

**INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD: UN NUEVO MÉTODO EOR
POR ESTUDIAR EN COLOMBIA**

JUAN ALEJANDRO AVILA BOBADILLA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2017**

**INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD: UN NUEVO MÉTODO EOR
POR ESTUDIAR EN COLOMBIA**

JUAN ALEJANDRO AVILA BOBADILLA

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos.

**Director:
M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro
Ingeniero de petróleos**



Universidad
Industrial de
Santander

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2017**

DEDICATORIA

La elaboración de este trabajo de investigación, así como la terminación de mi carrera profesional están dedicados a Dios por su infinita misericordia y bendiciones derramadas sobre mí.

A mis padres por el gran amor que me han entregado y por fabricar al ser humano que soy, con todos sus consejos, comportamientos y ejemplo el cual ha sido invaluable.

A mi novia por su apoyo incondicional en cada instante, su gran amor y su compañía en los momentos alegres y tristes de mi vida, así como me ayuda a ver y analizar la vida de otra manera.

A mis abuelos que desde el cielo y la tierra siempre han creído en mí viéndome como un gran profesional.

A todos mis familiares por brindarme su amor y resaltarne siempre como un ejemplo para las generaciones futuras.

A mi gran amiga Humbertina por enseñarme el verdadero significado de la vida.

AGRADECIMIENTOS

A mi madre MARTHA, mi padre JAIRO y mi novia MAYERLY por ser mi fuente de inspiración en la vida.

A toda mi familia, porque gracias a su apoyo soy he podido lograr cada meta que me he trazado.

Al ingeniero Samuel Fernando Muñoz, por realizar una adecuada asesoría y direccionamiento en este trabajo de investigación.

A todos los docentes asociados a la Escuela de Ingeniería de petróleos por los diferentes conocimientos y consejos entregados hacia mí.

Por último, a mis amigos, compañeros de universidad y cada persona que ha compartido algún momento conmigo ya que sus acciones, consejos y actitudes me han ayudado a crecer como persona.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES	16
1.1 INTERACCIONES ELECTROKINÉTICAS.....	16
1.1.1 Interacciones Van der Waals	16
1.1.2 Potencial zeta	17
1.1.3 Teoría DLVO.....	19
1.2 TENSIÓN INTERFACIAL.....	20
1.3 PRESIÓN CAPILAR.....	22
1.4 MOJABILIDAD	24
1.4.1 Cambios a la mojabilidad	28
1.5 EFICIENCIA MACRÓSCOPICA Y MICROSCÓPICA	30
1.6 CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS DEL AGUA.....	31
1.6.1 pH	31
1.6.2 Cloro	31
1.6.3 Carbonatos y Bicarbonatos.....	32
1.6.4 Sulfatos	32
1.6.5 Calcio	32
1.6.6 Magnesio	32
1.6.7 Sodio.....	33
1.6.8 Salinidad	33
1.7 TRAZADORES QUÍMICOS	33
1.8 NÚMERO ÁCIDO TOTAL Y NÚMERO BÁSICO TOTAL.....	35

2. INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD	37
2.1 INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN ARENISCAS.....	39
2.1.2 Mecanismos propuestos para el efecto de LSWI.....	40
2.1.2.1 Migración de finos	40
2.1.2.2 Incremento del pH.....	43
2.1.2.3 Intercambio multi-iónico	48
2.1.2.4 Salting-in	56
2.1.2.5 Alteración de la mojabilidad	56
2.1.2.6 Presión osmótica.....	59
2.1.2.7 Efecto de la doble capa.....	71
2.1.2.8 Liberación limitada de las partículas con mojabilidad mixta	72
2.1.2.9 Disolución mineral.....	72
2.1.2.10 Mecanismo Emadi.....	74
2.1.2.11 Mecanismo Químico Austad	84
2.1.3 Experimento de Tang y Morrow	89
2.2 INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN CARBONATOS	96
2.2.1 Mecanismos propuestos del efecto de inyección de agua de baja salinidad en carbonatos	96
2.2.1.1 Cambio de la carga en la superficie de la roca	97
2.2.1.2 Disolución mineral de la roca	100
2.3 SIMULACIÓN DE LSWI.....	103
2.4 COMPARACION ENTRE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN CARBONATOS Y ARENISCAS	113
3. APLICACIONES DE LA INYECCION DE AGUA DE BAJA SALINIDAD.....	117

3.1 Experiencia ENI en LSWI.....	117
3.2 PRUEBA PILOTO ENDICOTT	121
3.3 CLAIR RIDGE	129
3.4 APLICACIONES ALREDEDOR DEL MUNDO	136
3.5 INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN COLOMBIA	141
4. METODOLOGIA PARA ESTUDIO E IMPLEMENTACIÓN DE LSWI EN ARENISCAS	143
4.1 Obtención de muestras	143
4.2 Caracterización y preparación de núcleo y fluidos	144
4.3 Pruebas de laboratorio	145
4.4 Prueba registro-inyección-registro	147
4.5 Pruebas de trazadores químicos en pozos individuales (SWCTT)	152
4.6 Simulación de yacimientos.....	158
4.7 Prueba piloto entre pozos	161
4.8 Determinación de la fuente de agua	162
4.8.1 Evaluación de los métodos para desalinizar el agua	164
CONCLUSIONES	166
RECOMENDACIONES.....	168
BIBLIOGRAFÍA	170
ANEXOS	182

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Definición Potencial Zeta	18
Figura 2. Efecto de la temperatura en la tensión interfacial.	21
Figura 3. Fenómeno representativo de la tensión interfacial.....	22
Figura 4. Configuración de la interfaz entre la fase mojante y no mojante dentro de un capilar.	23
Figura 5. Mojabilidad en Mercurio, petróleo y Agua.....	25
Figura 6. Ángulo de contacto de acuerdo al tipo de mojabilidad.....	26
Figura 7. Fuerzas influyentes en la migración de finos.	42
Figura 8. Cambio del pH debido a LSWI.....	44
Figura 9. Adsorción por intercambio catiónico.	50
Figura 10. Unión de ligandos.	50
Figura 11. Puenteo catiónico.	51
Figura 12. Medición de mojabilidad por dispersión de ángulo pequeño.	53
Figura 13. Distribución de agua y crudo en micro modelo sintético.	64
Figura 14. Imágenes de rayos X de secciones delgadas con diferentes comportamientos de mojabilidad.	66
Figura 15. Imágenes de rayos X en secciones delgadas mojadas por aceite...67	
Figura 16. Micro modelo tipo "oblea-silicio".	68
Figura 17. Comportamiento del agua y crudo en el micro modelo tipo "oblea-silicio" al inyectar agua de baja salinidad.....	70
Figura 18. Formación de micro dispersiones debido a LSWI.....	75
Figura 19. Eficiencia de desplazamiento de crudo debido a la formación de micelas.....	78
Figura 20. Eficiencia de desplazamiento en experimentos de imbibición forzada debido a LSWI.	80

Figura 21. Eficiencia de desplazamiento de petróleo proveniente de la formación de micro dispersiones.	81
Figura 22. Cambio de pH en la inyección de agua de alta salinidad, agua con solo NaCl y Agua de baja Salinidad.....	82
Figura 23. Eficiencia de desplazamiento al inyectar agua de baja salinidad como método de recuperación terciario.....	84
Figura 24. Mecanismo Químico Propuesto por Austad.....	86
Figura 25. Recuperación de petróleo en los experimentos de imbibición espontánea realizados por Tang y Morrow.....	92
Figura 26. Recuperación de petróleo en las pruebas de desplazamiento realizados por Tang y Morrow.....	93
Figura 27. Cambio de la carga en la superficie de la roca en carbonatos.	98
Figura 28. Recuperación de crudo debido al cambio de la composición iónica del agua inyectada en carbonatos.	99
Figura 29. Screening LSWI según ENI.	119
Figura 30. Relación entre el aceite y fluido producidos en la prueba piloto en Endicott.....	128
Figura 31. Recuperación de petróleo en núcleos de Clair Ridge como método de recuperación a) Secundario. b) Terciario.....	131
Figura 32. Efecto del contenido de arcillas en LSWI.....	134
Figura 33. Distribución geográfica de los estudios de LSWI en areniscas.....	138
Figura 34. Estudios de LSWI en areniscas como método de recuperación secundario y terciario.....	139
Figura 35. Distribución geográfica de los estudios de LSWI en carbonatos. ..	139
Figura 36. Estudios de LSWI en carbonatos como método de recuperación secundario y terciario.....	140
Figura 37. Perfil de saturación obtenido con la prueba log-inject-log.....	152
Figura 38. Facilidades de superficie necesarias para realizar SWCTT.....	154
Figura 39. Interpretación SWCTT.	155

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Clasificación del agua según su salinidad.....	33
Tabla 2. Efecto de LSWI en algunos pozos de Alaska North Slope.....	46
Tabla 3. Valores de la densidad de longitud de dispersión neutrónica en algunas sustancias.	54

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. LSWI EN CARBONATOS ALREDEDOR DEL MUNDO.....	182
ANEXO B. LSWI EN ARENISCAS ALREDEDOR DEL MUNDO.....	184
ANEXO C. TABLA COMPARATIVA DE LSWI EN ARENISCAS Y CARBONATOS.....	187

RESUMEN

TÍTULO: INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD: UN NUEVO MÉTODO EOR POR ESTUDIAR EN COLOMBIA

AUTOR: JUAN ALEJANDRO AVILA BOBADILLA^{1*}

PALABRAS CLAVE: RECOBRO MEJORADO, INYECCIÓN DE AGUA, BAJA SALINIDAD, ARENISCAS, CARBONATOS.

DESCRIPCIÓN:

La inyección de agua de baja salinidad (LSWI) es un método EOR emergente que ha tenido especial énfasis en los últimos años en la industria de los hidrocarburos convirtiéndose en una nueva alternativa del recobro mejorado en el mundo. Esta técnica ha tenido un furor investigativo en el siglo XXI, conllevando a las empresas a invertir sus recursos y elaborar proyectos macro con esta técnica.

Este proyecto presenta una investigación a profundidad de LSWI por medio de la revisión de libros, tesis de grado, tesis de maestría, artículos de revistas para obtener un adecuado entendimiento de los aspectos referentes al método. La investigación permitió identificar y analizar los mecanismos que afectan la recuperación de petróleo adicional debido a la inyección de agua de salinidad reducida, las aplicaciones de LSWI que han sido llevadas a cabo alrededor del mundo, los modelos que se han estipulado para poder simular la técnica, así como las diferencias y similitudes que existen al aplicar el método a diferentes tipos de rocas (areniscas y carbonatos). A partir de la revisión bibliográfica fue elaborada una metodología que constituye una herramienta para estudiar la aplicabilidad del método. La metodología inicia con el muestreo, pasando por las pruebas de laboratorio, siguiendo con los registros en campo y simulación de yacimientos, concluyendo con las pruebas piloto, así como la evaluación de las facilidades a instalar para la desalinización del agua. Por lo tanto, si los resultados de los diferentes pasos son prometedores la técnica puede ser implementada en el campo donde fueron realizados los estudios.

Con este trabajo de investigación se recopila el entendimiento del funcionamiento, los experimentos y resultados obtenidos en el mundo de esta técnica, poco estudiada en este país, por lo cual se sientan las bases para investigaciones posteriores de un nuevo método que puede en el futuro cercano suplir el déficit de crudo al que el país se acerca aceleradamente.

¹ Trabajo de grado

^{**} Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

ABSTRACT

TITLE: LOW SALINITY WATERFLOODING: A NEW EOR METHOD TO DEVELOP IN COLOMBIA

AUTHOR: JUAN ALEJANDRO AVILA BOBADILLA**

KEYWORDS: ENHANCED OIL RECOVERY, WATERFLOODING, LOW SALINITY, SANDSTONES, CARBONATES.

DESCRIPTION:

Low salinity Waterflooding (LSWI) is an emerging EOR method which is having an especial emphasis at hydrocarbon industry in the last years, becoming a new alternative for enhanced oil recovery around the world. LSWI has had an investigative furor in the present century, leading the companies to an investment for large projects.

This research project presents a deep investigation of Low Salinity water injection performed through the review of books, thesis and journal's articles to obtain a suitable comprehension of all aspects concerning the method. The investigation allowed the identification and analysis of the mechanisms affecting LSWI, the different applications of the method across the world, different models established for reservoir simulation of the method and the comparison by performing low salinity waterflooding in carbonates and sandstones.

From the literature review a methodology was elaborated, which is a great tool to study the method's applicability. The methodology begins with sampling, passing through the laboratory tests, followed by logs and reservoir simulation, ending in the development of pilots which includes the facilities evaluation for brine desalination. Therefore, if the results from previous steps are promising, LSWI can be implemented in oilfield.

This research job compiles the understanding of the functioning, experiments and results of the technique worldwide, which has been few studied in Colombia, thus the basis for further research of a new method that could supply the incoming deficit of oil.

* Undergraduate Project.

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad el mundo presencia la declinación en la relación entre las reversas y producción (R/P) de petróleo, debido a que la mayoría de reservas que pueden ser producidas en los yacimientos convencionales con las diferentes técnicas desarrolladas en la industria (recuperación primaria, secundaria y terciaria) se están agotando progresivamente². Para el caso específico Colombia puede producir sus reservas por aproximadamente 5 años más³.

Las técnicas de recobro mejorado que han sido implementadas en la industria del petróleo han tenido una gran influencia en el aumento de las reservas y petróleo producido en los últimos años, especialmente la inyección de agua, inyección de vapor, inyección de químicos y métodos térmicos, aunque aún se pueden desarrollar nuevos métodos⁴, siendo la inyección de baja salinidad una posible alternativa. Esta técnica EOR es relativamente reciente en la industria y en realidad no ha tenido una implementación a gran escala, a partir de estudios rigurosos anteriores ya que existen campos que el método ha sido implementado por los recursos disponibles, es decir, por casualidad.

Para poder implementar un nuevo método para la recuperación adicional de petróleo se debe tener un claro entendimiento de los mecanismos que afectan el yacimiento para aumentar la producción de crudo, las pruebas de laboratorio empleadas para validar estos mecanismos, los registros y pruebas en campo que se realizan para evaluar el método a escala de pozo, los modelos de simulación para predecir el comportamiento del método a escala de sectores en campo y las pruebas piloto para rectificar si el método es efectivo o no en campo.

²BP, Statistical Review of World Energy 2016. En: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-worldenergy.html>

³ ANH, Rendición de cuentas Año 2016. En: [www. http://www.anh.gov.co/Atencion-al-ciudadano/Paginas/Rendicion-de-cuentas.aspx](http://www.anh.gov.co/Atencion-al-ciudadano/Paginas/Rendicion-de-cuentas.aspx).

⁴ LÓPEZ, Alfonso. Ecopetrol desarrolla con éxito 19 proyectos de recobro de petróleo [online]. En: Portafolio. <<http://www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetrol-desarrolla-19-proyectos-de-recobro-petrolero-503794>> [citado el 10 de marzo de 2017]

Todos estos aspectos, desde las pruebas en laboratorio hasta las pruebas piloto van a ser presentados en este trabajo de investigación donde resultara la recomendación de una metodología a seguir para poder implementar este método en un campo petrolífero, especialmente en Colombia, ya que no se han realizado estudios de la inyección de agua de baja salinidad en nuestro país.

1. GENERALIDADES

A continuación, se muestran una serie de conceptos que es necesario interpretar y analizar para obtener el adecuado entendimiento de este trabajo de investigación.

1.1 INTERACCIONES ELECTROKINÉTICAS

El fenómeno electrocinético es un término que describe las interacciones electrocinéticas entre los fluidos heterogéneos y la superficie activa de los sólidos. A continuación, se explican los diferentes conceptos y fenómenos para tener un claro entendimiento de las interacciones entre el crudo, la salmuera y la roca.

1.1.1 Interacciones Van der Waals Las fuerzas de Van der Waals son fuerzas universales que existen entre todos los átomos y moléculas existentes en el universo. Estas fuerzas no son dependientes de la concentración electrolítica o pH, pero cambian en función a la distancia que existe entre las partículas que interactúan entre sí. Las fuerzas de Van der Waals se dividen en tres categorías:

- Interacciones dipolo-dipolo
- Interacción dipolo-dipolo inducido
- Interacción dipolo inducido-dipolo inducido (Fuerzas de London)

Para el caso de la inyección de agua de baja salinidad se presenta un comportamiento dipolo-dipolo entre los iones del agua y los iones superficiales de la roca.

La interacción dipolo-dipolo es la atracción que existe entre el extremo positivo de una molécula polar con el extremo negativa de otra molécula polar. En consecuencia, las moléculas polares se unen entre sí en comparación con las moléculas no polares con pesos moleculares semejantes.

En el caso de los compuestos apolares la atracción entre las moléculas esta explicada por medio de la mecánica cuántica, que estipula lo siguiente: la distribución promedio de carga en torno a una molécula apolar (ej. metano) es simétrica, por lo tanto, no existe un momento dipolar neto. Sin embargo, los electrones se desplazan, generando una alteración en la distribución, creando un pequeño dipolo. El dipolo momentáneo afecta a la distribución de electrones en una molécula cercana; el extremo negativo del dipolo instantáneo tiende a repeler los electrones mientras el positivo los atrae. Por lo tanto, el dipolo induce un dipolo de orientación opuesta en la molécula vecina, este fenómeno se conoce como las fuerzas de London. A pesar que los dipolos momentáneos e inducidos cambian constantemente, se genera una atracción neta entre ambas moléculas, aunque es de menor magnitud en comparación con las interacciones dipolo-dipolo⁵.

En el caso de la interacción entre moléculas polares y apolares, la molécula polar induce un dipolo instantáneo en la molécula apolar generando una atracción neta mayor que las fuerzas de London.

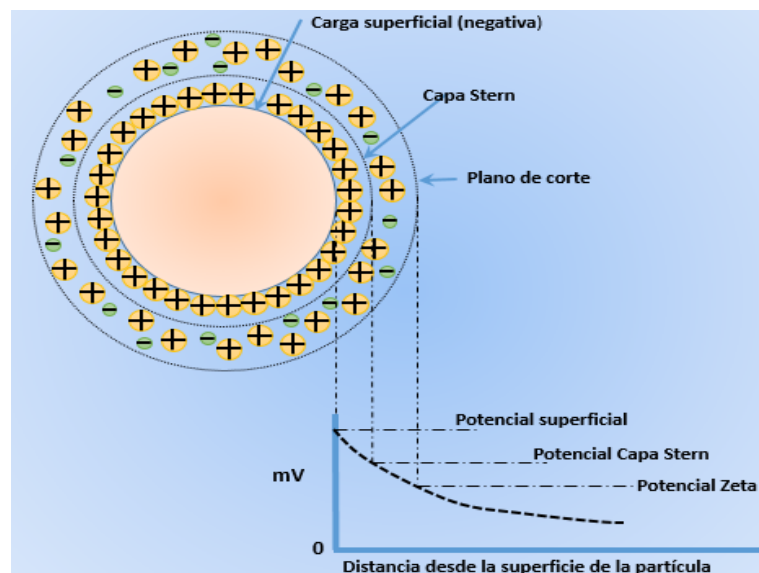
1.1.2 Potencial zeta Una partícula coloidal con carga suspendida en una solución acuosa desarrolla la doble capa, cuya formación dependiente de las características de la solución y de la partícula. Al inducir un campo eléctrico en una suspensión se puede presenciar la migración de las partículas cargadas hacia los electrodos. La partícula viaja en respuesta al campo eléctrico y a medida que la partícula se mueve tanto el agua altamente estructurada como los iones cerca de la partícula se mueven con la partícula.

El potencial zeta se define como el potencial promedio en la doble capa eléctrica en la zona de corte entre una partícula móvil cargada y la fase líquida inmóvil donde la partícula está suspendida. La carga se genera a partir de la ionización de los grupos superficiales, adsorción de materiales superficiales activos, cargas permanentes asociadas con estructuras cristalinas o de la combinación de estos

⁵MORRISON, R.T. y BOYD, R.N., Química Orgánica, 5ª. Edición, México, Ed. Addison Wesley Longman de México, S.A. de C.V., 1998.

mecanismos. La carga de las partículas es correspondida por iones de cargas opuestas los cuales son atraídos por la interfase cargada entre la partícula y la solución⁶, como se evidencia en la **figura 1**. Shehata y Nasr-El-Din⁷ definen el potencial zeta como la carga desarrollada en la interfaz del límite (plano de corte hidrodinámico) entre superficies sólidas como producto de la repulsión electrostática y las fuerzas de atracción, relacionadas a las fuerzas de Van Der Waals. Hunter⁸ estableció que las mediciones del potencial zeta bajo flujo de líquido son utilizadas en gran proporción para entender el comportamiento de las partículas y las superficies en solución.

Figura 1. Definición Potencial Zeta



Fuente: Modificado de Wikipedia. Zeta Potential.

La magnitud del potencial zeta indica la estabilidad potencial de un sistema coloidal, como es el caso de los sistemas aceite/salmuera o aceite/roca. Si el potencial zeta es muy grande (positivo o negativo), las partículas tienden a repelerse entre ellas y no existe tendencia a flocular. Sin embargo, si las partículas generan un bajo potencial zeta, no existe una fuerza que prevenga la

⁶ LAL, R. Encyclopedia of Soil Science. 2^{da} edición, Estados Unidos, Ed. Taylor & Francis, 2005.

⁷ SHEHATA, A.M. y NASR-EL-DIN, H.A., Zeta Potential Measurements: Impact of Salinity on Sandstone Minerals. En: SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 2015. SPE-173763-MS.

⁸ HUNTER, R.J. Zeta Potential in Colloid Science: Principles and Applications. Ed. Academic Press, 2013.

aglomeración y floculación de las partículas. Una suspensión es estable cuando el valor del potencial Z es mayor a 30 mV o menor a -30 mV.

El potencial zeta de las gotas de crudo dispersas en agua depende del pH de la fase acuosa, donde el potencial disminuye a medida que el pH aumenta, y el punto donde el potencial es igual toma un valor de cero, denominado punto isoeléctrico, los grupos ácidos y básicos disociados en la superficie entre el aceite y el agua contribuyen de manera equivalente a la carga total en la superficie, por lo tanto, el sistema coloidal es menos estable.

1.1.3 Teoría DLVO La teoría DLVO de estabilidad coloidal se basa en el equilibrio existente entre las fuerzas de repulsión electrostática y las fuerzas de atracción de Van der Waals, por lo tanto, estipula una explicación de la aglomeración de algunos coloides respecto a los demás que no se aglomeran. El fundamento de esta teoría es describir las fuerzas que existen en los segmentos cargados que interactúan en el medio líquido, como consecuencia la teoría combina los efectos de atracción de Van der Waals y la repulsión electrostática debido a las dobles capas eléctricas.

En el momento en que los coloides empiezan a aproximarse, las dobles capas empiezan a interferir entre sí, entonces para que exista la unión de estos coloides debe existir una fuerza opuesta (atracción) para que se origine el fenómeno.

A medida que aumenta el acercamiento entre las partículas la energía de repulsión aumenta exponencialmente ocasionando que se presente su magnitud máxima cuando las partículas están casi juntas.

La fuerza de atracción de Van der Waals entre los coloides es la suma de las fuerzas de cada una de las moléculas del coloide, por lo tanto, si se modifica el contenido iónico, pH o se añade algún surfactante que afecte la carga del coloide, se debe medir el potencial zeta para establecer la estabilidad de la dispersión y saber si los coloides se agrupan o se dispersan al alterar el ambiente.

1.2 TENSIÓN INTERFACIAL

El término interfaz indica un límite o línea divisoria entre dos fases inmiscibles, los tipos de interfaces incluyen: gas-líquido, líquido-líquido, líquido-sólido, sólido-gas y sólido-sólido. Para fluidos, las interacciones moleculares en la interfaz dan como resultado una tensión medible, generada por la atracción de las fases sin mezclarse, la cual, si es constante, es igual a la energía libre superficial necesario para formar una unidad de área de la interfaz. la Tensión interfacial (IFT) es la magnitud de trabajo o energía que es requerida para mantener los dos fluidos aparte a presión, temperatura y masa constantes en un estado de equilibrio y se define con la siguiente ecuación:

$$\sigma = \left(\frac{\partial G}{\partial A} \right)_{T,P,M_1 \text{ y } 2} \quad (1)$$

Donde G es la energía libre de Gibbs y A es el área de la interfaz. Las unidades comunes para expresar las tensiones interfaciales y superficiales son los mili-Newtons por metro (mN/m).

La tensión interfacial también se describe como el costo de energía libre al incrementar el área interfacial entre dos fases. Si la tensión interfacial es grande, los dos medios tienden a minimizar el área de contacto interfacial.

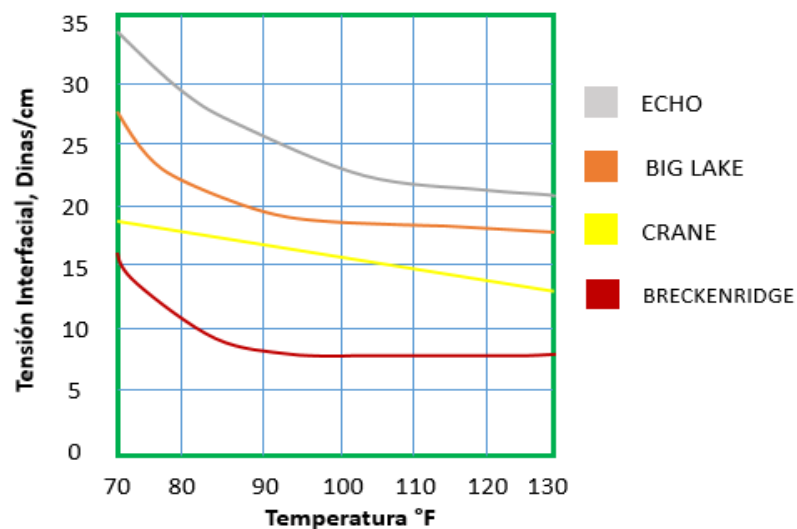
La tensión interfacial es empleada para describir la fuerza por unidad de longitud requerida para crear una unidad de área superficial entre dos líquidos o un líquido y un sólido. Normalmente, La tensión interfacial entre dos líquidos inmiscibles es menor que la tensión superficial (fuerza generada por el contacto con aire o el vapor del mismo liquido) del líquido con la mayor tensión y a menudo es intermedia entre las tensiones superficiales individuales de los líquidos en interés.

Las sales en las salmueras de campo tienden a incrementar la tensión interfacial, pero los agentes activos superficiales que se disuelven en el agua desde el aceite disminuyen la tensión. Bajo condiciones de yacimiento, la interacción

entre el crudo y el agua determina la tensión interfacial entre el crudo y la salmuera.

El efecto de la temperatura en las tensiones interfaciales para algunos sistemas agua-aceite se muestra en la **figura 2**, la reducción de la tensión interfacial al aumentar la temperatura es más pronunciada en cuanto a la tensión superficial. Aunque no existe una relación cuantitativa entre la ITF y la temperatura, la tendencia general sugiere menores tensiones interfaciales con crudos que poseen mayor gravedad API. Sin embargo, en estudios se estableció que los crudos con altos contenidos de asfáltenos y resinas tienen diferentes efectos de temperatura en cuanto a la tensión interfacial⁹. La tensión interfacial entre el crudo y la salmuera en el yacimiento disminuye cuando se aumenta la temperatura debido a que la solubilidad del agua en el aceite aumenta exponencialmente con la temperatura reduciendo la energía libre entre los dos fluidos inmiscibles.

Figura 2. Efecto de la temperatura en la tensión interfacial.



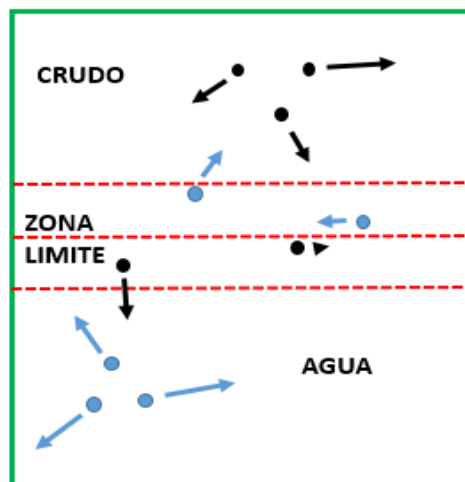
Fuente: Modificado de William, L., Plisga, G., y Lorenz, M. Standard. Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. Elsevier, p. 5-35.

⁹ HJELMELAND, O.S, y LARRONDO, L.E., Investigation of the Effects of Temperature, Pressure and Crude Oil Composition on Interfacial Properties. SPE Reservoir Engineering Journal, 1986, vol. 1, no. 04, 322-328 p. Citado por: LYONS, W.C, y PLISGA, G.J., Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. 2^{da} edición. Ed. Gulf Professional Publishing, 2011.

Uno de los factores que más afecta la tensión interfacial es la presencia de gases inertes como es el caso del nitrógeno y el dióxido de carbono, los cuales tienden a bajar la magnitud de esta fuerza. Cuando las concentraciones de N_2 y CO_2 en el líquido exceden 1% molar, los valores de la tensión calculados para una mezcla cualquiera pueden ser menores de un 5 a un 20%¹⁰.

En la **figura 3** se ilustra el fenómeno de la tensión interfacial cuando el agua y el aceite se encuentran en contacto mostrando que el movimiento de las moléculas en la zona límite entre las dos fases es mucho menor que el de las moléculas en las fases exclusivas de agua y crudo.

Figura 3. Fenómeno representativo de la tensión interfacial.



Fuente: Modificado de ANDRESEN, Christer. Physical Chemistry of Mechanisms for Low Salinity Waterflood. Tesis de Maestría Universidad de Bergen, 5 p.

1.3 PRESIÓN CAPILAR

La presión capilar (P_C) se define como la diferencia en la presión molecular a través de la interfaz entre dos fluidos inmiscibles. En término de los fluidos en un

¹⁰ Paris de Ferrer, M., Fundaciones de Ingeniería de Yacimientos. Ediciones Astro Data, 2009. 264 p.

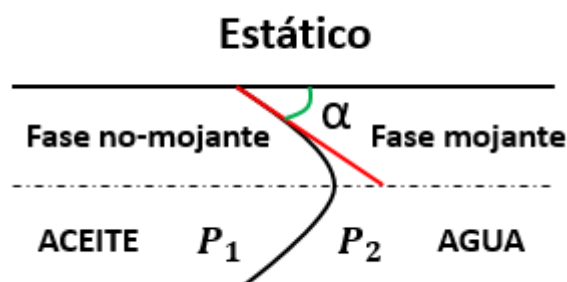
yacimiento de petróleo o gas, los fluidos inmiscibles son respectivamente la fase mojante y la fase no mojante. Este fenómeno se expresa de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P_C = P_{NM} - P_M \quad (2)$$

Donde P_{NM} es la presión de la fase no mojante y P_M es la presión de la fase mojante.

La capilaridad se observa a partir de un experimento en el cual un tubo capilar se sumerge en los dos fluidos inmiscibles (agua y crudo), como se muestra en la **figura 4**.

Figura 4. Configuración de la interfaz entre la fase mojante y no mojante dentro de un capilar.



Fuente: Modificado de ANDRESEN, Christer. Physical Chemistry of Mechanisms for Low Salinity Waterflood. Tesis de Maestría Universidad de Bergen, p. 13.

El diferencial de presión es resultado de la diferencia entre las fuerzas electrostáticas internas (cohesivas) y externas (adhesivas) que actúan sobre los dos fluidos. Para el caso expuesto en la figura anterior el agua moja la superficie del capilar debido a que el ángulo de contacto α , medido a través del agua es menor a 90° . Si las dos fases y la interfase no se encuentran en movimiento (estado inicial del yacimiento) es necesaria una mayor presión en la fase no

mojante y luego en la fase mojante para mantener la interfaz estacionaria. Por lo tanto, otra manera de expresar la presión capilar es la siguiente:

$$P_c = \frac{2\sigma\cos\alpha}{R} \quad (3)$$

Esta es una forma simple de la ecuación de Laplace, donde R es la curvatura de la interfaz (radio de la garganta de poro), σ es la tensión interfacial entre las dos fases en contacto y α es el ángulo de mojabilidad entre la superficie de la roca y la tangente a la interfaz entre el contacto agua-aceite. El ángulo de contacto puede tomar valores entre 0° y 180°. Si su valor es mayor a 90°, el patrón de mojabilidad se invierte, es decir la roca o el capilar se moja por aceite, por lo tanto, la presión capilar se convierte en negativa¹¹.

1.4 MOJABILIDAD

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otro u otros fluidos inmiscibles, tratando la fase mojante de ocupar la mayor área de contacto posible. Una gota de un fluido preferentemente mojante desplaza al otro fluido y se dispersa por toda la superficie. Contrariamente, si un fluido no mojante se deja caer sobre una superficie ya cubierta por el fluido mojante, formará gotas, minimizando su contacto con el sólido.

En el caso de los yacimientos de hidrocarburo, existe principalmente presencia de agua y petróleo, donde la gota de petróleo desarrolla una forma semiesférica al entrar en contacto con la superficie, mientras el agua tiene a esparcirse en toda la superficie de contacto, este fenómeno se presencia en la siguiente figura¹².

¹¹ LAKE, L.W., Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall, 1989.

¹² Paris de Ferrer, M., Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 1^{ra} edición. Ediciones Astro Data, 2009. 268-269 p.

Figura 5. Mojabilidad en Mercurio, petróleo y Agua.



Como se puede observar en la **figura 5** a medida que el ángulo de contacto disminuye, las características humectantes del líquido aumentan. Una mojabilidad completa se evidencia cuando el ángulo de contacto es de 0° , por lo tanto, si el ángulo es de 180° no existe mojabilidad y si el ángulo varía entre 60° y 90° la mojabilidad se define como intermedia o mixta.

En muchas aplicaciones en la industria del petróleo, la mojabilidad se trata como una magnitud total, es decir, la roca es mojada por agua o por aceite. Esta simplificación extrema enmascara la complejidad de la física de la mojabilidad en el yacimiento.

La mojabilidad es una propiedad muy importante, debido a que afecta el comportamiento capilar y de desplazamiento de los fluidos en las rocas de los yacimientos. La importancia se debe a las fuerzas de atracción, ya que debido a estas la fase mojannte tiende a ocupar los poros de menor tamaño en la roca y la fase no mojannte ocupa los poros más grandes. Entonces en nuestro caso en los yacimientos petrolíferos, la superficie es la roca y los fluidos son el aceite, gas y agua.

El ángulo de contacto (θ) se relaciona con la energía superficial representada por medio de la siguiente ecuación:

$$A_t = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta \quad (4)$$

Donde σ_{os} es la energía interfacial entre la roca y el petróleo; σ_{ws} es la energía interfacial entre la roca y el agua; σ_{ow} es la tensión interfacial entre el petróleo y el agua; θ es el ángulo de contacto petróleo-sólido-agua, medido a través del

agua y A_t es la tensión de adhesión. La ecuación anterior representa el balance de fuerzas que actúa en el punto de contacto de los dos fluidos inmiscibles con la roca, lo cual genera una tensión de adhesión.

En general σ_{os} y σ_{ws} no se pueden medir directamente, pero σ_{ow} y θ pueden determinarse independientemente en el laboratorio. Con esta relación se mide indirectamente la mojabilidad de la roca, pues una tensión de adhesión positiva indica que la roca está mojada por el líquido más denso (agua), ya que él θ es menor a 90° , mientras que para valores mayores a 90° la roca tiende a mojarse por petróleo. En el caso que el ángulo de contacto esté cercano a los 90° la mojabilidad es mixta, es decir, el agua se moja por los dos fluidos (agua y petróleo).

En resumen, la medida de la mojabilidad de forma cualitativa se puede interpretar de la siguiente manera y se puede ver en la **figura 6**:

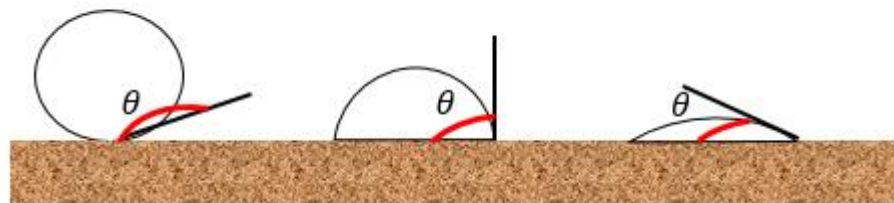
Si A_t es positiva, indica que el agua moja preferencialmente la roca y $\theta < 90^\circ$, además $\sigma_{os} > \sigma_{ws}$.

Si A_t es negativa indica que el crudo moja preferencialmente la roca y $\theta > 90^\circ$, además $\sigma_{ws} > \sigma_{os}$.

Si A_t es cero indica que ambas fases tienen igual afinidad por la roca y $\theta = 90^\circ$.

Figura 6. Ángulo de contacto de acuerdo al tipo de mojabilidad.

Mojada por petróleo Mojabilidad intermedia Mojada por agua



Se debe tener en cuenta que para las afirmaciones anteriores suponen que el agua es más densa que el crudo por lo tanto estos conceptos no son aplicables a crudos con gravedad API menor a 10° .

Según Abdallah et al¹³ la mojabilidad original de la formación y la mojabilidad alterada durante y después de la migración de hidrocarburos inciden en el perfil de saturación de agua inicial, S_{wi} y en las características de producción de la formación.

La mayoría de los yacimientos son mojados por agua antes de la migración de petróleo y exhiben una zona de transición larga, a través de la cual la saturación cambia gradualmente pasando de un predominio de petróleo con agua irreducible en el tope de la zona de transición a la presencia de agua en la base. Esta distribución se debe a la diferencia de presión, basada en la flotabilidad entre la fase de petróleo y agua conocida como presión capilar, como se mencionó anteriormente. El petróleo que migra a un yacimiento mojado por petróleo muestra un perfil de saturación totalmente diferente, puesto que la saturación de petróleo es máxima en la base del yacimiento.

La mojabilidad también afecta el volumen de petróleo producido microscópicamente, el cual se determina por la saturación de petróleo residual, S_{or} , parámetro medido después de realizar la recuperación mejorada de petróleo.

Según Magdalena Paris¹⁴, La mojabilidad puede afectar los siguientes factores:

- La localización y la saturación de agua irreducible.
- La distribución de los fluidos en el yacimiento, es decir, la localización del petróleo y del agua en el espacio poroso.
- La magnitud y localización del petróleo residual.
- El mecanismo de desplazamiento del petróleo.

Este último factor es muy importante en los métodos de recobro y como se observará en capítulos posteriores va a influenciar mucho en la recuperación

¹³ ABDALLAH, W. et al. Los Fundamentos de la Mojabilidad. Oilfield Review, 2007, vol. 03. 48-67 p.

¹⁴ Paris de Ferrer, M., Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2^{da} edición. Ediciones Astro Data, 2001. 37-39 p.

mejorada de petróleo al realizar o implementar la inyección de agua de baja salinidad.

1.4.1 Cambios a la mojabilidad las fuerzas de mojabilidad conducen a una condición de equilibrio entre la roca, el crudo y el agua. Los constituyentes y las condiciones en las tres fases inciden en la preferencia de la mojabilidad. Por lo tanto, se debe tener en cuenta los componentes del aceite, la química del agua de formación o salmuera y la superficie mineral de la roca, así como las condiciones de temperatura, presión e historia de saturación del sistema¹⁵.

La composición del petróleo es clave para modificar la mojabilidad de una roca naturalmente mojada por agua, ya que cualquier componente que altere la mojabilidad se encuentra en la fase de petróleo. Estos son los compuestos polares de las resinas y los asfáltenos, los cuales combinan las características hidrofílicas e hidrofóbicas. La composición del petróleo determina la solubilidad de los componentes. Un petróleo crudo, que es un solvente pobre para sus propios surfactantes, posee mayor propensión a modificar la mojabilidad que un crudo considerado como buen solvente.

Para que los componentes del crudo alteren la mojabilidad, la fase petróleo debe remover la salmuera en la superficie de la roca, debido a que la superficie de una roca mojada por agua está revestida por una película de agua. La capa de la fase acuosa más cercana a la superficie de la roca forma una capa eléctrica doble donde las cargas excesivas sobre la superficie sólida se oponen iones electrolíticos de carga opuesta. La primera capa de agua con estos iones es estática, mientras la segunda capa intercambia iones con el agua, como se mostró en la figura que representa el potencial zeta del numeral 1.1.2. Cuando dos interfaces (roca-agua, agua-petróleo) se encuentra próximas entre sí, las

¹⁵ BUCKLEY, J.S., LIU.Y., y MONSTERLEET, S. Mechanisms of Wetting Alteration by Crude Oils. SPE Journal, 1998, vol. 3, no. 3. 54-61 p.

fuerzas que actúan para mantenerlas separadas o acercarlas comprenden las interacciones de Van der Waals, electroestáticas y estructurales¹⁶.

La fuerza neta resultante de las anteriores se expresa como una fuerza por unidad de área denominada presión de separación. Una presión de separación positiva mantiene las interfaces separadas, mientras una presión de separación negativa atrae las interfaces. La composición del crudo y su pH, así como la composición de la salmuera influyen en la presión de separación¹⁷.

En el momento en el cual la película de agua se desestabiliza los componentes polares del petróleo crudo se adhieren a la superficie y hacen que la roca se moje por crudo, aunque los iones divalentes del agua de inyección (recobro mejorado) también pueden desestabilizar la película.

Debido a la presencia y la naturaleza de los sitios ionizados en la superficie de la roca, el rango de pH que conduce a la inestabilidad es diferente para carbonatos y areniscas. Las superficies silíceas poseen carga negativa por encima de un pH de 2, por lo tanto, pueden absorber los iones con carga positiva. Por otra parte, las superficies de la calcita pueden poseer carga positiva por debajo de un pH de 9.5, de manera que pueden absorber iones con carga negativa (especies ácidas). La mojabilidad de los carbonatos también es influenciada por las interacciones específicas con los ácidos carboxílicos y por la reactividad de los minerales carbonatados¹⁸.

En la producción de hidrocarburos los fluidos que se inyectan para obtener una recuperación mejorada de petróleo pueden modificar la mojabilidad de la formación, ya sea en forma deliberada o inadvertidamente, lo cual puede generar mejoras o daños en la inyectividad o en la productividad. Una salmuera inyectada, cuyo contenido de sólidos disueltos o pH difiere de los del agua de formación puede generar cambios en la mojabilidad. Los surfactantes pueden

¹⁶ HIRASAKI, G.J. Wettability: Fundamentals and Surface Forces. SPE Formation Evaluation Journal, 1991, vol. 6, no. 02.

¹⁷ ABDALLAH, W. Op. Cit. 51-52 p.

¹⁸ THOMAS, M.M.; CLOUSE, J.A. y LONGO, J.M. Adsorption of Organic Compounds on Carbonate Minerals, 1993, vol. 109, no. 1, 201-212 p.

reducir la IFT entre los fluidos y modificar el ángulo de contacto, así como también la recuperación térmica puede cambiar la mojabilidad debido a que la calcita tiende a mojarse por agua a altas temperaturas.

1.5 EFICIENCIA MACROSCÓPICA Y MICROSCÓPICA

El factor de recobro total de cualquier método de recobro mejorado se define como el producto entre la eficiencia de barrido microscópica y la eficiencia de barrido macroscópica.

La eficiencia macroscópica (E_v) hace referencia al barrido volumétrico del yacimiento. Mientras tanto la eficiencia microscópica, también llamada eficiencia de desplazamiento (E_D), hace referencia a la recuperación adicional de petróleo a escala de poro, la cual está ligada directamente con la disminución de la saturación del aceite residual¹⁹.

Cuando se lleva a cabo un proceso de Waterflooding se obtiene factor de recobro con eficiencias microscópica y macroscópica determinadas. Después de la inyección de agua, la eficiencia macroscópica puede incrementarse por medio de técnicas de recobro que aumentan la relación de movilidad (ej. inyección de polímeros). Por otra parte, la eficiencia microscópica puede incrementarse al emplear métodos de recobro donde existan modificaciones a escala micro del sistema crudo-agua, crudo-roca o agua-crudo-roca (ej. Inyección de surfactantes).

Como se va a evidenciar posteriormente en éste trabajo de investigación, la recuperación adicional de petróleo al inyectar agua de baja salinidad se debe al aumento de la eficiencia de barrido microscópico, ya que la magnitud del barrido volumétrico es equivalente al evidenciado en el Waterflooding. El punto diferencial principal en el desarrollo de estos dos métodos es el cambio en la

¹⁹ Green, D., y Willhite G. Enhanced Oil Recovery. 1998. Society of petroleum Engineers.

interacción del sistema roca-fluido generado por la inyección del agua de salinidad reducida, resultando en la disminución del S_{or} .

1.6 CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS DEL AGUA

Para el proceso de inyección de agua de baja salinidad (LSWI) el pH y la composición iónica, especialmente los aniones cloro, carbonato, bicarbonato y los cationes calcio, magnesio y sodio; son factores determinantes para evaluar el recobro adicional del petróleo. Como consecuencia, se debe tener claridad en los procedimientos para determinar las características químicas del agua para posteriormente, realizar el análisis de los cambios presentes a nivel de yacimientos al inyectar agua de baja salinidad.

1.6.1 pH es una medida de la alcalinidad o acidez de una sustancia, que indica la concentración de iones hidrogeno H^+ . La medición del cambio de esta variable es importante para el método EOR expuesto en este trabajo. El potencial de hidrogeno (pH) se puede medir con un pH-metro o un papel indicador.

1.6.2 Cloro el ion cloruro (Cl^-) es el principal constituyente del agua de producción, agua de acuíferos de agua dulce y salada, así como de agua fresca superficial. Al encontrarse en mayor proporción en el agua, el contenido de este anión es determinante en su salinidad. Para determinar la concentración de iones cloruro se deben emplear las siguientes normas: ASTM D4458-15, Standard Test Method for Chloride Ions in Brackish Water, Seawater, and Brines y/o ASTM D4327-11, Standard Test Method for Anions in Water by Suppressed Ion Chromatography²⁰.

²⁰ Todas las normas ASTM mencionadas en este trabajo de grado se encuentran actualizadas a la fecha de entrega del mismo, se recomienda tomar en cuenta la última actualización de la norma para su respectiva consulta y utilización.

1.6.3 Carbonatos y Bicarbonatos la alcalinidad del agua es dependiente del contenido de sales de ácido carbónico (iones carbonatos y bicarbonatos) e hidróxidos. El bicarbonato es el que contribuye en mayor grado a la alcalinidad del agua. Para determinar la concentración aniones carbonato y bicarbonato presente en el agua se debe emplear la norma ASTM D1067-16, Standard Test Methods for Acidity or Alkalinity of Water.

1.6.4 Sulfatos estos aniones proceden de las rocas sedimentarias, en particular de los carbonatos (yeso y anhidrita), y también de las aguas lluvias debido al dióxido de azufre presente en la atmósfera. Junto con el calcio le imparten carácter ácido al agua. Estos iones tienen tendencia a producir incrustaciones por lo que pueden afectar el proceso de inyección de agua en la industria del petróleo. Para precisar la cantidad de sulfatos presentes en el agua se deben utilizar las normas ASTM D4327-11, Standard Test Method for Anions in Water by Suppressed Ion Chromatography y/o ASTM D4130-15, Standard Test Method for Sulfate Ion in Brackish Water, Seawater, and Brines.

1.6.5 Calcio el ion calcio está presente en las salmueras ya que proviene de las rocas carbonatos (caliza, yeso y dolomita) y se combina fácilmente con los aniones carbonato, bicarbonato y sulfatos para formar precipitados, principalmente carbonato de calcio. Este ion es un principal componente del agua dura. La cantidad de estos iones en el agua se determina con la norma ASTM D511-14, Standard Test Methods for Calcium and Magnesium in Water.

1.6.6 Magnesio junto al calcio son los responsables de la dureza del agua y se encuentra en grandes concentraciones en el agua de mar. Este ion proviene de las rocas con minerales que contienen magnesio, como es el caso de la dolomita y la magnetita. La concentración de magnesio se determina por medio de la norma ASTM D511-14, Standard Test Methods for Calcium and Magnesium in Water.

1.6.7 Sodio es el catión más abundante en las salmueras en los yacimientos petrolíferos y las aguas de producción, por lo general en concentraciones mayores a 25,000 partes por millón. Para determinar la presencia de sodio se emplea la norma ASTM D3561-16, Standard Method for Lithium, Potassium and Sodium Ions in Brackish Water, Seawater, and Brines by Atomic Absorption Spectrophotometry.

1.6.8 Salinidad La salinidad del agua se representa por medio de la concentración de sales disueltas en ella misma, estas sales son conocidas comúnmente por la sigla TDS por su significado en inglés (Total Dissolved Solids). La salinidad se mide en miligramos por litro (mg/L), aunque comúnmente se expresa como ppm por facilidad. Sin embargo, al expresar concentraciones en ppm se hace referencia a una parte en un millón de partes de sustancias similares y el agua con las sales son sustancias diferentes. En la Tabla 1, se muestra la clasificación del agua según la cantidad de TDS presentes.

Tabla 1. Clasificación del agua según su salinidad.

Clasificación	TDS (mg/L ó ppm)
Agua Fresca	<1000
Agua Salobre	1000-20000
Agua Salina	20000-35000
Salmuera	>35000

Fuente: Apuntes Facilidades de Superficie, 2016.

1.7 TRAZADORES QUÍMICOS

Las pruebas de trazadores químicos en pozos SWCTT, por sus siglas en inglés (Single Well Chemical Tracer Test) han sido utilizadas en la industria de los hidrocarburos para evaluar la eficiencia de los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) basados en desplazamiento de fluido aplicados en campo. Los SWCTT son un método para medir la saturación de aceite residual en los intervalos del yacimiento. Esta prueba se lleva a cabo inyectando sustancias químicas para posteriormente producir de nuevo por el mismo pozo

un volumen específico de salmuera el cual incluye los trazadores químicos apropiados.

El método consiste en inyectar un volumen de agua de prueba (agua del yacimiento) con aproximadamente 1% en volumen de un éster, generalmente acetato de etilo, en la zona objetivo del pozo de prueba. A continuación, el agua con el éster es desplazada por salmuera sin ningún químico adicionado, hasta que el éster llega al radio de penetración determinado en el yacimiento, el cual varía entre 10 y 15 ft. El volumen total inyectado a la formación es bombeado con i-propanol y n-propanol, el cual es el trazador de balance de materia ya que no reacciona con los fluidos del yacimiento y adicionalmente, no se fracciona.

Después de la inyección de los trazadores existe el periodo de apagado del pozo que varía entre uno y diez días dependiendo de la temperatura del yacimiento. Durante este periodo una porción del éster reacciona con el agua de formación formando alcohol etílico, el cual se convierte en el trazador secundario que solo es soluble en agua. El periodo de apagado también es diseñado para que se produzca la suficiente cantidad del trazador secundario para medir adecuadamente su concentración durante la etapa de producción del pozo. Por lo general, el trazador primario se convierte del 10% al 50% en trazador secundario.

Por último, el pozo se pone de nuevo en producción, se toman muestras periódicas de los fluidos en cabeza de pozo e inmediatamente son analizados por medio de cromatografía de gases para obtener la fracción molar del éster sin reaccionar, etanol y propanol.

Cabe destacar que al principio de la etapa de producción el éster remanente y el trazador secundario están localizados juntos en el límite del radio de penetración de la prueba (10-15 ft), a medida que los fluidos empiezan a salir del pozo estas dos sustancias se separan ya que el éster se fracciona entre el aceite residual inmóvil y la fase de agua móvil, generando retraso en la producción del éster. Mientras que el trazador secundario al ser soluble en el agua viaja a la misma

velocidad del agua. La separación entre los dos trazadores es empleada para calcular la saturación de aceite residual.

Los resultados de las pruebas SWCTT a partir de una formación con alta cantidad de aceite residual muestran una gran separación entre el trazador secundario y el éster, mientras tanto en las pruebas con Sor bajo, los dos trazadores muestran una pequeña separación.

1.8 NÚMERO ÁCIDO TOTAL Y NÚMERO BÁSICO TOTAL

El número ácido total (TAN) y el número básico total (TBN) ambos por sus siglas en inglés, son parámetros importantes para caracterizar los componentes polares presentes en el crudo.

El petróleo crudo contiene una mezcla compleja de miles de compuestos químicos donde la mayoría son hidrocarburos que solo contienen hidrógeno y carbono. Por otra parte, también contiene compuestos orgánicos polares que contienen átomos de nitrógeno, azufre y oxígeno en sus grupos funcionales. La mezcla de estos compuestos son los que se denominan los componentes “polares” del crudo o NSO quienes se encuentran principalmente en las resinas y asfáltenos.

El TAN se define como la cantidad total de hidróxido de potasio (KOH), medido en miligramos, necesario para neutralizar un gramo del ácido presente en el aceite. Este parámetro es medido con referencia en la norma ASTM D664-11ae1, Standard Test Method for Acid Number of Petroleum Products by Potentiometric Titration. Mientras que el TBN se define como los miligramos de KOH presentes en un gramo de crudo, el cual se mide con base en la norma ASTM D2896-15, Standard Test Method for Base Number of Petroleum Products by Potentiometric Perchloric Acid Titration. Estos dos parámetros son de utilidad al evaluar la inyección de agua de baja salinidad ya que permiten medir y cuantificar la cantidad de componentes polares que contiene el crudo en el yacimiento.

Otro parámetro a tener en cuenta es el pK_a definido como la fuerza que tienen las moléculas al disociarse. Este expresa la fortaleza de un ácido, donde un ácido será más fuerte cuanto menor es su pK_a , mientras que una base es más fuerte cuando el pK_a es mayor. Cabe destacar que este parámetro depende en gran magnitud de la temperatura.

2. INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD

La inyección de agua es aceptada en la actualidad como la técnica de recobro más simple, rentable y económica a nivel mundial. Por lo tanto, la mayoría de los yacimientos convencionales han sido, son y seguirán siendo considerados para aplicar el Waterflooding. Sin embargo, históricamente la salinidad no ha sido tomada en cuenta como un factor que afecte la recuperación de petróleo por medio de la inyección de agua.

“En la mayoría de los casos, al inicio de la inyección de agua convencional, se implementa la inyección con el agua de la fuente más barata que por lo general tiene una composición diferente que el agua inicial en la formación, aunque la inyektividad no se ve afectada por daños en la formación”²¹. En el caso de los proyectos offshore, la salmuera a inyectar es elegida para ser compatible con el agua de la formación. Sin embargo, varios autores han reportado que inyectar agua de baja salinidad puede incrementar el recobro de petróleo, comparado con la inyección de agua convencional (alta salinidad) en los yacimientos de areniscas²².

La inyección de agua de baja salinidad nació cuando en 1990 Morrow y sus colaboradores²³ estudiaron el efecto de la mojabilidad en la inyección de agua, Jadhunandan y Morrow²⁴ encontraron que los cambios en la composición de la salmuera inyectada afectaban el recobro de petróleo. Después en 1996, Yildiz y Morrow²⁵ confirmaron que la composición de la salmuera podía afectar el factor de recobro, pero ellos establecieron que la cantidad de petróleo recuperada dependía de las condiciones específicas del sistema aceite/salmuera/roca.

²¹ Robertson, E., Low-Salinity Waterflooding to Improve Oil Recovery-Historical Field Evidence. En: SPE Annual Technical Conference, 2007.

²² Dang, C., et al, 2013. State-of-the Art Low Salinity Waterflooding for Enhanced Oil Recovery. En: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 2013.

²³ Morrow, N.R. Wettability and its Effect on Oil Recovery, Journal of Petroleum Technology 1990, Trans. AIME, 289 p.

²⁴ Jadhunandan, P., Morrow, N.R., 1991. Spontaneous imbibition of water by crude oil/ brine/rock systems. 319–345 p.

²⁵ Yildiz, H. y Morrow, N.R. Effect of brine composition on recovery Waterflooding of Moutray crude oil. Petroleum science & engineering, 1996.159-168 p.

Luego se dio una investigación continua de la British Petroleum (BP) en pruebas a núcleos a condiciones de yacimiento lo que conllevó a su marca registrada de técnica de recobro LoSal™²⁶. En la actualidad diversas empresas están desarrollando sus investigaciones, como es el caso de TOTAL, General Electric, Shell, Statoil, BP, PetroChina, Saudi Aramco; así como distintas universidades, en especial la universidad Heriott-Watt en el Reino Unido y la Universidad de Texas, especialmente el Ph. D Emad W. Al-Shalabi. Cabe resaltar que Morrow y sus colaboradores son los precursores de esta técnica debido a sus diferentes estudios desarrollados a finales del siglo pasado.

La gran diferencia entre la inyección de agua de baja salinidad y el Waterflooding radica en que la segunda técnica mencionada afecta la eficiencia de barrido macroscópica, es decir, la recuperación adicional de petróleo es consecuencia del barrido volumétrico del yacimiento. En el caso de LSWI la eficiencia macroscópica es igual a la obtenida con la inyección de agua convencional, por lo tanto, el aporte adicional de esta técnica se debe al mejoramiento en la eficiencia de barrido microscópica (reducción de tensión interfacial, cambio en la mojabilidad, generación de surfactantes in-situ). Debido a los aspectos anteriores la inyección de agua de baja salinidad es estudiada como una técnica EOR, la cual puede ser aplicada principalmente en campos maduros donde se han empleado técnicas de recuperación secundaria y terciaria, aunque también puede ser implementada en campos nuevos.

Según los diferentes autores que han estudiado la inyección de agua de baja salinidad, esta técnica EOR puede llegar a ser más efectiva que otras técnicas debido a que:

- Es económica.
- Es amigable con el medio ambiente.
- Requiere poco tratamiento

²⁶ SHENG, J., 2014. Critical Review of low-salinity Waterflooding. Journal of Petroleum Science and Engineering 120. 216-224 p.

- Requiere pocas facilidades en superficie.
- Puede llegar a reducir el corte de agua.
- Es de fácil acceso ya que solo emplea agua.

Por otra parte, la gran desventaja de este método es que la recuperación adicional de petróleo esperada al implementar esta técnica es baja debido a que este método afecta principalmente la eficiencia microscópica.

La técnica puede ser empleada en yacimientos de arena como en yacimientos carbonatados, sin embargo, en estos últimos se han ejecutado pocos estudios. “Una de las causas de esta limitación en esos estudios ha sido la extensa investigación realizada a la técnica en areniscas, lo cual ha concluido que la presencia de arcillas es la principal causa de la alteración en la mojabilidad de la roca. La otra razón es que en los carbonatos las interacciones químicas entre el petróleo, la salmuera y la roca son bastante complejas y este tipo de roca presenta una alta heterogeneidad”²⁷.

2.1 INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN ARENISCAS

Los diferentes autores definen que el proceso en la inyección de agua de baja salinidad en areniscas se fundamenta en realizar una dilución del agua a inyectar.

2.1.1 Condiciones en las cuales trabaja la inyección de agua de baja salinidad en areniscas De acuerdo a la revisión bibliográfica realizada se puede estipular que las condiciones generales para que la inyección de agua de baja salinidad trabaje son las siguientes:

1. Presencia de arcillas. Es necesario que en la roca exista presencia de Caolinita y/o ilita, las caolinitas e ilitas son arcillas no hinchables que tienden

²⁷ Al-Shalabi, E. y Sepehrnoori.K. A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks 2016. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, vol 139, 137-161 p.

a desprenderse de la superficie de la roca y migrar cuando las condiciones coloidales conducen a su liberación. Sin embargo, los tipos y cantidad de arcilla presente no han sido definidos claramente por la literatura.

2. Presencia de componentes polares en el aceite crudo.
3. Presencia de agua inicial de yacimiento o agua connata.
4. Presencia de iones divalentes en el agua inicial en el yacimiento.
5. Existencia de un choque salino, es decir, que la salinidad del agua inyectada debe ser significativamente baja con relación al agua inicial. por lo general agua con salinidad de 10000 ppm o menor.

Cabe destacar que las condiciones mencionadas no garantizan en su totalidad el efecto de la LSWI, en ciertos casos algunas condiciones no mostraron efecto y en otros casos no todas las condiciones fueron necesarias para presenciar el efecto. Este aspecto se verá reflejado a lo largo de los diferentes capítulos de este trabajo de investigación.

2.1.2 Mecanismos propuestos para el efecto de LSWI En la actualidad no existe la aceptación de un mecanismo específico como el principal para el efecto de la baja salinidad en areniscas. Esto se debe a la naturaleza compleja de la interacción entre el crudo, salmuera, y roca, así como a numerosas observaciones conflictivas de un mecanismo sugerido a otro. Los mecanismos sugeridos son los siguientes: migración de finos, aumento del pH, intercambio multi-ionico (MIE), salting-in, alteración de la mojabilidad, entre otros.

2.1.2.1 Migración de finos en 1942 Smith²⁸ condujo diversas pruebas de laboratorio en núcleos de areniscas utilizando una solución de cloruro de calcio y agua dulce. El recobro de aceite fue mayor al emplear la salmuera debido al hinchamiento de las arcillas con el agua dulce. En 1959 Martin²⁹ realizó pruebas en núcleos y documentó un incremento en el recobro de crudo como resultado

²⁸ SMITH, K.W. Brine as Flooding Liquids. En: 7th Annual Technical Meeting Mineral Industries Experiment Station, 1942.

²⁹ MARTIN, J.C. The Effects of Clay on the Displacement of Heavy Oil by Water. En: SPE Venezuelan Annual Meeting, 1959. SPE-1411.

de la reducción de la salinidad de la salmuera inyectada y propuso el hinchamiento de las arcillas y la emulsificación como las razones detrás del aumento. Sin embargo, en 1967 Bernard³⁰ encontró un mayor recobro usando agua dulce en areniscas comparado con la salmuera de NaCl y estos fue acompañado con una alta caída de presión. El sugirió dos escenarios: el hinchamiento de las arcillas resulta en menos espacios para el aceite y el agua o la dispersión de las arcillas en partículas finas bloqueando los canales de flujo establecidos originalmente y formando nuevos canales.

La migración de finos iniciada químicamente desde las arcillas ocurre cuando el fluido fluyente tiene una concentración catiónica total inadecuada o contiene un inadecuado porcentaje de cationes divalentes (Ca^{2+} y Mg^{2+}). La dispersión de las arcillas es considerada como un fenómeno complejo dependiente del tipo de arcilla y la composición de la salmuera de las aguas fluyentes y existentes en yacimiento. Tang y Morrow³¹ propusieron este mecanismo como la liberación de fragmentos de arcilla (desprendimientos de caolinita que representan las arcillas más mojadas por agua) por parte del agua de baja salinidad. Sin embargo, resaltaron el efecto del mejoramiento en la eficiencia de barrido microscópico debido al bloqueo de las gargantas de poro de las partículas de arcilla liberada desviando el flujo de agua a los poros no barridos más que el efecto de alteración de la mojabilidad.

Akhmetgareev y Khisamov³² en su estudio a lo largo de los años en el campo Pervomaiskoye, establecieron que el mecanismo principal que afecta la inyección de agua de baja salinidad en el campo es la migración de finos. Según su entendimiento de la teoría, los autores explican que las partículas finas en la superficie de la roca se encuentran sujetas a fuerzas de arrastre (F_a), fuerzas de

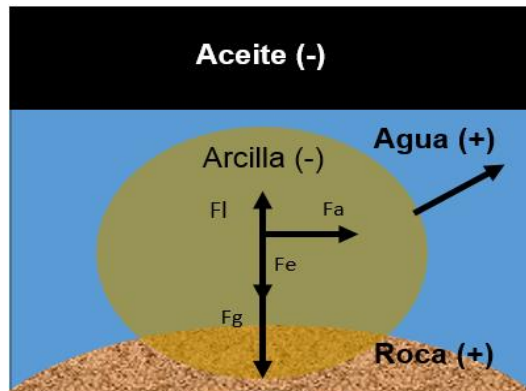
³⁰ BERNARD, G.G. Effect of Floodwater Salinity on Recovery of Oil from Cores Containing Clays. En: SPE California Regional Meeting, 1967. SPE 1725.

³¹ TANG, G.Q. y MORROW, N.R. Influence of Brine Composition and Fines Migration on crude oil/brine/rock Interactions and Oil Recovery. Journal of Petroleum, Science & Engineering, 1999 vol 24, 99-111 p.

³² AKMETGAREEV, V. y KHISAMOV, R. Incremental Oil Recovery Due to Low-Salinity Waterflooding: Pervomaiskoye Oil Field Case Study. En: SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, 2016. SPE-182043-MS.

levantamiento (F_l), Fuerzas electroestáticas (F_e) y Fuerzas gravitacionales (F_g). como se puede evidenciar en la **figura 7**, donde la fuerza de arrastre tiene solo una componente horizontal, la de gravedad la componente vertical, así como la de levantamiento. El equilibrio de las partículas depende del balance de los momentos referentes a las fuerzas mencionadas.

Figura 7. Fuerzas influyentes en la migración de finos.



Fuente: Modificado de AKMETGAREEV, V., y KHISAMOV, R., 2016. Incremental Oil Recovery Due to Low-Salinity Waterflooding: Pervomaiskoye Oil Field Case Study. SPE-182043-MS.

La concentración de las partículas sujetas a la superficie de la roca posee una disminución constante en función de la relación entre los momentos de adherencia y liberación, definido como el número de erosión, ε , representado por la siguiente expresión:

$$\varepsilon = \frac{\left(\frac{l_d}{l_d}\right) F_a(U) + F_l(U)}{F_e + F_g}$$

La disminución en la salinidad del agua hace que las fuerzas electrostáticas disminuyan debido al intercambio catiónico, esta perturbación hace que se liberen las partículas superiores de la capa de finos. Por lo que se infiere que la cantidad de finos sujetos a la superficie de la matriz de la roca es función de la salinidad. Las partículas liberadas por este fenómeno se desplazan a través del espacio poroso donde son atrapadas por poros de menor tamaño que el del fino, resultando en la disminución de la permeabilidad.

Durante el desplazamiento del aceite por LSWI, los finos liberados son transportados por el agua y bloquean las gargantas de poro en las zonas lavadas por el agua inyectada. La acumulación de las partículas genera una disminución en la permeabilidad relativa al agua. Este fenómeno posee la capacidad de controlar la movilidad del agua, haciendo que incremente la eficiencia de barrido, lo que conlleva al aumento del petróleo recuperado en superficie.

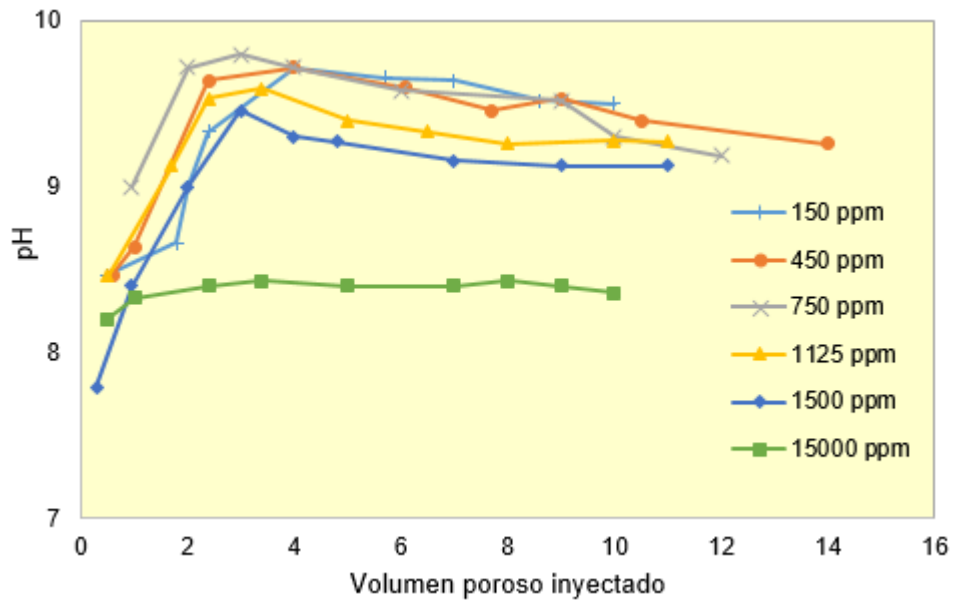
Cabe destacar que otros investigadores no observaron en sus estudios la migración de finos, aunque el efecto de la baja salinidad fue prominente, por lo tanto, se considera este mecanismo secundario.

2.1.2.2 Incremento del pH. Según McGuire *et al*³³ los cambios en los fluidos del yacimiento, las interacciones roca/fluido y los cambios en la mojabilidad que ocurren durante LSWI observados durante las pruebas de desplazamiento en núcleos, parecen ser muy similares a aquellos que ocurren durante la inyección de álcalis y surfactantes. Ellos afirman que la generación de surfactantes a partir del aceite residual a pH elevado es el mayor mecanismo que afecta la inyección de agua de baja salinidad. Este fenómeno se lleva a cabo mediante la eliminación de las altas concentraciones de químicos disueltos encontrados en el agua que se inyecta convencionalmente de forma contraria a la adición de pequeños volúmenes de químicos alcalinos.

A medida que el agua de baja salinidad es inyectada en un núcleo, los iones hidroxilo son generados por medio de reacciones con minerales nativos del yacimiento, resultando en un incremento de pH obteniendo un valor mayor a 9 unidades. Este claro ejemplo se puede ver en la **figura 11**, donde el nivel del pH cambia drásticamente desde 8 con una salinidad del agua de 15000 ppm hasta 10 con la inyección de agua a 1500 ppm.

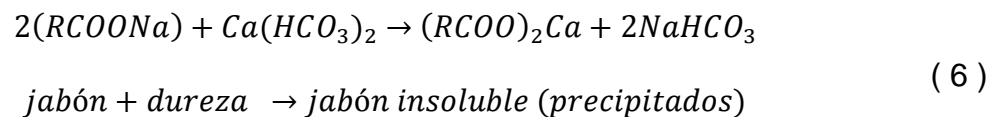
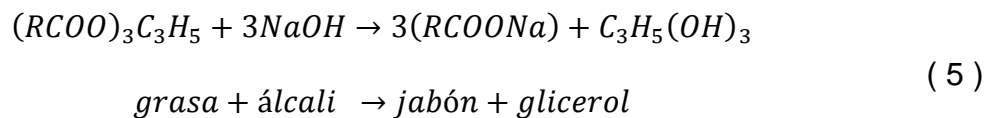
³³ MCGUIRE, Patrick *et al*. Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope. En: SPE Western Regional Meeting, 2005. SPE 93903.

Figura 8. Cambio del pH debido a LSWI.



Fuente: Modificado de MCGUIRE, Patrick *et al*, 2005. Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska’s North Slope. SPE 93903.

La inyección de agua de salinidad reducida reduce la tensión interfacial entre el crudo y agua del yacimiento, el aumento del pH hace que la formación convierta su mojabilidad hacia el agua, resultando en una recuperación adicional de petróleo en sitio. Además, el agua inyectada afecta las propiedades del crudo, ya que al entrar en contacto con LSW de alto pH, los compuestos ácidos y polares son saponificados por las siguientes reacciones:



Esta reacción indica la formación in-situ de surfactantes quienes alteran las tensiones interfaciales y de superficie que controlan las fuerzas que sostienen a

las moléculas de aceite en los espacios porosos de la formación. De igual manera, los surfactantes pueden cambiar la mojabilidad de la superficie de la roca y también actuar como agentes emulsificantes para dispersar el aceite en el agua y poder transportarlo hacia el pozo productor, por lo tanto, LSWI es similar al recobro por inyección de álcalis-surfactantes.

Otro aspecto importante es que al inyectar agua convencional al sistema los cationes divalentes tienden a precipitar los surfactantes que se forman in situ por el proceso de saponificación o a partir de los componentes polares del crudo, haciendo que disminuya el recobro adicional de este. Por el contrario, el agua de baja salinidad posee bajas concentraciones de iones divalentes, siendo un agua suave donde el efecto de los surfactantes es totalmente efectivo.

Los investigadores realizaron un estudio geoquímico detallado del agua efluente, ya que, según ellos, el intercambio catiónico del agua y la disolución mineral son los responsables del aumento en el pH, para este caso realizaron simulación con un software geoquímico, donde los resultados mostraron que el único mecanismo que afecta el pH es la disolución de algunos minerales, especialmente la calcita. Por último, realizaron pruebas con SWCT para evaluar los cambios en la saturación de aceite residual al inyectar agua de baja salinidad. Obteniendo los resultados para 4 pozos mostrados en la siguiente **Tabla 2**, donde en promedio se obtuvo una mejora del 15% en recobro respecto a la inyección de agua convencional, teniendo en cuenta que el efecto de los trazadores se observa a un radio de penetración de pocos pies. Como consecuencia se puede concluir que la inyección de agua de baja salinidad afecta al yacimiento cerca a la cara del pozo³⁴.

³⁴ *Ibíd.*, 4-7 p.

Tabla 2. Efecto de LSWI en algunos pozos de Alaska North Slope.

Pozo	Pozo A-1	Pozo B-01A	C-122	D-39A
Soi (%)	45	70	65	90
Sor Waterflooding (%)	19	21	21	43
Sor LSWI (%)	15	17	13	34
Sor diferencial (%)	4	4	8	9
OOIP Respecto WF (%)	15	8	18	19

Fuente: datos obtenidos de MCGUIRE, Patrick *et al*, 2005. Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope. SPE 93903.

Según el estudio realizado por Mcguire y la estipulación de su mecanismo de actuación de LSWI como álcali, el investigador llegó a las siguientes observaciones³⁵:

1. El aumento en el pH ocasionado por la inyección de agua de baja salinidad a escala de laboratorio es real.
2. Actualmente es incierto que el aumento de la alcalinidad se presente a escala de yacimiento ya que no se han realizado pruebas en campo analizando este aspecto.
3. El aumento en el pH genera recuperación adicional de petróleo gracias a la generación de surfactantes, cambios en la mojabilidad y reducción en la tensión interfacial.
4. En escala de laboratorio se desplazan volúmenes de crudo significativos al inyectar agua de salinidad reducida.
5. Para que se presente el mecanismo anteriormente mencionado el crudo en el yacimiento debe contener componentes ácidos, la formación debe contener minerales sensibles al agua, el yacimiento debe poseer saturación de agua inicial, por último, que el agua inyectada tenga una salinidad menor a 5000 ppm TDS.

³⁵ *Ibíd.* 8 p.

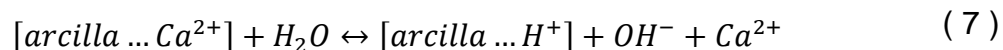
Lager, *et al*³⁶ difirieron resaltando que para generar surfactantes in-situ se requiere un crudo con TAN >0.2 mgKOH/g; sin embargo, en algunos casos el efecto de la salinidad se observó en muestras de aceite con un TAN<0.05 mgKOH/g. por otra parte, el aumento de pH percibido en la mayoría de los casos no es mayor a 1 unidad de pH que hace el medio ligeramente básico y no puede justificar el aumento del recobro de crudo. Adicionalmente, el descenso en la tensión interfacial a valores ultra-bajos no es mostrado por la literatura.

Austad *et al*³⁷ propusieron un mecanismo químico para el efecto de la inyección de agua de baja salinidad, este mecanismo sugiere que inicialmente existe un equilibrio termodinámico a condiciones de pH en el yacimiento (5-6). El ambiente de bajo pH mejora la adsorción de los componentes ácidos y básicos en la superficie de la arcilla y el equilibrio químico es perturbado en el momento que se inyecta el agua de baja salinidad, generando la interacción entre la salmuera y la roca para compensar la pérdida de cationes, especialmente Ca^{2+} , esto hace que los iones H^+ se junten para compensar la pérdida de Ca^{2+} en el agua poco salina, como consecuencia se presenta un aumento de pH cerca de la superficie de la arcilla, que conlleva a reacciones entre los materiales ácidos y básicos adsorbidos.

Los minerales arcillosos son únicos por su fenómeno de intercambio catiónico. Como resultado del fallo en la estructura química, la mayoría de los minerales están permanentemente cargados negativamente y necesitan cationes para que ocurra el balance. Esto es suplido por los cationes Ca^{2+} , como resultado de la LSWI el intercambio de los cationes Ca^{2+} por H^+ en la superficie de la arcilla ocurre de acuerdo a las siguiente ecuaciones que resultan en el aumento del pH :

³⁶ LAGER, A., *et al*. Low Salinity Oil Recovery – An Experimental Investigation. *Petrophysics Journal*. [online] 2008, vol. 49, no. 1, 28-35 p.

³⁷ AUSTAD, T.; DOUST, R., y PUNTERVOLD, T. Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. En: *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, 2010. SPE 129767.



La reversibilidad del pH puede ocurrir debido a la inyección de agua de alta salinidad.

2.1.2.3 Intercambio multi-iónico El mecanismo propone que el aumento de la mojabilidad al agua como consecuencia de la inyección de agua de baja salinidad es la razón del mejoramiento de la recuperación de petróleo, este incremental de recuperación de petróleo se debe al intercambio iónico que afecta la interacción entre los minerales arcillosos y los componentes activos en la superficie en el crudo controlado por la presencia de los iones divalentes Ca^{2+} y Mg^{2+} . Un modelo de adsorción es sugerido donde el Ca^{2+} actúa como un puente entre la superficie de la arcilla cargada negativamente y el material carboxílico cargado negativamente, este material orgánico es removido por intercambio iónico catiónico en la superficie.

El mecanismo fue identificado por Lager et al³⁸ por medio de las mediciones de pH realizadas en simultánea con análisis geoquímicos del agua efluente resultante de las pruebas de desplazamiento en núcleos. El intercambio multi-iónico es la base de la geo-cromatografía. Esta área involucra la competencia de todos los iones en el agua dentro de los poros para entrar en los sitios de intercambio sobre la superficie mineral de la matriz. Debido a que los intercambiadores naturales muestran diferente selectividad hacia los diferentes cationes, la relación entre la concentración de adsorción y de soluto es variable para cationes individuales.

Esta teoría fue descubierta por hidrogeólogos quienes estudiaron la invasión de acuíferos salinos por agua fresca. En otros casos de estudio, al inyectar agua dulce en un acuífero de agua salobre los expertos identificaron mediante pozos

³⁸ LAGER, A., *et al.* Op. Cit, 28-35 p.

de control que la concentración de iones calcio y magnesio del agua efluente era menor que el agua invasora y el agua connata.

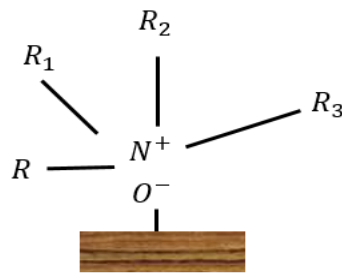
Ya entrando en los experimentos de desplazamiento de agua de baja salinidad, los expertos de BP y la Universidad Heriot Watt evidenciaron un comportamiento similar. La evidencia proviene del análisis del agua efluente proveniente de una prueba de desplazamiento de un núcleo del mar del norte. Al tratarse de un experimento de LSWI el agua inyectada poseía una salinidad menor al agua connata. Sin embargo, el análisis del efluente mostró un precipitado descenso en la concentración de iones calcio y magnesio (iones divalentes). Incluso, su concentración fue menor a la presente en el agua inyectada, indicando que los iones Mg^{2+} y Ca^{2+} fueron fuertemente adsorbidos por la matriz de la roca. Con este experimento y otros más realizados a diferentes núcleos los científicos formularon este mecanismo como responsable del recobro adicional de petróleo al inyectar agua de baja salinidad.

De acuerdo con la teoría DLVO extendida existen cuatro mecanismos ligados a la adsorción de material orgánico en la superficie de las arcillas que están afectados por el intercambio catiónico generado al inyectar agua de salinidad reducida: intercambio catiónico, unión de ligandos, puenteo catiónico y puenteo acuoso³⁹.

La adsorción por intercambio de cationes ocurre cuando las moléculas que contienen nitrógeno cuaternizado o anillos heterocíclicos reemplazan los cationes metálicos intercambiables inicialmente enlazados a la superficie arcillosa (**figura 9**).

³⁹ *Ibíd.*, 32 p.

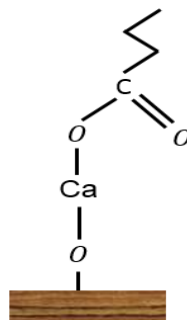
Figura 9. Adsorción por intercambio catiónico.



Fuente: LAGER, A. *et al*, 2008. Low Salinity Oil Recovery – An Experimental Investigation. *Petrophysics Journal*. [online] 2008, vol. 49, no. 1, p.32.

La unión de ligandos se refiere a la formación de enlaces directos entre los cationes multivalentes y el grupo carboxílico, estos enlaces son más fuertes que el puenteo de cationes y el intercambio catiónico y resulta en la separación de los complejos órgano-metálicos (**figura 10**).

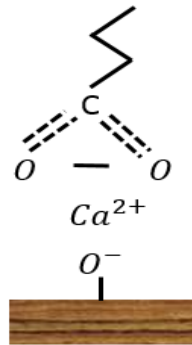
Figura 10. Unión de ligandos.



Fuente: LAGER, A. *et al*, 2008. Low Salinity Oil Recovery – An Experimental Investigation. *Petrophysics Journal*. [online] 2008, vol. 49, no. 1, p.32.

El puenteo catiónico es una adsorción débil entre el grupo funcional polar y los cationes intercambiables en la superficie de la arcilla. En algunos casos si el catión intercambiable se encuentra fuertemente solvatado va a ocurrir puenteo acuoso, ya que involucra la complejización entre la molécula de agua solvatando el catión intercambiable y el grupo polar de la molécula orgánica (**figura 11**).

Figura 11. Puenteo catiónico.



Fuente: LAGER, A. *et al*, 2008. Low Salinity Oil Recovery – An Experimental Investigation. *Petrophysics Journal*. [online] 2008, vol. 49, no. 1, p.32.

En una superficie mojada por aceite los iones multivalentes presentes en la superficie de la arcilla se enlazan a los componentes polares del crudo (resinas y asfáltenos) formando compuestos órgano-metálicos, al mismo tiempo algunos compuestos polares van a ser adsorbidos directamente a la superficie mineral desplazando los cationes inestables presentes en la superficie. Durante LSWI los compuestos polares y órgano-metálicos son removidos de la superficie y reemplazados por cationes, haciendo que la superficie se convierta más mojada por agua y se genera una producción adicional de crudo.

Para probar este mecanismo los científicos realizaron un experimento para reemplazar todos los cationes multivalentes presentes en la superficie mineral por Na^+ . Un núcleo fue saturado con salmuera que contenía únicamente NaCl, hasta que el efluente solo mostrara trazas de los iones divalentes. Cuando el núcleo solo se encontraba saturado por iones sodio el crudo fue inyectado hasta una saturación de agua inicial del 12%, después de envejecido el núcleo inyectaron salmuera de NaCl de alta salinidad seguida de salmuera de NaCl con baja salinidad. Finalmente, inyectaron agua de baja salinidad con contenido de iones calcio y magnesio.

Al realizar este experimento en los pasos mostrados anteriormente, los investigadores previnieron la formación de los compuestos órgano-metálicos formados por la presencia de cationes divalentes, generando solo la existencia

de las fuerzas de Van der Waals. Si el MIE es el mecanismo predominante, el primer desplazamiento debía resultar en un gran recobro de crudo debido a la ausencia de adsorción de crudo por formación de ligandos y el puenteo e intercambio catiónico. Como consecuencia, el segundo desplazamiento no debe producir crudo ya que el aceite móvil fue desplazado en el primer paso y no existen compuestos órgano-metálicos que puedan ser desorbidos. Finalmente, en el tercer desplazamiento solo se van a desorber los iones Na^+ . Estas suposiciones de los investigadores fueron rectificadas con las pruebas de desplazamiento realizadas en el núcleo⁴⁰.

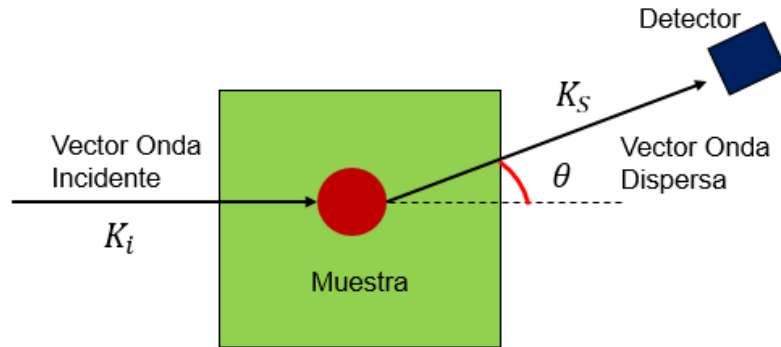
Este mecanismo explica que el efecto de la inyección de agua de baja salinidad es erradicado en el momento que el yacimiento es acidificado o quemado debido a que se elimina la capacidad de intercambio catiónico de los minerales arcillosos, así como cuando no existe efecto en el aceite mineral ya que los compuestos apolares poseen una interacción fuerte con los minerales arcillosos.

Dispersión de ángulo pequeño

Es una técnica que puede proporcionar información cuantitativa del tamaño, forma, y estructura de las partículas coloidales en suspensión, empleada para evaluar el intercambio catiónico en LSWI. Pueden ser utilizados tanto Rayos-X como neutrones en la medida que puedan penetrar el volumen bruto de los materiales. Los neutrones se dispersan de los materiales al interactuar con el núcleo de un átomo haciendo que los rayos-X se dispersan por los electrones como se muestra en la **figura 12**.

⁴⁰ *Ibíd.*, 33 p.

Figura 12. Medición de mojabilidad por dispersión de ángulo pequeño.



Fuente: Modificado de LEE, SEUNG YEON *et al.* 2010. Low Salinity Oil Recovery-Increasing Understanding of the Underlying Mechanisms. SPE 129722.

En una dispersión de ángulo pequeño, los equipos miden la intensidad como función de del vector de onda, Q , definido como:

$$Q = |Q| = |k_s - k_i| = \left(\frac{4\pi}{\lambda}\right) \text{sen}\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad (8)$$

Donde θ es en ángulo de desviación, λ la longitud de onda, K_i el vector de la onda incidente y K_s el vector de onda dispersa. Se debe tener en cuenta que solo se considera la dispersión elástica.

Los experimentos que utilizan neutrones generados por un reactor son realizados a una longitud de onda determinada y los datos son recolectados sobre un amplio rango de ángulos de dispersión para cubrir el vector de onda. Alternativamente, cuando los neutrones son generados mediante el bombardeo con partículas de alta energía a un objetivo de metales pesados desde un acelerador de alta potencia, es frecuente obtener un rango de Q a partir de un haz policromático incidente a un ángulo de dispersión determinado. Por consiguiente, se obtienen valores de Q con diferentes longitudes de onda con un θ constante.

La densidad de longitud de dispersión neutrónica (in/cm^2) es una medida de la eficiencia en la dispersión de diferentes especies en un sistema, algunos valores comunes se muestran en la **tabla 3**.

Tabla 3. Valores de la densidad de longitud de dispersión neutrónica en algunas sustancias.

Molécula	Densidad/ 10^{10} cm^{-2}
H ₂ O	-0.56
D ₂ O	6.38
H-Heptano (C ₇ H ₅)	-0.55
D-Heptano (C ₇ D ₅)	6.30

Fuente: LEE, SEUNG YEON *et al.* 2010. Low Salinity Oil Recovery-Increasing Understanding of the Underlying Mechanisms. SPE 129722.

La ecuación que representa la longitud de dispersión por unidad de volumen es la siguiente:

$$\varphi_{COH} = \frac{\sum b_i}{V_m} = \frac{D * N_A}{M_w} \sum b_i \quad (9)$$

Donde D es la densidad de neutrones, N_A la constante de Avogadro y V_m es el volumen molecular, la longitud de la desviación neutrónica b_i indica que tan fuerte un núcleo i , desvía el haz incidente. También se considera que los rayos-X tienen el poder por unidad de volumen de generar desviación similar a los neutrones.

Un aspecto crucial de los experimentos de pequeño ángulo de desviación (SANS) que los hace particularmente útiles son los diferentes comportamientos de los isotopos, especialmente el Hidrogeno (H) y el deuterio (D). los isotopos con diferentes longitudes de dispersión difieren en cuan fuerte ellos dispersan los neutrones, aunque sean químicamente iguales.

$I(Q)$ es la intensidad de dispersión normalizada de los neutrones difractados desde una dispersión de partículas a un Q determinado. $I(Q)$ se puede hallar según:

$$I(Q) = n_p V_p^2 (\varphi_p - \varphi_m)^2 P(Q) S(Q) \quad (10)$$

Donde n_p es la densidad del número de partículas, V_p es el volumen de la partícula, φ_p es la densidad de la longitud de dispersión coherente y φ_m es la densidad de la longitud de dispersión coherente del medio. $P(Q)$ es el factor de forma para la dispersión intra-particular (forma y tamaño) y $S(Q)$ es el factor estructural el cual surge a partir de la interferencia inter-particular.

Los datos de dispersión son generalmente analizados al comparar los datos experimentales con los resultados predichos por los modelos existentes, incluyendo la poli-dispersividad y resolución instrumental.

Para las pruebas realizadas Lee *et al*⁴¹ adquirieron partículas de sílice con una variada química en la superficie bajo el nombre comercial de Ludox®. Estas partículas pueden poseer superficie aniónica (carga negativa) similar a un grano de arena. También con sílice reemplazada isomorfamente por el aluminio, similar a las superficies de arcilla y superficies catiónicas (carga positiva).

Por último, se muestra la conclusión de los autores respecto al mecanismo:

“se sugiere que los iones divalentes son la clave en la adsorción del aceite en las superficies porosas y contribuyen al S_{or} obtenido durante la inyección de agua convencional. Los cationes divalentes parecen tener una capa de agua significativamente más delgada a altas salinidades, especialmente en estructuras arcillosas, que los iones monovalentes a bajas salinidades. La expansión de la capa de agua en la frontera de la roca proporciona una gran oportunidad para que el aceite sea barrido por el flujo impuesto. Es interesante que este trabajo indica una variación amplificada en el espesor de la capa de agua con superficies tipo arcilla que con sílices simples. Este aspecto refleja las variaciones realizadas en las pruebas en campo de la tecnología EOR de

⁴¹ LEE, S., *et al.* Low Salinity Oil Recovery-Increasing Understanding of the Underlying Mechanisms. En: SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2010. SPE 129722.

inyección de agua de baja salinidad, donde se ha encontrado que las arcillas son un contribuyente clave para el efecto de la baja salinidad”⁴².

2.1.2.4 Salting-in Doust *et al*⁴³ propusieron este mecanismo, el cual establece que debido a la perturbación del equilibrio termodinámico entre las fases (agua, aceite, roca) la solubilidad de los componentes orgánicos polares en el agua cambia. El salting-in consiste en disminuir la salinidad del sistema mediante la remoción de sal en el agua resultando en el incremento en la solubilidad del material orgánico. Los materiales orgánicos son disueltos en el agua debido a formación de una estructura acuosa que utiliza enlaces de hidrogeno alrededor de la parte hidrofóbica. La presencia de material inorgánico (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+) hace que la estructura acuosa se rompa y disminuya la solubilidad de estas moléculas orgánicas. Así, la concentración de los iones divalentes tiene un mayor efecto en la solubilidad del material orgánico en el agua. Disminuir la salinidad del sistema por debajo de la resistencia iónica crítica puede aumentar la solubilidad del material orgánico en la fase acuosa, generando el efecto salting-in.

2.1.2.5 Alteración de la mojabilidad Históricamente, se cree que los yacimientos son mojados por agua o mojados por aceite, pero esta no es una propiedad definida a lo largo del yacimiento. Las formaciones pueden cubrir un amplio espectro de condiciones de mojabilidad que varían de fuertemente mojado por agua a fuertemente mojado por aceite y entre estas dos condiciones existe la mojabilidad mixta⁴⁴.

La mojabilidad depende de las interacciones adhesivas y cohesivas entre el crudo, la salmuera y la roca. Cuando las tres interfaces están juntas en una línea de contacto, las interfaces interactúan entre ellas y las fuerzas que tienden a

⁴² *Ibíd.*, 5-6 p.

⁴³ Doust, A.; Strand, T. y Austad, T. Smart Water as Wettability Modifier in Carbonate and Sandstone, En: 15th European Symposium on Improved Oil Recover.

⁴⁴ ANDRESEN, Christer. Physical Chemistry of Mechanisms for Low Salinity Waterflood. Tesis de Maestría Universidad de Bergen, Fisicoquímica y Química de Yacimientos. 2013.

separarlas se llaman presión de separación. Esta presión es el resultado de las fuerzas intermoleculares o inter-iónicas y es identificada como las fuerzas electrostáticas y de hidratación (Van der Waals). Las fuerzas electrostáticas pueden ser repulsivas, atractivas o una combinación de ellas. Entonces la estabilidad de la película de agua en el yacimiento depende de una presión de separación negativa promoviendo que la roca sea mojada por agua. Sin embargo, la presión de separación es fuertemente afectada por el pH y la salinidad de la salmuera, así como por la composición mineralógica de la roca y la composición del aceite crudo⁴⁵.

Este mecanismo puede ser resumido por los trabajos de Tang y Morrow, 1999 y Lager *et al*, 2008, las areniscas como un medio poroso deben contener arcilla y el tipo de mineral arcilloso presente juega un papel importante. El aceite tiene componentes polares y el agua inyectada contiene cationes divalentes. La salinidad del agua inyectada era usualmente entre 1000 y 2000 ppm. La concentración de Ca^{2+} vs Na^+ juega un rol importante y existe un pequeño incremento en el pH del agua efluente. La migración de finos ocurre a medida que la presión aumente en los núcleos estudiados y no se reportaron limitaciones en temperatura.

La alteración en la mojabilidad es considerada el principal fenómeno detrás del incremento del recobro de crudo al emplear agua de baja salinidad por encima de la migración de finos, aumento del pH que lleva a la reducción de la ITF, intercambio multi-iónico y la expansión de capa doble. El fenómeno mencionado se relaciona con presencia de minerales arcillosos, composición del aceite, agua de la formación con alta concentración de cationes divalentes y el nivel de salinidad del agua (1000-5000 ppm)⁴⁶.

McGuire *et al*⁴⁷ relacionó la alteración en la mojabilidad con el proceso de inyección de álcalis y surfactantes, debido a que durante la LSWI (1500 ppm) en

⁴⁵ HIRASAKI. Op. Cit.

⁴⁶ SUIJKERBUIJK, B., *et al*. Fundamental Investigations into Wettability and Low Salinity Flooding by Parameter Isolation. En: SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2012. SPE 154204.

⁴⁷ MCGUIRE. Op. Cit.

núcleos de areniscas ocurrieron reacciones y el pH aumentó hasta 9, causando la generación de surfactantes, los cuales disminuyen la IFT entre el aceite y el agua, incrementando la mojabilidad del agua resultando en un aumento del recobro de crudo. Zhang y Morrow⁴⁸ sugirieron un mecanismo similar al anterior y notaron un aumento del pH en la salmuera efluente, que nunca excedía el valor de 10. También evidenciaron la presencia obligatoria de arcillas en la arenisca ya que con sus pruebas a núcleos libres de arcillas no se obtuvo cambio en la producción de crudo al emplear la LSWI.

En 2009 Dust *et al*⁴⁹ llegaron a la conclusión que a medida que la salinidad del sistema y el equilibrio termodinámico son perturbados, los cationes desorben de la superficie de la arcilla, rompiendo el puente entre la superficie arcillosa y el material orgánico, resultando en la desorción del material orgánico. La liberación de estos cationes causa el incremento del pH de la nueva solución en equilibrio. Este aumento genera la liberación de material orgánico y la roca pasa a ser más mojada por agua.

En 2011 Nasralla y Nasr-El-Din⁵⁰ investigaron el efecto del tipo y concentración de los cationes en el agua inyectada en núcleos de Berea, ellos reportaron que la alteración de la mojabilidad era la razón del recobro de petróleo debido al cambio de las cargas eléctricas en las interfaces aceite/salmuera y roca/salmuera, puesto que se convirtieron en altamente negativas promoviendo fuerzas eléctricas repulsivas en la doble capa y resultando en una película de agua más estable y un estado de mojabilidad de agua. Por otra parte, resaltaron el dominio del efecto que trae consigo el tipo de catión en contraparte al efecto resultante por la salinidad del agua.

⁴⁸ ZHANG, Y., y Morrow, N. Comparison of Secondary and Tertiary Recovery with Change in Injection Brine Composition for Crude Oil/Sandstone Combinations. En: SPE Oil Recovery Symposium, 2006. SPE 99757.

⁴⁹ DOUST. Op. Cit.

⁵⁰ NASRALLA, R.A y NASR-EL-DIN, H.A. Impact of Electrical Surface Charges and Cation Exchange on Oil Recovery by Low Salinity Water. En: Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 2011. SPE 147937.

En 2015 Sohrabi *et al*⁵¹ realizaron micro-modelos en laboratorio, espectroscopia infrarroja, pruebas de flujo en núcleos e inhibición espontánea donde observaron que la inyección de agua de baja salinidad reagrupa el componente natural activo en la superficie del crudo, el cual coalesce en la forma de micro dispersiones en la fase aceite, estas micro-dispersiones desorben el material natural activo adsorbido por la interfaz de la roca haciendo que la roca sea más mojada por agua. Ellos afirman que el mecanismo propuesto funciona para areniscas y carbonatos y es insensible a la presencia de arcillas.

Algunos de los científicos consideran que el efecto de la técnica debe ser interpretado a escala nano en lugar de a escala micro. Hassenkam *et al*⁵² utilizaron la microscopía atómica forzada para justificar el incremental de recobro obtenido por la LSWI en areniscas, ellos midieron y mapearon las fuerzas de adhesión en núcleos con ácido carboxílico y salmueras con salinidad de 36000 ppm hasta 1500 ppm. Ellos observaron un descenso pronunciado en las fuerzas de adhesión entre los granos de cuarzo y el ácido carboxílico al disminuir la salinidad hasta 1500 ppm.

En realidad, este mecanismo se toma como la combinación de algunos de los mecanismos descritos en este trabajo, cuando un autor menciona alteración de la mojabilidad puede estar estipulando un solo mecanismo o la combinación de mecanismos que afectan la mojabilidad en el yacimiento.

2.1.2.6 Presión osmótica Sandengen y Arntzen⁵³ demostraron mediante experimentos que las gotas de aceite actúan como membranas semipermeables, donde las gotas pueden moverse bajo el gradiente de presión osmótica. Ellos propusieron que el gradiente osmótico relocaliza el aceite expandiendo una fase acuosa inaccesible en un medio poroso rocoso. Ellos establecieron la hipótesis

⁵¹ SOHRABI, M., *et al.* Novel Insights into Mechanisms of Oil Recovery by Low Salinity Water Injection. En: SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 2015. SPE 172778.

⁵² HASSENKAM, T., *et al.* Observation of the Low Salinity Effect by Atomic Force Adhesion Mapping on Reservoir Sandstones. En; Spe Improved Oil Recovery Symposium, 2012. SPE 154037.

⁵³ SANDENGEN, K. y ARNTZEN, O.J. Osmosis During Low Salinity Water Flooding. En: 17th European Symposium on Improved Oil Recovery, 2013. Paper A-19.

que el agua de baja salinidad puede relocalizar el aceite y abrir nuevos caminos para el agua (un mecanismo de diversión microscópico) en un caso de campo. Eso se debe a que el agua se aleja de los canales de flujo principales y hacia a una red menos conductiva por difusión a través del crudo. Ellos creyeron que el sistema en la parte mojada por aceite, con alta saturación de crudo, alta temperatura, y una amplia distribución de tamaño de poro debe representar el caso ideal para que la ósmosis tenga algún efecto. Este mecanismo no puede explicar la necesidad de la existencia de crudo polar y arcillas.

En el año 2016 investigadores noruegos han investigado la ósmosis y difusión, que según ellos no ha sido tenido en cuenta como un mecanismo principal que afecta la inyección de agua de baja salinidad. La ósmosis puede llevarse a cabo en un sistema crudo/agua/aceite al inyectar agua de baja salinidad debido a que el crudo actúa como una membrana semipermeable.

Sandengen *et al*⁵⁴ propusieron la siguiente hipótesis “la imbibición espontánea es comúnmente empleada para investigar el efecto de la inyección de agua de baja salinidad en un yacimiento determinado. El aumento en la imbibición en el ambiente de baja salinidad contra el ambiente de alta salinidad denota un buen indicio, y se toma como evidencia el cambio en la curva de presión capilar, donde se concluye el cambio en la mojabilidad de la roca. Nuestra hipótesis es que la producción adicional observada en los núcleos es generada por ósmosis. Por lo tanto, el aumento en la imbibición espontánea del agua no es necesariamente un indicador de alteración en la mojabilidad”.

El mecanismo propuesto por Sandengen y Amtzen⁵⁵ consiste en que el crudo actúa como una membrana semipermeable que transporta agua, pero no iones. Termodinámicamente, la fuerza actuadora es la diferencia en la actividad del agua (potencial químico del agua). Por lo tanto, el agua pura pasa a través del crudo hacia el agua connata. Al entrar el agua pura al agua connata, la cual tiene

⁵⁴ SANDENGEN, Kristian *et al*. Osmosis as Mechanism for Low-Salinity Enhanced Oil Recovery. SPE Journal, 2016, vol. 21, no. 04, 1227-1235 p.

⁵⁵ SANDENGEN. Osmosis During Low Salinity Water Flooding. Op. Cit.

mayor salinidad, se expande lo que genera que el crudo se expela como un experimento de imbibición espontánea.

Para que el hinchamiento del agua connata se lleve a cabo, en el marco del mecanismo debe existir el pre-requisito que algunas cavidades llenas de agua estén rodeadas completamente por aceite, haciendo que la expansión del agua mueva el crudo alrededor. Si la fase acuosa es continua, este fenómeno no puede ocurrir, debido a que no va a existir un aumento en la presión en el agua connata para que se genere una relocalización del crudo, Como consecuencia los iones se difunden en el agua connata y eliminan el gradiente osmótico, donde el agua connata va a tener una mínima o ninguna expansión.

El mecanismo propuesto anteriormente es aplicable tanto en areniscas como en carbonatos, debido a que no involucra las cargas de la superficie en sí, solo tiene en cuenta las fases líquidas dentro del yacimiento para la recuperación adicional de petróleo.

Para entender mejor el mecanismo se debe tener el conocimiento de los conceptos de ósmosis y tasas de difusión. El transporte osmótico del agua a través de una fase de crudo se puede aproximar por medio de la ley de Fick, donde el coeficiente de difusión es dependiente de la temperatura y la viscosidad dinámica del aceite. A continuación, se muestran las dos ecuaciones correspondientes⁵⁶.

$$J \left[\frac{\text{mol}}{\text{s} \cdot \text{m}^2} \right] = D \frac{\Delta c}{z} \quad (11)$$

y

$$D \left[\frac{\text{m}^2}{\text{s}} \right] \propto \frac{T}{\mu} \quad (12)$$

⁵⁶ SANDENGEN. Osmosis as Mechanism for Low-Salinity Enhanced Oil Recovery. Op. Cit. 1228 p.

Donde J es el flujo másico difusivo del agua en el aceite, c denota la concentración del agua en el aceite [mol/m^3], T indica la temperatura absoluta, z corresponde al espesor de la membrana de crudo [m] y μ representa la viscosidad dinámica del crudo. El aceite en equilibrio con agua pura da como referencia un valor de concentración c_o , donde correspondientemente el valor de concentración en una interfase aceite/salmuera está dado por la siguiente ecuación:

$$c_{salmuera} = c_o * a_{salmuera} \quad (13)$$

Donde reescribiendo la ley de Fick, se obtiene la siguiente expresión,

$$J \left[\frac{\text{mol}}{\text{s} \cdot \text{m}^2} \right] = D \cdot c_o \cdot \frac{(1 - a_{salmuera})}{z} \quad (14)$$

Estas expresiones son introducidas asumiendo la no-idealidad, siendo el factor $a_{salmuera}$ calculado por un modelo PVT multiescala.

A continuación, se describen dos investigaciones realizadas en el año 2016, donde prueban el aumento del recobro adicional de petróleo por medio de ósmosis⁵⁷.

En el primer experimento se desarrollaron una serie de pruebas en micro modelos conectados a bombas Knauer con tubos de politetrafluoroetileno (PTFE por sus siglas en ingles). El primer micro-modelo consta de un patrón regular de vidrio y el segundo consta de silicona superpuesta modificada de una sección delgada de Berea, para ambos casos se emplearon cámaras de alta resolución para generar tomas de los micro modelos cada determinado tiempo.

Los modelos fueron llenados con agua connata la cual contenía 0.05 wt% con colorante para la identificación visual de esta fase, luego inyectaron tolueno con 0.05 wt% de colorante rojo para alcanzar la saturación de agua irreducible en los modelos y luego fueron llevados a una condición de mojabilidad por aceite. Este procedimiento fue también realizado para unos plugs de areniscas.

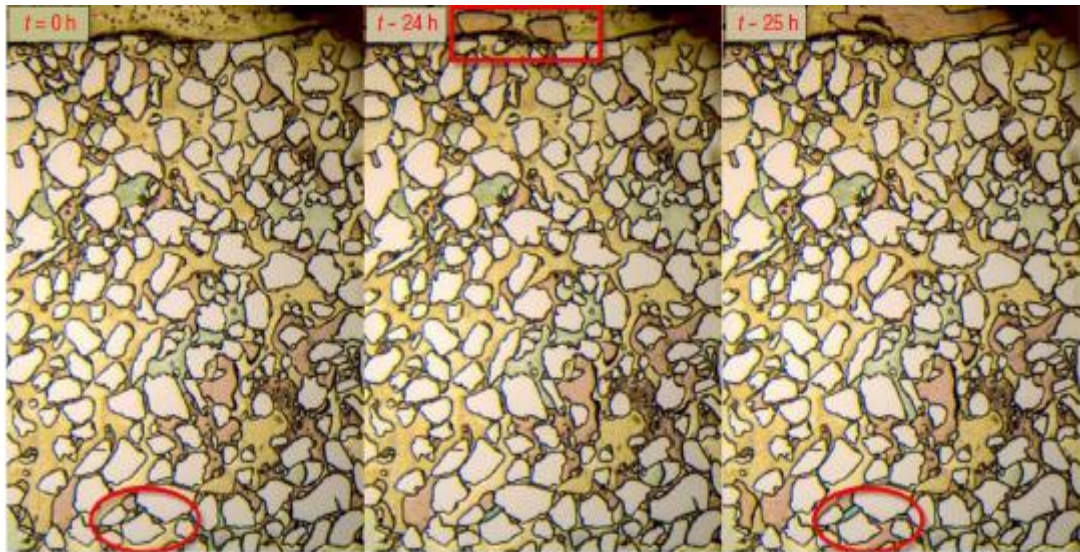
⁵⁷ Ibíd. 1229-1232 p.

Con este experimento los investigadores obtuvieron los siguientes resultados: anteriormente en la hipótesis se había mencionado que la superficie de la roca no intervenía en el proceso de este mecanismo, pero sí juega un papel importante, aunque diferente al expuesto por los demás mecanismos, ya que la superficie de la roca tiene influencia sobre la mojabilidad, la cual se espera que controle la continuidad del agua connata. Por lo tanto, en un modelo mojado por agua el agua connata debe ser continua, mientras que en un sistema mojado por aceite el agua connata puede encontrarse de manera discontinua.

Los expertos después de realizar experimentos con agua connata, agua de inyección, y tolueno como fase aceite identificaron que no existen gradientes osmóticos en estos casos, lo que no genera una producción adicional de aceite. Luego inyectaron agua de-ionizada al modelo y se empieza a evidenciar la expansión del agua connata lo que genera la producción adicional de crudo.

Para confirmar el movimiento del crudo fuera de la zona porosa emplearon los modelos de silicona los cuales poseen dos canales en los extremos simulando fracturas. Después de establecer la saturación inicial de agua, los expertos cerraron uno de los canales, inyectando el agua por el restante. En las imágenes tomadas por los expertos (**figura 13**) se evidencian los movimientos del crudo dentro del espacio poroso y un volumen determinado de aceite saliendo de la red porosa (recuadro rojo).

Figura 13. Distribución de agua y crudo en micro modelo sintético.



Fuente: SANDENGEN, Kristian *et al*, 2016. Osmosis as Mechanism for Low-Salinity Enhanced Oil Recovery. SPE Journal. vol. 21, no. 04, p. 1231.

Por último, los investigadores quisieron afirmar su hipótesis con micro-tomografía computarizada en los núcleos de areniscas tomadas de un afloramiento. Estos fueron saturados con agua de 5 Molar NaI (dopante), representando el agua connata inicial, ya que no introduce gradientes osmóticos considerables. En la micro-tomografía la salmuera tiene alta atenuación de rayos-X en el mismo rango de materiales densos como es el caso de FeS. Por lo tanto, esta salmuera considerada el agua connata posee una mayor atenuación de rayos-X que la matriz de la arenisca. Si el agua connata es discontinua se va a ver con mayor brillo en la tomografía comparado con la matriz. Con una fase de agua continua, la salmuera se va a difundir fuera de los poros, generando la atenuación de los rayos-X menor que la matriz. Así, el agua de-ionizada se muestra más oscura que la roca.

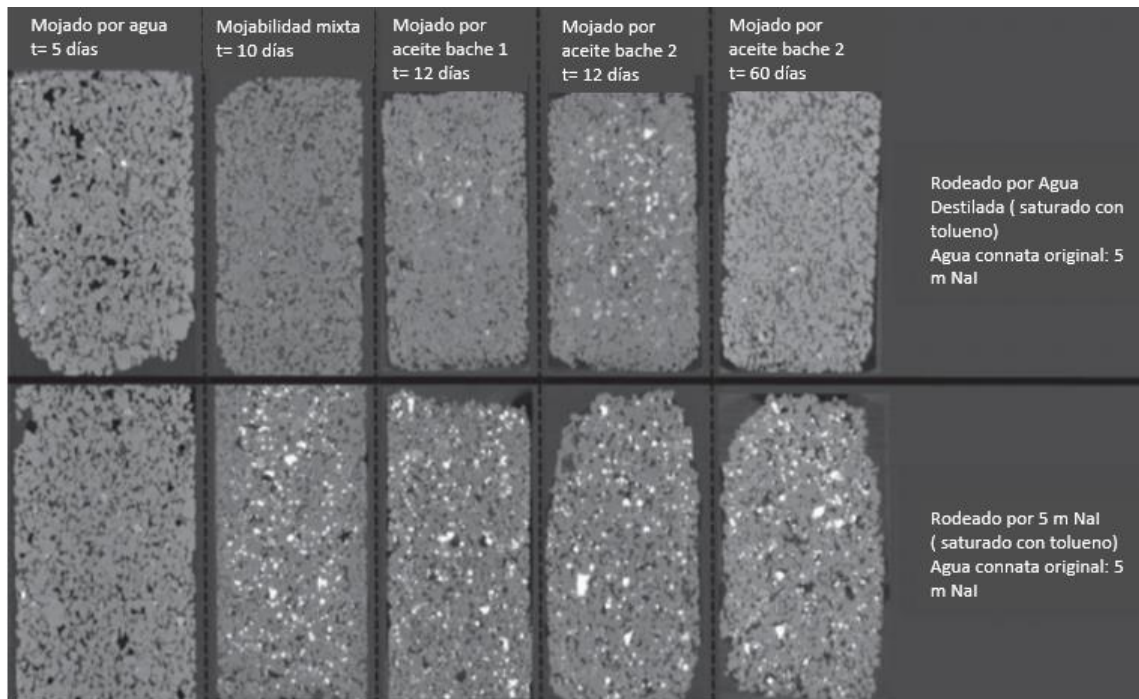
Los expertos adecuaron seis núcleos a diferentes condiciones de mojabilidad (mojadas por agua, aceite y mixta) para evaluar la influencia de la mojabilidad. Luego cada par de muestras fue inmerso en la solución de agua de alta salinidad

y agua de-ionizada respectivamente. Según la hipótesis formulada con la salmuera ningún agua discontinua debe estar rodeada por el aceite, mientras que con el agua de baja salinidad el agua se debe expandir generando la ruptura de las películas de aceite y el agua connata con el aceite al expandirse cambia y debe desaparecer de las imágenes.

En la siguiente **figura (14)** el agua connata se ve como puntos blancos debido a alta atenuación de los rayos-X, como es de esperar el agua connata permanece discontinua solamente al inyectar el agua de 5 m NaCl ya que no existe un gradiente osmótico. Cuando existe el gradiente osmótico, como se presencia en la primera fila de la figura el dopante desaparece con el tiempo. En el sistema mojado por agua la fase acuosa debe ser totalmente continua y el agua connata dopante debe difundirse rápidamente fuera del núcleo. La primera columna de la figura muestra que ninguno de los núcleos mojados por agua poseen el dopante después de 5 días al inyectar fluido sin dopante. En los dos casos de mojabilidad restante representado en las columnas 2 a 5 se evidencia claramente discontinuidad en la fase acuosa⁵⁸.

⁵⁸ *Ibíd.* 1232 p.

Figura 14. Imágenes de rayos X de secciones delgadas con diferentes comportamientos de mojabilidad.

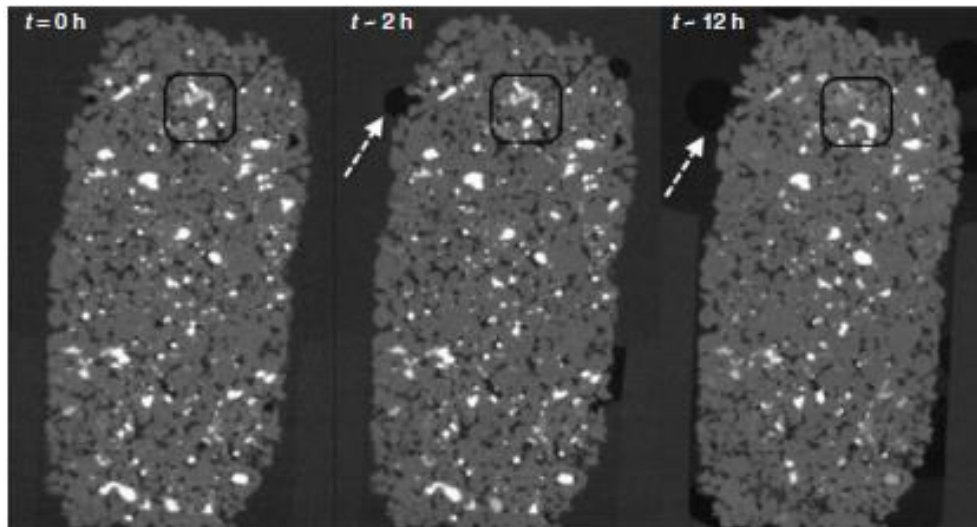


Fuente: SANDENGEN, Kristian *et al*, 2016. Osmosis as Mechanism for Low-Salinity Enhanced Oil Recovery. SPE Journal. vol. 21, no. 04, p. 1232.

Otro análisis adicional a partir de este experimento fue realizado, uno de los núcleos con mojabilidad mixta fue situado en un recipiente situado en un haz de rayos-X. El agua alrededor del núcleo fue cambiada de 5 m NaCl a agua de ionizada, mientras era monitoreado en intervalos de tiempo determinado para seguir el movimiento del agua connata, dando como resultado el mismo comportamiento mostrado en los micro modelos 2D.

La misma prueba adicional fue ejecutada en un núcleo mojado por aceite, disminuyendo la resolución para obtener menores tiempos de monitoreo, se puede observar en la **figura 15** los movimientos de los fluidos dentro del núcleo al cambiar la salmuera por agua de-ionizada, simultáneamente se formaron burbujas en la superficie del núcleo (flechas blancas), por lo tanto, se obtiene una recuperación adicional de crudo.

Figura 15. Imágenes de rayos X en secciones delgadas mojadas por aceite.



Fuente: SANDENGEN, Kristian *et al*, 2016. Osmosis as Mechanism for Low-Salinity Enhanced Oil Recovery. SPE Journal. vol. 21, no. 04, p. 1233.

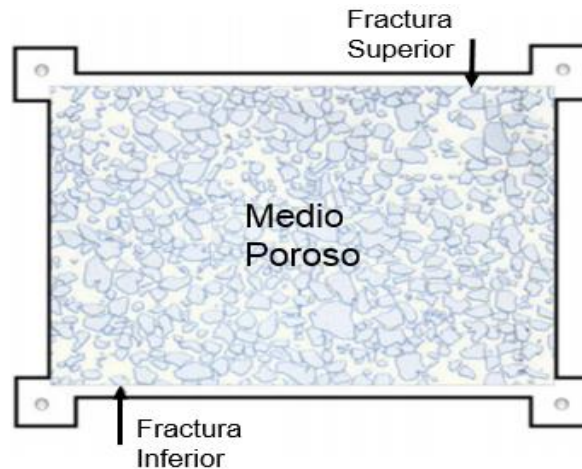
La conclusión de los investigadores indica que las pruebas no indican que la ósmosis sea el mecanismo principal, aunque este fenómeno puede ayudar a recuperar crudo adicional en baja proporción ya que también se ve involucrada la alteración de la mojabilidad, adicionalmente sugieren realizar estas pruebas a núcleos de tamaño normal, ya que los micro modelos son de escala demasiado pequeña⁵⁹.

En el segundo experimento realizado por investigadores de la Universidad de Bergen también emplearon un micro modelo tipo “oblea-silicio”, este tipo de modelos permite crear modelos para evaluar los fenómenos de LSWI aislados. En la siguiente **figura 16** se muestra el modelo con cuatro puertos de inyección y se puede observar las dos fracturas creadas para evaluar el comportamiento de las interacciones matriz-fractura⁶⁰.

⁵⁹ *Ibíd.* 1233 p.

⁶⁰ FREDRIKSEN, S. UNO ROGNMO, A., y FERNØ, M. Pore-Scale Mechanisms During Low Salinity Waterflooding: Water Diffusion and Osmosis for Oil Mobilization. SPE Bergen One Day Seminar, 2016. SPE-180060-MS.

Figura 16. Micro modelo tipo "oblea-silicio".



Fuente: FREDRIKSEN, S., UNO ROGNMO, A., y FERNØ, M., 2016. Pore-Scale Mechanisms During Low Salinity Waterflooding: Water Diffusion and Osmosis for Oil Mobilization. SPE-180060-MS.

El micro-modelo fue ubicado horizontalmente con la ventana de observación hacia abajo en la etapa mecánica de un microscopio invertido, todos los experimentos fueron realizados sin gravedad y a condiciones de presión y temperatura ambiente, adicionalmente los puertos de inyección fueron conectados a bombas tipo jeringa para la inyección de salmuera o aceite. Los fluidos empleados en esta serie de experimentos fueron variados, las salmueras sintéticas fueron elaboradas adicionando NaCl a agua de-ionizada, donde resultaron salmueras de 0, 5 y 20 wt% NaCl. La fase de crudo, fueron aceite refinados (n-Hexano y n-Heptano) y crudo de un yacimiento⁶¹.

Para la preparación de las muestras, el medio poroso lleno de aire fue saturado con las salmueras de mayor salinidad. Debido a que el modelo presentaba mojabilidad por agua, el aire fue desplazado por imbibición espontanea hacia la fractura inferior, también fue establecida una región de saturación por crudo para separar las salmueras de alta salinidad del agua de baja salinidad para generar el gradiente de salinidad a través de la fase de aceite en la matriz. El drenaje primario fue completado cuando la parte inferior de la matriz tenía saturación

⁶¹ *Ibíd.* 5 p.

predominante de aceite, con la parte superior conteniendo alta concentración de salmuera. Luego del drenaje primario, volvieron a inyectar salmuera inicial a través de la fractura inferior para satisfacer cualquier transporte capilar del agua hacia la matriz, generando la formación de emulsiones agua en aceite. Luego se realizaron pruebas de línea base para determinar el transporte de crudo con la salmuera de alta salinidad sin gradientes de salinidad presentes. Por último, inyectaron agua de-ionizada para crear el gradiente de salinidad en la fase acuosa de la matriz⁶².

Para estudiar la influencia en el transporte de agua y la movilización del crudo, los expertos alteraron la salmuera de saturación entre 5 y 20 wt% NaCl para generar gradientes moderados y fuertes de salinidad, y el agua de-ionizada siempre fue empleada como el agua de baja salinidad. Cabe destacar que en los experimentos también cambiaron los crudos utilizando mono-componentes y el de un yacimiento en específico.

Los resultados obtenidos fueron interpretados visualmente por los investigadores por medio de filmaciones en lapsos de tiempo determinados, así como de imágenes amplificadas para enfocar las interacciones fluido-fluido en áreas específicas del modelo. Los investigadores observaron que el efecto de la concentración de la salmuera afectaba la producción de crudo, ya que el transporte difusivo del agua de-ionizada ocurrió a lo largo de la película de agua que cubre los granos de la matriz alcanzando regiones inaccesibles por la salmuera de alta salinidad. También observaron la expansión de las emulsiones de agua en aceite, demostrando la posibilidad de que las moléculas de agua se transporten a través de la fase aceite⁶³.

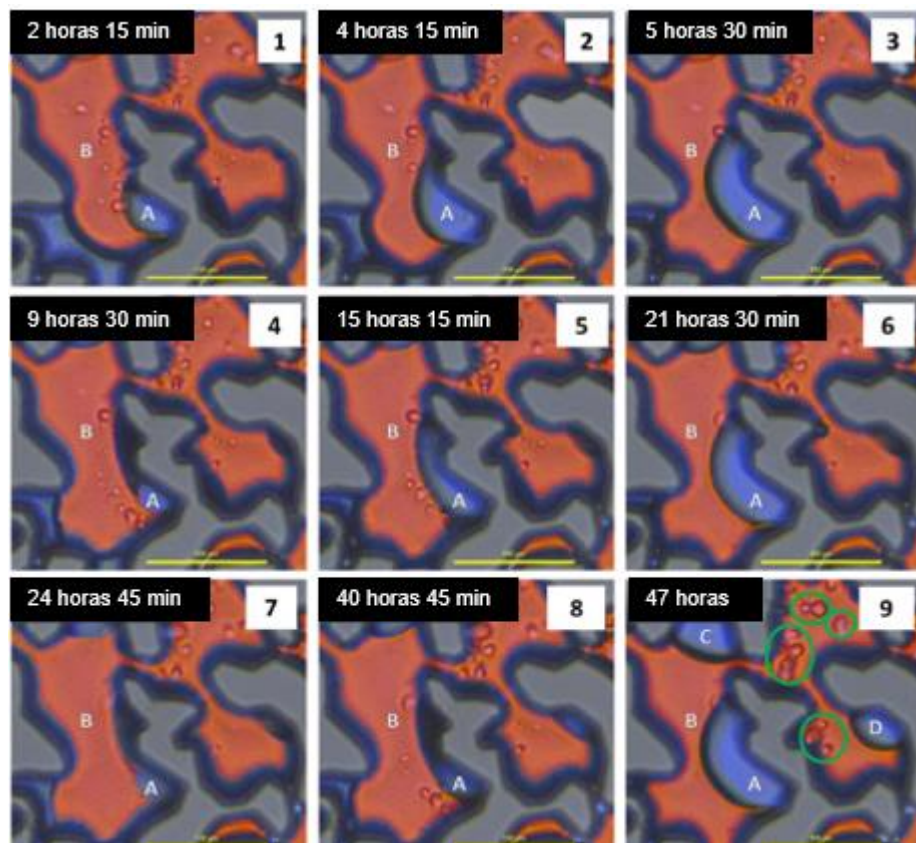
En la **figura 17** se puede observar el proceso: los granos son las estructuras grises, el agua las zonas azules y el aceite las zonas rojas. La gota de agua A aparece en el sistema después de 2 horas y 15 minutos, esta gota aumenta su tamaño a medida que el agua de baja salinidad diluye el agua de alta salinidad

⁶² *Ibíd.* 5 p.

⁶³ *Ibíd.* 6 p.

que cubre la pared del poro. La gota se expande a medida que se suministra mayor cantidad de agua alcanzando un tamaño máximo hasta que se rompe y retorna a ser una película a través de la pared, desplazando el crudo alrededor como se ve en la última parte de la figura.

Figura 17. Comportamiento del agua y crudo en el micro modelo tipo "oblea-silicio" al inyectar agua de baja salinidad.



Fuente: FREDRIKSEN, S., UNO ROGNMO, A., y FERNØ, M., 2016. Pore-Scale Mechanisms During Low Salinity Waterflooding: Water Diffusion and Osmosis for Oil Mobilization. SPE-180060-MS.

Los científicos luego obtuvieron los resultados al variar la composición del crudo, los resultados mostraron que al tener un mayor número de carbonos y una mayor viscosidad del aceite la recuperación del crudo es menor, como lo muestra el coeficiente de difusión en la ley de Fick, mostrado anteriormente. Por lo tanto,

con el crudo del yacimiento obtuvieron menor recuperación de crudo en comparación con los crudos refinados de un solo componente⁶⁴.

Después de evidenciar estos estudios, se puede concluir que la osmosis puede jugar un papel importante en la recuperación adicional de petróleo al inyectar agua de baja salinidad, aunque no sería uno de los mecanismos principales, ya que no se evidencia claramente una gran recuperación en los micro modelos, se puede afirmar que el mecanismo da un aporte que junto con los demás mecanismos estudiados y descritos en este trabajo de investigación generan el recobro adicional final mostrado en la realidad.

2.1.2.7 Efecto de la doble capa La teoría de doble capa o la teoría DLVO describe la fuerza entre las superficies cargadas que interactúan a través de un medio líquido. Combina los efectos de la atracción de van der Waals y la repulsión electrostática debido a la doble capa de contra iones. El agua de baja salinidad reduce la atracción arcilla-arcilla por la expansión de la doble capa eléctrica. La liberación limitada de partículas arcillosas depende de las interacciones aceite/salmuera/roca que involucran las distribuciones de carga de las plaquetas individuales de caolinita. Los estudios de Cryo-SEMM, ESEM y XPS mostraron la atracción del crudo a la caolinita⁶⁵. El agua de baja salinidad hace las películas de agua más estables debido al efecto de la expansión de doble capa, resultando que la superficie de las arcillas sea más mojada por agua. Por el contrario, la adsorción de iones divalentes en las interfaces aceite/agua y agua/arena cambia de mojado por agua a mojado por aceite⁶⁶.

Kia *et al*⁶⁷ reportaron que en presencia de iones sodio, la superficie de la caolinita lleva una carga negativa y la carga eléctrica presente en la superficie de transición es función del pH de la solución. La mayoría de los valores reportados

⁶⁴ *Ibíd.* 7-10 p.

⁶⁵ ZHANG y MORROW. *Op. Cit.*

⁶⁶ LIU. Q., *et al.* Wettability Alteration by Magnesium Ion Binding in Heavy Oil / Brine / Chemical / Sand Systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2007, vol. 59. 147-156 p.

⁶⁷ KIA, S.F., *et al.* Effect of Salt Composition on Clay Release in Berea Sandstone. *SPE Production Engineering Journal*, 1987, vol. 2 no. 4. 277-283 p.

muestran que los bordes de la caolinita están cargados negativamente cuando el pH es mayor a 8. De este modo, existe una repulsión electroestática entre las interfaces, al inyectar agua de baja salinidad la repulsión aumenta⁶⁸. Debido a que la repulsión electroestática aumenta, la película de agua entre el aceite/salmuera y salmuera/partícula va a ser más estable. Las superficies de la roca cambian a mojadas por agua o con mojabilidad mixta. No obstante, Sharma y Filoco⁶⁹ observaron en sus experimentos que la película de agua tenía mayor estabilidad a altas salinidades, siendo inconsistente con la teoría DLVO.

2.1.2.8 Liberación limitada de las partículas con mojabilidad mixta Tang y Morrow⁷⁰ explicaron este mecanismo. El crudo inicialmente cubre los finos que se adhieren a las paredes de los poros. Cuando la salinidad es reducida, la doble capa eléctrica en la fase acuosa entre las partículas es expandida y la tendencia a quitar los finos aumenta. Los finos removidos migran y se agregan haciendo que el aceite coalezca. De esta manera la remoción limitada de los finos con mojabilidad mixta en las paredes de los poros resultan en condiciones locales de mojabilidad heterogénea, entonces el recobro de aceite mejora. Este mecanismo combina la teoría DLVO y la migración de finos.

2.1.2.9 Disolución mineral Como se ha mencionado con los mecanismos anteriores es necesario tener un contenido alto de arcillas para que la inyección de agua de baja salinidad surta efecto en la recuperación adicional de petróleo. Para el caso del mecanismo de disolución mineral este aspecto no es tenido en cuenta ya que sus pruebas de laboratorio se realizaron a núcleos con presencia mínima de arcillas. Estas pruebas junto al mecanismo van a ser explicados a continuación.

La materia prima para el experimento fue el siguiente⁷¹:

⁶⁸ ADAMSON, A.W., y GAST, A.P. *Physical Chemistry of Sciences*, 1997. Ed. John Wiley & Sons.

⁶⁹ SHARMA, M.M., y FILOCO, P.R. *Effect of Brine Salinity and Crude-oil Properties on Oil Recovery and Residual Saturations*. En; SPE ATCE, 1998. SPE 65402.

⁷⁰ TANG y MORROW. *Op. Cit.*

⁷¹ PU, H. *et al.* *Low Salinity Waterflooding and Mineral Dissolution*. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2010. SPE 134042.

1. crudos de las formaciones Tensleep, Minnelusa y Phosphoria que fueron filtrados para remover material particulado y puestos en vacío para eliminar los compuestos livianos, ya que podía ocurrir formación de gas en los experimentos a temperaturas altas.
2. Salmueras a partir de agua destilada con químicos reactivos, las composiciones de estas fueron basadas en composiciones fueron proporcionadas por el agua de formación. Cabe destacar que el agua de desplazamiento es agua asociado a mantos de carbón con una salinidad promedio de 1230 ppm.
3. Núcleos de las tres formaciones anteriormente mencionadas obtenidos en zonas de acuíferos y de crudo.

el procedimiento experimental fue el siguiente⁷²:

1. Los núcleos fueron limpiados con tolueno y metanol y secados a 100° C. Después del secado las muestras fueron dimensionadas, pesadas y midieron la permeabilidad al aire.
2. Los núcleos fueron saturados con salmuera y envejecidos por 10 días a temperatura ambiente. La saturación inicial del agua fue establecida al inyectar crudo y la dirección del flujo fue reversada para adquirir una distribución de saturación uniforme.
3. Los núcleos se removieron del Core holder y fueron sumergidos en crudo contenido en unas celdas de acero inoxidable por 15 días a 60°C.
4. Todas las pruebas de desplazamiento fueron realizadas a tasas de flujo constantes 0.25 ml/min a 60°C, el agua de formación fue inyectada hasta que la recuperación de petróleo estabilizara, luego se inyectó el agua asociada a los mantos de carbón como método de recobro terciario.

Los núcleos de las tres formaciones poseen comunes denominadores en cuanto a su composición, poseen contenido de arcilla muy bajo, cementos de dolomita y anhidrita, así como cristales de dolomita.

⁷² *Ibíd.* 2 p.

Los resultados obtenidos en los núcleos obtenidos de las zonas de acuíferos fueron las esperadas, no hubo cambio alguno en la recuperación adicional del petróleo ya que las formaciones en estas posiciones son fuertemente mojadas por agua. Mientras tanto en las pruebas que se realizaron con los demás núcleos se obtuvo un recobro adicional de 6% para Tensleep, 5.8% para Minnelusa y 6% para Phosphoria. Este recobro adicional es muy representativo para un método de recobro terciario.

Lo importante de este experimento para establecer el mecanismo son los siguientes fenómenos observados⁷³:

En las tres formaciones los expertos observaron una disminución en la permeabilidad al agua al pasar el tiempo de las pruebas, por lo tanto, existe una interacción salmuera/roca. Las imágenes de micro tomografía computarizada indicaron la disolución de la anhidrita al inyectar el agua de baja salinidad. En el caso de los núcleos de Minnelusa produjeron cantidades significativas de iones sulfato en el agua efluente, aunque el agua de inyección contenía mayor cantidad de iones sulfato con lo que se concluye una retención de los iones.

En cuanto a la recuperación adicional de crudo, los investigadores proponen que la disolución de la anhidrita junto a la liberación de las partículas de dolomita y otros finos, así como la interacción iónica y la alteración de la mojabilidad pudieron generar el aumento de la presión para producir mayor cantidad de crudo. Por lo tanto, se puede concluir que la disolución de algunos minerales puede ayudar a la recuperación adicional de petróleo, aunque no sería el mecanismo fundamental que modela la LSWI.

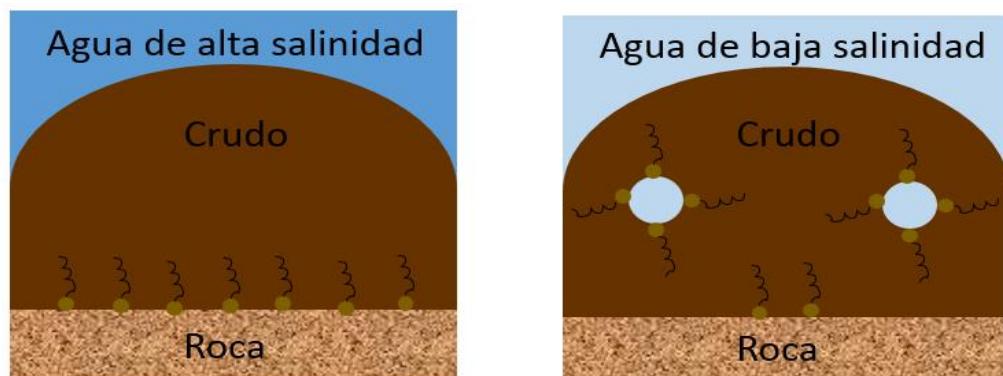
2.1.2.10 Mecanismo Emadi Emadi en sus diferentes estudios con sus colaboradores estipuló dos mecanismos, que describen el efecto de la inyección de baja salinidad a partir de micro-modelos de visualización directa, el primero es la alteración de la mojabilidad generado por la migración de los componentes

⁷³ *Ibíd.* 3-5 p.

superficialmente activos del aceite desde la interfaz hacia la fase total de aceite y el segundo mecanismo, ligado directamente con el primero, consiste en el transporte de micro-dispersiones en el aceite y su coalescencia en las interfaces entre el crudo y el agua de alta salinidad expulsando el aceite de los poros usualmente no accesibles.

Garantizando que existan condiciones de mojabilidad mixta o mojabilidad por aceite en la roca, la formación de micelas (micro dispersiones) resulta en la desestabilización del aceite sujeto a la superficie de la roca en los sitios donde la formación se encuentre mojada por aceite. La **figura 18** ilustra como la variación de la salinidad causa que los materiales naturales con superficie activa pre-adsorbidos migren desde los enlaces con la roca hacia la fase total de aceite, dando como resultado la movilización del crudo atrapado.

Figura 18. Formación de micro dispersiones debido a LSWI.



Fuente: EMADI, A., y SOHRABI, M., 2013. Visual Investigation of Oil Recovery by Low Salinity Water Injection: Formation of Water Micro-Dispersiones and Wettability Alteration. SPE-166435-MS.

Los mecanismos descritos anteriormente asumen que el aceite se encuentra sujeto a la roca por medio del enlace iónico va a ser alterado por la inyección de agua de baja salinidad. Mientras la relocalización de los materiales del aceite con superficie activa por micro dispersión y el cambio de mojabilidad resultante ocurre de otras formas de adherencia del crudo. Por consiguiente, algunas de las contradicciones reportadas en la literatura deben considerar la formación de

micro dispersiones y el consecuente reordenamiento de los surfactantes idóneos del crudo.

Este ordenamiento fue confirmado por Sohrabi *et al*⁷⁴ por espectroscopía infrarroja y por el escaneo con microscopio electrónico (ESEM). Con estos análisis estipularon que, dependiendo de las características del crudo, particularmente los compuestos ricos en azufre y nitrógeno, existe una interacción determinada con las salmueras de baja salinidad. Este aspecto indica que existe un potencial para realizar un ranking de crudos que puedan ser evaluados bajo LSWI. Cabe desatacar, que la caracterización convencional y parámetros como el TAN y SARA no son los adecuados para detectar los cambios en generados cada minuto que se llevan a cabo en la composición del crudo debido al contacto con el agua de baja salinidad y la formación de micro dispersiones.

Para evaluar el papel de la formación de micro dispersiones en el efecto del agua de baja salinidad Emadi *et al*⁷⁵ tuvieron en cuenta dos enfoques. El primer enfoque fue remover los compontes del crudo asociados con micro dispersiones (surfactantes naturales) de la fase aceite para que las micelas no se pudieran formar posteriormente durante los experimentos donde el crudo es desplazado por el agua de baja salinidad.

El segundo enfoque era debilitar el papel de los mecanismos relacionados con la presencia de arcillas mediante el uso de un núcleo libre de arcilla en una prueba de desplazamiento, en el cual el crudo utilizado es capaz de generar las micelas en respuesta a LSWI.

En el primer enfoque el crudo y el agua de baja salinidad (500 ppm) fueron puestos en contacto en una cámara especial por un tiempo prolongado a 60°C. Al asegurar el equilibrio entre las fases, la fase acuosa fue separada

⁷⁴ SOHRABI, M., *et al*. Novel Insights Into Mechanisms of Oil Recovery by Use of Low-Salinity-Water Injection. SPE Journal, 2016, vol. 68, no. 5, 1-8 p.

⁷⁵ EMADI, A., y SOHRABI, M. Visual Investigation of Oil Recovery by Low Salinity Water Injection: Formation of Water Micro-Dispersiones and Wettability Alteration. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2013. SPE-166435-MS.

cuidadosamente sin ninguna agitación física. El crudo remanente fue centrifugado para remover cualquier micela por gravedad y como resultado la fase mayoritaria de aceite se va a depletar de los compuestos superficialmente activos asociados con la LSW. Se debe resaltar que las salmueras empleada en varios de los experimentos de la investigación realizada por Emadi *et al*⁷⁶, fueron desgasificadas y los núcleos fueron preservados en ambientes libres de oxígeno.

Después del proceso de selección del sistema crudo/salmuera, la muestra de aceite fue inyectado en núcleos saturados por agua para establecer la saturación de agua irreducible. Para todos los experimentos de imbibición el agua con la que se encuentran saturados los núcleos es salmuera de alta salinidad. Los expertos realizaron tres tipos de imbibiciones espontaneas para determinar que interacciones crudo/salmuera contribuyen al efecto de baja salinidad.

El crudo original es utilizado en el primer núcleo y este es ubicado en una celda de imbibición llena con agua de alta salinidad.

El crudo original es usado en el segundo núcleo, el cual es sumergido en el agua de baja salinidad.

El crudo sin micro dispersiones es empleado en el tercer núcleo, el cual es sumergido en agua de baja salinidad.

El paso a seguir fue la comparación de los perfiles de recobro de aceite obtenido en cada una de las tres pruebas para identificar la influencia de la formación de micro dispersiones en LSWI. Por último, sometieron los núcleos a imbibición forzada.

En el segundo enfoque utilizaron otro crudo con alta tendencia a formar micelas, aunque diseñaron un núcleo de vidrio (boro-silicatos) libre de arcillas en lugar de utilizar los núcleos provenientes del yacimiento. El núcleo envejecido fue inundado con salmuera de alta salinidad seguido por la inyección de LSW. El

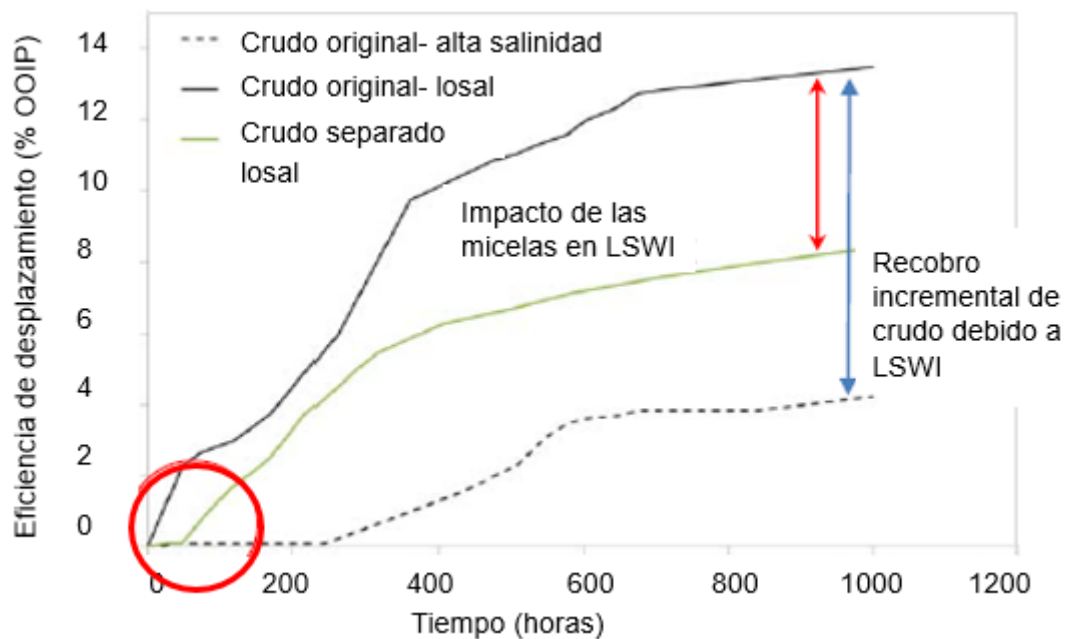
⁷⁶ EMADI, A. y SOHRABI, M. Visual Investigation of Oil Recovery by Low Salinity Water Injection: Formation of Water Micro-Dispersiones and Wettability Alteration. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 2013. SPE-166435-MS.

aceite producido fue analizado por los investigadores para investigar cualquier relación directa con la formación de micro dispersiones.

Primer enfoque

En la siguiente grafica (**figura 19**) se presencian los resultados de los tres experimentos de imbibición espontanea para el primer enfoque.

Figura 19. Eficiencia de desplazamiento de crudo debido a la formación de micelas.



Fuente: Traducido de SOHRABI, Mehran *et al*, 2016. Novel Insights into Mechanisms of Oil Recovery by Use of Low-Salinity-Water Injection. SPE Journal, vol. 68, no. 5, p. 5.

Se puede observar que el recobro final del núcleo saturado con el crudo original y desplazado por el agua de baja salinidad es mayor que el del núcleo saturado con el crudo separado y desplazado con LSWI y este a su vez es mayor que la imbibición del núcleo saturado con el crudo original y desplazado con salmuera de alta salinidad. Este efecto se debe a que el núcleo se moja preferiblemente por agua en el segundo y tercer experimento, por otra parte, se evidencia el efecto que tiene la creación de las micro dispersiones para aumentar la alteración de la mojabilidad y por consiguiente aumentar la eficiencia de desplazamiento.

A continuación, realizaron pruebas de imbibición forzada para obtener parámetros que no se pueden determinar con la imbibición espontánea, como es el caso del cambio de pH. El procedimiento y resultados de estas pruebas se describen a continuación⁷⁷.

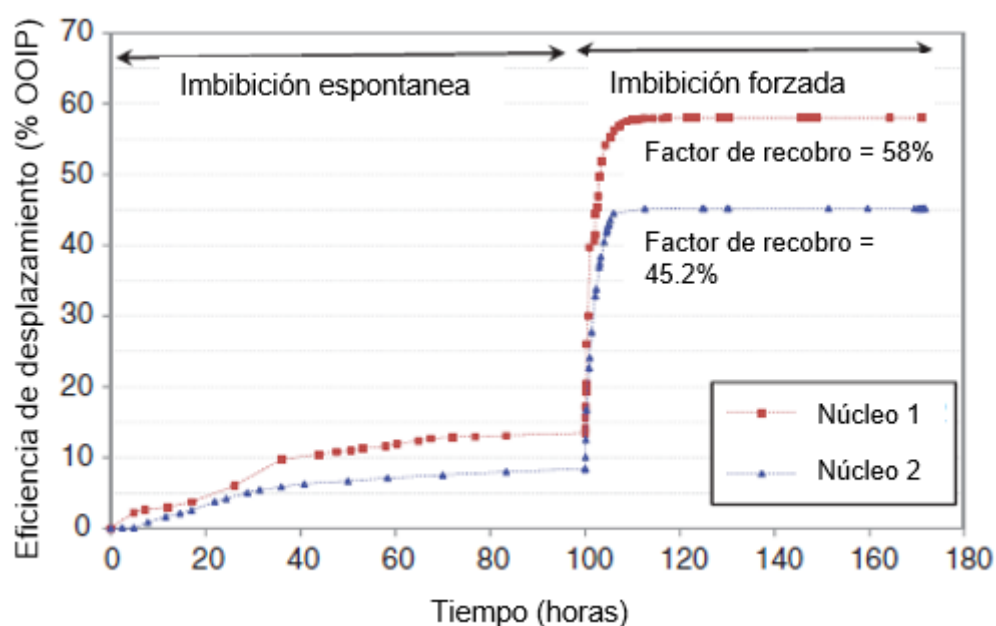
Cuando las curvas de recobro vs tiempo se aplanan, es decir, no se observa un inminente recobro de crudo, los núcleos fueron removidos de las celdas de imbibición y puestos en Core Holders, inyectando diferentes tipos de salmueras a cada uno de ellos. En el primer ciclo inyectaron la misma agua de baja salinidad (500 ppm) empleada para los núcleos en la imbibición espontánea para desplazar el crudo remanente. Luego, realizaron la inyección de agua de alta salinidad (100000 ppm) para investigar el efecto de baja salinidad. Cabe destacar que este proceso fue efectuado para dos núcleos, el primero con aceite sin alterar y el segundo con crudo alterado (micro dispersión removida).

En el tercer núcleo inyectaron agua de alta salinidad (30000 ppm) compuesta por NaCl y el agua de baja salinidad la inyectaron posteriormente. El objetivo de este ciclo fue demostrar la efectividad de las salmueras de baja salinidad y con iones monovalentes.

Para el caso de los primeros núcleos la única diferencia entre las dos pruebas es el potencial que tiene el crudo en cada núcleo para formar micelas, la diferencia en el recobro se puede observar en la **figura 20**, donde obtuvieron un mayor recobro con el núcleo que contiene aceite sin alteración como fue presenciado en la imbibición espontánea, aunque para la imbibición espontánea existe una diferencia más pronunciada en el desplazamiento del 12.8%.

⁷⁷ SOHRABI, *et al.* Op. Cit. 10-11 p.

Figura 20. Eficiencia de desplazamiento en experimentos de imbibición forzada debido a LSWI.



Fuente: Traducido de SOHRABI, Mehran *et al*, 2016. Novel Insights into Mechanisms of Oil Recovery by Use of Low-Salinity-Water Injection. SPE Journal, vol. 68, no. 5, p. 5.

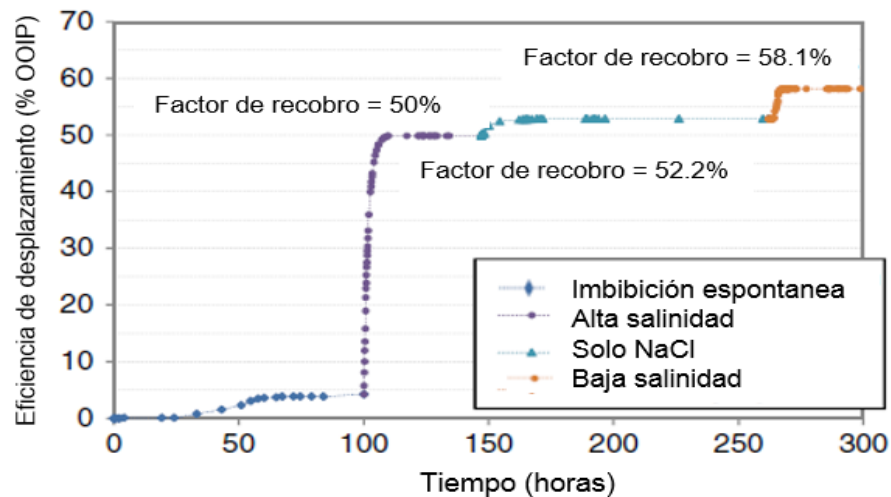
El valor del pH de la salmuera producida ha sido reconocido por diversos autores como un parámetro importante para evaluar la importancia de algunos mecanismos propuesto para LSWI. El valor de pH puede verse afectado por diversos factores como: composición de la salmuera, valores de TAN y TBN del crudo y la mineralogía de la roca. En los experimentos realizados los investigadores evidenciaron el aumento en el pH en relación a los PV inyectados, en una magnitud de 1-1.5 pH que se debe solamente a la generación de micro dispersiones, ya que los dos núcleos poseen la misma mineralogía y la misma salmuera inyectada.

La imbibición forzada del tercer núcleo la desarrollaron en tres ciclos, primero con agua de alta salinidad (100000 ppm), luego agua de alta salinidad con contenido exclusivo de NaCl (35000 ppm) y al final inyectaron agua de alta salinidad diluida (500 ppm). El objetivo de este experimento fue la evaluación del

efecto de las micro dispersiones respecto a otros mecanismos influyentes en el LSWI, como los son el MIE y la expansión de doble capa.

La **figura 21** muestra el perfil de la eficiencia de desplazamiento durante la imbibición espontánea y forzada en este núcleo. Se presencia que la inyección de la salmuera NaCl tuvo 2.2% mayor de recobro que el agua de alta salinidad con iones monovalentes y divalentes. Sin embargo, al inyectar el agua de baja salinidad el recobro mejoró un 5.9%, comparado con todos los periodos de las inyecciones de agua de baja salinidad.

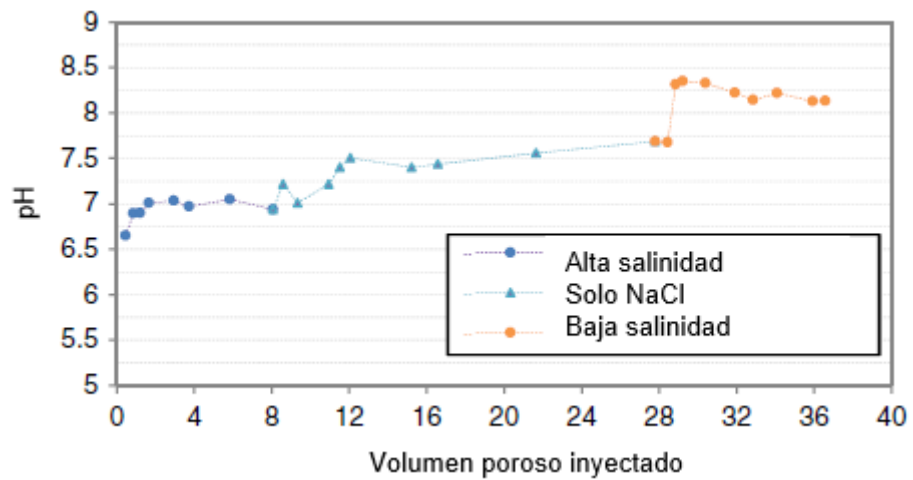
Figura 21. Eficiencia de desplazamiento de petróleo proveniente de la formación de micro dispersiones.



Fuente: Traducido de SOHRABI, Mehran *et al*, 2016. Novel Insights into Mechanisms of Oil Recovery by Use of Low-Salinity-Water Injection. SPE Journal, vol. 68, no. 5, p. 6.

En la **figura 22** se pueden observar los valores de pH para los diferentes ciclos de inyección. Es evidente el incremento del pH en los dos últimos ciclos, aunque las variaciones de este parámetro no muestran una relación particular con el recobro de crudo adicional.

Figura 22. Cambio de pH en la inyección de agua de alta salinidad, agua con solo NaCl y Agua de baja Salinidad.



Fuente: Traducido de SOHRABI, Mehran *et al*, 2016. Novel Insights into Mechanisms of Oil Recovery by Use of Low-Salinity-Water Injection. SPE Journal, vol. 68, no. 5, p. 6.

Una de las ventajas de realizar en un mismo núcleo la imbibición espontánea y forzada es la obtención de los índices de Amott, el cual se calcula dividiendo el recobro de crudo en la imbibición espontánea entre la cantidad de crudo producido durante la imbibición forzada, que es considerado como la fuerza de la mojabilidad al agua del núcleo. En el caso de los experimentos con el crudo original, el índice paso de 0.08 (mojabilidad mixta) a 0.23 cuando el agua de baja salinidad se empleó como la fase de imbibición, lo que indica el hacia una roca más mojada por agua. Mientras tanto, en el experimento que realizaron con el crudo modificado se atribuye una roca inicialmente mojada por agua debido al retiro de las micro dispersiones, generando la dificultad de que el núcleo sea mojado por aceite o posea una mojabilidad mixta⁷⁸.

Segundo Enfoque

El crudo empleado en las pruebas de desplazamiento en el núcleo de vidrio libre de arcillas contiene componentes con superficie activa y alto porcentaje de asfaltenos que pueden interactuar y adherirse con la superficie del sólido. Los

⁷⁸ *Ibíd.* 11-12 p.

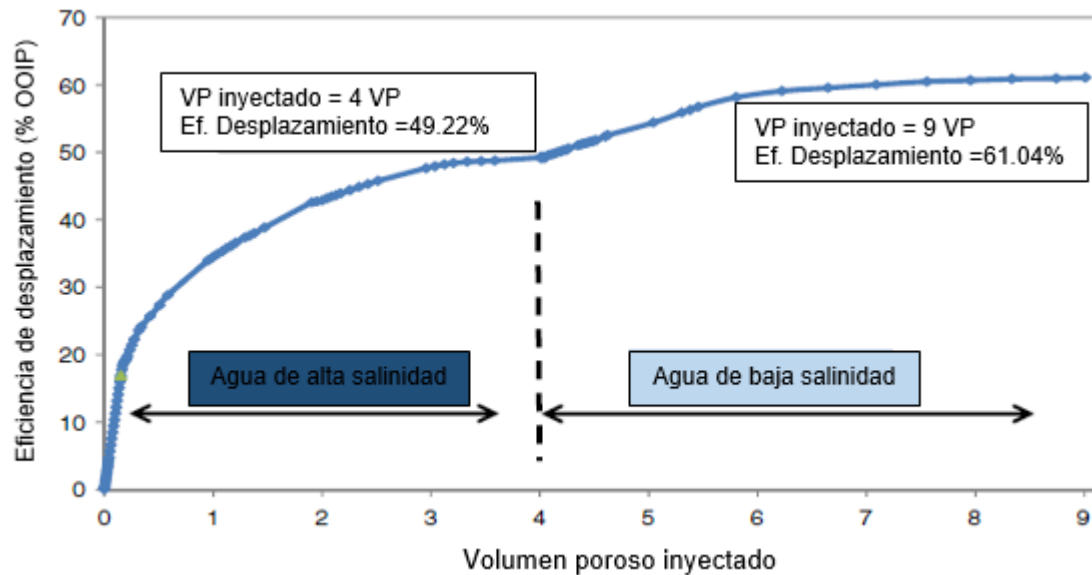
mecanismos que se soportan solamente en la capacidad de intercambio catiónico no se ven reflejados en este experimento debido a la ausencia de arcillas. En el experimento los expertos utilizaron dos salmueras, los cuales contienen iones monovalentes y divalentes en diferentes concentraciones. El NaCl y el CaCl₂ fueron mezclados en una proporción de 4:1 con concentraciones totales de 100000 y 500 ppm para emplear una salmuera de alta salinidad y otra de baja salinidad⁷⁹.

El núcleo fue saturado con el agua de la formación (100000 ppm) a 50°C y 1500 psig. Luego, fue envejecido por 1 semana para inyectar el crudo. A causa de la alta permeabilidad del núcleo, establecieron una saturación de agua inicial del 10%. Luego el núcleo fue envejecido por 6 semanas a 100°C. durante este proceso la permeabilidad efectiva al aceite disminuía progresivamente, lo que indica que el núcleo obtuvo una condición de mojabilidad mixta. Luego realizaron una prueba de desplazamiento con el agua de alta salinidad hasta llegar a un corte de agua del 99%. Finalmente, se dio una recuperación terciaria al inyectar el agua de baja salinidad.

La **figura 23** muestra la recuperación acumulativa de petróleo durante las diferentes etapas del experimento, en el momento que terminaron la inyección de agua de alta salinidad la eficiencia de desplazamiento fue de 49,22%, y posteriormente obtuvieron un 11% adicional al inyectar el agua de baja salinidad. El aumento refleja claramente que se puede obtener un recobro adicional sin el requerimiento de que exista arcilla en la formación productora.

⁷⁹ *Ibíd.* 13-14 p.

Figura 23. Eficiencia de desplazamiento al inyectar agua de baja salinidad como método de recuperación terciario.



Fuente: Traducido de SOHRABI, Mehran *et al*, 2016. Novel Insights into Mechanisms of Oil Recovery by Use of Low-Salinity-Water Injection. SPE Journal, vol. 68, no. 5, p. 6.

De este mecanismo se pueden resaltar dos hechos importantes:

1. Confirma que la inyección de agua de baja salinidad es un excelente método de recuperación secundaria y terciaria en escala de laboratorio.
2. El mecanismo de micro dispersiones es una interacción directa fluido/fluido por lo tanto el proceso del mecanismo puede llevarse a cabo tanto en areniscas como en carbonatos.

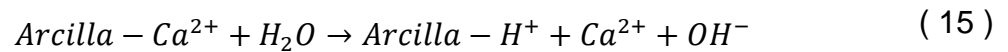
2.1.2.11 Mecanismo Químico Austad Para proponer el mecanismo, basados en investigaciones anteriores, Austad *et al*⁸⁰ asumieron que los siguientes parámetros juegan un papel importante:

- Propiedades de la arcilla y cantidad presente en la roca

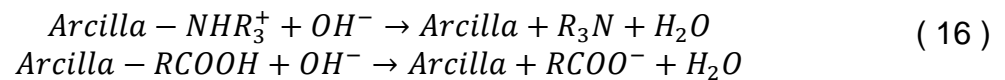
⁸⁰ AUSTAD, T., DOUST, R., y PUNTERVOLD, T. Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2010. SPE 129767.

- Componentes polares presentes en el crudo
- pH y composición del agua connata

La arcilla actúa como un intercambiador catiónico donde los materiales orgánicos ácidos y básicos son adsorbidos por las arcillas junto a los cationes inorgánicos, especialmente los iones Ca^{2+} presentes en el agua de formación. Dentro del yacimiento se establece un equilibrio químico. Al inyectar agua de baja salinidad con una concentración iónica baja, el equilibrio es alterado, ocurriendo una adsorción neta de iones Ca^{2+} . Por lo tanto, para compensar la pérdida de los cationes; los protones e iones hidrogeno se adsorben a las superficies de la arcilla por medio de una sustitución del Ca^{2+} por H^+ , creando un aumento de pH cerca a la arcilla mostrado en la siguiente reacción.

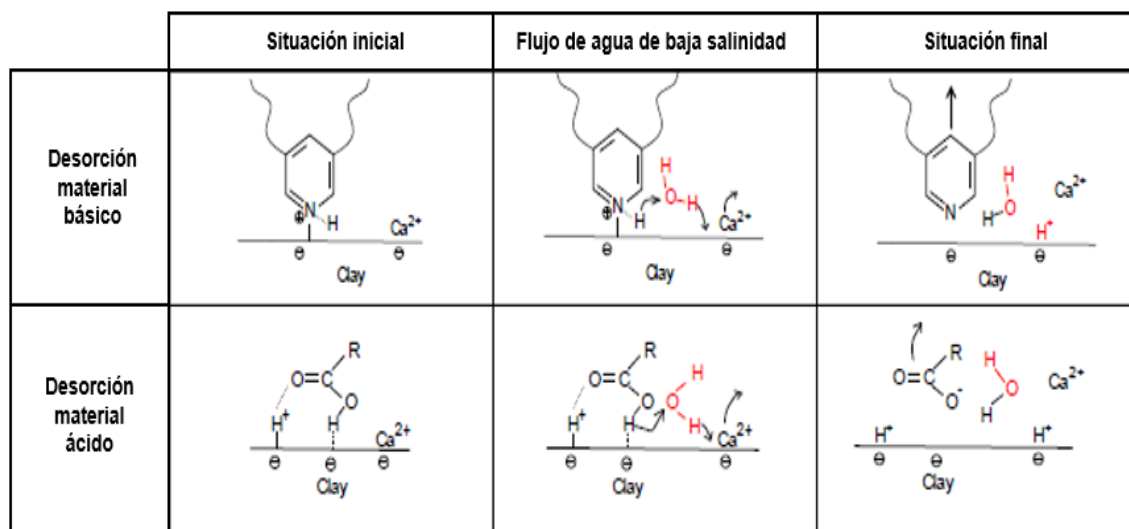


Cabe destacar que este proceso puede ocurrir con cualquier ion divalente. El aumento local del potencial de hidrógeno cerca de la superficie de la roca causa reacciones entre el material ácido y básico adsorbido como en una reacción de transferencia de protones como se muestra a continuación.



El mecanismo anteriormente mencionado y descrito se ilustra esquemáticamente con la siguiente **figura (24)**.

Figura 24. Mecanismo Químico Propuesto por Austad.



Fuente: Modificado de AUSTAD, T., DOUST, R., y PUNTERVOLD, T., 2010 Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. SPE 129767.

Según el mecanismo la presencia de minerales arcillosos activos es necesaria para obtener recobro adicional de crudo al inyectar agua de salinidad reducida, la estructura cristalina de las arcillas en yacimientos de areniscas está hecha de láminas de sílice tetraedral y capas de aluminio octaedral. Estos minerales se caracterizan por su intercambio catiónico debido a que presentan un desbalance de cargas, generando una carga negativa en la superficie de la arcilla.

Según Austad *et al*⁸¹ la sucesión en el poder de reemplazamiento de los cationes es el siguiente: $H^+ > Ca^{2+} > Mg^{2+} > K^+ > Na^+ > Li^+$. Donde los iones calcio desplazan más iones Magnesio. El ion H^+ es el que posee la mayor afinidad hacia la superficie de la roca, pero su concentración es mucho menor que los demás cationes a condiciones de yacimiento.

En cuanto a las arcillas presentes en los yacimientos de areniscas se deben tener claros los siguientes aspectos:

⁸¹ *Ibíd.* 5-6 p.

La caolinita presenta unidades que consisten de una capa de sílice y una de aluminio, las unidades se encuentran unidas por fuertes enlaces de hidrógeno, esta arcilla no es hinchable y posee una capacidad de intercambio catiónico (CEC) bajo (3-15 meq/100 g) y tiene la capacidad de convertirse en illita y clorita a mayores profundidades. El intercambio catiónico se da en los bordes de las unidades.

La mica e illita poseen unidades que constan de tres láminas donde la capa de aluminio se encuentra cubierta por dos capas de sílice. El desbalance en la carga es generado por las capas de sílice donde el Si^{4+} es reemplazado por el Al^{3+} generando una superficie con carga negativa. La diferencia entre estas dos arcillas consiste en que la illita posee un menor desbalance iónico que la mica, por lo tanto, la mica posee una mayor carga negativa en su superficie. Las unidades estructurales están enlazadas por cationes y sus CEC es de 10-40 meq/100 g.

La montmorillonita es similar en estructura que las dos arcillas anteriores, aunque el desbalance en carga se encuentra en la capa de aluminio ya que el Al^{3+} es reemplazado por Mg^{2+} . Esta arcilla es hinchable y posee una alta CEC (80-150 meq/100 g).

Por último, la clorita tiene una estructura donde las unidades estructurales de la mica están enlazadas por un catión polimérico, el desbalance se encuentra en la capa de aluminio ya que el Al^{3+} es reemplazado por Si^{4+} , generando carga positiva en la superficie. La CEC se encuentra en el rango de la mica e illita y las reacciones de intercambio catiónico ocurren en las superficies de borde.

Por otra parte, los componentes polares en el petróleo, quienes son más propensos a adsorberse en la superficie de la roca, poseen propiedades ácidas y básicas. Existen los ácidos nafténicos con pK_a aproximado de 4.9 donde el grupo carboxílico es parte de las grandes moléculas presentes en las fracciones de asfáltenos y resinas, aunque también existen ácidos grasos puros en el crudo. Cuando el pH es igual al valor del pK_a , la concentración de las formas aniónicas disociadas y del ácido no disociado es igual, donde los aniones y la parte neutral

del ácido pueden ser adsorbidos en los minerales del yacimiento. Por lo tanto, la adsorción es dependiente del pH.

En cuanto a los componentes básicos el material con mayor actividad en el crudo son los compuestos cíclicos nitrogenados de típico piridínicos que contiene un anillo cíclico aromático, al igual que los grupos carboxílicos, compuestos que se encuentran en la fracción pesada del crudo. Las piridinas son bases débiles con valores de pK_a cercanos a 4.7. Luego, la fracción del ácido no-disociado y la base tienen una variación similar con el pH de la solución⁸².

Después de establecer su mecanismo los investigadores con sus experimentos dejaron algunas recomendaciones⁸³:

- Como la adsorción es altamente dependiente del pH, se debe tener en cuenta que LSWI es probado primero en laboratorio donde el crudo se encuentra estabilizado con alto TAN y/o TBN, y con agua sin CO_2 disuelto. En estas condiciones el pH inicial del agua de formación es muy alto comparado con las condiciones del yacimiento resultando en una adsorción de componentes polares mucho menor que lo que ocurre en realidad en el yacimiento.
- Con minerales arcillosos con alta CEC presentes en la roca se obtiene mayor recobro al inyectar agua de salinidad reducida. Por lo tanto, se espera que exista una mayor proporción de caolinita en la roca, respecto a illita, mica y montmorillonita.
- Deben existir componentes polares en el crudo ya que estos se adsorben en la roca a un pH aproximado de 4. Así como, las condiciones de mojabilidad son diferentes para un crudo con alto TAN y bajo TBN comparado a uno con bajo TAN y alto TBN, ya que en el último caso los componentes básicos también pueden ser adsorbidos en la sílice con carga negativa.
- Si la cantidad de material orgánico adsorbido en la roca es bajo, el pH variará entre 6 y 7 y aunque exista adsorción alta de los iones activos el efecto de la

⁸² *Ibíd.* 7-9 p.

⁸³ *Ibíd.* 15 p.

inyección de agua de baja salinidad va a ser mínimo ya que la roca va a estar altamente mojada por agua.

2.1.3 Experimento de Tang y Morrow Tang y Morrow realizaron un experimento para evaluar la recuperación mejorada de petróleo a partir de la inyección de agua de baja salinidad. Este experimento puede ser tomado como caso base para empezar a realizar las pruebas de laboratorio respecto a LSW en nuestro país, ya que los autores mencionados son los pioneros de esta técnica de recobro mejorado. En el experimento se llevaron a cabo pruebas con los siguientes sistemas⁸⁴:

Crudo: emplearon un crudo A rico en asfáltenos (6.55% en contenido) y un crudo B con alto contenido de parafinas (12.6% en contenido).

Salmuera: emplearon cinco salmueras catiónicas simples (NaCl, KCl, CaCl₂, MgCl₂ y AlCl₃) y dos salmueras sintéticas de yacimiento las cuales corresponden al mismo yacimiento de los crudos (A y B) y fueron usadas como salmueras iniciales y de invasión. Tang y Morrow expresaron las salinidades en %wt (g de sal seca por 100 ml de agua), molaridad, ppm y fuerza iónica, así como, la salinidad la definen como la cantidad y tipo de sal que constituye la composición iónica de la salmuera.

Roca: emplearon núcleos sintéticos de Berea de 3.8 cm de diámetro y longitud de 7.8 cm. La permeabilidad al nitrógeno variaba entre 799 y 971 md y a la salmuera entre 507 y 653 md. Por último, las porosidades de los núcleos fueron cercanas al 23%.

El procedimiento de las pruebas de laboratorio fue el siguiente⁸⁵:

1. Establecer la saturación inicial de agua: los núcleos fueron saturados 10 días a temperatura ambiente y luego desplazados con 5 volúmenes porosos

⁸⁴ TANG, G., y MORROW, N. OIL RECOVERY BY WATERFLOODING AND IMBIBITION – INVADING BRINE CATION VALENCY AND SALINITY. International Symposium of the Society of Core Analysts, Golden, 1999.

⁸⁵ *Ibíd.* 2 p.

de crudo y luego con 5 volúmenes porosos (VP) de crudo en reversa. Las saturaciones de agua iniciales obtenidas variaron entre 20.1 y 26%.

2. **Acondicionamiento:** los núcleos a saturación inicial de agua fueron sumergidos en el aceite dentro de vasijas selladas por 10 días a temperatura del yacimiento (75°C para el crudo A y 55°C para el crudo B).
3. **Pruebas de imbibición y desplazamiento:** después del acondicionamiento cada núcleo fue ubicado en un Core holder y saturado con 3-5 VP de crudo fresco para comenzar la prueba de desplazamiento. Tang y Morrow registraron el factor de recobro en porcentaje vs el volumen de salmuera inyectada, expresado en VP. Para las pruebas de imbibición, cada núcleo fue ubicado en una celda de imbibición cuyo contenido era la salmuera de prueba, todas las pruebas de desplazamiento fueron corridas en hornos ajustados a la temperatura del yacimiento, por lo tanto, la temperatura del acondicionamiento y la temperatura de la medición fueron las mismas. En el caso de las pruebas de imbibición el factor de recobro fue registrado contra el tiempo.
4. **Evaluación de la mojabilidad:** la aplicabilidad del índice Amott para caracterizar el comportamiento de la mojabilidad en los diferentes núcleos es limitada debido a que este índice depende principalmente del recobro final y no de las tasas de inyección. Por lo tanto, consideraron la extensión y tasa de las pruebas de imbibición como método alternativo para evaluar la mojabilidad.

Las características para cada curva de imbibición se examinan después de escalar los resultados por un tiempo adimensional, t_D , para ajustar las diferencias en las condiciones de la prueba que son diferentes a la mojabilidad. El tiempo adimensional incluye propiedades del núcleo (permeabilidad al aire, k , y porosidad, ϕ), propiedades del fluido (viscosidad del agua y petróleo, μ_w y μ_o , y la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, σ) y la geometría del núcleo (longitud característica, L_c). El tiempo dimensional se define por:

$$t_D = \sqrt{\frac{k}{\phi} \frac{s}{\sqrt{\mu_o \mu_w}} \frac{t}{L_c^2}} \quad (17)$$

La disminución en el t_D en comparación a la data correlacionada se relaciona a condiciones de una mojabilidad por agua fuerte, también emplearon un método cuantitativo para evaluar la mojabilidad a partir de la tasa de imbibición propuesto por Ma *et al*⁸⁶.

Al examinar los datos de imbibición, los parámetros de interés fueron cómo y cuándo inició la imbibición espontánea, la tasa a la cual avanzaba y el recobro final. Si la imbibición no ocurre inmediatamente, el retraso se refiere como un tiempo de inducción.

A continuación, se muestran los resultados respecto a la valencia catiónica, salinidad, invasión de las salmueras catiónicas simples y cambios en la salmuera de inyección a altos cortes de agua obtenidos por Tang y Morrow con su experimento.

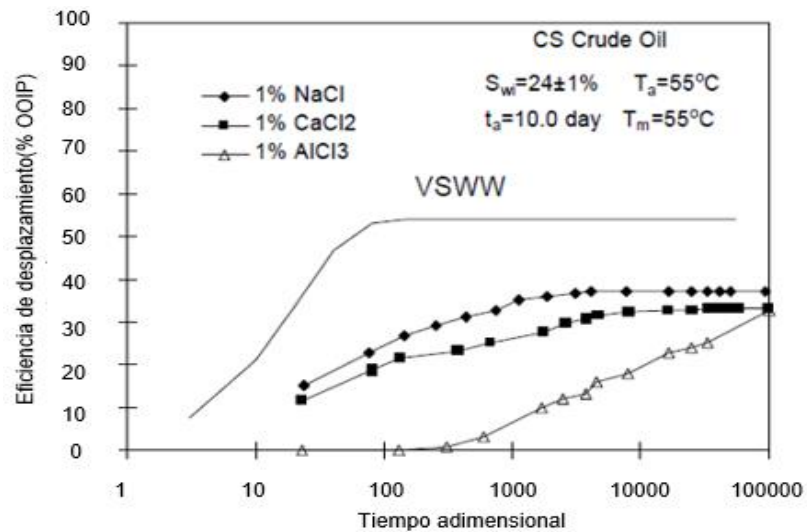
Valencia Catiónica el crudo B fue empleado como la fase aceite. Tres tipos de salmueras, NaCl, CaCl₂, y AlCl₃ (todas al 1% wt) fueron utilizadas como fase acuosa. Las mediciones de pH fueron de 7.0 para el NaCl, 6.8 para el CaCl₂ y 3.5 para el AlCl₃.

Los resultados para la imbibición espontánea con los tres tipos de agua (**Figura 25**) mostraron que la tasa y la extensión de la imbibición fueron significativamente menores que la curva de referencia VSWW arrojando por correlación de datos que la roca es fuertemente mojada por agua. A partir de la diferencia en las tasas de imbibición los expertos concluyeron que la mojabilidad disminuye con el incremento de la valencia catiónica⁸⁷.

⁸⁶ MA, S.; MORROW, N. y ZHANG, X. Prospects of Improved Oil Recovery Related to Wettability and Brine Composition. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1998, vol. 20, 267-276 p.

⁸⁷ TANG Y MORROW. 1999 OIL RECOVERY BY WATERFLOODING AND IMBIBITION – INVADING BRINE CATION VALENCY AND SALINITY. Op. Cit. 2-3 p.

Figura 25. Recuperación de petróleo en los experimentos de imbibición espontánea realizados por Tang y Morrow.

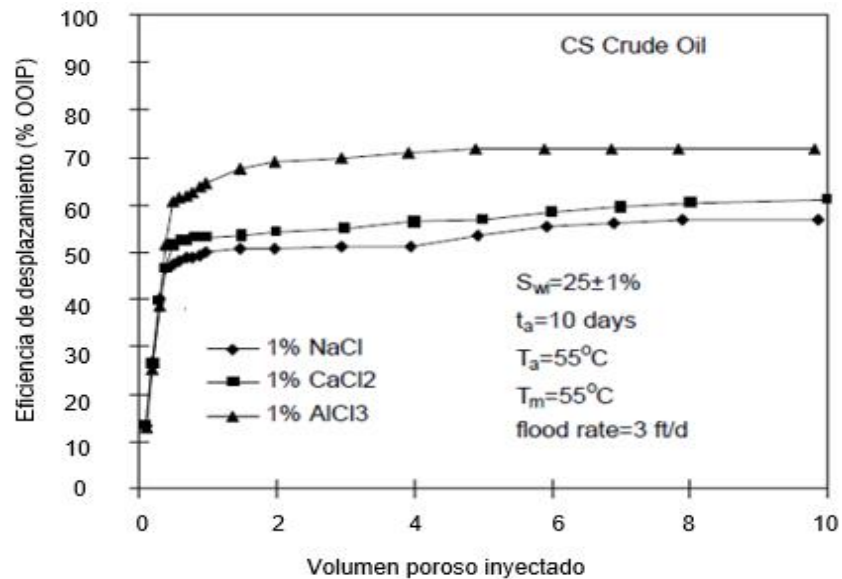


Fuente: TANG, G., y MORROW, N.,1999 OIL RECOVERY BY WATERFLOODING AND IMBIBITION – INVADING BRINE CATION VALENCY AND SALINITY.

La disminución en la mojabilidad por agua con el incremento en la valencia catiónica para el mismo valor de salinidad es parcialmente otorgada a la unión iónica por cationes multivalentes entre los grupos polares cargados negativamente en la interfaz salmuera-aceite con los minerales cargados negativamente en la superficie de la roca. La adsorción de los compuestos orgánicos polares sobre la superficie de la roca por la unión de los iones tiende a incrementar la valencia catiónica.

Los resultados de las pruebas de desplazamiento se muestran en la siguiente figura (26), donde el factor de recobro en la ruptura y final aumenta al aumentar la valencia catiónica.

Figura 26. Recuperación de petróleo en las pruebas de desplazamiento realizados por Tang y Morrow.



Fuente: TANG, G., y MORROW, N., 1999 OIL RECOVERY BY WATERFLOODING AND IMBIBITION – INVADING BRINE CATION VALENCY AND SALINITY.

El efecto del cambio en salinidad para 0.17, 0.85 y 1.71 molar para salmueras de NaCl indica que el recobro de petróleo aumenta al disminuir la salinidad, pero contrario a lo mencionado anteriormente la tasa y extensión de la imbibición también aumentó al disminuir la salinidad.

También realizaron pruebas de imbibición para recuperar crudo A con cinco salmueras de CaCl₂ (0.01%, 0.05%, 0.1% y 2.0% en wt). El pH de estas salmueras varió entre 6.3 y 6.7. por otra parte, el recobro de crudo del crudo B fue medido para dos salmueras de CaCl₂ (0.1% y 1% wt). En las pruebas de imbibición observaron una tendencia general que indicaba que la tasa de imbibición disminuía con el incremento en la concentración de CaCl₂. Sin embargo, las eficiencias de desplazamiento para las salmueras fueron aproximadamente del 65% comparado con el 54% para la correlación de la roca fuertemente mojada por agua (VSWW). En cuanto a las pruebas de desplazamiento el recobro fue de 52.5% para 0.1% de CaCl₂ y 51% para 1% de

CaCl₂ y cuando realizaron la inyección de dos volúmenes porosos el recobro de la salmuera más diluida fue 10% mayor que la presentada por la de 1%.

Seguido realizaron pruebas con AlCl₃ de 1% y 0.1% de concentración, debido al proceso de hidrólisis, el pH fue de 3.5 y 4.5 respectivamente y el crudo B fue el empleado como la fase aceite. Los resultados en las pruebas de imbibición mostraron que la disminución en la salinidad genera incremento en la recuperación de petróleo por imbibición espontánea, pero la influencia de la salinidad es menor comparada con los resultados arrojados por las salmueras de NaCl y CaCl₂. Por otra parte, en las pruebas de desplazamiento obtuvieron mayor eficiencia con la salmuera de mayor concentración de AlCl₃, siendo el único caso en el cual no se cumple que al disminuir la salinidad de la salmuera aumente el recobro de crudo⁸⁸.

Invasión de las salmueras catiónicas simples los investigadores usaron la salmuera de un yacimiento como agua connata, el recobro del crudo A fue medido para la inyección de cinco tipos de salmueras catiónicas simples con concentración de 0.0085 M (NaCl, KCl, CaCl₂, MgCl₂ y AlCl₃). Para todas las pruebas la salinidad del agua connata (21660 ppm) era mucho mayor que las salmueras invasoras. La fuerza iónica del agua de yacimiento fue de 0.371, que equivale a 43.6 veces la del NaCl, 17.5 veces la del CaCl₂ y MgCl₂ y 8.7 veces la del AlCl₃).

En relación a las pruebas de imbibición no existió un efecto sistemático general de la valencia catiónica en la tasa de imbibición. Tang y Morrow estipularon que el agua connata genera un efecto dominante en el tiempo temprano de la imbibición, pero las curvas de recuperación por imbibición de las diferentes salmueras divergen a medida que la imbibición avanza generando una eficiencia de desplazamiento del 60% con el NaCl y del 56% con el AlCl₃, mientras que la recuperación con el KCl fue del 42%. Ellos atribuyen el comportamiento de los cationes simples están relacionados a diferencias en la interacción con las arcillas en particular con la caolinita en los núcleos de areniscas Berea.

⁸⁸ *Ibíd.* 4-5 p.

Cambio en la salmuera de inyección a alto corte de agua el primer caso es la salmuera del yacimiento como salmuera inicial, las pruebas fueron corridas a las mismas condiciones excepto que el núcleo fue saturado con un volumen poroso de la salmuera inicial, el corte de agua producido fue del 90% y luego la salmuera de inyección fue cambiada a $MgCl_2$ a 0.0085 M. el desplazamiento final de crudo aumentó 7% respecto al obtenido con la inyección de la salmuera del yacimiento. En este experimento observaron producción de finos e incremento del pH e la salmuera efluente para el desplazamiento con la salmuera diluida.

En el segundo caso la salmuera inicial fue NaCl al 1% y la fase de aceite fue el crudo B. el núcleo fue saturado con cinco volúmenes porosos de la salmuera inicial para establecer la línea base de recobro para el NaCl. Luego realizaron un desplazamiento con 12 VP de NaCl al 0.05%, 12 VP de NaCl al 0.01% y 12 VP de $CaCl_2$ al 0.01%. En el cambio de concentración de NaCl en el segundo paso observaron migración de finos para los dos primeros VP. Con la inyección del NaCl al 0.05% obtuvieron un incremento del 3% en la eficiencia de desplazamiento, al disminuir la concentración al 0.01% el incremento en el desplazamiento fue del 4% al inyectar 2 VP y del 6% al inyectar 28 VP. El efecto de la valencia catiónica fue probado al cambiar la composición de la salmuera a $CaCl_2$, donde obtuvieron 4% adicional de recobro, obteniendo un desplazamiento adicional total del 12% aproximadamente.

En el último caso la salmuera inicial fue $CaCl_2$ al 0.1% y la fase aceite fue el crudo B. el núcleo fue saturado con 5 VP de la salmuera inicial, seguido de 13 VP de $CaCl_2$ al 0.01% y por último 22 VP de NaCl al 0.001%. la recuperación de crudo al inyectar 5 VP de $CaCl_2$ al 0.1% fue del 56% comparado con el 59% para NaCl al 0.1%. Aunque al inyectar 40 VP el recobro para las dos salmueras fue igual. Cuando redujeron la salinidad de la salmuera 10 veces la eficiencia de desplazamiento aumentó 7%, después de inyectar la salmuera por 4 VP no se obtuvo más aceite por lo que se cambió la salmuera a NaCl donde se obtuvo 3% de aceite adicional al inyectar 12 VP. Los científicos observaron producción de

finos al inyectar el NaCl y el CaCl₂ al 0.01%, pero la cantidad se puede considerar despreciable ya que no reportaron daño en la permeabilidad⁸⁹.

Las conclusiones del experimento realizado por Tang y Morrow son las siguientes⁹⁰:

- la valencia catiónica es un factor muy importante en las interacciones aceite-salmuera-roca. Cuando la salinidad es alta, al aumentar la valencia catiónica se disminuye la mojabilidad por agua, aunque el recobro aumenta por Waterflooding. El efecto de la valencia catiónica es mucho menor cuando la salinidad es baja.
- La inyección de salmuera catiónica simple diluida aumenta la eficiencia de desplazamiento.
- Cambiar la salmuera de inyección de una salinidad mayor a una menor a altos cortes de agua puede resultar en recobro mejorado para LSW. Sin embargo, la inyección temprana de salmuera diluida es beneficiosa respecto al aumento del tiempo de ruptura y al recobro final de hidrocarburos.

2.2 INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN CARBONATOS

En el caso de la inyección de agua de baja salinidad en los carbonatos, el agua tratada final se obtiene mediante el endurecimiento o ablandamiento del agua inyectada, ya que el recobro adicional de petróleo depende mayoritariamente en la composición de algunos iones específicos presentes en el agua⁹¹.

2.2.1 Mecanismos propuestos del efecto de inyección de agua de baja salinidad en carbonatos como se mostrará a continuación, el efecto de la inyección de agua de baja salinidad se debe únicamente a la alteración de la

⁸⁹ Ibíd. 5-6 p.

⁹⁰ Ibíd. 6 p.

⁹¹ AL-SHALABI, Emad y SEPEHRNOORI, Kamy. A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016, vol. 139, 143 p.

mojabilidad por medio de dos posibles mecanismos: Cambio de la carga en la superficie de la roca y disolución mineral de la roca.

2.2.1.1 Cambio de la carga en la superficie de la roca Para el caso del cambio de la carga superficial de la roca, diversos investigadores relacionaron la alteración de la mojabilidad a la adsorción de sulfato en la superficie de la roca. Strand *et al*⁹² investigaron la concentración de sulfato en la alteración de la mojabilidad con y sin una solución de surfactante catiónico usando calizas, núcleos de dolomitas y diferentes cristales de rocas carbonatadas para realizar imbibición espontánea. Ellos encontraron que el efecto del sulfato como un catalizador para la tasa de imbibición en presencia de surfactantes es más pronunciado a altas temperaturas y bajo una concentración específica de 1 g/L. El papel del sulfato como catalizador para mejorar la tasa de imbibición viene de la adherencia en la superficie de la roca. Esto hace esta localización cargada parcialmente negativa debido a la presencia de otros iones metálicos cargados positivamente. Ellos también concluyeron que los sulfatos y los cationes de los surfactantes afectan la alteración de la mojabilidad, convirtiendo las rocas carbonatadas a más mojadas por agua en diferentes magnitudes respecto al tipo de roca (Calcita, Dolomita, Magnetita). Hognesen *et al*⁹³ realizaron imbibiciones espontáneas a núcleos de calizas obteniendo mejoras en el recobro de petróleo con una concentración de 2.31 g/L de sulfatos, lo que indica la variedad que la concentración óptima de sulfatos varía dependiendo de cada roca.

El incremento de la afinidad del sulfato con la superficie de la roca al aumentar la temperatura cambia localmente la carga de ella de positiva a negativa y causa la repulsión del grupo carboxílico, convirtiendo el sistema mojado por agua. El uso de surfactantes catiónicos y sulfatos reduce la IFT aparte de alterar la mojabilidad. Así como, aumentar la temperatura del sistema no solo

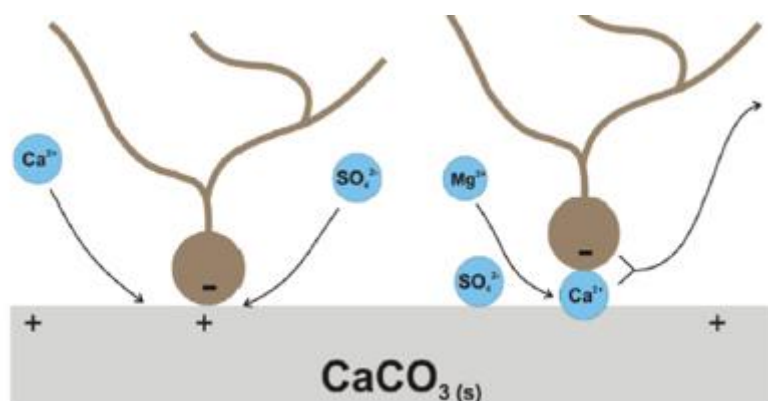
⁹² STRAND, S., STANDNES, D. y AUSTAD, T. Spontaneous Imbibition of Aqueous Surfactant Solution into Neutral to Oil Wet Carbonate Cores: Effects of Brine Salinity and Composition. Energy Fuels Journal, 2003, vol. 17. No. 5. 1133-1144 p.

⁹³ HOGNESEN, A.; STRAND, S., y AUSTAD, T. Waterflooding of Preferential Oil-Wet Carbonates: Oil Recovery Related to Reservoir Temperature and Brine Composition. En: SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference, 2005. SPE 94166.

descompone el grupo carboxílico, sino que también aumenta la adsorción de sulfatos en la superficie de la roca lo que promueve la retención de la humedad del agua. Por otra parte, ellos manifestaron que el beneficio al emplear sulfato como un modificador de mojabilidad tiene limitaciones dependiendo de la salinidad inicial de la salmuera, la temperatura inicial y la concentración de Ca^{2+} en el agua connata la cual debe ser conocida con exactitud para evitar precipitación de $CaSO_4$.

Zhang *et al*⁹⁴ propusieron que La alteración de la mojabilidad en carbonatos empleando LSWI puede ser alcanzada al inyectar agua que contenga SO_4^{2-} así como Ca^{2+} o Mg^{2+} , o ambos en presencia de alta temperatura ($>90^{\circ}C$). Ambos mecanismos se muestran en la **Figura 27**:

Figura 27. Cambio de la carga en la superficie de la roca en carbonatos.



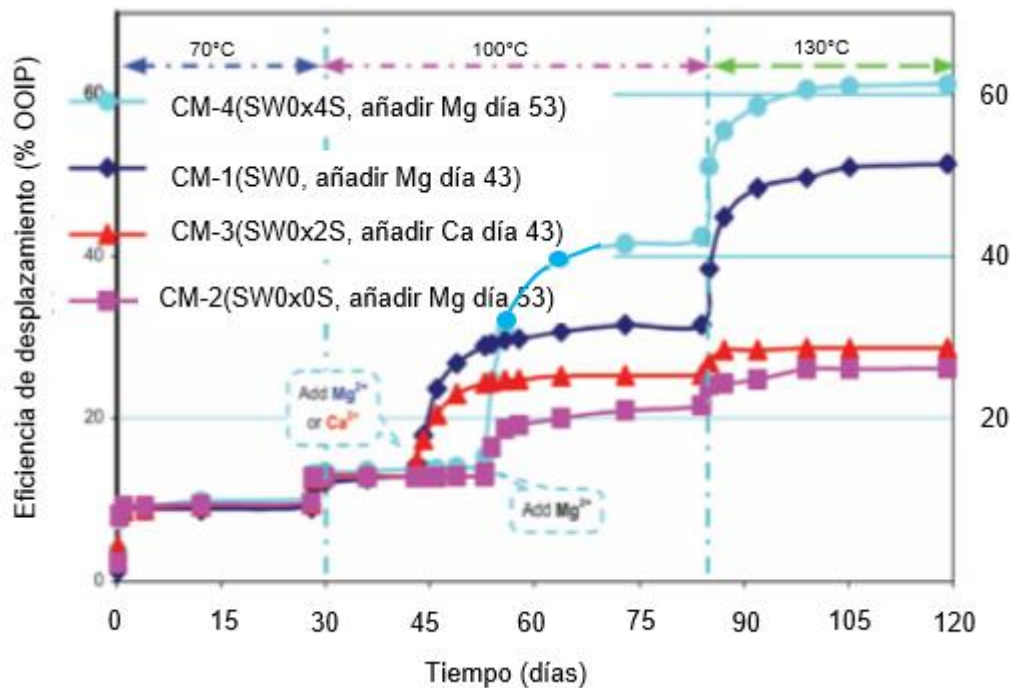
Fuente: AL-SHALABI, E., y SEPEHRNOORI, K., 2016. A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 139, 137-161 p.

Ellos propusieron que, al aumentar la temperatura, la afinidad del sulfato a la superficie de la caliza aumenta y la adsorción ocurre. Al mismo tiempo la adsorción de los iones calcio aumenta a medida que la carga inicial positiva de

⁹⁴ ZHANG, P.; TWEHEYO, M.T y AUSTAD, T. Wettability Alteration and Improved Oil Recovery in Chalk: The Effect of Calcium in the presence of Sulfate. Energy Fuels Journal, 2006, vol. 20, 2056-2062 p.

la roca disminuye. Por lo tanto, se presenta un exceso de iones Ca^{2+} cerca de la superficie, el cual reacciona con el material carboxílico y libera algo de ello. Por otra parte, con el aumento de la temperatura el Mg^{2+} se activa y se da una sustitución de Mg^{2+} por Ca^{2+} y el sulfato se convierte en menos activo a medida que reacciona con los iones Mg^{2+} . De lo contrario ocurre precipitación de $CaSO_4$ y se generan problemas de inyectividad. Debido a estos análisis la **Figura 28** muestra el efecto que se da a temperaturas bajas ($<100^{\circ}C$) donde se precipita $CaSO_4$.

Figura 28. Recuperación de crudo debido al cambio de la composición iónica del agua inyectada en carbonatos.



Fuente: AL-SHALABI, E., y SEPEHRNOORI, K., 2016. A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 139, 137-161 p.

el mecanismo anterior también está ligado a la parte química, donde la liberación del material carboxílico se da por la siguiente ecuación:



Donde el ion sulfato actúa como un catalizador para promover el incremento de la concentración de los iones calcio cerca de la superficie.

Por otra parte, Yousef *et al*⁹⁵ confirmaron que el incremento del recobro del crudo debido a la inyección de agua de baja salinidad se debe a la alteración de la mojabilidad en lugar de la reducción de la ITF, esto se descubrió gracias a la medición de la ITF y el ángulo de contacto a condiciones de yacimiento. Ellos también propusieron que la alteración de la mojabilidad se genera debido al cambio en la carga superficial de la roca y a procesos de disolución partiendo de la técnica de resonancia magnética nuclear. El desplazamiento hacia la izquierda en las amplitudes obtenidas en el caso después de la prueba, así como la superposición entre las bajas y altas amplitudes, que significa una alta tasa de relajación debido al cambio de la carga en la superficie del carbonato y al mejoramiento del poro por disolución, respectivamente. Este estudio de agua mejorada es diferente a los mencionados anteriormente debido a que el agua de inyección fue empleada como agua diluida y esta no era rica en iones (Ca^{2+} , Mg^{2+} y SO_4^{2-}).

2.2.1.2 Disolución mineral de la roca En el caso de la disolución de la roca, algunos espacios porosos son colapsados, entonces el crudo es expulsado. La presión, temperatura y química del agua en el poro y del petróleo juegan un papel en la alteración de la mojabilidad y en el recobro de crudo por disolución de la roca.

Uno de los principales mecanismos propuestos para la alteración de la mojabilidad se relaciona con la presencia de iones clave (Ca^{2+} , Mg^{2+} y SO_4^{2-}) en el agua inyectada, que entra por difusión molecular a la matriz de la roca. Entonces, un estado de equilibrio no-termodinámico es creado resultando en

⁹⁵ YOUSEF., *et al*. Laboratory Investigation of the Impact of Injection-Water Salinity and Ionic Content on Oil Recovery from Carbonate Reservoir. SPE Reservoir Evaluation and Engineering Journal, 2011, vol. 14 no. 05, 578-593 p.

interacciones químicas en las fases acuosas, así como interacciones entre el agua y la roca en términos de precipitación/disolución de los minerales de la roca y/o cambiando la carga superficial de la roca.

En el caso de inyectar agua que contenga Mg^{2+} y SO_4^{2-} , los iones magnesio poseen la capacidad de substituir los iones calcio de la superficie de la caliza y la presencia de los sulfatos juegan un papel catalizador para el proceso de sustitución que se muestra con la siguiente formula:



La sustitución fue observada por Strand *et al*⁹⁶ donde al desplazar el agua salada a través de un núcleo de caliza a 130°C, notaron que la concentración de Ca^{2+} aumentó, la de Mg^{2+} disminuyó y la concentración de SO_4^{2-} se mantuvo inalterada al tener poca precipitación de sulfato de calcio. El efecto de debilitamiento por agua en los carbonatos se reporta en la literatura al introducir sulfatos y magnesios al fluido embebido causando una disminución en el yield point de la caliza y una dramática compactación a altas temperaturas. Lo que significa que se afecta la resistencia mecánica de las calizas. El efecto de debilitamiento se relaciona a la solubilidad del $CaCO_3$ y la sustitución de los iones calcio por los iones magnesio. También, los diferentes tamaños entre los iones calcio y magnesio causa cambios de esfuerzo y reducción de la resistencia mecánica, a esto se le suma que el $MgCO_3$ formado es más soluble en el agua que el $CaCO_3$.

Romanuka *et al*⁹⁷ reportaron dos formas para modificar la mojabilidad en carbonatos al inyectar LSWI, incrementar la concentración de los iones que interactúan con la superficie (SO_4^{2-} , BO_3^{3-} , PO_4^{3-}) en el agua inyectada y disminuyendo la fuerza iónica de la salmuera inyectada. Esto llevó a un incremental del 4 al 20% del OOIP en muestras de Stevns Klint.

⁹⁶ STRAND *et al*. Smart Water for Oil Recovery from Fractured Limestone: A Preliminary Study. Energy Fuels Journal, 2008, vol. 22, no. 05, 3126-3133 p.

⁹⁷ ROMANUKA, J. *et al*. Low Salinity EOR in Carbonates. En: SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2012. SPE 153869.

Al-Harrasi *et al*⁹⁸ proporcionaron evidencia directa del efecto de la inyección de agua de baja salinidad en el campo Omani a través de imbibición espontánea y pruebas de desplazamiento. Ellos concluyeron que la inyección de agua de baja salinidad reduciendo la fuerza iónica tiene un pronunciado efecto en el recobro mejorado de crudo en comparación al endurecimiento del agua inyectada. Aunque el efecto es contrario a los experimentos de Stevens Klint donde fue mayor la respuesta al endurecimiento del agua.

Al-Shalabi y sus colaboradores en sus estudios numéricos extensos en esta técnica concluyeron que el incremental de petróleo al emplear LSWI se puede explicar por la alteración de la mojabilidad debido al cambio de carga en la superficie y la disolución. En la mayoría de la literatura, el énfasis se encuentra en la creación de surfactantes a causa del cambio de pH, pero ellos enfatizaron la mojabilidad inducida por el pH donde: el pH de la solución excede el punto de carga cero (PZC), la carga de la superficie de la roca cambia, la doble capa eléctrica se expande, se altera la mojabilidad de la roca y el recobro de petróleo aumenta.

Por otra parte, Mahani *et al*⁹⁹ llevaron a cabo medidas del potencial zeta y ángulo de contacto en calizas y dolomitas, ellos reportaron un efecto positivo de la inyección de agua mejorada sin disolución, la producción adicional es conducida por el cambio de la carga superficial debido a las interacciones entre el aceite y la roca. También, según ellos, la dolomita tiene una menor repuesta a la LSWI que las calizas, lo cual se confirmó con las medidas de potencial zeta y ángulo de contacto.

Usualmente, los operadores tratan de remover el sulfato del agua de inyección para evitar la producción de H₂S y problemas de escamas. La presencia del sulfato en el agua de inyección en altas concentraciones genera problemas de

⁹⁸ AL-HARRASI, A.S.; AL MAAMARI, R.R., y MASALMEH, S. Laboratory Investigation of Low Salinity Waterflooding for Carbonate Reservoirs, En: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 2012. SPE 161468.

⁹⁹ MAHANI, H. *et al*. Driving Mechanism of Low Salinity Flooding in Carbonate Rocks. En: SPE EUROPEC, 2015. SPE 174300.

escamas cuando existe bario y estroncio en el agua. Las escamas de sulfato de bario y sulfato de estroncio causan problemas en fondo y en la superficie, así como aceleran la ruptura del agua en los pozos productores. La remoción de estas escamas implica técnicas mecánicas y de workover las cuales son muy costosas. Por otra parte, se opta por la inyección de inhibidores químicos para posponer el problema y requieren de monitoreo constante¹⁰⁰.

Adicionalmente, la acidificación del yacimiento por actividad bacteriana ocurre debido a las bacterias reductoras de sulfato que producen ácido sulfhídrico en los pozos productores. Este problema se combate utilizando biocidas y eliminadores de sulfuro (carroñeros). Los costos de estos son justificados gracias al incremental de petróleo producido¹⁰¹.

2.3 SIMULACIÓN DE LSWI

Diversos autores han tratado de simular la inyección de agua de baja salinidad. Su enfoque general ha sido modificar la permeabilidad relativa y las curvas de presión capilar en función de la salinidad. A continuación, se muestran los modelos empleados en mayor proporción por los expertos que han estudiado la inyección de agua de baja salinidad, ya que modelan de manera apropiada y se obtienen ajustes apropiados con lo observado en las pruebas de laboratorio, pruebas de trazadores, registros o pruebas piloto. En algunos casos los investigadores obtienen modelos específicos para un yacimiento determinado, debido a que los modelos mencionados en este trabajo no se ajustan a los comportamientos obtenidos en los experimentos que se realizan en la realidad.

Jerauld *et al*¹⁰² modelaron la inyección de agua de baja salinidad usando un enfoque empírico. Este modelo no tiene en cuenta las relaciones entre la mojabilidad y la adsorción de surfactantes, así como las isotermas de adsorción

¹⁰⁰ HEALTHERLY, M.W.; HOWELL, M.E., y MCELHINEY, J.E. Sulfate Removal Technology for Seawater Waterflood Injection. En: Offshore Technology Conference, 1994. SPE 7593.

¹⁰¹ AL-SHALABI. A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks. Op. Cit. 147 p.

¹⁰² JERAULD *et al*. Op. Cit.

multicomponente. El modelo tiene como punto de partida la inyección de agua convencional que es complementado con la adición de los siguientes parámetros:

- La sal es modelada como un componente individual adicional en la fase acuosa.
- La viscosidad y densidad de la fase acuosa son dependientes de la salinidad.
- La permeabilidad relativa y la presión capilar son función de la salinidad, siendo las curvas de alta y baja salinidad inputs del modelo.
- Algunas porciones del agua connata se hacen inaccesibles para demostrar el impacto de la formación de un banco de agua connata en el proceso.
- La histéresis entre la permeabilidad relativa de imbibición y drenaje secundario es incluida para modelar de manera precisa el desarrollo del banco de crudo.
- Un modelo de dispersión en la fase acuosa es incluido para estudiar el impacto de la dispersión.

Los resultados mostrados anteriormente en las tablas del capítulo de aplicaciones muestran que el incremental de petróleo depende de la salinidad, aunque esta relación no es totalmente proporcional. Como lo expresan los investigadores con sus diferentes experimentos existe un umbral superior e inferior de salinidad donde por encima y por debajo de estos no existe una recuperación de crudo significativa. Como consecuencia el modelo emplea una dependencia empírica simple con umbrales de alta y baja salinidad, donde se especifica el set de curvas de permeabilidad relativa para valores por encima del umbral de mayor salinidad y por debajo del umbral de menor salinidad, Por lo tanto, los valores de permeabilidad relativa y presión capilar a una saturación determinada son promedios ponderados de sus valores de alta y baja salinidad. El factor de peso, w , se basa en:

$$w = \frac{S_{orw} - S_{orw}^{LS}}{S_{orw}^{HS} - S_{orw}^{LS}} \quad (20)$$

donde S_{orw} son los valores de entrada como función de la salinidad, y los superíndices HS Y LS denotan los umbrales de alta salinidad y baja salinidad respectivamente.

Las ecuaciones presentadas por el modelo para calcular las permeabilidades relativas al agua y al aceite son las siguientes:

$$\begin{aligned} K_{rw} &= wK_{rw}^{HS}(S^*) + (1 - w)S_{rw}^{LS}(S^*) \\ K_{ro} &= wK_{ro}^{HS}(S^*) + (1 - w)S_{ro}^{LS}(S^*) \end{aligned} \quad (21)$$

Donde K_{rw} es la permeabilidad relativa al agua, K_{ro} es la permeabilidad relativa al aceite, HS indica el umbral de alta salinidad, LS indica el umbral de baja salinidad, w es el factor de peso. La saturación normalizada (S^*) equivale a:

$$S^* = \frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wr} - S_{orw}} \quad (22)$$

Donde S_{orw} es la saturación de aceite residual, S_o es la saturación de aceite y S_{wr} es la saturación de agua irreducible.

Además, con el resultado del modelo se determinó que las curvas de flujo fraccional, los perfiles de saturación y la curva de producción al inyectar agua de baja salinidad son una extensión de la solución de Buckley y Leverett, análoga a la inyección de polímeros.

La curva convencional de Buckley Leverett consiste en un frente y propagación de onda, mientras que para LSWI consiste en dos frentes, el primero es la transición entre las diferentes salinidades del agua y el segundo entre la alta salinidad del banco de agua y el agua irreducible. Para esta solución moderna la ruptura de agua se evidencia de manera más lenta. Por lo tanto, se ha evidenciado en mucha de las aplicaciones una reducción del corte de agua al inyectar agua de salinidad reducida, como también existe mayor saturación de agua promedio en la curva de flujo fraccional y mayor recobro de crudo.

Wu y Bai¹⁰³ incluyeron la sal como un componente separado y modelaron los cambios en permeabilidad con la concentración de sal. El sistema se considera como multifásico e isotérmico compuesto por tres fases y cuatro componentes másicos: aceite, gas, agua y sal, específicamente NaCl. En el modelo cada una de las fases fluye en respuesta a la presión, así como fuerzas gravitacionales y capilares de acuerdo a la extensión de flujo multifásico de la ley de Darcy. El transporte del componente sal ocurre por procesos de advección, difusión y adsorción en la roca. La recuperación adicional del crudo fue incorporada por el modelo mediante el tratamiento de la permeabilidad relativa, la presión capilar y las saturaciones de aceite residual. Cabe destacar que este modelo se puede emplear en yacimientos convencionales y yacimientos fracturados.

Yu *et al*¹⁰⁴ propusieron un modelo 1D para simular la alteración dinámica de la mojabilidad. El modelo tiene en cuenta la difusión molecular, la adsorción de la sal, así como como las fuerzas capilares y gravitacionales. Los cambios dinámicos en las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa son dependientes de la concentración de la sal. En el modelo la composición molar de la fase acuosa se toma como se muestra enseguida:

$$C_a + W_a = 1 \quad (23)$$

Donde C_a es la fracción molar de la sal en la fase acuosa y W_a es la fracción molar del agua en la fase acuosa. Además, la isoterma de adsorción de sal (C_r) en la roca se toma como función de la concentración de la sal, $C_r=f(C_a)$. El efecto de la alteración de la mojabilidad en la presión capilar y permeabilidad relativa se calcula por interpolación entre la condición de la roca mojada por aceite y la roca mojada por agua como se muestra a continuación.

$$C_r = \frac{a_1 C_a}{(1 + a_2 C_a)} \quad (24)$$

¹⁰³ WU, Y.S y BAI, B. Efficient Simulation for Low-Salinity Waterflooding in Porous and Fractured Reservoirs. SPE Reservoir Simulation Symposium, 2009. SPE 118830.

¹⁰⁴ YU, L. *et al*. Spontaneous Imbibition of Seawater into Preferentially Oil-wet Chalk Cores – Experiments and Simulations. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009, vol. 66 no. 3. 171-179 p.

$$F(C_r) = \frac{\left(\frac{a_1}{a_2} - C_r\right)}{\frac{a_1}{a_2}} \quad (25)$$

$$k_{rl} = F(C_r) * k_{rl}^{ow} + (1 - F(C_r)) * k_{rl}^{ww} \quad (26)$$

$$P_c = F(C_r) * P_c^{ow} + (1 - F(C_r)) * P_c^{ww} \quad (27)$$

Donde k_{rl} es la permeabilidad relativa al agua o al aceite, P_c es la presión capilar, ow es el índice referente a la mojabilidad por aceite, ww es el índice referente a la mojabilidad por agua, a_1 y a_2 son las constantes de la isoterma tipo Langmuir.

En el modelo de Mahani *et al*¹⁰⁵, se realizó el modelado para cambios repentinos de mojabilidad de aceite a agua en un bloque de simulación específico cuando la fracción de volumen de agua de baja salinidad es mayor al de un volumen de umbral definido, f , que es llamado factor de mezcla y definido como:

$$f = \frac{TDS_{HS} - TDS_{umbral}}{TDS_{HS} - TDS_{LS}} \quad (28)$$

Donde TDS es la salinidad, y el subíndice de umbral es el valor de salinidad al cual el efecto de la inyección de agua de baja salinidad empieza a trabajar.

Omekeh *et al*¹⁰⁶ consideraron el efecto de la disolución/precipitación de varios carbonatos y el intercambio iónico múltiple (MIE). La liberación total de cationes divalentes desde la superficie de la roca genera un cambio en la permeabilidad relativa dando como resultado una mayor movilización de crudo. El efecto combinado de MIE y disolución/precipitación es modelado para determinar como

¹⁰⁵ MAHANI, H., *et al.* Analysis of Field Responses to Low-Salinity Waterflooding in Secondary and Tertiary Mode in Syria. SPE EUROPE/EAGE Annual Conference and Exhibition, 2011. SPE 142960.

¹⁰⁶ OMEKEH, A., *et al.* Modeling of Ion-Exchange and Solubility in Low Salinity Water flooding. SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2012. SPE 154144.

el pH y la liberación total de los cationes divalentes son afectados. Ellos utilizaron un modelamiento del crudo como aceite negro, pero incluyeron Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} y Cl^- en la fase acuosa. En este modelo las permeabilidades relativas son dependientes de la desorción de los iones divalentes por medio de un factor de peso F que se encuentra específicamente en función de la desorción de los iones calcio y magnesio. Para tener idea de la magnitud del factor, esta toma un valor de 1 cuando no existe desorción y a medida que el factor disminuye la desorción de iones aumenta progresivamente. La cantidad de iones desorbidos se calcula con la siguiente expresión:

$$m = \max[\beta_{Ca}(t = 0) - \beta_{Ca}(t > 0), 0] + \max[\beta_{Mg}(t = 0) - \beta_{Mg}(t > 0), 0] \quad (29)$$

Donde β es la concentración des-adsorbida, t es el tiempo.

El factor de peso depende de la función anterior y se expresa como:

$$F = \frac{1}{1 + r * m} \quad (30)$$

Donde r es una constante.

Por último, para determinar la permeabilidad relativa del agua o del aceite se realiza la interpolación con el factor de peso y la salinidad con la siguiente ecuación:

$$k = F * k^{HS} * S + [1 - F]k^{LS} * S \quad (31)$$

Donde S es la salinidad, k la permeabilidad relativa y los subíndices HS y LS representan alta salinidad y baja salinidad respectivamente.

Etemadi *et al*¹⁰⁷ implementaron un modelo 2D modificando los modelos de Jerauld (2008) y Omekeh (2012) al incluir el efecto de la presión capilar, donde se obtuvo un buen ajuste con los datos experimentales en cuanto a caída de presión y recuperación adicional de petróleo.

¹⁰⁷ ETEMADI, A.; KHODAPANAH, E., y TABATABAEI-NEJAD, S.A. Modelling low-salinity Waterflooding: Effect of divalent cations and capillary pressure. Journal of Petroleum Science and Engineering 2017. Vol. 149, 1-8.

Dang *et al*¹⁰⁸ emplearon un simulador composicional para incluir procesos geoquímicos como los son las reacciones intra-acuosas y las reacciones minerales adicional a intercambio iónico y la alteración de la mojabilidad tratado en modelos anteriores. Los intercambios catiónicos en las arcillas cargadas positivamente se modelan mediante coeficientes de selectividad y la capacidad de intercambio catiónico. En cuanto a las reacciones de disolución y precipitación en el caso de los carbonatos, se emplea la reacción de la calcita con los iones hidrógeno, ecuación que es representada por la velocidad de reacción mineral. En cuanto al cambio en la mojabilidad, este se obtiene interpolando la fracción de iones sodio en el agua. Adicionalmente a este Dang *et al*¹⁰⁹ modelaron la distribución y contenido de arcillas en el yacimiento, donde definieron tres tipos diferentes de facies dependiendo del tamaño del grano, ya que el tamaño de grano pequeño indica alto contenido de arcillas.

Brodie y Jerauld¹¹⁰ elaboraron un modelo 2D para yacimientos ultra-profundos donde las areniscas se encuentran cubiertas por shales. En el caso de estos yacimientos debido a sus profundidades, las areniscas se encuentran cubiertas por shales y sus espesores son muy finos (<10 ft), por lo tanto, existe difusión de las sales desde los shales hacia la arenisca, que depende del gradiente en la concentración de sal, los coeficientes moleculares de difusión y la tasa de inyección, haciendo que el recobro adicional de petróleo puede reducirse entre un 60 y 95% del valor calculado sin tener en cuenta la difusión. El objetivo final del modelo fue hallar un multiplicador de factor de recobro empleado para disminuir las predicciones al no considerar la difusión de la sal en los modelos.

¹⁰⁸ DANG, C., *et al*. Modeling Low Salinity Waterflooding: Ion Exchange, Geochemistry and Wettability Alteration. SPE Annual Technical Conference and exhibition, 2013. SPE- 166447-MS.

¹⁰⁹ DANG, C., *et al*. Modeling and Optimization of Low Salinity Waterflood. SPE Reservoir Simulation Symposium, 2015. SPE-173194-MS.

¹¹⁰ BRODIE, J., y JERAULD, G. Impact of Salt Diffusion on Low-Salinity Enhanced Oil Recovery. SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2014. SPE-169097-MS.

Spagnuolo *et al*¹¹¹ emplearon un modelo donde la sal es modelada como un componente adicional transportado en la fase acuosa. Se definen dos sets de curvas de permeabilidades relativas referentes a los dos umbrales de alta y baja salinidad definidos en las pruebas de desplazamiento en núcleos. Las curvas de permeabilidad relativa dependen de la concentración de sal, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$k_r = \zeta(C_s)k_r^{HS}(S_w) + [1 - \zeta(C_s)]k_r^{LS}(S_w) \text{ para } C_s \in (C_{s \min}, C_{s \max}) \quad (32)$$

Donde $\zeta(C_s)$ es una función parabólica de interpolación que toma valor de 0 cuando la concentración de sal es igual al umbral mínimo y valor de 1 cuando la concentración de sal es equivalente al umbral mayor.

A partir del año 2014 se han desarrollado muchos modelos robustos especialmente en carbonatos que se basan en modelos y comportamiento geoquímicos avanzados ejecutados en el simulador UTCHEM™ propiedad de la Universidad de Texas en Austin, estos modelos permiten mostrar el efecto de los componentes hidrocarburos solubles en el agua al cambiar el pH. Por otra parte, el modelo también trata de mostrar las interacciones físico-químicas entre la salmuera, el crudo y la roca. El mayor precursor de estos últimos modelos es Emad Al-Shalabi, quien ha utilizado el simulador UTCHEM™ para implementar sus modelos.

Al-Shalabi *et al*¹¹² propusieron un modelo donde obtuvieron cambios en la saturación residual de aceite, el endpoint de la permeabilidad relativa al aceite y el exponente de aceite asumiendo constante los parámetros de permeabilidad relativa al agua, los tres parámetros mencionados son función del valor del ángulo de contacto, donde emplearon una función polinómica de tercer grado para expresar el ángulo de contacto en función de la salinidad del agua

¹¹¹ SPAGNULO, M., *et al.* Low Salinity Waterflooding: From Single Well Chemical Tracer Test Interpretation to Sector Model Forecast Scenarios. SPE Improved Oil Recovery Conference, 2016. SPE-179626-MS.

¹¹² AL-SHALABI, E., *et al.* A Novel Method to Model Low Salinity Water Injection in Carbonate Oil Reservoirs. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, 2014. SPE-169674-MS.

inyectada. A medida que el agua de inyección se combina con el agua del yacimiento la onda de salinidad cambia, haciendo que el ángulo de contacto cambie en cada celda de acuerdo a la función polinómica.

Los investigadores propusieron dos modelos de S_{or} basados en un factor de peso ωS . El primer modelo basado en la salinidad (X) se expresa como:

$$S_{or}(\text{alterado}) = \omega S * S_{or}^{LS} + (1 - \omega S) * S_{or}^{HS} \quad (33)$$

Donde,

$$\omega S = \frac{X - X^{HS}}{X^{LS} - X^{HS}} \quad (34)$$

Este modelo tiene como restricciones que las concentraciones de alta y baja salinidad deben estar cercanas, así como no se tiene un control inferior del S_{or} , ya que disminuye hasta que la salinidad toma valor de 0.

Por lo tanto, se opta por el segundo modelo de saturación donde el cambio ocurre en el factor de peso ωS , donde en lugar de la salinidad se tiene en cuenta el ángulo de contacto (θ):

$$\omega S = \frac{\theta - \theta^{HS}}{\theta^{LS} - \theta^{HS}} \quad (35)$$

Con este nuevo factor de peso se tiene el control del límite inferior de aceite residual, ya que por debajo de este el ángulo de contacto no varía, también el ángulo de contacto es un indicador directo del cambio en la mojabilidad y el modelo basado en θ es más mecánico que el primer modelo.

Para el cálculo de la permeabilidad relativa al inyectar agua con salinidad reducida basado en el ángulo de contacto no se puede emplear una interpolación lineal ya que los datos no se ajustan al comportamiento experimental. Por lo tanto, se utilizan las siguientes correlaciones para calcular el endpoint de permeabilidad relativa (k_{ro}^*) y el exponente de Corey (n_o), respectivamente.

$$k_{ro}^* = \frac{k_{ro}^{*LS} - k_{ro}^{*HS}}{1 + \left(\frac{\theta}{a}\right)^e} + k_{ro}^{*HS} \quad (36)$$

$$n_o = \frac{n_o^{max} - n_o^{LS}}{1 + \left(\frac{\theta}{a}\right)^{-e}} + n_o^{LS} \quad (37)$$

Donde a es el punto de inflexión de la curva y e es la pendiente de la curva en la parte de mayor inclinación.

En un trabajo posterior Al-Shalabi *et al*¹¹³ crearon el modelo fundamental LSWI el cual refleja la eficiencia de desplazamiento microscópico ajustando las curvas de de-saturación capilar empleando diferentes números y parámetros de atrapamiento. El modelo se caracteriza por que el ángulo de contacto es función del espesor de la doble capa eléctrica, el parámetro de atrapamiento es función del ángulo de contacto, la saturación residual es función del número de atrapamiento y como en el modelo anterior, los parámetros de permeabilidad relativa al agua se mantienen constantes. El modelo también considera la relación entre la fuerza iónica total y estequiométrica para calcular el espesor de la doble capa eléctrica.

Después de los dos modelos anteriores diferentes investigadores¹¹⁴¹¹⁵ encontraron que es necesario considerar los coeficientes de actividad para obtener predicciones geoquímicas precisas de las concentraciones de los fluidos y las especies sólidas, de donde se concluye que el proceso de LSWI en carbonatos es dependiente de la energía libre de Gibbs.

El último modelo presentado en la actualidad para la inyección de agua de baja Salinidad y específicamente aplicado a escala de campo fue desarrollado por

¹¹³ AL-SHALABI, E., *et al*. A fundamental Model for Prediction Oil Recovery due to Low Salinity Water Injection in Carbonate Rocks. SPE Trinidad & Tobago Energy Resources Conference, 2014b. SPE-169911-MS.

¹¹⁴ AL-SHALABI, E., *et al*. Simulation of Wettability alteration by Low Salinity Water Injection in Water-flooded Carbonate Cores. Journal of Petroleum Science and Technology. 2015, vol. 33 no. 5. 604-613.

¹¹⁵ LUO, H., *et al*. A Robust Geochemical Simulator to Model Improved Oil Recovery Methods. SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, 23-25 febrero, 2015. SPE-173211-MS.

Dang *et al*¹¹⁶. Este es un modelo integrado con ajuste histórico y predicción de producción que emplea un modelo de intercambio catiónico completamente acoplado al modelado geoquímico dentro de un simulador de ecuación de estado. El componente adicional que presenta este modelo es su capacidad de considerar el papel crítico de la cantidad, distribución y propiedades de las arcillas, ya que en los yacimientos de areniscas el contenido de arcillas varía a lo largo de las diferentes regiones en el yacimiento generando diferencias en la capacidad de intercambio catiónico y en los cambios en la permeabilidad relativa.

Para poder tener un ajuste histórico exitoso los parámetros claves del modelo son: la distribución y cantidad de arcillas asociadas a cada facie, la modificación en la permeabilidad relativa, los umbrales en los cuales existe modificación en la mojabilidad, los minerales en el yacimiento, las reacciones geoquímicas y las condiciones de operación.

Todos los modelos presentados en este capítulo han sido validados mediante pruebas realizadas en laboratorio o en campo, obteniendo ajustes adecuados en las curvas de producción, permeabilidad relativa y los diferentes parámetros evaluados por cada modelo también disponibles en los experimentos.

2.4 COMPARACION ENTRE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN CARBONATOS Y ARENISCAS

Esta sección del trabajo de investigación se centra en las diferencias principales en la aplicabilidad de la inyección de agua de baja salinidad en areniscas y carbonatos.

El método ha presentado mayores aplicaciones a nivel de laboratorio y campo en las areniscas que en los carbonatos, debido a que la mayoría de los yacimientos petrolíferos convencionales alrededor del mundo están compuestos

¹¹⁶ DANG, C., *et al*. Integrated Modeling for Assisted History Matching and Production Forecasting of Low Salinity Waterflooding. 78th EAGE Conference and Exhibition, 2016. SPE-180089-MS.

por areniscas, así como no se ha podido identificar el mecanismo principal que afecta este tipo de rocas para aumentar la producción de aceite en el yacimiento.

Por otra parte, casi todas las areniscas productoras contienen arcilla como recubrimiento de los granos de arena y/o como partículas discretas combinadas con la arena. Los carbonatos también contienen arcillas, aunque estas generalmente se encuentran encapsuladas en la matriz de la roca y no son afectadas directamente por los fluidos que invaden la roca. Cabe destacar que los tipos de arcilla presentes en las areniscas son usualmente esmectita, illita, capas combinadas entre arcillas, caolinita y clorita.

La inyección de agua de baja salinidad altera el equilibrio termodinámico inicial entre la roca, el aceite y el agua de formación, lo que resulta en un nuevo equilibrio entre las tres fases resultando en una alteración de la mojabilidad y en el incremento de la recuperación de petróleo durante el periodo de producción. Un aspecto importante en el proceso es la energía de activación, ya que esta controla la velocidad de las reacciones químicas entre la superficie mineral y el agua inyectada. Si la velocidad de reacción es demasiado lenta, no existe una mejora en la mojabilidad y por consiguiente no existirá mejora en la producción de crudo. También la temperatura en el yacimiento juega un papel catalítico para aumentar la velocidad en las reacciones químicas, por lo tanto, entre mayor temperatura, existen mayor cantidad de reacciones en menor tiempo.

La energía de activación necesaria para generar la alteración de la mojabilidad depende de la fuerza de enlace entre los componentes polares del crudo y la superficie mineralógica de la roca, así como de la reactividad en los iones presentes en el agua inyectada. En general, la energía de enlace entre los componentes polares negativos del petróleo y los carbonatos es mayor en comparación a la existente en las arcillas y silicatos (areniscas) como los menciona Doust *et al*¹⁷, por esta razón los mecanismos de alteración de la mojabilidad entre carbonatos y areniscas son diferentes.

¹⁷ DOUST, A.R.; PUNTERVOLD, T.P., y STRAND, S. Op. Cit.

Por consiguiente, la remoción del material orgánico en carbonatos se logra al incrementar la reactividad superficial de los iones Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} a altas temperaturas. La adsorción del material orgánico es esencial para el efecto de LSWI en areniscas. Sin embargo, la desorción de este material a alta temperatura tiene un mayor efecto en los carbonatos.

En los carbonatos, el agua salada (agua de mar) puede generar cambios en la mojabilidad. Sin embargo, se requiere inyección de agua de baja salinidad menor a 10000 ppm en areniscas.

Como lo estipularon Lager *et al*¹¹⁸ contrario a los chalks, es difícil tener modelos químicos confiables que ilustran el mecanismo MIE en areniscas en el momento de disminuir la salinidad. Doust *et al*¹¹⁹ reportaron que el efecto de salt-in no se evidencia en los carbonatos debido al fuerte enlace de la materia orgánica, mientras es efectivo en las areniscas debido al débil enlace del material orgánico en la superficie de la arcilla.

A bajo pH el crudo se encuentra con carga positiva, a medida que el valor del pH empieza a aumentar, la carga del crudo empieza a disminuir acercándose y llegando al punto de carga cero, llamado punto isoeléctrico y después la carga se convierte negativa a alto pH. Las areniscas se encuentran cargadas negativamente a un pH mayor a 2, mientras que los puntos isoeléctricos de las calizas y las dolomitas varían en un valor de pH de 7 a 12 y de 6 a 8.8 respectivamente¹²⁰.

En cuanto a la estabilidad de la película de agua, esta es dependiente de la repulsión presente en la doble capa eléctrica, que resulta a partir de la carga superficial entre las interfaces roca/agua y agua/aceite, en el caso de que ambas interfaces tengan cargas similares, una fuerza electroestática repulsiva es

¹¹⁸ LAGER *et al*. Op. Cit.

¹¹⁹ DOUST, A.R.; PUNTERVOLD, T.P., y STRAND, S. Op. Cit.

¹²⁰ POKROVSKY, O.S.; SCHOTT, J., y MIELCZARSKI, J.A. Surface Speciation of Dolomite and Calcite in Aqueous Solutions. Encyclopedia Surface Colloidal Science, 2002, vol. 4. 5081-5095 p.

generada, manteniendo una alta fuerza de separación y formando una capa gruesa de agua, resultando en una roca mojada por agua.

Lee *et al*¹²¹, reportaron que la disminución en la salinidad del agua (fuerza iónica) aumenta el espesor de la capa de agua, lo que genera una roca mojada por agua en mayor magnitud en las partículas de arena y arcilla. Además, una baja concentración de cationes divalentes en el agua inyectada comparada con el agua de formación resulta en una mayor respuesta EOR de LSWI.

En general el mecanismo de la alteración de la mojabilidad en las areniscas al emplear LSW es considerado más complicado comparado con el proceso en los carbonatos, ya que como se explicó anteriormente, existen muchos mecanismos detrás de este con sus contribuciones incluyendo la migración de finos, incremento del pH, MIE, Salting-in, etc.

La mayoría de los modelos de simulación se ha desarrollado para el método en carbonatos ya que se tiene un mayor entendimiento de los mecanismos. Para el caso de las areniscas los modelos de interpolación se ajustan de manera adecuada a los resultados obtenidos en núcleos de laboratorio, porque no se necesitan modelos robustos para simular LSWI en areniscas.

¹²¹ Lee *et al*. Op. Cit.

3. APLICACIONES DE LA INYECCION DE AGUA DE BAJA SALINIDAD

Como se ha mencionado en los capítulos anteriores, existen muchas teorías para explicar la afectación al inyectar agua de salinidad reducida en los fluidos y la formación del yacimiento, por lo tanto, se encuentra una mayor proporción de aplicaciones de este método a escala de laboratorio, ya que las compañías no se atreven a aplicar la técnica a gran escala por la actual incertidumbre. A continuación, se describen la experiencia que ha tenido una empresa operadora con LSWI, las dos aplicaciones más importantes a escala de campo y un consolidado de las pruebas de campo y laboratorio realizadas alrededor del mundo tanto en areniscas como en carbonatos.

Cabe destacar que la mayoría de estudios y pruebas realizadas alrededor de este nuevo método EOR han sido llevadas a cabo en área del Mar del Norte, en la zona del norte de África y en el Golfo de México. Aún existen muchas regiones a nivel mundial que no han empezado a experimentar con la inyección de agua de baja salinidad, como es el caso de América del sur.

3.1 Experiencia ENI en LSWI

La inyección de agua de baja salinidad es considerada un método EOR clave para ENI para mejorar el recobro tanto en campos nuevos como en campos maduros, debido a los bajos costos operativos y de capital, generando beneficios económicos comparados con las demás técnicas EOR.

ENI ha cubierto el ciclo de vida completa de LSWI desde 2006, desde el screening de pozos candidatos, experimentos de laboratorio, pruebas de log-inject-log, pruebas de trazadores químicos en pozos sencillos (SWCTT), modelamiento preciso de yacimiento en 3D y estudios de las técnicas de desalinización hasta pruebas piloto entre pozos.

Según Rotondi *et al*¹²² el principal efecto de la inyección de agua de baja salinidad es la reducción de la saturación de aceite residual (remanente) y el mejoramiento de la eficiencia microscópica. También, según ellos la inyección de agua de baja salinidad ofrece beneficios extra, como es el caso de la reducción en los riesgos de formación de escamas y acidificación. Además, la inyectividad es mejorada debido a la menor cantidad de sólidos suspendidos y a la reducción de la corrosión. Por otra parte, como el método es una extensión del Waterflooding, el proceso puede ser integrado a una planta convencional de inyección de agua. Por lo tanto, es más fácil de implementar y posee menores costos operativos y de capital. Asimismo, presenta algunas sinergias con otras técnicas EOR, como es el caso de la inyección de polímeros.

El interés e investigación de ENI en la inyección de agua de baja salinidad empezó en 2006 con estudios preliminares y screening de campos. Las actividades de ENI han cubierto el ciclo completo desde el screening, trabajo experimental, modelamiento de yacimientos, diseño de pilotos y la implementación en campo. Algunas colaboraciones con centros de investigación y academia han estado enfocadas en entender los mecanismos físicos y químicos del proceso. Adicionalmente, ENI ha desarrollado una robusta implementación de flujo de trabajo en laboratorios in-house, screening de yacimientos, capacidad de modelamiento y experiencia en campo.

La tecnología parece prometer especialmente en campos donde la técnica pueda ser implementada con facilidad debido a condiciones favorables como es el caso de la disponibilidad del agua y la presencia de facilidades de inyección de agua. Los investigadores también se refieren a los mecanismos que afectan la LSWI como que ninguno de los mecanismos sugeridos en la literatura puede ser catalogado como el que brinde mayor contribución al efecto de esta técnica EOR. El reto es que existen gran cantidad de experimentos que niegan una teoría propuesta. Sin embargo, las explicaciones más aceptadas involucran las

¹²² ROTONDI, M., *et al*. Low Salinity Water Injection: Eni's Experience. International Petroleum Exhibition and Conference, 2014. SPE-171794-MS.

reacciones químicas en la interfaz roca-fluido, generando cambios en la mojabilidad. Lo que, sí está totalmente claro es que existe suficiente evidencia científica para establecer que los mecanismos del comportamiento álcali, el efecto salt-in, la migración de finos y la reducción de la permeabilidad son de impacto secundario en la recuperación adicional de petróleo¹²³.

Según ENI se deben presentar las siguientes condiciones (**figura 29**) para poder obtener una recuperación adicional de petróleo al emplear LSWI.

Figura 29. Screening LSWI según ENI.



Fuente: Modificado de ROTONDI, Marco *et al*, 2014. Low Salinity Water Injection: Eni's Experience. International Petroleum Exhibition and Conference, SPE-171794-MS.

Comenzando con la experiencia de los activos propios en materia de LSWI, ENI ha desarrollado un flujo de trabajo interno para la evaluación e implementación de la inyección de agua de baja salinidad. Este flujo de trabajo es empleado para evaluar los efectos de la baja salinidad en los activos de la empresa.

El marco del flujo de trabajo incluye estudios preliminares y la selección de los campos para una implementación efectiva y eficiente. Los requerimientos básicos para la inyección de agua de baja salinidad son:

¹²³ *Ibíd.* 3 p.

- La fuente de agua de inyección debe tener una salinidad menor que 6 g/l, un rango opcional es 1-2 g/l.
- La formación debe contener minerales sensibles al agua (arcilla) y no debe estar fuertemente mojada por agua.
- El agua de formación debe contener iones divalentes.
- El aceite en el yacimiento debe contener componentes polares.

El screening de la técnica es realizado en ENI con un código in-house. A Adicionalmente a los criterios de screening del sistema roca/fluido/salmuera se toman en cuenta los aspectos operacionales y de factibilidad basados en el ambiente, las facilidades existentes y la posibilidad de desarrollar una estrategia completa de baja salinidad en el campo. Preliminarmente, se llevan a cabo simulaciones 3D para estimar el incremental de recobro de aceite potencial proporcionado por LSWI.

Una vez un campo candidato es seleccionado para la aplicación, se desarrollan análisis experimentales de laboratorio. Los laboratorios de ENI están equipados para realizar el set completo de pruebas de baja salinidad: caracterización roca-fluido, NMR, análisis mineralógicos XRD/SEM y pruebas de desplazamiento en medios porosos. Estos experimentos se llevan a cabo para evaluar el recobro adicional, así como para investigar los mecanismos en la inyección de agua de baja salinidad.

El primer paso es entender de la interacción entre el sistema roca/salmuera y el agua de baja salinidad. Se realizaron desplazamiento con muestras de Berea y Clashack. Se debe realizar un monitoreo del pH y la producción de iones y finos para evaluar el aumento del pH y la migración de finos como los fenómenos predominantes debido al intercambio catiónico de baja salinidad. El segundo paso es la inyección del agua mejorada en los núcleos de Berea y Clashack saturados con aceite sintético para verificar la efectividad de la técnica. El tercer y más importante paso es realizar las pruebas de desplazamiento a condiciones de yacimiento, utilizando núcleos del yacimiento y muestras representativas de agua y aceite de la formación. La adecuada selección del núcleo, caracterización roca/fluido y análisis del contenido de arcilla son fundamentales para correlacionar los resultados del recobro con propiedades específicas del

yacimiento. Las pruebas de desplazamiento se llevan a cabo para investigar la potencial reducción de la permeabilidad debido al hinchamiento de las arcillas y los riesgos de daño de la formación. Una excelente interpretación de la técnica a escala de laboratorio es crítica para proceder con la evaluación de la baja salinidad a escala de pozo¹²⁴.

Luego se utilizan pruebas de log-inject-log y trazadores químicos de pozos individuales para medir la saturación de aceite remanente después de LSWI y capturar la eficiencia del proceso a una escala representativa del yacimiento.

El siguiente paso es considerar la implementación de la técnica y evaluar las facilidades para la tecnología de desalado. Aunque la inyección de agua de baja salinidad no ha sido implementada a escala de campo completo, el desalado es una tecnología probada, pues ha sido empleada para generación de agua potable. Es por esta razón que ENI se interesa por los métodos actuales de desalado realizando estudios económicos y de factibilidad.

3.2 PRUEBA PILOTO ENDICOTT

A continuación, se pretende mostrar todo el marco y proceso de una de las pocas pruebas piloto realizadas con la técnica de inyección de agua de baja salinidad, como consecuencia se muestran detalles específicos del procedimiento en el campo Endicott.

Después de la evaluación de diversos campos alrededor del mundo, Endicott fue seleccionado como el primer piloto de recuperación terciaria operado por LSWI. Desde 2004 hasta 2006 llevaron a cabo pruebas de trazadores químicos (SWCTT) para evaluar la inyección de agua de baja salinidad, incluyendo el impacto del contenido de arcillas y la cantidad de petróleo adicional recuperado. En el 2008 fueron presentados por Seccombe *et*

¹²⁴ *Ibíd.* 4-7 p.

al¹²⁵ los resultados de las pruebas de laboratorio en núcleos, las pruebas de SWCTT y los estudios de simulación. La prueba piloto fue diseñada durante 2007 y su operación se desarrolló entre los años 2008 y 2009.

El campo Endicott es un campo offshore maduro localizado en la costa norte de Alaska. El campo ha producido por re-inyección de gas e inyección de agua periférica, donde el agua producida ha sido re-inyectada. La formación productora de Endicott está dividida en cinco zonas, donde las zonas inferiores K2A, K2B Y K3A son el objetivo de la inyección de agua con salinidad reducida. Estas zonas fueron depositadas como arenas fluviales entrelazadas y son continuas en toda la extensión del campo con contenido de lutitas discontinuas.

La permeabilidad y porosidad promedio de las areniscas K2A Y K2B son 1400 md y 22% respectivamente, mientras que estos parámetros tienen un valor de 100 md y 20% en la arenisca K3A. El mineral dominante en la matriz es el cuarzo y el cemento predominante es la siderita, en cuanto a las arcillas se encuentran entre el 2 al 20% de la roca, donde la mayor proporción presente es de caolinita e illita. El fluido producido posee una gravedad API promedio de 25°, cuya producción inicial se debe al empuje por agua reflejado en su corte de agua, aproximadamente de 90%.

El campo tiene una S_{oi} del 95% y basado en los trazadores químicos, el promedio de aceite remanente después del recobro secundario es del 41%, por otra al realizar LSWI la saturación se reduce a un 27%. Como consecuencia de esta reducción, la eficiencia de desplazamiento respecto a la inyección de agua de alta salinidad aumenta en un 26%¹²⁶.

¹²⁵ SECCOMBE, J., *et al.* Demonstration of Low-Salinity EOR at Interwell Scale, Endicott Field, Alaska. SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2010. SPE 129692.

¹²⁶ *Ibíd.* 2 p.

Diseño de la prueba piloto

La prueba piloto fue enfocada en un pozo inyector y un pozo productor, cuya distancia entre si fue de 1040 ft. Las consideraciones claves para el piloto fueron las siguientes¹²⁷:

- Seleccionar la zona para la inyección de agua de baja salinidad.
- Seleccionar un par de pozos ya perforados en el yacimiento.
- Seleccionar la fuente de agua de salinidad reducida.
- Determinar la forma en la que el agua de baja salinidad va a ser transportada hacia los pozos inyectores.
- Definir el programa de monitoreo de los pozos.
- Determinar la forma de medir el corte de agua y la producción de aceite con suficiente exactitud y repetitividad.

El objetivo del piloto fue determinar el incremental de crudo generado por LSWI sobre la inyección de agua convencional. Para cumplir con este, el piloto fue pre-inyectado con agua de producción de alta salinidad. Adicionalmente, la inyección de agua de baja salinidad comenzaría una vez el corte de agua alcanzara el 95% y que los trazadores asociados a la prueba indicaran que se inyectó el agua suficiente para llenar el volumen poroso total, mientras los fluidos se desplazaban entre los pozos.

Selección de la zona y los pozos

Para el caso del piloto, los expertos consideraron que el volumen poroso entre los pozos debía ser lo suficiente grande para desplazar un volumen detectable de aceite hacia el pozo productor, pero del mismo modo si el volumen poroso era muy grande, el piloto tomaría muchos años en concluir. Por lo anterior, una pareja de pozos existentes en el campo con un espesor neto de 35 ft de la arena 3A2 y una distancia de 1040 ft entre sí fueron considerados adecuados para llevar a cabo la prueba piloto. La zona seleccionada poseía un alto contenido de arcillas referente al campo y se encontraba bien aislada de otras areniscas por shales subyacentes y supra-adyacentes. El siguiente paso fue realizar pruebas

¹²⁷ *Ibíd.* 3 p.

de pulsos de presión transitorios, las cuales confirmaron una excelente comunicación entre los pozos¹²⁸.

Selección de la fuente de agua

Los investigadores de BP evaluaron dos opciones:

1. Utilizar agua de un pozo de grava cercano lleno de agua.
2. Usar una unidad modular de ósmosis inversa de 5000 barriles de capacidad para filtra el agua de mar y producir agua con salinidad reducida.

La primera opción fue considerada la más conveniente económicamente. Por ello decidieron transportar el agua desde el pozo, ubicado a nueve millas de distancia y de 80 ft de profundidad, por medio de camiones de agua aislados, en lugar de instalar una tubería de transporte de agua temporal¹²⁹.

Monitoreo del piloto

Los principales componentes del programa de monitoreo fueron los siguientes¹³⁰:

- Una prueba de interferencia para evaluar la comunicación entre el inyector y el productor.
- Perfiles de inyección y producción al inicio y fin del piloto.
- Trazadores en inyectores offset distantes.
- Múltiples trazadores en el pozo de inyección del piloto a tiempos determinados.
- Análisis químicos frecuentes del agua producida del piloto y de los pozos productores offset, cada día, para determinar un análisis total iónico del agua.
- Continua medición del corte de agua con un watercut-meter cada 5 minutos, siendo los datos promediados y almacenados por día.

¹²⁸ *Ibíd.* 3 p.

¹²⁹ *Ibíd.* 3-4 p.

¹³⁰ *Ibíd.* 4 p.

- Medición de la tasa con un separador de prueba y del corte de agua con muestras en cabeza de pozo, varias veces a la semana.

Para el caso de los trazadores, estos fueron ubicados en el pozo inyector de la siguiente forma¹³¹:

1. Inicio de la inyección de agua convencional (2,4 ácido bifluoruro benzoico)
2. Inicio LSWI (2,5 ácido bifluoruro benzoico)
3. Después de la inyección del 20% del volumen poroso de LSWI (2,4,5 ácido trifluoruro benzoico)
4. Después de la inyección del 30% del volumen poroso de LSWI (3,5 ácido bifluoruro benzoico)
5. Después de la inyección del 40% del volumen poroso de LSWI (2,3,4,5 ácido trifluoruro benzoico)
6. Comienzo del empuje de alta salinidad (2,4 ácido bifluoruro benzoico)

Para el caso del análisis los expertos analizaron contenido de aluminio, bario, bicarbonato, boro, cloro, hierro, litio, magnesio, manganeso, fosforo, potasio, sodio, estroncio, salinidad, densidad y pH. Junto a los registros de producción y los datos de los trazadores confirmaron que la producción de crudo del piloto se encontraba zonalmente aislada produciendo del intervalo planeado para el piloto.

En cuanto a la medición de flujo, el pozo productor del piloto era direccionado de dos a cinco veces por semana hacia el separador de prueba. Durante el tiempo que duró el piloto se realizaron cinco mediciones con separadores de prueba portátiles para validar la medición obtenida por el separador de prueba, dando como resultado una medición confiable por parte de este.

Para la medición del corte de agua se emplearon diversos métodos¹³²:

¹³¹ *Ibíd.* 5 p.

¹³² *Ibíd.* 5 p.

- El método tradicional donde se toman muestras en cabeza de pozo y se le adiciona un desemulsificante a la muestra por determinado tiempo antes de ser centrifugado para determinar visualmente el corte de agua.
- La instalación de un medidor de corte de agua infrarrojo aguas debajo de la cabeza de pozo, midiendo esta variable cada 15 segundos, donde el ingeniero de monitoreo de pozos almacena los datos promedio computados cada cinco minutos.
- Instalación de un medidor de corte de agua en la pierna de líquido del separador de prueba, difiriendo del medidor anterior en que operaba en un ambiente con baja cantidad de gas.

Los tres métodos tuvieron resultados congruentes, aunque la ventaja de los medidores es la densidad de datos que se pueden obtener en un mismo día sin necesidad de tomar muestras.

Simulación de yacimientos

El modelamiento de este campo se llevó a cabo con el modelo de Jerauld¹³³ que será explicado posteriormente. Las curvas de permeabilidad relativa de la inyección de agua de salinidad reducida fueron halladas por medio del match histórico de modelos a las pruebas de desplazamiento y SWCTT's del campo. A partir de estos ajustes, las curvas de permeabilidad relativa fueron generadas como función del contenido de arcillas y la salinidad del agua.

Las simulaciones arrojaron como exitosa la inyección de agua de baja salinidad, indicando que la mezcla del agua de yacimiento con el agua de salinidad reducida no comprometería el flujo y que no se presentaría digitación en el desplazamiento del agua inyectada.

Resultados del piloto

Los cuatro pasos principales para interpretar los resultados son los siguientes:

¹³³ JERAULD, Gary *et al.* Modeling Low-Salinity Waterflooding. SPE Reservoir Evaluation & Engineering Journal, 2008, vol. 11, no. 06, 1000-1012.

1. Analizar la química del agua producida y los datos de los trazadores para determinar la fracción de producción proveniente del pozo piloto inyector.
2. Calcular la cantidad de agua de baja salinidad que entró a la región del piloto durante el tiempo de la prueba.
3. Calcular el volumen poroso barrido entre los pozos inyector y productor.
4. Predecir cuál hubiese sido el recobro con la inyección de agua convencional.

Para el primer paso debido a que el piloto producía con un corte de agua mayor al 90%. Los expertos asumieron que la producción total de agua era un indicativo de la producción total de fluido. Con el análisis del agua establecieron que el 55% del agua producida provenía de la inyección del método de recuperación terciaria, ya que los iones presentes en el fluido producido redujeron su concentración respecto al agua producida en la fase inicial de inyección de agua de alta salinidad. En el segundo paso realizaron un balance de masa entre el agua inyectada y el agua producida, ya que por el pozo inyector se añadieron 5000 bpd y la cantidad de fluido producido fue de 3500 bpd. Como fue determinado en el paso anterior, la cantidad de agua de baja salinidad producida fue de 1900 bpd, por lo tanto, más de la mitad del agua inyectada no fue producida por el pozo del piloto. Como consecuencia el volumen faltante migró hacia regiones adyacentes a las del piloto¹³⁴.

El siguiente paso fue calcular el volumen del yacimiento removido entre el arreglo de pozos del piloto para expresar el recobro en términos de área de barrido, Zemel¹³⁵ explica que el VP drenado entre un pozo inyector y un productor es igual al agua inyectada acumulada en el patrón desde el tiempo de inyección del primer trazador hasta que se ha recuperado la mitad del último trazador.

Después de corregir la disminución del S_{or} con el tiempo debido a la liberación del crudo por el mecanismo MIE de LSWI, encontraron que el volumen poroso total permanecía igual al pasar el tiempo.

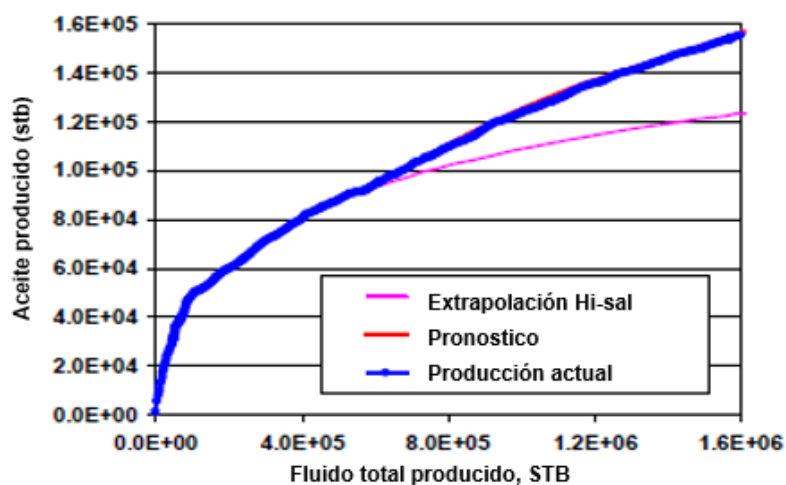
¹³⁴ SECCOMBE *et al.* Op. Cit. 6-10 p.

¹³⁵ ZEMEL, B. Tracers in the Oil Field, Ed. Elsevier, 1995. 166 p.

El cálculo del volumen poroso barrido entre los dos pozos durante la inyección de agua de salinidad reducida fue calculado basado en el análisis de la reducción de la salinidad y de los iones inertes presentes en el agua de inyección, resultando en un volumen total de 403575 bbls de yacimiento. Mientras tanto el resultado para el pre flujo de inyección de agua de alta salinidad fue de 477007 bbls aunque a saturación de aceite residual es mayor debido a que el trazador fue inyectado durante el recobro secundario del campo.

En el último paso los ingenieros realizaron una extrapolación para determinar la recuperación a futuro de la inyección de agua convencional. El procedimiento consiste en la consideración que la relación entre la permeabilidad relativa al agua y la permeabilidad relativa al aceite es equivalente a una función exponencial de la saturación de agua. Por lo tanto, si lo anterior se cumple La solución de Buckley y Leverett indica que existe una relación lineal entre la producción de aceite y una variable relacionada directamente al flujo fraccional. Para rectificar la mejora del recobro de crudo con LSWI, la producción de crudo, en los dos métodos de recobro, fue comparada a la misma cantidad de fluido producido, como se puede identificar claramente en la **figura 30**, concluyendo que la inyección de agua de baja salinidad es un éxito en este campo.

Figura 30. Relación entre el aceite y fluido producidos en la prueba piloto en Endicott.



Fuente: SECCOMBE, Jim *et al.*, 2010. Demonstration of Low-Salinity EOR at Interwell Scale, Endicott Field, Alaska. SPE 129692.

Por último, en esta aplicación los expertos identificaron con las pruebas de desplazamiento y de trazadores, que el recobro incremental con el método terciario es directamente proporcional al contenido de arcillas, ya que se muestra una tendencia lineal en diferentes experimento realizados por BP.

3.3 CLAIR RIDGE

Clair es la acumulación de crudo más grande del escudo continental del Reino Unido que contiene 6 Billones OOIP, explotado por la empresa operadora BP. El yacimiento fue descubierto en 1977, aunque su puesta en producción tardó unos años debido a que se consideraba una arena apretada con un crudo de 24° API el cual no permitía producciones mayores a los 1000 bopd; sumado a estas condiciones el campo se encuentra en un ambiente meto-oceánico. En 1991, BP perforó pozos exploratorios encontrando fracturas abiertas productoras que fueron explotadas mediante pozos horizontales para producir tasas de fluido rentables. En 1996, realizaron pruebas extensas que mostraron la presencia de una red de fracturas interconectadas generando el inicio del desarrollo de la fase Clair 1, que produjo su primer barril en el año 2005¹³⁶.

En esta fase del proyecto utilizaron como método de recobro secundario la inyección de agua para producir pozos rentables. Después de cinco años de producción, los históricos indicaron que el yacimiento estaba produciendo de manera adecuada. Existía la evidencia del desplazamiento de crudo desde la matriz debido a una combinación de barrido viscoso, drenaje gravitacional e imbibición del agua de la red de fracturas hacia la matriz. El recobro de esta fase fue del 25% como consecuencia de la alta heterogeneidad presente en el yacimiento y a la red de fracturas que permite que el agua se desplace por canales preferenciales sin entrar en contacto con la matriz¹³⁷.

¹³⁶ ROBANNA, E., *et al.* Low Salinity Enhanced Oil Recovery – Laboratory to Day One Field Implementation – LoSal EOR into Clair Ridge Project. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 2012. SPE 161750.

¹³⁷ *Ibíd.* 1 p.

El éxito en la fase Clair 1 fue el punto de partida para el desarrollo del Clair 2. Esta fase apunta a recuperar el doble de petróleo obtenido en la primera fase en un territorio menos profundo y con más espesor conocido como Clair Ridge. Su plataforma manejará el doble de capacidad en cuanto a crudo y procesamiento del agua. Durante el desarrollo temprano de este gran proyecto, los investigadores han estudiado diferentes métodos de recobro mejorado de crudo.

La inyección de gas del yacimiento será obstaculizada por factores adversos de permeabilidad relativa los cuales pueden ser resueltos al adicionar componentes pesados al gas (propano y butano) pero no existe una gran fuente de estos componentes en la cuenca. El modelamiento mostró a los investigadores que las fracturas del yacimiento proporcionan un atajo entre el gas inyectado y los pozos productores. También evaluaron la inyección de CO₂, donde la limitación es la ausencia de una fuente con CO₂ limpio durante la vida de la plataforma, así como, la inyección de polímeros es un método de recobro mejorado con costos operativos excesivos. Por lo tanto, los métodos mencionados anteriormente fueron considerados y a su vez rechazados.

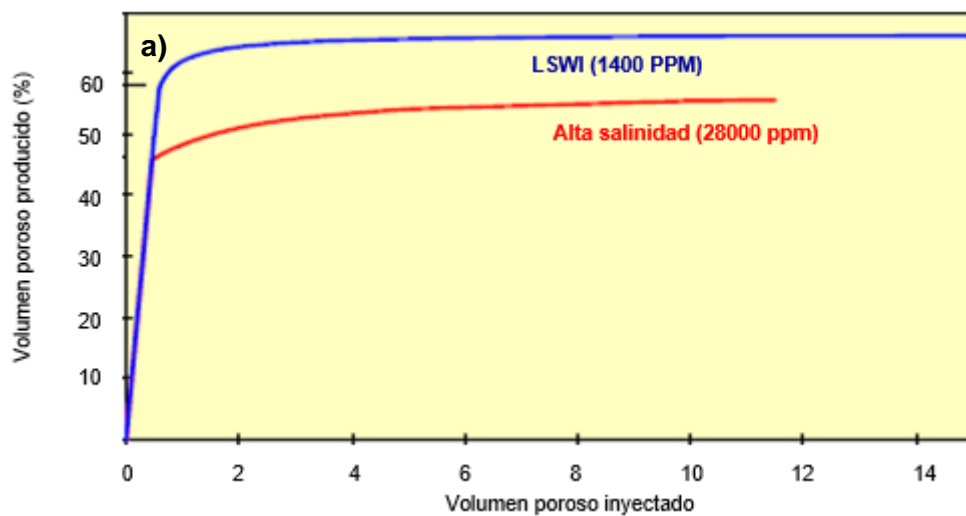
Como el Yacimiento Clair es producido por medio de inyección de agua, el recobro depende del barrido y desplazamiento del crudo en las grandes áreas de matriz entre las fracturas conductivas y dado que el agua embebe naturalmente la roca Clair, un método de recobro basado en agua es la mejor opción para este caso particular¹³⁸.

La solución encontrada por los expertos de BP, fue un método de inyección de agua de salinidad reducida (LoSal™ EOR), definida como la inyección de agua en un yacimiento de areniscas con petróleo empleando agua con contenido de sólidos totales disueltos (TDS) menor que 2000-8000 ppm. El umbral de TDS del método muestra variación a través de los diferentes sistemas yacimiento-fluidos. Con valores consistentes de recuperación adicional de petróleo en salinidades menores a 2000 ppm y con resultados variables en el rango de salinidad mencionado anteriormente.

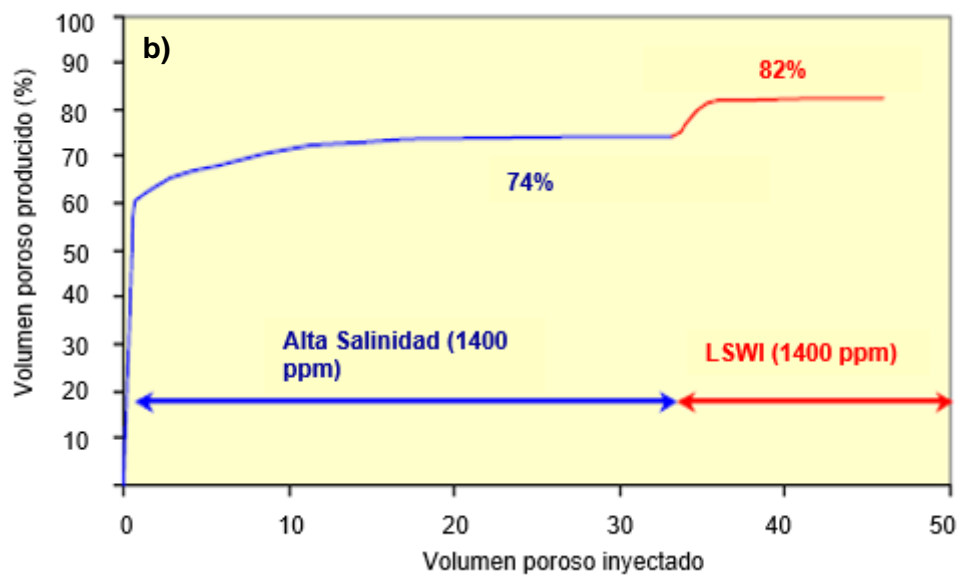
¹³⁸ *Ibíd.* 2 p.

BP ha realizado pruebas de desplazamiento en diversos sistemas (núcleos) bajo condiciones de yacimiento alrededor del mundo. Todas las pruebas han mostrado características similares, con aumento en la producción de crudo en el momento de ruptura y disminución durante la saturación de aceite remanente al final de las pruebas de desplazamiento. El método LoSal™ recobra petróleo adicional desde el primer día (recobro secundario), así como cuando ocurre la inyección posterior al Waterflooding convencional (Recobro Terciario). Como se puede observar en la **figura 31**, la recuperación de petróleo con la inyección de agua de baja salinidad es mayor que al inyectar agua de alta salinidad. Según los científicos de BP, el aumento de recobro puede variar entre 5 y 40% según el OOIP¹³⁹.

Figura 31. Recuperación de petróleo en núcleos de Clair Ridge como método de recuperación a) Secundario. b) Terciario.



¹³⁹ Ibíd. 2-3 p.



Fuente: ROBANNA, Enis *et al.*, 2012 Low Salinity Enhanced Oil Recovery – Laboratory to Day One Field Implementation – LoSal EOR into Clair Ridge Project. SPE 161750.

Para este caso no es la excepción que el mecanismo para la liberación del aceite adicional fue inferido a partir de las pruebas de laboratorio. Este mecanismo para el caso de Clair Ridge, está basado en la teoría DLVO de estabilidad coloidal (MIE), donde las moléculas orgánicas polares en el crudo son atraídas por superficies cargadas por medio de puentes catiónicos. Las salmueras con salinidades reducidas son capaces de romper la atracción de las moléculas orgánicas con la superficie de la roca al intercambiar los cationes divalentes por cationes monovalentes.

Para dar soporte al EOR LoSal™ BP llevo a cabo diversas pruebas de desplazamiento en núcleos, tanto del área de la primera fase (Clair), como en el área de la segunda fase (Ridge). Estas pruebas de laboratorio fueron desarrolladas a presión y temperatura del yacimiento, empleando fluidos conservados a condiciones de fondo (fluidos vivos).

La secuencia de las pruebas para el caso específico de aplicación fue la siguiente:

1. Selección y caracterización del yacimiento.

2. Adquisición de las condiciones iniciales.
3. Experimentación con los núcleos.

Para la caracterización y selección, los núcleos enteros fueron escaneados por medio de tomografía computarizada (CT) para ayudar en la selección de los puntos donde se van a extraer los núcleos individuales para las pruebas y asegurar la mínima heterogeneidad en cuanto a la presencia de fracturas y laminaciones. Posterior al muestreo de los núcleos individuales se repite un escaneo CT para asegurar la idoneidad de las muestras para las pruebas de desplazamiento. Por último, las muestras se limpian con un solvente miscible especial y se obtienen medidas de porosidad y permeabilidad por medio de métodos de flujo a través de los núcleos.

Para el caso de la adquisición de las condiciones iniciales, las muestras fueron llevadas a la saturación de agua inicial (S_{wi}) por el método del plato poroso. Después los núcleos son cargados en el banco de pruebas para ser de gasificados mediante la inyección de un aceite refinado de laboratorio. Por último, los núcleos son saturados con crudo “vivo” recombinado y envejecidos por tres semanas con reinyección semanal del aceite residente en el núcleo¹⁴⁰.

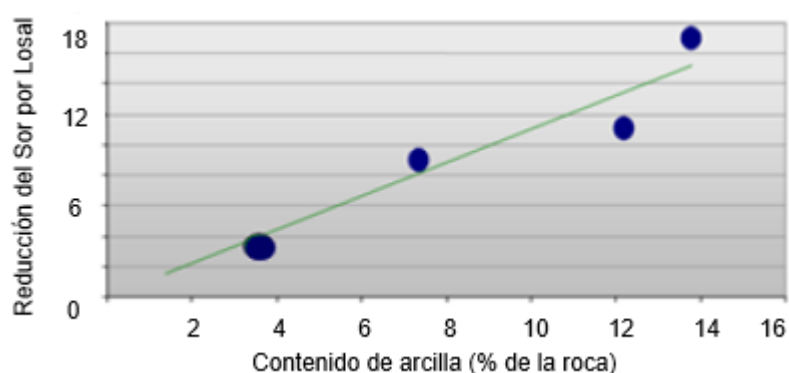
Como se mencionó anteriormente, la implementación de la inyección de agua de baja salinidad en Clair Ridge es un método de recuperación secundario, por lo tanto, las muestras fueron directamente saturadas con la salmuera de salinidad reducida, la inyección la realizaron en estado inestable a baja tasa, equivalente a 1 ft/día en el yacimiento (4 cc/hr en el laboratorio). Durante la prueba registraron la producción de aceite y emplearon una técnica de monitoreo de la saturación in-situ. Al final de la prueba desplazaron la salmuera con una salmuera dopada con NaI, para determinar los end points de saturación, ya que este compuesto genera gran contraste en las tomografías realizadas a los núcleos. Los beneficios logrados con esta técnica de recuperación mejorada de petróleo fueron rectificadas al correr una prueba de desplazamiento usando el agua de formación como la salmuera de desplazamiento en una muestra cortada

¹⁴⁰ *Ibíd.* 5-6 p.

del mismo núcleo padre y asegurando permeabilidades, porosidades y mineralogías similares a la muestra del desplazamiento con LSWI¹⁴¹.

Los resultados de las pruebas de desplazamiento muestran un cambio de 5.5 unidades de saturación de aceite remanente, obteniendo un recobro adicional de crudo del 9% en comparación al Waterflooding convencional. Adicionalmente, las muestras estudiadas poseen un contenido de arcillas promedio del yacimiento, lo cual indica que las pruebas realizadas son representativas para el campo. Para culminar, los expertos con sus observaciones en su yacimiento y en otros yacimientos encontraron una relación directa entre la reducción de la saturación de aceite remanente y el contenido de arcilla en la roca, como se evidencia en la **figura 32**.

Figura 32. Efecto del contenido de arcillas en LSWI.



Fuente: Modificado de SECCOMBE, Jim *et al.*, 2010. Demonstration of Low-Salinity EOR at Interwell Scale, Endicott Field, Alaska. SPE 129692.

Los investigadores de BP en la parte de yacimientos quisieron ajustar un modelo lo más parecido a su yacimiento en el subsuelo, por lo tanto, en un consenso de diferentes partes concernientes al área de yacimientos de la empresa operadora se definieron 48 modelos diferentes referentes a la descripción del yacimiento. Cada uno de estos modelos fue evaluado y simulado, resultando en que el 98% de estos modelos obtienen un recobro adicional al emplear la tecnología

¹⁴¹ *Ibíd.* 7 p.

LoSal™. Al obtener estos resultados los expertos crearon un modelo robusto el cual refleja las características de los 48 modelos anteriores¹⁴².

Cabe destacar la importancia de tener: primero, pruebas de laboratorio exitosas en muestras que sean representativas de los yacimientos, y segundo una descripción clara del yacimiento, ya que si no se cuenta con un modelo lo más semejante a lo que existe en el subsuelo, los excelentes resultados mostrados en el laboratorio nunca se van a ver reflejados en la realidad.

Actualmente la plataforma de Clair Ridge se encuentra en construcción y han revelado más información acerca del proyecto como la siguiente:

Adicionalmente a la recuperación adicional de petróleo, existen algunos beneficios adicionales la inyectar el agua de baja salinidad como lo son: la reducción de la tendencia a formar scales y que al inyectar menos sulfatos se puede reducir la formación de H₂S en el yacimiento. Estos aspectos favorecen la factibilidad económica del proyecto.

La plataforma en construcción es una plataforma twin, ya que se necesita una plataforma adicional para poder instalar las facilidades necesarias para realizar la inyección del agua de baja salinidad y la reinyección del agua producida. Para concluir con esta aplicación, los siguientes puntos resumen las lecciones y los aspectos clave de éxito a partir de la etapa actual en la que se encuentra el proyecto:

En BP tuvieron que llevar a cabo una serie de pasos para genera confianza en este mega proyecto:

1. Establecer un modo de pensar que el LoSal™ es la opción por defecto que reemplaza el Waterflooding convencional.
2. Realizar pruebas extensas de laboratorio y simulación de los procesos en el yacimiento.
3. Utilizar resultados de un piloto realizado en Alaska.

¹⁴² Ibíd. 8 p.

4. Crear un alto grado de integración y colaboración entre los equipos de investigación y campo.
5. Asegurarse que las tecnologías a emplear en las plataformas hayan sido empleadas en otros lugares a nivel mundial de la industria oil ad gas y que estuviesen listas para su instalación y operación.
6. Implementar y compartir los resultados del robusto proceso de evaluación de riesgos operacionales y tecnológicos

La confianza externa generada con las diferentes empresas asociadas al proyecto desarrolló un entendimiento compartido de los beneficios y riesgos.

3.4 APLICACIONES ALREDEDOR DEL MUNDO

Actualmente la inyección de agua de baja salinidad tiene un furor investigativo debido a diversos factores que incluyen el desconocimiento del mecanismo de acción principal para el recobro adicional de petróleo en las areniscas, la disminución de las reservas recuperables de crudo a nivel mundial, el bajo costo de la técnica, el empleo del agua como agente recuperador de petróleo, entre otros.

En las **Tablas del Anexo 1** se muestran diferentes aplicaciones de LSWI como métodos de recobro secundario y terciario tanto en areniscas como en carbonatos desarrolladas por diferentes investigadores alrededor del mundo donde se incluyen los resultados obtenidos y los parámetros que deben tomarse en cuenta para evaluar la técnica EOR como lo son la localización, el tipo de roca, temperatura, presión, salinidad del agua inyectada, salinidad del agua de formación, viscosidad del crudo, gravedad API del crudo.

En general tanto en las areniscas como en los carbonatos se presencia un mayor incremental de producción a condiciones de yacimiento que a condiciones estándar o ambiente. Por lo tanto, es recomendable que se desarrollen a condiciones de yacimiento las pruebas de laboratorio en núcleos extraídos de

las formaciones colombianas. También se ve reflejado que las aplicaciones en su gran mayoría han empleado crudos livianos, aunque existen casos donde se han empleado crudos pesados como en el trabajo publicado por Sánchez *et al*¹⁴³.

También se puede evidenciar que entre mayor es la diferencia entre la salinidad del agua de formación y la salinidad del agua inyectada se obtiene un mayor recobro adicional de crudo, sin embargo, este efecto solo se presenta hasta disminuir la salinidad hasta cierto punto donde el recobro al seguir disminuyendo la salinidad es insignificante o nulo. Este aspecto se ve claramente en las pruebas de desplazamiento realizadas por Yousef *et al*,¹⁴⁴ ya que al disminuir la salinidad de inyección de 5767 a 2883 ppm, el recobro adicional de crudo es 1.5%, y al pasar la salinidad de 2883 a 577 ppm no existe producción adicional de aceite.

Como es de esperar, en todos los tipos de roca, al inyectar agua de baja salinidad se obtiene mayor producción de petróleo a medida que la viscosidad del crudo disminuye y aumenta el TAN, aunque no se tiene el valor de este parámetro para todas las aplicaciones. Por último, se presenta mayor recuperación de crudo al emplear LSWI como método de recuperación secundaria, este aspecto puede presentarse debido a que el mecanismo de alteración de mojabilidad por la expansión de la doble capa eléctrica actúa adecuadamente cuando existe la presencia de una capa de crudo continua en lugar de la existencia de gotas o acumulaciones discontinuas al haber empleado otro método EOR previo. Debe resaltarse que existen casos que no cumplen con las tendencias expuestas anteriormente.

En cuanto la recuperación adicional de petróleo se tienen rangos variados acorde a la inyección secundaria y terciaria, por lo tanto, no se pueden definir valores

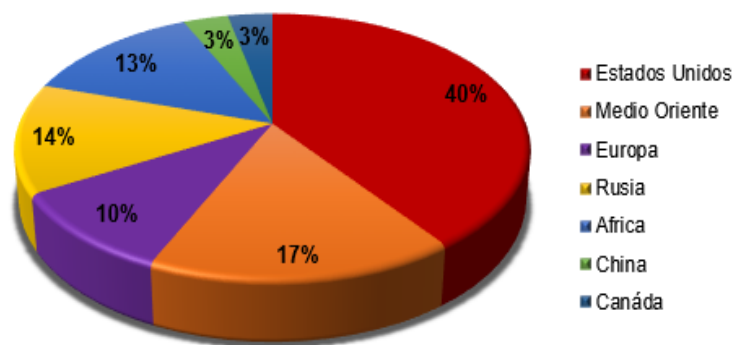
¹⁴³ SANCHEZ-RODRIGUEZ, J.; GACHUZ-MURO, H. y SORAHBI, M. Application of Low Salinity Water Injection in Heavy Oil Carbonate Reservoirs. SPE EUROPE/EAGE Annual Conference and Exhibition, 2015. SPE-174391.

¹⁴⁴ YOUSEF, Ali *et al*. Laboratory Investigation of the Impact of Injection-Water Salinity and Ionic Content on Oil Recovery from Carbonate Reservoirs. SPE Reservoir Evaluation & Engineering Journal. 2011 vol 14, no. 05, 578-593.

aproximados de recuperación adicional de crudo, este factor es propio de cada aplicación ya que varían las propiedades de la roca y los fluidos de formación en cada caso específico.

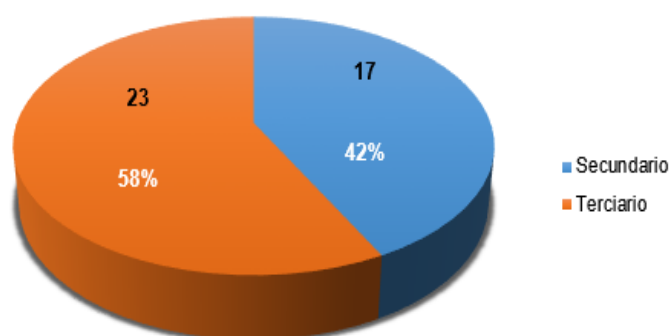
En la tabla correspondiente a las areniscas se pueden observar los experimentos y pruebas realizados por diferentes grupos de científicos, reflejados en 34 trabajos publicados en revistas y expuestos en conferencias alrededor del mundo. En la **figura 33** se observa la distribución geográfica de las aplicaciones, donde claramente la mayoría se han desarrollado en los Estados Unidos, específicamente en los estados de Wyoming y Alaska.

Figura 33. Distribución geográfica de los estudios de LSWI en areniscas.



Dentro de todas las aplicaciones existen publicaciones donde se realizaron pruebas del método como métodos de recobro secundario y terciario, por lo que existen un total de 40 pruebas con sus respectivos resultados donde la relación entre las pruebas de inyección secundaria y terciaria se muestra en la **figura 34**.

Figura 34. Estudios de LSWI en areniscas como método de recuperación secundario y terciario.



Continuando con las aplicaciones en los carbonatos de los 27 trabajos y experimentos recopilados existe un trabajo marcado en la región del medio oriente junto a algunas aplicaciones en Europa, Asia, Estados Unidos y México, como se observa en la **figura 35**. Mientras en la **figura 36** se evidencia que en los carbonatos la gran mayoría de estudios se han realizado como método de recobro terciario.

Figura 35. Distribución geográfica de los estudios de LSWI en carbonatos.

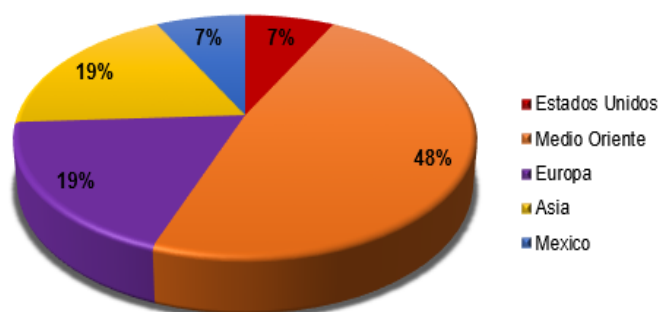
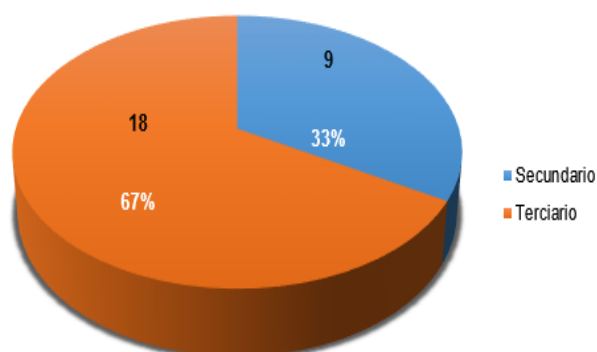


Figura 36. Estudios de LSWI en carbonatos como método de recuperación secundario y terciario.



Cabe destacar que actualmente se están estudiando y se encuentran en desarrollo nuevas técnicas EOR híbridas que incluyen la inyección de agua de baja salinidad que incluyen LSWF con surfactantes, LSWF con CO₂ y LSWF con polímeros.

Por otra parte, la inyección de agua de baja salinidad ha sido empleada como método de control para la producción de agua por Zeinijahromi y Bedrikovetsky¹⁴⁵ donde el agua de baja salinidad reemplaza los tratamientos con geles poliméricos debido al alto costo y cantidad de polímeros necesarios. El proceso ocurre gracias al mecanismo de migración de finos: el agua de salinidad reducida induce un daño generando el taponamiento de los canales con alta permeabilidad resultando en un aumento en la eficiencia de barrido ya que el agua va a desplazarse hacia los canales con menor permeabilidad en el yacimiento heterogéneo; en este caso específico al inyectar el 10% del volumen poroso con LSW redujeron aproximadamente un 20% del WOR y obtuvieron 6% de recobro adicional de crudo.

¹⁴⁵ ZEINIJAHRMI, A., y BEDRIKOVETSKY, P. Water Production Control Using Low-Salinity Water Injection. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 2016. SPE-182386-MS.

3.5 INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN COLOMBIA

Debido a la crisis petrolera iniciada en el 2015 y cuyo efecto se ha prolongado hasta la actualidad, los proyectos EOR han disminuido drásticamente ya que las empresas operadoras han optado por optimizar la recuperación primaria en sus campos. En un artículo reciente publicado por la revista Portafolio donde afirman los proyectos EOR de Ecopetrol en el 2016:

“De hecho, la petrolera colombiana priorizó el año anterior 25 potenciales proyectos de expansión en distintas regiones, 16 de recobro secundario mediante inyección de agua y 9 de recobro terciario con inyección de agua mejorada. Sin embargo, Ecopetrol no es la única que ha incursionado en el terreno de la recuperación empresas como Ecopetrol, Occidental de Colombia, Mansarovar, Pacific, Hocol y Equion desarrollan o se encuentran en etapa de inicio de procesos de recobro mejorado.” ¹⁴⁶

Se puede observar que el artículo también da indicios de las demás compañías en temas EOR. Cabe destacar que en la categoría de agua mejorada se refiere a la adición de químicos al agua para aumentar el recobro, como es el caso de polímeros, viscosificantes, surfactantes, entre otros.

Con lo encontrado en este artículo publicado en marzo de 2017, las empresas operadoras en Colombia no han iniciado a desarrollar la técnica de inyección de agua de baja salinidad, ya que los pilotos y estudios están enfocados hacia la recuperación secundaria (Waterflooding convencional), recobro térmico (inyección de vapor) y recobro químico (inyección de polímeros, alquilis y surfactantes).

Para reforzar esta idea se realizó una revisión por diferentes bases de datos de publicaciones, como es el caso de OnePetro y ScienceDirect, y por los buscadores de internet convencionales. En los resultados solo figuran dos

¹⁴⁶ LÓPEZ, Alfonso. Ecopetrol desarrolla con éxito 19 proyectos de recobro de petróleo [online]. En: Portafolio. <<http://www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetrol-desarrolla-19-proyectos-de-recobro-petrolero-503794>> [citado el 10 de marzo de 2017]

trabajos realizados y publicados referentes a la inyección de agua de baja salinidad en Colombia, titulados:

- SANDOVAL, Alexis y ROA, Oscar. Análisis de Sensibilidad de un Proceso de Inyección de Agua de Baja Salinidad (LSW) Para un Sector del Campo Nutria. Tesis de Pregrado Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2014.
- Simulación numérica de un proceso de inyección de agua convencional y de baja salinidad (LSW) en un sector del Campo Nutria. Tesis de Pregrado Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2014.

La revisión arroja, según las publicaciones científicas, que el único campo en Colombia donde se ha investigado la LSWI es el campo Nutria. Debido a que los yacimientos explotados en Colombia son en su gran mayoría areniscas, el último capítulo de este trabajo está enfocado en su totalidad a LSWI en areniscas.

4. METODOLOGIA PARA ESTUDIO E IMPLEMENTACIÓN DE LSWI EN ARENISCAS

A continuación se muestra una metodología elaborada para la implementación de la técnica LSWI en un yacimiento de areniscas, la cual fue elaborada a partir del estado del arte mostrado en los capítulos anteriores de este trabajo de investigación, así como de los diversos experimentos que son necesarios para evaluar cualquier método EOR. Cabe destacar que este procedimiento puede variar de acuerdo a los recursos y condiciones presentes en campo.

4.1 Obtención de muestras

La situación ideal es que se tengan muestras obtenidas en fondo de pozo por medio de pozos estratigráficos o cortes de pared. A partir de estas muestras se elaboran los núcleos a ser utilizados en las pruebas de laboratorio siguiendo el procedimiento de la norma API RP-40, Recommended Practices for Core Analysis. Si no se tienen muestras de fondo se debe proseguir a la elaboración de plugs sintéticos de Berea que posean características similares a la formación de estudio.

Los fluidos del yacimiento se obtienen por medio de los pozos productores en la zona donde se desea hacer el estudio y futura implementación de la técnica. Para el caso del agua de formación se debe realizar un muestreo adecuado de esta. Si es posible se debe seleccionar el agua de un pozo que no haya presentado inyección de agua para poder realizar las pruebas físico-químicas mencionadas en el primer capítulo de este estudio, donde se obtiene el pH y la composición iónica del agua, los cuales son los parámetros de interés para la técnica de LSWF. Por otra parte, si al pozo se le ha inyectado anteriormente agua, y previo a la inyección se tienen los registros de los análisis físico-químicos de esta, se puede elaborar una salmuera sintética que cumpla con las características del agua.

El agua de baja salinidad a inyectar en las diferentes concentraciones se obtiene mediante destilación y mezcla con agua de mayor salinidad hasta obtener la salinidad y composición iónica del agua deseada.

4.2 Caracterización y preparación de núcleo y fluidos

Para la caracterización de los núcleos se realizan pruebas de porosidad, permeabilidad, Presión capilar por inyección de mercurio (MICP), Capacidad de intercambio catiónico CEC, Difracción de rayos X (XRD), entre otras. La porosidad y permeabilidad pueden ser determinados por los métodos mostrados en la norma API RP-40. Con la prueba de presión capilar por inyección de mercurio se determina la distribución del tamaño de poro en el núcleo por medio de un perfil de volumen de mercurio inyectado contra presión. Con este método también se puede determinar la porosidad. Con la difracción de rayos-X (XRD) se determina la composición mineralógica del núcleo dependiendo del ángulo de difracción al someter una película delgada del núcleo a disparos de rayos x y dependiendo del ángulo de difracción registrado se obtiene la cantidad de minerales determinados ya que cada uno tiene una respuesta de difracción determinada. Por último, la capacidad de intercambio catiónico (CEC) se puede determinar con diversos métodos como lo son la salinidad múltiple y potencial de membrana, los cuales no son destructivas.

Para la caracterización del crudo se realizan pruebas de TAN, TBN, SARA para determinar los compuestos polares presentes en el crudo.

Posterior a las pruebas fisicoquímicas realizadas al agua de formación, se debe realizar pruebas de compatibilidad entre todas las salmueras (alta y baja salinidad) a inyectar en las pruebas de imbibición y desplazamiento con el agua de formación. Estas pruebas se basan en mezclar en superficie los dos tipos de agua y determinar si se forman precipitados insolubles de carbonato o sulfato al

entrar en contacto los dos fluidos, esto conlleva a un daño de formación (reducción de la permeabilidad)¹⁴⁷.

4.3 Pruebas de laboratorio

A continuación se muestran las pruebas de laboratorio necesarias para realizar un estudio adecuado de LSWI con núcleos¹⁴⁸:

Parte 1

1. Pruebas de imbibición espontánea. El objetivo es evaluar la mojabilidad inicial de las muestras y el cambio potencial de mojabilidad al inyectar agua de salinidad reducida. Las pruebas deben realizarse en modo secundario y terciario. Los datos proporcionan la parte positiva de la curva de presión capilar y se utiliza para interpretar los resultados de las pruebas de desplazamiento.
2. Pruebas de desplazamiento en flujo transitorio. El objetivo es cuantificar el efecto de LSWI, si hubo aumento en la producción o un cambio en la permeabilidad relativa, etc.

Se realizan experimentos en modo terciario, para determinar la permeabilidad relativa en alta salinidad, e investigar si la inyección de baja de salinidad resulta en la reducción del S_{or} . La tasa debe ser seleccionada para eliminar los efectos capilares. Los datos no son adecuados para generar las curvas de permeabilidad relativa por que en los experimentos en recobro terciario existe poco cambio en la saturación, lo que no permite generar la curva de permeabilidad completa.

¹⁴⁷ LÓPEZ, A. Análisis técnico-comparativo de factibilidad, sobre la inyección de agua de baja salinidad, aplicada como proceso de Recuperación Mejorada de Aceite en la Cuenca Chicontepec. Tesis de Pregrado Universidad Nacional Autónoma de México. 2011. 211 p.

¹⁴⁸ MASALMEH, S., *et al.* Low Salinity Flooding: Experimental Evaluation and Numerical Interpretation. International Petroleum Technology Conference, 2014. IPTC 17558.

Se realizan experimentos en modo secundario para determinar la curva de permeabilidad relativa en la región de saturación relevante a la inyección de agua de salinidad reducida. Las pruebas son realizadas en núcleos gemelos para validar la repetitividad de los experimentos.

Parte 2

Esta parte se realiza cuando es confirmado el potencial de la inyección de agua de baja salinidad. El objetivo de los siguientes pasos de es medir las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar

3. Se realizan pruebas de desplazamiento en estado estable para obtener un rango más amplio de saturaciones para hallar la curva de permeabilidad relativa, para evitar la mezcla de los dos tipos de agua, se debe inyectar fluido en un periodo de tiempo suficiente para que se desplace toda la salmuera fuera del núcleo. El desplazamiento puede ser chequeado por análisis del agua efluente o medición de la resistividad del efluente desplazado en la muestra.
4. Pruebas de centrifuga, para extraer las curvas de presión capilar para el desplazamiento con salmuera y agua de baja salinidad empleadas para interpretar las pruebas de desplazamiento realizadas en los dos pasos anteriores. En el experimento el agua connata de alta salinidad dentro del núcleo forma un banco frente al agua de baja salinidad desplazada lo que genera ruido en las mediciones de la curva de presión capilar de LSWI.

El procedimiento mencionado anteriormente se realiza con agua de baja salinidad de diferentes salinidades, ya que por medio de los resultados de estas múltiples pruebas se determina la salinidad adecuada a inyectar en la formación, siendo el parámetro estipulado y a evaluar en los siguientes pasos de la metodología.

Después de realizar todas las pruebas de laboratorio se debe realizar una simulación 1D con los diferentes modelos aplicados a areniscas recopilados en el capítulo anterior de simulación numérica en este trabajo, ya que se deben

tener en cuenta los modelos con los que se obtenga un ajuste adecuado en comparación a las pruebas de desplazamiento desarrolladas en el laboratorio.

También se deben obtener los umbrales de alta y baja salinidad para encontrar el rango de salinidades donde se obtiene un recobro adicional de petróleo, ya que estos son dos parámetros de entrada vitales para la simulación de yacimientos, al emplear modelos que usen interpolaciones.

El desarrollo adecuado de los primeros tres pasos es primordial, debido a que los resultados presenciados van a definir la continuidad del desarrollo de la metodología en campo. Los siguientes pasos muestran en primera medida la verificación y validación de los resultados presentados en el laboratorio a escala de campo, y en segunda medida indican el procedimiento operativo necesario en campo para la implementación de la técnica.

4.4 Prueba registro-inyección-registro

La técnica para la medición al llevar a cabo la inyección de agua de baja salinidad se basa en correr múltiples pasadas de registros neutrónicos pulsados de captura (PNC), con los cuales se determina la máxima saturación de agua correspondiente a la saturación de aceite residual (S_{orw}) después de la inyección de dos o más salmueras en el pozo, las cuales poseen diferencias medibles en la sección de la formación estudiada.

El registro PNC determina en función de la profundidad, como la mayoría de los registros, una magnitud, que para este caso es el tiempo que indican la proporción relativa de degradación de neutrones termales en la formación, donde el cloro es el elemento que absorbe la mayor cantidad de neutrones en la formación. Ya que el perfil responde a la cantidad de cloro presente en la formación los efectos de la salinidad, porosidad y arcillosidad, el comportamiento del perfil es muy parecido al de los registros resistivos¹⁴⁹.

¹⁴⁹ CASTELLANOS, Diego. TECNICAS PARA DETERMINAR LA DISTRIBUCIÓN DE LA SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE DURANTE EL PERIODO DE PRODUCCION

La herramienta PNC emplea un generador de neutrones que emite repetidamente pulsaciones de neutrones de alta energía. Después de cada fase de emisión los neutrones disminuyen progresivamente su velocidad debido al estado térmico del pozo y la formación, hasta llegar a velocidades termales, siendo estos capturados por núcleos de átomos alrededor de la herramienta, generando una emisión de rayos gamma. Un detector de rayos gamma cerca a la fuente emisora registra cambios relativos en la población de neutrones termales en el medio.

El término de captura se expresa con el símbolo Σ y sus unidades se expresan en unidades de captura que es equivalente a $10^{-3} \text{ cm}^2/\text{cm}^3$. Cabe destacar que la sección de captura de hidrocarburos es función del contenido de hidrógeno y la sección de captura del agua depende de la salinidad del agua. Por esta razón este registro se utiliza para evaluar el efecto de la inyección de agua de baja salinidad¹⁵⁰.

Para realizar adecuadamente esta prueba se debe: Seleccionar adecuadamente el pozo, preparar salmueras de alta calidad y controlar adecuado de las tasas de inyección y velocidades del registro.

Selección del pozo: para que con método registrar-inyectar-registrar se puedan obtener los mejores resultados el pozo seleccionado debe cumplir con los siguientes criterios¹⁵¹:

- BSW menor al 10%
- Excelente descripción del yacimiento alrededor del pozo
- Yacimiento con altas presiones de fractura
- Distribución de permeabilidad y porosidad uniforme en un radio de 10 ft aproximadamente.
- Obtención de un valor adecuado de porosidad en el segundo paso de la metodología al caracterizar el núcleo.

PRIMARIA DE UN YACIMIENTO. Tesis de Pregrado Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008. 50 p.

¹⁵⁰ *Ibíd.*, 51 p.

¹⁵¹ WEBB, K.J; BLACK, C.J.J y AL-AJEEL, H. Low Salinity Oil Recovery - Log-Inject-Log. SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery, 2004. SPE 89379. 2 p.

- Pozo con mínimo o nulo daño de formación generado por el lodo de perforación
- El pozo no presente trabajos de estimulación ácida y fracturamiento en la zona de interés.
- Pozo con la menor desviación posible.
- Pozo revestido con registros de resistividad base para tener un control óptimo de la inyección.
- Integridad del cemento apropiada para evitar fugas de agua detrás del revestimiento.

Preparación de la salmuera: para medir la S_{orw} después la inyección de alta y baja salinidad es necesario inyectar como mínimo tres tipos de agua. La primera salmuera debe tener una salinidad cercana a la del agua de formación, la segunda debe poseer una salinidad cuya magnitud debe ser cercana a la mitad que la primera y la última es la salmuera de baja salinidad cuya salinidad es definida por las pruebas de desplazamiento en el laboratorio (paso 3 de la metodología).

La sección de captura del agua en cada uno de los ciclos de inyección se toma utilizando una celda de medición Sigma durante el periodo de inyección de cada una de las salmueras. Estas mediciones se pueden realizar en sitio o tomando muestras para su posterior medición¹⁵².

Procedimientos al inyectar y registrar: Cabe destacar que existen pozos los cuales pueden estar completados en una o más zonas. Para el caso que solo se encuentre un intervalo perforado no existirá problemas en el método log-inject-log, ya que el aporte es de una única formación y no existe la probabilidad de que ocurra el fenómeno de flujo cruzado.

Para el caso en el cual existan dos o más intervalos produciendo se deben realizar los siguientes pasos para poder seguir con la prueba¹⁵³:

¹⁵² *Ibíd.*, 2 p.

¹⁵³ *Ibíd.*, 3 p.

1. Realizar un registro de producción PLT (Production Log Test) para identificar durante la producción del pozo la respuesta del spinner en cada una de las zonas perforadas y determinar si ellas contribuyen a la producción del pozo.
2. Determinar durante el registro PLT, en la fase donde el pozo se encuentra apagado, si existe flujo cruzado entre las zonas productoras. Si existe flujo cruzado significativo se debe aumentar la tasa de inyección para que la formación de interés pueda recibir la salmuera.

Después del paso anterior se procede a realizar los siguientes pasos que aplican para un pozo con un intervalo o más perforados¹⁵⁴:

1. Inyectar la salmuera de mayor salinidad (igual o similar al agua connata) aproximadamente a 0.5 bbls/min.
2. Ejecutar corridas de registro con una sarta PLT/PNC cada hora a 10 ft/min. Esta baja velocidad se lleva a cabo para evitar el ruido y que se tenga una adquisición de datos lo más confiable posible.
3. Continuar la inyección hasta que no se registren cambios en la lectura del registro PNC durante un periodo de una hora.
4. Ejecutar tres corridas adicionales del registro a 10 ft/min para reducir el ruido estadístico en el análisis, mientras se continúa la inyección de la primera salmuera. Este perfil obtenido genera el primer valor de captura Σ_{t1} .
5. Realizar los pasos 1,2,3 y 4 con la segunda salmuera, obteniendo el segundo valor de captura Σ_{t2} .
6. Calcular la saturación de agua con la siguiente expresión:

$$S_{w1} = \frac{\Sigma_{t2} - \Sigma_{t1}}{\Phi(\Sigma_{w2} - \Sigma_{w1})} \quad (38)$$

Siendo Σ_{t2} la sección de captura al inyectar la segunda salmuera, Σ_{t1} la sección de captura al inyectar la primera salmuera, Σ_{w2} valor de captura de la segunda salmuera, Σ_{w1} valor de captura de la primera salmuera y Φ la porosidad de la

154

sección de interés. Cabe destacar que el valor de saturación obtenido en este paso es el efecto obtenido en una inyección de agua convencional.

7. Inyectar la salmuera de baja salinidad empleando el mismo procedimiento mostrado en los 1,2,3 y 4 obteniendo el tercer valor de captura Σ_{t3} .
8. Reinyectar la primera salmuera (mayor salinidad) para obtener el cuarto valor de captura Σ_{t4} .
9. Calcular la saturación del agua al inyectar la salmuera de baja salinidad:

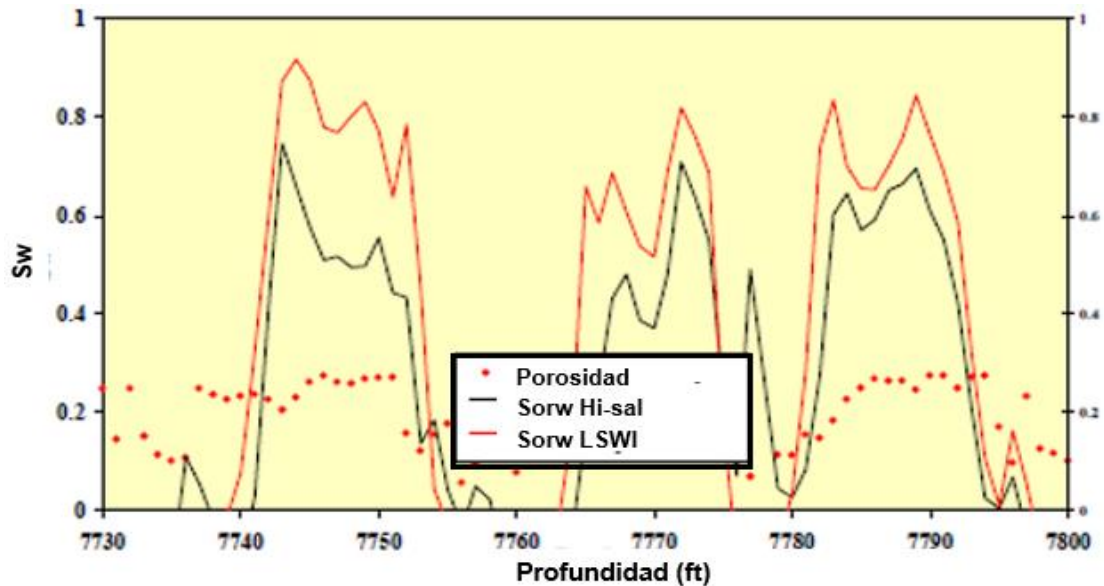
$$S_{w2} = \frac{\Sigma_{t4} - \Sigma_{t3}}{\Phi(\Sigma_{w4} - \Sigma_{w3})} \quad (39)$$

Siendo Σ_{t3} la sección de captura al inyectar la tercera salmuera, Σ_{t4} la sección de captura al inyectar la primer salmuera nuevamente, Σ_{w3} valor de captura de la tercera salmuera, Σ_{w1} valor de captura de la primera salmuera y Φ la porosidad de la sección de interés.

Nota: La inyección de las salmueras durante todo el procedimiento debe ser continua sin interrupción alguna para evitar la redistribución de los fluidos en la zona de interés.

Se debe tener en cuenta que los valores de saturación son diferentes en cada punto de profundidad por lo tanto se debe realizar un análisis del intervalo completo, y que una respuesta positiva del yacimiento cerca a la cara del pozo se evidencia cuando en el perfil se observa que la S_{w2} es mayor que la S_{w1} en la mayoría de la sección registrada, este aspecto se observa en la **Figura 37**.

Figura 37. Perfil de saturación obtenido con la prueba log-inject-log.



Fuente: WEBB, K.J; BLACK, C.J.J y AL-AJEEL, H., 2004. Low Salinity Oil Recovery - Log-Inject-Log. SPE 89379.

4.5 Pruebas de trazadores químicos en pozos individuales (SWCTT)

La prueba de trazadores químicos en pozo individual se lleva a cabo para realizar una investigación de la saturación de aceite residual más profunda en el yacimiento comparado con la prueba registrar-inyectar-registrar. Este método no reemplaza las pruebas de desplazamiento en núcleos debido a que no determina la velocidad de recobro adicional de petróleo o la efectividad de la movilidad de los fluidos recuperados.

Antes de llevar a cabo la prueba se deben considerar los siguientes aspectos¹⁵⁵:

- Corte de agua del pozo a probar
- Temperatura del yacimiento
- Litología del yacimiento
- Tasa de producción
- Espesor del intervalo de la prueba y porosidad promedio

¹⁵⁵ SKRETTINGLAND, K., *et al.* Snorre Low Salinity Water Injection – Core Flooding Experiments and Single Well Field Pilot, 2010. SPE 129877.

El pozo a ser evaluado debe tener la capacidad de producir agua de formación en superficie. Por lo general estas pruebas se realizan a pozos con altos cortes de agua que aseguran que el yacimiento se encuentra o está cerca del S_{or} .

En cuanto a la temperatura del yacimiento, esta determina cual éster es el adecuado para la prueba, ya que los ésteres de formiato se emplean entre 70 y 135°F mientras los ésteres de acetato se emplean en un rango entre 130 y 250 °F. Según Jerauld *et al*,¹⁵⁶ el coeficiente de partición es sensible al cambio en la temperatura y la inyección de agua con temperatura menor que el yacimiento afecta la interpretación generando un error en la saturación de aceite después del Waterflooding, S_{orw} , en 3 unidades de saturación (SU).

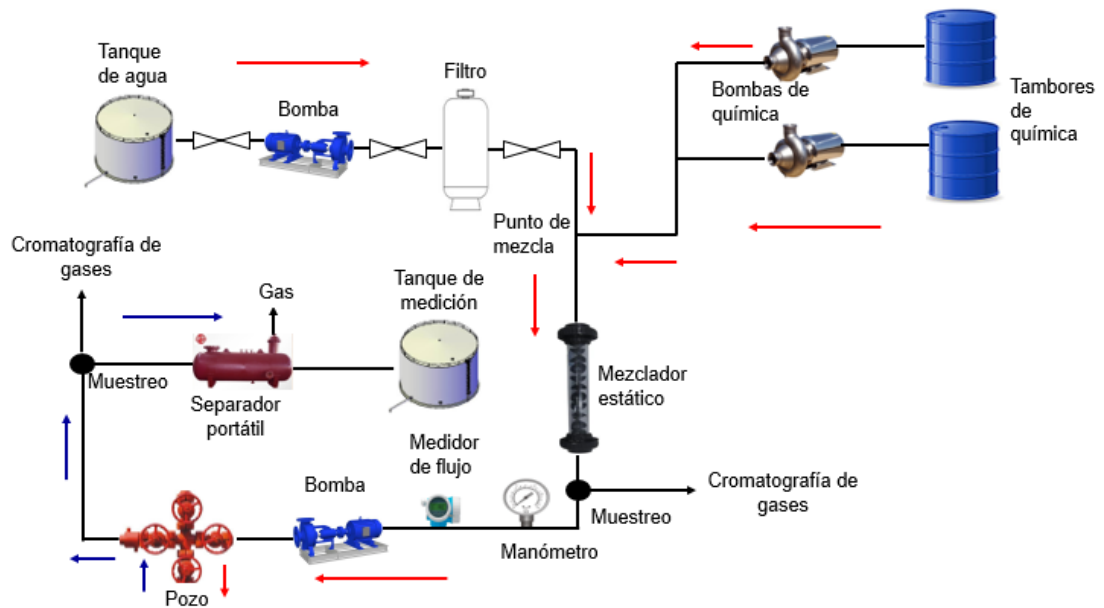
Esta prueba es confiable en cuanto a yacimientos de areniscas, ya que se han ejecutado a lo largo de la historia pruebas a diferentes condiciones, donde los resultados y la interpretación han sido adecuados.

La tasa de producción determina el volumen de trazadores a ser inyectado, ya que se busca que el volumen de inyección sea equivalente a un día de producción. Por otra parte, el espesor del intervalo y la porosidad determinan la profundidad de investigación durante la prueba donde se busca un rango entre 10 y 50 ft donde los resultados obtenidos son definitivos.

Por último, Para realizar la prueba SWCTT se debe considerar la configuración a instalar en el sitio del pozo, la cual se muestra en la siguiente figura **(38)**.

¹⁵⁶ JERAULD, G.; MOHAMMADI, H., y WEBB, K. Interpreting Single Well Chemical Tracer Tests. SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2010. SPE 129724.

Figura 38. Facilidades de superficie necesarias para realizar SWCTT.



A continuación, se muestra el procedimiento de la prueba para evaluar la inyección de agua de baja salinidad como método de recuperación terciaria¹⁵⁷:

1. Poner en producción el pozo para limpiarlo.
2. Inyectar el agua de alta salinidad durante tres días para obtener la saturación de aceite debido al Waterflooding.
3. Poner en producción el pozo por un día.
4. Inyectar la mezcla de trazadores químicos por un día.
5. Apagar el pozo para dejar en remojo, durante cuatro días
6. Producir el volumen equivalente a la mezcla de trazadores químicos.
7. Inyectar el agua de baja salinidad por un día.
8. Inyectar salmuera para desplazar LSW por un día.
9. Inyectar la mezcla de trazadores químicos por un día.
10. Apagar el pozo para dejar en remojo, durante cuatro días.
11. Producir el volumen equivalente a la mezcla de trazadores químicos.
12. Inyectar agua de alta salinidad por un día.
13. Inyectar la mezcla de trazadores químicos por un día.
14. Apagar el pozo para dejar en remojo, durante cuatro días.
15. Producir el volumen equivalente a la mezcla de trazadores químicos.

¹⁵⁷ SKRETTINGLAND, K., *et al.* Op. cit. 8-9 p.

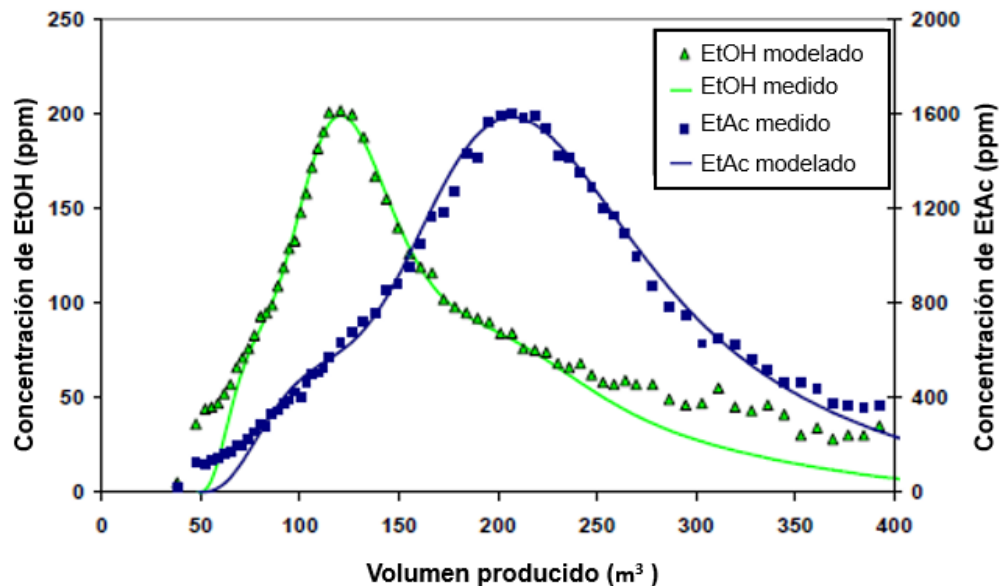
Para desarrollar una prueba adecuada se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- El agua de alta salinidad debe tener la misma salinidad y composición en los pasos 2,8 y 12 para asegurar que no se generen cambios en la respuesta de los trazadores debido al agua inyectada.
- Los pasos 12 al 15 se realizan para rectificar la saturación obtenida por la inyección de agua de baja salinidad.

Interpretación de la prueba

La prueba SWCTT arroja curvas de concentración de cada uno de los trazadores con respecto al volumen producido, llamados perfiles de trazadores. La interpretación requiere la coincidencia entre un modelo de simulación simple y los perfiles obtenidos del trazador de balance de materia, trazador de cubrimiento y del éster. Luego el perfil del trazador de alcohol producido se ajusta con el mismo modelo de simulación ajustando el S_{orw} . Este proceso se ve reflejado en la **figura 39**.

Figura 39. Interpretación SWCTT.



Fuente: Traducido de SKRETTINGLAND, Kjetil *et al*, 2010 Snorre Low Salinity Water Injection – Core Flooding Experiments and Single Well Field Pilot. SPE 129877.

El procedimiento para la interpretación según Jerauld *et al*¹⁵⁸ es comenzar el proceso de simulación con un modelo de capa sencillo, luego se añaden capas para mejorar el match gráfico entre los perfiles obtenidos y simulados. La principal función de la adición de las capas es modelar la irreversibilidad ya que cada capa toma y produce fluidos en diferentes proporciones. Luego se realizan ajustes a los parámetros de entrada del modelo y el proceso se repite por medio de prueba y error hasta obtener el modelo mejor ajustado.

Para ejecutar el modelo de manera adecuada se deben incluir los siguientes parámetros¹⁵⁹:

1. Espesor total de los intervalos perforados (conocido).
2. Porosidad del modelo (constante y conocido).
3. Radio de pozo (conocido).
4. Volumen del pozo: generalmente tomado como constante, aunque algunas veces es usado como parámetro para ajustar el modelo, aunque el modelo de simulación solo toma este volumen para tener en cuenta el flujo dentro del yacimiento, la producción reportada en el perfil incluye el volumen del pozo. Por lo tanto, la incertidumbre en este volumen afecta la saturación de aceite residual estimada por la siguiente expresión:

$$S_{orw} = \frac{\left[\frac{(Q_a - \delta)}{(Q_b - \delta)} - 1 \right]}{\left[\frac{(Q_a - \delta)}{(Q_b - \delta)} - 1 + K_a \right]} \quad (40)$$

Donde Q_a y Q_b son los caudales reportados en los picos de concentraciones de éster y alcohol respectivamente, así como δ es el volumen del pozo. Se debe tener en cuenta que una variación en el volumen del pozo puede generar un cambio en la saturación residual que no es real. Algunas veces el valor δ es modificado para ajustar los perfiles reportados con los de la simulación, en la

¹⁵⁸ *Ibíd.*, 4- 6 p .

¹⁵⁹ JERAULD, G.; MOHAMMADI, H., y WEBB, K. Interpreting Single Well Chemical Tracer Tests. SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2010. SPE 129724.

mayoría de los casos la incertidumbre generada por este aspecto no es tenida en cuenta cuando en realidad debe considerarse.

5. Volumen de trazador inyectado (conocido). aunque en algunos casos es modificado para ajustar los modelos con una pequeña variación de volumen, aproximadamente del 10%.
6. Volumen del fluido desplazante del trazador (conocido). en algunos casos este valor es modificado con una variación aproximada al 20% del valor real.
7. Concentración del éster inyectado. Este es un parámetro clave para el ajuste del modelo. Debido al arrastre del éster por el gas lift o gas en solución, la concentración para simular el perfil es substancialmente menor que el valor inyectado reportado. En promedio el modelo se ajusta con una reducción del 60%, aunque puede variar entre el 47% y 96%.
8. Concentración de alcohol producido inyectado. Con las pruebas e interpretaciones realizadas en la industria es eminente que debido a que el bache de trazadores químicos inyectado se encuentra asociado a agua, una pequeña fracción de éster reacciona para forma alcohol antes de que la solución de trazadores llegue al yacimiento. El volumen de éster que reacciona llega hasta el 4%.
9. Concentración del NPA. En principio es conocido, pero también es modificado para ajustar el modelo de simulación con valores iguales o menores que la reportada, usualmente 40%-98% del valor real.
10. Concentración de IPA inyectado. Generalmente es un parámetro para ajustar el match histórico, el valor es 20% menor o mayor al inyectado.
11. La dispersividad de cada uno de los trazadores es un parámetro para el ajuste histórico, a menudo tomando un valor mayor a 2 y es diferente para cada capa del modelo.
12. Tiempo de apagado del pozo para remojo y reacción (conocido).
13. Coeficiente de partición. Conocido por mediciones a temperatura de yacimiento.
14. Tasa de hidrólisis. Es un parámetro para realizar el match, el cual es constante en todas las capas.

15. El número de capas es desconocido y la información geológica no es utilizada para cada capa. El número de capas se emplea para modelar la irreversibilidad debido al taponamiento.
16. La fracción de líquido que es inyectada en cada capa es un parámetro primario para el ajuste, y estos valores varían dependiendo del fluido a inyectar (trazadores o fluido desplazante).
17. El aceite residual en cada capa es desconocido.

El modelo que se ajusta de mejor manera para los trazadores IPA, NPA y éster son independientes del S_{orw} . Después de realizar el match con los tres primeros trazadores se prosigue a realizar el ajuste del alcohol a partir de varios casos de S_{orw} . Por último, La incertidumbre es estimada al hacer el match los extremos de los datos al variar el aceite residual del mejor ajuste realizado, dejando los demás parámetros constantes.

4.6 Simulación de yacimientos

En este paso de la metodología se lleva a cabo la simulación a escala de sector donde se va a realizar la prueba piloto y futura implementación del método. Cabe destacar que se deben tener claras las variables petrofísicas y las reservas en el sector o región a simular, ya que la cantidad de crudo a producir simulado es el parámetro más importante para evaluar la viabilidad económica del proyecto. Las reservas pueden ser calculadas por método volumétrico, análisis de las curvas de declinación de la producción, balance de materiales o por medio de la simulación previa del modelo estático del yacimiento¹⁶⁰.

Para inicializar un modelo numérico de simulación se debe disponer del grid de simulación el cual va a representar el yacimiento, ya que a cada una de las celdas se le asignan las propiedades mediante técnicas geo estadísticas que tienen en cuenta toda la información histórica recopilada de la historia de producción del campo en cada uno de los pozos, eventos en los pozos, datos geológicos, datos

¹⁶⁰ Apuntes Asignatura Simulación de yacimientos, 2015.

estructurales y registros, esto con el objetivo de que el modelo cumpla con el menor grado de incertidumbre.

El primer paso es el dimensionamiento del yacimiento. Para el caso de la implementación se simula un sector model 3D para evaluar de manera regional la zona del yacimiento en la cual se va a implementar la técnica; entonces se escogen el número de celdas en cada una de las direcciones X, Y, y Z.

El segundo paso es elaborar el modelo petrofísico del yacimiento para describir las propiedades físicas de la roca. Este modelo está compuesto por el modelo de porosidad, el modelo NTG, el modelo de permeabilidad y el modelo de saturación. De igual manera se debe elaborar el modelo geológico en el cual se debe tener en cuenta la distribución de los minerales arcillosos ya que el contenido de arcillas es un parámetro fundamental que afecta la inyección de agua de baja salinidad.

El modelo de porosidad y permeabilidad es la representación de la distribución espacial de dichas propiedades a lo largo del yacimiento. El modelo NTG representa la distribución espacial de la relación entre el espesor neto y bruto existente en el yacimiento, mientras que el modelo de saturación representa la distribución de la saturación de agua a lo largo del yacimiento.

A continuación, se introducen las curvas de permeabilidad relativa y de presión capilar del yacimiento obtenidas de los estudios petrofísicos realizados al campo, estas deben ser las que mejor representen a la mayoría del yacimiento de estudio.

El próximo paso es el modelado de los fluidos, el cual es un factor importante de entrada para la simulación numérica. Este proceso se realiza por medio de la obtención de datos referentes a pruebas PVT ejecutadas a los fluidos producidos por los pozos que se encuentran en la zona de interés a lo largo de la historia del campo. Se debe considerar que las muestras que mejor muestran las propiedades de los fluidos son las obtenidas en fondo y que se debe escoger fluido representativo. Cabe destacar que un fluido representativo se obtiene de

una muestra que fue tomada en una zona donde no han sido alteradas las condiciones originales del yacimiento¹⁶¹.

Al terminar esta serie de primeros pasos se realiza la corrida de inicialización para validar el aceite original en sitio y crear el modelo estático total el cual contiene todas las propiedades juntas en cada una de las celdas.

Antes de correr el modelo se deben tener los archivos que recopilan la información de los pozos, como es el caso de los nombres, historia de producción e inyección, trayectorias, cementaciones, perforaciones para completamiento, estimulaciones, fracturamiento, entre otros aspectos.

Después de correr el modelo completo por primera vez se debe realizar el ajuste histórico del modelo. Este proceso consiste en modificar parámetros físicos del yacimiento como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesores, distribución de saturaciones, permeabilidades relativas, posición de los contactos, factor de daño, etc., con el objetivo de replicar de manera aproximada el comportamiento de la historia de producción y presión del campo durante su tiempo productivo. El ajuste se ve reflejado en las curvas de producción de agua y aceite respecto al tiempo, las curvas de GOR respecto al tiempo, las curvas de presión respecto al tiempo del yacimiento que arroja el simulador después de correr el modelo. Al realizar el ajuste se procede a realizar la predicción del comportamiento del yacimiento al emplear la técnica LSWI.

Para la simulación predictiva en la etapa de inyección de agua de baja salinidad a escala regional del yacimiento se ha empleado por diferentes autores el software Eclipse 100™, el cual permite modelar la sal como una fase adicional y el modelo de simulación se basa en los cambios de las permeabilidades relativas que son función de las saturaciones halladas con las pruebas SWCTT (paso anterior de esta metodología) y la concentración de la sal.

¹⁶¹ SANDOVAL, A., y ROA, O. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD (LSW) PARA UN SECTOR DEL CAMPO NUTRIA. Tesis de Pregrado Universidad Industrial de Santander. 2014. 89-100 p.

Se debe tener en cuenta que la mayoría de modelos presentados en un capítulo anterior de este trabajo investigativo son aplicados a carbonatos y son aplicables a modelos 1D, por lo tanto, hasta el momento los modelos por medio de interpolación son los que han dado mejores resultados, como es el caso de los modelos expuestos por Jerauld et al (2008), Mahani et al (2012) y Spagnuolo et al (2016). Estos modelos se deben ajustar a las curvas obtenidas en las pruebas de desplazamiento realizadas a los núcleos descritas en el tercer paso de esta metodología.

Para realizar la predicción primero se debe realizar la simulación del caso base (producción primaria) y un caso representado por la inyección de agua convencional durante la vida útil del yacimiento (producción secundaria) para poder tener un punto de comparación y optimizar la LSWI. Luego se simula el modelo con los cambios en las curvas de permeabilidad relativa.

Por último, se debe determinar las magnitudes de los parámetros que pueden ser modificados para así obtener el mayor recobro adicional de crudo posible. Esta optimización se lleva a cabo ejecutando simulaciones con diferentes escenarios. Los parámetros modificables son la salinidad del agua, la composición iónica del agua, tasas de inyección del agua y el patrón de inyección¹⁶².

4.7 Prueba piloto entre pozos

Después de realizar la simulación de yacimientos a nivel regional y determinar que el factor de recobro de proyecto a gran escala es rentable para la empresa operadora se realiza una prueba piloto entre pozos, es decir, una prueba del rendimiento de la técnica EOR a escala de yacimiento, donde se valida la simulación de yacimientos realizada en el paso anterior de la metodología.

Lo primero que se debe realizar es el diseño del piloto donde las consideraciones a tomar son: la selección del pozo productor y el pozo inyector a partir de la

¹⁶² *Ibíd.*, 107-147 p.

simulación de yacimientos, seleccionar la fuente de agua explicado en el siguiente paso de la metodología y definir programa de monitoreo de pozos.

En cuanto al programa de monitoreo de pozos se deben tener los siguientes componentes para poder evaluar la técnica:

- Una prueba de interferencia para cerciorarse de la existencia de comunicación entre el pozo inyector y productor.
- Perfiles de producción e inyección al principio y final de la prueba piloto.
- Análisis químico del agua producida cada semana.
- Medición continua del corte de agua en superficie
- Medición de las tasas de flujo varias veces a la semana.

Para el estudio de piloto es suficiente un monitoreo detallado de los pozos, aunque en algunos casos se utilizan trazadores, lo cual no es necesario ya que con el análisis del agua se pueden identificar los cambios en las etapas entre la inyección convencional y la inyección de agua de bajas salinidad.

4.8 Determinación de la fuente de agua

Este es el último paso de la metodología previa a la implementación del proceso, ya que la acción a seguir es el proceso de la inyección de agua convencional (Waterflooding).

Las siguientes son las fuentes de agua existentes para poder llevarse a cabo el proceso de agua de baja salinidad.

- Acuíferos de agua dulce superficiales
- Agua de producción
- Agua de mar
- Acuíferos de agua salada.
- Ríos y Lagos

La ubicación geográfica del proyecto es un factor importante en la selección de la fuente de agua, ya que en los proyectos offshore por su accesibilidad se emplea agua de mar, mientras que en los proyectos Onshore se debe identificar y analizar las fuentes restantes (acuíferos y aguas superficiales). En algunos casos solo se dispone de una fuente de agua específica, la cual, si es rentable, es la única posibilidad para implementar en el proyecto.

Para determinar la fuente a emplear también se evalúan las facilidades necesarias para poder obtener la salinidad adecuada obtenida por medio de las pruebas de desplazamiento en núcleos y validada por los registros y SWCTT, así como las pruebas entre pozos.

Independientemente de la fuente de agua a seleccionar, el agua debe tener tratamientos de remoción de sólidos en suspensión y solución, inhibición de incrustaciones, control de agentes corrosivos y remoción de nitrógeno y azufre. Adicionalmente, para el caso de las aguas superficiales y agua de mar, antes de comenzar el proceso de adecuación de la salinidad se debe realizar la remoción de bacterias y oxígeno disuelto¹⁶³.

Si se tiene una fuente de agua dulce accesible y rentable, esta puede ser inyectada después del tratamiento normal de cualquier agua, solo si tiene la salinidad adecuada para el proyecto de LSWI. Por lo tanto, solo se deben instalar las tuberías de recolección, las bombas de inyección y las tuberías de abastecimiento hacia los pozos, evitando la instalación de facilidades adicionales respecto al Waterflooding.

Otro caso que se presenta es la mezcla del agua de producción con una fuente de agua dulce, ya que la salinidad resultante se obtiene por medio del proceso de difusión, obteniendo una salinidad resultante equivalente dependiente de la salinidad y los volúmenes de las dos fuentes de agua. Para este caso se debe disponer de tanques de almacenamiento para mezclar el agua. Para esta situación se debe realizar pruebas de compatibilidad entre las aguas, ya que los precipitados pueden generar daños en los equipos de superficie como es el caso

¹⁶³ LÓPEZ. Op. Cit. 210-213 p.

de las bombas y también se pueden generar daño en la cara de pozo y en la formación.

El tercer caso es la captación del agua de fuentes de agua salada o la utilización del agua de producción la cual debe ser desalinizada por medio de procesos físicos o químicos con facilidades de superficie especializadas.

4.8.1 Evaluación de los métodos para desalinizar el agua Este paso de la metodología se debe llevar a cabo solamente cuando las fuentes de agua son aguas saladas (agua de producción, acuíferos de agua salada, agua de mar). Para desalinizar estos tipos de agua existen dos métodos empleados en la industria, los métodos térmicos y de membranas. Cualquiera de los dos métodos empleados da como resultado una corriente de agua efluente de baja salinidad y agua residual con alta salinidad¹⁶⁴.

Los métodos térmicos incluyen la destilación flash multi-etapa, destilación multi-efecto, destilación con termo-compresión y la compresión mecánica con vapor. En general estos métodos calientan la corriente de alimento salada y recolectan el vapor condensado proveniente del proceso de destilación.

Los métodos de membranas incluyen la ósmosis inversa y la nano-filtración, estos métodos se basan en el alimento de presión que fuerza la corriente de alimento salada hacia la membrana para que ocurre la separación, debido a que las sales quedan atrapadas en la membrana. En el caso de la ósmosis inversa la membrana posee tamaños de poro menores a $0.0005 \mu\text{m}$, por lo tanto el agua producida con poca concentración de iones monovalentes y sin concentración de iones divalentes, mientras la nano-filtración tiene tamaños de poro entre 0.05 y $0.0005 \mu\text{m}$, resultando en un agua con alta concentración de iones monovalentes y una concentración mínima de iones divalentes¹⁶⁵.

¹⁶⁴ AL-SHALABI, E. y SEPEHRNOORI, K. A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016, vol. 139, 155 p.

¹⁶⁵ *Ibíd.*, 156 p.

Para seleccionar el método adecuado se deben tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Composición iónica del agua resultante.
- Disponibilidad de la tecnología en el país de implementación.
- Costos de las facilidades necesarias.
- Espacio disponible para la instalación de las facilidades.
- Disponibilidad de vapor.
- Disponibilidad de energía en el campo.

Cabe destacar que cualquiera que sea la fuente de agua, se debe realizar periódicamente pruebas de compatibilidad entre el agua final a inyectar y el agua de formación, para evitar problemas operativos y barreras en el yacimiento.

Por último, se debe tener claridad que la fuente de agua seleccionada para la prueba piloto puede ser diferente a la fuente seleccionada para la implementación de la técnica LSWF a gran escala, debido a que el piloto es por corto tiempo y la utilización de una fuente de agua determinada es rentable y/o suficiente a corto plazo, mientras que al implementar el proyecto se necesitan grandes volúmenes de agua donde la fuente para el piloto puede ser insuficiente y/o debido al largo tiempo del proyecto otra fuente de agua puede ser más rentable.

CONCLUSIONES

- Según los resultados presenciados el intercambio multi-iónico es el mecanismo que aporta en mayor proporción la recuperación mejorada de petróleo al inyectar agua de baja salinidad en areniscas, cuyo efecto se ve complementado por los demás mecanismos expuestos en este trabajo de investigación. Mientras que en los carbonatos la recuperación adicional de petróleo se debe principalmente a la combinación entre el cambio en la carga de la superficie de la roca y la disolución mineral de la roca.
- Para obtener recuperación adicional de petróleo con LSWI en areniscas no es necesario que exista presencia de componentes polares en el crudo, y/o arcillas en el yacimiento, ya que con los experimentos en donde fueron estipulados los mecanismos de Emadi y Presión osmótica los expertos utilizaron crudo sin compuestos polares y modelos sin presencia de arcillas respectivamente.
- La mayoría de los estudios de laboratorio, pruebas SWCTT y pruebas piloto han arrojado eficiencias de desplazamiento adicionales mayores al 5%, haciendo la inyección de agua de baja salinidad un método prometedor para la industria de los hidrocarburos.
- La investigación de la inyección de agua de baja salinidad se ha desarrollado principalmente en el mar del norte, el medio oriente y Estados Unidos. Por lo tanto, se deben tener en cuenta las investigaciones y lecciones aprendidas por estos países para el estudio de esta técnica en Colombia.

- La inyección de agua baja salinidad es un método inexplorado en Colombia, por lo tanto, es un abanico de oportunidades de investigación para las diferentes universidades asociadas al recobro mejorado de hidrocarburos en nuestro país que pueden dar como resultado el aumento de las reversas recuperables en nuestro país a mediano plazo.
- El comportamiento de la inyección de agua de baja salinidad entre los carbonatos y las areniscas presenta muchas diferencias, por esta razón se consideran como dos métodos EOR diferentes, este aspecto se ve reflejado en las publicaciones de algunos autores que consideran el método en carbonatos como “inyección de agua inteligente”.
- Según la metodología propuesta se debe realizar mayor énfasis en las pruebas de laboratorio ya que estas en gran parte definen la futura implementación del método. Adicionalmente, el desarrollo de la metodología propuesta necesita de un trabajo interdisciplinario complejo que requiere de una gran cantidad de recursos y tiempo, en consecuencia, su aplicación en el ámbito nacional no se daría antes de iniciar la próxima década.

RECOMENDACIONES

- Realizar la evaluación de la inyección de agua de baja salinidad a escala de laboratorio mediante las pruebas de desplazamiento con núcleos y crudos provenientes de formaciones colombianas.
- Introducir el mecanismo de intercambio multi-iónico en los modelos de simulación en areniscas para obtener un mejor ajuste con las pruebas realizadas en laboratorio y campo.
- Evaluar el efecto en la inyección de agua de baja salinidad debido a la composición de arcillas en las formaciones colombianas.
- Elaborar una correlación para predecir la recuperación de petróleo adicional en las distintas formaciones de Colombia debido a la inyección de agua de baja salinidad.
- Evaluar el efecto de la inyección de agua de baja salinidad en las formaciones colombianas por medio de la tomografía computarizada de rayos X.
- Crear un convenio de cooperación entre la Universidad Industrial de Santander y empresas operadoras para realizar los trabajos de investigación relacionados con la metodología propuesta.
- Investigar los métodos de recobro adicional híbridos de inyección de agua de baja salinidad con polímeros, inyección de agua de baja salinidad con surfactante e inyección de agua de baja salinidad con dióxido de carbono.

- Monitorear los resultados de producción cuando el proyecto Clair Ridge sea puesto en marcha en el 2018, ya que permitirá establecer si los pronósticos realizados por las pruebas de laboratorio y simulación de yacimientos se cumplen.
- Determinar las propiedades fisicoquímicas del agua de inyección empleada en los procesos de Waterflooding en los campos colombianos para determinar si existen yacimientos en Colombia donde se esté inyectando agua de baja salinidad.

BIBLIOGRAFÍA

ABDULLA, Farida *et al.* First EOR Trial using Low Salinity Water Injection in the Greater Burgan Field, Kuwait. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, 10-13 marzo [online] 2013. SPE 164341. Disponible en OnePetro.

AKMETGAREEV, Vadim y KHISAMOV, Rais. Incremental Oil Recovery Due to Low-Salinity Waterflooding: Pervomaiskoye Oil Field Case Study. En SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, 24-26 octubre [online] 2016. SPE-182043-MS. Disponible en OnePetro.

ALAMERI, Waleed *et al.* Experimental and Numerical Modeling of Low-Salinity Waterflood in a Low Permeability Carbonate Reservoir. En SPE Western Regional Meeting, Garden Grove, 27-30 abril [online] 2015. SPE-174001-MS. Disponible en OnePetro.

AL-ATTAR, Hazim Hassan *et al.* Low Salinity Flooding in a Selected Carbonate Reservoir: Experimental Approach. En EAGE Annual Conference & Exhibition, Londres, 10-13 junio [online] 2013. SPE 164788. Disponible en OnePetro.

AL-ATTAR, Hazim Hassan *et al.* The Impact of LoSal™ on Oil Recovery from a Selected Carbonate Reservoir in Abu Dhabi-An Experimental Approach. SPE Middle East Oil and Gas Show Conference, Manama, 10-13 marzo [online] 2013. SPE 164331. Disponible en OnePetro.

AL-SHALABI, Emad y SEPEHRNOORI, Kamy. A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks. Journal of Petroleum Science and Engineering. [online] 2016, vol. 139, 137-161 Disponible en ScienceDirect.

AL-SHALABI, Emad *et al.* A fundamental Model for Prediction Oil Recovery due to Low Salinity Water Injection in Carbonate Rocks. SPE Trinidad & Tobago Energy Resources Conference, Puerto España, 9-11 junio [online] 2014b. SPE-169911-MS. Disponible en OnePetro.

AL-SHALABI, Emad *et al.* A Novel Method to Model Low Salinity Water Injection in Carbonate Oil Reservoirs. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, 31 marzo – 2 abril [online] 2014. SPE-169674-MS. Disponible en OnePetro.

AL-SHALABI, Emad *et al.* Simulation of Wettability alteration by Low Salinity Water Injection in Water-flooded Carbonate Cores. Journal of Petroleum Science and Technology. 2015, vol. 33 no. 5. 604-613.

ANDRESEN, Christer. Physical Chemistry of Mechanisms for Low Salinity Waterflood. Tesis de Maestría Universidad de Bergen, Fisicoquímica y Química de Yacimientos. 2013.

AUSTAD, Tor; DOUST, Rezaei y PUNTERVOLD, Tina. Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 24-28 abril [online] 2010. SPE 129767. Disponible en OnePetro.

AWOLAYO, Adedapo; SARMA, Hemanta y ALSUMAITI, Ali. A Laboratory Study of Ionic Effect of Smart Water for Enhancing Oil Recovery in Carbonate Reservoirs. En SPE EOR Conference, Muscat, 31 marzo – 2 abril [online] 2014. SPE-169662-MS. Disponible en OnePetro.

AYIRALA, Subhash y YOUSEF, Ali. A State-of-the-Art Review to Develop Injection-Water-Chemistry Requirement Guidelines for IOR/EOR Projects. SPE Production & Operations Journal. [online] 2015, vol. 30, no. 1, 26-42. Disponible en OnePetro.

BAGCI, Suat; KOK, Mustafa y TURKSOY. Effect of Brine Composition on Oil Recovery by Waterflooding. Petroleum Science and Technology Journal, 2001, vol. 19, no.3-4, 359-372.

BRODIE, James y JERAULD, Gary. Impact of Salt Diffusion on Low-Salinity Enhanced Oil Recovery. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 12-16 abril [online] 2014. SPE-169097-MS. Disponible en OnePetro.

CALLEGARO, Chiara *et al.* Design and Implementation of Low Salinity Waterflood in a North African Brown Field. En Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, 9-12 noviembre [online] 2015. SPE-177590-MS. Disponible en Onepetro.

CASTELLANOS, Diego. TECNICAS PARA DETERMINAR LA DISTRIBUCIÓN DE LA SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE DURANTE EL PERIODO DE PRODUCCION PRIMARIA DE UN YACIMIENTO. Tesis de Pregrado Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008.

CHANDRASHEGARAN, Premkumar. Low Salinity Water Injection for EOR. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, 4-6 agosto [online]. SPE-178414-MS. Disponible en OnePetro.

CHANDRASEKHAR, S. y MOHANTY, K. Wettability Alteration with Brine Composition in High Temperature Carbonate Reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans 30 septiembre – 2 octubre [online] 2013. SPE 166280. Disponible en OnePetro.

CISSOKHO, M. *et al.* Low Salinity Oil Recovery on Clayey Sandstone: Experimental Study. *Petrophysics Journal*, 2010, vol. 51, no. 5, 305-313.

DANG, Cuong *et al.* Modeling and Optimization of Low Salinity Waterflood. SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, 23-25 febrero [online] 2015. SPE-173194-MS. Disponible en OnePetro.

DANG, Cuong *et al.* Modeling Low Salinity Waterflooding: Ion Exchange, Geochemistry and Wettability Alteration. SPE Annual Technical Conference and exhibition, New Orleans, 30 septiembre – 2 octubre [online] 2013. SPE- 166447-MS. Disponible en OnePetro.

DANG, Cuong *et al.* State-of-the Art Low Salinity Waterflooding for Enhanced Oil Recovery. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Jakarta, 22-24 octubre [online] 2013. SPE-165903-MS. Disponible en OnePetro.

DANG, Cuong *et al.* Integrated Modeling for Assisted History Matching and Production Forecasting of Low Salinity Waterflooding. 78th EAGE Conference and Exhibition, Vienna, 30 mayo – 2 junio [online] 2016. SPE-180089-MS. Disponible en OnePetro.

DELGADO, Alan. Inyección de Agua de Baja Salinidad en Yacimientos Areno Arcillosos. Tesis de Pregrado Universidad Nacional Autónoma de México, Ingeniería de Petróleos. 2016.

EMADI, Alireza y SOHRABI, Mehran. Visual Investigation of Oil Recovery by Low Salinity Water Injection: Formation of Water Micro-Dispersions and Wettability Alteration. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 30 septiembre - 2 octubre [online] 2013. SPE-166435-MS. Disponible en OnePetro.

ERKE, S.I *et al.* Low Salinity Flooding Trial at West Salym Field. SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, 11-13 abril [online] 2016. SPE-179629-MS. Disponible en OnePetro.

ETEMADI, Arash; KHODAPANAH, Elnaz y TABATABAEI-NEJAD, Seyyed Alireza. Modelling low-salinity Waterflooding: Effect of divalent cations and capillary pressure. Journal of Petroleum Science and Engineering [online] 2017. Vol. 149, 1-8. Disponible en ScienceDirect.

FREDRIKSEN, Sunniva; UNO ROGNMO, Arthur y FERNØ, Martin. Pore-Scale Mechanisms During Low Salinity Waterflooding: Water Diffusion and Osmosis for Oil Mobilization. SPE Bergen One Day Seminar, Bergen, 20 abril [online] 2016. SPE-180060-MS. Disponible en OnePetro.

GUPTA, ROBIN *et al.* Enhanced Waterflood for Middle East Carbonate Cores- Impact of injection Water Composition. En SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, 25-28 abril [online] 2011. SPE 142668. Disponible en Onepetro.

HUI, Pu *et al.* Low Salinity Waterflooding and Mineral Dissolution. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florencia, 19-22 septiembre [online] 2010. SPE-134042-MS. Disponible en OnePetro.

JERAULD, Gary *et al.* Modeling Low-Salinity Waterflooding. SPE Reservoir Evaluation & Engineering Journal. [online] 2008, vol. 11, no. 06, 1000-1012. Disponible en OnePetro.

JERAULD, Gary; MOHAMMADI, Houeshad y WEBB, Kevin. Interpreting Single Well Chemical Tracer Tests. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 24-28 abril [online] 2010. SPE 129724. Disponible en OnePetro.

LÓPEZ, Alberto. Análisis técnico-comparativo de factibilidad, sobre la inyección de agua de baja salinidad, aplicada como proceso de Recuperación Mejorada de Aceite en la Cuenca Chicontepec. Tesis de Pregrado Universidad Nacional Autónoma de México, Ingeniería de Petróleos. 2011.

KAZANKAPOV, Nurlan. Enhanced Oil Recovery in Caspian Carbonates with Smart Water. En SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference, Moscow, 14-16 octubre [online] 2014. SPE-171258-MS. Disponible en OnePetro.

LAGER, Arnaud *et al.* Low Salinity Oil Recovery – An Experimental Investigation. Petrophysics Journal. [online] 2008, vol. 49, no. 1, 28-35 p.

LAW, Stuart; SUTCLIFFE, Philip Graham y FELLOWS, Susan Allison. Secondary Application of Low Salinity Waterflooding to Forties Sandstone Reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, 27-29 octubre [online] 2014. SPE-170725-MS. Disponible en OnePetro.

LEE, SEUNG YEON *et al.* Low Salinity Oil Recovery-Increasing Understanding of the Underlying Mechanisms. En SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 24-28 abril [online] 2010. SPE 129722. Disponible en OnePetro.

LIGTHELM, Dick Jacob *et al.* Novel Waterflooding Strategy by Manipulation of Injection Brine Composition. SPE EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, Amsterdam, 8-11 junio [online] 2009. SPE-119835. Disponible en OnePetro.

LIU, Yongbing *et al.* Evaluation of the Potential of Low Salinity Water Flooding in the High Temperature and High Salinity Dong-He-Tang Reservoir in the Tarim Oilfield China: Experimental and Reservoir Simulation Results. En SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Perth, 25-27 octubre [online] 2016. SPE-182402-MS. Disponible en OnePetro.

LUNDEGARD, Paul y KNOTT, Jeffrey. Polar Organics in Crude Oil and Their Potential Impacts on Water Quality. Unocal Corporation [online].

LUO, Haishan *et al.* A Robust Geochemical Simulator to Model Improved Oil Recovery Methods. SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, 23-25 febrero, [online] 2015. SPE-173211-MS. Disponible en OnePetro.

MAHANI, Hassan *et al.* Analysis of Field Responses to Low-Salinity Waterflooding in Secondary and Tertiary Mode in Syria. SPE EUROPE/EAGE Annual Conference and Exhibition, Viena, 23-26 mayo [online] 2011. SPE 142960. Disponible en OnePetro.

MAHANI, Hassan *et al.* Kinetics of Low-Salinity-Flooding Effect. SPE Journal. [online] 2015, vol. 20, no. 01, 8-20 Disponible en OnePetro.

MAHZARI, Pedram y SOHRABI, Mehran. Crude Oil/Brine Interactions and Spontaneous Formation of Micro-Dispersions in Low Salinity Water Injection. SPE Oil Recovery Symposium, Tulsa, 12-16 abril [online] 2014. SPE-169081-MS. Disponible en OnePetro.

MASALMEH, Shehadeh *et al.* Low Salinity Flooding: Experimental Evaluation and Numerical Interpretation. International Petroleum Technology Conference, Doha, 20-22 enero [online] 2014. IPTC 17558. Disponible en OnePetro.

MCGUIRE, Patrick *et al.* Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope. SPE Western Regional Meeting, Irvine, 30 marzo-1 abril [online] 2005. SPE 93903. Disponible en OnePetro.

NGUYEN, Christina *et al.* Low-Salinity Brine Enhances Oil Production in Liquids-Rich Shale Formations. SPE Western Regional Meeting, Garden Grove, 27-30 abril [online] 2015. SPE-174041-MS. Disponible en OnePetro.

OMEKEH, Aruoture *et al.* Modeling of Ion-Exchange and Solubility in Low Salinity Water flooding. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 14-18 abril [Online] 2012. SPE 154144. Disponible en OnePetro.

PIÑEREZ, Ivan *et al.* Linking Low Salinity EOR Effects in Sandstone to pH, Mineral Properties and Water Composition. SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, 11-13 abril [online] 2016. SPE-179625-MS. Disponible en OnePetro.

PU, H. *et al.* Low Salinity Waterflooding and Mineral Dissolution. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florencia, 19-22 Septiembre [Online] 2010. SPE 134042. Disponible en OnePetro.

ROBANNA, Enis *et al.* Low Salinity Enhanced Oil Recovery – Laboratory to Day One Field Implementation – LoSal EOR into Clair Ridge Project. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, 11-14 noviembre [Online] 2012. SPE 161750. Disponible en OnePetro.

ROBERTSON, Eric. Low-Salinity Waterflooding to Improve Oil Recovery-Historical Field Evidence. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, 11-14 noviembre [online] 2007. SPE 109965. Disponible en OnePetro.

ROMANUKA, Julija *et al.* Low Salinity EOR in Carbonates. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 14-18 abril [online] 2012. SPE 153869. Disponible en OnePetro.

ROTONDI, Marco *et al.* Low Salinity Water Injection: Eni's Experience. International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, 10-13 noviembre [online] 2014. SPE-171794-MS. Disponible en One Petro.

SANCHEZ-RODRIGUEZ, José; GACHUZ-MURO, Heron y SORAHBI, Mehran. Application of Low Salinity Water Injection in Heavy Oil Carbonate Reservoirs. SPE EUROPE/EAGE Annual Conference and Exhibition, Madrid, 1-4 junio [online] 2015. SPE-174391. Disponible en OnePetro.

SANDENGEN, Kristian *et al.* Osmosis as Mechanism for Low-Salinity Enhanced Oil Recovery. SPE Journal. [online] 2016, vol. 21, no. 04, 1227-1235 Disponible en OnePetro.

SANDOVAL, Alexis y ROA, Oscar. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD (LSW) PARA UN SECTOR DEL CAMPO NUTRIA. Tesis de Pregrado Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2014.

SECCOMBE, Jim *et al.* Demonstration of Low-Salinity EOR at Interwell Scale, Endicott Field, Alaska. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 24-28 abril [online] 2010. SPE 129692. Disponible en OnePetro.

SEUNG YEON, Lee. Low Salinity Oil Recovery-Increasing Understanding of the Underlying Mechanisms. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 24-28 abril [online] 2010. SPE 129722. Disponible en OnePetro.

SHEHATA, Ahmed, y NASR-EL-DIN, Hisham. Zeta Potential Measurements: Impact of Salinity on Sandstone Minerals. En: SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, 13-15 abril [online] 2015. SPE-173763-MS. Disponible en OnePetro.

SHENG, James. Critical review of low-salinity Waterflooding. Journal of Petroleum Science and Engineering. [online] 2014. Vol. 120, 216-224. Disponible en ScienceDirect.

SKRETTINGLAND, Kjetil *et al.* Snorre Low Salinity Water Injection – Core Flooding Experiments and Single Well Field Pilot. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 24-28 abril [online] 2010. SPE 129877. Disponible en One Petro.

Society of Petroleum Engineers. Designing single well chemical tracer test for residual oil. Disponible en PetroWiki.

SOHRABI, Mehran *et al.* Novel Insights into Mechanisms of Oil Recovery by Use of Low-Salinity-Water Injection. SPE Journal. [online] 2016, vol. 68, no. 5, 1-8 Disponible en OnePetro.

SPAGNULO, Marco *et al.* Low Salinity Waterflooding: From Single Well Chemical Tracer Test Interpretation to Sector Model Forecast Scenarios. SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, 11-13 abril [online] 2016. SPE-179626-MS. Disponible en OnePetro.

TANG, Guoqing y MORROW, Norman. OIL RECOVERY BY WATERFLOODING AND IMBIBITION – INVADING BRINE CATION VALENCY AND SALINITY. International Symposium of the Society of Core Analysts, Golden, 1999.

THYNE, Geoffrey y GAMAGE, Pubudu. Evaluation of the Effect of Low Salinity Waterflooding for 26 Fields in Wyoming. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 30 octubre- 2 Noviembre [online] 2011. SPE 147410. Disponible en OnePetro.

WEBB, K.J; BLACK, C.J.J y AL-AJEEL, H. Low Salinity Oil Recovery - Log-Inject-Log. SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, 17-21 abril [online] 2004. SPE 89379. Disponible en OnePetro.

WU, Yu-Shu y BAI, Baojun. Efficient Simulation for Low-Salinity Waterflooding in Porous and Fractured Reservoirs. SPE Reservoir Simulation Symposium, Woodlands, 2-4 febrero [online] 2009. SPE 118830. Disponible en Onepetro.

YOUSEF, Ali *et al.* Laboratory Investigation of Novel Oil Recovery Method for Carbonate Reservoirs. Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference, Calgary, 19-21 octubre [online] 2010. CSUG/SPE 137634. Disponible en OnePetro.

YOUSEF, Ali *et al.* Laboratory Investigation of the Impact of Injection-Water Salinity and Ionic Content on Oil Recovery from Carbonate Reservoirs. SPE Reservoir Evaluation & Engineering Journal. 2011 vol 14, no. 05, 578-593.

YOUSEF, Ali *et al.* Smart Water Flooding: Industry's First Field Test in Carbonate Reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, 8-10 octubre [online] 2012. SPE 159526. Disponible en OnePetro.

YOUSEF, Ali y AYIRALA, S.C. Optimization study of a novel water-ionic technology for Smart-Waterflooding application in carbonate reservoirs. Oil Gas Facilities Journal. 2016. Vol 3, no. 5, 72-82. Disponible en ScienceDirect.

YU, L. *et al.* Spontaneous Imbibition of Seawater into Preferentially Oil-wet Chalk Cores – Experiments and Simulations. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009, vol. 66 no. 3. 171-179 p.

ZAID, Adeel; STENBY, Erling y SHAPIRO Alexander. Smart Waterflooding (High SAL/Low Sal) in Carbonate Reservoirs. EAGE Annual Conference & Exhibition, Copenhagen, 4-7 junio [online] 2012. SPE 154508. Disponible en OnePetro.
ZEINIJAHRMI, Abbas; AHMETGAREEV, Vadim y BEDRIKOVETSKY, Pavel. Case Study of 25 Years of Low Salinity Water Injection. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Nusa Dua Bali, 20-22 octubre [online] 2015. SPE-176128-MS. Disponible en OnePetro.

ZEINIJAHRMI, Abbas y BEDRIKOVETSKY, Pavel. Water Production Control Using Low-Salinity Water Injection. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Perth, 25-27 octubre [online] 2016. SPE-182386-MS. Disponible en OnePetro.

ANEXOS

ANEXO A. LSWI EN CARBONATOS ALREDEDOR DEL MUNDO

Autor	Año	País	Tipo de roca	T (°C)	Presión (psi)	Salinidad agua inyectada (ppm)	Salinidad agua de formación	μ (cP)	API°	TAN (mgKO H/g aceite)	Modelo de inyección	E _D (%OOIP)
Bagci et al	2001	Turquía	Caliza no consolidada	50	145	10000-40000 NaCl	-	46.5 @ RC	26	-	Secundario	14
						20000 KCl				-		18,4
Yousef et al	2011	Arabia Saudita	Carbonato	100	3000	28.835-5767 Agua de Mar	213000 Agua de Formación	1.26 @ RC	30	0.25	Terciario	18
Gupta et al	2011	Medio Oriente	Dolomita y Caliza	121	4000	33484 Agua de Mar y $4 \times SO_4^{2-}$	181273 Agua de Formación	1.13 @ RC	36	0.11	Terciario	5-9
						33375 Agua de Mar						7-9
						29970 Agua de Mar y BO_3^{3-}						15
						29970 Agua de Mar y PO_4^{3-}						20
Zahid et al	2012	Medio Oriente	Chalk	90	72,52	2883-28835 Agua de Mar	213734 Agua de Formación	3.21 @ RC	37	0.893	Secundario	15-20
Chandrase-khar y Mohanty	2013	Estados Unidos	Caliza	120	50	872-2181 Agua de Mar	179700 Agua de Formación	1 @ RC	41.5	2.45	Secundario	40
											Terciario	32
Al-Attar et al	2013	Emiratos Árabes	Carbonato	25	100	1000-5000 Agua de Mar	197584-224987 Agua de Formación	3.08 @ SC	40	-	Secundario	21.5
Awolayo et al	2014	Medio Oriente	Carbonato	110	3000	43000 Agua de Mar y $0,5 - 8 \times SO_4^{2-}$	261210 Agua de Formación	1.927 @ 70°C	37	-	Terciario	10
Alameri et al	2015	Medio oriente	Carbonato	90	1800	1027-25679 Agua de Mar	100000 Agua de Formación	3 @ RC	32	-	Terciario	5-7
Romanuka et al	2012	Dinamarca	Chalk	-	-	99mM SO_4^{2-}	2 mM SO_4^{2-}	3 @ 70°C	36	0.92	Terciario	10

Autor	Año	País	Tipo de roca	T (°C)	Presión (psi)	Salinidad agua inyectada (ppm)	Salinidad agua de formación	μ (cP)	API°	TAN (mgKO H/g aceite)	Modelo de inyección	E _D (%OOIP)
Romanuka et al	2012	Dinamarca	Chalk	-	-	43mM SO_4^{2-}	2 mM SO_4^{2-}	3 @ 70°C	42	0.42	Terciario	7
Romanuka et al	2012		Chalk	-	-	19mM SO_4^{2-}	2 mM SO_4^{2-}	3 @ 70°C	42	0.42	Terciario	5
Romanuka et al			Dolomita	-	-	4930	230770	3 @ 70°C	42	0.42	Terciario	2-8
Romanuka et al			Dolomita	-	-	22219	222190	3 @ 70°C	36	0.92	Terciario	9-14
Sánchez et al	2015	México	Caliza	-	666	3719	37190	-	12.4	-	Secundario	30
Sánchez et al								-		-	Terciario	26
Yousef et al	2010	Arabia Saudita	Carbonato	-	-	28835	213734	0.716 @ RC	30	0.25	Terciario	8.5
						5767					Terciario	18.5
						2883					Terciario	19.5
						577					Terciario	19.5
Kazanka -pov	2014	Kazajistán	Carbonato	50	360	33390	62800	20.47 @ SC	-	0.5	Secundario	20
						10010 sin NaCl					Secundario	25
						16790 poco NaCl y adición de SO_4^{2-}					Secundario	40

ANEXO B. LSWI EN ARENISCAS ALREDEDOR DEL MUNDO.

Autor	Año	País	Tipo de roca	T (°C)	Presión (psi)	Salinidad agua inyectada (ppm)	Salinidad agua de formación	Viscosidad (cP)	API°	TAN (mgKOH/g aceite)	Modelo de inyección	Ed (%OOIP)
Reiter	1961	Estados Unidos	Arenisca	15.56	14.7	3100	12100	37 @ 25.56 °C	-	-	Secundario	21,3
Bernard	1967	Estados Unidos	Arenisca Berea y sintética	15.56	14.7	1000-10000 NaCl	150000 NaCl	-	-	-	Terciario	2.63-6.98
Al-Mumen	1990	Arabia Saudita	Arenisca Berea	90	1500	5500-200000 NaCl	200000 NaCl	2.48 @ SC	-	-	Secundario	8-10
Zhang et al	2007	Estados Unidos	Arenisca	75	250	1480 Agua de Mar	29690	20.1 @ RC	-	1.46	Secundario	29.2
						1500 NaCl	Agua de Formación	20.1 @ RC			Terciario	7-14
Patil et al	2008	Estados Unidos	Arenisca	93	300	50-5500 Agua de Mar	22000 Agua de Mar	-	-	-	Secundario	14-28
Webb et al	2005	Estados Unidos	Arenisca	-	-	1500 Agua de Mar	250000 Agua de Formación	-	-	-	Secundario	14
										-	Terciario	8-9
Agbalaka et al	2009	Estados Unidos	Arenisca Berea	80	1500	10000 NaCl	40000 NaCl	8.24 @ SC	-	-	Secundario	5-6
										-	Terciario	25-35
Rivet et al	2010	Estados Unidos	Arenisca Berea de Campo	55	14.7	870-1140 Agua de Mar	30510 Agua de Mar	7.93 @ RC	-	-	Secundario	15
										-	Terciario	0
Gamage y Thyne	2011	Estados Unidos	Arenisca Berea de Campo	-	-	1% del Agua de Formación	Agua de Formación	8-11.5 @ SC	33.5	0.074	Secundario	10-22
											Terciario	2-6
Fjelde et al	2012	Noruega	Arenisca	80	72.19	105.49-1054.96 Agua de Mar	105496	1.5 @ RC	-	-	Secundario	9
										-	Terciario	3
Suijkerbuijk et al	2014	Rusia	Arenisca	87	14.7	-	Agua de Formación	2.95 @ RC	26.2	>0.01	Secundario	6
											Terciario	5

Autor	Año	País	Tipo de roca	T (°C)	Presión (psi)	Salinidad agua inyectada (ppm)	Salinidad agua de formación	Viscosidad (cP)	API°	TAN (mgKOH/g aceite)	Modelo de inyección	E _D (%OOIP)
Rotondi et al	2014	África occidental	Arenisca con alto contenido de arcilla	-	-	1000-5000	33000	0.5 @ RC	39	-	Terciario	2-8
Rotondi et al	2014	África del Norte	Areniscas del Upper al Lower Mioceno	-	-	-	-	6-8 @ RC	20	-	Terciario	12
Nguyen et al	2015	Canadá	Shale	82	-	11,149-112,591 KCl	-	-	-	0.04	Secundario	0.5-8
Spagnulo et al	2016	África del Norte	Arenisca	76	-	1000-38000	220000	-	20	-	Terciario	2
Ligthelm et al	2009	Oriente Medio	Arenisca	-	-	1000	100000	-	-	-	Terciario	4-5
Cissokho et al	2010	Francia	Arenisca	90	-	1000-50000	-	-	37	0.17	Terciario	10
Robertson	2007	Estados Unidos	Arenisca	62	-	7165	60000	-	23	-	Secundario	36
			Arenisca	60	-	3304	42000	-	22.5	-	Secundario	37
			Arenisca	93	-	7984	128000	-	22.3	-	Secundario	32
Liu et al	2016	China	Arenisca	140	-	14320(sin Ca y Mg)	142431	2.2 @ RC	35	-	Terciario	14
						1424.31				-	Secundario	15
Akhmetgareev y Khisamov	2016	Rusia	Arenisca	36	2400	848.4	252738	8 @ RC	28	-	Terciario	5-9
Erke et al	2016	Rusia	Arenisca con intercalaciones de shale	-	-	15000	1500	-	-	-	Secundario	2.5
Mahani et al	2011	Siria	Arenisca con intercalaciones de shale (campo)	-	-	500	90000	-	35	-	Secundario	13-22
Mahani et al	2011	Siria	Arenisca (Campo)	-	-	500	200000	-	35	-	Terciario	1 (no es significativo)
Abdulla et al	2013	Kuwait	Arenisca (Campo)	-	-	5000	140000	-	-	-	Terciario	23.7
McGuire et al	2005	Estados Unidos	Arenisca	-	-	150-1500	15000	-	-	-	Terciario	4
Lager et al	2008	Estados Unidos	Arenisca (Campo)	-	-	2600	16640	-	-	>0.1	Terciario	10

Autor	Año	País	Tipo de roca	T (°C)	Presión (psi)	Salinidad agua inyectada (ppm)	Salinidad agua de formación	Viscosidad (cP)	API°	TAN (mgKOH/g aceite)	Modelo de inyección	E _d (%OOIP)
Secombe et al	2010	Estados Unidos	Arenisca (Campo)	-	-	12000	-	-	-	-	Secundario	13
Skrettingland et al	2010	Noruega	Arenisca (Campo)	-	-	500	50000	-	-	0.02	Terciario	no es significativo
Zeinijahromi	2015	Rusia	Arenisca (Campo)	25	1167	1700	240000	12.6 @ RC	-	-	Secundario	1.8 (no es significativo)
Callegaro et al	2015	África	Arenisca	-	-	3000	39000	8 @ RC	20	-	Terciario	5

ANEXO C. TABLA COMPARATIVA DE LSWI EN ARENISCAS Y CARBONATOS

LSWI EN ARENISCAS	LSWI EN CARBONATOS
El primer proyecto a escala de campo está estipulada a realizarse en el año 2018 (proyecto Clair Ridge)	Aun no existe la información acerca de la realización del primer proyecto a escala de campo
El método consiste en disminuir la salinidad del agua a inyectar.	El método consiste en el cambio iónico en el agua, principalmente en iones SO_4^{2-} , Ca^{2+} y Mg^{2+} .
El estudio realizado por medio de pruebas de laboratorio y piloto se ha desarrollado alrededor del mundo con gran abundancia.	El estudio realizado por medio de pruebas de laboratorio y piloto se ha desarrollado principalmente en medio oriente y en menor cantidad respecto a los realizados en areniscas.
Son 9 los posibles mecanismos que actúan para obtener recobro adicional de petróleo (Migración de finos, Incremento del pH, Intercambio multi-ionico, Salting-in, presión osmótica, efecto de la doble capa, disolución mineral, mecanismo EMADI, mecanismo Químico de Austad)	Son tres los posibles mecanismos que actúan para obtener recobro adicional de petróleo (disolución mineral, mecanismo EMADI, Cambio en la carga de la superficie de la roca)
Para obtener un incremental de producción la salinidad del agua a inyectar debe ser menor a 10000 ppm.	Se puede obtener un incremental de producción al inyectar agua de mar con el contenido ionice adecuado.
La alteración de la mojabilidad es bastante compleja de entender ya que hay muchos mecanismos que influyen en el cambio de la mojabilidad	La alteración de la mojabilidad es más sencilla de entender ya que se basa principalmente en dos mecanismos que están regidos por reacciones geoquímicas.
Los modelos de simulación de yacimientos se basan en interpolaciones de diferentes parámetros como los son la salinidad, TDS, S_{or} , entre otros.	Los modelos de simulación se basan en reacciones geoquímicas y parámetros como numero de Gibbs, composición iónica, numero de atrapamiento, entre otros.
Existen pocos modelos que se ajustan al comportamiento en laboratorio y campo.	Existen una gran cantidad de modelos que se ajustan al comportamiento en laboratorio y campo.
El porcentaje de recuperación adicional de petróleo es muy variable y va desde el 1% al 25%.	
La mayoría de los estudios se han realizado como método de recuperación terciario para campos maduros.	