

Evaluación de la modificación del Calcio y Magnesio en la preparación de soluciones acuosas inteligentes mejoradas para la recuperación adicional de petróleo a nivel experimental en bereas

Anyi Tatiana Sandoval Ramírez y Juliana Portilla Martínez

Trabajo de Grado para Optar el Título en Ingeniería de Petróleos

Director

Julio Cesar Pérez Angulo

Esp. En Química de Aguas

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Físico – Químicas  
Programa de Ingeniería de Petróleos  
Bucaramanga

2020

## Dedicatorias

### **Juliana Portilla Martínez**

A Dios primeramente por ser mi soporte y guía, porque en su infinito amor me ha permitido cumplir uno a uno todos mis proyectos, porque me ha iluminado y me ha permitido soñar, además de creer que todo lo que me propongo es posible.

A mi amada hija Emilia Vargas Portilla, por ser la razón de mi existir, la fuente de mi inspiración y alegría; por ser mi fortaleza y enseñarme el significado de amar sin límites.

A mis padres Carmen Cecilia Martínez Vargas y Fredy Alexander Portilla Reyes porque han entregado su vida en cuerpo y alma a nuestra familia, forjando en mi valores y principios tan únicos como ellos, son mi más grande ejemplo y a quienes les debo todo lo que soy, sé lo mucho que anhelaron este logro, tanto como yo, por eso mismo esto es por y para ustedes.

A mi hermana Alejandra Portilla Martínez por ser mi cómplice y creer en mi desde siempre, por ser mi confidente y apoyarme en todo momento, ya que a su lado tengo los mejores recuerdos de mi niñez.

A Luis Felipe Vargas Jarava, por su incondicionalidad y amor desde que llegó a mi vida, por ser y estar, además de regalarme lo más valioso, nuestra hija.

A mis amigos por acompañarme en este proceso tan importante, no solo fueron compañía si no apoyo tanto psicológico como intelectual durante toda mi carrera profesional.

A mi compañera de tesis Anyi Tatiana Sandoval Ramírez, por el apoyo y compromiso que demostró durante la realización de este nuestro proyecto más importante hasta la fecha.

Al resto de mi familia, abuelas, abuelos, tíos, tías, primos y primas, por haber influenciado y haber aportado en mi crecimiento personal.

**Anyi Tatiana Sandoval Ramírez**

A Dios por guiar mis pasos día tras día, gracias a su iluminación y amor he podido superar todos los obstáculos de mi vida hasta el momento y sé que con su compañía los que vendrán no serán para nada difíciles de superar.

A mis padres Ana Rosa Ramírez Hernández y Vidal Sandoval Duarte, por haberme forjado como la persona que soy, llena de valores y principios inculcados desde mi infancia, algo que siempre podre agradecerles hasta el final de mis días, este título es una de las muchas formas de pago que la vida me permitirá darles en agradecimiento, los amo infinitamente.

A mi hermana Erica Jimena Sandoval Ramírez, por ser mi compañía en algunos de los momentos más difíciles de mi vida, además de darme las dos alegrías más grandes mis sobrinos Dikey Santiago Roa Sandoval y Thomas Leonardo Roa Sandoval.

A mis hermanos Cristian Leonardo Sandoval Ramírez y Jhon Alexander Sandoval, por aconsejarme y guiarme en algunas etapas de mi vida, además de ser mi más sincero apoyo.

A Fernando, por su disposición e incondicionalidad, para ayudarme en todo momento.

A mis amigos Anyi Daniela Angarita Valbuena y Maicol Stiben Vinchira López, por ser la compañía más grandiosa en mi etapa universitaria, asignatura por asignatura nuestra amistad se ratificó con el tiempo.

A mi compañera de tesis Juliana Portilla Martínez, por el apoyo y compromiso que demostró durante la realización de este nuestro proyecto más importante hasta la fecha.

Al resto de mi familia, abuelas, abuelos, tíos, tías, primos y primas, por haber influenciado y haber aportado en mi crecimiento personal.

“La ciencia será siempre una búsqueda, jamás un descubrimiento real, es un viaje, nunca una  
llegada”

KARL POPPER.

### **Agradecimientos**

Las autoras de este proyecto queremos expresar de manera formal nuestra sincera gratitud a:

La Universidad Industrial de Santander, nuestra alma mater, por haber formado de nosotras profesionales íntegras.

Al Ing. Julio César Pérez Ángulo director del proyecto; por sus consejos, paciencia y apoyo este proceso.

A la escuela de Ingeniería de petróleos, sus docentes y funcionarios por influir de manera significativa en nuestra formación.

Al Ing. John Jairo Rodríguez Molina por su valiosa ayuda y orientación ante las dudas presentadas a lo largo de la realización de este trabajo.

Al M.Sc. Andrés Felipe Ortiz Meneses por su tiempo y disposición durante la elaboración de este proyecto.

Al personal de laboratorio de tomografía de la sede Guatiguará por su colaboración.

Al grupo de investigación en tomografía computarizada para caracterización de yacimientos por su colaboración.

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	13
1 Objetivos .....	15
1.1 Objetivo General .....	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
2 Marco Referencial.....	16
2.1 Capítulo 1. Fundamentación de las aguas usadas en recobro mejorado .....	16
2.1.1 Mecanismos de recobro .....	16
2.1.2 Fundamentación del agua inteligente mejorada.....	17
2.1.2.1 Fuerzas de desplazamiento. ....	18
2.1.2.1.1 Fuerzas microscópicas y macroscópicas.....	18
2.1.2.1.2 Fuerzas capilares.....	19
2.1.2.1.3 Fuerzas viscosas.....	19
2.1.2.1.4 Fuerzas gravitacionales.....	20
2.1.2.2 Mojabilidad.....	20
2.1.2.3 Factores y alteraciones que influyen en la mojabilidad.....	22
2.1.2.3.1 Mineralogía.....	23
2.1.2.3.2 Precipitación de asfaltenos.....	24
2.1.2.3.3 Salmuera.....	24
2.1.2.3.4 Composición de la salmuera.....	25
2.1.2.3.5 Crudo.....	25
2.1.2.3.6 Presión y Temperatura.....	26
2.1.2.3.7 Restauración del núcleo.....	26
2.2 Capítulo 2. Teorías sobre los mecanismos de trabajo de las aguas EOR .....	27
2.2.1 Agua inteligente mejorada .....	27
2.2.1.1 Alteraciones de la mojabilidad.....	27
2.2.1.2 Mineralogía.....	27
2.2.1.3 Implementación.....	28

2.2.2 Aguas de baja salinidad .....	29
2.2.2.1 Superficie mineral.....	30
2.2.2.2 Salmuera. ....	30
2.2.2.3 Temperatura.....	31
2.2.2.4 Mecanismo de recuperación. ....	31
2.2.3 Rangos de aplicabilidad.....	33
2.3 Antecedentes.....	33
2.4 Marco Conceptual.....	36
3 Capítulo 3. Metodología para el uso aguas inteligentes mejoradas con Calcio y Magnesio .....	43
3.1 Preparación del agua inteligente mejorada .....	43
3.2 Restauración de la muestra de berea.....	43
3.3 Caracterización de los fluidos.....	43
3.4 Protocolo experimental.....	44
3.5 Selección de muestra.....	45
3.6 Secado de muestra.....	45
3.7 Medición del plug.....	46
3.8 Permeabilidad absoluta al gas.....	46
3.9 Porosidad Efectiva .....	47
3.10 Caracterización petrofísica.....	47
3.11 Salmueras de inyección.....	48
3.12 Fluido base hidrocarburo .....	49
3.13 Condiciones de trabajo.....	49
3.14 Ensayo de inyección de fluidos.....	49
3.14.1 Saturación de agua irreducible:.....	50
3.14.2 Saturación de aceite: .....	50
3.14.3 Permeabilidades absolutas y efectivas: .....	50
3.14.4 Eficiencia de desplazamiento:.....	51
3.15 Alcance metodológico para la presente investigación .....	51
4 Resultados.....	52
4.1 Caracterización de los fluidos de trabajo.....	52
4.2 Resultados coreflooding.....	52

5 Conclusiones .....	55
6 Recomendaciones .....	56
Referencias bibliográficas.....	57

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Caracterización petrofísica básica. ....	47
Tabla 2. Caracterización fisicoquímica de las salmueras de inyección. ....	48
Tabla 3. Composición de la salmuera y del agua inteligente mejorada. ....	48
Tabla 4. Propiedades de los fluidos. ....	52
Tabla 5. Resumen de permeabilidades obtenidas. ....	54

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Medición del ángulo de contacto.....	21
Figura 2. Casos de mojabilidad.....	22
Figura 3. Horno de humedad controlada.....	45
Figura 4. Permeámetro gas de estado estable. ....	46
Figura 5. Porosímetro "CorePet". ....	47
Figura 6. Determinación de permeabilidad absoluta y efectiva al aceite. ....	53
Figura 7. Comparación de permeabilidades efectivas de las aguas de inyección.....	54

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL CALCIO Y MAGNESIO EN LA PREPARACIÓN DE SOLUCIONES ACUOSAS INTELIGENTES MEJORADAS PARA LA RECUPERACIÓN ADICIONAL DE PETRÓLEO A NIVEL EXPERIMENTAL EN BEREAS<sup>1</sup>.

**AUTORES:** ANYI TATIANA SANDOVAL RAMIREZ.  
JULIANA PORTILLA MARTINEZ<sup>2</sup>.

**PALABRAS CLAVE:** EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO, CRUDO, AGUA INTELIGENTE MEJORADA, BEREAS.

### DESCRIPCIÓN:

La industria petrolera día tras día requiere incrementar la extracción de crudo, generando la necesidad de implementar nuevas técnicas de recobro, principalmente en la secundario y terciario; la implementación de agua inteligente mejorada no es más que la modificación iónica del agua reflejada en la salinidad de las salmueras de los yacimientos (agua de formación), dicha alteración de la salinidad se realiza por medio de la disolución del agua de formación con salmueras de inyección de menor salinidad o la aplicación de algunos minerales como el Ca y Mg, debido a esto se genera un aumento en la eficiencia del desplazamiento del crudo en berea principalmente, puesto que se intervienen algunas variables como la mojabilidad; en la presente investigación se comparó el efecto del desplazamiento del agua de formación con el agua inteligente mejorada, con la finalidad de analizar cuál de las dos presentaba mayor eficiencia de desplazamiento, dando como resultado que para el tipo de berea y crudo trabajados, el incremento en el desplazamiento para el agua inteligente mejorada fue del 12.71% incremental, en comparación con el agua de la formación, algo que se puede inferir es que la industria petrolera debe arriesgarse y realizar una transición, que les permita aplicar todas estas investigaciones como proyectos comerciales en campo.

---

<sup>1</sup> Trabajo de Grado

<sup>2</sup> Facultad de físico químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: PEREZ ANGULO, Julio Cesar. Esp. En Química de Aguas y en Ingeniería Ambiental.

**ABSTRACT**

**TITLE:** EVALUATION OF THE MODIFICATION OF CALCIUM AND MAGNESIUM FOR PREPARATING IMPROVED INTELLIGENT AQUEOUS SOLUTIONS FOR ADDITIONAL OIL RECOVERY AT AN EXPERIMENTAL LEVEL IN BEREA<sup>3</sup>.

**AUTHORS:** ANYI TATIANA SANDOVAL RAMIREZ.  
JULIANA PORTILLA MARTINEZ<sup>4</sup>.

**KEYWORDS:** SWEEP EFFICIENCY, OIL, SMART WATER, BEREA.

**DESCRIPTION:**

The oil industry is willing to increase oil extraction day by day, by generating the needing to implement new hydrocarbons recovery techniques, mainly the secondary and tertiary stage of it; the implementation of the smart water consists basically on the ionic modification of the water which effect is shown in the salinity of the reservoir brines (formation water), the named alteration of the salinity is performed by the dissolution of formation water with low salinity injection brines as well as the addition of some minerals such as Calcium (Ca) or Magnesium (Mg). Therefore an increase of oil recovery is created, mainly in sandstones, due to modification of some variables such as wettability and permeability. In the present research, the effect of displacement of formation water was compared with the smart water's one, with the purpose of analyzing which of them showed higher oil recovery. As a result, it is gotten that for both berea and crude oil worked, the incremental of oil recovery for the smart water, was 12.71%, compared to the formation water. It has been inferred that the oil industry has to take the risk and perform a transition that allows it to apply this kind of researches as commercial projects in oilfields.

---

<sup>3</sup> Bachelor Thesis.

<sup>4</sup> Facultad de físico químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: PEREZ ANGULO, Julio Cesar. Esp. en Química de Aguas y en Ingeniería Ambiental.

## Introducción

Actualmente la industria petrolera en Colombia atraviesa un momento de incertidumbre puesto que cada día el gasto energético aumenta y aún no se visualiza un panorama favorable en cuanto a descubrimientos de nuevos yacimientos o en su defecto la aplicación de métodos con mayor eficiencia de desplazamiento, que es aquella rama de la industria que tiene como objetivo mejorar la recuperación de petróleo por medio de la estabilización de la presión en el yacimiento y la mejora del flujo de los fluidos en el mismo; todo esto con el fin de incrementar la eficiencia en el desplazamiento de crudo y la producción. Dentro de estos métodos de recobro mejorado se encuentra una clasificación general como primario, secundario y terciario; enfatizando el terciario ya que la inyección de agua inteligente mejorada corresponde a la alteración de la composición fisicoquímica del agua de inyección, todo esto específicamente en berea que es la temática que se desarrolla en el presente trabajo.

El agua inteligente mejorada, se adiciona a los poros de la roca formando una película entre el poro y el crudo, dicha película disminuye la fricción que la roca le imprime al crudo, permitiendo así, que el mismo aumente la posibilidad de ser extraído, puesto que la función principal del agua inteligente mejorada es aumentar la cantidad de crudo recuperado y mojar la roca para aislar los efectos negativos que le pueda imprimir al deslizamiento del crudo naturalmente, por lo general se implementa el agua inteligente mejorada en yacimientos con crudos pesados.

Finalmente, la presente investigación se realizó para analizar de qué manera, el agua inteligente mejorada altera la producción de crudo, para una muestra de berea, aumentando la eficiencia del desplazamiento del mismo o por el contrario disminuyéndola, además de ser un pilar para futuras

investigaciones y por qué no, aplicaciones por parte de la industria petrolera del país, la cual evidencia la necesidad de implementar nuevas teorías que puedan mejorar la producción.

## **1 Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Evaluar el cambio a partir de la modificación de iones de calcio y magnesio en la preparación de agua inteligente mejorada para la recuperación adicional de petróleo a nivel experimental en bereas.

### **1.2 Objetivos Específicos**

- Determinar el impacto de la modificación del calcio y magnesio en la preparación de soluciones acuosas inteligentes mejoradas para la recuperación adicional de petróleo a nivel experimental en berea.
- Identificar los posibles efectos adversos a causa de la modificación iónica del calcio y magnesio para la preparación del agua inteligente mejorada.
- Cuantificar el impacto de la inyección de aguas inteligentes mejoradas en la eficiencia de desplazamiento mediante ensayos de laboratorios.

## 2 Marco Referencial

### 2.1 Capítulo 1. Fundamentación de las aguas usadas en recobro mejorado

#### 2.1.1 Mecanismos de recobro

Cuando se habla de EOR se refiere a aquellas técnicas avanzadas que son capaces de reducir la saturación de aceite, mejorando a la par la eficiencia de barrido microscópico, por medio de la inyección de un fluido ajeno al yacimiento que altera el sistema roca-aceite y así hace que se aumente la producción de crudo, se reduzca la tensión interfacial, la viscosidad del crudo y junto con esto se dé una modificación de la mojabilidad. Se establece que IOR conlleva todas aquellas técnicas que impulsen la producción de petróleo y en este mismo se encuentra inmersos procesos de EOR, recuperación secundaria y otros (Stosur et al., 2003).

Según Ahmed (2000) clasifica la recuperación de crudo según las operaciones necesarias que se requieren en las diferentes condiciones del yacimiento, una de estas clasificaciones es la recuperación primaria, la cual se caracteriza por la extracción de crudo gracias a la presión natural del yacimiento, sin llegar a implementar ningún proceso externo, como la inyección de agua o gas con la finalidad de corregir la pérdida en la presión natural ocasionada por la recuperación primaria o la ausencia de presión natural en el yacimiento, ya que esto hace parte de la recuperación secundaria siendo otra de las clasificaciones postuladas, dentro de la cuales se establece la recuperación terciaria como la recuperación final del yacimiento, ya que se especializa en la extracción del crudo residual, con la implementación de procesos químicos, térmicos y miscibles además de controles de movilidad.

A lo largo de la historia se ha entendido que inundación es sinónimo de recuperación secundaria no obstante en los últimos años ha tenido una transición donde ahora se clasifica como un método EOR, uno de los más amigables con el medio ambiente y más rentables (Morrow et al., 1998).

Para Bavière (1991) la implementación de la inyección de agentes diferentes a los presentes en los yacimientos para incrementar la recuperación, se denominan procesos EOR (Enhanced Oil Recovery), principalmente facilitando el desplazamiento del crudo por medio de productos químicos, oxidantes y solventes. Por otra parte, la inyección de agua es un proceso de la recuperación secundaria, pero al modificar su composición química con diferentes elementos químicos, se obtiene una salmuera que al ser inyectada en el yacimiento facilita y aumenta la recuperación del crudo en presencia de areniscas, llegando a pertenecer a los procesos de la recuperación terciaria (Austad et al., 2010).

### ***2.1.2 Fundamentación del agua inteligente mejorada***

En los sistemas porosos se originan diferentes tipos de fuerzas, como la capilar que se caracteriza por ser la tensión superficial e interfacial de los fluidos y la roca, produciendo la presión capilar entre dos fluidos inmiscibles, dichos factores son cruciales para lograr un desplazamiento por inundación de agua eficientemente; otro tipo de fuerza es la de gravedad, la cual se presenta cuando los fluidos tienen grandes diferencias de densidades y tensiones interfaciales bajas; la fuerza de viscosidad no es más que la caída de presión, producida por el flujo de un fluido al pasar por el medio, su accionar solo ocurre cuando la fuerza capilar es menor, permitiendo por ende el flujo a través del poro, las fuerzas mencionadas anteriormente actúan principalmente sobre el petróleo, el agua y el gas presente en el medio poroso (Green y Willhite, 1998).

### 2.1.2.1 Fuerzas de desplazamiento.

**2.1.2.1.1 Fuerzas microscópicas y macroscópicas.** Según Green y Willhite (1998) en el yacimiento existen diversas fuerzas que actúan en conjunto, una de ellas y que describe la movilización del aceite a escala de poro es la eficiencia de desplazamiento microscópico denominada  $E_D$ , otra, es un desplazamiento macroscópico o volumétrico que describe la eficiencia del fluido de desplazamiento al entrar en contacto con el yacimiento, también cuantifica la eficiencia del barrido volumétrico, denominada  $E_V$ . El producto de estas dos eficiencias me define una eficiencia de desplazamiento global denominada  $E$ , se define la ecuación donde están presentes estas tres fuerzas como:

$$E = E_D E_V$$

$E$  = Eficiencia de desplazamiento global (recuperación de aceite por proceso/aceite en sitio al comienzo del proceso).

$E_D$  = Eficiencia de desplazamiento microscópico.

$E_V$  = Eficiencia de desplazamiento macroscópico (volumétrico).

Nota: De acuerdo a esta definición es beneficioso que los valores de  $E_D$  y  $E_V$  se acerquen a uno y de esta manera la eficiencia de desplazamiento global sea mayor.

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}}$$

$S_{oi}$  = Saturación inicial de aceite.

$S_{or}$  = Saturación residual de aceite.

Todos estos procesos EOR cuentan con la misma finalidad y es lograr la reducción del  $S_{or}$ , y así obtener una mayor eficiencia de desplazamiento microscópico, la cual se ve afectada por diversos aspectos como los cambios en las interacciones químicas y físicas al realizar la inyección de un fluido externo.

Por otro lado, teniendo en cuenta un panorama no favorable, se cuenta con factores como diferencias entre las densidades, una geología del yacimiento no adecuada, tasas de movilidad bajas que desencadenarían en una eficiencia de desplazamiento macroscópica baja. Se debe crear una continuidad de propiedades desde la inyección hasta la ruptura para que la inundación sea exitosa. Cada proceso de inundación es totalmente diferente y se debe realizar un adecuado screening que aproveche de la mejor manera las interacciones químicas y físicas durante todas las etapas, pues mientras en unos casos hay aspectos favorables puede que para otro tipo de yacimiento estos sean desfavorables (Shiran y Skauge., 2013).

**2.1.2.1.2 Fuerzas capilares.** Se producen como consecuencia de la interacción de varios factores tales como: la mojabilidad, la tensión interfacial y superficial en un sistema roca-fluido, la geometría de la garganta de poro. Se asemejan al motor que permite el flujo de fluidos en el medio poroso. De acuerdo al sistema que se esté tratando pueden actuar a favor o en contra de la producción de petróleo, es decir, si se encuentran en un sistema naturalmente fracturado favorece notablemente la producción, pero si al contrario se está inyectando agua en un sistema no fracturado puede que esto conlleve al entrapamiento del aceite y posteriormente una alta saturación residual de aceite.

**2.1.2.1.3 Fuerzas viscosas.** Son aquellas que representan la medida de la resistencia del flujo del fluido en un medio poroso en este caso, la cual se puede cuantificar con la caída de presión que se origina a causa del flujo.

**2.1.2.1.4 Fuerzas gravitacionales.** Son aquellas fuerzas que se oponen al movimiento del fluido conforme al peso que este desplaza, causan la estratificación de estos mismos en diferentes capas. Al existir una gran diferencia de densidad entre el aceite y el agua estas fuerzas se convierten en un aspecto de tener cuidado, no obstante, es beneficioso en la reducción de tensión interfacial cuando hay bajo contenido de aceite y de agua.

**2.1.2.2 Mojabilidad.** Algunas de las mojabilidades que se pueden presentar son por agua, por aceite, intermedias o mixtas, siendo estas últimas las que más tienen presencia en los yacimientos, debido a que los poros pequeños son mojados por agua y los poros grandes por aceite, dando lugar a la mojabilidad heterogénea, otro tipo de mojabilidad es la fraccional, la cual se genera al tener áreas coexistentes humedecidas por agua y aceite (Salathiel, 1973); como complemento se podría llegar a medir la mojabilidad por medio de algunas metodologías, como la medición de mojabilidad en superficies lisas por medio del ángulo de contacto postulado por Yuan y Lee (2013), la mojabilidad en medios porosos con la ayuda de métodos como la prueba de Amott Harvey y Amott UFP, los métodos de membrana, la prueba cromatografía, la imbibición espontánea, el análisis Crio-ESEM y la adsorción de azul de metileno, postuladas por múltiples autores como, las aplicación de Torske y Skauge (1992), las investigaciones de Kowalewski et al (2006) y los resultados de Morrow (1990).

Es la propiedad petrofísica que determina la interacción roca-fluido en el yacimiento de hidrocarburos. La importancia de esta propiedad es tanta, que esta influye en la presión capilar de la roca, las permeabilidades relativas y también la distribución de los fluidos presentes en el yacimiento. Esta interacción entre la roca y el fluido presente se lleva a cabo en presencia de más

de un fluido inmisible en una superficie sólida y delimita la tendencia o preferencia que tiene esta superficie sólida por uno de estos dos fluidos.

La manera más común utilizada para medir la mojabilidad de una roca porosa y permeable, es mediante la medición del ángulo de contacto entre el fluido que está en contacto con la roca y la misma, es decir el ángulo de la interacción líquido sólido. Se debe tener en cuenta que la medición de este ángulo se hace desde el líquido hacia la superficie sólida.

Por tal motivo, si se habla acerca de la preferencia de la roca por uno u otro fluido, se entiende que esta puede ser mojada por alguno de estos dos. En el caso más común, estos dos fluidos son generalmente agua y aceite, por lo cual está establecido que la roca puede ser o bien mojada por agua o por aceite.

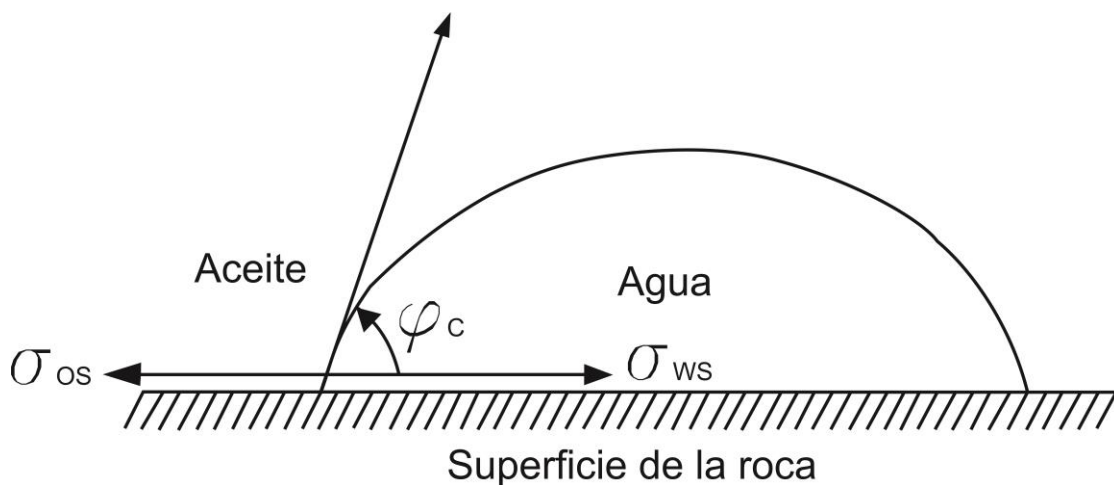


Figura 1. Medición del ángulo de contacto.

Por tal motivo, si se habla acerca de la preferencia de la roca por uno u otro fluido, se entiende que esta puede ser mojada por alguno de estos dos. En el caso más común, estos dos fluidos son generalmente agua y aceite, por lo cual está establecido que la roca puede ser o bien mojada por agua o por aceite.

Según el American Petroleum Institute (API) en su norma API RP 42, se habla de un rango de ángulos en los que se establecen las condiciones de mojabilidad de una roca, cuando una roca posee un ángulo de contacto en la interfaz líquido-sólido menor a  $70^\circ$ , se determina que la roca tiene preferencia por el agua o que es mojada por agua. Cuando una roca posee un ángulo entre  $75^\circ$  y  $105^\circ$ , esta es posee una mojabilidad intermedia o más comúnmente llamada, mojabilidad neutra. Finalmente, cuando el ángulo de contacto es mayor a  $105^\circ$ , entonces esta es mojada por aceite. A continuación, en la figura 2 se muestran los tres posibles casos:

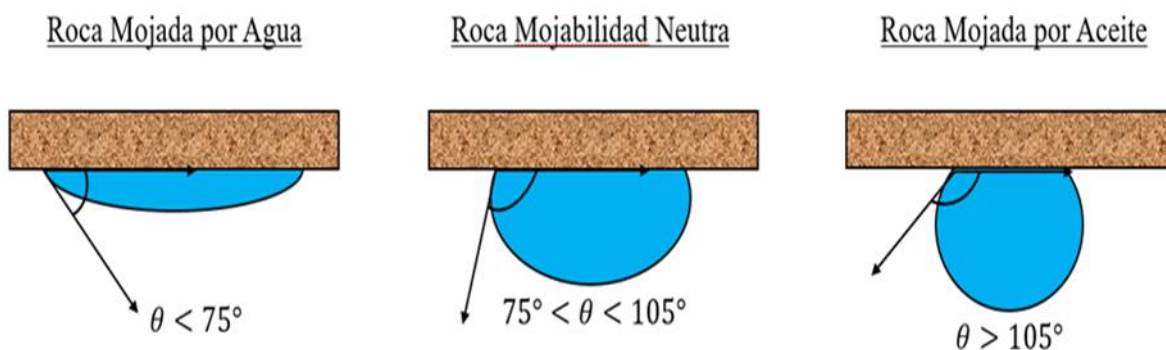


Figura 2. Casos de mojabilidad.

**2.1.2.3 Factores y alteraciones que influyen en la mojabilidad.** La mojabilidad de una roca puede verse afectada tanto por la misma roca como también por algunas características que presente dicho fluido. En muchas ocasiones no solo el fluido propio del yacimiento es quien causa este cambio en la mojabilidad, si no también, presencia de algunos otros fluidos tanto del subsuelo como fluidos externos a este. Cabe resaltar que las algunas propiedades físicas del yacimiento como lo son presión y temperatura también son determinantes a la hora de evaluar los cambios de la mojabilidad o los factores que la alteren. A continuación, se muestran los principales factores que afectan la mojabilidad.

Según Buckley (1989) el crudo puede afectar la mojabilidad por los asfaltenos y las resinas presentes en el, la mineralogía afecta la mojabilidad debido a las cargas que para los carbonatos es

positiva y para las areniscas es negativa por las arcillas presentes en ellas, Alroudhan et al (2015) afirma que la composición de la salmuera determina la posibilidad de presentarse una buena mojabilidad por medio de la estructura química que la conforma, por ende el pH y la salinidad son valores que se ven afectados de igual manera ya que pueden realizar cambios en las cargas positivas o negativas, lo encontrado por Sayyoub et al (1991) hace referencia a la presión y temperatura como factores que alteran la mojabilidad ya que al aumentar dichos factores la solubilidad de componentes activos polares puede aumentar considerablemente y por último la restauración del núcleo mencionada por Shariatpanahit et al (2012) enfatizando la importancia de mantener la mojabilidad nativa por medio de la limpieza del núcleo, la saturación del núcleo o su envejecimiento; todas las afectaciones en la mojabilidad mencionadas anteriormente, llegan a determinar que las variaciones que sufren las condiciones iniciales del sistema se deben de corregir para tener una interacción dentro del sistema que permita contar con mojabilidades ideales para extracciones más eficientes (Anderson, 1986).

**2.1.2.3.1 Mineralogía.** Mineralógicamente las areniscas cuentan con una particularidad y es la carga negativa en la superficie de estas, debido al contenido de arcillas y silicatos. Lo cual interfiere en el tipo de interacción que se genere y la adsorción de los componentes polares, consecuentemente con esta característica también se verá afectada la manera en que el crudo moja la superficie de los medios porosos, debido a la tendencia de mojabilidad de las areniscas descrita anteriormente como negativa en presencia de condiciones estándar de yacimiento respecto al PH se genera la interacción esta superficie con componentes cargados positivamente.

Para Drummond e Israelachvili (2002) en los sistemas con roca, salmuera y crudo, se presentan complicaciones por la interacción de las tres fases, por ende, tener toda la información de la roca

es fundamental como la porosidad y la mojabilidad, además de la composición química de la salmuera y del aceite, llegando a predecir qué tipo de mojabilidad se podría presentar en el sistema, con las condiciones iniciales de cada componente que lo conforma.

**2.1.2.3.2 Precipitación de asfaltenos.** Los asfaltenos son la fracción pesada del crudo la cual no es soluble y se precipita con facilidad en alcanos. Se ha demostrado a lo largo de los años mediante pruebas fehacientes de laboratorio, que la superficie de la roca, al absorber estos componentes precipitados, tales como el n-heptano+, es alterada de la mojabilidad de dicha roca pasando de ser mojada por agua a ser mojada por aceite.

**2.1.2.3.3 Salmuera.** La salmuera es una porción de agua con una cantidad de sal disuelta en su composición. Aguas con estas especificaciones son encontradas directamente en el yacimiento y se ha demostrado que, disminuyendo su concentración de sal presente, la mojabilidad de la roca es alterada, pasando de ser mojada por aceite a ser mojada por agua. Es decir que, a menor concentración de sal en la salmuera del yacimiento, mayor es la tendencia de la roca a ser mojada por agua. Pero no todas las veces pasa de ser mojada por aceite a ser mojada por agua; muchas veces en la transición puede permanecer en o situarse en una mojabilidad neutra. Por otro lado, el aumento de la concentración de iones de Calcio ( $Ca^{+}$ ), de igual manera ayuda a que una superficie rocosa sea más hidrofóbica.

**2.1.2.3.4 Composición de la salmuera.** Existen 3 aspectos fundamentales en la eficiencia de la inyección de la salmuera y la respectiva alteración de la mojabilidad, estos son; el PH, la composición química y su salinidad, todo se puede resumir en una cadena de interacciones, que establecida de una manera correcta en cada parámetro logran la eficiencia esperada, estas interacciones se crean en el sistema crudo-roca-salmuera, la composición del agua es capaz de inducir cambios de carga superficial en una superficie sólida o en la interfaz aceite-agua, el efecto de cada parámetro en una salmuera depende constantemente de las interacciones creadas en el sistema de petróleo crudo-roca-salmuera.

Respecto a la información de mayor interés, es decir en areniscas, se tiene conocimiento que la mayor recuperación se observó cuando las condiciones iniciales de mojabilidad fueron neutras o mixtas; por otro lado, cuando hay fracturas estas dificultan la inyección de agua ya que va a tender a dispersarse o fluir por donde existe mayor permeabilidad evadiendo la matriz.

**2.1.2.3.5 Crudo.** En el instante en el que el crudo entra en contacto con el agua, esta interfaz revela la carga eléctrica de los compuestos polares los cuales cambian en función de la concentración y la clase de componentes que existan. El proceso de adsorción del crudo en la superficie de la roca se puede generar justo cuando las cargas opuestas de la interfaz petróleo-agua y las superficies de roca interactúan, a través de fuerzas intermoleculares o íter-iónicas.

**2.1.2.3.6 Presión y Temperatura.** Es un hecho que los cambios de presión y temperatura a los cuales está sometida una roca a cierta profundidad, hace que esta modifique muchas condiciones y a su vez, los fluidos que se encuentran alojados en sus poros. Es por esto que al verse involucrado los fluidos de yacimiento, se pueden presentar cambios en su composición, los cuales sometan la roca a un posible cambio de mojabilidad influenciada por dichas condiciones.

**2.1.2.3.7 Restauración del núcleo.** A lo largo del desarrollo de estos fundamentos se ha expuesto la importancia de poder modificar la mojabilidad aun cuando este cuente con una considerada como buena mojabilidad y de preservar esta misma en los núcleos de los reservorios, son tres pasos fundamentales los que permiten que se dé una restauración de núcleo, el primero es limpieza de la muestra; en este se elimina el aceite, los componentes de barro que tenga esta misma y la salmuera, es importante aclarar que este es considerado como el paso más difícil pues el disolvente utilizado puede llegar a modificar altamente la mojabilidad de la roca. Luego se da la saturación del núcleo que tiene como objetivo simular condiciones de yacimiento y en el envejecimiento de la muestra se espera obtener una mojabilidad que se asemeje a las de yacimiento.

## 2.2 Capítulo 2. Teorías sobre los mecanismos de trabajo de las aguas EOR

### 2.2.1 *Agua inteligente mejorada*

**2.2.1.1 Alteraciones de la mojabilidad.** En la mayoría de casos donde los componentes polares del crudo llegan a disminuir la mojabilidad de la roca, se presentan mecanismo de alteración como las interacciones polares, precipitación superficial, interacción acido/base y la unión de iones, para poder calcular estas afectaciones se postulan algunas teorías como la gravedad API, el número de base y el número de ácido (Buckley et al. , 1998).

**2.2.1.2 Mineralogía.** Están conformadas en su mayoría por areniscas feldespáticas y areniscas típicas de cuarzo (97% de SiO<sub>2</sub>, 1% de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y 1% de CaCO<sub>3</sub>); siendo el cuarzo (SiO<sub>2</sub>) el mineral que más tiene presencia en la conformación de las areniscas, llegando a constituir del 60 al 70% de las mismas, forman aproximadamente el 15% de las rocas sedimentarias, son grandes reservorios de hidrocarburos y agua subterránea, registrando texturas de dispersión, depósito y transporte (Prothero, 2004).

De acuerdo con Zolotuchin y Ursin (2000) se presentan procesos de diagénesis, generando cementaciones y por ende compactaciones, las cuales principalmente son formadas por sílice, óxido de hierro y carbonatos de calcio, además de la alta probabilidad de encontrar minerales como el cuarzo en los diferentes depósitos de areniscas, por ende, se definen las areniscas como rocas sedimentarias.

**2.2.1.3 Implementación.** Para lograr un efecto con el agua inteligente mejorada se requiere de la combinación de diferentes mecanismos como la migración de finos, el aumento del pH, el intercambio de múltiples iones y el efecto de doble capa, haciendo énfasis que la alteración de la mojabilidad es la principal razón, en el aumento de la recuperación de crudo; aclarando que la mojabilidad se ve afectaba por el nivel de salinidad presente en las soluciones acuosas inyectadas, por ende el agua inteligente mejorada permite mejorar la mojabilidad al tener una baja salinidad (Strand et al., 2008).

Cuando la salinidad del agua inyectada se disminuye, produce que la doble capa se extienda inhibiendo la posibilidad de observar las cargas presentes, generadas por las diferentes fuerzas que llegan a actuar entre la superficie de la roca y los fluidos, por ende, no se puede determinar el aumento en el potencial eléctrico, que se da por el deslizamiento de la superficie cargada y la solución de la salmuera (Verwey y Overbeek, 1948).

Las diferentes fuerzas que pueden actuar entre la superficie de la roca y los fluidos, al generar una doble capa cargada eléctricamente, esta capa va rodeando la superficie de la roca donde está posicionada con iones contrarios a esta. Al disminuir su salinidad esto hace que su doble capa se extienda cada vez más generando que dichas cargas no se detecten fácilmente. (Derjaguin y Landau, 1941).

Para Torrijos (2017) la posibilidad de observar los efectos que surgen al inyectar el agua de baja salinidad, solo se puede cuando, la presencia de iones divalentes no altera el aumento del pH y por consiguiente los hidrogeniones libres; caso contrario ocurre cuando los iones se encuentran equilibrados en el agua de formación, puesto que se logra alterar el pH ya que la adsorción de componentes polares aumenta, aclarando que los componentes orgánicos polares interfieren en las

condiciones mixtas-húmedas positivamente, tanto así que logran favorecer la inyección de agua de baja salinidad.

Las inundaciones de agua no son más que el agua de la formación la cual por estar en equilibrio con la formación no genera alteraciones, por ende, se diseña un cambio químico del agua de la formación, teniendo en cuenta la salinidad de la misma, la composición mineralógica de la roca y la composición del crudo, para aumentar la eficiencia en la inundación, produciendo más crudo al mejorar la mojabilidad, además se debe tener en cuenta que el agua inteligente mejorada (Smart wáter EOR) se ve alterada por los pH de las areniscas y el sistema, haciendo énfasis en el cuidado que se debe tener al momento de diseñar la salmuera (Fogden y Lebedeva, 2012).

### ***2.2.2 Aguas de baja salinidad***

Relativamente es una nueva técnica que tiene el mismo propósito de las aguas anteriormente mencionadas, mejorar la recuperación adicional de petróleo tanto en Areniscas como en Carbonatos. En la última década ha atraído la atención de la industria por sus estudios prometedores a escala de laboratorio y la incertidumbre de saber ciertamente bajo que mecanismo opera esta misma , a pesar de las investigaciones en Low Salinity Water o Aguas de baja salinidad no se ha establecido un mecanismo dominante, tan sólo se ha llegado a hablar de los efectos principales pero en definitiva el panorama para la industria sigue siendo desconcertante, por esto también le llaman una técnica inmadura de EOR . La recuperación de petróleo no se vió afectada en su mayoría cuando la concentración de NaCl estaba en el rango de 1 a 15% según los experimentos, sin embargo se observó que cuando la concentración de NaCl estaba entre 0 y 1% se incrementó, otro aspecto importante a resaltar es que cuando hay presencia de arcillas

hidratable una inyección de agua dulce puede producir más aceite que la salmuera combinado con las caídas de presión un tanto altas por medio de los núcleos. La hinchazón de la arcilla y el taponamiento de los espacios porosos disponibles en la roca para el petróleo y el agua fueron los responsables del incremento de la recuperación de petróleo, el incremento en la recuperación de petróleo se atribuyó a la hinchazón de la arcilla y al taponamiento de los espacios porosos disponibles para el petróleo y el agua. Sin embargo, este trabajo no llamó la atención de la industria petrolera en ese momento.

Existen determinados factores que afectan la inyección de agua de baja salinidad y que pueden aumentar la recuperación de petróleo en condiciones específicas, esto se pudo establecer mayormente por el trabajo de Tang y Morrow(1999):

**2.2.2.1 Superficie mineral.** La inyección de agua de baja salinidad sólo tiene buenos resultados en los núcleos que contienen minerales de arcilla los cuales poseen una estructura cristalina, con una lámina de sílice tetraédrica y capas octaédricas de aluminio. Los minerales de esta misma son materiales de intercambio catiónico debido a los desequilibrios de carga estructural, la capacidad de una arcilla para atraer y retener cationes de una solución se mide como la capacidad de intercambio catiónico (CEC), a su vez como la cantidad máxima de cationes que puede intercambiar a un pH determinado que casi siempre es 7.

**2.2.2.2 Salmuera.** Se ha percibido que a bajas salinidades se observan mejores resultados en la recuperación de aceite, entre otros resultados también se percibió que las altas concentraciones de cationes divalentes entorpecen el proceso de recuperación.

**2.2.2.3 Temperatura.** Es un factor determinante a la hora de llevar a cabo el proceso de inyección de agua de baja salinidad, porque a altas temperaturas el proceso no favorece la recuperación y a bajas temperaturas presenta resultados óptimos, cabe resaltar que a altas temperaturas se puede obtener mejores resultados en recuperación secundaria con inyección de agua de alta salinidad.

**2.2.2.4 Mecanismo de recuperación.** Asociando los trabajos realizados en laboratorio estos son algunos mecanismos de recuperación de baja salinidad propuestos y cómo estos mismos contribuyen a la recuperación del petróleo:

- Inundación física de agua que contribuye al barrido microscópico y a darle soporte a la presión.
- Migración de finos que contribuye a la movilización del petróleo en sólidos y también a un mejor barrido microscópico.
- Aumento del PH que contribuye en la reducción de la tensión interfacial y la emulsificación.
- El intercambio de iones multicomponente y la expansión de doble capa que contribuye en la alteración de la mojabilidad.
- La ósmosis que ayuda a la relocalización del petróleo.

De los resultados obtenidos en ciertos trabajos indican un camino óptimo para su aplicación; pues el objetivo principal que es la reducción de la salinidad en general fue logrado, entre otras cosas esto se dió debido a que la concentración de cationes divalentes en el agua inyectada mejora grandemente la recuperación de petróleo. Yang et al. (2016) investigaron la alteración de la mojabilidad y cómo esta varía de acuerdo a la concentración de cationes divalentes. En su estudio, se realizaron experimentos sobre la imbibición espontánea, la potencial zeta ( $\zeta$ ) y la

sorción/desorción estática del ácido benzoico (BA) sobre arenisca Berea triturada. Los resultados de esto proporcionan una visión más actualizada de los mecanismos de la inyección de agua de baja salinidad.

Los resultados de imbibición espontánea mostraron que la mojabilidad inicial del sistema central estaba controlada por la concentración inicial de  $\text{Ca}^{2+}$  en lugar de  $\text{Na}^{+}$  en la salmuera. La concentración de  $\text{NaCl}$  en el agua inicial tuvo un efecto mínimo sobre la mojabilidad inicial. Además, los autores encontraron que la reducción de la salinidad de la salmuera de absorción influyó en la recuperación de aceite de los núcleos envejecidos en la salmuera de  $\text{CaCl}_2$ , mientras que por el contrario no se logró una mejora significativa en la recuperación de aceite mediante la inyección de agua de baja salinidad para los núcleos envejecidos en la salmuera de  $\text{NaCl}$ .

Yang et al. (2016) también ratificaron por medio de los procedimientos realizados que la disminución de la concentración de  $\text{CaCl}_2$  o de la salmuera de  $\text{NaCl}$  puede hacer que las interfaces aceite/salmuera y salmuera/roca estén menos cargadas positivamente o incluso más cargadas negativamente sobre la base de las mediciones de potencial de  $\zeta$ . Todo esto se debe únicamente por las fuerzas electrostáticas repulsivas entre las interfaces aceite/salmuera y salmuera/roca. Conforme a su estudio sugieren que los grupos aniónicos de ácido orgánico del petróleo crudo, como el carboxilato, se adsorben a las superficies minerales cargadas negativamente principalmente a través de puentes de calcio y que la reducción de la salinidad puede aumentar las fuerzas de repulsión electrostática entre las superficies minerales y grupos carboxilatos. Al final se logra tener como resultado que los puentes de calcio se rompen, así se altera la mojabilidad y por ende se mejora la recuperación.

### ***2.2.3 Rangos de aplicabilidad***

Para algunos autores como Tang y Morrow (1999), los rangos de aplicación se deben manejar desde las 1000 ppm hasta las 5000 ppm, con la finalidad de inyectar aguas con bajas salinidades, debido a esto desde 1999 se viene implementando esta postulación en campo, determinando que, con dichos rangos de salinidad, se puede obtener un equilibrio entre el crudo, la salmuera y la roca, incrementando de esta manera la producción de crudo.

## **2.3 Antecedentes**

La terminología referente a los sistemas de agua inteligente y el nombre que la misma recibe, se le atribuye en parte a Hideyuki Tadokomo; el agua inteligente mejorada es la unión de múltiples compuestos químicos, adicionados especialmente para cumplir con determinadas funciones, como la de monitorear o remediar algún problema, en el ámbito petrolero el agua inteligente no es más que la disminución de la salinidad respecto al agua de formación, con la finalidad de aumentar el recobro en los procesos de producción del crudo (Alvarado y Maraqui, 2010).

Para Hasan (2019) el concepto de agua inteligente mejorada proviene de la alteración iónica, ya que se puede aumentar o disminuir la cantidad de iones presentes en la solución, por ende, se generan cambios en la salinidad de la solución, dichos cambios para el autor de la investigación no se tienen en cuenta, por otra parte, para Sadeed (2018) el cambio iónico puede generar cambios en la mojabilidad, un claro ejemplo es la disminución en la salinidad del agua de mar, con la finalidad de transformarla y convertirla en agua inteligente mejorada, determinando que el agua de baja salinidad presenta mejor recuperación de crudo en areniscas.

Bernard (1967) mediante experimentos de campo, registro como las inundaciones de agua dulce o bajas en salinidad comparadas con salmueras, lograban aumentar la producción de crudo, debido a que los núcleos presentaban sensibilidades altas al cambio de la salinidad, además de las alteraciones que sufrieron los pozos como la disminución de la permeabilidad y de la presión, aclarando que, si el agua con baja salinidad no llega a disminuir la presión, el pozo no podrá producir crudo adicional.

Los estudios y la aplicación de agua con baja salinidad en los procesos de recobro han aumentado significativamente en la última década, tanto así que las pruebas de laboratorio y las múltiples investigaciones demuestran día tras día a nivel mundial, que la aplicación en campo puede llegar a ser un éxito rotundo para areniscas y carbonatos, puesto que el aumento en la producción de crudo puede llegar o superar el 30% en la recuperación secundaria dependiendo claramente las condiciones y características propias del pozo o las muestras de crudo (Sandoval, 2014).

En la investigación de Shehata y Nasr (2015) implementaron, agua de formación, agua de mar, agua de mar diluida al 20%, 0,5% en peso de NaCl, 0,5% en peso de CaCl<sub>2</sub> y 0,5% en peso de MgCl<sub>2</sub>, para un total de seis soluciones, las cuales se inyectaron en núcleos con areniscas, determinado que la solución de baja salinidad de 5000 ppm de NaCl, permitió aumentar el recobro de petróleo original en sitio, de 60,91% para la recuperación secundaria y de 7,6% en la recuperación terciaria, en la investigación la densidad del crudo fue de 0,743 g/cm<sup>3</sup> y la viscosidad de 3,5 cP.

En el campo clástico más grande del mundo (Burgan, Kuwait), se realizaron pruebas con agua de baja salinidad en dos pozos diferentes, llegando a recuperar después de la inundación convencional, hasta el 23,7% del petróleo restante, además de no encontrar daños en los pozos por

reducir la salinidad normalmente utilizada de 140000 ppm a 5000 ppm en areniscas con poca arcilla, determinando que la reducción en la salinidad es un proceso viable para la recuperación de petróleo (Abdulla *et al.*, 2013).

Según Fani (2018) la salinidad alta presente en el agua (agua de mar) se debe disminuir, alterando la concentración y la fuerza iónica, generando como resultado agua con baja salinidad (agua inteligente mejorada), la cual genera un aumento en la recuperación final de crudo, de hasta el 14,82% en comparación con el agua de alta salinidad.

Para Al-Saedi y Flori (2019) dentro de su investigación al comparar el  $Mg^{2+}$  y el  $Ca^{2+}$ , encontraron que, al ser adicionados al agua de formación, se conformaba un agua de baja salinidad y posteriormente al inyectarse en arenisca, se mejoraban los recobros si se trabaja por aparte cada compuesto ( $Mg^{2+}$  y  $Ca^{2+}$ ), se utilizaron salmueras de 96100 ppm y 4000 ppm, para recobros secundarios y terciarios respectivamente, llegando a producir hasta un 60.5% entre los dos recobros, si se mezclaban los compuestos en los dos recobros la producción disminuía en el porcentaje de producción, además se ratifica que si las concentraciones de  $Mg^{2+}$  y  $Ca^{2+}$  son altas los resultados de recobro podrían llegar inclusive a 0%, por ende se postula que el balance en la adición de los compuestos es de suma importancia.

Se realizó una investigación en la cual se inyectaba agua inteligente mejorada en un depósito de areniscas ubicado en suelos marítimos, para comparar la eficiencia que tenía esta inyección con la que se realizaba normalmente (agua de mar); el efecto en la recuperación, por parte del agua inteligente mejorada para la recuperación secundaria y terciaria, fue de un aumento del 33,5% y 11,8% respectivamente, en comparación con la inyección normal (agua de mar), toda la investigación se realizó con núcleos y fluidos de yacimiento en laboratorios para prevenir pérdidas en campo a gran escala (Aghaeifar *et al.*, 2018).

A nivel mundial se ha determinado que hasta el 65% del crudo se queda en el yacimiento, después de la inyección de agua con alta salinidad, puesto que el agua de mar tiene 36500 ppm de sólidos disueltos totales en promedio y el agua de la formación más de 200000 ppm anual; por ende, al disminuir los sólidos disueltos totales del agua con alta salinidad a menos de 8,000 ppm (agua inteligente mejorada), se genera un aumento en la producción de crudo del 5% y a medida que se disminuyen los sólidos disueltos totales se puede aumentar la producción hasta más del 38% en concentraciones de 1500 ppm de sólidos disueltos totales (Hassenkam, 2012).

Según Piñerez *et al.*, (2016) la recuperación final de crudo, se puede dar en igual porcentaje final sin importar la concentración de NaCl, puesto que aguas inteligentes mejoradas con NaCl de 25000 ppm y de 1000 ppm, se logró recuperar la misma cantidad de crudo, aclarando que este resultado se presentó en la investigación con el NaCl, con la finalidad de disminuir los costos por parte de la cantidad de insumos que realizan el proceso de mejorar el agua de formación y convertirla en agua inteligente mejorada.

La presente investigación tuvo en cuenta todas las citas de los autores mencionados anteriormente en el ítem de antecedentes, por medio de las conclusiones y los resultados determinados anteriormente por dichos autores, cabe resaltar que todo esto se tomó como base o línea de partida en la presente investigación.

## **2.4 Marco Conceptual**

*Agua Connata:* Se denomina agua connata o agua fósil, aquella que, durante su proceso de formación y entrapamiento, fue depositada o situada en los poros de la roca sedimentaria, es decir que esta agua viene adherida a la creación y depositación de la roca desde sus inicios. La

gran mayoría de las veces, esta agua es salada y es más densa que el agua de mar, si se hace la comparación. Su química es muy variante y es atribuida generalmente de la mineralogía asociada a la roca, la profundidad de asentamiento y propiedades físicas del yacimiento.

*Agua de formación:* El agua de formación tiende a generar confusión en muchos casos, al compararse con la connata ya que ambas se encuentran en la formación, pero la gran diferencia es que la connata es propia de la formación y viene consigo desde sus orígenes, mientras que la de formación se encuentra allí inmersa, pero no necesariamente es concurrente con la formación de la roca y pudo haber migrado allí o haberse filtrado a lo largo de la historia. Esta agua muchas veces es denominada agua intersticial y su composición química y salinidad varía dependiendo de la mineralogía y la composición de la roca al igual que en la connata.

*Agua inteligente mejorada:* Agua modificada químicamente (salmuera) con la finalidad de alterar la mojabilidad del yacimiento para mejorar la recuperación del crudo.

*Crudo:* Se refiere al petróleo en su forma natural no refinado, tal como sale de la tierra. Este petróleo crudo es una mezcla de gran variedad de aceites minerales, llamados "hidrocarburos", pues sus moléculas están formadas por hidrógeno y carbono, excepto cuando hay contaminación de azufre y otras impurezas indeseables.

*Daño Biológico:* Algunos pozos, particularmente en pozos inyectoros de agua, son susceptibles a daños causados por bacterias en la vecindad del pozo. Las bacterias inyectadas dentro de la formación, particularmente bacterias anaeróbicas, pueden crecer rápidamente, taponando el medio poroso con las bacterias propiamente o con precipitados que resultan de actividades biológicas de estos organismos.

*Daño Mecánico:* En la vecindad del pozo puede ocurrir daño por trituración (crushing) o compactación de la roca. Pulverización y compactación de la roca cercana a los perforados es una inevitable consecuencia del cañoneo, conllevando a una región de daño alrededor del perforado.

*Daño por Fluidos:* Las emulsiones, la permeabilidad relativa y los cambios en la mojabilidad, son la unión de dos elementos, con la finalidad de conformar otra. El daño a la formación puede ser causado por cambios en los propios fluidos que causan cambios en la permeabilidad de la roca. El daño causado por fluidos es debido tanto a un cambio en la viscosidad aparente en la fase petróleo o un cambio en la permeabilidad relativa. Estos tipos de daño pueden ser considerados como temporales, porque los fluidos son móviles y teóricamente pueden ser removidos de la vecindad del pozo. Sin embargo, muchas veces resulta difícil lograr esta remoción.

*Fuerzas capilares:* Se producen como consecuencia de la interacción de varios factores tales como: la mojabilidad, la tensión interfacial y superficial en un sistema roca-fluido, la geometría de la garganta de poro. Se asemejan al motor que permite el flujo de fluidos en el medio poroso. De acuerdo al sistema que se esté tratando pueden actuar a favor o en contra de la producción de petróleo, es decir, si se encuentran en un sistema naturalmente fracturado favorece notablemente la producción, pero si al contrario se está inyectando agua en un sistema no fracturado puede que esto conlleve al entrapamiento del aceite y posteriormente una alta saturación residual de aceite.

*Fuerzas gravitacionales:* Son aquellas fuerzas que se oponen al movimiento del fluido conforme al peso que este desplaza, causan la estratificación de estos mismos en diferentes capas. Al existir una gran diferencia de densidad entre el aceite y el agua estas fuerzas se convierten en un aspecto de tener cuidado, no obstante, es beneficioso en la reducción de tensión interfacial cuando hay bajo contenido de aceite y de agua.

*Fuerzas viscosas:* Son aquellas que representan la medida de la resistencia del flujo del fluido en un medio poroso en este caso, la cual se puede cuantificar con la caída de presión que se origina a causa del flujo.

*Imbibición y drenaje:* Se define como drenaje al procedimiento en el que la fase no mojante penetra e invade el medio poroso y desplaza el fluido mojante, mientras que imbibición se define como la absorción de la fase mojante en el medio poroso es decir el proceso opuesto al drenaje. En el caso ideal, la fase no mojante representa al aceite y la mojante al agua.

*Inyección:* La noción de inyección, que deriva del latín *iniectio*, tiene varios usos. La primera acepción mencionada por la Real Academia Española (RAE) en su diccionario alude al acto y el resultado de inyectar: introducir un líquido o un gas en algo, aportar un estímulo o un recurso.

*Inyección de agua de baja salinidad:* Se conoce la inyección de agua como la técnica más económica y sencilla de recobro, aplicada en la gran mayoría de los yacimientos convencionales. Se ha observado que la inyección de agua de baja salinidad puede incrementar el factor de recobro comparado con la inyección de agua tradicional y que su valor agregado se relaciona directamente con factores como reducción de la tensión interfacial, eficiencia de barrido microscópico y cambio en la mojabilidad.

*Mecanismos de Migración de Finos:* Los finos responsables de taponamiento pueden venir de diversas fuentes, tales como el lodo de perforación, o pueden originarse propiamente del mismo medio poroso. Los finos en el medio poroso pueden ser movilizados por un cambio en la composición química del agua o simplemente mecanismos de arrastre debido a los esfuerzos de cizallamiento aplicados por el movimiento de los fluidos. El daño a la formación es frecuentemente causado por dispersión de las partículas de arcilla cuando la salinidad del agua intersticial es reducida o un cambio en su composición iónica.

*Medio poroso:* Roca o suelo con poros interconectados que permiten el flujo de fluidos a través del medio

*Mojabilidad:* Es la propiedad petrofísica que determina la interacción roca-fluido en el yacimiento de hidrocarburos. La importancia de esta propiedad es tanta, que esta influye en la presión capilar de la roca, las permeabilidades relativas y también la distribución de los fluidos presentes en el yacimiento. Esta interacción entre la roca y el fluido presente se lleva a cabo en presencia de más de un fluido inmiscible en una superficie sólida y delimita la tendencia o preferencia que tiene esta superficie sólida por uno de estos dos fluidos.

*Permeabilidad:* Característica de la roca almacenadora que permite el movimiento de fluidos a través de poros interconectados.

*pH:* Indica la alcalinidad o acidez, es un indicador muy importante a la hora de testear aguas de formación.

*Porosidad:* El porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos. La porosidad puede ser un relictos de la depositación (porosidad primaria, tal como el espacio existente entre los granos que no fueron completamente compactados) o puede desarrollarse a través de la alteración de las rocas (porosidad secundaria, tal como sucede cuando los granos de feldespato o los fósiles se disuelven preferentemente a partir de las areniscas).

*Pozo de inyección:* Un pozo en el que los fluidos se inyectan en vez de producirse, siendo el objetivo principal mantener la presión de yacimiento. Existen dos tipos principales de inyección: Gas y agua. El gas separado proveniente de los pozos de producción o posiblemente el gas importado puede ser reinyectado en la sección superior de gas del yacimiento. Los pozos de inyección de agua son comunes en las áreas marinas, donde el agua de mar filtrada y tratada es inyectada en una sección acuífera inferior del yacimiento.

*Pozo productor:* Son aquellos que permiten extraer los fluidos de las formaciones productoras, mientras los no Productores (Secos), una vez terminados no producen ni petróleo ni gas en cantidades suficientes como para ser económicamente rentable.

*Precipitación Química:* Precipitación de sólidos provenientes del agua o crudo de formación (escamas) pueden causar severos daños a la formación, cuando estos sólidos taponan el medio poroso. Los precipitados formados pueden ser tanto de compuestos inorgánicos provenientes del agua de formación o especies orgánicas precipitadas provenientes del petróleo; en ambos casos, la precipitación puede ser debido a los cambios de temperatura o presión en la vecindad del pozo o desde alteraciones en la composición de fases por los fluidos de inyección.

*Presión capilar:* Es definida como la diferencia de presión entre dos fluidos inmiscibles, específicamente entre la presión de la fase no mojante y la presión de la fase mojante.

*Salmuera:* La salmuera es una porción de agua con una cantidad de sal disuelta en su composición.

*Saturación:* La relación o cantidad relativa de agua, petróleo y gas, presentes en el espacio poroso de una roca determinan en qué porcentajes o qué distribución tiene cada uno de estos a lo largo de yacimiento. Gracias a la heterogeneidad de los yacimientos, la saturación de cada uno de los fluidos es distinta en varios puntos de este, a lo largo de los distintos espesores ubicados a distintas profundidades.

*Saturación de aceite residual:* El término residual hace referencia a la cantidad de aceite que se encuentra disponible en el espacio poroso después de haber sido desplazado en su totalidad con agua, quedando sólo pequeñas fracciones o cantidades adheridas a los poros de la roca.

*Saturación de agua irreducible:* El término irreducible hace referencia al agua en los poros de la roca que no ha podido ser desplazada por los hidrocarburos en un proceso de desplazamiento ya

sea espontáneo o forzado. Esta agua se deposita de manera más específica en los espacios más pequeños de los poros, llamados intersticios y en la superficie de la roca debido a la adherencia de sus propiedades petrofísicas.

*Solución Acuosa:* Preparación líquida que contiene una o más sustancias químicas solubles disueltas en agua. Para que sea una solución, la separación entre las sustancias debe ser atómica, molecular o iónica.

*Taponamiento del medio poroso:* El taponamiento de los poros por partículas sólidas es el más agresivo de estos mecanismos y puede venir de varias fuentes, incluyendo la inyección de sólidos dentro de la formación, dispersión de arcillas dentro de la matriz de la roca, precipitación, y desarrollo bacterial.

*Tensión interfacial:* Es el resultado de efectos moleculares por los cuales se forma una interface o superficie que separa estos fluidos.

*Tensión superficial:* Fuerza de atracción en dirección opuesta al exterior ejercida sobre las moléculas de la superficie de un líquido

*Yacimiento:* Sitio donde se halla naturalmente una roca, un mineral o un fósil.

### **3 Capítulo 3. Metodología para el uso aguas inteligentes mejoradas con Calcio y Magnesio**

#### **3.1 Preparación del agua inteligente mejorada**

La formulación química del agua inteligente mejorada utiliza fue proporcionada por el director de la presente investigación, ya que la formulación y su respectiva preparación hacen parte de un proyecto con derechos de autor y en proceso de patente.

#### **3.2 Restauración de la muestra de berea**

La muestra de berea fue proporcionada por el director del proyecto de grado, quien la adquirió de los proveedores de insumos del laboratorio, dichos proveedores la suministraron de tal manera que era innecesaria su restauración, puesto que no solo era una muestra nueva si no que adicionalmente venia limpia.

#### **3.3 Caracterización de los fluidos**

La caracterización de los fluidos es de gran importancia en cualquier investigación, pero como la presente investigación está sujeta a información confidencial, solo se pudieron proporcionar algunos datos de los fluidos, los cuales se muestran en los resultados obtenidos por medio del laboratorio (Parque Tecnológico de Guatiguará perteneciente a la Universidad Industrial de Santander).

### 3.4 Protocolo experimental

El presente protocolo se estableció para realizar la evaluación con el objetivo de analizar la viabilidad de la aplicación de agua inteligente mejorada mediante pruebas de laboratorio realizadas en el Parque Tecnológico de Guatiguará perteneciente a la Universidad Industrial de Santander (coreflooding). Para visualizar el comportamiento de las corrientes de flujo en el tomógrafo, se saturó la muestra con salmuera sintética de yoduro de potasio de 40000 ppm, filtrada previamente por una membrana de 0,45 micras y posteriormente desaireada; luego se pesó el plug para calcular la saturación de la muestra y se montó en el coreholder, estableciendo las condiciones de trabajo establecidas dentro de la metodología dejándolo en expansión térmica por 12 horas.

Posteriormente se inyectó la salmuera (yoduro de potasio de 40000 ppm) a tasas de inyección de 1 y 2 ml/min, para evitar la migración de finos; el desplazamiento de aceite mineral fue filtrado a 0,45 micras, como bache separador a tasa de 0,1 ml/min, con la finalidad de evitar posibles emulsiones, además de llevar la muestra a saturaciones de agua irreducibles; se procedió a desplazar el crudo muerto de Chichimene-A con contenido de agua menor a 3,0% y filtrado a 3,0 micras, con una tasa de 0,1 ml/min estimando la permeabilidad efectiva del mismo (KOIL) y asegurando el desplazamiento de cinco volúmenes porosos estables de crudo.

Ya desplazado el crudo, se empezó a desplazar la salmuera del agua de formación del pozo (Chichimene-A) hasta llevar la muestra a saturación de aceite residual (Sor), midiéndole la permeabilidad efectiva; se desplazaron dos volúmenes porosos con la salmuera de agua inteligente mejorada para medir la permeabilidad efectiva de la misma.

### 3.5 Selección de muestra

Se optó por trabajar con una muestra de Berea, debido a que se minimizaban los factores que pudiesen determinar cómo fallida la investigación, dado que en fases investigativas iniciales se opta por trabajar con condiciones ideales, y una de ellas es llevar la formación hasta el límite de homogenización, para ello se cortó un plug, con una longitud de 15,1 cm (0,5 ft) con la finalidad de medir las propiedades petrofísicas, además de realizar una limpieza para retirar la mayor cantidad de finos posibles, evitando alteraciones en la forma de la muestra; seguidamente se marcaron los plugs con tinta china.

### 3.6 Secado de muestra

La muestra se sometió al proceso de secado en el horno de humedad controlada (Figura. 3), la cual se pesó constantemente, además de procesarla en el desecador; posteriormente se determinó la porosidad y la permeabilidad.



*Figura 3.* Horno de humedad controlada.

### 3.7 Medición del plug

Luego de pasar por el proceso 3.3 (Secado de muestra), se calcularon las variables de longitud (calibrador digital), diámetro (calibrador digital) y peso (balanza analítica), dicho cálculo se obtuvo al medir cada variable cuatro veces y promediar las mismas, con la finalidad de obtener mayor precisión en los resultados.

### 3.8 Permeabilidad absoluta al gas

La permeabilidad absoluta al gas, se determinó con la ayuda de un permeámetro de estado estable (CorePet) (Figura 4), midiéndola en unidades de mili Darcy (mD), cabe resaltar que el proceso es acreditado por el Organismo Nacional de Acreditación (ONAC) y fue desarrollado teniendo en cuenta los lineamientos de la norma API-RP 40:1998, Numeral 6.3.1.1.



*Figura 4.* Permeámetro gas de estado estable.

### 3.9 Porosidad Efectiva

La porosidad efectiva, se determinó con la ayuda de un porosímetro de helio (CorePet), aplicando el método de Boyle (Figura 5), cabe resaltar que el proceso es acreditado por el Organismo Nacional de Acreditación (ONAC) y fue desarrollado teniendo en cuenta los lineamientos de la norma API RP 40:1990, Numeral 5.3.2.1.1.



Figura 5. Porosímetro "CorePet".

### 3.10 Caracterización petrofísica

La muestra seleccionada fue entregada y caracterizada por el fabricante de la misma, el cual las provee al laboratorio de la Universidad Industrial de Santander (UIS), puesto que se trabajó con un plug de berea, presentaron las propiedades petrofísicas descritas en la tabla 1.

Tabla 1.  
*Caracterización petrofísica básica.*

Pozo	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Presión de confinamiento (Psi)	Volumen poroso (mL)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
Berea A42	15,1	3,827	500	35,06	23,4	2200

### 3.11 Salmueras de inyección

Las salmueras sintéticas que se implementaron, fueron filtradas con la ayuda de una membrana de 0,45 micras, con la finalidad de controlar el material sólido suspendido, para evitar cualquier posible taponamiento. Para garantizar un flujo monofásico se desgasificaron las muestras, puesto que se aplicó el modelo matemático la ley de Darcy para flujo lineal de fluidos incompresibles; los análisis fisicoquímicos respecto a la caracterización de las salmueras inyectadas se describen en la tabla 2 y la composición de las salmueras inyectadas se visualizan en la tabla 3.

Tabla 2.  
*Caracterización fisicoquímica de las salmueras de inyección.*

N°	MUESTRA	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	pH	T	Conductividad	Cl <sup>-</sup>	Resistividad	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>	Sr <sup>++</sup>	Ba <sup>++</sup>	Fe <sup>++</sup>	SiO <sub>2</sub>	STD (calculada)
		mg/l	mg/l		(°C)	mS/cm	mg/l	Ωm	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
1	Productor Chichimene-A	ND	< 10	7,56	25,9	19,9	7312	0,5	610	0	142	4373	276	136	501	11	2	ND	50,2	13053
2	Agua inteligente mejorada Chichimene-A	NR	NR	7	25,9	0,37	12	27,03	99	0	10	31	6	2	15	0	0	0	73,68	113

Tabla 3.  
*Composición de la salmuera y del agua inteligente mejorada.*

N°	MUESTRA	NaCl	KCl	MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O	CaCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O
		g/l			
1	Productor Chichimene-A	10,405	0,526	1,138	1,838
2	Agua inteligente mejorada Chichimene-A	0,018	0,011	0,017	0,055

### **3.12 Fluido base hidrocarburo**

Para obtener una buena representatividad de la evaluación se utilizó aceite mineral y crudo proveniente del campo Chichimene, la muestra de crudo se tomó en cabeza de pozo sin estar contaminada con ningún tipo de aditivo químico, se le midió el BS&W (Basic Sediment & Water) previamente al proceso de ensayo de inyección en el laboratorio (desplazamiento de fluidos), con la finalidad de verificar la cantidad de agua presente, con un valor mínimo de 3,0% de BS&W, además se deshidrató el crudo por calentamiento, método óptimo para evitar la alteración con productos químicos sobre las condiciones de mojabilidad preferencial de la muestra.

### **3.13 Condiciones de trabajo**

Las condiciones operacionales para simular el comportamiento en fondo del hidrocarburo confinado, teniendo en cuenta valores referentes a los gradientes de presión y temperatura originales de la formación; fueron de ochenta grados centígrados (80 °C ó 176°F), con las presiones de 500 psi y 0 psi para Overburden y BackPressure respectivamente, además de caudales de 0,1 ml/min y 0,15 ml/min.

### **3.14 Ensayo de inyección de fluidos**

Para realizar el estudio sobre el incremento de la eficiencia del desplazamiento, se tuvo en cuenta las condiciones previamente mencionadas en el protocolo experimental y en la selección de la muestra; a causa de la inyección de agua inteligente mejorada en el medio poroso, fue necesario realizar una serie de determinaciones y cálculos (gráficas de permeabilidad y diferencial de presión vs. Volumen poroso inyectado); adicionalmente se realizó un ensayo (interacción roca-fluido) con

la ayuda del equipo de desplazamiento CoreFlooding, el cual permitió simular las condiciones del yacimiento y representar la inyección de agua en el medio poroso, por consiguiente se implementaron las fórmulas citadas a continuación.

#### **3.14.1 Saturación de agua irreducible:**

$$S_{wirr} = \left( \frac{V_p - V_{agua recuperada}}{V_p} \right) * 100\%$$

$S_{wirr}$  = Saturación de agua irreducible.

$V_p$  = Volumen poroso.

$V_{agua recuperada}$  = Volumen de agua recuperada después de la inyección.

#### **3.14.2 Saturación de aceite:**

$$S_o = \left( \frac{V_{agua recuperada}}{V_p} \right) * 100\%$$

$S_o$  = Saturación de aceite.

$V_p$  = Volumen poroso.

$V_{agua recuperada}$  = Volumen de agua recuperada después de la inyección.

#### **3.14.3 Permeabilidades absolutas y efectivas:**

Los valores de permeabilidad para los fluidos presentes en el núcleo fueron obtenidos directamente del permeámetro CorePet, para el cual se tomó un valor directo para cada una de las mediciones. Con valores de caudal de inyección o desplazamiento, dimensiones del plug y diferencial de presión a lo largo del plug se puede obtener un cálculo teórico mediante la ley de Darcy.

#### **3.14.4 Eficiencia de desplazamiento:**

$$FR(\%) = \left( \frac{N_p}{N} \right) * 100\%$$

$FR$  = Eficiencia de desplazamiento.

$N_p$  = Volumen de aceite producido.

$N$  = Volumen de aceite original en sitio.

El área evaluada está ubicada en la zona de los llanos orientales, la formulación es agua inteligente mejorada y un producto reductor de la tensión interfacial, adicionalmente no se hicieron más pruebas debido a la situación que se presentó por el Covid-19, cabe resaltar que el laboratorio es certificado y por lo tanto se tiene la confianza en los resultados.

### **3.15 Alcance metodológico para la presente investigación**

Debido a los análisis realizados, los resultados se cuantificaron por medio de una eficiencia de desplazamiento, ya que a nivel de laboratorio se realizaron pruebas experimentales, logrando evaluar la eficiencia a nivel macroscópico, puesto que la presente investigación tuvo su desarrollo a nivel de laboratorios no se pudo obtener un factor de recobro.

## 4 Resultados

### 4.1 Caracterización de los fluidos de trabajo

La caracterización que se realizó a cada uno de los fluidos, consistió en la medición de las propiedades que ayudaron a corroborar la correcta preparación de las salmueras y utilizar dichos valores para determinar la viscosidad y el API durante el experimento, descritas en la Tabla 4.

Tabla 4.

*Propiedades de los fluidos.*

<b>Fluido</b>	<b>Viscosidad @ 80°C / 176°F (cP)</b>	<b>°API</b>
<b>Salmuera Chichimene-A</b>	0,362	NA
<b>Agua Inteligente Mejorada Chichimene-A</b>	0,351	NA
<b>Crudo Chichimene</b>	447	11

### 4.2 Resultados coreflooding

El desplazamiento inició con la determinación de la permeabilidad absoluta a temperatura ambiente; de acuerdo con los caudales registrados en el protocolo, se dejó estabilizar 5 volúmenes porosos en cada una de las dos tasas utilizadas (1 y 2 ml/min), posterior a la determinación de la permeabilidad absoluta (Kabs) a temperatura ambiente, se dieron las condiciones de temperatura al equipo (80 °C ó 176°F); la primera etapa permitió establecer que el valor promedio de la permeabilidad absoluta fue de 1265,8 mD con una reducción del 42,47% con respecto a la permeabilidad al aire.

Luego, se inyectó aceite mineral como bache espaciador para prevenir la formación de emulsiones y acondicionar el medio poroso; para inyectar el crudo Chichimene se determinó la permeabilidad de referencia al crudo, con la finalidad de tener un punto de comparación con las permeabilidades efectivas al momento de la inyección para las dos salmueras a evaluar, la permeabilidad efectiva al aceite fue de 886 mD con una reducción del 30% respecto a la permeabilidad absoluta y una saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ) de 32,04%. En la figura 6, se observan las curvas de estabilización del DP y de la permeabilidad absoluta.

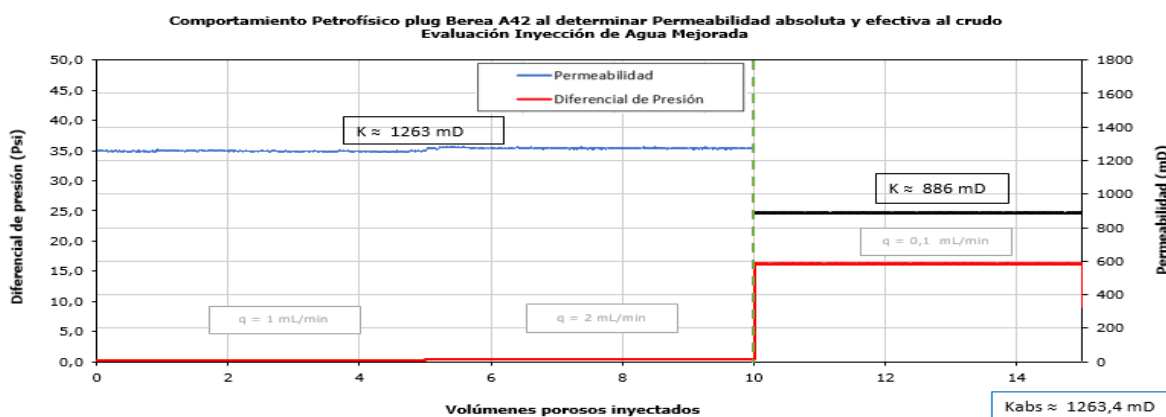


Figura 6. Determinación de permeabilidad absoluta y efectiva al aceite.

Se procedió a evaluar la eficiencia de desplazamiento, siendo el cálculo más importante de la presente investigación, el cual se obtuvo al desplazar las salmueras Chichimene y agua mejorada; con una saturación de crudo en el núcleo de 67,96%, el protocolo específico fue bombear inicialmente agua de producción del pozo perteneciente al campo Chichimene, con la finalidad de evaluar el comportamiento de la inyectividad y la cantidad de crudo recuperado; desde que se inició dicho bombeo, se observó una rápida ruptura, ya que el agua tomó canales preferenciales en el núcleo, algo que se verificó por medio de la baja permeabilidad efectiva al agua de 1,87 mD, y obteniendo así una eficiencia de desplazamiento del 3,81%.

Por último, con la finalidad de saber si el agua inteligente mejorada es viable, se inyectaron dos volúmenes porosos. Según el comportamiento del diferencial de presión se obtiene nuevamente una rápida ruptura, cuando solo se han inyectado 0,2 volúmenes porosos, lo que reiteró la teoría de los canales preferenciales de flujo, además se bombeó la misma tasa de inyección de la etapa anterior para comparar el resultado y evitar el arrastre, debido al aumento en la velocidad de flujo obteniéndose como resultado un incremento del aceite recuperado (12,71%), el cual se verificó cuando el aumento en la permeabilidad efectiva al crudo. Destacando que el cambio de 1,87 mD a 9,78 mD fue producto de una canalización.

Para hacer el análisis comparativo de resultados, se agruparon las curvas por etapas, antes y después de la inyección de agua inteligente mejorada, los resultados se pueden observar en la figura 7 y tabla 5, las cuales presentan en resumen las permeabilidades obtenidas durante el desarrollo del coreflooding.

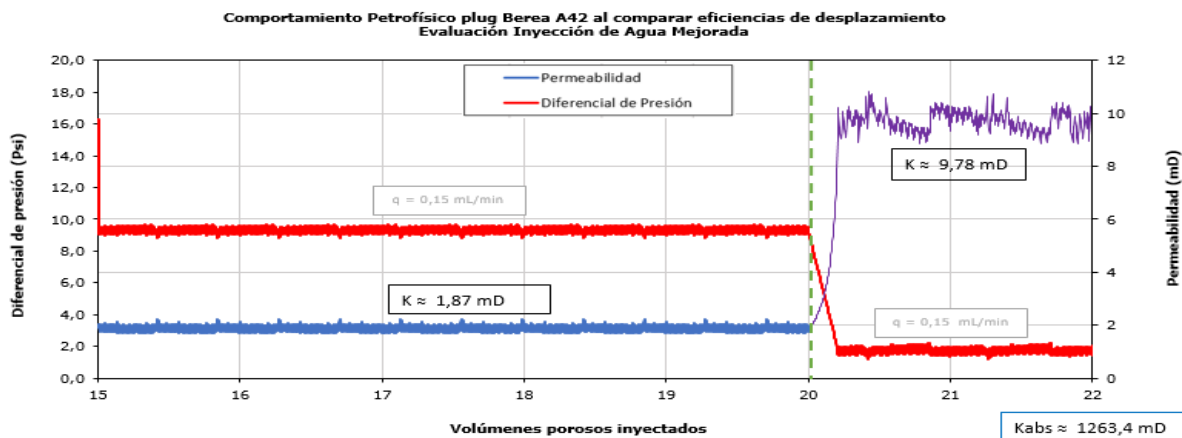


Figura 7. Comparación de permeabilidades efectivas de las aguas de inyección.

Tabla 5.

Resumen de permeabilidades obtenidas.

ETAPA	K (mD)	Eficiencia de desplazamiento (%)
Kabs salmuera	1263	-
Kefo referencia crudo Chichimene	886	-
Kefw referencia salmuera Chichimene-A	1,87	3,81
Kefw referencia agua inteligente mejorada	9,78	↑ 12,71

## 5 Conclusiones

Se determinó la viabilidad técnica del uso de agua inteligente mejorada a nivel de laboratorio para este experimento, en el proceso de desplazamiento del crudo remanente en el espacio poroso, con el uso de salmuera de 113 ppm iónicamente modificada tomando como base la reducción de los iones de Calcio y Magnesio generando una recuperación de crudo incremental del 12,71%.

Se identificó en este experimento una canalización como efecto adverso, el cual se neutralizó por la interacción del agua inteligente mejorada en el yacimiento, debido al cambio de mojabilidad pasando de mojada por crudo a mojada por agua. Los análisis en laboratorio se realizaron bajo condiciones controladas.

Los ensayos de desplazamiento realizados en laboratorio para este experimento, determinaron una alta permeabilidad efectiva al crudo, debido a la inyección del agua inteligente mejorada, en comparación con el agua de formación; por ende, se determinó que la inyección del agua inteligente mejorada, llegó a producir rupturas en el medio poroso, ya que se generaron desplazamientos por canalización de fluido, debido al requerimiento energético en el desplazamiento del crudo a través del mismo.

## 6 Recomendaciones

Se recomienda seguir el hilo de la investigación en el futuro, para determinar las implicaciones de la inyección de agua inteligente mejorada no solo en berea, sino también en areniscas.

Realizar simulaciones de la tendencia incrustante con las aguas a implementar, para evitar la formación de escamas inorgánicas, por efecto de las incompatibilidades que se puedan presentar al mezclar aguas de diferentes composiciones fisicoquímicas en el yacimiento.

Ampliar el estudio alterando otros componentes iónicos del agua, además de analizar y correlacionar otras variables como presión, temperatura y tipo de crudo.

Aplicar la metodología evaluada en la presente investigación con otros tipos de roca sedimentaria, para determinar el comportamiento en el medio porosos de las mismas, con la finalidad de evaluar la participación de los minerales (la sensibilidad) y la efectividad del desplazamiento.

Se le hace un llamado a la industria petrolera para realizar inversiones en las investigaciones de las múltiples universidades del país, como lo es la Universidad Industrial de Santander (UIS), con el propósito de mejorar sus procesos en campo, basados en experiencias investigativas con mayor soporte académico, además de verificar, reiterar y evaluar a nivel de Colombia las nuevas teorías y metodologías nacientes para la industria petrolera a nivel mundial.

### Referencias bibliográficas

- Abdulla, Farida *et al.* First EOR Trial Low Salinity Water Injection in the Greater Burgan Field, Kuwait. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, 10-13 marzo 2013. SPE 164341.
- Aghaeifar, Z., Strand, S., Puntervold, T., Austad, T., & Sajjad, F. M. (2018). Smart Water injection strategies for optimized EOR in a high temperature offshore oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 165, 743-751.
- Ahmed, T., 2000. Reservoir engineering handbook. Gulf Publ., Houston, Tex., xiv, 863 s. pp.
- Alroudhan, A. R., J. Vinogradov and M. D. Jackson (2015). Zeta potential in carbonates at reservoir conditions-application to IOR. Paper presented at the 18th European Symposium on Improved Oil Recovery, Dresden, Germany., 14-16 April. <http://dx.doi.org/10.3997/2214-4609.201412133>
- Al-Saedi, H. N., & Flori, R. E. (2019). Effect of divalent cations in low salinity water flooding in sandstone reservoirs. *Journal of Molecular Liquids*, 283, 417-426.
- Alvarado, V. and E. Manrique (2010). Enhanced oil recovery: an update review. *Energies* 3(9): 1529. <http://dx.doi.org/10.3390/en3091529>
- Anderson, W. G. (1986). Wettability literature survey- part 1: rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability. *Journal of Petroleum Technology* 38(10): 1125-1144. <http://dx.doi.org/10.2118/13932-pa>
- Austad, T., A. Rezaeidoust and T. Puntervold (2010). Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs. Paper SPE 129767 prepared for presentation at the 2010 SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 24-28 April. <http://dx.doi.org/10.2523/129767-ms>.
- Bavière, M., 1991. Basic concepts in enhanced oil recovery processes. Critical reports on applied chemistry. Published for the Society of Chemical Industry by Blackwell., Oxford, XIV, 412 s. pp.
- Bernard, G.G., 1967. Effect of Floodwater Salinity on Recovery Of Oil from Cores Containing Clays, SPE California Regional Meeting. 1967 Copyright 1967, Los Angeles, California.
- Buckley, J.S., Liu, Y. and Monsterleet, S., 1998. Mechanisms of wetting alteration by crude oils. *SPE Journal*, March: 54-61.
- Buckley, J. S., K. Takamura and N. R. Morrow (1989). Influence of electrical Surface charges on the wetting properties of crude oils. *SPE Reservoir Engineering* 4(3): 332-340. <http://dx.doi.org/10.2118/16964-pa>

- Derjaguin, B., & Landau, L. (1941). The theory of stability of highly charged lyophobic sols and coalescence of highly charged particles in electrolyte solutions. *Acta Physicochim. URSS*, 14(633-52), 58.
- Drummond, C. and J. Israelachvili (2002). Surface forces and wettability. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 33(1-3): 123-133. [http://dx.doi.org/10.1016/s0920-4105\(01\)00180-2](http://dx.doi.org/10.1016/s0920-4105(01)00180-2)
- Fani, M., Al-Hadrami, H., Pourafshary, P., Vakili-Nezhaad, G., & Mosavat, N. (2018, November). Optimization of smart water flooding in carbonate reservoir. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Fogden, A. and E. V. Lebedeva (2012). Changes in wettability state due to waterflooding. *Petrophysics* 53(6): 420-429. <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPWLA-2012-v53n6a4>
- Green, D. W. and G. P. Willhite (1998). Enhanced oil recovery. Richardson, Texas, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, ISBN 9781555630775. <https://books.google.no/books?id=0cUWAAAACAAJ>
- Hasan, N. S., Flori, R. E., & Mortadha, A. (2019). Investigation of Smart Water Flooding in Sandstone Reservoirs: Experimental and Simulation Study Part2.
- Hassenkam, T., Mitchell, A. C., Pedersen, C. S., Skovbjerg, L. L., Bovet, N., & Stipp, S. L. S. (2012). The low salinity effect observed on sandstone model surfaces. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 403, 79-86.
- Jaafar, M. Z., N. Mohd and M. F. Hamid (2014). Measurement of isoelectric point of sandstones and carbonate rock for monitoring water encroachment. *Journal of Applied Sciences*(14): 3349-3353. <http://dx.doi.org/10.3923/jas.2014.3349.3353>
- Kowalewski, E., T. Boassen and P. V. Hemmingsen (2006). Cryo ESEM studies of emulsions and fluid distribution at pore scale. Paper presented at the 2006 International Symposium of the Society of Core Analyst Trondheim, Norway, 12-16 September.
- Morrow, N. R. (1990). Wettability and its effect on oil recovery. *Journal of Petroleum Technology* 42(12): 1476-1484. <http://dx.doi.org/10.2118/21621-pa>
- Morrow, N. R., G.-q. Tang, M. Valat and X. Xie (1998). Prospects of improved oil Recovery related to wettability and brine composition. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 20(3-4): 267-276.
- Piñerez Torrijos, I.D., Puntervold, T., Strand, S. and Rezaeidoust, A., 2016. Optimizing the Low Salinity Water for EOR Effects in Sandstone Reservoirs - Composition vs Salinity.

- Prothero, D. R. (2004). *Sedimentary geology: an introduction to sedimentary rocks and stratigraphy*. ISBN 0-7167-3905-4.
- Sadeed, A., Tariq, Z., Janjua, A. N., Asad, A., & Hossain, M. E. (2018, August). Smart Water Flooding: An Economic Evaluation and Optimization. In SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Salathiel, R. A. (1973). Oil recovery by surface film drainage in mixed-wettability rocks. *Journal of Petroleum Technology* 25(10): 1216-1224. <http://dx.doi.org/10.2118/4104-Pa>
- Sandoval Morales, I. A., & Roa Romero, O. R. (2014). Analisis De Sensibilidad De Un Proceso De Inyeccion De Agua De Baja Salinidad (Lsw) Para Un Sector Del Campo Nutria (Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ing. De Petroleos).
- Sayyoub, M. H., A. M. Hemeida, M. S. Al-Blehed and S. M. Desouky (1991). Role of polar compounds in crude oils on rock wettability. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 6(3): 225-233. [http://dx.doi.org/10.1016/0920-4105\(91\)90015-f](http://dx.doi.org/10.1016/0920-4105(91)90015-f)
- Shariatpanahi, S. F., S. Strand, T. Austad and H. Aksulu (2012). Wettability restoration of limestone cores using core material from the aqueous zone. *Petroleum Science and Technology* 30(11): 1082-1090. <http://dx.doi.org/10.1080/10916466.2011.569829>
- 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 2015. SPE-173763-MS.
- Shiran, B. S. and A. Skauge (2013). Enhanced oil recovery (EOR) by combined low salinity water/polymer flooding. *Energy & Fuels* 27(3): 1223-1235.
- Stosur, G. J., J. R. Hite, N. F. Carnahan and K. Miller (2003). The alphabet soup of IOR EOR and AOR: Effective communication requires a definition of terms. Paper SPE 84908 presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia, 2003/1/1/.
- Strand, S., Puntervold, T. and Austad, T., 2008. Effect of temperature on enhanced oil recovery from mixed-wet chalk cores by spontaneous imbibition and forced displacement using seawater. *Energy & Fuels*, 22: 3222-3225.
- Tang, G.-Q., Morrow, N. R. 1999. Influence of brine composition and fine migration on crude/oil/rock interaction and oil recovery. *J. Pet. Sci. Eng.* 24, 99-111.
- Torske, L. and A. Skauge (1992). Core wettability measurement by dynamic adsorption. Paper SPE 24167 presented at the 8th Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, April 22-24. <http://dx.doi.org/10.2523/24167-ms>

- Torrijos, I. D. P. (2017). Enhanced oil recovery from Sandstones and Carbonates with “Smart Water”.
- Verwey, E. J. W., Overbeek, J. T. G., & Van Nes, K. (1948). Theory of the stability of lyophobic colloids: the interaction of sol particles having an electric double layer. Elsevier Publishing Company.
- Yuan, Y. and T. R. Lee (2013). Contact angle and wetting properties. Surface Science Techniques. G. Bracco and B. Holst. Berlin, Heidelberg, Springer Berlin Heidelberg:3-34. [http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-34243-1\\_1](http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-34243-1_1)
- Zolotuchin, A.B. and Ursin, J.-R., 2000. Introduction to petroleum Reservoir engineering. Høyskoleforl., Kristiansand, VIII, 407 s. pp.