

**EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES EN LA FORMACIÓN MUGROSA, MEDIANTE EL ESTUDIO DE LA ADSORCIÓN Y SU IMPACTO EN LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DE CRUDO.**

**Christian David Mendoza Ramírez**

**Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos  
Grupo de Investigación en Recobro Mejorado  
Bucaramanga  
2024**

**EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES EN LA FORMACIÓN MUGROSA, MEDIANTE EL ESTUDIO DE LA ADSORCIÓN Y SU IMPACTO EN LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DE CRUDO.**

**Christian David Mendoza Ramírez**

**Ingeniero Químico, Esp. en Ingeniería de Yacimientos**

**Trabajo de Grado Presentado para Optar por el Título de Magíster en Ingeniería de  
Hidrocarburos**

**Directora**

**Maika Karen Gambús Ordaz**

**PhD. en Ingeniería de Petróleos y Geosistemas**

**Codirector**

**Ronald Alfonso Mercado Ojeda**

**PhD. en Ingeniería Química**

**Universidad Industrial de Santander**

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas**

**Escuela de Ingeniería de Petróleos**

**Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos**

**Grupo de Investigación en Recobro Mejorado**

**Bucaramanga**

**2024**

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES EN LA FORMACIÓN MUGROSA, MEDIANTE EL ESTUDIO DE LA ADSORCIÓN Y SU IMPACTO EN LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DE CRUDO.\*

**AUTOR:** Christian David Mendoza Ramírez \*\*

**PALABRAS CLAVE:** Surfactantes, Formación Mugrosa, Minerales de Arcilla, Adsorción Estática y Dinámica, Eficiencia de Desplazamiento de Crudo.

En Colombia, la Formación Mugrosa es el tercer yacimiento más grande del país en términos de OOIP con un valor de 10.2% con respecto a las reservas probadas y donde no se implementa recobro químico a base de surfactantes, debido a la utilización de métodos convencionales como inyección de agua. Los surfactantes, basados en su propiedad de reducir la tensión interfacial entre el petróleo crudo y el agua, son una aplicación potencial de la recuperación química mejorada de petróleo (CEOR); sin embargo, la alta tasa de retención de surfactantes asociada a la adsorción y a la complejidad mineralógica genera una limitación en la eficiencia de desplazamiento del crudo.

Este trabajo de investigación presenta una evaluación experimental de surfactantes para muestras de la Formación Mugrosa, teniendo en cuenta la composición mineralógica y petrofísica de la roca, el estudio de la adsorción estática-dinámica y su eficiencia de desplazamiento de crudo; las muestras de rocas evaluadas están compuestas por un 27% de minerales arcillosos, donde predominan la caolinita y la clorita por su capacidad de intercambio catiónico (CIC) responsables de la adsorción, que afecta la inyección de los surfactantes, producto de los minerales abundantes con alta capacidad de intercambio catiónico como Caolinita ( $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ ) y Clorita ( $\text{Mg}_{2.5}\text{Fe}_{1.65}\text{Al}_{1.5}\text{Si}_{2.2}\text{Al}_{1.8}\text{O}_{10}(\text{OH})_8$ ), que aportan ambientes de cargas negativas asociadas a la naturaleza elemental., entre otros tipos de rocas

---

\*Trabajo de Grado de Maestría. Proyecto de Investigación

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos.

Director: PhD. Maika Karen Gambús Ordaz

Co-Director: PhD. Ronald Alfonso Mercado Ojeda

sedimentarias identificadas durante los análisis experimentales de petrofísica, difracción de rayos X (XRD) y espectrometría electrónica de barrido (SEM).

La cantidad de tensioactivos adsorbida en minerales de roca arcillosa se miden mediante espectroscopia ultravioleta-visible (UV-vis) con una adsorción estática promedio de 0.7 g/g de roca, donde existe una máxima capacidad de adsorción del sustrato rocoso debido al contacto directo de los surfactantes a lo largo de toda el área superficial durante un tiempo prolongado de 24 horas en comparación con la adsorción dinámica dada en un valor de 0.26 g/g roca. Sin embargo, en las pruebas de desplazamiento a condiciones de yacimiento a 140°F y con salmuera de 9330 ppm, la inyección del producto de surfactantes identificado como EOR50 en el medio poroso, alcanza una eficiencia de desplazamiento de petróleo del 6% adicional de crudo residual que permanece sin desplazar después de la inyección de agua en las muestras de roca Berea y Formación Mugrosa, demostrando una potencial aplicación de recuperación mejorada en mineralogías complejas como la Formación Mugrosa y a su vez, generando una disminución significativa en el valor de la tensión interfacial en el crudo de 49.61 mN/m a 0.1 mN/m medido a 140 °F y un mecanismo de desplazamiento para la producción del crudo.

---

\*Trabajo de Grado de Maestría. Proyecto de Investigación

\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos.

Director: PhD. Maika Karen Gambús Ordaz

Co-Director: PhD. Ronald Alfonso Mercado Ojeda

**ABSTRACT**

**TITLE:** EXPERIMENTAL EVALUATION OF THE SURFACTANTS INJECTION IN THE MUGROSA FORMATION, THROUGH THE STUDY OF THE ADSORPTION AND ITS IMPACT ON THE CRUDE OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY.‡

**AUTHOR:** Christian David Mendoza Ramírez§

**KEYWORDS:** Surfactants, Mugrosa Formation, Clay Minerals, Static and Dynamic Adsorption, Crude Oil Displacement Efficiency.

In Colombia, the Mugrosa Formation is the third largest deposit in the country in terms of OOIP with a value of 10.2% with respect to the proved reserves and where chemical recovery based on surfactants is not implemented, due to the use of conventional methods such as water flooding. Surfactants, based on their property of reducing the interfacial tension between crude oil and water, are a potential application of chemical enhanced oil recovery (CEOR); however, the high surfactant retention rate associated with adsorption and mineralogical complexity generates a limitation in the crude oil displacement efficiency.

This research work presents an experimental evaluation of surfactants for samples from the Mugrosa Formation, taking into account the mineralogical and petrophysical composition of the rock, the study of static-dynamic adsorption and its oil displacement efficiency; The rock samples evaluated are composed of 27% clay minerals, where kaolinite and chlorite predominate due to their cationic exchange capacity (CEC) responsible for adsorption, which affects the injection of surfactants, a product of the abundant minerals with high cation exchange capacity such as Kaolinite ( $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ ) and Chlorite ( $\text{Mg}_{2.5}\text{Fe}_{1.65}\text{Al}_{1.5}\text{Si}_{2.2}\text{Al}_{1.8}\text{O}_{10}(\text{OH})_8$ ), which provide negative charge environments associated with elemental nature., among others types of

---

‡Master's Degree Work. Investigation project

§ Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering.

Director: Maika Karen Gambús Ordaz, PhD.

Co-Director: Ronald Alfonso Mercado Ojeda, PhD.

sedimentary rocks identified during experimental analyzes of petrophysics, X-ray diffraction (XRD) and scanning electron spectrometry (SEM).

The amount of surfactants adsorbed on clay rock minerals is measured by ultraviolet-visible (UV-vis) spectroscopy with an average static adsorption of 0.7 g/g of rock, where there is a maximum adsorption capacity of the rock substrate due to the direct contact of surfactants along the entire surface area for an extended time of 24 hours compared to the dynamic adsorption given at a value of 0.26 g/g rock. However, in displacement tests at reservoir conditions at 140°F and with 9330 ppm brine, injection of the surfactant product identified as EOR50 into the porous medium achieves an oil displacement efficiency of an additional 6% of crude oil. residual that remains undisplaced after water injection in the Berea and Mugrosa Formation rock samples, demonstrating a potential application of improved recovery in complex mineralogies such as the Mugrosa Formation and in turn, generating a significant decrease in the value of interfacial tension in the crude oil from 49.61 mN/m to 0.1 mN/m measured at 77 °F and a displacement mechanism for the production of the crude oil.

---

\*Master's Degree Work. Investigation project

\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering.

Director: Maika Karen Gambús Ordaz, PhD.

Co-Director: Ronald Alfonso Mercado Ojeda, PhD.

**Tabla de contenido**

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	14
1. OBJETIVOS .....	17
1.1. Objetivo general.....	17
1.2. Objetivos específicos .....	17
2. GENERALIDADES DE LA FORMACIÓN MUGROSA .....	18
2.1. Localización y Estratigrafía en Cuenca .....	18
2.2. Desarrollo Sedimentológico y Estratigrafía.....	19
2.3. Propiedades Petrofísicas y del Petróleo .....	22
2.4. Caracterización Composicional y Petrofísica de Mugrosa en Campos .....	23
2.5. Generalidades de Componentes Mineralógicos.....	27
3. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES.....	29
3.1. Clasificación de Surfactantes .....	31
3.2. Antecedentes Investigativos con Surfactantes en EOR .....	34
3.3. Aplicación de Surfactantes en EOR.....	35
3.4. Caracterización del Surfactante .....	37
3.4.1. Concentración Micelar Crítica (CMC).....	37
3.4.2. Comportamiento Surfactante en la Tensión interfacial Interfase Agua-Crudo... 38	
3.4.3. Comportamiento del Surfactante según Winsor.....	40
3.5. Adsorción de Surfactantes en el Medio Poroso .....	42
3.6. Mecanismos de Adsorción y Agregación del Surfactante .....	43
3.7. Factores que Afectan la Adsorción del Surfactante .....	45
3.8. Isotermas de Adsorción de Surfactantes .....	47
4. ANÁLISIS DE LA COMPOSICIÓN MINERALÓGICA Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE MUESTRAS DE AFLORAMIENTOS DE LA FORMACIÓN MUGROSA.....	48
4.1. Materiales.....	49
4.1.1. Reactivos .....	49
4.1.2. Equipos y Funciones .....	51
4.2. Análisis Experimental Permeabilidad y Porosidad de la Fm Mugrosa .....	57
4.3. Análisis Difracción de Rayos X (DRX) Fm Mugrosa .....	60

4.4.	Análisis Microscopia Electrónica de Barrido (SEM) Fm Mugrosa.....	64
4.5.	Análisis Secciones Delgadas (Petrografía) Fm Mugrosa.....	71
4.6.	Análisis de Área Superficial y Tamaño de Partícula Fm Mugrosa.....	73
5.	ESTUDIO DE ADSORCIÓN DE LA FORMACIÓN MUGROSA EN INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO.....	74
5.1.	Materiales.....	75
5.1.1.	Reactivos .....	75
5.1.2.	Equipos y Funciones .....	77
5.2.	Metodología y Análisis Interacción Fluido-Fluido.....	80
5.3.	Propiedades de formulación de Surfactantes EOR 50 .....	84
5.3.1.	Naturaleza del producto EOR50 .....	84
5.3.2.	Concentración Micelar Crítica (CMC) del producto EOR50.....	85
5.3.3.	Tensión Interfacial del producto EOR50 .....	86
5.3.4.	Curva de Calibración del producto EOR50 .....	88
5.4.	Metodología y Análisis de Interacción Roca-Fluido: Isotermas de adsorción .....	90
5.5.	Análisis de la Adsorción Estática .....	95
6.	EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DE CRUDO CON LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES.....	96
6.1.	Materiales.....	97
6.1.1.	Reactivos .....	97
6.1.2.	Equipos y Funciones .....	98
6.2.	Metodología Experimental Adsorción Dinámica Surfactante EOR 50 .....	100
6.3.	Análisis de Adsorción Dinámica .....	101
6.4.	Metodología Experimental Desplazamiento Crudo Surfactante EOR 50.....	102
6.5.	Análisis de Desplazamiento Crudo Surfactante EOR 50 – Roca Berea .....	107
6.6.	Análisis de Desplazamiento Crudo Surfactante EOR 50 – Formación Mugrosa .	110
7.	CONCLUSIONES .....	115
8.	RECOMENDACIONES .....	117
9.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	118
10.	APÉNDICES .....	127

**Lista de Figuras**

Figura 1. Localización y columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena .....	18
Figura 2. Desarrollo estratigráfico de la Formación Mugrosa en función a la relación espacio de acomodación (A) y aporte de sedimentos (S) .....	20
Figura 3. Permeabilidad vs Porosidad campo Lisama Formación Mugrosa.....	26
Figura 4. Estructura molecular de un surfactante.....	30
Figura 5. Ejemplo de un surfactante aniónico.....	31
Figura 6. Ejemplo de un surfactante catiónico.....	32
Figura 7. Ejemplo de un surfactante no iónico .....	33
Figura 8. Ejemplo de un surfactante anfótero .....	33
Figura 9. Determinación de la CMC por pH, conductividad, densidad y turbidez.....	38
Figura 10. Comportamiento de tensión interfacial a concentraciones de surfactante .....	39
Figura 11. Comportamiento de microemulsión Winsor I .....	40
Figura 12. Comportamiento de microemulsión Winsor II.....	41
Figura 13. Comportamiento de microemulsión Winsor III.....	41
Figura 14. Adsorción del surfactante en el sustrato rocoso .....	42
Figura 15. Mecanismos de adsorción y agregación del surfactante.....	44
Figura 16. Isotermas de adsorción de surfactantes.....	48
Figura 17. Descripción general de la muestra M01-B .....	49
Figura 18. Descripción general de la muestra M01-C .....	50
Figura 19. Descripción general de la muestra M05-B .....	50
Figura 20. Permeámetro Core Pet .....	52
Figura 21. Porosímetro de Boyle .....	53
Figura 22. Molienda de bolas y tamices vibratorios .....	54
Figura 23. Difractómetro de Rayos X.....	55
Figura 24. Microscopio electrónico de barrido .....	55
Figura 25. Microscopio de luz transmitida .....	56
Figura 26. Analizador de adsorción .....	57

Figura 27. Permeabilidad vs Porosidad Fm Mugrosa .....	58
Figura 28. Permeabilidad vs Porosidad global Fm Mugrosa .....	59
Figura 29. Composición mineralógica Fm Mugrosa DRX .....	61
Figura 30. Análisis mineralógico de campos Fm Mugrosa DRX .....	62
Figura 31. Composiciones minerales arcillosos DRX<2 micras .....	63
Figura 32. Capacidad intercambio catiónico aportada por minerales arcillosos DRX<2 micras .....	64
Figura 33. Imagen SEM M01-B composición elemental x5 micras .....	65
Figura 34. Imagen SEM M01-B composición elemental x50 micras .....	65
Figura 35. Imagen SEM M01-B composición elemental x100 micras .....	66
Figura 36. Imagen SEM M01-C composición elemental x20 micras .....	67
Figura 37. Imagen SEM M01-C composición elemental x50 micras .....	67
Figura 38. Imagen SEM M01-B identificación mineral arcilloso x100 micras .....	70
Figura 39. Imagen SEM M01-C identificación mineral arcilloso x200 micras .....	70
Figura 40. Imagen SEM M01-B tamaño de poros x50 micras .....	70
Figura 41. Imagen SEM M01-C identificación mineral arcilloso x200 micras .....	70
Figura 42. Microfotografía petrográfica de minerales M01-C. Aumento 20x10.....	71
Figura 43. Microfotografía petrográfica de minerales M05-B. Aumento 20x10.....	71
Figura 44. Clasificación de M01C y M05-B Petrografía (Folk, 1974) .....	72
Figura 45. Turbidímetro Hach 2100Q.....	78
Figura 46. Tensiómetro de Gota Giratoria M65.....	78
Figura 47. Espectrofotómetro UV/VIS .....	79
Figura 48. Metodología para interacción fluido-fluido.....	80
Figura 49. Comportamiento de fases en función de la salinidad de surfactantes .....	81
Figura 50. Comportamiento de fases producto EOR 50 (segunda prueba).....	83
Figura 51. Naturaleza de producto surfactante EOR50 .....	85
Figura 52. Determinación de la CMC EOR50 en función de la concentración de surfactante .....	86
Figura 53. Tensión Interfacial EOR50 en función de la concentración de surfactante.....	87
Figura 54. Determinación del rango UV-vis para el surfactante EOR 50.....	88
Figura 55. Curva de calibración del surfactante EOR 50 – Ley de Beer .....	89
Figura 56. Metodología para la adsorción estática.....	90

Figura 57. Isotermas de adsorción EOR50 - Modelo de 4 regiones .....	92
Figura 58. Adsorción estática producto EOR50 .....	95
Figura 59. Equipo de desplazamiento STEAM LDE - GRM .....	99
Figura 60. Enmangado muestras Formación Mugrosa – Adsorción dinámica .....	100
Figura 61. Metodología para adsorción dinámica surfactante .....	100
Figura 62. Adsorción dinámica surfactante EOR50 en Formación Mugrosa .....	101
Figura 63. Metodología para el desplazamiento de crudo .....	103
Figura 64. Eficiencia de desplazamiento de crudo – roca Berea .....	108
Figura 65. Curva permeabilidades relativas – roca Berea.....	109
Figura 66. Enmangado muestras Formación Mugrosa - ED.....	110
Figura 67. Eficiencia de desplazamiento de crudo – Formación Mugrosa .....	112
Figura 68. Curva permeabilidades relativas – Formación Mugrosa .....	113

**Lista de Tablas**

Tabla 1. Propiedades principales Formación Mugrosa .....	22
Tabla 2. Caracterización composicional campo Casabe .....	23
Tabla 3. Caracterización composicional campo La Cira.....	24
Tabla 4. Propiedades petrofísicas del campo Lisama .....	25
Tabla 5. Caracterización composicional campo Lisama.....	27
Tabla 6. Relación de tamaño de partícula y área superficial.....	28
Tabla 7. Relación de minerales y área superficial.....	28
Tabla 8. Capacidad de intercambio catiónico de minerales de arcilla .....	29
Tabla 9. Petrofísicos Básicos Fm Mugrosa.....	58
Tabla 10. Datos de composición Fm Mugrosa DRX .....	60
Tabla 11. Datos de composición minerales arcillosos DRX<2 micras .....	62
Tabla 12. Aportes de CIC minerales arcillosos DRX<2 micras .....	64
Tabla 13. Datos de elementos de minerales M01-B Fm Mugrosa SEM.....	66
Tabla 14. Datos de elementos de minerales M01-C Fm Mugrosa SEM.....	68
Tabla 15. Datos de elementos de minerales Fm Mugrosa SEM .....	68
Tabla 16. Datos de minerales Fm Mugrosa Petrografía.....	72
Tabla 17. Área superficial y tamaño de partícula Fm Mugrosa .....	73
Tabla 18. Propiedades de surfactantes utilizados.....	76
Tabla 19. Propiedades del crudo Fm Mugrosa.....	77
Tabla 20. Propiedades de salmuera sintética.....	97
Tabla 21. Petrofísicos Básicos Roca Berea.....	102
Tabla 22. Condiciones operacionales pruebas de desplazamiento.....	103
Tabla 23. Resultados porosidad y permeabilidad dinámica roca Berea.....	107
Tabla 24. Resultados porosidad y permeabilidad dinámica Formación Mugrosa .....	111

### Lista de Apéndices

Apéndice A. Análisis fisicoquímicos (AFQ) del agua de formación pozo Lisama 0052 .....	127
Apéndice B. Tabla resultados de volumen surfactante catiónico vs turbidez– naturaleza iónica .....	127
Apéndice C. Tabla resultados de concentración surfactante EOR50 vs turbidez – CMC .....	128
Apéndice D. Tabla resultados de concentración surfactante EOR50 vs tensión interfacial ..	128
Apéndice E. Cálculo de concentración final y exceso superficial – Isotermas de adsorción estática EOR50.....	129
Apéndice F. Comportamiento de la isoterma de adsorción de surfactantes en la interacción roca- fluido .....	130
Apéndice G. Comportamiento de adsorción estática de surfactantes .....	130
Apéndice H. Cálculo de concentración final y adsorción dinámica EOR50 .....	131
Apéndice I. Determinación de <i>end points</i> roca Berea – Fm Mugrosa .....	132
Apéndice J. Cuantificación RMN cantidad crudo-agua desplazamiento roca Berea.....	133
Apéndice K. Cuantificación RMN cantidad crudo-agua desplazamiento Formación Mugrosa .....	134

## Introducción

En la actualidad, Colombia presenta una producción de hidrocarburos de los campos petroleros con vigencia aproximada de 7.5 años de acuerdo con lo reportado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH, 2022). En dichos reportes, Colombia presenta un valor de volumen en las reservas probadas de petróleo de aproximadamente 2074 MSTB, con pronósticos de agotamiento de las reservas del país hasta el año 2029 y una disminución en proyectos de recobro mejorado y producción incremental con respecto al año 2021 con una caída de 18 millones de barriles (alrededor del 29%). Por lo tanto, en el horizonte de los próximos 6 años, el país perdería la capacidad de exportación y su autosuficiencia energética, lo que conllevaría a la necesidad de importación de petróleo para abastecer la demanda interna de combustibles (CAMPETROL, 2023).

La pérdida de producción y la disminución de las reservas de petróleo en Colombia se evidencian desde el año 2015 (ANH, 2020) y son consecuencia principalmente del agotamiento de los yacimientos y de la poca aplicabilidad en campo de tecnologías de recobro mejorado de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés). El recobro se encuentra por debajo de los niveles internacionales y con poca cantidad de proyectos de desarrollo en comparación con el número de campos en producción (Castro et al.; 2010). La industria del petróleo ha orientado sus esfuerzos e inversiones en desarrollar tecnologías con resultados que permitan maximizar la recuperación de petróleo de los yacimientos, en Colombia el factor de recobro mejorado se encontraba alrededor del 21 al 23% durante los años 2021 y 2022 (MEM, 2023).

A nivel mundial, existen actualmente nuevas tecnologías y metodologías que permiten incrementar el porcentaje de recobro mejorado con pruebas en campo exitosas. Una de estas tecnologías es la inyección de soluciones químicas con surfactantes, basada en su propiedad de

reducir la tensión interfacial entre el crudo y el agua, recuperando la vida productiva del yacimiento y recobrando del 20 al 40% del petróleo residual que permanece sin desplazar después de la recuperación primaria o de una inyección de agua (Paris de Ferrer, 2001).

La propiedad del tensoactivo hace que las moléculas tengan afinidad al agua y al aceite, así, al añadir una concentración específica de surfactantes a una mezcla de agua y aceite, éste tiende a ubicarse en la interfase de ambos fluidos, produciendo una disminución en la tensión interfacial en varios órdenes de magnitud (Salager, 2002). Sin embargo, la interacción roca-fluido es uno de los aspectos que más genera incertidumbre en su aplicabilidad, rango o nivel de incertidumbre debido a factores como el tipo y la complejidad en la composición mineralógica de la roca yacimiento (Isah et al; 2022). La alta tasa de retención en el medio poroso es la principal limitación en la eficiencia de los procesos con surfactantes (Amirianshoja et al; 2013). Por lo general, la eficiencia se ve perjudicada y puede dar lugar a gastos considerables debido a las elevadas cantidades de surfactante que pueden potencialmente quedar retenidos en el subsuelo. Esto afecta de manera significativa la viabilidad económica de un proyecto (Sheng, 2010).

En Colombia, la Formación Mugrosa de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) es el tercer yacimiento más grande del país en términos de volumen original de petróleo en sitio (Original Oil In Place, OOIP, por sus siglas en inglés), con un porcentaje estimado de volumen del 10.2% con respecto a las reservas probadas (Delgadillo et al; 2020). En Mugrosa, una formación con porosidades entre el 8.3 al 30% y permeabilidades de 1 a 1000 mD. Actualmente, no se implementa recobro químico a base de surfactantes y se utilizan métodos convencionales como inyección de agua (Delgadillo et al; 2020) con un factor de recobro entre el 18-20% (Ecopetrol, 2007). Sin embargo, estos en la mayoría de los casos no representan un aumento significativo en la recuperación mejorada de crudo, debido a que presentan un alto grado de agotamiento de la

energía del yacimiento, generando una pérdida en la efectividad y productividad de los pozos (Maya et al.; 2008). Estudios experimentales a condiciones de yacimiento, han evidenciado que existen limitaciones para la aplicación de estas tecnologías principalmente en lo referente a: calidad del agua de inyección, salinidad del agua de formación, temperatura, eficiencia de barrido de crudo, gastos energéticos, entre otras (Delgadillo et al; 2020).

En este trabajo de investigación se presentará una evaluación experimental del potencial de aplicación de una inyección de surfactantes en la Formación Mugrosa, mediante el estudio de la adsorción y su impacto en la eficiencia de desplazamiento de crudo.

## **1. Objetivos**

### **1.1. Objetivo general**

Evaluar experimentalmente el potencial de aplicación de la inyección de Surfactantes en la Formación Mugrosa, mediante el estudio de la adsorción y su impacto en la eficiencia de desplazamiento de crudo.

### **1.2. Objetivos específicos**

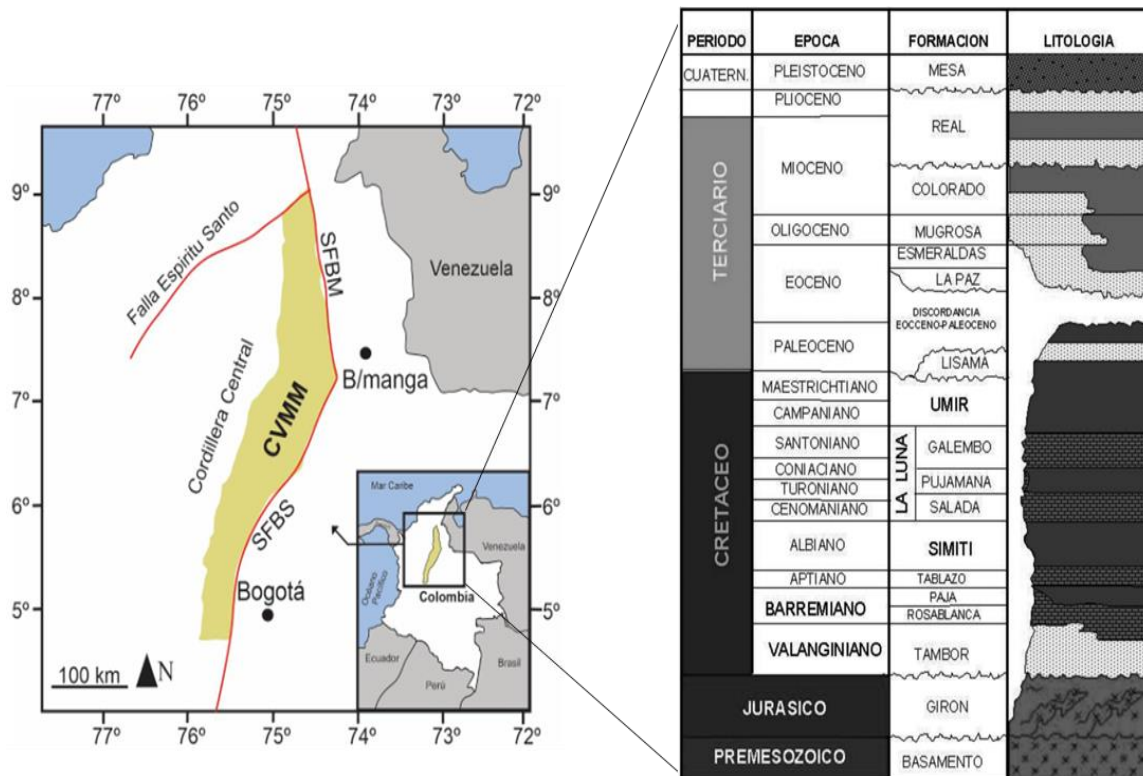
- Analizar la composición mineralógica y propiedades petrofísicas de muestras de afloramientos de la Formación Mugrosa mediante pruebas de laboratorio y análisis petrográfico.
- Estudiar la adsorción de las muestras de la Formación Mugrosa en la interacción roca-fluido a través de pruebas experimentales.
- Evaluar la eficiencia de desplazamiento de crudo por la inyección de formulaciones de surfactantes a través de la cuantificación de los efluentes en muestras de la Formación Mugrosa.

## 2. Generalidades de la Formación Mugrosa

### 2.1. Localización y Estratigrafía en Cuenca

La Formación Mugrosa es una unidad geológica perteneciente a la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (CVMM), originada en el periodo terciario y perteneciente a la época del Oligoceno (Madero et al, 2010). El nombre de la Formación Mugrosa fue dado por A. K. Gill y referenciado por Morales y otros en 1958 (Clavijo y Royero, 2001). El nombre de la Formación Mugrosa es una unidad ubicada estratigráficamente en la parte inferior del grupo Chuspas, cuyo nombre fue tomado de la quebrada Mugrosa. El contacto inferior es discordante con la Formación Esmeraldas y el contacto superior con la Formación Colorado es concordante. El espesor varía entre 500 y 800 m (Casadiego et al., 2010).

Figura 1. Localización y columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Modificado de: (ANH, 2007) (Madero et al, 2010)

La cuenca se extiende por el curso del río Magdalena y limita al norte por la falla Espíritu Santo, al nororiente por el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta y al suroriente por el sistema de fallas de Bituima y La Salina (ver Figura 1.) (ANH, 2007).

Esta formación a su vez se divide en dos (2) zonas siendo denominadas “Zona B” y “Zona C” superior e inferior respectivamente y divididas entre sí por lodolitas y lutitas (ver Figura 1) (Rojas 2011). La Zona B está formada en su mayoría por arcillas varicoloreadas que son intercaladas con delgadas capas de limolitas teniendo en su parte media areniscas originadas por canales fluviales que infieren la presencia de sistemas de ríos, hacia el fondo de esta zona destaca la presencia de una gran capa de lutitas de aproximadamente 200ft de espesor. En cuanto a la Zona C se compone en su mayoría por areniscas depositadas en canales fluviales de sistemas de ríos donde se encuentran intercalaciones de lodolitas, la Zona C es el principal reservorio de petróleo de esta área. El contacto con la formación esmeralda está dado por una discordancia paralela la cual se hace vital para la diferenciación de las formaciones que tienen características geológicas muy similares (Rojas 2011).

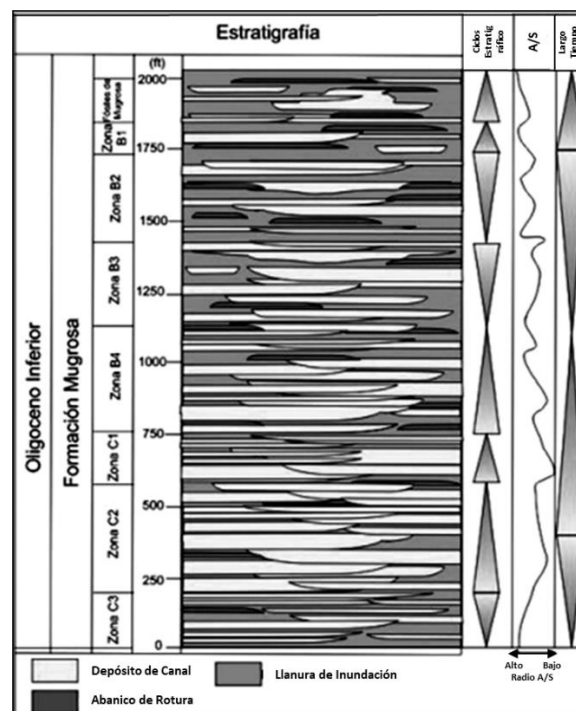
## **2.2.Desarrollo Sedimentológico y Estratigrafía**

Desde el punto de vista de la evolución de la cuenca, empieza el desarrollo sedimentario en el período de tiempo que va desde el Cretáceo tardío al Eoceno inferior con el levantamiento de la Cordillera Central al oeste y posterior transferencia de deformación a la cordillera oriental al este (Gómez et al., 2005). Durante el Paleoceno las facies sedimentarias desarrolladas van desde unas facies costeras a facies aluviales en la parte inferior de la cuenca y que fueron depositados en una estructura tipo antepaís asociados a la elevación de la Cordillera Central (Casadiego et al., 2010).

Debido a la heterogeneidad y complejidad sedimentaria de esta unidad litológica, es difícil realizar de manera generalizada una columna estratigráfica que represente todos los estudios

realizados de su caracterización. Sin embargo, es posible referenciar su constitución litológica y representar el desarrollo estratigráfico a larga escala de la Formación Mugrosa (ver Figura 2), que incluye principalmente los depósitos fluviales y cambios de espacio de acomodación y suministro de sedimento (A/S), donde se evidencia que los espesores de los canales decrecen a medida que se desplazan hacia el tope de la columna (Casadiego et al., 2010).

**Figura 2. Desarrollo estratigráfico de la Formación Mugrosa en función a la relación espacio de acomodación (A) y aporte de sedimentos (S)**



Modificado de: (Casadiego et al., 2010).

Las correlaciones de las areniscas de facies de canal, su conexión y relación con el espacio de acomodación versus suministro de sedimento (A/S) de la Formación Mugrosa fueron dadas por información de los Campos Llanito y Casabe, y con ello se pudo establecer la sucesión de facies y relación A/S de zonas de canales amalgamados y otras zonas de canales aislados que sugieren una variación importante en los niveles base. (Casadiego et al., 2010).

A partir de datos de afloramientos y la interpretación de registro de pozos denominados electrofacies del campo Llanito se identifican los cuerpos sedimentarios que conforman la Formación Mugrosa, estos juegan un papel importante, ya que ciertas facies son de interés porque permiten el almacenamiento de hidrocarburos (Madero et al, 2010). A continuación, se describen las facies identificadas:

- ***Abanicos de rotura***: se trata de entornos que señalan que el río ha superado su límite natural y ha experimentado un desbordamiento. Estas facies son de particular interés en la industria petrolera debido a la presencia de facies arenosas, aunque su continuidad es limitada. Estos depósitos son de naturaleza progradacional y se caracterizan por la presencia de arenas bioturbadas, arenas lodosas, arenas con restos de estratificación cruzada y arenas con bioturbación en menor medida (Madero et al, 2010).
- ***Arenas de canales***: en un yacimiento de hidrocarburos de origen fluvial, estas facies adquieren una importancia fundamental. Esto se debe a que representan cuerpos arenosos que poseen una continuidad significativa, lo que les permite acumular un mayor volumen de hidrocarburos. Las arenas de canal, en particular, son depósitos de tipo agradacional que consisten en facies de arenas con estratificación cruzada. (Madero et al, 2010).
- ***Llanuras de inundación***: estos ambientes se caracterizan por tener una energía reducida, donde el río ocupa la mayor parte del valle. Se trata de depósitos agradacionales que consisten principalmente en limolitas y arcillolitas de tonalidades gris verdoso. Estas facies se subdividen en subfacies que incluyen arcillolitas, arcillolitas bioturbadas, limolitas y limolitas bioturbadas. (Madero et al, 2010).

### 2.3. Propiedades Petrofísicas y del Petróleo

La Formación Mugrosa ubicada en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena es la tercera formación con mayor petróleo original en sitio (OOIP, por sus siglas en inglés), con un valor correspondiente del 10.2%, encontrándose solo por debajo de la Formación Guadalupe con 13.7% y la Formación Carbonera con 20.3%. De acuerdo con esto, Mugrosa representa aproximadamente en su yacimiento una contribución de aproximadamente 4.9 millones de barriles de OOIP (Delgadillo et al.; (2020).

Teniendo en cuenta su alta contribución en barriles de petróleo y de acuerdo con Delgadillo et al.; (2020) se presentan las principales propiedades de las muestras de roca y crudo de la Formación Mugrosa propiedades usadas como parámetros de selección para determinar la posible aplicación de nuevas tecnologías de recobro químico. A continuación, en la Tabla 1 se describen los principales rangos de propiedades tales como temperatura, porosidad, permeabilidad, API y viscosidad del crudo.

**Tabla 1. Propiedades principales Formación Mugrosa**

Ranking OOIP	Formación	Temperatura (°F)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	API	Viscosidad Crudo (cP)	Saturación Crudo (%)
#3	Mugrosa	65-174	8.3-30	1-1000	12.5-42	0.5-10000	36-70

Los rangos de las propiedades principales de la Formación Mugrosa permiten definir parámetros posibles para estudios de recobro, resaltando principalmente que la formación presenta un el alto grado de variedad o distanciamiento entre sus parámetros, lo cual es aceptable al momento de determinar variables operacionales y rangos estimados de operación representativos de la formación.

## 2.4. Caracterización Composicional y Petrofísica de Mugrosa en Campos

- **Campo Casabe**

Beltrán (2012) realiza un estudio sedimentológico para la Formación Mugrosa con núcleos de perforación correspondientes a cinco (5) pozos perforados del campo Casabe, localizado en el municipio de Yondó (Antioquia), en la parte central de la CVMM. Con el fin de hacer comparaciones sedimentológicas con otra formación de interés, el estudio realiza un análisis petrográfico de los núcleos, divididos en 24 secciones delgadas.

De acuerdo con Beltrán (2012) los resultados obtenidos para la Formación Mugrosa presentan una clasificación composicional de Arcosa y Arcosa Lítica, y también una clasificación textural principalmente de areniscas lodosas. Las secciones delgadas descritas contienen un aporte significativo de cuarzo, feldespatos, arcillas y fragmentos líticos variables en estados de alteración, disolución y fracturamiento. A continuación, en la Tabla 2 se relacionan algunos de los datos composicionales obtenidos del estudio de las secciones delgadas para núcleos perforados del campo Casabe.

**Tabla 2. Caracterización composicional campo Casabe**

Muestra	Mineral (wt%)				
	Cuarzo	Feldespato	Arcillas	Frag Rocas	Cementos
Fm-01	50	20	5	19	6
Fm-02	40	20	10	17	13
Fm-03	55	15	10	15	5
Fm-11	40	19	15	8	13
Fm-14	40	15	15	17	13
Fm-15	45	15	15	15	10

Tomado de: Beltrán (2012)

- **Campo La Cira-Infantas**

Rojas (2011) realiza un modelo tridimensional de los depósitos fluviales de la Zona-C de la Formación Mugrosa en el campo La Cira-Infantas ubicado en la parte central de la CVMM, localizado en los municipios de Barrancabermeja, San Vicente de Chucurí y Simacota. Este estudio entre sus objetivos permite definir la correlación existente entre los diferentes tipos de roca y las propiedades de porosidad y permeabilidad en los pozos.

El modelo de Rojas (2011) recopila información de Mesa (1995) que realiza un análisis de las dos zonas presentes en la Formación Mugrosa (Zona C y Zona B, respectivamente) a partir de análisis de petrografía y petrología de secciones delgadas, difracción de rayos X (DRX) y microscopía electrónica de barrido (SEM).

De acuerdo con Mesa (1995) la Zona-C de la Formación Mugrosa, textural y composicionalmente está compuesta por arenas submaduras de composición subarcosa a arcosa de grano medio. Para la Zona B, la textura y composición presenta arenas de grano fino y muy fino de composición subarcosa-arcosa y sublitoarenita. A continuación, en la Tabla 3 se relacionan los datos composicionales de cuarzo, feldespato, líticos y matriz arcillosa de composición caolinita-illita, obtenidos para las diferentes arenas que componen la Zona C y Zona B respectivamente.

**Tabla 3. Caracterización composicional campo La Cira**

Muestra	Mineral (wt%)			
	Cuarzo	Feldespato	Arcillas	Líticos
C (#1)	60	30	5	5
C (#2)	80	11	5	4
B (arena 47)	54	21	15	10
B (la Cira)	50	35	5	10
B (arena 13)	43	30	10	17

Tomado de: Rojas (2011)

- **Campo Lisama**

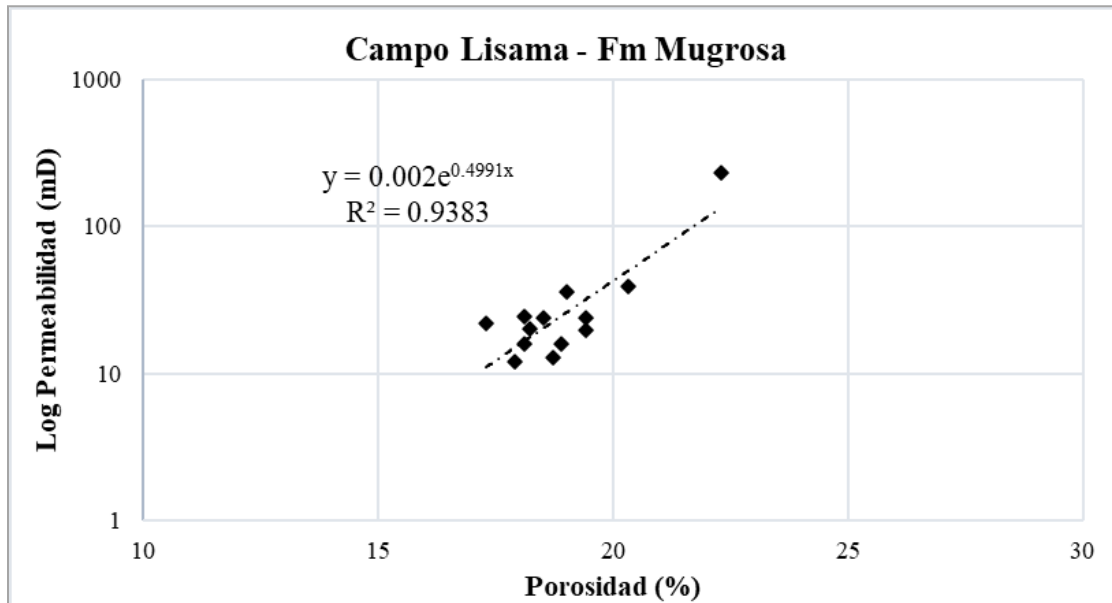
Naranjo (2010) realiza una factibilidad experimental para una inyección de agua en las arenas de la Formación Mugrosa del campo Lisama en la CVMM. Durante el desarrollo del trabajo experimental seleccionaron un total de doce (12) muestras de corazón de LISA0146 en un intervalo de 6096-6181 ft, ubicándose en la zona B2 de Mugrosa, a los cuales les realizaron una caracterización petrofísica (permeabilidad y porosidad) (ver Tabla 4).

**Tabla 4. Propiedades petrofísicas del campo Lisama**

Muestra	Propiedades Petrofísicas Básicas Campo Lisama	
	$\phi$ (%)	K (mD)
1	17	22
2	19	36
3	22	233
4	20	39
5	19	24
6	19	20
7	19	16
8	19	13
9	18	12
10	18	16
11	18	20
12	18	24

Tomado de: Naranjo (2010)

Posteriormente, Naranjo (2010) relaciona los datos obtenidos de las dos (2) propiedades petrofísicas y de acuerdo con la variación de datos en la permeabilidad, se realiza una correlación con el logaritmo de la permeabilidad y los datos de porosidad (ver Figura 3).

**Figura 3. Permeabilidad vs Porosidad campo Lisama Formación Mugrosa**

Modificado de: Naranjo (2010)

De acuerdo con Naranjo (2010) las muestras caracterizadas poseen una tendencia exponencial del logaritmo de la permeabilidad vs porosidad con valores distantes a lo largo de la identificación de la mayoría de las muestras, el rango de permeabilidad se encuentra entre 12-233 mD con un rango de porosidad entre 17-22%.

Posteriormente a su caracterización petrofísica, Naranjo (2010) a partir de difracción de rayos X (DRX) y microscopía electrónica de barrido (SEM) realiza un estudio composicional donde hace mención a que las rocas son de tipo arenisca con matriz arcillosa alterada, friable y microporosa y que composicionalmente hay porcentajes de arcilla que varían desde un 6-27% donde se encuentra mineral caolinita como mayoritario entre un 50-83%. A continuación, en la Tabla 5 se relacionan los datos composicionales de cuarzo, feldespatos, arcillas, carbonatos, cloruro de sodio (halita) y en contenidos que no exceden el 5% en peso total de las doce (12) muestras analizadas.

Tabla 5. Caracterización composicional campo Lisama

Muestra	Mineral (wt%)					
	Cuarzo	Feldespatos	Arcillas	Carbonatos	Halita	Otros
1	74	1	18	1	3	3
2	64	2	27	1	3	3
3	74	1	19	1	2	3
4	70	3	22	1	1	3
5	71	2	21	1	2	3
6	81	2	12	0	2	3
7	73	3	17	2	3	2
8	88	1	8	0	1	2
9	81	3	11	1	2	2
10	82	3	6	6	1	2
11	86	3	7	1	1	2
12	70	3	21	1	3	2

Tomado de: Naranjo (2010)

Las doce (12) muestras asociadas al pozo Lisama en la Formación Mugrosa zona B2 presentan un alto contenido de cuarzo, con un promedio del 76%, seguido de los minerales de arcilla con un aproximadamente un 16%.

## 2.5. Generalidades de Componentes Mineralógicos

- **Tamaño de Partículas y Área Superficial**

De acuerdo con Laurier et al. (2005), los resultados de experimentos indican una relación directa entre el tamaño de las partículas y el área superficial disponible para la adsorción. En otras palabras, a medida que el tamaño de la partícula disminuye, el área superficial aumenta. La Tabla 6 muestra una relación entre el tamaño de partícula y el área superficial teórica para partículas cúbicas. Esto implica que los minerales con partículas más pequeñas, como las arcillas, pueden

tener áreas superficiales mucho más amplias que otros minerales que componen los yacimientos rocosos, como los feldespatos y el cuarzo presentes en la Formación Mugrosa. De acuerdo con Schramm et al, a partir de pruebas experimentales afirma que las partículas tomando un punto de partida de 1 cm, luego de reducirla gradualmente en cubos pequeños de nm, alcanzan áreas superficiales cercanas a seis (6) kilómetros cuadrados.

**Tabla 6. Relación de tamaño de partícula y área superficial**

<b>Tamaño de Partícula</b>	<b>Área Superficial</b>
1.0 cm	6 cm <sup>2</sup>
1.0 μm	6 m <sup>2</sup>
1.0 Nm	6 km <sup>2</sup>

Tomado de: 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 7 se evidencia una relación de los diferentes minerales con su área superficial sujeta al tamaño de grano.

**Tabla 7. Relación de minerales y área superficial**

<b>Mineral</b>	<b>Área superficial</b>
Cuarzo	0.15 cm <sup>2</sup> /g
Esmectita	752 m <sup>2</sup> /g
Illita	113 m <sup>2</sup> /g
Clorita	42 m <sup>2</sup> /g
Caolinita	23 m <sup>2</sup> /g

Tomado de: Mousalli (2021)

- **Capacidad de Intercambio Catiónico**

La Capacidad de Intercambio Catiónico (CIC) de las arcillas se encuentra influenciada por factores como su estructura cristalina, carga superficial, y las condiciones fisicoquímicas, incluyendo la temperatura y el pH. Esta propiedad es esencial y tiene una responsabilidad central en el proceso de adsorción de surfactantes en los yacimientos de roca para la extracción de petróleo (RMP) (Mousalli, 2021). Teniendo en cuenta que en un proceso de recobro las arcillas por su gran área superficial responsables de la retención en el medio poroso, la CIC permite estimar cuáles de los minerales arcillosos presentes en la composición aportan más en un proceso de adsorción. A continuación, en la tabla 8, se describe la CIC para los principales componentes arcillosos.

**Tabla 8. Capacidad de intercambio catiónico de minerales de arcilla**

<b>Mineral</b>	<b>Capacidad de Intercambio Catiónico (meq/100g)</b>
Esmectita	60-150
Illita	10-40
Clorita	10-40
Halloysita	10-40
Caolinita	3-15
Montmorillonita	80-130

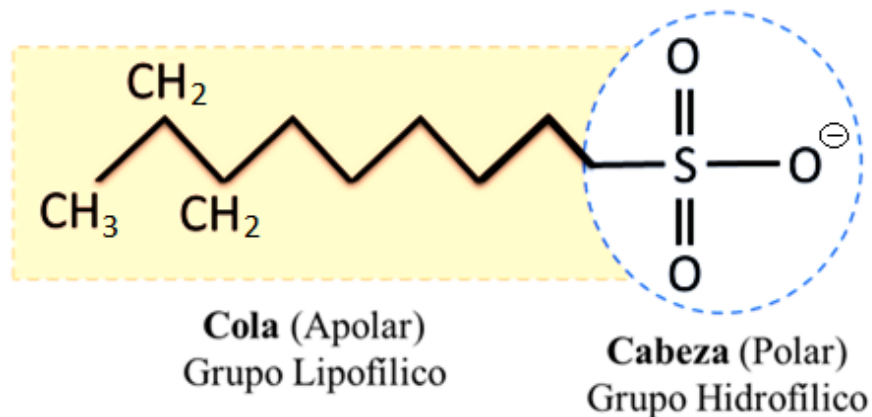
Tomado de: Gülcan (2017)

### **3. Generalidades de la Inyección de Surfactantes**

Salager (2002) define a los surfactantes como compuestos orgánicos derivados del petróleo y algunos otros aditivos, que se caracterizan por poseer una doble afinidad; una parte polar que posee

afinidad por los solventes polares en particular el agua (hidrofílica) y otra a fin a sustancias apolares como el aceite (lipofílica) (ver Figura 4).

**Figura 4. Estructura molecular de un surfactante**



Modificado de: Sakamoto, K. et al. (2017).

Surfactante es una palabra derivada del término agente superficial activo que describe las sustancias capaces de generar una alteración en la energía libre superficial o interfacial existente entre dos fases inmiscibles (Salager, 2002).

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, emulsificante, solubilizante y dispersante. (Hernández, 2014)

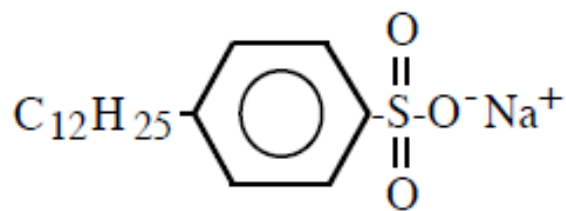
### 3.1. Clasificación de Surfactantes

De acuerdo con Tadros (2014) los surfactantes se clasifican en diferentes tipos según la naturaleza del grupo de cabeza hidrófilo, y esta clasificación se realiza en función de las cargas del grupo de cabeza polar de la molécula del surfactante. Los surfactantes se dividen en las clases: aniónicos (carga negativa), catiónicos (carga positiva), no iónicos (sin carga) y zwitteriónicos (carga negativa y positiva).

- **Surfactantes Aniónicos**

Los aniónicos son conocidos por tener carga negativa en su grupo de cabeza cuando están en solución acuosa. Basado en sus grupos polares principales se pueden clasificar en carboxilato, sulfato, sulfonato y fosfato (ver Figura 5). Estos se utilizan ampliamente en los procesos de EOR y esto se debe: (1) exhiben una adsorción relativamente baja en arenisca rocas cuya carga superficial es negativa, (2) su eficiencia para reducir la tensión interfacial, (3) su costo de fabricación es relativamente bajo, (4) su estabilidad a altas temperaturas (Belhaj et al.; 2020).

Figura 5. Ejemplo de un surfactante aniónico



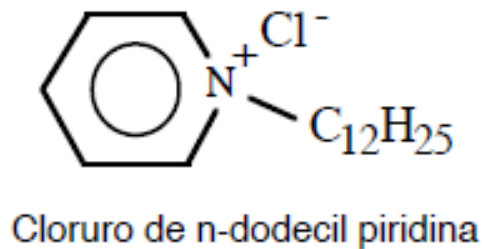
Dodecil benceno sulfonato de sodio

Tomado de: (Salager, 2002).

- **Surfactantes Catiónicos**

Los catiónicos tienen cargas positivas en sus grupos de cabeza cuando se encuentran en solución acuosa, donde dependen principalmente del átomo de nitrógeno para llevar la carga (ver Figura 6). Estos muestran una alta adsorción en los yacimientos compuestos de arenisca, por lo tanto, no son factibles para aplicación de EOR. Sin embargo, estos surfactantes se pueden utilizar para la alteración de la mojabilidad en los yacimientos de carbonato (Belhaj et al.; 2020).

**Figura 6. Ejemplo de un surfactante catiónico**

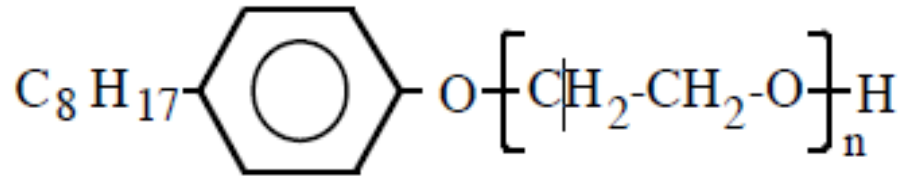


Tomado de: (Salager, 2002).

- **Surfactantes No iónicos**

Los no iónicos no tienen ninguna carga en su grupo de cabeza cuando están en solución acuosa, y se utilizan principalmente como co-surfactantes para mejorar el comportamiento de fase del surfactante aniónico o catiónico (ver Figura 7). Los tensioactivos no iónicos son mucho más tolerantes a la alta salinidad. Sin embargo, su función de reducción de IFT es menor en comparación con los tensioactivos aniónicos, lo que restringe su uso como tensioactivo primario en aplicaciones EOR. Los tensioactivos no iónicos más utilizados son los basados en óxido de etileno (EO) conocidos como tensioactivos etoxilados (Belhaj et al.; 2020).

Figura 7. Ejemplo de un surfactante no iónico



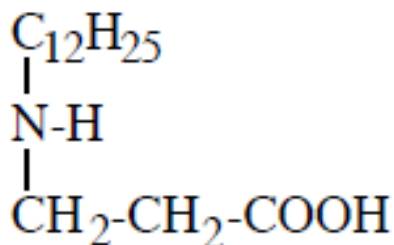
Octil fenol polietoxilado

Tomado de: (Salager, 2002).

- **Surfactantes Zwitteriónicos**

También denominados anfóteros, los zwitteriónicos constan de dos grupos activos de carga opuesta en solución acuosa. Este surfactante puede ser aniónico, no iónico, aniónico-catiónico o no iónico-catiónico. El grupo de carga positiva siempre es amonio y el grupo de carga negativa más común es el carboxilato (ver Figura 8). Estos son tolerantes a la temperatura y la salinidad. Sin embargo, la restricción de su aplicabilidad es el alto costo (Belhaj et al.; 2020).

Figura 8. Ejemplo de un surfactante anfótero



Dodecil betaina

Tomado de: (Salager, 2002).

### 3.2. Antecedentes Investigativos con Surfactantes en EOR

En Colombia, se ha implementado la inyección de álcali-surfactante-polímero (ASP) en dos campos; en el año 2014 se implementó en el campo San Francisco, en la Formación Caballos obteniendo un factor de recobro aproximadamente entre el 19-27% (Dueñas, 2014) y en el año 2017 en el campo Caracara Sur, Formación Carbonera, obteniendo un incremento del factor de recobro del 16.5% (Mayorga, 2017).

En pruebas experimentales diferentes autores han presentado investigaciones asociadas a la utilización de surfactantes como proceso de recuperación mejorada de crudo, a partir de la implementación de formulaciones de surfactantes, el estudio de la CMC, la disminución de la tensión interfacial y la reducción de la adsorción. A continuación, se presentan algunas de las investigaciones más relevantes:

Li et al (2016) presentaron y analizaron una mezcla binaria entre surfactantes catiónicos (OTAC) y aniónicos (PE<sub>2</sub>C) donde evaluaron el comportamiento de fase para formar microemulsiones óptimas con un crudo de gravedad API igual a 48.05. La sinergia de la mezcla binaria de surfactantes fue evaluada con la determinación de la concentración micelar crítica (CMC) y, su medición de tensión interfacial, obteniendo resultados suficientemente bajos como para desplazar una cantidad sustancial de crudo, valores de tensión de hasta  $1 \times 10^{-3}$  mN/m para concentraciones de la mezcla entre 0.5 y 0.05 % y una recuperación mejorada de crudo del 23.5% después de la inyección de agua.

Pal et al (2019) investigaron la eficacia de la recuperación mejorada de crudo de una mezcla de surfactantes catiónicos (CTAB) y no iónicos (Tween 60), evaluando la CMC que disminuye al agregarse un 0.0027% de Tween al CTAB, atribuido a la mejor capacidad de adsorción cuando existe la mezcla, sin embargo, mejora la eficiencia superficial, disminuyendo la tensión interfacial

hasta un valor de  $6.59 \times 10^{-2}$  mN/m y al aplicar un polímero (0.20% PHPA) en una prueba de desplazamiento con un núcleo de arenisca de 370 mD de permeabilidad, existe una recuperación mejorada de crudo de aproximadamente un 20%.

Kesarwani et al (2021) concluyeron que existe una reducción de la adsorción y la CMC al utilizar una mezcla de surfactantes aniónicos (SDS) y no iónicos (Tween 20) en un empaque de arena con tamaños de partículas de 250–400  $\mu\text{m}$ , donde se obtiene un aumento en la recuperación de crudo entre 22-28%, una reducción de la adsorción al adicionar de 20 a 40 ppm del surfactante no iónico (Tween 20) y una reducción de la tensión interfacial hasta 0.0097 mN/m, lo cual es muy beneficioso para la movilización del aceite residual.

Behera & Sangwai (2022) implementaron una formulación química para recuperación mejorada de crudo a base de un surfactante aniónico (AOT), un polímero (PVP-K30) y nanopartículas de sílice; a diferentes concentraciones de la formulación (0, 500, 1000, 1500 y 2000 ppm) evaluaron la adsorción de la inyección (antes y después) en un empaque de arena con la ayuda de espectroscopia de resonancia magnética nuclear (RMN), la disminución de la tensión interfacial con un valor de 0.27 mN/m a una mayor concentración (2000 ppm) y la recuperación mejorada adicional de crudo de 13.62% a 1000 ppm, concluyendo que entre 1000 y 1500 ppm se puede lograr una producción de petróleo óptima en las condiciones de prueba.

### **3.3. Aplicación de Surfactantes en EOR**

Los surfactantes tienen un gran potencial en las aplicaciones EOR y se utilizan para mejorar el proceso de recuperación de manera eficiente al disminuir la cantidad de crudo residual del yacimiento, que posiblemente sea alrededor del 60 % del petróleo original en el lugar (Thomas & Ali, 2001). La inyección con surfactantes es un método de EOR químico que se utiliza para mejorar el mecanismo de recuperación de crudo residual atrapado por las fuerzas capilares después de la

inyección de agua (Barati-Harooni et al.; 2016) y afectado también por las fuerzas viscosas que inhiben el flujo del crudo, estas fuerzas son posibles relacionarlas a partir de la ecuación (1) de número capilar ( $Nc$ ):

$$Nc = \frac{\mu\gamma}{\sigma\cos\theta} \quad (1)$$

Donde:  $\mu$ : viscosidad del fluido

$\gamma$ : velocidad del fluido,

$\sigma$ : tensión interfacial

$\Theta$ : ángulo de contacto

Durante el proceso, se busca un comportamiento de fase favorable para lograr una tensión interfacial considerablemente baja entre el crudo y el agua, para movilizar el petróleo atrapado (Sandersen, 2012). De acuerdo con la ecuación (1) la tensión interfacial es inversamente proporcional al aumento del número capilar y este a su vez, se relaciona con la saturación de crudo residual ( $S_{or}$ ) donde el decremento de la saturación obedece a ese incremento del número del capilar influenciado por un aumento de viscosidad o la disminución de la tensión interfacial (Donaldson et al, 1989).

El crudo puede contener ácidos orgánicos, sales, alcoholes y otros agentes tensoactivos naturales. Una vez que el crudo entra en contacto con la salmuera, estos tensoactivos naturales se acumulan en la interfase petróleo crudo-salmuera y forman una película adsorbida que reduce la tensión interfacial de la interfase petróleo crudo-agua (Olajire 2014).

### **3.4. Caracterización del Surfactante**

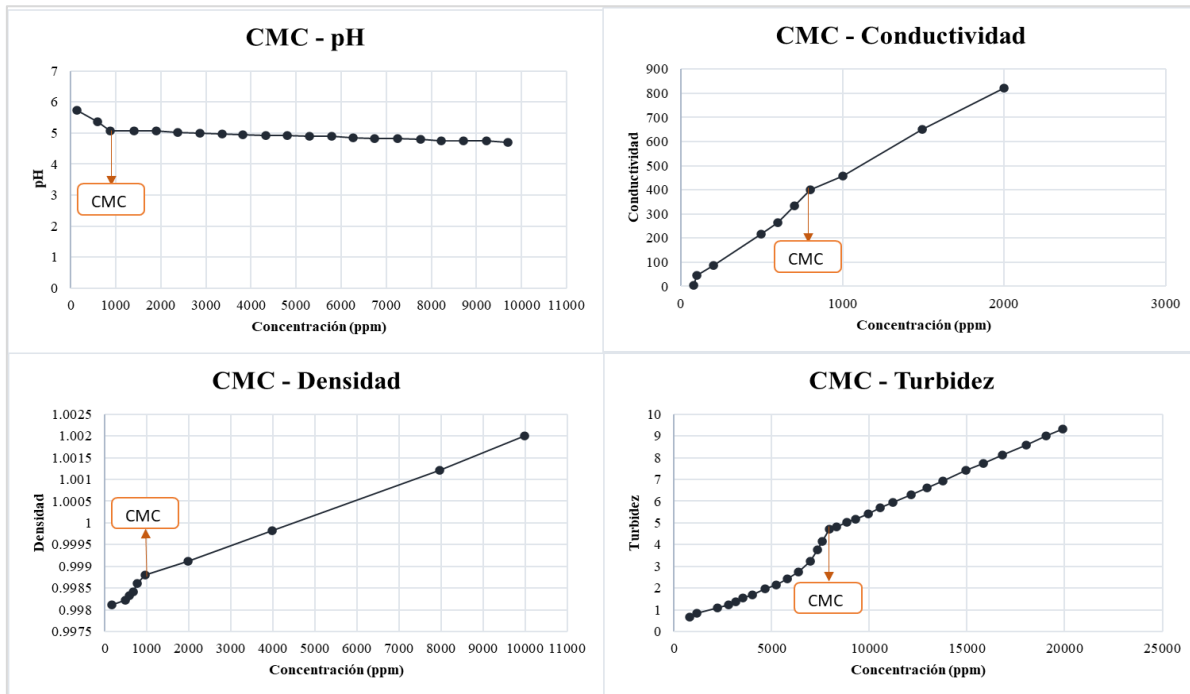
#### **3.4.1. Concentración Micelar Crítica (CMC)**

Los surfactantes tienden a adsorberse sobre las interfases de los fluidos, característica que se estudia con el fin de obtener información de interés para su aplicabilidad en métodos de recuperación terciaria. En la adsorción de partículas de agentes tensoactivos, se destaca la importancia de la Concentración Micelar Crítica (CMC), que representa el punto en el que se forman las primeras micelas. Esto está directamente vinculado a la cantidad mínima necesaria de agente tensoactivo para lograr un recobro eficaz, asegurando que una vez alcanzada la CMC, esta cantidad no varíe significativamente (Rosen, 2004).

Es importante entender que la Concentración Micelar Crítica (CMC) no se presenta como un valor único y preciso, sino más bien como un intervalo de concentraciones en el que pueden generarse las micelas. La extensión de este intervalo puede variar ampliamente dependiendo de la afinidad entre las especies químicas presentes en el surfactante. Asimismo, es fundamental considerar que la CMC está influenciada por múltiples factores que deben ser evaluados al momento de seleccionar el surfactante más adecuado para una aplicación particular. (Salager, 1993).

De acuerdo con Salager (1993) la CMC depende de: (1) la competencia entre las interacciones, (2) el efecto de la estructura del surfactante (Lipofílico o Hidrófilo), (3) el efecto del ambiente fisicoquímico (presencia de alcoholes o electrolitos) y (4) el efecto de la temperatura.

La CMC es posible determinarla a partir de diferentes metodologías, de acuerdo con Haghghi et al (2020), es posible realizar mediciones a partir de un medidor de pH, conductividad eléctrica, medición de densidad y evaluación de turbidez (ver Figura 9).

**Figura 9. Determinación de la CMC por pH, conductividad, densidad y turbidez**

Modificado de: (Haghighi et al, 2020).

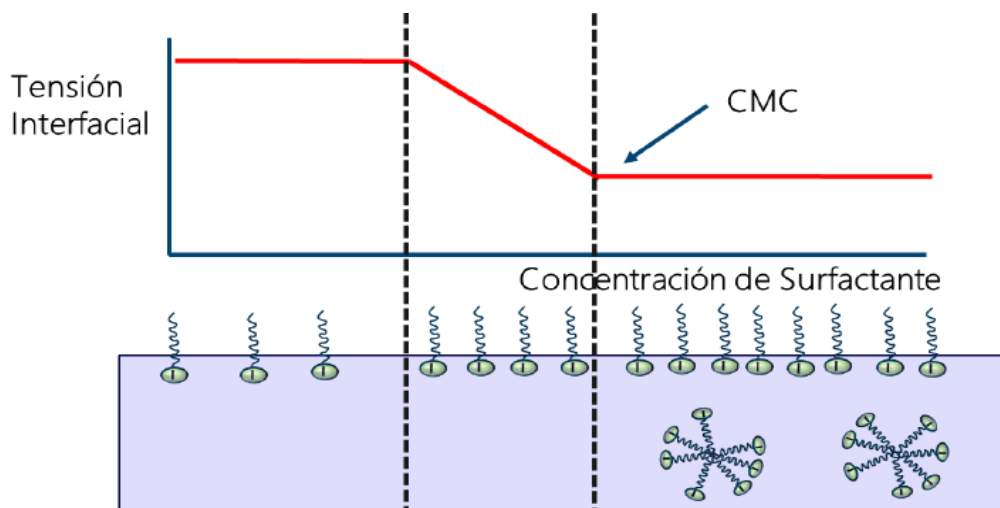
De acuerdo con Haghighi et al (2020), la determinación de la CMC de un surfactante es posible depende de principalmente un cambio en la pendiente o comportamiento de la curva para cada uno de los parámetros medidos (pH, conductividad, densidad y turbidez), teniendo en cuenta que, en ese punto de cambio es donde se empiezan a formar las micelas y las propiedades medidas generan un cambio en su regresión.

### 3.4.2. Comportamiento Surfactante en la Tensión interfacial Interfase Agua-Crudo

Explicada por Rosen & Kunjappu (2012) como el trabajo realizado por unidad de área para generar un límite o interfase entre las sustancias o componentes en interacción. La reducción de esta interfase por acción del tensoactivo es debido a la adsorción en forma de monómeros entre las dos fases y se fundamenta a través de la estructura molecular del surfactante.

Agentes tensoactivos 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 (ver Figura 10) (Rosen, 2004).

**Figura 10. Comportamiento de tensión interfacial a concentraciones de surfactante**



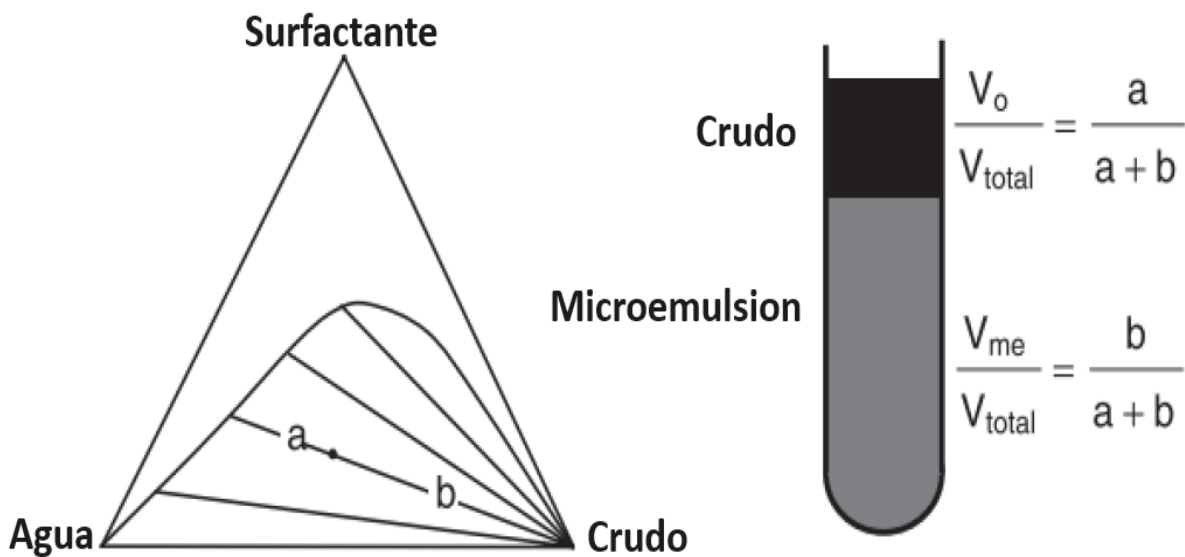
Tomado de: (Rodríguez-Ruíz et al; 2012).

De acuerdo con Rodríguez-Ruíz et al (2012) cuando los surfactantes se encuentran en bajas concentraciones estos se disuelven en la solución acuosa como monómeros o moléculas individuales con mínimos efectos. Sin embargo, a medida que la concentración aumenta, la tensión interfacial empieza a disminuir hasta alcanzar lo que se conoce como la Concentración Micelar Crítica (CMC), donde se forman las primeras micelas y el valor de tensión interfacial es constante, debido a que el tensoactivo ha ocupado toda la interfaz del fluido.

### 3.4.3. Comportamiento del Surfactante según Winsor

Los surfactantes tienen la capacidad de ubicarse en la interfase entre el agua y el aceite, lo que les permite reducir la tensión interfacial entre estos dos fluidos. Este fenómeno conduce a la formación de una tercera fase que consiste en una mezcla estable de los tres fluidos, creando lo que se conoce como una microemulsión. Esta fase desempeña un papel fundamental en los procesos de recobro, ya que, debido a sus propiedades particulares, puede influir tanto en el aumento como en la reducción de la retención en el medio poroso. De acuerdo con Winsor en 1954 con el desarrollo de gráficos ternarios, se puede clasificar en tres tipos de microemulsiones o Winsor que dependen de la salinidad del surfactante (Soto, 2019).

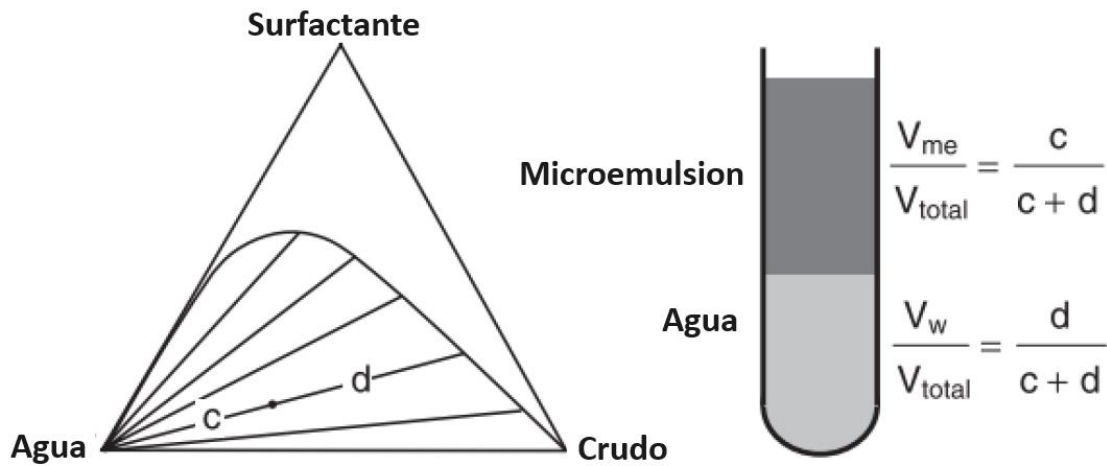
Figura 11. Comportamiento de microemulsión Winsor I



Modificado de: (Soto, 2019).

El Winsor tipo I se caracteriza por su baja salinidad, el surfactante se encuentra en la fase acuosa como microemulsión y la fase oleosa se mantiene libre del surfactante (ver Figura 11).

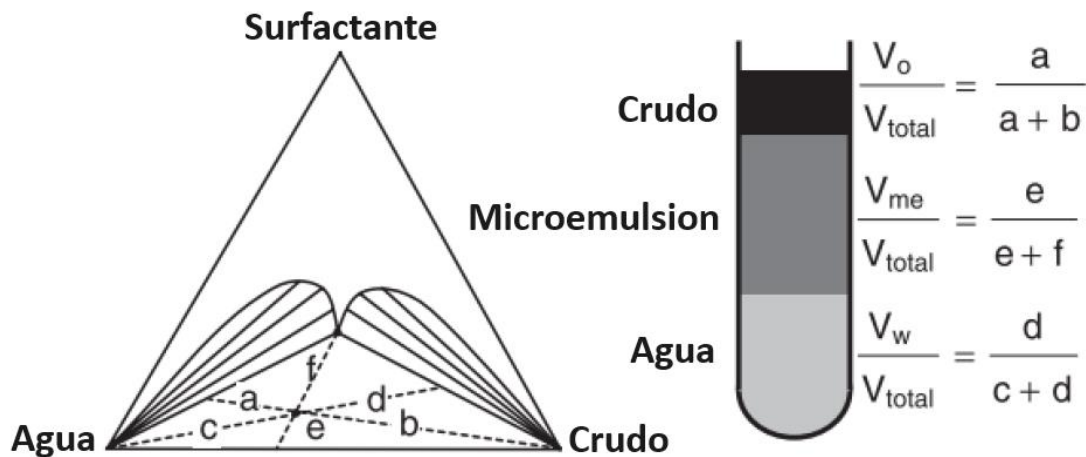
Figura 12. Comportamiento de microemulsión Winsor II



Modificado de: (Soto, 2019).

El Winsor tipo II se caracteriza por su alto valor en salinidad, el surfactante se solubiliza en la fase oleosa y una fase de exceso de agua se mantiene en la parte inferior por su densidad (ver Figura 12).

Figura 13. Comportamiento de microemulsión Winsor III



Modificado de: (Soto, 2019).

El Winsor tipo III se caracteriza por tener una salinidad intermedia, el surfactante se solubiliza en partes iguales en la fase oleosa y acuosa, y se crean tres fases (ver Figura 13). Esa fase

intermedia es la microemulsión que permite mejor desplazamiento del crudo en el medio poroso (Soto, 2019).

### 3.5. Adsorción de Surfactantes en el Medio Poroso

La adsorción de surfactantes a la roca del yacimiento es uno de los parámetros más importantes para la inyección química. La adsorción significa la pérdida de un componente químico valioso de la solución y, como consecuencia, una reducción significativa de la concentración de surfactante. Por lo tanto, la eficiencia de la inyección con surfactante se reducirá sustancialmente no solo desde el punto de vista técnico (Aumento de la tensión interfacial crudo-agua), sino también, en términos de viabilidad económica. Para buenos candidatos de surfactantes, debe cumplir los siguientes principales requisitos: (1) baja adsorción en la roca de formación ( $<0,2$  mg/g de roca) y (2) baja tensión interfacial ( $10^{-3}$ – $10^{-2}$  mN/m) (Liu et al.; 2021).

Rosen (2004) menciona que la adsorción de surfactantes en interfases sólido-líquido está fuertemente influenciada por diversos factores que en conjunto definen cuales son los mecanismos de adsorción que van a dominar (ver Figura 14). Estos factores se enumeran a continuación: (1) la naturaleza de los grupos estructurales de la superficie sólida, (2) la estructura molecular del surfactante y (3) las características de la solución acuosa (pH, salinidad, alcohol, temperatura, etc.).

Figura 14. Adsorción del surfactante en el sustrato rocoso



Modificado de: (Shahrabadi, A. et al;2022).

Tadros (2005) por su parte indica que la adsorción en surfactantes afecta la tensión interfacial/superficial según sea el caso, a mayor concentración de surfactante en el sistema más disminuye dicha tensión en la interfase (líquido/líquido) o superficie (líquido/gas o líquido/sólido) hasta llegar a la CMC.

### **3.6.Mecanismos de Adsorción y Agregación del Surfactante**

En este contexto, la adsorción de surfactantes implica su movimiento desde la fase disuelta hacia la interfase entre el líquido y el sólido, es decir, el sustrato rocoso. La orientación de estos recubrimientos puede variar según la afinidad de la molécula, ya sea hidrofílica o lipofílica. En este proceso, intervienen diversas fuerzas, generalmente asociadas a iones individuales en lugar de micelas. (Paria y Khilar, 2004):

- **Intercambio Iónico**

Implica el reemplazo de los contraiones que estaban previamente adsorbidos en el sustrato desde la solución por iones tensioactivos que comparten una carga similar (ver Figura 15.a) (Rosen, 2012). Por ejemplo, en una adsorción sobre arcilla, un surfactante catiónico puede desplazar un catión de sodio adsorbido y ocupar su lugar (Paternina, 2021).

- **Emparejamiento Iónico**

La adsorción de iones tensioactivos desde la solución implica su captación en ubicaciones que poseen carga opuesta y que previamente se encontraban desocupadas por contraiones (ver Figura 15.b) (Rosen, 2012).

- **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 (ver Figura 15.c) (Rosen, 2012).

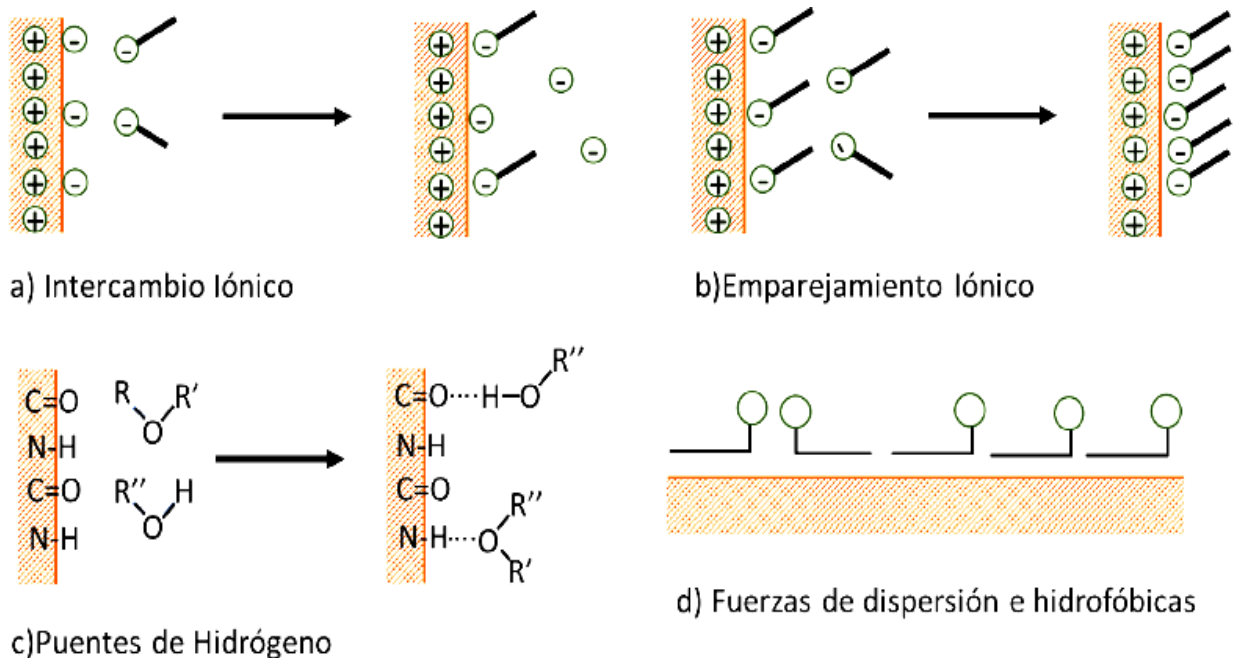
- **Fuerzas de Dispersión**

Este mecanismo de adsorción generalmente se intensifica con el aumento del peso molecular del adsorbato y desempeña un papel fundamental no solo como un mecanismo independiente, sino también como un complemento de otros tipos de adsorción. Por ejemplo, contribuye en parte a la capacidad de los iones tensioactivos para desplazar iones inorgánicos simples con la misma carga de sustratos sólidos a través de un mecanismo de intercambio iónico (ver Figura 15.d) (Rosen, 2012).

- **Enlaces Hidrofóbicos**

El enlace hidrofóbico ocurre cuando la atracción mutua entre los grupos hidrofóbicos de las moléculas de surfactante y su propensión a evitar ambientes acuosos se magnifican lo suficiente como para permitir que estas moléculas se adsorban en el adsorbente sólido, extendiendo sus cadenas (ver Figura 14.d) (Rosen, 2012).

Figura 15. Mecanismos de adsorción y agregación del surfactante



Tomado de: (Rosen, 2012). Modificado de: (Paternina, 2021).

### **3.7. Factores que Afectan la Adsorción del Surfactante**

Durante la inyección de surfactantes, se han registrado resultados variables debido a la influencia de una serie de factores que afectan tanto a las propiedades de los surfactantes como a su interacción con el entorno. Estos factores provocan modificaciones en las propiedades originales de los surfactantes y pueden llevar a la pérdida de estabilidad en el tapón del yacimiento, lo que, a su vez, reduce los beneficios de su aplicación. Por esta razón, resulta esencial evaluar cuidadosamente el impacto de cada uno de estos parámetros con el fin de optimizar la eficiencia del proceso de inyección de surfactantes. A continuación, se describen algunos de estos factores.

- **Concentración del surfactante**

La concentración del surfactante está directamente relacionada con su capacidad de retención (Dang et al, 2011). Mantener una concentración elevada de surfactante resulta fundamental para mejorar la movilidad del aceite, incluso para la limpieza de sedimentos sólidos atrapados en la cara del pozo, y para abordar problemas asociados con daños en la formación (Salager, 2005). Sin embargo, este enfoque puede no ser económicamente viable debido al aumento de los costos del proceso a medida que se incrementa la concentración del surfactante (Briseño y Mosquera, 2019).

- **Mezclas de surfactantes**

En el caso de la adsorción de mezclas de surfactantes con propiedades similares, donde la CMC coincide con 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 una CMC más baja que en las mezclas ideales, es posible observar una disminución en la tendencia de adsorción. Esto refleja un menor potencial químico de los monómeros de surfactante en solución (Muherei y Junin, 2009).

- **pH**

La influencia del pH del medio acuoso en la adsorción es de suma importancia, ya que las superficies de las rocas pueden llevar una carga positiva o negativa en función del grado de disociación de los grupos funcionales en su superficie. En consecuencia, cualquier cambio en el pH tiene el potencial de modificar la carga superficial de los minerales (Paternina, 2021).

- **Salinidad**

La salinidad está estrechamente relacionada con las rocas sedimentarias debido a sus condiciones de formación. La existencia de iones bivalentes, como  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$ , 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  $\text{NH}_4^+$  y  $\text{CaCO}_3$  para resguardar al surfactante de las sales minerales. La salinidad del agua de formación debe mantenerse por debajo de 5000 ppm de  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$ , lo que aseguraría la retención del surfactante en el yacimiento (Jiménez, 2009).

- **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).

### 3.8. Isothermas de Adsorción de Surfactantes

A una temperatura constante, se conoce como la isoterma de adsorción a la relación entre la cantidad de surfactante adsorbido en una interfase sólido-líquido y la concentración inicial de surfactante en solución después de alcanzar el equilibrio. Esto es importante para evaluar la cantidad de pérdida de surfactante a través de la adsorción a la superficie de la roca (Liu et al.; 2021). Se han utilizado comúnmente cuatro isothermas de adsorción bien conocidas para caracterizar el comportamiento de equilibrio de adsorción de los tensioactivos, que se describen brevemente a partir del modelo de las 4 Regiones, presentado en Schramm (2000), representa el proceso de adsorción o las diferentes etapas de la adsorción de un surfactante sobre un sólido. Este es un modelo en un gráfico log-log (ver Figura 16), caracterizado por un mecanismo de cuatro etapas o regiones, que son:

**Región I:** La adsorción obedece la ley de Henry, la adsorción incrementa y la tensión interfacial disminuye linealmente con la concentración y la pendiente de la curva es aproximadamente 1.

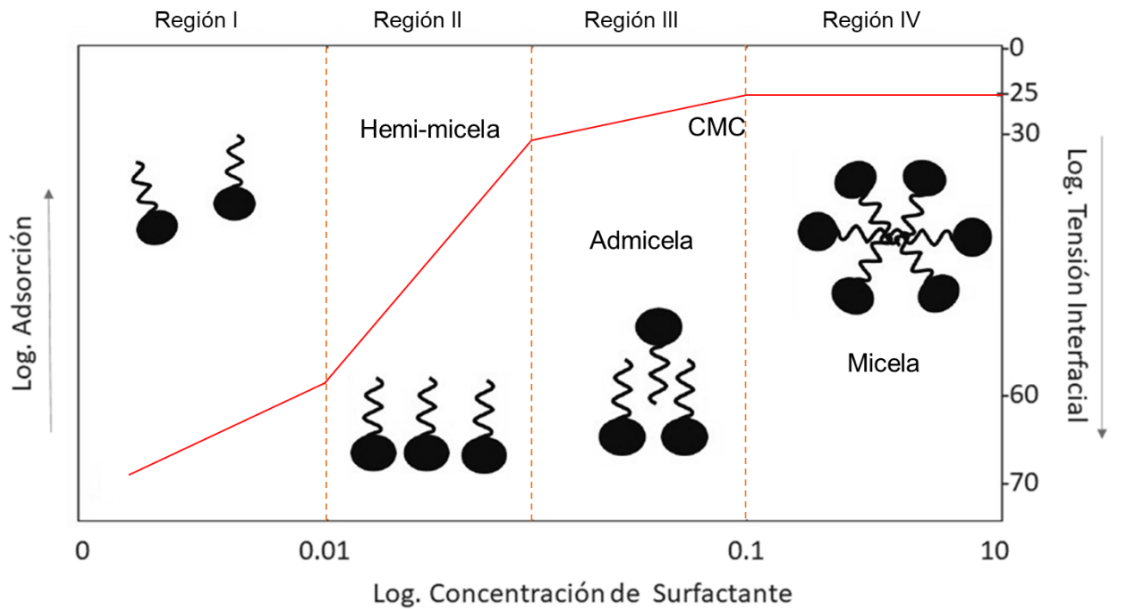
**Región II:** En esta región, se generan agregados denominados hemimicelas por el repentino incremento de la adsorción y existe una disminución de la tensión interfacial.

**Región III:** Se observa una tasa de adsorción y una leve disminución de la tensión interfacial más que la de la región II con agregados denominados admicela. Existe en esta región una reducción debido a la repulsión electrostática entre los iones que se aproximan y el sólido con carga similar (Pham, 2015).

**Región IV:** Se observa que por encima de la concentración micelar crítica (CMC), cualquier incremento en la concentración del surfactante favorece la concentración de micelas y se mantiene constante los valores de adsorción y tensión interfacial. Sin embargo, en algunos casos la formas

de las cuatro regiones pueden ser diferentes según el tipo de tensoactivo o fuerza iónica (Pham, 2015).

**Figura 16. Isotermas de adsorción de surfactantes**



Modificado de: Somasundaran, P. & Zhang, R. (2006).

#### **4. Análisis de la Composición Mineralógica y Propiedades Petrofísicas de Muestras de Afloramientos de la Formación Mugrosa.**

La caracterización sedimentológica incluye la evaluación e información de diferentes aspectos de la roca tales como: composición elemental y mineralógica, petrofísica, textural y la clasificación para las muestras de afloramientos, por muestras de ripios o por corazones en yacimientos. Estos análisis de la composición mineralógica de las muestras de Formación Mugrosa que denominaremos “Fm Mugrosa”, se llevaron a cabo a partir de la cooperación de laboratorios vinculados a la Universidad Industrial de Santander (UIS), ubicados en el Parque Tecnológico de Guatiguará (PTG).

## 4.1. Materiales

### 4.1.1. Reactivos

Para el desarrollo de la caracterización mineralógica y petrofísica se cuenta con tres (3) muestras de corazones tomadas en afloramientos pertenecientes a la Formación Mugrosa ubicados en la vereda Campo-23 en el municipio de Barrancabermeja, Santander y la vereda Oponcito en el municipio de San Vicente de Chucurí, Santander. A continuación, en la Figura 17, Figura 18 y Figura 19, se describen de manera general y principalmente enfocada en aspectos texturales, simetría, colorimetría, geometría, entre otros, los núcleos muestreados y denominados “MO1-B”, “MO1-C” y “MO5-B” respectivamente.

**Figura 17. Descripción general de la muestra M01-B**



**Figura 18. Descripción general de la muestra M01-C****Figura 19. Descripción general de la muestra M05-B**

#### 4.1.2. Equipos y Funciones

Los equipos utilizados se encuentran ubicados en (PTG) y asocian principalmente a las pruebas fundamentales para la caracterización mineralógica de la roca: los análisis petrofísicos para medir sus propiedades de permeabilidad y porosidad, la Difracción de Rayos X (DRX) para conocer su estructura cristalina, el Microscopio Electrónico (SEM) para explorar sus características microscópicas, la petrografía explorar los componentes asociados en el tiempo y la fisisorción que permite determinar el área superficial de la muestra.

- **Permeámetro Core Pet (K)**

El equipo *Core Pet* (ver Figura 20) permite determinar la permeabilidad de la muestra de roca al gas y absoluta, a partir de una inyección de nitrógeno a través de la roca; después de un vacío, se realiza una inyección de nitrógeno gaseoso a la muestra no mayor a 100 psi, a temperatura de laboratorio y con presión de confinamiento a condiciones de laboratorio (800 psi) y/o condiciones de yacimiento, posteriormente, se calcula la presión con respecto al caudal de inyección del gas y se determina la cantidad de flujo que puede atravesar a través del medio poroso. Con los parámetros medidos preliminarmente de la muestra de la roca como longitud, área transversal y diámetro (ver Tabla 9), posteriormente con la presión calculada y a partir de la ley de Darcy (ver ecuación 2), el software del equipo calcula la permeabilidad de la muestra (Lizarazo & Pérez, 2015).

Figura 20. Permeámetro Core Pet



Tomado de: Laboratorio Análisis Petrofísicos en PTG – UIS.

$$\frac{245 \cdot Q}{A} = K \frac{\Delta P}{\mu \cdot L} \quad (2)$$

Donde:

Q=Caudal de inyección (cm<sup>3</sup>/min)

A=Área de la sección transversal muestra roca (cm<sup>2</sup>)

K=Permeabilidad de la muestra roca (mD)

ΔP=Delta de presión (psi)

μ=Viscosidad del gas (cP)

L=Longitud de la muestra roca (cm)

- **Porosímetro de Boyle ( $\emptyset$ )**

La medida de la porosidad se realiza a partir del porosímetro de *Boyle* (ver Figura 21) y consiste en el paso de Helio a través de la muestra de roca a una presión de inyección no mayor a 100 psi y a temperatura de laboratorio; la muestra previamente se le mide la longitud y el diámetro para calcular el volumen total de la muestra ( $V_T$ ) (ver Tabla 9). Posteriormente, a partir de la inyección del Helio se calcula el volumen de grano ( $V_g$ ) que depende principalmente de la presión de vacío, de la presión absoluta expandida y de la absoluta del volumen de referencia inicial. Este análisis petrofísico se rige a partir de la relación de los volúmenes descrita a continuación en la ecuación (3) (Lizarazo & Pérez, 2015).

$$\emptyset = \left(1 - \frac{V_g}{V_T}\right) \quad (3)$$

Donde:

$\emptyset$ = Porosidad (%)

$V_g$ =Volumen de grano ( $\text{cm}^3$ )

$V_T$  = Volumen total de la muestra roca ( $\text{cm}^3$ )

**Figura 21. Porosímetro de Boyle**



Tomado de: Laboratorio Análisis Petrofísicos en PTG – UIS.

- **Molienda de Bolas (Pulverización)**

Este equipo consiste en un recipiente cilindro que gira sobre su eje y a partir de la rotación de unas bolas metálicas de acero con diámetros de 2.5 cm y 3.5 cm en una relación 1:2 respectivamente, se encarga de moler y pulverizar con la finalidad de darle el tratamiento de molienda a las muestras de roca de la Formación Mugrosa. El objetivo de esta molienda es reducir el tamaño de partícula en un tiempo suficiente (con ciclos de 1 hora), hasta alcanzar una granulometría del material que permita seccionar el tamaño desde 250 micras hasta por debajo 60 micras cuando pasa a través de varios tamices vibratorios (ver Figura 22). Durante la molienda de bolas, se obtiene aproximadamente 610 gramos por debajo de 60 micras, suficiente material para realizar los análisis requeridos con las fracciones pequeñas, tales como la caracterización en pruebas de DRX, área superficial y SEM.

Figura 22. Molienda de bolas y tamices vibratorios



Tomado de: Laboratorio Gimba en PTG – UIS.

- **Difractómetro de Rayos X (DRX)**

El equipo permite realizar la difracción de rayos X (ver Figura 23), que consiste principalmente en la interacción de un haz de rayos X, de una determinada longitud de onda para la identificación y cuantificación de las fases cristalinas arcillosas que componen la muestra roca. Estas

características se permiten hacer de forma tanto cualitativa como cuantitativa a partir de técnicas como *BULK*, separación por decantación normal, pruebas de desplazamiento interlaminar por adición de etilenglicol para comprobar la presencia de material expandible y calcinada a 550°C para verificar la presencia de cloritas (GIQUE, 2023).

**Figura 23. Difractómetro de Rayos X**



Tomado de: Laboratorio DRX en PTG – UIS.

- **Microscopio Electrónico de Barrido (SEM)**

Es un equipo que utiliza electrones para formar imágenes de alta resolución y a nivel microscópico (ver Figura 24). A partir de electrones secundarios se puede observar la morfología de la roca y la segunda imagen de electrones retrodispersados da la variación de la composición de la roca. Este equipo cuenta con una sonda de composición que permite identificar la composición elemental de la roca (Lab SEM, 2021).

**Figura 24. Microscopio electrónico de barrido**



Tomado de: Laboratorio de Microscopía en PTG – UIS.

- **Microscopio de Luz Transmitida (Petrografía)**

La descripción petrográfica de las muestras de roca se realiza en el laboratorio de microscopía óptica de la escuela de geología con la ayuda del microscopio de luz transmitida Eclipse E200 POL con pantalla y cámara incorporada (ver Figura 25). Este microscopio permite tomar imágenes a secciones delgadas de la muestra para realizar su descripción y clasificación petrográfica y mineralógica. A partir de este ensayo se puede clasificar de manera textural, composicional y con el método de Folk (1974) se clasifica la roca por medio de diagramas ternario de los clastos del entramado (Hernández, 2011).

**Figura 25. Microscopio de luz transmitida**



Tomado de: Hernández, (2021). Laboratorio de Petrografía, Escuela de Geología-UIS

- **Analizador de Adsorción 3FLEX (Fisorción)**

El analizador de adsorción (ver Figura 26) permite realizar la medición del área superficial con el método BET (Brunauer-Emmett-Teller, 1938), tamaño de poro, volumen de poro y cantidad adsorbida en un gas de las muestras roca pulverizadas de la Formación Mugrosa usando una masa aproximadamente entre 0.4259-0.5209 gramos. Las muestras se pesaron en celdas de 9 mm de diámetro fabricadas en vidrio de borosilicato, se desgasificaron a 248°F y 6 Pa por 12h y posteriormente, se realiza el análisis de la fisorción a partir de la captura de

las isothermas de adsorción de nitrógeno en un intervalo de presión relativa en el programa de análisis de datos 3flex v.4.03 provisto por el equipo (CICAT, 2023).

**Figura 26. Analizador de adsorción**



Tomado de: Micromeritics, Laboratorio CICAT en PTG-UIS

#### **4.2. Análisis Experimental Permeabilidad y Porosidad de la Fm Mugrosa**

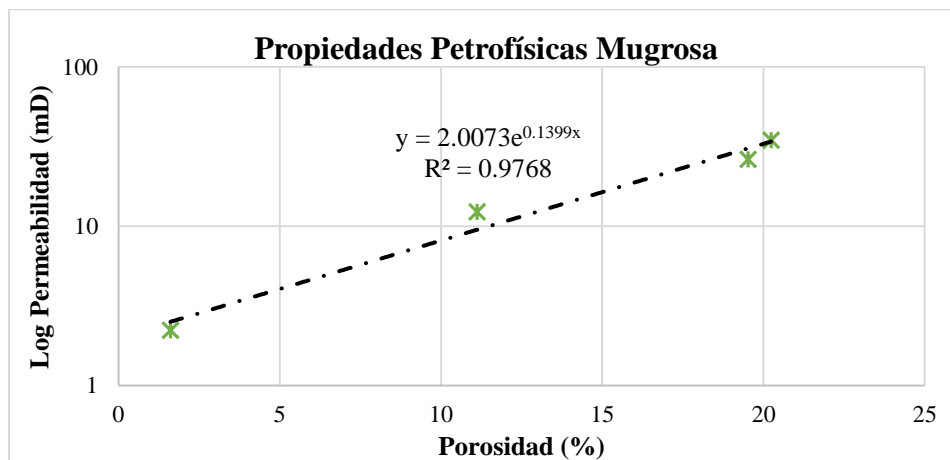
Para la caracterización de las muestras de corazones en afloramientos, es importante comprender las propiedades petrofísicas, teniendo en cuenta que a partir de la medición de la permeabilidad ( $K$ ) y su porosidad ( $\phi$ ), se puede comprender la capacidad aceptación de la roca para un flujo que pasa a través del medio y de acuerdo con la ley de Darcy, cuánto sería el valor estimado de su presión diferencial. De acuerdo con Naranjo (2010), en su estudio realizado para el Campo Lisama, es posible encontrar una tendencia de permeabilidad y porosidad con rangos de valores distantes, lo cual es inherente a la heterogeneidad dada en la Formación Mugrosa. A continuación, se realiza el análisis de las propiedades petrofísicas básicas para cuatro (4) muestras de secciones de roca o denominadas *plugs* extraídas de las muestras de afloramiento de la Formación Mugrosa.

Tabla 9. Petrofísicos Básicos Fm Mugrosa

Muestra	Propiedades Petrofísicas Básicas				
	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Peso (g)	$\phi$ (%)	K (mD)
M01-B-1	6.56	3.67	147.37	20.24	34.73
M01-B-2	7.55	3.61	166.27	11.12	12.30
M01-C	7.99	3.68	180.49	19.52	26.30
M05-B	7.49	3.68	175.75	1.61	2.23

Los datos petrofísicos de la Tabla 9, describen un rango de permeabilidades comprendidas entre 1.3-34.7 mD y un rango de porosidades entre 11.1-20.2%, lo cual indica la heterogeneidad petrofísica de las muestras, asociadas posiblemente a variables como su locación, composición y/o cambios mineralógicos a través del tiempo. A partir de los datos y de acuerdo con la metodología planteada por Naranjo (2010), se procede a realizar una relación de las propiedades petrofísicas ( $\log_{10}$  permeabilidad y porosidad) en un gráfico de tendencia exponencial (ver Figura 27).

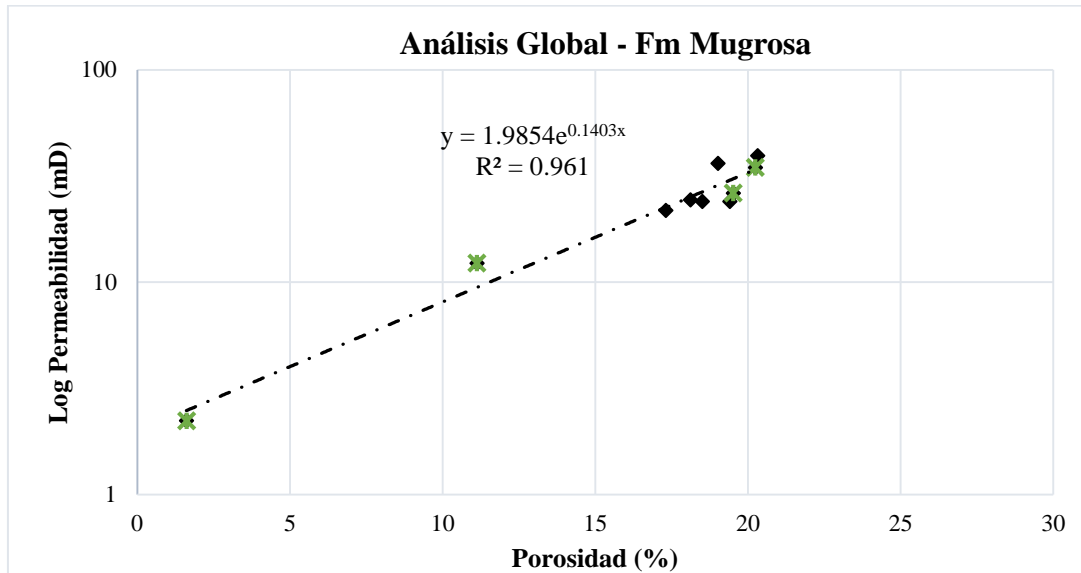
Figura 27. Permeabilidad vs Porosidad Fm Mugrosa



De acuerdo con la figura 26, los datos experimentales para las cuatro (4) muestras de afloramiento mantienen una correlación alta en una tendencia exponencial, lo cual afirma que es inherentemente de su heterogeneidad, las muestras representan una tendencia de datos

correlacionados y posiblemente asociados a los valores característicos de la Formación Mugrosa. Teniendo en cuenta lo anterior, se realiza una correlación con los datos suministrados por Naranjo (2010) correspondiente a doce (12) muestras de corazón del pozo LISA0146 con respecto a su caracterización petrofísica (log permeabilidad y porosidad) (ver Figura 28).

**Figura 28. Permeabilidad vs Porosidad global Fm Mugrosa**



Los datos experimentales de las propiedades petrofísicas para las cuatro (4) muestras de afloramiento son relacionados con la mitad de las muestras de Naranjo (2010) en una tendencia exponencial, debido a que se observa la discordancia con la otra mitad de los datos. Existe una variabilidad en los datos, teniendo en cuenta que existen las dos zonas, la zona B, las muestras de la M01-B, M05B y muestras Naranjo (2010)) y la zona C (muestra M01-C), sin embargo, al analizar los datos exponencialmente del logaritmo de la permeabilidad con respecto a la porosidad, pese a la heterogeneidad de las muestras, se puede obtener una correlación del 96% que permita estimar el comportamiento de las propiedades petrofísicas de la Formación Mugrosa.

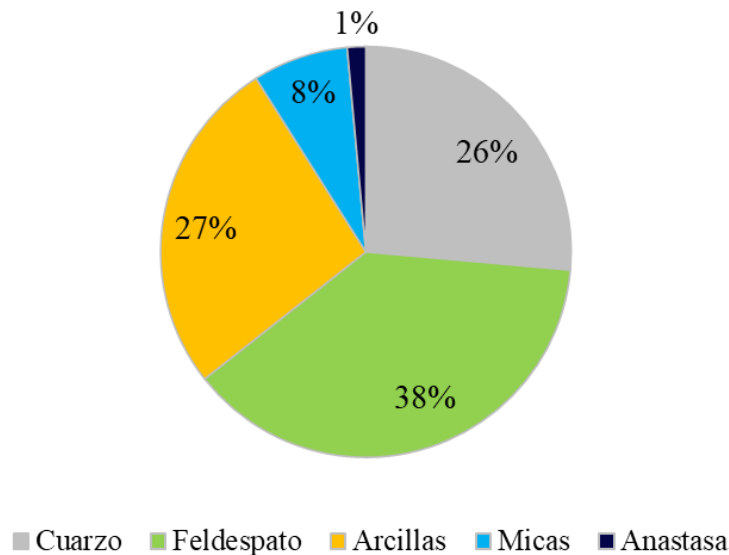
### 4.3. Análisis Difracción de Rayos X (DRX) Fm Mugrosa

Para identificar y cuantificar las fases cristalinas, especialmente las arcillosas, que componen la muestra roca de la Formación Mugrosa, a partir del DRX obtenemos la información de la composición mineralógica y los diferentes tipos de minerales que existen en la roca con sus respectivas fórmulas químicas. Teniendo en cuenta la complejidad de la técnica, la disposición de las muestras de la roca en tamaños pequeños y el costo asociado a la realización de la prueba, se seleccionaron las dos (2) muestras más representativas en la tendencia exponencial presentada en los análisis obtenidos de la caracterización petrofísica. Siendo así, se evaluaron composicionalmente por DRX las muestras M01-B y M01C. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 10.

**Tabla 10. Datos de composición Fm Mugrosa DRX**

Muestra	Mineral (wt%)				
	Cuarzo	Feldespato	Arcillas	Micas	Anastasa
M01-B	26.67	38.06	25.14	8.87	1.26
M01-C	26.15	37.9	28.11	6.18	1.66

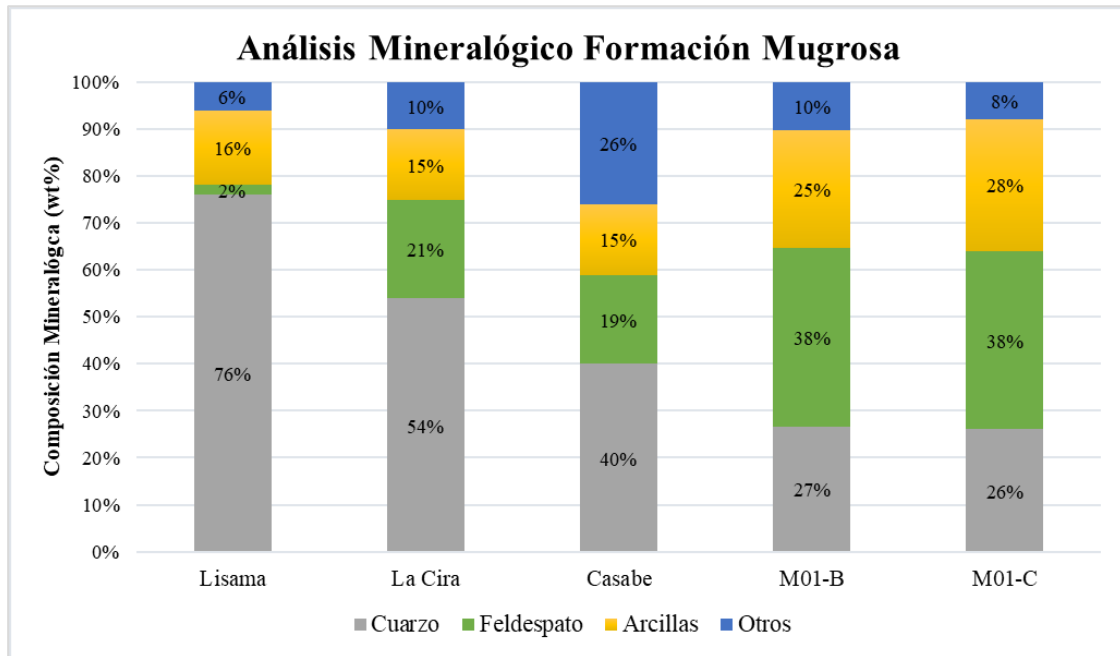
Las minerales identificados para las muestras con los datos presentados en la Tabla 10 corresponden a cuarzo, feldespato, arcillas, micas y anastasa. De acuerdo con los resultados obtenidos, las muestras M01-B y M01-C presentan una similitud porcentual de los minerales presentes en la roca y teniendo en cuenta esto, es posible realizar una ponderación de los datos para determinar cuáles minerales están mayoritariamente presentes en la composición de la Formación Mugrosa. A continuación, en la Figura 29, a partir de un promedio de datos, se realiza un análisis proporcional de forma de circular para cada uno de los minerales.

**Figura 29. Composición mineralógica Fm Mugrosa DRX****Caracterización Composicional Mugrosa**

El promedio de los datos de caracterización mineralógica indica que la formación cuenta principalmente con feldespato a un 38%, seguido de las rocas arcillosas y el cuarzo con un 27% y 26% respectivamente, y finalmente lo complementan las micas y la anastasa con un 8% y 1% respectivamente.

A su vez, se realiza un comparativo mineralógico de las muestras de afloramiento M01-B y M01-C con respecto a los datos reportados en literatura de los campos Lisama, La Cira y Casabe de la Formación Mugrosa. Las muestras de afloramiento estudiadas con respecto a las muestras corazonadas tomadas de los campos presentan un cambio principalmente en minerales como cuarzo y feldespato que aumenta significativamente con el tiempo de exposición en el afloramiento, sin embargo, el mineral de interés (arcilla), por su capacidad de adsorción en formulaciones química, presenta un contenido mayor que las muestras de los campos reportados en la literatura (ver Figura 30).

Figura 30. Análisis mineralógico de campos Fm Mugrosa DRX



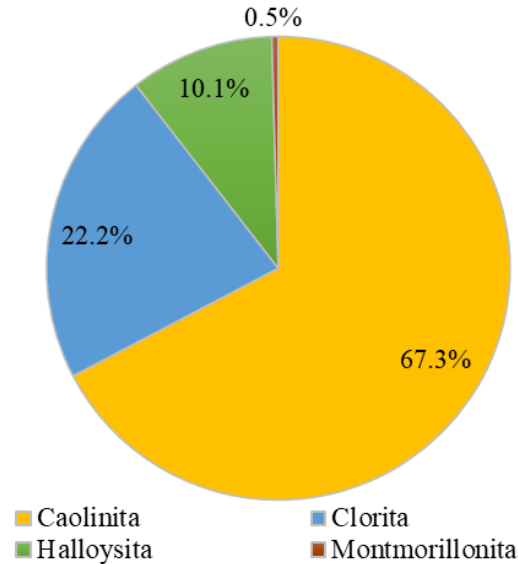
Teniendo en cuenta, la gran proporción de minerales arcillosos presentes en la roca y para el posterior estudio de la adsorción, a partir del DRX menor a 2 micras, es importante identificar los tipos de minerales asociados al alto porcentaje en composición y de acuerdo con su proporción, evaluar la capacidad de intercambio catiónico (CIC) asociada. Por lo tanto, en la Tabla 11 y en la Figura 31 respectivamente, se describen los tipos de minerales arcillosos correspondientes al 27% de la composición.

Tabla 11. Datos de composición minerales arcillosos DRX&lt;2 micras

Muestra	Mineral (wt%)			
	Caolinita	Clorita	Halloysita	Montmorillonita
M01-B	14.73	6.70	3.47	0.24
M01-C	21.11	5.11	1.89	0.00
Prom	17.92	5.91	2.68	0.12
Normalizada/27%	67.30	22.20	10.10	0.50

Figura 31. Composiciones minerales arcillosos DRX&lt;2 micras

## Caracterización Minerales Arcillosos



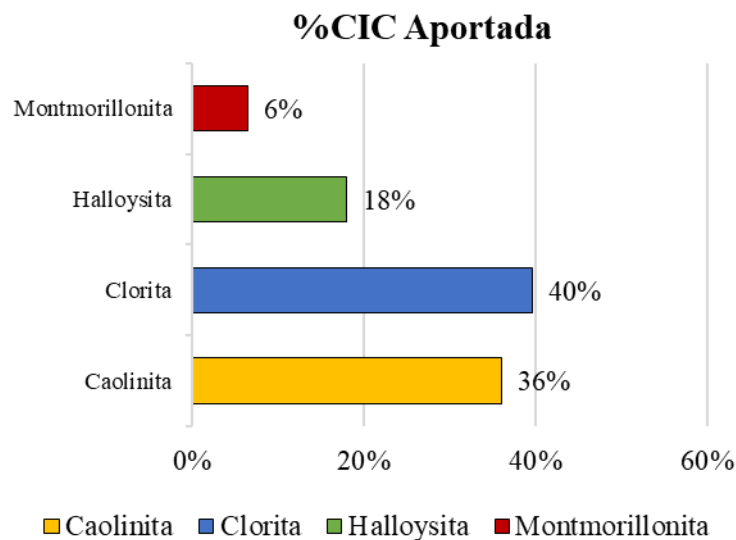
Los tipos de minerales arcillosos presentes en las dos (2) muestras de la Formación Mugrosa son la caolinita, clorita, halloysita y montmorillonita, siendo la caolinita el componente mayoritario con un 17.9% que corresponde al 67% de la composición total de la arcilla en la roca. Luego, en un orden descendente continúan los minerales de clorita, halloysita y montmorillonita con un 22%, 10% y 0.5% correspondientes al total de la composición. De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta la menor capacidad de intercambio catiónico teórica (ver tabla 8), se calcula el aporte de CIC para cada mineral a partir de la ecuación (4) y se describe en la Tabla 12 y Figura 32.

$$\%CIC \text{ Aportado} = \frac{\left(\frac{Prom}{27\%}\right) * CIC_{\text{minteórica}}}{\sum n \left(\frac{Prom}{27\%}\right) * CIC_{\text{minteórica}}} \quad (4)$$

Tabla 12. Aportes de CIC minerales arcillosos DRX&lt;2 micras

Muestra	Mineral (wt%)			
	Caolinita	Clorita	Halloysita	Montmorillonita
Normalizada/27%	67.3%	22.2%	10.1%	0.5%
CIC min teórica	3	10	10	80
%CIC aportada	36%	40%	18%	6%

Figura 32. Capacidad intercambio catiónico aportada por minerales arcillosos DRX&lt;2 micras



De acuerdo con los cálculos del porcentaje de aporte de CIC representados en la Figura 32, teniendo en cuenta su valor mínimo teórico y para estudios de adsorción, se puede afirmar que el tipo de mineral más influyente en el intercambio catiónico es la clorita con un 40%, seguido de la caolinita con 36%, que a su vez es el componente mayoritario en ambas muestras de roca. Por último, los tipos de minerales como halloysita y montmorillonita influyen en un 18% y 6% respectivamente.

#### 4.4. Análisis Microscopia Electrónica de Barrido (SEM) Fm Mugrosa

El análisis de la morfología y la variación de la composición de la roca está dado por la técnica SEM, principalmente ese haz de electrones fue utilizado para observar las imágenes para las

mismas dos (2) muestras analizadas con anterioridad (M01-B y M01-C). Inicialmente, se realiza una proyección de las imágenes de alta resolución obtenidas para cada una de las muestras, con el fin de identificar los principales elementos asociados a la roca a partir de sus espectros de intensidad. A continuación, se presentan tres (3) imágenes en resolución de 5, 50 y 100 micras para M01-B (ver Figuras 33- 35).

Figura 33. Imagen SEM M01-B composición elemental x5 micras

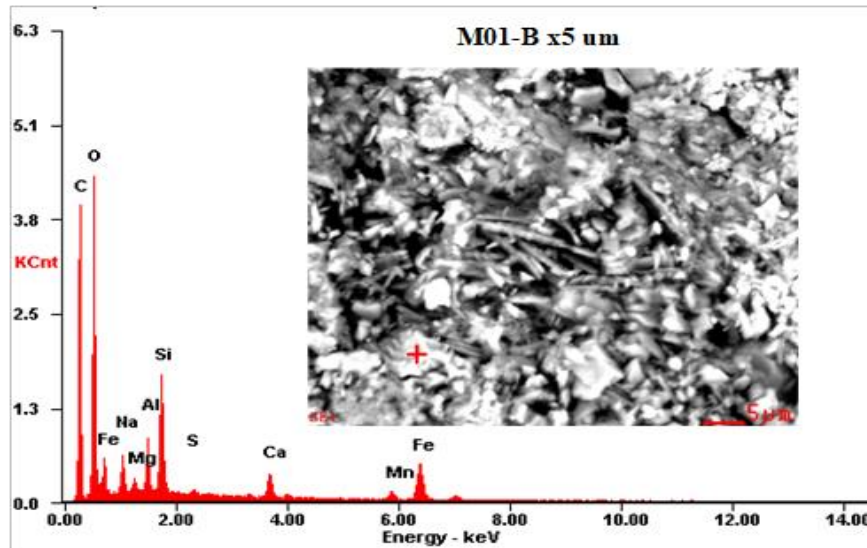


Figura 34. Imagen SEM M01-B composición elemental x50 micras

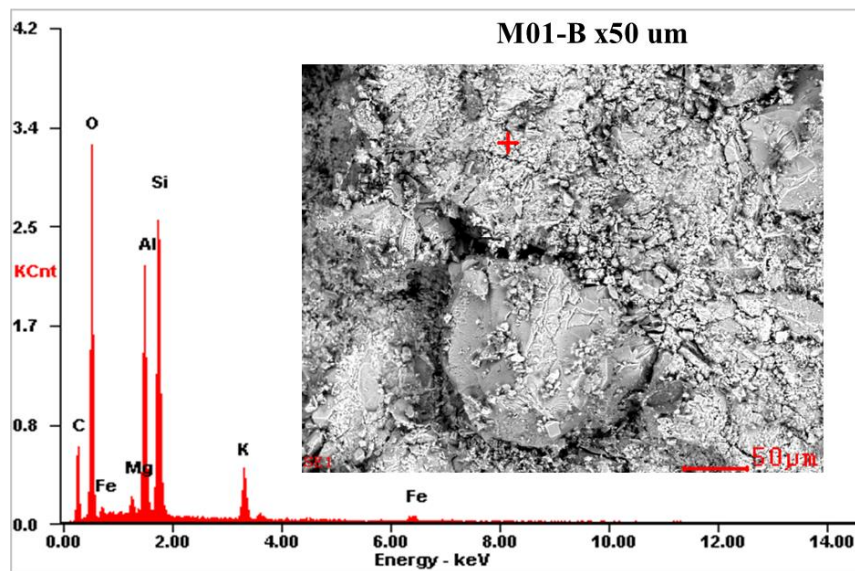
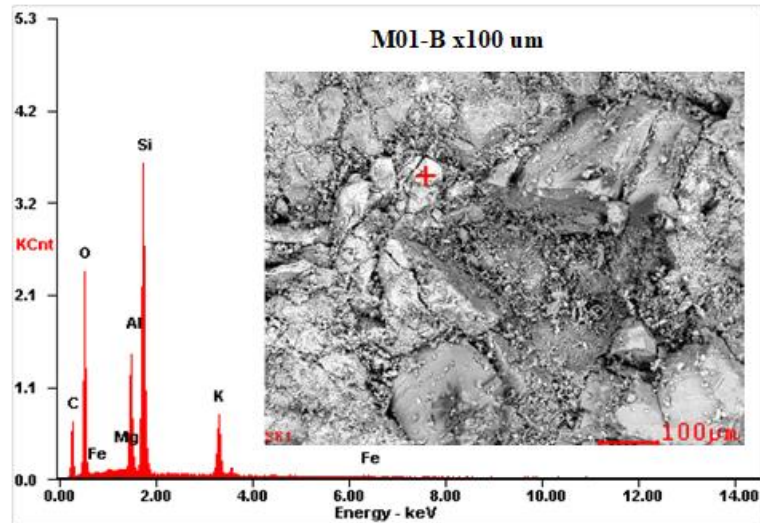


Figura 35. Imagen SEM M01-B composición elemental x100 micras



De acuerdo con las imágenes de alta resolución, se identifican los elementos pertenecientes a la muestra y se recopilan los datos de intensidad de los elementos en porcentajes máxicos totales (wt%). A continuación, en Tabla 13 se describen dichos elementos y se realiza un promedio de los datos obtenidos para establecer una tendencia de los elementos más relevantes de la muestra M01-B.

Tabla 13. Datos de elementos de minerales M01-B Fm Mugrosa SEM

Elemento (wt%)	M01-B			
	5 um	50 um	100 um	Promedio
C	54.17%	29.57%	31.05%	38.26%
O	31.08%	43.61%	40.10%	38.26%
Na	1.91%	0.00%	0.00%	0.64%
Mg	0.51%	0.73%	0.00%	0.41%
Al	1.80%	9.35%	6.42%	5.86%
Si	3.82%	13.17%	17.47%	11.49%
S	0.15%	0.00%	0.00%	0.05%
K	1.21%	2.70%	4.84%	2.92%
Mn	0.81%	0.00%	0.00%	0.27%
Fe	4.53%	0.87%	0.12%	1.84%
Ca	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Posteriormente, teniendo en cuenta la complejidad de la técnica y disposición de las muestras se presentan dos (2) imágenes en resolución 20 y 50 micras para M01-C (ver Figuras 36- 37).

Figura 36. Imagen SEM M01-C composición elemental x20 micras

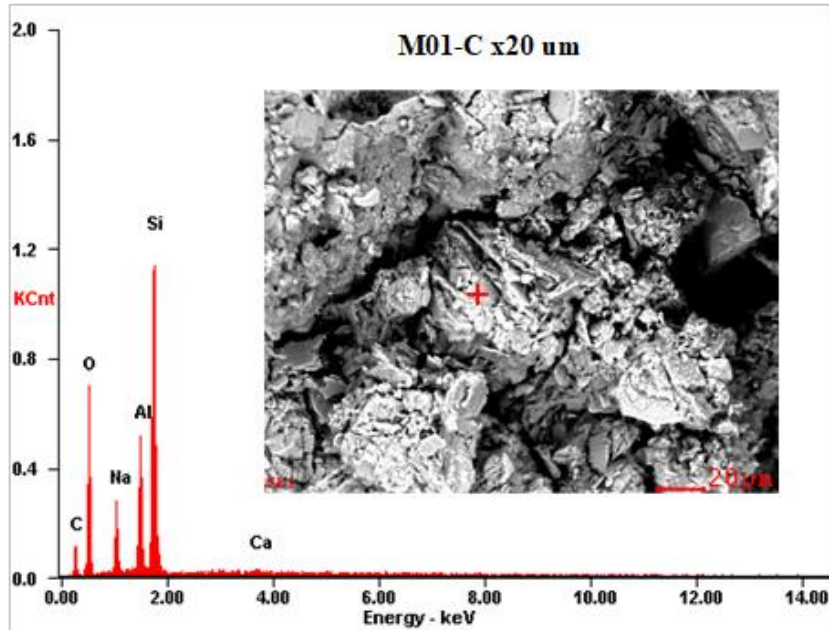
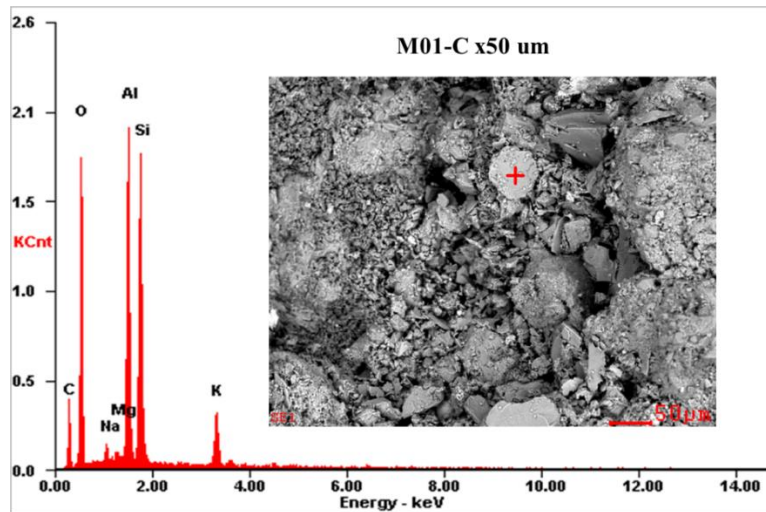


Figura 37. Imagen SEM M01-C composición elemental x50 micras



Con las imágenes de alta resolución para la muestra M01-C, se identifican los elementos pertenecientes a la muestra, se recopilan los datos de intensidad de los elementos en porcentajes másicos totales (wt%) y se realiza un promedio de los datos obtenidos para establecer una

tendencia de los elementos más relevantes. A continuación, en Tabla 14, se describen dichos elementos.

**Tabla 14. Datos de elementos de minerales M01-C Fm Mugrosa SEM**

Elemento (wt%)	M01-C		
	20 um	50 um	Promedio
C	26.49%	26.37%	26.43%
O	36.88%	42.62%	39.75%
Na	5.52%	0.74%	3.13%
Mg	0.00%	0.36%	0.18%
Al	8.38%	13.02%	10.70%
Si	22.03%	13.68%	17.86%
S	0.00%	0.00%	0.00%
K	0.00%	3.21%	1.61%
Mn	0.00%	0.00%	0.00%
Fe	0.00%	0.00%	0.00%
Ca	0.69%	0.00%	0.35%

Los datos y cuantificación de las intensidades presentadas anteriormente para las muestras de la Formación Mugrosa, se clasificaron y en la medición experimental se identificaron los elementos químicos tales como oxígeno (O), sodio (Na), magnesio (Mg), aluminio (Al), silicio (Si), azufre (S), potasio (K), hierro (Fe), entre otros. A continuación, se describe en la Tabla 15, la recopilación de los datos globales de intensidad promedio de los elementos químicos identificados para cada una de las muestras.

**Tabla 15. Datos de elementos de minerales Fm Mugrosa SEM**

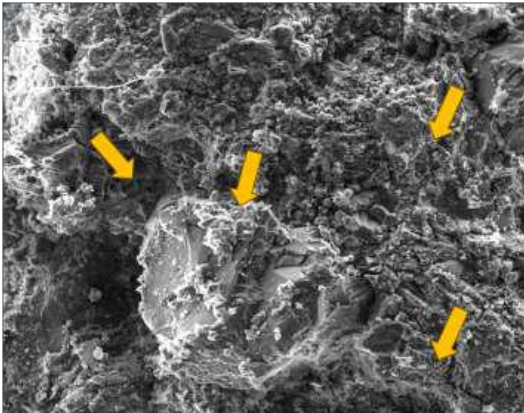
Elemento (wt%)	Formación Mugrosa		
	M01-B	M01-C	Promedio
C	38.26%	26.43%	32.35%
O	38.26%	39.75%	39.01%
Na	0.64%	3.13%	1.88%
Mg	0.41%	0.18%	0.30%

Al	5.86%	10.70%	8.28%
Si	11.49%	17.86%	14.67%
S	0.05%	0.00%	0.03%
K	2.92%	1.61%	2.26%
Mn	0.27%	0.00%	0.14%
Fe	1.84%	0.00%	0.92%
Ca	0.00%	0.35%	0.17%

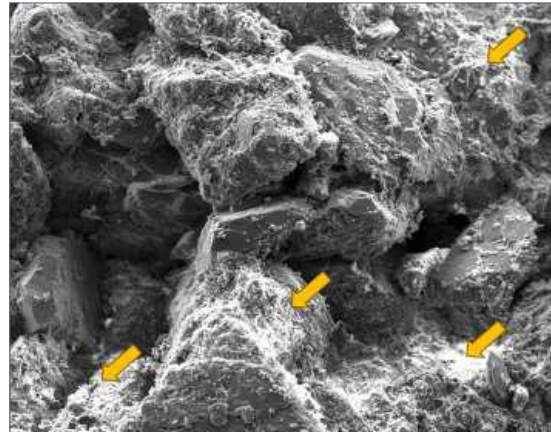
Teniendo en cuenta los resultados de SEM para las muestras M01-B y M01C, el alto porcentaje de carbono (C) se asocia al recubrimiento utilizado frecuentemente a las rocas para generar la conducción que permita la detección de los elementos, el oxígeno (O) asociado a los procesos orgánicos presentes, y posteriormente prevalecen los elementos como el Silicio (Si) y el aluminio (Al), estos últimos, al ser los elementos químicos mayoritarios en la composición mineralógica, son aportados principalmente por las formulaciones químicas de los tipos de minerales de arcilla tales como Caolinita ( $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ ) y Clorita ( $\text{Mg}_{2.5}\text{Fe}_{1.65}\text{Al}_{1.5}\text{Si}_{2.2}\text{Al}_{1.8}\text{O}_{10}(\text{OH})_8$ ) y que, a su vez presentan un alto aporte de cargas negativas asociadas a la naturaleza elemental de estos minerales más preponderantes.

Posteriormente a la descripción de los elementos químicos presentes en las muestras, representados en los minerales de arcilla, se identifica a partir de las imágenes el mineral de arcilla, señalado con flechas amarillas, donde las arcillas se disponen no solo en los poros, sino también recubriendo los granos de cuarzo en forma de telaraña, conocido como precipitación de halos de arcilla (ver Figura 38 y Figura 39).

**Figura 38. Imagen SEM M01-B identificación mineral arcilloso x100 micras**

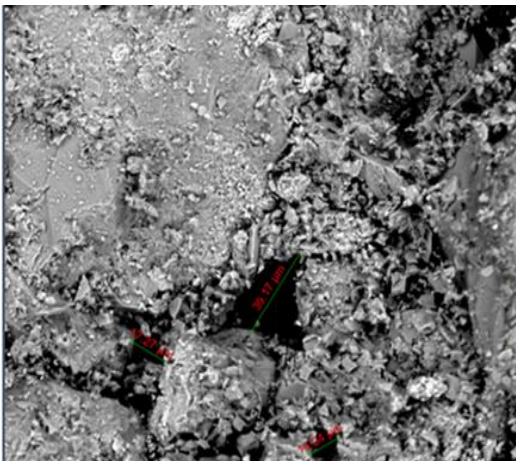


**Figura 39. Imagen SEM M01-C identificación mineral arcilloso x200 micras**

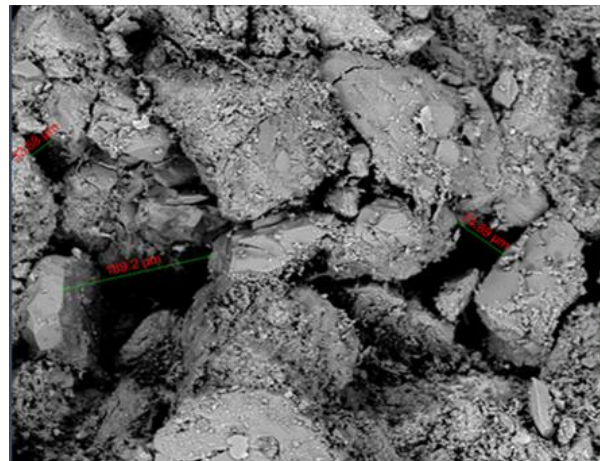


Luego de la identificación de los minerales de arcilla presentes en las muestras de roca, se procede a la medición de tamaños de poro (ver Figura 40 y Figura 41).

**Figura 40. Imagen SEM M01-B tamaño de poros x50 micras**



**Figura 41. Imagen SEM M01-C identificación mineral arcilloso x200 micras**

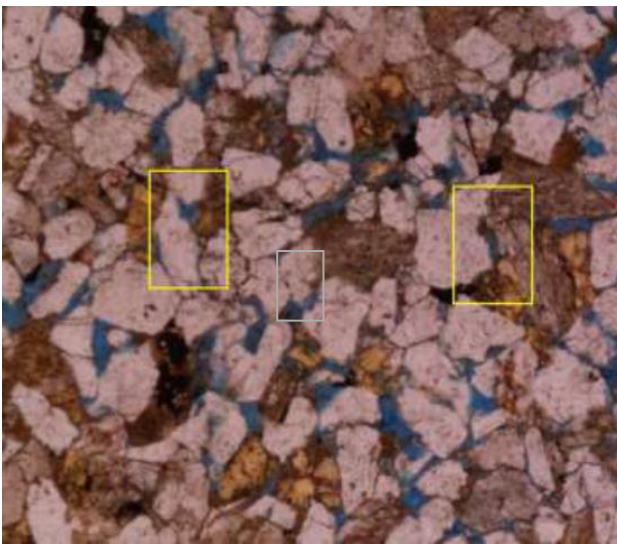


Las muestras fieles a su heterogeneidad petrofísica presentan diferentes tamaños de poro, que van desde 14.04 hasta 189.20 micras, asociados a la distribución de sus componentes mineralógicos y a la evolución que han tenido en el proceso sedimentario y cementación.

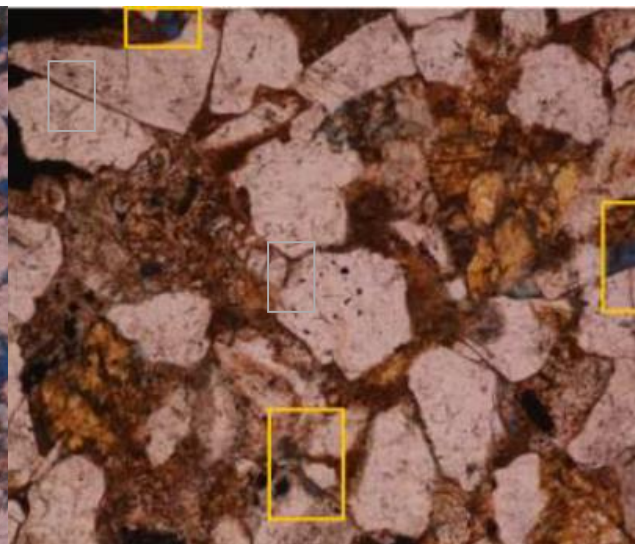
#### 4.5. Análisis Secciones Delgadas (Petrografía) Fm Mugrosa

A partir de la prueba de petrografía la determinación de la materia prima, la clasificación de la roca y la relación de minerales presentes; se extrae de las rocas muestreadas una sección delgada que pasa a través del microscopio de luz transmitida que captura la imagen en alta resolución (ver Figura 42 y Figura 43). Por la complejidad y cantidad en la extracción de la sección delgada, solo se realizan dos pruebas de análisis petrográfico, una para la muestra M01-C y una prueba de la muestra M05-B que fue caracterizada en el análisis petrofísico anteriormente.

**Figura 42. Microfotografía petrográfica de minerales M01-C. Aumento 20x10**



**Figura 43. Microfotografía petrográfica de minerales M05-B. Aumento 20x10**



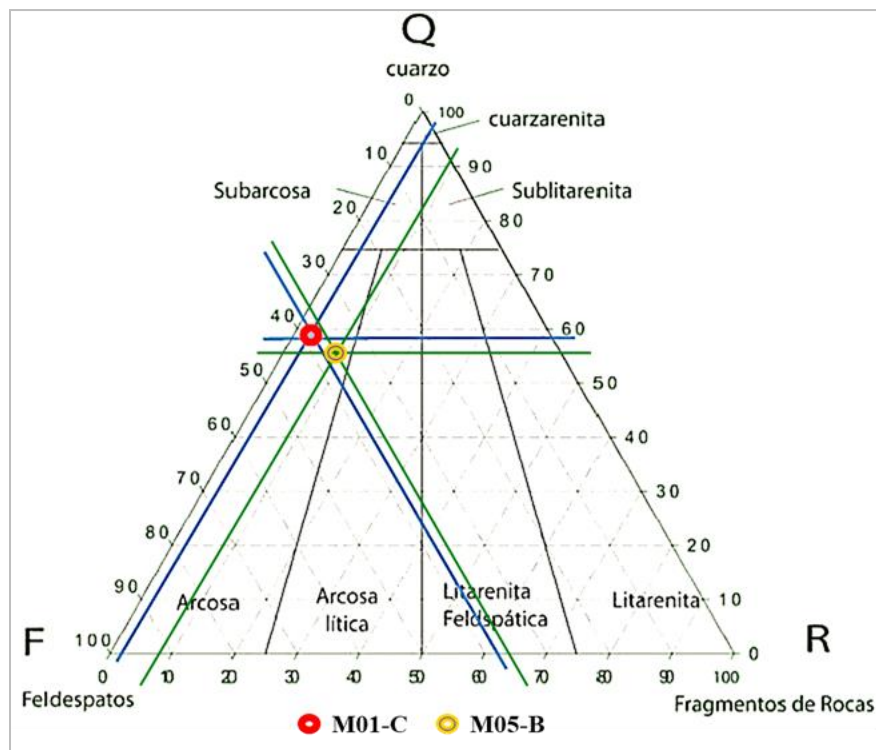
En las microfotografías con un aumento 20x10 se observa que las rocas texturalmente son rocas sedimentarias de textura clásica. En los recuadros amarillos se puede observar la porosidad interpartícula no efectiva presente en la muestra, corroborada con los valores bajos de permeabilidad estimados en los análisis petrofísicos. Adicionalmente se observan granos de mayor tamaño, con más proporción de cuarzo (recuadros grises). Los datos obtenidos de las imágenes se describen a continuación en la Tabla 16.

Tabla 16. Datos de minerales Fm Mugrosa Petrografía

Mineral (wt%)	M01-C		M05-B	
	Total	Recálculo	Total%	Recálculo
Cuarzo	38%	70%	39%	68%
Feldespato	14%	25%	13%	23%
Fragmento Roca	3%	5%	5%	9%
Total	55%	100%	57%	100%

Como se observa en la Tabla 16, para la clasificación de las rocas de acuerdo con Folk (1974) se realiza un recálculo de la sumatoria de las composiciones iniciales de los minerales de cuarzo, feldespato y fragmentos de roca respectivamente para establecer su aporte en un 100%, lo cual genera un aumento en los porcentajes de los minerales. Esta clasificación se realiza a partir de un diagrama ternario donde solo se incluyen estos minerales, de acuerdo por Folk (1974) y se presenta en la Figura 44 para las muestras M01-C y M05-B.

Figura 44. Clasificación de M01C y M05-B Petrografía (Folk, 1974)



De acuerdo al diagrama ternario planteado por Folk (1974), las muestras de la Formación Mugrosa que poseen un promedio de 38% de cuarzo, un 14% feldespato y un 5% de fragmentos de roca en su composición inicial, presentan una clasificación de roca tipo Arcosa, es decir, que son rocas sedimentarias que se formaron a lo largo del tiempo con la consolidación y cementación de los minerales, principalmente, cuarzo y feldespato en procesos naturales de erosión y sedimentación.

#### 4.6. Análisis de Área Superficial y Tamaño de Partícula Fm Mugrosa

A partir del analizador de adsorción se proporciona información para las muestras de la Formación Mugrosa que se encuentran pulverizadas en 60 micras por la molienda de bolas, se tomaron tres (3) muestras en diferentes proporciones para garantizar la representatividad de los tamaños y áreas en toda la muestra. En la tabla 17, se detallan los resultados obtenidos del área superficial y la distribución del tamaño de partícula.

Tabla 17. Área superficial y tamaño de partícula Fm Mugrosa

Muestra	Tamaño de partícula (nm)		Área superficial (m <sup>2</sup> /g)
	Medición	Valor	
1	1	1103.2	1.9
	2	1450.6	
	3	1181.1	
2	1	1343.2	1.5
	2	575	
	3	981.3	
3	Única	548.8	1.4
<b>Promedio</b>	1	1026.2	1.6

El valor del área superficial, como el tamaño de partículas (inversamente proporcional), suele estar altamente influenciado por la presencia de arcillas en la composición mineralógica de la roca, presente en las muestras de la Formación Mugrosa, que cuenta principalmente con caolinita, clorita y halloysita. La superficie específica o área superficial de estas muestras con altos contenidos de arcilla posee un valor promedio de  $1.6 \text{ m}^2/\text{g}$  con un tamaño de partículas que varía 550 hasta 1450, sin embargo, su valor promedio está dado en aproximadamente 1026.2 nm (1.03 micras).

De acuerdo con los resultados, la Formación Mugrosa contiene diferentes tamaños de partículas, asociado con su mineralogía y a la heterogeneidad mostrada en los análisis petrofísicos, sin embargo, pese a la variación de tamaños de partícula se mantienen valores cercanos de área superficial. Este valor de área permite estudiar la adsorción de la roca a partir de la interacción roca-fluido con la realización de pruebas estáticas.

### **5. Estudio de Adsorción de la Formación Mugrosa en Interacción Roca-Fluido.**

La adsorción es el fenómeno donde la sustancia química se desplaza desde la fase disuelta para entrar en contacto con el sustrato rocoso en la interfase líquido-sólido; ese contacto permite la distribución selectiva de la sustancia alrededor de la superficie principalmente por interacción entre moléculas de tipo electrostático o hidrofóbicas. Es por ello, que el estudio de este fenómeno permite asociar la cantidad inyectada del surfactante que se adhiere al sustrato rocoso y por consecuente, la disponibilidad del químico para utilizarse como método de desplazamiento de crudo.

Las pruebas experimentales que incurren en el estudio principalmente son la selección de un surfactante y/o mezcla de surfactantes adecuada para la inyección en muestras de la Formación Mugrosa de acuerdo con su caracterización composicional y petrofísica, la caracterización y

comportamiento de la formulación química planteada (incluyendo pruebas de interacción fluido-fluido según Winsor, concentración micelar crítica y tensión interfacial) y finalmente, las pruebas de adsorción estática en la interacción roca-fluido, identificando los mecanismos y la cantidad de surfactante adsorbido en las muestras de la Formación Mugrosa.

## **5.1. Materiales**

### **5.1.1. Reactivos**

- **Sustrato Rocoso**

El sustrato de la Formación Mugrosa utilizado para el estudio de adsorción, se extrae de las muestreadas en la zona M01-B, M01-C y M05-B, se pulverizan por la molienda de bolas hasta alcanzar un tamaño de partícula de 60 micras, se caracterizan (especialmente con área superficial) y posteriormente se pesan. Para estos experimentos fue necesario aproximadamente 500 gr de sustrato.

- **Surfactantes**

Para la interacción fluido-fluido fueron utilizados cuatro (4) productos que contienen un surfactante aniónico y no iónico; estas formulaciones de nombre comercial EOR300, EOR300TP, EOR507M y EOR50 respectivamente, son productos donados para la investigación y han sido seleccionados de acuerdo al tipo de surfactantes asociados en el producto, es decir, que a partir de los resultados obtenidos de la composición mineralógica y la revisión bibliográfica, se seleccionan estos cuatro (4) productos para la evaluación en la interacción roca-fluido, donde el tipo de carga de los surfactantes aniónico y no iónico puede favorecer el desplazamiento de crudo, teniendo en cuenta los minerales de arcillas como la clorita y la caolinita, que generan ambientes electronegativos. A continuación, en la Tabla 18 se realiza una descripción de las propiedades

principales de los surfactantes de nombre comercial identificados para el estudio de interacción fluido-fluido.

**Tabla 18. Propiedades de surfactantes utilizados**

Surfactante	Propiedades
<b>EOR 300</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Surfactantes Aniónico y No Iónico Líquido translucido ligero amarillo</li> <li>• Densidad=0.96 g/cc</li> <li>• pH=6.50</li> <li>• Soluble en agua</li> </ul>
<b>EOR 300TP</b>	
<b>EOR 507M</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Surfactantes Aniónico y No Iónico con Nanopartículas de Sílice</li> <li>• Líquido de amarillo ámbar</li> <li>• Densidad=1.07 g/cc</li> <li>• pH =4.0</li> <li>• Soluble en agua</li> </ul>
<b>EOR 50</b>	

De acuerdo con la Tabla 18, las formulaciones de surfactantes EOR300 y EOR 300TP comparten las propiedades generales, igualmente, la pareja de formulaciones de surfactantes EOR 507M y EOR50, sin embargo, cada formulación presenta una apuesta de aplicación en recuperación mejorada de crudo, asociada a las variaciones composicionales como las concentraciones de surfactantes, aplicación de solventes mutuales y para el caso de EOR507M y EOR50, la presencia de nanopartículas de sílice.

- **Salmuera**

Se realiza inicialmente una preparación de salmuera sintética con concentraciones de salinidad variable de cloruro de sodio (NaCl) para realizar el estudio de interacción fluido-fluido con comportamiento según Winsor, que permita seleccionar la formulación química con mejor comportamiento de sinergia en la interfase salmuera-surfactante-crudo.

- **Crudo**

El crudo utilizado para la interacción fluido-fluido es un crudo de la Formación Mugrosa de un campo colombiano, el contenido de agua del crudo se encuentra por debajo del 1% p/p y con un tamaño de sedimentos por debajo de 0.5% v/v. A continuación, en la Tabla 19 se describen todas propiedades generales del crudo.

**Tabla 19. Propiedades del crudo Fm Mugrosa**

Crudo	Propiedades
<b>Formación Mugrosa</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contenido de agua por Karl Fischer =0.30% p/p               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Densidad @60°F= 0.89 g/cc</li> <li>• Gravedad API= 27.08</li> </ul> </li> <li>• Viscosidad @84°F = 164.20 cP</li> <li>• Viscosidad @140°F = 43.88 cP</li> <li>• Peso Molecular= 313.6 g/mol               <ul style="list-style-type: none"> <li>• C30+ (%)= 44.05</li> </ul> </li> </ul>

### 5.1.2. Equipos y Funciones

- **Pipetas**

Se utilizan pipetas de vidrio graduadas de 10 cc, éstas permiten realizar la interacción fluido-fluido de las formulaciones de surfactantes a diferentes salinidades con crudo a partir de una relación 1:1, añadiendo 5 cc de solución de surfactante y posteriormente se añaden los 5 cc restantes de crudo.

- **Turbidímetro**

Las mediciones de turbidez se realizan a partir de un turbidímetro portátil Hach 2100Q (ver Figura 45), la turbidez permite medir la cantidad de partículas suspendidas en la salmuera (Hach, 2023), y a partir de esta medición se puede determinar la concentración micelar crítica (CMC) e identificar el tipo de surfactante utilizado en la formulación con mejor comportamiento en la interacción fluido-fluido.

**Figura 45. Turbidímetro Hach 2100Q**



Tomado de: (Hach, 2023).

- **Tensiómetro Gota Giratoria**

Permite determinar el valor de tensión interfacial cuando se aplica diferentes concentraciones de la formulación del surfactante seleccionado con crudo. El equipo utilizado es un tensiómetro de gota giratoria M65 (ver Figura 46), posee un control de temperatura sensible hasta 212°F, unas revoluciones giratorias por minuto hasta 11,000 rpm y a través de una cámara con aumento de 25x permite observar el comportamiento de elongación de la muestra de crudo a lo largo del tiempo (Grace Instrument, 2023).

**Figura 46. Tensiómetro de Gota Giratoria M65**



Tomado de: (Grace Instrument, 2023).

- **pH-metro.**

Medidor de pH y conductividad. 0.1/0.01pH. 0-212°F, de APERA INSTRUMENTS.

- **Centrífuga DAIHAN**

Centrífuga de 6 agujeros con rotor angular 3400rpm, de Scientific. Modelo: Co. Cef-50.6.

- **Espectrofotómetro UV/Visible**

Espectrofotómetro UV/VISIBLE, DOBLE HAZ, MAPADA P5. Fabricante: Shanghai MAPADA Instruments Co., Ltd. Certificado ISO9001, ISO14001, OHSAS18001, CE-EMC, CE-LVD, ROHS (Ver Figura 47). Este equipo emite un rayo de radiación electromagnética que pasa a través de la solución de la formulación de surfactante con salmuera, de acuerdo con la ley de Beer-Lambert (ver ecuación 5), permite calcular su capacidad de absorción, que depende de la concentración y el tipo del surfactante que se identifica en una longitud de onda específica (Global Scientific, 2023).

**Figura 47. Espectrofotómetro UV/VIS**



Tomado de: (Global Scientific, 2023).

Ley Beer-Lambert: 
$$A = C * \epsilon * L \tag{5}$$

$A$  = Absorbancia de la muestra

$C$  = Concentración de la muestra

$\epsilon$  = Absorptividad molar

$L$  = Longitud del paso óptico que contiene la muestra

## 5.2. Metodología y Análisis Interacción Fluido-Fluido

La interacción fluido-fluido consiste en la evaluación experimental de las formulaciones de surfactantes en solución con la salmuera de NaCl a diferentes concentraciones de salinidad, en contacto con el crudo de la Formación Mugrosa. De acuerdo con lo descrito por Winsor (1954), el análisis fluido-fluido consiste en observar el comportamiento del surfactante cuando este se ubica en la interfase entre la salmuera y el crudo. El comportamiento depende de la salinidad, de la capacidad del surfactante en generar microemulsión y su interacción en la interfase, que permita evidenciar con claridad la separación fases por densidades. A continuación, en la Figura 48 se detalla la metodología utilizada para el análisis fluido-fluido de los surfactantes identificados.

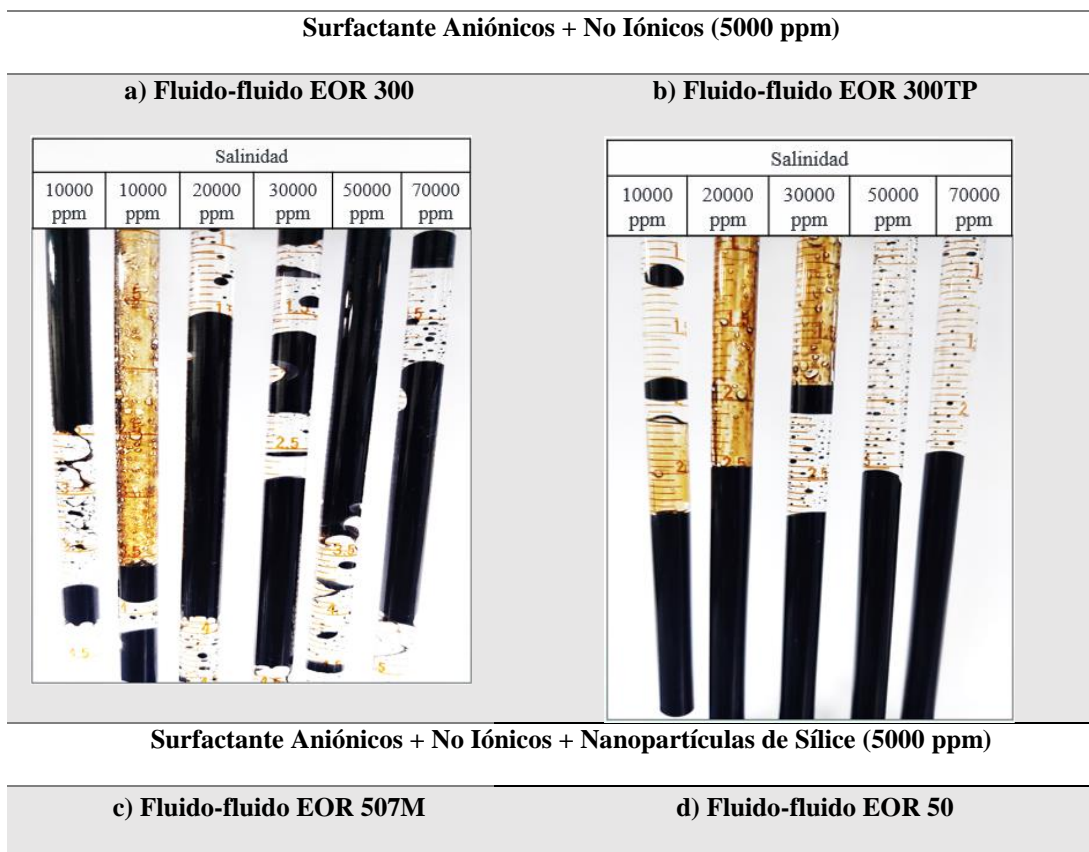
**Figura 48. Metodología para interacción fluido-fluido**

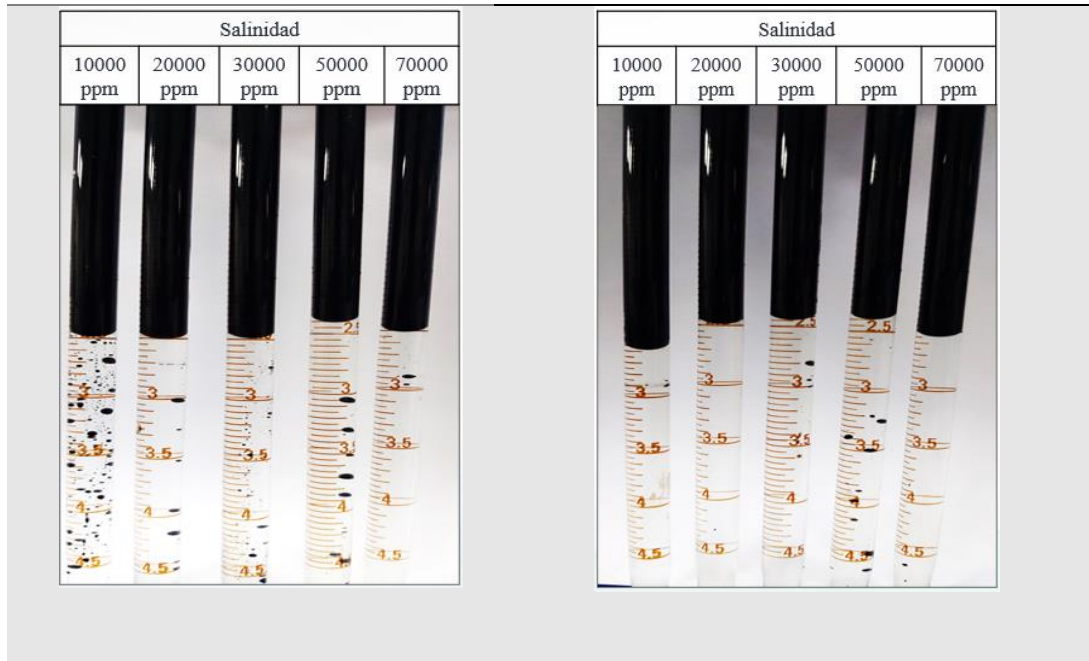
- 01 Preparación de salmuera sintética de NaCl a 1000, 2000, 3000, 5000 y 7000 ppm de salinidad**
- 02 Preparación de surfactantes a una concentración de 5000 ppm, en solución con las diferentes salinidades de la salmuera.**
- 03 En una pipeta de 10cc, se adiciona 5cc de cada una de las soluciones de surfactante con salmuera sintética.**
- 04 Se adiciona 5 cc de crudo restantes en las 5 pipetas de 10 cc, de cada unas de las soluciones de surfactante con salmuera sintética.**
- 05 Se realiza agitación manual y constante de la pipeta en alrededor de 20 ciclos para generar un contacto entre el crudo y el surfactante en solución.**
- 06 Se deja en reposo la pipeta 24 horas, se realiza un monitoreo y análisis del comportamiento para 7 días .**

Adaptado de: (Winsor, 1954).

De acuerdo con la metodología planteada, se realiza el análisis de la interacción fluido-fluido para las cuatro (4) productos de surfactantes a una concentración constante de 5000 ppm, a fin de mantener una concentración alta que permita estar por encima de la CMC y generar una microemulsión corroborada visualmente en el comportamiento de fases. Estas soluciones de surfactantes estarán diluidas a diferentes concentraciones de NaCl y en contacto con crudo de la Formación Mugrosa. A continuación, se realiza la descripción del comportamiento de cada uno de los productos de surfactantes descritos en la Figura 49 a diferentes salinidades.

**Figura 49. Comportamiento de fases en función de la salinidad de surfactantes**





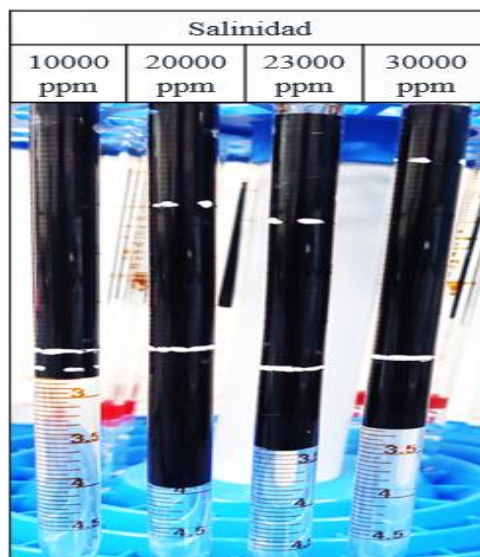
De acuerdo al comportamiento de fases observado en las Figuras 49a y 49b, los productos identificados bajo los códigos EOR 300 y EOR 300TP, demuestran una baja eficiencia. Se puede observar en estos casos, que no hay una buena distribución de las fases, lo cual indica una baja capacidad del surfactante en ubicarse en la interfase líquido/líquido, por lo que no hay generación de microemulsión a lo largo del barrido de salinidad. A pesar de esto, el sistema EOR300TP se comporta mejor que en el sistema EOR300. Sin embargo, ninguno de estos dos productos cumple con lo esperado para una formulación de EOR químico en comparación con los productos EOR507M y EOR 50.

Por su parte, el comportamiento de fases observado en las Figuras 49c y 49d para los productos identificados con los códigos EOR 507M y EOR 50, presentan una alta interacción del surfactante en la interfase líquido/líquido. Se observa una distribución de las fases inmiscibles, sin adherencia de los fluidos a la superficie de la pipeta y hay generación de microemulsión en la interfase a lo largo del barrido de salinidad. Sin embargo, el mejor comportamiento de fases de estos productos

se encuentra presente en el producto identificado como EOR 50, teniendo en cuenta, la generación de microemulsión y su alta eficiencia en la distribución de las fases.

Teniendo en cuenta lo anterior, se realiza una corroboración del comportamiento de fases del producto EOR50 para valores de salinidad comprendidos entre 1000 y 3000 ppm, y a su vez, evaluar la generación de la microemulsión. En la Figura 50, se describen los puntos de salinidad a una concentración de surfactante igual a 5000 ppm.

**Figura 50. Comportamiento de fases producto EOR 50 (segunda prueba)**



Con la segunda prueba, en las pipetas se realiza una marcación con una línea blanca continúa donde se encuentra inicialmente el crudo añadido y posteriormente, al aplicar el producto EOR50, se genera una microemulsión que va desde la interfase líquido/líquido hasta la línea blanca discontinua. Por lo tanto, se corrobora que el producto EOR50 mantiene un buen comportamiento fase líquido/líquido a diferentes porcentajes de salinidad y su generación de la microemulsión.

Basados en el comportamiento fases y teniendo en cuenta la referencia de Naranjo (2010), se selecciona el producto EOR50 y se fija la salinidad a una concentración de 9330 ppm (cerca a los 10000 ppm evaluados) con respecto a los datos de análisis fisicoquímicos (AFQ) del agua de

formación del pozo Lisama 0052 (ver Apéndice A) para realizar el estudio de adsorción estática y dinámica, y posteriormente, la evaluación de desplazamiento de crudo. Sin embargo, de acuerdo al comportamiento de fases, es importante resaltar que para salinidades mayores de 10000 ppm (no documentadas para la Formación Mugrosa), especialmente para 20000 ppm, es posible generar una mayor microemulsión teniendo en cuenta la acción del producto surfactante en la interfase según Winsor tipo III.

### **5.3. Propiedades de formulación de Surfactantes EOR 50**

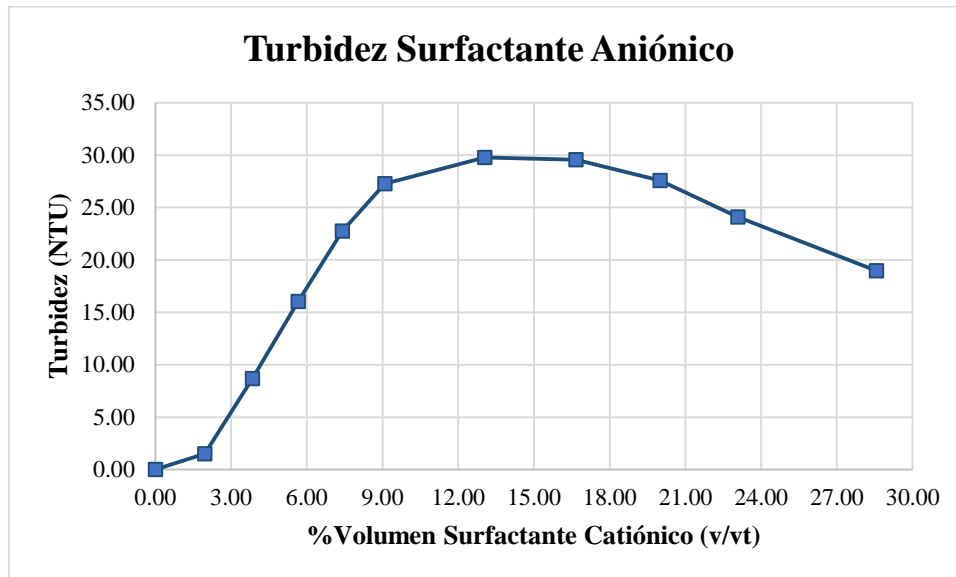
Una vez escogida la formulación a su salinidad correspondiente, se realiza una caracterización del surfactante EOR50 en solución de NaCl a 9330 ppm, principalmente para determinar las propiedades que influyen en los estudios de adsorción y desplazamiento de crudo, tales como, la naturaleza del surfactante, su concentración micelar crítica (CMC) y la tensión interfacial.

#### **5.3.1. Naturaleza del producto EOR50**

De acuerdo con la ficha técnica del producto identificado con el código EOR 50; cuenta con un surfactante con tipo de carga negativa, conocido como surfactante aniónico y un surfactante sin carga (no iónico). Por medio de una prueba de turbidez, es posible identificar el tipo de carga iónica polar asociada al surfactante que se encuentra en el producto EOR50; esta prueba consiste en relacionar un surfactante de una carga opuesta para identificar la naturaleza del surfactante y su tipo de carga, de acuerdo con la ficha técnica, para este caso, se realiza la adición de un surfactante catiónico a diferente relación de volúmenes para realizar la interacción con el surfactante aniónico y generar posteriormente un aumento en la turbidez de la solución. Los surfactantes se encuentran con una concentración de 100 ppm en solución de NaCl a 9330 ppm. Inicialmente, se adiciona 10 cc de surfactante aniónico y posteriormente, se adiciona 1 cc de surfactante catiónico, para observar su comportamiento de turbidez (ver Apéndice B). A continuación, en la Figura 51, se

observa los resultados obtenidos para la identificar la naturaleza del grupo polar en el surfactante EOR50.

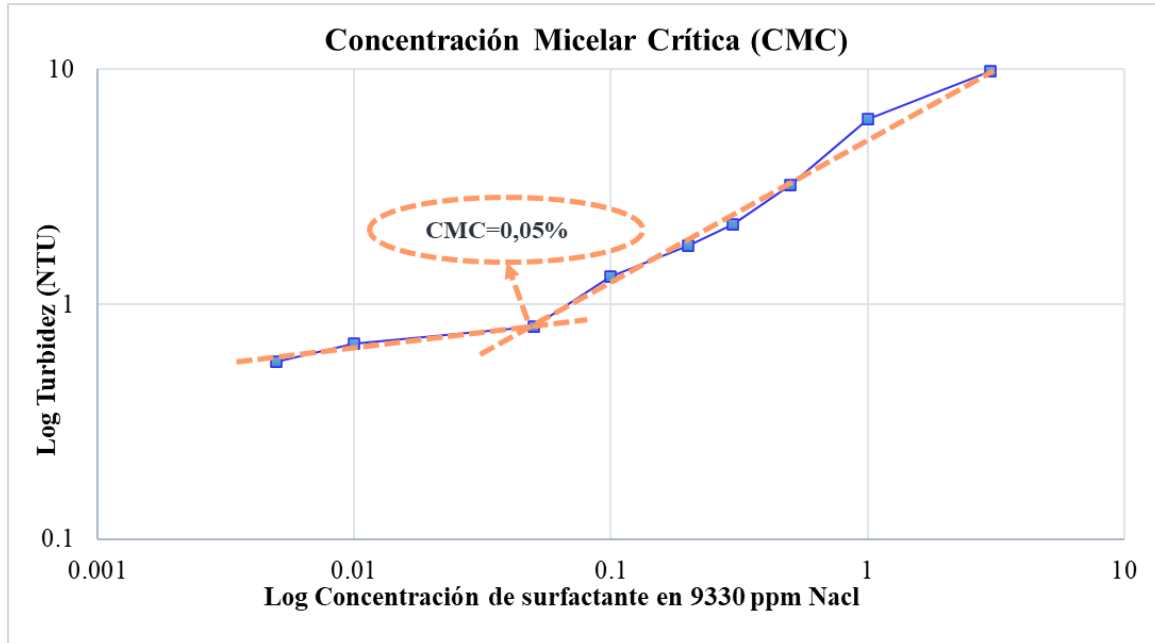
**Figura 51. Naturaleza de producto surfactante EOR50**



De acuerdo con la figura 54, solo es posible identificar el grupo polar del surfactante que cuenta con carga negativa asociada al surfactante tipo aniónico. El surfactante aniónico presenta un aumento en la turbidez hasta un 13% de volumen añadido de surfactante catiónico en solución formando un surfactante catiónico y posteriormente, a ese porcentaje máximo de turbidez (punto máximo de equivalencia), se genera una dilución del volumen añadido del catiónico en la solución, por lo tanto, disminuye el valor de turbidez.

### **5.3.2. Concentración Micelar Crítica (CMC) del producto EOR50**

Para identificar el punto de concentración donde se forman las primeras micelas en la formulación del surfactante EOR50, se utiliza la medición de la turbidez, que identifica la formación de micelas, cuando existe un cambio abrupto en la pendiente de la turbidez con respecto a la concentración (ver Apéndice C). A continuación, en la Figura 52 se observan los resultados obtenidos en la medición de la CMC con el turbidímetro Hach 2100Q.

**Figura 52. Determinación de la CMC EOR50 en función de la concentración de surfactante**

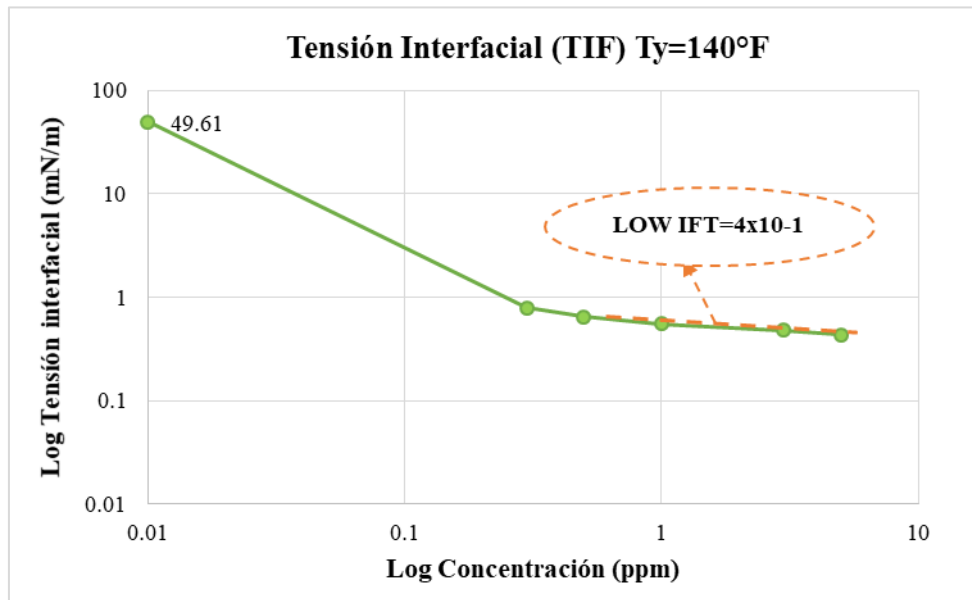
A partir de una gráfica del logaritmo de la concentración con respecto al logaritmo de la turbidez, el punto de concentración donde se existe el cambio de la pendiente y donde se encuentran las primeras micelas, conocido como CMC es en 0.05% m/v, es decir, 500 ppm de concentración.

### 5.3.3. Tensión Interfacial del producto EOR50

La medición de tensión interfacial se realiza en el tensiómetro de gota giratoria, donde la formulación del surfactante con una de salinidad 9300 ppm y a diferentes concentraciones de producto por encima de la CMC (3000, 5000, 10000, 30000 y 50000 ppm, respectivamente) para garantizar la generación de microemulsión según Winsor, se introduce en un tubo capilar como fase continua y posteriormente entra en contacto con una gota de crudo. La gota de crudo es sometida a la temperatura de la formación dada en 140°F y a una cantidad de 6,000 rpm constante (suficientes para garantizar la elongación de la gota). Luego, de un tiempo la gota de crudo se elonga y se realiza la medición de la tensión interfacial de acuerdo al diámetro obtenido de la

elongación. A continuación, en la Figura 53 se observa los resultados obtenidos para la tensión interfacial (ver Apéndice D).

Figura 53. Tensión Interfacial EOR50 en función de la concentración de surfactante



La aplicación de la formulación del surfactante EOR50 obtiene una reducción de la tensión interfacial con el crudo de la Formación Mugrosa que empieza con 49.61 mN/m sin aditivo hasta un orden de  $\times 10^{-1}$  mN/m para valores de concentración de surfactante por encima de 5000 ppm. De acuerdo con esto, es posible aplicar un 1% m/v de concentración con una TIF de 0.56 mN/m, teniendo en cuenta que para valores mayores no existe un cambio significativo en la medición de tensión interfacial. Existen trabajos de investigadores como Kesarwani et al (2021), donde estudian el comportamiento de la adsorción, tensión interfacial y EOR para sistemas con altas concentraciones de surfactantes mixtos tales como aniónico/no iónico y otros con nanopartículas de sílice (hasta 5000 ppm), de acuerdo a esto, cada concentración depende de la eficiencia del surfactante utilizado y para este estudio los productos utilizados muestran una disminución de la tensión interfacial alrededor de los 10000 ppm.

### 5.3.4. Curva de Calibración del producto EOR50

Mediante la medición de la absorbancia con respecto a la concentración empleada, en el espectrofotómetro UV-vis se identifica una longitud de onda de 286 nm como el punto de máxima absorción de la formulación del surfactante EOR 50 en solución NaCl a 9330 ppm (ver Figura 54). Esta longitud de onda se utiliza como referencia en todas las concentraciones medidas en el espectrofotómetro UV-vis para la construcción de la curva de calibración. Esta curva permite realizar una estimación lineal de acuerdo con la Ley de Beer-Lambert, para calcular la concentración final del surfactante en la construcción de las isothermas de adsorción. A continuación, la ecuación (6) detalla la determinación del valor de la concentración final del surfactante a partir de la curva de calibración (ver la Figura 55).

Figura 54. Determinación del rango UV-vis para el surfactante EOR 50

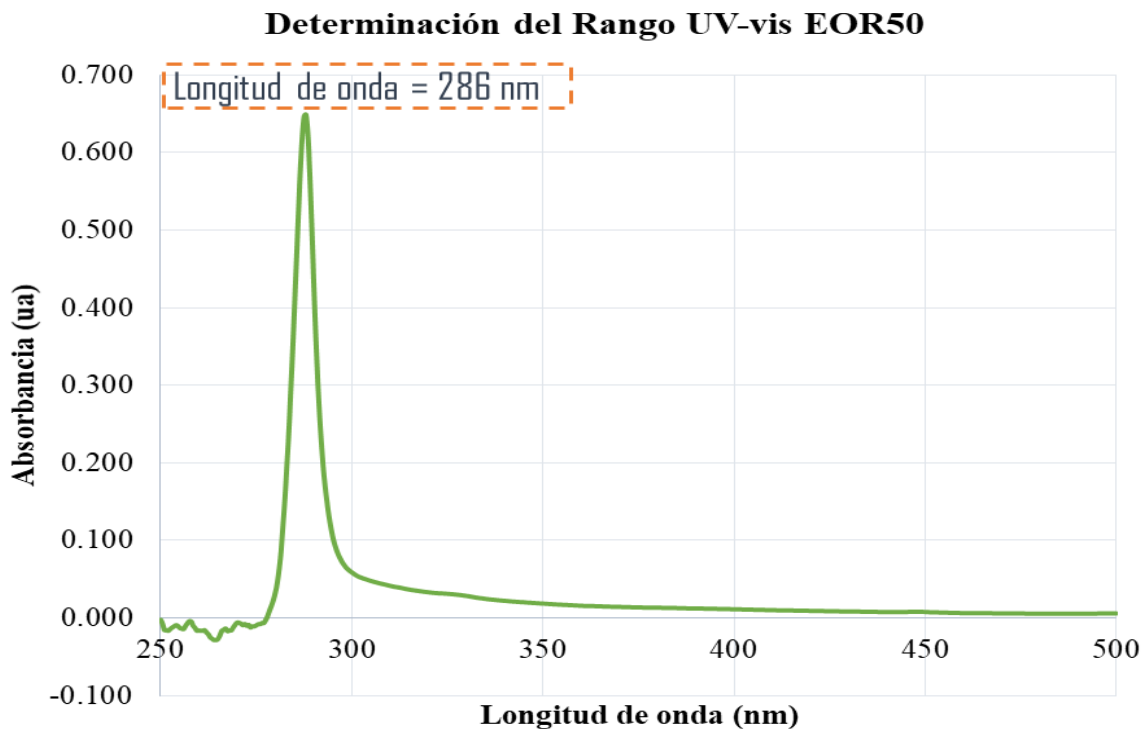
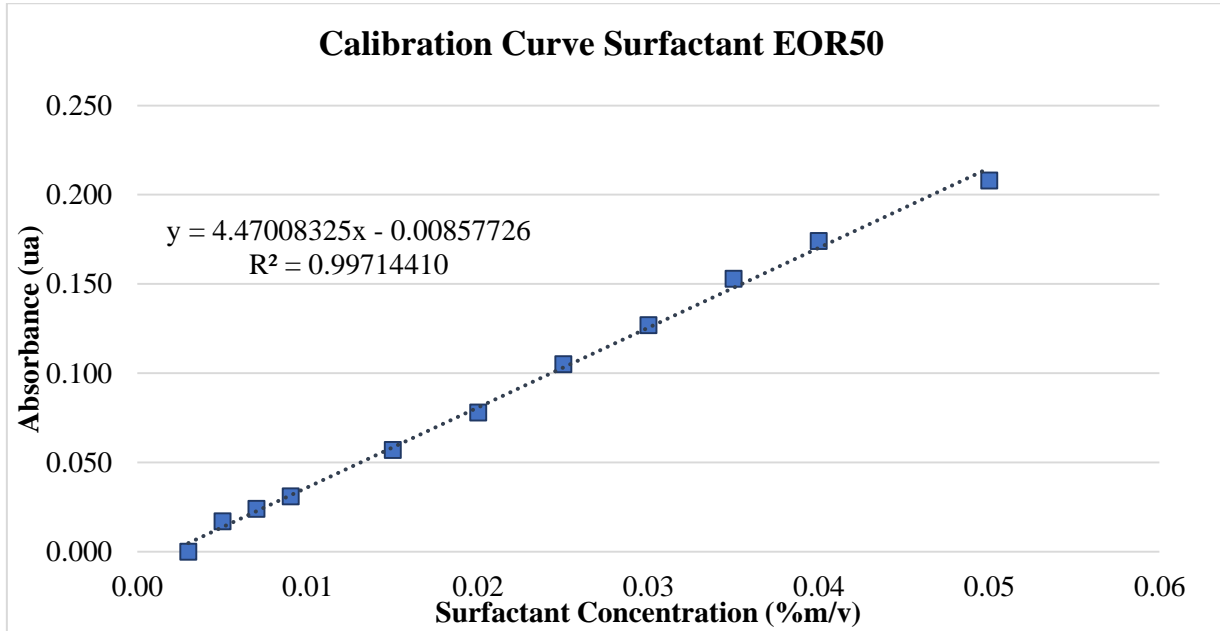


Figura 55. Curva de calibración del surfactante EOR 50 – Ley de Beer



$$Y = 4.47008325x - 0.00857726 \quad (6)$$

De acuerdo con la ecuación (6), con una tendencia lineal se correlacionan los datos de absorbancia ( $Y$ ) con la concentración del surfactante EOR50 ( $X$ ). Por lo tanto, para realizar el cálculo de la concentración final ( $Cf$ ) adsorbida es a partir de la originada de la ecuación (6) y descrita en la ecuación (7):

$$ABS = 4.47008325 * Cf - 0.00857726 \quad (7)$$

Se calcula  $Cf$  despejando de la ecuación (7):

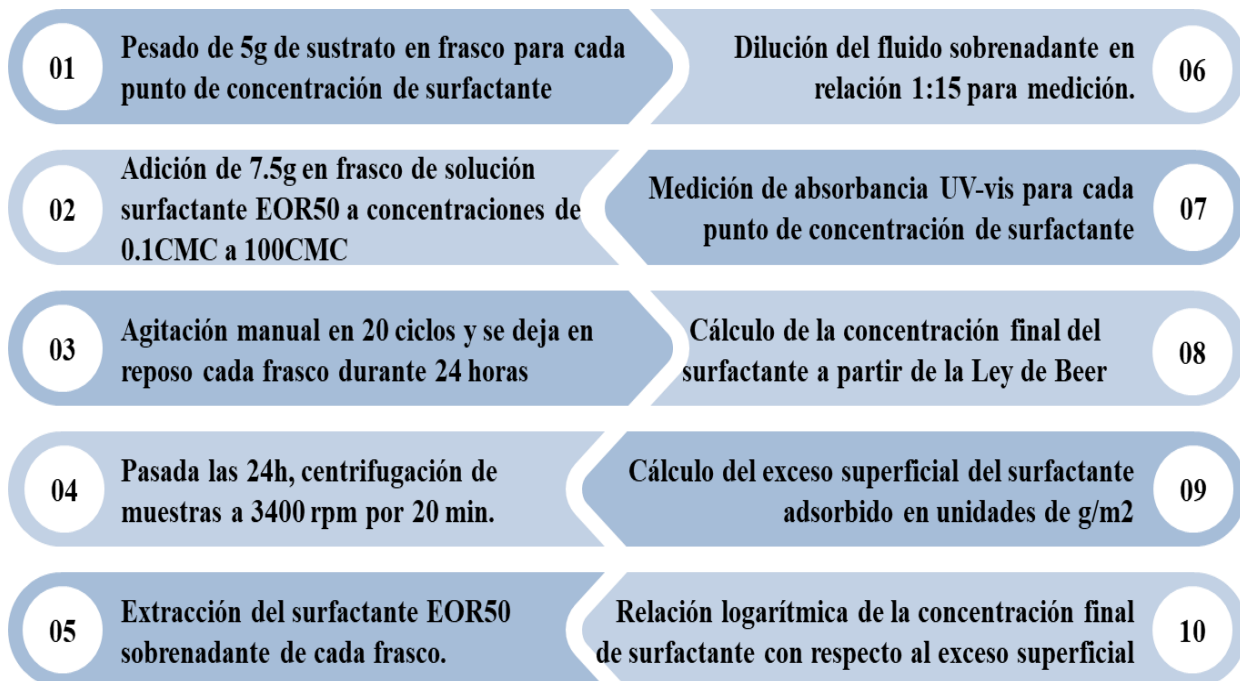
$$Cf \left( \% \frac{m}{v} \right) = \frac{ABS + 0.00857726}{4.47008325} \quad (8)$$

Finalmente, con la ecuación (8) se representa el comportamiento lineal descrito en la Ley de Beer y permite calcular la concentración final del surfactante a partir de una medición de absorbancia, durante el estudio de la adsorción estática en el sustrato rocoso.

#### 5.4. Metodología y Análisis de Interacción Roca-Fluido: Isotermas de adsorción

El estudio de adsorción estática se lleva a cabo a partir de interacción roca Formación Mugrosa-formulación de surfactante EOR50 con salinidad de 9330 ppm y pH de 7 (neutro) a diferentes concentraciones (entre 0.1 y 8 veces la CMC). De acuerdo con la metodología planteada por Mousalli (2021), se realiza la construcción de las isotermas de adsorción utilizando una relación de sustrato rocoso 1:1.5 de surfactante para muestras menores a 20 micras, es decir, por cada 5g de sustrato añadido, se adiciona 7.5g de solución de surfactante. Luego de añadir el surfactante en la roca se realiza un proceso de agitación manual, se deja en reposo alrededor de 24h para alcanzar el equilibrio químico y posteriormente, para separar el surfactante no adsorbido, conocido como sobrenadante, se realiza un proceso de centrifugación. A continuación, en la Figura 56 se detalla el paso a paso de la metodología planteada para la construcción de las isotermas de adsorción estática.

Figura 56. Metodología para la adsorción estática



Adaptado de: (Mousalli, 2021).

De acuerdo con la metodología de adsorción estática, posteriormente a la extracción del surfactante no adsorbido (sobrenadante), se le realiza un proceso de dilución en salmuera NaCl de 9330 ppm a una relación 1:15, principalmente, para garantizar la medición de la absorbancia del fluido no adsorbido en el espectrofotómetro UV-Vis. Por lo tanto, la concentración final ( $C_f$ ) descrita en la ecuación (8), se reemplaza como concentración final diluida ( $C_{fd}$ ) en la ecuación (9) de la Ley Beer, y posteriormente, se realiza el cálculo de la medición final de la concentración final no diluida (%m/v) identificada a continuación como ( $C_{ff}$ ) en la ecuación (10):

$$C_{fd}(\% \frac{m}{v}) = \frac{ABS+0.00857726}{4.47008325} \quad (9)$$

$$C_{ff}(\% \frac{m}{v}) = \frac{C_{fd} * 15}{1} \quad (10)$$

Luego del cálculo de las concentraciones finales del surfactante no adsorbido por el sustrato rocoso de la Formación Mugrosa (ver ecuación 10), se realiza la diferencia de la concentración o cantidad de gramos finales con respecto a la concentración o cantidad de gramos de surfactante inicial (ver ecuación 11 y ecuación 12) para obtener la cantidad de gramos de surfactante adsorbido en el sustrato.

$$Masa Surf final (g) = C_{ff}(\frac{g}{cc}) * V(cc) \quad (11)$$

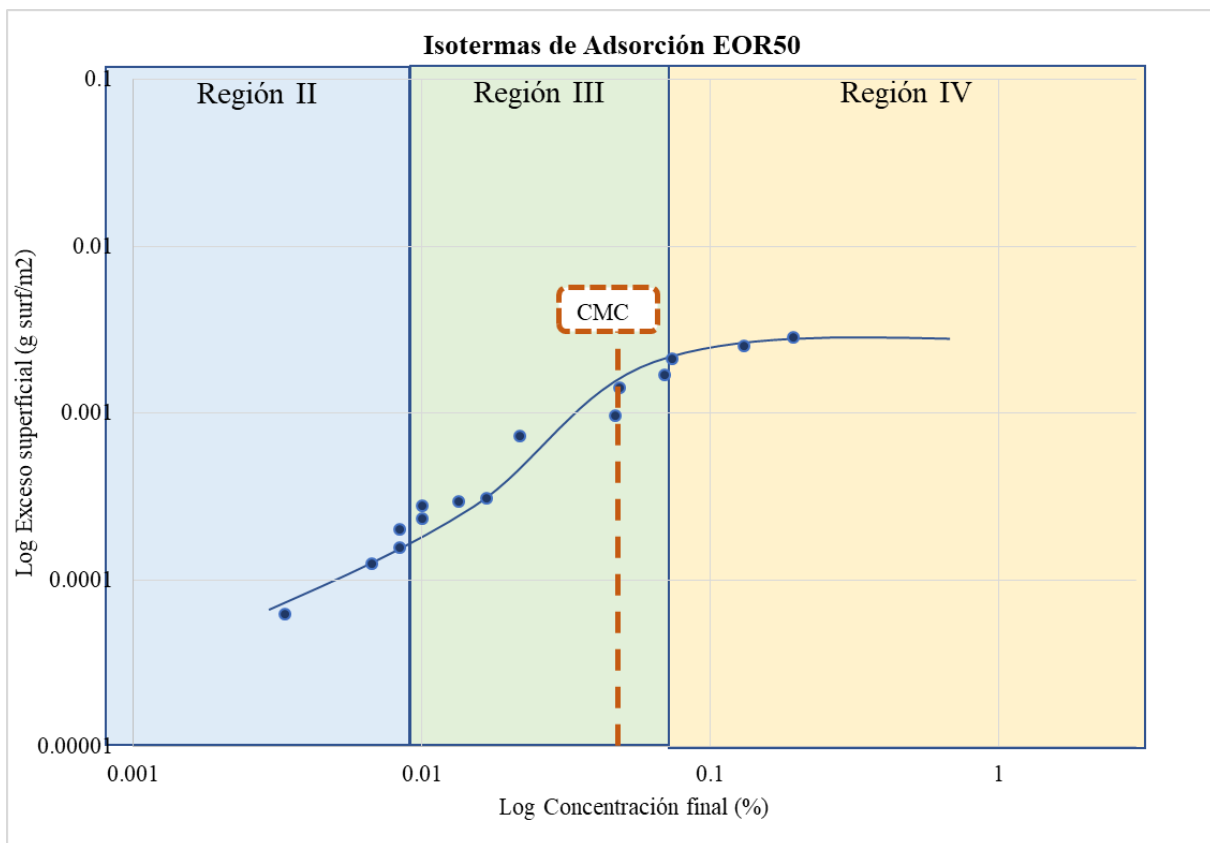
$$Masa absorbida (g) = Masa Surf Inicial (g) - Masa Surf Final (g) \quad (12)$$

El cálculo del exceso superficial, descrito en la ecuación (13), es la relación entre la masa de surfactante adsorbida y la cantidad de sustrato agregado (5g) por el área superficial (1.6 m<sup>2</sup>/g).

$$\text{Exceso Superficial} \left( \frac{g}{m^2} \right) = \frac{\text{Masa adsorbida (g)}}{5(g) * 1.6(m^2/g)} \quad (13)$$

La relación logarítmica de la concentración final (Cff) con respecto al exceso superficial dado por la concentración adsorbida, para cada uno de los puntos de concentración, es lo que se conoce como construcción de las isotermas de adsorción. Las isotermas se describen de acuerdo al modelo de 4 regiones, que permite identificar los mecanismos presentes en la adsorción del surfactante en el sustrato de la Formación Mugrosa. Para este caso, se realiza el cálculo de quince (15) puntos de concentración (ver Apéndice E), luego, en la Figura 57 se realiza el gráfico para el modelo de 4 regiones y posteriormente, se describen las regiones de adsorción obtenidas para el producto surfactante EOR50.

Figura 57. Isotermas de adsorción EOR50 - Modelo de 4 regiones



De acuerdo con la Figura 60, la adsorción estática de la formulación de surfactante EOR50 a 9330 ppm de NaCl en el sustrato rocoso de la Formación Mugrosa, logra identificar 3 regiones. Debido a que la región I en las isothermas comprende valores de concentración final tan bajos, que en el equipo UV-Vis no logra apreciar su medición de absorbancia (con concentraciones mínimas alrededor de 0.00335 %m/v con exceso superficiales en el orden de  $\times 10^{-5}$  g/m<sup>2</sup>). Sin embargo, de acuerdo con lo descrito en la región I, es posible afirmar que existe una interacción iónica debido a las fuerzas de Van der Waals de las distribuciones de cargas eléctricas de las moléculas del surfactante polar, interactuando con el ambiente del sustrato rocoso de la Formación Mugrosa cargado electronegativamente por naturaleza arcillosa.

La región II, se empieza a generar un incremento en la pendiente de adsorción respecto al aumento de la concentración final, cuando el grupo polar del surfactante interactúa con los sitios de intercambio iónico en la superficie de los minerales de la Formación Mugrosa para facilitar la creación de agregados denominados hemimicelas, estas pueden generarse a partir de los mecanismos de interacción electrostática tales como intercambio iónico y emparejamiento iónico para el surfactante polar (aniónico) y puentes de hidrógeno formados con los grupos hidroxilos del sustrato (caolinita y clorita) a través del grupo apolar de los surfactantes.

En la región III, se evidencia un aumento de la adsorción del surfactante debido a que en dicha región se presenta agregados denominados admicela y su pendiente es creciente a medida que la concentración aumenta hasta la CMC. De acuerdo con lo descrito en la literatura, en esta región la CMC corresponde al punto máximo de adsorción en esta región, sin embargo, después de la CMC la adsorción está dada principalmente por el rechazo hidrófobo entre las colas del surfactante (grupo apolar) y la solución acuosa. Tanto en la región II como en la III a concentraciones bajas, existe un aumento en el exceso superficial en mismos puntos de

concentración final, teniendo en cuenta, que las mediciones realizadas en el UV-VIS muestran valores similares de absorbancia en ciertos puntos de concentraciones bajos no tan distantes asociados principalmente a la sensibilidad del equipo.

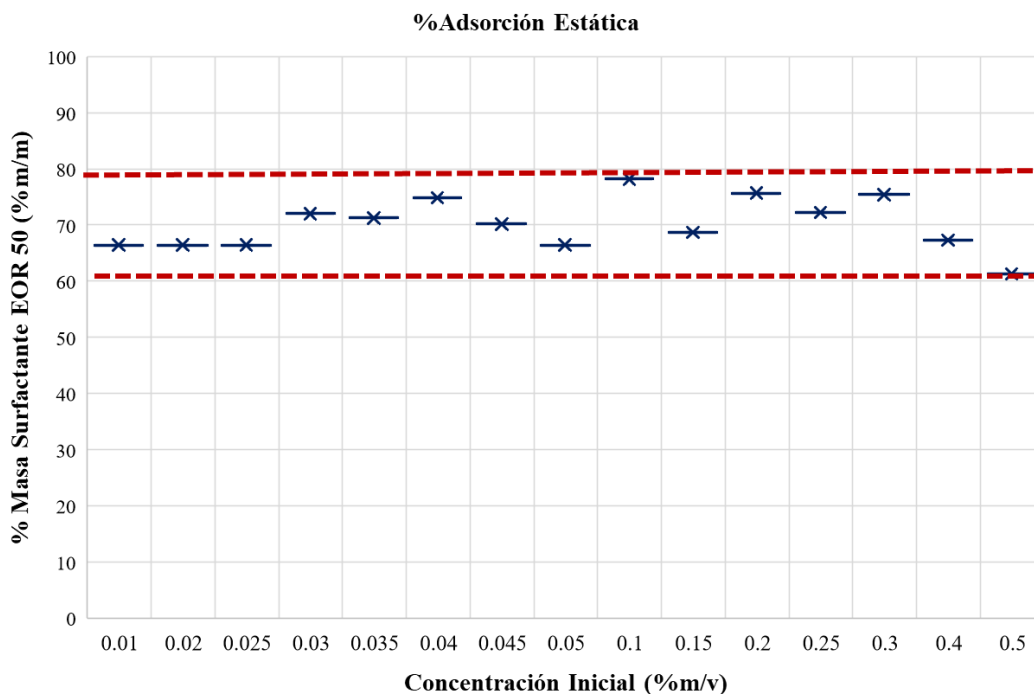
De acuerdo con Zhang y Somasundaran (2006), el incremento dado en la pendiente de la isoterma en la región III por el producto EOR50 y no en la región II (como normalmente ocurre), corresponde principalmente a la ausencia de las interacciones electrostáticas y se adsorbe más el grupo apolar del producto; sus agregados a concentraciones bajas se forman principalmente por puentes de hidrógeno y al aumentarse, se forman a partir de la interacción lateral en las colas lipofílicas que incrementa la adsorción (ver Apéndice F).

Para la región IV, muchos autores han estudiado el comportamiento de los surfactantes con respecto a la CMC, donde usualmente se observa que por encima de la CMC una adsorción máxima y a concentraciones inicialmente altas, favorecen la creación de micelas y su pendiente igual a cero en la adsorción, es decir, que los valores de adsorción se mantienen constante con la concentración y es nula debido a que el sustrato se encuentra saturado y no existe lugar en el medio poroso donde el surfactante se pueda adsorber y solo actúa el grupo apolar con la formación de múltiples capas. Sin embargo, de acuerdo con Zhang y Somasundaran (2006) & Pham (2015), el valor de la CMC disminuye drásticamente con fuerzas iónicas altas y posterior a la CMC es posible la formación de admicelas y aumento de la densidad del surfactante hasta alcanzar la adsorción máxima.

### 5.5. Análisis de la Adsorción Estática

La adsorción estática del surfactante EOR50 en el sustrato rocoso de la Formación Mugrosa, está dada por el cálculo del porcentaje de masa adsorbida. De acuerdo con Du et al (2020), la capacidad de adsorción también es medida a partir de la diferencia que existe entre la masa inicial de surfactante añadido con respecto a la masa final extraída en el sobrenadante luego de la interacción roca-fluido sobre la masa inicial (ver Apéndice G). A continuación, en la Figura 58 se describen los resultados obtenidos de porcentaje de adsorción estática (%m/m) con respecto a la cantidad de masa inicial en diferentes puntos de concentración (%m/v).

Figura 58. Adsorción estática producto EOR50



De acuerdo con los datos, el valor del porcentaje de la masa de adsorción del producto EOR50 asociado a diferentes valores de concentración en la Formación Mugrosa oscila en un rango de 60 al 80% que está delimitado en la Figura 58 por unas líneas rojas. El porcentaje de adsorción dado en la interacción roca-fluido cuando los surfactantes se encuentran en contacto las 24 horas con

una masa de la Formación Mugrosa, presume que existe una adsorción asociada a mecanismos tales como puentes de hidrógeno y a la interacción iónica con el sustrato. Por lo tanto, el porcentaje promedio de adsorción estática se encuentra alrededor del 0.7g/g de roca, siendo este valor el peor escenario en la interacción roca-fluido, donde se permite observar la máxima capacidad de adsorción del sustrato a diferentes concentraciones dadas y a su vez, genera información para el posterior estudio de adsorción dinámica y pruebas de desplazamiento de crudo.

## **6. Evaluación de la Eficiencia de Desplazamiento de Crudo con la Inyección de Surfactantes.**

La inyección de surfactantes en un medio poroso evalúa la interacción roca-fluido a partir de unas condiciones experimentales que representan la condición de yacimiento; estas pruebas establecen los parámetros más relevantes de la formación tales como la temperatura, salmuera de formación, pH, presión de confinamiento y viscosidades de los fluidos y posteriormente, estimar la cantidad de fluido desplazado por el medio de la cuantificación de los efluentes.

Una prueba de desplazamiento permite evaluar la aplicabilidad de un método de recobro mejorado térmico y no térmico, a partir de la construcción de las curvas de permeabilidad relativas con respecto a la saturación de agua inyectada en el sistema. Se estima el comportamiento desplazado de los fluidos, se calcula la cantidad de agua desplazada y se evalúa el desplazamiento de crudo por acción de la inyección agua, y posteriormente, de la aplicación de una formulación de surfactantes. Para la Formación Mugrosa los surfactantes inyectados son la formulación del producto EOR50 (surfactante aniónico y no iónico con nanopartículas de sílice).

## 6.1. Materiales

### 6.1.1. Reactivos

- **Sustrato Rocoso**

El sustrato de la Formación Mugrosa utilizado para las pruebas de desplazamientos y adsorción dinámica, son las cuatro (4) muestras *plugs* que cuentan con análisis petrofísicos (ver Tabla 9) y están identificadas como M01-B-1, M01-B-2, M01-C y M05-B, y una (1) muestra de roca Berea que ha sido previamente pasada por un proceso de limpieza con tolueno y que contiene altas propiedades petrofísicas, para el desarrollo de pruebas preliminares que permiten desarrollar y afianzar la metodología experimental.

- **Surfactantes**

La formulación utilizada de surfactante es el EOR50, compuesta de surfactantes aniónico y no iónico con nanopartículas de sílice, con una concentración de 10,000 ppm (1% m/v), diluido en una salmuera sintética de 9330 ppm de NaCl y pH=7.

- **Salmuera**

La salmuera sintética se realiza con una concentración de 9330 ppm de cloruro de sodio (NaCl) (Naranjo, 2010) para realizar las pruebas de desplazamiento de crudo y adsorción dinámica. A continuación, en la Tabla 20, se describen algunas propiedades de la salmuera.

**Tabla 20. Propiedades de salmuera sintética**

Salmuera	Propiedades
Sintética a 9330 ppm de NaCl	<ul style="list-style-type: none"> <li>• pH=7</li> <li>• Densidad @60°F= 0.998 g/cc</li> <li>• Viscosidad @84°F = 1.95 cP</li> <li>• Viscosidad @140°F = 1.70 cP</li> </ul>

- **Crudo**

El crudo utilizado para las pruebas de desplazamiento, es el mismo de la interacción fluido-fluido es un crudo de la Formación Mugrosa de un campo colombiano y sus propiedades están descritas en la Tabla 19.

### 6.1.2. Equipos y Funciones

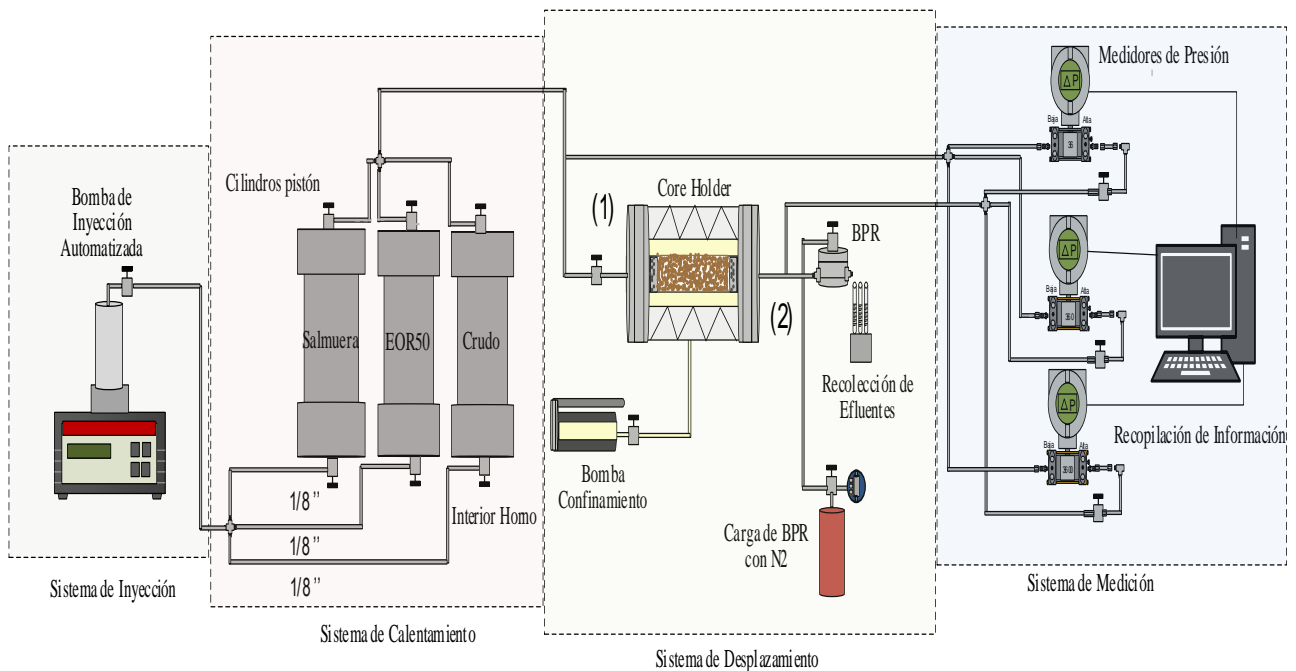
El equipo utilizado para las pruebas de desplazamiento de crudo y adsorción dinámica es el equipo STEAM LDE del grupo de investigación de recobro mejorado (GRM). El equipo cuenta con un sistema automatizado de medición de datos y permite realizar pruebas a condiciones de temperatura y presión de yacimiento para recobros térmicos y no térmicos. Para el desarrollo de la prueba se realiza la adecuación del equipo para inyección de químicos a partir de un *Core Holder*. A continuación, de acuerdo con la Figura 59 del equipo STEAM LDE, se realiza una descripción del equipo a través de los sistemas que lo componen:

- ❖ **Sistema de inyección:** Compuesto principalmente por una bomba tipo jeringa de la marca Teledyne Isco, esta bomba cuenta un motor paso a paso que desplaza el aceite hidráulico hasta los cilindros portamuestras para realizar la posterior inyección. La bomba con sistema de control automatizado cuenta con un rango de presión entre 7500 psig y 10 psig, y con caudales de flujo entre 0.001 cc/min – 204 cc/min (Vertex Technics, 2023).
- ❖ **Sistema de calentamiento:** Permite garantizar la condición de temperatura en el yacimiento (140°F); este sistema está integrado principalmente por un horno universal de laboratorio que a partir de una transferencia de calor por convección permite mantener los cilindros portamuestras de los fluidos a las condiciones deseadas de temperatura.
- ❖ **Sistema de desplazamiento:** Este sistema consta de tres (3) cilindros portamuestras que cuentan con un pistón de desplazamiento que permite con empuje de aceite hidráulico

suministrar los fluidos a un medio poroso, conocido como *core holder*. El core holder con una longitud de 17 cm, permite ingresar la muestra de roca *plug* en una manta de calentamiento que mantiene la temperatura y a su vez, realiza un confinamiento de la muestra, presurizada con una bomba manual de aceite hidráulico. En este sistema se realiza la inyección (1) de las muestras y saturación del medio poroso para posteriormente, a través de un recolector de efluentes, se realiza la toma de muestras de los fluidos salientes de la zona de producción (2) en un tiempo establecido de acuerdo con la tasa inyectada y al volumen poroso de la muestra de roca seleccionada.

- ❖ **Sistema de medición:** Son un conjunto de medidores de presión; estos permiten calcular la caída de presión en los puntos de inyección y producción de la configuración seleccionada. Este sistema está compuesto de medidores o también conocido como *Smar* de alto rango (hasta 3600 psi), rango medio (hasta 360 psi) y rango bajo (36 psi).

**Figura 59. Equipo de desplazamiento STEAM LDE - GRM**



Creado por: Autor (Lab GRM-UIS)

## 6.2. Metodología Experimental Adsorción Dinámica Surfactante EOR 50

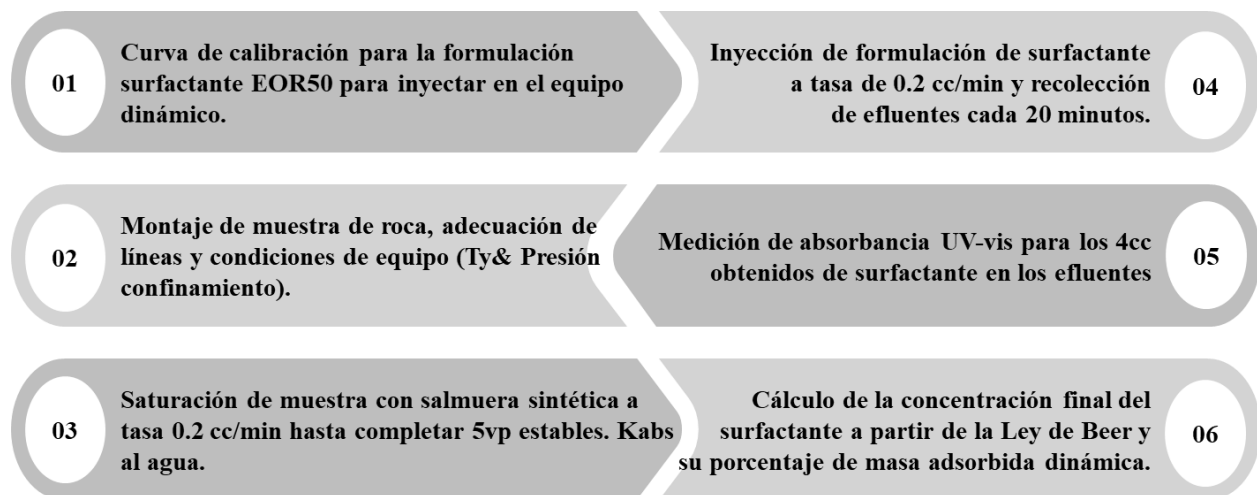
La metodología planteada para la adsorción dinámica es un conjunto del protocolo establecido para la adsorción estática y las pruebas dinámicas de desplazamiento de crudo. En la adsorción dinámica se utilizaron las muestras de la Formación Mugrosa identificadas como M01-B-2 y M05-B, estas muestras de análisis petrofísicos distantes, se unen en una (1) sola muestra a partir de un enmangado (ver Figura 60), para garantizar el requerimiento de volumen del equipo *core holder* para la prueba dinámica (aproximadamente 15 cm de muestra).

**Figura 60. Enmangado muestras Formación Mugrosa – Adsorción dinámica**



A continuación, en la Figura 61 se describe la metodología para la adsorción dinámica.

**Figura 61. Metodología para adsorción dinámica surfactante**

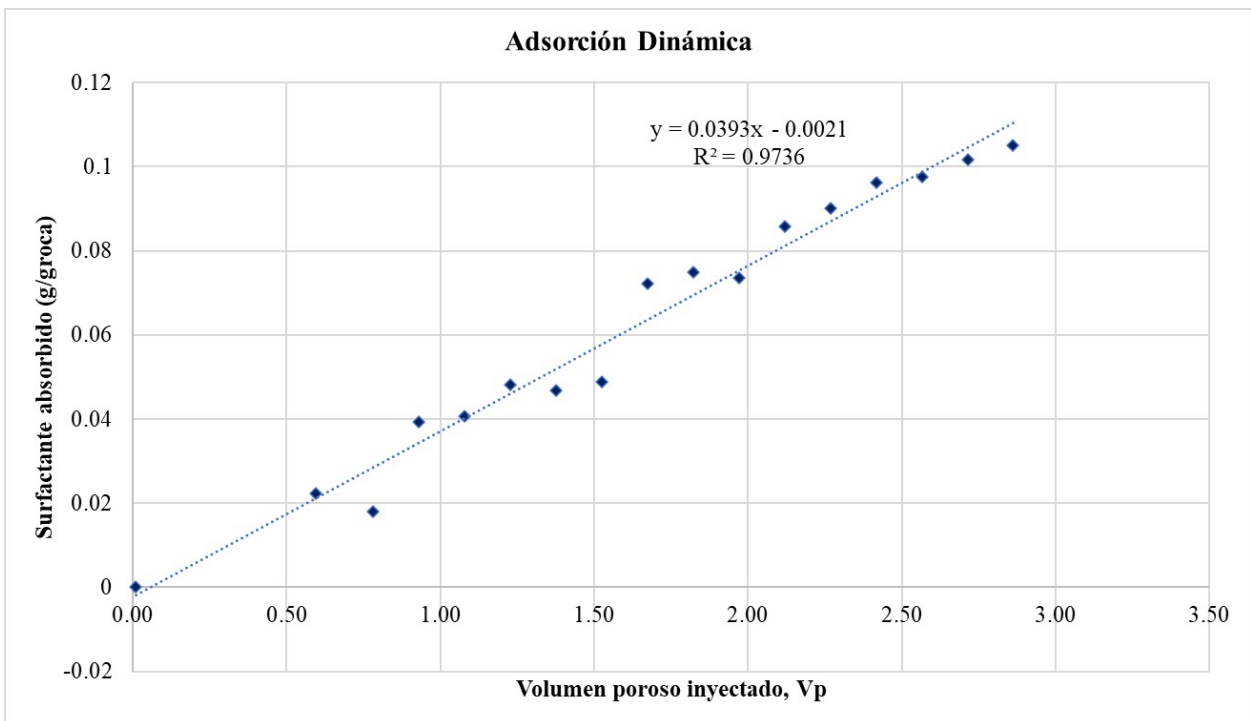


Adaptado de: Wei (2020) & Álvarez (2018). Modificado por: Autor (Lab EOR-ICP)

### 6.3. Análisis de Adsorción Dinámica

De acuerdo con Wei (2020) & Álvarez (2018), el análisis de la adsorción dinámica de los surfactantes se realiza a partir de la medición de la masa final adsorbida con respecto al sustrato; utilizando la curva de calibración del surfactante EOR50 descrita en la ecuación (8), la medición de absorbancia obtenida para cada volumen poroso inyectado y el recolectado, se permite calcular la concentración final del surfactante (ver Apéndice H), posteriormente, con la analogía planteada por estos autores en la adsorción dinámica, se realiza el cálculo del surfactante adsorbido con respecto a la cantidad máxima de surfactante adsorbida en el sustrato de la Formación Mugrosa cuando es inyectado a diferentes volúmenes poroso ( $V_p$ ) (ver Figura 62).

Figura 62. Adsorción dinámica surfactante EOR50 en Formación Mugrosa



La formulación de surfactante EOR50 inyectado en el medio poroso de la Formación Mugrosa es adsorbido en aproximadamente 0.11 g/g (11%), que en comparación con la adsorción estática (70%) es un porcentaje bajo.. Este producto EOR50 presenta una oscilación dentro de un

rango (como en la adsorción estática), sin embargo, su adsorción aumenta a medida que se inyectan más volúmenes porosos, y de acuerdo con su tendencia, el valor máximo de adsorción, cuando su saturación es completa, está proyectado para una inyección de aproximadamente 25.5 volúmenes porosos (Vp).

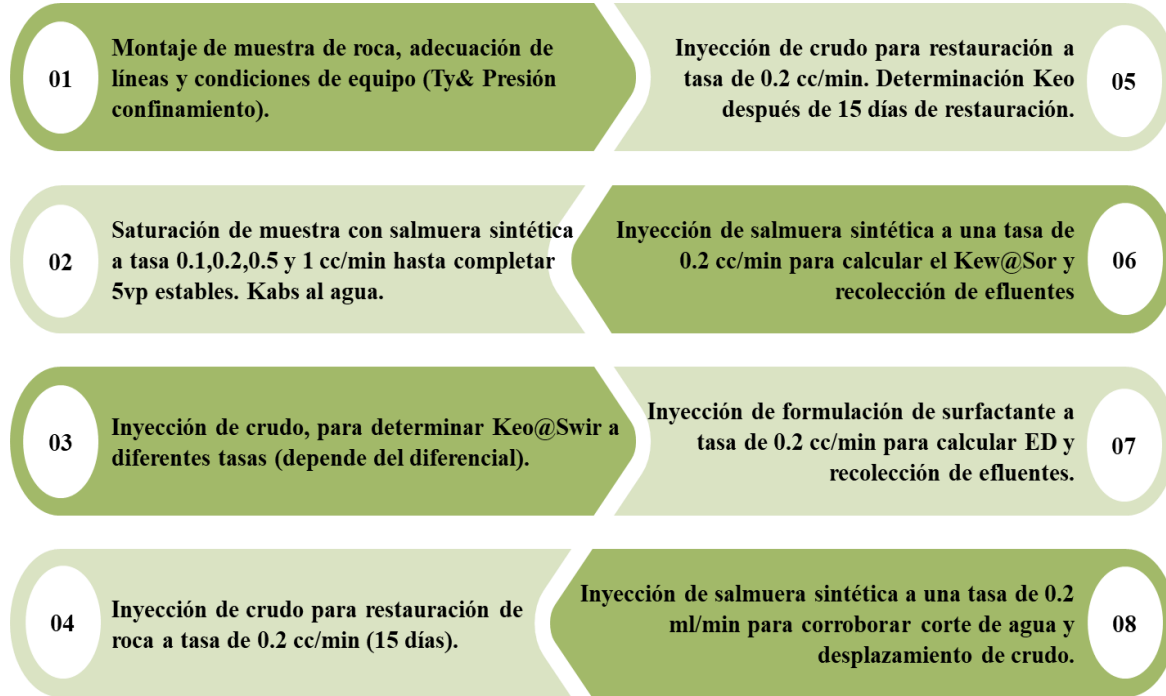
#### 6.4. Metodología Experimental Desplazamiento Crudo Surfactante EOR 50

El desplazamiento de crudo de la Formación Mugrosa es iniciado con una muestra roca Berea, esta roca es característica porque cuenta con propiedades petrofísicas deseables como altas permeabilidades y porosidades (ver Tabla 21), permitiendo una alta fluidez en la inyección de los fluidos y a su vez, permita establecer una metodología para la posterior inyección con las muestras de la Formación Mugrosa. Teniendo en cuenta lo anterior, y la disponibilidad de muestras, se plantea una metodología experimental acorde con la aplicación del surfactante EOR50 para la realización de pruebas de desplazamiento de crudo en la interacción roca-fluido, partiendo del ensayo experimental con una roca Berea. A continuación, en la Figura 63 se describe la metodología experimental.

Tabla 21. Petrofísicos Básicos Roca Berea

Muestra	Propiedades Petrofísicas Básicas			
	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	$\phi$ (%)	K (mD)
Berea	15	3.85	23.4	255.97

Figura 63. Metodología para el desplazamiento de crudo



Adaptado de: API (1956 & 1988). Modificado por: Autor (Lab EOR-ICP)

De acuerdo con la metodología planteada y la revisión bibliográfica para la realización de pruebas de desplazamiento, para la roca Berea y la roca de la Formación Mugrosa, se realizan las pruebas a unas condiciones de operación específicas descritas en la Tabla 22.

Tabla 22. Condiciones operacionales pruebas de desplazamiento

Condiciones Experimentales	Propiedades	Pruebas
Temperatura= 140°F Presión de Confinamiento= 1000 psi Presión de poro= 200-400 psi Caudal inyección=0.2 cc/min	<ul style="list-style-type: none"> <li>Crudo: Formación Mugrosa Gravedad API=27.7</li> <li>Surfactante EOR 50 Concentración 1% pH=7</li> <li>Salmuera NaCl 0.93% pH=7</li> <li>Viscosidad crudo @140°F = 43.88 cP</li> <li>Viscosidad salmuera @140°F = 1.70 cP</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desplazamiento de crudo roca Berea</li> <li>Desplazamiento de crudo roca M01B1+M01C1</li> </ul>

Durante el desarrollo de la prueba, después del montaje experimental, se realiza la saturación del medio poroso a partir de la inyección de salmuera NaCl a 9330 ppm, se calcula el volumen poroso o volumen de llenado experimental del medio poroso; se mide el tiempo determinado donde el fluido inyectado atraviesa todo el medio poroso y empieza a producir su primera gota. Ese tiempo donde comienza a producir se multiplica por el caudal inyectado y obtenemos el volumen de llenado experimental del medio poroso ( $V_{mp}$ ) (ecuación 14). Se puede obtener el valor de la porosidad ( $\phi$ ) (ecuación 16), a partir de la relación del  $V_{mp}$  calculado y el volumen total de la muestra dado por las mediciones de longitud y diámetro (ecuación 15), A continuación, las ecuaciones:

$$V_{mp} (cc) = t * Q - V_m \quad (14)$$

$$V_t (cc) = l * \frac{\pi x D^2}{4} \quad (15)$$

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (16)$$

$t =$  Tiempo de saturación completa o primera gota producida (min)

$Q =$  Caudal inyectado ( $\frac{cc}{min}$ )

$V_t =$  Volumen total muestra (cc)

$V_m =$  Volumen muerto sistema (cc)

$V_p =$  Volumen poroso (cc)

$l =$  longitud muestra roca (cm)

$D =$  diámetro muestra roca (cm)

De acuerdo con lo planteado por la ley de Darcy, descrito en la ecuación (2) se realiza el cálculo de la permeabilidad absoluta en agua para los diferenciales de presión en 5  $V_p$  estables para cada una de las tasas de inyección de salmuera NaCl (0.1, 0.2, 0.5 y 1 cc/min). Con la misma

ecuación (2), se determina la permeabilidad efectiva inicial de aceite de la inyección de crudo Keo en la saturación de agua irreducible ( $S_{wir}$ ) o connata ( $S_{wc}$ ) en el punto de la primera gota de crudo o conocido como *break through* (ecuación 17 y ecuación 18), la saturación de aceite máxima ( $S_{oi}$ ) (ecuación 19), el original o volumen poroso de hidrocarburo (HPCV) (ecuación 20) y la saturación de aceite residual en el acumulado total ( $S_{or}$ ) (ecuación 21).

$$V_w = \frac{M_w}{D_w} \quad (17)$$

$$S_{wir} = \frac{V_{mp} - V_w}{V_p} \quad (18)$$

$$S_{oi} = 1 - S_{wir} \quad (19)$$

$$HPCV = V_p * S_{oi} \quad (20)$$

$$S_{or} = \frac{HPCV - V_{oamax}}{V_p} \quad (21)$$

$V_w$  = Volumen de agua producida en el *break through*

$M_w$  = Masa de agua producida en el *break through*

$D_w$  = Densidad del agua

$V_{mp}$  = Volumen medio poroso

$V_{oamax}$  = Volumen aceite desplazado acumulado total(cc)

$HPCV$  = Volumen poroso de hidrocarburo (cc)

Las permeabilidades relativas de  $K_{ro}@S_{wir}$  y  $K_{rw}@S_{or}$ , conocido como los *end points*, se calculan a partir de las respectivas permeabilidades efectivas con respecto a la permeabilidad absoluta (K) (ecuación 22 y ecuación 23), cuando la inyección del aceite satura el sistema hasta un contenido de agua irreducible y posteriormente, se inyecta agua hasta una saturación de aceite residual. Estos puntos están dados por la medición de la presión diferencial en el sistema de la

roca Bera y la muestra de la Formación Mugrosa con respecto a su caudal de inyección (ver Apéndice I).

$$Krw_{Sor} = \frac{Kw_{Sor}}{K} \quad (22)$$

$$Kro_{Swir} = \frac{Ko_{Swir}}{K} \quad (23)$$

$Kw_{Sor}$  = Permeabilidad efectiva del agua al Sor

$Ko_{Swir}$  = Permeabilidad efectiva del aceite al Swir

$K$  = Permeabilidad absoluta al agua

Teniendo los cálculos de  $Kro_{Swir}$  y  $Krw_{Sor}$ , conocido como los *end points*, de acuerdo con Mehdi (1986), se construye la curva de permeabilidad relativa con el modelo de Hirasaki con respecto a la saturación de agua en el tiempo ( $Sw$ ) (ecuación 24 y ecuación 25).

$$Krw = (Krw)_{Sor} * (Sw)^n \quad (24)$$

$$Kro = (Kro)_{Swir} * (1 - Sw)^n \quad (25)$$

$Krw$  = Permeabilidad relativa al agua en cada punto de saturación de agua

$Kro$  = Permeabilidad relativa al aceite en cada punto de saturación de agua

Donde  $n$ , es una medida del grado de heterogeneidad de un yacimiento; usualmente es un valor igual a 2 (Mehdi, 1986).

A partir de la saturación de agua y posteriormente a la aplicación del surfactante en el medio poroso saturado de crudo, se realiza una recolección de los efluentes, que por medio de la prueba de resonancia magnética nuclear (RMN) permite identificar la cantidad de petróleo y agua que se encuentra libre y emulsionada, evitando separaciones físicas de los fluidos, estas mediciones se realizan con repetibilidad observando los parámetros de tiempo de relajación y amplitud para cada

recipiente de efluentes, finalmente, con estas pruebas se puede realizar la estimación de la cantidad de crudo y solución acuosa recuperada en la producción de los efluentes luego del proceso de inyección (ver Apéndice J). Estos resultados cuantitativos permiten estimar la fracción de volumen de agua desplazada ( $F_w$ ) (ecuación 26) y la eficiencia de desplazamiento de crudo ( $ED$ ) (ecuación 27) con respecto a los volúmenes porosos inyectados de fluido.

$$F_w = \frac{V_w}{V_w + V_o} \quad (26)$$

$$ED = \frac{V_{oa}}{HPCV} * 100 \quad (27)$$

$V_w =$  Volumen agua recuperada(cc)

$V_o =$  Volumen aceite recuperado(cc)

$V_{oa} =$  Volumen aceite desplazado acumulado(cc)

$F_w =$  Fracción de volumen de agua desplazada (%V/V)

$ED =$  Eficiencia de desplazamiento de crudo (%V/V)

### 6.5. Análisis de Desplazamiento Crudo Surfactante EOR 50 – Roca Berea

Siguiendo la metodología planteada y las ecuaciones utilizadas para el desplazamiento de crudo con la aplicación de la formulación de surfactante EOR50 a una salinidad de 9330 pm. Se presentan en la Tabla 23, los resultados de las propiedades petrofísicas medidas de la roca Berea, el cálculo de su porosidad a partir de los volúmenes, los cálculos de las permeabilidades  $K_{ro@Swir}$  y  $K_{rw@Sor}$ , la saturación de agua irreducible ( $Swir$ ), saturación de aceite máxima ( $Soi$ ) y la saturación de aceite residual ( $Sor$ ).

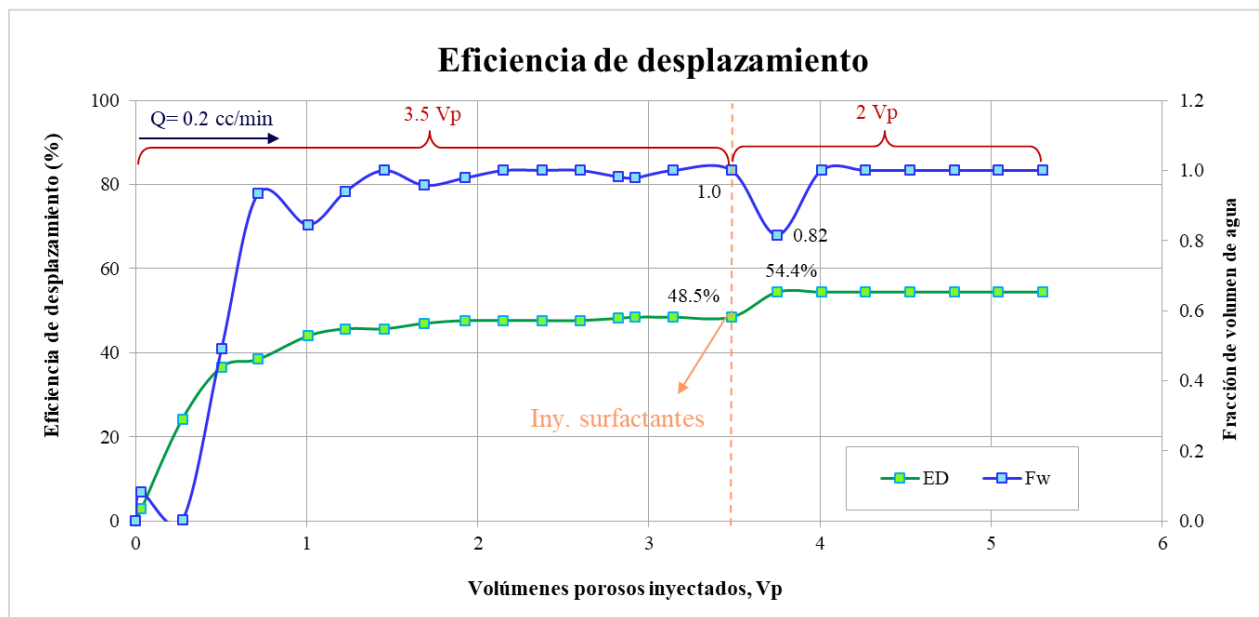
**Tabla 23. Resultados porosidad y permeabilidad dinámica roca Berea**

Propiedad	Valor
Diámetro (cm)	3.85

Longitud (cm)	15.00
Volumen total (cc)	174.62
Volumen muerto (cc)	1.50
Volumen poroso (cc)	25.40
Porosidad (%)	14.55
Volumen agua producida (cc)	19.23
Swir	0.243
Soi	0.757
HPCV	19.23
Sor	0.345
Kro@Swir	0.966
Krw@Sor	0.301
Krw@SorEOR50	0.252

De acuerdo con los resultados obtenidos y a partir de la cuantificación de volumen de agua y crudo producidos por RMN, se realiza la curva de eficiencia de desplazamiento y fracción de volumen de agua con respecto los volúmenes porosos inyectados (ver Figura 64).

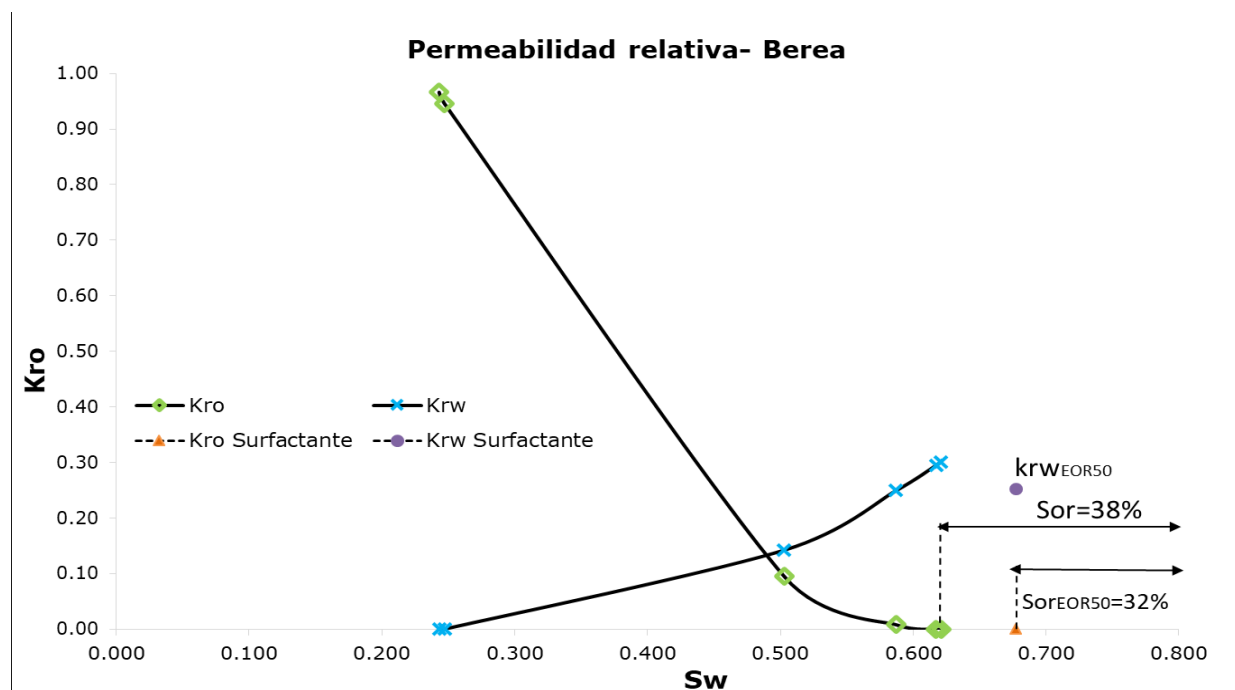
Figura 64. Eficiencia de desplazamiento de crudo – roca Berea



Los resultados de ED en la muestra de roca Berea, luego de que no se evidencia desplazamiento de crudo producto de la inyección de agua, que alcanza un valor de aproximadamente 48.5% de crudo, reflejan que al aplicar la formulación del surfactante EOR50 existe un aumento adicional de aproximadamente el 6% de su eficiencia de desplazamiento de crudo y una reducción de la fracción del volumen de agua del 18%, producto de la producción de crudo en 0.5 volúmenes porosos inyectados de formulación de surfactante a un caudal de 0.2 cc/min. Luego, se desplaza el 6% de crudo donde se observa que la fracción de volumen de agua aumenta al 100% en 1 Vp y finalmente, se completan los 2 Vp de inyección de formulación donde no se evidencia más presencia de crudo desplazado.

A partir del modelo de Hirasaki se construye la curva de permeabilidad relativa de la inyección de salmuera y posteriormente, los *end points* de la inyección de la formulación de surfactante EOR50 en la roca Berea (ver Figura 65), a partir de los resultados obtenidos de las propiedades y la cuantificación de los fluidos por RMN.

Figura 65. Curva permeabilidades relativas – roca Berea

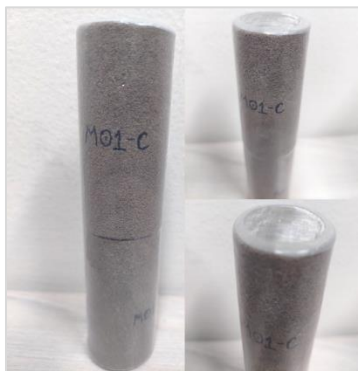


En las curvas de permeabilidad relativa para la muestra de roca Berea, se puede observar la disminución de la saturación de aceite residual aproximadamente del 6%, tal como se observaba en la eficiencia de desplazamiento de crudo. Teniendo en cuenta lo anterior, es posible afirmar que la eficiencia de la aplicación de la formulación de surfactante EOR50 en una salinidad de 9330 ppm y posterior a la inyección de salmuera sintética (9330 ppm NaCl) en una muestra la roca Berea está dada en un 6%. También, que la metodología planteada en el equipo STEAM LDE, permite operar a condiciones de yacimiento y cuantificar la producción a partir del cálculo de unos volúmenes porosos inyectados, por lo tanto, es posible desarrollar el desplazamiento de crudo con los parámetros establecidos para las muestras de la Formación Mugrosa.

#### 6.6. Análisis de Desplazamiento Crudo Surfactante EOR 50 – Formación Mugrosa

De acuerdo con la metodología planteada y analizada con la muestra de roca Berea, la realización de la prueba con las muestras de la Formación Mugrosa, se realizan para las muestras identificadas como M01-B-1 y M01-C, estas muestras son muy similares en análisis petrofísicos y mayores en permeabilidad a la M01-B-2 y M05-B de acuerdo con la Tabla 9, sin embargo, poseen una longitud de aproximadamente 7.5 cm y de acuerdo con esto, es necesario realizar un enmallado y recubrimiento con manga termo-encogible que permita unir las dos (2) muestras en una (1) para garantizar el requerimiento de volumen del equipo *core holder* (ver Figura 66).

**Figura 66. Enmangado muestras Formación Mugrosa - ED**



Una vez enmangada las dos muestras de la Formación Mugrosa, se realiza la medición y el cálculo de las principales propiedades tales como el cálculo de su porosidad a partir de los volúmenes, los cálculos de las permeabilidades  $K_{ro@Swir}$  y  $K_{rw@Sor}$ , la saturación de agua irreducible ( $S_{wir}$ ) y la saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ) (ver Tabla 24).

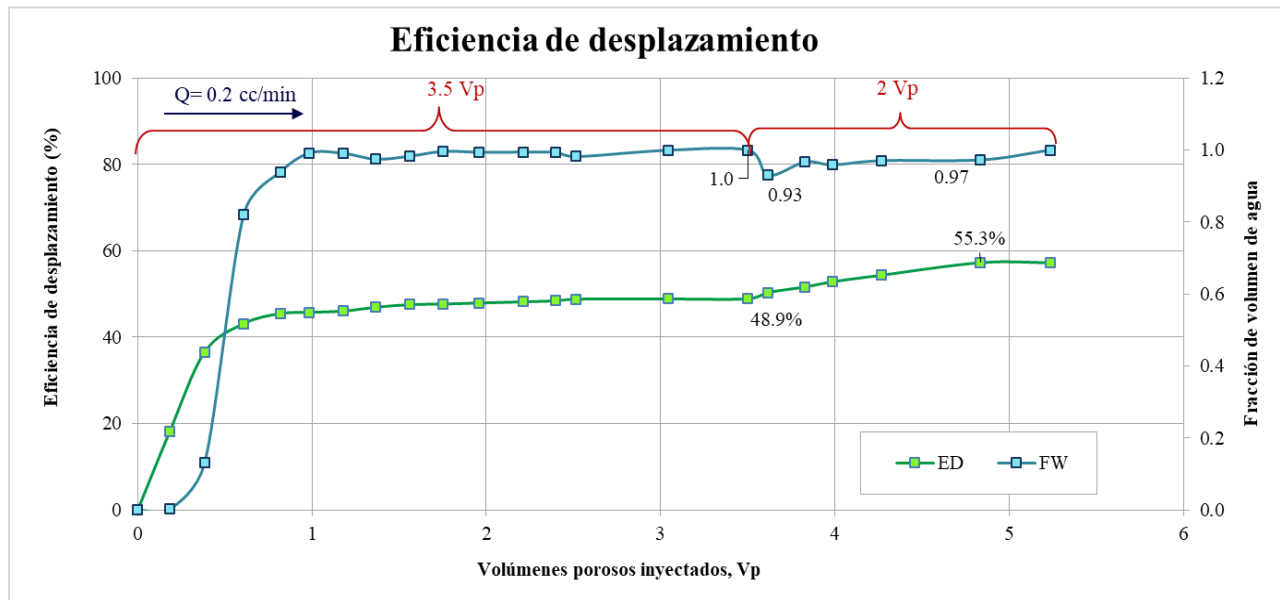
**Tabla 24. Resultados porosidad y permeabilidad dinámica Formación Mugrosa**

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
Diámetro (cm)	15.5
Longitud (cm)	3.45
Volumen total (cc)	144.90
Volumen muerto (cc)	1.5
Volumen poroso (cc)	25.06
Porosidad (%)	17.29
Volumen agua producida (cc)	13.09
Swir	0.478
Soi	0.522
HPCV	13.09
Sor	0.223
K	10.562
$K_{ro@Swir}$	0.998
$K_{rw@Sor}$	0.689
$K_{rw@SorEOR50}$	0.636

De acuerdo con los resultados obtenidos y a partir de la cuantificación de volumen de agua y crudo producidos por RMN (ver Apéndice K), se realiza la curva de eficiencia de desplazamiento

y fracción de volumen de agua con respecto los volúmenes porosos inyectados en la muestra de la Formación Mugrosa (ver Figura 67).

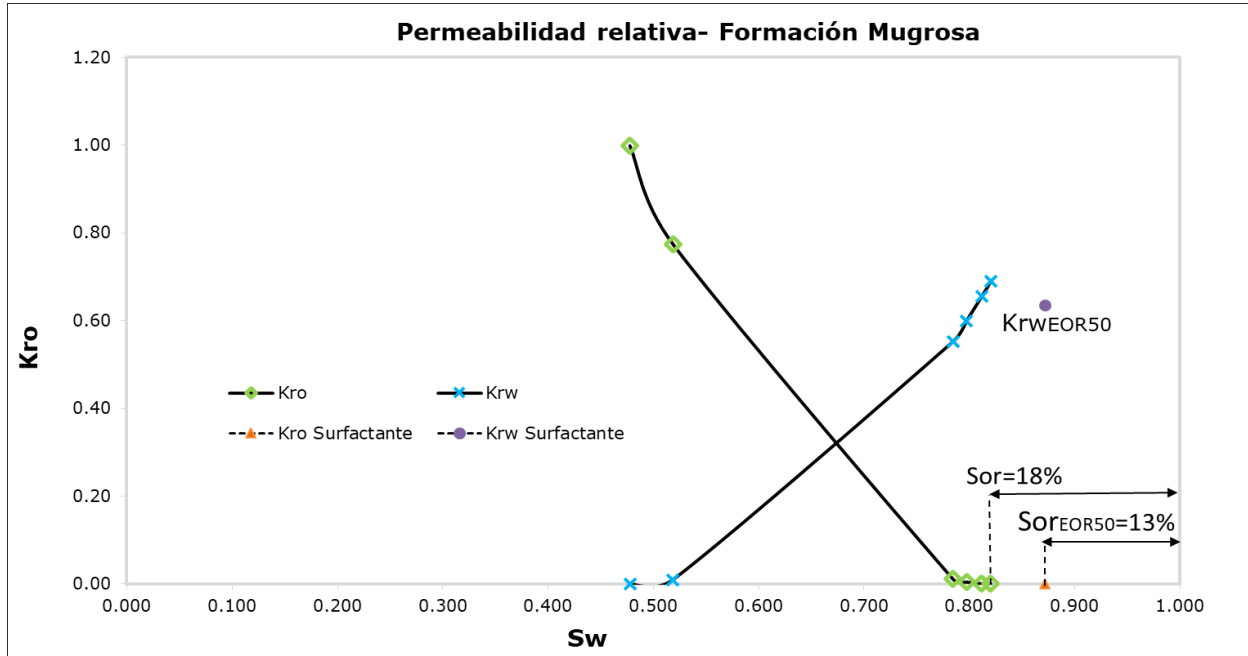
Figura 67. Eficiencia de desplazamiento de crudo – Formación Mugrosa



Los resultados de ED en la muestra de la Formación Mugrosa, luego de que no se evidencia desplazamiento de crudo producto de la inyección de agua, que alcanza un valor de aproximadamente 48.9% de crudo, con la posterior aplicación del surfactante EOR50, existe un aumento de aproximadamente el 6% de su eficiencia de desplazamiento de crudo y una reducción de la fracción del volumen de agua del 0.17, producto de la producción de crudo en 1 Vp de formulación inyectada a un caudal de 0.2 cc/min, sin embargo, luego de desplazar el 6% de crudo y seguir inyectando aproximadamente 2 Vp de formulación, la fracción de volumen de agua aumenta al 100% y posteriormente, no se evidencia más presencia de crudo desplazado.

A partir del modelo de Hirasaki se construye la curva de permeabilidad relativa de la inyección de salmuera y posteriormente la inyección de la formulación de surfactante EOR50 en la muestra de la Formación Mugrosa (ver Figura 68), con los resultados obtenidos de las propiedades, sus *end points* y la cuantificación de los fluidos por RMN.

Figura 68. Curva permeabilidades relativas – Formación Mugrosa



Al igual que en la roca Berea, las curvas de permeabilidad relativa para la muestra de la Formación Mugrosa, presentan una disminución de la saturación de aceite residual aproximadamente del 6%, tal como se observaba en la eficiencia de desplazamiento de crudo. Teniendo en cuenta lo anterior, es posible afirmar que la eficiencia de la aplicación de la formulación de surfactante EOR50 en una salinidad de 9330 ppm y posterior a la inyección de salmuera sintética (9330 ppm NaCl) para las muestras de roca Berea y Formación Mugrosa están dadas en un 6%.

Los desplazamientos de crudo con diferentes muestras de roca, han permitido desarrollar una metodología para la aplicación de un producto de surfactantes identificado como EOR50; la aplicación del surfactante indica que es posible obtener un 6% adicional de crudo residual que permanece sin desplazar después de la inyección de agua. El 6% de desplazamiento de crudo está dado por la reducción de la tensión interfacial en un orden de  $\times 10^{-1}$  mN/m, donde la acción del

surfactante permite ubicarse en la interfase roca-fluido para separar el crudo adherido al sustrato y posteriormente desplazarlo a la producción del sistema.

De acuerdo con la comparación de desplazamiento de crudo para ambas muestras de Roca con diferencias geológicas, la eficiencia de desplazamiento para ambas se encuentra alrededor del 6%, sin embargo, la Formación Mugrosa en comparación con la roca Berea, presenta el aporte máximo acumulativo de crudo a mayores volúmenes porosos inyectados. Es decir, por su composición geológica, propiedades petrofísicas más complejas y posible adsorción, se requiere mayor volumen de surfactante inyectado para obtener la máxima eficiencia de desplazamiento de crudo para el producto EOR50 dada en 6%.

## 7. Conclusiones

La Formación Mugrosa a partir de sus análisis composicionales, son muestras petrofísicamente heterogéneas, se clasifican como una roca tipo arcosa, que está compuesta principalmente de feldespato a un 38%, cuarzo al 26% y arcillas al 27%, estas últimas, responsables de la adsorción, que afecta la inyección de los surfactantes, producto de los minerales abundantes con alta capacidad de intercambio catiónico como Caolinita ( $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ ) y Clorita ( $\text{Mg}_{2.5}\text{Fe}_{1.65}\text{Al}_{1.5}\text{Si}_{2.2}\text{Al}_{1.8}\text{O}_{10}(\text{OH})_8$ ), que aportan ambientes de cargas negativas asociadas a la naturaleza elemental.

Las muestras de afloramiento estudiadas con respecto a las muestras corazonadas tomadas de los campos presentan un cambio principalmente en minerales como cuarzo, feldespato y arcillas que aumenta significativamente con el tiempo de exposición en el afloramiento, sin embargo, es posible correlacionar los datos de las propiedades petrofísicas de las muestras de afloramiento con las corazonadas de la Formación Mugrosa a partir de una correlación exponencial del 96%.

A partir de la construcción de las isotermas de adsorción estática los mecanismos identificados en las Región II y Región III son el intercambio iónico y emparejamiento iónico generados principalmente por la acción de los grupos polares del surfactante aniónico, donde la adsorción tiene una pendiente creciente. Para la Región IV, se identifican los mecanismos de puentes de hidrógeno, donde existe un equilibrio químico en las interacciones electrostáticas e interactúan las colas lipofílicas (grupo apolar) en forma lateral principalmente con el surfactante no iónico que genera formación de múltiples capas.

El estudio de la adsorción estática del producto EOR-50 como formulación seleccionada para el desplazamiento de crudo, indica que existe un promedio adsorción alrededor del 0.7g/g de roca, que a diferencia de la adsorción dinámica con un valor de 0.11 g/g roca es bastante mayor, debido

a que en la estática existe una máxima capacidad de adsorción del sustrato asociado al contacto directo de los surfactantes a lo largo de toda el área superficial durante un tiempo prolongado.

En la Formación Mugrosa, el nivel de adsorción dinámica esta dado aproximadamente en 0.11 g/g de roca, y de acuerdo con su composición geológica, para alcanzar la máxima eficiencia de desplazamiento de crudo es posible requerir un mayor volumen de surfactante inyectado con respecto a la roca Berea, teniendo en cuenta que para 0.5 vp de inyección de surfactante en la Berea se alcanza un adicional de 6% de desplazamiento de crudo, mientras que para la formación Mugrosa en 0.5 vp solo se contaba con un 4% de eficiencia.

En las pruebas dinámicas, la aplicación del producto surfactante EOR50 alcanza una eficiencia de desplazamiento de 6% adicional de crudo residual que permanece en las muestras de roca Berea y Formación Mugrosa (con mayor vp inyectados) sin desplazar después de la inyección de agua, reflejado en la disminución del Sor en las curvas de permeabilidades relativas. Este porcentaje se debe principalmente a la acción del surfactante en la interfase roca-fluido reduciendo la tensión interfacial con valores en el orden de  $\times 10^{-1}$  mN/m. y generando un mecanismo de desplazamiento para la producción del crudo. De acuerdo con lo anterior, es posible la aplicación potencial de los surfactantes como recuperación mejorada química para mineralogías complejas como las arcillas, que se encuentran presentes en la Formación Mugrosa.

## 8. Recomendaciones

Con el estudio de las muestras de la Formación Mugrosa, se alimenta una base de datos, que permite mayor entendimiento de esta unidad geológica, principalmente donde no se han implementado aplicaciones de recobro, siendo posible, estudiar y evaluar esta formulación u otro surfactante con características similares al analizado, para proponer la implementación en campo, basados en conceptos técnicos y económicos.

A partir de las metodologías planteadas tanto para la adsorción estática como la dinámica, es posible aplicar otras formulaciones de surfactantes, sean individuales o productos, especialmente en muestras con abundancia en minerales arcillosos, para dar un mayor entendimiento en los comportamientos de los mecanismos asociados a la adsorción y su afinidad con el medio poroso.

Con el análisis realizado en la interacción fluido-fluido y de acuerdo con los resultados obtenidos en las pruebas de desplazamiento (recuperación de 6%), es posible realizar estudios que permitan la mejora del comportamiento de fases y el desplazamiento de crudo, variando parámetros como la salinidad y el pH de la formulación inyectada. Sin embargo, esto depende de las condiciones actuales como la salinidad de las aguas de la Formación Mugrosa.

Teniendo en cuenta los valores obtenidos de desplazamiento de crudo para la formulación de surfactante EOR-50, es posible realizar por medio de simulación numérica, una optimización de las variables de operación para generar un aumento más significativo al 6% realizado experimentalmente, y a su vez, dar un mayor entendimiento de las variables que pueden influenciar más para posteriores estudios de desplazamiento de crudo y adsorción estática-dinámica.

## 9. Referencias bibliográficas

- Abdelgawad, K. Z., & Mahmoud, M. A. (2014, April). High-performance EOR system in carbonate reservoirs. In *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*. OnePetro.
- Alvarez, J. O., Saputra, I. W., & Schechter, D. S. (2018). The impact of surfactant imbibition and adsorption for improving oil recovery in the Wolfcamp and Eagle Ford Reservoirs. *Spe Journal*, 23(06), 2103-2117.
- Amirianshoja, T., Junin, R., Idris, A. K., & Rahmani, O. (2013). A comparative study of surfactant adsorption by clay minerals. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 101, 21-27.
- ANH (2007). Colombian Sedimentary Basins (p. 45). Bogotá: ANH and B&M Exploration Ltda.
- ANH (2022). Reservas de Crudo y Gas del país. Corte a 31 de diciembre de 2022. Bogotá D.C, mayo 2023.
- API. (1956). API RP 27: Recommended Practice for Determining Permeability of Porous Media.
- API, N. (1998). API RP 40-Recommended Practices for Core Analysis. Washington, DC, USA: API.
- Barati-Harooni, A., Najafi-Marghmaleki, A., Tatar, A., & Mohammadi, A. H. (2016). Experimental and modeling studies on adsorption of a nonionic surfactant on sandstone minerals in enhanced oil recovery process with surfactant flooding. *Journal of Molecular Liquids*, 220, 1022-1032.

- Belhaj, A. F., Elraies, K. A., Mahmood, S. M., Zulkifli, N. N., Akbari, S.; Hussien, O. S. E. (2020). The effect of surfactant concentration, salinity, temperature, and pH on surfactant adsorption for chemical enhanced oil recovery: a review.
- Beltrán, E (2012). Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones Mugrosa y Colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la formación colorado en el campo casabe en la cuenca del valle medio del Magdalena, Colombia, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga.
- Behera, U. S., & Sangwai, J. S. (2022). Silica nanofluid in low salinity seawater containing surfactant and polymer: Oil recovery efficiency, wettability alteration and adsorption studies. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 211, 110148.
- 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.
- British Petroleum, B. P. (2017). *Statistical Review of World Energy*, 2010.
- Brunauer, S., Emmett, P. H., & Teller, E. (1938). Adsorption of gases in multimolecular layers. *Journal of the American chemical society*, 60(2), 309-319.
- CAMPETROL (2023). Reservas de petróleo y gas en Colombia: Informe de Recursos y Reservas de la ANH con corte a diciembre de 2022.
- Castro, R., Maya, G., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., & Pérez, H. (2010). Enhanced Oil Recovery (EOR) status - Colombia. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 2, 1184–1190.
- Clavijo, J. y Royero G., J.M. (2001). Mapa geológico Generalizado Departamento de Santander. Memoria explicativa.

- 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.
- Delgadillo, C., Espinosa, C., Díaz, V., Ruiz, M., & Manrique, E. (2020). Nuevas tecnologías de recobro químico y su aplicabilidad en yacimientos colombianos. *Revista Fuentes, el reventón energético*, 18(2), 9-24.
- Dueñas, D. (2014). Inyección ASP en el Campo San Francisco. Ecopetrol S.A. – Colombia.
- Du, H., Chen, F., Guo, L., Zhao, Z., Chen, X., Tang, Y., ... & Zhang, T. (2020, October). Laboratory study on high-efficiency viscosity reducer in high temperature and salinity of heavy oil reservoir. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vol. 585, No. 1, p. 012179). IOP Publishing.
- ECOPETROL S.A. (2007). *Modelamiento para optimizar el factor de recobro en campos de petróleo maduros de las cuencas del Valle medio del Magdalena*, Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Piedecuesta, Santander.
- Farías, T. (2010). Materiales compuestos zeolita-surfactante-fármaco con uso potencial en la industria farmacéutica. Universidad De La Habana, Ciudad De La Habana, Cuba.
- Folk, R. L. (1974). *Petrology of sedimentary rocks*: Austin, Texas.
- Global Scientific (2023). Espectrómetro de Doble Haz. Modelo UV-VIS P5 y P6. Disponible en: <https://www.globalsci.com.co/espectrofotometros/>.
- Gomez, E., Jordan, T. y Allmendinger, R. (2005). Syntectonic Cenozoic sedimentation in the northern Middle Magdalena Valley Basin of Colombia and implications for exhumation of the Northern Andes, *GSA Bulletin*, 117(5): 547-569.

- Gülcan, M., Özcan, Y., & Küçükuysal, C. (2017). An experimental study on the mineralogical characterization of the Saribeyli, kaolin deposit (çanakkale, nw turkey). *Mugla Journal of Science and Technology*, 3(1), 4-8.
- Grace Instrument (2023). Tensiómetro Gota Giratoria M65. Disponible en: <https://www.directindustry.es/prod/grace-instrument-co/product-26855-2400784.htcc>
- Grupo de Investigación en Química Estructural (GIQUE) (2023). Laboratorio de Rayos X. Universidad Industrial de Santander. Disponible en: <https://uis.edu.co/fc-gruinv-gique-es/>.
- Hach (2023). Turbidímetro Portátil 2100Q. Disponible en: <https://co.hach.com/turbidimetros>
- Haghighi, O. M., Zargar, G., Khaksar Manshad, A., Ali, M., Takassi, M. A., Ali, J. A., & Keshavarz, A. (2020). Effect of environment-friendly non-ionic surfactant on interfacial tension reduction and wettability alteration; implications for enhanced oil recovery. *Energies*, 13(15), 3988.
- HERNANDEZ MUNOZ, & Mantilla Figueroa, L. C. (2011). ESTUDIO MINERALOGICO, PETROGRAFICO Y GEOQUIMICO DE LAS ROCAS IGNEAS AFLORANTES EN EL CERRO EL MIRADOR (VIA MOGOTES - SAN JOAQUIN, DEPARTAMENTO DE SANTANDER) [recurso electronico]. UIS.
- Isah, A., Arif, M., Hassan, A., Mahmoud, M., & Iglauer, S. (2022). Fluid–rock interactions and its implications on EOR: Critical analysis, experimental techniques and knowledge gaps. *Energy Reports*, 8, 6355-6395.
- Kesarwani, H., Sharma, S., & Mandal, A. (2021). Application of novel colloidal silica nanoparticles in the reduction of adsorption of surfactant and improvement of oil recovery using surfactant polymer flooding. *ACS omega*, 6(17), 11327-11339.

- Kesarwani, H., Saxena, A., Mandal, A., & Sharma, S. (2021). Anionic/nonionic surfactant mixture for enhanced oil recovery through the investigation of adsorption, interfacial, rheological, and rock wetting characteristics. *Energy and Fuels*, 35(4), 3065–3078.
- 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.core
- Laboratorio de Microscopía Electrónica de Barrido (2021). Universidad Industrial de Santander – UIS. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=SnwOJxMepcs>
- Laboratorio de Catálisis, CICAT (2023). Escuela de Ingeniería Química. Universidad Industrial de Santander. Equipo Analizador de Adsorción 3Flex. Micromeritics. Disponible en: <https://www.micromeritics.com/3flex/?lang=es>
- Li, Y., Puerto, M., Bao, X., Zhang, W., Jin, J., Su, Z.,... & Miller, C. (2017). Synergism and performance for systems containing binary mixtures of anionic/cationic surfactants for enhanced oil recovery. *Journal of Surfactants and Detergents*, 20(1), 21-34.
- Liu, Z., Zhao, G., Brewer, M., Lv, Q., & Sudhölter, E. J. R. (2021). Comprehensive review on surfactant adsorption on mineral surfaces in chemical enhanced oil recovery. In *Advances in Colloid and Interface Science* (Vol. 294). Elsevier B.V.
- LIZARAZO, Y. P. C., & PÉREZ, O. A. P (2015). *ESTRUCTURACIÓN TEÓRICO-PRÁCTICA DE LA GUÍA DE LABORATORIO DE ANÁLISIS PETROFÍSICOS USANDO LAS TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN-TIC*. UIS
- Madero, H. D., Rueda, J. P., Ortiz, A., & Colegial, J. D. (2010). Análisis estratigráfico para las arenas de la Formación Mugrosa en área piloto implicaciones paleogeográficas. *Boletín de Geología*, 32(1), 27-44.

- Maya, G., Castro, R., Lobo, A., Ordóñez, A., Sandoval, J., Mercado, D., ... & Ecopetrol, S. A. (2008). Estatus de la recuperación mejorada de petróleo en Colombia. Ecopetrol SA.
- Mayorga, H., Montes, J., Del Rio, J., & Quintanilla, G. (2017). Implementación exitosa de un piloto de recobro mejorado con inyección de químicos (ASP) en el campo Caraca Sur. Acipet.
- Mehdi, H., Leonard, K., & Herbert, H. A. (1986). Relative permeability of petroleum reservoirs.
- Mesa, A. G. (1995). Diagénesis y calidad del reservorio Campo La Cira, Formaciones Mugrosa y Colorado, Valle Medio del Magdalena. Reporte Técnico de Ecopetrol-Instituto Colombiano del Petróleo.
- Ministerio de Minas y Energía (MEM, 2023). Informe de recursos y reservas con corte diciembre de 2022, insumo para la Transición Energética Justa en Colombia. 24 de mayo. Minenergía, Bogotá.
- 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. Universidad de Los Andes - Mérida, Venezuela.
- 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 Suárez, C., Muñoz Navarro, S., & Zapata Arango, J. (2010). FACTIBILIDAD EXPERIMENTAL DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LAS ARENAS MUGROSA DEL CAMPO LISAMA. *Fuentes, El reventón energético*, 8(1). Recuperado a partir de <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/1147>.

- Pal, N., Vajpayee, M., & Mandal, A. (2019). Cationic/nonionic mixed surfactants as enhanced oil recovery fluids: influence of mixed micellization and polymer association on interfacial, rheological, and rock-wetting characteristics. *Energy & Fuels*, 33(7), 6048-6059.
- Paria, S. y Khilar, C. (2004). A Review on Experimental Studies of Surfactant Adsorption at The Hydrophilic Solid-Water Interface. *Advances In Colloid Interface Science*, 110(3), 75-79.
- Paris de Ferrer, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.
- PATERNINA ORTIZ, Mercado Ojeda, R. A., Rondón Antón, M. J., & Muñoz Navarro, S. F. (2021). EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA ADICIÓN DE NANOPARTÍCULAS DE DIFERENTE HIDROFOBIBIDAD SOBRE LA ADSORCIÓN DE UNA MEZCLA BINARIA DE SURFACTANTES SOBRE UN SUSTRATO MINERAL [recurso electrónico]. UIS.
- 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.
- Pham, T. D., Kobayashi, M., & Adachi, Y. (2015). Adsorption of anionic surfactant sodium dodecyl sulfate onto alpha alumina with small surface area. *Colloid and Polymer Science*, 293, 217-227.
- Rodríguez-Ruiz, J., Meza-Fuentes, E., & Azevedo Esperidião, M. C. (2012). PROPRIEDADES INTERFACIAIS DO SURFACTANTE PDMS-PEG-ANIDRIDO MALEICO-ÁCIDO FUMÁRICO (PDMS-PEG-AM-AF) EM SOLUÇÃO AQUOSA. *Revista Colombiana de Química*, 41(1), 61-74.

- Rojas Suárez, C. A. (2011). Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la zona c-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira. Departamento de Geociencias.
- Rosen, M. (2004). *Surfactants and Interfacial Phenomena*. Hoboken, New Jersey.: John Wiley & Sons, Inc.
- Rosen, M. J., & Kunjappu, J. T. (2012). *Surfactants and Interfacial Phenomena: Fourth Edition*. In *Surfactants and Interfacial Phenomena: Fourth Edition*.
- Sakamoto, K., Lochhead, H., Maibach, H., & Yamashita, Y. (Eds.). (2017). *Cosmetic science and technology: theoretical principles and applications*. Chapter 15 – Surfactants. Elsevier.
- 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. (2002). *Surfactantes: tipos y usos*. Cuaderno FIRP S300-A. Módulo de Enseñanza En Fenómenos Interfaciales. Universidad de Los Andes, 2, 54.
- Sandersen, S. B. (2012). *Enhanced oil recovery with surfactant flooding*. Technical University of Denmark, Center for Energy Resources Engineering.
- Schramm, L. L. (Ed.). (2000). *Surfactants: fundamentals and applications in the petroleum industry*. Cambridge university press.
- Shahrabadi, A., Dagbandan, A., & Arabiyoun, M. (2022). Experimental investigation of the adsorption process of the surfactant-nanoparticle combination onto the carbonate reservoir rock surface in the enhanced oil recovery (EOR) process. *Chemical Thermodynamics and Thermal Analysis*, 6, 100036.
- Sheng, J. J. (2010). *Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice*. Gulf Professional Publishing.

- Sheng, J. J. (2013). A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding. In SPE western regional & AAPG pacific section meeting 2013 joint technical conference. OnePetro.
- Somasundaran, P & Zhang, R (2006). Advances in adsorption of surfactants and their mixtures at solid/solution interfaces. Advances in colloid and interface science.
- Soto Ramirez, C. J. (2019). Perfil de invasión de un surfactante aniónico en procesos de recobro mejorado. Universidad Nacional de Colombia.
- Tadros, T. F. (2005). Applied Surfactants: Principles and Applications. Federal Republic of Germany: WILEYVCH.
- Tadros, T. F. (2014). An introduction to surfactants. In An Introduction to Surfactants. de Gruyter.
- Thomas, S., & Ali, S. M. (2001). Micellar flooding and ASP-chemical methods for enhanced oil recovery. Journal of Canadian Petroleum Technology, 40(02).
- Vertex Technics (2023). Teledyne Isco. Bombas de alta presión y precisión. Disponible en: [https://www.vertex.es/portal/docs/teledyne\\_isco/C\\_VERTEX\\_Bombas\\_ISCO\\_v2\\_0113.pdf](https://www.vertex.es/portal/docs/teledyne_isco/C_VERTEX_Bombas_ISCO_v2_0113.pdf)
- Wei, P., Li, J., Xie, Y., Huang, X., & Sun, L. (2020). Alkyl polyglucosides for potential application in oil recovery process: Adsorption behavior in sandstones under high temperature and salinity. Journal of Petroleum Science and Engineering, 189, 107057.
- Winsor, P. A. (1954). Solvent properties of amphiphilic compounds. Butterworths Scientific Publications.

## 10. Apéndices

### Apéndice A. Análisis fisicoquímicos (AFQ) del agua de formación pozo Lisama 0052

PARAMETRO	Na <sup>+</sup> mg/L	K <sup>+</sup> mg/L	Ca <sup>++</sup> mg/L	Mg <sup>++</sup> mg/L	Ba <sup>++</sup> mg/L	Sr <sup>++</sup> mg/L	Fe <sup>++</sup> mg/L	STD mg/L	SALINIDAD mg/L NaCl	TURBIDEZ NTU	SiO <sub>2</sub> mg/L
MUESTRA											
LISA0052	3364	15.5	377.7	12.7	<0.2	6.2	0.0	9439	9330	NR	36.9

PARAMETRO	pH	T (°C)	RESISTIV. Wm @ 25°C	H <sub>2</sub> S mg/L	O <sub>2</sub> DIS. ppb	CO <sub>2</sub> mg/L	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/L	CO <sub>3</sub> <sup>=</sup> mg/L	SO <sub>4</sub> <sup>=</sup> mg/l	Cl <sup>-</sup> mg/L	CONDUCTIV. mS/cm @ 25°C
MUESTRA											
LISA0052	7.80	20.0	0.80	5.0	ND	<10	160	0.0	141.3	5325	NR

ND: No Detectado

NR: No Registra

Tomado de: Naranjo (2010)

### Apéndice B. Tabla resultados de volumen surfactante catiónico vs turbidez– naturaleza iónica

Volumen Surfactante Catiónico (%)	Turbidez (NTU)
0.00	0.00
1.96	1.52
3.85	8.69
5.66	16.04
7.41	22.74
9.09	27.27
13.04	29.77
16.67	29.57
20.00	27.57
23.08	24.11
28.57	18.97

**Apéndice C.** Tabla resultados de concentración surfactante EOR50 vs turbidez – CMC

<b>Concentración Surfactante EOR50</b> (%m/v)	<b>Turbidez (NTU)</b>
0.005	0.57
0.01	0.68
0.05	0.8
0.1	1.31
0.2	1.78
0.3	2.18
0.5	3.22
1	6.13
3	9.85

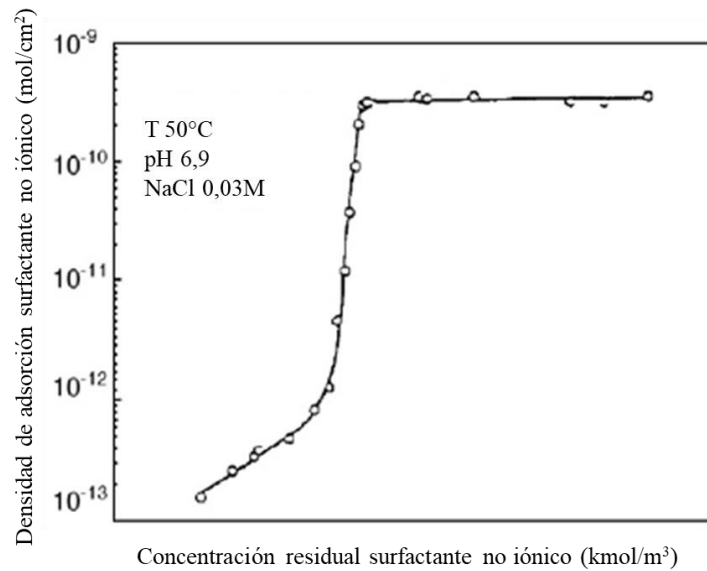
**Apéndice D.** Tabla resultados de concentración surfactante EOR50 vs tensión interfacial

<b>Concentración Surfactante EOR50</b> (%m/v)	<b>Tensión Interfacial</b> (mN/m)
0.3	0.795
0.5	0.651
1	0.557
3	0.484
5	0.438

**Apéndice E.** Cálculo de concentración final y exceso superficial – Isotermas de adsorción estática EOR50.

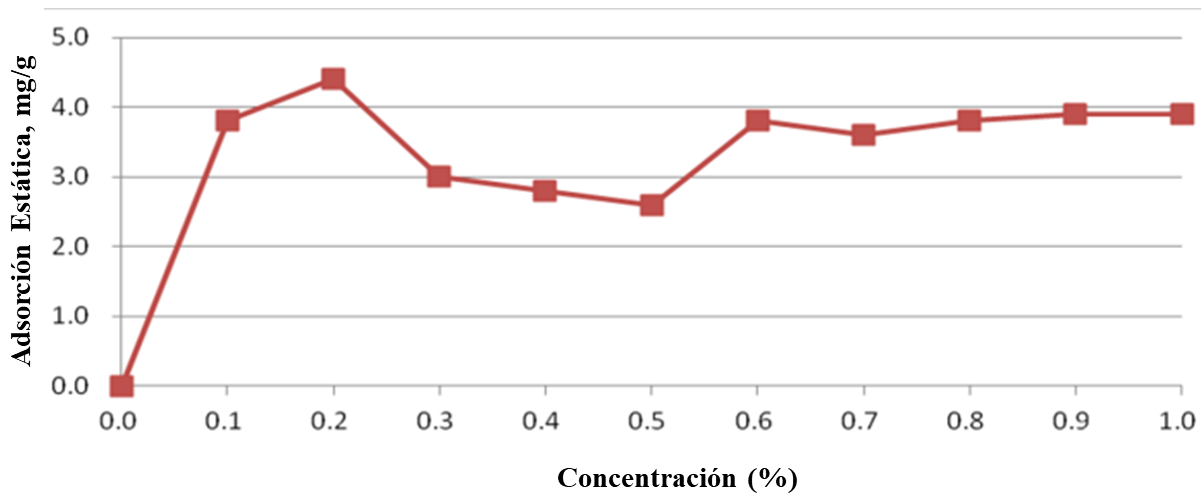
<b>Conc. inicial (%m/v)</b>	<b>Masa EOR50 inicial (g)</b>	<b>Conc final (%m/v)</b>	<b>Masa EOR50 final (g)</b>	<b>Masa EOR50 ADSORBIDA (g)</b>	<b>Exceso superficial (g/m<sup>2</sup>)</b>
0.01	0.00075	0.003355642	0.000251673	0.000498327	6.22909E-05
0.02	0.0015	0.006711284	0.000503346	0.000996654	0.000124582
0.025	0.001875	0.008389106	0.000629183	0.001245817	0.000155727
0.03	0.00225	0.008389106	0.000629183	0.001620817	0.000202602
0.035	0.002625	0.010066927	0.000755019	0.001869981	0.000233748
0.04	0.003	0.010066927	0.000755019	0.002244981	0.000280623
0.045	0.003375	0.013422569	0.001006693	0.002368307	0.000296038
0.05	0.00375	0.016778211	0.001258366	0.002491634	0.000311454
0.1	0.0075	0.021811674	0.001635876	0.005864124	0.000733016
0.15	0.01125	0.046978991	0.003523424	0.007726576	0.000965822
0.2	0.015	0.048656812	0.003649261	0.011350739	0.001418842
0.25	0.01875	0.069349939	0.005201245	0.013548755	0.001693594
0.3	0.0225	0.073824128	0.00553681	0.01696319	0.002120399
0.4	0.03	0.130870046	0.009815253	0.020184747	0.002523093
0.5	0.0375	0.1935087	0.014513153	0.022986847	0.002873356

**Apéndice F.** Comportamiento de la isoterma de adsorción de surfactantes en la interacción roca-fluido



Modificado de: Zhang y Somasundaran (2006)

**Apéndice G.** Comportamiento de adsorción estática de surfactantes



Modificado de: Du et al; (2020)

**Apéndice H.** Cálculo de concentración final y adsorción dinámica EOR50

<b>Volumen (cc)</b>	<b>Volumen Poroso (cc)</b>	<b>Medición de Absorbancia (ua)</b>	<b>Concentración final (%m/v)</b>	<b>Masa EOR50 final (g)</b>	<b>Surfactante Adsorbido (g/groca)</b>
5	0.78	0.120613344	0.120613344	0.006030667	0.022427174
4	0.93	0.120613344	0.120613344	0.004824534	0.017941739
4	1.08	0.263677612	0.263677612	0.010547104	0.039223148
4	1.23	0.272907565	0.272907565	0.010916303	0.040596142
4	1.38	0.323672306	0.323672306	0.012946892	0.04814761
4	1.52	0.314442353	0.314442353	0.012577694	0.046774616
4	1.67	0.328287282	0.328287282	0.013131491	0.048834107
4	1.82	0.48519648	0.48519648	0.019407859	0.072175006
4	1.97	0.503656386	0.503656386	0.020146255	0.074920995
4	2.12	0.494426433	0.494426433	0.019777057	0.073548
4	2.27	0.577496009	0.577496009	0.023099840	0.085904947
4	2.42	0.605185867	0.605185867	0.024207435	0.09002393
4	2.57	0.646720655	0.646720655	0.025868826	0.096202403
4	2.71	0.655950608	0.655950608	0.026238024	0.097575397
4	2.86	0.683640466	0.683640466	0.027345619	0.10169438

**Apéndice I.** Determinación de *end points* roca Berea – Fm Mugrosa

$$\text{De acuerdo con: } \frac{245*Q}{A} = K \frac{\Delta P}{\mu*L}$$

$$\text{Donde: } \frac{245*Q}{A} = y; \quad \frac{\Delta P}{\mu*L} = x; \quad K = m$$

Roca	Fluido	Q	$\Delta P$	y	x	K (mD)	K absoluta/ relativa
<b>Berea</b>	<b>Permeabilidad Absoluta</b>						
	Agua	2	4.86	42.09	0.17	253.32	255.97
		1	2.65	21.05	0.09	232.29	
		0.5	1.25	10.52	0.04	246.23	
		0.1	0.33	2.10	0.01	186.54	
	<b>Permeabilidades Relativas</b>						
	Aceite	0.1	5.60	2.10	0.01	247.36	0.966
	Agua	0.2	1.60	4.21	0.05	77.05	0.301
	EOR50	0.2	1.91	4.21	0.07	64.59	0.252
	<b>Mugrosa</b>	<b>Permeabilidad Absoluta</b>					
Agua		0.5	37.50	10.52	13.10	1.24	10.562
<b>Permeabilidades Relativas</b>							
Aceite		0.2	338.00	5.24	0.50	10.55	0.998
Agua		0.2	21.76	5.24	0.72	7.28	0.689
EOR50		0.2	23.57	5.24	0.78	6.72	0.636

**Apéndice J.** Cuantificación RMN cantidad crudo-agua desplazamiento roca Berea

<b>Inyección</b>	<b>Tarrito</b>	<b>Masa Agua (g)</b>	<b>Masa Crudo (g)</b>
<b>Agua</b>	1	0.049	6.9514
	2	0.009	5.3912
	3	2.273	3.1269
	4	4.841	0.4594
	5	5.751	1.4049
	6	5.071	0.4288
	7	5.600	0.0000
	8	5.570	0.3299
	9	5.832	0.1678
	10	5.600	0.0000
	11	0.000	0.0000
<b>Surfactante</b>	12	5.600	0.0000
	13	5.465	0.1351
	14	2.431	0.0691
	15	5.600	0.0000
	16	8.500	0.0000
	17	5.000	1.5000
	18	6.500	0.0000
	19	6.500	0.0000
	20	6.500	0.0000
	21	6.500	0.0000

**Apéndice K.** Cuantificación RMN cantidad crudo-agua desplazamiento Formación Mugrosa

<b>Inyección</b>	<b>Tarrito</b>	<b>Masa Agua (g)</b>	<b>Masa Crudo (g)</b>
<b>Agua</b>	1	0.0048	4.084566
	2	0.3577	4.142117
	3	3.8998	1.484792
	4	4.5867	0.524573
	5	4.1277	0.058054
	6	4.7269	0.072658
	7	4.4006	0.199383
	8	4.6625	0.137541
	9	4.6706	0.029009
	10	5.0500	0.050928
	11	6.2591	0.062809
	12	4.5674	0.052449
<b>Surfactante</b>	13	2.7256	0.087706
	14	13.1575	0.007943
	15	11.2725	0.009568
	16	2.4984	0.328390
	17	4.9295	0.291750
	18	3.6503	0.270081
	19	6.5225	0.341904
	20	13.3411	0.650335
	21	9.8739	0.000000
	22	7.2984	0.000000