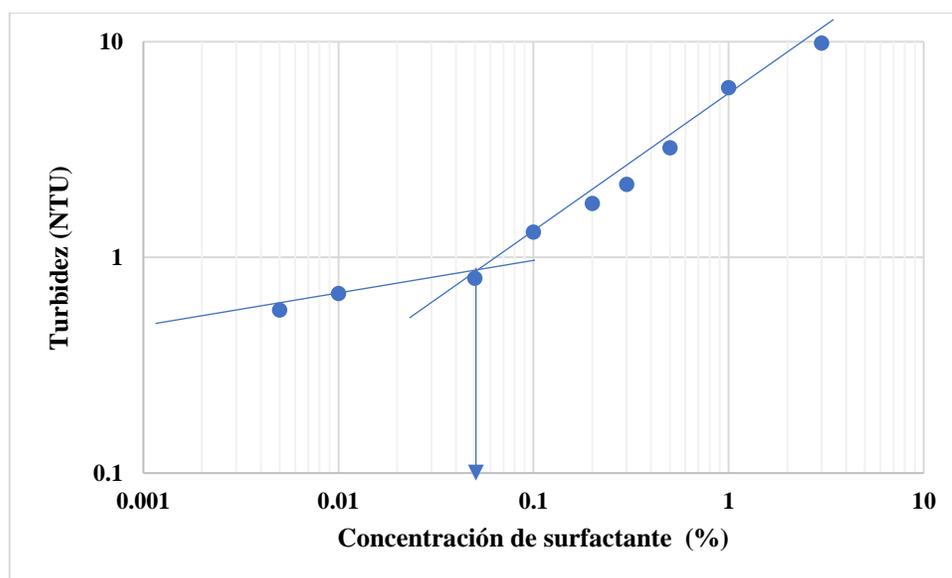
Nota: *datos aportados por la empresa BCR Supply S.A.S

Tabla 10 *Propiedades del Surfactante E-B-5*

Propiedad	Método	Valor
Concentración Micelar Crítica (CMC)	Turbidez	0.05 %m/v
Rango UV-vis	Longitud de onda para máxima absorción de surfactante	286 nm
Absortividad molar (curva de calibración)	Realización de curva de calibración para valores de absorbancia < 1 para aplicar la Ley de Beer	$R^2=0.997$ $Conc_{final} = \frac{ABS + 0,00857726}{4,47008325}$

Por medio de las mediciones arrojadas por el turbidímetro se determinó la CMC la cual es el punto donde existe el cambio de pendiente, para el surfactante E-B-5 la CMC es 0.05% m/v, lo cual es visible en la Figura 13.

Figura 13 *Determinación CMC del surfactante E-B-5*



Haciendo uso del espectrofotómetro UV-vis se determina la longitud de onda de 286nm para la máxima absorción de surfactante como se observa en la Figura 14. La cual será usada para tomar todas las lecturas en el UV-vis. Para el cálculo de la concentración final al equilibrio de surfactante en las isotermas se usará la ecuación de la recta obtenida para el sistema evaluado a salinidad constante, a continuación, se presentan las ecuaciones que se aplican para obtener el valor de concentración final de surfactante, a partir de la curva de calibración (ver Figura 15). Esta curva exhibe un comportamiento lineal e indica el cumplimiento de la Ley de Beer.

Figura 14 *Determinación del rango UV-vis para el surfactante E-B-5*

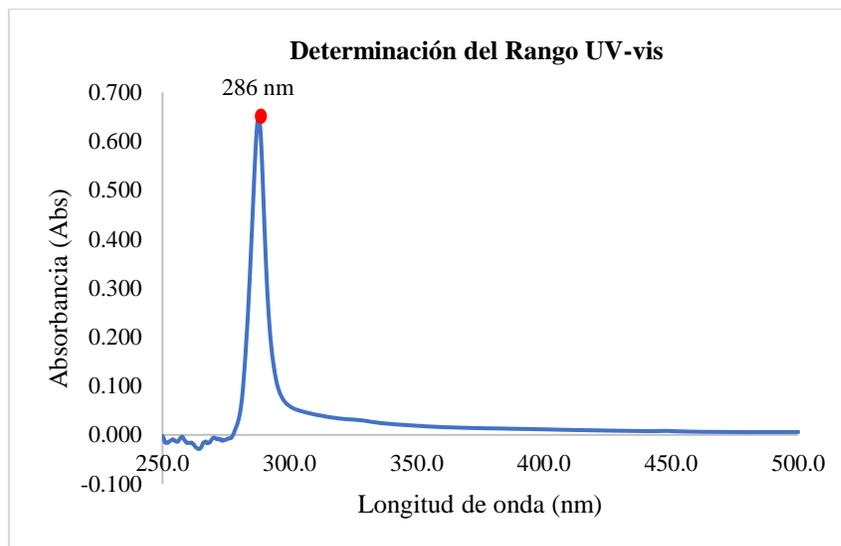
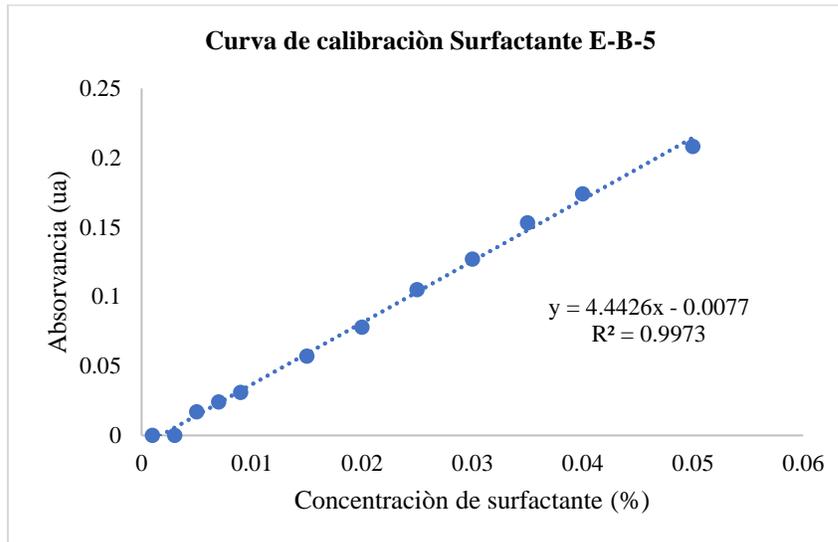


Figura 15 *Absorbancia en función de la Concentración del surfactante E-B-5*



$$Y = 4.4426x - 0.0077 \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde Y es la absorbancia y X es la Concentración final (Cf), por lo tanto, la Ecuación 1 queda:

$$ABS = 4.4426Cf - 0.0077 \quad \text{Ecuación 2}$$

Despejando Cf de la ecuación 2 queda:

$$Cf = \frac{ABS + 0.0077}{4.4426} \quad \text{Ecuación 3}$$

Los volúmenes de solución sobrenadante obtenida de cada isoterma fueron diluidos según la relación 1:15 para poder realizar la medición en el Espectrofotómetro UV-Vis, por lo tanto, luego de realizar el cálculo de la concentración final diluida en la ecuación 3, dicho valor debe ser llevado a la concentración final no diluida, como se observa la ecuación 4:

$$Cf_{no\ diluida} = \frac{Cf_{diluida} * 15}{1} \quad \text{Ecuación 4}$$

8.3. Fase III. Prueba de Adsorción estática

La isoterma de adsorción estática fue realizada siguiendo los parámetros experimentales especificados en la sección del procedimiento experimental. En la Tabla 11 se muestran los datos de concentración inicial de surfactante, así como la cantidad en gramos de surfactante inicial, de igual manera se muestran los valores de concentración final y la cantidad en gramos de surfactante retenido en el sustrato.

El exceso superficial es la relación entre la masa de surfactante absorbida y la cantidad de sustrato agregado (5g) por su área superficial (1.6 m²/g) como se observa en la ecuación 5.

$$\text{Exceso Superficial} = \frac{\text{Masa absorbida (g)}}{5(\text{g}) * 1.6(\text{m}^2/\text{g})} \quad \text{Ecuación 5}$$

Tabla 11 Resultados de la adsorción estática por cada punto de concentración de surfactante inicial

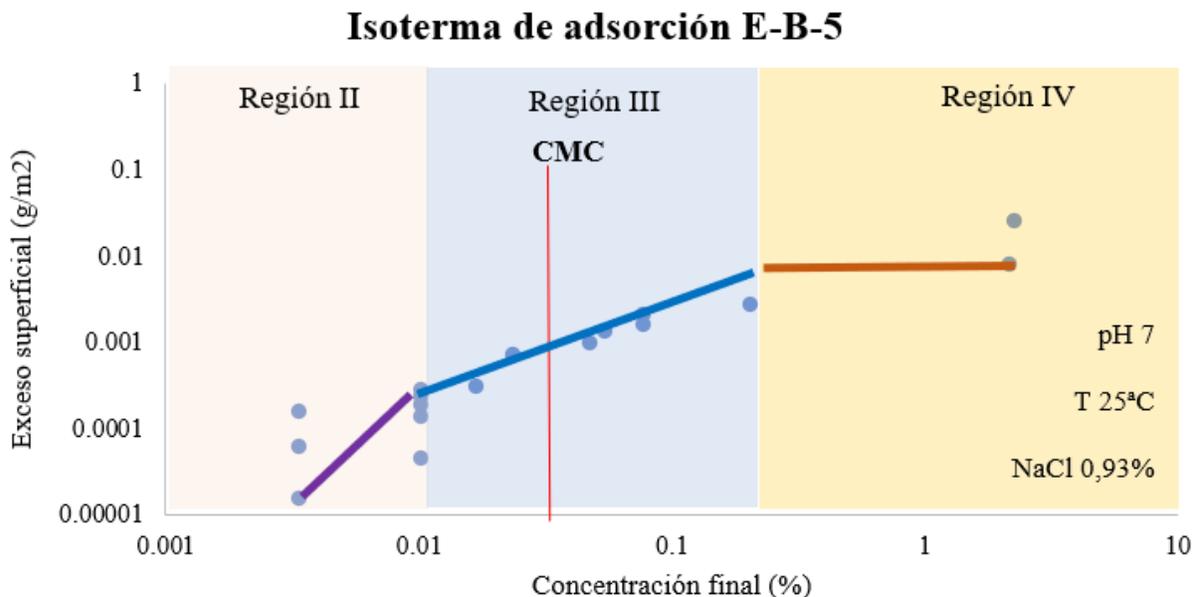
Concentración inicial (%m/v)	Masa E-B-5 inicial (g)	Concentración final (%m/v)	Masa E-B-5 final (g)	Masa E-B-5 Adsorbida (g)	Exceso superficial (g/m ²)
0.005	0.000375	0.003376397	0.000253230	0.000121770	1.52213E-05
0.01	0.000750	0.003376397	0.000253230	0.000496770	6.20963E-05
0.015	0.001125	0.010129191	0.000759689	0.000365311	4.56638E-05
0.02	0.001500	0.003376397	0.000253230	0.001246770	0.000155846
0.025	0.001875	0.010129191	0.000759689	0.001115311	0.000139414
0.03	0.002250	0.010129191	0.000759689	0.001490311	0.000186289
0.035	0.002625	0.010129191	0.000759689	0.001865311	0.000233164
0.04	0.003000	0.010129191	0.000759689	0.002240311	0.000280039
0.05	0.003750	0.016881985	0.001266149	0.002483851	0.000310481
0.1	0.007500	0.023634778	0.001772608	0.005727392	0.000715924
0.15	0.011250	0.047269557	0.003545217	0.007704783	0.000963098
0.2	0.015000	0.054022351	0.004051676	0.010948324	0.00136854
0.25	0.018750	0.077657129	0.005824285	0.012925715	0.001615714
0.3	0.022500	0.077657129	0.005824285	0.016675715	0.002084464
0.5	0.0375	0.202583816	0.015193786	0.022306214	0.002788277

3	0.225	2.140635652	0.160547674	0.064452326	0.008056541
5	0.375	2.252056751	0.168904256	0.206095744	0.025761968

8.4. Mecanismos que actúan en la adsorción del Surfactante E-B-5 sobre la Fm.

Mugrosa

Una vez calculado el exceso superficial y la concentración final del surfactante se grafica el modelo de 4 Regiones para la isoterma de adsorción del B-E-5. Como se observa en la Figura 16, es posible diferenciar las Regiones II, III, y IV del modelo seleccionado. En este caso, la Región I no es visible debido a las concentraciones del sobrenadante que son tan bajas que no son detectadas por el espectrofotómetro, esta región se rige por la ley de Henry, donde la pendiente crece linealmente; el mecanismo de adsorción que prevalece es por interacción iónica debido a las fuerzas de Van der Waals, estas fuerzas están directamente relacionadas con las fluctuaciones en las distribuciones de las cargas eléctricas de las moléculas del surfactante, al ser este una mezcla de surfactantes del tipo aniónico no iónico, y la carga superficial del sustrato.

Figura 16 Modelo de cuatro regiones para la Isoterma de adsorción B-E-5

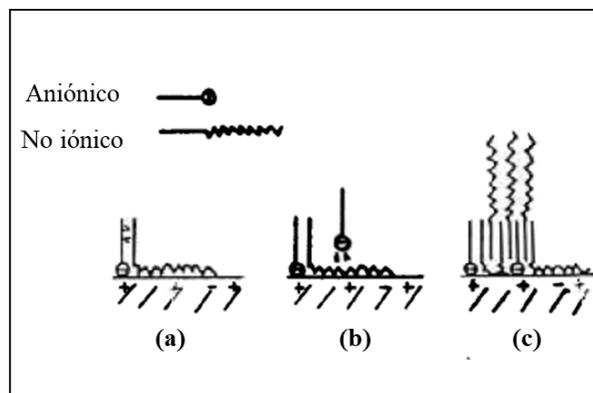
Como se mencionó previamente, el surfactante en estudio es una mezcla de surfactantes de tipo aniónico y no iónico. Por lo tanto, es crucial considerar al analizar la isoterma los aspectos y comportamientos típicos de los surfactantes no iónicos. Entre estos comportamientos, es importante destacar que la adición de iones tiende a reducir la solubilidad de muchas sustancias en agua, a veces llevando a la formación de una fase sólida precipitada. En este sentido, los surfactantes no iónicos muestran similitudes cualitativas con los iónicos, aunque en menor grado. En consecuencia, la disminución de la CMC se atribuye a una disminución en la solubilidad del grupo hidrofílico debido a la desolvatación, así como a un aumento en las interacciones entre el grupo lipofílico y la solución acuosa (Salager, 1993).

Investigadores que han llevado a cabo pruebas de adsorción estática con mezclas de surfactantes similares a las utilizadas en este estudio indican que la afinidad del surfactante aniónico aumenta en presencia de un surfactante no iónico a medida que incrementa la proporción

de este último, tal como se observó en la isoterma de adsorción del E-B-5, donde se desplaza hacia la izquierda (Xu et al., 1991).

A continuación, se presenta en la Figura 17, un esquema en el que se pueden distinguir tres mecanismos, en la parte (a) se evidencia la interacción entre las colas lipofílicas del surfactante aniónico y no iónico que resulta en la adsorción a bajas concentraciones pre CMC para ambos surfactantes, luego en la parte (b) lejos de impedir la interacción eléctrica del surfactante aniónico resultó en el enmascaramiento de los sitios positivos del sustrato (caolinita) por la adsorción de la cola del surfactante no iónico, por último en la parte (c) la formación de agregados mixtos de surfactantes y la abstracción de las colas lipofílicas del surfactante no-iónico dentro de los agregados (Xu et al., 1991)

Figura 17 Representación esquemática del mecanismo de adsorción de surfactante sobre caolinita



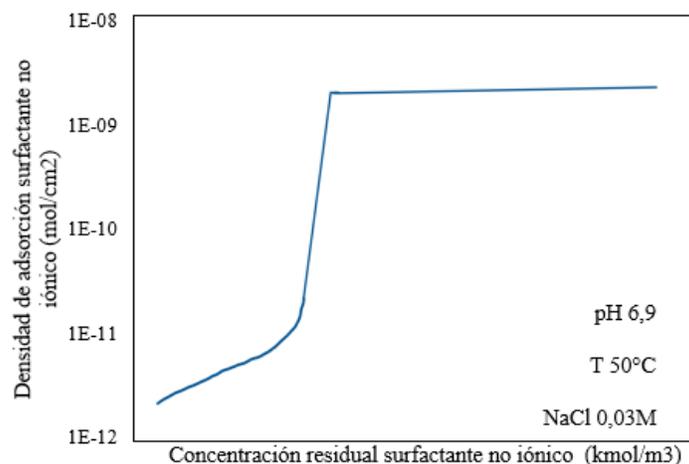
Nota: Tomado de Xu et al. (1991)

Adicional a esto, Xu et al (1991) concluyen que, en los sistemas binarios de mezclas de surfactantes, la afinidad de los surfactantes se ve mejorada por la presencia del otro en una zona por debajo de la CMC, mientras que por encima de la CMC el incremento importante de la adsorción se ve controlada por la interacción de las colas lipofílicas de ambos surfactantes y la

formación de agregados moleculares mixtos por la abstracción de la parte lipofílica del surfactante no-iónico. Comportamiento que se puede encontrar en el surfactante E-B-5 usado en esta investigación.

En una investigación acerca del comportamiento de la adsorción de surfactantes y sus mezclas Zhang y Somasundaran (2006), señalan que el Modelo de 4 Regiones es aplicable a surfactantes no iónicos, con la excepción de que estos contienen grupos polares que establecen enlaces de hidrógeno con los grupos hidroxilos del sustrato, aunque son enlaces más débiles por lo que la adsorción es menor en este caso. Se indica también, que las isothermas de adsorción para surfactantes no iónicos es similar a la descrita por los catiónicos, con la excepción del importante crecimiento de la pendiente de adsorción en la Región III dada por la ausencia de interacciones electrostáticas. En la Figura 18, es mostrada la isoterma de adsorción de un surfactante no iónico sobre sílice, comportamiento similar al descrito por la isoterma del B-E-5 en la Figura 16 (Zhang y Somasundaran, 2006).

Figura 18 *Isoterma de adsorción para un surfactante no iónico sobre sílice*



Nota: modificado de Zhang y Somasundaran (2006)

En el caso de mezclas de surfactantes aniónico y no iónico, estos no se adsorben por sí mismos, sino que se co-adsorben en presencia del otro componente. Los autores plantean que la sinergia de adsorción de los compuestos es atribuida a la interacción hidrofóbica entre la parte apolar de ambos, mientras que las fuerzas repulsivas electrostáticas entre las cabezas polares del surfactante aniónico son reducidas por el surfactante no iónico (Zhang y Somasundaran, 2006).

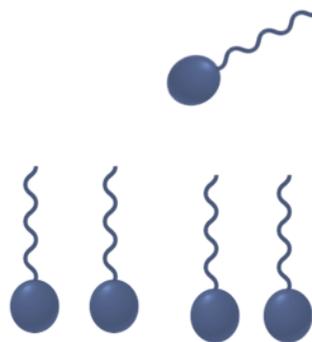
Algunos autores indican que la adsorción de surfactantes en superficies sólidas para sistemas simples o con un solo surfactante pueden ser medidos a través del modelo de 4 regiones. No obstante, los sistemas de surfactantes empleados para el recobro químico consisten en la combinación de varios surfactantes. Por lo tanto, se sugiere que el comportamiento de la adsorción de un surfactante individual refleja la formación de micelas en la solución, y de manera análoga, la adsorción en sistemas que contienen mezclas refleja la formación de micelas mixtas. (Wesson y Harwell, 2000)

En la Región II ilustrada en la Figura 16 se observa que para la misma concentración final se obtienen diferentes valores de exceso superficial, esto es debido a que la concentración final se determina bajo la ecuación 3 en la cual el dato de entrada es la absorbancia leída en el espectrofotómetro UV-vis para diferentes concentraciones iniciales de surfactante. Este equipo posee una alta sensibilidad en la medición de la absorbancia en pequeñas concentraciones, para este caso, la lectura de absorbancia fue la misma para las distintas concentraciones.

En esta Región también se evidencia una alta adsorción del surfactante debido a que en dicha región se presenta la zona donde se empiezan a formar las hemimicelas, las cuales son estructuras de surfactante unidas a la interfaz orientadas perpendicularmente formando una monocapa como se observa en Figura 19, es regida tanto por mecanismos de interacción

electrostática como el emparejamiento iónico, intercambio iónico y puentes de hidrógeno, es de resaltar que la composición mineralógica de la formación tiene un efecto importante debido al alto porcentaje de minerales de arcilla, lo que se interpreta como que su superficie está cargada eléctricamente por lo que esta interacción con el sustrato estaría respaldada por los comportamientos hallados en la literatura de isothermas de surfactantes no iónicos; la pendiente en esta región es creciente con el aumento de la concentración mientras las partes hidrófilas del tensoactivo interactúan con los sitios de intercambio iónico en la superficie de las arcillas por lo que se puede ver una adsorción diferente de cero. Es importante resaltar que a pesar de no conocer la composición del surfactante comercial E-B-5, se propone la formación de puentes de hidrógeno en la Región II y III pre CMC pues los minerales arcillosos como la caolinita y la clorita (tabla 3) poseen grupos hidroxilos que propician la formación de los puentes de hidrógeno. Además, el estudio de isothermas de adsorción realizado por Zhang y Somasundaran en 2006 argumenta que los surfactantes no iónicos que en su composición tienen grupos hidroxilos, fenólicos, carboxílicos y aminos pueden formar dichos puentes.

Figura 19 Hemimicelas



En la Región III se evidencia una pendiente de adsorción creciente lo que se debe al mecanismo de rechazo hidrófobo entra las colas del surfactante y la solución acuosa, y en menor medida al mismo mecanismo de puentes de hidrogeno, característico de esta zona donde en condiciones normales el sustrato rocoso no presenta interacciones electrostáticas, la adsorción en esta región se da por las interacciones hidrófobas del surfactante usado en sus dos componentes principales. Se encuentra que la CMC no es el punto máximo de adsorción en la región III, este desplazamiento se puede dar por la presencia de uno o más co-surfactantes, la CMC entonces se encontrara en algún punto entre la CMC de ambos tensoactivos.

En la Región IV se evidencia una pendiente cero en la adsorción, esta se debe a que la superficie fue saturada, por ende, el surfactante no tiene donde adsorberse. Sin embargo, se evidencia comportamiento similar al observado en la Región II, en contraste este es un comportamiento de balance entre la captación y liberación denominado también (adsorción-desorción) el cual se trata de un equilibrio dinámico donde se presenta un movimiento donde la molécula captada retorna al seno de la solución, a su vez, en la Región IV el surfactante comienza a formar estructuras de tipo micelas debido a la no disponibilidad de espacios en la interface sólido-líquido (Mousalli, 2021).

El estudio de los mecanismos que rigen la adsorción de surfactantes de esta naturaleza en muestras de la Formación Mugrosa representa una hallazgo significativo, puesto que, hasta la fecha, no se ha documentado en la literatura ninguna investigación centrada en esta formación desde esta perspectiva. Es crucial destacar la relevancia de estudiar estos mecanismos debido a su interacción con el yacimiento y al potencial que presentan los mismos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena para la implementación exitosa de la inyección de surfactantes como estrategia de recobro mejorado.

9. Conclusiones

Se logra por medio de una revisión documental describir los mecanismos que influyen en el proceso de adsorción de un surfactante en sustrato rocoso que son intercambio iónico, puentes de hidrogeno, emparejamiento iónico, adsorción por fuerzas de London, adsorción por rechazo hidrófobo y adsorción por polarización de electrones.

A partir de pruebas DRX, SEM, tamaño de partícula, área superficial y petrografía permitieron describir sedimentológica y petrográficamente la formación en estudio. La cual se describe como una arenisca de tipo arcosa, con una composición mineral que incluye: cuarzo 26.69%, feldespatos 36.32% y minerales de arcilla de 26.68% entre los que destaca la presencia de Caolinita, Halloysita y Clorita, el área superficial determinada fue en promedio 1.6 m²/g y tamaño de partícula 1.02 micras, lo que presenta una formación con grandes cantidades de minerales arcillosos y un gran area superficial que permite la adsorción por interacciones iónicas.

Con la construcción de las isotermas de adsorción se logró evidenciar los puntos de alta adsorción y un cambio de pendiente abrupta en la Región II, estos se deben a la formación de hemimicelas entre el surfactante adsorbido sobre la superficie y el surfactante que aún está en solución.

Se propone a partir del análisis de las isotermas de adsorción y el modelo de 4 Regiones, que los mecanismos que rigen la adsorción en las muestras de la Formación Mugrosa son los puentes de hidrogeno e interacción iónica en la Región II, puentes de hidrógeno en parte de la Región III, y por encima de la CMC prevalece la interacción hidrófoba entre las colas de los surfactantes adsorbidos y el surfactante en el seno de la solución, evidenciado tanto en la región III como en la Región IV.

10. Recomendaciones

Se propone determinar a partir de pruebas experimentales el punto isoelectrico del sustrato y su influencia en el proceso de adsorción estática.

Se recomienda realizar pruebas de adsorción dinámica para evidenciar el comportamiento de la interacción roca-fluido en pruebas de desplazamiento con crudo.

Se recomienda realizar una simulación numérica de un yacimiento en inyección de surfactantes con los datos obtenidos del fenómeno.

11. Referencias bibliográficas

- Adamson, A.W. and Gast, A.P., (1997). *Physical Chemistry of Surfaces*, John Wiley & Sons Inc., p. 465-499.
- Al-Khafaji, Ali A. (1992). *Effect of temperature on degradation, adsorption and phase partitioning of surfactants used in steam injection for oil recovery*. California: Stanford University Petroleum Research Institute.
- Amarianshoja, T et al. (2013). *A comparative study of surfactant adsorption by clay minerals*. Elsevier, *Journal of petroleum science and engineering*.
- Arias, J. M., Paternina, E., & Barragán, D. (2009). *Adsorción física sobre sólidos: aspectos termodinámicos*. *Química Nova*, 32(5), 1350-1355.
- Ariza, I., Bautista, L. (2017). *efecto de la concentración de surfactante y el tamaño del bache inyectado sobre la adsorción dinámica de un surfactante*. Tesis para optar por el título de ingeniero de petróleos. Universidad Industrial de Santander.
- Avendaño, B. J. A. (2008) *Influencia del pH en la adsorción de surfactantes catiónicos sobre diversas superficies rocosas*. Universidad De Los Andes. Mérida.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., & Martínez, J. (2007). *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*. Bogotá: ANH and B&M Exploration Ltda.
- Bera, A., Kumar, T., Ojha, K., & Mandal, A. (2013). *Adsorption of surfactants on sand surface in enhanced*
- Boshkova, K. (2002). *Adsorption and frictional properties of surfactant assemblies at solid surfaces*. Estocolmo: Elsevier Science.
- Briseño Gutiérrez, H. A., & Mosquera Morales, J. P. (2019). *Evaluación técnico-financiera de la inyección álcali-surfactante-polímero en pozos candidatos de un campo "A" ubicado en la cuenca de los llanos orientales*. Fundación Universidad de América.

- Cheguenizadeh, N. S. (2017). Most Common Surfactants Employed in Chemical Enhanced Oil Recovery.
- Clavijo, J. y Royero G., J.M. 2001. Mapa geológico Generalizado Departamento de Santander. Memoria explicativa.
- Cooper, M.A., F.T. Addison, R. Alvarez, M. Coral, R.H. Graham, A.B. Hayward, S. Howe, J. Martinez, J. Naar, R. Peñas, A. Pulham, and A. Taborda, 1995, Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia: AAPG Bulletin, v. 79, n. 10, p. 1421-1443.
- Dabrowsky, A. (2001). Adsorption-from theory to practice. *Advances in Colloid and Interface Science*, 93, 135-224.
- Dang, C. T., Chen, Z., Nguyen, N. T., Bae, W., & Phung, T. H. (2011). Development of isotherm polymer/surfactant adsorption models in chemical flooding. In SPE Asia Pacific oil and gas conference and exhibition. OnePetro.
- De Porta, J. (1974). *Lexico Estratigráfico de Colombia*. Paris: Centre National de la Reserche Scientifique.
- Elias, S. D., Rabiú, A. M., Oyekola, O., & Seima, B. (2016). Adsorption characteristics of surfactants on different petroleum reservoir materials.
- Emegwalu, C. C. (2010). Enhanced oil recovery for Norne Field's E-segment using surfactant flooding, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, Fakultet for ingeniørvitenskap og teknologi, Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk.
- Fariás, T. (2010). Materiales compuestos zeolita-surfactante-fármaco con uso potencial en la industria farmacéutica. Universidad De La Habana, Ciudad De La Habana, Cuba.
- Figdore, P. E. (1982). Adsorption of surfactants on kaolinite: NaCl versus CaCl₂ salt effects. *Journal of Colloid and Interface Science*, 87(2), 500-517.
- Folk, R. L. (1974). *Petrology of sedimentary rocks*: Austin, Texas.

- Gomez, E., T. Jordan, R.W. Allmendinger, and N. Cardozo, 2005. Development of the Colombian foreland-basin system as a consequence of diachronous exhumation of northern Andes. Geological Society of America Bulletin. v. 117, p. 1272-1292.
- Jiménez, A. (2009). Análisis E Interpretación De Yacimientos Sometidos A Inyección De Químicos (Surfactantes, Polímeros Y Micelares) Mediante Analogías. Universidad Industrial De Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Kingston, D., C. Dishroon, and P. Williams, 1983, Global basin classification system: AAPG Bulletin, v. 67, p. 2175-2213.
- Kwok, W., Hayes, R.E. y Nasr-El-Din, H. A. (1995). Modelling Dynamic adsorption of an anionic surfactant on Berea sandstone with radical Flow. Chemical Engineering Science, 50(5), 769-783.
- Madero, H. D., Rueda, J. P., Ortiz, A., & Colegial, J. D. (2010). Análisis estratigráfico para las arenas de la Formacion Mugrosa en área piloto implicaciones paleogeográficas. Boletín de Geología, 32(1), 27-44.
- Manhardt, k, et al. (1993). Effect of rock type and brine composition on adsorption of two foam-forming surfactants. SPE advanced technology series, vol 1.
- Martínez G., D. (2020). Análisis de distribución de tamaños de partículas aplicados a corrientes piroclásticas del Holoceno en el Volcán Doña Juana, Nariño. Bogotá: Universidad de los Andes.
- Maya, G., Castro., R., Lobo., A., Ordoñez., A., Sandoval., J., Mercado., D., Trujillo., M., Soto., C., & Perez., H. H. (2010). Estatus De La Recuperación Mejorada De Petróleo En Colombia. Ecopetrol S.A
- Mousalli. V. (2021). Análisis De La Composición Mineralógica De Las Formaciones Misoa, Y Mirador Y Su Efecto En La Adsorción De Surfactantes, En Recuperación Mejorada De Petróleo. Mérida, Venezuela, Universidad de los Andes.

- Muherei, M. A. y Junin, R. (2009) Equilibrium adsorption isotherms of anionic, noionic surfactants and their mixtures to shale and sandstone. *Modern applied science*, 3(2), 158-167
- Naranjo, C., Muñoz, S., & Zapata, J. (2010). Factibilidad experimental de la inyección de agua en las arenas Mugrosa del Campo Lisama. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 5-15.
- Norman, Chuck y Trombetta, Juan. (2007). El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria. En: Tiorco, Notas técnicas.
- Novelo Torres, A. M., & Gracia Fadrique, J. (2005). Concentración micelar crítica mediante la ecuación de adsorción de Gibbs. *Educación Química*, 16(1), 63-67.
- Novosad, J. (1982). Surfactant Retention In Berea Sandstone Effects of Phase Behavior and Temperature. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 22, 962-970.
- Oil recovery: Isotherms, kinetics, and thermodynamic studies. *Applied Surface Science*, 284, 87-99.
- Paria, S. y Khilar, C. (2004). A Review on Experimental Studies of Surfactant Adsorption at The Hydrophylic Solid-Water Interface. *Advances In Colloid Interface Science*, 110(3), 75-79.
- Paternina, Londoño. (2017). Influencia de la salinidad y la dureza del agua sobre la adsorción estática de surfactantes extendidos en el medio poroso. Universidad Industrial De Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Pavan, P.c., Crepaldi, E.L. y Valim, J.B. (2000). Soption of anionic surfactants on layered double hydroxides. *Journal of Colloid and Interface Science*, 229(2), 346-352.
- Pindell. J. et al en Hans G. Avé Lallemant, Virginia Baker Sisson (Editores). 2005. Caribbean-South American plate interactions, Venezuela. Special paper 394. The Geological Society of American. Boulder. Colorado. USA.
- Romero-Zeron, L. (2012) *Advances in Enhanced Oil Recovery Processes*, University of New Brunswick. Chemical Engineering Department. Canada.

- Rosen, M. (2004). *Surfactants and Interfacial Phenomena*. Hoboken, New Jersey.: John Wiley & Sons, Inc.
- Salager, J. (2002). *Surfactantes-Tipos Y Usos (cuaderno FIRP S300-A)*. Módulo De Enseñanza En Fenómenos Interfaciales. Universidad De Los Andes, 1-18.
- Salager, J. L. (1993). *Surfactantes en Solución Acuosa (#2)*. Laboratorio FIRP Escuela de INGENIERÍA QUÍMICA, UNIVERSIDAD de Los ANDES Mérida 5101 VENEZUELA.
- Salager, J. L. (2005). *Recuperación mejorada del petróleo*. ULA. [S357-C].
- Sandersen, S. B., Stenby, E. H. y Von Solms, N. (2012) *Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding*. Universidad Técnica de Dinamarca (DTU), Dinamarca.
- Schramm, L. (2005). *Emulsions, Foams, and Suspensions: Fundamentals and Applications*. Weinheim, Alemania: WILEY-VCHVerlagGmbH&Co. KGaA.
- Sheng, J. (2011). *Surfactant Flooding*.
- Silva, N. (2016). *Análisis de la viabilidad técnico-financiera de un proceso de recobro químico Alkali-Surfactante-Polímero (ASP) en el campo La Cira-Infantas*.
- Tuñón, I., & Silla, E. (2008). *Química Molecular Estadística. Síntesis*.
- Wesson, L., & Harwell, J. (2000). *Surfactant Adsorption in porous media*. En L. Schramm, *Surfactants: Fundamental and applications in the Petroleum Industry* (págs. 12-158). Cambridge: Cambridge University Press.
- Xu, Q., Vasudevan, T., & Somasundaran, P. (1991). *Adsorption of Anionic-Nonionic and Cationic-Nonionic Surfactant Mixtures on Kaolinite*. *Journal of Colloids and Interface Science*, 142, 528-534.
- Zhang, R., & Somasundaran, P. (2006). *Advances in adsorption of surfactants and their mixtures at solid/solution interfaces*. *Advances in Colloid and Interface Science*, 123-126, 213-229.

Zhenbao Zhu, Y. W. (2018). Comparison of natural and synthetic surfactants at forming and stabilizing nanoemulsions: Tea saponin, Quillaja saponin, and Tween 80.

Apéndices

Apéndice A. *Presentación en el concurso SPWLA International Student Paper Contest.*

The image shows a Zoom meeting interface with a presentation slide. At the top, there are six video thumbnails of participants: Karen Rojas, SPWLA International, Geoff Page, Manuel Fernando, Oscar Domínguez, and Yeimi Estefanía Gómez. The slide title is "Influence of sedimentological and petrophysical characterization on solid-liquid interaction in Mugrosa Formation". Below the title, the authors are listed: Manuel Fernando Gutierrez Fontecha, Yeimi Estefanía Gómez Garzón, Ph. D Victoria Eugenia Mousalli Díaz, and Eng. Christian David Mendoza Ramirez, all from Universidad industrial de Santander. The slide also features the logo of the GRM (Grupo de Investigación Recobro Mejorado) and the Universidad Industrial de Santander. The Zoom control bar at the bottom shows 12 participants, chat, screen sharing, reactions, applications, and whiteboard options.

Paper SPWLA-2023-1895

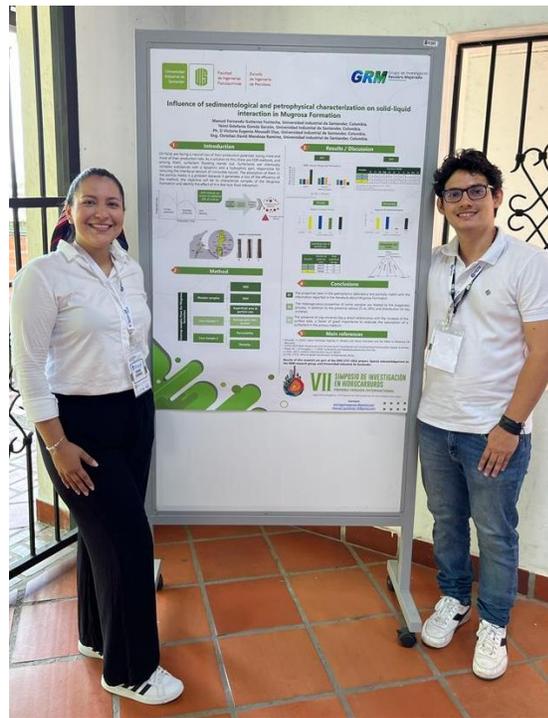
Influence of sedimentological and petrophysical characterization on solid-liquid interaction in Mugrosa Formation

Manuel Fernando Gutierrez Fontecha, *Universidad industrial de Santander.*
Yeimi Estefanía Gómez Garzón, *Universidad industrial de Santander.*
Ph. D Victoria Eugenia Mousalli Díaz, *Universidad industrial de Santander.*
Eng. Christian David Mendoza Ramirez, *Universidad industrial de Santander.*

Universidad Industrial de Santander
GRM Grupo de Investigación Recobro Mejorado

Participantes 12 Chat Compartir pantalla Reacciones Aplicaciones Pizarras

Apéndice B. *Presentación de poster en el VII Simposio de Investigación en Hidrocarburos.*



Apéndice C. Ponencia nacional en el SPE Technical Conference: One step closer to the energy future success.

