



Universidad Nacional Autónoma de México

Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería
Mecánica

Estudio de recuperación de crudo en micromodelos no homogéneos y
visualización en el cambio de mojabilidad producido por la recuperación
con salmuera de baja salinidad

T E S I S

que para optar por el grado de
Maestro en Ingeniería Mecánica

PRESENTA:
Cristian Camilo García Castaño

Tutor Principal:
Dr. José Federico Hernández Sánchez

México, CDMX. 2020



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



Agradecimientos

Muchos caminos condujeron a concluir esta tesis, en ellos siempre se encuentra uno con personas e instituciones que ayudan a seguir caminando. Es por ello que quisiera agradecer a las siguientes instituciones: Laboratorio PoreLab perteneciente a la Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Esta tesis fue posible por todo el conocimiento y equipos que hay en sus laboratorios. Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) y a la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), quienes apoyaron mi estadía en México y me dieron la oportunidad de seguir aprendiendo.

No obstante, las instituciones son sólo edificios sin los seres humanos que permiten su funcionamiento, son ellos quienes permiten su existencia y continuidad. Es por ello que mis mayores agradecimientos son a los seres humanos que fueron guías y a quienes encontré en el camino: Al Dr. Alex Hansen por aceptarme en su equipo, Dra. Marie-Laure Oliver por su carisma y comprensión en cada uno de los detalles durante mi estancia, al Dr. Ole Torsaeter por su simpatía y apertura hacia los demás. Al candidato a doctorado Mohammad Hossein Golestan quien fue quién comprendió y guió mis pasos para obtener cada uno de los resultados, su apoyo fue fundamental para iniciar el camino y comprender un poco el oficio del investigador.

Además, al Dr. Roberto Zenit Camacho Por aceptarme en su laboratorio, lleno infinidad de equipos que son como juguetes con los que aprender, por su facilidad de explicar y permitir que la estancia fuera posible, al Dr. José Federico Hernández Sánchez por guiarme en la escritura y forma de este trabajo, su comprensión y entendimiento me enseñaron la calidad de persona que es. También, a cada uno de los integrantes del jurado; Dr. Salvador Sánchez Minero, Dr. Carlos Palacios y Dr. Ian Monsivais por su entendimiento y aportes que ayudaron a refinar los detalles del manuscrito final.

A parte de la academia, hay seres que siempre me apoyaron, me brindaron sus palabras, su acompañamiento e incluso se atrevieron a leer todas las palabras aquí escritas así no entendieran. Por acompañar el existir y el camino fuera de casa. A la maestra Martha Lucía Garzón Osorio por sus varias correcciones de estilo desde el inicio hasta el fin de esta tesis.

A mis padres Sandra Liliana Castaño Ospina y Germán García Montes, sin ellos esto no sería posible, sin todas las enseñanzas aprendidas en casa no hubiese acertado ni un solo metro en este basto mundo que empiezo a descubrir. A mi hermana Natalia García Castaño, quien siempre estuvo y con quien siempre estaré.

A Juliana Rincón López quién me ha acompañado en este sendero y me ha enseñado el valor de la disciplina y el amor a la ciencia, quién llena de sorpresas y curiosidades el camino.

A mi amigo David Parra, por ser quien es y como es. A todos los compañeros con quien me crucé y quienes compartieron un instante de su existencia a mi lado.

Acknowledgment

A lot of paths led to conclude the way to obtain this thesis, in every barrier I found institutions and persons that allow me to keep to walk. I start by giving my gratitude to PoreLab situated at the Norwegian University of Science and Technology (NTNU) This Thesis was possible by the knowledge and equipment and persons in this laboratory. The National Council of Science and Technology (CONACYT), and the National Autonomous University of Mexico (UNAM), support my stay in México and give me the opportunity to keep learning.

Nevertheless, the institutions are nothing without human beings, they allow the performance and keep the life in the buildings. That is the reason for my greatest thanks to Professor Alex Hansen to accept me to work in the PoreLab Team, Ph.D Marie-Laure Oliver for the empathy and understanding in every step in my research stay. Professor Ole Torsaeter for his sympathy and openness to others and the doctoral candidate Mohammad Hossein Golestan, who understood and guided my steps to obtain each of the results, his support was essential to start the path and understand a little of the job of the researcher.

“Para qué escribe uno, si no es para juntar sus pedazos? Desde que entramos a la escuela o a la iglesia, la educación nos descuartiza: nos enseña a divorciar el alma del cuerpo y la razón del corazón. Sabios doctores de ética y moral han de ser los pescadores de la costa colombiana, que inventaron la palabra sentipensante para definir el lenguaje que define la verdad.”

Eduardo Galeano

*A mi padre,
quien me regaló juguetes, enciclopedias y conocimiento.
A mi madre,
quien me enseñó el oficio de la responsabilidad.
Por lo tanto, comparten cierta responsabilidad de quién soy.
A Vultur,
por ese intenso empujón de ánimo para iniciar y acabar este alto vuelo.
A Juli,
Por su acompañamiento, cariño y amor hacia el ave que la acompaña.*

“A veces, la abuela viene a verme en sueños. Yo camino al borde de un río y ella es un pez que me acompaña deslizándose, suave, suave, por las aguas”

Eduardo Galeano

En Memoria de:

Por los recuerdos de felicidad en un cuarto de 3 x 2 m, por su pizza de amor y las sonrisas que jamás olvidaré.

Su cabello blanco, su humildad, su sencillez, su amor implícito en cada acto, en cada taza de café.



Índice general

Agradecimientos	III
Acknowledgment	V
1. Objetivos	1
1.1. Objetivo general	1
1.1.1. Objetivos específicos	1
2. Introducción	3
2.1. Inundación con salmuera de baja salinidad	3
2.1.1. Migración de granos finos	5
2.1.2. Efecto de pH	6
2.1.3. Intercambio iónico multicomponente (MIE)	7
2.1.4. Extensión de la doble capa eléctrica (EDL)	8
2.1.5. Alteración de la mojabilidad	9
2.1.6. Ósmosis	10
2.1.7. Efecto de salinidad	11
2.2. Micromodelos	13
2.3. Descriptores de escala de Poro	18
2.3.1. Número Capilar	18
2.3.2. Tamaño y garganta de poro	19
2.3.3. Mojabilidad	20
2.3.4. Tensión interfacial	27
2.3.5. Permeabilidad	28
2.4. Característica de Euler (χ)	29
2.5. Dispersión de agua en aceite	32
3. Diseño experimental	35
3.1. Dispositivos experimentales	36
3.2. Micromodelo y fluidos utilizados	41
3.2.1. Propiedades medio poroso	41
3.2.2. Crudo	41
3.2.3. Salmuera	42
3.3. Procedimiento experimental	42

3.4. Esquemas de experimentos	44
4. Análisis de resultados	47
4.1. Análisis de imágenes	47
4.2. Recuperación	51
4.3. Post-recuperación	60
4.3.1. Prueba C1	61
4.3.2. Prueba C2	64
4.3.3. Prueba C3	67
4.3.4. Discusión	73
5. Conclusiones	77
A. Equipos para medición de propiedades de los fluidos	79
B. Cálculo de número capilar modificado	81
C. Cálculo de permeabilidad	83
D. Imágenes post recuperación	87
D.1. <i>NaCl</i> 500ppm	88
D.2. <i>CaCl₂</i> 2000ppm	91
D.3. <i>CaCl₂</i> 500ppm	94
E. Presentación en congreso	99

Índice de figuras

2.1. Etapas de recuperación de crudo	4
2.2. Migración de partículas en el área de garganta de poro	5
2.3. Mecanismo propuesto para la recuperación por baja salinidad.	7
2.4. Representación de diversos mecanismos de adhesión entre la superficie de arcilla y el petróleo crudo.	8
2.5. Doble capa eléctrica y potencial zeta	9
2.6. Mojabilidad en roca carbonatada	10
2.7. Ilustración red de poros de un sistema inicialmente saturado con salmuera de alta salinidad y petróleo crudo.	11
2.8. Imágenes de diferentes micromodelos a macroescala y escala de poro	13
2.9. Línea de tiempo microfluídica	14
2.10. Esquema garganta de poro.	20
2.11. Esquema de roca mojable al agua, crudo y mojabilidad mixta.	21
2.12. Relación entre ángulo de contacto y tensión interfacial	22
2.13. Extracción subvolumen no mojable	24
2.14. Medición ángulo de contacto del subvolumen extraído	25
2.15. Visualización en dos dimensiones para la identificación de la interfaz, puntos de contacto y cálculo del ángulo de contacto	25
2.16. Representación de un segmento bidimensional de una imagen segmentada tridimensional	26
2.17. Gota colgante para medición de tensión interfacial	27
2.18. Visualización 3D de la fase no mojable izq. Post-drenaje der. Post-imbibición	29
2.19. Valores de números de Betti β_0 , β_1 , β_2 y característica de Euler para figuras básicas	30
2.20. Microdispersiones de agua en aceite	32
2.21. Mecanismo de creación de miscelas	33
3.1. Arreglo experimental para simular condiciones de reservorio y recuperación de crudo	35
3.2. Bomba de jeringa <i>Harvard Apparatus Pump 33 DDS (Dual Drive System)</i>	37
3.3. Válvula <i>PEEK Bulkhead Flow</i>	37

3.4.	Transductor de presión <i>KELLER PRD-33X</i>	38
3.5.	Micromodelo estructura Physical rock network de Micronit micro- technologies ®	38
3.6.	Estado inicial del micromodelo una vez se realizó saturación con salmuera y aceite	39
3.7.	Microscopio estereoscópico <i>OLYMPUS SZX7</i> , lente <i>OLYMPUS ACH</i> <i>1X</i> y cámara <i>OLYMPUS UC90</i>	40
3.8.	Esquema montaje experimental	40
3.9.	Micromodelo utilizado para la recuperación de crudo	41
3.10.	Procedimiento experimental realizado para este estudio	44
4.1.	Imagen de saturación inicial de 2708x3384 pixeles que será trans- formada en una matriz de igual dimensión	47
4.2.	Imagen de saturación inicial de 2708x3384 pixeles binarizada	48
4.3.	Imágenes de saturación sin procesar y procesada durante la inyec- ción de salmuera de baja salinidad	49
4.4.	Frecuencia relativa de radio de poro para el micromodelo utilizado	50
4.5.	Frecuencia relativa tamaño de garganta de poro	50
4.6.	Gráfica de permeabilidad relativa para cada prueba realizada	52
4.7.	Valores IFT de acuerdo a la concentración de salmuera	53
4.8.	Valores de la característica de euler de acuerdo al volumen poroso inyectado	53
4.9.	Valores de la característica o número de euler de acuerdo al volumen inyectado para el micromodelo mojable al crudo	54
4.10.	Imágenes del micromodelo que muestran el estado del micromodelo en el instante en el que se inyecta un volumen poroso	55
4.11.	Número de conglomerados por volumen poroso inyectado	56
4.12.	Tamaño promedio de conglomerado	57
4.13.	Porcentaje de recuperación de acuerdo a volumen poroso inyectado	58
4.14.	Porcentaje de recuperación de crudo de acuerdo a PVI de salmuera	59
4.15.	Secciones de interés HSW-Crudo-LSW	60
4.16.	Sección analizada para medición de cambio de ángulo	61
4.17.	Medida ángulos de contacto internos en la prueba C1	62
4.18.	Medida ángulos de contacto externos en la prueba C1	62
4.19.	Histograma prueba C1 parte interna	63
4.20.	Histograma prueba C1 parte externa	63
4.21.	Medida ángulos de contacto internos en la prueba C2	64
4.22.	Medida ángulos de contacto externos en la prueba C2	65
4.23.	Histograma prueba C2 parte interna a. 0 horas b. 24 horas y c. 48 horas	66
4.24.	Histograma prueba C2 parte externa	66
4.25.	Medida ángulos de contacto internos en la prueba C3	67
4.26.	Medida ángulos de contacto externos en la prueba C3	68
4.27.	Histograma prueba C3 parte interna	69

ÍNDICE DE FIGURAS

4.28. Histograma prueba C3 parte externa	69
4.29. Ejemplo presencia de agua en crudo	70
4.30. Cambio de presión en algunos granos de poro del micromodelo	71
4.31. Ejemplos de cambio de ángulo en el micromodelo	72
4.32. Efecto Marangoni debido a un gradiente de tensión interfacial	75
4.33. Velocidades debidas a la diferencia de tensión interfacial debidas al efecto Marangoni	75
A.1. Equipos utilizados para medir la densidad y viscosidad a. Densímetro: <i>DMA 5000 M Anton Paar</i> b. Viscosímetro <i>BROOKFIELD DV-II+Pro</i>	79
A.2. Sales utilizadas para la solución de salmuera y pH metro	80
C.1. Datos de presión en <i>mbar</i> y caudal en $\mu L/min$ obtenidos experimentalmente	83
C.2. Ajuste de polinomio de primer grado para las pruebas de permeabilidad en los micromodelos	84
D.1. Ejemplos de cambio de ángulo en el micromodelo	88
D.2. Imágenes que muestran la presencia de dispersiones de agua en el crudo en diferentes períodos de tiempo	89
D.3. Ejemplo de desprendimiento de crudo de la superficie de contacto y posibles lugares en dónde se recuperó crudo	90
D.4. Ejemplo de secciones en donde hay cambio de ángulo de contacto	91
D.5. Imágenes que muestran la presencia de dispersiones de agua en el crudo en diferentes períodos de tiempo	92
D.6. Ejemplo de desprendimiento de crudo de la superficie de contacto y posibles lugares en dónde se recuperó crudo	93
D.7. Ejemplo de secciones en donde hay cambio de ángulo de contacto	94
D.8. Imágenes que muestran la presencia de dispersiones de agua en el crudo en diferentes períodos de tiempo	95
D.9. Ejemplo de desprendimiento de crudo de la superficie de contacto y posibles lugares en dónde se recuperó crudo	96
D.10. Ejemplo de recuperación en regiones previamente no barridas	97



Índice de tablas

2.1. Tipos de roca y tamaño de grano	6
2.3. Cronología de los estudios realizados con micromodelos en el campo de la recuperación de crudo	15
2.4. Cronología de los estudios realizados con micromodelos en el campo de la recuperación de crudo	16
2.5. Criterio de mojabilidad de diferentes estudios	22
3.1. Parámetros petrofísicos y dimensiones del micromodelo	41
3.2. Propiedades del crudo utilizado en el experimento	42
3.3. Propiedades salmueras usadas en los experimentos	42
3.4. Esquema de experimentos para la recuperación de crudo	45
4.1. Porcentajes de recuperación para cada prueba	58
4.2. Literatura inundación secundaria y terciaria con LSW	73
B.1. Valores para hallar el C_{am}	81
C.1. Valores de caudal Q y diferencia de presión ΔP obtenidos experimentalmente	84



Nomenclatura

β_1	Primer número de Betti
β_2	Segundo número de Betti
β_o	Número cero de Betti
χ	Característica de Euler
δp	Diferencia de presión en la gota
$\frac{dP}{dl}$	Diferencia de presión en dirección del flujo
γ	Tensión interfacial
γ_{wo}	Tensión interfacial agua/aceite
μ	Viscosidad del líquido
μ_w	Viscosidad del agua
ρ	Densidad
σ	Tensión interfacial
σ_{lg}	Tensión interfacial líquido/gas
σ_{sg}	Tensión interfacial sólido/gas
σ_{sl}	Tensión interfacial sólido/líquido
θ	Porosidad
a	Relación de aspecto cuerpo garganta poro
A_c	Área transversal
Ca	Número capilar
Ca_m	Número capilar modificado
D_p	Profundidad del grabado del micromodelo

$D_{garganta}$	Diámetro de garganta
D_{poro}	Diámetro de poro
HSW	Salmuera de alta salinidad
K	Permeabilidad
K_e	Permeabilidad efectiva
K_{ea}	Permeabilidad efectiva agua
K_{ec}	Permeabilidad efectiva crudo
K_{ra}	Permeabilidad relativa agua
K_{rc}	Permeabilidad relativa crudo
K_{rnw}	Permeabilidad relativa fase no mojable
K_{rw}	Permeabilidad relativa fase mojable
LSW	Salmuera de baja salinidad
pH	Potencial de hidrogeniones
PV	Volumen poroso
q	Caudal
Q_w	Caudal de inyección
r_1	Radio de curvatura
r_2	Radio de curvatura
S_w^*	Saturación fase no mojable
S_w	Saturación de la fase mojable
S_{wr}	Saturación residual fase mojable
u	Velocidad del fluido
V	Velocidad característica
W	Ancho del grabado del micromodelo

Capítulo 1

Objetivos

1.1. Objetivo general

El propósito de esta investigación es estudiar experimentalmente la recuperación de crudo en modelos de medios porosos no homogéneos. El medio poroso se modeló con microcanales transparentes y bidimensionales saturados con salmuera y crudo; simulando condiciones iniciales de reservorio. Además, evaluar las condiciones para el cambio de mojabilidad de acuerdo a un gradiente osmótico.

1.1.1. Objetivos específicos

1. Determinar el porcentaje de recuperación adicional de crudo con inundaciones de salmuera de baja salinidad.
2. Encontrar el factor de recobro cuando el micromodelo es mojable al agua y cuando lo es para el crudo.
3. Evaluar la existencia de cambios en la mojabilidad en el medio poroso debidos a la inyección de salmuera de baja salinidad y la presencia de un gradiente osmótico.

Conociendo los objetivos de la presente investigación, es necesario entender las nociones que permitirán analizar y comprender el fenómeno estudiado. Con el fin de obtener resultados que permitan descubrir las posibles causas y consecuencias en el ámbito de la recuperación de crudo con salmuera de baja salinidad. Es por ello que en el siguiente capítulo se detallarán los conceptos que fundamentan la investigación para dar respuesta a los objetivos previamente establecidos.



Capítulo 2

Introducción

En la búsqueda por encontrar respuestas y poder ampliar el conocimiento, la ciencia ha realizado infinidad de esfuerzos por entender cada uno de los fenómenos que en el camino se encuentra; así ha sido con el campo de los microfluidos. La ciencia y la tecnología de sistemas que pueden manipular pequeñas cantidades de fluido que oscilan entre 10^{-6} y 10^{-18} L [1]. Los fluidos atraviesan canales con dimensiones entre diez o cientos de micrómetros; por esta razón se le da el nombre de microfluidos [1].

Durante las tres últimas décadas los estudios en microfluidos han sido un área de investigación que aumenta año con año. La capitalización en el mercado para el 2018 fue de \$ 4,748,000,000 USD y se estima que para el año 2024 crezca a \$ 13,348,000,000 USD [3]. Aparte de ser un mercado emergente provee ciertas ventajas como la capacidad de usar cantidades muy pequeñas de muestras y reactivos, realizar separaciones y detecciones con alta resolución y sensibilidad, bajo costo y tiempos cortos para el análisis [1][3]. Estudiar los fenómenos a escala de poro puede tener repercusiones importantes en la recuperación de crudo. El cual es el propósito de esta investigación. Teniendo en cuenta lo anterior, se dará en los siguientes apartados una explicación más extensa sobre el contexto teórico y conceptual en el cual está basado este trabajo.

2.1. Inundación con salmuera de baja salinidad

El uso de la inundación por salmuera de baja salinidad (LSW por sus siglas en inglés) para la recuperación de crudo lo reportó por primera vez Bernard [4] (1967). No obstante, éste trabajo no llamó la atención de la industria petrolera en ese momento [38]. El interés por la recuperación con salmuera de baja salinidad regresó en 1998 cuando Morrow y Tang reportaron de nuevo su uso [5]. Éste estudio realizó pruebas de recuperación de crudo en núcleos de Berea, los cuales se saturaron con salmuera y tres diferentes tipos de crudo. El hallazgo más importante del estudio fue encontrar de la transición a un medio más mojable al

agua por efectos en la inyección de LSW [5].

El interés en éste método de inundación permaneció en un nivel poco notable hasta el año 2010, entonces se observó un crecimiento exponencial con 25 publicaciones en el 2010, como lo reporta Morrow y Buckley (2011) [6]. A pesar del creciente interés desde inicios de la década, Mukul et al. [29] (2019) y Allan y Farad [38] (2019) exponen que no hay una explicación mecanicista consistente sobre el fenómeno. En parte, esto puede ser el resultado de variaciones en los procedimientos de prueba con los tipos y propiedades de la roca y el crudo [29][38]. También de las interacciones de los minerales, petróleo, aceites y las composiciones en fase acuosa que pueden contribuir a la falta de un mecanismo aplicable para el efecto de baja salinidad [29]. La variedad de circunstancias bajo las cuales la recuperación con LSW puede o no ser exitosa sugiere que más de un mecanismo físico y químico puede estar en juego [1][29][38].

Para comenzar, es necesario conocer cómo se realiza la recuperación de crudo. Básicamente consta de tres fases; **recuperación primaria** es en la cual la energía del yacimiento desplaza los hidrocarburos hacia el pozo y a la superficie. **Recuperación secundaria** sucede cuando un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca con conexiones a pozos productores. Finalmente, la **recuperación terciaria** comprende métodos de recuperación que siguen a la inundación con agua o al mantenimiento de la presión. Las principales técnicas utilizadas son métodos térmicos, inyección de gas e inundación química [80]. La **Figura 2.1** muestra cómo es la inyección en las diferentes etapas de recuperación.

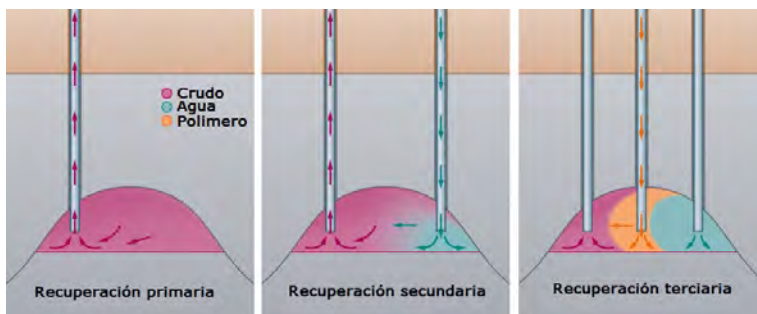


Figura 2.1: Etapas de recuperación de crudo de izquierda a derecha: Recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperación terciaria [106].

Muchos de los experimentos de LSW en núcleos de rocas han mostrado un incremento en la recuperación de crudo tanto en la segunda como en la tercera etapa, como lo reportan Zhang et al. [8] (2009) y Agbalaka et al. [9] (2009). Sin embargo, otros autores como Rivet et al. [10] (2010), Sharma et al. [11] (2011) y Skrettingland et al. [12] (2011) no encuentran ningún aumento en la recuperación terciaria. En éstos estudios, el mecanismo de recuperación permaneció indefinido.

Durante la última década, hallazgos experimentales de laboratorio apoyados en estudios de campo fueron realizados para evaluar el potencial de LSW a ésta escala. Nasralla et al. [13] (2011), investigaron la eficiencia de LSW en reservorios de arenisca. Los autores realizaron inundaciones en núcleos para determinar el efecto de la salmuera en la segunda y tercera recuperación. Agua desionizada y tres diferentes salmueras dentro del rango de 5000 a 174.000 mg/L fueron utilizadas [13]. Del estudio de Nasralla et al. [13] (2011) la inyección en agua desionizada resultó en una mejora significativa en recuperación de crudo. Hasta 22 % en comparación con el agua de mar. Sin embargo, no hubo una recuperación adicional en la tercera etapa [13]. Con este método se han realizado diferentes observaciones en campo en las cuales se registran el incremento en la recuperación de crudo y otras en las que la saturación del óleo ha disminuido hasta en un 10 % [14]-[29].

En general, varios mecanismos se han propuesto en la literatura para explicar esta recuperación adicional gracias al efecto de la inyección de salmuera de baja salinidad. Los principales mecanismos propuestos se describen con detalle en la siguiente sección.

2.1.1. Migración de granos finos

El primer mecanismo propuesto en la literatura para explicar el aumento en la recuperación de crudo con la inyección de LSW, es el movimiento de las partículas finas de cuarzo y arcilla o materiales similares en la formación debido a las fuerzas de arrastre generadas durante la producción. La migración de granos finos puede resultar de una formación no consolidada o de la utilización de un fluido de tratamiento incompatible que libera partículas finas [30][101][32][33]. A diferencia de la migración de arena que se estabiliza mejor, el material movilizado en la migración de finos debe ser producido para evitar el daño de la región vecina al pozo. La migración de finos hace que las partículas suspendidas en el fluido producido obturen las gargantas de poros cerca del pozo, reduciendo la productividad de éste [80]. La **Figura 2.2** muestra las partículas finas al interior de una garganta de poro.

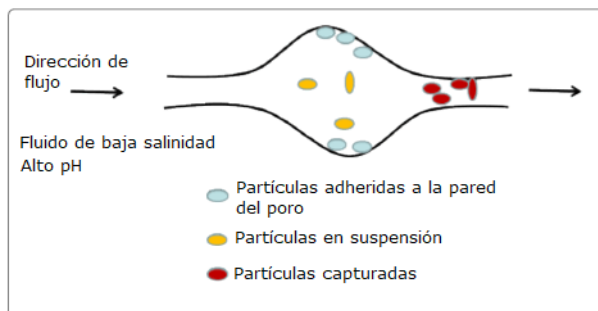


Figura 2.2: Migración de partículas en el área de garganta de poro [30]

Existen reportes sobre experimentos en rocas de arenisca-berea, los cuales resultaron en una insensibilidad a la salinidad en la recuperación [29][30][101]; Tang y Morrow [101] (1999) informaron sobre la presencia de esta insensibilidad cuando se utilizó un aceite refinado en lugar de petróleo crudo. Además, cuando los núcleos de berea inicialmente estaban completamente saturados con petróleo, la salinidad no tuvo efecto sobre la recuperación. Los autores concluyeron que la presencia de partículas finas (minerales de arcilla), saturación inicial del agua y adsorción del crudo, es necesaria para lograr un aumento en la recuperación del óleo con una disminución de salinidad [101]. Por otro lado, varias observaciones experimentales también han reportado resultados contrarios. Larger et al. [24] (2008) no encontraron migración fina durante numerosos experimentos de LSW. En otro estudio Zhang et al. [8] (2007), no hallaron evidencia de arcilla contenida en el flujo de producción en sus experimentos. Además, Berg et al. [35] (2010) propusieron que la suposición de migración fina no es el principal mecanismo durante la recuperación por LSW. También, Cissoko et al. [36] (2010) indicaron un sustancial incremento en la recuperación con LSW en núcleos libres de arcilla. Lo anterior expone las diferentes posturas frente a la relevancia en la presencia de partículas finas para la recuperación con LSW. En este trabajo se utilizará un micromodelo que no tendrá migración de partículas finas ni presencia de arcilla para observar los efectos en la recuperación y el cambio de ángulo de contacto del crudo en el micromodelo.

2.1.2. Efecto de pH

Austad et al. [26] (2010) propusieron que la desorción de material orgánico de la superficie de las arcillas por un aumento local del pH en la superficie agua-arcilla juega un papel importante en la recuperación con LSW. El mecanismo químico para mejorar la recuperación de petróleo se basó en tres observaciones experimentales [26].

1. La arcilla debe estar presente en la arenisca. La **Tabla 2.1** muestra diferentes tamaños de grano.

Tipo de roca	Sedimento	Tamaño de grano
Lutita	Arcilla	menor a 0.001 mm
Limolita	Limo	0.001 mm - 0.1 mm
Arenisca	Arena	0.1 mm - 1 mm
Rudita	Grava	mayor a 1 mm

Tabla 2.1: Tipos de roca y tamaño de grano [56].

2. Los componentes polares (material ácido y/o básico deben estar presentes en el pretróleo crudo.

3. El agua de formación debe tener iones activos.

Como explican Austad et al. [26] (2010) en su mecanismo propuesto para la recuperación química con salmuera de baja salinidad: las arcillas actúan como una zona de intercambiador de cationes. Inicialmente los materiales orgánicos básicos y ácidos se adsorben sobre la arcilla junto con cationes inorgánicos presentes en el agua de formación. Bajo condiciones iniciales de pH, temperatura, presión entre otros factores, se inyecta el agua de baja salinidad y ésta invade el medio poroso, con una concentración de iones muy inferior al agua connada. Cuando el equilibrio asociado con la salmuera se perturba, una desorción neta de cationes, especialmente de Ca^{+2} ocurre. Para compensar la pérdida de cationes, protones H^+ , del agua cerca de la superficie de la arcilla se adsorben en ésta. Y ocurre una sustitución de Ca^{+2} por H^+ , este proceso crea un incremento local en el pH cerca de la superficie de la arcilla [26][27][28][29]. La **Figura 2.3** muestra cómo ocurre el intercambio de cationes previamente descrito.

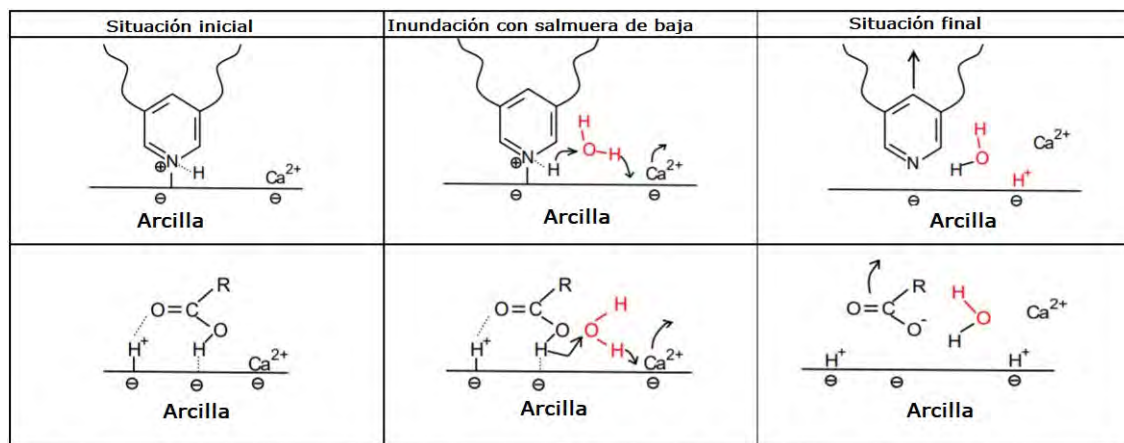


Figura 2.3: Mecanismo propuesto para la recuperación por baja salinidad. Arriba: Desorción de un material básico. Abajo: Desorción de material ácido. El pH de condiciones de reservorio puede estar en un valor de 5. [26].

El aumento local de pH, cerca de la superficie de arcilla, causa reacciones ácido-base como en una transferencia ordinaria de protón. Ambos componentes ácido base del crudo son parcialmente desorbidos de la superficie, cambiando la mojabilidad hacia un medio más mojable al agua después de la inundación por salmuera de baja salinidad [24].

2.1.3. Intercambio iónico multicomponente (MIE)

La teoría MIE fue sugerida por Lager et al. [24] (2008), que plantea que el intercambio iónico es un fenómeno normal que ocurre en la superficie de los minerales, debido a las diferentes afinidades de los cationes hacia la superficie de

la roca. El sistema de crudo/salmuera/roca debe estar en un equilibrio termodinámico, así al inyectar una salmuera con diferente concentración de electrolitos con respecto a la de formación. La salmuera disturba el equilibrio del sistema y la variación en la concentración iónica resulta en la sustitución de cationes divalentes por cationes monovalentes [[24]-[37]]. Además, la presencia de cationes divalentes en la formación de salmuera puede crear puentes como se muestra en la **Figura 2.4**. Teóricamente, el intercambio con cationes monovalentes puede liberar el petróleo crudo de la superficie de la roca. Lo que hace que el sistema sea más mojable al agua. Por esta razón, se aumenta el factor de recuperación [37][38].

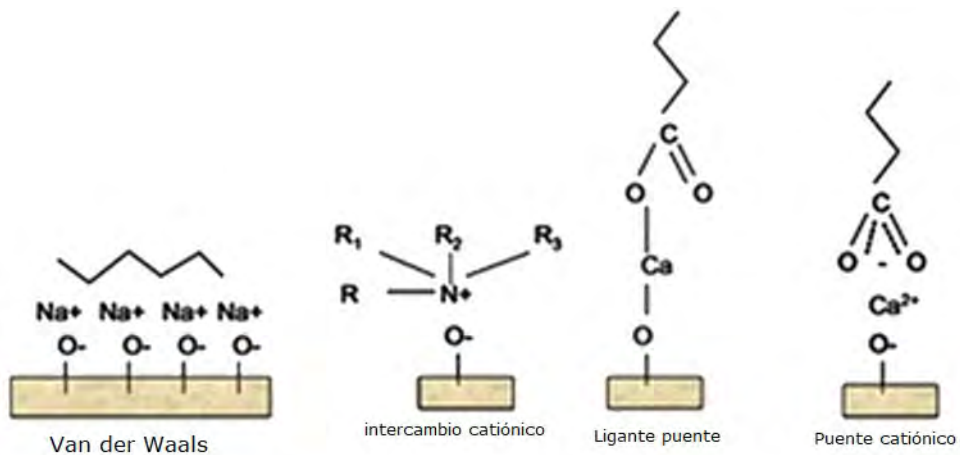


Figura 2.4: Representación de diversos mecanismos de adhesión entre la superficie de arcilla y el petróleo crudo [37].

2.1.4. Extensión de la doble capa eléctrica (EDL)

Winsauer y McCardell introdujeron el concepto de doble capa iónica de conductividad en rocas de reservorio, y sus resultados reportaron que ese exceso de conductividad de doble capa depende en particular de los iones en el electrolito, así como de su concentración [38][39].

Un esquema de la EDL se muestra en la **Figura 2.5**. La EDL es eléctricamente neutra. Lee et al. [107] (2010) identificaron la presencia y estructura de una capa delgada de agua y sus variaciones con salmuera para partículas de arena y arcilla. Disminuyendo la salinidad del agua se encontró una película de agua más gruesa en comparación con la salmuera de alta salinidad, ésto demostró la expansión de la doble capa por disminución de salinidad. Lo que proporciona una mayor oportunidad para que el crudo sea barrido [40].

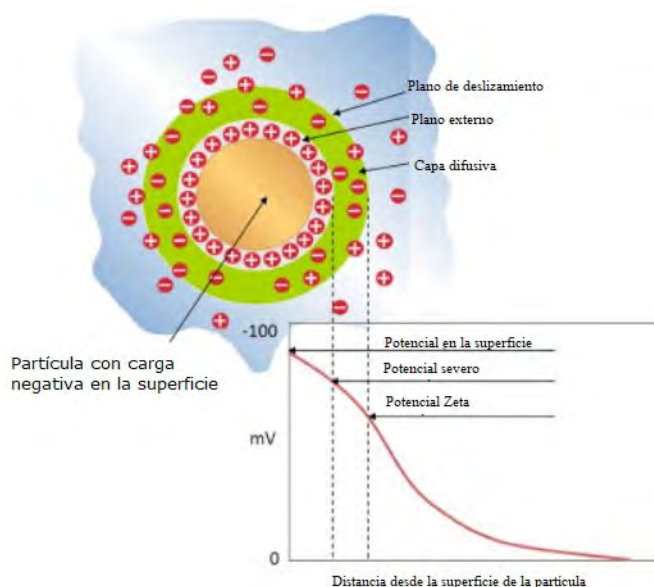


Figura 2.5: Doble capa eléctrica y potencial zeta [38].

El espesor de la doble capa es función de las cargas eléctricas en las interfases del crudo/salmuera y roca/salmuera. La carga eléctrica puede ser medida por el potencial zeta (ζ). Este es el potencial en el plano de corte EDL, en la figura 2.5. Éste potencial es significativamente afectado por las fuerzas iónicas del agua en piedras de arcilla y arenisca [38][39][40]

2.1.5. Alteración de la mojabilidad

La mojabilidad de cualquier reservorio puede ser categorizada en tres diferentes tipos: mojable al crudo, mojabilidad mixta y mojable al agua, según lo expuesto por Abdallah et al. [108] (1989). Se cree que la mayoría de los yacimientos de arenisca tienen una mojabilidad mixta después de cierta cantidad de migración de petróleo. Alrededor del 80 % de los depósitos de roca carbonatada del mundo son mojables al aceite, entre los cuales el 15 % son fuertemente mojables al crudo. Muggeridge et al. [109] (2014), reportan que el factor de recuperación del petróleo en el mundo es de sólo 20 % - 40 % y más de la mitad todavía permanece bajo la tierra [41].

En reservorios de petróleo, el término alteración de la mojabilidad usualmente se refiere al proceso para restaurar la mojabilidad del reservorio. Esto quiere decir, hacerlo mojable al agua. El objetivo de este tratamiento es el petróleo no recuperable por inundación convencional [96]. La siguiente figura muestra una roca carbonática alterada hacia una mojabilidad al agua.

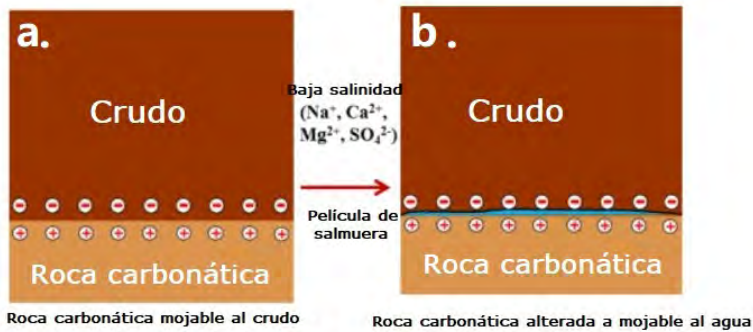


Figura 2.6: Mojabilidad en roca carbonatada. a. Roca carbonatada mojada al aceite. b. Roca carbonatada mojada al agua después de la inyección de LSW [41].

La mojabilidad de cualquier roca puede alterarse, ser mojada al crudo permite liberar el aceite atrapado por capilaridad y ser mojada al agua permite mejorar la adsorción de esta y la producción de petróleo [38]. Ésto puede ocurrir bajo dos mecanismos: recubrimiento y limpieza. El recubrimiento se refiere al proceso de cubrir la capa mojada en aceite con materiales mojables al agua; por ejemplo las nanopartículas de circonio son hidrofílicas y cuando se adsorben en la superficie de la roca forman una nanotextura que recubre las superficies mojables al aceite. Lo que permite un cambio hacia una mojabilidad al agua gracias al recubrimiento [90]. El mecanismo de limpieza, es la alteración de la mojabilidad inducida por el surfactante. Los tensoactivos catiónicos, desorben la capa húmeda de crudo y por lo tanto, producen una superficie más mojada al agua [96].

2.1.6. Ósmosis

La expansión del agua unida entre sí inducida por ósmosis también se ha propuesto como un mecanismo para LSW [43]. Hipotéticamente, el aceite actúa como una membrana semipermeable en la que pasa agua sin iones. Se sugirió que un sistema de fluidos que contiene salmuera de baja, de alta salinidad y crudo. Si las fases están separadas físicamente por el aceite, el agua pura atraviesa la capa de aceite hacia el depósito de salmuera de alta salinidad. Ésto hace que el depósito de salmuera de alta salinidad se expanda y la de baja se contraiga. Ocasionando así una reubicación del petróleo circundante [43][44][83].

En sus experimentos iniciales, Sandengen y Arntzen [43] (2013) informaron observaciones de gotas de aceite en tubos capilares de vidrio que se mueven bajo la influencia de un gradiente ósmotico. Más tarde, Fredriksen et al. [44] (2017) reprodujeron estos resultados utilizando tubos capilares de teflón humedecidos con aceite. La **Figura 2.7** muestra cómo ocurre la ósmosis según el trabajo de Fredriksen et al. [45] (2018).

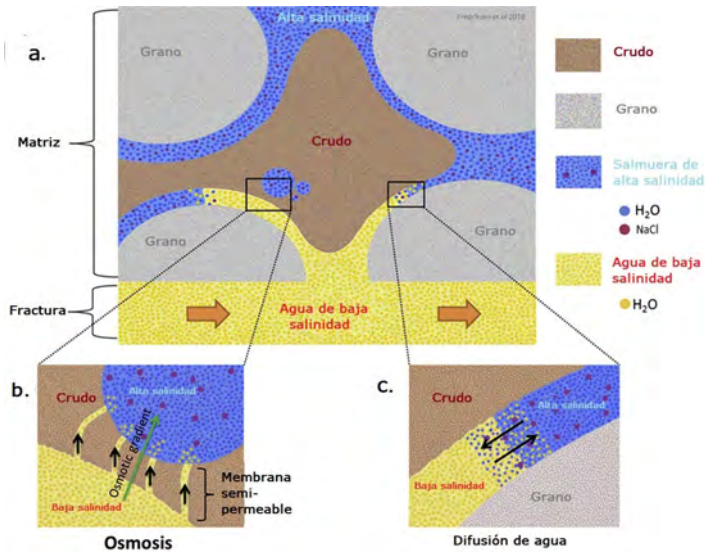


Figura 2.7: a) Ilustración red de poros de un sistema inicialmente saturado con salmuera de alta salinidad (azul) salmuera de baja salinidad (amarillo). b) La ósmosis ocurre cuando la fase oleosa actúa como una membrana semipermeable separada por dos fases acuosas c) Agua dispersa proveniente de la fractura de la salmuera de alta salinidad connada. [45].

Más tarde Sandengen et al. [46] (2016) y Fredriksen et al. [45] (2018) extendieron sus visualizaciones a experimentos en micromodelos bidimensionales de silicio. Los resultados de estos experimentos fueron dos. En primer lugar, se observó la presencia de encapsulaciones de agua connada en condiciones de saturación en los micromodelos mojables al aceite. En segundo lugar, se observó la expansión del agua connada después de que se estableció un gradiente osmótico. También se encontró la expansión de pequeñas gotas de agua dispersas en el aceite en condiciones mojables al agua [42][45][46][47][83].

2.1.7. Efecto de salinidad

Según Austad [110] (2013), la acción de agregar sal se define como saladura, ésta implica que los componentes polares son más solubles en agua cuando la fuerza iónica del agua es baja, mientras que la desalazón, significa que los componentes polares son menos solubles en agua cuando la fuerza iónica del agua es alta [26]. Razaei Doust et al. [111] (2009) hipotetizaron sobre el mecanismo detrás de la adición de sal. Para ello hicieron estudios de adsorción y desorción de quinolina sobre caolinita a temperatura ambiente. Su suposición fue que los efectos de baja salinidad están relacionados con la mejora de la mojabilidad del agua en la arcilla [38].

Como se ha encontrado en la literatura, la recuperación de crudo se incrementa

con el decaimiento de la salinidad del agua inyectada; sin embargo, la salinidad de la salmuera inyectada depende de la composición de la salmuera de reservorio. La salinidad para la inundación con LSW usualmente es, entre 1000 y 2000 ppm según Austad et al. [26] (2010). También salmueras de 3000 ppm Webb et al. [113] (2004) y de 5000 ppm McGuire et al. [114] (2005) han mostrado efectos positivos [47]. No obstante, ha habido muy pocos estudios que respalden el mecanismo de saladura en relación con el la inundación con LSW. Austad et al. [26] (2013), Nasralla y Nasr [40] (2014), Kakati y Sangwai [112] (2017) argumentan que es necesario realizar experimentos adicionales para validar la teoría de la acción de la saladura para este efecto.

2.2. Micromodelos

Bajo la superficie de la tierra siempre hay líquidos fluyendo a través de las rocas. Estos flujos sólo pueden ser imaginados porque jamás han sido totalmente visualizados, lo que siempre lleva a una pregunta ¿cómo ocurre el flujo a través del medio poroso de una roca?. Aquí es en donde los micromodelos toman relevancia. Los micromodelos son canales transparentes y bidimensionales de estructura porosa, simulando rocas como la arenisca. Fabricados en materiales como vidrio, polímeros o capas de silicio, se pueden trabajar fluidos y gases tales como: petróleo crudo, polímeros líquidos, soluciones acuosas y dióxido de carbono. Además, estos pueden tener modificadores tensoactivos, como surfactantes. Éstos fluidos pasan a través de los micromodelos empujados por bombas hidráulicas. Los micromodelos han ayudado al estudio de microfluídica y se han aplicado en diferentes ramas de la ciencia como medicina, genética, y recuperación mejorada de petróleo (EOR) [1][2][49][50].

Aplicaciones recientes de microfluídica para extracción de crudo, muestran que los dispositivos microfluídicos pueden ser herramientas útiles en la investigación y visualización [44][49][50]. Los procesos críticos de la extracción y la recuperación son dominados por procesos microscópicos, como la mojabilidad, adhesión, tensión interfacial y formación de coloides [50]. Estos procesos serán abordados posteriormente. La **Figura 2.8** muestra tres diferentes micromodelos completos y a la escala de poro.

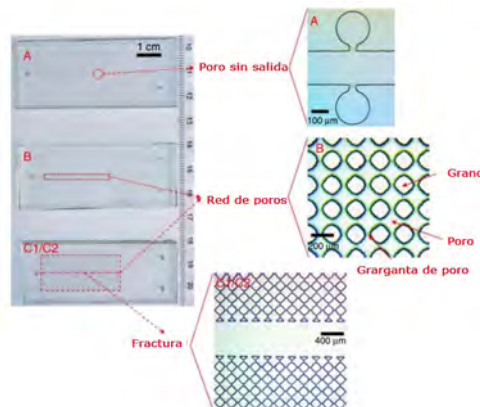


Figura 2.8: Imágenes de diferentes micromodelos a macroscale (izq) y escala de poro (der) [49].

Como describe Whitesides [1] (2006), la microfluídica inició en cuatro ramas de la ciencia: biología molecular, análisis molecular, seguridad nacional y microelectrónica. La siguiente imagen muestra una línea de tiempo para comprender sus inicios y su historia hasta la década pasada.

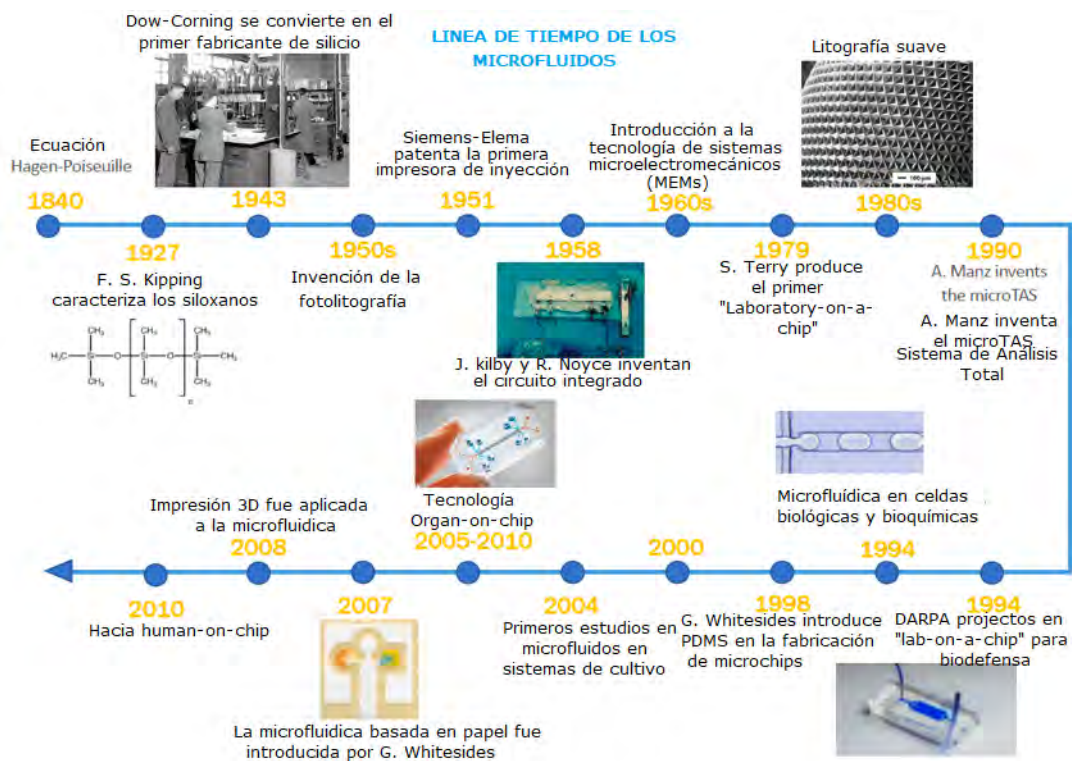


Figura 2.9: Línea de tiempo microfluídica [77].

Entonces, ¿qué es la microfluídica? Es la ciencia y tecnología de los sistemas y procesos que manipulan pequeñas cantidades de fluidos desde 10^{-9} hasta 10^{-18} L, usando canales con dimensiones de decenas hasta centenas de micrómetros. La principal aplicación de la microfluídica ha sido en el análisis, ya que ofrece una serie de capacidades útiles como: Utilizar cantidades muy pequeñas de muestras y reactivos, llevar a cabo separaciones y detenciones con alta resolución y sensibilidad, bajo costo y tiempos cortos para el análisis. El tamaño pequeño de estos dispositivos resulta en una característica inesperada: el flujo es laminar. Lo que ofrece capacidades distintas en el control de la concentración de soluciones [1].

Los micromodelos en la recuperación de petróleo, son una herramienta de gran utilidad, ya que permiten obtener fácilmente propiedades intrínsecas de un medio poroso. Gracias a herramientas de análisis, se obtienen propiedades físicas y procesos de visualización a microescala. En la década de los 50, se empezaron a realizar experimentos con micromodelos. Desde entonces, fue un campo que empezó a ganar gran popularidad en la industria del petróleo y el gas [50]. Las **Tablas 2.2** y **2.3** muestran una línea de tiempo con la descripción de la investigación hecha con micromodelos en la industria.

Micromodelos

Autor	Año	Descripción del trabajo
Chatenever y Calhoun	1952	Desplazamiento de crudo con agua en un modelo de vidrio con arena
Mattax and Kyte	1962	Estudio capilar para el estudio de la distribución de fluido bajo diferentes condiciones de mojabilidad y encontrar el efecto de la permeabilidad
Childres	1975	Micromodelos grabados con ácido para estudiar el desplazamiento de aceite por una solución acuosa
Soo and Radke	1984/ 1985/ 1986	Mecanismo de flujo de emulsiones diluidas en medios porosos
Brian and Douglas	1988	Recuperación microbiana en micromodelos
Manlowe y Ranke	1990	Inundación de espuma en micromodelos
Tong et. al.	1998	Inundación en micromodelos surfactantes y polímeros
Blunt	2001	Flujo en una red de medio poroso y estudio de flujo multifásico
Zelinger et. al	2003	Daño de formación por perforación y producción de fluidos en micromodelos de vidrio
Romera and Kantzas	2007	Efectos de la mojabilidad y geometría de poro en espuma de gel en micromodelos de vidrio
Buchgraber	2008	Estudio de recuperación de crudo con polímeros convencionales
Buchgraber et. al.	2011	Desplazamiento de un fluido viscoso por solución de polímeros en un micromodelo de vidrio
Emami mey-bodi et.al.	2011	Comportamiento en el desplazamiento de un polímero en agua en un medio mojable al agua y al aceite
Wu et. al.	2012	Experimentos de inundación
Folleso	2012	Desplazamiento del fluido durante la visualización de un flujo multifásico

Tabla 2.3: Cronología de los estudios realizados con micromodelos en el campo de la recuperación de crudo [50].

Autor	Año	Descripción del trabajo
Clemens et. al	2012	Desplazamiento de crudo por polímeros y comparación con simulaciones de CFD
Kovseek et. al.	2012	Creación de un micromodelo de medio porosos para la visualización de flujo multifásico
Rothstein et.al	2013	Efecto de la reología del fluido en la recuperación de crudo
Tsakirogou	2013	Uso de micromodelos para el estudio de flujos multifásicos en medios porosos
Quennouz et. al.	2014	Estudio del flujo de espumas en la recuperación de crudo en microfluidos
Xu et. al	2014	Efecto de la geometría y la tensión interfacial en el desplazamiento de flujo multifásico
Conn	2014	Caracterización y visualización de un sistema multifásico en dispositivos de microfluído
Al-Dhahli et. al.	2014	Estudio de fluido trifásico a escala de poro
He et. al.	2015	Rendimiento de los micromodelos en nanomodelos
Shokrlu y Babadagi	2015	Distribución de fase de aceite residual con inyección de solventes en micromodelos de vidrio
Howe et. al	2016	Comportamiento de la fase de surfactante en micromodelos
Syed et. al	2016	Visualización de drenaje por gravedad asistido por vapor en micromodelos
Jung et. al.	2016	Caracterización de una solución de poliacrilamida usado para la remediación de petróleo contaminado con tierra
Nguyen	2016	Microfluidos usados para la recuperación de petróleo y el almacenamiento de carbono
Kenzhekhanov	2017	Proceso químico de recuperación de crudo usando técnicas de visualización con micromodelos

Tabla 2.4: Cronología de los estudios realizados con micromodelos en el campo de la recuperación de crudo [50].

Ahora que se ha presentado la gran variedad de usos de los micromodelos en el campo de la recuperación de petróleo, se explicarán algunos de los fenómenos de interés en esta tesis.

2.3. Descriptores de escala de Poro

En esta sección se hará una descripción de los fenómenos que ocurren en la escala del poro.

2.3.1. Número Capilar

El número capilar indica la magnitud de las fuerzas viscosas, representadas por la viscosidad del fluido multiplicada por la velocidad. Frente a las fuerzas de superficie, caracterizadas por la tensión interfacial [80][49][52][61]. Es importante mencionar que la relación de estas fuerzas da como resultado un grupo adimensional. Así, en términos de tensión interfacial, viscosidad y velocidad, el número capilar se puede expresar de la siguiente manera [52][61]:

$$C_a = \frac{\mu V}{\sigma} \quad (2.1)$$

En donde μ es la viscosidad dinámica del líquido, V es la velocidad característica y σ es la tensión superficial o interfacial entre las dos fases.

Para medios porosos es necesario incluir factores de forma [80][49][52][61], como la porosidad y la velocidad media del caudal. De ésta forma se obtiene el número capilar modificado y se puede expresar de la siguiente manera [52][61].

$$C_{am} = \frac{Q_w \mu_w}{W D_p \phi \gamma_{wo}} \quad (2.2)$$

En donde C_{am} es el número capilar modificado. Q_w es el caudal de inyección. μ_w es la viscosidad del agua. W y D_p es el ancho y la profundidad del grabado del micromodelo, respectivamente. ϕ es la porosidad y γ_{wo} es la tensión interfacial agua/aceite.

En la recuperación de crudo, el número capilar modificado es un importante número a considerar. Cuando el valor de éste es alto, las fuerzas viscosas dominan y el efecto de la tensión interfacial entre el fluido y los poros de la roca se reduce. En consecuencia, se aumenta la recuperación [52]. El número de Capilaridad definido en la ecuación 2.2 puede aumentar cuando el numerador aumenta o cuando el denominador disminuye. Ésto se reflejaría en una reducción de la fase no-mojable del medio poroso [61].

El número capilar marca un umbral en el flujo de un líquido. Si el $Ca \gg 1$, las fuerzas viscosas dominan a las interfaciales. Si el $Ca \ll 1$, entonces es al revés. [80]. En condiciones típicas el número capilar de los reservorios varía de 10^{-8} hasta 10^{-2} [52].

Con respecto a los números capilares Ca , los estudios de imbibición pueden clasificarse en dos tipos: con un único valor y con múltiples valores. Se realizan

pruebas con C_a único cuando el objetivo del experimento es mantener constantes los parámetros involucrados en el C_a [61], como para pruebas de imbibición en muestras específicas en aplicaciones como:

1. Evaluar la mojabilidad *in situ* [49][67].
2. Estimar curvatura interfacial [91].
3. Examinar las dinámicas de la escala de poros [62].

Los estudios de C_a variable, normalmente son para investigar el efecto de los parámetros del número capilar en la captura [81]. Éstos experimentos pueden realizarse con el fin de obtener diferentes muestras que posteriormente serán normalizadas para comparaciones [61]. O en una sola muestra expuesta a ciclos de drenaje-imbibición, donde los procesos de drenaje deben ocurrir con el mismo caudal y volúmenes de poro inyectado para garantizar la misma saturación inicial de agua en la muestra [81].

2.3.2. Tamaño y garganta de poro

Herring et al. [59] (2013) muestran que la cantidad de la fase no mojable atrapada en un medio poroso está fuertemente asociada con la geometría y la estructura del espacio en los poros. El estudio de las características de poro es de gran importancia en la evaluación de los reservorios, ya que éstas características controlan el mecanismo de almacenamiento. El tamaño de poro es definido como el radio de la esfera más grande que puede ajustarse dentro de un poro en un punto dado [54][93].

Adicionalmente, el análisis de distribución del tamaño garganta de poro es uno de los parámetros más importantes utilizados para medir la recuperación y determinar la posibilidad de extraer petróleo y/o gas. La garganta de poro es la conexión física entre los poros y generalmente se define como la parte más delgada de la red de poros. El tamaño de ésta determina la dificultad de extraer el fluido dentro del medio poroso. Según lo definido por AAPG, el tamaño absoluto de una garganta de poro es el radio de un círculo dibujado perpendicular al flujo del fluido y que se ajusta a su punto más estrecho. El tamaño absoluto de un poro es el radio de la esfera más grande que cabe en su interior. La forma de los poros intergranulares proyectados sobre la dirección normal del flujo se aproxima a una forma circular. Tanto en los poros como en la garganta de poros se pueden dividir en rangos de tamaño petrofísicamente significativos [93]. La siguiente figura muestra la garganta de poro en una roca porosa.

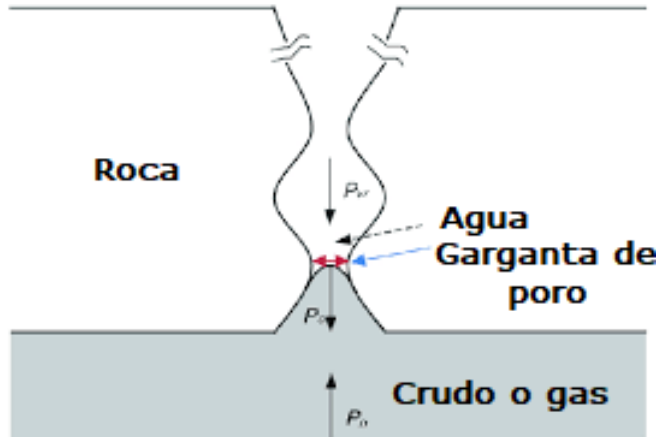


Figura 2.10: Esquema de un sellado capilar de una roca selladora. La garganta de poro es marcada con la flecha roja [54].

Herring et al. [59] (2013) denominaron a la relación entre los diámetros como ‘Relación de aspecto cuerpo garganta de poro’ [92][93]. La **Ecuación 2.3**, donde a es la relación de aspecto y D es el diámetro del poro o la garganta. La posibilidad de que la fase no mojable quede atrapada en un poro aumenta a medida que aumenta la relación de aspecto. Es decir, la relación a es generalmente mayor a la unidad. Sin embargo, Blunt [92] (2017) afirma que para un modelo de red con poros y gargantas que se suponen circulares, la relación de aspecto debe ser mayor que 2 para que se produzca separación [92][93].

$$a = \frac{D_{poro}}{D_{garganta}} \quad (2.3)$$

Existen varios métodos experimentales para medir los tamaños de los poros y los tamaños de la garganta. Se pueden medir realizando pruebas de inyección de mercurio por presión capilar, micro tomografía computarizada, análisis de imágenes y resonancia magnética nuclear (RMN), ésta última también es utilizada para el análisis de núcleo [52].

2.3.3. Mojabilidad

Djebbar Tiab [56] (2004) define a la mojabilidad como la adhesión relativa entre dos fluidos y a una superficie sólida. En un medio poroso que contiene dos o más fluidos inmiscibles, la mojabilidad es una medida de la tendencia de uno de los fluidos a propagarse o adherirse a la superficie. En un sistema mojable al agua, salmuera/crudo/roca, el agua ocupa los poros más pequeños y moja la mayor porción de poros de mayor superficie. En áreas de alta saturación de crudo, el petróleo se encuentra sobre una película delgada que descansa en la superficie del poro. Si la superficie de la roca es más mojable al agua y la roca está saturada con crudo, el agua se embeberá dentro de los poros más pequeños, desplazando el

aceite del núcleo [56][69]. Por otro lado, si la superficie es más mojabla al crudo, incluso se puede saturar con agua y el núcleo se imbeberá con crudo dentro de los poros más pequeños, desplazando agua del núcleo [56][69].

Por lo tanto, un núcleo saturado con aceite es mojabla con agua si absorbe agua. Por el contrario, un núcleo saturado con agua es mojabla con aceite si absorbe aceite. En realidad la mojabla de un sistema puede variar de muy mojabla al agua a muy mojabla al óleo, dependiendo de las interacciones químicas entre la salmuera y la superficie de la roca. Si la roca no muestra preferencia por ninguno de los fluidos, se dice que su mojabla es neutra o intermedia. Una condición que se puede visualizar como igualmente mojabla para ambos fluidos [56][69]. La siguiente figura ilustra diferentes estados de mojabla en una roca.

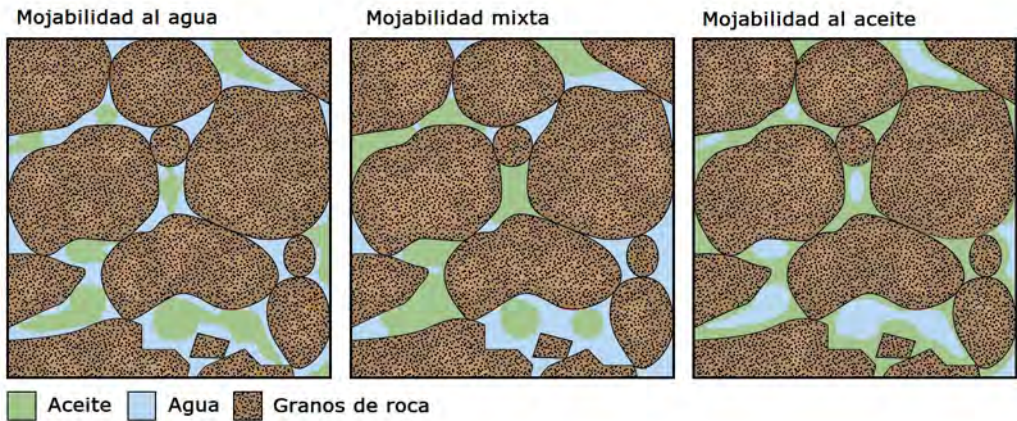


Figura 2.11: Mojabilidad en poros. (izq) Mojabilidad al agua, el crudo permanece en el centro de los poros, en una condición contraria, (der) las superficies están cubiertas de una película de crudo. En una condición intermedia el petróleo es desplazado por el agua de muchas de las superficies pero permanece en el centro de los poros mojables al agua. Las tres condiciones tienen saturación similar de agua y petróleo [80].

La mojabla puede evaluarse cuantitativamente midiendo el ángulo de contacto entre la interfaz fluido-fluido y la interfaz fluido-sólido en el punto de contacto trifásico y luego seguir criterios específicos que determinan el estado de mojabla del sistema [69]. Sin embargo, el rango de cada condición de mojabla para diferentes ángulos de contacto, es diferente en la literatura. Particularmente para cada estado de mojabla neutra, como lo muestra la **Tabla 2.5**, que da a conocer los criterios para los estados de mojabla según lo establecido por tres estudios bien conocidos [70][71][72].

Fuente	Estado mojabilidad	Ángulo de contacto
Trieber et al(1972)	mojable al agua	0° a 75°
	mojabilidad neutral	75° a 105°
	mojable al crudo	105° a 180°
Morrow et al.(1976)	mojable al agua	0° a 62°
	mojabilidad neutral	62° a 133°
	mojable al crudo	133° a 180°
Chilinger and Yen(1983)	fuertemente mojable al agua	0° a 20°
	mojable al agua	20° a 80°
	mojabilidad neutra	80° a 100°
	mojable al crudo	100° a 160°
	fuertemente mojable al crudo	160° a 180°

Tabla 2.5: Criterio de mojabilidad en diferentes estudios [70][71][72]

Ángulo de contacto

Cuando existe una interfaz entre un líquido y un sólido, el ángulo entre la superficie del líquido y el contorno de la superficie de contacto se describe como ángulo de contacto θ tal y como lo muestra la **Figura 2.12** [56][57].

Por convención, si el ángulo de contacto es menor a 90 grados, la interacción se considera hidrofílica. Si el ángulo de contacto es mayor a 90 grados, la interacción se considera hidrofóbica. Si el ángulo de contacto es mayor a 160 grados, la interacción se denomina super-hidrofóbica [56][57]. Es decir, el ángulo de contacto entre un líquido y un sólido depende de la naturaleza del líquido, así como de las características de la superficie del sólido.

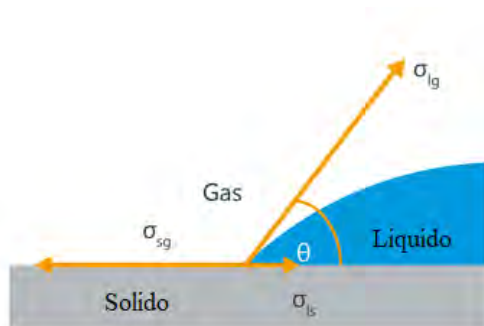


Figura 2.12: Ejemplo de ángulo de contacto θ en una gota en contacto con la superficie [57].

De acuerdo con la ecuación de Young's, existe una relación entre el ángulo de contacto θ , la tensión superficial del líquido σ_{lg} , la tensión interfacial del sólido y el líquido σ_{sl} y la energía libre de la superficie del sólido σ_{sg} [95]. Que resulta en la siguiente ecuación.

$$\gamma_{sg} = \gamma_{sl} + \gamma_{lg} \cdot \cos(\theta) \quad (2.4)$$

Desde la perspectiva de la escala de poros, la mojabilidad, como se explicó anteriormente, se define como la tendencia relativa de uno, dos o más fluidos inmiscibles a adherirse, extenderse o humedecer las superficies de grano dentro de un medio poroso. Dependiendo de la naturaleza química, la capacidad de propagación de los fluidos y la naturaleza química de la superficie de los granos [65][68].

Los enfoques convencionales para medir ángulos de contacto, como el método de gota sésil, el método de gota sésil modificada y la técnica de placa Wilhemy, fallan en imitar los factores y condiciones que controlan la mojabilidad a escala de poro [69]. Los experimentos que utilizan estos métodos realizan pruebas en superficies sólidas que son ideales (lisas, planas y químicamente homogéneas) lo que lleva a un ángulo de contacto que no tiene en cuenta la rugosidad, la curvatura y la heterogeneidad del material a microescala [67]. Afortunadamente las técnicas de imagen han remodelado los estilos de investigación en aplicaciones como ésta, particularmente las técnicas de imagen de alta resolución, como la micro tomografía computarizada [61][73]. Por lo tanto, puede trasladarse a la visualización directa en micromodelos.

Ángulo de contacto *in situ*

En los últimos años ha habido un interés en explorar y construir protocolos para medir ángulos de contacto *in situ* a partir de imágenes para experimentos estáticos [66][67] y dinámicos [68][81] en muestras de rocas naturales, glass beads, experimentos bifásicos y trifásicos. En la literatura existe un método manual [66][67][68][81] y tres métodos automáticos [75][76][77] para medir ángulos de contacto *in situ* a partir de imágenes. Además hay varias aplicaciones para los ángulos de contacto extraídos a escala de poro, que comienzan por indicar la mojabilidad del sistema hasta explicar los eventos de desplazamiento a escala de poro [[66]-[69], [75]-[79]]. Éstas aplicaciones son de gran interés ya que pueden ser aplicadas a visualizaciones en micromodelos.

Método manual

En imágenes tomadas por micro tomografía computarizada en escala de grises o segmentadas, el ángulo de contacto *in situ* se puede determinar manualmente por el usuario siguiendo una serie de pasos [66][67][77] esto podría tomar mucho tiempo, sabiendo que en una roca tiene cientos de puntos de contacto [76]. Sin

embargo, éste metodo es funcional para aplicaciones en micromodelos [78].

El primero en establecer un protocolo para medir ángulos de contacto *in situ* fue Andrew et al. [67] (2014). Éste trabajo realizó un enfoque manual en 300 puntos de contacto trifásico en la cual concluyó que el ángulo medio era de $45^\circ \pm 6^\circ$, lo que significa, un sistema débilmente mojable al agua [67]. Dos años más tarde, se comprobó el éxito de este enfoque a escala de poro mediante una comparación con los ángulos de contacto medidos por el método de caída de sésil [66].

El enfoque manual comienza con decidir qué sección se extraerá como subvolumen de las imágenes segmentadas. Después de esto, como muestra la **Figura 2.13**, se realiza un proceso de filtrado de imágenes (filtro sobel 3D) para etiquetar la interfaz y encontrar las líneas de contacto trifásicas (hechas de puntos llamados puntos triples) dentro del subvolumen [67][68][81].

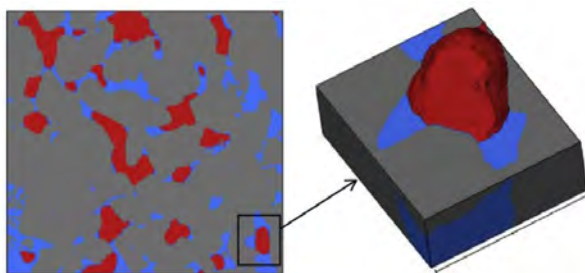


Figura 2.13: Extracción de subvolumen no mojable (rojo) atrapado por la fase mojable (azul) y la roca porosa (gris) [68].

La **Figura 2.13** muestra un glóbulo atrapado en una superficie no mojable marcado con líneas de contacto. Después de esto se procede a elegir un punto de interés (línea triple de contacto) en donde se medirá el ángulo de contacto [67][68][81]. Finalmente se trazan dos tangentes interfaciales en el plano X de las muestras para medir el ángulo de contacto en el punto A como lo muestra la **Figura 2.14** [68].

Este valioso trabajo ha sido de utilidad para otros investigadores para diseñar experimentos a escala de poro con el fin de investigar la mojabilidad *in situ*. Éste enfoque se utilizó para explorar la mojabilidad por ácidos grasos en las morfologías del aceite residual (la formación de capas no mojables) [79]. También se usó para determinar la histéresis del ángulo de contacto para experimentos dinámicos con el fin de evaluar el atrapamiento bajo diferentes estados de mojabilidad [81] y para explicar los mecanismos de desplazamiento a escala de poro durante la imbibición y drenaje para el flujo en dos y tres fases [68].

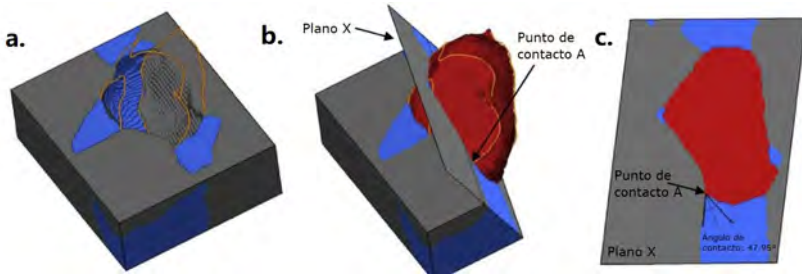


Figura 2.14: Medición de ángulo de contacto. a. Líneas de contacto (amarillo) a través del punto de contacto triple Sólido-fluido-sólido b. Plano X dibujado perpendicular a la línea de contacto triple del punto A. c. Ángulo de contacto determinado para el punto A [68].

Método automático

También ha habido interés por desarrollar métodos automáticos para obtener tantos datos de mojabilidad como sea posible y hacer que el tiempo de análisis sea cada vez menor. En la literatura hay tres trabajos en el desarrollo de algoritmos para la estimación del ángulo de contacto [75][76][77]. Klise et al. [75] (2016) desarrollaron un método para encontrar los límites bifásicos y trifásicos en imágenes de micro tomografía computarizada. Estos límites los cuales son interfaces bidimensionales como lo muestra la **Figura 2.15**. En esta figura se definen las interfaces fluido sólido y fluido-fluido para cada punto en la línea de contacto trifásica.

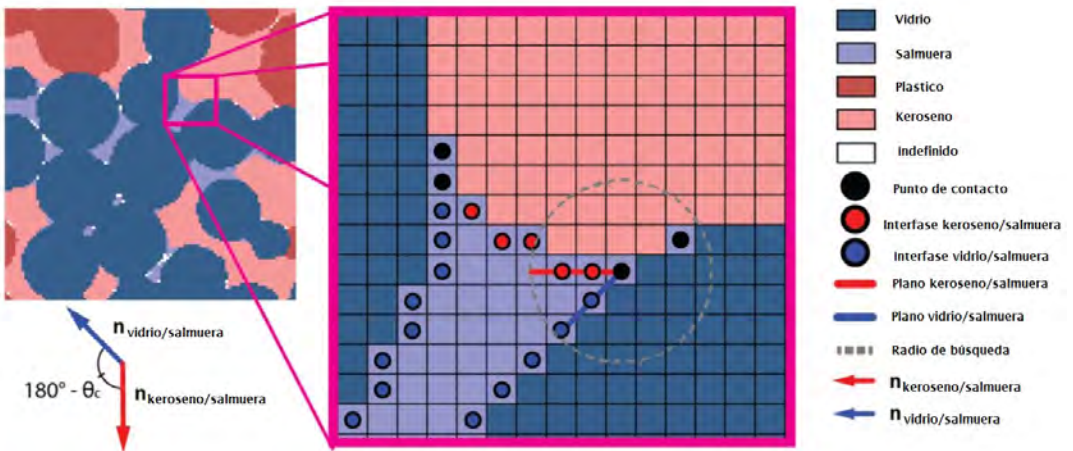


Figura 2.15: Visualización en dos dimensiones para la identificación de la interfaz, puntos de contacto y cálculo del ángulo de contacto [75].

Scanziani et al. [77] (2017), automatizó el método manual mencionado an-

teriormente de modo que el algoritmo encuentre el plano normal para el punto de contacto trifásico y así estimar el ángulo de contacto [77]. La **Figura 2.16** muestra su enfoque, que consiste en ajustar un círculo (blanco) a la interfaz de fluido-fluido (verde y azul), suavizar la superficie sólida (gris) mediante una regresión lineal (negro) y luego construir una tangente (amarillo) al círculo en el punto de contacto. Es necesario mencionar que ajustar un círculo a las interfaces fluido-fluido está limitado para un curvatura constante de la interfaz fluido-fluido cuando el sistema está en equilibrio [77]. Este estado de equilibrio está definido por la ecuación de Young-Laplace.

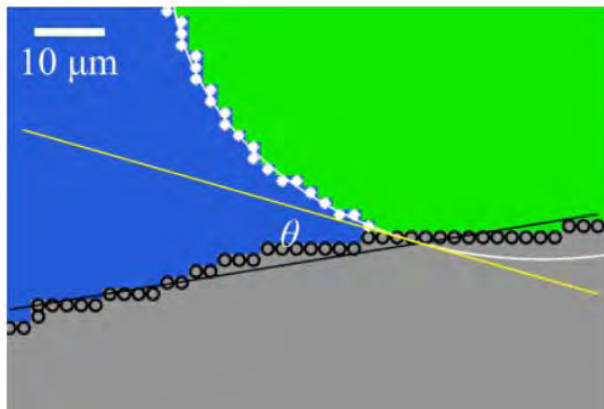


Figura 2.16: Representación de un segmento bidimensional de una imagen segmentada tridimensional cuando el ángulo de contacto es automatizado. El crudo es color verde, la salmuera es azul, la roca es gris, el círculo es blanco y es ajustado a la interfaz entre dos fluidos y la línea negra representa la superficie de la roca [77].

Los anteriores métodos tienen una dependencia de la resolución de la imagen, sin embargo, Alratrout et al. [76] (2017) presentaron un enfoque automatizado que reduce la dependencia a la resolución. En él se mantienen dos parámetros constantes: el volumen de los fluidos con el sistema y las ubicaciones de las líneas de contacto trifásicas [76]. Este método considera sólo sistemas en equilibrio, siguiendo el enfoque de Scanzini et al. (2017) [76] que permite justificar el uso de su método al suavizar las superficies entre fluido-fluido [21][30].

Los métodos manuales y automatizados ayudaron a conectar la aplicación de la caracterización de mojabilidad *in situ* con los estudios de flujo y atrapamiento en medios porosos naturales. Es por ello que se hace relevante el uso de éstos métodos con el fin de entender cómo cambia la mojabilidad en un medio poroso no homogéneo y poder comprender un poco mejor los fenómenos que suceden a escala de poro.

En conclusión, la mojabilidad de un sistema es una característica intrínseca del mismo. Los poros de las rocas tienen tendencias predeterminadas hacia el agua o el petróleo. Sin embargo, Djebba Tiab [56] (2004) expresa que pueden existir diferentes estados de mojabilidad, que tienen una influencia dominante en el flujo del fluido y las propiedades del sistema agua/crudo/roca [56].

2.3.4. Tensión interfacial

En un sentido amplio, la tensión interfacial (IFT) se define como el trabajo que se debe aplicar para aumentar el tamaño de la interfaz entre dos fases adyacentes que no se mezclan entre sí. Éste término se refiere a las fronteras entre las fases líquido/líquido y líquido/sólido.

En la frontera de fase, la suma de las fuerzas entre las moléculas de la misma fase es mayor que con las moléculas de la otra fase. En consecuencia, las moléculas en la interfaz tienen menos socios atractivos que el resto del volumen de la fase. Por lo tanto, las fases minimizan su extensión en la interfaz. Por eso se debe realizar trabajo para incrementar el tamaño de la interfase. Éste trabajo en la tensión interfacial tiene unidades de mN/m y se designa con el símbolo de γ [57][95].



Figura 2.17: Gota colgante para medición de tensión interfacial: éste método consta de una aguja suspendida en una fase líquida o gaseosa. La forma de la gota resulta de la relación entre la tensión interfacial y la forma, esta tensión se calcula a partir de la sombra usando el análisis de forma de gota [imagen original].

De acuerdo con la ecuación de Young's, existe una relación entre el ángulo de contacto θ , la tensión superficial del líquido σ_{lg} , la tensión interfacial del sólido y el líquido σ_{sl} y la energía libre de la superficie del sólido σ_{sg} lo que resulta en la ecuación 2.4 previamente descrita [95][115]. Además, el método de la gota colgante utiliza la ecuación de Young-Laplace que describe la correlación entre la diferencia de presión Δp , los radios de curvatura r_1 y r_2 y la tensión interfacial tal y como lo muestra la siguiente ecuación [94]. La cual es de utilidad para estimar experimentalmente la tensión interfacial.

$$\Delta p = \gamma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (2.5)$$

La tensión interfacial juega un papel importante en muchos procesos donde las fases están en contacto, como las emulsiones, ya que afecta la tendencia a romperse y coalescer de las fases. Inundaciones: si la tensión interfacial se reduce por medio de tensoactivos, la fase orgánica puede movilizarse después de una inundación con agua. Pruebas de calidad de líquidos hidrofóbicos: el envejecimiento de un líquido hidrofóbico a menudo va de la mano con una reducción de la tensión interfacial con el agua. En tales casos la medición de la tensión interfacial es una prueba de calidad [57][94].

2.3.5. Permeabilidad

Una roca, además de ser porosa debe permitir el flujo. Ésta característica se denomina permeabilidad [56]. La permeabilidad de una roca depende de su porosidad efectiva, por lo tanto, se ve afectada por el tamaño, forma y distribución de los granos de roca. El ingeniero francés Henry Darcy desarrolló una ecuación para el flujo la cual se expresa de la siguiente manera.

$$u = \frac{q}{A_c} = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{dP}{dl} \right) \quad (2.6)$$

Donde u es la velocidad del fluido, q el caudal, A_c representa el área transversal, k es la permeabilidad del medio, μ es la viscosidad del fluido y dP/dl es la diferencia de presión en la dirección del flujo.

La permeabilidad en la **Ecuación 2.6** se denomina permeabilidad absoluta. En presencia de más de un fluido, a la permeabilidad se le llama permeabilidad efectiva k_e . La relación entre la permeabilidad efectiva y absoluta, se le conoce como permeabilidad relativa. Por ejemplo, la permeabilidad relativa del crudo y el agua serían $k_{rc} = k_{ec}/k$ y $k_{ra} = k_{ea}/k$ respectivamente [56].

2.4. Característica de Euler (χ)

Cuando una propiedad topológica de un objeto no se ve alterada por un cambio de su forma (es decir, estiramiento, flexión y torsión) se denomina invariante topológico [59]. Puesto que un invariante topológico de un objeto cambia por una deformación discontinua; por ejemplo, al dividirlo en objetos más pequeños o pegarlo a otros objetos [4][60]. Por lo tanto, un invariante topológico es un descriptor sólido de la conectividad de un objeto, similar a la conectividad de la fase no mojable dentro de un medio poroso. La **Figura 2.18** muestra la visualización en tridimensional de una fase no mojable (crudo) del experimento realizado por Akiarri. S. [61] (2019) para el post-drenaje y la post-imbibición [61]. Como se observa, la conectividad del aceite cambió el desplazamiento de la fase mojable por la fase no mojable. Además, existe la necesidad de encontrar un invariante topológico para cuantificar el estado de conectividad y sus conglomerados, lo que permite comparaciones entre diferentes experimentos y estados.

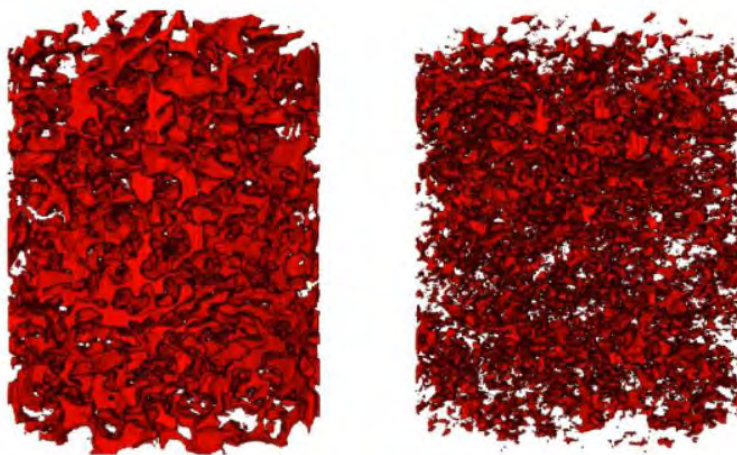


Figura 2.18: Visualización 3D de la fase no mojable izq. Post-drenaje der. Post-imbibición [61].

En los últimos años, la característica de Euler (χ), también conocida como número de Euler, se ha empleado eficazmente en medios porosos a partir de las imágenes obtenidas de micro tomografía computarizada o directamente de visualizaciones en micromodelos, como un descriptor cuantitativo de la conectividad de fase de un material poroso, ya que es un invariante topológica [59]. La topología de fase (conectividad) se ha relacionado con la saturación de fase (saturación inicial, transitoria y final), atrapamiento capilar (representado por el número de capilares) y la permeabilidad relativa [59][61][62] mediante el uso de la característica de Euler (χ). El cual se define como:

$$\chi = \beta_0 - \beta_1 + \beta_2 \quad (2.7)$$

Donde β_0 es el número cero de Betti, que se refiere al número de elementos distintos del fluido en el volumen, β_1 es el primer número de Betti que se refiere al número de bucles redundantes presentes en la estructura de cada componente de fluido y β_2 es el segundo número de Betti, que indica el número de vacíos encerrados en el componente de fluido. Los valores de los números de Betti y Euler para algunas formas simples se muestran en la **Figura 2.19**, adaptada de Wildenschild y Sheppard [63].

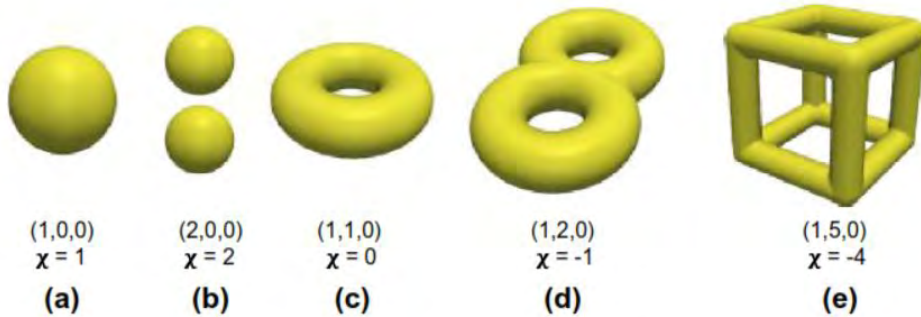


Figura 2.19: Valores de números de Betti ($\beta_0, \beta_1, \beta_2$) y característica de Euler para figuras básicas a) Esfera b) Dos esferas desarticuladas c) Toroide d) Toroide doble e) Marco cúbico [63].

Ahora, en el contexto de fluidos en medios porosos, las características que contribuyen al β_0 incluye una burbuja pequeña, aislada que ocupa un espacio de poro único, así como un elemento de fluido no mojable grande, conectado y de poros múltiples; ambos ejemplos tienen un $\beta_0 = 1$ [59]. Además, si se tiene en cuenta que un grupo grande del fluido no mojable está altamente ramificado en múltiples poros a través de gargantas de poro, y si al cortar éste grupo en determinada garganta no se divide en dos grupos, esta conexión a través de la garganta de poro se cuenta en el primer número de Betti β_1 . Además, β_2 es cero para experimentos en medios porosos, ya que no es posible tener una partícula sólida (grano) rodeada completamente por la fase del fluido no mojable [59][60] y la fase del fluido mojable (salmuera) no puede estar flotando como gotas en una fase no mojable, como el aire o dióxido de carbono. Incluso si la fase no mojable es más densa, es decir, petróleo crudo, no vale la pena considerar el número de Betti β_2 en comparación con β_0 y β_1 , como lo demuestran los cálculos realizados por Khanamiri y Torsæter [60]. Por lo tanto la **Ecuación 2.7** puede reducirse a la siguiente expresión para experimentos en un medio poroso.

$$\chi = \beta_0 - \beta_1 \tag{2.8}$$

Por último, el número de Euler normalizado de la fase total no mojable se

puede clasificar en dos. La primera clasificación puede ser para los ganglios no mojables y la segunda para los caminos conectados por la fase no mojabable, la cual se define como el grupo no mojabable más grande del sistema [60]. La anterior clasificación se hace con el fin de evaluar la histéresis en la topología de la fase no mojabable; los ganglios y la ruta conectada en función de las saturaciones [60]. Además, la característica de Euler es una propiedad que depende del proceso, por ejemplo, de qué fase está desplazando a la otra [80] y del caudal de inyección [60]. Finalmente, la característica de Euler de la fase mojabable es una medición independiente de la característica de Euler de la fase no mojabable [80].

2.5. Dispersión de agua en aceite

Como se comentó anteriormente la inyección de agua de baja salinidad ha atraído mucha atención como técnica para mejorar la recuperación de petróleo. Se mencionaron algunos mecanismos que explican la contribución a la recuperación adicional; sin embargo, en la actualidad no se han establecido las razones del por qué sucede éste mejoramiento. Tampoco han sido bien establecidas y no existe un mecanismo consistente que pueda explicar los resultados exitosos [27][38][83]. La mayoría de mecanismos propuestos atribuyen los efectos de baja salinidad al incremento en la mojabilidad al agua [5][28][38]. Esto ha resultado en muchos estudios centrados en el papel de la roca y sus componentes, mientras que el papel de las interacciones fluido/fluido se ha dejado a un lado [81]. Recientemente Lifein Yan et al. [83] (2020) han informado sobre los resultado de una serie de visualizaciones de flujo directo cuando el petróleo crudo entra en contacto con salmueras de baja salinidad.

Las emulsiones de agua en aceite pueden formarse naturalmente durante procesos secundarios o terciarios a la recuperación de pretróleo [82]. La formación de éstas emulsiones, según como reportan algunos estudios, pueden imponer algunos desafíos en la producción debido al aumento de la viscosidad del fluido y la disminución de la permeabilidad relativa [82][84][85]. Por otra parte, se reporta que en las inundaciones con LSW, la generación de emulsiones y la difusión del agua en la fase de aceite suelen ser contribuyentes importantes para impulsar la recuperación de petróleo [83][86][87]. La siguiente imagen muestra dispersiones de salmuera con diferentes concentraciones de sal en aceite.

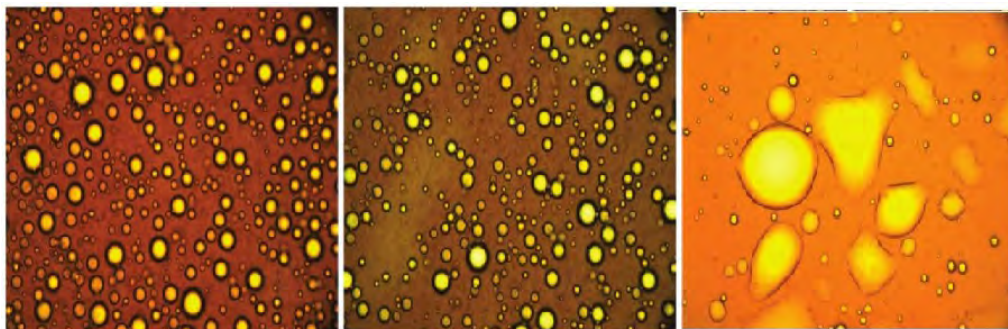


Figura 2.20: Muestra de micrografías de emulsiones para tres valores de salinidad diferentes. (Izquierda) 1 %. (Centro) 10 %. (Derecha) 50 % [88].

Los reportes que existen hasta la fecha demuestran que diferentes concentraciones de sal influyen en la cantidad de microgotas de agua en el aceite cuando el agua y el petróleo se ponen en contacto. Es necesario tener una secuencia de LSW, petróleo crudo y salmuera de alta salinidad (HSW por sus siglas en inglés)

para poder tener presente este mecanismo [83].

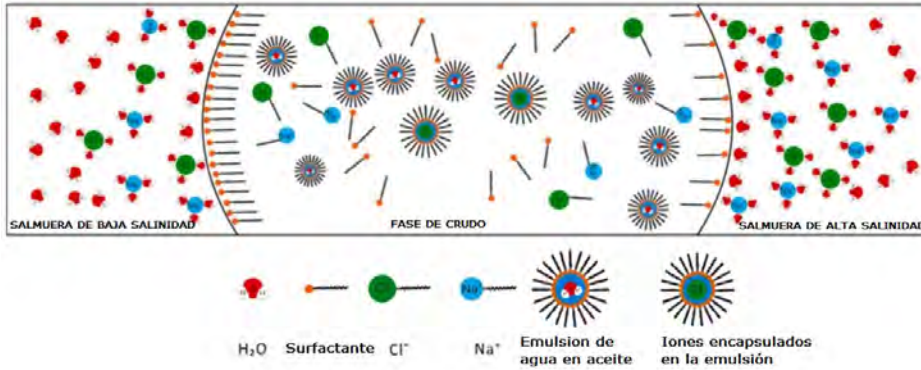


Figura 2.21: Mecanismo de creación de miscelas con la secuencia LSW/cru-do/HSW [83].

Como puede verse, existen numerosas investigaciones relacionadas con el estudio de la recuperación de petróleo en microfluidos [50][96], también trabajos que indagan sobre el cambio de mojabilidad [80][44][49] y la influencia de la salinidad en el fluido de recuperación [26][38][44]. Además, es importante mencionar que es un tema de interés actual, como lo demuestran reportes realizados por Fredriksen et al. [44] (2017) quienes indagaron sobre el mecanismo de movilidad durante inundación con LSW. Yujind Du et al. [49] (2019) experimentaron sobre la relevancia de un medio sin presencia de arcilla y Lifei Yan et al. [83] (2020) que trabajaron con el impacto de la diferencia de salinidad en la creación de dispersiones de agua en aceite en tubos capilares. Lo anterior da cuenta de la pertinencia a este trabajo frente a los diferentes mecanismos que co-existen en la recuperación de crudo. Con el fin de profundizar las condiciones necesarias y en la influencia de las emulsiones y el cambio en el ángulo de contacto para la recuperación de crudo, en el siguiente capítulo se describirán los equipos, fluidos, tratamientos y funcionamiento del arreglo experimental.



Capítulo 3

Diseño experimental

Para la recuperación de petróleo y encontrar si hay formación de emulsiones y cambio en el ángulo de contacto bajo la influencia de salmuera a baja salinidad, experimentalmente fue necesario realizar un montaje en el cual se pudiera observar la recuperación del aceite a determinado caudal. Adicionalmente, se usó un dispositivo que permitiera trabajar con caudales pequeños teniendo en cuenta las características del medio poroso. También se usó una cámara que captara las imágenes deseadas y un programa para poder procesarlas, la **Figura 3.1** muestra el arreglo experimental con el que se realizó el trabajo. En este capítulo se explicará cada uno de los elementos usados para observar el fenómeno. Además, se hará una explicación de las características de los fluidos y su uso en el trabajo experimental.

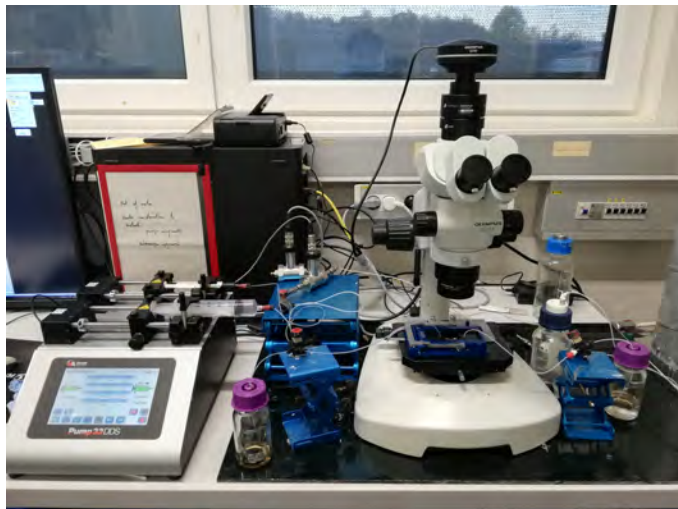


Figura 3.1: Arreglo experimental para simular condiciones de reservorio y recuperación de crudo

3.1. Dispositivos experimentales

El arreglo experimental está compuesto por diferentes dispositivos que permiten el flujo a través de un micromodelo; en donde se visualice el estado inicial de saturación del medio poroso y la recuperación con las salmueras de baja salinidad. El protocolo experimental debe ser el siguiente.

1. Antes de la saturación, es necesario limpiar y aplicar vacío al micromodelo, así como saturar los tubos capilares con el fluido seleccionado. Los detalles de los fluidos utilizados serán dados en la siguiente sección.
2. Inicialmente, el micromodelo debe estar saturado con salmuera y aceite teniendo especial cuidado con evitar la incorporación de burbujas de aire, o residuos de los fluidos con los que se realizó la limpieza.
3. Limpiar y saturar líneas con el fluido de recuperación conociendo la tasa de inyección. Para no tener fugas y evitar la incorporación de aire hacia el micromodelo.
4. Inyectar el fluido de recuperación, filtrado, desgasificado a un caudal constante evitando la presencia de burbujas de aire y de partículas que puedan afectar el fenómeno que se desea observar.
5. Dejar fluir el fluido de recuperación durante el tiempo previamente seleccionado para observar si hay presencia de emulsiones en el crudo seleccionado.

Para realizar la inyección del fluido se decidió emplear una bomba de jeringa *Harvard Apparatus Pump 33 DDS (Dual Drive System)* la cual tiene dos canales de bombeo independientes controlados desde una pantalla táctil con un rango de alta precisión para un flujo suave que oscila entre $1,02\text{pl}/\text{min}$ con una jeringa de $0,5\mu\text{l}$ y de diámetro interno de $0,103\text{mm}$ hasta $106\text{ml}/\text{min}$ con una jeringa de 60ml de diámetro interno $32,573\text{mm}$ éste dispositivo tiene un margen de error de $\pm 0,25\%$

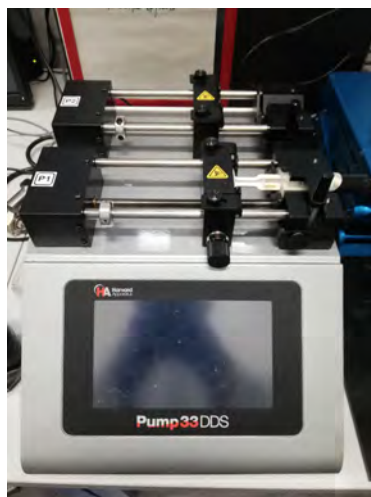


Figura 3.2: Bomba de jeringa *Harvard Apparatus Pump 33 DDS (Dual Drive System)*

Se ubicó en la bomba, jeringas *BD PlastipakTM* de 10ml, acopladas a un tubo capilar que conecta con una válvula de cuatro vías *PEEK Bulkhead Flow* de flujo en "T". la cual se puede conectar con el sensor de presión, el micromodelo y un depósito de residuos.



Figura 3.3: Válvula *PEEK Bulkhead Flow* de flujo en "T"

El transductor de presión *KELLER PRD-33X* en un rango de presión de 0 a 350mbar y una exactitud de $\pm 0,05\%$ se usó con el fin de conocer la permeabilidad del medio poroso y verificar que el micromodelo no ha sido afectado por algún fluido o nanopartículas anteriormente usadas para la recuperación de crudo.



Figura 3.4: Transductor de presión *KELLER PRD-33X*

El micromodelo para la recuperación de crudo esta hecho de borosilicato de vidrio, tiene una estructura física de roca, y es manufacturado por Micronit®. El diseño de este chip es resultado de la colocación aleatoria de estructuras con forma de roca. Esta estructura se asemeja a una roca cuando es cortada y escaneada. La estructura resulta en gargantas en los canales que son similares a las de una roca real.

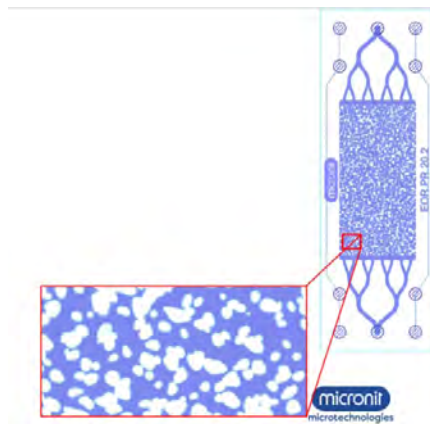


Figura 3.5: Micromodelo estructura Physical rock network de Micronit microtechnologies ®

Éste chip tiene un tamaño de $45\text{mm} \times 15\text{mm}$ un espesor y altura en los canales de $50\mu\text{m}$ y $20\mu\text{m}$ respectivamente y una porosidad de 0.57. Posee una vista óptica clara desde todos los lados y se supone como un modelo $2D$ de una roca.

Antes de realizar cualquier experimento es necesario limpiar el interior del micromodelo inyectando la siguiente secuencia de líquidos: *Tolueno-Metanol-Acetona-*

Agua destilada-Acetona. Una vez realizado lo anterior se extrae el aire del micromodelo con una bomba de vacío, *EDWARDS RV12*. Posteriormente, se debe saturar el micromodelo inyectando el fluido elegido. Cuando el micromodelo se encuentra saturado con el fluido inicial, se inyecta crudo hasta que se deje de observar la producción de salmuera. Este es el estado inicial del micromodelo y se muestra en la **Figura 3.6**, es un estado semejante al de un reservorio natural de crudo.

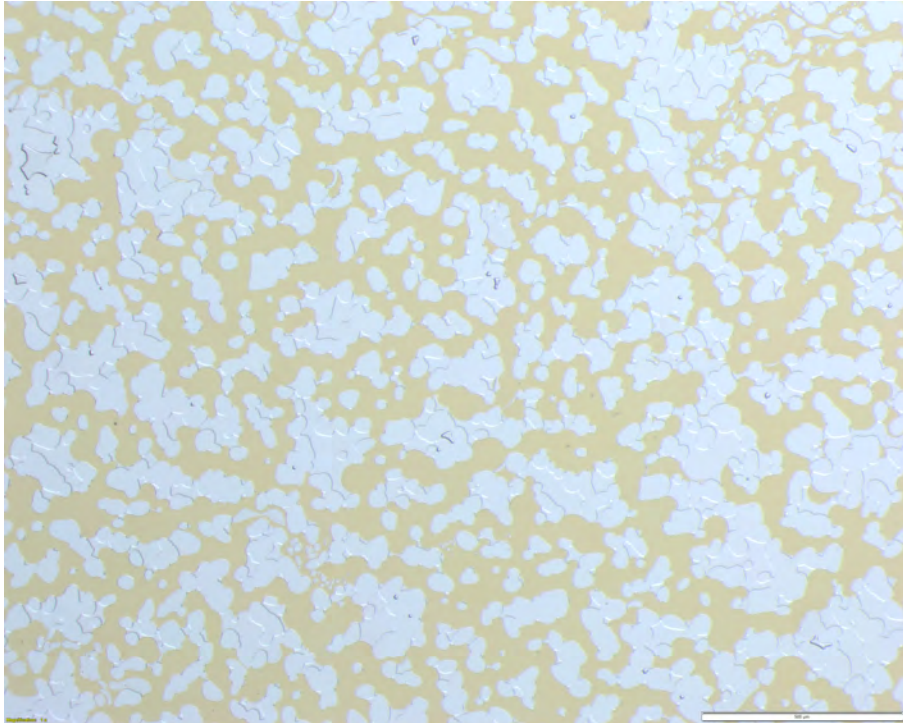


Figura 3.6: Estado inicial del micromodelo una vez se realizó saturación con salmuera y aceite.

Se utilizó un microscopio estereoscópico *OLYMPUS SZX7* con un radio de zoom de $0,8X - 5,6X$ y un lente *OLYMPUS ACH 1X* acoplado a una cámara *OLYMPUS UC90* con una resolución de 3384×2708 píxeles (5 : 4). Éstas características permiten obtener imágenes de alta resolución. Con el equipo se puede observar en tiempo real el micromodelo y así adquirir información sobre su interacción con los fluidos. De esta manera, se puede asociar la recuperación con los fenómenos al interior del micromodelo y estudiar los cambios en largos periodos de tiempo. La siguiente figura muestra el microscopio, la cámara y el lente anteriormente descritos.



Figura 3.7: Microscopio estereoscópico *OLYMPUS SZX7*, lente *OLYMPUS ACH 1X* y cámara *OLYMPUS UC90*.

El esquema de la **Figura 3.8** ilustra el arreglo experimental usado para estudiar la recuperación y posterior visualización de los cambios internos en el micro-modelo.

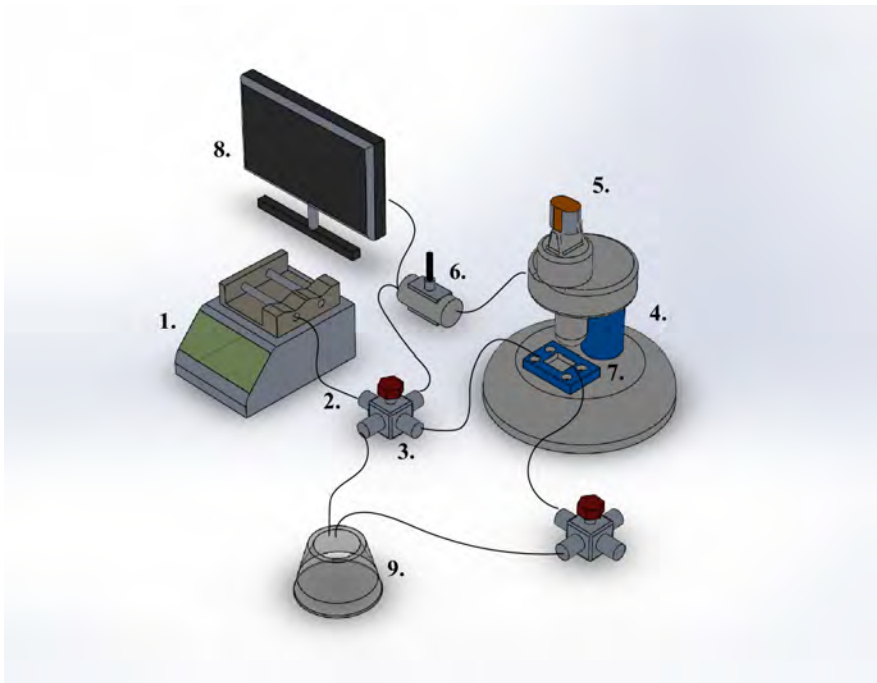


Figura 3.8: Esquema montaje experimental: 1. Bomba de inyección. 2. Tubos capilares. 3. Válvulas. 4. Microscopio 5. Cámara 6. Medidor de presión 7. Soporte de micromodelo y micromodelo 8. Computador 9. Depósito.

3.2. Micromodelo y fluidos utilizados

En esta sección se describirán los fluidos elegidos, sus propiedades, el rango de parámetros de los experimentos, cómo se capturó la información y la metodología de procesamiento de datos. El objetivo de esta sección será comprender mejor el funcionamiento y las condiciones del fenómeno.

3.2.1. Propiedades medio poroso

Tres micromodelos de silica con estructura de red de roca física fueron utilizados. La **Figura 3.9** muestra la imagen del micromodelo que se empleó en los experimentos. Las propiedades y dimensiones son presentadas en **Tabla 3.1**.



Figura 3.9: Micromodelo utilizado para la recuperación de crudo.

Micromodelo	Largo (cm)	Ancho (cm)	Porosidad ϕ (%)	Permeabilidad (mD)	Volumen de poro (cm^3)
J1	2	1	57	3204	0.0023
J2	2	1	57	2586	0.0023
J3	2	1	57	3040	0.0023

Tabla 3.1: Parámetros petrofísicos y dimensiones del micromodelo.

3.2.2. Crudo

Un tipo de crudo obtenido de los campos del mar del norte, al cual se hará referencia como ‘A’, fue usado en este trabajo. Éste crudo fue filtrado dos veces con un filtro de $5\mu m$. La densidad fue medida con un equipo *Antor Paar densimeter DMATM 4100 M seires*. La viscosidad se midió con un viscosímetro *Brook-field, model LVDV-II+P, rotating viscosimeter*. El pH se cuantificó con un pH-metro *PH 100L, phenomeal[®]*. Los valores de las mediciones están presentados en la tabla 3.2. La cual incluye el desglose de los compuestos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA) del crudo. El crudo fue inyectado después de la saturación del micromodelo con salmuera 30,000ppm.

<i>Crudo</i>	<i>Densidad ρ</i> (g/cm^3)	<i>Viscosidad μ</i> (<i>cP</i>)	<i>Saturados</i> (%)	<i>Aromaticos</i> (%)	<i>Resinas</i> (%)	<i>Asfaltenos</i> (%)
A	0.9004	52.5	66.21	25.78	7.69	0.32

Tabla 3.2: Propiedades del crudo utilizado en el experimento

3.2.3. Salmuera

Las cuatro soluciones de salmuera usadas de prueba en el micromodelo son salmueras sintéticas, las cuales contienen $NaCl$ y $CaCl_2$ a diferentes concentraciones. La salmuera de saturación tiene una concentración de 30,000ppm de $NaCl$. Ésta concentración según Alireza Emani et al. [114] (2013) es una concentración de alta salinidad (HSW). Las tres soluciones siguientes según Yujing Du et al. [49] (2019) y Alireza Emani et al. [114] (2013) se clasifican como concentraciones bajas (LSW). La primera es una salmuera con 500ppm de $NaCl$, la cual será denominada como LSW1. Las denominaciones LSW2 y LSW3 corresponden a salmueras de 2000ppm y 500ppm de $CaCl_2$ respectivamente. Las propiedades de estos fluidos fueron medidas con los equipos mencionados en el **Apéndice A** y se presentan en la **Tabla 3.3**.

<i>Salmuera</i>	Tipo de sal (ppm)	Composición (g/cm^3)	<i>Densidad ρ</i> (<i>cP</i>)	<i>Viscosidad μ</i>	<i>pH</i>
HSW	$NaCl$	30.000	1.020002	1.21	6.284
LSW1	$NaCl$	500	0.999254	1.18	6.325
LSW2	$CaCl_2$	2000	1.000204	1.17	6.249
LSW3	$CaCl_2$	500	0.999191	1.17	6.396

Tabla 3.3: Propiedades salmueras usadas en los experimentos

3.3. Procedimiento experimental

Para realizar este estudio fue necesario empezar con la limpieza del micromodelo, las líneas de conexión, válvulas y el equipo. Para secar, se ubicarán los micromodelos en el horno durante 8 horas e inyectar aire en los tubos capilares. Una vez que todo esté conectado, limpio y sin residuos de compuestos orgánicos o químicos, se crea un ambiente de vacío dentro del micromodelo. Este grado de limpieza se realizó para evitar burbujas de aire dentro del micromodelo cuando se sature con salmuera. Usando la bomba de vacío, se extrae el aire dentro del micromodelo hasta que el medidor alcance 15 mTorr (0.02 mbar). Posteriormente se purgan todas las líneas y conexiones. Sin desconectar la bomba de vacío,

se inyecta la salmuera (HSW) con la cual se establecen las condiciones de reservorio; en este caso la salmuera debe estar desgasificada y filtrada. Para esto se usa un filtro con tamaño de poro de $1\mu m$. Se empieza la inyección a una tasa de $300\mu L/min$. Pasada 1 hora se aumenta el caudal a $400\mu L/min$. Durante el mismo intervalo de tiempo, se realiza la inyección de salmuera hasta llegar a un caudal de $600\mu L/min$. Al alcanzar el máximo caudal de saturación, se debe verificar que no existan burbujas de aire dentro del micromodelo.

Una vez el micromodelo está saturado con HSW, se realiza la prueba para estimar su permeabilidad. El procedimiento es el siguiente. Se conecta el transductor de presión a la línea de inyección, previamente purgada de burbujas. Se empieza a inyectar la misma salmuera a $50\mu L/min$ hasta estabilizar la curva medida por el transductor. Éste procedimiento se repite para caudales de 100, 150 y $175\mu L/min$. Como se muestra en el **Apéndice C**.

Cuando se obtiene la medida de permeabilidad, se continúa con la inyección del crudo 'A'. También, es necesario purgar los tubos capilares con el crudo y evitar la incorporación de burbujas de aire en las líneas y en el micromodelo. El crudo se inyecta hasta remover la mayor cantidad de salmuera. El procedimiento para la inyección de crudo es el siguiente. Se comienza inyectando crudo con un caudal de $1\mu L/min$. Esta inyección continua hasta que el movimiento de la salmuera deje de ser evidente en el micromodelo. Se repite la operación con caudales de 10, 20, 30, 50 y $70\mu L/min$ hasta remover la mayor cantidad de salmuera del micromodelo. Así, se llega a los estados iniciales de saturación de crudo S_o y de salmuera S_w . Esta son las condiciones iniciales de reservorio.

Para la recuperación de la fase oleosa es necesario limpiar las líneas y purgar con el fluido seleccionado para realizar la imbibición. Las salmueras LSW1, LSW2, y LSW3 se inyectan a un caudal de $38 nL/min$, el cual corresponde a un volumen poroso cada hora. Para estos experimentos se inyectan 50 y 100 volúmenes porosos. Para conocer el porcentaje de crudo recuperado, se toman fotografías del microcanal cada determinado tiempo. Una vez realizada la recuperación, se seleccionan lugares específicos para dar seguimiento a la formación de emulsiones y cambio en el ángulo de contacto al interior del micromodelo.

Además, se realizan dos pruebas de recuperación con dos micromodelos saturados completamente de crudo. Una de estas pruebas se realiza con un micromodelo mojable a la fase oleosa; para cambiar la mojabilidad del micromodelo se recubre con fluido siliconizador *SurfaSilTM* de Thermo SCIENTIFIC. Para aplicar este recubrimiento se realiza el siguiente procedimiento: Se diluye el *SurfaSilTM* en un solvente no polar a una concentración de 1 a 10 % en masa. Ejemplos de solventes no polares son hexano, tolueno, acetona, cloroformo y xileno. Se inyecta la solución durante 10 segundos en el micromodelo limpio y seco. Una capa uniforme cubrirá inmediatamente su superficie. A continuación, se inyecta en micromodelo

el solvente con el que se diluyó el reactivo. Para evitar revertir la siliconización, se debe inundar el micromodelo con metanol para evitar la interacción del revestimiento con agua. Por último, se seca el micromodelo durante un día. La figura 3.10 muestra un esquema del procedimiento experimental realizado.

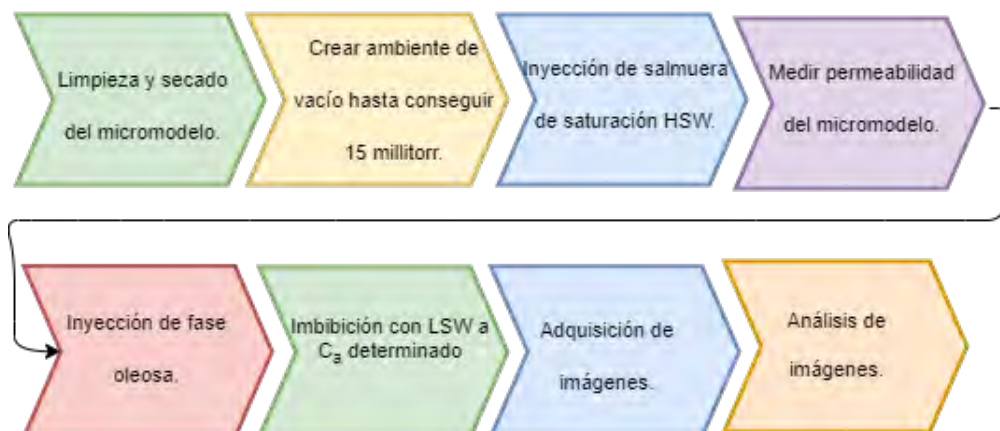


Figura 3.10: Procedimiento experimental realizado para este estudio

3.4. Esquemas de experimentos

Se realizaron seis esquemas de recuperación en este estudio. El objetivo de estos experimentos es descubrir la influencia en la recuperación y los cambios de la mojabilidad al inyectar salmuera de baja salinidad en la imbibición. El esquema de recuperación se llama recuperación secundaria cuando ocurre después del drenaje primario. Cuando la recuperación secundaria es seguida por otra prueba de imbibición, el esquema de recuperación se llama recuperación terciaria. Con base en lo anterior, se realizaron tres pruebas de recuperación secundaria con salmuera de baja salinidad y una con salmuera de alta salinidad. Esta última fue seguida por una inundación de salmuera de baja salinidad. Los experimentos fueron realizados en uno de los tres micromodelos.

Por otro lado, se realizaron dos experimentos en los cuales se saturaron los demás micromodelos únicamente con el crudo ‘A’; sólo uno de los micromodelos recibió tratamiento con *SurfaSilTM*. Para observar cómo fue la recuperación en un medio mojable al agua y otro mojable al crudo. Con el fin de estimar cambios en la característica de Euler y encontrar relación con la recuperación en éste micromodelo, la siguiente tabla enseña las condiciones iniciales, el esquema de recuperación, la tasa de recuperación, y el número capilar de los seis experimentos.

Esquemas de experimentos

Experimento	Saturación inicial	Fluido de imbibición	Esquema de recuperación	Taza de recuperación nL/min	número capilar modificado C_{am}
C1	HSW1-Crudo "A"	LSW1	Secundaria	38	$3,25x10^{-7}$
C2	HSW1-Crudo "A"	LSW2	Secundaria	38	$3,92x10^{-7}$
C3	HSW1-Crudo "A"	LSW3	Secundaria	38	$3,42x10^{-7}$
C4	HSW1-Crudo "A"	HSW1-LSW1	Secundario - Terciaria	38	$5x10^{-7}$
C5	Crudo "A"	LSW1	Secundaria	100	$2,33x10^{-6}$
C6	Crudo "A", micromodelo tratado SurfaSil	LSW1	Secundaria	100	$2,33x10^{-6}$

Tabla 3.4: Esquema de experimentos para la recuperación de crudo bajo las condiciones de caudal y C_a señalados

Una vez presentadas las condiciones del arreglo experimental, se expondrán los resultados de la investigación. Estos resultados se enfocan en la influencia de la salmuera, cantidad de clusters, característica de Euler, ausencia de arcilla y mojabilidad. Para dar claridad en cada fenómeno mencionado, se presentarán imágenes en diferentes tiempos de la inundación.



Capítulo 4

Análisis de resultados

En este capítulo se hará una descripción del procedimiento realizado para obtener los datos a partir de las imágenes capturadas con el arreglo experimental previamente descrito. Después se presentarán los resultados obtenidos para cada experimento de recuperación y finalmente se discutirán los resultados obtenidos en la post recuperación.

4.1. Análisis de imágenes

De las imágenes adquiridas se requiere extraer la información para conocer los valores de recuperación, característica de Euler, conglomerados y saturación de salmuera y crudo. Para lograr lo anterior fue necesaria la ayuda de MATLAB®. La rutina fue la siguiente.

1. El programa toma cada imagen capturada y la transforma en una matriz 2708x3384. Este valor equivale a la resolución de la cámara utilizada.

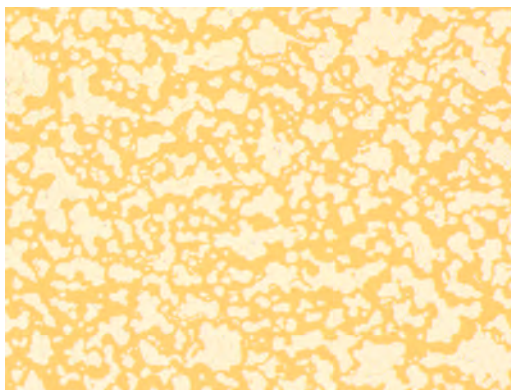


Figura 4.1: Imagen de saturación inicial de 2708x3384 píxeles que será transformada en una matriz de igual dimensión.

-
2. En cada una de las imágenes se usa un filtro gaussiano para la intensidad y se segmentan las imágenes utilizando los tres canales: rojo, verde y azul, se separan en tres matrices. Se binarizan las imágenes.

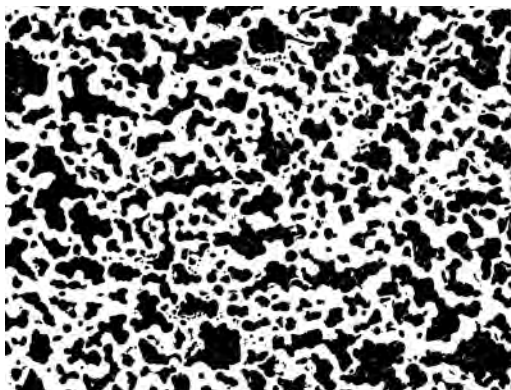


Figura 4.2: Imagen de saturación inicial de 2708x3384 pixeles binarizada.

3. Una vez se tienen las imágenes binarizadas se etiquetan los componentes conectados con una matriz de etiquetas.
4. Al realizar las etiquetas, se puede obtener el número de conglomerados para cada imagen. Lo que equivale a la cantidad de componentes conectados.
5. El programa puede calcular el área teniendo en cuenta los pixeles que corresponden a la fase oleosa. Simultáneamente se calcula la característica de Euler teniendo en cuenta el número de objetos en la región menos el número de agujeros en estos objetos.
6. Con la información suministrada por el programa se pueden obtener datos como área total de crudo, tamaño de conglomerados, conglomerado de mayor tamaño, número de Euler, recuperación de crudo, saturación de agua y petróleo.

Para que el programa trabaje con precisión se debió obtener imágenes de muy buena calidad. En algunas ocasiones fue necesario utilizar el programa **ImageJ** como soporte para realizar previos filtrados a los diferentes conjuntos de imágenes. Lo anterior es necesario debido a los ruidos que puede presentar al ser binarizada. También pueden obtenerse errores debido a la intensidad de luz del microscopio sobre el micromodelo. La **Figura 4.3** representa cuatro momentos de recuperación antes y después de ser analizadas.

Además, para medir algunos descriptores a escala de poro como radio y tamaño de garganta de poro también fue necesario el uso de algoritmos de MATLAB[®] desarrollados por Rabbani et al. [104] 2016 y Rabbanni et al. [105] (2014). La imagen procesada en los programas se toma en la etapa de vacío y posteriormente se binariza. En las **Figuras 4.4** y **4.5** se presentan los resultados obtenidos.

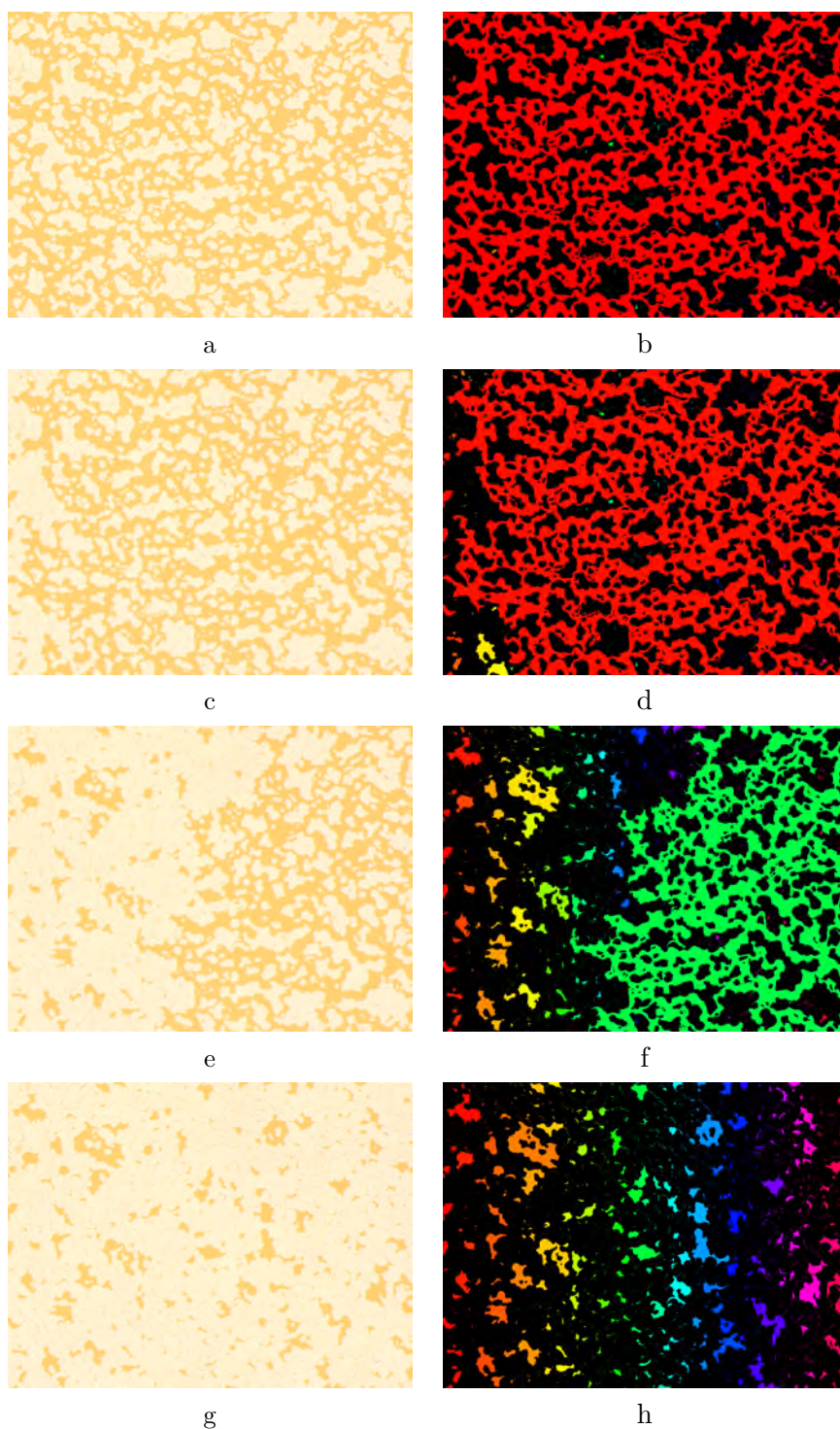
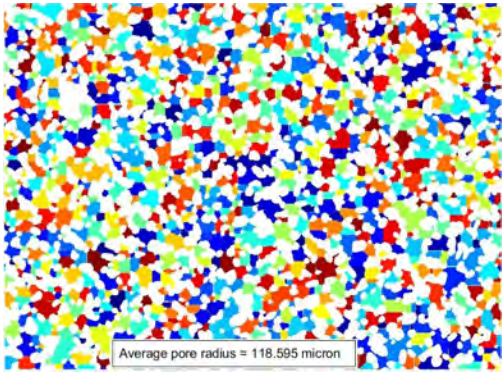
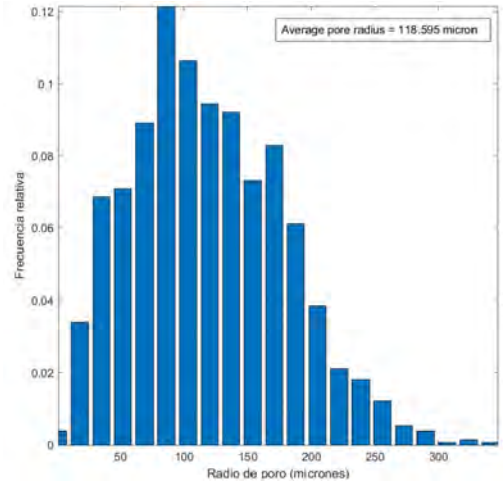


Figura 4.3: Imágenes de saturación a la izquierda sin procesar y a la derecha procesada a,b: Previa a la inundación c,d: Inicio de la recuperación e,f: Durante la inundación g,h: al finalizar la recuperación.

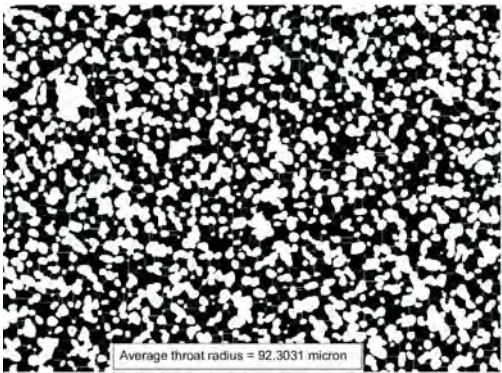


a

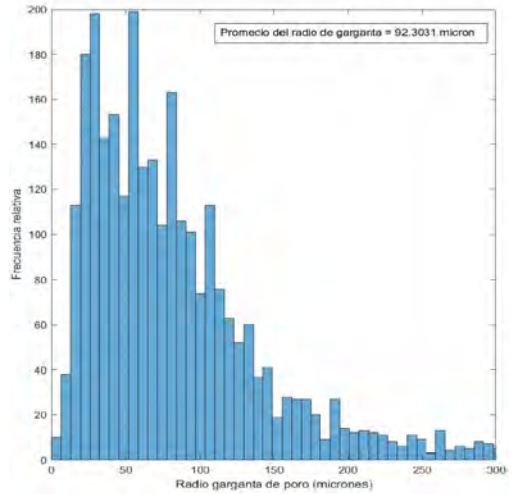


b

Figura 4.4: Esquema y frecuencia relativa de radio de poro micromodelo utilizado. a: Imagen procesada después de la binarización b: Resultados de distribución de tamaño de poro.



a



b

Figura 4.5: Esquema y frecuencia relativa de tamaño garganta de poro micromodelo utilizado. a: Imagen procesada después de la binarización b: Resultados de distribución de tamaño de garganta de poro.

La relación de tamaño de poro/garganta de poro es de 1.2 lo que significa que hay poros grandes conectados por gargantas de poro amplias lo que permite un fácil drenado a medida que el fluido no mojable se retira del micromodelo, reflejando las características dinámicas del sistema.

4.2. Recuperación

Para comprender mejor cómo se realizó la recuperación en los micromodelos, fue necesario obtener ciertas características que permitan entender el modelo a escala de poro. Para conocer cómo se llevó la recuperación, se utilizaron volúmenes porosos inyectados (PVI) como medida de tiempo. Esto hace referencia al tiempo que tarda en inyectar la misma cantidad de fluido que el volumen efectivo del medio poroso.

Como se discutió en la **Sección 2.3.1.** el número capilar, que es una función de la tensión interfacial, la velocidad del flujo y la viscosidad del fluido, afecta significativamente la captura de la fase no mojable dentro de un medio poroso al igual que lo hace con la permeabilidad relativa [61][97]. Teniendo en cuenta lo anterior para las pruebas de imbibición de salmuera en los experimentos C1, C2, C3, C4 el número capilar modificado permaneció en un mismo orden de magnitud. Para las pruebas C5 y C6 el C_{am} es mayor como se vio en la **Tabla 3.4.** Lo que implica que la dependencia del objetivo de estudio no se verá afectada por variaciones en el C_{am} . Los cálculos para hallar C_{am} se encuentran referenciados en el **Apéndice B.**

La medida de permeabilidad como anteriormente se explicó, tiene implicaciones tanto en la recuperación de crudo como en los fenómenos de movilidad dentro del medio poroso. Con el fin de garantizar una consistencia en los resultados, la permeabilidad del micromodelo en todos los experimentos permaneció en la clasificación de roca petrolífera. Los cálculos referentes a la permeabilidad del micromodelo se pueden encontrar en el **Apéndice C.** Además, se calculó la permeabilidad relativa la cual es utilizada para flujos bifásicos y se calculó de acuerdo al modelo de Corey [98][99].

$$K_{rw} = (S_w^*)^4 \quad (4.1)$$

$$K_{rnw} = (1 - S_w^*)^2 (1 - (S_w^*)^2) \quad (4.2)$$

Donde K_{rw} es la permeabilidad relativa de la fase mojable, K_{rnw} es la permeabilidad relativa de la fase no mojable y S_w^* es la saturación de la fase mojable normalizada la cual se calcula:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \quad (4.3)$$

Donde S_w es la saturación de la fase mojable y S_{wr} la saturación residual de la misma fase.

De acuerdo a lo anterior se obtuvo la **Figura 4.6.** Yujing Du et al. [49] (2019), menciona que es una gráfica que describe la permeabilidad relativa de agua y crudo a diferentes valores de saturación de agua y muestra el estado de mojabilidad.

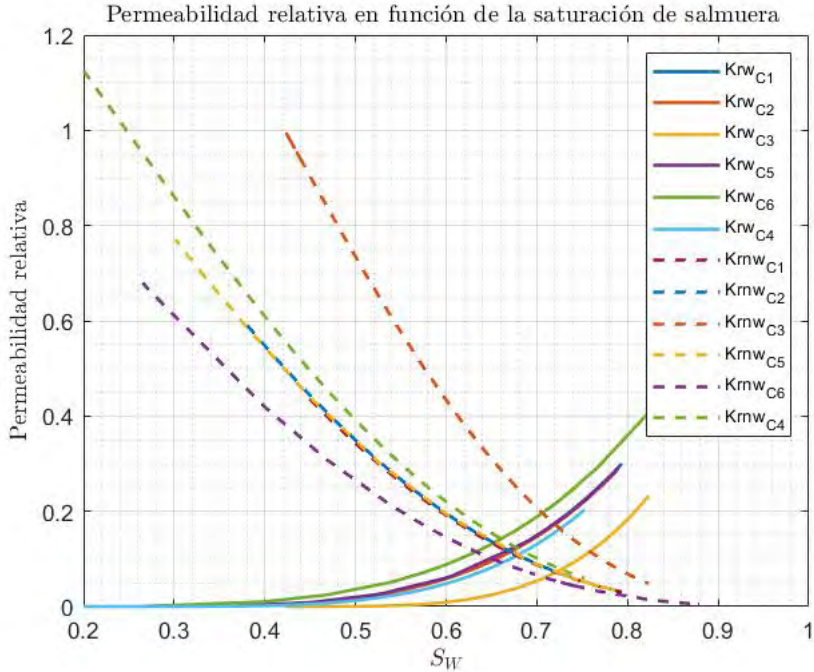


Figura 4.6: Permeabilidad relativa en función de la saturación de agua (S_W) se ilustra la permeabilidad para la fase mojada (K_w) y la fase no mojada (K_{nw}) para cada una de las pruebas realizadas.

En la anterior figura se observa la diferencia que existe en el valor de la permeabilidad relativa en el uso de diversas sales para soluciones de salmuera. Las líneas continuas describen que a mayor saturación de salmuera S_W , mayor es la permeabilidad de la fase mojada. Por otro lado, las líneas quebradas describen cómo disminuye la permeabilidad de la fase no mojada cuando aumenta S_W . Se identifica que $K_{rw_{C1}}$ y $K_{rw_{C5}}$ están sobrepuestas en la misma curva tanto para la fase mojada como para la fase no mojada. También que la curva $K_{rw_{C3}}$ está bajo las curvas de las pruebas C1, C2 y C4. Esto puede relacionarse con diferencias en la mojabilidad como explican Anderson et al. [100] (1987); Tang et al. [101] (2000); Yujing Du et al. [49] (2019). También se pueden notar las diferencias entre las pruebas C5 y C6 que presentan cambios de mojabilidad debido al tratamiento con *SurfaSil*. Este comportamiento concuerda con los apuntes de Paul Glover [102] (2016). Que expresa cómo son las curvas cuando el medio es mojado al agua, crudo o tiene mojabilidad mixta.

La reducción del IFT es un parámetro que ayuda a la recuperación. Nasralla [40] (2014), menciona la dificultad de identificar la influencia en la recuperación y el cambio de mojabilidad que resulta de la reducción de IFT cuando hay un incremento de pH entre los fluidos de recuperación. La **Tabla 3.3** muestra los valores de pH para cada salmuera, estos valores revocan contribuciones a varia-

ciones en la recuperación y/o al cambio de mojabilidad debidas al pH. La **Figura 4.7** ilustra el valor de la tensión interfacial entre el crudo y la salmuera, en ella se puede evidenciar que el IFT cambia en función de la concentración.

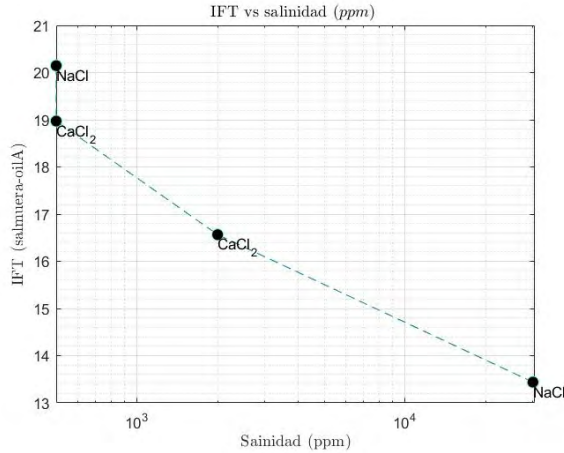


Figura 4.7: Valores de IFT para cada valor de concentración de salmuera.

La característica de Euler (χ), permite conocer la conectividad de la fase no mojable. En la **Figura 4.8** están los valores normalizados para las pruebas del micromodelo mojable al agua.

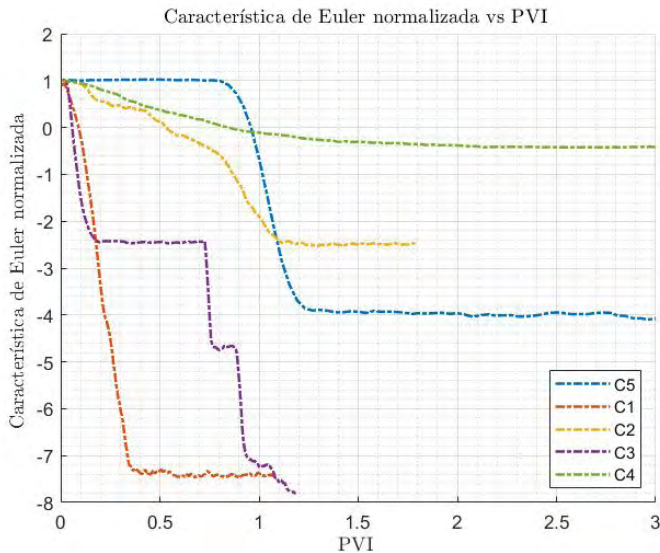


Figura 4.8: Valores de la característica o número de Euler de acuerdo al volumen poroso inyectado para micromodelo no tratado.

En la figura se observa que durante la inyección de un volumen poroso la prueba C5 fue la que mayor conectividad logró de la fase no mojable. La razón puede estar relacionada con sus condiciones iniciales. Un micromodelo totalmente saturado de crudo y mojable al fluido de recuperación. Por otro lado, la conectividad descendió en menor tiempo para las pruebas C1 y C3. Lo que permite pensar que las salmueras de baja salinidad durante la recuperación fragmentan la conectividad del crudo, logrando una fase no mojable dispersa. A pesar de los anteriores resultados, la recuperación con mejor conectividad sucedió con la prueba C4. La conectividad varió poco y se estabilizó en un período menor que las demás pruebas. Esto podría indicar que al finalizar la recuperación, depósitos de crudo en el micromodelo tuvieron un mayor tamaño. Para el experimento C6, se encontraron los siguientes resultados.

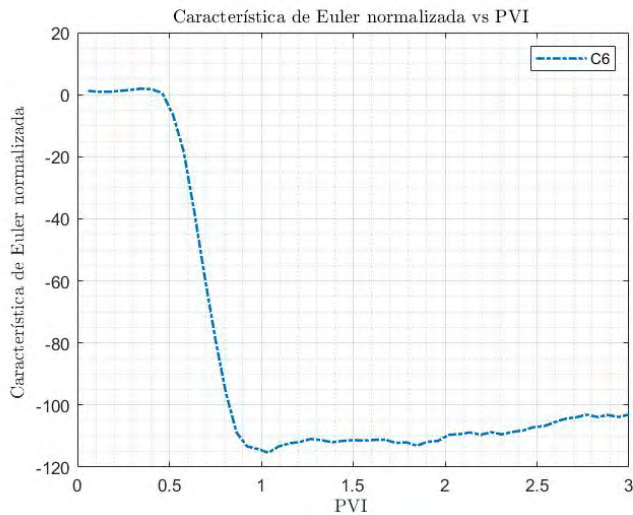


Figura 4.9: Valores de la característica o número de Euler de acuerdo al volumen inyectado para el micromodelo tratado con *Surfa.Sil*TM, prueba C6.

En la **Figura 4.9** se puede observar que hay una mayor dispersión de la fase no mojable. Los valores de la conectividad de ésta fase se deben a la afinidad que tiene el crudo con la superficie. La inyección de salmuera mueve el crudo pero la afinidad de la superficie no permite que éste fluya con menor dispersión. La **Figura 4.10** ilustra el estado del micromodelo en el instante en el que alcanza $1PVI$ para cada una de las pruebas.

Con el fin de ilustrar la influencia del fluido en la recuperación, la **Figura 4.11** muestra la cantidad de puntos específicos que tiene las mismas características, llamados conglomerados. Esto aporta más herramientas para entender la recuperación.

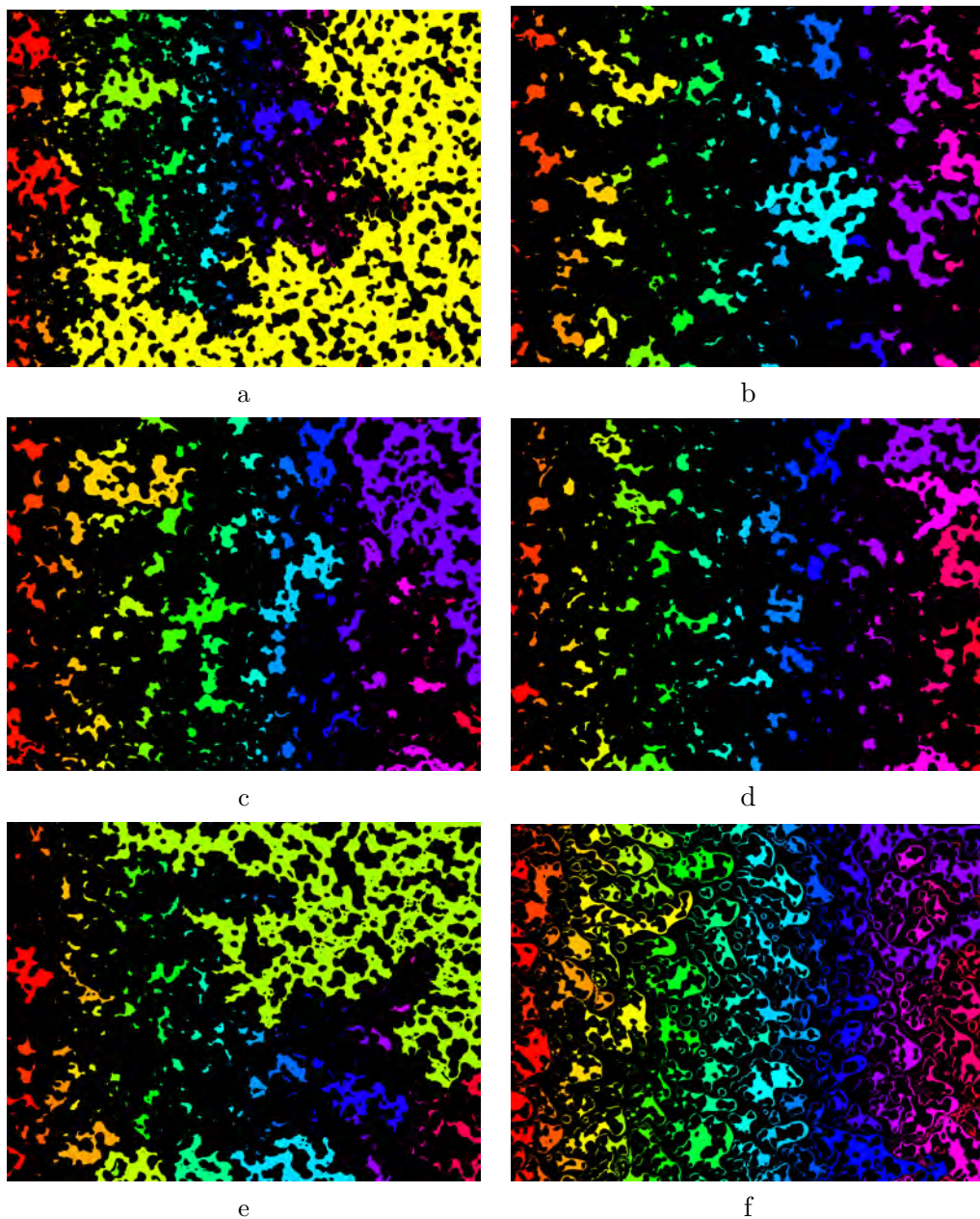
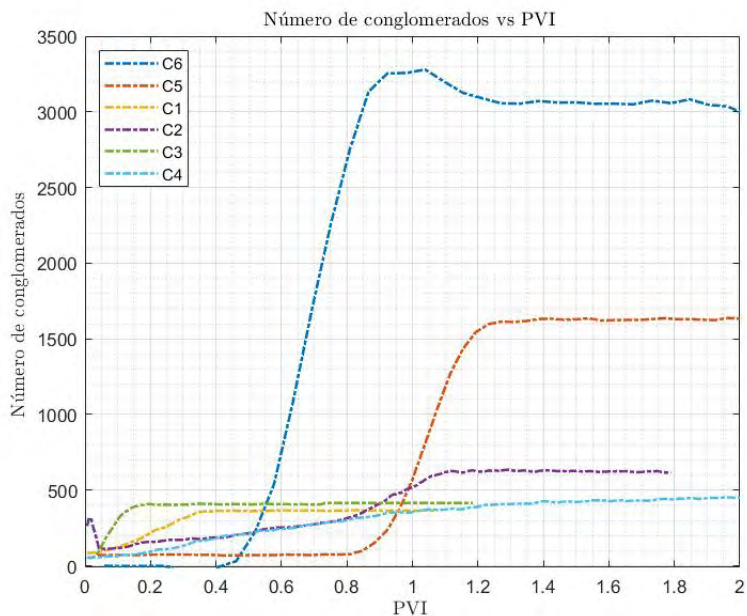


Figura 4.10: Imágenes del micromodelo muestran el estado del micromodelo en el instante en el que se inyecta un volumen poroso. Los colores indican la fase oleosa: a. Prueba C5 b. Prueba C1 c. Prueba C2 d. Prueba C3 e. Prueba C4 f. Prueba C6.



Gráfica 4.11: Número de conglomerados por volumen poroso inyectado para cada prueba realizada.

La gráfica muestra que en 1.2 *PVI* todas las pruebas llegan a su número de conglomerados totales. Los resultados se pueden relacionar con lo visto en las gráficas que describen la conectividad. Para la prueba C6 la relación aparente es una menor conectividad, representa mayor número de conglomerados, esto puede ser debido al recubrimiento del micromodelo. Por otro lado, para las pruebas C1 y C3, a pesar de tener menor conectividad que las pruebas C2, C4 y C5, el número de conglomerados fue menor o incluso igual. En el experimento C5 la conectividad fue seis veces mayor, pero el número de conglomerados fue equiparable. Para complementar lo observado, se presenta la **Figura 4.12** que ilustra el tamaño promedio de los conglomerados.

En las curvas se observa que el tamaño promedio de conglomerados en la prueba C6 es menor a 0.1 mm^2 . Esto confirma la fragmentación del crudo durante la recuperación. Para las pruebas C1, C2 y C3, se evidencia un tamaño de conglomerados que tiende a disminuir su dimensión en menores tiempos que las pruebas C5 y C4. Éstas últimas pruebas tienen un tamaño promedio mayor que las demás. En la prueba C5 el tamaño permaneció constante el mismo tiempo en que su conectividad no varió. Esto puede ser debido a las condiciones iniciales del micromodelo. Ya que, al estar saturado sólo de crudo, este tiende a movilizarse en conjunto en un medio hidrofílico. Los resultados para C4 dan a entender que la cantidad de conglomerados no está directamente relacionada con el tamaño. Ésta prueba muestra que durante la recuperación, el crudo fluyó en conjuntos de mayo-

res dimensiones al inyectarse HSW, en comparación con los experimentos de LSW.

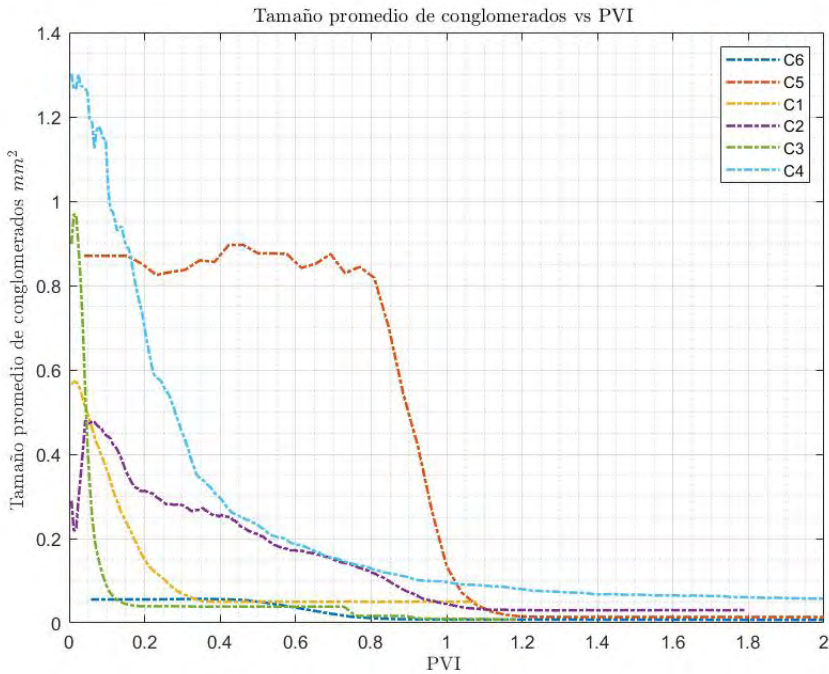


Figura 4.12: Tamaño promedio de conglomerado

La **Figura 4.13** ilustra el porcentaje de recuperación de crudo por volumen poroso inyectado. Comparando el comportamiento en la recuperación entre las pruebas con condiciones iniciales de reservorio, se encontró que en las pruebas C1, C2 y C3 no hay movilización de crudo después de 1 *PV*. Los estudios de Nasralla [40] (2011) muestran un comportamiento similar al inyectarse salmueras sintéticas de mar de baja salinidad. El experimento que mayor recuperación logró fue C3, siendo el que mayor recuperación reportó entre las LSW e igualando a la recuperación con HSW. Sin embargo, C4 superó el porcentaje de recuperación después de 3.5 *PVI*. Esto pudo ser gracias a la mayor conectividad que tuvo durante la etapa de recuperación y el mayor tamaño de conglomerados. Logrando recuperar 2% adicionales. Por otro lado, los resultados que muestran menor conectividad en la **Figura 4.8** fueron producto de la pronta recuperación.

La **Figura 4.14** representa la recuperación de todos los experimentos. En ella se observa que los micromodelos a pesar de estar totalmente saturados con crudo, no implica una mayor recuperación. Se observa que la recuperación en las pruebas C1 y C5, logran el mismo porcentaje de recuperación. La prueba C6 evidencia la afinidad del micromodelo hacia el crudo, reduciendo la recuperación

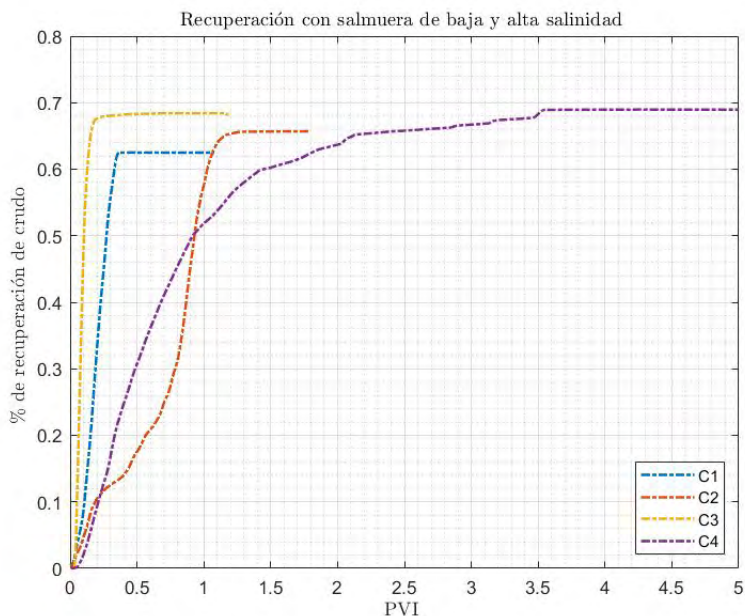


Figura 4.13: Porcentaje de recuperación de crudo de acuerdo a PVI de salmuera para pruebas de recuperación con condiciones iniciales de reservorio.

en un 12% respecto a C5. Los resultados en la recuperación permiten entender que al encontrar mayor cantidad de conglomerados de un tamaño menor a las demás pruebas, el crudo no pudo desplazarse a través del micromodelo debido a su gran dispersión. Aparentemente la reducción del IFT no está completamente relacionada con mayor recuperación en esta serie de experimentos. Debido a que el IFT de C3 es mayor ($18,97 \text{ N/m}$), en comparación a las pruebas C2 y C4. Y aun así se recuperó más crudo. Para las pruebas C1, C5 y C6 el IFT es de $20,15 \text{ N/m}$ y se recuperó menor cantidad de crudo. El porcentaje final de recuperación de cada prueba se muestra a continuación.

C1	C2	C3	C4	C5	C6
62 %	66 %	68 %	70 %	63 %	53 %

Tabla 4.1: Porcentajes de recuperación para cada prueba.

Para finalizar, la recuperación con estos fluidos de inyección genera un mayor desplazamiento de crudo en la etapa de recuperación secundaria. Ya que para la etapa de recuperación terciaria no se evidenció un aumento de crudo recuperado al inyectarse LSW.

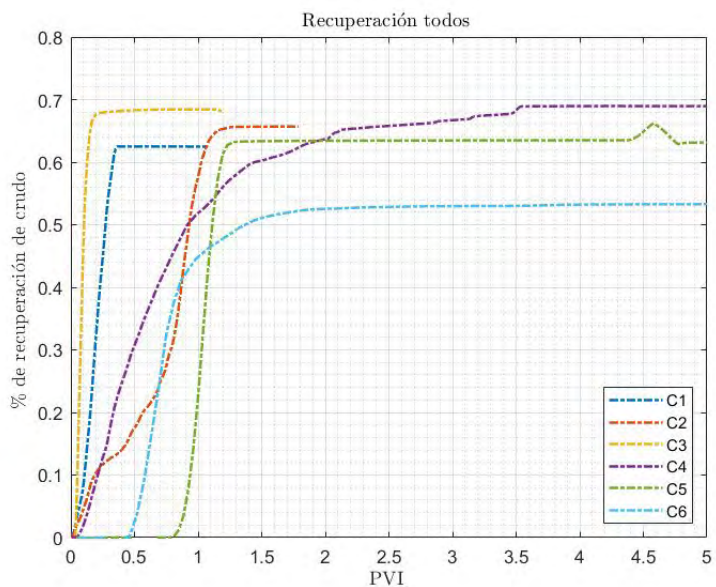


Figura 4.14: Porcentaje de recuperación de crudo de acuerdo a PVI de salmuera para pruebas con micromodelo totalmente saturado de crudo y saturación con condiciones de reservorio.

4.3. Post-recuperación

En esta sección se presentarán los resultados obtenidos que demuestran el cambio de ángulo de contacto. La inyección de los fluidos de recuperación en las pruebas C1, C2 y C3 se realizó por lo menos durante 48 horas posteriores a la recuperación.

Para realizar el seguimiento de los cambios, se eligió una sección del micro-modelo con la mayor cantidad de poros que siguieran la secuencia: (depósito de HSW1-crudo-LSW). Se tomaron fotografías cada 30 minutos con el fin de realizar el seguimiento a lo que ocurriera en este lugar. Las demás secciones se fotografiaron cada 24 horas. La siguiente figura ilustra un ejemplo de las secciones de interés después de la recuperación.

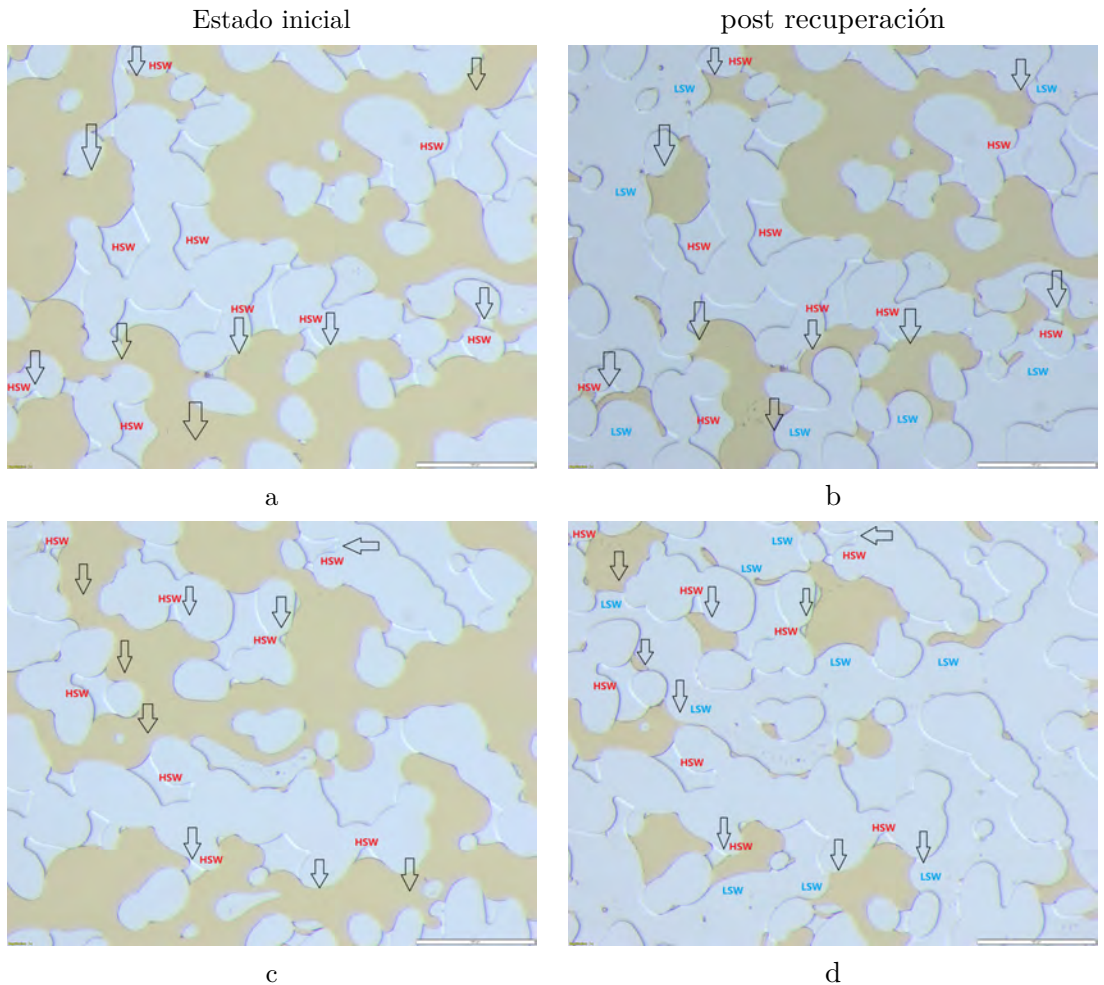


Figura 4.15: Ejemplo de secciones de interés con el criterio de la secuencia HSW-Crudo-LSW para análisis.

En la **Figura 4.15** se observan ejemplos de las imágenes tomadas en su estado inicial de reservorio y post recuperación. Las flechas indican los lugares que presentan una secuencia de HSW-Crudo-LSW en el micromodelo. A estos lugares se toman imágenes al pasar 24 y 48 horas.

Con el uso de las salmueras de baja salinidad como fluido de recuperación y salmuera de alta salinidad como fluido en estado de reservorio. Se observaron ciertas características que pueden revisarse en el **Apéndice D**. tales como: expansión del depósito de HSW, cambio en el ángulo de contacto **D.1**, **D.4**, **D.7** Presencia de dispersiones de agua en el crudo **D.2**, **D.5**, **D.8** y recuperación adicional **D.3**, **D.6**, **D.9**, **D.10**. A continuación, se presentarán los resultados que muestran el cambio de mojabilidad en todas las secciones del micromodelo. La **Figura 4.16** los depósitos y ángulos medidos en un poro del micromodelo en diferentes instantes de tiempo.



Figura 4.16: Sección analizada para medición de cambio de ángulo HSW depósito interno, LSW exterior. a. 0 horas. b. 24 horas c. 48 horas.

4.3.1. Prueba C1

Para la prueba C1 se encontraron cambios en la mojabilidad. Se midieron 215 ángulos internos y 244 externos, esto resultó después de descartar los datos atípicos. Algunas imágenes se pueden ver en la **Figura D.1**. Las siguientes gráficas muestran el cambio de ángulo que se observó para la prueba C1.

En la **Figura 4.17** hasta la **Figura 4.26** la curva azul para las pruebas C1, C2 y C3 son los valores de los ángulos medidos en la hora 0 posterior a la recuperación. Los datos están en orden descendente. En estas gráficas se observan los cambios que ocurrieron pasadas 24 y 48 horas. Para la gráfica **Figura 4.17**, los datos obtenidos después de la hora 0 presentan una tendencia a estar bajo la curva azul. Este comportamiento también se presenta en las pruebas C2 y C3. En las imágenes del **Apéndice D** se observa que hay una expansión del depósito de HSW. Ésta puede ser la razón de la disminución del valor del ángulo. Por otro lado, en la **Figura 4.18** hay una tendencia de los ángulos externos a estar por encima de la curva, esto también ocurre con las pruebas C2 y C3. Lo anterior representa un

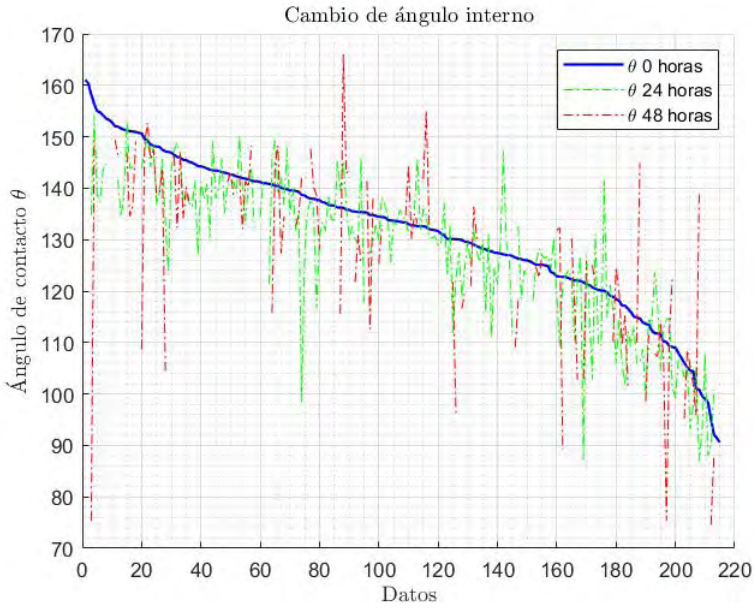


figura 4.17: Medida ángulos de contacto internos en la prueba C1.

crecimiento del ángulo θ del crudo cuando está en contacto con LSW. Para ilustrar mejor el cambio de los ángulos se presentarán los histogramas en el tiempo 0, 24 y 48 horas de las **Figuras 4.19** y **4.20**.

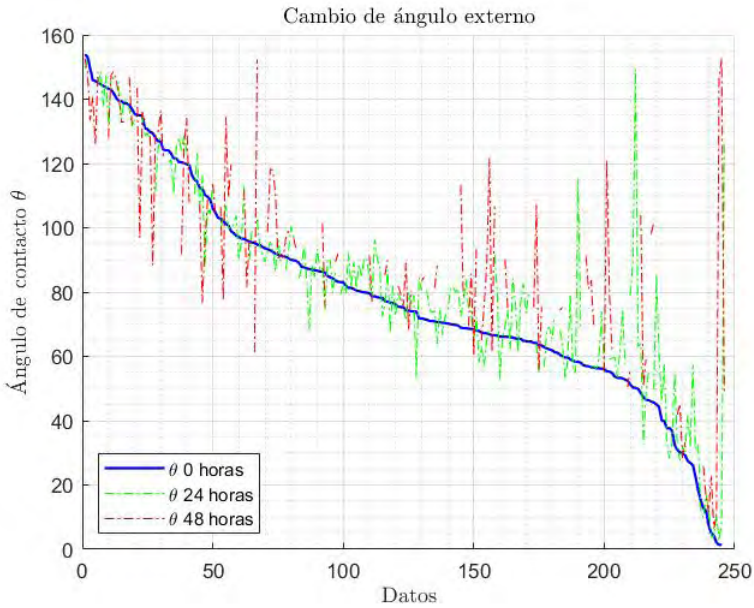


figura 4.18: Medida ángulos de contacto externos en la prueba C1.

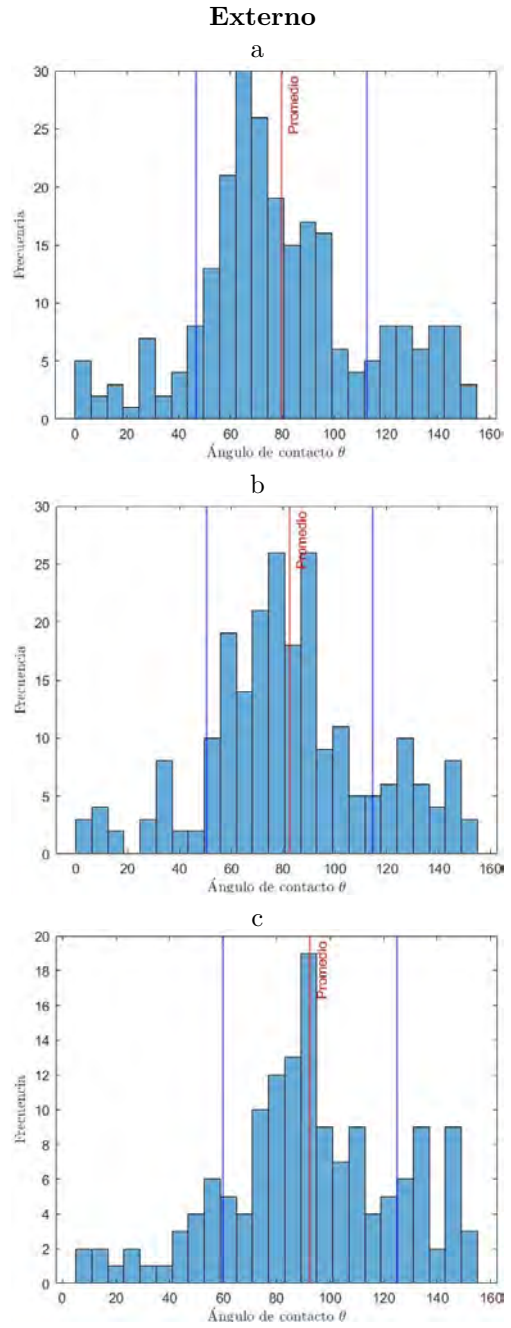
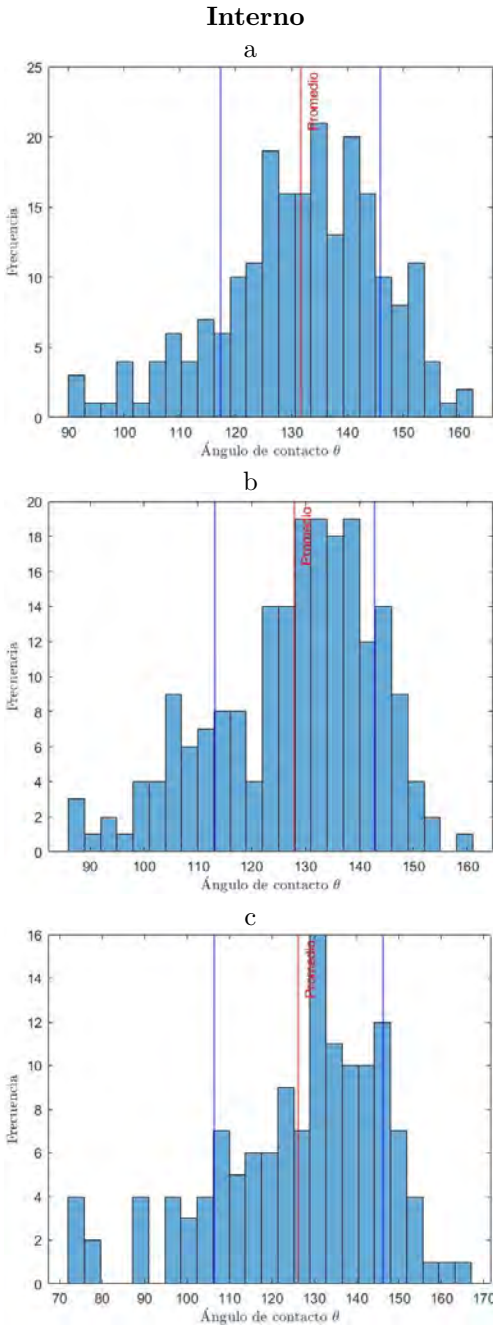


figura 4.19: Histograma prueba C1 parte interna a. 0 horas b. 24 horas y c. 48 horas. **figura 4.20:** Histograma prueba C1 parte externa a. 0 horas b. 24 horas y c. 48 horas.

En las **Figuras 4.17** y **4.18** se observan discontinuidades en las mediciones pasadas 48 horas. Esto es producto de los desprendimientos del crudo del micro-modelo. En el **Apéndice D** hay algunos ejemplos. Esto disminuyó la cantidad de datos obtenidos pasadas 48 horas a 134. La prueba C1 fue la que menos variaciones en sus ángulos presentó respecto a las pruebas C2 y C3. En la hora 0 el promedio de los ángulos internos medidos fue de $\theta = 132^\circ$. Al terminar las pruebas el promedio disminuyó a $\theta = 126^\circ$, un cambio de $\theta = 6^\circ$. En las gráficas se observan variaciones desde $\theta = 20^\circ$ hasta $\theta = 50^\circ$ o algunas que pueden llegar hasta $\theta = 100^\circ$. Valores como éstos pueden expresar un cambio en la mojabilidad según valores de la **Tabla 2.5**. Por otro lado, para los ángulos externos el valor promedio en la hora 0 fue $\theta = 79^\circ$ y al finalizar el valor promedio hallado resultó en $\theta = 93^\circ$. Un aumento de 14° en promedio. A pesar de ello, en la **Figura 4.18** hay aumentos en el valor del ángulo que pueden terminar en un cambio de mojabilidad.

4.3.2. Prueba C2

Para la prueba C2 se encontraron cambios en la mojabilidad. Se midieron 298 ángulos internos y 284 externos, esto resultó después de descartar los datos atípicos. Algunas imágenes se pueden ver en la **Figura D.4**. Las siguientes gráficas muestran el cambio de ángulo que se observó para la prueba C2.

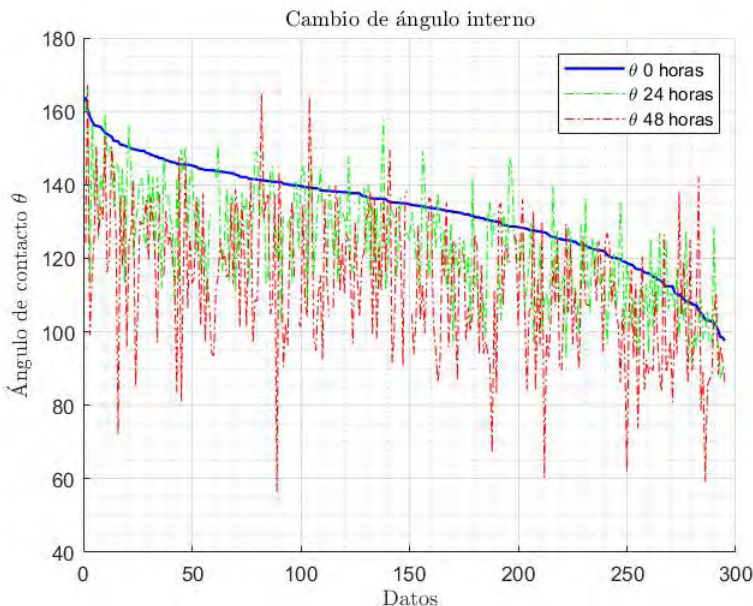


Figura 4.21: Medida ángulos de contacto internos en la prueba C2.

La **Figura 4.21** muestra una disminución en el valor del ángulo de contacto θ del crudo que está en contacto con el depósito de HSW. El promedio de los valores

en la hora 0 es de $\theta = 133^\circ$. Este valor disminuye a $\theta = 110^\circ$ representando un cambio de 23° . Un valor cuatro veces mayor respecto a la prueba C1. Se encontró que el 52 % de los ángulos cambiaron en éste valor o más, llegando a cambios de 85° , valores que implicarían un cambio de ángulo a un medio más mojable a la HSW.

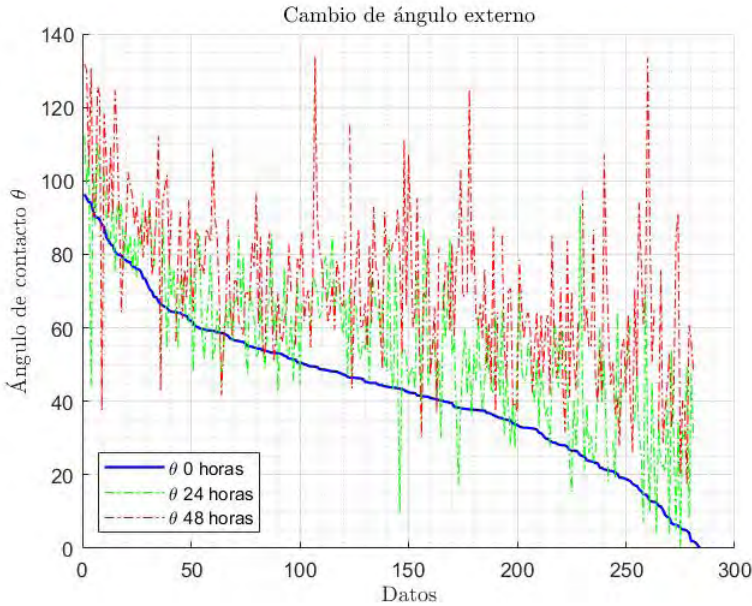


Figura 4.22: Medida ángulos de contacto externos en la prueba C2.

La **Figura 4.22** muestra los ángulos medidos para la zona exterior. En ella se observa el aumento del valor de los ángulos. Este aumento en promedio fue de 27° , iniciando en $\theta = 43^\circ$ y finalizando en $\theta = 70^\circ$. El 50 % de los ángulos medidos está por encima del valor promedio, llegando a cambios de $\theta = 85^\circ$. Valores que pueden representar un cambio en la mojabilidad hacia un medio más mojable al crudo.

Las **Figuras 4.23** y **4.24** muestran cómo cambian los valores de los ángulos respecto al tiempo. Se observa una "movilidad" de los datos hacia valores menores o mayores. Dependiendo si la medida del ángulo de contacto del crudo se hizo con el depósito de HSW o LSW. Esto confirma los resultados de las gráficas anteriormente descritas.

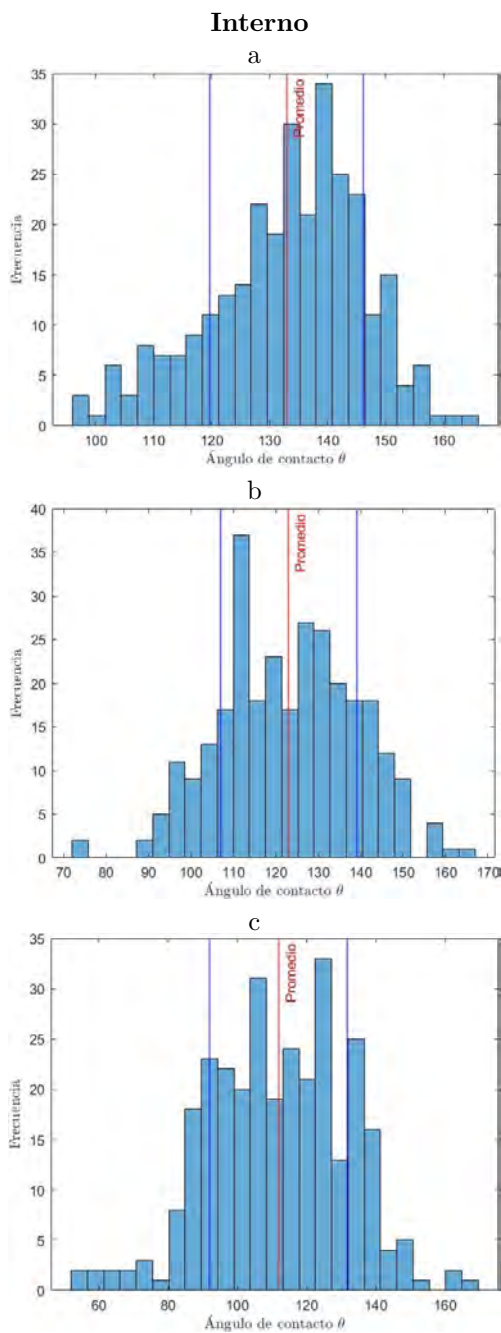


Figura 4.23: Histograma prueba C2 parte interna a. 0 horas b. 24 horas y c. 48 horas.

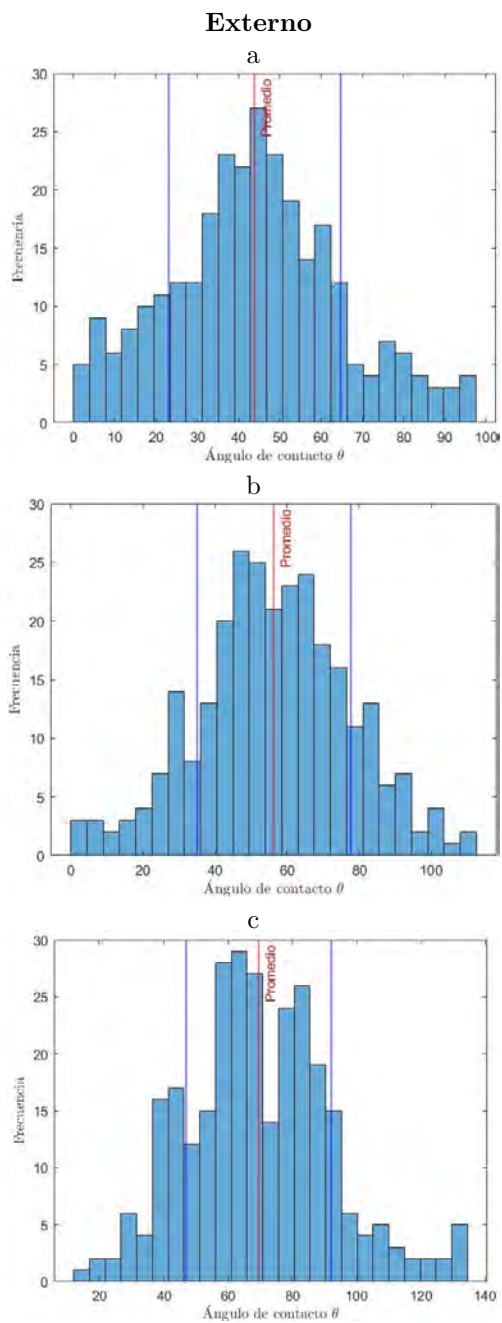


Figura 4.24: Histograma prueba C2 parte externa a. 0 horas b. 24 horas y c. 48 horas.

4.3.3. Prueba C3

Para la prueba C3 se encontraron cambios en la mojabilidad. Se midieron 407 ángulos internos y 383 externos, esto resultó después de descartar los datos atípicos. Algunas imágenes se pueden ver en la **Figura D.7**. Las **Figuras 4.25** y **4.26** muestran el cambio de ángulo observado en la prueba C3.

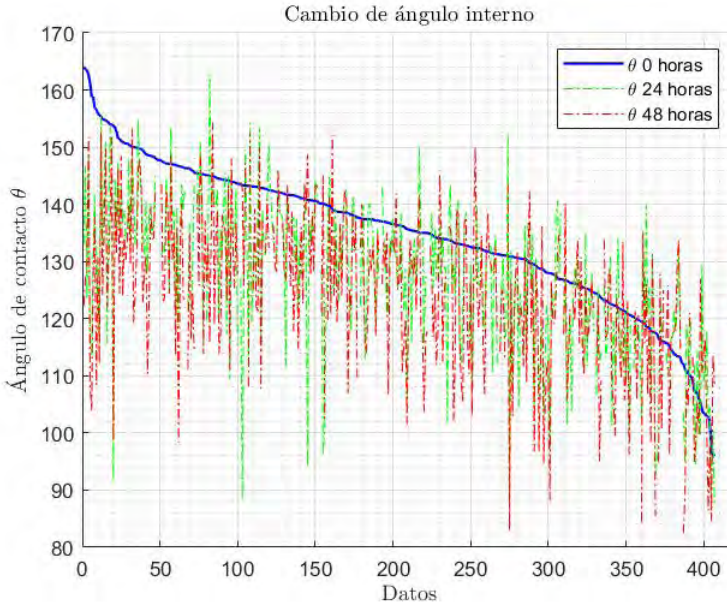


Figura 4.25: Medida ángulos de contacto internos en la prueba C3.

La **Figura 4.25** muestra la disminución del ángulo de contacto con el transcurso del tiempo. El promedio de θ en la hora 0 es de 135° . Este valor disminuye a 123° después de 48 horas. Un cambio de 12° , este valor es el doble respecto a la prueba C1 y la mitad de la prueba C2. En la gráfica se puede observar que la tendencia a estar por debajo de la curva azul permanece. Sin embargo, una cuarta parte de los resultados presentaron un aumento en su ángulo final, hubo variaciones hasta de 40° . Una tercera parte de los datos tuvieron variaciones mayores a 20° , tomando valores máximos de 55° . Valores que pueden representar un cambio de estado en la mojabilidad.

La **Figura 4.26** muestra los ángulos medidos para la zona exterior. Se observa el aumento del valor de los ángulos. Este aumento en promedio fue de 16° , iniciando en $\theta = 90^\circ$ y finalizando en 106° después de 48 horas. Una tercera parte de los valores tienen variaciones mayores a 20° , llegando a cambios de 76° . Valores que pueden representar un cambio de mojabilidad. Los cambios también se ilustran en las **Figuras 4.27** y **4.28** en las cuales se observa la disminución y aumento de los valores de ángulos. También se evidencia que los valores aumentan su fre-

cuencia alrededor del valor promedio. Esto es igual para los experimentos C1 y C2.

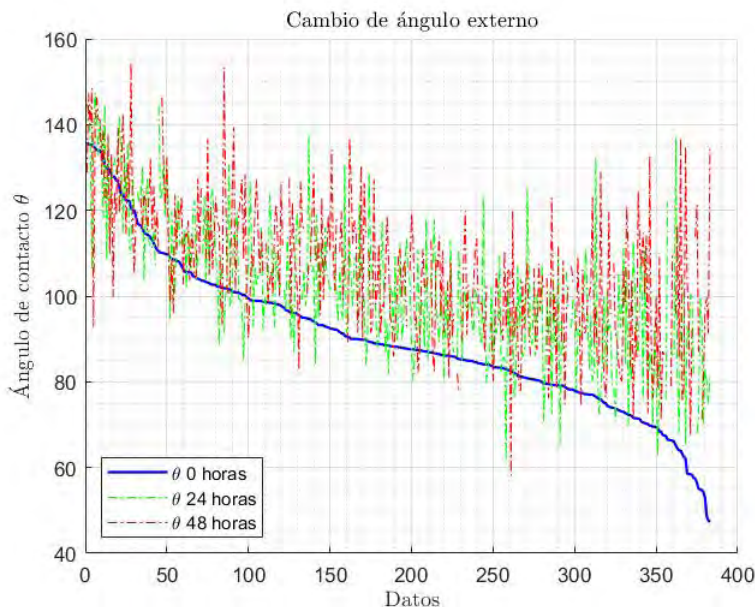


Figura 4.26: Medida ángulos de contacto externos en la prueba C3.

La razón por la cual el ángulo de contacto cambia en las pruebas C1, C2 y C3, puede estar relacionado con la expansión del depósito de HSW capturado en los poros. Este mecanismo puede ser explicado por dos razones. La primera, es el transporte de agua por difusión a través de la membrana de crudo. Ya que las sales reducen el potencial químico, así el agua atraviesa la membrana de crudo hacia el depósito de mayor salinidad hasta que se alcance el equilibrio y así compensar la reducción del potencial [43][44]. Esto puede observarse en la **Figura 4.29**. En la hora cero el crudo no tenía presencia de micelas. Pasadas 24 horas se observan algunas dispersiones de agua en la membrana de crudo y al cabo de 48 horas el depósito de HSW aumentó su volumen, las dispersiones de agua en el crudo aumentaron su tamaño y se aprecia movimiento hacia la salmuera de alta salinidad. Esto también se observó en el trabajo con tubos capilares que realizó Yan et al. [83] 2020. Es por esto que la migración de agua hacia el depósito de HSW puede estar relacionada con la alteración de la mojabilidad y el cambio morfología del crudo anteriormente descrito. Algunas imágenes adicionales en las que aumenta el depósito de HSW y aparecen dispersiones de agua en el crudo se presentan en el **Apéndice D**.

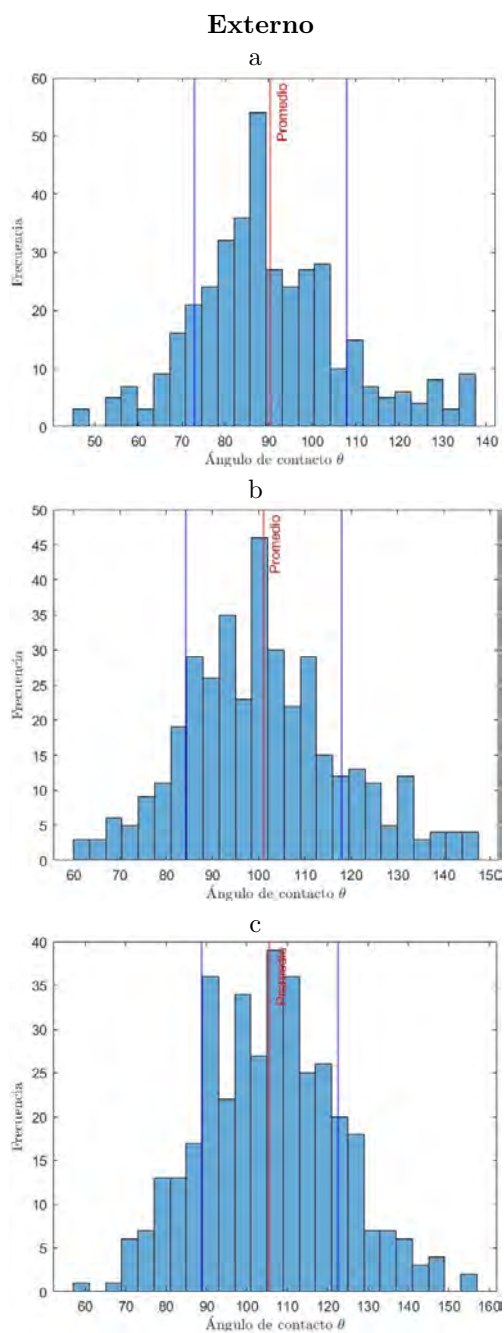
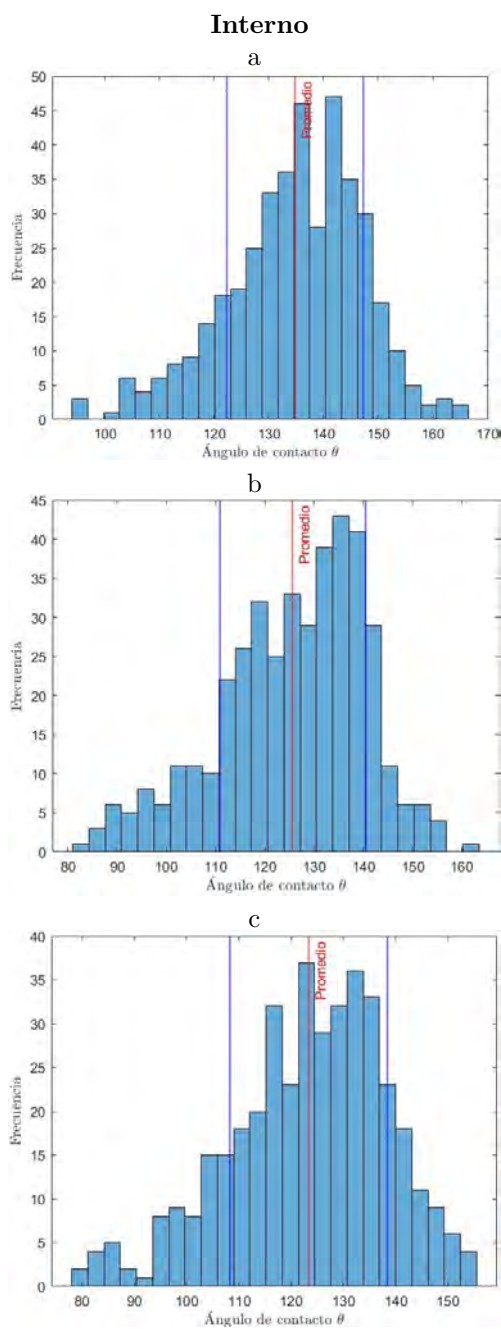


Figura 4.27: Histograma prueba C3 parte interna a. 0 horas b. 24 horas y c. 48 horas.

Figura 4.28: Histograma prueba C3 parte externa a. 0 horas b. 24 horas y c. 48 horas.

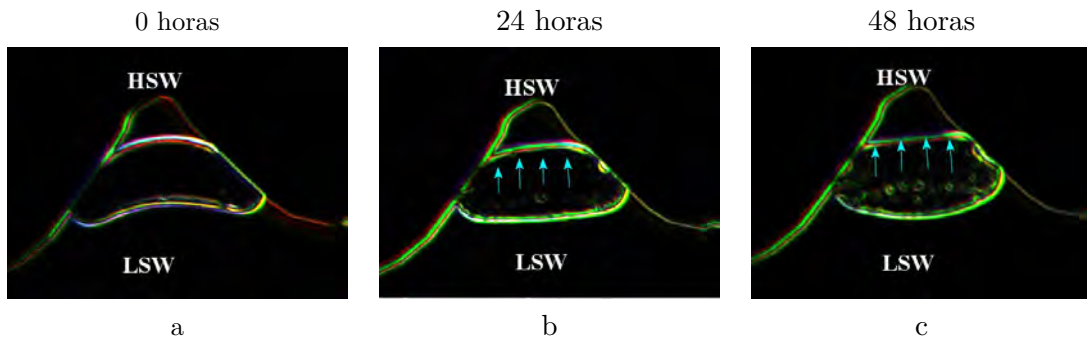


Figura 4.29: Agua en crudo migrando hacia el depósito de HSW a. Crudo sin presencia de dispersiones de agua. b. Presencia de dispersiones de agua en el crudo migrando hacia el depósito de HSW. c. Presencia de dispersiones de agua de mayor dimensión migrando hacia el depósito de HSW. Cambio de ángulos en la membrana de crudo y de morfología de la membrana.

La segunda razón por la cual ocurre la expansión del depósito y posterior desprendimiento del crudo como lo muestran las figuras del **Apéndice D**. Es debido a que el grosor del depósito de HSW se relaciona con la curvatura de la pared de los poros. Este grosor es mayor en las regiones cóncavas donde el grano se curva hacia adentro. La acumulación de agua en estos depósitos reduce la presión capilar y este depósito se expande. La relación entre la presión capilar y la curvatura de la interfaz aceite-agua está dada por la ecuación de Young-Laplace [44].

$$P_c = \gamma_{wo} \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (4.4)$$

Donde P_c es la presión capilar, γ_{wo} es la tensión interfacial entre el aceite y el agua, R_1 y R_2 son los radios de curvatura para la interfaz entre el aceite y el agua.

De acuerdo a la **Ecuación 4.4** se calculó la presión en la interfaz HSW y crudo en diferentes instantes de tiempo para las pruebas C1, C2 y C3 como se observa en la **Figura 4.30**. Los radios de la interfaz aumentaron cuando el depósito de salmuera se expandió por lo que la presión se redujo. Con el aumento de los volúmenes de agua, la película de crudo se expandió hasta alcanzar el vértice del grano como se observa en la **Figura 4.31**. Al lograr esto, la presión capilar excedió la presión interna del depósito de HSW provocando su colapso [44][45].

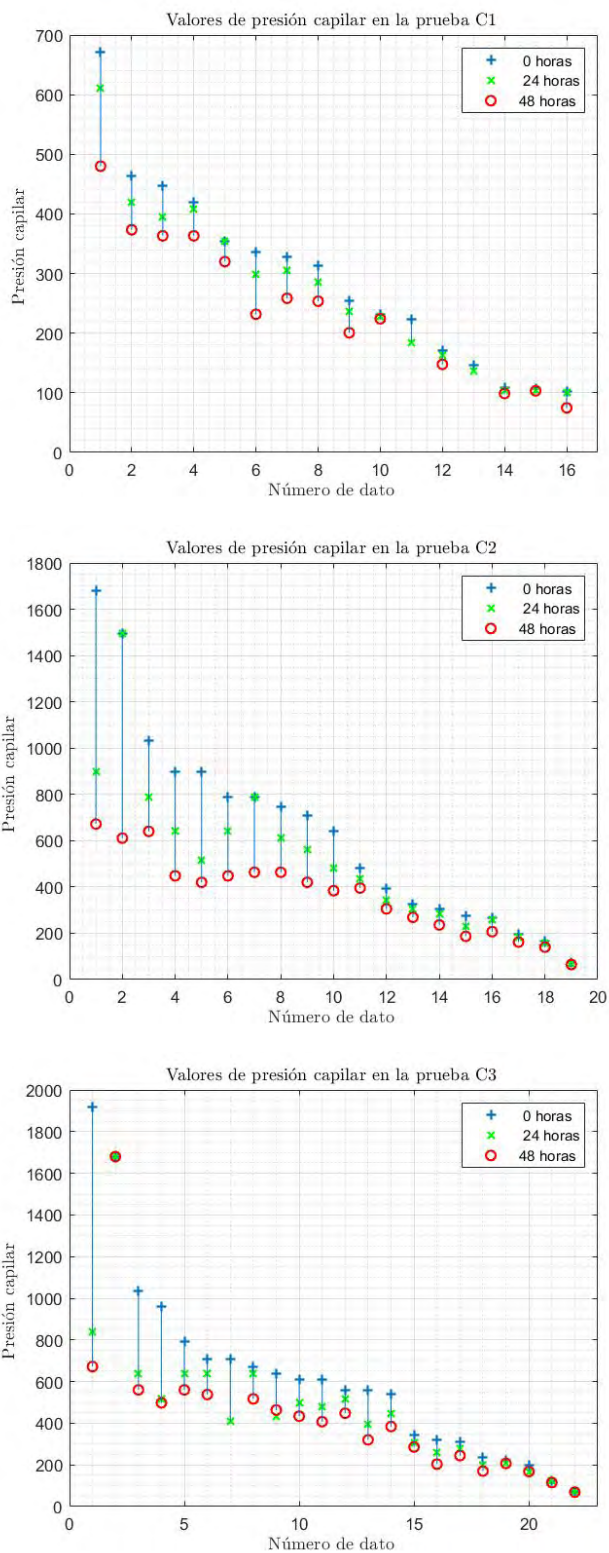


Figura 4.30: Cambio de presión en algunos granos del micromodelo. a. Prueba C1. b. Prueba C2. c. Prueba C3.

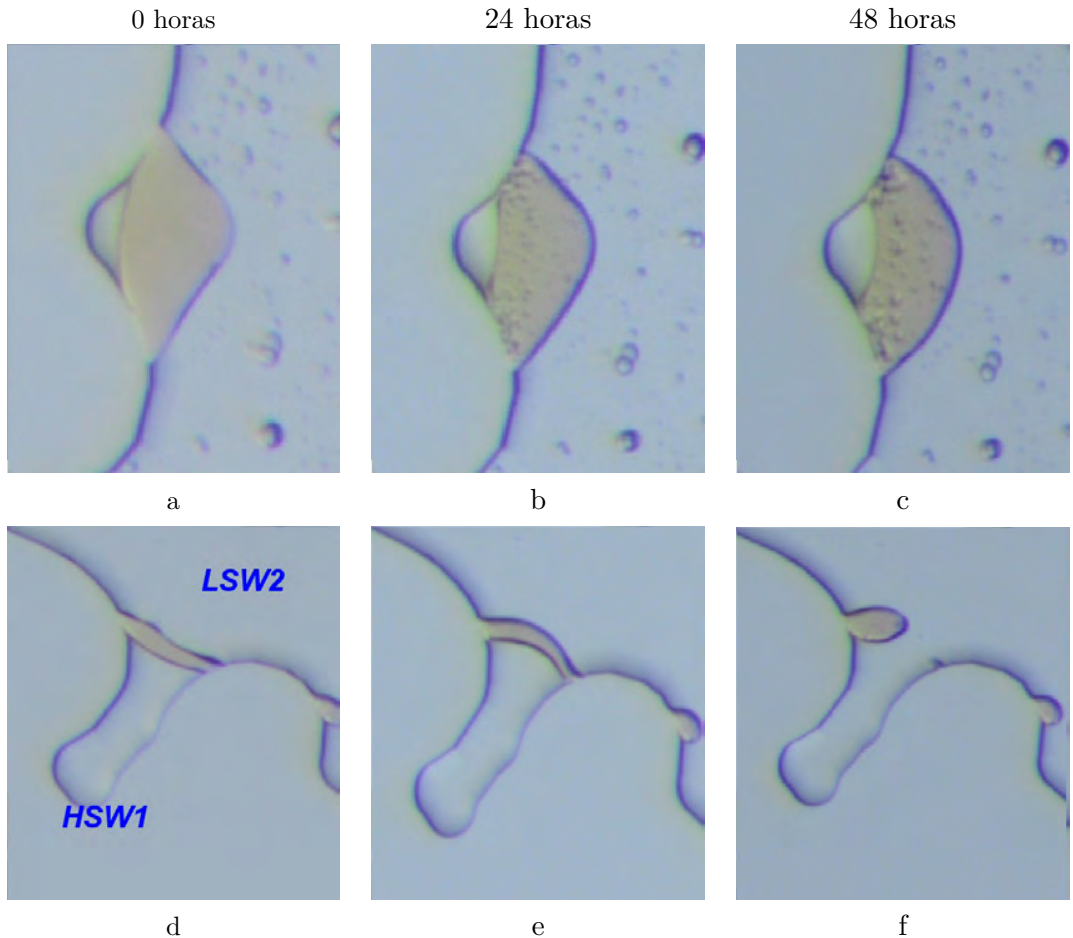


Figura 4.31: Ejemplo de secciones en donde hay cambio de ángulo de contacto con el transcurso del tiempo con la secuencia HSW1-Crudo-LSW1.

En resumen, los datos obtenidos para la serie de experimentos en estudio demuestran que durante la postrecuperación con salmueras de baja salinidad, el valor de los ángulos de contacto internos y externos disminuyen y aumentan respectivamente con el paso del tiempo. El cambio de los ángulos de contacto posiblemente genere desprendimiento del crudo residual. Es posible que los cambios sean producto del siguiente efecto: La expansión del depósito debido al transporte de agua por difusión a través de la membrana de crudo, lo que produce un aumento en los radios de curvatura para la interfaz HSW-crudo. Resultando en una presión inferior respecto a la zona que contiene LSW, lo cual genera un posible desprendimiento de la membrana de crudo que a su vez permite un aumento en la recuperación final.

4.3.4. Discusión

Los resultados presentados en este estudio describen el mecanismo de recuperación con salmuera de baja salinidad (LSW) en un micromodelo bidimensional ausente de arcilla. Este estudio puede usarse para explicar ciertos fenómenos que ocurren a escala de poros. Y acercar un poco al entendimiento de la recuperación adicional al inyectar LSW.

Recuperación adicional: Trabajos previos estudian la recuperación adicional de crudo en donde se reportan diversos resultados como lo muestra la **Tabla 4.2**. Para el esquema de recuperación secundaria de las pruebas C1, C2 y C3, se obtuvo un aumento en la recuperación de 1.7 %, 5 % y 10.5 % respectivamente, después de inyectar 142PV durante 48h, los valores obtenidos son equiparables a los reportados en la literatura. Por otro lado, la prueba C4 en un esquema de recuperación terciario, no logró aumentar la recuperación.

El aumento en la recuperación de crudo se adjudican al desprendimiento del crudo de la superficie del grano tal y como se explicó anteriormente y como se observan en las imágenes **D.3**, **D.6** y **D.9**. Es posible que una parte del aumento de crudo recuperado en la prueba C3, **figura D.10**, se relacione con el bloqueo del aceite residual que hay en algunas gargantas, redirigiendo el agua de inundación a zonas previamente no barridas. Éste mecanismo también se presentó en las pruebas realizadas por Yujing Du et al. [49] (2019). Esta sección representa el 6 % del 10.5 % del total de crudo recuperado.

	<i>Etapa recuperación</i>	<i>Tiempo(h)</i>	<i>Recuperación adicional</i>
RazeaeiDoust et al. (2011)	Inundación secundaria LSW	12	2-3 %
	Inundación secundaria LSW	12	7 %
Alireza Emadi et al. (2013)	Inundación Secundaria LSW	25	2 %
Masalmeh et al. (2014)	Inundación Terciaria LSW	25	3-4 %
	Inundación terciaria LSW	30	7 %
Suijkerbuijk et al. (2014)	Inundación secundaria LSW	35	6 %
Du Yujing et al. (2019)	Inundación secundaria LSW	48	10 %
	Inundación terciaria LSW	96	15-18 %

Tabla 4.2: Literatura sobre recuperación con LSW en segunda y tercera etapa de recuperación.

Los resultados en esta serie de experimentos muestran que existen ciertas interacciones en el crudo cuando está en medio de soluciones de alta y baja salinidad. Éstas sólo tienen lugar si existe la secuencia LSW-Crudo-HSW como se evidencia en las pruebas C1, C2 y C3. En donde la inyección de salmuera de baja salinidad

produce un cambio en los ángulos de contacto y de color en el crudo. Nunca se evidenció un cambio al inyectar HSW o al inyectar LSW en un micromodelo saturado sólo de crudo, como fue el caso de las pruebas C4, C5 y C6.

Se han reportado cambios en los ángulos de contacto Lifei et al. [83] (2020), Yujing Du et al.[49] (2019), dispersiones de agua en el crudo Sunniva et al. [45] (2018), Sandengen et al [43] (2016), expansión del depósito de HSW Fredriksen et al. [44] (2017), estos trabajos han sido realizados en tubos capilares, modelos de fracturas de roca y micromodelos con patrones homogéneos. Los resultados continúan corroborando que en un micromodelo no homogéneo los anteriores mecanismos siguen presentes y logrando resultados similares en poros y granos que se asemejan mejor a una roca de reservorio sin presencia de arcilla.

El mecanismo propuesto para explicar el cambio en el ángulo de contacto y posterior desprendimiento del crudo fue: **la expansión del depósito de HSW** debido al transporte de agua por difusión a través de la membrana de crudo. Que como consecuencia, permite la posterior **reducción de la presión interna del depósito**, como se explicó en la sección anterior y se observa en la **Figura 4.30**.

Los gradientes de tensión interfacial conducen a otro mecanismo propuesto como objeto de estudio; el efecto Marangoni. La diferencia de tensión interfacial entre líquidos ha sido estudiado para la recuperación de petróleo pesado a escala de poros [117]. En donde se han observado turbulencias interfaciales debidas a la diferencia del IFT, logrando una energía cinética que permite crear dispersiones de aceite [118], que posteriormente son recuperadas. La siguiente ecuación muestra los parámetros involucrados en el efecto.

$$u \sim \frac{\Delta\gamma}{\mu} \quad (4.5)$$

En donde u es la velocidad del flujo, $\Delta\gamma = \gamma_1 - \gamma_2$ es la diferencia en la tensión interfacial y μ es la viscosidad de fluido. La **Figura 4.32** ilustra la dirección de flujo cuando $\gamma_1 > \gamma_2$ debido al efecto Marangoni.

En el presente trabajo y con base en los resultados obtenido en la **Figura 4.7** se encontró que las pruebas C1, C2 y C3, Además de existir un gradiente osmótico entre las salmueras, hay un gradiente de tensión interfacial. Es posible que la IFT varíe en el tiempo debido a la incorporación de agua en el depósito de HSW, hasta lograr un equilibrio o el colapso de la membrana de crudo. Este gradiente puede generar energía cinética como lo muestra la **Ecuación 4.5** que permita la movilización de crudo para su posterior recuperación.

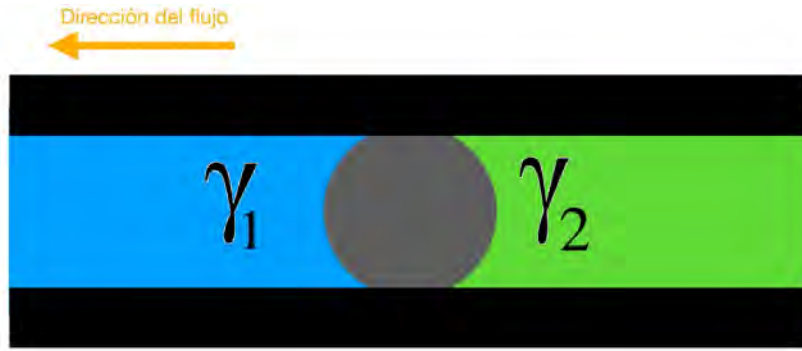


Figura 4.32: Efecto Marangoni debido a un gradiente de tensión interfacial. La dirección de flujo en este caso se cumple cuando $\gamma_1 > \gamma_2$.

Para ejemplificar lo anterior, se midieron los ángulos de contacto en la **Figura 4.16**. Con base en la **Ecuación 2.4** se calcula la tensión interfacial γ_{sl} . Los valores de γ_{sg} y γ_{lg} han sido reportados en la literatura tanto para el vidrio de borosilicato como para soluciones de $NaCl$ y $CaCl_2$ por Tan et al. [119] (2014), Harkins y Mclaughlin [120] (1925) y Cupples [121] (1945) respectivamente. Una vez se obtiene un estimado del valor de γ_{sl} para cada fase de salmuera de la imagen referida, se calcula el valor de la velocidad (u) con la **Ecuación 4.5** para obtener las velocidades a 0, 24 y 48 horas.

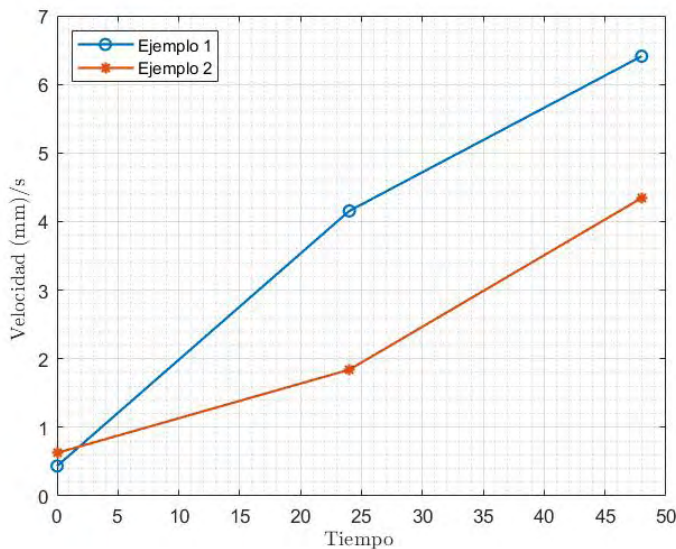


Figura 4.33: Velocidades debidas a la diferencia de tensión interfacial a 0, 24 y 48 horas después de la recuperación.

Como consecuencia de los gradientes de tensión interfacial de las salmueras presentes en los granos del micromodelo, la **Figura 4.7** muestra estimaciones de velocidad que resultan en un flujo en dirección al depósito de alta salinidad y son del orden de mm/s .

Limitaciones: El modelo utilizado es un sistema idealizado de una superficie lisa de vidrio con una red de poros diseñada artificialmente. No se excluye la posibilidad de otros mecanismos debido a la inyección de salmuera de baja salinidad en estudios de núcleo o de campo. Estudios de este tipo pueden ser de utilidad previos a trabajos que se piensan implementar a las escalas mencionadas, ya que requieren menor tiempo de implementación y costos más bajos.

Por otro lado, la idealización permite centrar la atención en los efectos que resultan de la interacción de los fluidos. Reduciendo la brecha entre la escala de poro y el comportamiento de flujo a mayor escala. La aplicación de "Reservoir-in-a-chip" puede enseñar cómo los comportamientos a macroescala son afectados por lo que sucede a microescala. Incluso comprender cómo es el comportamiento de los fluidos en un medio poroso de forma cualitativa y cuantitativa.

Capítulo 5

Conclusiones

Este trabajo experimental muestra cómo con el uso de micromodelos es posible recrear condiciones equivalentes de reservorio. Haciendo posible estudiar las interacciones salmuera-crudo-roca a escala de poro. El uso de sistemas modelo, como el estudiado, revela que algunas características de las interacciones entre el petróleo y la salmuera de baja salinidad, que se asocian con el cambio de mojabilidad, dispersiones de agua en el crudo y recuperación.

La inyección de salmuera de baja salinidad produjo la recuperación de crudo. Además resultó en una recuperación adicional solo cuando se usaron condiciones iniciales de reservorio en el que habían depósitos de salmuera de alta salinidad.

Con base en las observaciones del micromodelo, se encontraron algunos mecanismos que pudieron contribuir a la recuperación de petróleo. El primero, es la alteración de mojabilidad del crudo, en el que se observó un aumento cuando está en contacto con salmuera de baja salinidad y disminución cuando está en contacto con salmuera de alta salinidad. El segundo, es la hinchazón de los depósitos de salmuera de alta salinidad. Se observó la migración de agua desde la salmuera con menor concentración hacia la salmuera de mayor salinidad. Efecto producido por la presencia de un gradiente osmótico y del crudo que actúa como una membrana que facilita el transporte de moléculas de agua.

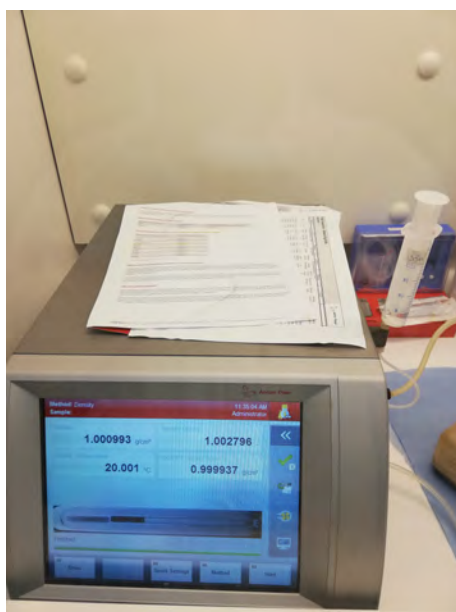
El transporte de agua y la movilización de petróleo se observa cualitativamente a escala de poro. Además, el aumento de los volúmenes de la salmuera de alta salinidad permiten la expansión del depósito, logrando que el crudo atrapado se expanda y se desprenda de la roca. Dando paso a una nueva movilización a través del medio poroso que deriva en una recuperación adicional. Los efectos producidos por la recuperación con salmuera de baja salinidad se realizaron en un medio ausente de arcilla. Esto no indica la no dependencia de la arcilla, pero pueden existir mecanismos adicionales entre la interacción de la salmuera de baja salinidad y arcilla.

La recuperación con salmuera de baja salinidad en un medio poroso no homogéneo alcanzó los siguientes resultados: Las inundaciones con *NaCl* 500ppm, *CaCl₂* 500ppm y *CaCl₂* 2000ppm lograron un valor de 62 %, 68 % y 66 % con una recuperación adicional de 1.7 %, 10.5 % y 5 % respectivamente. Los mecanismos descritos aparentemente pueden depender del tiempo, un trabajo adicional podría evaluar la influencia del tiempo en la presencia y avance de los fenómenos descritos para un medio poroso no homogéneo y así tener un mayor acercamiento a las razones de la recuperación adicional con salmuera de baja salinidad. Además, la recuperación con *NaCl* 500ppm en los micromodelos saturados de crudo fue de 63 % para el micromodelo sin recubrimiento y de 53 % para el micromodelo tratado con *SurfaSil*. No hubo recuperación adicional después de la inyección de salmuera de baja salinidad. Por tal razón, se concluye la importancia de un depósito de alta salinidad para que los mecanismos descritos estén presentes.

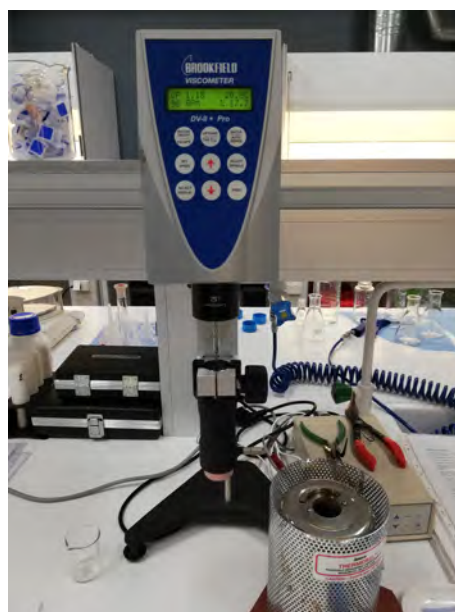
Apéndice A

Equipos para medición de propiedades de los fluidos

En las **Figuras A.1** y **A.2** se muestran las sales y los equipos con los que se obtuvieron los valores de viscosidad, densidad y pH.



a

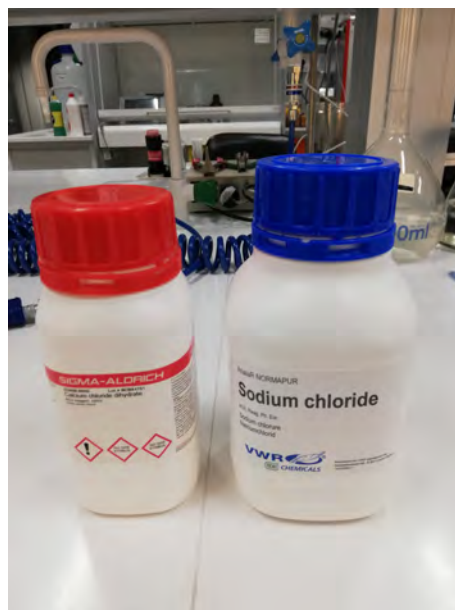


b

Figura A.1: Equipos utilizados para medir la densidad y viscosidad a. Densímetro: *DMA 5000 M Anton Paar* b. Viscosímetro *BROOKFIELD DV-II+Pro*



a



b

Figura A.2: Sales utilizadas para la solución de salmuera y pH metro a. pH metro *pH 1000 L pHenomenal* b. Sales utilizadas para la solución de salmuera cloruro de sodio $NaCl$ y cloruro de calcio $CaCl_2$

Apéndice B

Cálculo de número capilar modificado

El número capilar modificado C_{am} se obtiene utilizando la **ecuación 2.2**.

$$C_{am} = \frac{Q_w \mu_w}{W D_p \phi \gamma_{wo}}$$

En este caso se obtienen los valores de ancho W , profundidad D_p del micro-modelo se obtienen de la **Tabla 3.1**, la viscosidad μ y densidad ρ de la **Tabla 3.3**, el caudal inyectado Q_w de la **Tabla 3.4** y la tensión interfacial γ_{wo} entre la salmuera y el crudo se obtienen de la figura 4.7. El siguiente cálculo se hace para hallar el C_{am} entre LSW1 y el crudo ‘A’.

$A_p = W * D_p$ cm^2	μ g/cm^3	ρ cP	Q_w $\mu L/min$	γ_{wo} mN/m
0.002	1.02	1.18	0.038	20.147

Tabla B.1: Valores de viscosidad, densidad, tensión interfacial, área transversal y caudal para LSW1 y crudo ‘A’, para hallar el C_{am}

Remplazando los valores del **Tabla B.1** en la **Ecuación 2.2** y con los factores de conversión apropiados se obtiene lo siguiente:

$$C_{am} = \frac{0,038 * \frac{10^{-9}}{60} \left[\frac{m^3}{s} \right] * 1,18 * 10^{-3} \left[\frac{Kg}{ms^2} \right]}{0,002 * 100^{-2} [m^2] * 0,57 * 20,147 \left[\frac{Kgm}{s^2} \right] \left[\frac{1}{m} \right]}$$
$$C_{am} = 0,000000325 = 3,25 * 10^{-7}$$

Este cálculo se repite para cada una de las salmueras, los resultados se encuentran en la **Tabla 3.4**.



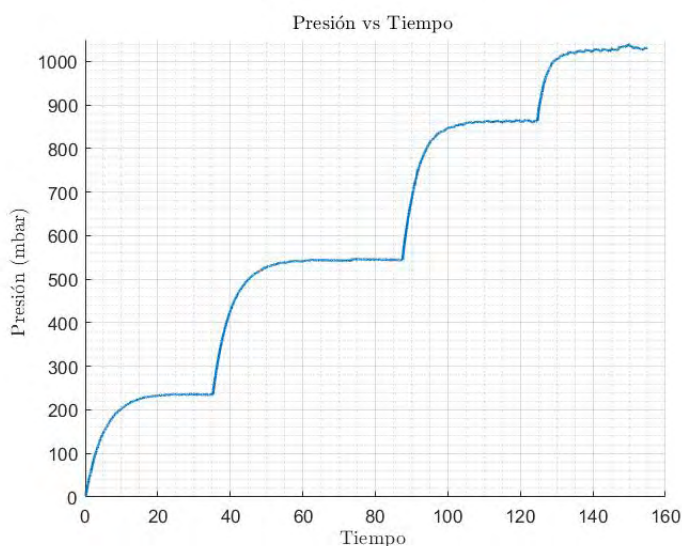
Apéndice C

Cálculo de permeabilidad

La permeabilidad se obtiene de a partir de la siguiente ecuación descrita por Darcy. Se realizaron tres pruebas para tres diferentes micromodelos, se realiza el cálculo para el micromodelo J1.

$$\Delta P = \frac{\mu L}{A_c k} Q \quad (C.1)$$

Los valores de A_c y L se obtienen de la **Tabla 3.1**, la viscosidad μ de obtiene de la **Tabla 3.3**, los valores de caudal y diferencia de presión se obtuvieron experimentalmente de acuerdo a la descripción de la **Sección 3.3**. Los valores de presión se obtuvieron cuando los caudales de 50, 100, 150 y 175 $\mu L/min$ estabilizaron la curva de presión medida por el transductor como lo muestra la siguiente gráfica.



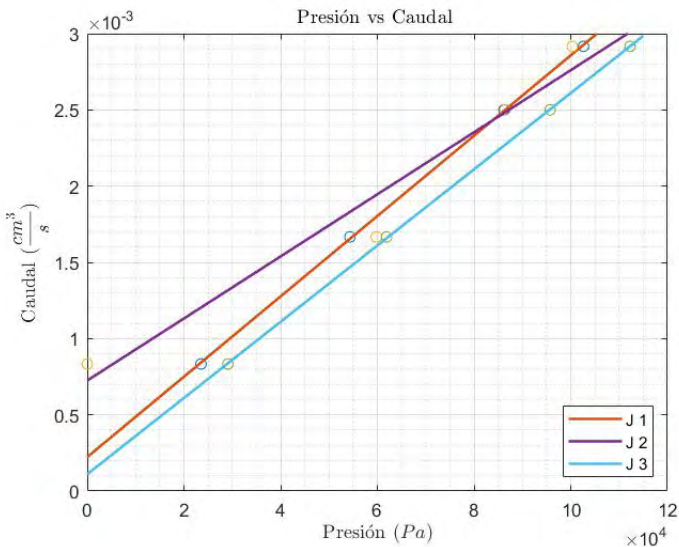
Gráfica C.1: Datos de presión en $mbar$ y caudal en $\mu L/min$ obtenidos experimentalmente

Los datos obtenidos de la anterior figura se deben convertir a las unidades que corresponden a la ecuación de Darcy. De esta forma se obtienen los siguientes resultados.

Q cm^3/s	ΔP Pa
0.00083	23523
0.0017	54342
0.0025	86170
0.0029	10264

Tabla C.1: Valores de caudal Q y diferencia de presión ΔP obtenidos experimentalmente

A partir de la **Tabla C.1** y la **Ecuación C.1**, se puede ajustar a un polinomio de primer grado para obtener la siguiente gráfica.



Gráfica C.2: Ajuste de polinomio de primer grado para las pruebas de permeabilidad en los micromodelos

Para la prueba J1 se encontró que la ecuación que se ajusta es la siguiente.

$$\Delta P = 3,7944 * 10^7 * Q + 2,22 * 10^{-4} \quad (C.2)$$

Ahora si igualamos la pendiente de la **Ecuación C.1** y la **Ecuación C.2** podemos hallar la permeabilidad de la siguiente forma.

$$3,7944 * 10^7 = \frac{\mu L}{A_c k}$$

$$k = \frac{0,0012 [Pa.s] * 2 [cm] *}{3,7944 * 10^7 * 0,002 [cm^2]}$$

$$k = 3,1626 * 10^{-8} [cm^2]$$

Convirtiendo a miliDarcys mD el resultado de permeabilidad para el micro-modelo J1 es:

$$k = 3204 [mD]$$



Apéndice D

Imágenes post recuperación

Ejemplos de secciones en el micromodelo de las pruebas C1 $NaCl_{500ppm}$, C2 $CaCl2_{2000ppm}$ y C3 $CaCl2_{500ppm}$, en donde se observaron cambios de ángulo, dispersiones de agua en el crudo y recuperación.

D.1. *NaCl* 500ppm

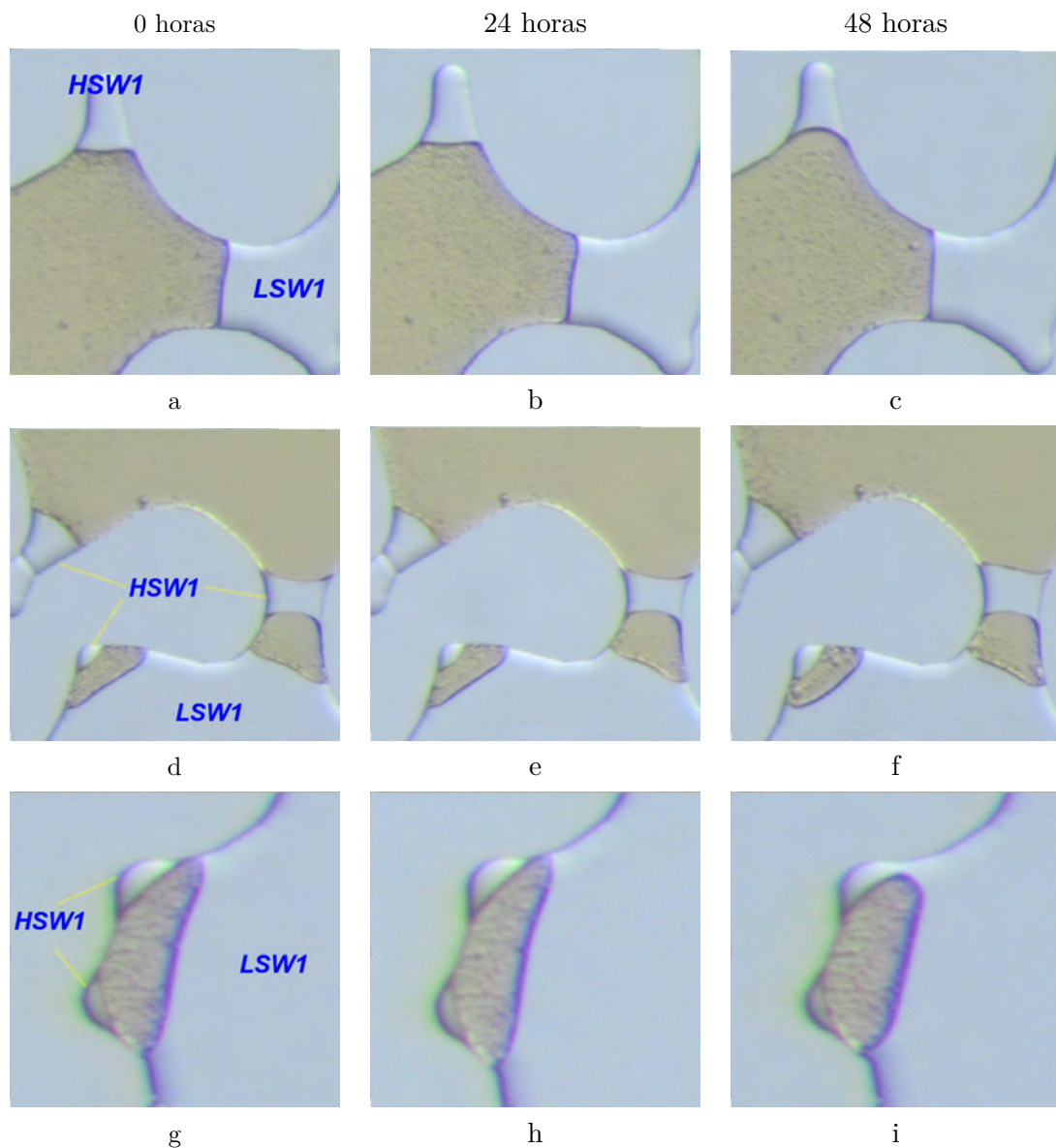


Figura D.1: Ejemplo de secciones en donde hay cambio de ángulo de contacto con el transcurso del tiempo con la secuencia HSW1-Crudo-LSW1.

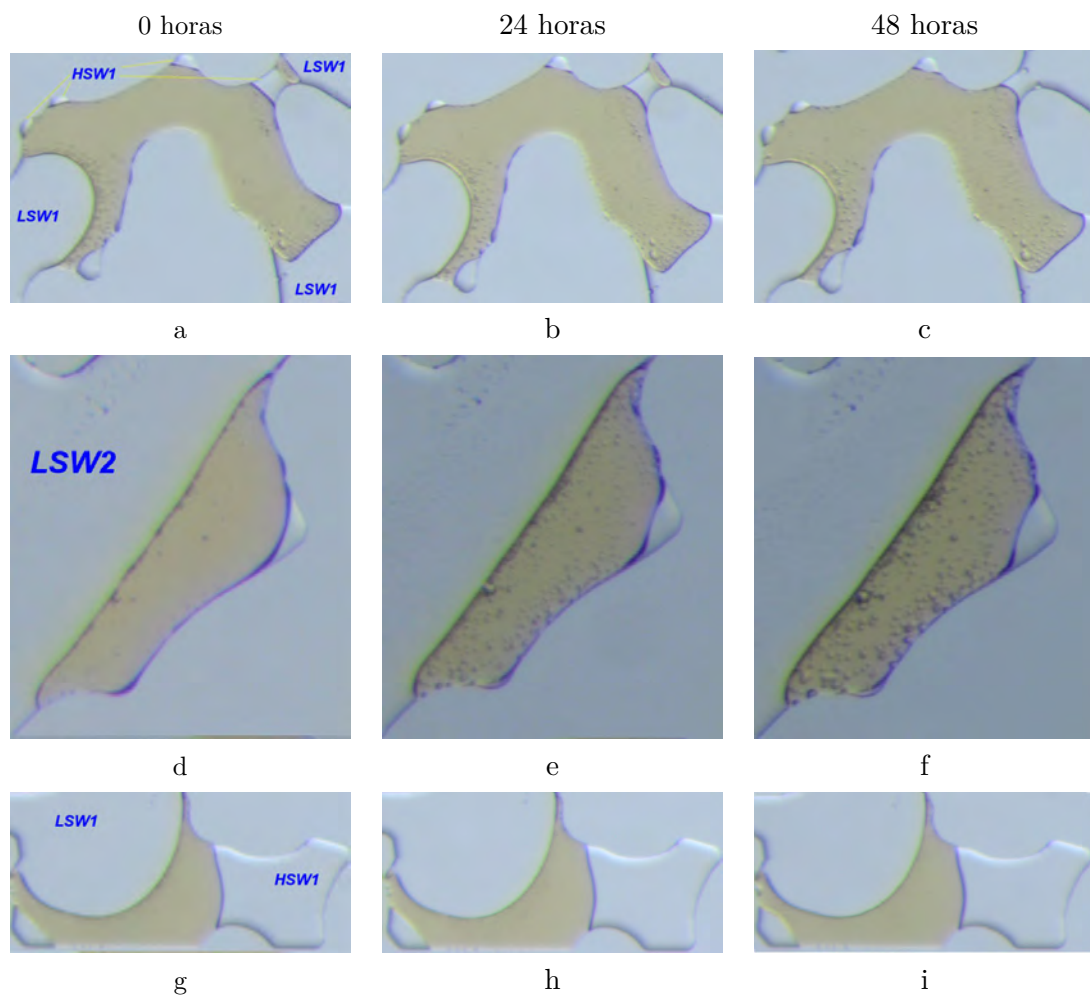


Figura D.2: Imágenes que muestran la presencia de dispersiones de agua en el crudo en diferentes períodos de tiempo.

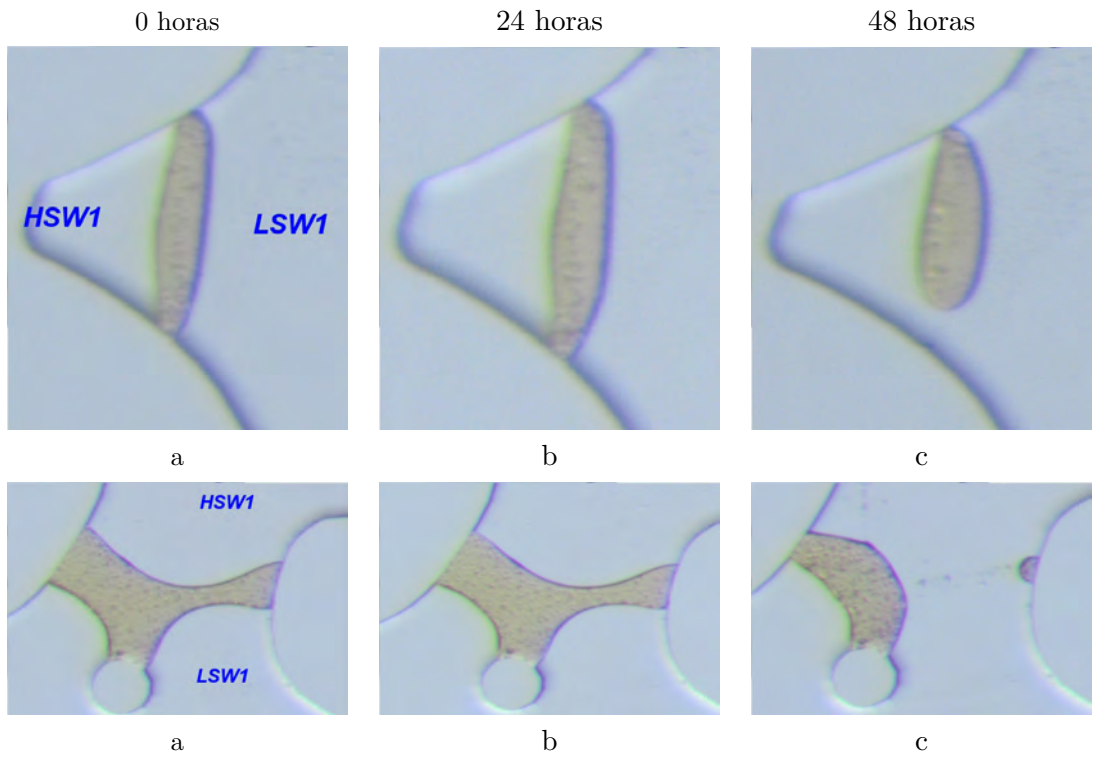


Figura D.3: Ejemplo de desprendimiento de crudo de la superficie de contacto y posibles lugares en dónde se recuperó crudo.

D.2. *CaCl₂ 2000ppm*

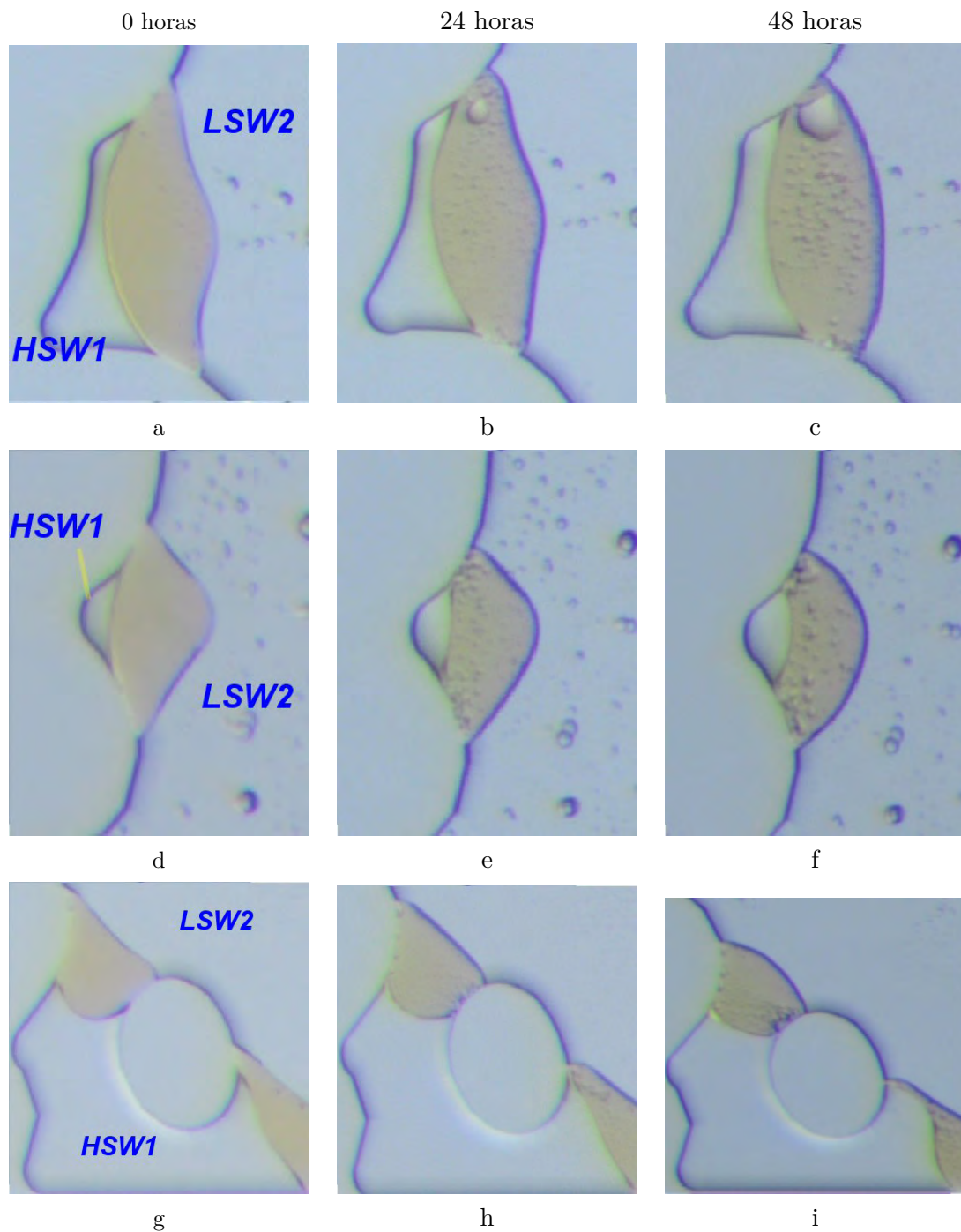


Figura D.4: Ejemplo de secciones en donde hay cambio de ángulo de contacto con el transcurso del tiempo con la secuencia HSW1-Crudo-LSW2.

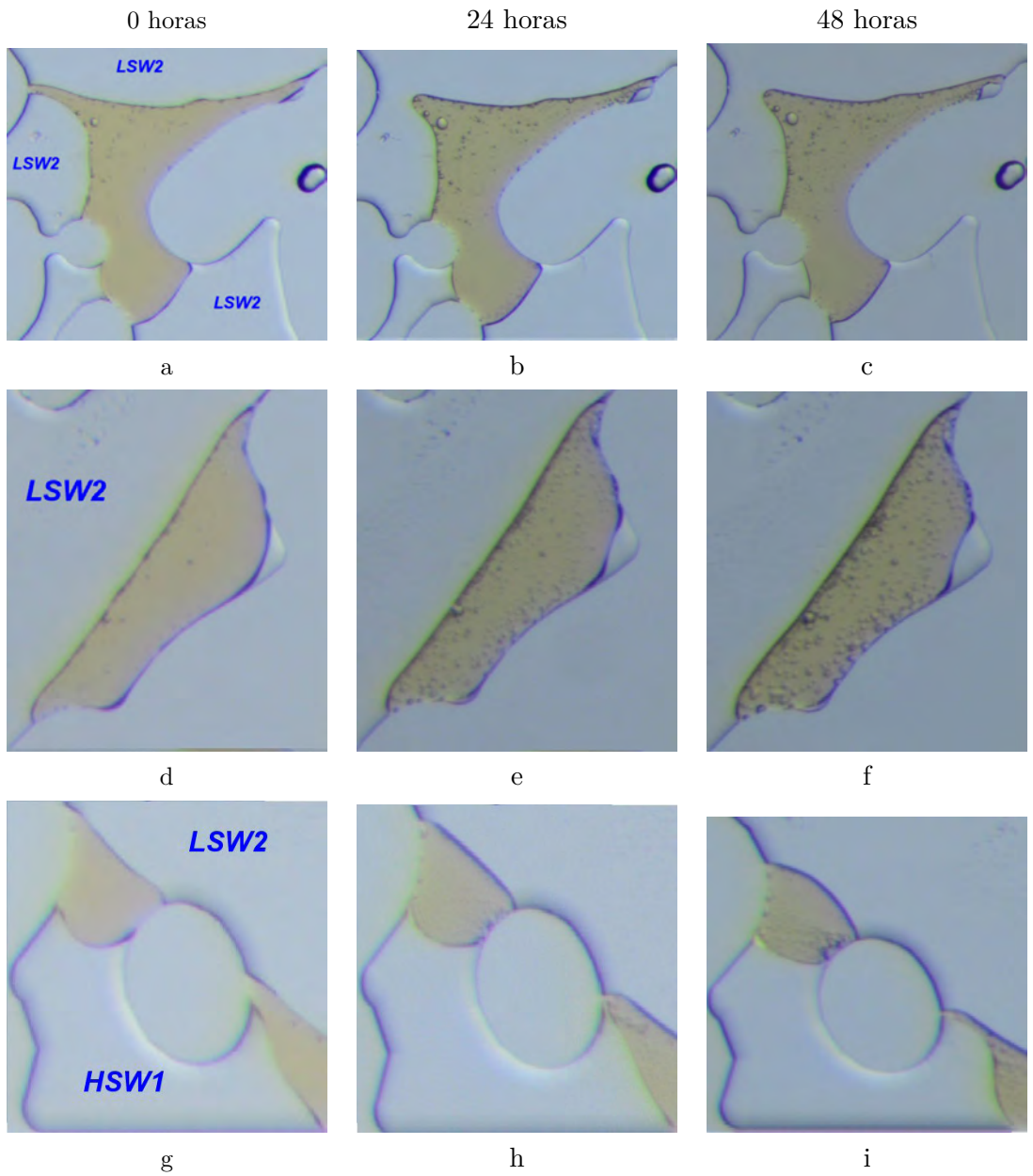


Figura D.5: Imágenes que muestran la presencia de dispersiones de agua en el crudo en diferentes períodos de tiempo.

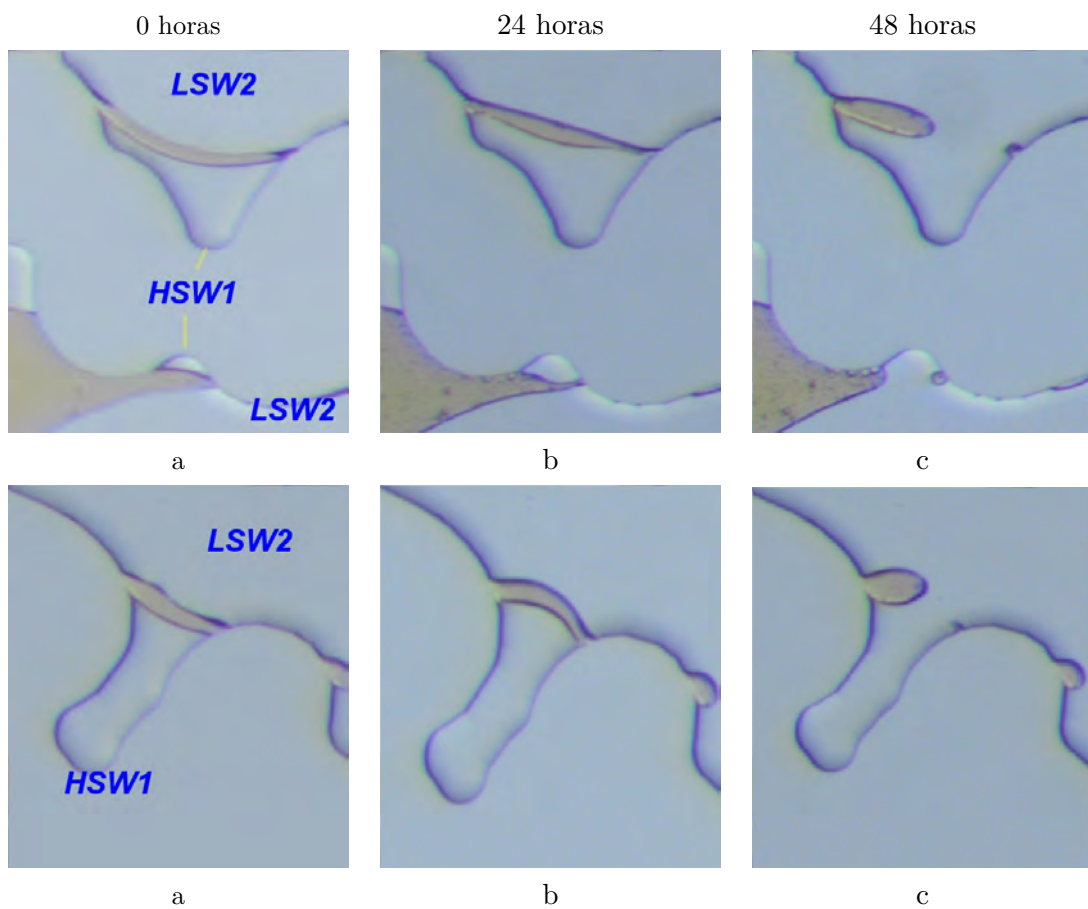


Figura D.6: Ejemplo de desprendimiento de crudo de la superficie de contacto y posibles lugares en dónde se recuperó crudo.

D.3. $CaCl_2$ 500ppm

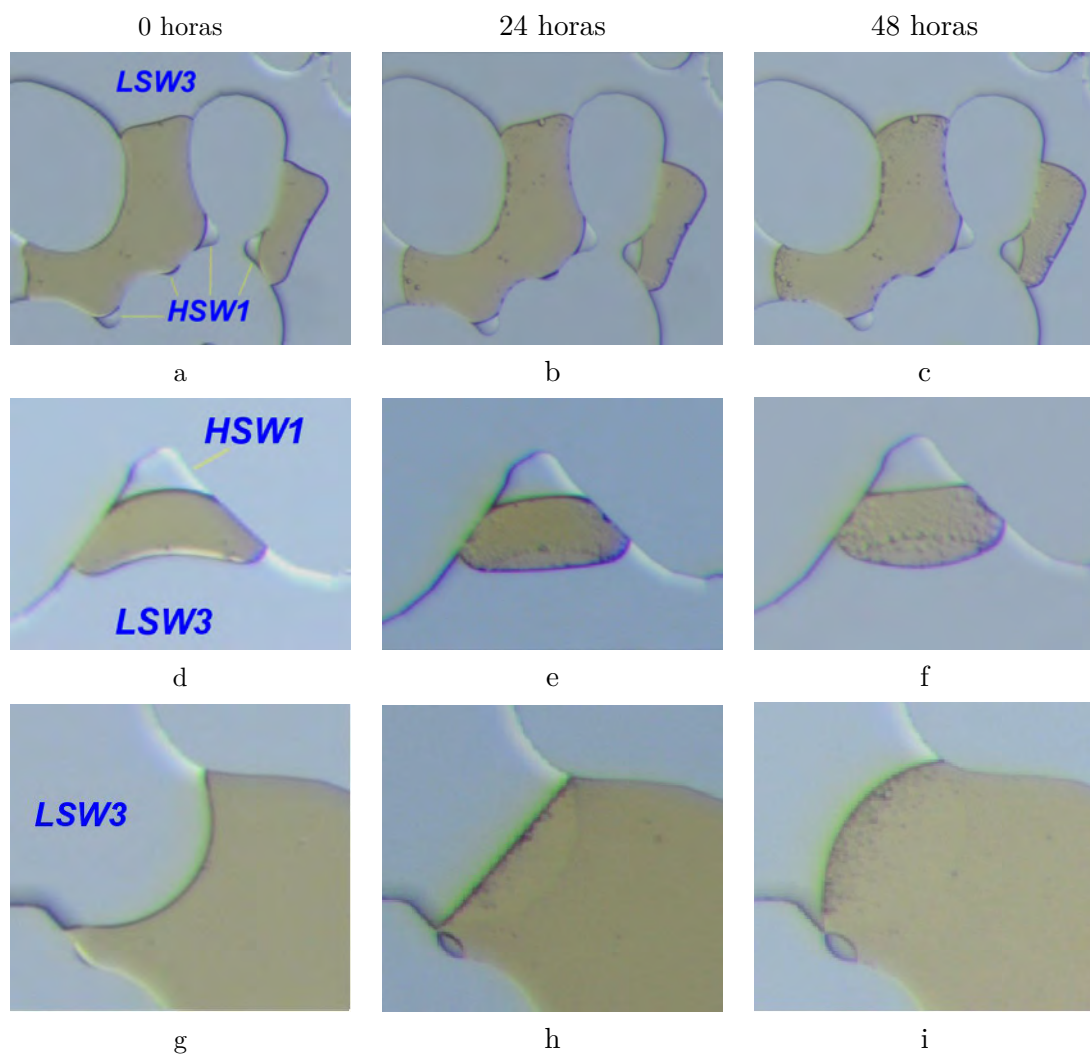


Figura D.7: Ejemplo de secciones en donde hay cambio de ángulo de contacto con el transcurso del tiempo con la secuencia HSW1-Crudo-LSW3.

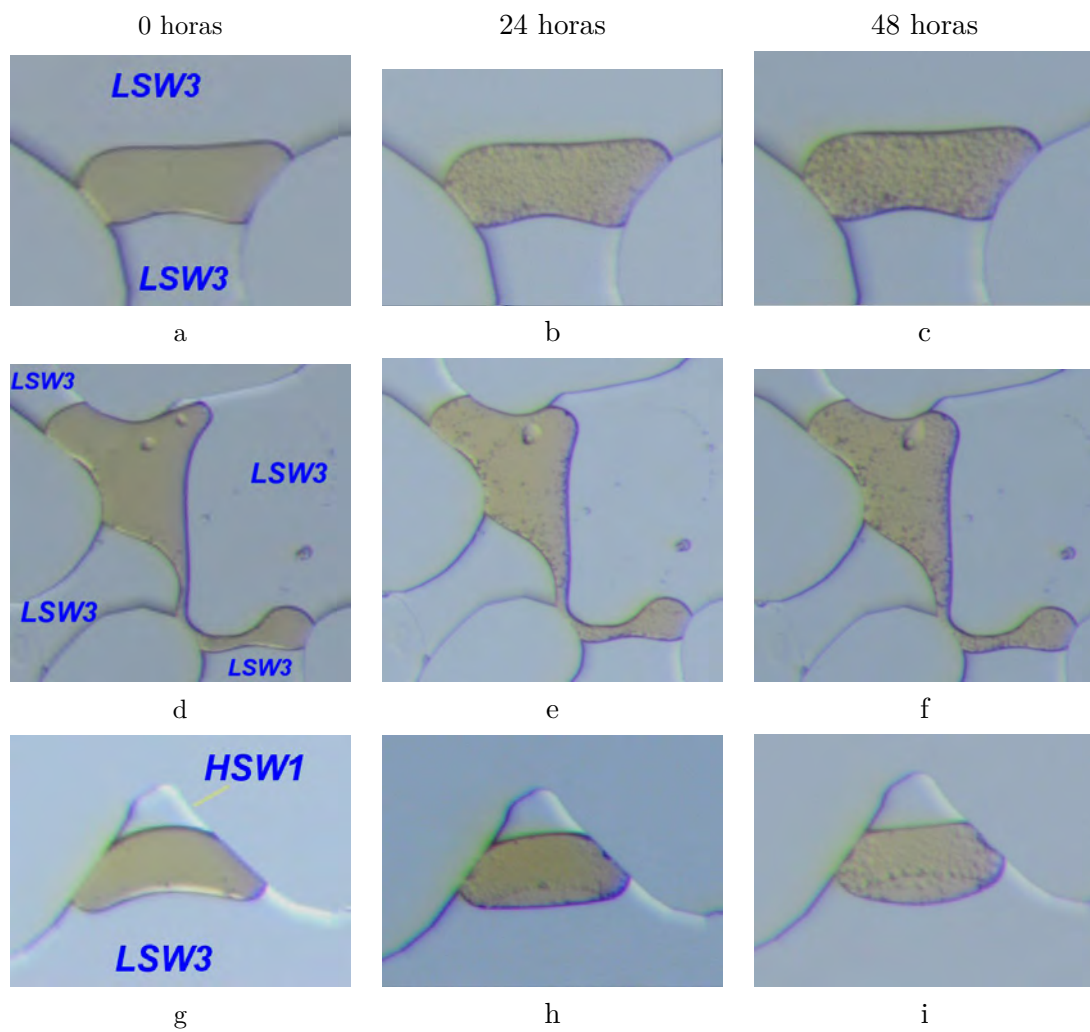


Figura D.8: Imágenes que muestran la presencia de dispersiones de agua en el crudo en diferentes períodos de tiempo.

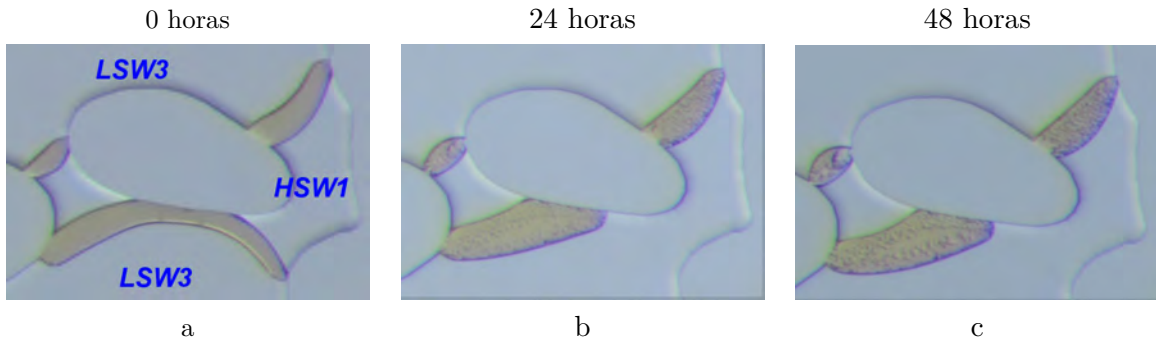


Figura D.9: Ejemplo de desprendimiento de crudo de la superficie de contacto y posibles lugares en dónde se recuperó crudo.

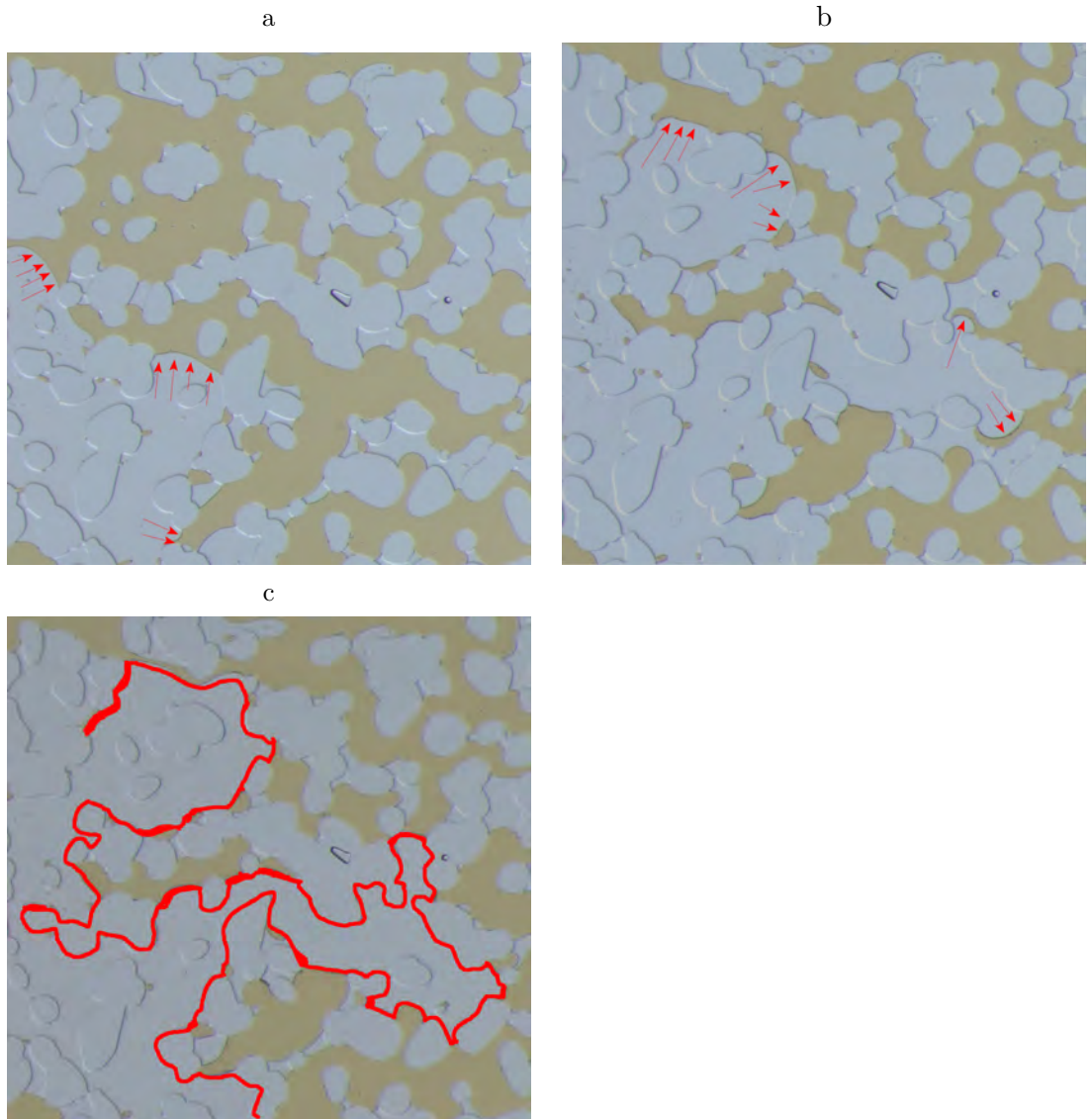


Figura D.10: Ejemplo de recuperación en regiones previamente no barridas prueba C3.



Apéndice E

Presentación en congreso

Parte de este trabajo fue aceptado para ser presentado al **IMECE®** *International Mechanical Engineering Congress and Exposition®* que se realizará entre el 15-19 de noviembre del 2020. Ejecutado por la **ASME** *The American Society of Mechanical Engineers*. A continuación, se transcribe el resumen enviado .

Micromodel (Lab-on-Chip) Investigation of Spontaneous Emulsification in Low Salinity WaterFlooding. C. Camilo. García . Castaño¹, R. Zenit², O. Torsæter³, National Autonomous University of Mexico, Norwegian University of Science and Technology.

Water flooding is applied intensively worldwide to improve oil recovery. However, the injection of low-salinity water has been found to enhance oil recovery compared to high-salinity water injection. There are over 13 mechanisms proposed by researchers from different aspects. Main mechanisms are reported as follows: (1) wettability alteration (2) reduced interfacial tension and increased pH effect (3) Osmotic pressure (4) emulsification/micro-dispersion Spontaneous emulsification arises as immiscible phases come to equilibrium. Forced or spontaneous imbibition of low salinity brine introduces an osmotic pressure imbalance between the initial and the imbibed aqueous phases that are separated by the oil phase. The salinity/concentration gradient drives water into the oil phase. Diffusion dictates the transport of water, from the low to the high salinity phase. Although brine solubility in crude oil increases as salinity decreases. Importantly, the transport of water through the oil phase at the pore level in the presence of a salinity gradient was previously demonstrated experimentally with respect to oil swelling, mobilization and emulsification (Fredriksen et al.).

The objectives of the experiment were to examine the conditions under which emulsions form and the frequency of emulsion in the oil phase. In this experiment, low salinity fluid was NaCl + water (500 ppm-2000ppm) and CaCl + water (500 ppm, 2000ppm) in order to observe the impact of very low salinity. The low salinity water was injected in a low flow rate to avoid emulsion formation by shearing.

Pore-scale visualization of spontaneous emulsification was achieved using a two-dimensional microfluidic device replicating the pore network structure found in sandstone. Micromodels imitate many aspects of pore structure of real porous media in order to allow direct visualization of single and multiphase flows at the pore scale. A microfluidics setup integrated with high resolution camera was used to accomplish the experiments. For this purpose, one micro porous media from micronit® was used to simulate the reservoir conditions. Six experiments were carried out using two types of salts NaCl (30000ppm, 500ppm and 2000ppm) and CaCl (500 ppm) that were injected to recover the oil and then the LSW kept injecting at low rate.

The results and pictures taken show our pore-scale visualization experiments. It displayed water-in-oil emulsions that formed once the crude oil and the LSW brine came into contact. The dynamics of emulsification are rapid and difficult to capture in our experimental setup. It was also observed that regions not contacted by injection brine do not exhibit any emulsions. In the pictures the formation of micro-dispersion in the oil phase can be observed.

In our model we found some mechanisms previously mentioned like wettability alteration, osmotic pressure and micro-dispersion all of them allow the transport of the oil through a micro porous media

Submission ID: 18986

ASME Paper Number: IMECE2020-23239

Referencias

- [1] WHITESIDES, G. (2006). *The origins and the future of microfluidics*. *Nature* 442, 368–373. <https://doi.org/10.1038/nature05058> .
- [2] ANDREAS MANZ; D. JED HARRISON; ELISABETH M.J. VERPOORTE; JAMES C. FETTINGER; ARAN PAULUS; HANS LÜDI; H. MICHAEL WIDMER. (1992). *Planar chips technology for miniaturization and integration of separation techniques into monitoring systems*. *Journal of Chromatography A* 593, 253-258. [https://doi.org/10.1016/0021-9673\(92\)80293-4](https://doi.org/10.1016/0021-9673(92)80293-4) .
- [3] MARKETSandMARKETS. (MARZO 2018). *Microfluidics Market by Application (Genomics, Proteomics, Capillary Electrophoresis, IVD (POC, Clinical Diagnostics), Drug Delivery, Microreactor, Lab Tests), Component (Chips, Pump, Needle), Material (Polymer, Glass, Silicon) - Global Forecast to 2023*. Recuperado de: <https://www.marketsandmarkets.com/>.
- [4] BERNARD, G. G. (1967, JANUARY 1). *Effect of Floodwater Salinity on Recovery Of Oil from Cores Containing Clays*. *Society of Petroleum Engineers*. doi: 10.2118/1725-MS .
- [5] TANG, G. Q., MORROW, N. R. (1997, NOVEMBER 1). *Salinity, Temperature, Oil Composition, and Oil Recovery by Waterflooding*. *Society of Petroleum Engineers*. doi: 10.2118/36680-PA .
- [6] MORROW, N., BUCKLEY, J. (2011, MAY 1). *Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding*. *Society of Petroleum Engineers*. doi: 10.2118/129421-JPT .
- [7] SCHLUMBERGAR OIL FIEL GLOSSARY. (2020). *The Oilfield Glossary: Where the Oil Field Meets the Dictionary*. Recuperado de: <https://www.slb.com/> .
- [8] ZHANG, Y., XIE, X., MORROW, N. R. (2007, JANUARY 1). *Waterflood Performance By Injection Of Brine With Different Salinity For Reservoir Cores*. *Society of Petroleum Engineers*. doi: 10.2118/109849-MS .
- [9] AGBALAKA, C.C., DANDEKAR, A.Y., PATIL, S.L. (2009). *Coreflooding Studies to Evaluate the Impact of Salinity and Wettability on Oil Recovery Efficiency*. *Transp Porous Med* 76, 77. <https://doi.org/10.1007/s11242-008-9235-7> .
- [10] RIVET, S., LAKE, L. W., POPE, G. A. (2010, JANUARY 1). *A Coreflood Investigation of Low-Salinity Enhanced Oil Recovery*. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/134297-MS> .

-
- [11] SHARMA, M. M., FILOCO, P. R. (2000, SEPTEMBER 1). *Effect of Brine Salinity and Crude-Oil Properties on Oil Recovery and Residual Saturations*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10. 2118/65402-PA .
- [12] SKRETTINGLAND, K., HOLT, T., TWEHEYO, M. T., SKJEVRAK, I. (2011, APRIL 1). *Snorre Low-Salinity-Water Injection–Coreflooding Experiments and Single-Well Field Pilot*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10. 2118/129877-PA .
- [13] NASRALLA, R. A., ALOTAIBI, M. B., NASR-EL-DIN, H. A. (2011, JANUARY 1). *Efficiency of Oil Recovery by Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10. 2118/144602-MS .
- [14] CALLEGARO, C., MASSERANO, F., BARTOSEK, M., BUSCAGLIA, R., VISINTIN, R., HARTVIG, S. K., HUSEBY, O. K. (2014, DECEMBER 10). *Single Well Chemical Tracer Tests to Assess Low Salinity Water and Surfactant EOR Processes in West Africa*. International Petroleum Technology Conference. doi: 10. 2523/IPTC-17951-MS .
- [15] SPAGNUOLO, M., CALLEGARO, C., MASSERANO, F., NOBILI, M., SABATINO, R., BLUNT, M. J. (2016, APRIL 11). *Low Salinity Waterflooding: From Single Well Chemical Tracer Test Interpretation to Sector Model Forecast Scenarios*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10. 2118/179626-MS .
- [16] AL-SHALABI, E. W., LUO, H., DELSHAD, M., SEPEHRNOORI, K. (2017, FEBRUARY 1). *Single-Well Chemical-Tracer Modeling of Low-Salinity-Water Injection in Carbonates*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10. 2118/173994-PA .
- [17] SHEN, T., MOGHANLOO, R.G., TIAN, W. (2018) *Interpretation of interwell chemical tracer tests in layered reservoirs with limited crossflow*, *J. Pet. Sci. Eng.* 167. 466–479. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.04.038>. .
- [18] KHALEDIALIDUSTI, R., KLEPPE, J. (2017) *A comprehensive framework for the theoretical assessment of the single-well-chemical-tracer tests*, *J. Pet. Sci. Eng.* 159 164–181. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.027> .
- [19] KHALEDIALIDUSTI R, KLEPPE J (2018). *Studying the Potential of Calcite Dissolution on Oil Liberation from Rock Surfaces during Single-Well Chemical-Tracer Tests by Coupling a Multiphase Flow Simulator to the Geochemical Package*. *J Pet Environ Biotechnol* 9: 359. doi: 10. 4172/2157-7463. 1000359 .
- [20] KHALEDIALIDUSTI, R., KLEPPE, J. (2018, AUGUST 1). *Significance of Geochemistry in Single-Well Chemical-Tracer Tests by Coupling a Multiphase-Flow Simulator to the Geochemical Package*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10. 2118/189971-PA .
- [21] KHALEDIALIDUSTI, R., KLEPPE, J. (2018, DECEMBER 1). *Surface-Charge Alteration at the Carbonate/Brine Interface During Single-Well Chemical-Tracer Tests: Surface-Complexation Model*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10. 2118/191356-PA .
- [22] MCGUIRE, P. L., CHATHAM, J. R., PASKVAN, F. K., SOMMER, D. M., CARINI, F. H. (2005, JANUARY 1). *Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska’s North Slope*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10. 2118/93903-MS .

REFERENCIAS

- [23] VLEDDER, P., GONZALEZ, I. E., CARRERA FONSECA, J. C., WELLS, T., LIGTHELM, D. J. (2010, JANUARY 1). *Low Salinity Water Flooding: Proof Of Wettability Alteration On A Field Wide Scale*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/129564-MS .
- [24] LAGER, A., WEBB, K. J., BLACK, C. J. J., SINGLETON, M., SORBIE, K. S. (2008, FEBRUARY 1). *Low Salinity Oil Recovery - An Experimental Investigation1*. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPWLA-2008-v49n1a2> .
- [25] LIGTHELM, D. J., GRONSVELD, J., HOFMAN, J., BRUSSEE, N., MARCELIS, F., VAN DER LINDE, H. (2009, JANUARY 1). *Novel Waterflooding Strategy By Manipulation Of Injection Brine Composition*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/119835-MS .
- [26] AUSTAD, T., REZAEIDOUST, A., PUNTERVOLD, T. (2010, JANUARY 1). *Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/129767-MS .
- [27] YILDIZ, H.O., MORROW, N.R. (1996) *Effect of brine composition on recovery of Moutray crude oil by waterflooding*, *J. Pet. Sci. Eng.* 14 159–168. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(95\)00041-0](https://doi.org/10.1016/0920-4105(95)00041-0) .
- [28] MORROW, N.R., TANG, G., VALAT, M., XIE, X. (1998) *Prospects of improved oil recovery related to wettability and brine composition*, *J. Pet. Sci. Eng.* 20 267–276. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(98\)00030-8](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(98)00030-8) .
- [29] CHAVAN, M., DANDEKAR, A., PATIL, S. (2019). *Low-salinity-based enhanced oil recovery literature review and associated screening criteria*. *Pet. Sci.* 16, 1344–1360 <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0325-7> .
- [30] XIAO J, WANG J, SUN X (2017) *Fines Migration: Problems and Treatments*. *Oil Gas Res* 3: 123. doi: 10.4172/2472-0518.1000123 .
- [31] TANG, G.Q., MORROW, N.R. (1999) *Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery*, *J. Pet. Sci. Eng.* 24 (2-4) 1–6. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(99\)00034-0](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(99)00034-0) .
- [32] YU, M., ZEINIJAHRMI, A., BEDRIKOVETSKY, P., GENOLET, L., BEHR, A., KOWOLLIK, P., HUSSAIN, F. (2019). *Effects of fines migration on oil displacement by low-salinity water*, *J. Pet. Sci. Eng.* <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.005> .
- [33] AL-SARIHI, A., ZEINIJAHRMI, A., GENOLET, L., BEHR, A., KOWOLLIK, P., BEDRIKOVETSKY, P. (2018). *Effects of fines migration on residual oil during low-salinity waterflooding*, *Energy Fuels* 32 (8) 8296–8309. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b01732> .
- [34] SONG, W., KOVSCEK, A.R. (2016) *Direct visualization of pore-scale fines migration and formation damage during low-salinity waterflooding*, *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 34 1276–1283. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.07.055> .

-
- [35] BERG, S., CENSE, A. W., JANSEN, E., BAKKER, K. (2010, OCTOBER 1). *Direct Experimental Evidence of Wettability Modification By Low Salinity*. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. https://www.researchgate.net/publication/261506855_Direct_Experimental_Evidence_of_Wettability_Modification_by_Low_Salinity .
- [36] CISSOKHO, M., BERTIN, H., BOUSSOUR, S., CORDIER, P., HAMON, G. (2010, OCTOBER 1). *Low Salinity Oil Recovery On Clayey Sandstone: Experimental Study*. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. https://www.researchgate.net/publication/265111177_Low_Salinity_Oil_Recovery_on_Clayey_Sandstone_Experimental_Study .
- [37] EHSAN, P., QUAN X., ALI S. (2016) *Effect of multi-component ions exchange on low salinity EOR: Coupled geochemical simulation study*, *Petroleum*, Volume 2, Issue 3, Pages 215-224. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.05.004> .
- [38] ALLAN K., FARAD S. (2019) *A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application*, *Journal of Molecular Liquids*, Volume 278, Pages 627-649. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.01.037> .
- [39] WINSAUER, W. O., MCCARDELL, W. M. (1953, MAY 1). *Ionic Double-Layer Conductivity in Reservoir Rock*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/953129-G .
- [40] NASRALLA, R. A., NASR-EL-DIN, H. A. (2014, FEBRUARY 1). *Double-Layer Expansion: Is It a Primary Mechanism of Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding?* Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/154334-PA .
- [41] HONGNA DING, SHEIK RAHMAN. (2017) *Experimental and Theoretical Study of Wettability Alteration during Low Salinity Water Flooding-an State of the Art Review*, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. <http://dx.doi.org/10.1016/j.colsurfa.2017.02.006> .
- [42] POLLEN, E. N., BERG, C. F. (2018, NOVEMBER 12). *Experimental Investigation of Osmosis as a Mechanism for Low-Salinity EOR*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/192753-MS .
- [43] K. SANDENGEN AND O.J. ARNTZEN. (APR 2013) *Osmosis During Low Salinity Water Flooding*. European Association of Geoscientists and Engineers. Conference Proceedings, IOR 2013 - 17th European Symposium on Improved Oil Recovery, cp-342-00015. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20142608> .
- [44] FREDRIKSEN, S. C., A. U. ROGNMO, K. SANDENGEN AND M. A. FERMO. (2017). *Wettability effects on Osmosis in an oil mobilization mechanism during low salinity waterflooding SPWLA-2017-V58n1a3*, *Petrophysics*, 58, 28-35. <https://www.semanticscholar.org/paper/Wettability-Effects-on-Osmosis-as-an-Mechanism-Fredriksen-Rognmo/935672199e847a477aeeb01af67950a5a0d2f8cc> .
- [45] SUNNIVA B. FREDRIKSEN, ARTHUR U. ROGNMO, MARTIN A. FERNØ. (2018) *Pore-scale mechanisms during low salinity waterflooding: Oil mobilization by diffusion and osmosis*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Volume 163, Pages 650-660. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.10.022> .

- [46] SANDENGEN, K., KRISTOFFERSEN, A., MELHUUS, K., JØSANG, L. O. (2016, AUGUST 1). *Osmosis as Mechanism for Low-Salinity Enhanced Oil Recovery*. *Society of Petroleum Engineers*. doi: 10.2118/179741-PA .
- [47] CHAVAN, M., DANDEKAR, A., PATIL, S. (2019). *Low-salinity-based enhanced oil recovery literature review and associated screening criteria*. *Pet. Sci.* 16, 1344–1360. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0325-7> .
- [48] LIFTON, VICTOR A. (2016). *Microfluidics: an enabling screening technology for enhanced oil recovery (EOR)*. *Lab Chip*. *The Royal Society of Chemistry*, 1777-1796. <http://dx.doi.org/10.1039/C6LC00318D> .
- [49] DU, Y., XU, K., MEJIA, L., ZHU, P., BALHOFF, M. T. (2019, DECEMBER 1). *Microfluidic Investigation of Low-Salinity Effects During Oil Recovery: A No-Clay and Time-Dependent Mechanism*. *Society of Petroleum Engineers*. doi: 10.2118/197056-PA .
- [50] GOGOI, S., GOGOI, S.B. (2019). *Review on microfluidic studies for EOR application*. *J Petrol Explor Prod Technol* 9, 2263–2277. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0610-4> .
- [51] ALESSANDRA-DELLAQUILA, (2017). *Five Short Stories on The History of Microfluidics*. Recuperado de: <https://www.elveflow.com/microfluidic-reviews/general-microfluidics/history-of-microfluidics/> .
- [52] ABDUS SATTER, GHULAM M. IQBAL, 3 - RESERVOIR ROCK PROPERTIES, EDITOR(S): ABDUS SATTER, GHULAM M. (2016). *Iqbal, Reservoir Engineering*, *Gulf Professional Publishing*, Pages 29-79, ISBN 9780128002193. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-800219-3.00003-6> . .
- [53] HU, D., WYATT, D., CHEN, C., MARTYSEVICH, V. (2015, MARCH 3). *Correlating Recovery Efficiency to Pore Throat Characteristics using Digital Rock Analysis*. *Society of Petroleum Engineers*. doi: 10.2118/173393-MS .
- [54] AAPG. (2015) *Pore and porethroat sized*, Recuperado de: https://wiki.aapg.org/Pore_and_pore_throat_sizesRevisado: 26demarzo2020. .
- [55] YUTONG SHU, MARK WILKINSON, NIKLAS HEINEMANN, (2017) *Using Hydrocarbon Fields of the UK North Sea as Analogues for Effective Pore Throat, Radii Prediction in Mudstone Caprocks*, Volume 114, Pages 5329-5336. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1656> . .
- [56] DJEBBAR TIAB, ERLE C. DONALDSON. (2004) *Petrophysic,s Elsevier, Oxford, UK ISBN: 0-7506-771 1-2Emil Burcik,Properties of petroleum reservoir fluids, Boston ,1979,ISBN 0-924634-00-9* .
- [57] KRUSS SCIENTIFIC. (2020) *contact angle, interfasial tension*. Recuperado de: <https://www.kruss-scientific.com/>, revisado 1deabril2020 .
- [58] VITTHAL S. KULKARNI, CHARLES SHAW. (2016) *Chapter 2 - Surfactants, ipids, and Surface Chemistry*, Editor(s): Vitthal S. Kulkarni, Charles Shaw, *Essential Chemistry for Formulators of Semisolid and Liquid Dosages*, *Academic Press*, Pages 5-19,ISBN 9780128010242. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-801024-2.00002-9> . .

-
- [59] ANNA L. HERRING, ELIZABETH J. HARPER, LINNÉA ANDERSSON, ADRIAN SHEPPARD, BRIAN K. BAY, DORTHE WILDENSCHILD. (2013). *Effect of fluid topology on residual nonwetting phase trapping: Implications for geologic CO₂ sequestration. Advances in Water Resources*, 2013. 62: p. 4758 DOI: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2013.09.015> .
- [60] KHANAMIRI, H. H., TORSÆTER, O. (2018). *Fluid topology in pore scale two-phase flow imaged by synchrotron X-ray microtomography. Water Resources Research*, 54, 1905–1917. <https://doi.org/10.1002/2017WR021302> .
- [61] AKARRI, SALEM. (2019) *Pore-Scale Investigation of the Impact of Silica-Based Nanofluid on Residual Oil.* <http://hdl.handle.net/11250/2622377> .
- [62] M. RÜCKER S. BERG R. T. ARMSTRONG A. GEORGIADIS H. OTT A. SCHWING R. NEITELER N. BRUSSEE A. MAKURAT L. LEU M. WOLF F. KHAN F. ENZMANN M. KERSTEN. (2015). *From connected pathway flow to ganglion dynamics, Geophys. Res. Lett.*, 42, 3888–3894, doi: 10.1002/2015GL064007. .
- [63] WILDENSCHILD D, SHEPPARD AP. (2012). *X-ray imaging and analysis techniques for quantifying pore-scale structure and processes in subsurface porous medium systems. Adv Water Resour.* <http://dx.doi.org/10.1016/j.advwatres.2012.07.018> .
- [64] ALI S. AL-MENHALI AND SAMUEL KREVER. (2016). *Capillary Trapping of CO₂ in Oil Reservoirs: Observations in a Mixed-Wet Carbonate Rock, Environmental Science and Technology* 50 (5), 2727-2734. DOI: 10.1021/acs.est.5b05925 .
- [65] VALORI, A. AND B. NICOT, (2018). *A REVIEW OF 60 YEARS OF NMR WETTABILITY. International Symposium of the Society of Core Analysts held in Trondheim.* <http://www.jgmaas.com/SCA/2018/SCA2018-017.pdf> .
- [66] PENGFEI, LV,. YU, LIU,. LANLAN, JIANG,. YONGCHEN, SONG,. QINGXUN, HUANG,. (2016). *Lv, P., et al., Pore-scale contact angle measurements of CO₂-brine-glass beads system using micro-focused X-ray computed tomography. IET Micro and Nano Letters*, 2016. 11(9): p. 524527 DOI: <https://doi.org/10.1049/mnl.2016.0215> .
- [67] ANDREW, M., B. BIJELJIC, AND M.J. BLUNT,. (2014). *Pore-scale contact angle measurements at reservoir conditions using X-ray microtomography. Advances in Water Resources*, 2014. 68: p. 24-31. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2014.02.014> .
- [68] KHISHVAND, M., A.H. ALIZADEH, AND M. PIRI,. (2016). *In-situ characterization of wettability and porescale displacements during two-and three-phase flow in natural porous media. Advances in Water Resources*. 97: p. 279-298. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2016.10.009> .
- [69] DONALDSON, E.C. AND W. ALAM. (2008). *Wettability. Houston, TX: Gulf Pub. Company. ISBN: 9781933762296.*
- [70] TREIBER, L.E. AND W.W. OWENS,. (1972). *A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty OilProducing Reservoirs. Society of Petroleum Engineers Journal*. 12(06): p. 531-540. DOI: 10.2118/3526-PA. .

REFERENCIAS

- [71] CHILINGAR, G.V. AND T.F. YEN,. (1983). *Some Notes on Wettability and Relative Permeabilities of Carbonate Reservoir Rocks, II. Energy Sources*. 7(1): p. 67-75. DOI: 10.1080/00908318308908076. .
- [72] MORROW, N.R., (1976). *Capillary Pressure Correlations For Uniformly Wetted Porous Media*. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1976. 15(04): p. 22. DOI: 10.2118/76-04-05. .
- [73] CNUUDE, V. AND M.N. BOONE,. (2013). *High-resolution X-ray computed tomography in geosciences: A review of the current technology and applications*. *Earth Science Reviews*. 123: p. 1-17. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2013.04.003>. .
- [74] MAHDI KHISHVAND, MORTEZA AKBARABADI, MOHAMMAD PIRI,. (2016). *Micro-scale experimental investigation of the effect of flow rate on trapping in sandstone and carbonate rock samples*, *Advances in Water Resources*. doi:10.1016/j.advwatres.2016.05.012 .
- [75] KATHERINE A. KLISE, DYLAN MORIARTY, HONGKYU YOON, ZULEIMA KARPYN,. (2016). *Automated contact angle estimation for three-dimensional X-ray microtomography data*, *Advances in Water Resources*. <http://dx.doi.org/10.1016/j.advwatres.2015.11.006> .
- [76] AHMED ALRATROUT, ALI Q RAEINI, BRANKO BIJELJIC, MARTIN J BLUNT,. (2017). *Automatic measurement of contact angle in pore-space images*. *Advances in Water Resources* 109: p. 158-169. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.07.018>. .
- [77] ALESSIO SCANZIANI, KAMALJIT SINGH, MARTIN J. BLUNT, ALBERTO GUADAGNINI,. (2017). *Automatic method for estimation of in situ effective contact angle from Xray micro tomography images of two-phase flow in porous media*. *Journal of Colloid and Interface Science*. 496: p. 51-59. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2017.02.005>. .
- [78] AMIRPOUR, M., ET AL., (2015). *Experimental investigation of wettability alteration on residual oil saturation using nonionic surfactants: Capillary pressure measurement*. *Petroleum*,1(4): p. 289-299. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.11.003> .
- [79] SINGH, K., B. BIJELJIC, AND M.J. BLUNT,. (2016). *Imaging of oil layers, curvature and contact angle in a mixed-wet and a water-wet carbonate rock*. *Water Resources Research*, 52(3): p. 17161728. DOI: 10.1002/2015WR018072. .
- [80] SCHLÜTER, S., ET AL., (2016). *Pore-scale displacement mechanisms as a source of hysteresis for twophase flow in porous media*. *Water Resources Research*. 52(3): p. 2194-2205. DOI: 10.1002/2015WR018254. .
- [81] MAHZARI, P., SOHRABI, M. (2014, APRIL 12). *Crude Oil/Brine Interactions and Spontaneous Formation of Micro-Dispersions in Low Salinity Water Injection*. *Society of Petroleum Engineers*. doi: 10.2118/169081-MS .

-
- [82] SEPIDEH MAAREF, SHAHAB AYATOLLAHI. (2017). *The effect of brine salinity on water-in-oil emulsion stability through droplet size distribution analysis: A case study*, *Journal of Dispersion Science and Technology*. <https://doi.org/10.1080/01932691.2017.1386569> .
- [83] LIFEI YAN, HAMED ASLANNEJAD, S. MAJID HASSANIZADEH, AMIR RAOOF,. (2020). *Impact of water salinity differential on a crude oil droplet constrained in a capillary: Pore-scale mechanisms*, *Fuel*, Volume 274, 117798, ISSN 0016-2361, <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117798> .
- [84] X. WANG, V. ALVARADO. (2012). *Effects of Aqueous-Phase Salinity on Water-in-Crude Oil Emulsion Stability*, *Journal of Dispersion Science and Technology*, 33:2, 165-170 <https://doi.org/10.1080/01932691.2010.548689> .
- [85] ARHUOMA, MOHAMED, DONG, MINGZHE, YANG, DAORYONG, IDEM, RAPHAEL. (2009). *Determination of Water-in-Oil Emulsion Viscosity in Porous Media*. *Industrial and Engineering Chemistry Research*. 48 (15), 7092-7102. DOI: 10.1021/ie801818n .
- [86] EVDOKIMOV IN, FESAN AA, KRONIN AM, LOSEV AP. (2016). *Common Features of “Rag” Layers in Water-in-Crude Oil Emulsions with Different Stability. Possible Presence of Spontaneous Emulsification*. *J Dispersion Sci Technol*;37(11):1535-43. <https://burneft.ru/archive/issues/2017-07/54> .
- [87] RIEHM DA, ROKKE DJ, PAUL PG, LEE HS, VIZANKO BS, MCCORMICK AV. (2016). *Dispersion of oil into water using lecithin-Tween 80 blends: The role of spontaneous emulsification*. *J Colloid Interface Sci* 2017;487:52-9. DOI: 10.1016/j.jcis.2016.10.010 .
- [88] MORADI, M., ALVARADO, V., AND HUZURBAZAR. S., (2011). *Effect of Salinity on Water-in-Crude Oil Emulsion: Evaluation through Drop-Size Distribution Proxy*. *Energy and Fuels* 25 (1), 260-268. DOI: 10.1021/ef101236h .
- [89] MOHAMMEDALMOJTABA MOHAMMED, TAYFUN BABADAGLI,. (2015). *Wettability alteration: A comprehensive review of materials/methods and testing the selected ones on heavy-oil containing oil-wet systems*, *Advances in Colloid and Interface Science*, Volume 220, Pages 54-77, ISSN 0001-8686, <https://doi.org/10.1016/j.cis.2015.02.006> .
- [90] ALI KARIMI, ZAHRA FAKHROUEIAN, ALIREZA BAHRAMIAN, NAHID POUR KHIA-BANI, JABAR BABAEI DARABAD, REZA AZIN, AND SHARAREH ARYA. (2012). *Wettability Alteration in Carbonates using Zirconium Oxide Nanofluids: EOR Implications* *Energy and Fuels*, 26 (2), 1028-1036 DOI: 10.1021/ef201475u .
- [91] ALRATROUT, A., M.J. BLUNT, AND B. BIJELJIC,. (2018). *Wettability in complex porous materials, the mixed-wet state, and its relationship to surface roughness*. *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 115(36): p.8901. <https://doi.org/10.1073/pnas.1803734115> .
- [92] BLUNT, M.J., (2017). *Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective*. 2017: Cambridge University Press. ISBN 978-1-107-09346-1 .

REFERENCIAS

- [93] HERRING, A.L., V. ROBINS, AND A.P. SHEPPARD,. (2018). *Topological Persistence for Relating Microstructure and Capillary Fluid Trapping in Sandstones*. *Water Resources Research*, 2018. 0(ja). DOI: 10.1029/2018WR022780. .
- [94] KRUSS SCIENTIFIC,. (2020). *Contact angle, pendant drop*. <https://www.kruss-scientific.com/>,revisado25deabril2020 .
- [95] KRUSS SCIENTIFIC,. (2020). *Contact angle, Young-Laplace equation*, <https://www.kruss-scientific.com/>, revisado 25 de abril 2020 .
- [96] MOHANTY, K. K., AND SAPUTELLI, L. A. (2001, JANUARY 1). *Application of “Lab-on-a-chip” Technology to The Upstream Petroleum Industry*. *Society of Petroleum Engineers*. doi: 10.2118/71451-MS .
- [97] COMPARELLI, ROBERTO, GUO, HU, DOU, MA, HANQING, WANG, WANG, FUYONG, YUANYUAN, GU, YU, ZHAOYAN, LI, YIQIANG. (2017, MARCH 1). *Proper Use of Capillary Number in Chemical Flooding*. *Journal of Chemistry*. DOI: 10.1155/2017/4307368 .
- [98] LI, K., AND R. N. HORNE. (2006). *Comparison of methods to calculate relative permeability from capillary pressure in consolidated water-wet porous media*, *Water Resour. Res.*, 42, W06405. doi: 10.1029/2005WR004482. .
- [99] ARCHER, J. S. *Petroleum engineering: principles and practice*. *Petroleum engineering I. Title II. Wall*, CG.622:3382 TN870 ISBN-13: 978-0-86010-715-6 e-ISBN-13: 978-94-010-9601-0. DOI: 10.1007/978-94-010-9601-0 .
- [100] ANDERSON, W. G. (1987, NOVEMBER 1). *Wettability Literature Survey Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability*. *Society of Petroleum Engineers*. doi: 10.2118/16323-PA .
- [101] TANG, G.-Q., FIROOZABADI, A. (2000, JANUARY 1). *Relative Permeability Modification in Gas-Liquid Systems Through Wettability Alteration to Intermediate Gas-Wetting*. *Society of Petroleum Engineers*. doi: 10.2118/62934-MS .
- [102] GLOVER, P.W.J, *Formation Evaluation Petrophysics MSc Course Notes PERmeability*, chapter 10 Revisado junio 3 2020. <https://environment.leeds.ac.uk/see/staff/1283/professor-paul-glover> .
- [103] ABBAS KHAKSAR MANSHAD, MANSOOREH REZAEI, SIAMAK MORADI, IMAN NOWROUZI, AMIR H. MOHAMMADI. (2017). *Wettability alteration and interfacial tension (IFT) reduction in enhanced oil recovery (EOR) process with ionic liquid flooding*, *Journal of Molecular Liquids*. doi: 10.1016/j.molliq.2017.10.009 .
- [104] RABBANI, A., AYATOLLAHI, S., KHARRAT, R., DASHTI, N. (2016). *Estimation of 3-D pore network coordination number of rocks from watershed segmentation of a single 2-D image*. *Advances in water resources*, 94, 264-277. https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/70268-pore-network-coordination-number?s_tid=FX_rc2_behav .
- [105] RABBANI, A., JAMSHIDI, S., SALEHI, S. (2014). *An automated simple algorithm for realistic pore network extraction from microtomography Images*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 123,

164-171. https://ww2.mathworks.cn/matlabcentral/fileexchange/70268-pore-network-coordination-number?s_tid=FX_rc3_behav .

- [106] WORLD OCEAN REVIEW *Revisado el 23 de junio*: <https://worldoceanreview.com/en/wor-3/oil-and-gas/where-and-how-extraction-proceeds/> .
- [107] LEE, S.Y., WEBB, K.J., COLLINS, I., LAGER, A., CLARKE, S., BAPOS SULLIVAN M.O., ROUTH, A., WANG, X. (2010). *Low Salinity Oil Recovery: Increasing Understanding of the Underlying Mechanisms*, *SPE Improved Oil Recovery Symposium, 24-28 April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2010*, pp. 1-11. <https://doi.org/10.2118/129722MS> .
- [108] ABDALLAH, W., BUCKLEY, J. S., CARNEGIE, A., EDWARDS, J., HEROLD, B., FORDHAM, E., GRAUE, A., HABASHY, T., SELEZNEV, N. SIGNER, C. (1986) *Fundamentals of wettability. Technology, 38, 268* .
- [109] MUGGERIDGE, A., COCKIN, A., WEBB, K., FRAMPTON, H., COLLINS, I., MOULDS, T. SALINO, P. (2014). *Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. Phil. Trans. R. Soc. A, 372, 20120320*. <https://doi.org/10.1098/rsta.2012.0320> .
- [110] AUSTAD, T. (2013). *Water-Based EOR in Carbonates and Sandstones. Enhanced Oil Recovery Field Case Studies, 301-335*. [doi: 10.1016/b978-0-12-386545-8.00013-0](https://doi.org/10.1016/b978-0-12-386545-8.00013-0) .
- [111] REZAEIDOUST, A., PUNTERVOLD, T., STRAND, S., AUSTAD, T. (2009). *Smart Water as Wettability Modifier in Carbonate and Sandstone: A Discussion of Similarities/Differences in the Chemical Mechanisms. Energy and Fuels, 23(9), 4479-4485*. [doi: 10.1021/ef900185q](https://doi.org/10.1021/ef900185q) .
- [112] KAKATI, A., SANGWAI, J.S. (2017). , *Effect of monovalent and divalent salts on the interfacial tension of pure hydrocarbon-brine systems relevant for low salinity water flooding, Journal of Petroleum Science and Engineering. doi: 10.1016/j.petrol.2017.08.017* .
- [113] WEBB, K. J., BLACK, C. J. J., AL-AJEEL, H. (2004). *Low Salinity Oil Recovery - Log-Inject-Log. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. doi: 10.2118/89379-ms* .
- [114] EMADI, A., SOHRABI, M. (2013, SEPTEMBER 30). *Visual Investigation of Oil Recovery by LowSalinity Water Injection: Formation of Water Micro-Dispersions and WettabilityAlteration. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/166435-MS* .
- [115] ANTONIN MARCHAND, JOOST H. WEIJS, JACCO H. SNOEIJER, AND BRUNO ANDREOTTI. (2011). *Why is surface tension a force parallel to the interface? American Journal of Physics 79, 999 (2011); doi: 10.1119/1.3619866* .
- [116] .
- [117] ZHANG, D., DU, X., SONG, X., WANG, H., LI, X., JIANG, Y., AND WANG, M. (2018, JUNE 1). *Application of the Marangoni Effect in Nanoemulsion on Improving Waterflooding Technology for Heavy-Oil Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/187953-PA* .

REFERENCIAS

- [118] ARRIOLA, A., WILLHITE, G. P., AND GREEN, D. W. (1983, FEBRUARY 1). *Trapping of Oil Drops in a Noncircular Pore Throat and Mobilization Upon Contact With a Surfactant. Society of Petroleum Engineers. doi: 10. 2118/9404-PA.*
- [119] K. T. TAN , C. C. WHITE , D. L. HUNSTON , C. CLERICI , K. L. STEFFENS , J. GOLDMAN Y B. D. VOGT (2014) *Fundamentals of Adhesion Failure for a Model Adhesive (PMMA/Glass) Joint in Humid Environments, The Journal of Adhesion, 84:4, 339-367, : http://dx. doi. org/10. 1080/00218460802004428.*
- [120] H. L. CUPPLES(1945) *THE STRUCTURE OF FILMS OF WATER ON SALT SOLUTIONS I. SURFACE TENSION AND ADSORPTION FOR AQUEOUS SOLUTIONS OF SODIUM CHLORIDE https://doi.org/10. 1021/ja01685a002.*
- [121] ARRIOLA, A., WILLHITE, G. P., AND GREEN, D. W. (1983, FEBRUARY 1). *The Surface Tensions of Calcium Chloride Solutions at 25' Measured by their Maximum Bubble Pressures J. Am. Chem. Soc. 1945, 67, 6, 987-990 https://doi.org/10. 1021/ja01222a030.*