



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Inyección de Agua de Baja Salinidad
en Yacimientos Areno Arcillosos**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Alan Ahmed Delgado Valvas

DIRECTOR DE TESIS

Dra. Rocío Guadalupe De la Torre Sánchez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016



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

Especial mención al Instituto Mexicano del Petrolero por darme la oportunidad de ser parte del trabajo de investigación que sirvió como escalón para el desarrollo de esta tesis. Destacar la participación en este trabajo de la Dra. Ana Cosultchi Marcu, mi asesora interna del IMP. Gracias Dra. Ana por su tiempo, por su paciencia, por compartir su conocimiento y por apoyarme durante estos meses.

También quiero agradecer a la Dra. Roció de la Torre por aceptar ser mi directora de tesis, por tenerme paciencia a lo largo de estos meses y por haberme guiado hacia la institución correspondiente para la realización de esta tesis.

Quiero agradecer profundamente a la Universidad Nacional Autónoma de México por brindar y darme la oportunidad de formarme como profesionista.

A mis padres quienes me han apoyado incondicionalmente a lo largo de mi vida y en mi formación académica, gracias por aconsejarme y motivarme a lograr mis objetivos. A mi mamá Mode por ser ese pilar en la familia, por siempre estar conmigo, por inculcarme valores y principios que me han servido para ir cumpliendo mis metas.

Gracias a mi hermana Selene por compartir conmigo momentos únicos a lo largo de mi vida, buenos y especialmente los difíciles. Sabes que eres alguien especial para mí. También agradecer a mi hermana Ximena, que a pesar de ser muy pequeña has traído felicidad a la familia.

A toda mi familia, quienes en diferentes etapas de mi vida me han apoyado incondicionalmente. Tía Dora gracias por todas aquellas atenciones durante mi infancia. Tía Bonfi, Julio, Deni y Marlen gracias por apoyarme y abrirme las puertas de su hogar cuando regrese a México. Tía Marlen y tío Chepi gracias también por darme la oportunidad de vivir con ustedes por soportarme y apoyarme durante el tiempo que estuve en su casa. A Luisito por compartir su cuarto conmigo y a Omar por todos sus consejos. Quiero que sepan que siempre tendré presente las atenciones que han tenido todos ustedes conmigo.

A mis amigos de la facultad por compartir momentos inolvidables a lo largo de la carrera, no mencionaré nombre para no dejar a nadie fuera de estos agradecimientos, ustedes saben quiénes son.

Al Dr. Fernando Samaniego Verduzco por sus atenciones, amistad y apoyo en mi etapa universitaria.

A mis compañeros del PetroBowl por compartir todas esas buenas experiencias conmigo.

Agradecimientos



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA
COORDINACIÓN DE
INGENIERÍA PETROLERA

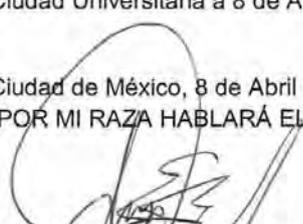
**ANA COSULTCHI MARCU
GERENCIA DE RECUPERACIÓN
ADICIONAL DE HIDROCARBUROS
INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO**

Por medio del presente se reconoce el apoyo brindado al alumno Alan Ahmed Delgado Valvas, con número de cuenta 411007599, a quien usted y el Instituto Mexicano del Petróleo amablemente otorgaron asesoría y supervisión en la elaboración de la tesis que lleva por título: Inyección de Agua de Baja Salinidad en Yacimientos Areno Arcillosos.

Sin más por el momento, quedo pendiente de cualquier situación y le envío un muy cordial saludo.

Ciudad Universitaria a 8 de Abril del 2016.

Ciudad de México, 8 de Abril del 2016
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"



**ING. HÉCTOR ERICK GALLARDO FERRERA
COORDINADOR DE LA CARRERA
DE INGENIERÍA PETROLERA**

ÍNDICE

	Página
Introducción	1
CAPÍTULO 1 Antecedentes	4
1.1 Métodos de producción actuales.	4
1.1.1 Recuperación primaria.....	4
1.1.2 Recuperación secundaria	5
1.1.3 Recuperación mejorada.....	6
1.2 Inyección de agua como método EOR.....	7
1.3 Agua de baja salinidad (Low Sal Water/SmartWater)	7
CAPÍTULO 2 Agua de baja salinidad/LowSal waterflooding/SmartWater	10
2.1 Condiciones para la aplicación del método <i>LSW</i>	11
2.2 Controversias sobre los efectos de <i>LSW</i>	12
2.3 <i>LSW</i> en carbonatos	13
2.3.1 Mecanismos involucrados en cambio de mojabilidad en carbonatos	13
2.4 <i>LSW</i> en areniscas	14
2.5 Mecanismo involucrado en areniscas	14
2.6 Conceptos.....	15
2.6.1 Doble capa eléctrica	15
2.6.2 Potencial Zeta.....	16
2.6.3 Teoría DLVO (Derjaguin, Landau, Verwey y Overbeek).....	16
2.7 Descripción de mecanismos involucrados en la técnica <i>LSW</i> en areniscas ...	18
2.7.1 Migración de finos y cambios del pH	18
2.7.2 Reducción de la tensión interfacial.	20
2.7.3 Intercambio iónico multicomponente (MIE).....	21
2.7.4 Expansión de la doble capa eléctrica (EDL)	22
2.7.5 Mecanismo químico	23
2.7.6 Cambio de mojabilidad	26
2.8 Ventajas y desventajas de la <i>LSW</i>	26
CAPÍTULO 3 Desarrollo Experimental	28
3.1 Desarrollo experimental	28

3.2 Materiales	28
3.2.1 Salmueras.....	28
3.2.2 Aceites.....	29
3.2.3 Núcleos.....	29
3.3 Equipo.....	31
3.3.1 Pruebas de tensión interfacial.....	31
3.3.2 Prueba de desplazamiento	32
3.3.3 Prueba de imbibición espontánea en celdas de amott	32
3.3.4 Espectroscopia de absorción atómica	33
3.4 Procedimiento	33
3.4.1 Pruebas de medición de tensión interfacial	33
3.4.2 Pruebas de desplazamiento	35
3.4.3 Pruebas de imbibición espontánea en celdas de Amott	37
3.4.4 Espectroscopia de absorción atómica	39
CAPÍTULO 4 Resultados.....	41
4.1 Desplazamiento en arenisca Berea	41
4.1.1 Desplazamiento con salmuera de alta salinidad AFS (186,000ppm).....	41
4.1.2 Desplazamiento con salmuera BS (AS diluida a 1/100)	42
4.1.3 Desplazamiento con salmuera de CaCl ₂ (2,760ppm)	43
4.1.4 Desplazamiento con salmuera de CaCl ₂ después de 15 hrs de añejamiento.....	43
4.1.5 Representaciones gráficas de los resultados obtenidos durante la prueba de desplazamiento.....	45
4.2 Prueba de imbibición espontánea en celdas de Amott	46
4.3 Resultados de mediciones de tensión interfacial.	47
4.4 Resultados de absorción atómica en arenisca Berea	48
4.5 pH	49
4.6 Discusión de resultados.....	50
CAPÍTULO 5 Conclusiones	53

LISTA DE FIGURAS

	Páginas
FIGURA 1.1 INFLUENCIA DE LOS MECANISMOS PRIMARIOS DE PRODUCCIÓN EN LA PRESIÓN DE YACIMIENTO Y EFICIENCIA DE RECUPERACIÓN	5
FIGURA 1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.....	6
FIGURA 2.1 REPRESENTACIÓN DE LA DOBLE CAPA ELÉCTRICA EN UN SISTEMA ROCA-FLUIDO	15
FIGURA 2.2 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA TEORIA DLVO	17
FIGURA 2.3 EFECTO DE LAS PARTÍCULAS MÓVILES EN LAS INTERACCIONES CRUDO-SALMUERA-ROCA EN LA RECUPERACIÓN DE ACEITE MIENTRAS EXISTE DISMINUCIÓN DE SALINIDAD	19
FIGURA 2.4 MECANISMO QUÍMICO PROPUESTO PARA LOS EFECTOS DE AGUA DE BAJA SALINIDAD COMO TÉCNICA EOR (AUSTAD ET AL, 2010)	24
FIGURA 3.1 ARENISCA BEREJA UTILIZADA EN PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO	30
FIGURA 3.2 EQUIPO PARA TOMA DE MEDICIONES DE TENSIÓN INTERFACIAL	31
FIGURA 3.3 ESQUEMA DEL SISTEMA DE INYECCIÓN UTILIZADO PARA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO.....	32
FIGURA 3.4 EQUIPO AMOTT UTILIZADO PARA PRUEBA DE IMBIBICIÓN ESPONTÁNEA	33
FIGURA 3.5 ESQUEMA DEL EQUIPO DE ESPECTROSCOPÍA DE ABSORCIÓN ATÓMICA	33
FIGURA 3.6 IMAGEN DE GOTA DE ACEITE EN SUSPENSIÓN DENTRO DE SALMUERA UTILIZADA PARA EL CÁLCULO DE TIF.....	35
FIGURA 3.7 MEDICIONES OBTENIDAS DURANTE PRUEBA DE AMOTT	38
FIGURA 4.1 FLUIDOS PRODUCIDOS DE LA PRIMERA ETAPA (SALMUERA AFS).....	42
FIGURA 4.2 FLUIDOS PRODUCIDOS DURANTE INYECCIÓN DE SALMUERA BS (AS DILUIDA A 1/100)	42
FIGURA 4.3 FLUIDOS PRODUCIDOS DURANTE INYECCIÓN DE SALMUERA SCA	43
FIGURA 4.4 FLUIDOS PRODUCIDOS DURANTE INYECCIÓN DE SALMUERA SCA DESPUÉS DE 15 HRS DE AÑEJAMIENTO	44

FIGURA 4.5 VOLUMEN DE ACEITE RECUPERADO EN PORCENTAJE POR ETAPA DE INYECCION	45
FIGURA 4.6 PORCENTAJE DE ACEITE ACUMULADO POR ETAPA	45
FIGURA 4.7 VARIACION DE LA TIF (MIN, MAX Y PROMEDIO) ENTRE SALMUERAS Y ACEITES A 90°C	47
FIGURA 4.8 COMPARACION DE LA SATURACION RESIDUAL DE ACEITE POR ETAPA ENTRE PRUEBAS DE IMBIBICION ESPONTANEA Y DE DESPLAZAMIENTO	51
FIGURA 4.9 COMPORTAMIENTO DE LA DIFERENCIAL DE PRESIÓN DURANTE CADA ETAPA DE LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO	52

LISTA DE TABLAS

	Página
TABLA 1 MECANISMOS PROPUESTOS POR SHENG (2014).....	2
TABLA 1.1 COMPARACIÓN DE FACTORES DE RECUPERACIÓN OBTENIDOS MEDIANTE LA INYECCIÓN DE AGUA DE ALTA Y BAJA SALINIDAD.....	9
TABLA 2.1 ASOCIACIÓN DE MECANISMOS ENTRE GRUPOS FUNCIONALES ORGÁNICOS Y MINERALES SÓLIDOS (SPOSITO, 1989).....	21
TABLA 3.1 CONCENTRACIÓN DE LAS SALMUERAS UTILIZADAS EN PRUEBAS EXPERIMENTALES	28
TABLA 3.2 COMPOSICIÓN IÓNICA DE LAS SALMUERAS IMPLEMENTADAS EN PRUEBAS EXPERIMENTALES	29
TABLA 3.3 PROPIEDADES DE ACEITES	29
TABLA 3.4 COMPOSICIÓN DE ARENISCA BEREА. CLEVELAND QUARRIES	30
TABLA 3.5 PROPIEDADES DE ARENISCA BEREА OBTENIDAS EN EL LABORATORIO DE PETROFÍSICA DEL IMP	30
TABLA 3.6 PROPIEDADES DE ARENISCA BEREА OBTENIDAS MEDIANTE SATURACIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN.....	31
TABLA 3.7 FLUIDOS INYECTADOS EN PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO	36
TABLA 3.8 VALORES DETERMINADOS MEDIANTE PRUEBA AMOTT QUE INDICAN TIPO DE MOJABILIDAD.....	39
TABLA 4.1 CONDICIONES INICIALES DE SATURACIONES ANTES DE DESPLAZAMIENTOS.....	41
TABLA 4.2 RESULTADOS FINALES DE CADA ETAPA DE INYECCIÓN.....	44
TABLA 4.3 CONDICIONES Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS INICIALES A LA PRUEBA DE IMBIBICIÓN ESPONTÁNEA	46
TABLA 4.4 ACEITE PRODUCIDO EN CADA ETAPA DE LA PRUEBA DE IMBIBICIÓN ESPONTÁNEA	47
TABLA 4.5 VALORES MÁXIMOS, MÍNIMOS Y PROMEDIO DE PRUEBAS DE TENSIÓN INTERFACIAL	48
TABLA 4.6 CONCENTRACIÓN DE CATIONES Y PH EN LAS SALMUERAS INYECTADAS.....	48

TABLA 4.7 CONCENTRACIONES DE CATIONES Y PH EN LAS SALMUERAS EFLUENTES POR ETAPA	49
TABLA 4.8 ANÁLISIS DE PH CON DIFERENTES SALMUERAS Y ARENISCAS	49

NOMECLATURA

Z	= Potencial Zeta (mV)
η	= viscosidad de la solución (poise)
ϵ	= constante dieléctrica
U	= movilidad electroforética (microns/seg X volt/cm)
R	= radio de curvatura de la gota (mm)
Δp	= diferencia de presión entre superficies (psi)
ρ	= densidad del fluido (gr/cm ³)
g	= aceleración de gravedad (m/s ²)
h	= altura (mm)
β	= constante de factor de forma
γ	= tensión interfacial (dinas/cm)
δ_o	= Relación de desplazamiento de aceite
V_{wsp}	= Volumen de agua espontáneamente desplazada por aceite (ml)
V_{wt}	= Volumen de agua obtenido de imbibición espontánea y desplazamiento forzado (ml)
δ_w	= Relación de desplazamiento de agua (ml)
V_{osp}	= Volumen de aceite espontáneamente desplazada por agua (ml)
V_{ot}	= Volumen de aceite obtenido de imbibición espontánea y desplazamiento forzado (ml)

Introducción

La inyección de agua en yacimientos petroleros tiene sus orígenes en los años 1920's (SPE, 2015), esta práctica comenzó debido a que durante las primeras etapas de la industria petrolera se tenía una alta producción de agua y para no contaminar ríos o lagos se adoptó la práctica de inyectar el agua producida hacia los yacimientos. Posteriormente, durante los años 1930's, este método se sistematizó para cumplir principalmente con dos objetivos: 1) mantenimiento de presión, 2) desplazamiento de hidrocarburos de manera inmiscible para incrementar la recuperación de aceite y prolongar la vida productiva de los yacimientos.

Una de las nuevas tecnologías que ha cobrado importancia en los últimos 20 años dentro de las técnicas de recuperación mejorada, EOR por sus siglas en inglés, es la inyección de agua de baja salinidad, mejor conocida como LowSal Waterflooding (LSW) y/o SmartWater en la literatura en inglés. Este nuevo método de recuperación mejorada consiste principalmente en controlar la salinidad y contenido iónico del agua que es inyectada al yacimiento con el fin de incrementar la recuperación de aceite remanente. Se ha comprobado mediante pruebas de laboratorio (Tang & Morrow, 1999; Zhang & Morrow, 2006; Lager *et al*, 2006; Ligthelm, 2009; Cissokho *et al*, 2009, 2010; Morrow *et al.*, 2010; RezaeiDoust *et al.*, 2010, 2011; Buckley & Morrow, 2011; Nasralla *et al.*, 2011; Hadia *et al.*, 2012; Romero *et al.*, 2012) y pruebas piloto (McGuire *et al*, 2005; Robertson, 2007) que esta técnica EOR puede incrementar la recuperación de aceite, principalmente cuando la salinidad del agua de inyección se encuentra en el rango de 1,000-5,000 ppm. El método LSW no solo funciona como método de recuperación mejorada, también se han obtenido resultados positivos al utilizarlo como método de recuperación secundaria (Nasralla *et al.*, 2011; Lake *et al*, 2010; Cissokho *et al.*, 2010; Lager *et al.*, 2006; Zhang & Morrow., 2006).

A pesar de la gran notoriedad que la inyección de agua de baja salinidad ha obtenido en los últimos años, los mecanismos por los que este método funciona todavía no están claros o no son comprendidos del todo bien. Los primeros reportes o estudios en los que se obtuvo un incremento en la recuperación de aceite remanente mediante la inyección de agua de baja salinidad en núcleos de areniscas con contenido de arcillas datan del año de 1967 (Bernard, 1967). Posteriormente, al estar investigando los efectos que tiene la inyección de agua en la mojabilidad de la roca, Morrow y sus colaboradores (Morrow, 1990; Jadhunandan & Morrow, 1991; Tang & Morrow 1999) se dieron cuenta que los cambios en la composición de la salmuera tienen un efecto positivo en la recuperación de aceite (Jadhunandan, 1990; Jadhunandan & Morrow, 1991).

Tang & Morrow (1999) decidieron profundizar en los efectos que tiene la composición de las salmueras en la recuperación de aceite. Al inyectar agua de baja salinidad (Concentración Total de Sólidos Disueltos de 1500) en areniscas con diferente contenido de arcillas, ellos obtuvieron un incremento adicional en la recuperación de aceite *in-situ* (OOIP) de entre 3.5%-6%. Al finalizar con sus pruebas experimentales concluyeron que se necesitan principalmente tres parámetros para que la

implementación de la técnica LSW incremente adicionalmente la recuperación de aceite *in-situ*. 1) Presencia de Arcillas, 2) Presencia de componentes polares en el aceite y 3) Presencia o saturación inicial de agua de formación. Este estudio resultó ser el principal parámetro con referencia al método LSW para empezar a investigar y discutir los principales mecanismos que están involucrados en el incremento de la recuperación de aceite mediante inyección de agua de baja salinidad. Otros investigadores como RezaeiDoust & Austad (2010) consideraron el tipo, propiedades y cantidad de arcillas presentes en la roca, presencia de componentes polares (ácidos y básicos), composición del agua de formación y pH como parámetros importantes para que se obtengan resultados positivos al implementar el método LSW.

Varios mecanismos han sido propuestos como principales responsables del incremento de aceite remanente mediante el método. Según Sheng (2014), diecisiete mecanismos han sido propuestos en la literatura:

TABLA 1 MECANISMOS PROPUESTOS POR SHENG (2014)

No.	Mecanismo
1	Migración de finos (Tang & Morrow, 1999)
2	Disolución de minerales (Buckley & Morrow, 2010)
3	Desprendimiento de partículas con mojabilidad mixta (Buckley & Morrow, 2010)
4	Incremento de pH y reducción de la tensión interfacial (McGuire <i>et al</i> , 2005)
5	Emulsificación (McGuire <i>et al</i> , 2005)
6	Saponificación (McGuire <i>et al</i> , 2005)
7	Comportamiento similar al de un surfactante (McGuire <i>et al</i> , 2005)
8	Intercambio multicomponente iónico (MIE) (McGuire <i>et al</i> , 2005)
9	Efecto de la doble capa eléctrica (EDL) (Ligthelm, 2009)
10	Interfaces estabilizadas de las partículas (Buckley & Morrow, 2010; Morrow & Buckley, 2011)
11	Efectos Salt-In (RezaeiDoust <i>et al</i> , 2009)
12	Presión osmótica (Buckley & Morrow, 2010)
13	Shock de salinidad (Buckley & Morrow, 2010)
14	Alteración de mojabilidad (preferencia al agua) (Buckley & Morrow, 2010)
15	Alteración de mojabilidad (preferencia a aceite) (Buckley & Morrow, 2010)
16	Relación de viscosidad (Buckley & Morrow, 2010)
17	Efectos derivados de pruebas de laboratorio (Buckley & Morrow, 2010)

Sin embargo, los principales mecanismos a considerar, y a los que más enfoque se les ha dado en la literatura son: migración de finos, incremento de pH, cambio de mojabilidad, expansión de la Doble Capa Eléctrica (EDL), intercambio iónico multicomponente (MIE), y el mecanismo químico propuesto por RezaeiDoust, Puntelvord y Austad (2010). Estos mecanismos serán analizados en esta tesis.

El principal objetivo de esta tesis es comprobar que la inyección de agua de baja salinidad ayuda a incrementar la recuperación de hidrocarburos en yacimientos areno-arcillosos, así como analizar los mecanismos que pueden estar involucrados durante la implementación del método.

También se hizo el planteamiento de las siguientes hipótesis sobre los mecanismos que pueden contribuir a la efectividad de la técnica: 1) la reducción en la tensión interfacial salmuera-aceite; 2) el incremento de pH; 3) el cambio de mojabilidad y 4) el intercambio iónico que se puedan presentar durante la implementación de la técnica.

Para cumplir con el objetivo y comprobar las hipótesis planteadas se aplicaron las siguientes pruebas: prueba de desplazamiento de fluidos y prueba de imbibición espontánea en celdas de Amott, empleando salmueras de diferentes salinidades. Las pruebas fueron realizadas en núcleos de arenisca Berea.

Adicionalmente se midieron las propiedades del aceite y de las rocas (composición mineralógica y propiedades petrofísicas) así como la tensión interfacial entre las salmueras y aceites, la composición de las salmueras inyectadas y los efluentes por espectroscopia de absorción atómica y el pH con un potenciómetro.

Con base en los resultados obtenidos, se analizan los principales mecanismos que se cree que influyen en el incremento de la recuperación de aceite.

Capítulo 1 Antecedentes

En la actualidad se tiene una sociedad inmensamente industrializada que consume grandes cantidades de energía. Según datos recientes del *BP Statistical Review of World Energy 2015* –publicación anual de la empresa británica BP en la que se presentan datos estadísticos del sector energético a nivel mundial– el consumo global de hidrocarburos durante el año 2014 fue de 92 millones de barriles diarios y se estima que tanto el consumo y la demanda de hidrocarburos seguirán aumentando en los próximos años.

Diversos estudios recientes de la *International Energy Agency (IEA)* estiman que la demanda mundial de energía continuará dependiendo principalmente de hidrocarburos. De acuerdo a los pronósticos, realizados por la *IEA*, para el 2030 los hidrocarburos contribuirán aproximadamente con el 60 por ciento de la demanda total global; entre ellos el petróleo crudo contribuirá con el 35 por ciento (CNH, 2012).

La producción actual de hidrocarburos proveniente de recursos convencionales se encuentra en declinación, por lo que es importante incorporar reservas tanto de estos recursos como de recursos no-convencionales para poder satisfacer la futura demanda energética. Es por eso que métodos y técnicas como la recuperación secundaria y la recuperación mejorada juegan un papel importante para el desarrollo de recursos convencionales, ya que éstos ayudan a incrementar la recuperación de aceite proveniente de estas fuentes, contribuyendo así a satisfacer la gran demanda energética mundial.

Se estima que a nivel mundial existe un volumen cercano a los 2×10^{12} barriles de aceite en recursos convencionales, y otros 5×10^{12} barriles de aceite en recursos no-convencionales, los cuales permanecerán en el subsuelo después de haberse implementado métodos de recuperación convencional (CNH, 2012). Es por eso la necesidad de desarrollar métodos y técnicas que permitan extraer estos volúmenes de aceite remanentes.

Los avances tecnológicos en métodos de recuperación mejorada apuntan a que estos jugarán un papel importante en la explotación del aceite remanente en los yacimientos a nivel mundial.

1.1 Métodos de Producción Actuales.

En la actualidad las principales técnicas y tecnologías utilizadas en la industria petrolera para la recuperación de hidrocarburos son: la recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperación mejorada.

1.1.1 Recuperación Primaria.

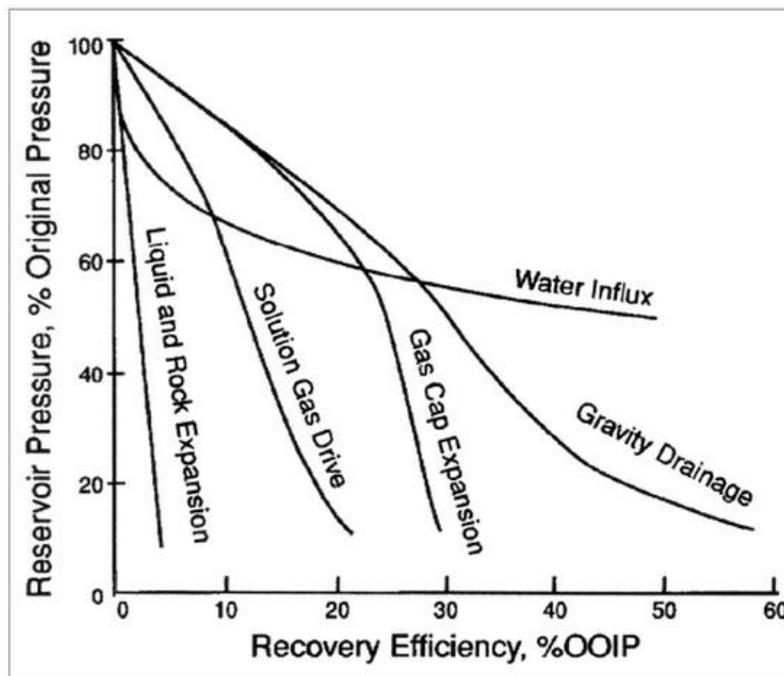
La recuperación primaria es el principal método para producir hidrocarburos de los yacimientos, ya que utiliza la energía natural del yacimiento sin necesidad de añadir

alguna energía externa que force la salida de hidrocarburos de la formación o altere las propiedades de éste. Este tipo de recuperación está regida por fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos a través de un medio poroso: fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. Este proceso se caracteriza por la variación de la presión en el yacimiento, los ritmos de producción, la relación gas-aceite, la afluencia del acuífero y la expansión del casquete de gas.

Los principales fenómenos naturales que contribuyen al desplazamiento de hidrocarburos desde los yacimientos hacia los pozos productores son:

1. Expansión roca-fluido
2. Expansión del gas disuelto en el aceite
3. Expansión del casquete de gas
4. Empuje por afluencia de un acuífero
5. Segregación gravitacional

La eficiencia de recuperación del volumen original de aceite recuperado (OOIP) durante la recuperación primaria depende del mecanismo de empuje dominante en el yacimiento. La Figura 1.1 muestra la eficiencia que puede llegar a tener cada uno de los mecanismos de empuje al disminuir la presión del yacimiento.



Satter & G.C. Thakur, *Integrated Petroleum Reservoir Management*, 1994

FIGURA 1.1 INFLUENCIA DE LOS MECANISMOS PRIMARIOS DE PRODUCCIÓN EN LA PRESIÓN DE YACIMIENTO Y EFICIENCIA DE RECUPERACIÓN

1.1.2 Recuperación Secundaria

Se conoce como recuperación secundaria al proceso en el que se agrega energía a la que naturalmente contiene el yacimiento con el fin de proveer un empuje adicional

al yacimiento mediante la inyección de fluidos (CNH, 2012). Los principales métodos de recuperación secundaria son la inyección de agua y gas.

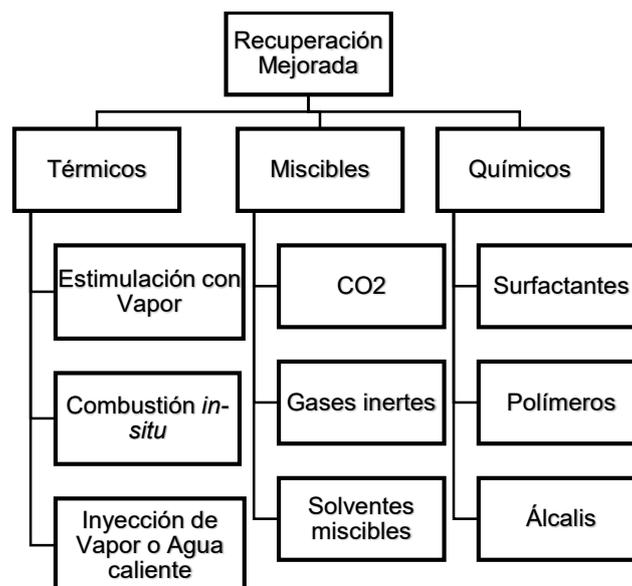
La inyección de agua es el proceso mediante el cual se inyecta agua al yacimiento principalmente para cumplir con dos objetivos; 1) mantenimiento de presión y 2) desplazamiento de hidrocarburos de manera inmisible para incrementar el factor de recuperación y prolongar la vida productiva del yacimiento.

Bajo condiciones favorables, la inyección de agua es un método efectivo para recuperar el aceite remanente en el yacimiento después de la recuperación primaria. Los factores que son favorables para una alta recuperación por inyección de agua incluyen: baja viscosidad del petróleo, permeabilidad uniforme y continuidad del yacimiento.

1.1.3 Recuperación Mejorada

La recuperación mejorada (EOR por sus siglas en inglés) es aquel proceso en el que se incrementa la recuperación de aceite mediante la inyección de materiales que no se encuentran presentes normalmente en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento y de las propiedades roca-fluido. (CNH, 2012).

L.W. Lake (1997) clasifica a los métodos EOR en tres principales categorías: Térmicos, Químicos, y Miscibles, tal y como se muestra en la Fig. 1.2. Los métodos térmicos se utilizan principalmente para desplazar aceites pesados y extra-pesados, mientras que los métodos químicos y miscibles pueden ser utilizados en aceites intermedios y ligeros.



RAMIREZ, FRED W, APLICACIÓN DE LA TEORÍA DE CONTROL ÓPTIMO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO, 1987

FIGURA 1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

1.2 Inyección de Agua Como Método EOR

Actualmente, la inyección de agua es una técnica muy implementada a nivel mundial, ya que es simple, segura, efectiva y económica. Expertos (CNH, 2012) consideran que la mayoría de yacimientos convencionales en algún momento podrían, están, o serán explotados mediante la inyección de agua. Esta técnica es comúnmente utilizada para extraer grandes volúmenes de aceite que quedan remanentes en el yacimiento después de la recuperación primaria.

Se reconoce que la primera inyección de agua fue accidental y ocurrió en 1865, en la ciudad de Pithole, Pennsylvania (Forrest F. Craig Jr, 1982). En 1880, John F. Carll propuso que el agua, al fluir en el pozo desde arenas poco profundas, se mueve a través de las arenas impregnadas de aceite, beneficiando de esta manera a su producción. Muchas de las primeras inyecciones de agua ocurrieron accidentalmente gracias a escurrimientos de arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones superficiales que penetraban los pozos perforados. En la época del descubrimiento de la inyección de agua en yacimientos petroleros y en años recientes se pensó que la principal función de la inyección de agua era el mantenimiento de presión.

Sin embargo, en la mayoría de proyectos donde se implementa esta técnica, especialmente en campos costa afuera, el agua de inyección se selecciona de tal forma que sea compatible con el agua de formación, esto para no generar daño a la formación. Recientemente (años 90's y actualidad) varios investigadores (Jadhunandan, 1990; Yildiz & Morrow, 1996; Tang & Morrow, 1999; McGuire et al, 2005; Austad et al, 2010; Morrow & Buckley, 2011) han reportado que la inyección de agua de baja salinidad aumenta la eficiencia de la recuperación de aceite en comparación con la inyección convencional de agua de alta salinidad en yacimientos areno-arcillosos.

1.3 Agua de Baja Salinidad (Low Sal Water/SmartWater)

El pionero que comenzó con el análisis de la inyección de agua fresca (baja salinidad) en núcleos de areniscas con contenido de arcilla fue G.G. Bernard (1967). En su experimento, Bernard observó que la recuperación de aceite era mayor cuando se inyectaba agua de baja salinidad que cuando se inyectaba agua con salinidades altas (mayores a 5000 ppm). El propuso que el aumento se debía a un mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento ocasionado por el hinchamiento de las arcillas presentes en el núcleo y por el bloqueo de poros ocasionado por la migración de finos que se tenía al inyectar agua de baja salinidad.

Posteriormente, Vaidya & Floger (1992), al estar estudiando la generación de daño a la formación ocasionada por la migración de finos, encontraron que el pH y el intercambio iónico influían significativamente en este efecto. Ellos observaron que la permeabilidad en una muestra de arenisca Berea saturada inicialmente con una salmuera de alta salinidad disminuía drásticamente cuando la inyección de la salmuera era cambiada abruptamente a una de baja salinidad. El experimento demostró que al existir un cambio abrupto en la salinidad del agua de inyección (shock de salinidad) el pH del efluente aumentaba y la permeabilidad disminuía. El aumento

de pH se atribuye principalmente al intercambio iónico entre los cationes en la superficie de la formación y a los protones de la salmuera de baja salinidad inyectada.

La idea original de la inyección de agua de baja salinidad para aumentar la recuperación de aceite y su implementación como método de recuperación mejorada se atribuye a Tang & Morrow (1999). El objetivo de los experimentos realizados por Tang & Morrow era determinar las interacciones y efectos entre la salmuera de inyección, el aceite, y la mineralogía en la mojabilidad de la roca. Subsecuentemente varios estudios de laboratorio y de campo han demostrado que la técnica *LSW* (Low Sal Water) puede incrementar el factor de recuperación. En estas pruebas se han obtenido valores de entre 0-35% del volumen de aceite originalmente *in-situ* (Nasralla *et al.*, 2012,2011; Romero *et al.*, 2012; Hadia *et al*, 2012; Austad *et al*, 2010; Morrow, 2010). En pruebas piloto realizadas en la región de North Slope, Alaska (McGuire *et al*, 2005) se obtuvieron porcentajes de recuperación entre 6-12% de la saturación remanente de aceite. En campos de la cuenca Powder River, Wyoming se obtuvieron porcentajes de 30-37% del aceite original *in-situ* (Robertson, 2007) y en campos de las formaciones Minnelusa y Green River, Wyoming los porcentajes fueron de entre 7-12% del aceite original *in-situ*.

Debido a que los mecanismos involucrados en la inyección de agua de baja salinidad son procesos químicos (intercambio iónico) esta técnica ha sido clasificada como recuperación mejorada por el grupo de investigadores noruegos Austad, RezaeiDoust & Puntervold (2010), específicamente en el grupo de métodos químicos.

Aunque se ha comprobado que el método *LSW* aumenta la recuperación de aceite, existe controversia sobre los mecanismos involucrados en esta técnica. Hasta la fecha los mecanismos responsables del incremento de la recuperación siguen siendo debatidos y siguen siendo pobremente entendidos. Algunos de los mecanismos con más relevancia son:

- a) Migración de finos (Tang & Morrow, 1999)
- b) Cambio de mojabilidad (Buckley & Morrow, 2010)
- c) Intercambio iónico multicomponente (Lager, 2006)
- d) Modificación del pH (McGuire *et al*, 2005)
- e) Expansión de la doble capa eléctrica (Ligthelm, 2009)

A pesar de las dificultades para poder identificar los mecanismos involucrados en el proceso de inyección y recuperación, la inyección de agua de baja salinidad sigue teniendo un enorme potencial de implementación ya que en comparación con la inyección convencional de agua de formación (Fjelde *et al*, 2012; Romero *et al*, 2012; Kokal & Al-Kaabi, 2010) se ha visto un mayor aumento en el factor de recuperación. En la Tabla 1.1 se muestra una comparación de los factores de recuperación obtenidos mediante la implementación de la técnica *LSW* y la inyección de agua convencional.

TABLA 1.1 COMPARACIÓN DE FACTORES DE RECUPERACIÓN OBTENIDOS MEDIANTE LA INYECCIÓN DE AGUA DE ALTA Y BAJA SALINIDAD

Referencia	Factor de Recuperación, % Fr		
	Con Agua de Alta Salinidad	Con Agua de Baja Salinidad (LSW)	% Extra de OOIP recuperado con LSW
Mao I. Romero, Pubudu Gamage, Haifeng Jiang, Curtis Chopping, Geoffrey Thyne., <i>Study of low-salinity waterflooding for single and two phase experiments in Berea sandstone cores</i> , Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012	53	59	5.4
Alireza RezaeiDoust, Tina Puntervold, Tor Austad., <i>Chemical Verification of the EOR Mechanism by Using Low Saline/Smart Water in Sandstone</i> , Energy and Fuels, 2011	42	51	9
Ramez A. Nasralla, Mohammed A. Bataweel, Hisham A. Nasr-El-Din., <i>Investigation of Wettability Alteration and Oil-Recovery Improvement by Low-Salinity Water in Sandstone Rock</i> , 2011	65	85	20
Norman Morrow & Jill Buckley., <i>Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding</i> , 2011	50	80	30
Wickramathilaka, Morrow & Howard., <i>Effect of Salinity on Oil Recovery by Spontaneous Imbibition</i> , 2010	58	66	8
Eric P. Robertson., <i>Oil Recovery Increases by Low-Salinity Flooding: Minnelusa and Green River Formation</i> , 2010 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2010	52	61	9
M. Cissokho, S. Boussour, P. Cordier, H. Bertin, and G. Hamon., <i>Low Salinity Oil Recovery on Clayey Sandstone: Experimental Study</i> , 2010	60	71	11
D.J. Ligthelm, J. Gronsveld, J. P. Hofman, N. J. Brussee, F. Marcelis, H. A. van der Linde., <i>Novel Waterflooding Strategy by Manipulation of Injection Brine Composition</i> , 2009	57	62	5

En este capítulo se han mencionados algunos de los principales mecanismos propuestos en la literatura que se cree intervienen en la inyección de agua de baja salinidad; sin embargo, éstos serán descritos minuciosamente en el siguiente capítulo, así como las ventajas y desventajas de la técnica. También se describe la técnica de inyección de agua de baja salinidad/LSW/SmartWater, sus condiciones de aplicación, los efectos de su aplicación que se han observado hasta la fecha, y la aplicación de ésta en formaciones de carbonato y de areniscas.

Capítulo 2 Agua de Baja Salinidad / LowSal Waterflooding/SmartWater

Aproximadamente dos tercios del volumen original de aceite en los yacimientos no se produce ya que los mecanismos involucrados en la recuperación primaria no son lo suficientemente efectivos para producir este volumen, por lo que es necesario buscar técnicas que permitan extraer este gran porcentaje remanente. En términos generales, a nivel mundial la inyección convencional de agua llega a recuperar en promedio un 35% del OOIP dejando 65% en el subsuelo aun por recuperar (CNH, 2012).

La composición del agua inyectada; así como su efecto en el sistema Roca-Fluidos es muy importante ya que la eficiencia de desplazamiento y la posibilidad de aumentar la recuperación de aceite se puede obtener mediante la manipulación de su composición. En la década de los 90's investigadores de la Universidad de Wyoming (Jadhunandan & Morrow, 1991; Tang & Morrow, 1999) estudiaron los efectos de la composición de la salmuera inyectada, el aceite y la mineralogía de la formación sobre la mojabilidad. Los investigadores Tang & Morrow (1999) encontraron que la inyección de agua de baja salinidad, entre 1,000– 5,000 ppm, mejoraba la recuperación de aceite en núcleos con alto contenido de arcillas. A partir de este experimento el tema de inyección de agua de baja salinidad comenzó a tomar relevancia entre los investigadores. Por lo que subsecuentemente, varias pruebas experimentales en laboratorio y a nivel de campo han tratado de comprobar la teoría del aumento en la producción de aceite mediante la inyección de agua de baja salinidad como técnica de recuperación mejorada en yacimientos de areno-arcillosos.

La técnica de inyección de agua de baja salinidad (*LSW*) es considerada como un método de recuperación mejorada y no como método de recuperación secundaria debido a lo siguiente. Se define método de recuperación secundaria al proceso que agrega energía externa al yacimiento mediante la inyección de fluidos inmiscibles que no alteran la composición química y física de los fluidos del yacimiento. Por otro lado, la recuperación mejorada se define como el proceso que aumenta la recuperación de aceite mediante la inyección de materiales que no se encuentran presentes en el yacimiento o materiales que se inyectan a condiciones específicas con el fin de alterar el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento y de las propiedades roca-fluido. Al inyectar agua de baja salinidad se altera el equilibrio químico del sistema roca-fluido, por lo que algunos investigadores han observado varios efectos a consecuencia de esta inyección como: cambio de mojabilidad, incremento de pH y reducción de tensión interfacial (Ligthelm *et al*, 2009; Lager *et al*, 2006; Vaidya & Fogler, 1992).

En este sentido, se ha tratado de comprobar mediante pruebas de laboratorio y pruebas piloto que la inyección de agua de baja salinidad llega a cambiar la mojabilidad de la roca. La composición del agua de inyección puede modificarse mediante el cambio en el contenido iónico y la concentración total de sólidos disueltos (TDS) o salinidad. Es importante mencionar que la técnica *LSW* cuenta con la ventaja

que puede ser utilizada como técnica de recuperación secundaria y recuperación mejorada. En ambos casos se han obtenido resultados positivos (McGuire *et al.*, 2005; Cissokho *et al.*, 2010; Zhang & Morrow, 2006; Mahani *et al.*, 2011; Nasralla *et al.*, 2011; Lake *et al.*, 2010).

Con base en lo anterior, la propuesta de este trabajo de investigación consiste en comprobar que la implementación de la técnica *LSW* incrementa la recuperación de aceite remanente en yacimientos areno-arcillosos así como observar y analizar los mecanismos que se ven involucrados durante el proceso.

Dentro del yacimiento se establece un equilibrio químico entre el aceite, la salmuera, y la roca (sistema CBR). La distribución del aceite y el agua en el medio poroso se relaciona con la mojabilidad de la roca. Esta propiedad tiene una gran influencia en el flujo multifásico dentro del medio poroso, ya que rige las presiones capilares y las permeabilidades de la roca relativas al aceite y al agua. Se ha verificado que la inyección de agua de baja salinidad altera el equilibrio químico que existe en el sistema CBR. Durante la implementación de este método se establecen nuevas condiciones que afectan las propiedades de la roca y la interacción roca-fluido. Se generan varios cambios al ocurrir un intercambio iónico entre la formación y el agua inyectada: a) en la mojabilidad de la roca; b) en el pH; y c) en la tensión interfacial.

A pesar de que se ha comprobado mediante pruebas de laboratorio y aplicaciones de campo (Tang & Morrow, 1999; Zhang & Morrow, 2006; Lager *et al.*, 2006; Ligthelm *et al.*, 2009; Lake & Pope, 2010; Austad *et al.*, 2010; Morrow & Buckley, 2011; Nasralla *et al.*, 2011; Romero *et al.*, 2012; McGuire *et al.*, 2005; Robertson, 2010) que la recuperación de aceite aumenta cuando se inyecta agua de baja salinidad, los mecanismos que dan origen al incremento en la recuperación, todavía no son muy entendidos y las pruebas no son siempre concluyentes (M. Cissokho, 2010; Zhang & Morrow, 2007; Lager, 2006). Por lo tanto, el entendimiento de los mecanismos es fundamental para la aplicación del método *LSW*, ya que una vez que se conozcan se podrán generar criterios más adecuados para la implementación de esta técnica.

2.1 Condiciones para la aplicación del método *LSW*

Las condiciones que deben estar presentes para la aplicación del método han sido establecidas a lo largo de los 20 años en los que se ha estudiado la implementación del método a nivel de laboratorio y a nivel de campo. Las primeras y principales condiciones para el método fueron establecidas por Tang & Morrow (1999) con base en su trabajo experimental. Conforme ha avanzado la investigación se han ido estableciendo nuevas condiciones. A continuación se presentan las condiciones propuestas para yacimientos areno-arcillosos (Austad *et al.*, 2010):

- Medio Poroso
 - Presencia de arcillas (Tang & Morrow, 1999).
 - El tipo de arcilla presente en la roca puede jugar un papel importante durante la inyección de agua de baja salinidad.

- Aceite
 - Presencia de componentes polares (ácidos y bases) en el aceite (Hadia *et al*, 2012; Austad *et al*, 2010; Tang & Morrow, 1999) ya que no se ha observado algún efecto en pruebas de laboratorio con aceites refinados (sin polares).
- Agua de formación
 - Debe contener cationes divalentes, Ca^{2+} y Mg^{2+} (Lager *et al*, 2009).
 - Presencia inicial de agua de formación, (Tang & Morrow, 1999).
 - La eficiencia está relacionada con la saturación inicial de agua en las muestras de laboratorio.
- Baja salinidad del fluido de inyección
 - El rango de salinidad usualmente debe estar entre 1000-5000 ppm, (McGuire, 2005).
 - La formación es sensible a composiciones iónicas Mg^{2+} , Ca^{2+} , Na^+ , Cl^- , K^+
- Temperatura
 - No hay un límite de temperatura para la aplicación del método LSW. Sin embargo, la mayoría del trabajo experimental ha sido desarrollado en temperaturas por debajo de los 100 °C, (Tang & Morrow, 1997).

2.2 Controversias sobre los efectos de LSW

- pH del agua producida
 - Incremento de 1 a 3 unidades del pH en el efluente.
 - No se ha verificado la relevancia del aumento de pH para que el método sea exitoso (Cissokho *et al*, 2010).
- Presencia de arcillas:
 - En algunos casos se ha observado presencia de arcillas en el efluente, pero también se han observado resultados positivos sin producción de arcilla en núcleos conteniendo arcillas (Lager *et al*, 2009).
 - Otros opinan que no es necesario la presencia de arcillas, (Cissokho *et al*, 2010; Lager *et al*, 2006; Zhang *et al*, 2007).
- Disminución de permeabilidad
 - Se detecta un aumento de presión en los núcleos cuando se realiza la inyección del agua de baja salinidad, el cual puede estar relacionado a la migración de finos o a la formación de emulsiones agua/aceite (Vaidya & Floger, 1992; Mohan *et al*, 1993).
 - No existe evidencia y sustentabilidad experimental de la reducción de permeabilidad debido a la inyección de agua de baja salinidad (Ligthelm, 2009).

2.3 LSW en Carbonatos

En los últimos años se han estudiado y documentado los efectos de la inyección de agua de baja salinidad como método de recuperación mejorada en formaciones de areniscas (Tang & Morrow, 1999; McGuire *et al*, 2005; Robertson, 2010; Austad *et al*, 2010; Nasralla *et al*, 2011; Romero *et al*, 2012; Aladasani *et al*, 2012; Morrow & Buckley, 2011; Cissokho *et al*, 2010; Zhang & Morrow, 2006). A pesar de que es conocido que más del 50% de los yacimientos petroleros se encuentran en formaciones de carbonatos, el análisis sobre el método *LSW* en carbonatos es limitado. Recientemente, se han realizado varios estudios en formaciones de carbonatos, de los cuales también se han obtenido resultados prometedores (Fathi, Austad & Strand, 2010; Austad, Strand & Webb, 2011; Austad, Olsen & Barstad, 2008; Romanuka *et al*, 2012; Fathi *et al*, 2012; Yousef *et al*, 2012; Qiao *et al*, 2014). La controversia de la implementación del método *LSW* es la misma en formaciones de arenas y carbonatos. Comparando los estudios realizados hasta el momento, en ambos tipos de formaciones se ha llegado a la conclusión que el mecanismo en ambas situaciones puede ser el cambio de mojabilidad, pero los procesos que ocasionan este cambio son diferentes.

2.3.1 Mecanismos involucrados en cambio de mojabilidad en carbonatos

La adsorción de componentes polares presentes en el aceite hacia superficies minerales tiene un efecto importante en el comportamiento de la mojabilidad. Los mecanismos mediante los cuales los componentes polares del aceite pueden ser adsorbidos en superficies minerales de alta energía son interacciones polares, ácidas/básicas, y unión de iones. Investigadores de la Universidad de Stavenger se han enfocado a estudiar los efectos que ocasionan el cambio de mojabilidad en carbonatos al implementar la técnica *LSW*. (Austad *et al*, 2010; Fathi, 2012; Romanuka *et al*, 2012; Abdelwagad *et al*, 2014; Qiao *et al*, 2014).

Strand *et al* (2008) y Zhang *et al* (2007) proponen que el cambio de mojabilidad se debe a la inyección de agua de mar (baja salinidad), la cual puede ser descrita mediante una interacción entre iones de Mg^{2+} , Ca^{2+} , SO_4^{2-} presentes en la salmuera y el material carboxílico adsorbido en la superficie de la roca. Se ha observado que el sulfato presente en el agua de mar se adsorbe hacia secciones que cuentan con cargas positivas en la superficie de la roca, lo que ocasiona una reducción en la carga positiva de la superficie. Al disminuir la carga positiva de la superficie, disminuye la repulsión electrostática y se tiene exceso de iones de calcio, estos iones de calcio en exceso tienden a ubicarse cerca de la superficie del carbonato. Debido a la cercanía de los iones de Ca^{2+} , estos reaccionan con los grupos carboxílicos que se encuentran adsorbidos en la roca, lo que genera desprendimiento de material orgánico, alterando de esta forma la mojabilidad de la roca hacia una preferencia por el agua.

Algunos mecanismos propuestos que causan el cambio de mojabilidad en carbonatos son:

1. Migración de finos (Tang & Morrow, 1999)
2. Aumento de pH y reducción de la tensión interfacial (McGuire *et al*, 2005)

3. Intercambio iónico (Lager *et al*, 2006; Carlberg *et al*, 2009)
4. Expansión de la doble capa eléctrica (Doust *et al*, 2009; Berg *et al*, 2009)
5. Disolución mineral (Hiorth *et al*, 2010; Zaid *et al*, 2012)
6. Adsorción y desorción de grupos carboxílicos (Zhang *et al*, 2007).

Otros factores que pueden estar involucrados o intervenir en el cambio de mojabilidad de los carbonatos al inyectar agua de baja salinidad son la temperatura, composición del aceite, y composición de la fase agua. Romanuka *et al* (2012) proponen dos opciones al cambio de mojabilidad en carbonatos:

1. Agregar SO_4^{2-} , BO_3^{3-} , PO_4^{3-} a la salmuera inyectada (Gupta, 2011)
2. Reducción de la fuerza iónica de la salmuera de inyección.

Es importante mencionar que a pesar de la ardua investigación desarrollada en carbonatos, no se ha llegado a un consenso con respecto al mecanismo involucrado en el incremento de aceite al implementar la técnica *LSW*. A pesar de esto, cuando se logra obtener un incremento del factor de recuperación, éste ha llegado a ser del 40% del OOIP, mientras que en experimentos realizados con muestras areno-arcillosas se han obtenido incrementos de 5% a 38% del OOIP.

Los porcentajes mencionados anteriormente fueron obtenidos de pruebas experimentales realizadas en pequeños tapones de núcleos (Fathi, Austad & Strand, 2010; Austad, Strand & Webb, 2011; Austad, Olsen & Barstad, 2008; Romanuka *et al*, 2012; Fathi *et al*, 2012; Yousef *et al*, 2012; Qiao *et al*, 2014).

2.4 *LSW* en Areniscas

Los trabajos realizados por Tang & Morrow (1999), Zhang & Morrow (2007) y por investigadores de la compañía petrolera británica BP (McGuire *et al*, 2005), han tratado de confirmar que la implementación del método *LSW*, salmueras con concentraciones de 1000-5000 ppm, pueden incrementar el factor de recuperación en formaciones areno-arcillosas. Las condiciones necesarias para que la inyección de agua de baja salinidad tenga efectos positivos en la recuperación de aceite (específicamente en areniscas) fueron mencionadas previamente al inicio de este capítulo.

Debido a que el enfoque de este trabajo es la implementación de agua de baja salinidad en formaciones areno-arcillosas, a continuación se describen a detalle los mecanismos más relevantes descritos en la literatura que se cree son los responsables de la eficiencia de esta técnica.

2.5 Mecanismos involucrados en areniscas

Se ha hecho mucho énfasis acerca la identificación de los o el mecanismo dominante que garantiza el éxito del método *LSW*. Sin embargo, varios investigadores han propuesto el cambio de mojabilidad como mecanismo responsable tanto para formaciones de carbonatos como para formaciones areno-arcillosas. Debido a que el

enfoque de este trabajo de investigación es en formaciones areno-arcillosas, los mecanismos propuestos en la literatura para este tipo de yacimientos serán enlistados en esta sección. Posteriormente se describirá con detalle cada uno de ellos.

1. Migración de finos (Tang & Morrow, 1999)
2. Aumento de pH y reducción en la tensión interfacial (McGuire *et al*, 2005)
3. Intercambio iónico multicomponente (McGuire *et al*, 2005)
4. Por efecto de la doble capa eléctrica (Ligthelm *et al*, 2009)
5. Cambio de mojabilidad (Buckley & Morrow)
6. Mecanismo químico (Austad *et al*, 2010)

Antes de describir los mecanismos, existen conceptos que son necesarios esclarecer para poder comprender el funcionamiento de cada uno de ellos.

2.6 Conceptos

2.6.1 Doble Capa Eléctrica

La doble capa eléctrica se define como la región existente entre dos fases. Contiene una distribución compleja de carga eléctrica que proviene de la transferencia de carga entre las fases, adsorción de iones positivos, orientaciones de las moléculas con un momento dipolar y polarización de la carga eléctrica en las moléculas. Esta capa eléctrica es de gran importancia en el comportamiento de coloides y fluidos iónicos en contacto con superficies sólidas.

La doble capa eléctrica consiste en dos partes: una región interna que incluye iones unidos fuertemente a la superficie y una externa, también conocida como región de difusión, donde la distribución de iones se determina por un balance de fuerzas electrostáticas y movimiento térmico aleatorio, tal y como se muestra en la Figura 2.1.

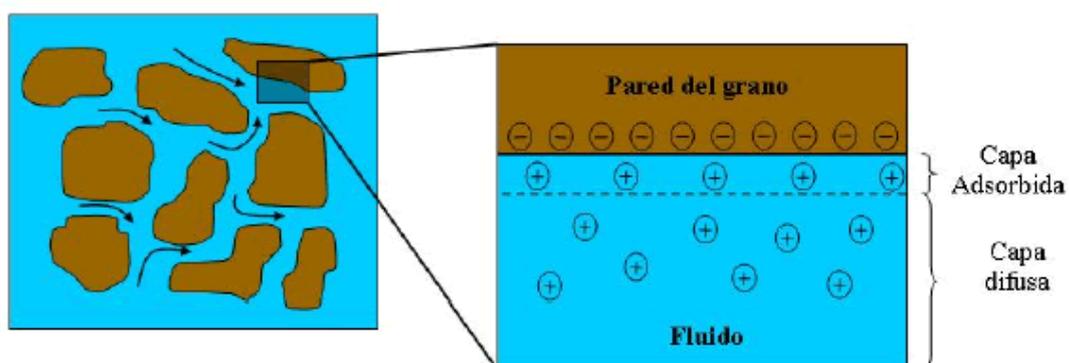


FIGURA 2.1 REPRESENTACIÓN DE LA DOBLE CAPA ELÉCTRICA EN UN SISTEMA ROCA-FLUIDO

2.6.2 Potencial Zeta

El potencial zeta indica el potencial necesario para poder penetrar la capa iónica que se encuentra alrededor de una partícula, con la finalidad de desestabilizarla o desplazarla.

Las partículas coloidales dispersas en una solución están cargadas eléctricamente gracias a sus características iónicas y características de bipolaridad. El desarrollo de una red de carga eléctrica en la superficie de la partícula puede afectar la distribución de iones en una región interfacial vecina, y provocar un aumento en la concentración de iones cerca de la superficie.

El potencial zeta es una función de la superficie cargada de una partícula, de la capa adsorbida en la interfase y de la naturaleza y composición del medio en el que la partícula está suspendida. El potencial zeta puede calcularse con la fórmula de Smoluchowski que se muestra a continuación:

$$\zeta = \frac{4\pi\eta}{\varepsilon} * U * 300 * 300 * 1000$$

donde:

ζ = Potencial Zeta (mV)

η = viscosidad de la solución (poise)

ε = constante dieléctrica

U = movilidad electroforética (microns/seg X volt/cm)

2.6.3 Teoría DLVO (Derjaguin, Landau, Verwey y Overbeek)

La teoría DLVO de estabilidad coloidal, es conocida de esta forma en honor a dos científicos rusos (Derjaguin y Landau) y dos científicos holandeses (Verwey y Overbeek) quienes la desarrollaron alrededor de los años 1940's. La teoría se basa en el equilibrio entre las fuerzas opuestas de repulsión electrostática y atracción tipo Van der Waals y explica por qué algunos coloides se aglomeran mientras que otros no lo hacen.

El principal concepto de esta teoría es describir las fuerzas que existen entre superficies cargadas que interactúan en un medio líquido: esta teoría combina los efectos de las fuerzas de atracción de Van der Waals y la repulsión electrostática debido a las dobles capas eléctricas. La repulsión electrostática es importante cuando los coloides se aproximan y sus dobles capas eléctricas comienzan a interferir una con la otra; por lo que se requiere de energía para vencer esta repulsión y forzar la unión entre las partículas (la curva de repulsión en la Figura 2.2 muestra la energía que se debe superar si las partículas se juntan). Esta energía aumenta fuertemente cuando las partículas se acercan. Una curva de repulsión electrostática es utilizada

para indicar la cantidad de energía que hay que vencer para que las partículas puedan ser forzadas para juntarse. Esta energía llega a un valor máximo cuando las partículas están casi juntas y disminuye a cero fuera de la doble capa eléctrica. Su valor máximo está relacionado con el potencial de la superficie.

La fuerza de atracción de Van der Waals entre los coloides es el resultado de las fuerzas entre cada una de las moléculas de los coloides. Por lo que el efecto tiende a causar una atracción de Van der Waals entre las moléculas de los coloides, lo que se repite para cada una de las moléculas coloidales lo que genera que la fuerza total corresponde a la suma de todas ellas. Como se muestra en la Figura 2.2, una curva de energía de atracción es utilizada para indicar la variación en las fuerzas de Van der Waals en la distribución de las partículas.

Si se modifica el contenido iónico, el pH o se añade algún surfactante que afecte la carga del coloide, el potencial zeta puede ser medido para saber la estabilidad de la dispersión y así saber si éstas causarán un agrupamiento o dispersión de los coloides.

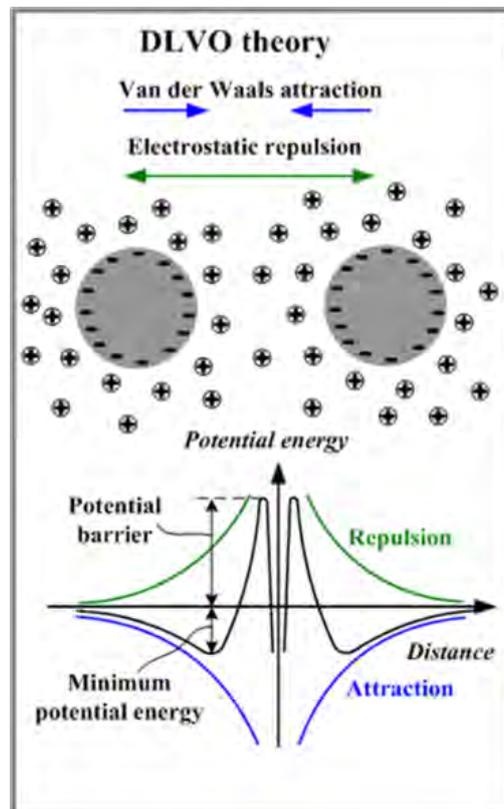


FIGURA 2.2 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA TEORÍA DLVO

Una vez que se tiene conocimiento de los conceptos descritos previamente, se detallan los mecanismos de LSW que se cree son los responsables de la eficiencia del método en yacimientos areno-arcillosos.

2.7 Descripción de Mecanismos Involucrados en la Técnica LSW en Arenisca

2.7.1 Migración de Finos y Cambios del pH

Una de las primeras teorías que trata de explicar el mecanismo involucrado en la inyección de agua de baja salinidad es el desprendimiento de finos, fenómeno descrito por Valdya & Fogler (1992) y posteriormente profundizado por Tang & Morrow (1999) que, a su vez, desarrollaron un experimento que categoriza la migración de finos como una condición necesaria para el éxito del método LSW en el aumento de la recuperación de aceite.

En el experimento desarrollado por Vaidya & Fogler (1992), se llegó a la conclusión que el incremento de pH y la baja salinidad de un agua de inyección contribuyen al desprendimiento y migración de finos en la formación. Ellos atribuyen el desprendimiento de arcillas a los cambios de cargas de los coloides que se encuentran presentes en la formación. Al analizar los efluentes provenientes de areniscas Berea, atribuyen el daño a la formación, a la migración de finos por el contraste de salinidades que se da entre el agua de formación y agua de baja salinidad. También comprueban que la dispersión de finos a condiciones de pH bajas ($\text{pH} < 2.6$) se minimiza y a condiciones de pH altas ($\text{pH} > 9$) aumenta, ésto debido a un intercambio iónico que se da entre la formación y el agua de baja salinidad.

El incremento de pH se atribuye al intercambio iónico que se da entre los minerales que componen a las areniscas y el agua de baja salinidad. Dependiendo de la composición de la roca, los intercambios iónicos se dan principalmente con el protón H^+ , en el caso del experimento de Valdya & Fogler el intercambio se produjo entre Na^{2+} adsorbido y los H^+ en solución, este intercambio usualmente genera un aumento de OH^- en la solución ocasionando un aumento del pH.

Otros investigadores como Lager *et al* (2007) proponen que el incremento de pH se debe principalmente a dos procesos:

1. Intercambio de cationes entre los minerales arcillosos y el agua de inyección, en el cual la superficie mineral intercambiará H^+ que se encuentra presente en el líquido con cationes previamente adsorbidos, lo que resulta en un incremento de pH.
2. Disolución de carbonatos (calcita y dolomita). Estas disoluciones generan un exceso de OH^- y un incremento de pH.

Austad *et al* (2010) proponen una hipótesis de desorción debido al incremento de pH. Ellos argumentan que la desorción de cationes inicialmente adsorbidos en las arcillas es la clave del aumento de pH del agua inyectada. La explicación que dan los autores es que las materias orgánicas (ácidos y básicos) son adsorbidas a la superficie de las arcilla junto con cationes inorgánicos, especialmente Ca^{2+} proveniente del agua de formación. Posteriormente, cuando se inyecta el agua de baja salinidad al yacimiento ocurre una adsorción de cationes, el protón H^+ será intercambiado por el catión Ca^{2+} , generando un incremento de pH cerca de las superficies de las arcillas. Este incremento de pH cercano a la superficie de las arcillas genera reacciones con los compuestos polares adsorbidos en la roca ocasionando la desorción de materia

orgánica previamente adherida en la superficie de la arcilla (aceite). Esta desorción genera y contribuye a un cambio de mojabilidad. La roca prefiere ser mojada por agua.

En resumen, se ha encontrado que el aumento de pH se debe principalmente al intercambio iónico entre las arcillas y el agua de baja salinidad. Este intercambio iónico ocasiona un incremento de pH, lo que genera desorción de materia orgánica (aceite) adherida en la superficie de las arcillas, generando también un cambio de mojabilidad, lo que contribuye al incremento de la recuperación de aceite. Es por esto que se contempla al incremento de pH como un efecto necesario para el cambio de mojabilidad. Los valores de pH observados que contribuyen al método de LSW están en el rango de 7-9 (Valdya & Fogler, 1992; McGuire *et al*, 2005) y mayores a 9 (Sheng, 2009)

Una vez que se entiende por qué ocurre el incremento del pH, ahora se tienen que estudiar las consecuencias que esto ocasiona. El potencial zeta de los cationes Na^+ , K^+ , NH_4^+ tiende a ser altamente negativo cuando el pH aumenta. Basándonos en la teoría DLVO, que calcula la interacción entre iones, se observa que al aumentar el pH, el potencial de interacción es altamente negativo, ocasionando grandes fuerzas de repulsión entre algunos coloides, favoreciendo así al desprendimiento de éstos (finos, arcillas y limos). Como se puede observar en la Figura 2.3, una vez que estos finos con aceite adherido a ellos son desprendidos, fluyen junto con el agua que, usualmente sigue caminos o trayectorias de alta permeabilidad. Al fluir junto con el agua las arcillas dispersas en el agua bloquean las zonas de baja permeabilidad, ocasionando una reducción de permeabilidad, forzando al agua a barrer otras zonas. Con base en estos resultados Tang & Morrow (1999) concluyen que la eficiencia de desplazamiento mejora y se obtiene un incremento en la recuperación de aceite.

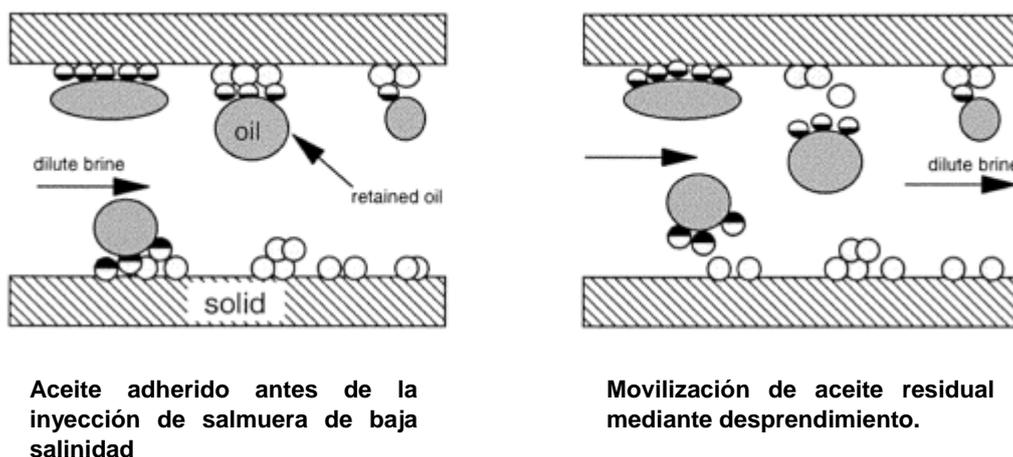


Figura 2.3 Efecto de las partículas móviles en las interacciones crudo-salmuera-roca en la recuperación de aceite mientras existe disminución de salinidad

Por otro lado Tang & Morrow (1999) observaron que los finos (principalmente kaolinita) son liberados de la superficie de la roca. Como consecuencia, ellos suponen

que el incremento en la recuperación en diferentes muestras de areniscas ocurre debido a la imbibición espontánea. El contenido total de sólidos disueltos (TDS) en las salmueras inyectadas en sus experimentos varía de 35,960 a 1,515 ppm. Para ésto emplearon agua de formación, agua de mar, y diluciones de éstas. Se encontró que para muestras de areniscas Berea con alto contenido de arcilla la recuperación fue mayor a comparación con areniscas Berea limpias debido a la liberación de finos. Sin embargo, para muestras a las que se les aplicó tratamiento para estabilizar a los finos y donde se utilizó aceite refinado, la recuperación no mostró dependencia de la salinidad de la salmuera inyectada.

En resumen, los principales principios físicos y químicos involucrados en este mecanismo son: a) el intercambio iónico que se da entre las arcillas y el agua de baja salinidad; b) el aumento de pH que afecta la carga eléctrica de las partículas coloidales desprendidas de la roca, ocasionando que las cargas negativas de los coloides aumenten; c) el desprendimiento de finos debido a estas altas cargas negativas que genera repulsión entre los coloides; y d) arrastre del aceite en forma de gotas inmersas en emulsión, aumentando así la recuperación de aceite.

A pesar de que este mecanismo ha sido comprobado por varios experimentos (Valdya & Fogler, 1992; Tang & Morrow, 1999; Romero *et al*, 2012), es importante mencionar que existen varias publicaciones en las cuales se comprueba que la migración de finos no es una condición, ni un mecanismo necesario que intervenga en el método LSW (Lager *et al*, 2006; Zhang *et al*, 2007; Cissokho *et al*, 2009; Romero *et al*, 2012).

2.7.2 Reducción de la Tensión Interfacial.

En algunos de los experimentos realizados en laboratorio y a nivel de campo, se ha observado y comprobado el aumento del pH durante la implementación del método LSW (McGuire *et al*, 2005; Zhang *et al*, 2007). Como se describió anteriormente el incremento del pH se debe al intercambio iónico entre la formación y el agua de baja salinidad.

McGuire *et al* (2005) proponen que el aumento de pH se debe a que el método LSW es similar al método de inyección de álcalis. Los autores argumentan que la inyección de agua de baja salinidad ocasiona la generación de surfactantes *in-situ* a consecuencia de la saponificación de los ácidos nafténicos presentes en el aceite, los que a su vez, producen cambios de la mojabilidad y tensión interfacial. A pH's altos, los ácidos orgánicos del aceite crudo reaccionan con los compuestos alcalinos (p. ejem. NaOH) para producir surfactantes (jabones) que contribuyen a la reducción de la tensión interfacial entre aceite/agua. A consecuencia, se facilita la formación de emulsiones aceite/agua o agua/aceite dependiendo de cuál es el medio continuo. Por lo tanto, estas emulsiones mejoran la eficiencia de barrido y contribuyen al incremento en la recuperación. Sin embargo, McGuire *et al* (2005) señalan que para generar estas reducciones de tensión interfacial los valores de pH tienen que estar en el rango de 11-13, lo cual no se logra con el método LSW.

Por otro lado, con base en pruebas experimentales, Zhang & Morrow (2006) reportaron que el pH no influye en la reducción significativa de tensión interfacial y

concluyen que estos valores no son lo suficientemente efectivos para reducir la saturación residual de aceite durante la implementación de LSW.

2.7.3 Intercambio Iónico Multicomponente (MIE)

Se considera que durante la inyección de LSW ocurre un intercambio iónico, en el cual los componentes orgánicos polares de la superficie de la formación son sustituidos por cationes presentes en el agua que está siendo inyectada (Lager *et al*, 2007). Este mecanismo involucra la competencia de todos los iones del agua por los sitios de intercambio que se encuentran en la matriz mineral de la roca.

La evidencia de que este mecanismo afecta la recuperación con inyección de agua de baja salinidad proviene de análisis de muestras de núcleos provenientes de North Slope, Alaska. Durante esta prueba el análisis de la salmuera efluente mostró una disminución en la concentración de Mg^{2+} y Ca^{2+} por debajo de la concentración del fluido inyectado. Lo que indica que Mg^{2+} y Ca^{2+} fueron fuertemente adsorbidos por la matriz de la roca (McGuire *et al*, 2005).

Con base en la teoría extendida DLVO, existen ocho posibles mecanismos de adsorción de la materia orgánica hacia la arcilla que dependen principalmente de la función de la materia orgánica y de las condiciones de las arcillas, los cuales se mencionan en la Tabla 2.1.

TABLA 2.1 ASOCIACIÓN DE MECANISMOS ENTRE GRUPOS FUNCIONALES ORGÁNICOS Y MINERALES SÓLIDOS (SPOSITO, 1989)

Mecanismo	Grupo funcional Orgánico involucrado
<i>Intercambio catiónico</i>	Amino, anillos NH, N heterocíclico
<i>Protonación</i>	Amino, N heterocíclico, carbonilo, carboxilato
<i>Intercambio aniónico</i>	Carboxilato
<i>Puentes de H₂O</i>	Amino, N heterocíclico, carbonilo, carboxilato, OH
<i>Puenteo de cationes</i>	Carboxilato, amino, carbonilo, OH
<i>Intercambio ligado de enlaces</i>	Carboxilato
<i>Enlaces de hidrogeno</i>	Amino, carbonilo, carboxilato, OH
<i>Interacción de van der Waals</i>	Unidades orgánicas sin carga.

Cuatro de los mecanismos mostrados en la tabla que son afectados principalmente durante el intercambio catiónico generado por la inyección de agua de baja salinidad son: intercambio catiónico, intercambio de enlaces, puentes de agua, y puentes de cationes.

La adsorción mediante el intercambio catiónico ocurre cuando las moléculas contienen anillos heterocíclicos que reemplazan a cationes metálicos que están inicialmente unidos a las superficie de las arcillas. El intercambio de enlaces se refiere a enlaces directos entre cationes multivalentes y el grupo de los carboxilatos. Estos enlaces son más fuertes que los puentes de cationes y que los enlaces de intercambio

catiónicos, esto ocasiona un desprendimiento de los complejos órgano-metálicos de la superficie mineral. El puenteo por cationes es un mecanismo débil de adsorción entre el grupo polar funcional y cationes que pueden ser intercambiables y se localizan en la superficie de las acillas. En varios estudios con respecto a adsorción de materia orgánica a minerales arcillosos en agua de mar (Amarson & Keil, 2000; Hedges & Hare, 1987; Henrichs & Sungai, 1993; Kia, 1987), se ha encontrado que las interacciones de Van der Waals, intercambio ligado y el puente de cationes son los principales mecanismos de adsorción.

Se ha comprobado que durante la inyección de agua de baja salinidad, el MIE ocurrirá al eliminar compuestos orgánicos polares y complejos órgano-metálicos de la superficie de la roca para reemplazarlos por cationes simples; lo que ocasiona que la mojabilidad de la roca tienda a cambiarse a una preferencia por agua, incrementando así la recuperación de aceite residual.

En resumen, existe un intercambio catiónico entre la superficie mineral y la salmuera inyectada. Los principales cuatro mecanismos que ocurren durante el intercambio iónico ocasionado por la inyección de agua de baja salinidad en una formación arcillosa son: intercambio catiónico, enlaces ligados, puenteo de cationes y, puenteo de agua. Además de los mecanismos mencionados anteriormente, la protonación, el intercambio aniónico, los enlaces de hidrógeno, y las interacciones de Van der Waals también son importantes. Debido al intercambio iónico, la materia orgánica es desprendida de la superficie mineral ocasionando un cambio en la mojabilidad, lo cual aumenta la recuperación de aceite.

2.7.4 Expansión de la Doble Capa Eléctrica (EDL)

Otro de los mecanismos que contribuyen al cambio de mojabilidad es la expansión de la doble capa eléctrica (Ligthelm *et al*, 2009; Nasralla *et al*, 2013).

Las superficies de sílice y el aceite crudo tienen cargas negativas por lo que se esperaría una repulsión entre ambos, lo que ocasionaría que las superficies de sílice no estuvieran cubiertas con hidrocarburos y se esperaría una fuerte mojabilidad por agua (Dubey *et al*, 1993). Sin embargo, las impurezas presentes en la roca (o partículas de arcillas o calcita) ocasionan una alteración de estas cargas contribuyendo a cambiar la mojabilidad esperada, preferente por agua, hacia una mojabilidad mixta o preferente por aceite.

Al disminuir el contenido de electrolitos mediante la reducción de salinidad y especialmente el disminuir los cationes multivalentes en la salmuera, se ocasiona una disminución en el campo eléctrico del fluido. Esto permite la expansión de la doble capa eléctrica que rodea a las partículas de arcilla y aceite, lo que ocasiona un aumento del potencial zeta. Este efecto incrementa la repulsión electrostática entre las partículas de arcilla y el aceite. Se cree que una vez que las fuerzas de repulsión electrostáticas superan a las fuerzas de cohesión que existen entre el aceite y las partículas de arcillas, se genera la desorción del aceite ocasionando un cambio en la mojabilidad de la roca, haciendo que ésta sea preferentemente mojada por agua.

Nasralla *et al* (2012) han comprobado que la expansión de la doble capa eléctrica está en función del pH de la salmuera. Se argumenta que al disminuir la salinidad de la salmuera, la carga de la superficie de las areniscas se vuelve altamente negativa. Además, la carga de la superficie del sólido es afectada por el tipo de catión. Así, Ca^{2+} y Mg^{2+} generan cargas negativas bajas en areniscas Berea, mientras que los iones de Na^+ generan fuertes cargas negativas.

Los aceites crudos cuentan con cargas positivas cuando se tiene valores de pH bajos, sin embargo esta carga disminuye mientras el valor del pH aumenta, a altos valores de pH se tiene una carga fuertemente negativa. El espesor de la doble capa eléctrica está en función de las cargas eléctricas presentes en las interfases de aceite/salmuera y roca/salmuera, estas cargas eléctricas pueden ser medidas mediante el potencial zeta. Con base en mediciones del potencial zeta en experimentos de Nasralla *et al* (2012) se considera que las cargas eléctricas de las superficies dependen de la salinidad de la salmuera y también del tipo de catión. Al disminuir el pH de la salmuera, la magnitud de la carga negativa en la interfase roca/salmuera también disminuye. El mismo comportamiento es observado en la interfase aceite/salmuera. La explicación de este efecto es el siguiente; mientras más elevada sea la magnitud de la carga negativa en las interfases aceite/salmuera y roca/salmuera a condiciones básicas de pH, las fuerzas de repulsión entre el aceite y la roca serán mayores, generando así que el espesor de la doble capa eléctrica aumente, lo que da paso a un cambio de mojabilidad en la roca (preferencia por agua).

En resumen, el intercambio iónico entre una salmuera de baja salinidad y la roca reduce el contenido de cationes multivalentes en la salmuera, disminuyendo más la fuerza iónica de la solución, lo cual contribuye a la expansión de la doble capa eléctrica teniendo como consecuencia el cambio de mojabilidad. Al correlacionar mediciones del potencial zeta con mediciones de ángulo de contacto se ha demostrado expansión de la doble capa eléctrica, la cual está en función de la salinidad de la salmuera y el pH (Ligthelm *et al*, 2009). Al aumentar el pH de una salmuera de baja salinidad se genera un cambio en las cargas eléctricas de las interfases aceite/salmuera y roca/salmuera que pasan de ser negativas a altamente negativas, lo cual ocasiona un aumento entre las fuerzas de repulsión dando pie a un cambio de mojabilidad (preferentemente por agua).

2.7.5 Mecanismo Químico

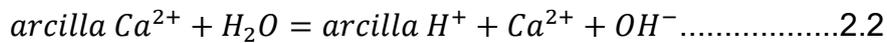
Otro de los mecanismos descritos en la literatura, el cual tiene como resultado una alteración en la mojabilidad al inyectar agua de baja salinidad es el mecanismo químico propuesto por Austad *et al* (2010). Este mecanismo químico se propone como efecto del pH y la salinidad al adsorberse los componentes polares sobre diferentes minerales arcillosos, debido a su capacidad de intercambio iónica.

El mecanismo propuesto por Austad *et al* (2010) asume que los siguientes parámetros son parte fundamental durante la inyección de LSW.

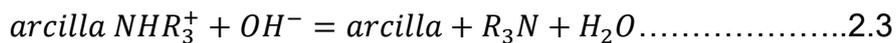
1. Propiedades/Tipo de arcillas presentes en la roca
2. Componentes polares del aceite: ácidos y bases

3. Composición inicial del agua de formación y su pH
4. Cambio de la mojabilidad

En este mecanismo las arcillas actúan como fuente de intercambio de cationes con una superficie relativamente grande. Inicialmente los componentes ácidos y básicos del aceite son adsorbidos sobre la arcilla junto con cationes inorgánicos, especialmente Ca^{2+} provenientes del agua de formación. Por lo que se establece un equilibrio físico-químico a condiciones de yacimiento. Cuando se inyecta el agua de baja salinidad hacia el yacimiento con una concentración iónica mucho más baja que la del agua de formación, el equilibrio asociado con el sistema salmuera-roca es perturbado, ocasionando una desorción de cationes, especialmente Ca^{2+} . Para compensar la pérdida de estos cationes, los protones de H^+ del agua cercana a la superficie de la arcilla son adsorbidos hacia ella, ocasionando una sustitución de Ca^{2+} por $2H^+$. Esta sustitución de cationes ocasiona un incremento de pH cerca de la superficie de la arcilla por exceso de OH^- .



El incremento de pH cerca de la superficie de la arcilla ocasiona una reacción entre los materiales ácidos y básicos adsorbidos.



Austad comprobó que la adsorción de materiales ácidos y básicos es muy sensible a los cambios de pH. Por lo que la desorción de cationes inicialmente adsorbidos a la arcilla, es el proceso clave del aumento de pH. Se necesita un aumento del pH para remover algunos de los materiales orgánicos adsorbidos en la superficie de la arcilla.

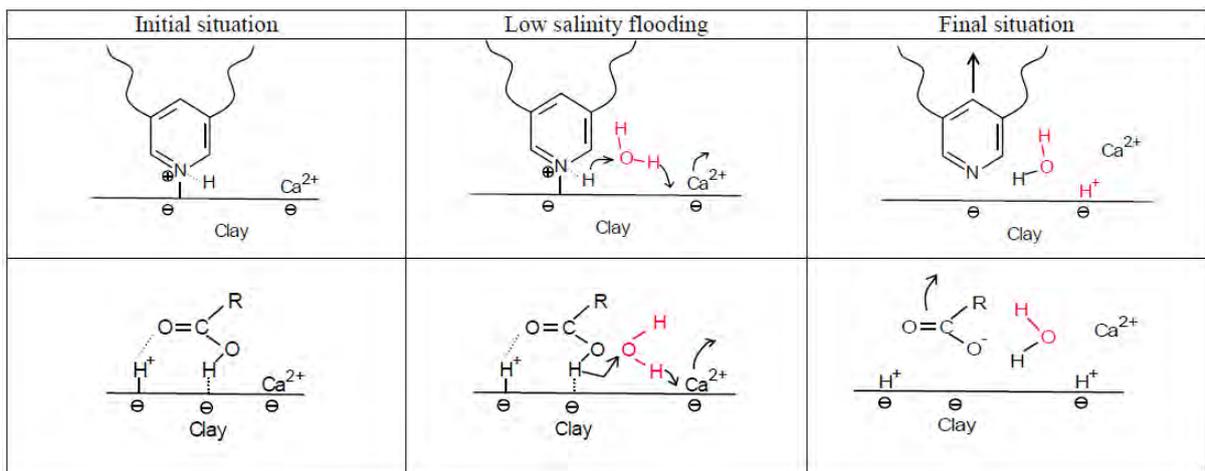
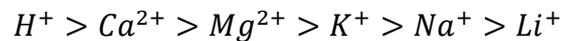


FIGURA 2.4 MECANISMO QUÍMICO PROPUESTO PARA LOS EFECTOS DE AGUA DE BAJA SALINIDAD COMO TECNICA EOR (AUSTAD ET AL, 2010)

En la parte superior de la Figura 2.4 se muestra las reacciones de la desorción de materiales básicos. En la parte inferior se muestran las reacciones de desorción de materiales ácidos.

La presencia de arcillas es necesaria durante la inyección de agua de baja salinidad debido a que estos minerales actúan como intercambiador de cationes entre la formación y el agua inyectada, debido al desequilibrio en sus cargas estructurales, lo cual genera una carga negativa en la superficie de estos minerales arcillosos. Se cree que el orden de capacidad de reemplazo de los cationes (CEC en inglés) es el siguiente:



Austad *et al* (2010) estudiaron el efecto de las propiedades y tipos de arcilla durante la implementación del método LSW, las propiedades analizadas en el estudio fueron: las capas de las arcillas, tamaño de las partículas, la capacidad de intercambio catiónico y el área superficial. Los tipos de arcilla utilizadas en el estudio fueron; Caolinita, Illita, Montmorillonita y Clorita. Los resultados obtenidos mostraron que el parámetro más importante involucrado en la inyección de agua de baja salinidad es la capacidad de intercambio iónico de las arcillas, por lo que Austad (2010) propone el siguiente orden de las arcillas de acuerdo a la capacidad de intercambio iónico:

Montmorillonita > Illita/mica/Clorita > Caolinita

Los componentes polares presentes en el aceite crudo, que son los más adecuados, se adsorben a las superficies minerales presentes en el yacimiento. A los ácidos orgánicos del aceite se les conoce como ácidos nafténicos, en los cuales los grupos carboxílicos son parte de las moléculas más grandes que tienen mayor presencia en las fracciones de resinas y asfaltenos. Dependiendo de las condiciones, los ácidos son capaces de reaccionar con los cationes de los minerales presentes en la roca del yacimiento. Es importante mencionar que la adsorción de estos componentes polares ácidos depende de los valores del pH del medio. A valores de pH > 4-5 la adsorción de estos componentes disminuirá, lo que se traduce en más aceite libre (disociado) en el agua.

Los componentes básicos más activos presentes en el aceite crudo son los compuestos de nitrógeno cíclicos, los cuales cuentan con anillos cíclicos aromáticos. Al igual que los componentes ácidos, la presencia de estos componentes es más pronunciada en las fracciones pesadas del aceite y de la misma forma que los componentes ácidos, la adsorción de los componentes básicos hacia superficies minerales arcillosas depende del pH. A valores de pH mayores la adsorción de estos componentes sobre la roca será menor.

En resumen, la inyección de agua de baja salinidad ocasiona la desorción de material orgánico (aceite) y cationes adsorbidos en los minerales como las arcillas. Este fenómeno se presenta debido a un intercambio iónico (mostrado en la Ecuaciones 2.2- 2.4) que genera un aumento del pH durante el contacto entre la superficie de los minerales arcillosos y el agua de inyección. El catión con alta capacidad de intercambio iónico es el H^+ , por lo que tiende a sustituir a los cationes presentes en la superficie de minerales arcillosos ocasionando aumento en el pH y desorción de aceite de la formación. Debido al incremento de pH y la desorción de aceite de la formación, la mojabilidad se vuelve una preferencia al agua lo que conduce a aumentar la recuperación de aceite.

2.7.6 Cambio de Mojabilidad

Se considera que el cambio de mojabilidad es el principal mecanismo responsable del incremento en la recuperación de aceite durante la implementación del método LSW. Sin embargo, Mahani *et al* (2015) refieren al cambio de mojabilidad como un efecto más y no un mecanismo, teoría con la que este trabajo de investigación coincide.

Es importante mencionar que los mecanismos analizados anteriormente tienen como efecto un cambio de mojabilidad. En la actualidad todavía no se llega a un consenso general de cuál de todos los mecanismos es el principal responsable que genera el cambio de mojabilidad pero podrían ser todos los enlistados previamente. Autores como Drummond *et al* (2002) han observado y propuesto que el cambio de mojabilidad se da por el aumento de pH debido a la baja salinidad de la salmuera. Buckley *et al* (1998) han propuesto que la mojabilidad cambia debido a la interacción entre los componentes polares del aceite y la roca del yacimiento. Lager *et al* (2006) consideran a partir de sus pruebas experimentales que debido al intercambio iónico que se da entre la formación y la salmuera de baja salinidad, existe una desorción de componentes orgánicos de la formación lo que ocasiona que la mojabilidad sea preferente al agua. Ligthelm *et al* (2009) y Nasralla *et al* (2012) proponen, con base en sus pruebas experimentales, que la expansión de la doble capa eléctrica es el principal mecanismo que ocasiona el cambio de mojabilidad. McGuire *et al* (2005) proponen que el incremento del pH y la reducción de la tensión interfacial como uno de los principales mecanismos que alteran la mojabilidad. Incluso investigadores como Berg *et al* (2010) han comprobado un cambio de mojabilidad al implementar el método LSW.

2.8 Ventajas y Desventajas de la LSW

La principal ventaja de este método es el incremento en la recuperación de aceite que se obtiene con una mínima inversión. Es decir, a comparación con otros métodos de recuperación mejorada, en esta técnica no se necesita invertir en nueva infraestructura, instalaciones para la inyección del fluido, pozos de producción o de monitoreo y/o cambios en la tubería de producción y de revestimiento. (Morrow & Zhang, 2006; Kokal & Al-Kaabi, 2010; Dang *et al*, 2013; Sheng, 2014).

Otra ventaja de este método es la etapa de implementación, debido a su versatilidad y a que no tiene efectos negativos en el yacimiento, por lo tanto, la técnica LSW puede ser implementada desde las primeras etapas de producción del yacimiento.

Económicamente hablando, la recuperación de la inversión al inyectar agua de baja salinidad es mucho más rápida que cualquier otro método EOR (Kokal & Al-Kaabi, 2010), aun cuando se tienen incrementos pequeños en el factor de recuperación.

Un tema con mucha relevancia en la actualidad dentro de la industria petrolera es la implementación responsable de métodos y técnicas petroleras; es decir, el desarrollo de actividades petroleras sin dañar al medio ambiente. Lo cual es una de las

principales ventajas de la técnica LSW, debido a que no contiene compuestos químicos que puedan contaminar o tener algún efecto en el subsuelo.

La principal desventaja que se puede llegar a observar durante la implementación de la técnica es la optimización de la composición del agua de inyección, ya que se necesita manipular la salinidad y el contenido iónico en función de la mineralogía de la formación para que ocurran los efectos requeridos que conllevan al incremento en la recuperación de aceite.

Debido a que el agua utilizada, básicamente es agua de mar, la inversión en el tratamiento de ésta para tratarla no es muy costosa y no tiene consecuencias negativas en el medio ambiente. Por lo que el potencial de esta técnica es realmente llamativo.

Es importante mencionar que a pesar de años de estudios y pruebas experimentales realizadas con esta técnica, los criterios de selección para la implementación todavía no están muy claros, lo cual es considerado como la principal desventaja del método. A pesar de los grandes esfuerzos que se han realizado, sigue siendo difícil encontrar los parámetros necesarios que tienen que estar presentes en el agua de inyección, en el yacimiento, y en el aceite. Es por eso que este trabajo de investigación estudiará y propondrá algunos parámetros con base en los resultados obtenidos.

El siguiente capítulo se enfoca en presentar y describir la metodología experimental, materiales (equipo, núcleos, aceites, salmueras) y cada una de las pruebas empleadas con el fin de comprobar y analizar la implementación de la técnica en cuestión.

Capítulo 3 Desarrollo Experimental

La mayoría de los experimentos reportados en literatura para evaluar la efectividad de la técnica *LSW* han sido pruebas de desplazamiento a nivel de laboratorio (Vaidya & Fogler, 1992; Tang & Morrow, 1999; Zhang & Morrow, 2006; Lager *et al*, 2006; Nasralla *et al*, 2012). Debido a que estas pruebas son fácilmente reproducibles se decidió implementarlas durante el desarrollo de este trabajo de investigación.

Para las pruebas experimentales se utilizaron núcleos (tapones) de areniscas Berea, es importante mencionar que los núcleos fueron obtenidos de una sola barra de este material con la finalidad de que las pruebas fueran lo más semejantes.

Para cumplir con el objetivo establecido, se llevaron a cabo pruebas de desplazamiento y una de imbibición espontánea. Adicionalmente, se evaluó la interacción entre salmueras con bajas salinidades y muestras de roca con diferente mineralogía al medir la composición de las salmueras antes y después del contacto con las muestras de roca mediante Espectroscopía de Absorción Atómica. Posteriormente, se evaluó la interacción entre los dos fluidos: las salmueras mencionadas y cuatro aceites de una cuenca Terciaria del Golfo de México, ésto al medir su tensión interfacial.

3.1 Desarrollo Experimental

A continuación se describirá el desarrollo experimental de las pruebas realizadas en este trabajo de investigación. Es importante mencionar que este capítulo está enfocado solamente en desarrollo experimental. Los resultados de las pruebas descritas a continuación se muestran en el siguiente capítulo, en él se plantea una discusión y comparación de éstos con resultados obtenidos en literatura.

3.2 Materiales

3.2.1 Salmueras

En las Tablas 3.1 y 3.2 se muestran las concentraciones y composición de las salmueras utilizadas en las pruebas.

TABLA 3.1 CONCENTRACIÓN DE LAS SALMUERAS UTILIZADAS EN PRUEBAS EXPERIMENTALES

Sal	Conc. sal 0.05 M		Conc. sal 0.025 M		Conc. sal 0.01 M	
	Conc. ppm	Fuerza iónica	Conc. ppm	Fuerza iónica	Conc. ppm	Fuerza iónica
NaCl	2,920	0.045	1,460	0.025	584	0.010
MgCl ₂	4,760	0.150	2,380	0.075	952	0.030
CaCl ₂	5,550	0.150	2,775	0.075	1,110	0.030

TABLA 3.2 COMPOSICIÓN IÓNICA DE LAS SALMUERAS IMPLEMENTADAS EN PRUEBAS EXPERIMENTALES

Sal	Conc. *AFS ppm	Conc AFS 1/25, ppm	Conc. AFS 1/50 ppm	Conc. AFS 1/100, ppm
NaCl	141,950	5,678	2,839	1,419.5
MgCl ₂	11,800	472	236	118
CaCl ₂	62,470	2,498.8	1,249.4	624.7
Fuerza Iónica	4.4900	0.1796	0.0898	0.0449
Conc. Total ppm	216,224	8,649	4,324	2,162

*Agua de Formación Sintética (AFS)

Como se puede apreciar, las concentraciones de las salmueras se encuentran dentro del intervalo considerado como baja salinidad (1000-5000ppm) también hay salmueras que se encuentran por debajo del intervalo mencionado, específicamente en las pruebas de tensión interfacial (TIF).

3.2.2 Aceites

Los aceites utilizados durante el desarrollo experimental son aceites muertos provenientes de una Cuenca Terciaria del Golfo de México. La Tabla 3.3 muestra las propiedades de los aceites, obtenidas mediante análisis S.A.R.A. (Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfáltenos).

TABLA 3.3 PROPIEDADES DE ACEITES

Muestra	Acidez TAN, mg KOH/g	Azufre, % peso	Nitrógeno, g/Kg	Carbon, % peso	Hidrógeno, % peso	C/H, atom	Asfaltenos, % peso	Parafinas, % peso	Polares, % peso	Aromáticos, % peso
Og	0.81	0.80	0.62	84.60	13.61	0.518	1.30	58.05	15.96	24.70
Rb	0.71	3.44	1.53	84.49	11.84	0.595	9.00	28.55	24.49	37.96
La	0.51	2.81	0.87	84.37	12.61	0.558	0.97	35.45	25.88	37.69
SR	0.25	1.82	1.44	85.75	12.20	0.586	10.12	38.50	24.20	27.18

Muestra	°API	Densidad, g/cm ³	Viscosidad cinemática a 20°C, cp	Viscosidad cinemática a 60°C, cp	Viscosidad cinemática a 90°C, cp
Og	30.7	0.8724	13.76	5.376	3.189
Rb	19.2	0.9387	105.36	27.853	13.753
La	31.6	0.8674	14.85	8.249	6.025
SR	28.7	0.8848	32.19	15.713	10.824

3.2.3 Núcleos

Se cortaron tapones de los núcleos de las areniscas Berea mediante un extractor manual de tapones, obteniendo tapones de aproximadamente 1.5 pulgadas (3.81 cm) de diámetro y 2 pulgadas (5.08 [cm]) de longitud. Una vez obtenidos los tapones,

éstos se limpiaron con tolueno y secaron en un horno a una temperatura de 70°C durante 4 horas.

La mineralogía y propiedades petrofísicas de los tapones están especificados en las Tablas 3.4 y 3.5. También se puede observar una imagen de uno de los tapones utilizados en las pruebas (Figura 3.1).

TABLA 3.4 COMPOSICIÓN DE ARENISA BEREА. CLEVELAND QUARRIES

Sílica	Alúmina	Oxido Férrico	Oxido Fenuro	Oxido de Magnesio	Oxido de Calcio
SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	FeO	MgO	CaO
93.13%	3.86%	0.11%	0.54%	0.25%	0.10%

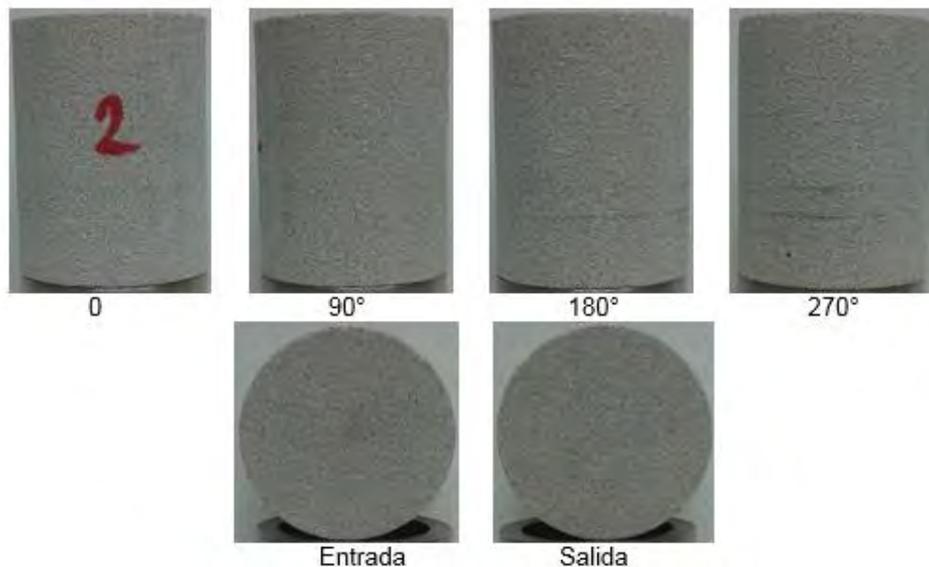


FIGURA 3.1 ARENISA BEREА UTILIZADA EN PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO

TABLA 3.5 PROPIEDADES DEL TAPÓN DE ARENISA BEREА OBTENIDAS EN EL LABORATORIO DE PETROFÍSICA DEL IMP

Propiedades	Datos
Altura	5.01 [cm]
Diámetro	3.82 [cm]
Porosidad (al aire)	18 %
Permeabilidad (al aire)	200 [mD]
Área Transversal de Flujo	11.46 [cm ²]
Volumen de Muestra	57.39 [cm ³]
Volumen Poroso	10.33 [cm ³]

Es importante mencionar que las propiedades de porosidad y permeabilidad mostradas en la Tabla 3.5 fueron obtenidas mediante un sistema de medición de núcleos CSM-300 a condiciones de P_{atm} 589 mm Hg y temperatura de 25°C. Posteriormente durante la prueba de desplazamiento se volvieron a medir estas propiedades mediante saturaciones de agua. Los valores de porosidad y permeabilidad obtenidos mediante la saturación de agua están mostrados en la Tabla 3.6.

TABLA 3.6 PROPIEDADES DE ARENISCA BEREA OBTENIDAS MEDIANTE SATURACIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

Diámetro cm	Longitud cm	Volumen total de roca cm^3	Peso roca seca gr	Peso roca Saturada gr	Densidad agua de formación gr/cm^3	Volumen de poro cm^3	Porosidad %
3.82	5.01	57.27	122.23	134.13	1.13	10.53	18.39

3.3 Equipo

3.3.1 Pruebas de Tensión Interfacial

El equipo utilizado para medir la tensión interfacial (IFT) es un sistema para alta presión y alta temperatura. El sistema consiste de bombas de inyección, cilindros de transferencia, regulador de presión inversa, sistema de control de temperatura, cámara digital y celda experimental (Figura 3.2).

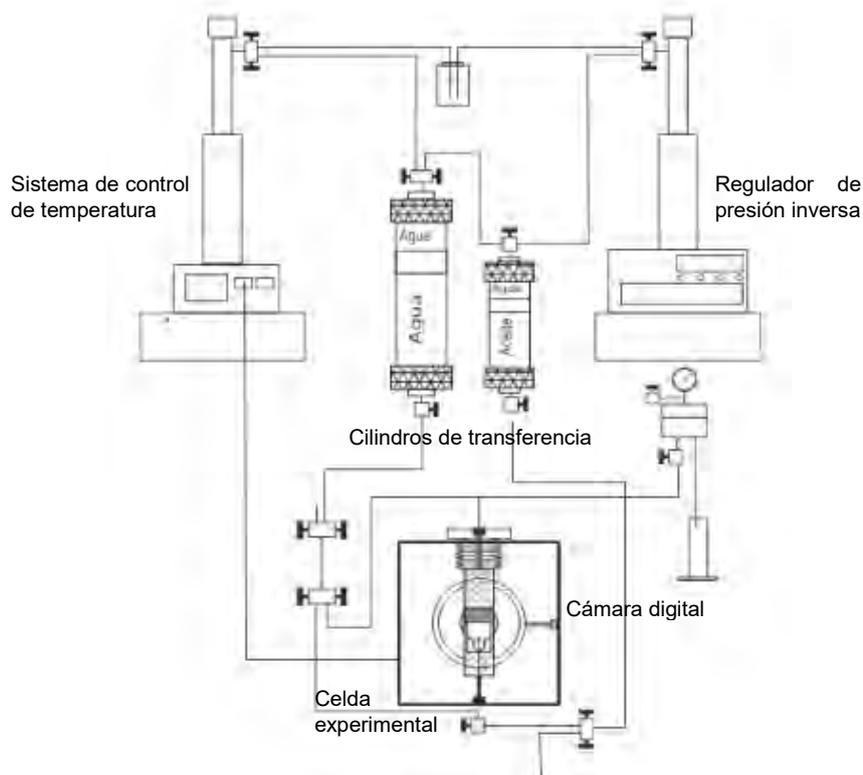


FIGURA 3.2 EQUIPO PARA TOMA DE MEDICIONES DE TENSIÓN INTERFACIAL

Del equipo mostrado en la Figura 3.2 se obtienen imágenes de la interacción salmuera-aceite, estas imágenes son utilizadas para obtener los valores de la TIF mediante el uso de un software especializado.

3.3.2 Prueba de Desplazamiento

El sistema utilizado en las pruebas de desplazamiento es totalmente diferente al que se usó durante las pruebas de tensión interfacial. El equipo consiste en bomba de inyección, celda experimental CORE-HOLDER para 1.5 pg, transductor diferencial de presión y Sistema de adquisición de datos y cinta de calentamiento con regulador de temperatura. La Figura 3.3 muestra el esquema del equipo utilizado para la realización de la prueba.

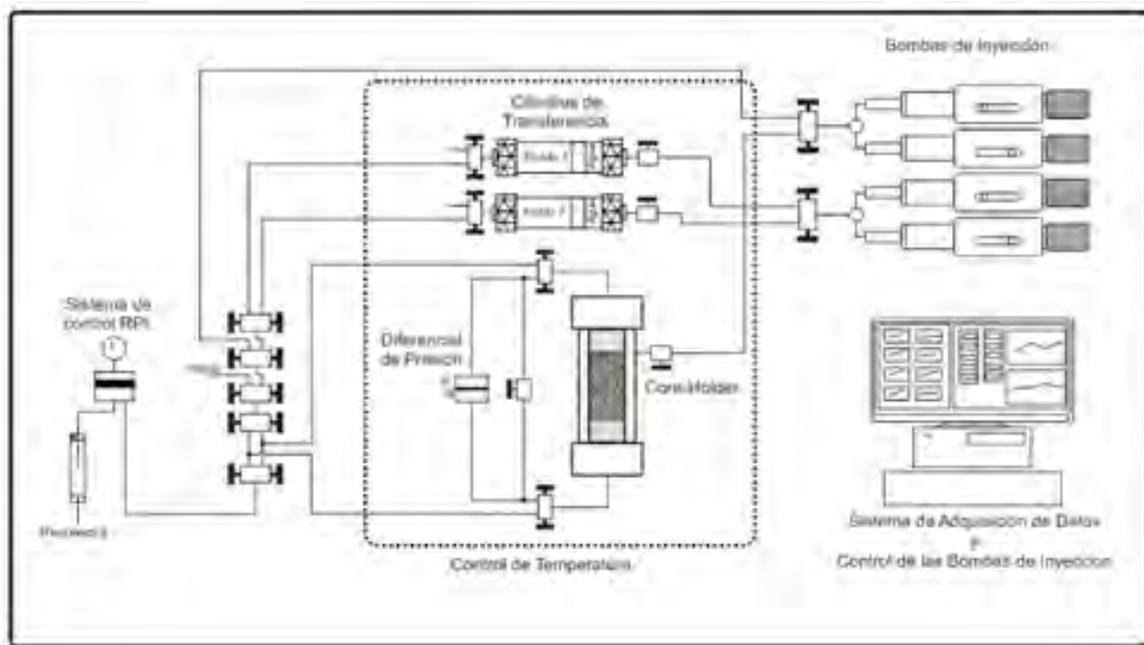


FIGURA 3.3 ESQUEMA DEL SISTEMA DE INYECCIÓN UTILIZADO PARA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO

3.3.3 Prueba de Imbibición Espontánea en Celdas de Amott

El equipo estándar para la prueba de imbibición espontánea en celdas de Amott consiste principalmente de una celda Amott (Figura 3.4). Esta celda permite introducir tapones de núcleos de dimensiones de 1.5 pulgadas de diámetro y 5 pulgadas de longitud, contiene secciones graduadas en las que se permite medir los volúmenes de los fluidos desplazados mediante imbibición espontánea.

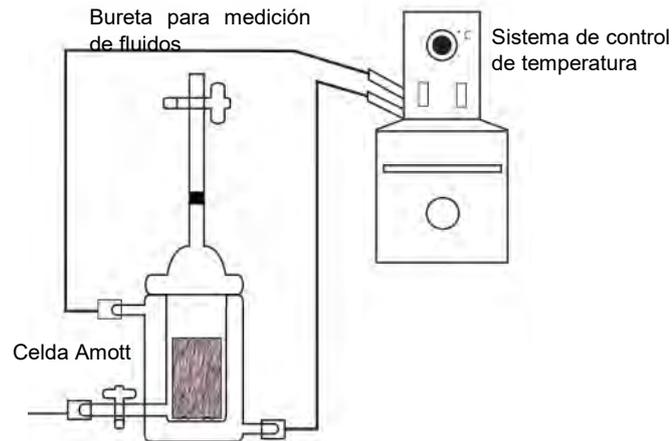


FIGURA 3.4 EQUIPO AMOTT UTILIZADO PARA PRUEBA DE IMBIBICIÓN ESPONTÁNEA

3.3.4 Espectroscopía de Absorción Atómica

Un espectrómetro de absorción atómica consta de la siguiente instrumentación básica necesaria para poder realizar medidas de absorción: Fuente de radiación, recipiente para la muestra, sistema nebulizador-atomizador, monocromador, detector de la energía radiante y un dispositivo de lectura (Figura 3.5).

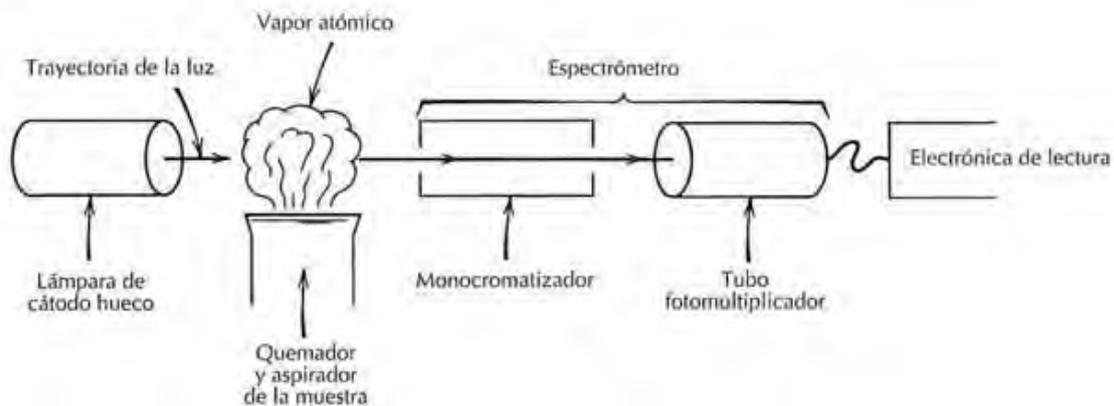


FIGURA 3.5 ESQUEMA DEL EQUIPO DE ESPECTROSCOPIA DE ABSORCIÓN ATÓMICA

El objetivo de esta medición es analizar la composición de la salmuera antes y después de haber sido inyectada en la roca. Esto con la finalidad de observar si existe interacción entre la salmuera y la roca.

3.4 Procedimiento

3.4.1 Pruebas de Medición de Tensión Interfacial

Se denomina tensión interfacial a la energía libre existente en la zona de contacto de dos líquidos inmiscibles. Esta energía es consecuencia de las tensiones superficiales

de los dos líquidos, y evita que se emulsionen espontáneamente. Al disminuir la tensión interfacial aumenta la capacidad de que dos fluidos inmiscibles alcancen el punto de miscibilidad.

Debido a que la tensión interfacial es un factor importante en el flujo de fluidos a través de medios porosos, se decidió realizar varias pruebas y mediciones de tensión interfacial salmuera-aceite con diferentes salmueras de distintas concentraciones (1000-3000 ppm): salmuera sintética de formación (AFS), una dilución de ésta a 1/100 (AFD), salmueras de diferentes iones (Ca, Mg, Na) y cuatro aceites, esto con la finalidad de observar el comportamiento de esta propiedad y ver los efectos que ésta tiene en la técnica *LSW*.

Ya que el objetivo principal de esta prueba es observar el comportamiento de la propiedad a diferentes condiciones, el experimento se realizó a una presión constante de 50 psi y a tres temperaturas diferentes 30, 60, y 90°C.

La duración de esta prueba fue de aproximadamente un día por salmuera y aceite, esto debido a que se requería estabilización del equipo y el sistema al cambiar de temperatura.

El procedimiento o metodología del experimento consiste en:

- I. Acondicionamiento del equipo
- II. Inyección de la salmuera
- III. Inyección del aceite
- IV. Estabilización a las condiciones de presión y temperatura deseadas
- V. Estabilización de la gota y toma de imágenes
- VI. Medición de tensión interfacial.

Las mediciones de la tensión interfacial se hicieron con la ayuda de un software especializado que basa sus cálculos en el Método de la Gota Pendiente o Colgante (Pendant Drop Method). El método de la gota pendiente implica la determinación del perfil de una gota de un líquido en suspensión en otro líquido que está en equilibrio mecánico. Este método calcula la tensión interfacial por medio de la ecuación Young-Laplace, la cual utiliza mediciones que se obtienen de la gota colgante, como los son: diámetro ecuatorial en dos direcciones (d_e) y el diámetro a la distancia de desde vértice de la gota colgante (d_s), tal y como se muestra en la Figura 3.6.

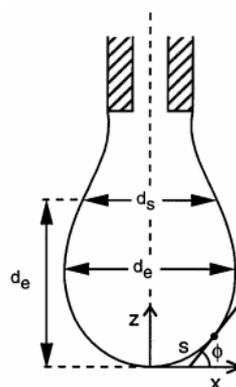


FIGURA 3.6 GOTA COLGANTE QUE MUESTRA LAS DIMENSIONES CARACTERÍSTICAS, D_S Y D_E , Y LAS COORDENADAS UTILIZADAS EN LA ECUACIÓN YOUNG-LAPLACE

El procedimiento de esta prueba consiste en inyectar el aceite a través de un tubo capilar de dimensiones conocidas sumergido en una celda llena de salmuera. A medida que la gota se inyecta, esta asciende a través de la interfase, el área de esta incrementa hasta que ocurre un rompimiento, con lo que la fase cuya continuidad se había interrumpido recupera su continuidad anterior. Durante todo este proceso se capturan imágenes de las diferentes gotas producidas. Posteriormente las imágenes obtenidas son introducidas al software, en donde se aplica un filtro y se contrasta la imagen para encontrar la superficie de contacto entre el aceite y la salmuera. Una vez obtenido el contorno de la tensión interfacial el software corrige cualquier cambio en el eje de la gota colgante. El siguiente paso es encontrar el radio de curvatura, R , de la gota colgante en el vértice de la gota. Una vez que se encuentra el radio de curvatura, la constante de factor de forma, β , que define la forma de todas las formas posibles de gotas de cualquier fluido en el universo bajo la presencia de un campo de gravedad aplicada, se puede encontrar. Una vez que las propiedades fundamentales de la interfaz de los fluidos se calculan y se analizaron, el software empleará la Ley de Laplace para determinar la tensión interfacial:

$$\Delta p = \rho g h - \gamma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \longleftrightarrow \gamma = \frac{\Delta \rho g R^2}{\beta}$$

Ecuacion de Young-Laplace
Ecuación para cálculo de la TIF

donde:

$$R_1 = R_2 = R$$

R = radio de curvatura de la gota

Δp = diferencia de presión entre superficies

ρ = densidad del fluido

g = aceleración de gravedad

h = altura

β = constante de factor de forma

γ = tensión interfacial

3.4.2 Pruebas de Desplazamiento

Estas pruebas se realizaron con la finalidad de observar y comprobar la efectividad del método *LSW*. El objetivo de esta prueba fue observar la cantidad de aceite producido con cada una de las salmueras seleccionadas para el desplazamiento. Así como también observar la cantidad o porcentaje extra de aceite producido una vez que se cambia de una salmuera de alta salinidad a una de baja salinidad.

Con base en información de los artículos revisados para la realización de esta tesis y de los resultados obtenidos en las pruebas de tensión interfacial, se seleccionó uno

de cuatro crudos, y dos salmueras para el desarrollo de esta prueba a parte del agua de formación sintética (AFS). También se planteó la hipótesis que uno de los mecanismos que interviene en la inyección de agua de baja salinidad es la reducción en la tensión interfacial.

Los materiales utilizados exclusivamente para esta prueba se presentan en la Tabla 3.7.

TABLA 3.7 FLUIDOS INYECTADOS EN PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO

NOMBRE	CARACTERÍSTICAS
Agua de Formación	[NaCl (142 g/L) + MgCl ₂ (11.8 g/L) + CaCl ₂ (62.5 g/L)]
Agua de Formación diluida 1/100	[NaCl (1.41 g/L) + MgCl ₂ (0.11 g/L) + CaCl ₂ (0.62 g/L)]
Salmuera CaCl ₂	CaCl ₂ 0.01 M (0.554g/500ml) 1.1g/L
Crudo SR	Densidad: 0.8591 g/cm ³ @90°C, Viscosidad: 10.824 cp, 28°API

Ya que se quiere observar el comportamiento de la técnica *LSW* bajo condiciones de yacimiento, la prueba se implementó a 90°C, temperatura promedio de los yacimientos de donde provienen los aceites. Se estableció una presión de inyección de 2500 psi, presión de confinamiento de 3500 psi y después de analizar exhaustivamente la literatura donde implementan pruebas de desplazamiento a condiciones similares a la nuestra, se seleccionó un gasto de inyección de 5 ml/hr.

Antes de comenzar el procedimiento de inyección de salmueras, los núcleos fueron inyectados con salmuera de formación y aceite para tener el tapón con una saturación residual de agua (S_{wr}) y una saturación inicial de aceite (S_o). Este proceso se realizó en el equipo para desplazamiento de fluidos; se colocaron los núcleos en el coreholder para inyectar y obtener una saturación inicial de agua de formación. Una vez saturados con agua de formación se procedió a la inyección del aceite *SR* para obtener la saturación residual de agua de formación (S_{wr}) y una saturación inicial de aceite (S_o).

El procedimiento de la prueba de desplazamiento consistió principalmente de tres etapas:

- I. Inyección de salmuera sintética de formación (AFS)
- II. Inyección de salmuera sintética de formación diluida a 1/100 (AFD)
- III. Inyección de salmuera con un solo ion CaCl₂ 0.01 M (0.554g/500ml) 1.1g/L S_{Ca}

En cada etapa la inyección de la salmuera se hizo hasta que la recuperación de aceite fue nula.

Cabe mencionar que se hizo una variación en la tercera etapa de inyección. Esta consistió en inyectar primero la salmuera de CaCl₂ hasta que la producción de aceite

fue nula, luego se dejó añejar el núcleo por un periodo de 15 hrs con la finalidad de estabilizar el sistema Crudo-Salmuera-Roca y verificar si esta acción tendría alguna consecuencia en la producción de aceite. Al terminar las 15 hrs de añejamiento se continuó con la inyección de la salmuera CaCl_2 .

En cada una de las etapas se tomaron mediciones de los volúmenes porosos inyectados, porcentaje de aceite recuperado, saturaciones residuales de aceite (S_{or}), y diferenciales de presión.

3.4.3 Pruebas de imbibición espontánea en celdas de Amott

La prueba Amott se utiliza principalmente en los estudios de análisis de núcleos para determinar mojabilidad promedio. Esta prueba combina imbibición espontánea y forzada para obtener la medición de la mojabilidad. Los tapones de núcleos comúnmente utilizados en la prueba Amott son 1-1.5 pulgadas (2.54-3.81 cm) de diámetros y longitudes de 2-3 pulgadas (5.08-7.62 cm).

La prueba Amott consiste principalmente en tomar cuatro mediciones (Figura 3.6)

- I. Volumen de salmuera imbibida espontáneamente, AB.
- II. Cantidad de salmuera mediante imbibición forzada, BC.
- III. Cantidad de aceite imbibido espontáneamente, CD.
- IV. Cantidad de aceite mediante imbibición forzada, DA.

El procedimiento de la prueba Amott es el siguiente:

1. Se centrifuga el núcleo primero en salmuera y luego en aceite para obtener una saturación irreductible de salmuera y una saturación de aceite.
2. Se sumerge el núcleo en salmuera por determinado tiempo y se mide el volumen de aceite que fue desplazado mediante imbibición espontánea.
3. Se centrifuga el núcleo en salmuera hasta obtener una saturación residual de aceite, se mide la cantidad de aceite que fue desplazado mediante imbibición forzada.
4. Se sumerge el núcleo en aceite, se mide el volumen de salmuera que fue desplazado espontáneamente
5. Se centrifuga el núcleo hasta obtener una saturación de agua irreductible, se mide cantidad de salmuera que fue desplazada mediante imbibición forzada.

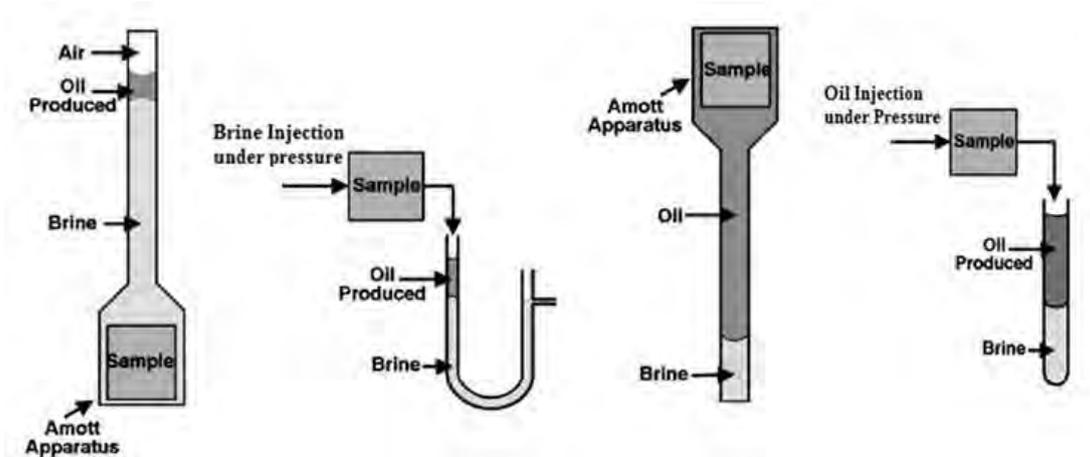


FIGURA 3.7 MEDICIONES OBTENIDAS DURANTE PRUEBA DE AMOTT

Una vez que se tienen cuantificados los volúmenes desplazados, los resultados de la prueba se expresan mediante los valores obtenidos de las siguientes relaciones. (1) relación de desplazamiento por aceite –relación del volumen de salmuera desplazada por imbibición espontánea del aceite, V_{wsp} y el total de salmuera desplazada mediante imbibición espontánea y forzada, V_{wt} .

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \dots\dots\dots (3.1)$$

Donde:

δ_o = Relación de desplazamiento de aceite

V_{wsp} = Volumen de agua espontáneamente desplazada por aceite

V_{wt} = Volumen de agua proveniente de imbibición espontánea y desplazamiento forzados

Y (2) relación de desplazamiento de salmuera- relación del volumen del aceite desplazado mediante imbibición espontanea de salmuera, V_{osp} entre el volumen total de aceite desplazado mediante imbibición espontánea y forzada, V_{ot}

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \dots\dots\dots (3.2)$$

Donde:

δ_w = Relación de desplazamiento de agua

V_{osp} = Volumen de aceite espontáneamente desplazada por agua

V_{ot} = Volumen de aceite proveniente de imbibición espontánea y desplazamiento forzados

Utilizando estas dos relaciones, el índice de mojabilidad Amott-Harvey (I_{AH}) es calculado de la siguiente manera:

$$I_{AH} = \delta_w - \delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} - \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \dots\dots\dots (3.3)$$

La ecuación (3.3) combina las relaciones de volúmenes de desplazamiento en un solo índice de mojabilidad cuyos valores se encuentran en un rango de -1 a +1.

Dependiendo del valor obtenido en la ecuaciones 3.3, se define si la mojabilidad es preferentemente mojada por agua, neutra y aceite, como se muestra en la Tabla 3.8

Tabla 3.8 valores determinados mediante prueba amott que indican tipo de mojabilidad

I_{AH}	Tipo de Mojabilidad
+0.3 a +1.0	Mojado por Agua
+0.1 a +0.3	Ligeramente mojado por Agua
-0.1 a +0.1	Neutral
-0.3 a - 0.1	Ligeramente mojado por Aceite
-1.0 a -0.3	Mojado por Aceite

Es importante recalcar que sólo se realizó la etapa de imbibición espontánea en esta prueba, en la que el núcleo se encuentra saturado de aceite y está sumergido en diferentes salmueras. Una vez obtenidos los volúmenes de aceite producido mediante imbibición por el cambio de las salmueras, se puede definir indirectamente la mojabilidad de la muestra y si existió o no un cambio en ella al estar en contacto con salmueras de diferentes salinidades.

3.4.4 Espectroscopia de Absorción Atómica

Este método permite medir las concentraciones específicas de un material en una mezcla y determinar una gran variedad de elementos. Esta técnica se utiliza para determinar la concentración de un elemento particular en una muestra y puede determinar más de 70 elementos diferentes en solución o directamente en muestras sólidas.

La espectroscopia de absorción atómica es un método instrumental que está basado en la atomización del analito en matriz líquida y que utiliza comúnmente un nebulizador pre-quemador (o cámara de nebulización) para crear una niebla de la muestra y un quemador con forma de ranura que da una llama con una longitud de trayecto más larga, en caso de que la transmisión de energía inicial al analito sea por el método "de llama". La niebla atómica es desolvatada y expuesta a una energía a una determinada longitud de onda emitida ya sea por la dicha llama, ó una Lámpara de cátodo hueco construida con el mismo analito a determinar o una lámpara de descarga de electrones (EDL).

La temperatura de la llama es lo bastante baja para que la llama de por sí no excite los átomos de la muestra de su estado fundamental. El nebulizador y la llama se usan para desolvatar y atomizar la muestra, pero la excitación de los átomos del analito se hace por el uso de lámparas que brillan a través de la llama a diversas longitudes de onda para cada tipo de analito.

En absorción atómica la cantidad de luz absorbida después de pasar a través de la llama determina la cantidad de analito existente en la muestra. La finalidad de esta prueba fue observar los efluentes de las pruebas de desplazamiento, esto para analizar la interacción de la roca con el fluido.

Debido a que estas pruebas han sido implementadas por la gran mayoría de la comunidad científica encargada en esta área de estudio, se decidió implementarlas en este trabajo de investigación. La absorción atómica es una prueba que está avalada y cuenta con los estándares requeridos por organizaciones internacionales para su implementación y los resultados que se obtienen en ella.

El siguiente capítulo presenta los resultados obtenidos en las pruebas experimentales. En él se hace una amplia discusión y se establece una comparación de ellos con resultados de literatura.

Capítulo 4 Resultados

Este capítulo se enfoca en mostrar los resultados obtenidos durante el desarrollo experimental. Se plantea también una discusión y comparación de estos resultados con los que se han obtenido en literatura. Esto con la finalidad de comprobar el objetivo de este trabajo de investigación, que consiste en demostrar la efectividad del método *LSW* en yacimientos areno-arcillosos y analizar los mecanismos involucrados en él.

4.1 Desplazamiento en Arenisca Berea

En la Tabla 4.1 se muestran las condiciones iniciales de saturación residual de agua (S_{wr}) y saturación de aceite (S_o) del tapón.

TABLA 4.1 CONDICIONES INICIALES DE SATURACIONES ANTES DE LOS DESPLAZAMIENTOS

Agua residual		Aceite S_R		Volumen total	
(ml)	(%)	(ml)	(%)	(ml)	(%)
2.41	22.97	8.09	77.03	10.51	100

La prueba de desplazamiento consistió en tres etapas:

1. Inyección de salmuera de alta salinidad (AFS) (ver Tabla 3.2 para composición)
2. Inyección de salmuera de baja salinidad (BS) (AS diluida a 1/100)
3. Salmuera de CaCl_2 (SCa)

Es importante mencionar que el volumen de salmuera inyectada durante toda la prueba de desplazamiento se hizo basándose en volumen poroso. Las condiciones de las pruebas fueron a una presión de inyección de 2500 psi, a un gasto de 5 ml/hr y a una temperatura de 90°C (condiciones presentes en el yacimiento).

4.1.1 Desplazamiento con salmuera de alta salinidad AFS (186,000 ppm)

Una vez establecidas las condiciones iniciales de la prueba, se dio inicio a la recuperación de aceite mediante la inyección de la salmuera *AFS*. La inyección de esta salmuera se llevó a cabo hasta que el sistema dejó de producir aceite y comenzó a producir solamente agua. Los resultados de esta inyección y de cada una de las etapas de la prueba están mostrados en Tabla 4.2 y en la Figura 4.1 se muestran las probetas con los fluidos recuperados.

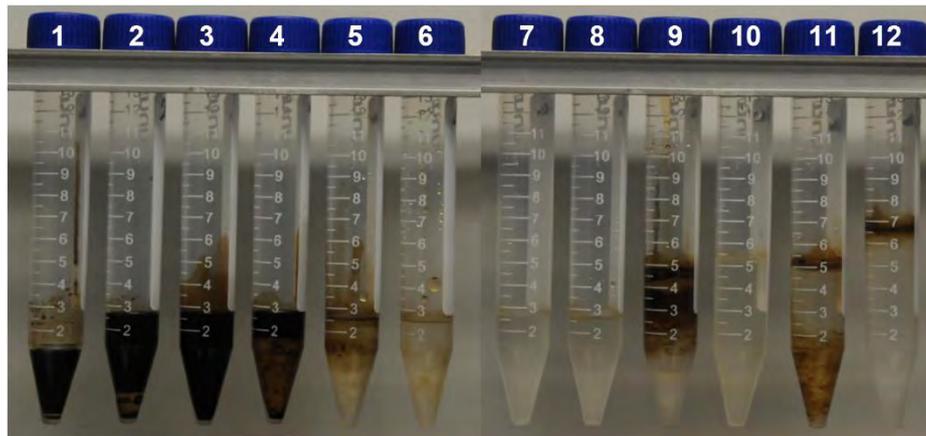


FIGURA 4.1 FLUIDOS PRODUCIDOS DE LA PRIMERA ETAPA (SALMUERA AFS)

Las primeras tres probetas contienen aceite y los siguientes nueve contienen la salmuera efluente. Se midió el pH de cada probeta conteniendo agua y se determinó su composición (en conjunto) mediante espectroscopia de absorción atómica. Los resultados se muestran en la Tabla 4.3.

4.1.2 Desplazamiento con salmuera BS (AS diluida a 1/100)

Las condiciones de presión, temperatura y gasto se mantuvieron constantes durante todo el proceso de inyección de las salmueras.

En la Figura 4.2 se muestran las probetas con los fluidos recuperados durante esta etapa. Los resultados de producción de aceite están mostrados en la Tabla 4.2



FIGURA 4.2 FLUIDOS PRODUCIDOS DURANTE INYECCIÓN DE SALMUERA BS (AS DILUIDA A 1/100)

Se puede observar que se tuvo una producción de aceite a partir de la probeta número tres hasta la probeta número 6. Como se puede apreciar en la Figura 4.2 también se presentaron algunos baches de aceite durante la inyección, lo que ocasionó ligera recuperación de aceite en las probetas 7 a 11. En esta etapa, al igual que en la

primera se midió el pH de cada probeta conteniendo agua y se determinó su composición (en conjunto antes de recuperar el aceite y después) mediante espectroscopia de absorción atómica.

4.1.3 Desplazamiento con salmuera de CaCl_2 (2,760ppm)

El motivo por el cual se decidió inyectar una salmuera con esta característica es para probar el efecto de la disminución de la TIF que muestra esta salmuera al contacto con el aceite estudiado. Así que, con base en la hipótesis planteada sobre la TIF salmuera-aceite, se decidió experimentar con esta salmuera para observar si se obtendría una producción extra de aceite después de haber utilizado la salmuera BS (AS diluida a 1/100).

En la Figura 4.3 se muestra las probetas con los fluidos producidos durante esta etapa.

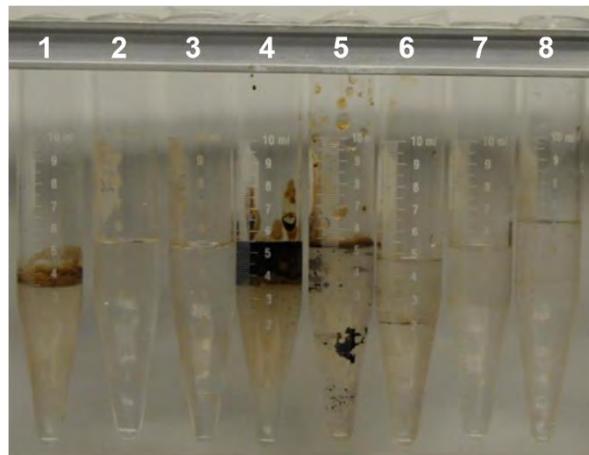


FIGURA 4.3 FLUIDOS PRODUCIDOS DURANTE INYECCIÓN DE SALMUERA SCA

La mayoría del volumen de aceite producido durante la inyección está mostrado en la probeta 4 con algunas trazas de aceite en la probeta 5.

Al igual que en las etapas anteriores se midió el pH de cada probeta conteniendo agua y se determinó su composición (en conjunto) mediante espectroscopia de absorción atómica.

4.1.4 Desplazamiento con salmuera de CaCl_2 después de 15 hrs de añejamiento.

Una de las modificaciones que se le hizo a la prueba de desplazamiento fue el detener la inyección al término de la inyección de la salmuera SCA para permitir un tiempo de reposo (añejamiento) del sistema Aceite-Salmuera-Roca. Esto con la finalidad de ver si la estabilización prolongaba los efectos que se presentan al inyectar salmueras de baja salinidad dentro del sistema y da pie al incremento adicional en la producción.

El sistema tuvo un tiempo de añejamiento de 15 horas, este tiempo de añejamiento ocurrió a las condiciones a las que se llevó el experimento (90°C y una presión de confinamiento 3500 psi).

El gasto de inyección tampoco se modificó, la inyección se hizo a un gasto constante de 5 ml/hr. En la Figura 4.4 se muestra las probetas con los fluidos producidos durante la continuación de la etapa 3.

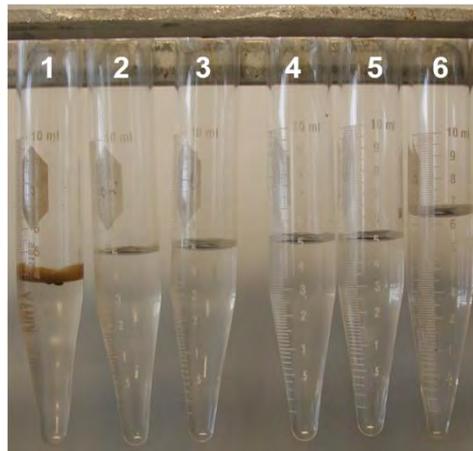


FIGURA 4.4 FLUIDOS PRODUCIDOS DURANTE INYECCIÓN DE SALMUERA SCA DESPUÉS DE 15 HRS DE AÑEJAMIENTO

Como se puede observar en la Figura 4.4 la única recuperación de aceite durante esta etapa se presentó al inicio de la inyección. La única producción de aceite se puede apreciar claramente en la probeta número 1.

TABLA 4.2 RESULTADOS FINALES DE CADA ETAPA DE INYECCIÓN

Etapa	Salmuera	Volumen Porosos Inyectado	Volumen de Aceite Recuperado	Recuperación de Aceite (Fr)	Saturación de Aceite Residual en el Núcleo (Sor)
		(VP)	(ml)	(%)	(%)
1	AFS	3.799	3.187	39.371	46.701
2	BS (AS diluida a 1/100)	6.661	1.645	20.326	31.045
3a	SCa	3.807	0.457	5.645	26.701
3b	SCa con Añejamiento	2.855	0.25	3.088	24.322

4.1.5 Representaciones gráficas de los resultados obtenidos durante la prueba de desplazamiento.

A continuación se muestran dos gráficas en las que se puede apreciar el porcentaje de aceite recuperado (Fr) para cada una de las etapas.

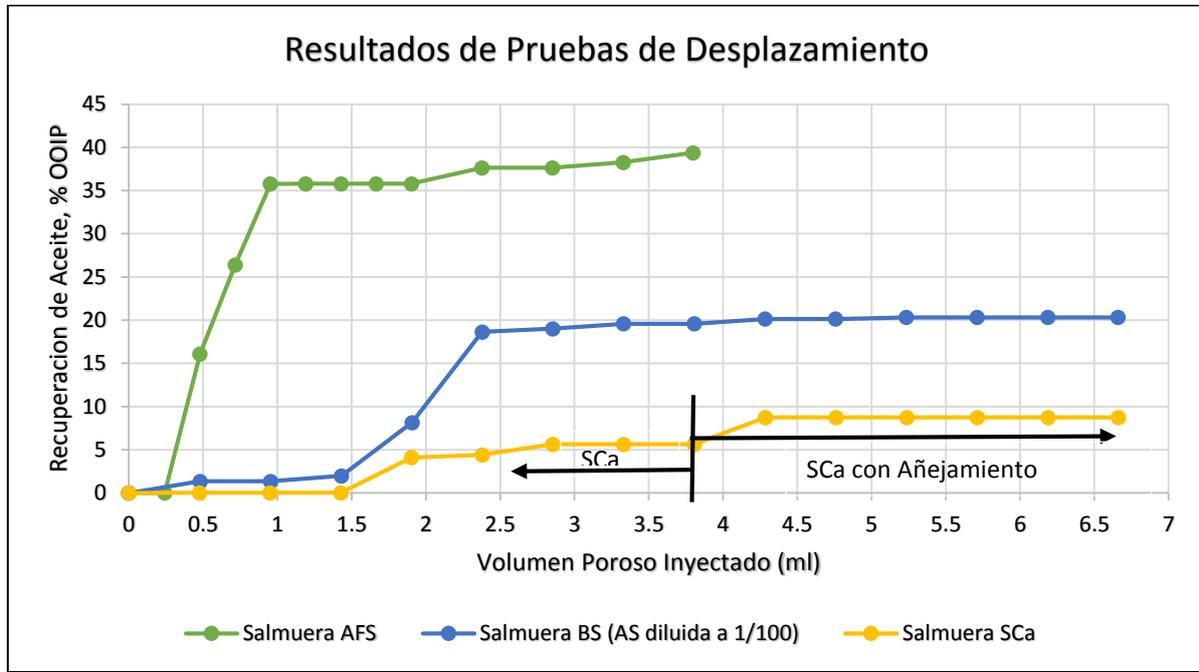


FIGURA 4.5 VOLUMEN DE ACEITE RECUPERADO EN PORCENTAJE POR ETAPA DE INYECCIÓN

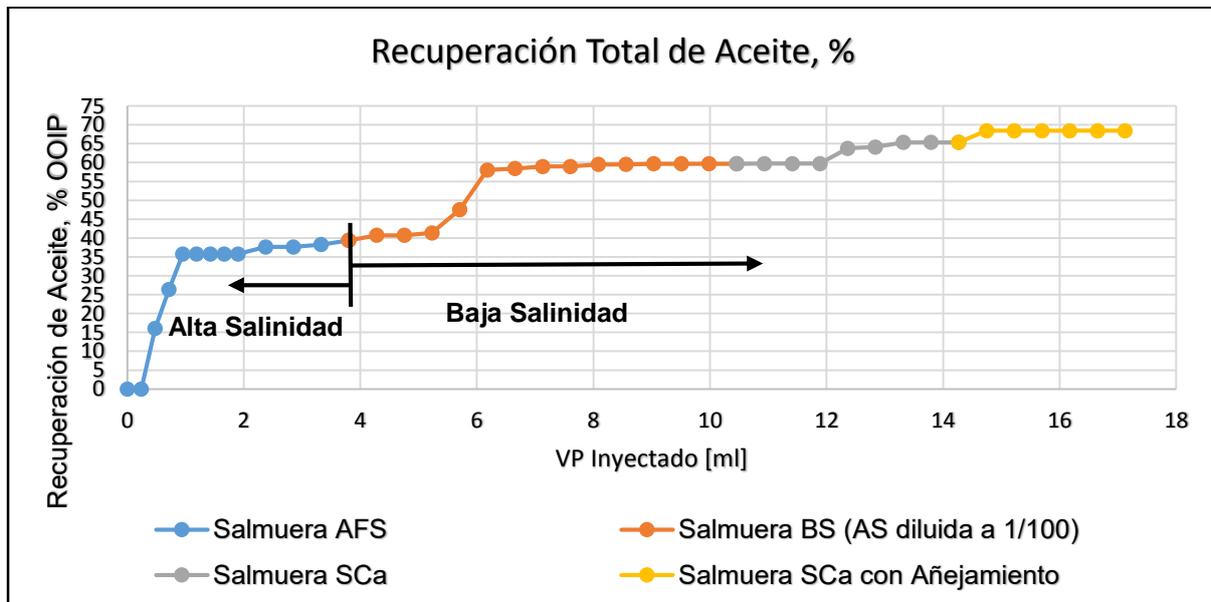


FIGURA 4.6 PORCENTAJE DE ACEITE ACUMULADO POR ETAPA

4.2 Prueba de Imbibición Espontánea en Celdas de Amott

Esta prueba también consistió en tres etapas y se utilizó otro tapón de arenisca Berea limpio. El proceso de saturación inicial con salmuera AFS y aceite SR fueron los mismos que en la prueba de desplazamiento. Una vez establecidas las condiciones iniciales de saturaciones (S_{wr} y S_o) se dio inicio a la prueba.

A continuación se presentan las condiciones iniciales del núcleo y una descripción de las etapas de esta prueba:

TABLA 4.3 CONDICIONES Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS INICIALES A LA PRUEBA DE IMBIBICIÓN ESPONTÁNEA

Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Porosidad (%)	Volumen Poroso (ml)	Permeabilidad (mD)	Saturación de aceite	Saturación de agua
5.012	3.820	18.9	10.641	82.28	7.134 ml 67.04 %	3.507 ml 32.96 %

Etapa 1:

Una vez establecidas las condiciones iniciales de saturación se introduce el núcleo a la celda Amott y se estabiliza la temperatura de la celda a 90°C. Una vez estabilizada la temperatura se llena la celda con la salmuera AFS. Se deja al núcleo dentro del sistema para observar la recuperación de aceite mediante el proceso de imbibición espontánea. El núcleo se mantiene dentro de la celda hasta que deje de observarse un incremento en el volumen de aceite recuperado (10 días). Al final de esta etapa se mide el volumen de aceite producido.

Etapa 2:

Se cambia la salmuera de la celda de Amott por la salmuera de BS (AS diluida a 1/100). Se deja el núcleo dentro de la celda para observar la recuperación de aceite mediante el proceso de imbibición espontánea hasta que deje de observarse un incremento en el volumen de aceite recuperado (17 días). Al finalizar esta etapa se mide el volumen de aceite producido.

Etapa 3:

Se cambia la salmuera BS de la celda por la salmuera SCa y se procede igual que en las otras etapas hasta que deje de observarse un incremento en el volumen de aceite recuperado (15 días).

En la Tabla 4.4 se muestran los volúmenes de aceite recuperados durante cada etapa de esta prueba.

TABLA 4.4 ACEITE PRODUCIDO EN CADA ETAPA DE LA PRUEBA DE IMBIBICIÓN ESPONTÁNEA

Etapa	Salmuera	Volumen de Aceite Recuperado	Recuperación de Aceite (Fr), %OOIP	Saturación de Aceite Residual en el Núcleo (Sor)
		(ml)	(%)	(%)
1	AFS	4.29	60.1	26.73
2	BS (AS diluida a 1/100)	0.54	7.61	21.66
3	SCa	0.05	0.64	21.20

4.3 Resultados de mediciones de tensión interfacial.

Para comprobar una de las hipótesis de la tesis, esto es, que la tensión interfacial salmuera/aceite disminuye al cambiar a una salmuera de baja concentración, beneficiando de esta forma la recuperación de aceite, se realizaron pruebas TIF con cuatro aceites diferentes y salmueras de diferentes salinidades. Las concentraciones de las salmueras utilizadas en las pruebas variaron de 300-11,700ppm conteniendo las siguientes sales: NaCl, MgCl₂, CaCl₂.

Los resultados obtenidos son mostrados en la Tabla 4.5 y en la Figura 4.7.

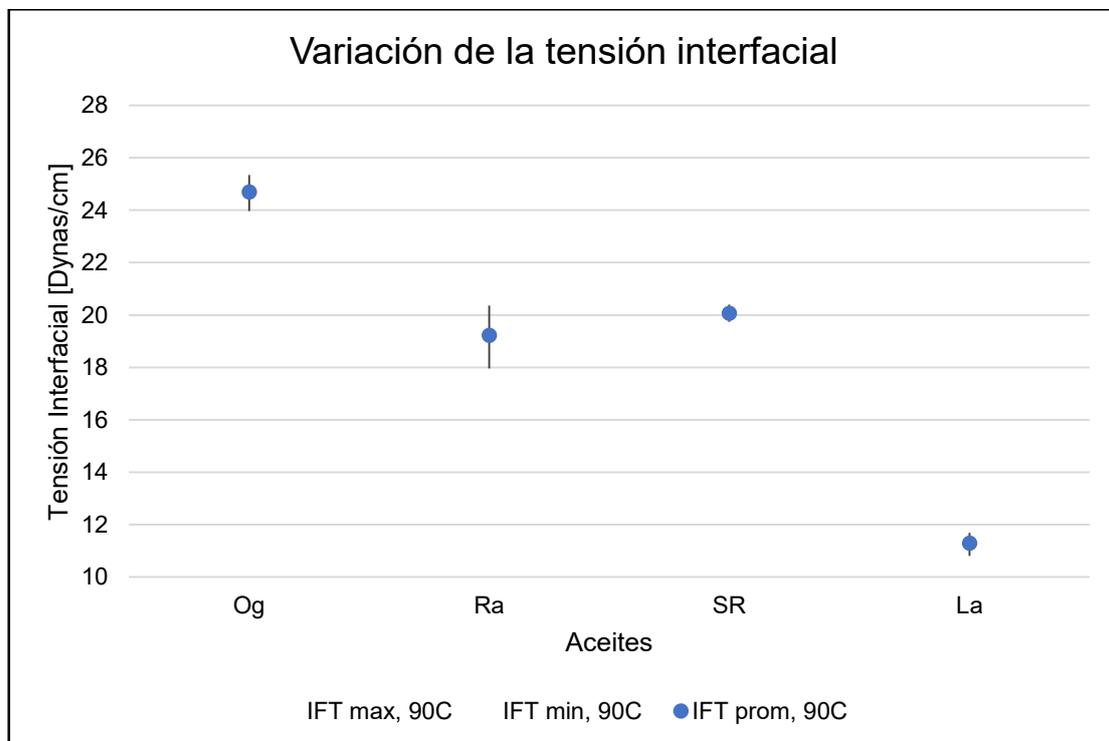


FIGURA 4.7 VARIACIÓN DE LA TIF (MIN, MAX Y PROMEDIO) ENTRE SALMUERAS Y ACEITES A 90° C

TABLA 4.5 VALORES MÁXIMOS, MÍNIMOS Y PROMEDIO DE PRUEBAS DE TENSIÓN INTERFACIAL

Muestra de Aceites	TIF max [Dynes/cm], a 90°C	TIF min [Dynes/cm], a 90°C	TIF prom [Dynes/cm], a 90°C
Og	25.35	23.97	24.70
Ra	20.36	17.96	19.23
SR	20.40	19.74	20.07
La	11.68	10.81	11.29

Como se puede observar en la Figura 4.7 la propiedad no muestra una variación significativa lo que coincide con la información de literatura. Según McCaffery (1976), Rudin & Wasan (1992), la tensión interfacial depende exclusivamente de las propiedades del aceite y en algunas ocasiones del pH. También llega a ser sensible a la temperatura y a la concentración salina, por el contrario sus efectos son mínimos en relación a la presión y a algunas sales.

El aceite de menor tensión interfacial resulto ser el aceite *La*, que es el más ligero (31.6° API; ver Tabla 3.3) y tiene el mayor contenido de polares (>25%) y pocos asfaltenos (<1%). En cambio el aceite de mayor tensión interfacial es *Og* que, de acuerdo a su composición contiene el mayor % de parafinas (>58%). El aceite *SR* tiene una composición similar al aceite *La* pero tiene 10 veces más asfaltenos (>10%). Además, la tensión interfacial de este aceite muestra menor variación, aunque con las soluciones de CaCl₂ su valor disminuye ligeramente. Debido a su estabilidad con las diferentes salmueras y por alta disponibilidad del aceite se decidió utilizar el aceite *SR* en las pruebas de desplazamiento y de imbibición.

4.4 Resultados de absorción atómica en arenisca Berea

En la Tabla 4.6 se muestran los resultados de la absorción atómica obtenidos para las salmueras inyectadas y las salmueras efluentes de las pruebas de desplazamiento. En ella se muestran las variaciones iónicas y de pH obtenidas en los efluentes después de haber estado en contacto con la roca y aceite.

TABLA 4.6 CONCENTRACIÓN DE CATIONES Y pH EN LAS SALMUERAS INYECTADAS

Salmueras inyectadas	pH	Na	Mg	Ca	Si
AFS 100%	6.01	48,776.63	1,300.76	10,830.07	0
AFD 1/100	6.17	512.77	16.27	187.38	0
ACa CaCl ₂ 0.01M	6.23	0	0	540.56	0

La Tabla 4.7 muestra la variación del pH y de cada uno de los iones para cada etapa de la prueba de desplazamiento.

TABLA 4.7 CONCENTRACIONES DE CATIONES Y pH EN LAS SALMUERAS EFLUENTES POR ETAPA

		pH	Na	Mg	Ca	Si	Total de Cationes de Entrada, ppm	Total de Cationes de Salida, ppm
Etapa 1	Después de recuperación de aceite	6.53	46,184.15	1,568.34	15,862.66	548.50	60,913.47	64,170.18
Etapa 2	Inicio	6.67	28,141.15	971.17	10,266.49	512.88	30,811.94	39,898.36
	Después de recuperación de aceite	7.58	28,141.15	971.17	10,266.49	823.70	722.59	1,599.47
Etapa 3	Inicio	7.68	547.81	22.50	103.64	582.95	628.49	1,264.58
	Después de recuperación de aceite	7.5	547.81	22.50	103.64	533.86	546.79	960.19
Etapa 3 Añejamiento	Después de recuperación de aceite	7.66	547.81	22.50	103.64	555.36	546.79	846.60

El ligero incremento de pH después de cada una de las etapas y la considerable reducción de Na⁺, Mg⁺ y Ca⁺ en la segunda y tercera etapa indica que efectivamente está ocurriendo un intercambio iónico dentro del sistema roca-fluido del cual creemos que de alguna forma contribuye al aumento en la recuperación de aceite.

El balance de cationes en los efluentes dan cuenta de: a) intercambio iónico dentro del sistema roca-fluido; b) liberación de finos; c) efecto de mezclado de las salmueras cuando ocurre el cambio.

4.5 pH

Para analizar los incrementos de pH observados en la prueba de desplazamiento, se hizo una prueba de pH con salmueras de diferentes composiciones y salinidad en diferentes muestras de areniscas (Ottawa y Berea) de composición conocida, esto con la finalidad de observar si existe un intercambio iónico entre las salmueras y los minerales de la roca. La Tabla 4.8 muestra los resultados obtenidos de este análisis.

TABLA 4.8 ANÁLISIS DE pH CON DIFERENTES SALMUERAS Y ARENISCAS

Muestra	Conc. salmuera, ppm	pH salmuera inicio	pH Arena Ottawa	pH Arenisca Berea
Salmuera NaCl	1,270	6.38	8.36	8.53
Salmuera MgCl ₂	1,910	6.46	7.47	8.25
Salmuera CaCl ₂	2,760	6.89	7.49	8.16

Se comprueba que existe un aumento de pH al disminuir la salinidad de las salmueras y que la variación en el incremento del pH depende del catión presente en la salmuera.

4.6 Discusión de Resultados

Con base en el análisis de los mecanismos descritos a detalle en el Capítulo 2 y la revisión de más de 33 artículos científicos enfocados al estudio de la inyección de agua de baja salinidad en areniscas, se desarrollaron hipótesis sobre los fenómenos involucrados en la implementación de la técnica LSW. Las hipótesis planteadas son que los fenómenos de reducción de tensión interfacial (TIF) en el sistema roca-fluidos, el incremento de pH y el cambio de mojabilidad pueden ser los principales mecanismos involucrados en la efectividad del método LSW, agregando también el intercambio iónico que se presenta durante este método.

La prueba de desplazamiento y la de imbibición sirvieron para comprobar que la inyección de agua de baja salinidad incrementa la recuperación de aceite y es más efectiva que la inyección de agua de formación.

La Tabla 4.2 muestra que durante la inyección de la salmuera *AFS* el factor de recuperación (F_r) obtenido fue de 39.4% (3.18 ml) del volumen de aceite inicialmente presente en el núcleo (8.09 ml). Al inyectar la salmuera de baja salinidad (*BS*, *AS* diluida a 1/100) se obtuvo una recuperación de aceite de 1.645 ml, lo que representa un 20.3% extra del OOIP, comprobando así que efectivamente la inyección de agua de baja salinidad aumenta el F_r en formaciones areno-arcillosas. Posteriormente durante la tercera etapa de inyección de la prueba de desplazamiento se obtuvo una producción de 0.46 ml (5.6% extra del OOIP) y después de 15 hrs de añejamiento el volumen recuperado de aceite fue de 0.25 ml (3.08% OOIP), con lo que se corroborar que la ligera reducción de la TIF de alguna forma está involucrado en el incremento del F_r durante la implementación de la técnica LSW.

Por otro lado, mediante el fenómeno de imbibición espontánea, el cual ocurre en la celda Amott, se recuperaron 4.29 ml de aceite con salmuera de alta salinidad *AFS*, correspondiendo a un 60.1% del OOIP. Al cambiar la salmuera a *BS* (*AS* diluida a 1/100) se obtuvo una producción de aceite de 0.54 ml (7.61% extra del OOIP), comprobando una vez la efectividad de la técnica. Durante la inyección de la salmuera *SCa* se obtuvo un factor de recuperación de 0.64% (0.05 ml de aceite) lo que indica nuevamente que existe una relación entre la reducción de la IFT en la inyección de agua de baja salinidad.

Los incrementos adicionales de aceite obtenidos en ambas pruebas resultaron ser de entre 3-20% extra del OOIP. Estos resultados no difieren mucho de los que se han registrado en la literatura los cuales se encuentran en el rango de 0-30% extra del OOIP (Tang & Morrow, 1999; McGuire *et al*, 2005; Zhang & Morrow, 2006; Robertson, 2007, 2010; Cissokho *et al*, 2009, 2010; Wickramathilaka *et al*, 2010; Nasralla *et al*, 2011, 2012; Mahani *et al*, 2011; Austad *et al*, 2011; Hadia *et al*, 2012; Romero *et al*, 2012; Fjelde *et al*, 2012).

En la Figura 4.8 muestra un análisis comparativo entre la prueba de desplazamiento y la prueba Amott con respecto a la saturación de aceite remanente que se obtiene en cada etapa.

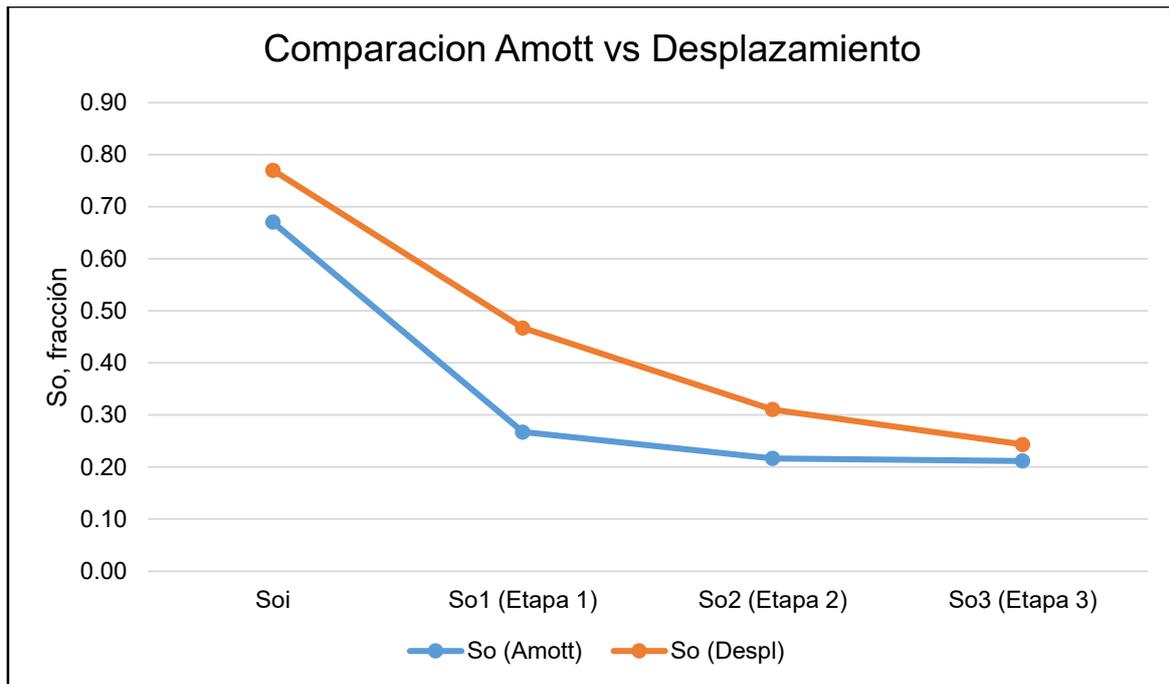


FIGURA 4.8 COMPARACIÓN DE LA SATURACIÓN RESIDUAL DE ACEITE POR ETAPA ENTRE PRUEBAS DE IMBIBICIÓN ESPONTÁNEA Y DE DESPLAZAMIENTO

Como se puede apreciar en la Figura 4.8, la recuperación de aceite mediante la inyección de agua de alta salinidad es más efectiva en un proceso natural (imbibición espontánea) debido a que se permite la prolongación de la interacción entre el sistema roca-fluido y la salmuera de inyección, lo que probablemente ocasiona un barrido de aceite más efectivo. Sin embargo dejar estabilizar el sistema puede ser poco favorable si se desea implementar la técnica LSW, al observar las pendientes de producción de aceite en la Figura 4.8, se ve claramente que éstas son menos efectivas como consecuencia de la imbibición a comparación con la prueba de desplazamiento. Esto podría deberse a la estabilización del sistema antes de que ocurre el contraste de salinidad haciendo que el efecto desestabilizador del agua de baja salinidad sea menos efectivo en el barrido de hidrocarburos y, disminuyendo de esta forma, la recuperación de aceite.

A pesar de las diferentes rutas de desaturación observadas en cada prueba, se puede concluir que el efecto del agua de baja salinidad es el mismo, ya que en ambas pruebas se llega a una saturación residual de aceite similar.

Observando las pendientes de las curvas de desaturación de aceite de la prueba Amott, se puede inferir indirectamente que la preferencia de la roca (arenisca) al agua es dominante, ya que si la mojabilidad presente en la roca fuera por el aceite no se observarían grandes variaciones en la pendiente durante la inyección de salmueras de baja salinidad.

Es importante mencionar que durante la prueba de desplazamiento se midieron las caídas de presión dentro del núcleo de Berea en cada etapa, esto con la finalidad de observar el comportamiento de la presión durante la inyección y al cambio de

salmueras y determinar cambios en la permeabilidad. La Figura 4.9 muestra el comportamiento de la caída de presión durante cada etapa de inyección.

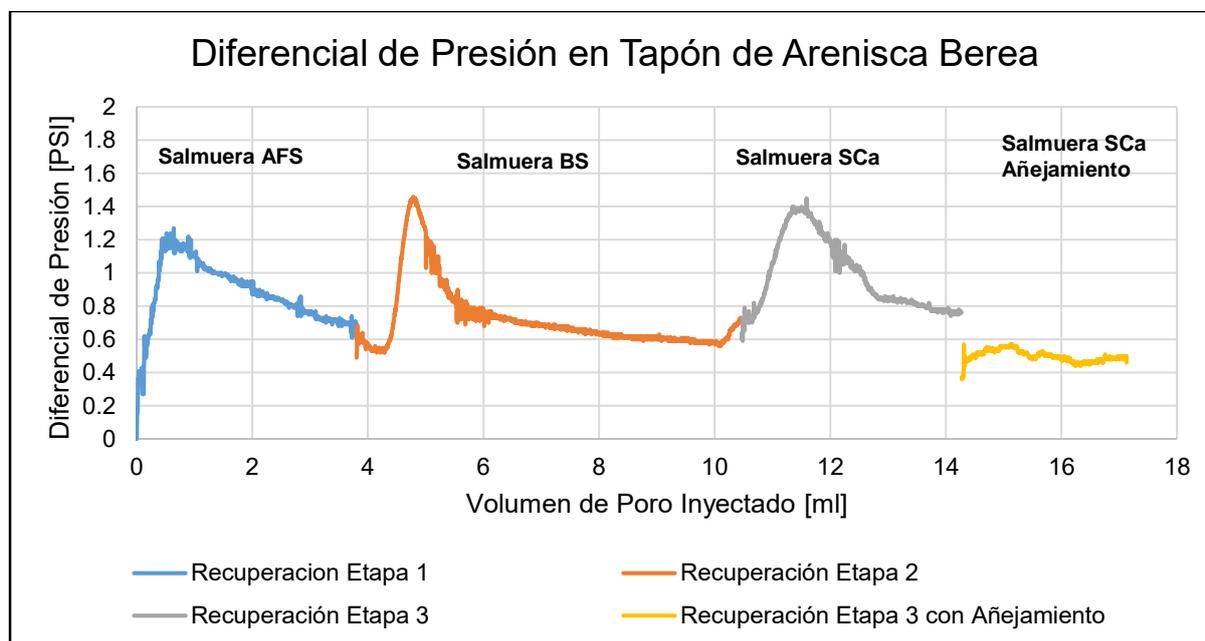


FIGURA 4.9 COMPORTAMIENTO DE LA DIFERENCIAL DE PRESIÓN DURANTE CADA ETAPA DE LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO

Como se puede observar en la Figura 4.9 las caídas de presión durante cada etapa son mínimas: en la primera etapa se tiene aproximadamente una diferencial de presión de 0.6 psi, lo que puede indicar que existe un incremento en la permeabilidad relativa al agua así como también se puede inferir que existe migración de finos, lo que se comprobó con los resultados de las pruebas de absorción atómica (ver Tabla 4.7). Para la segunda etapa se tiene un ligero incremento en la diferencial de 0.81 psi lo que podría indicar reducción en la permeabilidad y migración de finos pero como se puede apreciar ocurre un largo periodo de estabilización lo que indica que existe una migración de finos eficiente ya que no se está generando daño, se observa un comportamiento similar en la etapa 3. La etapa 4 muestra una diferencial de presión estable, con base en esto se puede interpretar que no existe cambio alguno en la permeabilidad relativa al agua durante esta etapa y no existe migración de finos significativa que pueda generar daño.

Queda comprobado mediante evidencia experimental que fenómenos como el intercambio iónico, la migración de finos asociados al incremento del pH junto con una ligera reducción de la tensión interfacial contribuyen al aumento en la recuperación de aceite cuando se inyecta agua de baja salinidad. También se comprueba que mediante la implementación de la técnica LSW la recuperación extra obtenida puede ser de entre un 3-20% del aceite originalmente en sitio. A continuación en el Capítulo 5 se detallan las conclusiones obtenidas en este proyecto de investigación.

Capítulo 5 Conclusiones

- Mediante las pruebas de desplazamiento y de imbibición espontánea queda demostrado que la inyección de agua de baja salinidad (LowSal Waterflooding/SmartWater) incrementa la recuperación de hidrocarburos en yacimientos con rocas areno-arcillosas. De esta forma se comprueba el objetivo de este trabajo de tesis.
- Con base en los resultados obtenidos mediante la prueba de espectroscopía de absorción atómica, queda comprobada la hipótesis del intercambio iónico dentro del sistema roca-fluidos como uno de los fenómenos involucrados y que contribuyen a la efectividad del método y posiblemente a un cambio de mojabilidad de la roca.
- Para la muestra Berea el desprendimiento de finos no genera daño a la formación, como lo confirma la caída de presión. Esto se debe a que la relación Ca/Na en la salmuera inyectada es mayor a la crítica (10%) (Jones, 1963).
- Analizando los resultados obtenidos en pruebas experimentales, se observó que la tensión interfacial no es sensible a las concentraciones de las salmueras y depende más que nada de la composición SARA de los aceites, aunque puede variar en función del tipo de catión presente en las salmueras.
- La hipótesis acerca de la reducción de la tensión interfacial es aceptada. El aceite empleado tuvo en menor TIF al contacto con una salmuera de CaCl_2 que, al ser usada en las pruebas de imbibición espontánea y desplazamiento, logró una recuperación adicional de aceite.
- Se constata que existe un incremento de pH a consecuencia de la interacción roca-salmuera durante la inyección de agua de baja salinidad y especialmente cuando hay presencia de arcillas tipo esmectitas; sin embargo, su papel como mecanismo no es suficientemente claro. Por lo que no se acepta por completo la hipótesis sobre el pH como fenómeno involucrado en la efectividad de la técnica LSW. Sin embargo se concluye que pequeñas cantidades de arcillas pueden inducir grandes cambios en la salinidad del efluente y en su pH.
- A partir del análisis de los mecanismos involucrados en el proceso y mediante la proporción de evidencia experimental se concluye que la efectividad del método LSW se debe a: a) el intercambio iónico; b) la migración de finos y, c) la ligera reducción de la tensión interfacial. Esto con la condición de que el arrastre de los finos producidos sea eficiente y no generen daño a la formación.

BIBLIOGRAFÍA

1. Abdolmohsen Shabib-Asl, Mohammed Abdalla Ayoub Mohammed, Massoud Kermanioryani, Pedro Paulo Jose Valentim. 2014. *Effects of low salinity water ion composition on wettability alteration in sandstone reservoir rock: a laboratory investigation*. Journal of Natural Sciences Research Vol.4, No. 13.
2. Abhijit Y. Dandekar. 2013. *Petroleum reservoir rock and fluid properties*, Second Edition. CRC Press, 142-149.
3. Aladasani A., Bai, B., Wu Y-Sh. 2012. *Investigating low-salinity recovery mechanisms in sandstone reservoirs*. SPE 152997.
4. Alipour Tabrizy, V., Hamouda A. A., and Denoyel R. 2011. *Influence of magnesium and sulfate ions on wettability alteration of calcite, quartz, and kaolinite: surface energy analysis*. Energy & Fuels. 25, 1667-1680.
5. Alireza RezaeiDoust, Tina Puntervold, and Tor Austad. 2011. *Chemical verification of the EOR mechanism by using low saline/smartwater in sandstone*. Energy & Fuels 25, 2151-2162.
6. Boussour, S., Cissokho, M. P., Cordier, H. Bertin, G. Hamon. 2009. *Oil recovery by low salinity brine injection: Laboratory results on outcrop and reservoir cores*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA.
7. BP. 2014. *BP statistical review of world energy*. 64th Edition. Pag 1-6.
8. Buckley, J. S., Fan, T. 2007. *Crude/oil brine interfacial tensions 1*, Petrophysics 48(3), 175-185.
9. Buckley, J. S., Liu, Y., & Monsterleet, S. 1998. *Mechanisms of wetting alteration by crude oils*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/37230-PA.
10. Fogden A. 2011. *Effect of water salinity and pH on the wettability of a model substrate*. Energy & Fuels 25, 5113-5125.
11. Hadia N. J., Hansen T., Tweheyo M. T., Torsæter O. 2012 *Influence of crude oil components on recovery by high and low salinity waterflooding*, Energy & Fuels 26, 4328-4335.
12. Hassenkama, T., Pedersena, C.S., Dalbya, K., Austadb, T., Stipp, S.L.S. 2011. *Pore scale observation of low salinity effects on outcrop and oil reservoir sandstone*. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 390, 179-188.

13. Ingebret Fjelde, Siv Marie Asen, Aruoture Omekeh. 2012. *Low salinity waterflooding experiments and interpretation by simulations*. 18th SPE Improved Oil Recovery Symposium. SPE 154142.
14. John Wiley & Sons. 2010 *Colloid Science: principles, methods and applications*. Terence Cosgrove, Pág 345-357.
15. Lager, A., K.J Webb, C.J. Black, M. Singleton, y K.S Sorbie. 2006. *Low salinity oil recovery - An experimental investigation*. International Symposium of the Society of Core Analysts SCA-2006.
16. Ligthelm D.J., Gronsveld J., Hoffman J.P., *Novel waterflooding strategy by manipulation of injection brine composition*, SPE 119835-MS, 2009.
17. Mahani, H., Sorop, T., Ligthelm, D. J., Brooks, D., Vledder, P., Mozahem, F., & Ali, Y. 2011. *Analysis of field responses to low-salinity waterflooding in secondary and tertiary mode in Syria*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/142960-MS.
18. Mao I. Romero, Pubudu Gamage, Haifeng Jiang, Curtis Chopping, Geoffrey Thyne. 2012. *Study of low-salinity waterflooding for single- and two-phase experiments in Berea sandstone cores*. Journal of Petroleum Science and Engineering 110 (2013) 149-154.
19. McGuire P. L., Chatham J. R., Paskvan F. K., Sommer D. M., Carinu F. H., 2005, *Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's Noth Slope*, SPE 93903.
20. Mohan, K.K., R.N. Vaidya, M.G. Reed, y H.S. Folger. «Water sensitivity of sandstones containing swelling and non-swelling clays.» *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* 73 (1993): 237-254.
21. Morrow, N. R. (1990, December 1). *Wettability and Its Effect on Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/21621-PA.
22. Nasralla, R.A., y H. Nasr-EI-Din. *Double-Layer Expansion: Is it a primary mechanism of improved oil recovery by low-salinity waterflooding?* SPE Reservoir Evaluation & Engineering, February 2014: 49-59 , SPE 154334.
23. Norman Morrow & Jill Buckley. 2011. *Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding*. JPT.
24. Ramez A. Nasralla, Mohammed B. Alotaibi, Hisham A. Nasr-EI-Din. 2011. *Efficiency of oil recovery by low salinity water flooding in sandstone reservoirs*. SPE Western North American Regional Meeting held in Anchorage, Alaska.
25. Ramez A. Nasralla, Mohammed A. Bataweel, Hisham A. Nasr-EI-Din. 2013. *Investigation of wettability alteration and oil recovery improvement by low salinity water in sandstone rock*. Journal of Canadian Petroleum Technology.

26. Rangel Germán, E. R. 2012. *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. Comisión Nacional de Hidrocarburos. Pag 19-26.
27. Robertson, Eric P. 2007. *Low-Salinity waterflooding to improve oil recovery—historical field evidence*. SPE 109965.
28. Robertson, Eric P. 2010 *Oil recovery increases by low salinity flooding: Minnelusa and Green River Formation*. SPE 132154.
29. Schembre, J. M. Tang G.-Q., Kovscek A. R. 1998. *Wettability alteration and oil recovery by water imbibition at elevated temperature*. Journal of Petroleum and Sciences, Vol. 52, Issue 1-4, pages 131-148.
30. Scott M. Rivet, Larry W. Lake, Gary A. Pope. 2010. *A coreflood investigation of low salinity enhanced oil recovery*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy.
31. Sheng, J.J. 2014. *Critical review of low-salinity waterflooding*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 216-224.
32. Siluni Wickramathilaka, Norman R. Morrow, James Howard. 2010. *Effect of salinity on oil recovery by spontaneous imbibition*. International Symposium of the Society of Core Analyst held in Halifax, Nova Scotia, Canada.
33. Tang, G.-Q., Morrow, N. R. 1999. *Influence of brine composition and fine migration on crude/oil/rock interaction and oil recovery*. J. Pet. Sci. Eng. 24, 99-111.
34. Tor Austad, Alireza RezaeiDoust and Tina Puntervold. 2010. *Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs*. SPE Improved Oil Recovery Symposium Tulsa, Oklahoma.
35. Vaidya, R. N., & Fogler, H. S. 1992. *Fines migration and formation damage: influence of pH and ion exchange*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/19413-PA.
36. Zhang, Y., N.R. Morrow. 2006. *Comparison of Secondary and Tertiary Recovery with Change in Injection Brine Composition for Crude Oil/Sandstone Combinations*, 2006 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma. SPE 99757.