

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**ANÁLISIS DE LA MOJABILIDAD EN LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA
Y TERCEARIA EN RESERVORIO DE ARENISCAS**

PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentado por:

**Leonardo Jesús León Yáñez
Pablo Luis Siguenza Gutierrez**

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2020-2021

Dedicatoria

A mis padres que han sido la base fundamental de todo el apoyo que he tenido en mi vida.

A todas las personas que se esfuerzan día a día por lograr sus metas, más aún cuando tienen que atravesar circunstancias desfavorables.

A mi abuelo Ignacio León, un consejero de la vida que lo llevo en el corazón, recordando sus últimas palabras.

A mis sobrinos, sobrinas y toda mi familia que viene detrás de mí, aportando el conocimiento adquirido para sus vidas y siendo ejemplo para ellos.

Para aquellos amigos, compañeros que decidieron estudiar una carrera que por circunstancias de la vida tuvieron que dejarla y en casos más extremos ya no están con nosotros.

Leonardo J. León Yáñez

Dedicatoria

Este trabajo de investigación está dedicado con mucho cariño para mis padres Dr. Jaime Siguenza y Narcisa Gutierrez que día a día aportaron de manera especial todas las formas necesarias para permitirme llegar a cumplir mi meta. A mis tres hermanos Jaime (Mito) Siguenza, José (Beto) Siguenza y Bill Siguenza que de manera incondicional aportaron en mi crecimiento académico. A mi novia Gianella Avilez por su cariño, paciencia y apoyo. A mis amistades de Guayaquil y Pasaje que me han brindado una amistad pura durante mi etapa de formación.

A mi sobrino Ryan Siguenza, a quien quiero mucho y esperando verlo triunfar en su vida académica.

Pablo L. Sigüenza Gutierrez

Agradecimientos

*“ ¿No te he ordenado, se fuerte, se valiente? Así que no temas, no te desanimes, porque YO tu Padre estaré contigo donde quiera que vayas”
Josué 1:9*

Sin duda alguna, eres el único que todo lo hace posible, sin ti nada somos. Gracias Padre.

Agradezco al Sr Cesar Leon y la Sra. Silvia Yanez por su amor, sacrificio y entrega para mi vida. Lo fundamental que fueron y son para lograr esta meta que nos pertenece. Por la mejor escuela que tuve llena de buenos valores y principios llamada Hogar. Gracias Papá, gracias Mamá.

Agradezco a mi hermano, mi hermana, mi enamorada y todas las personas que forman parte de mi familia y estuvieron conmigo en todo este proceso.

Gracias Ing. Fernando Sagnay, Ing. Danilo Arcenales por toda su ayuda y conocimientos brindados

Gracias Kenny Escobar, ingeniero y gran amigo. Y gracias a ti mi hermano Pablo Sigüenza.

Leonardo J. León Yanez

Agradecimientos

Agradecido eternamente con Dios por haberme permitido llegar a cumplir mi objetivo con salud y junto a las personas que más quiero, mi familia.

A mis padres que son mi pilar de este logro, por haberme brindado todo el apoyo para verme triunfar.

A mis compañeros de clase, que durante el transcurso de los semestres estuvieron predispuestos en compartir conocimientos y ayudar al prójimo.

Agradecido con la persona que elegí para darle sentido a cada reto que se me presenta y por ser mi guía en cada decisión tomada, a ti mi novia Gianella Avilez.

Agradezco a mis tutores Ing. Danilo Arcentales, Ing Fernando Sagnay por su tiempo y paciencia para llevar a cabo este proyecto de investigación.

Agradezco a mi gran amigo y compañero de tesis Leonardo Leon por su aporte brindado.

Pablo L. Sigüenza Gutierrez

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y exploración, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución. Leonardo León y Pablo Luis Siguenza Gutierrez damos nuestro consentimiento para que ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual.”

Leonardo León

Pablo L. Siguenza Gutierrez

EVALUADORES

Msc. Fernando Sagnay

Msc. Danilo Arcentales

RESUMEN

En la actualidad con el interés de incrementar la producción para contrarrestar la caída del precio del petróleo, se vuelve un reto en contra tiempo en las compañías petroleras para aprovechar la fuente de energía que se vuelve más demandante en la economía mundial. Es aquí donde nace la recuperación secundaria y terciaria, para incrementar la producción con la estrategia de modificar o alterar la mojabilidad, propiedad de la roca que permite efectuar una inundación eficiente de agua y químicos en la formación. Al tener una errónea estimación de mojabilidad afecta en el potencial de recobro. Por tal motivo, se destacó la importancia de una buena caracterización de la mojabilidad para yacimiento de areniscas.

El presente estudio es de tipo descriptivo, analítico y cualitativo basándose en representar de manera investigativa trabajos publicados tomando en cuenta el ángulo de contacto (AC), índice de Amott (imbibición espontanea) y nano-fluidos para determinar el rol de la mojabilidad en el yacimiento. La mojabilidad está relacionada con la afinidad que tenga el sustrato al agua o petróleo; sin embargo, para yacimientos clásticos se considera una mojabilidad al agua. El ángulo de contacto depende de la mineralogía del sustrato y temperatura. Por otro lado, para incrementar el factor de recobro por la alteración de la mojabilidad con el uso nano-partículas, dependerá del tamaño (nm) y la concentración(%wt) del nano-fluido. Como lo fue para el caso donde la nano-partícula de tamaño de 20nm con concentración de 3%wt obtuvo un factor de recobro del 79% a 0.6PV. Además, se afirma que una roca con una mojabilidad neutral con uso de Nano-partículas Polimérica de sílice de Mojado Neutral y nano-partícula polimérica de sílice hidrofóbica, tienden a alterar la mojabilidad con mayor facilidad e incrementa la recuperación de petróleo en la recuperación mejorada.

Alterar la mojabilidad con baja salinidad y nano-fluidos provee una solución tecnológica avanzada para las soluciones de EOR para contrarrestar los problemas de declinación de presión en pozos convencionales.

Palabras claves: mojabilidad, nano-partículas, alteración de la mojabilidad.

ABSTRACT

At present, with the interest of increasing production to counteract the fall in the price of oil, it becomes a counter-timed challenge for oil companies to take advantage of the energy source that is becoming more demanding in the world economy. This is where secondary and tertiary recovery is born, to increase production with the strategy of modifying or altering wettability, a property of the rock that allows efficient flooding of water and chemicals in the formation. Having a wrong estimate of wettability affects the potential for oil recovery. For this reason, the importance of a reliable characterization of wettability for sandstone reservoir was highlighted.

The present study is descriptive, analytical and qualitative, based on the investigative representation of published works taking into account the contact angle (AC), Amott's index (spontaneous imbibition) and nanofluids to determine the role of wettability in the reservoir. The wettability is related to the affinity of the substrate to water or oil; however, for clastic reservoirs a water wettability is considered. The contact angle depends on the mineralogy of the substrate and temperature. On the other hand, to increase the recovery factor due to the alteration of wettability with the use of nano-particles, it will depend on the size (nm) and the concentration (% wt) of the nano-fluid. As it was in the case where the 20nm nanoparticle with a concentration of 3% wt obtained a recovery factor of 79% at 0.6PV. In addition, it is stated that a rock with a neutral wettability with the use of Neutral Wetting Nano-particles (NWNP) and Hydrophobic lipophilic polysilicon nanoparticle, tend to alter wettability more easily and increase oil recovery in improved recovery.

Altering wettability with low salinity and nanofluids provides an advanced technological solution for EOR solutions to counteract pressure decline problems in conventional wells.

Keywords: wettability, nanoparticles, altered wettability.

CONTENIDO

RESUMEN.....	I
ABSTRACT	II
ABREVIATURAS.....	V
SIMBOLOGÍA.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
CAPÍTULO 1.....	1
1. Introducción	2
1.1 Descripción del problema.....	3
1.2 Justificación del problema	4
1.3 Objetivos	5
1.3.1 Objetivo General.....	5
1.3.2 Objetivos Específicos.....	5
1.4 Marco teórico.....	6
1.4.1 Imbibición y sus aspectos	6
1.4.2 Temperatura: ángulo de contacto y permeabilidad relativa	8
1.4.3 Efecto del agua en baja salinidad en la alteración de la mojabilidad	12
1.4.4 Cargas superficiales por salmuera con baja salinidad	14
1.4.5 Aporte de nano-partículas en la alteración de la mojabilidad.....	¡Error!
Marcador no definido.	
CAPÍTULO 2.....	16
2. Metodología	16
2.1 Tipo de Investigación.....	16
2.2 Diseño de la investigación.....	16
2.3 Metodología aplicada al caso de estudio.....	17

2.3.1	Efecto de la temperatura en la mojabilidad para el análisis de la permeabilidad relativa	17
2.3.2	Factor que controlan la alteración de la mojabilidad en arenisca: Calculo basado en la teoría DLVO	21
2.3.3	Análisis de la mojabilidad de manera cuantitativa que facilita la imbibición para una recuperación secundaria	29
2.4	Inyección de agua de baja salinidad	33
2.4.1	Descripción del campo para el desarrollo analítico	33
2.4.2	Metodología para el caso practico	35
CAPÍTULO 3.....		39
3.	Análisis	39
3.1	Alteración de la mojabilidad en reservorio de arenisca	39
3.2	Alteración de la mojabilidad con Nano-fluidos: tamaño(nm) y concentración wt% 43	
3.2.1	Nano-partículas: Imbibición espontanea de nano-partículas para alterar la mojabilidad	45
3.2.2	Nano-fluido: tensión interfacial y ángulo de contacto	47
3.3	Mojabilidad en la Imbibición para una recuperación secundaria	48
3.4	Ventajas del rol destacado de los nano-fluidos en la alteración de la mojabilidad para IOR y EOR	51
3.5	Análisis de resultados del estudio analítica obtenidos en la alteración de la mojabilidad al comparar agua de baja salinidad y alta salinidad	54
CAPÍTULO 4.....		59
4.	Conclusiones Y Recomendaciones	59
	Conclusiones.....	59
	Recomendaciones.....	60
BIBLIOGRAFÍA.....		60
APÉNDICES.....		¡Error! Marcador no definido.

ABREVIATURAS

AC ángulo de contacto

BAPD barriles de agua por día

DVLO Landau-Verwey-Overbeek

EDL fuerza eléctrica de doble capa

HLPN nano-partícula de sílice oleófila

IA indicia de Amott- Harvey

LHP lípido hidrófilos nano-partícula

LIL (Log Injection Log) registro de inyección

MFA microscopía de fuerza atómica NCP nano- partícula coloidal

NSP nano-partícula estructural

NWPN nano-partícula polimérica de sílice de mojado neutral

SCAL análisis de núcleo especial

TDS total de solidos disueltos

VDW fuerza de Van der Waals

WOR relación agua petróleo

SIMBOLOGÍA

ΔP presión capilar entre la fase mojante y no-mojante

Π presión de desjunte de la capa fina

σ tensión interfacial de fase mojante y no-mojante

J curvatura con respecto a las fuerzas repulsivas y atractivas

P_{std} presión estándar, atmosférica 14.7 psia

q_{std} caudal estándar, 1ft/día o 0.1 ml/min, velocidad de desplazamiento de fluido inmiscibles

S'_W normalización de saturación de agua

S_N saturación de agua normalizada

F_A fuerza de atracción de Van der Waals

F_h fuerza estructural o hidratación

F_d es la fuerza eléctrica doble capa

k_B = constante de Boltzman= $1.380662 \times 10^{-23} \text{ JK}^{-1}$

ϵ_0 permisividad dieléctrica, petróleo

ϵ_w permisividad dieléctrica, agua

ϵ_s permisividad dieléctrica salmuera y roca

ξ_i zeta potencial

n_b es la densidad total de iones (iones/m³)

κ longitud inversa Debye

ϵ permitividad dieléctrica del agua $7.0 \times 10^{-10} \text{ C}^2/\text{N m}^{-2}$

N_A número de Avogadro

I fuerza iónica con respecto

σ tensión interfacial entre líquidos

σ_{ns} tensión interfacial entre superficie y fluido no mojante

σ_{ws} tensión interfacial entre superficie y fluido mojante

Θ ángulo de contacto

λ^* característica de movilidad

L_c longitud caracterizada por el tamaño, forma y límites de la muestra (m)

M^* relación de la movilidad

V_{wnat} volumen desplazado de agua por imbibición espontanea

%RF factor de recobro
 μ viscosidad, cp
Iw índice de agua- Amott-Harvey
nc número de capilaridad
nm nanómetro
Np petróleo producido, bls
Pv volumen poroso
Qo producción de petróleo, bl/día
Qw producción de agua, bl/día
Rim factor de recobro por imbibición
Sor saturación residual de petróleo
Swi saturación irreducible de agua
td tiempo adimensional
Vofo volumen desplazado forzado por agua
Vonat volumen de petróleo desplazado por imbibición
Vosp volumen de petróleo desplazado espontáneamente
Vwfo volumen desplazado forzado por petróleo
Vwsp volumen de agua desplazado espontáneamente
Wi agua inyectada, bl
Wp agua producida. bl
Wt% concentración, porcentaje peso neto
 $\Pi(h)$ presión de desjunte
 Φ porosidad, %

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Equipos para medir el ángulo de contacto	41
Figura 3.2 Ángulo de contacto de agua caliente y vapor (steam) para alterar la mojabilidad	42
Figura 3.3 Muestra de núcleo mojada al petróleo al estar en contacto con gotas de agua.	46
Figura 3.4 Comparación de la permeabilidad relativa para diferentes Índices de Amott (IA= 0.24 que muestra la condición inicial del yacimiento con agua connata; IA=0.80 que muestra la condición del petróleo residual). Sus líneas punteadas son la permeabilidad relativa en condicione de reservorio	50
Figura 3.5 Frente del agua con respecto a la saturación del agua para (azul) alta salinidad (AS) y (verde) baja salinidad (BS)	54
Figura 3.6 curva de permeabilidad relativa, (anaranjado) inyección de agua de alta salinidad (AS) y (azul) agua de baja salinidad (BS).....	55
Figura 3.7Factor de recobro entre agua de baja salinidad(anaranjado) y alta salinidad (azul)	58

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Ecuaciones utilizadas para el análisis de la permeabilidad relativa de acuerdo a la literatura.....	20
Tabla 2.2 Resumen de las ecuaciones para el cálculo basado en la teoría DLVO	24
Tabla 2.3 Ecuaciones para el cálculo de fuerza de VAN DER WAALS (VDW)	26
Tabla 2.4 Relación entre mojabilidad, desplazamiento y el índice de Amott-Harvey (Anderson, 1988).....	31
Tabla 2.5 Propiedades petrofísicas de la arena Ui	34
Tabla 2.6 Datos para el cálculo analítico	34
Tabla 2.7 Composición de la salmuera (Al-Saedi et al., 2018)	35
Tabla 2.8 Antes de la ruptura	37
Tabla 2.9 Al momento de la ruptura	37
Tabla 2.10 Después de la ruptura	38
Tabla 3.1 Resumen de resultados del ángulo de contacto para determinar la mojabilidad a diferentes temperaturas.....	43
Tabla 3.2 Resultado al momento de la ruptura y posterior a la ruptura para agua de alta salinidad (AS) y agua de baja salinidad (BS).....	56

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Después de la depletación del pozo de manera natural, una de las prácticas a realizarse consiste en la inyección de agua para desplazar el residuo de petróleo en la formación. El agua inyectada, en muchos de los casos es el agua producida por la formación, la cual permite desplazar el petróleo y mantener la presión del reservorio. No obstante, después de la inyección de agua de formación, un gran porcentaje de petróleo residual permanece en el reservorio. Por ende, se han desarrollado métodos y mecanismos para aumentar el factor de recobro. Donde se cuentan con los más usados como los polímeros, surfactantes, alcalinos y por último considerado en la recuperación secundaria y terciaria la inyección de salmuera con menor contenido de sal, pero ¿cuán eficiente resulta este método para la recuperación de hidrocarburo?

Los nano-partículas, con sus características de moverse libremente a través del medio poroso debido a su pequeño tamaño de partícula, ha revolucionado en los métodos de extracción de petróleo en los últimos años ofreciendo soluciones a problemas como el incremento de la producción de petróleo, siendo cada vez más eficientes y con un propósito importante en esta ocasión de alterar la mojabilidad de la roca. Parámetro propio de la roca que permite desprender la mayor cantidad de petróleo, permitiendo que la roca tenga preferencia al agua en la recuperación terciaria.

El factor de recobro depende de las características físicas del yacimiento, un método acorde para incrementar la producción en la recuperación secundaria por inyección de agua proporciona un incremento en términos de rentabilidad. La recuperación de petróleo por medio de mecanismo de empuje ya sea por empuje de pistón con fuga, permite mover el petróleo hasta la zona productora. Cada yacimiento tiene su propio mecanismo de empuje, entonces, para predecir el comportamiento de la distribución de los fluidos en el reservorio es importante entender el mecanismo que gobierna el comportamiento de los fluidos.

La mojabilidad es la propiedad petrofísica más analizada donde no solo depende de la naturaleza de los fluidos inmiscibles, sino también, del tipo de minerales con el cual está en contacto. En efecto, la mojabilidad ha sido descrita como la única variable más importante que afecta el historial de recobro en una

inundación de agua. La mojabilidad de una superficie se define como la preferencia relativa de la superficie sólida a ser cubierta por uno de los fluidos con los cuales se encuentra en contacto (De Ferrer, 2001).

El posible enfoque que se quiere llegar a obtener con esta investigación es llegar a concluir los factores que generan una alteración en la mojabilidad, y en qué forma generan una recuperación mejorada eficiente por inyección de agua y nanofluidos en una roca moja al agua o petróleo.

Al considerar el agua como fluido inmiscible, es de mucha necesidad analizar la composición del fluido para medir su ángulo de contacto al estar en contacto con la superficie de la roca donde la presión capilar actúa como una barrera después de un inyectado de agua para desplazar el petróleo (Roustaei et al., 2012)

En esta investigación, se enfoca en presentar un análisis útil para el entendimiento de la mojabilidad, detallando su evaluación e interacción con las propiedades de la roca arenisca como la mineralogía, las fuerzas de atracción y repulsión entre petróleo y salmuera como elemento determinante en un proceso de inyección de agua.

1.1 Descripción del problema

La industria petrolera se ha enfocado en buscar y desarrollar nuevas tecnologías con el objetivo de aumentar el factor de recobro, de tal forma, para alcanzar esta meta se hace necesario sumergirse en el estudio de las características del yacimiento y de los fluidos, para lograr un mejor entendimiento del mismo para la extracción de los hidrocarburos.

Para la inyección de agua, se considera el contacto de ángulo como factor de importancia que gobierna la mojabilidad. Es necesario recalcar que la presencia de minerales arcillosos puede afectar la inundación en la recuperación secundaria, ya que las impurezas como las arcillas están presentes dentro la roca arenisca. Los minerales exhiben una carga superficial negativa permitiendo una efectiva inundación (Castañeda et al., 2012). Por otra parte, la salinidad del agua de la formación también tiene un impacto en la imbibición (Y. Liu et al., 2016). La mayor parte de las investigaciones realizadas se han centrado en el análisis de aspectos que influyen en la imbibición (Al-Saedi et al., 2018; Blake & Coninck, 2004; Huh et

al., 2019; X. Liu et al., 2019) cuya prueba por imbibición espontánea y forzada da la característica del fluido mojante para una mojabilidad heterogénea.

Para la caracterización de la mojabilidad en el yacimiento, es necesario hacer un estudio de las propiedades de la roca, las propiedades de los fluidos y las propiedades de interacción roca-fluido. Además, el conocimiento de la mineralogía, entre otros factores, es también de gran importancia en la caracterización de la mojabilidad ya que ésta puede alterarla (Kafili Kasmaei & Rao, 2015). Un análisis erróneo de la mojabilidad puede resultar en una validación incorrecta en las propiedades de la roca, tal como la permeabilidad relativa, llevando a un error en el potencial de recobro. Por tal motivo, se destaca la importancia de una buena caracterización de la mojabilidad para yacimiento de areniscas.

1.2 Justificación del problema

La industria petrolera a nivel mundial se propone como reto el aumento de su producción diaria que beneficia al país de manera económica. Esto parte, gracias a los avances en la tecnología que permite que se vuelve más eficaz el estudio del reservorio para implementar algún método que ayude aumentar su recobro. Para enfrentar a la declinación de presión, es necesario intervenir en el yacimiento, mediante el suministro de energía, mediante la inyección de agua.

El conocimiento de la distribución de fluidos en el espacio poroso de la roca permite saber el fluido que conlleva mayor adherencia a la roca, denominándolo como fluido mojante con mayor movilidad dentro del espacio poroso. Como consecuencia, facilitara una manera de recobro optimo en términos de rentabilidad.

Las rocas yacimiento comprenden en si varios tipos de minerales, siendo que cada uno de ellos tenga su preferencia a ser mojado por agua o por petróleo. Son estructuras complejas, que a menudo comprenden una diversidad de tipos de minerales (Wael et al., 2007). La investigación de la mojabilidad de la roca ha crecido radicalmente, ya que se quiere tener mejores resultados en laboratorio y expandir el conocimiento en la relación

roca-fluido para una recuperación secundaria y terciaria que beneficie en el desplazamiento del petróleo.

La inyección de agua, si bien es cierto, es un proceso que puede ayudar a mantener el flujo de producción e incrementar el factor de recobro. Es una práctica que depende de la mojabilidad de la roca, parámetro que debe ser cuantificado para obtener resultado de inundación favorables.

En el país, algunos campos del oriente ecuatoriano producen en la actualidad principalmente de los reservorios U, T y Hollín (Chávez & Ganán, 2019); además, la mayoría de pozos producen un alto corte de agua. En un campo petrolero del Ecuador llega a producir alrededor de 12,711.66 (BAPD) del cual 25% pertenece a la producción de petróleo por día (Freire, 2010). Una alta relación agua-petróleo (WOR), afecta directamente la productividad del pozo por la migración de finos (De Ferrer, 2001, p.294). Lo cual requiere posteriormente, gestionar un tratamiento adecuado del agua para ser reinyectado o inyectado para recuperación secundaria. El agua de Hollín es de baja salinidad y puede ser aprovechado para la inyección en cualquier formación (Chávez & Ganán, 2019).

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Evaluar la mojabilidad en reservorio de arenisca por medio de revisión bibliográfica, con el fin de comprender la efectiva interacción del agua con la roca, al inyectar agua para una recuperación secundaria y terciaria ante la saturación residual de petróleo.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Analizar los factores que determinan la alteración de la mojabilidad en reservorio de arenisca a diferentes temperaturas.
- Analizar la influencia de la mojabilidad en la imbibición para una recuperación secundaria.

- Identificar el destacado rol de los Nano-fluidos en la alteración de la mojabilidad.
- Evaluar el efecto de la mojabilidad al inyectar agua de baja salinidad por el método de predicción de Buckley y Leverett.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Imbibición y sus aspectos

La distribución y el flujo de fluidos en el reservorio tienen un impacto significativo en la producción de petróleo. Las mediciones en laboratorio del fluido que fluye en medios porosos muestran que la distribución de los fluidos depende de las propiedades de la matriz de la roca y las características del fluido presente.

La imbibición es la entrada de la fase mojante y el desplazamiento de la fase de no mojante en los medios porosos bajo las fuerzas de la presión capilar y la fuerza de flotación. La imbibición se puede dividir en imbibición co-corriente e imbibición contra-corriente de acuerdo con la dirección del flujo. (Mattax & Kyte, 1962)

Bourblaux & Kalaydjian, (1990) mostraron que en la contra-corriente la producción de petróleo fue pequeña en la cara de entrada del extremo inferior de un núcleo de arenisca cuando la cara superior se expuso al petróleo. En los últimos años, otros grupos de investigación comenzaron a centrarse en la imbibición de OEO (one end open) y TEO (two end open) por lo que el patrón de flujo en el núcleo es lineal. Es de recalcar que la mayor fracción de recuperación de petróleo se da por co-corriente de imbibición espontánea bajo la condición límite TEO-OW (two end open- oil-water) (Meng et al., 2017). Por otro lado, en la imbibición contra-corriente la recuperación de petróleo es pequeña ya que este no depende del aumento de viscosidad de petróleo para medios porosos (Meng et al., 2017).

La imbibición en una formación consolidada es mucho mayor que la arenisca debido a la alta presión capilar (Shuai Li et al., 2017). Además, Li et al. (2017) mencionan que la presión capilar desempeña el papel dominante en la imbibición. La influencia de la gravedad es mucho mayor en la arenisca de alta permeabilidad que en una formación consolidada.

Una inundación de agua eficiente en capas fuertemente mojada por petróleo necesita una mayor presión de agua para poder desplazar el petróleo de las partes porosas más compactadas. Cuando comienza la inundación de agua, el agua forma rápidamente capas en crecimiento en zonas mojadas de agua, y canales continuos a través del centro de los poros más grandes en las secciones mojadas de petróleo permitiendo un avance temprano del agua. A medida que la inyección de agua continúa y la presión se acumula, el agua invade los poros más pequeños y el petróleo se produce gradualmente. (Mohammadmoradi & Kantzas, 2016)

Otros resultados demuestran que las características de mojabilidad más fuertes conducen a una mayor recuperación de petróleo debido al desplazamiento de petróleo por las altas fuerzas capilares dentro de los poros finos (Mohammadmoradi & Kantzas, 2016). El petróleo remanente conectado en porciones mojadas mixtas, que llenan espacios de poros bien conectados se da en consecuencia que el fluido mojante tiende a viajar a través de los poros más pequeños y menos permeable, mientras que el fluido no mojante viaja fácilmente dentro de los poros más grandes (Andrew et al. 2014). En las saturaciones bajas de la fase no mojante, la fase mojante bloquea las gargantas y restringe el flujo de la fase no mojante como “glóbulos discontinuos en los poros más grandes” (Masalmeh, 2003; Mohammadmoradi & Kantzas, 2016). Adicionalmente, en los resultados de investigación en varios núcleos de diferente mojabilidad por Jing et al. (2019) indican que no importa el tipo de mojabilidad ya sea mixta o por agua, el agua puede ser absorbida espontáneamente y por consecuencia expulsar el petróleo.

Por otro lado, se pueden evitar muchos problemas en el seguimiento de la mojabilidad y la imbibición en la recuperación de petróleo. Si la imbibición se define como un aumento en el porcentaje de saturación del espacio poroso, S_{wi} , de la fase acuosa, como preferencia el agua, pero también solución salina, surfactante o polimérica. La imbibición aumenta significativamente cuando el ángulo de contacto en la mojabilidad disminuye. (Jing et al., 2019; Zhou et al., 2017)

La imbibición se clasifica en tres tipos: imbibición pseudo-cuasistática, imbibición espontánea e imbibición forzada dinámica (Morrow & Mason, 2001). Para la recuperación de petróleo, a menudo se observa que el agua desplaza parcialmente al petróleo por imbibición espontánea, pero un aumento adicional en la saturación del agua solo se puede lograr con un cambio en el signo y un aumento en la presión capilar aplicada. Este tipo de medición se denomina imbibición forzada pseudo-cuasistática (Morrow & Mason, 2001). Para el análisis entre los espontáneo y forzada se puede analizar con respecto a la presión capilar.

Batycky et al. (1981) y Buckley et al. (2007) coinciden que la presión capilar es de significativa importancia y debe ser usada para medir la mojabilidad. La presión capilar indica el antes de que pueda ocurrir la entrada de la fase no mojante a un $\Delta P_c = 0$, es decir una transición en la mojabilidad mixta. Para una mojabilidad por agua ΔP_c se mantiene positivo, el fluido mojante se desplaza a lo largo de la roca y a su vez su saturación aumenta y la presión aumenta permitiendo desplazar la zona no mojante metiéndose en los espacios más pequeños disminuyendo la saturación de petróleo. En la mojabilidad mixta se puede determinar dos curvas convexas y cóncavas en sus saturaciones; convexa para la fase mojante y cóncava para la no mojante (Jill S Buckley et al., 2007).

1.4.2 Temperatura: ángulo de contacto y permeabilidad relativa

1.4.2.1 Ángulo de contacto

La temperatura tiene un enlace con la medición del ángulo de contacto para determinar el tipo de mojabilidad de la roca, factor que no podemos dejar a un lado. Para la inyección de agua de baja salinidad a temperaturas altas mayor a 100 grados Celsius (212°F) muy poco se ha investigado, más bien, se ha investigado en la mayoría en reservorio de temperaturas bajas (Q. Xie et al., 2017). En los últimos años se han desarrollado varios estudios con respecto a la relación temperatura y ángulo de contacto brindando resultados favorables.

Lu et al. (2017) hace referencia en que la temperatura puede significativamente afectar la mojabilidad. Un estudio basado en la comparación de la mojabilidad en un sistema roca/agua/ bitumen entre el

cuarzo y calcita a diferentes presiones, Rajayi and Kantzas(2009) concluyeron que la mojabilidad es mojada al agua cuando existe bajas temperatura, y que la naturaleza de la mojabilidad varia a medida que aumenta la temperatura.

Por otro lado, Lu et al.(2017) reportan en su investigación que variando la temperatura el ángulo de contacto no se nota tan afectado en mica y en cuarzo, resaltando que para diferentes tipos de sustrato la temperatura puede causar un efecto en la medición de ángulo de contacto. Adicionalmente, Y. Liu et al. (2016) señalan que la medición de ángulo de contacto incrementa a medida que se incrementa la temperatura de 60°C a 140°C al tener un incremento de 28° a 33° haciendo que la superficie de la roca sea menos mojada al agua. Pero, mas significativo lo hace la composición química del agua que permite que la permeabilidad de la roca sea fuertemente mojada al agua. Tiab & Donaldson, (2004) reafirma al examinar el efecto de la mojabilidad con respecto a la temperatura en el exponente de la saturación de Archie, que las propiedades químicas y físicas de la superficie de la roca influye a variar la mojabilidad al incrementar la temperatura. Demostrando que a altas temperaturas, la roca cambia a ser un sistema mojado al agua; totalmente contradiciendo lo expuesto por Y. Liu et al. (2016).

La composición química del agua también ha llegado a dar grandes impactos con respecto al ángulo de contacto y temperatura en la formación. En una investigación basada en la efectividad del agua de baja salinidad a altas temperaturas del reservorio para determinar la alteración de la mojabilidad, se dio a conocer que la composición química del agua influye más que la presión y temperatura del reservorio (Q. Xie et al., 2017). En el estudio realizado por Xie et al. (2017), en reservorio de areniscas caracterizado por presencia de Caolinita, examinaron los efectos de la solución iónica acuosa con: la salmuera de la formación, salmuera diluida 100 veces y el agua suavizada. Dando como consecuencia que el ángulo de contacto se “incrementa levemente con la temperatura y la presión tiene un mínimo efecto,” de tal manera como afirmó Wang y Gupta (1995) que el ángulo de contacto no es sensible a los cambios de presión. La efectividad

de la inundación de agua a baja salinidad permite que disminuya significativamente el ángulo de contacto, ya que teóricamente el ángulo de contacto es una función de la presión de desjunte (disjoining Pressure) por las fuerza de expansión de doble capa, la fuerza de atracción de Van-der-Waal y la fuerza estructural (Hirasaki, 1991) para considerar que la roca sea fuertemente mojada al agua al alterar la mojabilidad.

Consideremos la clasificación de la mojabilidad con respecto al ángulo de contacto de acuerdo a Fanchi (2010) en la tabla 1.1

Tablas 1.1 Mojabilidad de la roca respecto al ángulo de contacto.

Condición de Mojabilidad	ángulo de contacto (grados)
Fuertemente mojado por el agua	0-30
Moderadamente mojado por agua	30-75
Naturalmente mojado	75-105
Moderadamente mojado en petróleo	105-150
Fuertemente mojado en petróleo	150-180

1.4.2.2 Permeabilidad Relativa

Según Esmaili et al. (2019) el aumento de la temperatura puede afectar la permeabilidad relativa solo de dos maneras:

“cambia la conductividad del espacio poroso ocupado al alterar la geometría del poro.

Redistribuir los dos fluidos dentro del espacio poroso cambiando el capilar y otras fuerzas que controlan la distribución del fluido” (p.267)

De acuerdo a lo mencionado, la permeabilidad relativa va ser afectada por la segunda manera, por el parámetro que influyen en la distribución de los fluidos como la fuerza de tensión interfacial. Además, se considera que la permeabilidad relativa puede o no cambiar con respecto a la temperatura (Esmaeili et al., 2019) pero esto a la vez se ha convertido en un análisis contradictorio. En el estudio realizado por Zhang et al. (2017) indican que la relación entre temperatura y permeabilidad relativa es directamente proporcional, como lo determinaron ellos dentro de un límite de temperatura de 40°C y 52°C . Al ser mayor de 52°C la permeabilidad relativa disminuía, pero la permeabilidad relativa al incrementar la temperatura entre 28°C a 40°C aumentaba. Hay que mencionar, que los resultados en la saturación irreducible de agua aumentan linealmente con el aumento de temperatura, mientras que la saturación residual de petróleo disminuye de forma no lineal con el aumento de temperatura. Además, cuando la temperatura aumenta, la permeabilidad relativa del petróleo y el agua aumenta bajo la misma saturación de agua y el punto de cruce se mueve hacia la derecha, lo que indica que el sistema es mojado al agua. (Zhang et al., 2017)

En una mojabilidad heterogénea, para comprender el comportamiento de permeabilidad relativa, se tiene que tener en cuenta el efecto de la presión capilar. Cuando el petróleo intenta acceder en un núcleo (la parte mojada con agua) se encontrará un aumento gradual en la presión capilar. La presión capilar actuará como una barrera y hará que el flujo de petróleo sea más difícil y reducirá la permeabilidad relativa del petróleo (Masalmeh, 2003). Por otro lado, a medida que el petróleo comienza a moverse en la parte mojada con agua, puede que aumente la movilidad del petróleo dependiendo de su viscosidad (Masalmeh, 2003).

En la mojabilidad fraccional, el petróleo se encuentra fuertemente adsorbidos en ciertas áreas de la roca, por lo que una parte de la roca está fuertemente mojada con petróleo, mientras que el resto está muy mojado con agua (Xuetao & Shuyong, 2017). Por tal, a una mojabilidad fraccional las

curvas de permeabilidad relativas tendrán un comportamiento donde el cruce entre K_{ro} y K_{rw} sean menor y mayor a 0.5 en la saturación de agua con respecto a la variación de la presión capilar.

1.4.3 Efecto del agua en baja salinidad en la alteración de la mojabilidad

En el proceso de recuperación terciaria se diseñan métodos para romper las fuerzas de mojabilidad que atrapan al petróleo, por lo cual se requiere procesos para alterar la preferencia de la mojabilidad de la formación para así disminuir la tensión interfacial entre fluidos (Jill S Buckley et al., 2007).

En los factores que influyen en la inyección de agua de baja salinidad, un estudio presentado por Nasralla et al. (2011) observaron que el ángulo de contacto baja significativamente por la inyección de agua de baja salinidad en comparación con el agua de alta salinidad a temperaturas más altas. Además, los autores sugirieron que al inyectar agua de baja salinidad es lo ideal para aumentar el factor de recobro de petróleo a diferentes temperaturas del reservorio. Es decir, al alterar la mojabilidad se alcanzará una menor saturación residual de petróleo y un incremento de saturación de agua permitiendo que el petróleo drene hacia el pozo productor. La concentración de salinidad del agua es lo que va permitir que cause un cambio de mojabilidad en la formación (Nasralla et al., (2011).

Shabib-Asi et al.(2015) en sus análisis con 30 muestras de diferentes composiciones de salinidad de 500 a 6500ppm, demostraron en un rango de tiempo por el método de la gota sésil en una concentración de agua de formación de 130.000ppm (Ca^{2+} y Mg^{2+}) iones divalentes que, a una baja salinidad es de esperarse una reducción total del ángulo de contacto con concentración de 500ppm de salinidad con una composición de KCL permitiendo variar el ángulo de contacto de 112° a 62° . Es de mencionar que los autores dan a conocer que la salinidad del agua tiene un significativo impacto en la mojabilidad de la roca. Entonces, al variar el ángulo de contacto para una superficie mojada al agua o mixta a un número de capilaridad $(n_c) > 5 \times 10^{-5}$ para arenisca, la saturación residual de petróleo (S_{or}) disminuye al aumentar Ca teniendo una mejor movilidad el petróleo atrapado en los poros (Kumar et al., 2010). Teóricamente, los valores de (n_c) mayor a

10^{-4} un significativo desplazamiento de petróleo es obtenido, como resultado, la viscosidad del fluido desplazante domina las fuerzas para distribuir el petróleo residual (Tiab & Donaldson, 2004, p. 353)

Buckley et al.(2007) recalca que tomando mediciones en laboratorio en muestras lisas es más fácil de comprender la mojabilidad, pero en la formación donde la rugosidad de la superficie de la roca al contener varios minerales, es tedioso analizar el ángulo de contacto. Tal es la razón por lo que la mayoría de las veces se considera que un reservorio cuenta con una mojabilidad mixta basado en los índice de Amott Harvey and USBM (Kumar et al., 2010).

Se vuelve esencial el análisis de la alteración de la mojabilidad en campo ya que permite corroborar los resultados en laboratorio. Si analizamos el trabajo de investigación de Vledder et al. (2010) nos proporcionan una valiosa información al analizar la alteración de la mojabilidad a escala de reservorio en Al-Furat Petroleum Company (AFPC). Ellos llevaron a cabo el experimento de imbibición en análisis especial de núcleo (SCAL por sus siglas en ingles) y por Log-Inject-Log (LIL) demostrando que el agua de baja salinidad puede alterar la mojabilidad del reservorio en un periodo de tiempo de 10 años. Según el rendimiento observado en el campo, se espera un factor de recuperación del 65% para las inundaciones de baja salinidad indicando factores de recobro entre 9 - 23% debido al cambio en la mojabilidad. De acuerdo a Sheng (2014) el comportamiento típico de las inundaciones de agua de baja salinidad de la salmuera en núcleo se produce mayor recobro de petróleo; sin embargo, ante la reducción de salinidad aumenta la caída de presión. Tang and Morrow (1999) interpretaron este fenómeno como una reducción de la permeabilidad causada por la migración de finos. Migración de finos, también fue observado por Zhang et al. (2007), cuando inyectó agua de baja salinidad los valores de pH máximos fueron aproximadamente 9 o inferiores.

Se debe agregar que para Alotaibi et al. (2011) una inyección de baja salinidad no necesariamente altera la mojabilidad de la roca sino más bien hay otros aspecto que considerar, como la mineralogía de la roca. De hecho, anunciaron que el ángulo de contacto con agua de baja salinidad beneficia a

la recuperación del petróleo. En sí, se puede determinar que la recuperación de petróleo se enfoca en el cambio de la carga superficial para crear una alteración en la mojabilidad (Nasralla et al., 2011).

1.4.4 Cargas superficiales por salmuera con baja salinidad

Estudios recientes han argumentado que los minerales arcillosos son importantes porque son más susceptibles a la alteración de la mojabilidad en presencia de cationes divalentes como Ca^{2+} y Mg^{2+} (Mugele et al., 2015; Tang & Morrow, 1999). Sin embargo, en los resultados obtenidos (Tang & Morrow, 1999) sugirieron que la movilidad potencial de finos son de gran importancia en el mecanismo por el cual la salinidad afecta la recuperación en las inundación. La importancia de la arcilla se lo ha analizado ya que estos cationes multivalentes Ca^{2+} y Mg^{2+} en la salmuera actúan como puente entre la arcilla y el petróleo que tiene una carga negativa (Anderson, 1986; Lager et al., 2008).

Las arcillas también tienen una alta afinidad por el material orgánico. Por lo tanto, también es posible que los compuestos orgánicos ácidos o básicos del petróleo puedan estar fuertemente unidos a la superficie (Jackson et al., 2016); de esta forma, el intercambio iónico múltiple de componentes (MIE por sus siglas en inglés) libera el crudo adsorbido sobre las superficies de los minerales de arcilla y convierte las superficies mojadas al agua. Alotaibi et al. (2011) cita a Xu et al. (2006) quien describe que los componentes del fluido de la salmuera de formación adsorbe todos los componentes insolubles del petróleo, añadiendo iones divalentes generan una fuerza de atracción de los componentes polares negativos creando una capa fina estática donde los monovalente Na^+ actuaran como una capa protectora para que no entre en contacto con la superficie de la roca. Sin duda, existe la presencia de contaminantes que además son arcillas cargadas eléctricamente fuertes formando una línea en la pared de los poros las cuales pueden perjudicar la permeabilidad de la formación (Abbasi et al., 2011). De igual modo, Abbasi et al. (2011) señala que la reducción de permeabilidad es alta cuando hay la presencia de montmorillonita y otras arcillas en la matriz de la roca, baja reducción de permeabilidad para minerales de arcilla como ilita y muy baja para caolinita y clorita.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

La presente investigación está orientada a estudiar y analizar la mojabilidad a partir de varios estudios realizados en laboratorio llevado a cabo por diferentes autores que permitan distinguir el rol de la mojabilidad y a su vez la interpretación de las curvas de permeabilidad relativa en reservorios de arenisca.

Se analizará los métodos que permitan llevar el control para incrementar el factor de recobro mediante el estudio a la aplicación de técnicas de recuperación secundaria y terciaria. La metodología a emplearse para incrementar el factor de recobro dependerá de las condiciones específicas de temperatura, imbibición-drenaje, salinidad del agua, permeabilidades relativas, entre otros parámetros.

2.1 Tipo de Investigación

El presente estudio es de tipo descriptivo y analítico, basándose en representar de manera investigativa por diferentes autores la distribución de fluidos en el yacimiento, considerando los conocimientos previos sobre la mojabilidad, trabajos publicados y avances en los últimos años que favorecen a entender el comportamiento de los fluidos sobre la superficie de la roca.

2.2 Diseño de la investigación

La investigación está orientado al cumplimiento de los objetivos planteados, elaborando comparación de resultados en diferentes aspectos respecto a la mojabilidad en reservorio de areniscas, se analizarán los factores que pueden alterar la mojabilidad, tomando en cuenta el destacado rol de los nano-fluidos, como también analizar las imbibiciones espontaneas y drenaje con respecto al índice de Amott-Harvey en reservorio de diferentes temperaturas.

o por medio del comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa para comparar y corroborar resultados.

A continuación, se procede a describir las ecuaciones implementadas según el tipo de la investigación, instrumentos y técnicas empleadas por diferentes autores.

2.3 Metodología aplicada al caso de estudio

La metodología empleada para la revisión bibliográfica, se basa en la construcción de conceptos e investigaciones que han brindado relevantes resultados en la búsqueda de soluciones ante el comportamiento de los fluidos en los granos de poro en reservorio de arenisca para la optimización de petróleo. Por lo cual, se analizarán diversas fuentes secundarias y terciarias que aportan con gran información al rol de la mojabilidad.

2.3.1 Efecto de la temperatura en la mojabilidad para el análisis de la permeabilidad relativa

Estudio como lo de Poston SW et al. (1970) ratifican que al tener un aumento de temperatura, la saturación irreducible del agua aumente permitiendo que la saturación residual del petróleo disminuya. Como consecuencia al relacionar las curvas de la permeabilidad relativa con respecto a al agua y petróleo, se puede decir que con el aumento de temperatura la roca será mojada al agua. A media que aumentó el interés de reconocer con mayor claridad el efecto de la temperatura en la mojabilidad, salieron a la luz autores que contradecían el efecto de la temperatura en la mojabilidad. Wang and Gupta (1995) sostuvieron en base a su pruebas realizadas que, el ángulo de contacto aumentaba a medida que aumentaba la temperatura para cuarzo (mineral con más abundancia en la arenisca) aumentaba el ángulo de contacto a 180° , volviendo la superficie mojado al petróleo. Similarmente, Watson & Ertekin (1988) afirmaron que la afinidad del cambio de la mojabilidad con respecto a la temperatura, se debe basar en los cambios de saturación irreducible de agua y saturación residual de petróleo, y no al cambio con respecto a las tensiones interfaciales y ángulo de contacto que realmente hace que la mojabilidad sea más mojada al petróleo al

incrementar la temperatura. Estas controversias en la literatura han estado presentes, y efectivamente en la mayoría de investigaciones han dado más credibilidad en que a altas temperatura, las curvas de permeabilidad reflejan una fuerte mojabilidad al agua.

No muy reciente, Zhang et al. (2017) aclararon en su investigación que con aumento de temperatura, los pequeños canales de flujo serán bloqueados por la matriz de roca y la expansión de partículas, lo que conduce a la desintegración de la garganta de los poros causando un aumento en la saturación del agua. Además, los autores agregaron que, la estructura de la garganta del poro mostró una influencia significativa en las curvas de permeabilidad relativa a alta temperatura, como lo afirma Ehrlich (1970) que las permeabilidades relativas de agua y petróleo en la imbibición varían a medida que la mojabilidad cambia con respecto a la temperatura.

Se debe agregar también que, Zhang et al. (2017) pudieron revelar que las curvas se desplazaron hacia la derecha volviéndose más mojada al agua al variar la temperatura entre 25 a 100 ° C. Para la determinación de las curvas de permeabilidad con respecto a la variación de temperatura la analizaron conforme se lo establece en la tabla 2.

Por otro lado, se considera que también es necesario analizar el estudio de la permeabilidad relativa con respecto a petróleo pesado y agua con la influencia de varios parámetros como es la temperatura, viscosidad y presión y la tasa de inyección de agua. Torabi et al. (2016) en su trabajo de investigación para determinar una nueva correlación para las dos fases petróleo-pesado y agua, basándose en la ecuación empírica para predecir la curva de permeabilidad relativa con el uso de parámetros adimensionales como la presión P_D , q_D , μ_D , señalan que la permeabilidad relativa depende estrictamente de la viscosidad. Al depender directamente de la viscosidad en obvias razones la viscosidad va a depender directamente de la temperatura. Por ende, ellos establecen que la curva de la permeabilidad relativa del petróleo resulta ser más sensible al cambio de temperatura.

Bennion et al. (2006) por su lado condujo un análisis para evaluar la conducta de petróleo pesado en reservorio a temperatura mayor 150° C y petróleo con grado API<10 en un basamento sedimentario al oeste de Canadá

con arenisca no consolidada. Bennion et al. apuntaron a que la permeabilidad relativa agua-petróleo es sumamente controlada por el efecto de la temperatura para un proceso de recobro.

La siguiente tabla muestra un resumen de las ecuaciones utilizadas para el análisis de la permeabilidad relativa.

Tabla 2.1 Ecuaciones utilizadas para el análisis de la permeabilidad relativa de acuerdo a la literatura

Modelo	Permeabilidad relativa agua-petróleo	condiciones
Zhang et al. (2017)	$K_{rw} = K_{rw}^o \left(e_1 + e_2(T) + \frac{e_3}{T} + \frac{e_4}{T^2} \right) \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{a_3 T + a_4}$ $K_{ro} = \left(\frac{1 - S_w - (c_1 \ln(T) + c_2)}{1 - (b_1 T + b_2) - (c_1 \ln(T) + c_2)} \right)^{a_1 T + a_2}$	Petróleo ligero Arenisca $25^\circ\text{C} \leq T \leq 100^\circ\text{C}$ $0.153 \leq S_{or} \leq 0.324$ $0.234 \leq S_{wi} \leq 0.482$
Torabi et al. (2016)	$K_{rw} = 0.0466(0.0588P_D)^{-1.28676} (e^{0.3443(2-q_D)})(0.0025\mu_D)^{-0.34267} (S'_W)^2$ $K_{ro} = (0.0588P_D)^{-0.0291} (e^{-0.01254(2-q_D)})(1 - S'_W)^2 \left(1 - S'_W {}^{01(0.025\mu_D)^{-0.818}} \right)$ $P_D = \frac{P_{exp}}{P_{std}} \quad \mu_D = \frac{\mu_{oil}}{\mu_{std}} \quad q_D = \frac{q_{exp}}{q_{std}} \quad S'_W = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$	Petróleo pesado Arenisca berea $27^\circ\text{C} \leq T \leq 45^\circ\text{C}$ $0.463 \leq S_{or} \leq 0.539$ $0.092 \leq S_{wi} \leq 0.138$
Bennion et al. (2006)	$S_N = \frac{(0.85 - S_w)}{0.70}$ $K_{rw} = 0.055(1 - S_N)^{2.5}$ $K_{ro} = (S_N)^3$	Petróleo pesado Arena no consolidada $150^\circ\text{C} \leq T \leq 275^\circ\text{C}$ $0.12 \leq S_{or} \leq 0.72$ $0.11 \leq S_{wi} \leq 0.43$

P_{std} = presión estándar, atmosférica 14.7 psia

q_{std} = caudal estándar, 1ft/día o 0.1 ml/min, velocidad de desplazamiento de fluido inmiscibles

S'_w = normalización de saturación de agua

S_N = saturación de agua normalizada

2.3.2 Factor que controlan la alteración de la mojabilidad en arenisca:

Calculo basado en la teoría DLVO

Continuando ahora con el análisis de fuerza que actúan sobre la superficie de la roca ante fluidos que actúan sobre la capa dominante que da característica al sistema de mojabilidad, hay ecuaciones que nos permiten evaluar estas fuerzas para considerar una alteración de la mojabilidad que en mucho de los casos se busca debilitar estas fuerzas para así favorecer una inundación de agua en la formación. Comencemos con reconocer que las fuerzas superficiales están compuestas por tres principales componentes que dominan la estabilidad de la capa (film) mojante como son:

electroestática, dispersión, y fuerza estructural (Basu & Sharma, 1996). Basu y Sharma, especifican claramente cada uno de estos componentes en lo que consta que la electroestática es resultado de la presión osmótica, es decir, el flujo a través de la membrana semipermeable por una disolución de menos concentración a otra de mayor concentración que pueden generar una inestabilidad en la formación (George et al., 2013). La dispersión en cambio, es en base al intercambio entre las moléculas del fluido con la superficie de la roca. Dicha interacción se la puede analizar por la teoría de Derjaguin-Landau-Verwey-Overbeek (DLVO) al evaluar las fuerzas de Van der Waals (VDW), fuerza eléctrica de doble capa (EDL- electric double layer) y la fuerza de hidratación (W_s) (Basu & Sharma, 1996; J.S. Buckley et al., 1989; Hilner et al., 2015; Hirasaki, 1991; Y. Zhang et al., 2018).

Para la determinación de una alteración de la mojabilidad es importante realizarlo directamente por el cálculo de la presión de desjunte ($\Pi(h)$). Este valor es de mucha importancia ya que al basarnos por el concepto Basu & Sharma, (1996) la presión de desjunte describe el comportamiento de dos fluidos inmiscible con respecto a la variación entre de la tensión interfacial de agua-petróleo con el cambio de espesor h . La presión de desjunte ($\Pi(h)$)

dependen directamente del ángulo de contacto y la presión capilar, ya que estas nos permitirán evidenciar un desbalance en la capa de agua que predomina la mojabilidad de la roca y se produzca una alteración de la mojabilidad. J.S. Buckley et al. (1989) detallan en que si el comportamiento de la mojabilidad de la roca a lo largo del tiempo geológico, no adsorbe componentes insolubles del petróleo, permite mantener su mojabilidad estable, lo cual no puede afectar a que la roca cambie su preferencia de mojado al agua. También, Schembre et al. (2006) establece que una capa (film) de agua preestablecida de grueso espesor previene en el contacto fluido-roca cambie la mojabilidad; sin embargo, Rücker et al. (2020) sostiene que la roca altera su mojabilidad debido a la adsorción de componentes activos del petróleo que caracterizan el tipo de mojabilidad que posee.

La teoría DVLO es ampliamente utilizada en varias investigación, podemos recurrir a una investigación realizada recientemente por Y. Zhang et al. (2018), donde se basó en el análisis planteado por Basu & Sharma (1996) para interpretar la interacción entre la fase mojante y no mojante con respecto a la superficie del sólido, donde la presión de desjunte se vuelve importante cuando el espesor de contacto es menor de 0.1 μm , analizando por la ecuación Laplace-Young aumentada:

$$P_c = \Pi + 2\sigma J \quad (2.1)$$

P_c = presión capilar entre la fase mojante y no-mojante

Π = presión de desjunte de la capa fina

σ tensión interfacial de fase mojante y no-mojante

J = la curvatura con respecto a las fuerzas repulsivas y atractivas

Con respecto a la curva de superficie J , este parámetro es caracterizado por la curva que toma en la superficie cuando las fuerzas de atracción y repulsión se las analiza para desestabilizar o evaluar la estabilidad con respecto a las características químicas de la superficie y/o salmuera de la formación que forma la capa que moja a la roca (Rücker et al., 2020). El parámetro J , es negativo cuando la curva es convexa y positivo cuando es cóncavo. Ejemplo de esta función es analizado en Basu & Sharma (1996) donde destaca que para alcanzar una ruptura para alterar la mojabilidad, la presión capilar de la capa de la superficie del sólido va depender de la

presión de desjunte máximo. Adicionalmente, (Radke et al., 1992) aporta que un J convexo donde los fluidos son atraído y al variar el ángulo $<90^\circ$ hasta alcanzar la presión de desjunte critica altera la estabilidad de la capa (film), y es donde se puede efectuar la alteración de la mojabilidad. De la misma manera, Schembre et al. (2006) menciona que la mojabilidad, “está relacionada a las fuerzas de las capas-finas (thin film) de agua por el ángulo de contacto Θ , y la presión de desjunte Π .” Basu & Sharma (1996) mencionaron que si $\int_0^{P_c} h \cdot d\Pi < \gamma$ la mojabilidad puede ser alterada al aplicar presión capilar P_c mayor a la curva Π_{crit} .

Tabla 2.2 Resumen de las ecuaciones para el cálculo basado en la teoría DVLO

modelo	Ecuación	Descripción
Basu & Sharma, (1996)	$\cos \theta = 1 + \frac{1}{\gamma} \int_0^{P_c} h d\Pi$	Esta ecuación determina la ruptura de la capa de agua cuando las fuerzas de curvatura incrementan o se mantienen estable a un menor espesor.
Schembre et al. (2006)	$\cos \theta - 1 = \frac{1}{\sigma} \int_{h_x}^{\infty} (\Pi(\xi) d\xi + h_x \Pi(h_x))$	Donde ξ es el zeta potencial. Equilibrio del espesor de la capa, h_x. La tensión interfacial fluido-fluido σ. Esta ecuación es aplicable para ambas superficies planas y no planas, mientras el espesor de la capa sea menor al radio de curvatura de la superficie (Radke et al., 1992). El potencial ξ es medido por el instrumento zetasizer.

Ambas ecuaciones permiten evaluar la presión de desjunte con respecto al ángulo de contacto, pero para desarrollar esto debemos primero determinar la presión de desjunte que actúan sobre la superficie del sólido.

Como ya se mencionó los componentes que forman parte de la presión de desjunte procederemos analizar cada una de ellas.

$$\Pi(h) = W_{VDW}(h) + W_{EDL}(h) + W_s(h) \quad (2.2)$$

Similarmente, Chaturvedi et al. (2009) sugieren que la teoría de DVLO para determinar la presión de desjunte se relaciona entre gas-agua y fluido-sólido considerando las fuerzas de repulsión y atracción de la capa fina de agua para calcular la mojabilidad de la superficie.

$$\Pi(h) = F_h(h) + F_A(h) + F_d(h) \quad (2.2.1)$$

F_A es la fuerza de atracción de Van der Waals

F_h fuerza estructural o hidratación, la cual indica la repulsión de dos moléculas cuando se juntan

F_d es la fuerza eléctrica doble capa

2.3.2.1 Fuerza de Van der Waals (VDW)

Químicamente, las fuerzas de van der Waals tratan la atracción de moléculas que se encuentran fuertemente cargadas por electrones de energías opuestas que al unirse forman la polarización (Y. Zhang et al., 2018). En otras palabras, si las fuerzas de atracción disminuyen los componentes de petróleo entraran en contacto con la superficie sólida de la roca (X. Xie & Morrow, 1999). Para la determinación del espesor de la adsorción de asfaltenos sobre la superficie sólida, puede ser analizado por la microscopía de fuerza atómica (AFM) (X. Xie & Morrow, 1999).

Para analizar esta fuerza (VDW), se tiene dos aproximaciones; una de manera retardada y otra cuando el espesor de la capa polarizada es menor a 5nm (Hough & White, 1980). De la forma retardada lo analizamos de la siguiente manera (tabla 2.3) según J.S. Buckley et al. (1989), cuya ecuación ha sido utilizada por Schembre et al. (2006) para la atracción de fuerzas entre dos placas paralelas. Y. Zhang et al. (2018) se basan por la teoría de Lifshitz donde H es la constante de Hamaker que define la fuerza de atracción. Hough and White (1980) recalcan que al ser este un valor negativo significa que el sistema gana energía incrementando el espesor de la interface de la capa. Para Malrose (1982) existe un rango de la constante de Hamaker comprendido entre $3 \times 10^{-21} \text{J}$ a $9 \times 10^{-21} \text{J}$ para el balance de la

fuerza de atracción de Van der Waals. En cambio, para la ecuación de J.S. Buckley et al. (1989) la constante se la puede considerar con un valor de 2.0×10^{-21} J y 4.4×10^{-21} para un sistema petróleo/agua/vidrio y petróleo/agua/mica respectivamente (Basu & Sharma, 1996) y λ igual a 100 nm (Gregory, 1981).

Tabla 2.3 Ecuaciones para el cálculo de fuerza de VAN DER WAALS (VDW)

Modelo	Ecuación
J.S. Buckley et al. 1989	$F_A(h) = \frac{-A\left(\frac{15.96h}{\lambda} + 2\right)}{12\pi h^3 \left(1 + \frac{5.32h}{\lambda}\right)^2}$
Y. Zhang et al., 2018	$W_{VDW} = -\frac{H}{12\pi h^2}$ Donde, $H = \frac{3}{4} K_B T \left(\frac{\epsilon_0 - \epsilon_w}{\epsilon_0 + \epsilon_w} \right) \left(\frac{\epsilon_s - \epsilon_w}{\epsilon_s + \epsilon_w} \right)$ k_B= constante de Boltzman= $1.380662 \times 10^{-23} \text{ J K}^{-1}$ $\epsilon_0, \epsilon_w, \epsilon_s$ permisividad dieléctrica petróleo agua/salmuera y roca respectivamente.

2.3.2.2 Fuerza eléctrica doble capa (EDL)

La fuerza eléctrica de doble capa se basa en la interacción entre fluido-fluido que cubre la superficie de la roca conformada por una capa de iones positivos y la otra de iones negativos usualmente agua y petróleo respectivamente. Si al considerar esta fuerza, debemos referirnos a la salinidad del agua que evidentemente va a generar una repulsión entre roca-petróleo-salmuera y esto es considerable cuando se genera una inundación de agua en la formación para incrementar el factor de recobro. Tang & Morrow (1999) observaron que al inyectar agua de alta salinidad se genera una compactación de la doble capa eléctrica por la fuerza atracción entre roca-salmuera y petróleo-salmuera. En cambio, lo contrario ocurre con agua de baja salinidad. Los autores determinaron que con una baja salinidad se creará una expansión de la doble capa eléctrica generado por la repulsión

entre salmuera-roca y petróleo-salmuera. La expansión de la doble capa eléctrica lo podemos analizar en el trabajo investigativo por Al-Saedi et al. (2018) donde especifica que la expansión se debe al tipo de arcilla ya que al tener una carga eléctrica negativa, permitirá iones monovalentes Na^+ , K^+ provenientes del agua intercambien iones con la capa doble eléctrica desprendiendo iones divalentes que desplazan el petróleo residual (Malrose, 1982). Es decir, Sheng (2014) nos da a entender que la arcilla juega un rol importante en la efectividad en la salinidad del agua al interactuar con petróleo-roca, especialmente, si son caolinitas o ilitas ya que estas no tienden a hincharse.

La fuerza eléctrica de doble capa para interfaces que poseen potenciales diferentes, ζ_1 y ζ_2 , se estima bajo la aproximación de potencial constante o la carga superficie constante, descrita ambas (Chaturvedi et al., 2009; Gregory, 1981) ecuación 2.3 y 2.4. El potencial constante, se considera cuando las cargas superficiales son libres de transferir cargas (Y. Zhang et al., 2018).

$$F_{\text{edl}} = n_b K_B T \frac{(2\varphi_1\varphi_2 \cosh(\kappa h) + \varphi_1^2 + \varphi_2^2)}{\sinh^2(\kappa h)} \quad (2.3)$$

Por otra parte, la carga de superficie constante es de emplearse cuando se da una restricción de carga en la interface (Y. Zhang et al., 2018), aproximándola de la siguiente manera;

$$F_{\text{edl}} = n_b K_B T \frac{(2\varphi_1\varphi_2 \cosh(\kappa h) - \varphi_1^2 - \varphi_2^2)}{\sinh^2(\kappa h)} \quad (2.4)$$

Donde:

n_b es la densidad total de iones (iones/ m^3)

κ = longitud inversa Debye

K_B es la constante de Boltzman

T = temperatura absoluta, K

El potencial zeta ζ_i , es el potencial de superficie al tener una fase líquida polar como el agua, donde sus moléculas se dirigen a lo largo de la superficie sólida distribuida por cargas opuesta al agua, ocasionan una diferencia potencial en la doble capa (Contreras, 2019). Además, el potencial ζ proporciona con mayor claridad la estabilidad suspendida de la capa adsorbida (Contreras, 2019), para el cálculo en las ecuaciones 2.3 y 2.4

$$\varphi_i = \frac{e\zeta_i}{K_B T} \quad (2.5)$$

El potencial zeta se aproxima por la ecuación de Nernst (Schembre et al., 2006):

$$\zeta_i = -2.3 \left(\frac{kT}{e} \right) (pH - pH_{0i}) \quad (2.6)$$

pH_{0i} es el punto isoeléctrico de la superficie.

En las literaturas de Y. Zhang et al. (2018) y Contreras (2019) para la determinación de la fuerza eléctrica de doble capa, Zhang et al. (2018) considera que, al analizar esta fuerza en condicion en que la carga sea un potencial constante en un sistema nucleo-petroleo-salmuera se acerca más a la realidad. Similarmente, Contreras (2019) especifica que para analizar el potencial de presión de desjunte $\Pi(h)$ en ecuación 2.2 la superficie φ_i en ecuación 2.3 y 2.4 se vuelven tedioso en la práctica. Es por ello, que se puede utilizar directamente el potencial zeta ζ con respecto a la longitud inversa de κ Debye (Malrose, 1982; Y. Zhang et al., 2018)

$$W_{EDL}(h) = \frac{\varepsilon \varepsilon_w k [2\zeta_s \zeta_o - (\zeta_s^2 + \zeta_o^2) e^{-kh}]}{e^{kh} - e^{-kh}} \quad (2.7)$$

Donde, ζ_o ζ_s ζ_w potencial del petróleo roca y agua

La k inversa puede ser expresado como lo indica Y. Zhang et al. (2018) en ecuación (2.8) para la ecuación (2.7) indicando que el espesor de la doble capa es debido a una fuerza iónica del medio poroso. Y para las ecuaciones (2.3),(2.4),y (2.7) por como lo analizan (Chaturvedi et al., 2009; Schembre et al., 2006) en ecuación (2.9) consideran la densidad total de iones.

$$k^{-1} = \sqrt{\frac{\varepsilon_o \varepsilon K_B T}{2 N_A e^2 I}} \quad (2.8), \text{ donde } I = 0.5 \sum z_i^2 p_i$$

$$k = \sqrt{\frac{2e^2 n_b}{\varepsilon K_B T}} \quad (2.9)$$

n_b es la densidad total de iones (iones/m³)

T= temperatura absoluta en kelvin

ϵ = permitividad dieléctrica del agua $7.0 \times 10^{-10} \text{ C}^2/\text{N m}^{-2}$

N_A = número de Avogadro

l =representación de la fuerza iónica con respecto a la sumatoria de la valencia de iones de la salmuera z_i y p_i es la concentración expresada en mol/L

Finalmente, la fuerza estructural o hidratación W_s es constante con el cambio de temperatura y presión para la estabilidad de la capa mojante al considerar la variación de presión de desjunte $\Pi(h)$. Esta fuerza es despreciable, en base a que no influye con el espesor de la capa a una presión capilar cero (Hirasaki, 1991).

2.3.3 Análisis de la mojabilidad de manera cuantitativa que facilita la imbibición para una recuperación secundaria

Para el estudio de este objetivo nos basaremos en el método de la imbibición. La imbibición es un proceso complejo, que depende de numerosas variables (Morrow & Mason, 2001). Para analizar la mojabilidad se puede partir desde el ángulo de contacto medido por el método de Amott (Amott, 1960), o su modelo modificado permitiendo determinar la preferencia del tipo de mojado. Aparte del método de Amott, también se cuenta como método alternativo el modelo de la ecuación de Young, donde nos permite relacionar directamente las tensiones interfaciales de la superficie con respecto a los fluidos mojante y no-mojante (Mungan, 1966) como se aprecia en la ecuación 2.10.

$$\sigma_{ns} - \sigma_{ws} = \sigma \cos \theta \quad (2.10)$$

Donde:

σ = hace referencia a la tensión interfacial entre líquidos

σ_{ns} = tensión interfacial entre superficie y fluido no mojante

σ_{ws} = tensión interfacial entre superficie y fluido mojante

θ = ángulo de contacto

Para determinar estas fuerzas de tensión, existen algunos métodos, la determinación de estos esfuerzos quedan fuera de la concentración de este trabajo; por lo tal, nos concentraremos en el ángulo de contacto

2.3.3.1 Método Índice de Amott

El método de Amott se basa en el hecho de que el fluido mojante generalmente el núcleo absorberá espontáneamente, desplazando al no mojante. La relación de imbibición espontánea a imbibición forzada se utiliza para reducir la influencia de otros factores, como la permeabilidad relativa, la viscosidad y la saturación inicial de la roca.(Anderson, 1988)

El núcleo se prepara mediante centrifugación en salmuera hasta que se alcanza la saturación de petróleo residual (S_{or}). La medición de la mojabilidad de Amott consta en el que el núcleo tendrá una absorción espontanea después de 20 horas para luego centrifugar y obtener la S_{wi} y determinar el fluido desplazado de agua y petróleo (Anderson, 1988).

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (2.11)$$

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \quad (2.12)$$

2.3.3.2 Amott-Harvey

Este otro método cuantitativo en la industria es el más usado en la actualidad, para lo cual el método de Amott es modificado manteniendo los mismos pasos mencionado anteriormente. Para determinar el valor de V_{ot} , Leon et al. (2014) especifica que para el valor total de volumen es de considerar el volumen de fluido desplazado forzado, el cual es el único paso extra de agregar al método de Amott. El núcleo es desplazado por agua a una presión preestablecida y el volumen de petróleo es obtenido hasta que este alcance S_{or} , entonces el volumen desplazado forzada por agua es V_{ofor} . De la misma manera se desplaza el agua de manera forzada con petróleo a una presión preestablecido, siendo, V_{wfor} . Para ello, el índice de Amott se lo considera de esta manera. Donde, V_{onat} hace referencia al volumen de petróleo desplazado por imbibición espontanea.

$$I_w = \frac{V_{onat}}{(V_{onat} + V_{ofor})} \quad (2.13)$$

$$I_o = \frac{V_{Wnat}}{(V_{Wnat} + V_{Wfor})} \quad (2.14)$$

$$I = I_w - I_o \quad (2.15)$$

Tabla 2.4 Relación entre mojabilidad, desplazamiento y el índice de Amott-Harvey (Anderson, 1988)

	Mojada al agua	Neutral	Mojada al petróleo
Desplazamiento por agua	positivo	Cero	Cero
Desplazamiento por petróleo	cero	cero	Positivo
Índice Amott-Harvey	$0.3 \leq I \leq 1$	$-0.3 \leq I \leq 0.3$	$-1 \leq I \leq -0.3$

2.3.3.3 Tiempo adimensional

Un objetivo principal es la predicción de la tasa de recuperación a partir de pruebas de laboratorio de imbibición en pequeñas muestras de roca. La prueba consiste en medir la recuperación de petróleo frente al tiempo. Mattax & Kyte (1962) en sus análisis para determinar la escala de imbibición consideraron que el tiempo adimensional que se efectúa en la muestra en laboratorio (ignorando el efecto de la gravedad y duplicando la viscosidad) es lo mismo para relacionar a una escala de reservorio para una recuperación de petróleo. Mattax & Kyte (1962) definieron un grupo de escala:

$$t_{DMK} = \frac{t \sqrt{\frac{k}{\phi} \sigma}}{\mu L^2} \quad (2.16)$$

Por otro lado S. M. Ma & Zhou (1999), determinaron un método para la tasa de recuperación con respecto al tiempo adimensional de Mattax & Kyte (1962), considerando aspectos concisos que proporcionan una recuperación en base al aumento de la saturación de la fase mojante. Rapoport (1955) detallaba que los radios de distribución de los poros de la matriz tienden a alongarse al aumentar la saturación de la fase mojante. Es

así, que los autores S. Ma et al. (1995); S. M. Ma and Zhou (1999) desarrollaron una ecuación del tiempo adimensional para varios tipo de mojabilidad de rocas como:

$$t_D = 1.8849 \times 10^{-2} t \sqrt{\frac{k}{\phi} \frac{\sigma}{\mu_w} \frac{1}{L_c^2}} \quad (2.17)$$

Donde, L_c es la longitud caracterizada por el tamaño, forma y límites de la muestra

$$L_c^2 = \sqrt{\frac{V}{\sum_{i=1}^n \frac{A_i}{X_{Ai}}}} \quad (2.18)$$

Donde, V es el volumen total de la muestra central, A_i el área perpendicular a la dirección de imbibición, y X_{Ai} la distancia desde A_i hasta el límite sin flujo.

Este análisis del tiempo adimensional que se ejerce en un núcleo para una imbibición espontanea fue modificada por Morrow & Mason (2001). Donde incluyen la movilidad para una correlación de imbibición contracorriente ya que la movilidad es función de la saturación dado que, a un alto valor de viscosidad de petróleo, la imbibición del agua será lenta y el flujo contracorriente del petróleo resultará alto (Morrow & Mason, 2001). Así mismo que para un flujo contracorriente de saturación de agua será alto cuando la viscosidad del petróleo es baja. Por ende, el tiempo adimensional se lo obtiene con:

$$t_D = t \sqrt{\frac{k}{\phi} \frac{\sigma}{L_c^2} \sqrt{\lambda_{rw}^* \lambda_{rnw}^*} \frac{1}{\sqrt{M^* + \frac{1}{\sqrt{M^*}}}}} \quad (2.19)$$

Donde:

σ = tensión superficial (N/m)

λ^* = característica de movilidad

L_c = longitud caracterizada por el tamaño, forma y límites de la muestra (m)

M^* = relación de la movilidad

S. Ma et al. (1997) habían propuesto una modificación al tiempo adimensional de Mattax & Kyste (1962), considerando que el tiempo de imbibición es proporcional a la geometría con respecto a las viscosidades de

agua y petróleo permitiendo compensar las diferencia entre las propiedades de la roca y fluido para dar un seguimiento al cambio de la mojabilidad en la roca (Al-Aulaqi et al., 2013; Nasiri et al., 2009).

$$t_D = 1.8849 \times 10^{-2} t \sqrt{\frac{k}{\phi}} \frac{\sigma}{\sqrt{\mu_w \mu_o}} \frac{1}{L_c^2} \quad (2.20)$$

$$\text{Donde, } L_c = \frac{1}{\sqrt{\frac{4}{h^2} + \frac{2}{r^2}}}$$

Para una prueba de desplazamiento donde sencillamente se refiere a una imbibición espontanea que no es más que el test de Amott, se analiza el porcentaje de petróleo desplazado con respecto al tiempo al graficar el recobro (%RF) vs tiempo (Al-Aulaqi et al., 2013). La siguiente ecuación donde, V_{oim} es el volumen desplazado de petróleo sobre el volumen de saturación de petróleo, V_{os} , se obtendrá el %RF por imbibición espontaneo R_{im} .

$$R_{im} = \frac{V_{oim}}{V_{os}} \times 100 \quad (2.21)$$

2.4 Inyección de agua de baja salinidad

Al evaluar el efecto de la inyección de agua de baja salinidad y su influencia al alterar la mojabilidad, se realizó esta práctica al recolectar datos de plug en este caso, plugs pertenecientes al campo ESPOLXX, la cual se le analizara la alteración de la mojabilidad de manera analítica por el modelo de predicción de Buckley-Leverett para una recuperación secundaria inyectando agua de baja salinidad. En el campo ESPOLXX, el reservorio U-inferior, sus presiones y volúmenes de producción han bajado considerablemente, condiciones que lo hacen candidato para la implementación de un plan piloto de recuperación secundaria mediante la inyección de agua de baja salinidad, determinando primeramente la alteración de la mojabilidad y luego su factor de recobro.

2.4.1 Descripción del campo para el desarrollo analítico

En la actualidad, el bloque ESPOL produce alrededor de 1,2 MMBls barriles mensuales de crudo liviano de 29 °API, con un 96% en promedio de corte de agua. Del total de producción del bloque, el campo ESPOL cuenta con una

producción diaria de 712.000BPPD. Este campo consta de 47 pozos perforados, 26 pozos productores, 12 pozos cerrados y 9 pozos inyectoras de agua y además cuenta con 3 pozos re-inyectoras. La arena en estudio U- inferior aportan el 5% en la producción, esto en 35.6 BPPD. De esta producción tiende a disminuir a medida que la presión declina, por lo cual se desea incrementar su producción. En el año 2019 el campo ESPOL reporta un POES de 297899,2 Bls.

Tabla 2.5 Propiedades petrofísicas de la arena Ui

Fuente: Mena Villacís et al. (2019)

Pi (psi)	3200	°API	29
Temp (°F)	197	K(md)	159
μoi (cp)	5,83	Salinidad (ppm)	40000
Pb (psi)	510	Swir %	10
Rs (MSCF/STB)	167	Sor %	21
Bob (BY/BN)	1.182		
μob (cp)	1.540		

Tabla 2.6 Datos para el cálculo analítico

DATOS	
Area, (ft²)	26400
Qiny	900 bpd
φ %	0,20
K (md)	210
Bo (BY/BN)	1.25
μo (cp)	5.83
μw (cp)	0.8
μw (cp) de baja salinidad	1.5
H (ft)	20
Swi	0,40

Tabla 2.7 Composición de la salmuera (Al-Saedi et al., 2018)

Salmuera	Na ⁺	Mg ²⁺	K ⁺	Cl ⁻	Ca ²⁺	Br ⁻	TDS	PPM
Alta salinidad (AS)	1.52	0.08	0.033	1.914	0.089	0.089	116735	116.735
Baja Salinidad (BS)	0.050	0.0027	0.0011	0.064	0.003	0.003	3891	3.891

TDS= total de solidos disueltos

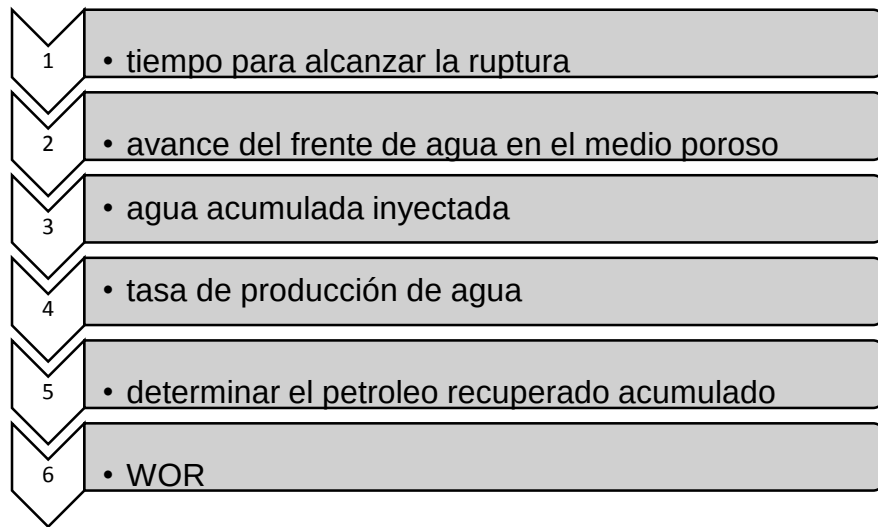
2.4.2 Metodología para el caso practico

Para desarrollar el caso práctico de manera analítica se la desarrolló por las siguientes etapas, antes de la ruptura, durante la ruptura y después de la ruptura. Se recopiló datos del agua de baja salinidad publicado por Al-Saedi et al. (2018) y la descripción del yacimiento similares a lo publicado por Mena Villacís et al.(2019), para desarrollar de manera analítica el avance del frente de agua con respecto a la saturación de agua, y luego obtener el factor de recobro. En lo que se enfocó, es en representar el desplazamiento inmiscible de Buckley- Leverett con la ayuda del software Excel para analizar el avance del frente del agua con respecto a la saturación y la distancia entre el pozo productor e inyector para estimar la tasa de petróleo acumulado después de la ruptura del frente del agua. Para la realización de este método se consideró un desplazamiento de pistón con fuga, donde el petróleo tiene movilidad al ser desplazado por el fluido desplazante, el agua (Burgues & Cumilaf, 2019). La hipótesis es si la inundación de agua de baja salinidad en un yacimiento homogéneo, la tasa de producción de petróleo es mayor que al inyectar agua de alta salinidad. Las suposiciones a considerar para este método de predicción fueron las siguientes (De Ferrer, 2001)

- EV=Ea= 100%
- Flujo lineal
- Permeabilidad y porosidad homogénea

- Existe presión capilar
- Se usa flujo de fluidos de fases la cual se usa las permeabilidades relativas
- Presión de desplazamiento mayor a la presión de burbuja
- Presión y temperatura constantes
- Flujo continuo y estacionario. (p.227)

Los principales enfoques que se trataron para notar la diferencia al inyectar entre agua de baja salinidad y alta salinidad es la siguiente:



Para obtener dichas propuestas, se desarrollaron con las ecuaciones de Buckley-Leverett para predecir cada etapa como se las describe a continuacion:

Tabla 2.8 Antes de la ruptura

Agua inyectada, W_i	$w_i = q_t \cdot t$
Petróleo producido, N_p	$N_p = \frac{AL\phi(S_{wp}-S_{wi})}{B_o} = \frac{W_i}{B_o}$
Razon agua-petróleo, RAP	$RAP = 0$
Agua producida, W_p	$W_p = 0$
Tasa de produccion de petróleo, q_o constante	$q_o = \frac{q_t(1-f_{wf})}{B_o} = \frac{q_t}{B_o}$
Tasa de produccion de agua, q_w	$q_w = \frac{q_t f_{wf}}{B_w} = 0$
Tiempo, t	$t = \frac{W_i}{q_t}$

Tabla 2.9 Al momento de la ruptura

Tiempo de ruptura, t_{bt}	$t_{bt} = \frac{(Q_i)_{bt} V_p}{q_t} ; (Q_i)_{bt} = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial s_w}\right)_{s_{wf}}}$
Agua inyectada, W_i	$w_i = q_t \cdot t_{bt}$
Petróleo producido, N_p	$N_p = \frac{AL\phi(S_{wp}-S_{wi})}{B_o}$
Razon agua-petróleo, RAP	$RAP = \frac{f_{wf}}{(1-f_{wf})} \frac{B_o}{B_w}$
Agua producida, W_p	$W_p = \frac{W_i - N_p B_o}{B_w}$
Tasa de produccion de petróleo, q_o	$q_o = \frac{q_t(1-f_{wf})}{B_o}$
Tasa de producción de agua, q_w	$q_w = \frac{q_t f_{wf}}{B_w}$

Tabla 2.10 Después de la ruptura

Tiempo, t`	$t' = \frac{Q_i V_p}{q_t} \text{ con } Q_i = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w2}}$
Agua inyectada, Wi	$w_i = q_t \cdot t'$
Petróleo producido, Np	$N_p = \frac{AL\phi(S'_{wp} - S_{wi})}{B_o}$
Razón agua-petróleo, RAP	$RAP = \frac{f_{w2}}{(1-f_{w2})} \frac{B_o}{B_w}$
Agua producida, Wp	$W_p = \frac{W_i - N_p B_o}{B_w}$
Tasa de producción de petróleo, qo	$q_o = \frac{q_t(1-f_{w2})}{B_o}$
Tasas de producción de agua, qw	$q_w = \frac{q_t f_{w2}}{B_w}$

CAPÍTULO 3

3. Análisis

3.1 Alteración de la mojabilidad en reservorio de arenisca

Con el objetivo de analizar las causas y/o factores que generan la alteración de la mojabilidad y su impacto en el ángulo de contacto (AC), Mohamed y Alvarado, (2017) pudieron determinar que midiendo el AC por medio de tensiómetro de burbuja ascendente /cautiva OCA25 (DataPhysics) con técnica de digitalización de imágenes, les permitió analizar los efectos causados en la mojabilidad con respecto a la temperatura y la composición química del agua. Los autores, analizaron la mojabilidad a temperaturas bajas de 25 °C y 80 °C. A temperatura de 80°C el núcleo de arenisca envejecido (aging) en petróleo por 14 días sin ser saturado con salmuera, alcanzó un AC de 155° revelando una mojabilidad según la tabla de Fanchi (2010) fuertemente mojada al petróleo. Posteriormente, al saturar el núcleo de arenisca de salmuera con gotas de iones sulfato y salinidad baja, obtuvieron una disminución de 46°, alcanzando los 109° convirtiendo la mojabilidad a ser moderadamente mojada al petróleo. En cambio, la misma muestra de arenisca a temperatura de 25 °C durante 6 días sin ser envejecido (unaging) en petróleo, alcanza a un AC aproximado a 20° indicando que la superficie de la roca es mojada al agua. Además, Mohamed y Alvarado al comparar sus resultados con sustratos de cuarzo que pasaron por los mismos procesos para determinar la mojabilidad, notaron que el cuarzo no tuvo el mismo comportamiento que el núcleo de arenisca después de ser saturado al vacío en salmuera de baja salinidad manteniéndose con una mojabilidad fuertemente mojada al petróleo. Este efecto lo podemos comprender en la literatura de (Lager et al., 2008), donde (Valocchi et al. (1981) citado por Lager et al.(2008, p.4)) describió que al añadir una composición química diferente a la salmuera, produce un intercambio de cationes entre los minerales de la roca y la salmuera. Es decir, los minerales al contener carga eléctrica negativa (Malrose, 1982), atraerá con mayor facilidad los cationes de la salmuera permitiendo que las fuerzas de

atracción sean más intensa y por ende mayor facilidad a que el petróleo sea adsorbido.

Mohamed y Alvarado pudieron notar que la presencia de iones de sulfatos y agua de mar de baja salinidad, afectó directamente a las cargas eléctricas interfaciales entre agua-petróleo y roca-agua al cambiar el espesor de la doble capa eléctrica entre la salmuera y sustrato de cuarzo con cargas mayormente negativas. El valor de zeta potencial que indica la estabilidad de la interacción entre los fluidos fueron de -20 mV para agua de baja salinidad y -2.53mV para agua de alta salinidad. La estabilidad eléctrica entre el agua de baja salinidad y alta salinidad, es evidente que el intercambio de cationes provenientes del agua de baja salinidad permite mantener una fuerza de repulsión con los componentes negativos del cuarzo facilitando una alteración de la mojabilidad, a un sistema de roca mojado al agua.

Q. Xie et al. (2017) realizaron su análisis de un reservorio de Tarim al Oeste de China a temperatura de 140°C para determinar la alteración de la mojabilidad. El ángulo de contacto en la salmuera de formación aumentó con la temperatura, de 53° a 63°, recalando que la temperatura del reservorio juega un rol de importancia en el ángulo de contacto que gobierna la mojabilidad. Q. Xie et al. especifican que unas de las razones por la que se tiene esta alteración de ángulo de contacto es por las fuerzas de atracción de van der Waals donde esta fuerza aumenta en la superficie de la roca permitiendo mayor adsorción de petróleo y por ende mayor tendencia al ser mojado al petróleo. La composición salina de la salmuera de la formación al estar en contacto con el petróleo tiende a disminuir la doble capa eléctrica, siendo despreciable a medida que la temperatura del reservorio incrementa tal como revela la zeta potencial en el análisis, resultando menos negativa -3.56 mV.

Al describir el resultado de Pratama y Babadagli (2018) que está dirigido esencialmente para reservorio con petróleo pesado o bitumen, su contribución es de importancia analizarla ya que permite tener mayor visión para determinar la mojabilidad a temperaturas mayor a 140 °C. Pratama y Babadagli, condujeron su análisis con sustrato de mica incrementando la temperatura del agua caliente hasta su estado de vapor desde 25 °C, 90 °C, 130 °C y 150 °C. en un arreglo de componentes de equipos como muestra la

imagen3.1 controlador de temperatura, bomba inyectora, celda de fuerza de tensión interfacial, cámara y computadora.

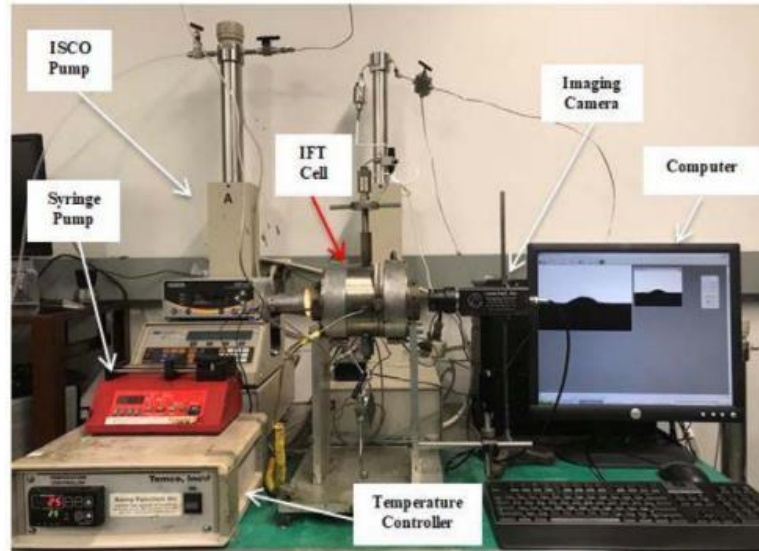


Figura 3.1 Equipos para medir el ángulo de contacto

Fuente: imagen extraída de (Pratama & Babadagli, 2018)

Las dos primeras temperaturas 25 °C y 90 °C muestran progresivamente el aumento del AC 56° y 86° respectivamente, entre una mojabilidad moderada al agua a neutral. Al pasar de estado líquido a vapor, resultó una fuerte alteración de la mojabilidad al ser fuertemente mojado al petróleo. Este resultado, muy claramente lo podemos comparar con Q. Xie et al. (2017) donde ellos especifican que a una temperatura de 25 °C es más estable para el zeta potencial determinar la estabilidad de intercambio eléctrico entre fluido y sustrato, ya que a altas temperatura la salmuera empieza a vaporizar. A altas temperatura, las composiciones del petróleo tienden adherirse con mayor facilidad ya que los componentes polares del petróleo se vuelven cargado de electrones positivos y la superficie de arcillas tienden ser cargados negativamente, esto aumenta la fuerza de atracción y esto lo convierte a la superficie fuertemente mojado al petróleo (Jackson et al., 2016).

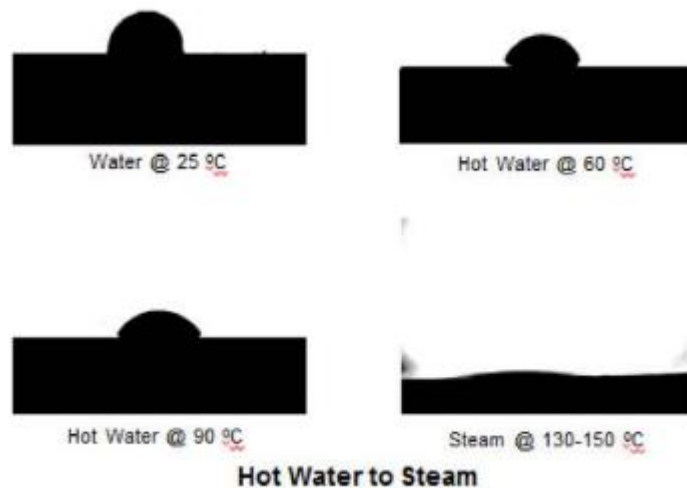


Figura 3.2 Ángulo de contacto de agua caliente y vapor (steam) al alterar la mojabilidad

Fuente: imagen extraída de (Pratama & Babadagli, 2018)

De otra forma en como la temperatura afecta la mojabilidad, es en disminuir la tasa de imbibición de la saturación del agua, como lo describe Al-Aulaqi et al. (2013) donde señalan que al incrementar la temperatura de 20°C a 40 °C, el recobro de petróleo disminuyó del 24% al 21% y a 60°C se redujo aún más al 15% el recobro del petróleo(p.9). De acuerdo al índice de Amott- Harvey obtenido de 0.38@ 20 °C, 0.17@ 40 °C y -0.10@60 °C, revelan que la mojabilidad es alterada al incrementar la temperatura, pasando de ser mojada al agua a ser mojada al petróleo.

En tal sentido, bajo lo referido anteriormente y al analizar estos resultados, se confirma que la alteración de la mojabilidad se debe a la baja salinidad de la salmuera, manteniendo presente la mineralogía de la roca, ya que ciertas arcillas pueden reaccionar con mayor facilidad para una alteración de la mojabilidad para una recuperación secundaria o terciaria (Sheng, 2014). No obstante, al incrementarse la temperatura tiene como aporte en convertir la mojabilidad de ser mojada al agua, pero para petróleo pesado o Bitumen al inyectar vapor tiende a alterar la roca a ser mojada al petróleo. Y si el enfoque es alterar la mojabilidad para una recuperación terciaria, la composición salina provee este cambio en la mojabilidad.

Tabla 3.1 Resumen de resultados del ángulo de contacto para determinar la mojabilidad a diferentes temperaturas.

Autor	Temperatura °C	Brine	Muestra	Angulo de contacto (AC). (grados)	Zeta Potencial, roca-fluido. (mV)
Mohamed & Alvarado, (2017)	80	S-S-S	arenisca	154.6	-2.53
		S-B-S	arenisca	108.6	-20.19
Xie et al. (2017)	140	A-S	arenisca	63	-3.56
		B-S	arenisca	33	-19.27
Pratama & Babadagli, (2018)	25 a 90	Agua caliente	Mica	56 @ 25 °C 73 @ 60 °C 86@ 90 °C	-
	130 y 150	vapor	Mica	185	-

A-S= alta salinidad

B-S= Baja salinidad

S-S-S= sin ser saturado

S-B-S= saturado en baja salinidad

3.2 Alteración de la mojabilidad con Nano-fluidos: tamaño(nm) y concentración wt%

Con la finalidad de obtener un recobro de petróleo que sea rentable, los nano-fluidos cumplen también una función apropiada para alterar la mojabilidad de la roca de reservorio ya sea para una roca hidrófila u oleófila con respecto al tamaño y concentración de la nano-partícula. La compilación de resultados de diferentes artículos, permitieron evaluar en que forma las

nano-partículas de sílice de base de lípidos (LHPN) (LHPN por sus siglas en inglés, lyophobic hydrophilic polysilicon nanoparticles) altera la mojabilidad en una recuperación terciaria permitiendo un factor de recobro satisfactorio.

El-Diasty y Aly (2015) en su estudio con partículas de sílice de diferentes tamaños 5, 20, 40 y 60 nm y concentraciones de 0.1, 0.5, 3%wt de nano-partículas; obtuvieron que la nano-partícula de tamaño de 20nm con concentración de 3%wt es la que mayor resalta con un factor de recobro con un 79% a 0.6PV. En cambio, con el tamaño de la nano-partícula de 40nm con una concentración de 3%wt reflejó un factor de recobro de 67% a 0.35 PV. Es evidente que a mayor concentración de 3%wt proporciona mayor retención de las partículas y un vasto aporte a la repulsión electroestática y aumento de la presión de desjunte (El-Diasty & Aly, 2015). Esto indica que, el espesor de la doble capa eléctrica es totalmente significativa permitiendo que el ángulo de contacto al ser moderadamente mojada al agua resulte ser fuertemente mojado al agua y desplaza con mayor facilidad el petróleo. El-Diasty y Aly sostienen que a menor tamaño de la nano-partícula puede crear aglomeración temporal y afectar los poros muy pequeños (El-Diasty & Aly, 2015) permitiendo que el petróleo presente en el centro de los poros más grande aumente la presión de desjunte $\Pi(h)$, volviendo más estable las fuerzas repulsivas y liberar con facilidad el petróleo y de tal manera aumentar el factor de recobro. Pero, al ser más grande el tamaño de la nano-partícula, taponan totalmente los espacios porosos afectando al factor de recobro.

Hendraningrat et al. (2013) quienes analizaron la alteración de la mojabilidad al aumentar la concentración de los nano-partículas de sílice de base de lípidos (LHP), pudieron observar que primero, las fuerzas de tensión interfacial original entre el agua de formación y petróleo era de 19.2 mN/m. Al introducir nano-partícula de sílice a la salmuera, disminuyó a 10.9mN/m y 7.9mN/m a medida que la concentración de nano-partícula de sílice aumentaba del 0.01%wt a 0.1%wt respectivamente. Además, con el uso de goniometría KSV CAM notaron que el ángulo de contacto disminuyó de 40° a 22° en superficie pulida de sílice sintética en pruebas en laboratorio a condición de ambiente. Además, señalan que al incrementar la concentración wt% tiende a reducir el pH mientras se reduce la fuerza interfacial entre petróleo-agua.(Hendraningrat et al., 2013)

Shidong Li et al. (2015) en cambio, pusieron a prueba dos concentraciones de nano-partícula a 0.05wt% y 0.5wt% para dos tipos de nano-partículas de sílice hidrofílicas, nano-partículas estructural (NSP) y nano-partículas coloidal (CNP) sin presencia de petróleo en los núcleos. En este análisis, prosiguieron a determinar el tipo de nano-partícula que puede alterar la mojabilidad por medio del índice de Amott. Las muestras de núcleo original eran mojadas al petróleo con un índice de Amott de -0.35. Al inundar la muestra con nano-partícula de sílice (NSP), con concentración de 0.05wt% alteró la mojabilidad pasando de ser mojada al petróleo a tener una mojabilidad neutral con un valor de $I_A = -0.1$. A mayor concentración de 0.5wt% disminuyó el índice de Amott original de -0.35 a -0.25 a un estado mojado moderadamente al petróleo. En estos resultados no se puede notar mucha la diferencia como se ha podido notar en El-Diasty y Aly (2015), que a mayor concentración wt% tiende ser fuertemente mojado al agua. Estos índices de mojabilidad, confirman los resultados del ángulo de contacto comparado con Hendraningrat et al. (2013) para nano-partícula de tipo coloidal (CNP); ya que con presencia de petróleo en la prueba disminuye a la vez las fuerzas interfaciales permitiendo que la roca sea mojada al agua, pasando de un índice de -0.2 a 0.36 (102° a 69°) para concentraciones de 0.05 y 0.5 wt% respectivamente (Shidong Li et al., 2015).

Estos resultados nos permiten notar que con nano-partícula coloidal al tener mayor fuerza repulsiva entre petróleo y agua, mayor será la adsorción de las nano-partícula en la superficie de la roca, ya que las nano-partículas coloidal de sílice hacen que la carga total de partícula sea negativa y cualquier partícula adyacente lo repela formando una doble capa dando mayor estabilidad y dispersión (Yu et al., (2008) citado por Dahman, 2017, p.103)).

3.2.1 Nano-partículas: Imbibición espontanea de nano-partículas para alterar la mojabilidad

Sobhani & Dehkordi, (2019) en su prueba por el método de Amott para determinar la alteración de la mojabilidad para una roca inicialmente mojada al petróleo, analizaron por dos maneras; la primera por agregar nano-partícula de diferentes concentraciones 0, 0.05, 0.1, 0.2 en salmuera como fluido de

base con 3%wt NaCl y la segunda con salmuera sola a 3wt%NaCl, para comparar la recuperación de petróleo de cuatro muestras perteneciente al campo petrolero Maroon al Sur de Irán.

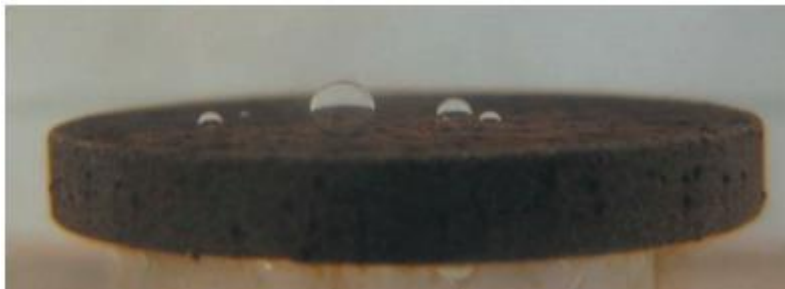


Figura 3.3 Muestra de núcleo mojada al petróleo al estar en contacto con gotas de agua.

Fuente: Imagen extraída de (Sobhani & Dehkordi, 2019)

Los resultados revelan que % recobro de petróleo dentro de 20 días, se dio en un 63% para concentración de nano-partícula a 0.05wt% siendo el mayor recobro dentro de todas las concentraciones. El segundo recobro de petróleo dio en un 53% a 0.1wt% y para 0.2 wt % un 25 % de reobro de petróleo. En cambio, para imbibición espontanea de salmuera sin nano-partículas alcanzó una 17% de recobro de petróleo.(Sobhani & Dehkordi, 2019)

Estos resultados señalan que el aumento de recobro de petróleo se debe a la alteración de la mojabilidad al ser mojado al agua como lo indican (El-Diasty & Aly, 2015; Hendraningrat et al., 2013). El porcentaje de recobro de petróleo a 0.05wt% lo podemos comparar con Shidong Li et al. (2015) donde ambos notaron que la alteración de la mojabilidad pasó de tener una mojabilidad neutral inclinándose a ser mojada al agua. Sobhani & Dehkordi (2019) indican que “a mayor concentración de nano-partícula bloquea la garganta de poros y por ende disminuye el recobro de petróleo”(p.7). Lo cual, contradice con los resultados de El-Diasty & Aly (2015) que evidenció que con nano-partícula hidrófila con concentración 3wt% alcanzó a obtener un recobro del 67%. Esta contradicción se debe al aspecto teórico de, De Ferrer (2001) donde instruye que para una roca mojada al agua, el petróleo se encuentra en el poros más grande y lo contrario ocurre cuando la roca es mojada al petróleo; es evidente que a concentraciones altas de nano-partícula favorece que se desprenda mayor petróleo en roca mojada al agua. Al incrementar la

concentración de nano-partículas disminuirá más el pH como lo ratifica Hendraningrat et al, al estar las nano-partículas en una roca mojada al petróleo se podría presenciar una mojabilidad mixta por las diferencia de presión capilar al alterar la mojabilidad (Hendraningrat et al.,2013). Como a mayor concentración de las nano-partículas aumenta las fuerzas repulsivas, en rocas mojadas al petróleo al disminuir la concentración aumenta las fuerzas de repulsión en espacios poros más pequeños, permitiendo obtener una mayor recuperación de petróleo como ha sido demostrado en la revisión bibliográfica.

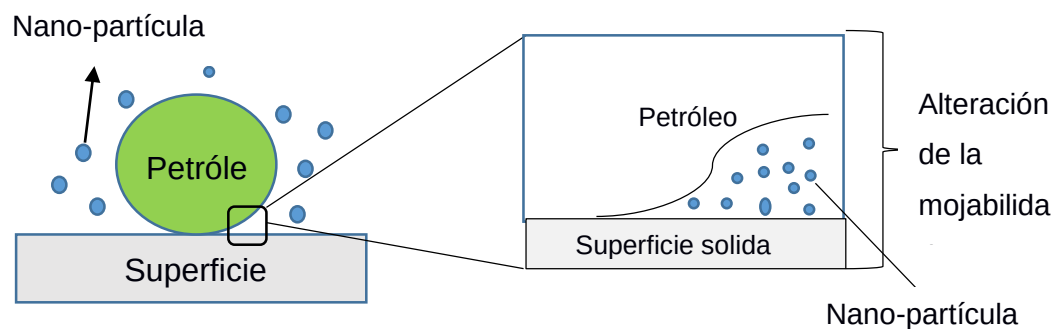


Figura 3.4 Desplazamiento de petróleo en superficie por efecto de la tensión repulsiva de la capa (film)
Fuente: H. Zhang et al., 2014

H. Zhang et al. 2014 en su investigación de sílice de tamaño 20nm a un pH 9.6 para el recobro de petróleo en superficie de vidrio a temperatura de 25 °C realizada en laboratorio, obtuvo una recuperación del 55% de petróleo. Zhang infiere que la aglomeración de sílice en reservorio a altas temperatura, alta salinidad del agua de formación, hace que la nano-partícula de sílice sea muy inestable dañando totalmente la formación (H. Zhang et al., 2014). Por lo tanto, es de importancia considerar la concentración y tamaño de nano-partícula para que se dé una dispersión de nano-fluido estable para las condiciones del reservorio.

3.2.2 Nano-fluido: tensión interfacial y ángulo de contacto

Watson y Ertekin (1988) afirmaban que el cambio de la mojabilidad no se basa en el cambio de las fuerzas de tensión interfacial, sino en S_{wi} y S_{or} . Estudios recientes contradicen este apartado, el uso de nano-partículas enfocado a tensión interfacial entre petróleo-agua altera la mojabilidad ejerciendo una mayor movilidad del petróleo (Roustaei et al., 2012).

Onyekonwu et al. (2010) y Roustaei et al. (2012) coexisten en afirmar que una roca con una mojabilidad neutral con uso de Nano-partículas Polimérica de sílice de Mojado Neutral (NWPN neutrally wet polysilicon nanoparticle) y nano-partícula polimérica de sílice oleófila (HLPN Hydrophobic lipophilic polysilicon nanoparticle) tiende a alterar la mojabilidad con mayor facilidad y permite tener una mayor recuperación de petróleo en la recuperación terciaria. En cambio, para una roca mojada al agua al usar las nano-partículas lipófilas (LHNP- lipophofic hydrophilic nanoparticle) solo aumentara la producción de agua. En el estudio de Sobhani & Dehkordi (2019) anteriormente explicado, podría ser necesario el analizar con NWPN y HLPN ya que estas nano-partículas tienden a reducir el efecto de la presión capilar y alterar la mojabilidad de ser mojado al petróleo a tener una mojabilidad neutral (Roustaei et al., 2012). De acuerdo a Onyekonwu et al. (2010) un roca con mojabilidad neutral producen más petróleo que una roca mojada al agua por lo que las nano-partículas NWPN y HLPN actúan como surfactantes y reducen las tensiones interfaziales.

3.3 Mojabilidad en la Imbibición para una recuperación secundaria

La finalidad de determinar la imbibición con respecto a la mojabilidad, se analizó la influencia de la mojabilidad en la recuperación secundaria. X. Liu et al. (2019) por medio de las pruebas de imbibición en 60 horas con rocas de preferencia al agua, con una permeabilidad en la muestra mayor a 0.1 mD, aproximadamente su recuperación de petróleo fue 6.7 a 7.6 %, en cambio las muestras con una permeabilidad menor a 0.1 mD, su recuperación de petróleo aproximadamente fue 19.2 a 26.7 %. Para Al-Aulaqi et al. (2013) la acumulación de agua connata da como resultado una captura mayor de petróleo, lo que conlleva a reducir al 19% la recuperación de petróleo en comparación con un 46% en los núcleos sin agua connata.

Por otra parte, los resultados del envejecimiento estático y dinámico se encuentran publicados en (Fernø et al., 2010). Los núcleos envejecidos estáticamente en petróleo crudo alrededor de 72 horas dieron un índice de agua de Amott Harvey con una variación entre $I_w = 0.52$ y $I_w = 0.77$, lo que significa variar la mojabilidad de estado neutral a ser mojado al agua, obteniendo un promedio general de $I_w = 0.67$ mojado al agua, ángulo de contacto 48° . En cambio, los núcleos de inyección continua de petróleo, es

decir, los núcleos envejecidos dinámicamente a temperaturas elevadas menores a 72 horas tuvieron un índice de agua de Amott Harvey con una variación entre $I_w = 0.16$ y $I_w = 0.66$ exhibiendo un promedio en el índice de agua de Amott Harvey de 0.35 de la misma manera una mojabilidad al agua.

La comparación entre estos dos métodos de los índices de agua promedio de Amott Harvey con similares propiedades del petróleo crudo (mismas condiciones de filtración y oxidación) indican que durante 72 horas de envejecimiento estático la reducción en la mojabilidad del agua fue aproximadamente la misma con $I_w = 0.55$ y durante 48 horas de envejecimiento dinámico resultando con $I_w = 0.55$. lo que indica que, para una recuperación secundaria, al ser una roca arenisca tendrá la tendencia de ser mojada al agua, aunque varía el rango del índice de Amott, pero se mantiene dentro de la mojabilidad esperada para un yacimiento clástico.

En Fernø et al. (2010) la imbibición espontanea los puntos finales reflejan la variación en la mojabilidad de ($I_w = 0.52-0.66$) pero fueron muy diferentes las tasas de producción. Cuando dos núcleos se compararon con igual mojabilidad ($I_w = 0.57$ y 0.56), el punto final dio el mismo para la imbibición espontanea, sin embargo, para el envejecimiento estático fue 15 veces más lenta la tasa de producción para su primer 40% de la recuperación total.

X. Liu et al. (2019) logró la extracción de petróleo en los poros cuando la muestra saturada de petróleo estaba rodeada de salmuera. Por lo que se concluye que mayor es la recuperación de petróleo en cuanto la permeabilidad de la muestra sea menor.

Al-Aulaqi et al. (2013) en medios porosos de mojabilidad mixta no toda el agua connata está presente como una capa (film) continua delgada a diferencia de los núcleos mojada con agua. Al no ser continuas algunas gotas de agua connata es muy probable que se forme una barrera discontinua y actúe frente al petróleo residual.

El método dinámico para tiempos de envejecimientos superiores a 6 días son los mayores cambios en la mojabilidad, estableciendo índices de agua de Amott Harvey por debajo del envejecimiento estático, pero tiene una desventaja en el consumo de crudo mayormente durante el envejecimiento.

Estos índices de agua son ligeramente más bajos debido a la oxidación adicional.

(Johannesen, E; Howard, J; Graue, A (2008) citado por Al-Aulaqi et al. (2013)) describe que durante el proceso de envejecimiento el mayor cambio de la mojabilidad está influenciado por el ángulo de contacto entre la superficie de la pared de los poros y el petróleo crudo, así como por la composición del petróleo. El envejecimiento dinámico posiblemente sería más eficiente ya que en el proceso de alteración de la mojabilidad, el núcleo se suministra continuamente con componentes de petróleo crudo activos, consumiendo más componentes tensioactivos del petróleo crudo alcanzando finalmente en el proceso de envejecimiento su equilibrio.

En base a la siguiente figura 3.5, Ju & Fan (2012) muestra que para una mojabilidad de agua fuerte $IA=0.80$ la permeabilidad relativa del petróleo es mayor que la de una mojabilidad de agua débil $IA=0.24$ dada a una saturación específica de agua y es de manera viceversa para la permeabilidad relativa de agua. Lo que concluye que mayor es la movilidad de la fase oleosa en cuanto más fuerte es la mojabilidad del agua.

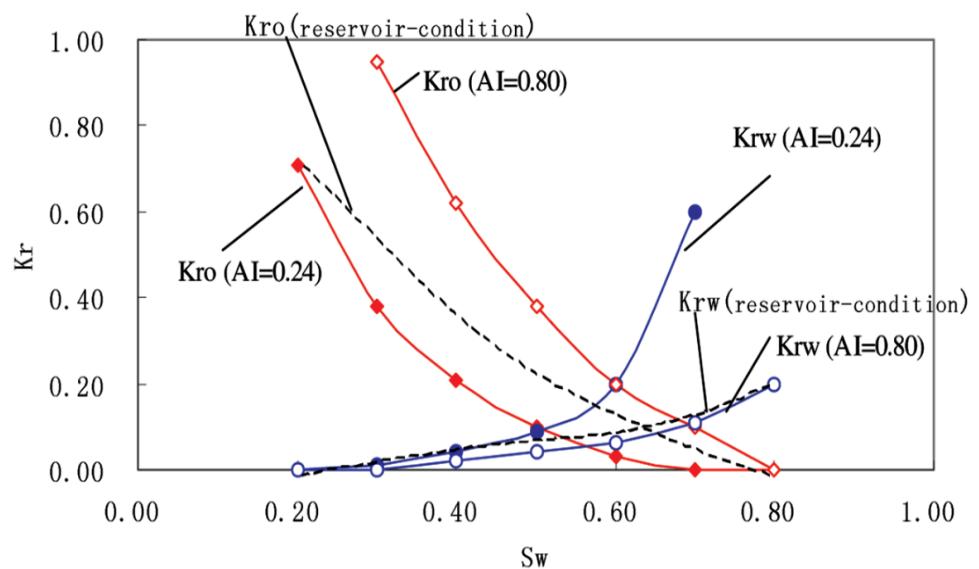


Figura 3.5 Comparación de la permeabilidad relativa para diferentes Índices de Amott ($IA= 0.24$ que muestra la condición inicial del yacimiento con agua connata; $IA=0.80$ que muestra la condición del petróleo residual). Sus líneas punteadas son la permeabilidad relativa en condicione de reservorio

Fuente: imagen extraída de (Ju & Fan, 2012)

Esta figura, K_{ro} ($I_A = 0.24$) y K_{rw} ($I_A = 0.24$) son las permeabilidades relativas al petróleo y al agua respectivamente, lo que nos muestra la mojabilidad inicial del yacimiento. Así también K_{ro} ($I_A = 0.80$) y K_{rw} ($I_A = 0.80$) donde nos refleja la mojabilidad en una fase de alto corte de agua. Los resultados en base a una simulación numérica la recuperación simulada al usar K_r ($I_A = 0.24$) es mucho menor que su recuperación real dentro de los datos de producción de petróleo según Ju & Fan (2012) teniendo en cuenta que las previstas recuperaciones de petróleo son: 11.3% (K_r , $I_A = 0.24$), 21.1% (K_r , $I_A = 0.80$), 17.4% (considerando la alteración de la mojabilidad) y 17.7% (en base a los datos de producción) con un corte de agua del 80%. Ju y Fan también indicaron que los cortes de agua son de 94.4% (K_r , $I_A = 0.24$), 74.1% (K_r , $I_A = 0.80$), 89.2% (consideración de la mojabilidad) y 91.1% (con datos de producción) cuando la recuperación de petróleo llega al 25%, mostrando que los resultados de la simulación numérica son muy cercanos a los datos de producción considerando la alteración de la mojabilidad.

Nasiri et al. (2009) indican en dos muestras de núcleo (A1, A2) frente a un tiempo adimensional los resultados de la imbibición espontánea de salmuera y salmuera greenzyme. La tasa de producción del núcleo A1 es mayor que el núcleo A2 en las primeras etapas de la producción de petróleo hechas por imbibición espontánea y salmuera greenzyme. En el núcleo A1 la recuperación de petróleo es aproximadamente un 24% de OOIP con un 14% de OOIP en comparación con el núcleo A2 después del primer minuto. Este retraso de en la producción de petróleo en consecuencia, podría estar relacionado con el tiempo de reacción de greenzyme. No obstante, en el núcleo A2 con un 43% de OOIP muestra una mayor producción total de petróleo por imbibición espontánea de salmuera greenzyme en comparación con el núcleo A1 que tiene un 41% de OOIP. Sin embargo, indica que no es significativa la recuperación de petróleo que tendría una diferencia del 2% de OOIP.

3.4 Ventajas del rol destacado de los nano-fluidos en la alteración de la mojabilidad para IOR y EOR

Por medio de la nanotecnología en este trabajo para la alteración de la mojabilidad, se basó en las nano-partículas de sílice por varias razones

explicadas más adelante con la finalidad de aumentar la productividad de los pozos y el recobro mejorado de petróleo.

Las nano-partículas de sílice ocupan una posición destacada en la investigación científica, son fácilmente sintetizables y se pueden obtener de distintas formas y tamaño, usados ampliamente en diversas aplicaciones industriales, como por ejemplo catálisis, pigmentos, sustratos electrónicos y de película delgada, aisladores electrónicos y térmicos y sensores de humedad ya que son inertes, biodegradables y presentan una buena biodistribución (Le et al., 2011)

En base a distintos estudios realizados para la alteración de la mojabilidad, las nano-partículas de sílice tiene muchas ventajas en este campo en base a la calidad de algunos de estos productos que depende de gran manera a la distribución y tamaño de estas partículas. (Herrera et al., 2008) Entre sus ventajas tenemos:

- ✓ El dióxido de silicio (SiO_2) es el 99.8% de la nano-partícula de sílice, siendo el principal componente de la arenisca, lo que conlleva a ser dentro del medio ambiente un material respetuoso.
- ✓ En yacimientos de petróleo, la nano-partícula de sílice se aplica para la alteración de la mojabilidad por lo que es fácil de obtener su materia prima (cuarzo) y el precio es más barato que el químico ya que la nano-partícula de sílice está hecha de dióxido de silicio (SiO_2).
- ✓ Las propiedades químicas de las nano-partículas fácilmente se pueden controlar cambiando el revestimiento superficial químico en vista que el comportamiento químico de la nano-partícula se puede correlacionar con la sustancia química del revestimiento superficial.

Dentro de los temas de recobro mejorado y productividad de pozos, se han realizado muchos estudios experimentales con esta nano-partícula de sílice obteniendo los siguientes análisis de resultados:

Ogolo et al. (2012) realizó un estudio en yacimientos de arenisca mojada al agua sobre la aplicación de dióxido de silicio (SiO_2), mostrando que el agente dispersante al contener etanol, se altera la mojabilidad a intermedia o neutral, permitiendo una reducción en la tensión interfacial.

L. Wang et al.(1999) demostró que las nano-partículas de dióxido de silicio (SiO_2) tienen buena estabilidad térmica en base a su investigación

cuando se calienta a varias temperaturas hasta 650°C, revelando que el área de superficie específica de SiO_2 apenas cambia.

Por su parte Hendraningrat & Torsæter, (2015) que las nano-partículas de sílice en comparación con los óxidos metálicos llegan a formar una emulsión más estable en salmuera NaCl al 3% y no necesitan de un estabilizador. Además, Hendraningrat & Torsæter, (2015) informaron que la disminución de 55° a 22° en el ángulo de contacto agua-petróleo-sílice se debe al aumento de 0 a 0.1% en peso la concentración de nano-partículas en la fase acuosa. En base a esta disminución del ángulo de contacto observada en su estudio, propusieron que la alteración de la mojabilidad resultó en una recuperación de adicional de petróleo en los yacimientos de arenisca en comparación con la inundación de salmuera.

En base a un análisis reflexivo las nano-partículas de dióxido de sílice SiO_2 y sus combinaciones se han llevado a cabo varias investigaciones en laboratorio, centrándose en la alteración de la mojabilidad como tema principal inducida por la inyección de nano-fluido y sus comportamientos observados variaron de una manera significativa dependiendo de las nano-partículas como el tratamiento superficial de ellas , su composición mineral y propiedades de la superficie de la roca del yacimiento de mojabilidad inicial.

Mediante la adsorción de las nano-partículas en la superficie de esta, los nano-fluidos pueden alterar la mojabilidad de la roca. Este mecanismo de la alteración de la mojabilidad con nano-fluidos se estructura y fundamenta con la teoría PES (Presión estructural de separación) o presión de desjunte ($\Pi(h)$) (Kazemzadeh et al., 2019). El concepto de presión estructural de separación (PES) se relaciona con la habilidad que tienen los fluidos de extenderse a lo largo de toda la superficie del estrato por medio a un desbalance de las fuerzas interfaciales que ocurre entre el comportamiento del sólido, el agua y el petróleo (Wasan et al., 2011). Este mecanismo se genera en el área de contacto trifásico (agua-petróleo-sólido) por la presencia de fuerzas electrostáticas y el movimiento Browniano entre sus partículas.

3.5 Análisis de resultados del estudio analítica obtenidos en la alteración de la mojabilidad al comparar agua de baja salinidad y alta salinidad

En este desarrollo analítico, se comparó la inyección de agua de baja salinidad con alta salinidad para determinar como la mojabilidad puede llegar ser alterada con el fin de incrementar la producción. Se pudo determinar que el frente de agua de baja salinidad es más cercano a la ruptura, figura 3.4 esto se debe a la diferencia de viscosidad de los fluidos inyectados, aunque es de mencionar que la diferencia entre las viscosidades es mínima, pero, lo que ejerce este avance del frente de agua es debido a la composición iónica de los fluidos inyectados, lo cual será analizado a continuación.

Una baja composición iónica de Mg^{2+} mencionado en la tabla 2.7, en el agua de baja salinidad con salinidad de 3.894ppm permitió proyectar una rápida interacción con la superficie de la roca con más rápida aproximación hacia la ruptura desplazando la mayor cantidad de petróleo hacia la zona productora.

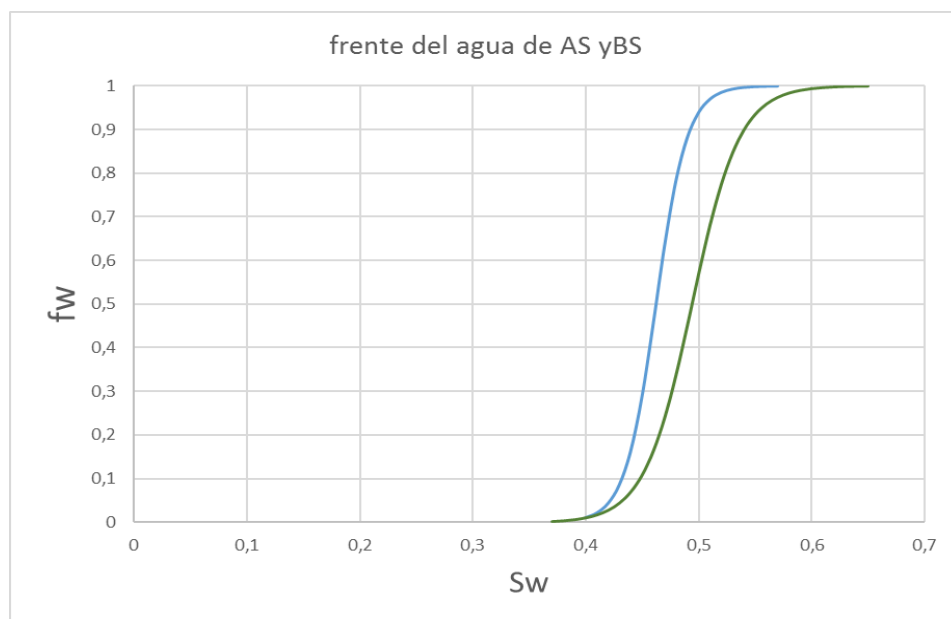


Figura 3.4 Frente del agua con respecto a la saturación del agua para (azul) alta salinidad (AS) y (verde) baja salinidad (BS)

Elaborado por: León y Siguenza (2020)

Además, para el tiempo en el momento de la ruptura se obtuvo que para la inyección de agua de baja salinidad fue de 263 días, en cambio para el agua de alta salinidad fue de 690 días, con una diferencia de un

año y dos meses aproximadamente. Al ser este un desarrollo analítico considerado de forma práctica para tener un conocimiento de cómo la alteración de la mojabilidad incrementa la producción teniendo en cuenta una composición química del agua que aporta en la recuperación secundaria y también en la recuperación mejorada; se obtuvo que eficientemente el agua de baja salinidad acelera el proceso no tan solo por la baja salinidad de 33,894ppm ante 116,735ppm de agua de alta salinidad, sino por la baja concentración de cationes divalentes. Frente a lo mencionado se rechaza la hipótesis nula, y se acepta la hipótesis de investigación, donde la inyección de agua de baja salinidad incrementa la producción al alterar la mojabilidad volviéndola mojada al agua.

Con respecto a la composición iónica, nuestros resultados pueden ser corroborados con Q. Xie et al. (2017) donde afirman que las altas presencias de cationes divalentes tiende a contraer la expansión de la doble capa, lo cual significa que hará que el ángulo de contacto se incremente haciendo que la roca tenga una mojabilidad al petróleo disminuyendo aún más el zeta potencial, o sea la estabilidad coloidal para que la inundación de agua pueda disminuir el ángulo de contacto y así desplazar el petróleo hacia la zona productora.

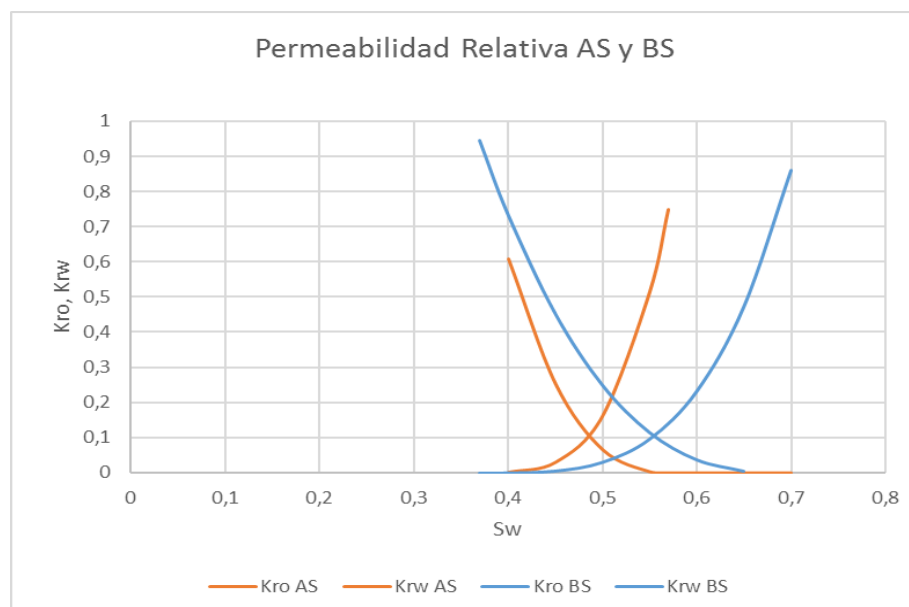


Figura 3.5 curva de permeabilidad relativa, (anaranjado) inyección de agua de alta salinidad (AS) y (azul) agua de baja salinidad (BS)

Elaborado por: Leon y Siguenza (2020)

La figura 3.5 describe la alteración de la mojabilidad al comparar entre agua de baja salinidad y alta salinidad. Es evidente que, al inyectar agua de baja salinidad, la mojabilidad de la roca pasa de ser mojada al petróleo a ser mojada al agua desplazando las curvas hacia la derecha lo cual significa que disminuye la saturación residual de petróleo. Este desplazamiento de las curvas de permeabilidad relativa entre agua de baja salinidad y alta salinidad pueden ser comparado con Y. Liu et al. (2016) donde sugieren que al tener menor presencia de cationes divalentes permitirá que las curvas de permeabilidad relativa reflejen que la mojabilidad ha sido alterada y por ende se puede esperar un incremento en la producción. En la tabla 3.2 podemos analizar cada uno de los valores obtenidos en nuestra practica por el método de Buckley Leverett y Welge.

Tabla 3.2 Resultado al momento de la ruptura y posterior a la ruptura para agua de alta salinidad (AS) y agua de baja salinidad (BS)

Elaborado por: León y Sigüenza (2020)

frente del agua en la ruptura- AS		
fwf	0,86	
Swf	0,490	
Swp	0,507	
(dfw/dSw)swf	8	
PV	620623,33	bbl
tbt	82	dias
Wi(bt)	73883,7	bbl
Qi(bt)	0,12	PV
Ed	0,18	

frente del agua en la ruptura/ BS		
fwf	0,86	
Swf	0,532	
Swp	0,56	
(dfw/dSw)swf	6	
PV	620623,33	bbls
tbt	115	dias
Wi(bt)	103437,222	bbls
Qi(bt)	0,16666667	PV
Ed	0,26	

posterior a la ruptura AS		
fwf2	0,986	
swf2	0,521	
Swp'	0,535	
(dfwf/dSwf)sw2	1	
t'bt	690	dias
Ed	0,23	
Np	64038	bls
FR%	22,5	
Wi	620623,3304	bbl
Qi	1	PV
Wp	529976,36	bbl
WOR	86,3	%

posterior a la ruptura BS		
fwf2	0,94	
swf2	0,552	
swp'	0,5660	
(dfwf/dSwf)swf2	2,62	
t'bt	263	dias
Ed	0,28	
Np	78743	bls
FR%	27,7	
Wi	236879,134	bbl
Qi	0,38	pv
Wp	135735,7	bbl
WOR	19	%

Entre los valores obtenidos, la diferencia entre el factor de recobro es de 5.2% al tener un desplazamiento en las curvas de la permeabilidad relativa al convertir la roca mojada al agua, pero con una diferencia notable en los días posterior a la ruptura en la producción acumulada de petróleo. Con respecto a la eficiencia de desplazamiento, en un sistema homogéneo como fue el caso de estudio, se esperaba que mientras se vuelva la superficie mojada al agua mejoraba la eficiencia de desplazamiento. Como se puede observar que la eficiencia de desplazamiento aumenta a 28% para el agua de baja salinidad. El volumen poroso inyectado después de la ruptura para el agua de baja salinidad resulta en 0,38pv; este comportamiento de los poros inyectados se

asocia a lo descrito por De Ferrer (2001) donde el petróleo se centrara en los poros más grandes, y el agua en su camino formará caminos continuos de petróleo al tener una buena expansión de la doble capa y disminuyendo su ángulo de contacto al adherirse a la roca.

Adicionalmente, Alotaibi et al.(2011) respalda los resultados obtenidos, donde sostiene que la alteración de la mojabilidad se llega a dar por la energía interfacial entre roca-fluido y fluido-fluido, donde la fuerza iónica de la composición en la solución juega un rol importante en la alteración de mojabilidad.

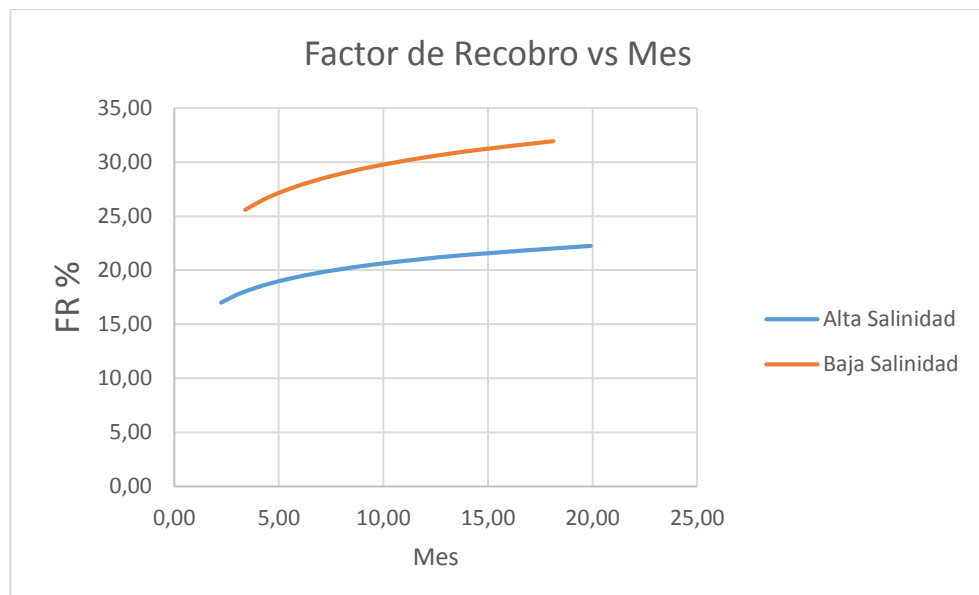


Figura 3.6Factor de recobro entre agua de baja salinidad(anaranjado) y alta salinidad (azul)

Elaborado por: Leon y Siguenza (2020)

En tal sentido, bajo lo mencionado y al analizar estos resultados confirmamos que mientras más baja sea la composición iónica en el agua de baja salinidad resultara la fase de petróleo más continua y fácil de extraer que al inyectar agua de alta salinidad. Además, se puede afirmar que una de las posibles razones que hace la inyección de agua de baja salinidad sea efectiva es por elasticidad que crea en la interface de fluido-fluido.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Entre los factores que alteran la mojabilidad se obtuvo que la composición química del agua y la temperatura del reservorio, causan efecto en el ángulo de contacto al permitir convertir la mojabilidad de pasar de ser moderadamente mojada al petróleo a ser mojada al agua.
- La mojabilidad está relacionada con la afinidad que tenga el sustrato al agua o petróleo, siendo que el ángulo de contacto dependa de la mineralogía del sustrato.
- El intercambio de cationes provenientes del agua de baja salinidad permite mantener una fuerza de repulsión con los componentes negativos del cuarzo facilitando una alteración de la mojabilidad.
- Los nano-partículas de sílice, son más compatibles con las areniscas por el dióxido de silicio (SiO_2) facilitando la alteración de la mojabilidad del sustrato al incrementar la concentración de la nano-partícula disminuyendo el ángulo de contacto y las tensiones interfaciales. Las nano-partículas de Sílice son menos costoso que otros químicos y amigable con el medio ambiente.
- El factor de recobro para inyección de agua de baja salinidad alcanza hasta un 35% comparado a 24% para agua de alta salinidad. El tiempo de ruptura es notable que para el agua de baja salinidad el tiempo t_{bt} de 263 días es debido a la baja composición iónica de Mg^{2+} del fluido. Además, alcanzando una eficiencia de desplazamiento de 28% y una producción acumulada de 78743bbl de petróleo producido. La relación agua-petróleo en superficie se calculó en un 19% con una acumulación de agua de 135735,7 bbl, incrementando la producción acumulada en 14.704 bbls.

Recomendaciones

Para darle un mayor seguimiento a este tema que es de importancia para reconocer la afinidad de los fluidos a la roca, se recomienda considerar los siguientes aspectos:

- Realizar la mayor cantidad de muestras en laboratorio de núcleos pertenecientes a un campo del país, ya que poco se ha publicado en acerca de la mojabilidad del reservorio de areniscas en el país.
- Se recomienda llevar a cabo una simulación piloto de Nano-partículas Polimérica de sílice de Mojado Neutral, ya que estas prometen un significativo incremento en el factor de recobro al alterar la mojabilidad a una afinidad neutral.
- Elaborar un estudio económico para una inundación de agua de baja salinidad, dentro de un marco explicativo de la efectividad de esta técnica al emplearse en el país.

Cualquier de estos aspectos a considerar darán un realce a la investigación realizada ya que, con un mayor estudio con instrumentos puestos en práctica en laboratorio, simulación con ECLIPSE o cualquier otro se obtendrá resultados reales, adaptables para nuestro yacimiento que beneficien la producción de petróleo.

BIBLIOGRAFÍA

- Abbasi, S., Shahrabadi, A., Golghanddashti, H., & Ripi, I. (2011). Experimental Investigation of Clay Minerals ' Effects on the Permeability Reduction in Water Injection Process in the Oil Fields. *SPE 144248 European Formation Damage Conference.*, 1–10. <https://doi.org/10.2118/144248-ms>
- Al-Aulaqi, T., Fisher, Q., Grattoni, C., & Al-Hinai, S. M. (2013). Wettability alteration by brine salinity and temperature in reservoir cores. *Society of Petroleum Engineers - SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition 2013*, 597–628. <https://doi.org/10.2118/168652-ms>
- Al-Saedi, H. N., Alhuraishawy, A. K., Flori, R. E., Brady, P. V., Heidari, P., & Almansour, A. (2018). New wettability method for sandstone using high-salinity/low-salinity water flooding at residual oil saturation. *Society of Petroleum Engineers - SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia 2018*, 1–16.
- Alotaibi, M. B., Nasralla, R. A., & Texas, A. (2011). Wettability Studies Using Low-Salinity Water in Sandstone Reservoirs. *SPE 149942*, 14(06), 713–725.
- Amott, E. (1960). Observations Relating to the Wettability of Porous Rock. *Transactions of the AIME*, 216(01), 156–162.
- Anderson, W. G. (1986). Wettability Literature Survey — Part 1: Rock / Oil /Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability. *Journal of Petroleum Technology*, 38(10), 1125–1139.
- Anderson, W. G. (1988). Wettability Literature Survey- Part 2 : Wettability Measurement. *Journal of Petroleum Technology*, 38(11), 1–246.
- Basu, S., & Sharma, M. (1996). Measurement of Critical Disjoining Pressure for Dewetting of Solid Surfaces. *Journal of Colloid and Interface Science*, 181(02), 443–455. <https://doi.org/10.1006/jcis.1996.0401>
- Batycky, J. P., Mccaffery, F. G., Fisher, D. B., & Hodgins, P. K. (1981). Interpreting Relative Permeability and Wettability From Unsteady-State Displacement Measurements. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 21(03), 296–308.
- Bennion, D. B., Thomas, F. B., Schulmeister, B., & Ma, T. (2006). A Correlation of the Low and High Temperature Water-Oil Relative Permeability Characteristics of Typical Western Canadian Unconsolidated Bitumen Producing Formations. *Canadian International Petroleum Conference*. <https://doi.org/10.2118/2006-092>
- Blake, T. D., & Coninck, J. De. (2004). *The influence of pore wettability on the dynamics of imbibition and drainage*. 250, 395–402.

<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2004.05.024>

- Bourblaux, B. J., & Kalaydjian, F. J. (1990). Experimental study of cocurrent and countercurrent flows in natural porous media. *SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers)*, 5(3), 361–368. <https://doi.org/10.2118/18283-pa>
- Buckley, J.S., Takamura, K., & Morrow, N. R. (1989). Influence of Electrical Surface Charges on the Wetting Properties of of Crude Oils. *SPE Reservoir Engineering*, 332–340. <https://doi.org/10.2118/16964-PA>
- Buckley, Jill S, Edwards, J., & Fordham, E. (2007). Los fundamentos de la mojabilidad. *Oilfield Review*, 48–67.
- Burgues, L., & Cumilaf, D. (2019). *Simulador de flujo bifásico, water-oil, en Reservorio, utilizando planillas de cálculo* [Universidad Nacional del Comahue]. http://rdi.uncoma.edu.ar:8080/bitstream/handle/123456789/15135/PIP_BURGUÉS-CUMILAF.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Castañeda, J., Cadena, M., & Sánchez, D. (2012). *Programa computacional para predecir el comportamiento de un yacimiento sometido a inyección de agua por el método de Crig, Geffen and Morse*. ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL- Ecuador.
- Chaturvedi, T., Schembre, J. M., & Kavscek, A. R. (2009). Spontaneous imbibition and wettability characteristics of Powder River Basin coal. *International Journal of Coal Geology*, 77(1–2), 34–42. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.08.002>
- Chávez, W., & Ganán, J. (2019). *Estimacion del incremento del factor de recobro por inyeccion de auga de baja salinidad, aplicando simulacion matematica, del reservorio “U” de un campo del oriente ecuatoriano*. Universidad Central Del Ecuador.
- Contreras, S. (2019). *CARACTERIZACIÓN DEL EFECTO DE LA MINERALOGÍA, ABUNDANCIA DE LA PROPIEDADES REOLÓGICAS DE RELAVES DE SULFUROS DE COBRE*. Universidad de Chile.
- Dahman, Y. (2017). Nanoparticles**By Yaser Dahman, Hoda Javaheri, Jiafu Chen, and Basel Al-Chikh Sulaiman. In *Nanotechnology and Functional Materials for Engineers* (pp. 93–119). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-51256-5.00005-8>
- De Ferrer, M. P. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. In *Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos*. (Segunda ed). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Ehrlich, R. (1970). The Effect of Temperature on Water Oil Imbibition Realtive Permeability. *Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, to Be Held in*

Pittsburgh, Pennsylvania, November 5-6., 1–6.

- El-Diasty, A. I., & Aly, A. M. (2015). Understanding the mechanism of nanoparticles applications in enhanced oil recovery. *Society of Petroleum Engineers - SPE North Africa Technical Conference and Exhibition 2015, NATC 2015*, 1–19. <https://doi.org/10.2118/175806-ms>
- Esmaeili, S., Sarma, H., Harding, T., & Maini, B. (2019). Review of the effect of temperature on oil-water relative permeability in porous rocks of oil reservoirs. *Fuel*, 237(June 2018), 91–116. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.09.100>
- Fanchi, J. (2010). Gestión integrada de activos de yacimientos: principios y mejores prácticas. *SPE*.
- Fernø, M. A., Torsvik, M., Haugland, S., & Graue, A. (2010). Dynamic laboratory wettability alteration. *Energy and Fuels*, 24(7), 3950–3958. <https://doi.org/10.1021/ef1001716>
- Freire, J. (2010). *ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA SEPARACIÓN AGUA-PETRÓLEO EN EL FONDO DEL POZO PARA LA REDUCCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN EN UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO*. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.
- George, E., Cremé, A., Morales, C. E., López, S., & Aguero, G. (2013). Valoraciones sobre fundamentos de la interacción roca - fluido en la perforación de pozos de petróleo. *Revista CENIC. Ciencias Químicas*, 44, 68–80. <https://doi.org/http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=181629303009> Cómo
- Gregory, J. (1981). Approximate Expressions for Retarded van der Waals Interaction. *Journal of Colloid and Interface Science*, 83(1), 138–145.
- Hendraningrat, L., Li, S., & Torsæter, O. (2013). A coreflood investigation of nanofluid enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 111, 128–138. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.07.003>
- Hendraningrat, L., & Torsæter, O. (2015). Metal oxide-based nanoparticles: revealing their potential to enhance oil recovery in different wettability systems. *Applied Nanoscience (Switzerland)*, 5(2), 181–199. <https://doi.org/10.1007/s13204-014-0305-6>
- Herrera, A. P., Barrera, C., & Rinaldi, C. (2008). Synthesis and functionalization of magnetite nanoparticles with aminopropylsilane and carboxymethyldextran. *Journal of Materials Chemistry*, 18(31), 3650–3654. <https://doi.org/10.1039/b805256e>
- Hilner, E., Andersson, M. P., Hassenkam, T., Matthiesen, J., Salino, P. A., & Stipp, S. L. S. (2015). The effect of ionic strength on oil adhesion in sandstone- the search for

- the low salinity mechanism. *Scientific Reports*, 5(01), 1–9. <https://doi.org/10.1038/srep09933>
- Hirasaki, G. (1991). Wettability: fundamentals and surface forces. *SPE*, 2(6), 217–226.
- Hough, D., & White, L. (1980). The calculation of Hamaker constants from Lifshitz theory with application to wetting phenomena. *Advances in Colloid and Interface Science*, 14, 3–41.
- Huh, C., Huh, D., Maša, P., & Prigiobbe, V. (2019). Practical Nanotechnology for Petroleum Engineers. In Tayler & Francis Group (Ed.), *Journal of Petrology* (Vol. 369, Issue 1). CRC Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Jackson, M. D., Vinogradov, J., Hamon, G., & Chamerois, M. (2016). Evidence, mechanisms and improved understanding of controlled salinity waterflooding part 1 : Sandstones q. *Fuel*, 185, 772–793. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.07.075>
- Jing, W., Huiqing, L., Genbao, Q., Yongcan, P., & Yang, G. (2019). Investigations on spontaneous imbibition and the influencing factors in tight oil reservoirs. *Fuel*, 236(September 2018), 755–768. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.09.053>
- Ju, B., & Fan, T. (2012). Wettability Alteration and Its Effects on Production in Water Flooding. *Petroleum Science and Technology*, 30(16), 1692–1701. <https://doi.org/10.1080/10916466.2011.639589>
- Kafili Kasmaei, A., & Rao, D. N. (2015). Is wettability alteration the main cause for enhanced recovery in low-salinity waterflooding? *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 18(2), 228–235. <https://doi.org/10.2118/169120-PA>
- Kazemzadeh, Y., Shojaei, S., Riazi, M., & Sharifi, M. (2019). Review on application of nanoparticles for EOR purposes: A critical review of the opportunities and challenges. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 27, 237–246. <https://doi.org/10.1016/j.cjche.2018.05.022>
- Kumar, M., Fogden, A., Senden, T., Knackstedt, M., & Core, D. (2010). Investigation of Pore-Scale Mixed Wettability. *Presentation at the 2010 SPE Improved Oil Recovery Symposium Held in Tulsa, Oklahoma, USA, 24–28 April 2010.*, 1, 1–14.
- Lager, A., Limits, P. R., Webb, K. J., & Limits, P. R. (2008). LoSal TM Enhanced Oil Recovery : Evidence of Enhanced Oil Recovery at the Reservoir Scale. *Presentation at the 2008 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium Held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 19–23 April 2008.*
- Le, N. Y. T., Pham, D. K., Le, K. H., & Nguyen, P. T. (2011). Design and screening of synergistic blends of SiO₂ nanoparticles and surfactants for enhanced oil recovery in high-temperature reservoirs. *Advances in Natural Sciences: Nanoscience and*

- Nanotechnology*, 2(3). <https://doi.org/10.1088/2043-6262/2/3/035013>
- Leon, J., Mejia, T., Moreno, L., Buendia, H., Zapata, J., & Diaz, C. (2014). Experimental comparison for The Calculation of Rock Wettability Using the Amott-Harvey Method and A New Visual Method. *Ciencia, Tecnologia y Futuro*, 5(5), 5–22.
- Li, Shidong, Genys, M., Wang, K., & Torsæter, O. (2015). Experimental study of wettability alteration during nanofluid enhanced oil recovery process and its effect on oil recovery. *Society of Petroleum Engineers - SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, RCSC 2015*, 393–403. <https://doi.org/10.2118/175610-ms>
- Li, Shuai, Ding, Y. hong, Cai, B., Lu, Y., & Gu, D. (2017). Solution for counter-current imbibition of 1D immiscible two-phase flow in tight oil reservoir. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(3), 727–733. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0273-3>
- Liu, X., Kang, Y., You, L., Chen, F., Yan, L., Feng, B., & Gai, K. (2019). Experimental Evaluation of Spontaneous Imbibitions and Water Injection in Tight Sandstone Oil Reservoirs. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 44(12), 10525–10535. <https://doi.org/10.1007/s13369-019-04106-z>
- Liu, Y., Jiang, T., Zhou, D., Zhao, J., & Oilfield, P. T. (2016). Evaluation of the Potential of Low Salinity Water Flooding in the High Temperature and High Salinity Dong-He-Tang Reservoir in the Tarim Oilfeild , China : Experimental and Reservoir Simulation Results. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition Held in Perth, Australia, 25-27 October 2016.*, 1–15.
- Lu, Y., Najafabadi, N. F., & Firoozabadi, A. (2017). Effect of Temperature on Wettability of Oil/Brine/Rock Systems. *Energy and Fuels*, 31(5), 4989–4995. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b00370>
- Ma, S. M., & Zhou, X. (1999). Characterization of Wettability from Spontaneous Imbibition Measurements. *JCPT*, 38(13).
- Ma, S, Marrow, N. R., & Zhang, X. (1995). Generalized scaling of spontaneous imbibition data for strongly water-wet systems. In *Technical Meeting/Petroleum Conference of The South Saskatchewan Section. Petroleum Society of Canada*.
- Ma, Shouxian, Morrow, N., & Zhang, X. (1997). Generalized scaling of spontaneous imbibition data for strongly water-wet systems. *Petroleum Science & Engineering*, 18(3–4), 165–178.
- Malrose, J. C. (1982). Interpretation of Mixed Wettability States in Reservoir Rocks. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/10971-ms>

- Masalmeh, S. K. (2003). The effect of wettability heterogeneity on capillary pressure and relative permeability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 39(3–4), 399–408. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(03\)00078-0](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(03)00078-0)
- Mattax, C. C., & Kyte, J. R. (1962). Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water Drive Reservoir. *SPE* 187, 2(02), 177–184.
- Mena Villacís, F. L., Chamorro Ramírez, J. D., Guamán, J. C., & Pinto Arteaga, G. R. (2019). Aplicación de la teoría de Buckley-Leverett en la recuperación mejorada por inyección de solvente en el campo VHR. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 1(1), 61–68. <https://doi.org/10.29166/revfig.v1i1.1802>
- Meng, Q., Liu, H., & Wang, J. (2017). Effect of viscosity on oil production by cocurrent and countercurrent imbibition from cores with two ends open. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 20(2), 251–259. <https://doi.org/10.2118/183635-PA>
- Mohamed, M. I., & Alvarado, V. (2017). Smart Water Flooding in Berea Sandstone at Low Temperature : Is Wettability Alteration the Sole Mechanism at Play ? *SPE Annual Technical Conference and Exhibition Held in San Antonio, Texas, USA*, 1–18. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/187311-MS>
- Mohammadmoradi, P., & Kantzas, A. (2016). Pore scale investigation of wettability effect on waterflood performance. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 26–28. <https://doi.org/10.2118/181309-ms>
- Morrow, N. R., & Mason, G. (2001). Recovery of oil by spontaneous imbibition. *Current Opinion in Colloid and Interface Science*, 6(4), 321–337. [https://doi.org/10.1016/S1359-0294\(01\)00100-5](https://doi.org/10.1016/S1359-0294(01)00100-5)
- Mugele, F., Bera, B., Cavalli, A., Siretanu, I., Maestro, A., Duits, M., Cohen-stuart, M., Ende, D. Van Den, Stocker, I., & Collins, I. (2015). Ion adsorption-induced wetting transition in oil-water-mineral systems. *Scientific Reports*, 5, 1–8. <https://doi.org/10.1038/srep10519>
- Mungan, N. (1966). Interfacial Effects in Immiscible Liquid-Liquid Displacement in Porous Media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 6(03), 247–253. <https://doi.org/10.2118/1442-pa>
- Nasiri, H., Spildo, K., & Skauge, A. (2009). USE OF ENZYMES TO IMPROVE WATERFLOOD PERFORMANCE. *International Symposium of the Society of Core Analysts Held in Noordwijk, The Netherlands 27-30 September.*, 1–12. http://bioenzymerecovery.com/index_htm_files/SCA2009-28.pdf
- Nasralla, R. A., Bataweel, M. A., Nasr-el-din, H. A., & Texas, A. (2011). Investigation of Wettability Alteration by Low Salinity Water in Sandstone Rock. *SPE* 146322, 1–12.

- Ogolo, N. A., Olafuyi, O. A., Onyekonwu, M. O., Technology, P., & Fund, D. (2012). Spe-160847-MS. *SPE Journal*, 1–9. <https://doi.org/10.2118/160847-MS>
- Onyekonwu, M. O., Ogolo, N. A., & Engineering, G. (2010). Investigating the Use of Nanoparticles in Enhancing Oil Recovery. *Presentation at the 34th Annual SPE International Conference and Exhibition Held in Tinapa – Calabar, Nigeria, 31 July–7, 1–14*.
- POSTON SW, YSRAEL S, HOSSAIN AKMS, MONTGOMERY, E., & RAMEY, R. (1970). Effect of Temperature on Irreducible Water Saturation and Relative Permeability of Unconsolidated Sands. *Soc Petrol Eng J*, 10(2), 171–180.
- Pratama, R. A., & Babadagli, T. (2018). Effect of Temperature , Phase Change , and Chemical Additive on Wettability Alteration During Steam Applications in Sands and Carbonates. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference Held in Port of Spain, Trinidad and Tobago, 25-26 June ., 2–17*.
- Radke, C. J., Kovscek, A. R., Wong, H., & California, U. (1992). A Pore-Level Scenario for the Development of Mixed Wettability in Oil Reservoirs. In *SPE* (pp. 163–174). <https://doi.org/10.2118/24880-ms>
- Rajayi, M., & Kantzas, A. (2009). Effect of temperature and pressure on contact angle and interfacial tension of quartz-water-bitumen systems. *Canadian International Petroleum Conference 2009, CIPC 2009, June*, 61–67. <https://doi.org/10.2118/2009-195>
- Rapoport, L. A. (1955). Scaling Laws for Use in Design and Operation of Water-Oil Flow Models. *Transactions of the AIME*, 204(01), 143–150. <https://doi.org/10.2118/415-g>
- Roustaei, A., Moghadasi, J., Bagherzadeh, H., & Shahrabadi, A. (2012). An experimental investigation of polysilicon nanoparticles' recovery efficiencies through changes in interfacial tension and wettability alteration. *Society of Petroleum Engineers - SPE International Oilfield Nanotechnology Conference 2012*, 2–7. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/156976-MS>
- Rücker, M., Bartels, W. B., Garfi, G., Shams, M., Bultreys, T., Boone, M., Pieterse, S., Maitland, G. C., Krevor, S., Cnudde, V., Mahani, H., Berg, S., Georgiadis, A., & Luckham, P. F. (2020). Relationship between wetting and capillary pressure in a crude oil/brine/rock system: From nano-scale to core-scale. *Journal of Colloid and Interface Science*, 562, 159–169. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2019.11.086>
- Schembre, J. M., Tang, G., & Kovscek, A. R. (2006). Wettability alteration and oil recovery by water imbibition at elevated temperatures. *Petroleum Science & Engineering*, 52, 131–148. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.03.017>

- Shabib-Asi, A., Ayoub, M., Elraies, K., & University teknologi PETRONAS. (2015). Investigación de laboratorio sobre la alteración de la humectabilidad por diferentes composiciones de agua de baja salinidad en roca arenisca. In *SPE-176492-MS*.
- Sheng, J. J. (2014). Critical review of low-salinity waterflooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 120, 216–224. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.026>
- Sobhani, A., & Dehkordi, M. G. (2019). The effect of nanoparticles on spontaneous imbibition of brine into initially oil-wet sandstones. *Taylor & Francis*, 1–12. <https://doi.org/10.1080/15567036.2019.1568646>
- Tang, G., & Morrow, N. R. (1999). Influence of brine composition and fines migration on crude oil/ brine /rock interactions and oil recovery. *Petroleum Science & Engineering*, 24(2–4), 99–111.
- Tiab, D., & Donaldson, E. (2004). *Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties* (second edi). Elsevier Gulf Professional Publishing.
- Torabi, F., Mosavat, N., & Zarivnyy, O. (2016). Predicting heavy oil / water relative permeability using modified Corey-based correlations. *FUEL*, 163, 196–204. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.09.035>
- Vledder, P., Fonseca, J. C., Wells, T., Gonzalez, I., Ligthelm, D., & Furat, A. (2010). Low Salinity Water Flooding : Proof Of Wettability Alteration On A Field Wide Scale. *SPE 129564*, 1–10.
- Wang, L., Wang, Z., Yang, H., & Yang, G. (1999). The study of thermal stability of the SiO₂ powders with high specific surface area. *Materials Chemistry and Physics*, 57(3), 260–263. [https://doi.org/10.1016/S0254-0584\(98\)00226-0](https://doi.org/10.1016/S0254-0584(98)00226-0)
- Wang, W., & Gupta, A. (1995). Investigation of the effect of temperature and pressure on wettability using modified pendant drop method. *SPE Annual Technical Conference & Exhibition Held In Dallas, U.S.A. 22-25 October*, 117–126.
- Wasan, D., Nikolov, A., & Kondiparty, K. (2011). The wetting and spreading of nanofluids on solids: Role of the structural disjoining pressure. *Current Opinion in Colloid and Interface Science*, 16(4), 344–349. <https://doi.org/10.1016/j.cocis.2011.02.001>
- Watson, W., & Ertekin, T. (1988). The Effect of Steep Temperature Gradient on Relative Permeability Measurements. *Presentation at the SPE Rocky Mountain Regional Meeting*, 1–7. <https://doi.org/10.2118/17505-ms>
- Xie, Q., Brady, P. V, Pooryousefy, E., Zhou, D., Liu, Y., & Saeedi, A. (2017). The low salinity effect at high temperatures. *Fuel*, 200, 419–426. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.03.088>

- Xie, X., & Morrow, N. R. (1999). Contact angles on quartz induced by adsorption of heteropolar hydrocarbons. *Journal of Adhesion Science and Technology*, 13(10), 1119–1135. <https://doi.org/10.1163/156856199X00820>
- Xuetao, H., & Shuyong, H. (2017). *Microscopic Mechanism of Multiphase Fluids Flowing Through Rocks*. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-53284-3>
- Zhang, H., Nikolov, A., & Wasan, D. (2014). Enhanced oil recovery (EOR) using nanoparticle dispersions: Underlying mechanism and imbibition experiments. *Energy and Fuels*, 28(5), 3002–3009. <https://doi.org/10.1021/ef500272r>
- Zhang, L. hui, Tong, J., Xiong, Y., & Zhao, Y. long. (2017). Effect of temperature on the oil–water relative permeability for sandstone reservoirs. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 105, 535–548. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2016.10.029>
- Zhang, Y., Zeng, J., Qiao, J., Feng, X., & Dong, Y. (2018). Investigating the Effect of Temperature and Pressure on Wettability in Crude oil-Brine-Rock Systems. *Energy and Fuels*, 32(09), 1–38. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b01404>
- Zhou, Y., Helland, J. O., & Iris, S. (2017). Experimental Validation of a Pore-Scale-Derived Dimensionless Capillary Pressure Function for Imbibition Under Mixed-Wet Conditions. *Society of Petroleum Engineers*, 1941, 1–11.

