

Evaluación del efecto del agua inteligente en presencia de un surfactante en la tensión interfacial
mediante análisis experimental

Nathalia Andrea Álvarez Niño y Sergio Alexander Acevedo García

Trabajo de grado para optar al título de ingenieros de petróleos

Directora

Jimena Lizeth Gómez Delgado

M.Sc. Ingeniería de petróleos y gas

Codirector

Jorge Andrés García Nossa

Ingeniero de petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	12
1. Objetivos	14
1.1 Objetivo General	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
2. Generalidades del campo	15
2.1. Información geológica del campo.....	15
2.1.1 Roca Generadora.....	17
2.1.2 Roca Reservorio.....	17
2.1.2 Roca Sello	17
2.1.3 Trampa	17
3. Recuperación mejorada de petróleo.....	18
3.1. Recuperación química mejorada de petróleo (CEOR).....	19
3.1.1 Agua inteligente (Smart Water)	19
3.1.2 Surfactantes.....	32
3.1.2.1. Surfactantes en la industria del petróleo.	33
3.1.2.2 Aplicaciones en la recuperación mejorada de petróleo.....	34
3.2. Concentración Micelar Critica	39
3.2.1 Métodos para determinar la CMC.....	40
3.3. Método híbrido Agua Inteligente con Surfactante.....	41
3.4. Tensión Interfacial (ITF).....	43

3.4.1 Medición de la tensión interfacial.....	45
3.4.1.1 Método de la gota pendiente o colgante.	45
3.4.1.2. Método de la placa de Wilhelmy	46
3.4.1.3. Método del anillo de Du Noüy:	46
4. Diseño Experimental.....	48
4.1. Principios básicos de un diseño experimental	49
4.2. Tipos de diseños.....	49
4.2.3. Diseño Factorial.	50
4.3. Software Statgraphics.	52
5. Protocolo de prueba para determinar la tensión interfacial.	53
7. Conclusiones.....	69
8. Recomendaciones	70
Referencias Bibliográficas	71

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Generalidades del campo.	15
Tabla 2. Condiciones para el efecto de SW.	21
Tabla 3. Contenido de sal del agua de formación.	24
Tabla 4. Densidad del agua de mar en varias concentraciones.	25
Tabla 5. Contribución de la salinidad a la recuperación de petróleo.	27
Tabla 6. Nomenclatura usada para las respuestas.	51
Tabla 7. Composición de la salmuera de formación (FW).	54
Tabla 8. Composición del agua inteligente.	55
Tabla 9. Especificaciones del equipo DSA25E KRUSS.	56
Tabla 10. Resultados tensión interfacial para las 27 salmueras inteligente, con los tres parámetros más influyentes.	59
Tabla 11. Composición de la salmuera inteligente y resultados obtenidos de la tensión interfacial.	60
Tabla 12. Tensión interfacial usando Salmuera a diferentes concentraciones de surfactante.	61
Tabla 13. Diseño factorial multinivel.	62
Tabla 14. Efectos estimados para IFT (mN/m).....	62
Tabla 15. Análisis de Varianza para IFT.	63
Tabla 16. Optimización respuesta (minimizar IFT).....	66
Tabla 17. Coeficiente de regresión para IFT	67

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.	16
Figura 2. Métodos de inyección química mejorada.	19
Figura 3. Mecanismos de adhesión que ocurren entre el crudo y la superficie de arcilla.	30
Figura 4. Comportamiento de Smart Water en un medio poroso.	32
Figura 5. Tipos de diseño.	50
Figura 6. Ejemplos de efecto lineal y efecto con curvatura.	52
Figura 7. Tensión interfacial vs diluciones salmuera de formación.	54
Figura 8. Composición del Equipo DSA25E KRUSS.	56
Figura 9. Método gota colgante.	58
Figura 10. Determinación de la tensión interfacial Salmuera Inteligente/Muestra de crudo.	59
Figura 11. Diagrama de Pareto estandarizada para IFT.	65
Figura 12. Malla de superficie de respuesta estimada.	66

Dedicatoria

Este trabajo va dedicado a mi mamá Alicia Niño por ser la persona que me ha apoyado y estado siempre en todo momento, ella es la razón por la cual mis hermanos y yo hemos salido adelante, todo ha sido gracias a ella, a su esfuerzo y dedicación, te quiero mucho má.

A mi papá José Álvarez que desde el cielo nos cuida y vela por nuestro bienestar.

Nathalia Andrea Álvarez Niño

Agradecimientos

Quiero dar gracias a Dios porque sin Él nada de esto hubiese sido posible, a mi mamá y a mis hermanos que siempre me han apoyado y educado de la mejor manera, este primer logro va para ustedes. Son lo más lindo y lo mejor que tengo en mi vida.

A mi amiga querida Dani, por ser incondicional y ser la mejor compañera de grupo, por todos los buenos momentos compartidos, a mis compañeros de la universidad, en especial a Ian por ayudarme, explicarme en varias materias y siempre acompañarme a todos lados, los quiero mucho.

Al grupo de investigación en Tomografía Computarizada (GIT) porque son un ¡hit! En verdad aprendí mucho de las personas que trabajan allá, don Iván, Gregor, Cami, Maria E y Jonhsito, gracias por todo lo que me enseñaron, son excelentes personas y profesionales.

Al ingeniero Julio, la ingeniera Jimena por hacerme parte de este proyecto.

Agradecimientos a MINCIENCIAS dentro del marco del contrato No. 80740-186-2021 "Evaluación del incremento del factor de recobro mediante la incidencia de la inyección de agua inteligente en yacimientos de crudo pesado", código: 1102101981543.

A Jorgito nuestro tutor y codirector de tesis por tenernos tanta paciencia y ayudarnos en todo momento, por explicarme y enseñarme como utilizar los equipos, eres el mejor.

A mi compañero de tesis Sergio por tantas risas y tantas enojadas, gracias por apoyarme y estar presente cuando te necesitaba, fue chévere trabajar contigo.

Nathalia Andrea Álvarez Niño

Dedicatoria

Este trabajo va dedicado a mis padres por ese apoyo incondicional que tuvieron siempre conmigo y no dejarme desfallecer en los momentos difíciles, demostrarme que en los momentos cuando aparecen las dificultades es donde se tiene que ser más fuerte y que los sacrificios por más mínimos que sean tienen sus recompensas, a mis hermanos por siempre estar ahí conmigo apoyándome sin ningún prejuicio y que nada de esto lo hubiera logrado sin el granito de mostaza que cada uno de ustedes sembró en mí.

Y por último va dedicado a mis sobrinos como legado que sigan adelante y luchen por sus sueños.

Los amo y este será el primero de muchos triunfos que les dedicare en esta vida.

Sergio Alexander Acevedo García

Agradecimientos

Darle gracias a Dios primero que todo por ser el arquitecto de esta obra, a mi familia por su apoyo y sobre todo la paciencia que me tuvieron en todo este tiempo, que siempre tuvieron la fe en mí y confiaron en este proyecto.

Agradecer a mi amiga paula león por ser mi primer amiga y colega de la ingeniería de petróleos (éramos el dúo maravilla) que fue muy importante en el inicio de la carrera, agradecer también a mis amigos Anthony Ijaji y Karen monsalve que fui conociendo a medida que paso el tiempo y se volvieron importantes como compañeros de estudio, como consejeros y como apoyo incondicional y encontrar una amistad real en ellos.

y a mis demás amigos de la U que de pronto fue menos lo que se compartió, pero igual aportaron su granito de arena como lo fue Kell, Pabón, Santiago, Andrea también se les quiere. Agradecer también a todos mis profesores por compartir sus conocimientos, sus experiencias y sus consejos para forjar un ingeniero integro y con valores.

También agradezco al grupo de investigación en Tomografía Computarizada (GIT) por abrirme sus puertas y permitirme pertenecer al mejor grupo de investigación de la universidad, a todos y cada uno de sus integrantes que si algún día tuviera la oportunidad de escoger un grupo de trabajo me gustaría que fuera un grupo como el que encontré el grupo GIT

Quiero dar agradecimientos especiales al ingeniero Julio, a la ingeniera Jimena y a Agradecimientos a MINCIENCIAS dentro del marco del contrato No. 80740-186-2021 "Evaluación del incremento del factor de recobro mediante la incidencia de la inyección de agua inteligente en yacimientos de crudo pesado", código: 1102101981543, al cual le debo la realización de esta tesis y todo el conocimiento adquirido.

Por último, agradecerle a mi compañera de tesis Nathalia que mejor y más indicada compañera no podía tener, el complemento perfecto, gracias por su dedicación, compromiso y paciencia.

Sergio Alexander Acevedo García

Resumen

Título: Evaluación del efecto del agua inteligente en presencia de un surfactante en la tensión interfacial mediante análisis experimental.^{*1}

Autor: Nathalia Andrea Álvarez Niño y Sergio Alexander Acevedo García ^{**2}

Palabras Clave: Tensión interfacial, CEOR, Diseño experimental, Agua inteligente.

Descripción: En la actualidad, el factor de recobro de los yacimientos de hidrocarburos maduros a nivel mundial está ubicado entre el 20% y el 40%¹, mientras que en Colombia esta cifra es cercana al 19%. Actualmente se busca que las tecnologías emergentes maximicen el rendimiento económico y disminuyan los impactos ambientales, por ende, el estudio por realizar en esta tesis es una contribución a la Recuperación Mejorada de Petróleo para futura aplicabilidad en los campos de nuestro país basándose en encontrar una formulación para reducir la tensión interfacial agua-petróleo y así aumentar la producción del petróleo residual y consecuentemente el factor de recobro.

Como las interacciones químicas entre el crudo/salmuera/roca en el sistema aún no son comprendidas totalmente algunos estudios se han centrado en la sustentación del mecanismo mediante el diseño del agua de baja salinidad o también llamada agua inteligente para mejorar sus propiedades. Los resultados han indicado valores óptimos de concentración, tipo de iones más efectivos que tienen un impacto positivo en la tensión interfacial aceite/agua y en la mojabilidad. El objetivo de esta investigación es evaluar el efecto del agua inteligente en presencia de un surfactante, identificando las variables que influyen en la tensión interfacial, mediante pruebas de laboratorio.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio César Pérez Angulo, Ingeniero de petróleos. Codirector: Jorge Andrés García Nossa, Ingeniero de petróleos.

¹ R. C. Gustavo Maya, Adriano Lobo, Anibal Ordóñez, Jorge Sandoval, Diana Mercado, Marta and C. S. Trujillo, Hector Hugo Pérez. (2010). Estatus de la recuperación mejorada de petróleo en Colombia

Abstract

Title: Evaluation of the effect of Smart Water in the presence of a surfactant on the IFT through experimental analysis. ^{*1}

Author(s): Nathalia Andrea Álvarez Niño y Sergio Alexander Acevedo García ^{**2}

Key Words: IFT, CEOR, Experimental Design, Smart Water.

Description: Currently, the recovery factor of mature hydrocarbon deposits worldwide is between 20% and 40%, while in Colombia this figure is close to 19%¹. Currently, it is sought that emerging technologies maximize economic performance and reduce environmental impacts, therefore, the study to be carried out in this thesis is a contribution to the Enhanced Oil Recovery for future applicability in the fields of our country based on finding a formulation to reduce the interfacial tension of the water-oil emulsion and thus increase the production of residual oil and consequently the recovery factor.

As the chemical interactions between crude oil/brine/rock in the system are still not fully understood, some studies have focused on supporting the mechanism by designing low salinity water or also called smart water to improve its properties. The results have indicated optimal concentration values, the most effective type of ions that have a positive impact on the oil/water interfacial tension and wettability. The objective of this research is to evaluate the effect of smart water in the presence of a surfactant, identifying the variables that influence interfacial tension, through laboratory tests.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio César Pérez Angulo, Ingeniero de petróleo. Codirector: Jorge Andrés García Nossa, Ingeniero de petróleo.

¹ R. C. Gustavo Maya, Adriano Lobo, Anibal Ordóñez, Jorge Sandoval, Diana Mercado, Marta and C. S. Trujillo, Hector Hugo Pérez. (2010). Estatus de la recuperación mejorada de petróleo en Colombia

Introducción

La industria petrolera es una pieza clave en la economía mundial, necesaria como principal fuente de energía para la mayoría de las actividades humanas. Sin embargo, la producción de petróleo a menudo deja grandes cantidades de crudo atrapado en yacimientos, lo que lleva a una baja recuperación del petróleo original in situ. Para enfrentar este desafío, se han desarrollado y siguen desarrollándose constantemente nuevas técnicas de recuperación mejorada con el objetivo de aumentar la eficiencia de extracción de petróleo y reducir los costos de producción.

Uno de los enfoques prometedores en este ámbito es el uso de agua inteligente en combinación con surfactantes para reducir la tensión interfacial y mejorar el recobro del petróleo; definiendo la tensión interfacial como la fuerza que actúa entre dos fases inmiscibles, como el agua y el petróleo, que surge de la atracción entre las moléculas en la interfase, y desempeña un papel importante ya que puede mejorar la movilidad del agua inteligente, permitiendo un mejor barrido del petróleo atrapado y mejorando la recuperación de este, ya que una alta tensión interfacial dificulta la movilidad del petróleo, lo que lleva a una menor recuperación en los procesos convencionales.

En los últimos años, ha surgido un nuevo concepto en lo que se refiere a la inyección de agua: el agua inteligente. también conocida como agua de baja salinidad, es un tipo de agua que ha sido modificada para exhibir propiedades físicas y químicas mejoradas. Se ha comprobado como beneficios del agua inteligente alterar las características de las interfaces entre el agua y el petróleo, disminuyendo la tensión interfacial y mejorando la movilidad del petróleo en el yacimiento.

Los surfactantes, por otra parte, son compuestos químicos que logran adsorberse en las interfaces de las fases inmiscibles, disminuyendo aún más la tensión interfacial y favoreciendo el flujo del petróleo. La unión de agua inteligente y surfactantes puede tener un efecto sinérgico, potenciando los beneficios individuales de ambos componentes y mejorando la eficiencia del recobro mejorado del petróleo.

La inyección de agua inteligente con surfactante es una técnica innovadora y prometedora en la industria petrolera que busca mejorar el recobro de petróleo. Es por esto por lo que el objetivo de esta tesis es evaluar el efecto del agua inteligente en presencia de un surfactante en la tensión interfacial, realizando el diseño y la ejecución de un diseño experimental donde se llevaran a cabo una serie de pruebas en el laboratorio utilizando muestras de agua inteligente y surfactante en diferentes concentraciones. Donde se medirá la tensión interfacial resultante entre el agua y el petróleo, utilizando técnicas como el método de la gota pendiente.

Los resultados obtenidos proporcionaran información valiosa para la comprensión más a fondo de la interacción entre el agua inteligente, el surfactante y la tensión interfacial, permitiendo identificar concentraciones óptimas de agua inteligente y surfactante para lograr una reducción significativa de la tensión interfacial y dar un primer aporte de la viabilidad de la inyección de agua de inteligente con surfactante como método de recobro mejorado para futuros estudios.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar el efecto del agua inteligente en presencia de un surfactante en la tensión interfacial mediante análisis experimental.

1.2 Objetivos Específicos

Seleccionar las variables de estudio del agua inteligente con surfactante que influyen sobre la tensión interfacial, mediante el análisis bibliográfico.

Elaborar un diseño experimental para la evaluación del comportamiento de la tensión interfacial por la modificación de la composición de la salmuera de formación.

Analizar los resultados de la ejecución del diseño experimental planteado, determinando la viabilidad del uso de agua inteligente con surfactante en la reducción de la tensión interfacial.

Evaluar el impacto sobre la tensión interfacial comparando la utilización de agua inteligente y el uso de agua inteligente en presencia de un surfactante mediante el análisis experimental.

2. Generalidades del campo

El campo petrolero se encuentra ubicado en el departamento de Santander, en Colombia. Es uno de los campos petroleros más importantes del país, y ha sido una fuente significativa de ingresos para la economía colombiana. El campo petrolero fue descubierto en 1941 y comenzó su producción comercial en el año 1943. Es operado por Ecopetrol, la empresa petrolera estatal de Colombia. (Monroy et al, 2017)

Tabla 1. Generalidades del campo.

Generalidades	
Profundidad	6744 ft TVD
Crudo	Pesado (18°API)
Recuperación de petróleo	Reinyección de aguas residuales (1995) Inyección de agua (noviembre 2008)
Tamaño del yacimiento	Tamaño mediano
Formación	Mugrosa y La Paz

Nota: Tomado de (Vargas, J, 2014)

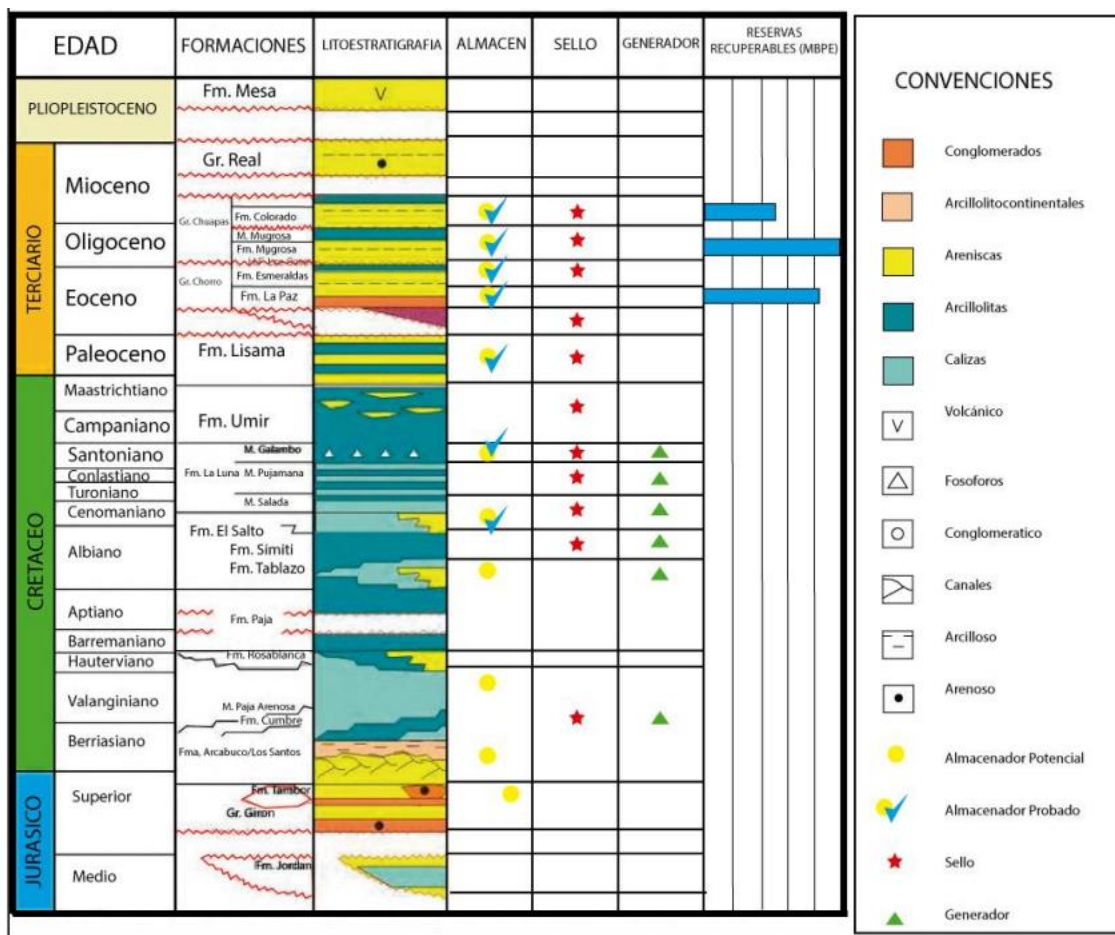
2.1. Información geológica del campo.

Los intervalos productores son yacimientos del Terciario, compuestos por arenas poco consolidadas con arcillosas intercaladas. Las principales formaciones productoras del campo son La Paz y Mugrosa que contiene trampas de tipo estructural pues mantiene una forma monoclinial,

se utilizan técnicas como inyección de agua, en arreglos o dispersa; Es blanco de estudios en avances para plan de recobro. Instituto Colombiano del petróleo (2010)

A continuación, se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y geología del petróleo del Campo.

Figura 1. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Nota: Tomado de Informe ejecutivo: Evaluación del potencial hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. 2009.

<https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6680/1/512244-2018-1-IP.pdf>

2.1.1 Roca Generadora

La principal roca generadora es la Formación La Luna, presenta valores promedio de TOC actual entre 2% y 6% y kerógeno tipo II. En la parte norte de la cuenca se han alcanzado valores medios a maduros para la generación de hidrocarburos líquidos y en la parte sur se registran valores correspondientes a la ventana de gas. Adicionalmente las calizas y lodolitas de las Formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo se pueden considerar también rocas fuente de hidrocarburos, aunque con potencial limitado. (Julio & Rocha, 2016)

2.1.2 Roca Reservorio

En este caso se pueden considerar cuatro formaciones como rocas almacenadoras potenciales: Los Santos, Rosablanca, Tablazo y La Luna (en calizas fracturadas). En el Cenozoico, las rocas almacén están conformadas por los niveles de arenitas presentes en las Formaciones La Paz hasta la Formación Mugrosa-Colorada. (Julio & Rocha, 2016)

2.1.2 Roca Sello

Los autores (Julio & Rocha, 2016) mencionan que son sello los niveles arcillosos intraformaciones de las unidades Terciarias y las unidades arcillosas del Cretáceo, estas últimas son las más efectivas debido a su espesor y extensión regional. Asimismo, mencionan que las fallas inversas y normales actúan como sello lateral cuando ponen en contacto rocas almacén con rocas sello.

2.1.3 Trampa

El yacimiento presenta una estructura tipo anticlinal asociados a fallas inversas y normales reactivadas por la tectónica andina. Pliegues extensos que involucran grandes espesores de roca, asociados a fallas. (Julio & Rocha, 2016)

3. Recuperación mejorada de petróleo

La industria del petróleo y gas contribuyen con la mayor parte de energía a nivel mundial, por esta razón es importante encontrar nuevos métodos que permitan aumentar la eficiencia de extracción de petróleo y reducir los costos de producción y así poder compensar el gran consumo energético. En la actualidad existen varias técnicas que ayudan a obtener un mejor desplazamiento de crudo a escala micro, macro o en ambos casos, estos procesos de recuperación de petróleo se dividen principalmente en tres etapas, primaria, secundaria y terciaria (mejorada). (Gbadamosi et al., 2019)

En la recuperación primaria el crudo se drena de forma natural debido a la presión del yacimiento y también con operaciones de levantamiento artificial. En la recuperación secundaria se realizan procesos como inyección de agua y gas para mantener la presión del yacimiento esto ocasiona un mayor desplazamiento de crudo.

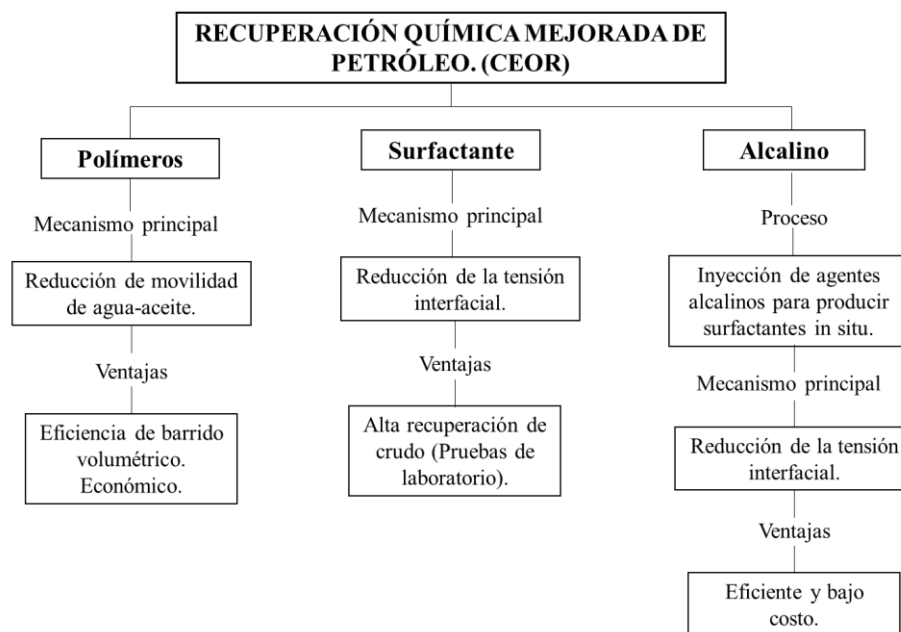
Finalmente, la recuperación terciaria o mejorada tiene como principal objetivo mejorar la eficiencia de barrido, existen varias técnicas las cuales se pueden clasificar en métodos químicos, térmicos y miscibles, estos procesos ayudan a reducir las fuerzas capilares y reducción de la viscosidad del crudo. (Gbadamosi et al., 2019)

3.1. Recuperación química mejorada de petróleo (CEOR).

Este método consiste en la inyección de productos químicos para mejorar la recuperación de petróleo, este proceso de inyección altera la interacción fluido-fluido y/o roca-fluido, esto incluye la reducción de la tensión interfacial entre el fluido absorbente y el petróleo, asimismo dan como resultado una alteración de la mojabilidad de la roca, aumentando su permeabilidad. (Ragab & Mansour, 2021)

Algunos de los métodos de inyección química mejorada son, inyección de polímeros, inyección de surfactante, inyección de polímeros con surfactantes.

Figura 2. Métodos de inyección química mejorada.



Nota: Tomado de “Enhanced Oil Recovery: Chemical Flooding” (2019)

3.1.1 Agua inteligente (Smart Water)

Existe otro método relativamente nuevo de recuperación química mejora de petróleo, el cual es la inyección de agua de baja salinidad (Low Salinity Waterflooding) o también conocido como agua inteligente (Smart Water). Es un método que se basa en la modificación iónica de la

salmuera de inyección para cada yacimiento en específico con la finalidad que perturbe o altere su equilibrio químico a favor de la recuperación de crudo.

El autor (Piñérez, 2019) define en su estudio realizado, que el uso de agua inteligente como método de recuperación, mejora la eficiencia de barrido microscópico, ya que altera la mojabilidad aumentando las fuerzas capilares dando lugar a la imbibición de agua, asimismo, (Ravari, 2011) menciona las ventajas del uso de agua inteligente, puede lograr una mayor eficiencia de recuperación de crudo, con una inversión mínima en las operaciones, suponiendo que ya exista una infraestructura de inyección de agua, también puede aplicarse durante el ciclo de vida del yacimiento y por último añade que se puede recuperar rápidamente la inversión realizada, incluso con una pequeña recuperación incremental de petróleo.

Según los autores (Baker et al., 2017), indican que la inyección de Smart Water inició en 1960, donde se realizaban pruebas de laboratorio con muestras de areniscas, los resultados obtenidos mostraron que la recuperación de crudo aumentaba de forma significativa usando esta técnica, asimismo se obtuvieron buenos resultados utilizando muestras de carbonatos, con concentraciones de iones de aproximadamente 5000 ppm y agua desionizada.

Condiciones para el efecto de Agua Inteligente. Para poder implementar la inyección de Agua Inteligente (Smart Water) es necesario tener en cuenta las condiciones observadas en la tabla 2.

Tabla 2. Condiciones para el efecto de SW.

Medio poroso	Crudo	Agua de formación	Smart Water
Presencia de arcilla en la formación.	Presencia de componentes polares (ácidos y bases).	Presencia de cationes divalentes, es decir, Ca ²⁺ , Mg ²⁺ . La salinidad del agua del agua inyectada debes ser baja con relación al agua inicial.	– El rango de salinidad debe ser 1000 - 2000 ppm, pero también se han observado efectos en 5000 ppm. – La composición de iones es importante. es decir, Ca ²⁺ frente a Na ⁺ .

Nota: Tomado de “Smart Water injection into sandstone reservoir for EOR – Optimal mineral sample preparation and influence of feldspar minerals” (2018).

Estas condiciones fueron determinadas por Tang y Morrow (1999) por medio de pruebas de laboratorio. (Hetland, 2018).

Influencia de los iones Ca²⁺ y Mg²⁺ en Agua Inteligente. Según el estudio realizado de los autores (Ghosh et al., 2016) han reportado un incremento del factor de recobro usando Smart Water, especialmente utilizando los iones Mg²⁺, Ca²⁺, BO₃³⁻ y PO₄³⁻.

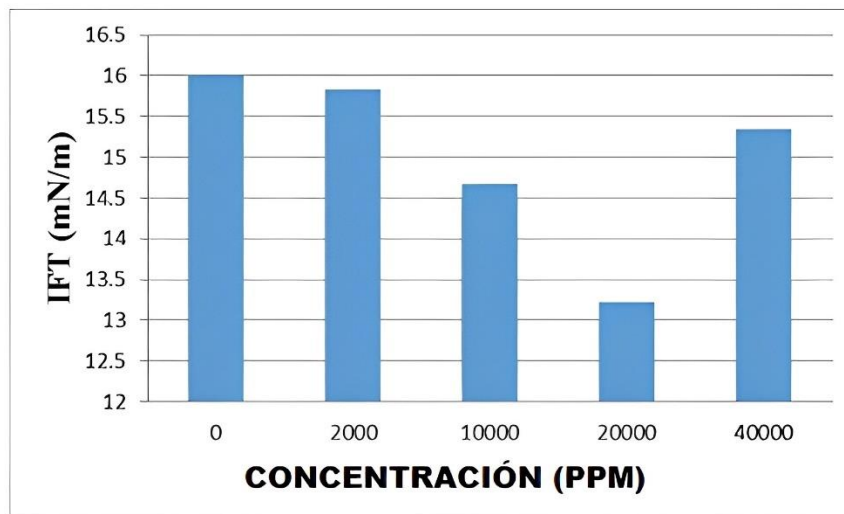
Según los autores (RezaeiDoust et al., 2009) señalan en su artículo que la presencia de los iones Mg²⁺ y Ca²⁺ desempeñan un papel importante en la interacción entre los minerales de arcilla y los componentes activos de la superficie del petróleo crudo.

(RezaeiDoust et al., 2009) sugirieron un modelo de adsorción en el que el Ca²⁺ actúa como puente entre la superficie de la arcilla cargada negativamente y el material carboxílico, y se suponía que el material orgánico se eliminaba por intercambio iónico catiónico en la superficie. De este modo, el mecanismo de MIE es de la misma naturaleza que el mecanismo propuesto para la modificación de la mojabilidad en los carbonatos mediante Smart Water.

A raíz de los análisis experimentales de Hasan, N. Al-Saedi et al, en los cuales se prepararon 4 salmueras, todas con una salinidad de 52,275 ppm de TDS se observa que los mejores resultados se obtienen cuando las variables que se modifican son principalmente los cationes divalentes (Ca^{2+} Mg^{2+}) y en mayor media el Ca^{2+} . Dado que en la salmuera en la cual no se tuvo en cuenta en su composición los iones divalentes en mención, se obtuvo la más alta recuperación que fue de 10.35%.

Por otra parte, en 2018 los autores Naeli et al., realizaron un estudio en donde midieron la tensión interfacial del agua inteligente y el petróleo a diferentes concentraciones por medio del método de gota colgante, los autores (Naeli et al., 2018) analizaron el efecto de los iones Ca^{2+} y SO_4^{2-} ya que son los que más influyen en las propiedades interfaciales entre el agua inteligente y el petróleo, los autores estudiaron la tensión interfacial en un rango de concentraciones de Ca^{2+} de 0 a 40000 ppm, observaron que inicialmente la tensión interfacial disminuyó a medida que las concentraciones de Ca^{2+} aumentaron a 20000 ppm y a medida que se aumentaba las concentraciones de Ca^{2+} la tensión interfacial aumentó, los resultados demostraron que el punto óptimo de salinidad en el que se obtiene una tensión interfacial más baja es cuando la concentración de Ca^{2+} es de 20000 ppm, como se muestra en la figura 3.

Figura 3. Efecto del ion Ca^{2+} en la tensión interfacial a 80 °F y 14.7 psia



Nota: Tomado de “The Effect of Seawater on the Interfacial Tension: Smart Water Flooding” (2018).

Influencia de los sólidos totales disueltos (TDS) en Agua Inteligente. Los autores (Naeli et al., 2018) se basaron en varios estudios sobre la cantidad de sólidos totales disueltos en la composición de agua inteligente, en su artículo mencionan que para obtener la mejor concentración de agua inteligente, parten del agua de mar donde modifican el contenido de sal que existe en esta, midiendo la tensión interfacial de diferentes concentraciones de agua de mar y el petróleo; ellos encontraron que cuando se inyecta agua con concentración de salinidad baja de 1500 ppm en un proceso de recuperación terciaria en comparación con inyección de agua con una concentración de salinidad alta de 15000 ppm, la recuperación de petróleo aumentó de un 63 % a 71 %, estas observaciones demuestran la ventaja del agua con baja salinidad por debajo de 4000 ppm. Naeli et al., estudiaron en su artículo, diferentes autores tales como Moeni et al. (2014), los cuales analizaron el efecto del cloruro de sodio y el cloruro de calcio en la tensión interfacial entre el

petróleo y el agua de baja salinidad, ellos descubrieron que la tensión interfacial aumentaba a medida que aumentaba la concentración de sal. Con base a la literatura, Naeli et al. (2018), tomaron como base los efectos de la salinidad del agua de mar y así encontrar la concentración óptima para el agua inteligente, utilizaron sulfato de sodio y cloruro de calcio en concentraciones de 0 a 40000 ppm en una solución diluida de agua de mar. La composición de la salmuera se presenta en la tabla 3. Asimismo, en la tabla 4, se presenta la concentración de agua de mar que se utilizaron para evaluar el efecto en la tensión interfacial.

Tabla 3. Contenido de sal del agua de formación.

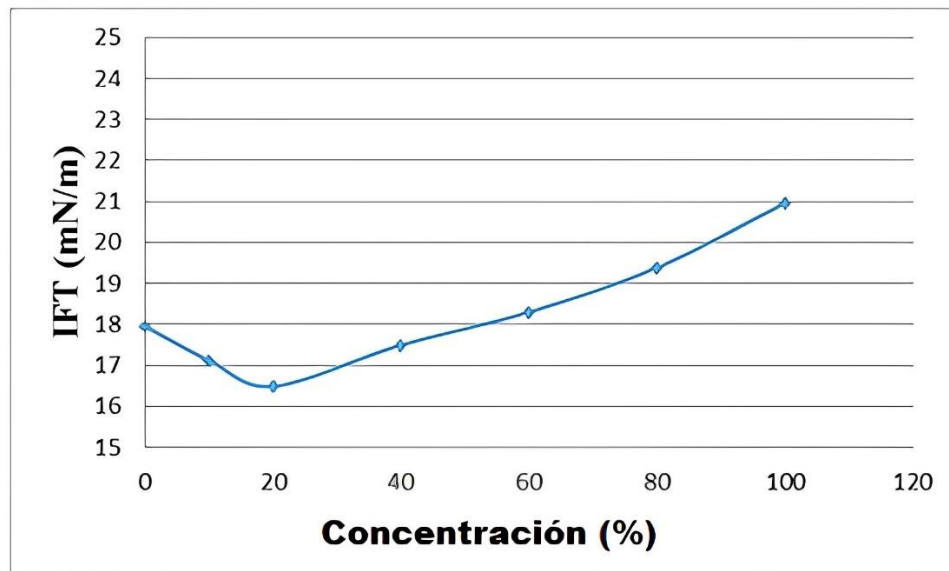
Tipo de sal	Contenido (PPM)
Calcio	419
Magnesio	1304
Sodio	10710
Potasio	390
Bicarbonato	146
Sulfato	2690
Cloruros	19350
Bromo	70
TDS	35079

Nota: Tomado de “The Effect of Seawater on the Interfacial Tension: Smart Water Flooding” (2018).

Tabla 4. Densidad del agua de mar en varias concentraciones.

Concentración de agua de mar (%)	Densidad (g/cm ³)	pH
20	1.036	7.93
40	1.042	7.78
60	1.051	7.72
80	1.057	7.65
100	1.063	7.5

Nota: Tomado de “The Effect of Seawater on the Interfacial Tension: Smart Water Flooding” (2018).

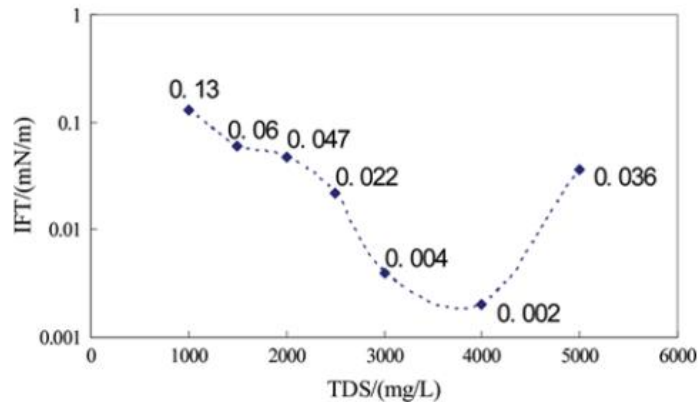
Figura 4. Efecto de la concentración de agua de mar sobre tensión interfacial.

Nota: Tomado de “The Effect of Seawater on the Interfacial Tension: Smart Water Flooding” (2018).

Como se muestra en la figura 4, la salinidad del agua de mar influye en las propiedades interfaciales, (Naeli et al., 2018) midieron la tensión interfacial entre el crudo y el agua de mar por el método de gota colgante, en todas las pruebas realizadas los autores mencionan que se permitió que la tensión interfacial alcanzara el equilibrio durante dos minutos. La tensión interfacial disminuyó inicialmente a medida que aumentaba la salinidad del agua de mar y esta tendencia continuó hasta la concentración de salinidad del 20 % del agua de mar y luego comenzó a incrementar, por lo tanto, la conclusión en la cual llegaron los autores fue que la solución con una concentración de 20 % de agua de mar fue seleccionada como salinidad óptima, con la cual se obtiene el agua inteligente y se espera que en ese punto se obtenga la máxima recuperación de petróleo.

Las investigaciones de laboratorio y las de campo han demostrado que la inyección de agua inteligente tiene un impacto en la recuperación de petróleo, en este caso, los autores (Sun et al., 2014) en su artículo realizaron un estudio sobre el efecto que tiene el agua de baja salinidad sobre la tensión interfacial, en donde seleccionaban una muestra de agua de baja salinidad, en concentraciones de TDS entre 1000 y 6000 ppm, los resultados obtenidos en su investigación demostraron que los valores con baja tensión interfacial oscilaban en el rango de concentración entre 3000 y 4000 ppm, como se muestra en la figura 5.

Figura 5. Cambios en la tensión interfacial con diferentes concentraciones de solidos totales disueltos.



Nota: Tomado de “Salinity Selection for a Low Salinity Water – Low Salinity Surfactant Process” (2014).

Tabla 5. Contribución de la salinidad a la recuperación de petróleo.

Salinity, TDS/(mg/L)	1000	1500	2000	2500	3000	4000	5000
IFT/(mN/m)	0.13	0.06	0.047	0.022	0.004	0.002	0.036
Retention/(mg/g)			0.43	0.62	1.09		
Oil recovery from low salinity	← Increased oil recovery → ← Decreased retention → ← Increased oil recovery →						

Nota: Tomado de “Salinity Selection for a Low Salinity Water – Low Salinity Surfactant Process” (2014).

Finalmente, como se muestra en la tabla 5, se puede observar que la cantidad de solidos totales disueltos (TDS, sus siglas en inglés) son un factor importante en la composición del agua

inteligente y tienen un impacto sobre la tensión interfacial agua/crudo, cuando se utilizan bajas salinidades.

Mecanismos del efecto del agua de baja salinidad. Según el autor de la tesis de maestría (Kinn, 2017) indica que, debido a las propiedades mineralógicas de las areniscas, el estudio del efecto "Smart Water" es más complicado en relación con los estudios de alteración de la mojabilidad realizados en carbonatos. El autor indica que es probable que hayan pasado varios procesos para que se produzca el efecto de baja salinidad y no es poco probable que algunos mecanismos puedan ocurrir simultáneamente. También resalta que generalmente se acepta que la alteración de la mojabilidad es necesaria para observar el efecto de baja salinidad.

Los mecanismos que se ha propuesto para el evaluar el efecto de la baja salinidad, estos son los más relevantes:

Migración de finos

Intercambio de iones múltiples (MIE)

Incremento de pH

Reducción de tensión interfacial

Cambio de mojabilidad

Migración de finos. Varios investigadores se han encargado de estudiar la relación que existe entre la migración de finos y la salinidad de la salmuera inyectada. (Tang & Morrow, 1999) notaron que este mecanismo permitía mejorar la eficiencia de barrido microscópico debido a que se generaba un bloqueo en las gargantas de poro de las partículas de arcilla que se liberaban y permitían desviar el flujo de agua a poros que no habían sido barridos antes. Por su parte (Akmetgareev & Khisamov, 2016) durante su largo estudio en campo establecieron que la migración de finos afecta

principalmente la inyección de agua de baja salinidad. Esto se debe a que la disminución en la salinidad de agua hace que las fuerzas electrostáticas disminuyan debido al intercambio catiónico y se genere un desbalance entre los momentos referentes a las fuerzas que actúan sobre las partículas finas en la superficie de la roca. (Bobadilla, 2017)

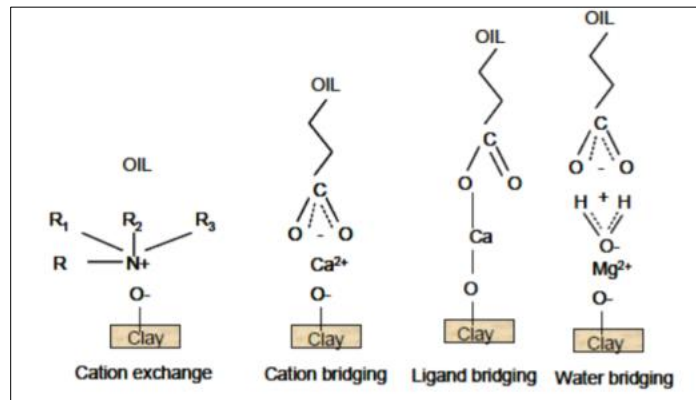
Intercambio de Iones Múltiples (MIE). En este mecanismo se muestra que las concentraciones Mg^{2+} y Ca^{2+} , son un parámetro esencial en la composición del agua inteligente, en yacimiento de areniscas, estas concentraciones en contacto con los minerales del yacimiento produce una interacción entre los iones lo cual se obtiene como resultado un mejor desplazamiento del crudo, esto lo podemos analizar en la tesis presentada por (Kinn, 2017) donde expresa que el intercambio de iones múltiples involucra la competencia iónica entre todos los iones en el fluido por los sitios de intercambio de minerales. El autor Kinn (2017) muestra que en la literatura (Según Dang et al., 2013) se encontró que hubo una severa disminución en la concentración de iones Mg^{2+} en el efluente de las inundaciones del núcleo. A partir de estos resultados, se afirmó que existen cuatro mecanismos que contribuyen a la mojabilidad del yacimiento.

- ✓ Intercambio de cationes.
- ✓ Puente catiónico
- ✓ Enlace múltiple
- ✓ Puente de agua

Además, se asumió que el intercambio de aniones, los enlaces de hidrógeno, la protonación y la interacción de Van der Waals podrían contribuir al intercambio iónico general. El autor también afirmó que los iones Ca^{2+} y Mg^{2+} podrían actuar como un puente entre la superficie de arcilla con carga negativa y el carboxilato con carga negativa ($R-COOH^-$). Como se ve en la

ilustración del extremo derecho de la Figura 3, el material orgánico podría liberarse de la superficie cuando se produce el intercambio catiónico.

Figura 3. Mecanismos de adhesión que ocurren entre el crudo y la superficie de arcilla.



Nota: Tomado de “Smart Water injection into sandstone reservoirs for enhanced oil recovery – Influence of oil components on sandstone wetting” (2017).

Incremento del pH: A partir de estudios realizados (Mcguire et al 2005), han logrado evidenciar similitudes entre los cambios ocasionados (fluidos del yacimiento, las interacciones roca/fluido y los cambios en la mojabilidad) al realizar una prueba de desplazamiento en núcleos de un proceso de LSWI y una inyección de álcalis y surfactantes.

El autor (Bobadilla, 2017) afirman que este fenómeno se lleva a cabo mediante la eliminación de las altas concentraciones de químicos disueltos encontrados en el agua que se inyecta convencionalmente de forma contraria a la adición de pequeños volúmenes de químicos alcalinos. A medida que el agua de baja salinidad es inyectada en un núcleo, los iones hidroxilo son generados por medio de reacciones con minerales nativos del yacimiento, resultando en un incremento de pH obteniendo un valor mayor a 9 unidades.

Reducción de la tensión interfacial. En 2014, Lashkarbolooki, Ayatollahi, Riazi, analizaron los resultados obtenidos de las mediciones de tensión interfacial con el uso de LSW y notaron que los cationes divalentes, en presencia del anión cloruro disminuyeron sustancialmente los valores de la tensión interfacial; los resultados del estudio realizado mostraron que los valores más bajos de IFT se obtienen en condiciones de alta salinidad, especialmente si se utilizan iones divalentes de $MgCl_2$ (Lashkarbolooki et al., 2014)

Los autores del artículo señalaron que la presencia de sal puede alterar la distribución de componentes tensoactivos presentes en la fase oleosa a la fase acuosa debido a los efectos de la salinización, lo que afecta la tensión interfacial y por ende la eficiencia de recuperación de petróleo.

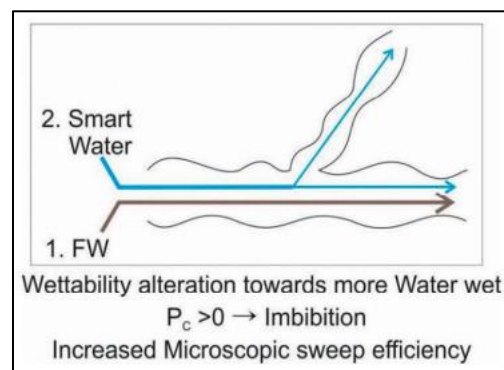
Cai, B.; Yang, J.; Guo (1996) midieron la tensión interfacial de una salmuera preparada con $NaCl$, $CaCl_2$ y $MgCl_2$ con un crudo pesado, los autores utilizaron el tensiómetro de gota colgante notaron que, al aumentar las concentraciones de sal, aumentaban los valores de tensión interfacial.

(Yousef et al., 2011), estudiaron la variación de la tensión interfacial usando muestras de crudo y diferentes salmueras tales como, agua sintética de formación, agua de mar y diferentes versiones diluidas de agua de mar, los autores observaron una tendencia general de reducción de los valores de tensión interfacial como resultado de la reducción de la salinidad.

Cambio de mojabilidad. Según Piñerez (2019), mencionó en su artículo que el proceso de alteración de la mojabilidad inducida por agua inteligente, pueden mejorarse al optimizar las variables que favorecen el desplazamiento del crudo adherido en la superficie de la roca, incrementando así la mojabilidad de la roca al agua.

Asimismo, el autor señala que “Al inyectar Smart Water en modo terciario, se puede mejorar la eficiencia microscópica de barrido, la alteración de la mojabilidad y las fuerzas capilares inducidas promoverán la imbibición espontánea del agua en poros previamente no accesibles y producirán el petróleo que reside en estos poros.” (Figura 4)

Figura 4. Comportamiento de Smart Water en un medio poroso.



Nota: Tomado de, “Recuperación mejorada de petróleo en areniscas y carbonatos con Smart Water” (2019).

3.1.2 *Surfactantes.*

Los surfactantes han sido utilizados como métodos de recuperación mejorados en la industria petrolera durante décadas. En 1949, LW Nutt y LK Smith fueron los primeros en proponer el uso de surfactantes en la recuperación de petróleo. Sugirieron que los surfactantes podrían ser utilizados para reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, lo que facilitaría la recuperación del petróleo atrapado en los poros de la roca.

En la década de 1950, se realizaron experimentos de laboratorio para demostrar que los surfactantes pudieron reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua. En 1959, RD Thomas

y sus colegas demostraron que los surfactantes podrían mejorar significativamente el recobro de petróleo en modelos de laboratorio. (Thomas et al., 2018)

Surfactantes en la industria del petróleo.

Un surfactante es un agente tenso activo que tiene la capacidad de reducir la tensión superficial entre dos líquidos o entre un líquido y un sólido. En el contexto del recobro mejorado de petróleo, los surfactantes se utilizan para modificar las propiedades interfaciales entre el petróleo y el agua presente en el yacimiento. Esto permite mejorar la eficiencia de la recuperación del petróleo residual en los yacimientos, lo que facilita la movilización del petróleo atrapado en la matriz del yacimiento y su posterior extracción. Stewart, DF y Vermeulen, T. (2017).

La estructura molecular de los surfactantes utilizados en la industria petrolera es compleja y varía dependiendo del tipo de surfactante utilizado. Sin embargo, en general, los surfactantes consisten en una cabeza hidrófila y una cola hidrófoba. La cabeza hidrófila es atraída por el agua debido a la presencia de grupos polares, mientras que la cola hidrófoba es repelida por el agua debido a la ausencia de grupos polares (Kumar et al., 2019).

Un estudio de investigación realizado por Sheng, G. (2017) explicó que los surfactantes se utilizan en el recobro mejorado de petróleo para reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, permitiendo que las gotas de petróleo se dispersen en el agua y sean transportadas hacia los pozos de producción. Además, los surfactantes pueden modificar la mojabilidad de la roca del yacimiento, lo que puede mejorar la eficiencia del desplazamiento del petróleo.

Aplicaciones en la recuperación mejorada de petróleo.

Según Hadi, MA y Abdulagatov, I. (2021), los surfactantes pueden utilizarse en diversas aplicaciones para el recobro mejorado de petróleo. Se utilizan para reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua en los yacimientos petrolíferos, y a su vez se utilizan junto con otros agentes para movilizar y desplazar el petróleo residual atrapado en los poros del yacimiento.

Las siguientes son algunas aplicaciones de los surfactantes en el recobro mejorado del petróleo: Garg, S., Mohanty, KK y Vaidya, RN (2018).

- Reducción de la tensión interfacial: Los surfactantes se utilizan para reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, lo que permite que el petróleo sea más fácilmente desplazado de los poros de la roca hacia el pozo.
- Mejora de la movilidad: Los surfactantes también pueden mejorar la movilidad del petróleo al reducir la viscosidad y la adherencia del petróleo a la roca.
- Desplazamiento mejorado de fluidos: Los surfactantes pueden mejorar el desplazamiento de fluidos mediante la generación de espuma, lo que puede mejorar la movilidad del petróleo y permitir una mayor recuperación.
- Mejora de la eficiencia de inyección de agua: Los surfactantes pueden mejorar la eficiencia de la inyección de agua al reducir la saturación de aceite residual en la roca.

Tipos de surfactantes. Existen diferentes tipos de surfactantes según su carga eléctrica y su estructura molecular. Algunos de los más comunes son:

Surfactantes aniónicos: tienen una carga negativa en la parte hidrófila y se disocian en un anión anfífilo y un catión, que suele ser un metal alcalino o un amonio cuaternario. Son los más usados en procesos de recobro mejorado porque tienen más adsorción en formaciones de

roca arenisca. Algunos ejemplos son los alquil benceno sulfonatos, los carboxilatos y los sulfatos. (Al-Mutairi et al., 2019).

Surfactantes catiónicos: tienen una carga positiva en la parte hidrófila y se disocian en un catión anfífilo y un anión, que suele ser un haluro o un sulfato. Son menos usados en recobro mejorado porque tienen menos adsorción en formaciones areniscas y son más sensibles a la salinidad y al pH. Algunos ejemplos son las aminas cuaternarias y los ésteres de ácidos grasos. (Zhang et al., 2017).

Surfactantes no iónicos: no tienen carga eléctrica en la parte hidrófila y no se disocian en solución acuosa. Son más compatibles con el agua de formación y menos sensibles a la salinidad y al pH que los surfactantes iónicos. Algunos ejemplos son los alcoholes grasos etoxilados, los éteres de alquil fenol etoxilado y los ésteres de sorbitán. (Zhang et al., 2017).

Surfactantes anfóteros: tienen una carga eléctrica variable según el pH de la solución. Pueden actuar como aniónicos o catiónicos dependiendo de las condiciones del medio. Son más versátiles que los surfactantes iónicos y pueden formar complejos con ellos para mejorar su desempeño. Algunos ejemplos son las betaínas, las imidazolininas y las aminas propoxiladas. (Zhang et al., 2017).

Surfactantes poliméricos: son macromoléculas que contienen grupos hidrófilos e hidrófobos en su estructura. Tienen propiedades viscosificantes y reductoras de la tensión interfacial. Pueden combinarse con otros surfactantes para formar sistemas multifásicos como microemulsiones o geles. (Zhang et al., 2017).

Para seleccionar el tipo de surfactante adecuado para un proceso de recobro mejorado de petróleo se deben tener en cuenta varios factores, entre los que se incluyen: Garg, S., Mohanty, K. K., & Vaidya, R. N. (2018).

- Compatibilidad con las condiciones del yacimiento: Es importante considerar la temperatura, presión, la porosidad y la mineralogía. para seleccionar un surfactante que sea compatible con estas condiciones.
- Características del petróleo y del agua de formación: El tipo de petróleo, su densidad, viscosidad, pH, salinidad, contenido de asfáltenos y contenido de agua pueden afectar la elección del surfactante adecuado.
- Tensión interfacial objetivo: La tensión interfacial a la que se desea llegar también puede afectar la selección del surfactante adecuado.
- Concentración óptima del surfactante: La concentración del surfactante es importante para lograr la tensión interfacial deseada y mejorar la recuperación del petróleo, pero también puede afectar la estabilidad del surfactante.
- La adsorción y retención del surfactante en el medio poroso, que afectan la eficiencia y el costo del proceso.
- Costo y disponibilidad del surfactante: El costo y la disponibilidad del surfactante también deben ser considerados, ya que algunos surfactantes pueden ser más costosos o difíciles de obtener que otros.

Surfactante, Dodecil Sulfato Sódico (SDS), por sus siglas en inglés. El surfactante SDS (Sulfato de dodecilo sódico) es un agente tensioactivo ampliamente utilizado en la industria del petróleo y gas para mejorar la recuperación de petróleo en los yacimientos. Según Gupta, R. y Yadav, RK (2019), el surfactante SDS puede ayudar a reducir la tensión superficial del agua y el petróleo en los poros de la roca del yacimiento, lo que facilita el flujo del petróleo hacia los pozos de producción.

Por ejemplo, un estudio de investigación realizado por MN Islam y colaboradores en 2019 encontró, que el surfactante SDS también puede ayudar a desplazar el petróleo atrapado en zonas de baja permeabilidad en el yacimiento, lo que aumenta la eficiencia del recobro mejorado de petróleo. El surfactante SDS se puede utilizar tanto en operaciones de inyección de agua o gas en el yacimiento para desplazar el petróleo, o como en inyección de surfactantes directamente en el yacimiento para mejorar la eficiencia del proceso de recuperación mejorado.

Según el National Center for Biotechnology Information (NCBI), la fórmula química del SDS es $C_{12}H_{25}NaO_4S$, lo que indica que la molécula consta de un grupo hidrocarbonado dodecil ($C_{12}H_{25}$) unido a un grupo sulfato (SO_4) y un átomo de sodio (Na). Con estructura molecular completa representada de la siguiente manera:

$CH_3-(CH_2)_{11}-SO_4Na$, es decir, se trata de una molécula compuesta por una cadena hidrocarbonada de 12 átomos de carbono ($CH_3(CH_2)_{11}$) unida a un grupo sulfato ($-OSO_3$) y un átomo de sodio (Na^+).

La cadena hidrocarbonada es la parte hidrófoba de la molécula, lo que significa que tiene afinidad por las sustancias no polares como el petróleo y la grasa. El grupo sulfato, por otro lado, es la parte hidrófila de la molécula, lo que significa que tiene afinidad por las sustancias polares como el agua.

Esta combinación de propiedades hidrófobas e hidrófilas hacen que el surfactante SDS sea un agente tensioactivo muy efectivo, ya que puede reducir la tensión superficial entre líquidos no miscibles como el agua y el petróleo en los poros de la roca del yacimiento, facilitando así la recuperación de petróleo. Además, el átomo de sodio presente en la molécula del surfactante SDS puede interactuar con otros iones presentes en el yacimiento, mejorando aún más su eficacia en el recobro mejorado de petróleo. Shahsavani et al. (2017)

Ventajas del uso del surfactante SDS en la recuperación mejorada de petróleo. El surfactante SDS es utilizado para hacer recobro mejorado en yacimientos de crudo pesado al ser un método químico que permite disminuir la tensión superficial entre el crudo y el agua, y aumentar la movilidad del crudo al reducir su viscosidad. El SDS también ayuda a separar el crudo de las impurezas que lo acompañan, como arena, arcilla y asfáltenos, según los autores Al-Futaisi et al. (2017) Shahsavani, D., Ramakrishnan, T. S., & Mohammadi, A. H. (2017). El SDS tiene algunas ventajas sobre otros surfactantes, como:

- **Baja tensión interfacial:** El SDS reduce la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, lo que permite que el agua penetre en los poros del yacimiento de petróleo y desplace el petróleo atrapado.
- **Es un surfactante aniónico** que puede atraer otros cationes además del sodio, lo que le da más versatilidad.
- **Buena solubilidad:** El SDS es soluble en agua en una amplia gama de concentraciones y es un surfactante que se degrada más fácilmente que los que tienen cadenas ramificadas, lo que reduce su impacto ambiental y de este modo es fácil de preparar y aplicar.

- Efectividad: El SDS ha demostrado ser efectivo en la recuperación de petróleo en numerosos estudios y aplicaciones prácticas.
- Bajo costo: El SDS es relativamente barato en comparación con otros surfactantes y es fácilmente disponible en el mercado.
- Estabilidad: El SDS es un surfactante estable a altas temperaturas y condiciones de alta salinidad, lo que lo hace adecuado para su uso en yacimientos de petróleo donde las condiciones pueden ser extremas.
- Compatibilidad: El SDS es compatible con otros aditivos utilizados en la técnica de recobro mejorado del petróleo, como polímeros y agentes espumantes.

Por lo tanto, debido a su bajo costo, alta efectividad y facilidad de uso, el SDS es de los surfactantes más usados en la técnica de recobro mejorado del petróleo.

3.2. Concentración Micelar Crítica.

La CMC es un parámetro importante en el proceso de recobro mejorado porque es la concentración a la cual los surfactantes empiezan a formar micelas. Las micelas son estructuras esféricas estables formadas por cientos de moléculas anfipáticas, es decir, moléculas que se caracterizan por tener una región polar (hidrofílica) y una apolar (hidrofóbica). Las micelas se forman cuando estas moléculas se encuentran en un medio acuoso y se acomodan de tal manera que las regiones hidrofóbicas se ocultan en el centro de la esfera y las regiones hidrofílicas se exponen a la superficie. (Gupta, A., & Agarwal, A. 2021).

Según Gupta y Agarwal (2021), la determinación de la CMC es un paso crucial en el diseño de un proceso de recobro mejorado ya que afecta la eficacia y la eficiencia del proceso. Una concentración de tensioactivo por debajo de la CMC puede no ser suficiente para movilizar el

petróleo atrapado, mientras que una concentración por encima de la CMC puede resultar en la formación de una cantidad excesiva de micelas que pueden ser perjudiciales para el proceso.

Las micelas también pueden movilizar el petróleo atrapado en la formación de petróleo. Cuando las micelas entran en contacto con el petróleo, la solubilidad del petróleo en el agua aumenta y se reduce la tensión interfacial. Esto permite que el petróleo se desplace hacia los pozos de producción con mayor facilidad.

Es importante destacar que la concentración óptima del surfactante para alcanzar la CMC y la eficacia del proceso de recobro mejorado depende de las características específicas del yacimiento, como la composición química del petróleo, la permeabilidad de la formación, la temperatura y la presencia de otros compuestos químicos en la formación. Por lo tanto, se debe realizar un análisis cuidadoso antes de aplicar el proceso de recobro mejorado en un yacimiento. (Alvarado et al. 2010).

Métodos para determinar la CMC.

Existen varios métodos para determinar la concentración micelar crítica (CMC), dependiendo del tipo de surfactante y del medio utilizado. A continuación, se presentan algunos de los métodos más comunes según Rosen, M.J., & Kunjappu, J.T. (2012):

- **Método de conductividad:** Este método se basa en la medida de la conductividad eléctrica de la solución de surfactante a diferentes concentraciones. La CMC se alcanza cuando la conductividad eléctrica de la solución comienza a aumentar bruscamente debido a la formación de micelas.
- **Método de tensión superficial:** Este método se basa en la medida de la tensión superficial de la solución de surfactante a diferentes concentraciones. La CMC se alcanza cuando la

tensión superficial de la solución deja de disminuir y se mantiene constante debido a la formación de micelas.

- Método de fluorescencia: Este método se basa en la medida de la intensidad de fluorescencia de un compuesto fluorescente que se agrega a la solución de surfactante a diferentes concentraciones. La CMC se alcanza cuando la intensidad de fluorescencia comienza a disminuir debido a la formación de micelas que incorporan el compuesto fluorescente.
- Método de turbidez: Este método se basa en la medida de la turbidez de la solución de surfactante a diferentes concentraciones. La CMC se alcanza cuando la turbidez de la solución comienza a aumentar debido a la formación de micelas.

Es importante tener en cuenta que la CMC puede variar en función de la temperatura, el pH, la presencia de sales y otros factores del medio. Por lo tanto, es recomendable determinar la CMC en las condiciones específicas de la aplicación del surfactante en cuestión.

3.3. Método híbrido Agua Inteligente con Surfactante.

El uso de inyección de agua inteligente con surfactante como método de recobro mejorado de petróleo ha demostrado ser eficiente en estudios de laboratorio por Dong, M., Yao, J., & Jiang, Y. (2019). y aplicaciones en la industria del petróleo. A continuación, se presenta un análisis técnico de las razones por las cuales esta técnica es eficiente por los estudios demostrados por Kakati, A., Kumar, G., & Sangwai, J. S. (2020). y Kerunwa, A. (2020):

- Efecto híbrido agua inteligente con surfactantes: La combinación conjunta de la inyección de agua inteligente y surfactante puede tener efectos positivos adicionales en la eficiencia

del recobro mejorado. La baja salinidad del agua puede y modifica la mojabilidad de las rocas del yacimiento y mejorar la eficacia del surfactante al reducir la rivalidad con los iones presentes en el yacimiento, permitiendo una mayor concentración y actividad del surfactante en la interfaz agua-petróleo. Además, el surfactante puede mejorar la movilidad del agua inteligente, permitiendo un mejor barrido del petróleo atrapado y mejorando la recuperación de este.

- Adaptabilidad a diferentes condiciones de yacimiento: La inyección de agua de baja salinidad con surfactante ha demostrado ser efectiva en una amplia gama de condiciones de yacimiento, incluyendo yacimientos de alta y baja permeabilidad, yacimientos con diferentes tipos de petróleo y formaciones geológicas. Esto hace que sea una técnica versátil y adaptable a diferentes escenarios de campo, lo que la convierte en una opción atractiva para la mejora de la recuperación de petróleo.
- Reducción de costos y riesgos ambientales: La inyección de agua inteligente con surfactante puede ser una alternativa más económica y ambientalmente amigable en comparación con otros métodos de recuperación mejorados más intensivos en costos y en impacto ambiental, como la inyección de químicos o gases. El uso de agua inteligente como medio de inyección puede reducir los costos operativos y minimizar los riesgos ambientales asociados con la disposición de grandes volúmenes de agua producida o tratada.

La inyección de agua inteligente con surfactante es eficiente como método de recobro mejorado de petróleo debido a la capacidad de modificar las características del agua, el efecto híbrido con los surfactantes, su adaptabilidad a diferentes tipos de yacimientos y la reducción de

costos y riesgos ambientales en comparación con otros métodos, por esto la inyección de agua inteligente con surfactante ha ganado una creciente atención; numerosos estudios han demostrado la eficacia de la inyección de agua inteligente con surfactante como método de recobro mejorado en la industria petrolera. Por ejemplo, Al-Murayri et al. (2016) llevaron a cabo un estudio en un yacimiento de petróleo en Arabia Saudita, donde observaron un aumento del 9,4% en el recobro de petróleo mediante la inyección de agua inteligente con surfactantes. Huang et al. (2019) evaluaron la efectividad de esta técnica en un campo petrolífero en China, y reportaron un aumento del 7,8% en la recuperación de petróleo. Otro estudio realizado por Al-Jubair et al. (2018) en un campo petrolífero de Omán mostró un aumento del 7,3% en la recuperación de petróleo mediante la inyección de agua de baja salinidad con surfactantes.

El impacto encontrado en diferentes estudios de laboratorio y campos petrolíferos alrededor del mundo han mostrado un aumento significativo en la recuperación de petróleo utilizando esta técnica. La inyección de agua inteligente con surfactantes mejora la movilidad del petróleo en el yacimiento y reduce la saturación residual, lo que conduce a un mayor recobro de petróleo. Estas pruebas respaldan la utilización de esta técnica en la industria petrolera como una alternativa para optimizar la producción de petróleo.

3.4. Tensión Interfacial (ITF)

La tensión interfacial, también conocida como tensión superficial, es la fuerza que existe en el límite entre dos fases inmiscibles, como un líquido y un gas o dos líquidos diferentes. Es una propiedad de la interfase entre las dos fases y surge de la atracción entre las moléculas en la interfase.

La magnitud de la tensión interfacial depende de la naturaleza de las dos fases y de la temperatura y presión del sistema. Desempeña un papel importante en muchos fenómenos físicos, como el comportamiento de los fluidos en los tubos capilares, la formación de gotitas y burbujas y la mojabilidad de las superficies por los líquidos. Una tensión interfacial baja mejora la eficiencia de la recuperación, reduce la resistencia que enfrenta el fluido de inyección para desplazar el petróleo atrapado en la formación rocosa. Esto significa que el fluido de inyección puede moverse con mayor facilidad a través de los poros de la roca, alcanzar áreas más profundas y desplazar una mayor cantidad de petróleo. Mohammadi, S., Sohrabi, M., & Dejam, M. (2019).

La tensión interfacial es un factor crítico en muchos métodos de recuperación de petróleo, ya que afecta directamente la capacidad de un fluido de desplazar el petróleo atrapado en la formación rocosa. En general, una tensión interfacial alta puede dificultar la recuperación del petróleo, mientras que una tensión interfacial baja puede mejorar la eficiencia del método de recuperación, y puede ser optimizada mediante el uso de técnicas y sustancias químicas específicas para mejorar la eficiencia del proceso de recuperación. García, R., & Hernández, G. (2015).

En el caso de la inyección de agua, por ejemplo, una tensión interfacial baja entre el agua y el petróleo facilita la propagación del agua en la formación, permitiendo que se movilice más petróleo y reduzca la viscosidad del petróleo atrapado. Esto hace que el petróleo sea más fácil de desplazar y mejorar la eficiencia del método de recuperación. En resumen, una tensión interfacial baja reduce la resistencia que enfrenta el fluido de inyección para desplazar el petróleo atrapado en la formación rocosa, lo que mejora la eficiencia de los métodos de recuperación de petróleo. Mohammadi, S., Sohrabi, M., & Dejam, M. (2019).

3.4.1 Medición de la tensión interfacial

Existen diferentes métodos para medir la tensión interfacial entre dos fases inmiscibles. Algunos de los métodos más comunes son los siguientes: (ASTM D1331-06), (ASTM D971-06)

Método de la gota pendiente o colgante.

El método de la gota pendiente es una técnica utilizada para medir la tensión interfacial entre dos líquidos inmiscibles o entre un líquido y un gas. En este método, una pequeña gota del líquido de interés se deja colgar de la punta de una aguja o un tubo capilar, y se observa y mide la forma y el tamaño de la gota en equilibrio. Berry, et al. (2015).

El principio detrás del método de la gota pendiente se basa en que la forma de la gota en equilibrio está determinada por la tensión interfacial entre el líquido y el gas, así como por la gravedad y la geometría del sistema. Una gota en equilibrio adoptará una forma esférica o casi esférica, debido a que la esfera es la forma que minimiza el área superficial y, por lo tanto, la energía superficial. Berry, et al. (2015).

Para realizar una medición de la tensión interfacial utilizando el método de la gota pendiente, se pueden seguir los siguientes pasos: Berry, et al. (2015).

1. Se forma una pequeña gota del líquido de interés en la punta de una aguja o un tubo capilar, asegurándose de que la gota sea lo suficientemente pequeña para que la gravedad no afecte significativamente su forma.
2. La gota se permite colgar en equilibrio, sin que toque ninguna superficie, y se observa cuidadosamente su forma y tamaño.
3. Se mide la altura (o longitud) de la gota y se registra.

4. Se utilizan ecuaciones matemáticas específicas con los nomogramas de Andreas, Hauser que relacionan la forma y el tamaño de la gota con la tensión interfacial, teniendo en cuenta las propiedades del líquido y del gas, la gravedad y la geometría del sistema.
5. Se realiza el cálculo de la tensión interfacial utilizando los datos obtenidos y se registra el valor.

Método de la placa de Wilhelmy

El método de la placa de Wilhelmy es una técnica utilizada para medir la tensión interfacial entre un líquido y un gas o entre dos líquidos inmiscibles. Este método se basa en la medición de la fuerza necesaria para levantar o sumergir una placa de material adecuada en la interfaz líquido-aire o líquido-líquido de interés. Salager, J. Antón, R. (2005).

La placa de Wilhelmy, generalmente hecha de platino u otro material inerte, tiene una geometría específica con un área conocida. La placa se sumerge en la interfaz y se aplica una fuerza controlada utilizando un tensiómetro. La fuerza se mide mediante un dispositivo sensible que puede registrar la tensión ejercida sobre la placa; La medición de la fuerza se realiza controlando la velocidad de inmersión o emersión de la placa en el líquido. La fuerza está relacionada con la tensión interfacial a través de ecuaciones matemáticas que consideran la geometría de la placa y las propiedades físicas del líquido. Salager, J. Antón, R. (2005).

Método del anillo de Du Noüy:

El método del anillo, también conocido como método del anillo de Du Nouy, es una técnica utilizada para medir la tensión interfacial entre un líquido y un gas o entre dos líquidos inmiscibles.

Este método se basa en la medición de la fuerza necesaria para separar un anillo o aro de una plataforma líquida.

El principio del método del anillo se basa en la Ley de Laplace, que establece que la presión interna en una interfaz curva es mayor que la presión externa y está relacionada con la tensión interfacial. Cuando se aplica una fuerza externa para separar el anillo de la plataforma líquida, se registra la fuerza necesaria para lograrlo.

El anillo utilizado en este método generalmente está hecho de material flexible, como un alambre metálico o una cinta delgada. Se coloca el anillo en la superficie del líquido de interés, asegurándose de que el anillo se adhiera completamente a la interfaz. Luego, se aplica una fuerza de tracción gradual al anillo, utilizando un tensiómetro, hasta que el anillo se separe completamente de la plataforma líquida.

La fuerza medida se relaciona con la tensión interfacial a través de ecuaciones matemáticas que tienen en cuenta la geometría del anillo y las propiedades físicas del líquido. Se pueden utilizar diferentes configuraciones de anillo, como anillos de forma circular, cuadrada o rectangular, dependiendo de la aplicación específica. Salager, J. Antón, R. (2005).

En general, el método a utilizar se necesitará de las propiedades de los líquidos que se están analizando y de la precisión necesaria para las mediciones. Cada método tiene sus ventajas y desventajas, y es importante seleccionar el método más adecuado para la aplicación específica.

4. Diseño Experimental

En un análisis de laboratorio, un diseño experimental se refiere a la planificación y organización sistemática de un estudio en el que se manipula deliberadamente una o más variables independientes y se mide el efecto sobre una o más variables dependientes, con el objetivo de establecer relaciones de causa y efecto. El diseño experimental permite controlar y manipular variables de interés de manera estricta y controlada, con el fin de obtener resultados confiables y válidos. (García, 2019)

Según (Gutiérrez & De la Vara, n.d.) en su libro, mencionan que el diseño experimental típico en un análisis de laboratorio involucra la probabilidad aleatoria de los sujetos o muestras a diferentes grupos o condiciones experimentales, la manipulación de una o más variables independientes en estos grupos y la medición cuidadosa de las variables dependientes. Los grupos o condiciones experimentales se comparan en términos de los resultados obtenidos en las variables dependientes, lo que permite inferir si existe una relación causal entre las variables independientes y las variables dependientes medidas.

Asimismo, los autores Gutiérrez H y De la Vara, aclaran que el diseño experimental puede variar en complejidad y se selecciona en función de los objetivos del estudio, los recursos disponibles y la naturaleza de las variables de interés. Un buen diseño experimental debe ser riguroso, controlado y replicable, con el fin de obtener resultados fiables y válidos que permitan hacer inferencias causales en el análisis de laboratorio

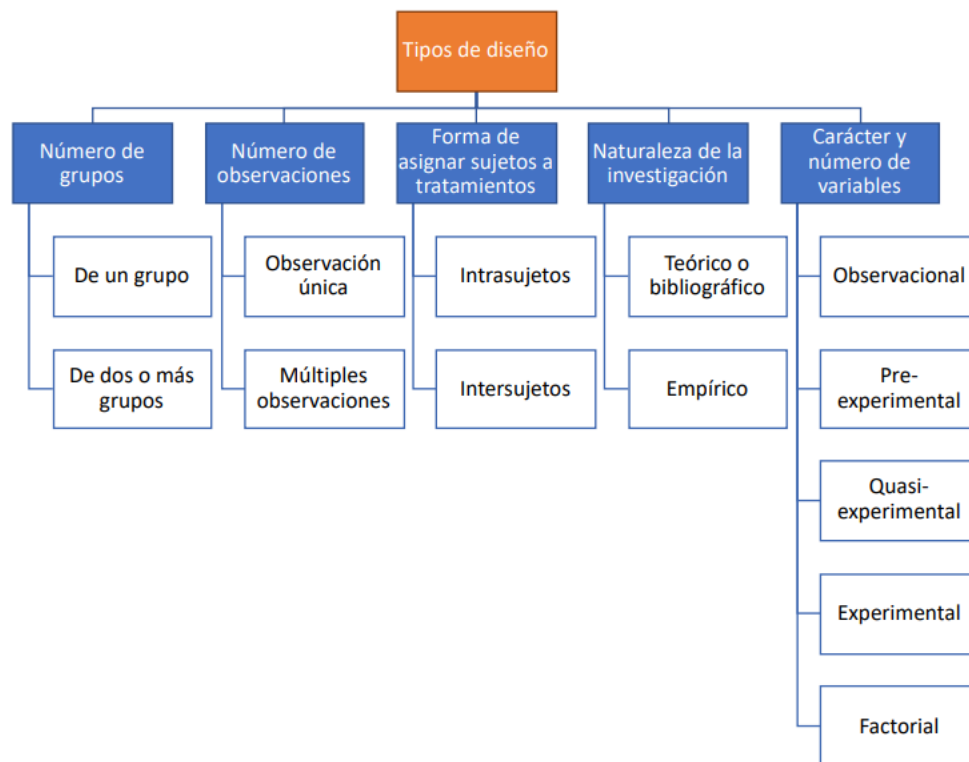
4.1. Principios básicos de un diseño experimental

Existen tres principios básicos en los cuales se debe basar en el momento de diseñar una metodología experimental, (Castelló, 2019)

- Aleatorización: Castelló (2019), señala que este principio se basa en “cada unidad de muestreo tiene la misma probabilidad de ser escogida”
- Replicación: En este caso el diseño experimental debe ser replicado varias veces obteniendo resultados similares.
- Control local: El autor menciona en este que “la variabilidad derivada de fuentes extrañas o no conocidas no debe ser eliminada, pero si debe estar bajo control”, es decir se debe tener en consideración toda la información posible.

4.2. Tipos de diseños.

Hay diferentes tipos de diseños experimentales los cuales se pueden clasificar con base a distintas características (Figura 5), en este caso este proyecto se va a centrar en tipos de diseño experimental asociado al carácter y número de variable, en especial del tipo factorial el cual se llevó a cabo el diseño experimental de este proyecto.

Figura 5. Tipos de diseño

Nota: Tomado de “Metodología de la investigación” Castelló (2019) – Universidad Pontificia de Valencia.

4.3. Diseño Factorial.

El diseño factorial tiene como principal objetivo analizar el efecto de diferentes factores sobre una o varias respuestas, así mismo, el diseño factorial busca obtener un mejor desempeño de un proceso específico, por medio de la determinación de diferentes combinaciones de niveles de los factores; los factores pueden ser cuantitativos, tales como presión, temperatura, volumen, etc., también pueden ser cualitativos, (equipos, maquinas, tipos de materiales). Ahora bien, es necesario seleccionar por lo menos dos niveles de prueba para cada uno de estos y así estudiar la forma en la que influye cada uno de estos factores en la variable de respuesta. Por lo tanto, existe la matriz de diseño o arreglo factorial lo cual se define como el “conjunto de puntos experimentales que

pueden formarse teniendo en cuenta todas las combinaciones posibles de los niveles de los factores”. (Gutiérrez & De la Vara, n.d.)

Diseño factorial 2^k

Un diseño factorial de tipo 2^k se refiere a k factores, todos con dos niveles de prueba, es el modelo más sencillo ya que cuenta con dos factores de dos niveles cada uno. Un ejemplo de este tipo de diseño puede ser A y B, donde cada uno tiene dos niveles a los cuales trabajar, alto y bajo, entonces se tiene que el factor se utiliza con su letra mayúscula y los niveles con – y + para bajo y alto, finalmente se obtienen las respuestas para las diferentes combinaciones. (Fernández, 2020) el ejemplo se observa en la tabla 6.

Tabla 6. Nomenclatura usada para las respuestas.

	B (-)	B (+)
A (-)	(1)	b
A (+)	a	Ab

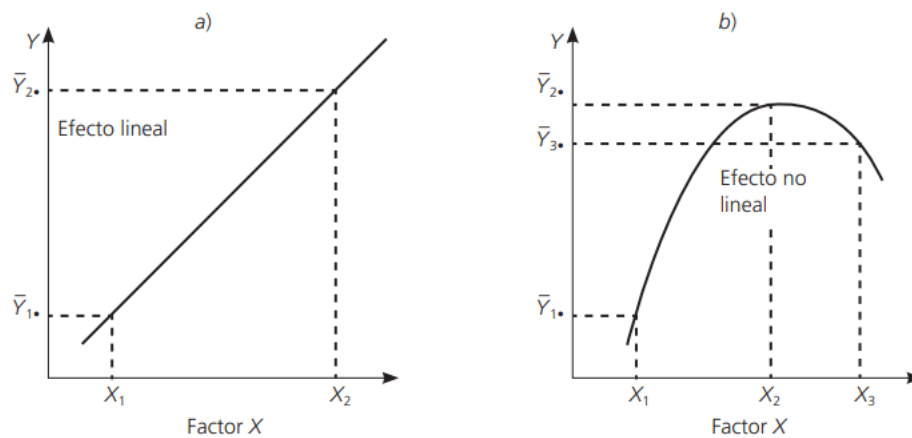
Nota: Tomado de “Diseño de experimentos: Diseño factorial” (2020).

Diseño factorial 3^k

El diseño factorial 3^k consiste en k factores con tres niveles cada uno y tiene 3^k tratamientos. Es una buena alternativa utilizar este tipo de diseño factorial, cuando se tienen factores de tipo continuo y se desea estudiar los efectos cuadráticos, como por ejemplo A^2 , B^2 , ..., A^2B , B^2A , A^2B^2 , a esto se les conoce como “efectos de curvatura”, lo anterior se realiza cuando existe la posibilidad que la variable de respuesta no es lineal ni aproximadamente lineal. También es una

buena opción utilizar este diseño cuando los factores son discretos y tienen tres niveles cada uno, un ejemplo de esto son factores como tipo de material, diferentes medios de cultivos. Por lo tanto, un diseño factorial 3^k es una de las opciones experimentales que estudia los efectos de curvatura, además de efectos lineales y de interacción. En la figura 7 se explica gráficamente el ejemplo de los efectos lineales y con curvatura. (Gutiérrez & De la Vara, n.d.)

Figura 6. Ejemplos de efecto lineal y efecto con curvatura.



Nota: Tomado de “Análisis y diseño de experimentos” (2003)

4.3. Software Statgraphics.

Para la realización del presente proyecto se utilizó el software Statgraphics para poder desarrollar el diseño experimental de tipo factorial 3^3 , se seleccionó este programa ya que es de acceso gratuito y es sencillo de manejar. Este software está creado para facilitar el análisis estadístico de datos, se puede realizar un análisis descriptivo de una o varias variables, utiliza gráficas donde se explican la distribución de los datos. (Villagarcía, 2019)

5. Protocolo de prueba para determinar la tensión interfacial.

Basados en toda la información recopilada y lo estudiado en la literatura, iniciamos la prueba para medir la tensión interfacial entre el agua inteligente y un crudo pesado.

Actividad 1. Composición del agua inteligente, en este caso se tuvo en cuenta los tres parámetros influyentes en la composición de la salmuera inteligente, los cuales fueron seleccionados para el diseño experimental, son los iones Calcio, Magnesio y la salinidad, representada en sólidos totales disueltos. El primer filtro que se realizó fue determinar la composición del agua de formación del campo en el cual se está llevando a cabo el proyecto. Lo primero que se hizo fue drenar la muestra de crudo para sacar el agua libre que venía con el crudo, esa muestra de agua se filtró por malla 0.45 micras, posteriormente se realizaron ciertos análisis en el laboratorio para determinar los aniones, luego la muestra de agua de formación se envió al laboratorio de química de la UIS (GIMBA) para determinar los cationes, finalmente se obtienen las reacciones químicas en las cuales se determinan la cantidad de sales que se deben agregar en masa para obtener las concentraciones de los iones disueltos en la muestra de agua de formación.

Los rangos de iones Calcio y Magnesio se adecuaron en función a las concentraciones (Calcio y Magnesio) del agua de formación hallados previamente, los cuales oscilan entre 40-80 ppm para el Calcio y 10 -20 ppm para el Magnesio, asimismo, el presente proyecto está basado en una investigación que está desarrollando el Grupo de Investigación en Tomografía Computarizada para Caracterización de Yacimientos (GIT), en este trabajo se ejecutó una etapa previa, en la cual se seleccionó el rango de 3000 a 7000 ppm de la salinidad expresada en TDS (sólidos totales disueltos), el estudio fue realizado por una estudiante de maestría en química. En la tabla 7 se reporta la composición de la salmuera de formación (FW) correspondiente al campo estudiado y la figura 8, corresponde a la gráfica de Tensión interfacial vs diluciones de la salmuera

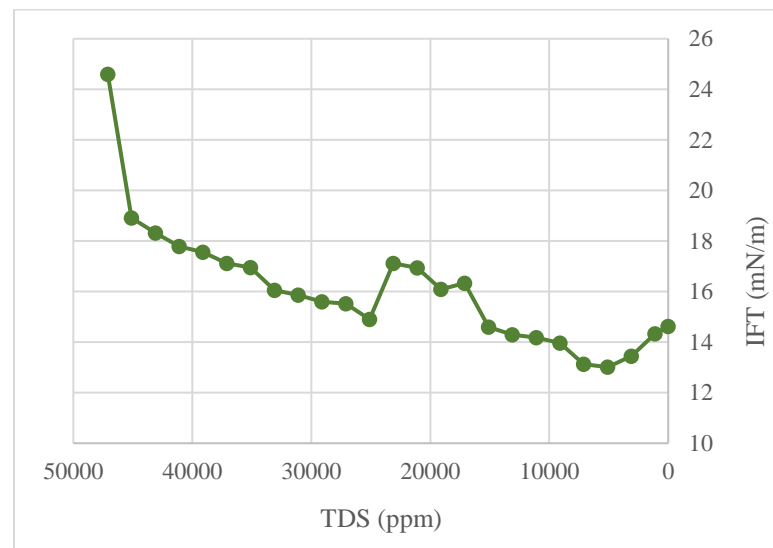
de formación. Todos los datos estudiados se tuvieron en cuenta para la composición del agua inteligente.

Tabla 7. Composición de la salmuera de formación (FW).

Ion	Concentración (mg/l)
Na ⁺	16811
K ⁺	150.4
Ca ⁺⁺	583
Mg ⁺⁺	163.7
Ba ⁺⁺	63.5
Sr ⁺⁺	119.0
Fe ⁺⁺	0.9
SiO ₂	22.5
HCO ₃ ⁻	236
CO ₃ ⁻	0.0
SO ₄ ⁻	4.0
Cl ⁻	28968
TDS	47122

Nota: Tomado de “Grupo de Investigación en Tomografía Computarizada para Caracterización de Yacimientos (GIT)” (2022)

Figura 7. Tensión interfacial vs diluciones salmuera de formación.



Nota: Tomado de “Gladys Rocío Cepeda, Estudiante Maestría en Química - UIS” (2022)

Teniendo en cuenta todos los datos obtenidos a partir de la salmuera de formación, se realizó la composición del agua inteligente de los primeros 3 ensayos, como se muestra en la tabla 8.

Tabla 8. Composición del agua inteligente.

ENSAYO	# 1 (G/L) 40-10- 3000	# 2 (G/L) 40-10- 5000	# 3 (G/L) 40-10- 7000
NaCl	2,2203	5,0454	7,1132
KCl	0,0201	0,0287	0,0401
MgCl ₂ *6H ₂ O	0,0836	0,0836	0,0836
CaCl ₂ *2H ₂ O	0,1467	0,1467	0,1467
SRCl ₂ *6H ₂ O	0,0253	0,0362	0,0507
NaHCO ₃	0,0234	0,0330	0,0454
Na ₂ SO ₄	0,0004	0,0004	0,0009

Actividad 2. Medición de la tensión interfacial, en esta parte se realizaron 27 mediciones para 27 fluidos agua inteligente, cada uno de estos fluidos están compuestos por las variaciones de calcio, magnesio y salinidad, en los rangos mencionados anteriormente.

El método de gota colgante fue el que se usó para determinar las tensiones interfaciales fluido – fluido (Salmuera/Crudo). En el equipo DSA25E KRUSS, del laboratorio CICAT de la UIS. En la figura 9 se muestra la composición del equipo de medición de tensiones.

El equipo DSA25E KRUSS, funciona colocando una gota en la punta de una aguja (gota colgante). Por medio de una cámara se captura una imagen de la gota, y a continuación se envía la imagen a un software de procesamiento de imágenes. Para la detección inicial del contorno se realiza un análisis en escala de grises de la imagen. El segundo paso es aplicar el modelo geométrico que mejor se ajuste al contorno definido. En la tabla 9 se muestran las especificaciones del equipo. (Kruss scientific, n.d.)

Tabla 9. Especificaciones del equipo DSA25E KRUSS.

Especificaciones para el método de gota colgante	
Resultados	Tensión interfacial/Tensión superficial
Rango	0.01 a 2000 mN/m
Resolución	0.01mN/m
Modelo	Young – Laplace
Tipos	Estático y dinámico

Nota: Tomado de “Drop Shape Analyser DSA25”- Kruss – scientific.com

Figura 8. Composición del Equipo DSA25E KRUSS

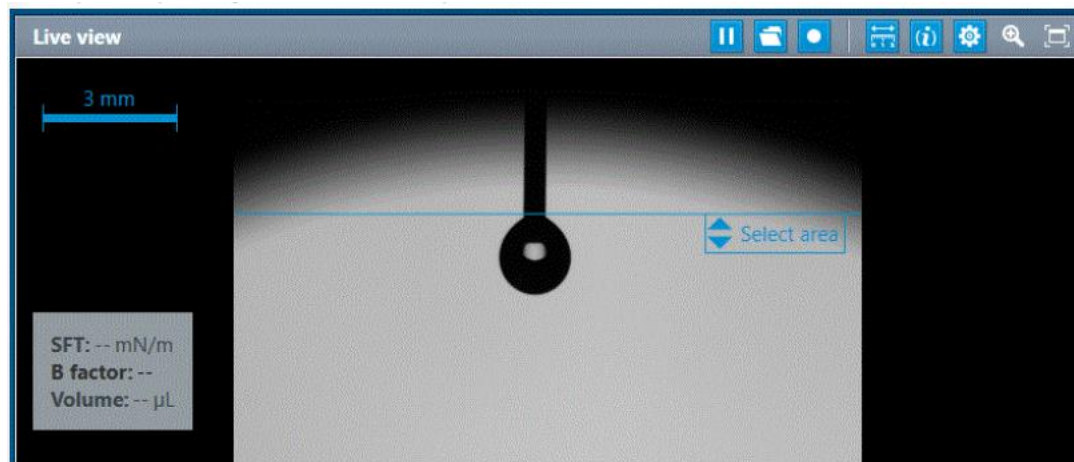
Posición	Designación	Posición	Designación
1	Unidad de dosificación	4	Ajuste de ángulo de la cámara
2	Lente	5	Plataforma de muestra
3	Cámara	6	Iluminación

Nota: Tomado de “Manual de operación DSA25E – Centro de Investigación en Catálisis (CICAT)” (2022).

Procedimiento para la determinación de la tensión interfacial.

1. Abrir el software ADVANCE
2. Seleccionar el método de medida Gota Colgante
3. Nombrar las medidas que se vayan a realizar y seleccionar la sustancia que se va a inyectar.
4. Tomar una cantidad de sustancia en este caso la salmuera inteligente en el recipiente y colocarlo en el equipo.
5. Tomar una muestra de crudo con la jeringa y colocarla en el sistema de dosificación.
6. Encender la lampara y ajustar el ángulo con el ajustador de ángulo de la cámara. (Para gota colgante a una distancia de 5.0 mm).
7. Ajustar el volumen para que la gota se mantenga colgando, no cambiar la velocidad de goteo.
8. Hacer clic en *Make Drop*. Esperar que la gota sea estable y el Factor B (modelo geométrico de ajuste) esté en verde.
9. Tomar la medida en el símbolo de gráfica, en la figura 10 se puede observar el método gota colgante.

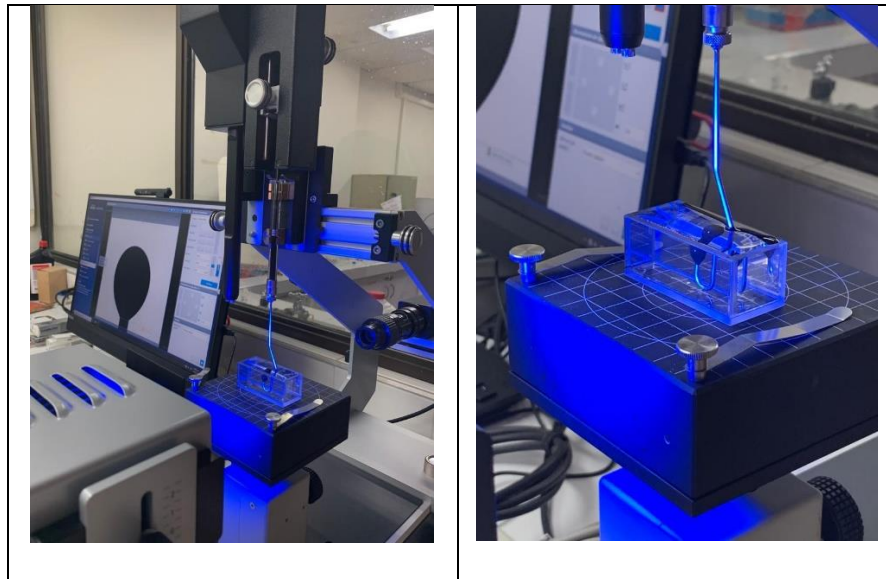
Figura 9. Método gota colgante.



Nota: Tomado de “Manual de operación DSA25E – Centro de Investigación en Catálisis (CICAT)” (2022).

En la figura 11 se observa la determinación de la tensión interfacial de la salmuera inteligente con la muestra de crudo, en las imágenes se puede ver cuando la gota de crudo entra en contacto con la salmuera, este proceso se ve evidenciado en la pantalla del computador.

En la tabla 10 se muestra la tabla de los resultados obtenidos de las mediciones realizadas, en este caso se puede observar que, al aumentar las concentraciones de calcio y magnesio, aumentan la tensión interfacial.

Figura 10. Determinación de la tensión interfacial Salmuera Inteligente/Muestra de crudo.

Finalmente, los resultados obtenidos fueron los siguientes.

Tabla 10. Resultados tensión interfacial para las 27 salmueras inteligente, con los tres parámetros más influyentes.

# ENSAYO	[] CA (PPM)	[] MG (PPM)	TDS (PPM)	IFT (MN/M)
1	40	10	3000	13,38
2	40	10	5000	13,87
3	40	10	7000	14,42
4	40	15	3000	13,55
5	40	15	5000	14,14
6	40	15	7000	14,91
7	40	20	3000	20,88
8	40	20	5000	20,94
9	40	20	7000	20,71
10	60	10	3000	19,59
11	60	10	5000	20,74
12	60	10	7000	20,93
13	60	15	3000	20,02
14	60	15	5000	20,06
15	60	15	7000	21,62
16	60	20	3000	21,32
17	60	20	5000	21,14
18	60	20	7000	21,05
19	80	10	3000	20,57

20	80	10	5000	21,19
21	80	10	7000	21,04
22	80	15	3000	20,01
23	80	15	5000	21,27
24	80	15	7000	21,58
25	80	20	3000	21,84
26	80	20	5000	21,47
27	80	20	7000	21,53

En la tabla 11 se representa la composición completa del agua inteligente a diferentes concentraciones y los resultados obtenidos de tensión interfacial.

Tabla 11. Composición de la salmuera inteligente y resultados obtenidos de la tensión interfacial.

Salmuera	Concentración (mg/L)												IFT (mN/m)
	Na	K	Ca	Mg	Ba	Sr	Fe	SiO2	HCO3	SO4	Cl	TDS	
1	880	10.53	40	10	4.45	8.33	0.06	1.57	16.55	0.28	2027.76	3000	13.38
2	1994	15.04	40	10	6.35	11.90	0.09	2.25	23.64	0.40	2896.80	5000	13.87
3	2811	21.05	40	10	8.89	16.66	0.13	3.15	33.10	0.56	4055.52	7000	14.42
4	875	10.53	40	15	4.45	8.33	0.06	1.57	16.55	0.28	2027.76	3000	13.55
5	1989	15.04	40	15	6.35	11.90	0.09	2.25	23.64	0.40	2896.80	5000	14.14
6	2806	21.05	40	15	8.89	16.66	0.13	3.15	33.10	0.56	4055.52	7000	14.91
7	870	10.53	40	20	4.45	8.33	0.06	1.57	16.55	0.28	2027.76	3000	20.88
8	1984	15.04	40	20	6.35	11.90	0.09	2.25	23.64	0.40	2896.80	5000	20.94
9	2801	21.05	40	20	8.89	16.66	0.13	3.15	33.10	0.56	4055.52	7000	20.71
10	860	10.53	60	10	4.45	8.33	0.06	1.57	16.55	0.28	2027.76	3000	19.59
11	1974	15.04	60	10	6.35	11.90	0.09	2.25	23.64	0.40	2896.80	5000	20.74
12	2791	21.05	60	10	8.89	16.66	0.13	3.15	33.10	0.56	4055.52	7000	20.93
13	855	10.53	60	15	4.45	8.33	0.06	1.57	16.55	0.28	2027.76	3000	20.02
14	1969	15.04	60	15	6.35	11.90	0.09	2.25	23.64	0.40	2896.80	5000	20.06
15	2786	21.05	60	15	8.89	16.66	0.13	3.15	33.10	0.56	4055.52	7000	21.62
16	850	10.53	60	20	4.45	8.33	0.06	1.57	16.55	0.28	2027.76	3000	21.30
17	1964	15.04	60	20	6.35	11.90	0.09	2.25	23.64	0.40	2896.80	5000	21.14
18	2781	21.05	60	20	8.89	16.66	0.13	3.15	33.10	0.56	4055.52	7000	21.05
19	840	10.53	80	10	4.45	8.33	0.06	1.57	16.55	0.28	2027.76	3000	20.57
20	1954	15.04	80	10	6.35	11.90	0.09	2.25	23.64	0.40	2896.80	5000	21.19
21	2771	21.05	80	10	8.89	16.66	0.13	3.15	33.10	0.56	4055.52	7000	21.04
22	835	10.53	80	15	4.45	8.33	0.06	1.57	16.55	0.28	2027.76	3000	20.01
23	1949	15.04	80	15	6.35	11.90	0.09	2.25	23.64	0.40	2896.80	5000	21.27

24	2766	21.05	80	15	8.89	16.66	0.13	3.15	33.10	0.56	4055.52	7000	21.58
25	830	10.53	80	20	4.45	8.33	0.06	1.57	16.55	0.28	2027.76	3000	21.84
26	1944	15.04	80	20	6.35	11.90	0.09	2.25	23.64	0.40	2896.80	5000	21.47
27	2761	21.05	80	20	8.89	16.66	0.13	3.15	33.10	0.56	4055.52	7000	21.53

Con los datos obtenidos y con la caracterización de las condiciones del yacimiento, se llegó a la conclusión que la solución óptima de agua inteligente fue a concentración de 40 ppm de ion Calcio, 10 ppm de ion Magnesio y a 7000 ppm de sólidos totales disueltos. Por este motivo, se midió la tensión interfacial agregando el surfactante, con el resultado óptimo de composición de agua inteligente, los resultados se muestran en la tabla 12.

Tabla 12. Tensión interfacial usando Salmuera a diferentes concentraciones de surfactante.

Concentración SDS (ppm)	IFT (mN/m)
0	14,41
50	4,73
100	4,22
150	2,66
500	1,01
1000	0,78
1500	0,77
2000	0,87
2500	0,9
3000	0,94
4000	0,98
4500	1
5000	1,02
7000	1,11
10000	1,17

En la tabla 12 se puede evidenciar que los mejores resultados obtenidos de la tensión interfacial oscilan en concentraciones de SDS entre 500 y 4500, ya que la tensión interfacial se ve reducida considerablemente.

Actividad 3. Análisis de los resultados del diseño experimental mediante StartGraphics, para este proyecto el análisis estadístico es una parte fundamental del diseño experimental, ya que nos permite extraer información significativa y conclusiones confiables a partir de los datos recopilados. En este sentido, el software StartGraphics se presenta como una herramienta que facilita y agiliza este proceso.

Para este diseño experimental, StartGraphics ofrece funciones específicas que permiten realizar análisis de varianza (ANOVA), comparaciones múltiples, pruebas de hipótesis, entre otros procedimientos estadísticos relevantes. Además, el software proporciona una amplia gama de gráficos descriptivos y exploratorios, como histogramas, gráficos de dispersión, gráficos de cajas y diagramas de Pareto, para ayudar a visualizar patrones y tendencias en los datos.

Atributos de Diseño Factorial Multinivel

Diseño Base

Número de factores experimentales: 3

Número de ejecuciones: 27

Grados de libertad para el error: 17

Tabla 13. Diseño factorial multinivel.

<i>Factores</i>	<i>Bajo</i>	<i>Alto</i>	<i>Niveles</i>	<i>Unidades</i>
TDS	3000,0	7000,0	3	ppm
[] Ca	40,0	80,0	3	ppm
[] Mg	10,0	20,0	3	ppm

<i>Respuestas</i>	<i>Unidades</i>
IFT	mN/m

Tabla 14. Efectos estimados para IFT (mN/m).

<i>Efecto</i>	<i>Estimado</i>	<i>Error Estd.</i>	<i>V.I.F.</i>
promedio	19,918	0,592	
A:TDS	0,739	0,548	1,0

B:[] Ca	2,792	0,548	1,0
C:[] Mg	4,855	0,548	1,0
AA	-0,079	0,949	1,0
AB	-0,597	0,671	1,0
AC	-0,083	0,671	1,0
BB	2,474	0,949	1,0
BC	-3,137	0,671	1,0
CC	-3,955	0,949	1,0

NOTA: Errores estándar basados en el error total con 17 grados de libertad

En la tabla 14 muestra las estimaciones para cada uno de los efectos estimados y las interacciones. También se muestra el error estándar de cada uno de estos efectos, el cual mide su error de muestreo. También el factor de inflación de varianza (V.I.F.) más grande, es igual a 1,0. Para un diseño perfectamente ortogonal, todos los factores serían igual a 1. Factores de 10 o más normalmente se interpretan como indicativos de confusión seria entre los efectos.

Tabla 15. Análisis de Varianza para IFT.

<i>Fuente</i>	<i>Suma de Cuadrados</i>	<i>Gl</i>	<i>Cuadrado Medio</i>	<i>Razón-F</i>	<i>Valor-P</i>
A:TDS	2,457	1	2,457	1,82	0,195
B:[] Ca	35,084	1	35,084	25,95	0,000
C:[] Mg	106,094	1	106,094	78,46	0,000
AA	0,009	1	0,009	0,01	0,935
AB	1,068	1	1,068	0,79	0,386
AC	0,021	1	0,021	0,02	0,903
BB	9,184	1	9,184	6,79	0,018
BC	29,516	1	29,516	21,83	0,000
CC	23,469	1	23,469	17,36	0,000
Error total	22,987	17	1,352		
Total (corr.)	229,89	26			

R-cuadrada = **90,000** porciento

R-cuadrada (ajustada por g.l.) = **84,707** porciento

R-cuadrado (predicho) = 74,541 porciento (PRESS = 58,528)

Error estándar del estimado. = **1,163**

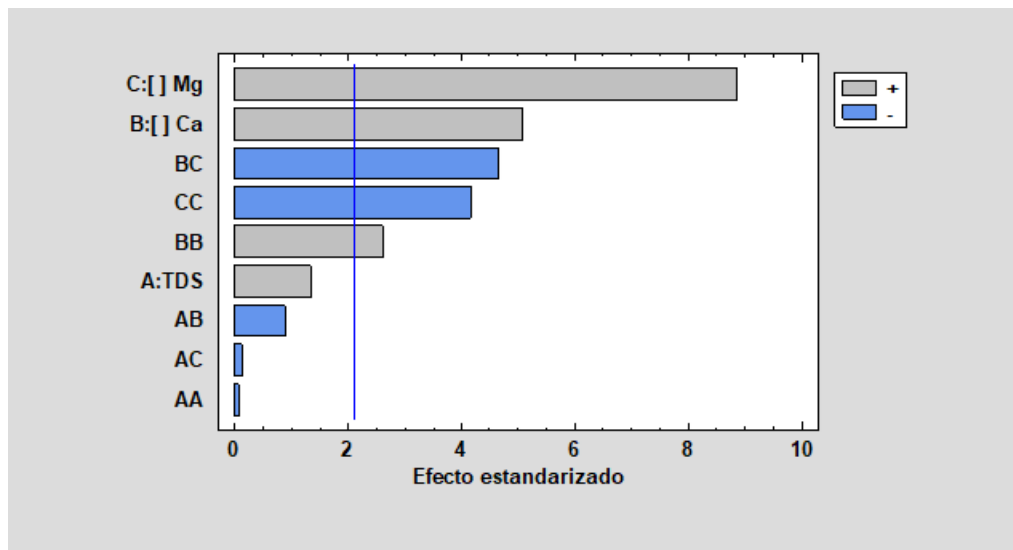
Error absoluto medio = **0,773**

Estadístico Durbin-Watson = 0,908 (P = **0,000**)

La tabla ANOVA particiona la variabilidad de IFT en piezas separadas para cada uno de los efectos. entonces prueba la significancia estadística de cada efecto comparando su cuadrado medio contra un estimado del error experimental. En este caso, 5 efectos tienen un valor-P menor que 0,05, indicando que son significativamente diferentes de cero con un nivel de confianza del 95,0%.

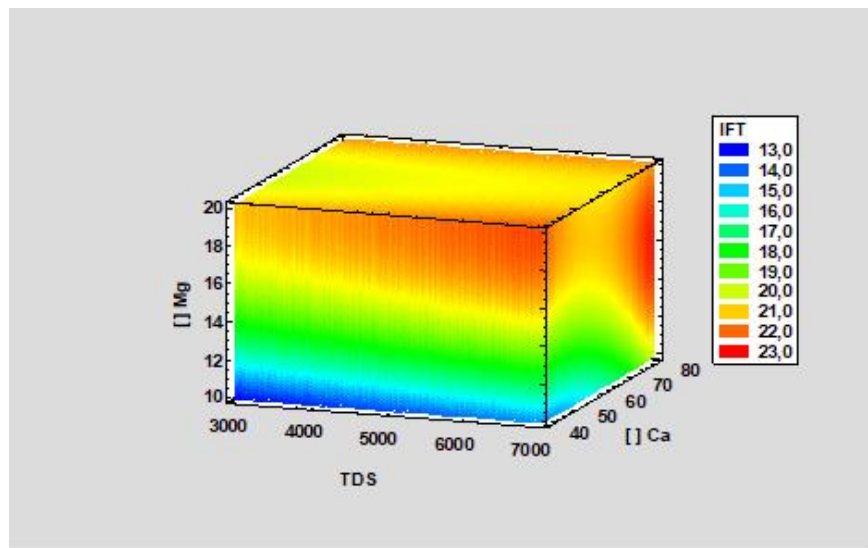
El estadístico R-Cuadrada indica que el modelo, así ajustado, explica 90,000% de la variabilidad en IFT. El estadístico R-cuadrada ajustada, que es más adecuado para comparar modelos con diferente número de variables independientes, es 84,707%. El error estándar del estimado muestra que la desviación estándar de los residuos es 1,163. El error medio absoluto (MAE) de 0,773 es el valor promedio de los residuos. El estadístico de Durbin-Watson (DW) prueba los residuos para determinar si hay alguna correlación significativa basada en el orden en que se presentan los datos en el archivo. Debido a que el valor-P es menor que 5,0%, hay una indicación de posible correlación serial al nivel de significancia del 5,0%.

En la representación gráfica del diagrama de Pareto figura 12 permite identificar y priorizar las variables más significativas en función de su impacto, Las variables en el eje Y se organizan en orden descendente, de arriba hacia abajo, de acuerdo con su contribución al problema general. La barra más larga en el gráfico representa la variable más significativa, y las barras sucesivas descienden en tamaño indicando su menor incidencia.

Figura 11. Diagrama de Pareto estandarizada para IFT.

Para la interpretación (+) indica que es directamente proporcional y (-) inversamente proporcional

En la figura 13 se observa el degrade del comportamiento de las variables donde el color azul indica el rango en el que mejor responde a la tención interfacial, es decir la tensión interfacial más baja, como se observa el espectro azul se muestra en [10]Mg, [40]Ca y todo el rango de 3000 a 7000 ppm de TDS.

Figura 12. Malla de superficie de respuesta estimada

La tabla 16 muestra la combinación de los niveles de los factores, la cual minimiza IFT sobre la región indicada; para ese óptimo que indica el software se tiene en cuenta la [] Ca y [] de Mg, los TDS óptimos; se utilizara el valor de 7000 ppm ya que como lo muestra el grafico de malla de la superficie tiene un buen comportamiento, ya que el surfactante teóricamente tendría una mejor solubilidad y a su vez se tiene en cuenta para este diseño las condiciones del yacimiento, ya que este cuenta con una restricción por hinchamiento de arcillas.

Tabla 16. Optimización respuesta (minimizar IFT)

<i>Predicción</i>	<i>Inferior 95,0% Limite</i>	<i>Superior 95,0% Límite</i>
13,5074	12,064	14,951

<i>Factor</i>	<i>Bajo</i>	<i>Alto</i>	<i>Óptimo</i>
TDS	3000,0	7000,0	4232,73
[] Ca	40,0	80,0	40,0
[] Mg	10,0	20,0	10,0

En la tabla 17 por medio de los coeficientes de regresión se estima un valor numérico que representa la relación entre las variables independientes y una variable dependiente del modelo de regresión. Para el modelo de regresión, se determinó cómo las variables independientes TDS, Ca y Mg afecta o se relaciona con la variable dependiente IFT y así cuantificar esta relación.

Tabla 17. Coeficiente de regresión para IFT

<i>Coficiente</i>	<i>Estimado</i>
constante	-16,054
A:TDS	7,933 E-4
B:[] Ca	-0,029
C:[] Mg	3,821
AA	-9,861E-9
AB	-7,458E-6
AC	-4,167E-6
BB	0,003
BC	-0,016
CC	-0,079

Una vez identificadas las variables significativamente importantes en el diagrama de Pareto, en este caso, las variables influyentes fueron; la concentración del calcio (Ca), la concentración del magnesio (Mg), el efecto cuadrático de la concentración del calcio (Ca^2), el efecto cuadrático de la concentración del magnesio (Mg^2) y el efecto de la interacción de la concentración del calcio y el magnesio (Ca)*(Mg). Se procedió a desarrollar la ecuación de regresión para calcular la tensión interfacial. Esta ecuación establece una relación matemática entre las variables independientes (las que se consideraron relevantes) y la variable dependiente (la tensión interfacial).

La ecuación de regresión resultante tiene la forma:

$$IFT = -16,054 - 0,029 * []Ca + 3,820 * []Mg + 0,003 * []Ca^2 - 0,016 * []Ca * []Mg - 0,079 * []Mg^2$$

7. Conclusiones

En el uso del agua inteligente se halló que modificando la concentración a 80(ppm) de calcio (Ca), 20(ppm) de magnesio (Mg) y 7000(ppm) de sólidos totales disueltos se obtuvo una IFT de 21,57 (MN/M) y cuando se disminuyen estas concentraciones a 40(ppm) de calcio (Ca), 10(ppm) de magnesio (Mg) y 3000(ppm) de sólidos totales disueltos demuestra ser beneficioso para reducir la tensión interfacial arrojando como resultado 13,38 (MN/M), mostrando que este tipo de agua presenta propiedades químicas favorables que permiten una interacción más eficiente entre el agua y el petróleo.

La solución óptima de agua inteligente fue a concentración de 40 ppm de ion Calcio, 10 ppm de ion Magnesio y a 7000 ppm de solidos totales disueltos. Se seleccionó como el mejor teniendo en cuenta las condiciones del yacimiento ya que presenta restricciones de concentraciones de salinidad por hinchamiento de arcillas.

El uso de agua inteligente en combinación con el surfactante SDS ha demostrado ser efectivo en la reducción de la tensión interfacial, teniendo como referencia que la IFT inicial con la solución escogida de agua inteligente fue de 14,41 (MN/M) y al agregar el SDS se evidencio mejores resultados con concentraciones entre 500 y 4500 (ppm) con IFT de 1,01 (MN/M) a 1 (MN/M).

8. Recomendaciones

Realizar pruebas de coreflooding para determinar la reducción de la saturación residual de petróleo, eficiencia de desplazamiento microscópica y así determinar de manera experimental la eficiencia de la inyección de agua inteligente con surfactante como método de recobro

Seguir estudiando distintas composiciones de agua inteligente con surfactante para tener una amplia gama de posibilidades de aplicación de este método de recobro, adaptándose a las distintas condiciones de los campos colombianos.

Llevar a cabo un análisis de la inyección de agua inteligente con surfactante en los modelos de simulación para obtener un mejor ajuste con las pruebas realizadas en el laboratorio.

Referencias Bibliográficas

- Akmetgareev, V., & Khisamov, R. (2016). Oil Recovery Due to Low-Salinity Waterflooding: Pervomaiskoye Oil Field Case Study. . *SPE Russian Petroleum Technology* .
- Baker, H., Alwan, K., & Fadhil, S. (2017). *Enhanced Oil Recovery using Smart Water Injection*. 24, 40–55.
- Bobadilla, J. (2017). *Mecanismos del efecto del agua de baja salinidad*. Universidad Industrial de Santander.
- Castelló, D. (2019). *Metodología de la investigación*.
- Fernández, S. (2020). *DISEÑO DE EXPERIMENTOS: DISEÑO FACTORIAL*. Universidad Politecnica de Cataluña.
- Vargas, J. Estudio de la viabilidad técnica en etapa temprana de procesos de recobro químico (álcali-surfactante-polímero) mediante simulación numérica en el campo Yariguí-Cantagallo. p 37. 2014
- García, J. (2019). Introducción a la investigación en ciencias de la salud: Metodología de investigación. In *Metodología de la investigación* (pp. 1–85).
- Gbadamosi, A., Junin, R., Manan, M., Agi, A., & Yusuff, A. (2019). *An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects*. 171–202.
- Ghosh, B., Sun, L., & Osisanya, S. (2016). Smart-Water EOR Made Smarter A Laboratory Development. *Internationa Petroleum Technology Conference*, 3–13.
- Gutiérrez, H., & De la Vara, R. (n.d.). *Análisis y diseño de experimentos* (P. Roig, Ed.; Segunda edición). McGraw-Hill.
- Shahsavani, D., Ramakrishnan, T. S., & Mohammadi, A. H. (2017). Application of surfactant in enhanced oil recovery: A review. *Journal of Molecular Liquids*, 230, 496-503.

- Hetland, B. (2018). *Smart Water injection into sandstone reservoir for EOR – Optimal mineral sample preparation and influence of feldspar minerals*. University of Stavanger.
- Monroy, A., Brandol, J., Perez, J.,(2017). Evaluación técnica de los patrones de inyección de agua mediante simulación analítica en cinco pozos del bloque V centro del Campo Yariguí-Cantagallo mediante el software SAHARA.Fundación Universidad de América. Colombia,p.32.
- Julio, J., & Rocha, J. (2016). *Determinación de la continuidad de la arena b3 en la caracterización petrofísica de la formación mugrosa mediante registros durante la perforación (lwd) de pozos horizontales en el campo Yarigui*. Fundación Universidad de América.
- Kinn, M. (2017). *Smart Water injection into sandstone reservoirs for enhanced oil recovery – Influence of oil components on sandstone wetting* [Master's thesis]. University of Stavanger.
- Kruss scientific. (n.d.). *Drop Shape Analyzer – DSA25 Specifications*.
- Lashkarbolooki, M., Ayatollahi, S., & Riazi, M. (2014). *The Impacts of Aqueous Ions on Interfacial Tension and Wettability of an Asphaltenic–Acidic Crude Oil Reservoir during Smart Water Injection*. 4–11.
- Naeli, R., Rahimi, A., & Honarvar, B. (2018). The Effect of Seawater on the Interfacial Tension: Smart Water Flooding. *Chemistry & Chemical Engineering*, 2–15.
- Piñérez, I. (2019). *Recuperación mejorada de petróleo en areniscas y carbonatos con Smart Water*. 2–8.
- Ragab, A., & Mansour, E. (2021). *Enhanced Oil Recovery: Chemical Flooding*.
- Ravari, R. (2011). *Water-Based EOR in Limestone by Smart Water* [PhD]. University of Stavanger.

- RezaeiDoust, A., Puntervold, T., Strand, S., & Austad T. (2009, July 2). *Smart Water as Wettability Modifier in Carbonate and Sandstone: A Discussion of Similarities/Differences in the Chemical Mechanisms*. 1–7.
- Sun, L., Spildo, K., Djurhuus, K., & Skauge, A. (2014). Salinity Selection for a Low Salinity Water-Low Salinity Surfactant Process. *Dispersion Science and Technology*, 2–7.
- Tang, G. Q., & Morrow, N. R. (1999). Influence of Brine Composition and Fines Migration on crude oil/brine/rock Interactions and Oil Recovery. *Journal of Petroleum, Science & Engineering* , 99–111.
- Thomas, R., Pope, G., & Balmer, R. (2018). Investigación de laboratorio de inyección de agua con surfactante. . *Revista de Ciencia e Ingeniería Del Petróleo*, 167–364.
- Villagarcía, T. (2019). *Manual de Statgraphics* (pp. 3–15).
- Yousef, AA., Al-Saleh, S., & Al-Jawfi, M. (2011). Laboratory Investigation of the Impact of Injection-Water Salinity and Ionic Content on Oil Recovery from Carbonate Reservoir. . *SPE Reservoir Evaluation and Engineering Journal*, 14.