

Estudio de los Principales Fenómenos Físicoquímicos que Inciden en el Recobro Mejorado del Petróleo en la Inyección de LSW/LSW-Surfactantes en Areniscas

Jorge Andrés García Nossa

María José Martínez Martínez

Trabajo de Grado Para Optar por el Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Julio Cesar Pérez Angulo

Msc (c), Ingeniero de petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga, Santander

2020

DEDICATORIA

A Dios, porque con la gracia y la bendición de él todo es posible

A mi madrecita hermosa, Rosalbina Nossa, por su amor y apoyo incondicional

A mi padre, Humberto García, que a pesar de los problemas y el distanciamiento lo amo
incondicionalmente

A mis hermanos y hermanas: Ángela Viviana, por todo su apoyo, amor y confianza brindada. Héctor David, a quien le agradezco su amistad, amor y todas las cervezas compartidas. Sandra Milena, por ser esa persona alegre y llena de amor. José Alexander y Carlos Humberto por su fortaleza y humildad

JORGE ANDRÉS GARCÍA NOSSA

Dedico con todo mi corazón este trabajo a mi madre, con la misma intensidad con la que ella me ha entregado el suyo toda mi vida. Se lo dedico a mi mami por la dedicación y la paciencia con la que me acompaña todos los días. por pedirle a Dios por mí y demostrarme su amor de todas las formas en que le es posible. Perdón por a veces no entender que todo lo que haces madre, lo haces pensando en mí.

Maria José Martínez Martínez

AGRADECIMIENTOS

*A mi Alma Máter, la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por ser mi
segundo hogar*

Al Ingeniero Julio Cesar Pérez Angulo, por su confianza y apoyo en el desarrollo de este trabajo

*A todos mis profesores, de quienes recibí consejos, orientación y enseñanzas tanto a nivel profesional como
personal*

A mis amigos y colegas, por la oportunidad de crecer y formarnos juntos

*A la mascota de la casa, Nara, por su lealtad y compañía en las traspasadas de elaboración de este
trabajo*

JORGE ANDRÉS GARCÍA NOSSA

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme tanto y tantas veces lo que pedí y necesité, aunque no lo mereciera. Por colmar de salud y bendiciones al mundo en medio de tanto caos. Porque aún con la pandemia permitió, como siempre, que todo se diera perfecto.

A mi madre a pesar de que una dedicatoria y estos agradecimientos no sean suficiente muestra y compensación por su labor, gracias infinitas en serio.

A mi padre, cucholand, por ser tan especial como puede, por confiar en mí y por tratar de enmendar las cosas siempre, gracias por hacerme reír siempre.

A Carlos Eduardo, que, a pesar de ser León, fue el fénix que me cedió su poder para surgir de las cenizas. Gracias a ti y a tu hermosa familia que me han acogido siempre como parte de ella.

Al ingeniero Hernán Porras por permitirme dar testimonio de que las buenas personas existen, por darme su apoyo y ayuda siempre que lo necesité, gracias a usted hoy puedo decir: ¡Lo logré!

A los profesores que me crucé durante mi pregrado, independientemente de la manera, cada uno forjó una parte de mi ser y de mi conocimiento que me acompañará el resto de mis días.

Mafe y Nené, gracias por ser mis brazos, mis piernas, mis fuerzas y voluntad cuando ni yo podía conmigo misma, por brindarme esa amistad incondicional que rompe todos los estándares y paradigmas.

María José Martínez Martínez

Tabla de Contenido

Introducción _____	12
1. Objetivos _____	14
1.1 Objetivo General _____	14
1.2 Objetivos Específicos _____	14
2. Sistema Petrolífero y su Influencia en la Recuperación Mejorada del Petróleo por LSW _____	15
2.1 Yacimientos de Arenisca _____	16
2.1.1 Mineral de arcilla y su influencia en la recuperación mejorada del petróleo en LSW _____	19
2.1.2 Otros minerales y su influencia en la recuperación mejorada del petróleo por LSW _____	30
2.2 Petróleo Crudo y su influencia en los efectos EOR por LSW _____	34
2.3 Agua de formación y su influencia en la recuperación mejorada del petróleo por LSW _____	36
2.4 Principales parámetros que influyen en los efectos EOR por agua de baja salinidad. _____	39
3. Recuperación Mejorada del Petróleo, énfasis en la Inyección de Salmuera de Baja Salinidad _____	42
3.1 Recuperación de Hidrocarburos _____	42
3.2 Recuperación Mejorada del Petróleo _____	43
3.3 Clasificación de los Procesos EOR _____	44
3.3.1 Procesos térmicos _____	44
3.3.1.1 Desplazamientos térmicos _____	45
3.3.1.2 Generación de calor en el yacimiento. _____	45
3.3.2 Procesos químicos _____	45
3.3.2.1 Inyección de polímeros _____	45
3.3.2.2 Inyección de surfactantes _____	46
3.3.2.3 Inyección de álcalis _____	46

3.3.3 Procesos miscibles. _____	48
3.4 Agua Inteligente o de Baja Salinidad _____	50
3.4.1 Mecanismos EOR Propuestos para LSW en Yacimientos de Arenisca _____	51
3.4.1.1 Incremento del pH _____	52
3.4.1.2 Intercambio iónico multicomponente (MIE) _____	57
3.4.1.3 Expansión de la doble capa eléctrica _____	59
3.4.1.4 Saponificación _____	61
3.4.1.5 Migración de finos _____	62
3.4.1.6 Alteración de la mojabilidad _____	64
3.5 Principales parámetros químicos del LSW que favorecen la recuperación mejorada _____	65
4. Método Híbrido LSW-Surfactantes _____	66
4.1 Surfactantes _____	66
4.1.1 Propiedades de los surfactantes _____	67
4.1.2 Estructuras formadas por los surfactantes _____	68
4.1.3 Clasificación de los surfactantes según la carga que poseen _____	69
4.1.4 Inyección de surfactantes _____	70
4.1.5 Concentración micelar crítica _____	71
4.1.6 Proceso _____	72
4.2 LSW-Surfactante _____	73
4.3 Ventajas y desventajas del método híbrido LSW-Surfactantes respecto a LSW _____	77
5. Conclusiones _____	79
6. Recomendaciones _____	81
Referencias _____	82

Lista de Figuras

Figura 1. Clasificación de las areniscas basada en la composición petrográfica.	17
Figura 2. Grafica de Adsorción de Quinolina en illita en función de la salinidad y pH	26
Figura 3. Curvas de permeabilidad relativa para HS y LS	29
Figura 4. Solubilidad del mineral de sulfato de calcio	33
Figura 5. Recuperación mejorada del petróleo y pH vs Volúmenes porosos inyectados	41
Figura 6. Clasificación de los procesos de recobro mejorado del petróleo, EOR	47
Figura 7. Mecanismo propuesto para los efectos EOR de LSW	56
Figura 8. Proceso de intercambio iónico de componentes múltiples (MIE)	57
Figura 9. Doble capa eléctrica y potencial zeta	61
Figura 10. Correlación entre Número capilar y Saturación residual de petróleo	71
Figura 11. Concentración del monómero vs Concentración total	72

Lista de Tablas

Tabla 1. Nomenclatura triangulo QFL	18
Tabla 2. Comparación de propiedades minerales de arcilla, cuarzo y feldespato	21
Tabla 3. Propiedades del núcleo y los fluidos	22
Tabla 4. Composición de los paquetes de arena	23
Tabla 5. Propiedades de las salmueras empleadas en las pruebas de detección de pH	23
Tabla 6. Propiedades físicas de las muestras de núcleo	27
Tabla 7. Coeficientes de correlación de Pearson del efecto de baja salinidad	30
Tabla 8. Screening para métodos EOR, propiedades del petróleo	49
Tabla 9. Screening para métodos EOR, propiedades del yacimiento	50
Tabla 10. Resumen de mecanismos EOR identificados para LSW en areniscas	53
Tabla 11. Mecanismos de adsorción de compuestos orgánicos sobre minerales	58

Listado de Abreviaturas

ASP: Álcali-Surfactante-Polímero

CEOR: Chemical Enhanced Oil Recovery - Recuperación Química Mejorada del petróleo

CIC: Capacidad de Intercambio Catiónico

CMC: Concentración Micelar Crítica

COBR: Chemical Oil, Brine, Rock

DVLO: Derjaguin, Landau, Verwey y Overbeek

EOR: Enhanced Oil Recovery - Recobro Mejorado del Petróleo

FCM: First Contact Miscibility - Miscibilidad de Primer Contacto

FW: Formation Water – Agua de Formación

GLP: Gas Licuado del Petróleo

HSW: High Salinity Water - Agua de Alta Salinidad

IFT: Interfacial Tension - Tensión Interfacial

LSW: Low Salinity Water - Agua de Baja Salinidad

MIE: Multi-Component Ion Exchange - Intercambio Iónico Multicomponente

Nc: Número Capilar

OOIP: Original Oil In Place - Petróleo Original en Sitio

QFL: Quartz, Feldspar, Lithics - Cuarzo, Feldespato, Líticos

QFR: Quartz, Feldspar and Rock fragment - Cuarzo, Feldespato, Fragmentos de Roca

SDBS Surfactante Dodecilbenceno Sulfonato

SEM: Scanning Electron Microscope - Microscopía Electrónica de Barrido

SEM-EDS: Scanning Electron Microscope X-Ray Energy Dispersive Spectrometry - Microscopía Electrónica de Barrido_Espectroscopia de Rayos X de Energía Dispersa

SW: Sea Water – Agua de Mar

TAN: Total Acid Number - Número Ácido Total

TBN: Total Base Number - Número Básico Total

TDS: Total Dissolved Solids - Sólidos Disueltos Totales

Resumen

Título: Estudio de los Principales Fenómenos Físicoquímicos que Inciden en el Recobro Mejorado del Petróleo en la Inyección de LSW/LSW-Surfactantes en Areniscas*

Autor: Jorge Andrés García Nossa, María José Martínez Martínez**

Palabras Clave: Agua de Baja Salinidad, LSW-Surfactantes, Mojabilidad, Recuperación Mejorada del Petróleo, Interacciones COBR

Descripción: Con el objetivo de garantizar la autosuficiencia energética en Colombia, la industria Oil&Gas del país tiene la responsabilidad de desarrollar nuevos proyectos en aras de aumentar las reservas, ya sea mediante la exploración de nuevos yacimientos (onshore y offshore), desarrollo de yacimientos no convencionales o a través del aumento del factor de recobro implementando proyectos de recuperación secundaria o de recobro mejorado del petróleo en campos nuevos y/o maduros. Con base en lo anterior, este trabajo se centró en la recuperación mejorada del petróleo como una de las posibles soluciones para aumentar las reservas de hidrocarburos, estudiando los fenómenos físicoquímicos que actúan en los mecanismos EOR y los principales parámetros del sistema roca-fluido que inciden en el factor de recobro por inyección de agua de baja salinidad, además del estudio del efecto conjunto de la alteración de la mojabilidad y reducción de la tensión interfacial por la inyección del método híbrido LSW-Surfactantes, con la finalidad de instaurar bases conceptuales que faculte la comprensión de estas tecnologías emergentes de recuperación química mejorada del petróleo y conlleve al desarrollo de pruebas de laboratorio, análisis de simulación numérica de yacimientos y pruebas piloto que permita a los ingenieros de petróleos tomar las decisiones más acertadas para su futuro desarrollo en campo cuya prioridad es aumentar el factor de recobro y por lo tanto la vida útil del yacimiento.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio Cesar Pérez Angulo, Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Abstract

Title: Main physicochemical Phenomena study that affect Enhanced Oil Recovery by LSW/LSW-Surfactants injection on sandstone.*

Author: Jorge Andrés García Nossa, María José Martínez Martínez**

Key Words: Low Salinity Water, LSW-Surfactants, Wettability, Enhanced Oil Recovery, COBR interactions

Description: In order to warrant the energetic self-sufficiency in Colombia, Oil&Gas national industry has the responsibility of developing new projects for the sake of increase reserves, either by exploring new reservoirs (onshore and offshore), developing non-conventional reservoirs or increasing oil recovery implementing secondary recovery projects or enhanced oil recovery in new or mature fields. Based on the before statement, this work focused on enhanced oil recovery as one of the possible solutions to increase hydrocarbon reserves, studying the physicochemical phenomena that act on the EOR mechanisms and the main parameters of the rock-fluid system that affect in the recovery factor by injection of low salinity water, in addition to the study of the joint effect of the wettability alteration and the ITF reduction by the injection of the LSW-Surfactants hybrid method, in order to establish conceptual bases that make easier the understanding of these emerging technologies of enhanced chemical oil recovery and lead to the development of laboratory tests, reservoirs numerical simulation analysis and pilot tests that allow petroleum engineers to make the most correct decisions for their future development in the field, whose priority is to increase the recovery factor, therefore, the useful life of the reservoir.

* Degree Work

**Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Julio Cesar Pérez Angulo, Master in Hydrocarbon Engineering

Introducción

Dentro de la recuperación química mejorada del petróleo (CEOR), existe una técnica relativamente nueva, económica y que causa menos impacto negativo al medio ambiente, la cual se basa en la inyección con agua de baja salinidad (LSW), que a diferencia de la inyección de agua convencional o de alta salinidad (HSW), si altera las interacciones químicas preexistentes entre el petróleo crudo, el agua de formación y la roca, lo cual resulta en un aumento del factor de recobro (Austad et al, 2017).

Varias investigaciones realizadas desde el año 1967 (Bernard, 1967) (Yildiz y Morrow 1996) (Tang y Morrow 1999) (Mcguire et al, 2005) han intentado determinar cuál fenómeno fisicoquímico es el principal causante del aumento del recobro al inyectar agua de baja salinidad en yacimientos de arenisca, pese a estos esfuerzos y de que no se tiene certeza de cual mecanismo sea el más influyente, se ha llegado a considerar que la alteración de la mojabilidad hacía una mayor preferencia al agua predomina en el resultado del aumento del recobro, estimándose como una consecuencia del efecto conjunto de los demás mecanismos EOR propuestos.

Por otro lado, el método híbrido LSW-Surfactantes es una técnica CEOR que combina la inyección de agua de baja salinidad con surfactantes, la cual busca también incrementar la recuperación de petróleo mediante el efecto conjunto de la alteración de la mojabilidad, por LSW y la reducción de la tensión interfacial causada por la inyección surfactantes.

La investigación en estas técnicas de recuperación química mejorada del petróleo se realiza por el interés de buscar posibles soluciones para incrementar el factor de recobro del petróleo y ayudar a mantener la autosuficiencia energética del país de manera rentable, demostrando así que la ingeniería de petróleos está comprometida con la responsabilidad económica y socioambiental, desde la industria del petróleo y gas.

Esta investigación tiene como finalidad ser soporte teórico del estudio de aquellos factores que inciden en la recuperación mejorada del petróleo para la inyección de agua de baja salinidad, desde las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento, hasta la composición química básica y general del agua de baja salinidad. Además, proporcionar características del método LSW-Surfactantes que se inyectan en el sistema roca-fluido, y poder estimar las posibles particularidades que puedan diferenciar una técnica de la otra.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Estudiar los principales fenómenos fisicoquímicos y su influencia en el recobro mejorado del petróleo en la inyección de agua de baja salinidad y del método híbrido LSW-Surfactante para yacimientos de roca arenisca.

1.2 Objetivos Específicos

Examinar las principales propiedades y características de la roca, crudo y agua de formación que afectan el recobro mejorado en la inyección de agua de baja salinidad.

Estimar un rango de parámetros químicos de la salmuera de baja salinidad que presentan mayor influencia sobre los mecanismos fisicoquímicos propuestos para la recuperación mejorada del petróleo.

Estudiar los tipos y propiedades de los surfactantes aplicados en la industria del petróleo para establecer las ventajas y desventajas que tiene la aplicación del método híbrido LSW-Surfactantes sobre la inyección de agua de baja salinidad.

2. Sistema Petrolífero y su Influencia en la Recuperación Mejorada del Petróleo por LSW

Al inyectar agua de baja salinidad en el sistema petrolífero (entiéndase el sistema petrolífero bajo el contexto de la recuperación del petróleo, como el sistema compuesto por la roca yacimiento, el hidrocarburo y el agua de formación, además, de la interacción entre estos) se busca aumentar la recuperación de petróleo bajo la influencia de dos fenómenos principales, desplazamiento del petróleo por fuerzas viscosas, como en una inyección convencional de agua, y bajo imbibición espontánea, por la alteración en la mojabilidad hacia una mayor preferencia al agua como consecuencia de la perturbación de las interacciones COBR por la salmuera de baja salinidad (Austad et al, 2017).

Dada la composición multicomponente del petróleo crudo, la composición química del agua connata y en consecuencia de la dependencia de la distribución de los fluidos en la roca yacimiento con el tipo de mineralogía, cada sistema petrolífero es único, por lo tanto, es de suma importancia comprender y tener mayor conocimiento sobre cada una de las partes del sistema y su interacción en conjunto, con el fin de optimizar la recuperación del petróleo al momento de establecer la química adecuada de la salmuera de inyección.

Con base en lo anterior, en este capítulo se estudiarán diferentes características y propiedades de la mineralogía, propias de yacimientos de roca arenisca, la composición multicomponente del petróleo crudo y la química del agua de formación, con el objetivo de comprender el comportamiento fisicoquímico del sistema roca-fluido con la inyección por LSW en la recuperación mejorada del petróleo.

2.1 Yacimientos de Arenisca

En la inyección de LSW, el principal objetivo como método EOR a nivel microscópico es aumentar la eficiencia de barrido volumétrico a escala de poro, principalmente mediante la alteración de la mojabilidad en zonas donde la roca presente mayor preferencia hacia el petróleo. Dicha alteración de la mojabilidad de la roca es inherente al estudio de la naturaleza de la mineralogía, el cual según (Piñerez Torrijos, 2017) es un parámetro crítico en determinar el tipo de mecanismo de mojabilidad presente en la roca yacimiento.

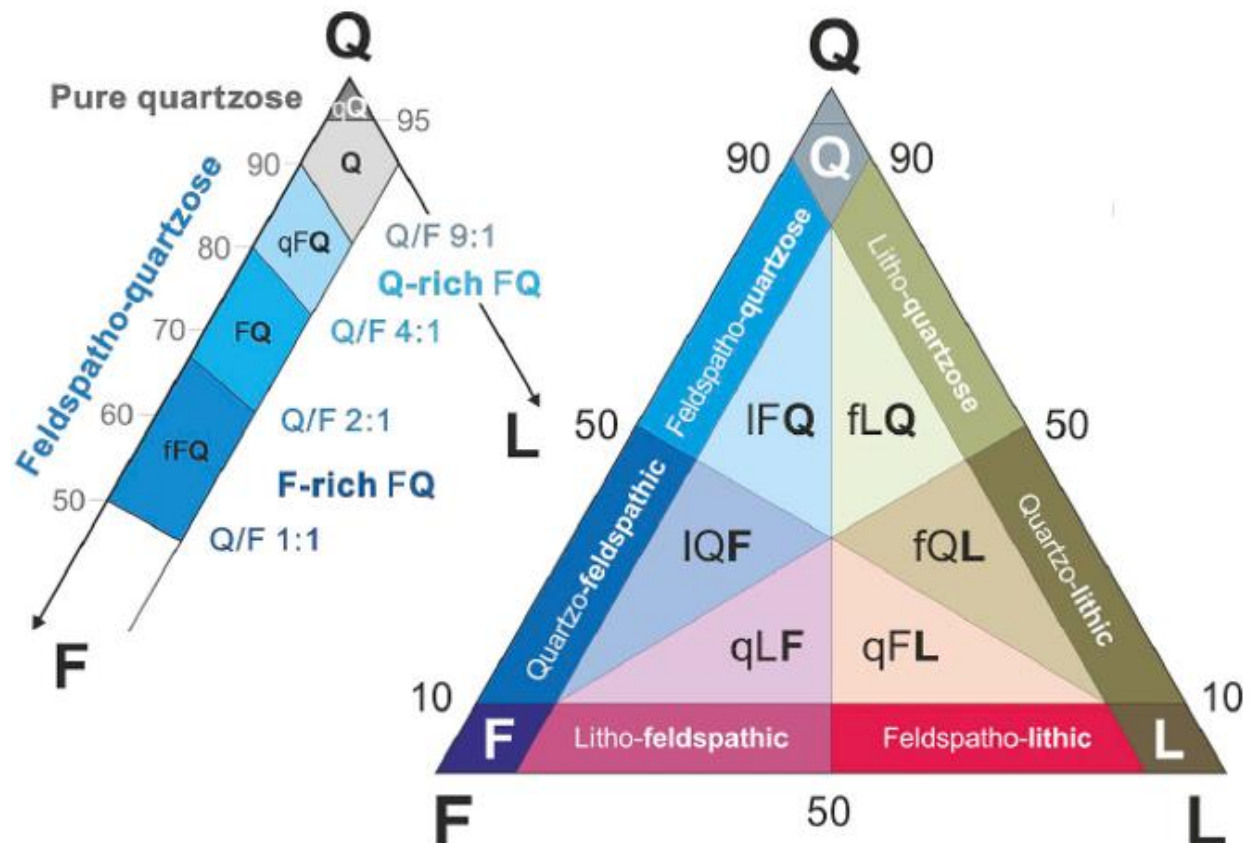
Las areniscas son rocas sedimentarias clásticas, con clastos que miden desde 62 μm hasta 2 mm, compuestas principalmente de cuarzo, feldespato y fragmentos líticos o de roca, y son clasificadas con base a sus diferentes composiciones mineralógicas. A pesar de que el tema de la clasificación de las areniscas ha sido abarcado aproximadamente desde el año 1940, es un tema complejo, (Garzanti, 2019) plantea que debido al poco entendimiento en esas épocas sobre procesos sedimentarios deposicionales y post-deposicionales y la falta de información para entender la relación entre la tectónica y la sedimentación en términos de las tectónica de placas modernas, se generaron desde entonces muchas ambigüedades al momento de proporcionar una clasificación objetiva de este tipo de rocas.

Otro inconveniente importante en las clasificaciones propuestas hasta el momento es el hecho de agrupar diferentes factores subjetivos como la textura, el entorno, la tectónica de placas, el comportamiento hidráulico y la durabilidad tanto mecánica como química con la composición petrográfica, lo cual como sugiere (Garzanti, 2019) sería una ilusión que una clasificación pueda ser subjetiva y objetiva al mismo tiempo.

Por lo tanto, una clasificación basada únicamente en la composición petrográfica sería “ideal” para el estudio del comportamiento que tienen los minerales con la inyección de agua de

baja salinidad y su impacto sobre la recuperación mejorada del petróleo; en esta investigación se sugiere que en pruebas de laboratorio que conlleven un estudio de LSW en un determinado yacimiento de roca arenisca, se realice una caracterización de las muestras con base en la composición petrográfica y bajo el esquema propuesto por (Garzanti, 2019) el cual está basado en el conteo de puntos de Gazzi Dickinson y en el triángulo QFL o QFR según corresponda (Cuarzo-Feldespatos-Fragmentos líticos o Cuarzo-Feldespatos-Fragmentos de roca, respectivamente). En la **Fig. 1** se puede observar el triángulo QFL con 18 campos propuestos y en la **Tabla 1** la nomenclatura correspondiente.

Figura 1.
Clasificación de las areniscas basada en la composición petrográfica.



Fuente: Petrographic classification of sand and sandstone, Eduardo Garzanti, 2019

Tabla 1*Nomenclatura triangulo QFL (Fig. 7.1)*

Abreviación	Nombre
qQ	Cuarzo puro
Q	Cuarzosa
FQ	Feldespato Cuarzosa
qFQ	Feldespato cuarzosa (rica en cuarzo)
fFQ	Feldespato cuarzosa (rica en feldespatos)
QF	Cuarzo feldespatica
F	Feldespatica
IFQ	Lito feldespatos cuarzosa
IQF	Lito cuarzo feldespatica
qLF	Cuarzo lito feldespatica
LF	Lito feldespatica
LQ	Lito cuarzosa
fLQ	Feldespatos lito cuarzosa
fQL	Feldespatos cuarzo lítico
qFL	Cuarzo feldespatos lítica
FL	Feldespatos lítica
QL	Cuarzo lítica
L	Lítica

Nota:

- Para efectos de nomenclatura, un componente por debajo del 10% puede ignorarse.

Dando así a nombres de areniscas en función de uno o dos componentes.

- Se sugiere que tanto el cuarzo monocristalino (SiO_2) como el cuarzo policristalino se incluyan en el polo Q, de igual manera todos los líticos sedimentarios como el sílex, carbonatos extrabasinales y las evaporitas se incluyan en el polo L.
- El componente predominante es el último, por lo tanto, una arenisca lito-feldespatos-cuarzosa tendrá más cuarzo que feldespatos y más feldespatos que fragmentos líticos.

2.1.1 Mineral de arcilla y su influencia en la recuperación mejorada del petróleo en LSW

A pesar del bajo porcentaje de participación de minerales de arcilla en la composición mineralógica frente al de cuarzo o feldespatos en la roca, son de suma importancia en el estudio de la recuperación mejorada del petróleo por inyección con agua de baja salinidad, todo esto gracias a su alta capacidad de intercambio catiónico (CIC), su alta densidad de carga negativa y su mayor área superficial BET en comparación con la de los minerales cuarzo y feldespato, teniendo entonces las arcillas las superficies más reactivas de las formaciones de arenisca, las cuales juegan un papel crucial en la alteración de la mojabilidad de la roca en los procesos de adsorción/desorción (Mamonov, Puntervold, y Strand 2017) (Piñerez Torrijos, 2017).

Según (Kim et al, 2020) algunos de los minerales arcillosos más importantes para los profesionales de la industria del petróleo son: la caolinita, la illita, la montmorillonita y la clorita, su CIC y área superficial BET junto con los minerales de cuarzo y feldespato se encuentran consolidados en la **Tabla 2** en donde se evidencia su respectiva relevancia respecto a estos dos minerales que generalmente conforman la mayor composición mineralógica de la roca arenisca. Además, estos autores resaltan que ni la montmorillonita ni la clorita son buenas candidatas para desarrollar proyectos de inyección de agua de baja salinidad, ya que por un lado, la montmorillonita al entrar en contacto con el agua puede reducir considerablemente el volumen de los poros y su permeabilidad debido al hinchamiento del mineral que se ocasiona, y por otro lado, la clorita, la cual a pesar de no presentar dicho efecto de hinchamiento por el agua, es descartada ya que su carga superficial es positiva, implicando así su no contribución en la alteración de la mojabilidad según lo explicado en los mecanismos propuestos de la recuperación mejorada del petróleo por inyección de agua de baja salinidad en yacimientos de arenisca, en donde los componentes orgánicos polares del petróleo crudo se adsorben en la superficie mineral cargada

negativamente, y es en la desorción de dichos componentes que se produce el cambio deseado en la mojabilidad y finalmente la recuperación mejorada del petróleo.

Para que exista adsorción de componentes orgánicos polares del crudo en la superficie de los minerales arcillosos deben existir ciertas condiciones, según lo observado por los resultados experimentales de (Mamonov et al, 2017) dichas condiciones pueden ser: pH, composición y salinidad del agua de formación, así como también la temperatura y el tipo de mineral arcilloso; en el estudio realizado se propuso investigar cómo los diferentes minerales de arenisca influyen en la mojabilidad inicial de la roca y en la alteración de esta al Inyectar con agua de baja salinidad, en la investigación usaron una muestra de afloramiento con las propiedades proporcionadas en la **Tabla 3**, además de la información correspondiente de los fluidos utilizados en los experimentos.

Adicionalmente a la muestra de afloramiento los investigadores optaron por la realización de pruebas en adsorción estática en paquetes de arena compuestas por minerales de cuarzo, feldespato y arcilla, usando soluciones acuosas de quinolina (Q). Las composiciones se encuentran en la **Tabla 4**, y para finalizar también realizaron pruebas de detección dinámica de pH con paquetes de arena, usando la composición mineralógica mostrada en la **Tabla 4** y con composiciones de salmuera ilustradas en la **Tabla 5**.

Con los arreglos mencionados anteriormente los investigadores se propusieron analizar las interacciones químicas entre la salmuera y los minerales del núcleo de arenisca evaluando la química del agua producida, las interacciones COBR se estudiaron mediante Inyecciones de núcleo y pruebas de adsorción estática, y por último hicieron pruebas de recuperación de petróleo con el fin de comparar la capacidad de recuperación mejorada entre las diferentes salmueras inyectadas

Tabla 2

Comparación de propiedades de minerales de arcilla, cuarzo y feldespatos.

MINERAL		CIC (meq/100g)	Área superficial BET típica (m ² /g)	Estructura (capas)	Tamaño de partícula (µm)
Cuarzo		0.01-0.1	0.1-0.2 Tamaño promedio de partícula 30µm	---	---
Feldespato		0.2-2	2-3 Tamaño promedio de partícula 20µm	---	---
Arcilla	Caolinita	3-15	15-25	1:1	0.5-5
	Illita	10-40	50-110	2:1	0.5
	Montmorillonita	80-150	30-80	2:1	0.1-2
	Clorita	10-40	140	2:1:1	0.1-5

Fuente: Tomado y Modificado de, *Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs*, Tor Austad et al, (basada en *International Drilling Fluids*, 1982) y *EOR by Smart Water Flooding in Sandstone Reservoirs-Effect of Sandstone Mineralogy on Initial Wetting and Oil Recovery*, Aleksandr Mamonov et al.

Tabla 3*Propiedades del núcleo y los fluidos usados en los experimentos.*

Núcleo de afloramiento		
Propiedades petrofísicas		
Volumen de poro (ml)	15.42	
Porosidad (%)	0.193	
Composición mineralógica (%peso)		
Cuarzo	56.7	
Albita	31.9	
Illita	8.6	
Clorita	1.9	
Calcita	0.3	
Composición de las salmueras		
Composición de iones		
Salmuera	Na ⁺	Ca ²⁺
FW	1540	90.1
LSW	3.1	4.7
Propiedades de las salmueras		
Salmuera	Bulk pH	Salinidad (ppm)
FW	6.05	100000
LSW	6.15	710
Propiedades del crudo		
AN (mg KOH/g)	0.12	
BN (mg KOH/g)	1.78	
Densidad a 20°C (g/cm ³)	0.846	
Viscosidad (cP)	17.6	

Fuente: Modificada de, EOR by Smart Water Flooding in Sandstone Reservoir-Effect of Sandstone Mineralogy on Initial Wetting and Oil Recovery, Mamonov et al.

De los resultados obtenidos en las pruebas de inyección de núcleo al evaluar la recuperación de petróleo, se observó una producción máxima del 41% OOIP durante la inyección de FW, al reemplazar la inyección por LSW aumentó la recuperación a un máximo de 51% OOIP, confirmando un efecto EOR por agua de baja salinidad, además se evidenció condición de alcalinidad en el agua producida, lo que sugiere que el mecanismo de aumento local de pH actuó favorablemente en la recuperación mejorada del petróleo gracias al intercambio catiónico en la

superficie mineral, lo que a su vez se ve reflejado también en la alteración de la mojabilidad hacia una mayor preferencia al agua, ya que esto provoca un aumento de las fuerzas capilares positivas y un mayor barrido volumétrico microscópico. No obstante, cabe denotar que tanto el agua de formación como la salmuera de baja salinidad presentan un pH de alrededor de 6. Estos resultados fueron reproducibles en diferentes núcleos tomados del mismo afloramiento.

Tabla 4

Composición de los paquetes de arena y salmueras

Paquete de arena				
Composición mineralógica (%peso)				
Cuarzo		90		
Albita (Feldespató Sódico)		10		
Composición de las salmueras				
Composición de iones				
Salmuera	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻
HSQ	355	45	45	534
LSQ	13.7	1.7	1.7	20.5
Propiedades de las salmueras				
Salmuera	Contenido Q (mM)	Salinidad (ppm)		
HSQ	10	25000		
LSQ	10	1000		

Fuente: Modificada de, EOR by Smart Water Flooding in Sandstone Reservoir-Effect of Sandstone Mineralogy on Initial Wetting and Oil Recovery, Mamonov et al.

Tabla 5

Propiedades de las salmueras empleadas en las pruebas de detección dinámica de pH

Composición de las salmueras			
Composición de iones			
Salmuera	Na ⁺	Ca ²⁺	Cl ⁻
FW ₂	1540	90.1	1720
LSW ₂	6.8	--	10.3
Propiedades de las salmueras			
Salmuera	Bulk pH	Salinidad (ppm)	
FW ₂	6.05	100000	
LSW ₂	6.15	1000	

Fuente: Modificada de, EOR by Smart Water Flooding in Sandstone Reservoir-Effect of Sandstone Mineralogy on Initial Wetting and Oil Recovery, Mamonov et al.

Teniendo en cuenta que la mayoría de los investigadores concuerdan con la necesidad de tres parámetros principales para obtener los efectos EOR deseados en la inyección de agua de baja salinidad, los cuales son: presencia de minerales arcillosos, compuestos orgánicos polares en el petróleo crudo y cationes divalentes en el agua de formación, se evaluaron los efectos de adsorción/desorción del componente orgánico básico quinolina (compuesto orgánico aromático heterocíclico) en los minerales de cuarzo, feldespato e illita investigando los efectos de la composición/salinidad del agua de formación, pH y temperatura. Según lo reflejado en la **Fig. 2** Tanto a temperatura ambiente como a 130°C, la adsorción de quinolina fue mayor cuando se empleó agua de baja salinidad a pH constante, esto se puede explicar teniendo en cuenta que la salmuera HSQ contiene mayor cantidad de iones divalentes (Ca^{2+} y Mg^{2+}), componentes activos, que competirán por los espacios cargados negativamente en la superficie del mineral arcilloso illita reduciendo la adsorción de los componentes orgánicos polares del crudo. De esta gráfica también se puede analizar como a temperatura ambiente es mayor la adsorción de los componentes orgánicos del crudo, pero que a medida que aumenta el pH por encima de 5 se reduce la adsorción de quinolina, concordando así según lo planteado por (Mamonov et al, 2017) ya que afirman que, a un alto pH, las moléculas de quinolina se encuentran en forma neutra presentando menor afinidad por la superficie mineral de la arcilla. Es importante señalar que la adsorción de quinolina es un proceso reversible, ya que a medida que los investigadores modificaban el pH de la solución, inicialmente con un aumento de 3 unidades de pH, se observó una de reducción de 3-4 mg de Q/g de illita, pero luego al volver al pH inicial de aproximadamente 5, la adsorción de quinolina aumentó nuevamente a los mismos niveles iniciales. Según. Según (Doust et al, 2011) resultados similares se han observado en los minerales de arcilla caolinita y montmorillonita, donde la

adsorción/desorción presentaba fuerte dependencia del pH, además de la concentración de iones divalentes y la temperatura.

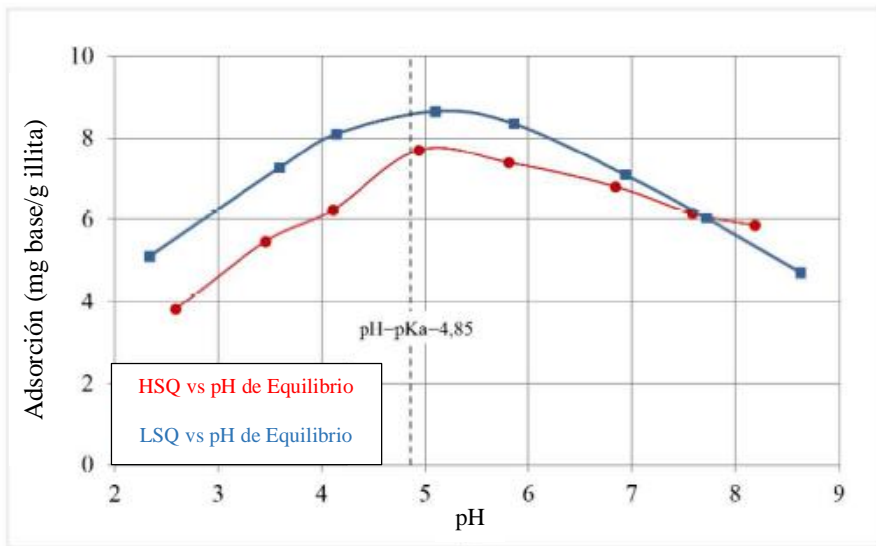
Usando la misma configuración experimental (Mamonov et al, 2017) realizaron pruebas de adsorción/desorción de quinolina sobre los minerales de cuarzo y albita (Feldespató sódico) demostrando que los resultados obtenidos en estos minerales son muy bajos en comparación con los de la illita, pues a pesar del CIC existente, el tamaño y la forma de las partículas dan como resultado un área activa baja, pero también es importante no descartar por completo la contribución de estos minerales sobre procesos de adsorción/desorción de compuestos orgánicos básicos y ácidos del petróleo y la mojabilidad de la roca, tal como lo resaltan.

En estudios más recientes, realizados por (Kim et al, 2020) se investigó el efecto dinámico de la inyección de agua de baja salinidad, basados en pruebas de inyección de núcleos de arena artificial no consolidada, controlando el tipo y contenido de arcilla, en los cuales se analizó principalmente el efecto de tres mecanismos EOR por LSW: Expansión de la doble capa eléctrica, intercambio iónico multicomponente y aumento local de pH.

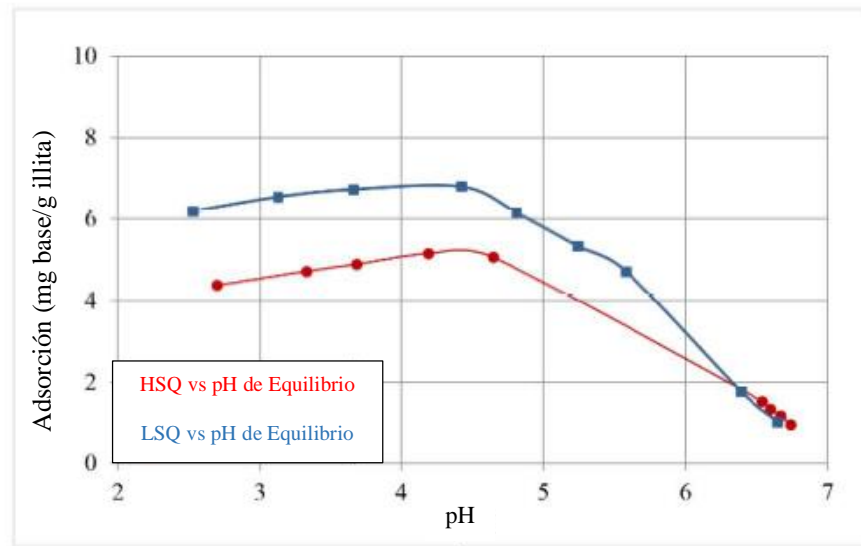
En total se realizaron 16 Inyecciones sobre muestras con diferentes contenido y tipo de arcilla como se observa en la **Tabla 6**, la porosidad y permeabilidad fueron tomadas antes de las Inyecciones de LSW, con diámetros de núcleo de 3.8 cm y 14 cm de longitud en promedio, sobre los cuales actúa una presión de sobrecarga de 1000 psi a una temperatura de 25°C. Las salmueras empleadas están compuestas principalmente por iones Na^+ y Cl^- y el contenido total de sólidos disueltos (TDS) de 30000 para el agua de formación (FW) y 3000 para la salmuera de baja salinidad (LSW), se utilizó queroseno como fase oleosa con un índice de acidez de 0.12 mg KOH/g y con el cual se realizó el envejecimiento del núcleo a 60°C durante 20 días con el objetivo de obtener una condición de mojado por aceite.

Figura 2

Grafica de Adsorción de Quinolina en illita en función de la salinidad y pH. (a) Temperatura ambiente, (b) a 130°C



(a)



(b)

Fuente: EOR by Smart Water Flooding in Sandstone Reservoirs-Effect of Sandstone Mineralogy on Initial Wetting and Oil Recovery, Aleksandr Mamonov et al.

Tabla 6*Propiedades físicas de las muestras de núcleo.*

ID muestra	Tipo de arcilla	Contenido (%)	Longitud (cm)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
HSK-1	Caolinita	5	14.2	27	42
LSK-1	Caolinita	5	14.3	31	37
HSK-2	Caolinita	10	14.1	33	28
LSK-2	Caolinita	10	14.2	32	27
HSK-3	Caolinita	15	14.1	30	15
LSK-3	Caolinita	15	14.3	29	17
HSK-4	Caolinita	20	14.1	28	11
LSK-4	Caolinita	20	14.0	26	12
HSI-1	Illita	5	14.3	37	47
LSI-1	Illita	5	14.5	35	41
HSI-2	Illita	10	14.5	36	38
LSI-2	Illita	10	14.1	37	42
HSI-3	Illita	15	14.2	31	31
LSI-3	Illita	15	14.3	35	32
HSI-4	Illita	20	13.9	39	38
LSI-4	Illita	20	14.1	37	37
HS: Alta salinidad, LS: Baja salinidad, K: Caolinita, I: illita 1=5%; 2=10%; 3=15%; 4:20%					

Fuente: *Experimental investigation on the complex chemical reactions between clay minerals and brine in low salinity water-flooding, Youngmin kim et al.*

Los resultados obtenidos por inyección de HS y LS se compararon para el mismo contenido de arcilla y valores de porosidad y permeabilidad muy similares, por ejemplo, HSK-2 y LSK-2, siendo entonces razonable una comparación entre los factores de recuperación obtenido de las Inyecciones. Siguiendo con esta lógica, se observó que la recuperación fue mayor para los núcleos de caolinita Inyectados con salmuera de baja salinidad que para los Inyectados con salmuera de alta salinidad, con un factor de recuperación de aceite incremental del 1, 10, 12, 18% por LSK-1, 2, 3, 4 frente a HSK-1, 2, 3, 4. De igual manera en las muestras de illita el factor de recuperación incremental fue de 2, 3, 6 y 4% en comparación con HSI- 1, 2, 3, 4.

La recuperación incremental se analizó mediante las curvas de permeabilidad relativa, teniendo en cuenta que la permeabilidad relativa al agua es generalmente alta en núcleos mojados

por aceite a una saturación de agua específica y su permeabilidad relativa al petróleo es baja para las mismas condiciones. Cuando se altera la mojabilidad de la roca hacia una preferencia mayor al crudo, la permeabilidad relativa del petróleo aumenta, mientras que la permeabilidad relativa del agua disminuye, dicho fenómeno fue observado durante las Inyecciones de agua de baja salinidad. También se determinó que este efecto ocurre en mayor proporción en muestras con caolinita que con illita, tal como se referencia en la **Fig. 3**.

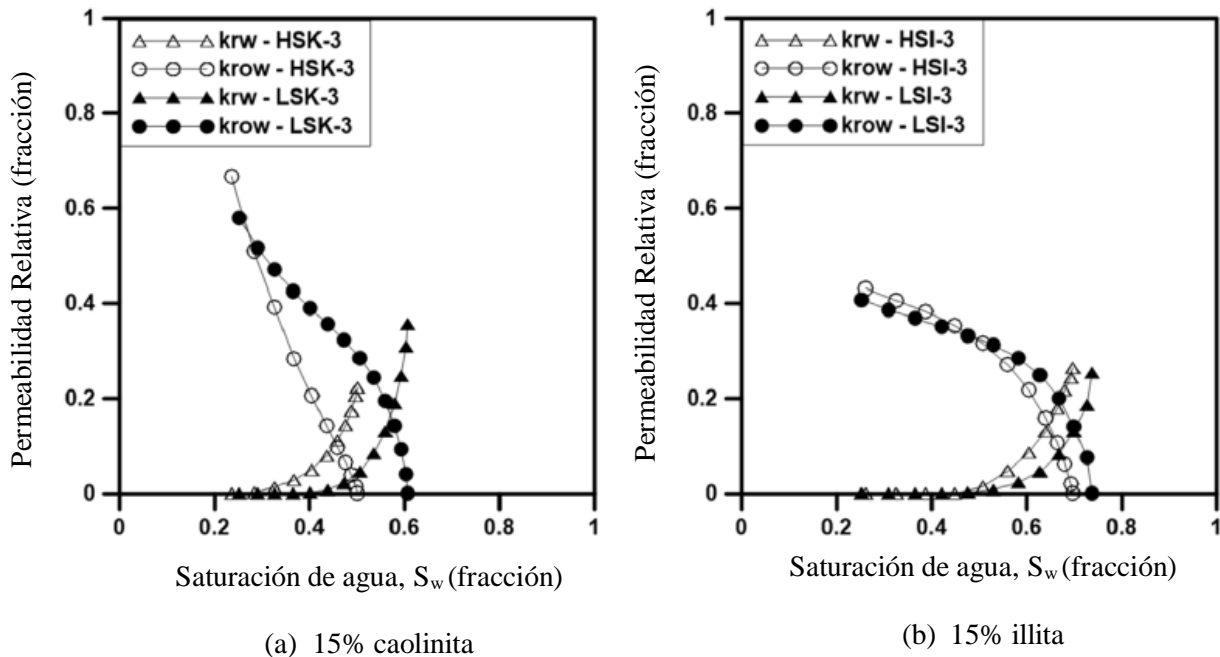
El hecho de que sea mayor la recuperación de petróleo en muestras con caolinita que en muestras con illita puede ser explicado a raíz de:

- La ausencia de bordes superficiales en la illita ocasiona que su capacidad de adsorción de carboxilato y cationes divalentes sea menor que la de la Caolinita y que la diferencia de concentración de iones Ca^{2+} de estos núcleos sea consecuencia de la desorción de CaCOO^- en la superficie de la roca. Todo esto gracias al nuevo equilibrio iónico creado a partir de la sustitución de iones Ca^{2+} por iones H^+ , lo que conduce a una alteración de las cargas superficiales de la roca ocasionando una repulsión mayor entre los componentes orgánicos polares del petróleo y la superficie mineral arcillosa beneficiando así la alteración de la mojabilidad.
- La diferencia de potencial zeta promedio entre HS y LS para los núcleos con Caolinita es más alta (-13.65 mV) que para las muestras de núcleo que contienen Illita (-4.85 mV), lo cual se ve reflejado en una mayor expansión de la doble capa eléctrica de la Caolinita, permitiendo así que la fuerza de atracción entre su superficie mineral y el material orgánico polar del petróleo sea menor y por lo tanto que haya una mayor desorción que beneficie entonces la recuperación mejorada del petróleo en muestras con Caolinita.
- El aumento local de pH fue mayor en núcleos con Caolinita que con Illita, debido a razones explicadas anteriormente, ya que al existir más bordes superficiales en las muestras con

Caolinita y una mayor adsorción/desorción, la cantidad de iones OH^- liberados también es considerablemente mayor, ocasionando así que las moléculas de los compuestos orgánicos básicos y ácidos protonados del crudo se tornen hacia una condición más neutra y presenten cada vez menos afinidad por la superficie mineral.

Figura 3

Curvas de permeabilidad relativa para HS y LS. (a) HSK-3 y LSK-3 (b) HSI-3 y LSI-3



Fuente: Experimental investigation on the complex chemical reactions between clay minerals and brine in low salinity water-flooding, Youngmin kim et al.

En adición, los autores en aras de reforzar su teoría y demostrar que la presencia de minerales con Caolinita presenta mejores resultados, que con presencia de Illita, en la recuperación mejorada del petróleo mediante la inyección de agua de baja salinidad, sustentaron matemáticamente las conclusiones teóricas mediante la correlación de Pearson (**Ecuación 1**), dónde los coeficientes calculados son una medida de correlación entre dos variables y que cuando su valor es superior a 0.5 se puede considerar que la correlación entre las dos variables es bastante fuerte, como se referencia en la **Tabla 7**.

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}} \dots \dots \dots (1)$$

Donde:

- n: Tamaño de la muestra
- X_i: Punto individual de la muestra de la variable X
- Y_i: Punto individual de la muestra de la variable Y
- \bar{X} : Promedio de la muestra de la variable X
- \bar{Y} : Promedio de la muestra de la variable Y

Tabla 7
Coefficientes de correlación de Pearson del efecto de baja salinidad

	% incremental de recuperación de petróleo	
	Caolinita	Illita
Diferencia en concentración Ca ²⁺ (ppm)	0.968	-0.290
Diferencia de potencia Zeta (mV)	-0.743	-0.337
Diferencia en valores de pH	0.965	0.915
% Mineral	0.972	0.680

Fuente: *Modificada de, Experimental investigation on the complex chemical reactions between clay minerals and brine in low salinity water-flooding, Youngmin kim et al.*

2.1.2 Otros minerales y su influencia en la recuperación mejorada del petróleo por LSW

La presencia de feldespatos reactivos en el yacimiento ayudan a controlar de cierta manera el pH, según lo observado por (Mamonov et al, 2017) en pruebas de núcleos con contenido de 90% de cuarzo y 10% de albita (feldespato sódico) y al Inyectar con una salmuera de 30000 ppm de cloruro de sodio con un PH ácido de 5.9, se obtuvieron resultados de pH del agua producida entre 8 y 9, lo que sugiere un intercambio catiónico entre la superficie mineral del feldespato y el agua de alta salinidad generando un entorno alcalino, sin embargo, una condición de alcalinidad inicial en el yacimiento no es un panorama favorable para observar los efectos EOR en una inyección con agua de baja salinidad ya que dicho ambiente presentaría una mayor preferencia a estar mojado por agua, lo que sugiere que la adsorción sea menor y por ende menor desorción de

los compuestos orgánicos polares del petróleo, no obstante, un agua de formación con salinidad por encima de 50000 ppm puede suprimir la reacción del intercambio catiónico entre la salmuera y el feldespato, es decir, bajo este escenario, las condiciones son favorables aún con un porcentaje de feldespato del 10%.

Los autores (Xie et al, 2012) describieron su implementación exitosa para núcleos de arenisca que contenían un porcentaje en peso del 20% en plagioclasa, el agua de formación fue de 60000 ppm con un pH de agua producida inicial ácido de 6.5, el cual terminó incrementándose rápidamente y alcanzando una recuperación incremental del 15% del petróleo original en sitio.

Un estudio realizado por (Reinholdtsen et al, 2011) obtuvo como resultado un incremento bajo (13% OOIP) al sustituir la inyección de agua por una salmuera de baja salinidad, pues a pesar de que los parámetros del yacimiento apuntaban a ser favorables para el experimento, como: alto contenido de arcilla, presencia de cationes divalentes y componentes orgánicos en el petróleo, la primera muestra de pH para el agua de producción arrojó valores de 7.5 indicando una gran preferencia del yacimiento a ser mojado por agua. También, los análisis mineralógicos confirmaron que el yacimiento estaba demasiado mojado por agua, dataron más del 30% en peso de minerales de feldespato, una salinidad de FW de 35000 ppm, que minimizó así los esfuerzos de la inyección de salmuera de baja salinidad para la notoriedad de los efectos EOR. (Mamonov et al, 2017) determinó entonces que para una salinidad del agua de formación superior a 100000 ppm se generan las condiciones de mojabilidad y pH óptimas para la realización de esta técnica para contenidos de 30% de feldespato.

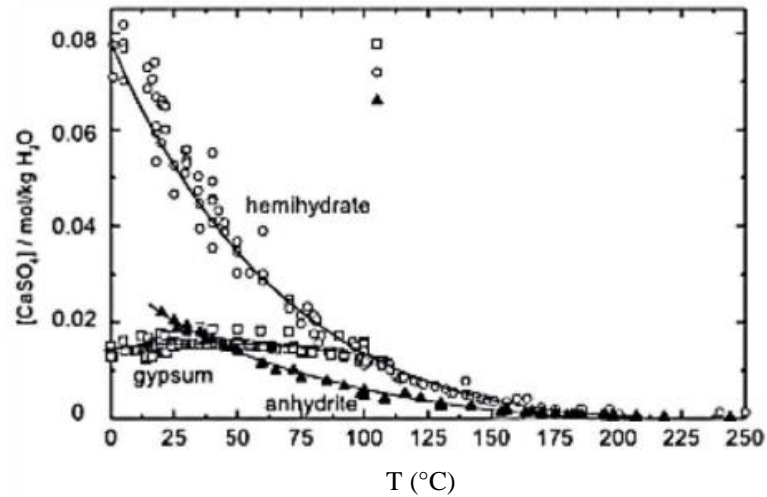
Los minerales evaporíticos también pueden afectar la mojabilidad inicial del yacimiento y/o el rendimiento de la recuperación mejorada del petróleo de la inyección de LSW, ya que estudios experimentales han demostrado una disminución en el diferencial de pH debido a la

disolución del mineral con la salmuera recién inyectada, ocasionando la liberación de los iones Ca^{2+} y SO_4^{2-} , los cuales alteran el equilibrio químico del agua de baja salinidad, pues, al aumentar la cantidad de iones libres, se puede reducir o provocar un retraso en el potencial EOR por LSW, ya que el agua de baja salinidad reaccionaría primero con estos iones libres que con los iones adsorbidos en la superficie mineral, la cual es necesaria para observar el aumento local del pH.

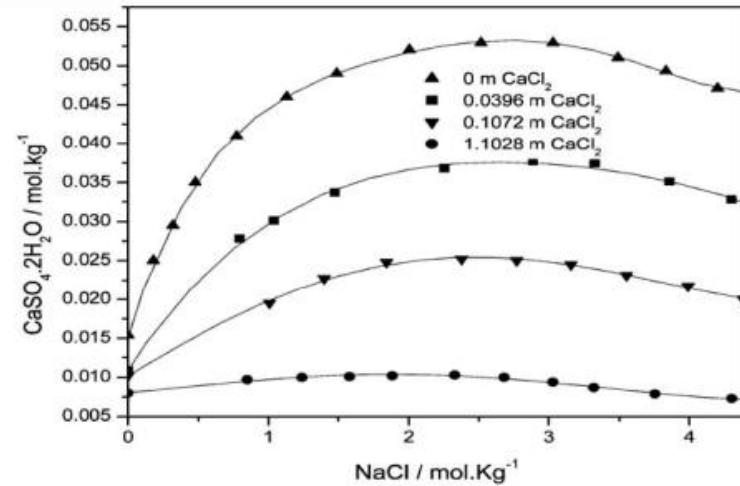
Por otro lado, es importante resaltar que la disolución del mineral de sulfato de calcio depende de la salinidad de la salmuera (concentración de NaCl), la composición de la salmuera (concentración de Ca^{2+}) y la temperatura, para determinar el grado de solubilidad de este mineral en función de estas tres variables se puede basar en la **Fig. 4**.

Figura 4

Solubilidad del mineral de sulfato de calcio. ((a) en función de la temperatura, basada en Freyer y Voigt. (b) sulfato de calcio hidratado en función de la composición y salinidad, basada en Kumar et al)



(a)



(b)

Fuente: EOR by Smart Water Flooding in Sandstone Reservoirs-Effect of Sandstone Mineralogy on Initial Wetting and Oil Recovery, Aleksandr Mamonov et al.

2.2 Petróleo Crudo y su influencia en los efectos EOR por LSW

Debido a que la determinación del aceite residual depende en parte de la mojabilidad de la roca, diferentes investigadores decidieron estudiar el comportamiento del crudo de acuerdo con su cantidad de componentes ácidos y básicos, su interacción con la roca y la salmuera, la cual está compuesta en su mayoría por cationes divalentes antes de una inyección de agua de baja salinidad. La clasificación del crudo para este estudio se basa en la caracterización de los compuestos polares del crudo mediante la medida del TAN, “total acid number”, por sus siglas en inglés, y del TBN, “total base number”, por sus siglas en inglés también; la cantidad de KOH en miligramos necesarios para neutralizar 1g de petróleo ácido crudo, determina la acidez del crudo, mientras que la cantidad total de KOH en mg por gramo de crudo determina la basicidad.

(Nasralla et al, 2011) Mediante la inyección de agua desionizada lograron evidenciar una mayor mejora en la recuperación del crudo que con agua de mar, abriendo una puerta a diferentes investigaciones sobre el comportamiento de la interacción entre el crudo, la salmuera y la formación. Pues, la presencia de gran cantidad de iones divalentes presentes en el agua de formación es un claro índice sobre la ayuda que proporcionan a la adsorción del aceite sobre la roca, creando eventualmente condiciones de preferencia a una mojabilidad por aceite causando que la mayor parte de crudo quede atrapada en el yacimiento.

Con base en lo anterior, la inyección de agua de baja salinidad ilumina el camino hacia la posibilidad de alterar la mojabilidad del yacimiento, pues tras una inyección de LSW, debido a la capacidad de intercambio de iones de los minerales de la arcilla, se da una sustitución de cationes divalentes que dejan un "espacio" sobre la superficie de la roca y migran junto con el crudo, para que dicho espacio sea ocupado por cationes monovalentes, los cuales no producen más adsorción

de aceite gracias a que sólo tienen un extremo y, por lo tanto, se crea la condición esperada de generar una mayor preferencia de la roca a ser mojada por agua.

Ahora bien, mediante una investigación experimental a una muestra con una permeabilidad de 100 mD, porosidad del 20% (Shabib-Asl et al, 2015) encontraron que la efectividad de la inyección de LSW es influenciada en parte por la presencia de componentes polares en el crudo, saturando la muestra con dos crudos diferentes, A y B, los valores de TAN fueron de 0,667 y 0,174 (mgKOH/g) y de TBN 0,146 y 0,750 (mgKOH/g), respectivamente. Las sometieron a diferentes composiciones de agua de baja salinidad y observaron durante 24h el comportamiento de la mojabilidad.

Al final, con los resultados, concluyeron que al estar cargados negativamente los componentes ácidos del crudo A, estos se sujetaban fuertemente a la película de agua que está presente entre el agua y la roca y, por ende, no hay cambios significativos en la mojabilidad, mientras que los componentes básicos al estar cargados positivamente se encontraban sueltos, entonces los cambios significativos fueron los esperados, no obstante, los resultados obtenidos no son responsabilidad únicamente de la condición de acidez o basicidad del crudo, pues existen mecanismos detrás de este comportamiento, ya que los componentes polares presentes en la fase aceite pueden ser ionizados dependiendo del valor del pH, pues la ionización del material básico resulta en la carga positiva de los componentes del crudo, mientras que del material básico resulta en la carga negativa de los componentes del crudo.

(Shabib-Asl et al, 2015) Reportó resultados similares a los mencionados anteriormente, usó núcleos de arenisca y verificó que la mojabilidad cambió más a condiciones de mojabilidad por aceite a un mayor número ácido y a mojabilidad por agua a un mayor número básico.

2.3 Agua de formación y su influencia en la recuperación mejorada del petróleo por LSW.

El agua de formación puede estar compuesta por diferentes iones, los cuales presentan una afinidad particular hacia la superficie mineral de las arcillas cargada negativamente, (Velde, 2010) ordenó de menor a mayor la afinidad de adsorción de ciertos cationes hacia la superficie mineral de la siguiente manera:



Como se puede observar, los cationes divalentes presentan mayor afinidad de adsorción que los cationes monovalentes, motivo por el cual, diferentes investigadores han optado por estudiar los efectos de la composición del agua de formación (FW) en procesos de adsorción/desorción para comprender cómo la composición y concentración de iones en el agua de formación afecta la mojabilidad inicial del yacimiento y su alteración en procesos de inyección con agua de baja salinidad.

Investigadores como (Mamonov et al, 2019) estudiaron el efecto de la ausencia de cationes divalentes en el agua de formación sobre la mojabilidad inicial del yacimiento y el potencial EOR por inyección de agua de baja salinidad. Realizaron pruebas de inyección de núcleos en muestras de afloramiento con contenido de minerales arcillosos (illita) de alrededor del 10% en peso y 30% en peso de minerales de feldespato (albita), las salmueras empleadas para el agua de formación fueron: FW1 con una concentración TDS de 100000 ppm con 90 mM (90 milimolar) de cationes Ca^{2+} y FW2 también con salinidad de 100000 ppm pero sin contenido de cationes divalentes, para el agua de baja salinidad (LS) utilizaron una salmuera de 1000 ppm de NaCl, la saturación de agua inicial fue del 20% y el petróleo crudo empleado tenía un índice de acidez bajo y basicidad alto, de 0,1 mg KOH/g y 1,8 mg KOH/g de AN y BN, respectivamente.

Para analizar la influencia de la composición del agua de formación realizaron pruebas de recuperación en dos núcleos, B21 y B3, el núcleo denominado B21 fue Inyectado con FW1 seguido por LSW obteniendo un incremental de recuperación del 9%, mientras que el núcleo B3 alcanzó un incremental de recuperación del 29% al remplazar la inyección con FW2 por LS, tal como se observa en la **Fig. 5**.

En ambas situaciones observaron un aumento significativo en los valores de pH, no obstante, en el núcleo B3, el aumento se presentó más rápido, lo cual puede ser explicado debido a la mayor rapidez de desorción de los iones Na^+ que presentan menor afinidad por la superficie mineral que los iones Ca^{2+} , como se ha mencionado anteriormente. Por otro lado, la recuperación extra del 20% obtenido al utilizar el agua de formación sin cationes divalentes podría deberse a una mayor adsorción de componentes orgánicos polares del petróleo, ya que existe una menor “competencia” entre los componentes ácidos y/o básicos del crudo y los cationes monovalentes (Na^+) que con los cationes divalentes (Ca^{2+}) para adherirse a la superficie mineral, por lo tanto, con FW2 como agua de formación el núcleo estaría en condiciones de mojabilidad de menor preferencia al agua que con FW1.

Basándose en el anterior estudio se podría analizar que la presencia de cationes divalentes en el agua de formación es un factor menos favorable para la mojabilidad inicial como condición de los procesos de alteración de la mojabilidad por inyecciones de agua de baja salinidad, a pesar de ello, como lo resaltan los autores, no es posible determinar conclusiones claras basándose únicamente en las Inyecciones de un solo núcleo, pues además de esto, según estudios realizados por (Aghaeifar et al, 2015) concluyeron que para obtener condiciones favorables de mojabilidad y observar los efectos EOR por inyección de agua de baja salinidad se requiere de una adsorción

equilibrada de cationes activos (Ca^{2+} y H^+) y de compuestos orgánicos ácidos y/o básicos del petróleo crudo sobre la superficie mineral de las arcillas.

En dichas investigaciones, estudiaron los efectos de la composición y los niveles de salinidad del agua de formación a temperatura ambiente y temperatura de yacimiento mayor a 130°C , utilizaron cuatro núcleos de yacimiento de arenisca, con minerales de illita y caolinita, con un porcentaje en peso de alrededor del 20%, las salmueras empleadas para las pruebas de recuperación de petróleo fueron FW1 como agua de formación de alta salinidad (195680 ppm) y FW2 como agua de formación con niveles moderados de salinidad (22763 ppm) y como salmueras de inyección, usaron agua de mar SW (33390 ppm) y agua de mar diluida 50 veces d50SW (668 ppm). Los núcleos empleados fueron denominados RC3a y RC3b, el petróleo crudo usado en las pruebas tenía un índice de acidez y basicidad de 0,25 mg KOH/g y 1.17 mg de KOH/g, respectivamente.

En las pruebas de recuperación de aceite se Inyectó sucesivamente FW1-SW- d50SW para el núcleo RC3a y FW2-SW- d50SW para el núcleo RC3b, del cual no observaron mayor recuperación de petróleo durante la inyección de SW ni de d50SW cuando el núcleo tuvo como agua de formación una salmuera de alta salinidad (195680 ppm). Por otro lado, cuando se analizó el núcleo RC3b donde la salinidad del agua de formación era de 22763 ppm y se inyectó d50SW, si observaron una recuperación de petróleo incremental de 6% y un aumento de pH a valores alrededor de 8.2, también encontraron que, al inyectar SW, la cual presenta mayor salinidad que FW2, no hubo recuperación de aceite incremental ni aumento de pH, de acuerdo con lo esperado.

A pesar de que ambos núcleos durante las pruebas estuvieron sometidos a altas temperaturas de yacimiento, sólo se vieron efectos EOR por LSW en las condiciones que el agua de formación no tuvo niveles tan altos de salinidad, esto, según los investigadores se debió a una

menor concentración de cationes de Ca^{2+} que permitieron una mayor adsorción de materia orgánica del petróleo en la superficie mineral.

Finalmente, respecto a esta prueba, concluyeron que, a altas salinidades del agua de formación, con alta concentración de Ca^{2+} y altas temperaturas de yacimiento ($T_{\text{yac}} > 100^\circ\text{C}$), la adsorción del catión divalente dominará sobre el material ácido y/o básico del crudo y aunque el pH este muy por debajo de 7 la mojabilidad de la roca estará en condiciones de preferencia por el agua.

2.4 Principales parámetros que influyen en los efectos EOR por agua de baja salinidad.

A partir de la revisión bibliográfica realizada (Quan et al. 2012) (Mamonov, Puntervold, y Strand 2017) (Nasralla, Alotaibi, y Nasr-El-Din, 2011) (Aghaeifar et al, 2015) sobre la influencia del sistema petrolífero en la recuperación mejorada del petróleo y los principales mecanismos EOR propuestos para las Inyecciones de agua de baja salinidad en yacimientos de arenisca se escogieron los siguientes parámetros como los más relevantes para observar los efectos EOR por LSW.

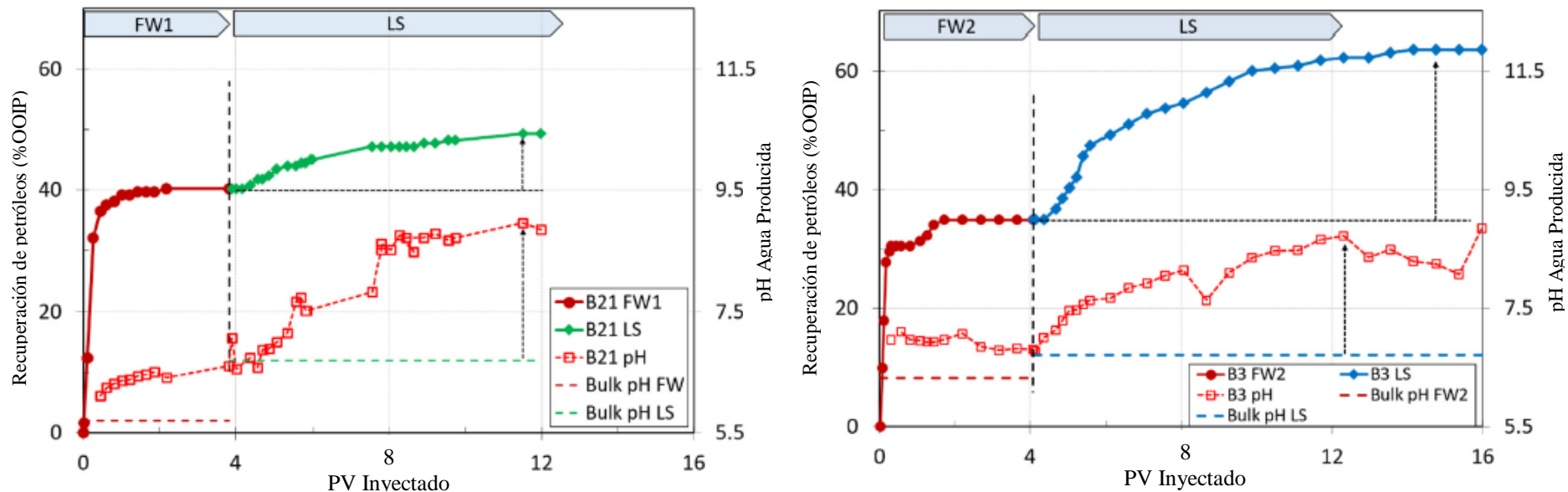
- Condiciones de mojabilidad del yacimiento previas a la inyección: mojabilidad mixta a ligeramente mojada por agua.
- pH del yacimiento: pH menor a 7, preferiblemente entre 5-6 unidades de pH
- Composición mineralógica del yacimiento:
 - Porcentaje alto de minerales de arcilla: Mayor al 10% en peso, preferiblemente caolinita o illita.
 - Ausencia de minerales de sulfato de calcio, por ejemplo, anhidrita o yeso.
 - En presencia de minerales de feldespato plagioclasa, por ejemplo, albita, se requieren altas salinidades del agua de formación, según el porcentaje

en peso como sigue: 10% en peso salinidades mayores a 50000 ppm, 20% en peso salinidades mayores a 60000 ppm y 30% en peso salinidades mayores a 100000 ppm.

- Composición del agua de formación: Necesaria la presencia de cationes divalentes, principalmente Ca^{2+} debido a su gran afinidad a la superficie mineral cargada negativamente.
- Composición del petróleo crudo: Se requiere la presencia de compuestos orgánicos polares en su forma protonada tanto compuestos ácidos como básicos.
- Temperatura del yacimiento: preferiblemente menor a 100°C ya que a temperaturas mayores los autores observaron una disminución en la magnitud del diferencial del pH, además de una reducción de la tasa de desorción de Ca^{2+} debido a la naturaleza exotérmica del proceso. Cuando la temperatura del yacimiento sea mayor a 100°C , es conveniente que la salinidad del agua de formación sea baja, alrededor de 20000 ppm.

Figura 5

Recuperación mejorada del petróleo y pH vs Volúmenes porosos inyectados (a) Núcleo B21; (b) Núcleo B3



Fuente: *Effect of Formation Water Composition on Initial Wetting and Smart Water EOR Potential in Sandstone, Mamonov, Strand and Puntervold.*

3. Recuperación Mejorada del Petróleo, énfasis en la Inyección de Salmuera de Baja Salinidad

En este capítulo se encuentra el marco teórico alusivo a las técnicas de recuperación mejorada del petróleo, su clasificación y conceptos relacionados. También, se habla de los principales mecanismos de recobro mejorado del petróleo que más inciden en la inyección con agua de baja salinidad en rocas areniscas.

3.1 Recuperación de Hidrocarburos

La recuperación del petróleo crudo está estrechamente ligada con la temperatura y la presión del yacimiento, entre otras características de este, y con la viscosidad de los crudos livianos, pesados y extrapesados que hacen que se facilite o dificulte su extracción. Los yacimientos poseen una energía natural que permite a los hidrocarburos fluir hacia la superficie, sobre todo a los crudos livianos, donde dicho desplazamiento se consigue gracias al gradiente de presión existente entre el fondo del pozo y su salida, de esta manera, se conocen diferentes mecanismos de recuperación primaria, en donde intervienen principalmente fuerzas viscosas, capilares y gravitacionales, como el drenaje gravitacional, empuje por capa de gas, gas en solución, expansión roca fluido y la presencia de una afluencia de acuífero hacia el yacimiento. Cuando la energía del yacimiento no es suficiente para la producción de los hidrocarburos, existen métodos como la inyección de agua y/o gas, los cuales son considerados procesos de recuperación secundaria que ayudan a la recuperación del petróleo gracias al soporte de presión y al desplazamiento por fuerzas viscosas; y, por otro lado, está la recuperación mejorada del petróleo la cual surge como una solución al requerimiento de aumentar el factor de recobro, después de una etapa de producción primaria, donde la energía del yacimiento ya no es suficiente para mantener

de manera rentable la producción de los hidrocarburos, o después de una etapa de producción secundaria, cuando ya no es eficiente la inyección de agua o gas dentro de los yacimientos. Incluso en yacimientos de crudo donde la viscosidad del fluido no permite la producción por su fuerza natural las técnicas EOR son usadas desde un inicio de la vida útil del yacimiento (Lake, 1989) (Green y Willhite 2018).

Al comparar el factor de recobro de Colombia con el del resto del mundo se hace evidente la necesidad de emplear las tecnologías EOR (Enhanced Oil Recovery) para mejorar la capacidad de suficiencia energética en el país (BP, Statistical Review of World Energy, 69th, 2020) por lo tanto, en este capítulo, se detallan los conceptos básicos de la recuperación mejorada del petróleo y la clasificación de las diferentes tecnologías existentes en esta etapa de la producción de los hidrocarburos, lo cual permite a los ingenieros de petróleos tener bases conceptuales para la toma de decisiones respecto de la técnica a emplear en un campo de crudo.

Por último, en este capítulo también se incluye el enfoque principal de este trabajo de investigación, el cual es, analizar el comportamiento de los fenómenos fisicoquímicos dentro de los yacimientos de arenisca al emplear técnicas de recuperación química mejorada del petróleo CEOR (por sus siglas en inglés) basada en la inyección de agua inteligente y el método híbrido LSW combinado con surfactantes.

3.2 Recuperación Mejorada del Petróleo

La recuperación mejorada del petróleo también conocida como etapa de recuperación terciaria, y, aunque implicando intrínsecamente en su nombre una cadena secuencial de aplicación, en muchos campos no se ejecuta en un estricto orden los procesos de recuperación, por ejemplo, en campos de crudo pesado y extrapesado donde la viscosidad juega el papel más importante y la

energía natural del yacimiento no es suficiente para producir petróleo crudo y la implementación de las técnicas secundarias de mantenimiento de presión y desplazamiento del fluido por fuerzas viscosas no son técnicamente viables para que sea rentable se hace necesario la aplicación de procesos EOR (por sus siglas en inglés) desde el inicio de la vida productiva del yacimiento, siendo esta etapa de recuperación la única forma para poder producir los fluidos de dichos yacimientos, no obstante, se emplean también para aumentar el factor de recobro de un yacimiento que ya ha sido explotado mediante técnicas secundarias y aún se puede extraer rentablemente el crudo remanente. Por lo tanto, el término más aceptado por los profesionales de la industria del petróleo y el gas es el de recuperación mejorada del petróleo, EOR (Stosur et al, 2003).

(Sheng, 2011) define los procesos de recuperación mejorada del petróleo como todas aquellas técnicas que de una u otra manera alteran las interacciones existentes entre la roca, el crudo y la salmuera presente en el yacimiento.

3.3 Clasificación de los procesos EOR

Los procesos de recuperación mejorada del petróleo pueden ser clasificados en cuatro grupos principales. Procesos térmicos, químicos, miscibles y otros procesos, como se observa en La **Fig. 6**. A pesar de esto, (Sheng, 2011) considera que esta clasificación puede no agrupar completamente o de la mejor manera los procesos de recuperación mejorada del petróleo ya que pueden ser combinadas varias técnicas entre sí. Como, por ejemplo, la aplicación de ciertos químicos en diferentes procesos térmicos o miscibles.

3.3.1 *Procesos térmicos*

La recuperación del petróleo crudo a través de procesos térmicos está basada en suministrar intencionalmente energía en forma de calor a los estratos de roca que contiene el crudo con el

objetivo de disminuir la viscosidad del fluido y mejorar la relación de movilidad. Estos procesos son más eficientes en crudos de baja gravedad API y altas viscosidades. Alvarado y Banzér(Alvarado y Banzér, 2013) subclasifican los procesos térmicos en dos tipos principales, los cuales son:

3.3.1.1 Desplazamientos térmicos. Se inyecta continuamente un fluido caliente, el cual comúnmente suele ser vapor de agua o agua caliente a través de un patrón de pozos inyectores, con el objetivo de desplazar el petróleo hacia los pozos productores, aunque también suele usarse inyección cíclica de vapor en la actualidad, proceso en el cual el pozo inyector es el mismo pozo productor.

3.3.1.2 Generación de calor en el yacimiento. Son procesos conocidos como “in situ”, entre los cuales cabe resaltar, la combustión in situ, en el que se inyecta aire en el yacimiento y a través de ignición inducida o espontánea se genera un frente de combustión, proporcionando energía térmica dentro del yacimiento.

3.3.2 Procesos químicos.

Existen sustancias químicas especiales y mezclas entre estas que se inyectan principalmente para disminuir la tensión superficial y la relación de movilidad con el fin de controlar mejor la misma; esta categoría de los métodos de recuperación incluye la inyección de surfactantes, polímeros y álcalis o una combinación de los tres se conoce como inyección de mezcla de álcalis-surfactante-polímero o como ASP.

3.3.2.1 Inyección de polímeros. Mediante su inyección se busca un incremento significativo en la viscosidad del agua para reducir la relación de fuerzas viscosas, un efecto inversamente proporcional. Con este método surge una reducción de permeabilidad y la adsorción de las moléculas del polímero. Es óptimo para formaciones arenosas con crudos livianos a

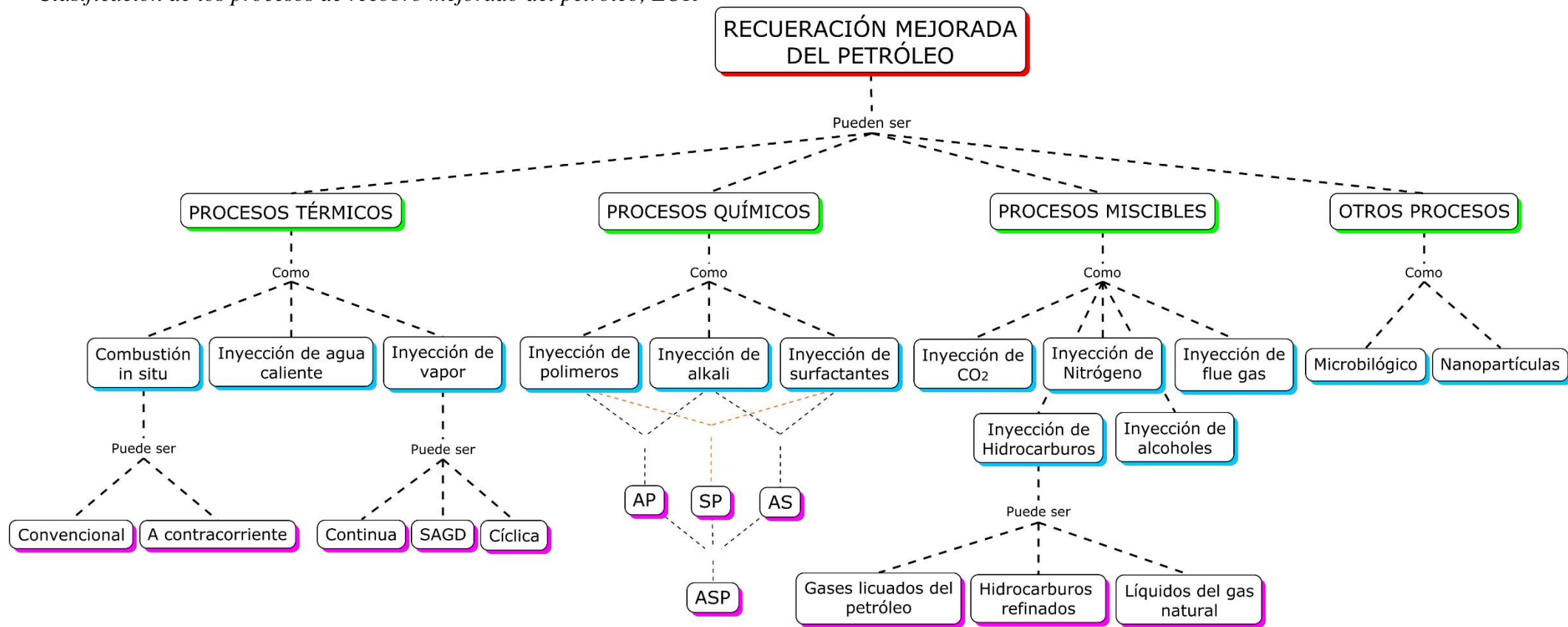
intermedios, con porosidades entre 10 al 20 por ciento en volumen poroso. Por otro lado, la profundidad es un factor crítico, el aumento de la temperatura del yacimiento interviene en la estabilidad de los polímeros inyectados. La inyección debe realizarse a una temperatura por debajo de 175°F, aunque existen algunos polímeros cuya estabilidad resiste mayores temperaturas.

3.3.2.2 Inyección de surfactantes. Especial para arenas con crudos livianos, pues el objetivo principal es recobrar la mayor cantidad de petróleo residual que aún permanece en el yacimiento, inclusive después de aplicaciones de métodos de recuperación primaria o secundaria, una inyección de agua, por ejemplo. De la misma forma que en el anterior caso, la temperatura del yacimiento no debe ser muy alta ($T_{yac} < 200$ °F), pues se conoce que algunos tensoactivos pierden sus propiedades después de varios días a 212 °F, mientras que otros superan la semana sin cambios significativos. Un factor crítico determinante es la salinidad, pues debe ser rigurosamente controlada. Los surfactantes utilizados en esta técnica, por lo general sulfonatos de petróleo, deben lograr una disminución de la tensión interfacial entre el agua y el crudo, formándose una especie de hilo de crudo que logra moverse entre el agua, fluyendo así entonces el crudo y el agua en fases inmiscibles hacia la superficie. La tensión entre las fases debe mantenerse durante dicho desplazamiento para evitar que el crudo movilizado vuelva a retenerse.

3.3.2.3 Inyección de álcalis. Este químico condiciona al crudo con un pH bajo, es decir, el crudo debe ser preferiblemente ácido para obtener resultados satisfactorios. La acidez presente normalmente depende de resinas y asfáltenos que contienen iones de hidrógeno. Con este método se busca reducir la tensión interfacial entre el crudo y el agua debido a que ocurre una reacción entre el álcali con los hidrogeniones para formar surfactantes geles, creándose finalmente una emulsión agua/aceite cuya viscosidad será menor a la del aceite original mejorando significativamente su flujo a través del yacimiento.

Figura 6

Clasificación de los procesos de recobro mejorado del petróleo, EOR



3.3.3 *Procesos miscibles.*

los procesos miscibles o también denominados métodos solventes, según (Lake,1989) son aquellas técnicas de recuperación mejorada del petróleo que se basan en la producción del petróleo debido a la extracción, disolución, vaporización, solubilización, condensación o alguna otra alteración de comportamiento de fase que involucra el crudo.

Entre los mecanismos EOR importantes durante la aplicación de estos tipos de procesos, están la reducción de la viscosidad, hinchazón del petróleo y conducción de gas en solución, sin embargo, el mecanismo principal para la recuperación del petróleo crudo debe ser la extracción.

(Green y Willhite, 2018) Clasifican los procesos miscibles en función de la forma en la que se desarrolla la miscibilidad, como miscibles de primer contacto (FCM) en los cuales el fluido inyectado forma una sola fase con el crudo al primer contacto y miscibles de contacto múltiple (MCM) en los que, las condiciones de miscibilidad se desarrollan in situ, debido a alteración de la composición del fluido inyectado o el petróleo crudo mediante el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento. Entre los principales fluidos usados durante los procesos miscibles están:

- Nitrógeno
- Alcoholes orgánicos
- Hidrocarburos refinados
- Gas licuado del petróleo (GLP)
- Líquidos del gas natural
- Dióxido de carbono
- Gases de combustión
- Otros

Para determinar qué tipo de técnica emplear en un campo de crudo, bien sea de procesos térmicos, químicos, miscibles u otro tipo de procesos, es necesario tener una caracterización lo

suficientemente clara del sistema roca-fluido, con base a ello y en el historial de producción se pueden tomar decisiones acertadas respecto a las técnicas aplicables para un sistema petrolífero en específico. En la **Tabla 8** y **Tabla 9** se observa un resumen del screening de algunos de las técnicas EOR, las cuales establecen ciertas limitantes en su aplicabilidad basado principalmente en propiedades del crudo y del yacimiento. Sin embargo, otras consideraciones son también necesarias al momento de estudiar la posibilidad de la implementación de procesos EOR, como lo es el aspecto logístico, económico y socioambiental.

Tabla 8

Screening para métodos EOR, Propiedades del petróleo. (Adaptada de Taber et al.,1997)

Propiedades del Petróleo				
Proceso	°API	μ	Composición	Soi (%PV)
<i>Procesos térmicos</i>				
Combustión In situ	>10	<5000	Algunos componentes asfálticos	>50
Vapor	>8 a 13.5	<200000	NC	>40
<i>Procesos Miscibles</i>				
Nitrógeno y Flue gas	>35	<0.4	% largo de C ₁ a C ₇	>40
Hidrocarburos	>23	<3	% grande de C ₂ a C ₇	>30
CO ₂	>22	<10	% grande de C ₅ a C ₇	>20
<i>Procesos Químicos</i>				
Álcali, ASP y Micelar/polímero	>20	<35	Ligero, intermedio y algunos ácidos orgánicos en la inyección de álcali	>35
Inyección de polímeros	>15	10-150	NC	>50
<i>Nomenclatura:</i>				
°API: Densidad relativa del aceite al agua				
μ: Viscosidad				
Soi: Saturación de aceite inicial				
PV: Volumen poroso				

Fuente: Modificada de, *Enhanced Oil Recovery, Larry W. Lake*

Tabla 9*Screening para métodos EOR, Propiedades del yacimiento. (Adaptada de Taber et al.,1997)*

Propiedades del Yacimiento				
Proceso	Tipo de formación	Espesor neto (m)	\bar{k} (md)	h (m)
<i>Procesos térmicos</i>				
Combustión In situ	---	>3	>50	<3450
Vapor	---	>6	>200	<1350
<i>Procesos Miscibles</i>				
Nitrógeno y Flue gas	NC	NC	NC	>1800
Hidrocarburos	NC	NC	NC	>1250
CO ₂	NC	NC	NC	>750
<i>Procesos Químicos</i>				
Alkali, ASP y Miscellar/polymer	Preferible en areniscas	NC	>10	<2700
Inyección de polimeros	Preferible en areniscas	NC	>10	<2700
Nomenclatura:				
\bar{k} : Permeabilidad promedio				
h: Profundidad				
NC: No crítico				

Fuente: Modificada de, Enhanced Oil Recovery, Larry W. Lake

3.4 Agua Inteligente o de Baja Salinidad

La inyección de agua en los yacimientos como método de recuperación secundaria ha sido ampliamente utilizada para aumentar el factor de recobro de los campos, recuperando el crudo por el soporte de presión y a través de las fuerzas viscosas al inyectar agua de formación (Formation Water, FW) o agua de alta salinidad (High Salinity).

La inyección de agua como método de recuperación mejorada del petróleo es una tecnología relativamente nueva, la cual se basa en alterar la composición iónica de la salmuera de

inyección, esta, puede modificarse cambiando el contenido iónico y alterando la concentración total de sólidos, TDS (por sus siglas en inglés) o salinidad, con la finalidad de aumentar el recobro al alterar el equilibrio químico entre el crudo, el agua de formación y la roca, establecido durante millones de años. Dicha tecnología EOR suele denominarse agua inteligente (Smart Water) cuando se inyecta en rocas carbonatadas y agua de baja de salinidad (Low Salinity Waterflooding, LSW) cuando la inyección es en areniscas. Debido a que la composición mineralógica de las formaciones de carbonato y de areniscas son diferentes, los mecanismos químicos involucrados durante la alteración de las interacciones COBR (Chemical Oil, Brine, Rock) y posterior recuperación de crudo son, por lo tanto, diferentes para cada sistema petrolífero, además, de tener en cuenta la composición multicomponente del petróleo y la composición química del agua formación.

Según (Austad et al, 2017) en estudios de laboratorio realizados en la Universidad de Stavanger, la recuperación de petróleo al emplear agua inteligente, fue alrededor del 5% - 20% del petróleo original en sitio, OOIP (por sus siglas en inglés) en areniscas y hasta un 40% del OOIP para rocas carbonatadas. En dichos experimentos, se confirmó la alteración de la mojabilidad en las superficies minerales por una condición de mayor preferencia al agua, lo que favorece el recobro del petróleo crudo.

3.4.1 Mecanismos EOR Propuestos para LSW en Yacimientos de Arenisca

Al inyectar agua como un proceso de recuperación secundaria, se entiende, que el aumento del factor de recobro es debido al mantenimiento de presión y al desplazamiento del crudo por fuerzas viscosas, sin embargo, cuando se refiere a la inyección de agua como método de recuperación mejorada del petróleo, no se ha llegado a un entendimiento claro de cuál es el principal mecanismo influyente en el incremento del recobro del petróleo.

Desde el año 1967 se ha realizado diferentes investigaciones que han logrado determinar ciertos fenómenos fisicoquímicos predominantes en el aumento de la recuperación del crudo cuando el agua de baja salinidad entra en contacto con el sistema roca-fluido. En la **Tabla 10** se puede visualizar un resumen de diferentes autores que concuerdan en los mismos mecanismos EOR por LSW en areniscas.

Los mecanismos propuestos para la recuperación de crudo por agua de baja salinidad como método de recuperación mejorada del petróleo son:

- Incremento del pH
- Intercambio iónico multicomponente
- Expansión de la doble capa eléctrica
- Saponificación
- Migración de finos
- Alteración de la mojabilidad

3.4.1.1 Incremento del pH. La presencia de arcillas en las formaciones de arenisca, promueve la adsorción de materiales orgánicos del petróleo; ya que como sugiere (Anderson, 1986; Citado por Ligthelm et al, 2009) la superficie de sílice tiene una carga eléctrica negativa, de igual manera (Buckley et al, 1989, Citado por Ligthelm et al, 2009) establece que el petróleo crudo también tiene este tipo de carga eléctrica, por lo tanto, es de esperar que componentes orgánicos del petróleo no estén adsorbidos en la superficie de sílice, en otras palabras, se espera que esta superficie esté mojada por agua.

Tabla 10*Resumen de mecanismos EOR identificados para LSW en areniscas*

Año	Autores	Salinidad agua inyectada (ppm)	Salinidad agua de formación (ppm)
Incremento del pH			
2006	Zhang and Morrow	No mencionada	No mencionada
2009	Soraya et al	1170	58320
2011	Li	1780	33540
2015	Brady et al	< 5000	24000
Expansión de la doble capa eléctrica			
2011	Nasralla et al	5000-174000	174156
2011	Hassenkam et al	1400	36500
2013	Suijkerbuijk et al	No menciona	No menciona
2014	Xie et al	2777	58430
	Nasralla et al	5000	174156
2016	Xie et al	2000	174000
2017	Xie et al	1424.31	142431
Intercambio Iónico Multicomponente			
2006	Larger et al	1550	20000
2007	Zhang et al	1479	29690
2007	Loahardjo et al	< 5000	35000
2008	Seccombe et al	3983	54720
2009	Lebedeva et al	1316	38651
2009	Soraya et al	1170	58320
2009	RezaiDoust et al	< 5000	25000
2010	Austad et al	No menciona	No menciona
2010	Cissokho et al	2500	50000
2011	Morrow	< 5000	24168
2011	Nasralla et al	5000-174000	174156
2015	Brady et al	< 5000	24000
2016	Xie et al	2000	174000
2018	Suleimanov et al	3587	18738
Saponificación (Reducción de IFT)			
2005	McGuire et al	150 y 1500	15000
2006	Shang y Morrow	No menciona	No menciona
2011	Li	1780	33540

Fuente: Modificada de, *A Critical Review of Low Salinity Water Flooding: Mechanism, Laboratory and Field Application*, Allan Katende, Farad Sagala, 2019.

Tabla 10 (Continuación)*Resumen de mecanismos EOR identificados para LSW en areniscas*

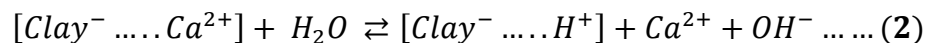
Migración de finos			
1999	Tang y Morrow	36960	15150
2011	Zeinjahromi	250	30000
2013	Hussain et al	0-30000	40000
2016	Barnaji et al	1500	71400
2018	Yu et al	0-30000	40000
2018	Al-Sahari et al	3000	35000
2019	Chequer et al	0	35000
Alteración de la mojabilidad			
1967	Bernard	100-15000	15000
1990	Jadhumaiidan	200-18000	18814
1996	Yildiz and Morrow	6370	63700
1997	Tang and Morrow	< 8000	24168
2007	Zhang et al	1479	29690
	Loahardjo et al	< 5000	35000
2009	Ligthelm et al	Mirar bien	240000
	RezaiDoust et al	< 5000	250000
2010	Austad et al	No menciona	No menciona
	Wang y Alvarado	5749.1	57491
2011	Morrow	< 5000	24168
	Nasralla et al	5000-174000	174156
	Alotaibi et al	5436	174156
	Hassenkam et al	1400	36500
	Sandengen et al	1741	40075
2012	Suijkerbuijk et al	1681	237858
	Fjelde et al	Fw 100 (revisar bien)	105096
2013	Mahani et al	6487.5	25950
	Suijkerbuijk et al	No menciona	No menciona
2014	Bartels et al	6393	25574
2016	Torseater et al	3106	31061
	Fredriksen et al	No menciona	No menciona
2017	Xie et al	1424.31	142431
	Kakati y Sangwai	1900	19000
	Kim y Lee	3000	30000
2018	Suleimanov et al	3587.45	18738.24
	Pooryousef et al	2000	50000

Fuente: Modificada de, *A Critical Review of Low Salinity Water Flooding: Mechanism, Laboratory and Field Application*, Allan Katende, Farad Sagala, 2019.

Según (Austadet al, 2010) la desorción de los componentes polares (Ácidos y básicos) del crudo de la superficie mineral de arcilla juega un papel relevante en el proceso EOR de agua de baja salinidad. Según las observaciones experimentales, para que haya recuperación del petróleo crudo bajo este mecanismo, es necesario contar con tres características principales:

- Las arcillas deben estar presentes en las formaciones de arenisca.
- El petróleo crudo debe tener componentes orgánicos (componentes polares ácidos y básicos).
- La salmuera o el agua de formación debe contener cationes activos como el Ca^{2+} .

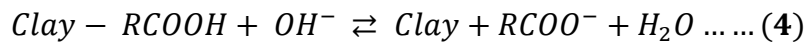
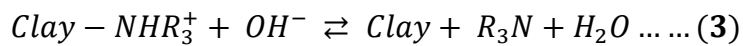
Al inyectar agua de baja salinidad se altera el equilibrio químico establecido entre la arcilla y el agua de formación, esta alteración química se puede representar mediante la siguiente expresión (**Ecuación 2**):



El aumento local del pH cerca de la superficie de la arcilla se produce gracias a la desorción de los cationes Ca^{2+} , los cuales son sustituidos por los protones H^{+} del agua de baja salinidad. Cabe resaltar que tanto el agua de baja salinidad como las condiciones del yacimiento presentan un pH generalmente menor a 6, lo cual quiere decir que el incremento del pH es debido a las reacciones químicas producidas por la interacción entre el agua de baja salinidad y la superficie mineral.

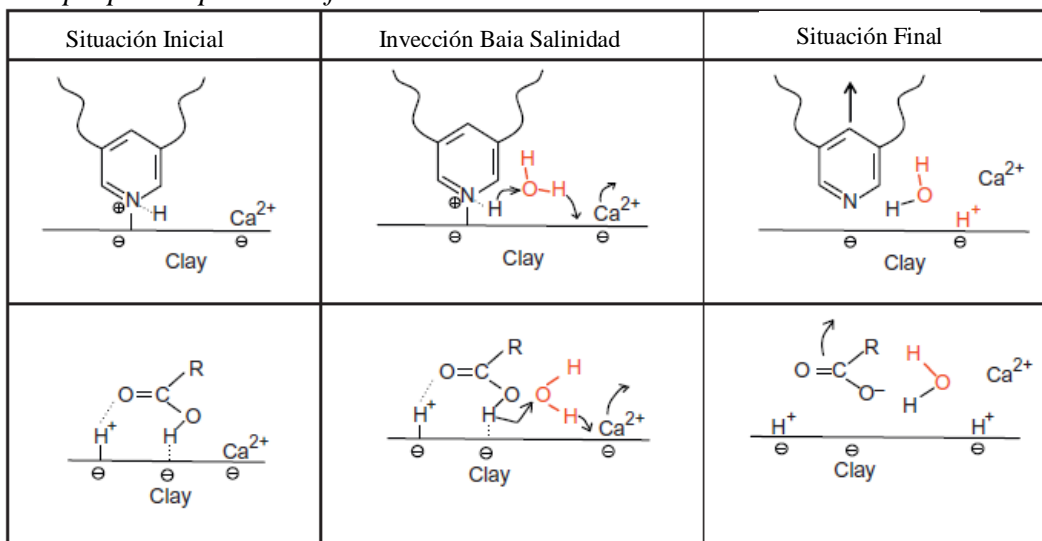
Al verse incrementado el pH cerca de la superficie de la arcilla, los componentes polares ácidos y básicos del crudo que se encuentran adsorbidos reaccionan entre sí como en una reacción normal de transferencia de protones ácido-base, lo que genera una desorción de los componentes orgánicos y posterior cambio en la mojabilidad de la roca, hacia una condición de mayor

preferencia al agua. Estas reacciones pueden visualizarse mediante la **Ecuación 3** y la **Ecuación 4** y en la **Fig. 7**.



En la parte superior de la **Fig. 7** se observa la desorción de los componentes básicos y, en la parte inferior la desorción de los componentes ácidos. De izquierda a derecha se observa el proceso de desorción, el cual comienza con un equilibrio químico inicial del yacimiento, seguido, se presenta la inyección del agua de baja salinidad, momento en el cual se genera la sustitución de los iones Ca^{2+} por los iones H^+ , por último, se observa los componentes orgánicos al momento de desorción.

Figura 7
Mecanismo propuesto para los efectos EOR de LSW

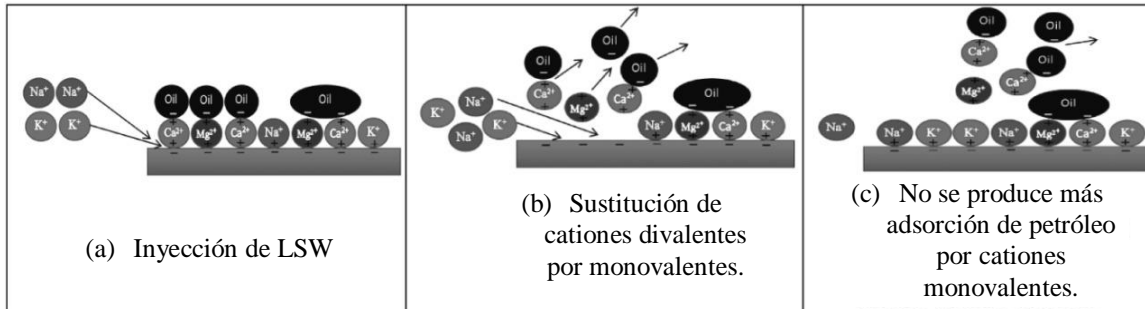


Fuente: *Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoir*, Tor Austad, Alireza RezaeiDoust, and Tina Puntervold, 2010.

3.4.1.2 Intercambio iónico multicomponente (MIE). La presencia de una gran cantidad de cationes divalentes en el agua de formación es responsable de la adsorción del petróleo en la superficie de la roca, creando condiciones de mojabilidad por aceite y causando que la mayor parte de crudo quede atrapado dentro del yacimiento (Anchicoque Niño

Figura 8

Proceso de intercambio iónico de componentes múltiples (MIE)



Fuente: Experimental Investigation into Effects of Crude Oil Acid and Base Number on Wettability Alteration by Using Different Low Salinity Water in Sandstone Rock, Abdolmohsen Shabib-Asl et al. 2015

Tras la inyección de LSW y debido a la capacidad de intercambio catiónico de iones de los minerales de la arcilla, se da una sustitución de los cationes divalentes por cationes monovalentes, tal como se evidencia en la **Fig. 8** sección (a). Entonces, los cationes divalentes dejan la superficie de la roca junto con el aceite desorbido y su espacio es ahora ocupado por los iones monovalentes **Fig. 8** parte (b); no se produce más adsorción de aceite por cationes monovalentes dado que los iones monovalentes tienen un único extremo que es el que se adhiere a la superficie mineral, imposibilitándole entonces adsorber nuevamente el crudo y como consecuencia se crea una condición de preferencia de la roca a ser mojada por agua, **Fig. 8** (c) (Shabib-Asl et al, 2015).

Conforme lo establecido en la teoría DLVO extendida, hay ocho posibles mecanismos que determinan la adsorción de materia orgánica en la superficie mineral de arcilla, como se observa en la **Tabla 11**. Cuatro de estos mecanismos serán los más afectados por el intercambio catiónico durante un proceso de inyección de agua de baja salinidad, los cuales son: Intercambio catiónico,

intercambio ligado de enlaces, Puentes de cationes y puentes de agua, sin embargo, los otros cuatro mecanismos también contribuyen en el intercambio iónico general del proceso de recobro.

El MIE fue propuesto por primera vez en el año 2006 por (Lager et al, 2006) en dicha investigación, sugieren que durante la inyección de agua de baja salinidad ocurre un intercambio iónico, siendo sustituidos los componentes orgánicos del petróleo crudo adsorbidos en la superficie mineral por cationes activos del agua inyectada, lo cual favorece el cambio de la mojabilidad de la roca, con una mayor preferencia al agua.

Tabla 11

Mecanismos de adsorción de compuestos orgánicos sobre minerales (Sposito 1989)

Mecanismo	Grupo funcional orgánico involucrado
Intercambio catiónico	Amino, Anillo NH, Heterocíclico N (Anillo aromático)
Protonación	Amino, Heterocíclico N, Carbonilo, Carboxilato
Intercambio aniónico	Carboxilato
Puentes de H ₂ O	Amino, Heterocíclico N, Carbonilo, Carboxilato, OH
Puentes de cationes	Carboxilato, Amino, Carbonilo, OH
Intercambio ligado de enlaces	Carboxilato
Enlaces de hidrogeno	Amino, Carbonilo, Carboxilato, OH
Interacción de Van der Waals	Unidades orgánicas sin cargas

Fuente: *A Critical Review of Low Salinity Water Flooding: Mechanism, Laboratory and Field Application*, Allan Katende, Farad Sagala, 2019

Una de las principales evidencias observadas en los experimentos realizados en muestras de núcleo tomadas de North Slope, Alaska, es la diferencia de concentración de los iones del agua recuperada (efluente) y el agua inyectada, donde se determinó que la concentración de Mg²⁺ y Ca²⁺ en el agua efluente es menor a la concentración inicial del agua de baja salinidad inyectada, lo que sugiere que estos cationes fueron adsorbidos por la matriz de la roca, especialmente por la arcilla.

En estudios más recientes, realizados por (Xie et al, 2016) estimaron el efecto de los tipos de cationes (NaCl , MgCl_2 y CaCl_2) a diferentes concentraciones (0.2, 1 y 5% en peso) sobre la presión de separación del material orgánico adsorbido en la superficie del mineral en varios tipos de arcillas y para dos crudos diferentes, determinando que la presión de separación es mucho más sensible al tipo de cationes que al nivel de salinidad.

A una concentración de 0,2% en peso de cationes divalentes muestra una presión de separación negativa, mientras, que a una concentración de 0.2 y 1% en peso de cationes monovalentes se observa una presión de separación positiva. Cabe señalar que la presión de separación positiva y negativa representa fuerzas repulsivas y atractivas, respectivamente. Esto sugiere que eliminar los cationes divalentes del agua de baja salinidad es más eficaz en la alteración de la mojabilidad. Sin embargo, el nivel de salinidad juega un papel relevante en una salmuera de iones monovalentes, debido al cambio significativo del potencial zeta, se observó que, por ejemplo, la solución de NaCl a una concentración de 0.2% en peso da una presión de separación positiva, mientras que el aumentar la concentración de la salmuera al 5% en peso la presión de separación es negativa.

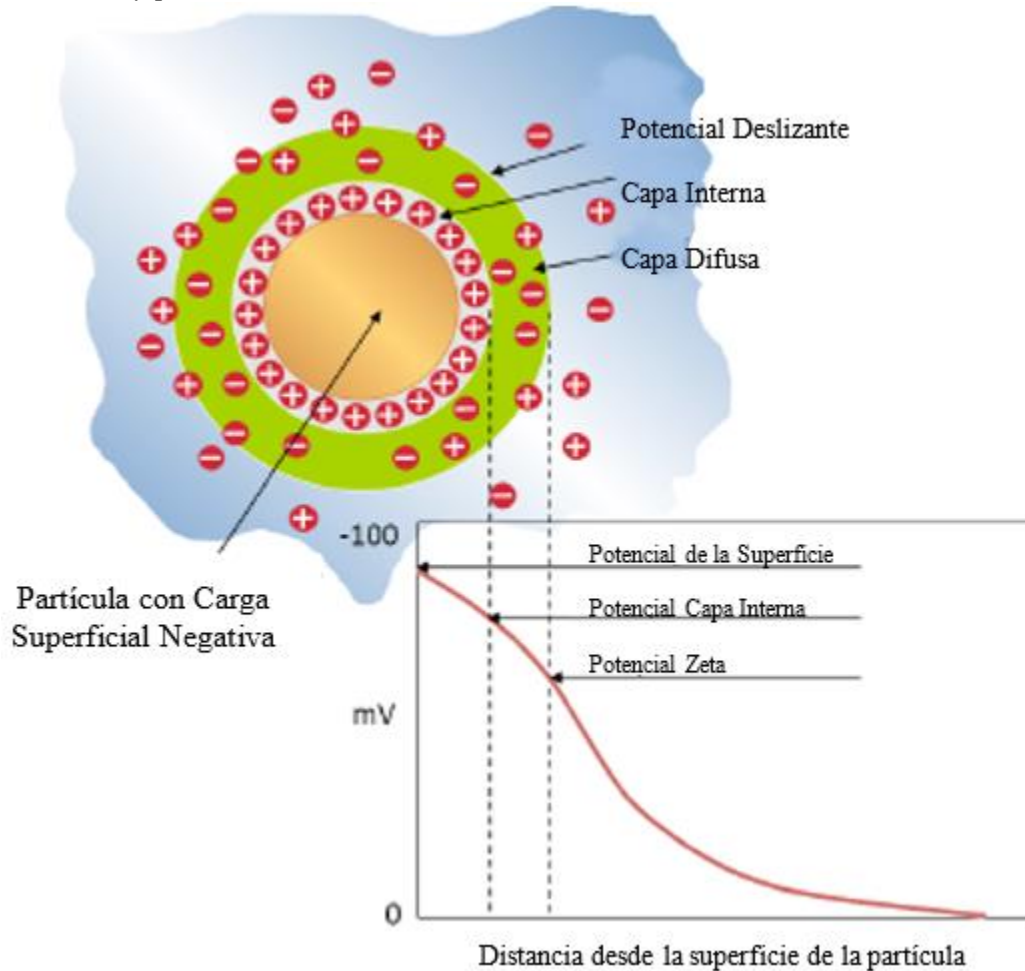
Si bien en la investigación no se determinó explícitamente la influencia del intercambio iónico multicomponente en el efecto de la inyección de agua de baja salinidad, sugieren que el modelo basado en DLVO permite establecer límites en la química del agua inyectada y comprender mejor la interacción del sistema COBR.

3.4.1.3 Expansión de la doble capa eléctrica. La doble capa eléctrica es un fenómeno electroquímico que ocurre de la interacción de la superficie mineral (arcilla) y un electrolito (agua de formación); como se ilustra en la **Fig. 9** consta de dos capas, la capa interna, la cual está constituida por los iones con carga contraria a la superficie mineral, ya que son fuertemente

atraídos a ella y una capa difusa, compuesta principalmente por iones con carga negativa. El espesor de la doble capa eléctrica depende principalmente de la concentración y composición del electrolito circundante (Winsauer y McCardell 2003).

La doble capa eléctrica bajo la influencia del agua de formación la cual contiene un alto contenido de iones estará más compactada, a diferencia de cuando se inyecta el agua de baja salinidad, la cual tiende a expandir la doble capa eléctrica, como sugiere (Katende y Sagala, 2019) este fenómeno de expansión se debe a que el agua de baja salinidad “abre” la capa difusa, permitiendo el paso de iones monovalentes, como por ejemplo el sodio (Na^+) y desplazan los iones divalentes (Ca^{2+} y Mg^{2+}) generando el aumento de la repulsión electrostática entre la superficie mineral y los componentes orgánicos del crudo. Cuando las fuerzas repulsivas superen las fuerzas de unión generadas por los puentes de cationes multivalentes el petróleo crudo será desorbido de la arcilla. Por último, como consecuencia de la reducción de la superficie del mineral que está en contacto o recubierta por el crudo se altera la mojabilidad de la roca, con mayor preferencia al agua.

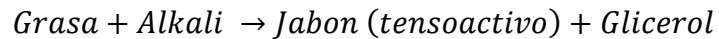
En estudios realizados por (Ligthelm, 2009) y (Nasralla y Nasr-El-Din, 2014) se comprobó que la expansión de la doble capa eléctrica está en función del nivel de salinidad, el tipo de catión y los valores de pH del agua inyectada. Las fuerzas repulsivas entre la superficie de la arcilla y los componentes orgánicos del crudo aumentan a altos valores de pH y en presencia de cationes monovalentes.

Figura 9*Doble capa eléctrica y potencial zeta*

Fuente: *A Critical Review of Low Salinity Water Flooding: Mechanism, Laboratory and Field Application*, Allan Katende, Farad Sagala, 2019.

3.4.1.4 Saponificación. Proceso químico por el cual una “grasa” unido a una base y agua, da como resultado jabón y glicerina. (Mcguire et al, 2005) Consideran que la alteración a las interacciones COBR durante la inyección de agua de baja salinidad es similar a las inyecciones alcalinas o de surfactantes, al menos a escala de núcleo. Estiman que la generación de surfactantes “in situ” como consecuencia de la saponificación de los componentes polares ácidos del crudo residual a altos niveles de pH es probablemente el mecanismo principal de la recuperación mejorada del petróleo por LSW.

En la **Ecuación 5** se observa la generación de tensoactivos, proceso que ocurre cuando los componentes ácidos nafténicos del crudo entran en contacto con compuestos alcalinos (por ejemplo, NaOH) debido al incremento del pH (11-14) en el sistema. Similar a una inyección de álcali.



Debido a esta generación de surfactantes, la tensión superficial (Crudo/roca) e interfacial (Crudo/agua) se reduce, generando una mayor movilización del petróleo a través de los espacios porosos. También gracias a la saponificación de los componentes ácidos del crudo se generan emulsiones inversas (Crudo disperso en agua) o directas (Agua dispersa en crudo) dependiendo de la fase continua, actuando en este sentido como una inyección micelar o de surfactantes. Los surfactantes incluso pueden alterar la mojabilidad de las superficies rocosas.

(Mcguire et al, 2005) en parte concluyen que, debido al pH elevado en el sistema, la recuperación de petróleo se da por los siguientes mecanismos:

- Cambio en la mojabilidad
- Generación de surfactantes “in situ”
- Reducción de la tensión superficial e interfacial debido a la saponificación.

3.4.1.5 Migración de finos. En estudios realizados por (Tang y Morrow, 1999) notaron principalmente dos factores que causan el aumento del recobro, siendo el primer factor el desprendimiento y migración de partículas de arcilla (principalmente caolinita) las cuales permanecen mojadas por crudo y a su vez se producen con el agua de baja salinidad. El segundo factor es la invasión de la salmuera inyectada en zonas de baja permeabilidad que no hayan sido

barridas debido al “atascamiento” de algunos finos en el medio poroso que generan un aumento en la presión diferencial del núcleo haciendo que el agua de baja salinidad recorra vías de menor permeabilidad. Debido al desprendimiento, movilización y producción de partículas de arcilla, las cuales están mojadas por crudo, la mojabilidad de la roca se incrementa y se inclina hacia una mayor preferencia al agua.

Entre los mecanismos que genera la migración de finos esta la eliminación química la cual puede explicarse en base a la teoría DLVO de los coloides, según (Kia et al, 1987) el aumento local de pH en la superficie mineral incrementa las fuerzas de repulsión electrostática entre las partículas de arcilla y la pared de los poros favoreciendo el desprendimiento de finos, por otro lado, está la eliminación mecánica la cual está en función de la velocidad de flujo. (Ochi y Vernoux, 1998) demostraron bajo experimentos de Inyecciones de núcleo de arenisca que el efecto combinado del nivel de salinidad en el agua inyectada y la velocidad de flujo influyen en el daño al a formación. En sus experimentos determinaron un caudal critico por encima del cual se reduce la permeabilidad debido a la migración de finos hidrodinámicos, sin embargo, se identificó una mayor reducción de la permeabilidad debido a la disminución del nivel de salinidad que en el aumento de la velocidad de flujo.

En dicho estudio se utilizaron tres métodos para caracterizar la migración de finos los cuales son:

- Imágenes a escala de poros SEM
- Medición de la concentración de finos
- Tipificación de finos SEM-EDS (Microscopia electrónica de barrido-

Espectroscopia de rayos X de energía dispersa).

Mediante estos métodos de caracterización se llegó a diferentes conclusiones, entre las más relevantes están:

- La mayoría de partículas de arcilla producidas al Inyectar el núcleo con agua de baja salinidad son de caolinita.
- La inyección de agua de baja salinidad conduce a una mayor migración de finos (hasta 500 veces más) que en una inyección de agua de alta salinidad.
- Se observó una reducción significativa de la permeabilidad producto de la movilización y posterior “atascamiento” de los finos.
- El efecto de la migración de finos fue efectivo en “plugs” tanto de alta como de baja permeabilidad, y en ellos se evidencio una menor permeabilidad relativa al agua y menor saturación residual de crudo.

3.4.1.6 Alteración de la mojabilidad. En la recuperación mejorada del petróleo mediante la técnica de inyección de agua de baja salinidad en areniscas, el cambio en la mojabilidad hacia una mayor preferencia al agua es quizás el mecanismo de recuperación más importante en el aumento del recobro.

La alteración de la mojabilidad podría considerarse como una consecuencia de las reacciones que los demás mecanismos EOR descritos anteriormente generan al alterar las interacciones COBR, y a pesar de que no haya un consenso de cuál de ellos predomina en el cambio de la mojabilidad, si se considera como un efecto conjunto de los mecanismos EOR propuestos por LSW.

3.5 Principales parámetros químicos del LSW que favorecen la recuperación mejorada

Para observar efectos favorables en los procesos de inyección de agua de baja salinidad es recomendable que la salmuera cumpla con ciertos parámetros químicos (Mamonov, Puntervold, y Strand, 2017) (Katende y Sagala, 2019).

- Salinidad: 1000 ppm – 5000 ppm de sólidos totales disueltos, ya que a estos niveles de salinidades se han observado efectos más favorables en el recobro mejorado para yacimientos de areniscas.
- Composición: salmueras preferiblemente compuestas por iones monovalentes, por ejemplo, salmueras de NaCl, debido a que la presencia de cationes divalentes en la salmuera de inyección afecta el intercambio catiónico, la doble capa eléctrica y por consecuencia la alteración de la mojabilidad.
- pH de la salmuera: preferiblemente menor a 7, con el fin de garantizar el aumento local de pH en sitio como consecuencia del intercambio iónico multicomponente en la superficie mineral de la roca.

4. Método Híbrido LSW-Surfactantes

Con la implementación de un método híbrido de recuperación química mejorada del petróleo LSW-Surfactantes lo que realmente se busca es un aprovechamiento en conjunto de los efectos EOR de la inyección de agua de baja salinidad y de la inyección con surfactantes, alterando la mojabilidad de la roca gracias a la interacción de LSW con el sistema COBR y reduciendo las fuerzas capilares que no permiten que la movilización del petróleo sea más fluida luego de ser desorbido de la superficie mineral.

4.1 Surfactantes

En la búsqueda interminable por remediar la declinación rápida de los yacimientos y mejorar el potencial de recuperación del reservorio, se ha encontrado un marco de soluciones bajo mecanismos de recuperación química, ya que ayudan a la disminución de la saturación residual del crudo en el yacimiento y de la tensión interfacial, aumentan la eficiencia de barrido volumétrica y el número capilar, beneficiando la movilidad del petróleo. El número capilar está determinado por la **Ecuación 6**. (Green y Willhite, 2018).

$$Nc = \frac{\mu\gamma}{\sigma\cos(\theta)} \dots \dots (6)$$

Dónde:

μ : viscosidad del fluido desplazante.

γ : velocidad del fluido desplazante.

θ : ángulo de contacto.

σ : tensión interfacial.

El principio básico de los surfactantes en general es la utilización de un bache de surfactantes dentro de los poros, seguido de píldoras de polímeros que garantizan un mayor empuje

del crudo residual que se aloja en la garganta de poro de las rocas. Sin embargo, como para todo método de recuperación mejorada de petróleo, la aplicación de surfactantes hace que sea necesario tener en cuentas ciertas características para que la implementación de surfactantes sea más exitosa, la temperatura, por ejemplo, es un parámetro importante ya que rige el comportamiento del tensoactivo (Green y Willhite, 2018).

El objetivo principal de la inyección de surfactantes como método químico para la recuperación mejorada de crudo, es precisamente aumentar el rendimiento que el yacimiento no alcanzó por su propia energía o por métodos de recobro secundario, mediante el control de la capacidad de desplazamiento del fluido inyectado, intentando que la razón de movilidad tienda a valores por debajo de uno para evitar que la fase desplazante se mueva más rápido que la desplazada y con ello que no haya dificultades de canalización dentro del yacimiento. Un factor determinante para la eficiencia de desplazamiento es el número capilar (relación entre fuerzas viscosas y fuerzas capilares); un número capilar típico está en el orden de magnitud de 10^{-7} , y se necesita una reducción de 100 a 1000 veces de la tensión interfacial para mejorar la recuperación de petróleo por alteración del N_c a partir de la adición de agentes químicos al agua de inyección, es decir, a mayor número capilar, mayor movilidad del crudo residual anidado en la roca. Entonces, el EOR de un yacimiento se encuentra regido por dichos factores, por lo tanto, un cambio ya sea en la tensión interfacial, en la viscosidad del hidrocarburo o en las permeabilidades efectivas puede ocasionar una estimulación o problema en la producción del yacimiento (Donaldson, 1989).

4.1.1 Propiedades de los surfactantes

Según (Green y Willhite, 2018) las estructuras moleculares de los surfactantes contienen grupos que atraen al agua y que repelen el agua. Sin embargo, existe un grupo intermedio entre moléculas hidrofílicas e hidrofóbicas, las moléculas anfifílicas o anfipáticas, pues una parte de

ellas es soluble en agua y el resto lo es en hidrocarburos. La segmentación de afinidades de la molécula de un surfactante debe satisfacerse en todo momento, por esto, se generan llamativas propiedades.

De las propiedades más importantes de las soluciones de surfactantes, son de resaltar: la reducción de la tensión superficial e interfacial, la solubilización micelar, la alteración de la mojabilidad y la formación de espumas (Green y Willhite, 2018).

4.1.2 Estructuras formadas por los surfactantes

De acuerdo con (Sheng, 2011) Para soluciones acuosas con bajas concentraciones de surfactante, generalmente el agente tensoactivo se encuentra disperso como especies moleculares, monómeros, es decir como moléculas de pequeña masa molecular, sin embargo, pueden existir dímeros, dos monómeros unidos, trímeros, etcétera. Entonces, a cierta concentración, los monómeros se sintetizan en agregados de tamaño coloidal para la formación de micelas esféricas con diámetros entre 3 y 6 nm que consisten entre 60 y 100 monómeros. Esta concentración es denominada concentración micelar crítica, CMC, y es característica de cada sistema surfactante-agua o surfactante-solvente, porque la solución acuosa puede incluir además de agua, sales y moléculas dispersas. La responsabilidad de la formación de las micelas recae principalmente sobre tres tipos de fuerzas:

- Repulsión entre las cadenas hidrocarbonadas y el medio acuoso
- Repulsión por carga de las cabezas polares, en el caso de surfactantes no iónicos.
- Atracciones de van del Waals entre cadenas hidrocarbonadas.

Entonces, en una solución acuosa una micela normal tiene sus cadenas hidrofóbicas con dirección al interior de la micela, pero sus cabezas hidrofílicas en el exterior de ella.

4.1.3 Clasificación de los surfactantes según la carga que poseen

De acuerdo con (Sheng, 2011) cuando se agregan los surfactantes a un medio acuoso, las moléculas surfactantes forman micelas que permiten la interacción en la interfaz de ambos fluidos, atribuyéndole sus principales funciones como la reducción de la tensión interfacial por absorción en la interfaz líquido-líquido y aumento de la solubilidad por medio de la concentración crítica micelar, que, para el caso del petróleo, permite que este penetre en el interior de las micelas formando así un sistema de microemulsión.

Por otro lado, de acuerdo con la carga que poseen los surfactantes, son clasificados en: aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfóteros (Sheng, 2011) (Green y Willhite, 2018).

- **Aniónicos.** Los surfactantes aniónicos son aquellos que, en una disolución acuosa, se disgregan en un anión anfífilo y un catión metálico o amonio. Esta categoría contiene a más del 60% de la producción de surfactantes.
- **Catiónicos.** Representan la tercera categoría de los surfactantes, respecto a consumo, con aproximadamente 5% del total, considerablemente menos que los surfactantes no iónicos y que los aniónicos. No son usados como detergentes, ya que se absorben sobre superficies cargadas negativamente y las tornan hidrófobas, lo cual los hace especiales. También son bactericidas.
- **No Iónicos.** Surfactantes que no producen iones en solución acuosa, por lo tanto, son compatibles con los demás tipos de surfactantes y pueden integrarse complejamente. Son buenos detergentes humectantes y emulsionantes.
- **Anfóteros.** Estos surfactantes poseen dos grupos funcionales, uno catiónico y otro aniónico, pero según el pH una es dominante, cuando el pH es alto, domina el aniónico, en caso

contrario el catiónico. En las cercanías del punto isoeléctrico, son realmente anfóteros y presentan muy baja actividad superficial.

Los surfactantes aniónicos son los empleados para la recuperación mejorada del petróleo, tales como los sulfonatos, destacados porque con base a su fórmula de surfactante el proceso de recobro es optimizado.

4.1.4 Inyección de surfactantes

La producción de crudo mediante producción natural y secundaria, en algunos casos sigue siendo insuficiente para la rentabilidad de la industria, pues generalmente no supera el 40% del OOIP, debido a las fuerzas viscosas y capilares, que impiden la fluidez y retienen el crudo en la roca. Es por esto, que la movilidad del crudo residual depende de la competencia que mantienen dichas fuerzas, expresada matemáticamente a través de la ecuación del número capilar (**Ecuación 6**).

En la **Fig. 10**, se puede observar que a medida que aumenta el número capilar, la saturación de crudo residual disminuye, debido a una de dos posibilidades según (Donaldson, 1989): el aumento de la viscosidad de la fase desplazante o la disminución de la tensión interfacial.

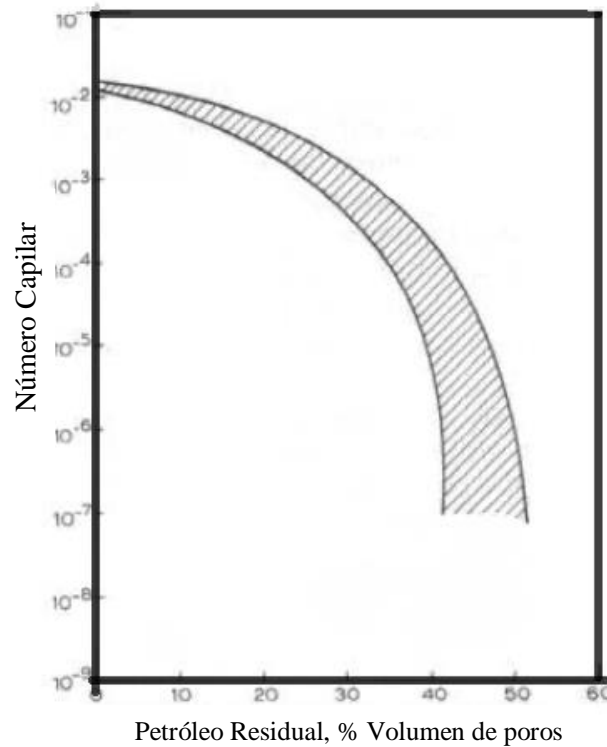
Del mismo modo, si se idealiza la ecuación del número capilar, se podría suponer que la tensión interfacial alcanzara un valor de cero, con lo cual el número capilar tendería al infinito, es decir, sería la desaparición de la interfaz entre el fluido desplazante y el desplazado, es decir, se daría una eficiencia de barrido total y el desplazamiento sería miscible. Sin embargo, no se puede considerar como una asunción ideal, ya que el medio poroso es heterogéneo y existen fuerzas interactuando entre sí.

Por lo tanto, se pueden obtener valores de tensiones interfaciales pequeños cuando se inyecten surfactantes bajo las condiciones físico químicas apropiadas, pues gracias al mecanismo

de absorción, el cual debería ser menor sobre la superficie de la roca, así mismo se evita que los costos se incrementen.

Figura 10

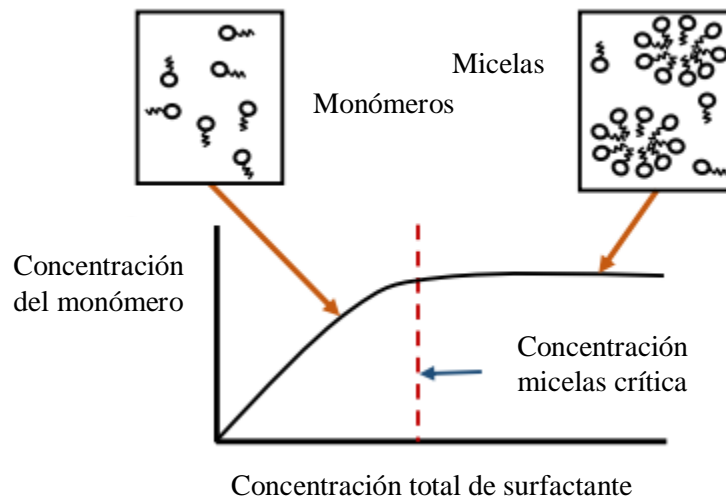
Correlación entre Número capilar y Saturación residual de petróleo



Fuente: Enhanced Oil Recovery: II Processes and Operations, Donaldson et al, 1989

4.1.5 Concentración micelar crítica

(Anchicoque Niño y Torres Ramos, 2018) La CMC hace referencia a una concentración de transición entre la disminución de la tensión interfacial de una solución acuosa de surfactante y el momento en que una mayor adición dicha sustancia no produce cambio en el valor de la tensión, encontrándose en estado de sobresaturación, por lo cual, cualquier cantidad adicional de surfactante no afecta el equilibrio en la superficie de contacto de las dos fases inmiscibles.

Figura 11*Concentración del monómero vs Concentración total*

Fuente: *Evaluación del efecto de la dureza sobre la tensión interfacial de sistemas crudo-agua para mezclas binarias de surfactantes en la recuperación mejorada de hidrocarburos, Anchicoque y Torres, 2018*

En la **Fig. 11** la concentración de los monómeros se incrementa a medida que se adiciona tensoactivo; este tiempo corresponde a la disminución de la tensión interfacial y sucede hasta que se alcanza el valor de concentración micelar crítico, después simplemente permanecen constantes tanto la concentración del monómero en la interfase como la tensión interfacial, luego se generan agregados micelares. Este valor de concentración puede ser determinado mediante diversos métodos, siendo la conductividad y turbidimetría los más utilizados.

4.1.6 Proceso

Al ser la intención de los surfactantes la reducción de la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, esta técnica se aplica luego de que se ha hecho una inyección de agua por lo general, pero también existen casos en los que se aplican tensoactivos y que han sido producidos por inyección de vapor previamente.

Como se mencionó anteriormente, el principio de esta tecnología se basa en la aplicación de un bache de tensioactivos que tienden a disminuir la tensión interfacial agua-crudo que oscila entre 20-30 dinas/cm hasta alcanzar valores de casi 10^{-3} dinas/cm. Esto se logra, gracias precisamente a la creación de una microemulsión con el fin establecer miscibilidad entre ambos fluidos dentro del medio acuoso, generando una fase continua del crudo atrapado en los intersticios de la roca (Green y Willhite 2018).

Posteriormente, se inyecta una píldora de polímeros para incrementar la viscosidad del agua y a su vez impedir que su movilidad sea mayor a la del crudo, ocasionando un aumento de la resistencia al flujo en zonas de alta permeabilidad y un mayor empuje al banco de petróleo, lo que se traduce en un incremento de la eficiencia de barrido dentro del yacimiento. La reducción de la saturación de petróleo residual gracias al sistema de coalescencia producido por la aplicación de surfactantes incrementa el recobro del hidrocarburo. Sin embargo, en caso de que exista una incompatibilidad entre el agente tensoactivo y el polímero, la razón de movilidad del petróleo en el proceso disminuye, puesto que habría una separación entre ambos componentes, reduciendo el empuje de la fase continua. Cabe resaltar que en algunas de las operaciones donde se implemente este tipo de tecnología, normalmente se aplica un preflush o salmuera, antes de inyectar los surfactantes, con el propósito de lograr un equilibrio de las concentraciones salinas de ambos fluidos y aumentar absorción del tensoactivo dentro del banco de petróleo (Donaldson, 1989).

4.2 LSW-Surfactante

Los surfactantes aniónicos, generalmente los más usados en los procesos de recobro mejorado, son sensibles a cambios de pH, temperatura y salinidad de la fase acuosa, por lo tanto, es importante analizar y tener en cuenta el comportamiento de dichos parámetros al momento de

combinar surfactantes con salmueras de inyección, con la intención de prevenir la retención del tensoactivo que se puede llegar a originar principalmente por su precipitación y adsorción sobre la superficie mineral, lo que resultaría en un uso ineficiente del fluido de recobro mejorado.

Según (Araz y Kamyabi, 2015) se observó una reducción de la solubilidad del tensoactivo con el aumento de la concentración de la salinidad en la fase acuosa, lo cual afectó de manera directa a la concentración micelar crítica (CMC), y una mayor reducción con la presencia de cationes divalentes en la salmuera. Para el estudio que le compete a este libro, la aclaración anterior sustenta la tesis de que el agua de baja salinidad como fase acuosa para el tensoactivo es benéfica, ya que al estar libre de cationes divalentes permite el incremento de la solubilidad gracias a la concentración micelar crítica óptima que puede alcanzar sin ser perjudicada.

Por otro lado, cabe resaltar que (Botett Cervantes, 2017) menciona que la CMC depende tanto de la salinidad como de la temperatura, la concentración de surfactantes, dureza, entre otros.

Estudios realizados por (Alagic y Skauge, 2010) sobre cuatro muestras de núcleo tomadas del mismo afloramiento de arenisca, para simular el agua de formación emplearon una salmuera de alta salinidad (36321 ppm) y para el agua de baja salinidad una salmuera de 0.5% en peso de NaCl (5000 ppm), el surfactante que utilizaron fue de tipo aniónico y el petróleo crudo con índice de acidez y basicidad de 2.84 mg KOH/g y 0.95 mg de KOH/g, respectivamente.

Para el núcleo que denominaron B2, el cual inyectaron en una primera instancia con LSW, observaron una recuperación del 54,7% y al momento de reemplazar el fluido de inyección por agua de baja salinidad y surfactantes obtuvieron una recuperación incremental del 39.7%, alcanzando una recuperación total del 94.4%. En el núcleo B3 también se observó una recuperación incremental, en este caso, fue del 19.9% al momento de sustituir el agua de mar,

inyectada primero, por agua de baja salinidad y surfactantes. La recuperación de petróleo durante la inyección con SW fue del 54.6%.

Finalmente, los autores, basándose en las curvas de permeabilidad relativa y en las saturaciones de petróleo residual del experimento, las cuales fueron más bajas durante las Inyecciones con agua de baja salinidad que con agua de mar, concluyeron que hubo un cambio en la mojabilidad de la roca hacia una mayor preferencia al agua cuando los núcleos fueron Inyectados con LSW. En cuanto a la eficiencia de los surfactantes observaron que en entornos de baja salinidad la reducción de la tensión interfacial es mayor, concordando con las pruebas de recuperación mejorada del petróleo, donde el efecto EOR fue mayor cuando hubo un “prelavado” de agua de baja salinidad antes de la inyección con LSW-Surfactantes. Según (Alagic y Skauge, 2010) la presencia de cationes divalentes en la salmuera de alta salinidad reduce la eficiencia de los tensoactivos.

(Alagic et al, 2011) Decidieron investigar a mayor profundidad el desempeño EOR de LSW-Surfactantes después de una inyección, cómo método secundario, de LSW. Para llevar a cabo sus experimentos, realizaron pruebas de inyección en cuatro núcleos de arenisca con porosidades muy similares entre sí, todas alrededor del 20% (sin información mineralógica). Primero, efectuaron dos Inyecciones en cada núcleo, la primera inyección constituida únicamente por agua de baja salinidad sin cationes divalentes (0.5% peso de NaCl) y la segunda con la misma agua de baja salinidad, pero con surfactantes. Dos de los núcleos los envejecieron con petróleo crudo con índices de acidez y basicidad de 2.84 mg KOH/g y 0.95 mg KOH/g, respectivamente, además emplearon agua de mar como agua de alta salinidad con una concentración de 36320 ppm de TDS.

Los núcleos que envejecieron fueron el B1 y B3 con aproximadamente 300 y 100 mD de permeabilidad, respectivamente, de la inyección de agua de baja salinidad obtuvieron una recuperación de 56.1% para el núcleo B1 y 48.1% del OOIP para el B3. Al sustituir el fluido inyectado por LSW-Surfactante con concentración de tensoactivo del 0.4% en peso de surfactante aniónico, obtuvieron una recuperación incremental del 23% y 5.8%. De igual manera para los núcleos que no envejecieron, (B2 (300 mD) y B4 de (100 mD), también observaron un aumento en la recuperación mejorada del petróleo al sustituir LSW por LSW-Surfactantes con una concentración de tensoactivos del 1% en peso, pero la recuperación fue mayor en los núcleos envejecidos.

De este estudio se puede concluir que la mayor recuperación de crudo de los núcleos envejecidos se debió a que su mojabilidad estaba en condiciones más favorables, entre mojabilidad mixta y ligeramente mojada por agua, permitiendo que una mayor cantidad de crudo fuese desorbido de la superficie mineral al emplear agua de baja salinidad con surfactantes, mientras que los núcleos no-envejecidos presentaban una mojabilidad con mayor preferencia al agua, lo que redujo los efectos EOR del agua de baja salinidad.

También se concluyó que la alta recuperación de petróleo en sistemas LSW-Surfactantes podría deberse a que los tensoactivos impiden la “recaptura” del crudo gracias a la reducción de las fuerzas capilares.

En estudios más recientes (Hosseinzade Khanamiri et al, 2016) decidieron estudiar el impacto de la composición iónica del agua de formación en la recuperación mejorada del petróleo en Inyecciones LSW-Surfactantes, en muestras de núcleo de arenisca envejecidas con crudo con índices de acidez y basicidad de 1.08 y 1.16 (mg KOH/g), respectivamente, para el agua de formación emplearon diferentes salmueras de alta salinidad con alrededor de 32000 ppm, de

diferente composición pero de igual fuerza iónica, por otro lado, para el agua de baja salinidad emplearon una versión de la décima parte de concentración de las salmueras de alta salinidad con aproximadamente 3200 ppm. El dodecibenceno sulfonato (SDBS) fue el surfactante que aplicaron en los experimentos.

Realizaron pruebas de solubilidad del tensoactivo con concentraciones de 300, 500, 1000 y 3000 mg/L y obtuvieron que en dos de las salmueras con cationes divalentes Ca^{2+} hubo precipitación a concentraciones de SDBS de 1000 y 3000 mg/L, por lo tanto, los investigadores optaron por seleccionar para las pruebas de inyección la concentración de 500 mg/L de tensoactivo.

Al analizar las pruebas de recuperación mejorada del petróleo del estudio, encontraron que la mayor recuperación mejorada por LSW-Surfactantes la presentó el núcleo que fue Inyectado por la solución acuosa libre de cationes divalentes, demostrando una mayor alteración de la mojabilidad hacia condiciones de mayor preferencia al agua por salmueras LSW con composiciones de cationes monovalentes.

Otra observación importante fue obtenida de las pruebas de concentración micelar crítica CMC, tensión interfacial IFT y adsorción, que llevaron a concluir que una mayor relación $\text{Ca}^{2+}/\text{Na}^+$ da como resultado una menor CMC e IFT, pero una mayor adsorción de tensoactivo, posible razón por la que se observaron mayores efectos EOR por LSW-Surfactantes en salmueras de cloruro de sodio (sin cationes divalentes).

4.3 Ventajas y desventajas del método híbrido LSW-Surfactantes respecto a LSW

VENTAJAS

- Impide la “recaptura” del petróleo crudo en las superficies minerales después de la alteración de la mojabilidad por LSW, gracias a la reducción de las fuerzas capilares. Mayor razón de movilidad del petróleo crudo en el medio poroso al verse reducida la tensión interfacial.

- Mayor recuperación mejorada del petróleo gracias a la reducción de las fuerzas capilares.
- Mayor recuperación mejorada del petróleo gracias al efecto conjunto de alteración de la mojabilidad y reducción de la tensión interfacial.

DESVENTAJAS

- Mayor complejidad al seleccionar la concentración y composición del fluido de recuperación mejorada. Ya que, como se mencionó anteriormente, la CMC depende de varios factores.
- Para obtener mayores efectos EOR se necesita de entornos con baja salinidad, principalmente sin cationes divalentes, ya que estos reducen la eficiencia del surfactante, es decir, se necesita de un “prelavado” con salmuera de baja salinidad.
- Menos amigable con el medio ambiente, ya que se emplean tensoactivos (químicos) en el proceso EOR. Además, implica una mayor inversión inicial.

5. Conclusiones

- Las principales características del sistema roca fluido que se deben tener en cuenta en el estudio de los efectos EOR por LSW son: composición de arcilla mayor al 10%, para que exista una alta densidad de carga negativa superficial y una gran capacidad para de intercambio catiónico, presencia de cationes divalentes en el agua de formación, con el fin de que sean reemplazados por los iones monovalentes del LSW y la presencia de compuestos orgánicos polares, los cuales son indispensables para los procesos de adsorción/desorción. Además, se debe tener en cuenta condiciones iniciales preferiblemente de mojabilidad mixta, pH menor a 7 y temperatura de yacimiento inferior a los 100° C.
- Los principales parámetros químicos de la salmuera de agua de baja salinidad que favorecen la acción de los mecanismos fisicoquímicos para lograr una mayor recuperación de petróleo son: la composición iónica, la concentración TDS y el pH del LSW.
- El mérito más importante en la implementación del método híbrido LSW-Surfactante respecto a la inyección de agua de baja salinidad es una mayor recuperación de petróleo. Sin embargo, los principales inconvenientes se presentan debido a la complejidad de formulación e impacto ambiental.
- Se debe tener en cuenta la influencia de otros minerales diferentes a los minerales arcillosos, por ejemplo, feldespatos plagioclasa y minerales de sulfato de calcio en el estado de mojabilidad inicial del yacimiento y en las reacciones de alteración de la mojabilidad ya que la presencia de estos minerales afecta directamente la alteración o no de la mojabilidad cuando se inyecta agua de baja salinidad.

- Los principales parámetros químicos de la salmuera de agua de baja salinidad que favorecen la acción de los mecanismos fisicoquímicos para lograr una mayor recuperación de petróleo son: la composición iónica, la concentración TDS y el pH del LSW.
- Una mayor recuperación por el método híbrido LSW-Surfactantes respecto a la inyección con salmuera de baja salinidad se debe al efecto conjunto de alteración de la mojabilidad y la reducción de la tensión interfacial.
- La condición de pH ácido en el yacimiento es necesario para que haya una mayor probabilidad de que los componentes orgánicos protonados del petróleo estén adheridos a la superficie mineral, por ende, al momento de realizar la inyección de agua de baja salinidad se logre evidenciar una mayor recuperación de petróleo, pues bajo estas condiciones se hace más probable que el escenario en el yacimiento sea de una mojabilidad mixta, por aceite o ligeramente por agua.
- La revisión literaria mostró que la alcalinidad del agua producida al ser evaluada químicamente, sugiere que el mecanismo de aumento local de pH actuó favorablemente en la recuperación mejorada del petróleo, gracias al intercambio catiónico en la superficie mineral, y, por ende, en la alteración de la mojabilidad hacia una mayor preferencia al agua.
- La alteración de la mojabilidad hacia condiciones de mayor preferencia al agua, es considerada por la literatura como producto del efecto conjunto de los demás mecanismos EOR propuestos.
- La ausencia de cationes divalentes en la composición de LSW favorece mayores cambios en la mojabilidad hacia condiciones más mojadas por agua y en el fluido LSW-Surfactante no permite una mayor pérdida de surfactantes por retención.

6. Recomendaciones

- Realizar ensayos experimentales en muestras de núcleo arenisca para evaluar el comportamiento de la inyección de agua de baja salinidad en aras de ampliar el conocimiento sobre esta tecnología.
- Estudiar las posibles ventajas y desventajas de usar otros tipos de surfactantes como remplazo de los surfactantes convencionales en el método híbrido de recuperación química mejorada del petróleo LSW-Surfactantes.
- Investigar la aplicación de agua de baja salinidad en conjunto con nanopartículas y su efecto sobre las interacciones COBR y alteración de la mojabilidad.

Referencias

- Aghaeifar, Zahra, Skule Strand, Tor Austad, Tina Puntervold, Hakan Askulu, Kine Navratil, Silje Storas, and Dagny Hamso. 2015. "The Influence of Formation Water Salinity/Composition on the Low Salinity EOR Effect in High Temperature Sandstone Reservoirs." <https://doi.org/https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b01621>.
- Alagic, Edin, and Arne Skauge. 2010. "Combined Low Salinity Brine Injection and Surfactant Flooding in Mixed-Wet Sandstone Cores." *Energy and Fuels*. <https://doi.org/10.1021/ef1000908>.
- Alagic, Edin, Kristine Spildo, Arne Skauge, and Jonas Solbakken. 2011. "Effect of Crude Oil Ageing on Low Salinity and Low Salinity Surfactant Flooding." *Journal of Petroleum Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.06.021>.
- Alvarado, Douglas A., and Carlos Banzér. 2013. *Recuperación Térmica de Petróleo*. Edited by Adafel Rincon Mora. *Journal of Chemical Information and Modeling*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>.
- Anchicoque Niño, Andrés Felipe, and Vanesa Torres Ramos. 2018. "Evaluación Del Efecto de La Dureza Sobre La Tensión Interfacial de Sistmas Crudo-Agua Para Mezclas Binarias de Surfactantes En La Recuperación Mejorada de Hidrocarburos." <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/7556065%0Ahttp://www.pubmedcentral.nih.gov/articlerender.fcgi?artid=PMC394507%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j.humphath.2017.05.005%0Ahttps://doi.org/10.1007/s00401-018-1825-z%0Ahttp://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/27157931>.
- Araz, A., and F. Kamyabi. 2015. "Experimental Study of Combined Low Salinity and Surfactant Flooding Effect on Oil Recovery." <https://doi.org/10.2118/175614-ms>.
- Austad, Tor, Tina Puntervold, Skule Strand, and Ivan Dario Piñeres Torrijos. 2017. "Smart Water EOR: Beneficios y Aplicaciones En Reservorios Clásticos y Carbonatos."
- Austad, Tor, Alireza RezaeiDoust, and Tina Puntervold. 2010. "Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs." <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/129767-MS>.
- Bernard, George G. 1967. "Effect of Floodwater Salinity on Recovery of Oil from Cores Containing Clays." *Society of Petroleum Engineers - SPE California Regional Meeting, CRM 1967*. <https://doi.org/10.2523/1725-ms>.

- Botett Cervantes, Jesús Alberto. 2017. "Evaluación Del Efecto de La Mojabilidad Sobre La Retención de Surfactante a Partir de Desplazamientos En Medios Porosos." <https://doi.org/10.1016/j.tmaid.2020.101607><https://doi.org/10.1016/j.ijsu.2020.02.034><https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/cjag.12228><https://doi.org/10.1016/j.ssci.2020.104773><https://doi.org/10.1016/j.jinf.2020.04.011><https://doi.org/10.1016/j.jinf.2020.04.011>
- Donaldson, Erle C. 1989. "Enhanced Oil Recovery, II: Processes and Operations." <http://eureka.slb.com:2056/lib/tellus/reader.action?docID=10258538>.
- Doust, Alireza Rezaei, Tina Puntervold, and Tor Austad. 2011. "Chemical Verification of the EOR Mechanism by Using Low Saline/Smart Water in Sandstone." *Energy and Fuels*. <https://doi.org/10.1021/ef200215y>.
- Garzanti, Eduardo. 2019. "Petrographic Classification of Sand and Sandstone." *Earth-Science Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2018.12.014>.
- Green, Don W., and G. Paul Willhite. 2018. *Enhanced Oil Recovery. Geothermics*. Second Edi. Vol. 19. Society of Petroleum Engineers.
- Hosseinzade Khanamiri, Hamid, Ida Baltzersen Enge, Meysam Nourani, Jan Åge Stensen, Ole Torsæter, and Nanji Hadia. 2016. "EOR by Low Salinity Water and Surfactant at Low Concentration: Impact of Injection and in Situ Brine Composition." *Energy and Fuels*. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b02899>.
- Katende, Allan, and Farad Sagala. 2019. "A Critical Review of Low Salinity Water Flooding: Mechanism, Laboratory and Field Application." <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.01.037>.
- Kia, S. F., H. S. Fogler, and M. G. Reed. 1987. "Effect of PH on Colloidally Induced Fines Migration." *Journal of Colloid And Interface Science*. [https://doi.org/10.1016/0021-9797\(87\)90444-9](https://doi.org/10.1016/0021-9797(87)90444-9).
- Kim, Youngmin, Changkyun Kim, Jihwan Kim, Youngdoo Kim, and Jeonghwan Lee. 2020. "Experimental Investigation on the Complex Chemical Reactions between Clay Minerals and Brine in Low Salinity Water-Flooding." *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2020.05.027>.
- Lager, A., K. J. Webb, C. J.J. Black, M. Singleton, and K. S. Sorbie. 2006. "Low Salinity Oil Recovery - An Experimental Investigation." *Petrophysics*.
- Lake, Larry W. 1989. *Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall.

- Ligthelm, D., J. Gronsveld, J. Hofman, N. Brussee, F. Marcelis, and H. Van Der Linde. 2009. "Novel Waterflooding Strategy by Manipulation of Injection Brine Composition (SPE-119835)." <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/119835-MS>.
- Mamonov, A., S. Strand, and T. Puntervold. 2019. "Effect of Formation Water Composition on Initial Wetting and Smart Water EOR Potential in Sandstones." *IOR 2019 - 20th European Symposium on Improved Oil Recovery*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900167>.
- Mamonov, Aleksandr, Tina Puntervold, and Skule Strand. 2017. "EOR by Smart Water Flooding in Sandstone Reservoirs - Effect of Sandstone Mineralogy on Mnitial Wetting and Oil Recovery." *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017*. <https://doi.org/10.2118/187839-ms>.
- Mcguire, P L, J R Chatham, F K Paskvan, D M Sommer, F H Carini, and B P Exploration. 2005. "Low Salinity Oil Recovery : An E Xciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope. (SPE 93903)." <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/93903-MS>.
- Nasralla, Ramez A., Mohammed B. Alotaibi, and Hisham A. Nasr-El-Din. 2011. "Efficiency of Oil Recovery by Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs." *Society of Petroleum Engineers Western North American Regional Meeting 2011*. <https://doi.org/10.2118/144602-ms>.
- Nasralla, Ramez A., and Hisham A. Nasr-El-Din. 2014. "Double-Layer Expansion: Is It a Primary Mechanism of Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding?" <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/154334-PA>.
- Ochi, Jalel, and Jean-francois Vernoux. 1998. "Permeability Decrease in Sandstone Reservoirs by Fluid Injection Hydrodynamic and Chemical Effects." [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0022-1694\(98\)00169-3](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0022-1694(98)00169-3).
- Piñerez Torrijos, Iván Darío. 2017. *Enhanced Oil Recovery from Sandstones and Carbonates with "Smart Water."* <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.33863.09121>.
- Quan, Xie, Liu Qingjie, Ma Desheng, and Wu Jiazhong. 2012. "Influence of Brine Composition on C/B/R Interactions and Oil Recovery in Low Permeability Reservoir Cores." *The 33rd Annual IEA EOR Conference and Symposium, Regina, Canada*.
- Reinholdtsen, A. J., A. R. RezaeiDoust, S. Strand, and T. Austad. 2011. "Way Such a Small Low Salinity EOR - Potential from the Snorre Formation?" *16th European Symposium on Improved Oil Recovery 2011*, no. April. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201404796>.

- Shabib-Asl, Abdolmohsen, Mohammed Abdalla Ayoub, Ismail Mohd Saaid, and Pedro Paulo Jose Valentim. 2015. "Experimental Investigation into Effects of Crude Oil Acid and Base Number on Wettability Alteration by Using Different Low Salinity Water in Sandstone Rock." *Journal of the Japan Petroleum Institute*. <https://doi.org/10.1627/jpi.58.228>.
- Sheng, James J. 2011. *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice*.
- Stosur, George J., J. Roger Hite, Norman F. Carnahan, and Karl Miller. 2003. "The Alphabet Soup of IOR, EOR and AOR: Effective Communication Requires a Definition of Terms." *Proceedings - SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific*. <https://doi.org/10.2118/84908-ms>.
- Tang, Guo Qing, and Norman R. Morrow. 1999. "Influence of Brine Composition and Fines Migration on Crude Oil/Brine/Rock Interactions and Oil Recovery." *Journal of Petroleum Science and Engineering*. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(99\)00034-0](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(99)00034-0).
- Winsauer, W. O., and W. M. McCardell. 2003. "Ionic Double-Layer Conductivity in Reservoir Rock." *SPE Reprint Series*.
- Xie, Quan, Ali Saeedi, Ehsan Pooryousefy, and Yongbing Liu. 2016. "Extended DLVO-Based Estimates of Surface Force in Low Salinity Water Flooding." <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.molliq.2016.06.004>.
- Yildiz, Hasan O., and Norman R. Morrow. 1996. "Effect of Brine Composition on Recovery of Moutray Crude Oil by Waterflooding." *Journal of Petroleum Science and Engineering*. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(95\)00041-0](https://doi.org/10.1016/0920-4105(95)00041-0).
- Yu, M., A. Zeinijahromi, P. Bedrikovetsky, L. Genolet, A. Behr, P. Kowollik, and F. Hussain. 2018. "Effects of Fines Migration on Oil Displacement by Low-Salinity Water." *Journal of Petroleum Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.005>.