

Impacto de la fuerza iónica del agua inteligente sobre la mojabilidad de las areniscas con el fin de aumentar el factor de recobro en yacimientos de crudo pesado

Cristian Ferney Aceros Florez

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de petróleos

Director

Ing. Julio Cesar Pérez Angulo

Especialista en Ingeniería del Gas

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Bucaramanga

2021

### **Dedicatoria**

El desarrollo de este trabajo lo dedico en primer lugar a Dios porque él me brindo dones y virtudes necesarias para estudiar y poner en servicio de la sociedad y del bien el aprendizaje adquirido, el amor de él hacia mí es infinito.

También lo dedico a mis padres Jairo Aceros y Myriam Florez que día a día han luchado por brindarme lo mejor, me han amado sin límites y me han enseñado a ser una buena persona con su ejemplo.

Dedico este proyecto a mi hermanita Tatiana que día a día me alegra la vida con su sonrisa y porque es la niña de mis ojos.

Por último, dedico este trabajo a mi novia Nidia por su apoyo incondicional y porque es el amor de mi vida.

### **Agradecimientos**

En primer lugar, a Dios por ser guía del camino de mi vida, por brindarme la fortaleza necesaria en los momentos de cansancio y serenidad en momentos de angustia. Sin él no hubiera sido posible este gran logro de mi vida.

En segundo lugar, a mis padres Jairo y Myrian y hermanita Tatiana por su apoyo en todo momento, por sus palabras de aliento y su afecto incondicional. Porque la felicidad para ellos es que yo cumpla todos mis sueños, me gane el cielo y pueda ser feliz.

En tercer lugar, a mi novia Nidia por su amor desinteresado hacia mí que me ha brindado desde el primer día que la conocí y por ayudarme a crecer como persona

En cuarto lugar, a la prestigiosa Universidad Industrial de Santander, en especial a la sede Málaga y la escuela Ingeniería de petróleos y toda su planta docente por contribuir en mi desarrollo académico, profesional y como persona.

Finalmente, al resto de mi familia, tíos, primos, mis abuelos que están en el cielo y a todas las personas que me han apoyado y brindado su cariño en algún momento, como amigos y compañeros de vida.

## Tabla de Contenido

Introducción .....	12
1. Objetivos .....	14
1.1 Objetivo General .....	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
2. Marco Referencial.....	15
2.1. Agua Inteligente.....	15
2.1.1. Agua inteligente En Areniscas.....	15
2.2. Areniscas.....	16
2.2.1. Tamaño de Grano.....	16
2.2.2. Selección de los Granos .....	17
2.2.3. Grado de Redondez de los Granos.....	18
2.2.4. Composición de las Areniscas .....	18
2.2.5. Clasificación de las Areniscas por Composición.....	18
2.2.6. Matriz de la Roca Detrítica.....	19
2.2.7. Tipos de areniscas .....	19
2.2.8. Cuarzoarenitas.....	20
2.2.9. Arcosas y Subarcosas.....	21
2.2.10. Litoarenitas y Sublitoarenitas. ....	23
2.2.11. Tipos de Arenisca Según el Porcentaje de Matriz .....	24
2.2.12 Familia de arenitas. ....	25

2.2.13 Familia de grauvacas.....	25
2.3. Propiedades Características de las Rocas .....	26
2.3.1. Porosidad.....	26
2.3.2. Porosidad efectiva.....	27
2.3.3. Porosidad absoluta .....	27
2.3.4. Saturación .....	27
2.3.5. Mojabilidad.....	28
2.4. Clasificación y Propiedades de los Crudos Pesados .....	29
2.4.1. ¿Qué es el Petróleo?.....	29
2.4.2. Crudos Naftenicos.....	29
2.4.3. Crudos parafínicos .....	30
2.4.4. Crudos asfaltenicos .....	30
2.4.5. Crudos aromáticos .....	30
2.4.6. Crudos de base mixta.....	31
2.4.7. Clasificación del Crudo según el factor KUOP .....	31
2.4.8. Según la gravedad API.....	31
2.4.9. Grado de madurez de la roca .....	33
2.4.10. La biodegradación de crudos .....	34
2.4.11. Contenido de Azufre.....	34
2.5. Caracterización del crudo pesado Blend Castilla de Ecopetrol .....	35
2.6. Inyección de Agua de Baja Salinidad en Areniscas.....	37
2.6.1. Estudios Previos.....	37
2.7. Mecanismo Propuestos en la Inyección de Agua Inteligente o Agua de Baja Salinidad .....	40

2.7.1 Migración De Finos .....	40
2.7.2. Incremento del PH .....	42
2.7.3. Mecanismo Químico Propuesto Por (T. Austad et al., 2008) .....	42
2.7.4. Intercambio De Iones Múltiple .....	45
2.7.5. Expansión De Doble Capa .....	48
2.8. Alteración de la Mojabilidad .....	50
2.9. Verificación química del uso de Agua inteligente en Areniscas como método EOR .....	54
2.10. Procedimiento de preparación y prueba de Núcleo realizada por (Alireza Rezaei Doust et al., 2011) .....	57
2.11. Investigaciones recientes sobre inyección de agua inteligente en areniscas.....	60
3. Conclusiones .....	63
4. Recomendaciones .....	65
Referencias Bibliográficas .....	66

**Lista de Tablas**

Tabla 1 Clasificación de las rocas detríticas según el tamaño de los granos .....	17
Tabla 2 Características principales de las cuarzoarenitas .....	21
Tabla 3 Características principales de las arcosas y subarcosas .....	22
Tabla 4 Litoarenitas y sublitoarenitas según el triángulo propuesto por (Dott, Jr., 1964).	23
Tabla 5 Clasificación del Crudo según la gravedad API y contenido de azufre.....	32
Tabla 6 Características y propiedades del crudo Blend Castilla.....	35
Tabla 7 Componentes del crudo Blend Castilla de Ecopetrol .....	36
Tabla 8 Análisis S.A.R.A de crudo Blend Castilla de Ecopetrol.....	36
Tabla 9 Mecanismo de adsorción entre grupos funcionales orgánicos y minerales .....	47
Tabla 10 Capacidad de intercambio catiónico de diferentes tipos de arcilla.....	56
Tabla 11 Propiedades y magnitudes que se pueden determinar de un núcleo .....	57

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1 Cuarzoarenita según el triángulo propuesto por (R. H. Dott, Jr., 1964).....	20
Figura 2 Roca Cuarzoarenita o arenita cuarzosa.....	20
Figura 3 Arcosa y Subarcosa según el triángulo propuesto por (R. H. Dott, Jr., 1964) ...	21
Figura 4 Roca Arcosa.....	22
Figura 5 Litoarenitas y sublitoarenitas propuesto por (R. H. Dott, Jr., 1964) .....	23
Figura 6 Clasificación de rocas areniscas según el porcentaje de matriz .....	24
Figura 7 Roca grauvaca .....	26
Figura 8 Medición ángulo de contacto de 3 fluidos diferentes .....	28
Figura 9 Grafico para determinar la gravedad API mediante la gravedad especifica .....	33
Figura 10 Desprendimiento de las partículas de arcilla de la roca al inyectarse agua.....	41
Figura 11 Intercambio catiónico entre los iones $Ca^{2+}$ y los iones $H^{+}$ .....	45
Figura 12 Expansion de la doble capa por contactar con agua de baja salinidad .....	49
Figura 13 Desorcion de los cationes divalentes $Ca^{2+}$ y $Mg^{2+}$ con el petróleo. ....	49
Figura 14 Alteración de la mojabilidad en el yacimiento .....	54

**Lista de Ecuaciones**

Ecuación 1 Cálculo de porosidad de una roca Arenisca.....	26
Ecuación 2 Cálculo Porosidad efectiva de una roca Arenisca.....	27
Ecuación 3 Cálculo de porosidad absoluta de una roca arenisca.....	27
Ecuación 4 Cálculo de Saturación de fluidos de una Roca Arenisca .....	27
Ecuación 5 Factor Kuop del Petróleo Crudo .....	31
Ecuación 6 Propuesta por la American Petroleum Institute para calcular la gravedad ....	32
Ecuación 7 Intercambio catiónico entre los iones $\text{Ca}^{2+}$ y iones $\text{H}^+$ .....	43
Ecuación 8 Reversibilidad del pH.....	44
Ecuación 9 Desorción del material básico adsorbido por las partículas de arcilla .....	44
Ecuación 10 Desorción del material ácido adsorbido por las partículas de arcilla.....	44

## Resumen

**Título:** Impacto de la fuerza iónica del agua inteligente sobre la mojabilidad de las areniscas con el fin de aumentar el factor de recobro en yacimientos de crudo pesado \*

**Autor:** Cristian Ferney Aceros Florez \*\*

**Palabras Clave:** Mojabilidad, agua inteligente, adsorción, intercambio catiónico, desorción, arcillas, crudos pesados, areniscas.

**Descripción:** La inyección de agua inteligente es un proceso EOR que puede ser utilizado en yacimientos de arenisca y crudos pesados para aumentar la recuperación de petróleo en una etapa terciaria, si se implementa en areniscas que posean minerales de arcilla y crudos pesados que contengan componentes polares como materiales básicos y ácidos esta técnica de EOR puede ser una solución técnica, económica y permitiría reducir el impacto ambiental con el fin de aumentar el factor de recobro en Colombia y en el mundo, porque no requiere sustancias químicas costosas que pueden ser tóxicas para los seres vivos y componentes del medio ambiente.

Con el desarrollo de este proyecto se pretende definir características físicas y propiedades de las areniscas y yacimientos de crudo pesado mediante revisión bibliográfica que permitan conocer su comportamiento, además se desea identificar y dar a conocer mediante investigaciones previas, la manera en la que influye la inyección de agua de baja salinidad conocida también como agua inteligente en la recuperación de petróleo, centrandolo el estudio principalmente en el impacto que tiene la fuerza iónica sobre la alteración de la mojabilidad en las areniscas. Además, se propone una metodología de laboratorio usada por (Doust et al., 2011) para implementarla en futuras investigaciones relacionadas con inyección de agua inteligente en yacimientos de areniscas y crudo pesado para mejorar el factor de recobro en los campos petroleros.

De esta investigación se concluye que la desorción de cationes y los iones básicos y ácidos influyen significativamente en la alteración de la mojabilidad de la roca para que sea mojada por agua, debido a la inyección de agua inteligente

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Julio Cesar Pérez Angulo. Especialista en Ingeniería del Gas.

en areniscas que produce un desequilibrio químico termodinámico entre la superficie de la arcilla y los cationes permitiendo aumentar la recuperación de petróleo.

### **Abstract**

**Title:** Impact of the ionic strength of smart water on the wettability of sandstones in order to increase the recovery factor in heavy oil reservoirs\*

**Author:** Cristian Ferney Aceros Florez\*\*

**Key Words:** Wettability, smart water, adsorption, cation exchange, desorption, clays, heavy oil, sandstones.

**Description:** Smart water injection is an EOR process that can be used in sandstone and heavy crude reservoirs to increase oil recovery in a tertiary stage, if implemented in sandstones that have clay minerals and heavy crudes that contain polar components as materials. basic and acids this EOR technique can be a technical and economical solution and it would allow to reduce the environmental impact in order to increase the recovery factor in Colombia and in the world, because it does not require expensive chemical substances that can be toxic to living beings. and components of the environment.

With the development of this project, it is intended to define physical characteristics and properties of the sandstones and heavy oil deposits through bibliographic review that allow understanding their behavior, in addition it is desired to identify and make known through previous investigations, the way in which the injection influences of low salinity water, also known as intelligent water in oil recovery, focusing the study mainly on the impact of ionic strength on the alteration of wettability in sandstones. In addition, a laboratory methodology used by (Doust et al., 2011) is proposed to implement it in future research related to smart water injection in sandstone and heavy oil reservoirs to improve the recovery factor in oil fields.

From this research it is concluded that the desorption of cations and basic and acid ions significantly influence the alteration of the wettability of the rock so that it is wetted by water, due to the intelligent water injection in sandstones that produces a thermodynamic chemical imbalance between the clay surface and cations allowing increased oil recovery.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Julio Cesar Pérez Angulo. Gas Engineering Specialist.

## Introducción

En Colombia se cuenta con un alto porcentaje de yacimientos de crudos pesado y una gran cantidad de depósitos de arenisca, sin embargo las reservas de petróleo en Colombia en este momento son de aproximadamente 6 años según la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) por lo que es necesario implementar métodos efectivos para aumentar la recuperación de petróleo para satisfacer la demanda energética, el aspecto ambiental también es un tema fundamental en los diferentes procesos de la industria con los hidrocarburos y por eso se deberían implementar soluciones técnicas, rentables y medioambientales.

El uso de Smart Water o agua inteligente en los procesos EOR es una técnica que satisface las características anteriormente mencionadas y es una solución ecológica que reduciría el impacto ambiental, al remplazar compuestos químicos tóxicos o negativos para el entorno en procesos de inyección de agua inteligente, también conocida como agua de baja salinidad .

Según la agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el año 2019 se contaba con 2.041 MBls de reservas probadas, teniendo en cuenta que la producción del mismo año fue de 323 (Mbls) se estimó tan solo 6,3 años de reservas probadas, además la ANH afirma que el 70% de reservas a nivel mundial son de crudos pesados y en Colombia se cuenta con un gran porcentaje de campos con este tipo de crudo y formaciones de areniscas. Según Ecopetrol El factor de recobro promedio de Colombia es aproximadamente de 19%, bajo a comparación del factor de recobro promedio mundial que es de 28-34%, además hay que tener en cuenta la alta demanda energética del país y la poca cantidad de campos descubiertos que tienen viabilidad técnica, económica y legislativa. Si no se aumenta el factor de recobro en Colombia mediante diferentes técnicas, las reservas probadas

de petróleo van a disminuir y habrá la necesidad de importar petróleo del exterior, lo que afectaría gravemente a la Economía Colombiana.

Con ayuda del agua inteligente y sus propiedades iónicas se puede alterar la mojabilidad de los crudos pesados en formaciones de arenisca y así aumentar el factor de recobro en Colombia. La finalidad de este proyecto de investigación es dar a conocer mediante consulta bibliográfica cual debería ser la composición química del agua inteligente que permita alterar la mojabilidad de las areniscas, además se busca resaltar los mecanismos y características más importantes que deben tener las areniscas y los crudos pesados para que sea viable usar la inyección de agua inteligente con el fin de alterar la mojabilidad de la roca mediante el intercambio catiónico que ocurre en el sistema agua-roca-petróleo.

La recopilación de información en este proyecto de grado se hace con el fin de que futuros investigadores puedan observar los estudios previos mencionados en esta tesis, con el fin de realizar trabajos experimentales con un crudo pesado colombiano y núcleos de arenisca de un determinado yacimiento de Colombia, para confirmar la viabilidad técnica y económica de un proceso de inyección de agua inteligente.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Determinar el impacto de la fuerza iónica del agua inteligente sobre la mojabilidad de las areniscas que permita aumentar el factor de recobro en yacimientos de crudo pesado.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Definir las características físicas de los depósitos de arenisca y los yacimientos de crudo pesado haciendo una revisión bibliográfica profunda que permita conocer el comportamiento de los mismos.

Identificar como el uso del Agua Inteligente como método EOR afecta la mojabilidad de los depósitos de arenisca y de qué manera este aspecto influye en la recuperación mejorada de crudos pesados.

Mostrar diferentes composiciones químicas de agua inteligente usadas por diferentes autores para aumentar el factor de recobro con el fin de reconocer cual es la más efectiva de acuerdo a los resultados obtenidos.

## 2. Marco Referencial

### 2.1. Smart Water

La recuperación mejorada de petróleo (EOR por sus siglas en inglés) por medio de la modificación de la composición iónica del agua de inyección, Smart Water EOR, es una técnica de bajo costo y que no afecta el medio ambiente porque no necesita compuestos químicos costosos. Por lo tanto, está técnica EOR de inyección de agua inteligente basada en la alteración de la mojabilidad ha recibido la atención y aceptación de varias compañías petroleras en todo el mundo. (Tor Austad et al., 2017).

La inyección de agua hoy en día es uno de los procesos más utilizados en la recuperación de petróleo porque permite mantener la presión del yacimiento por encima de la presión de burbuja y desplazar el petróleo con agua hacia los pozos productores mediante fuerzas viscosas. La inyección de agua se considera un proceso de recuperación secundaria ya que no se inyectan productos químicos. Sin embargo, la inyección de agua inteligente con el objetivo de cambiar la mojabilidad, puede considerarse como un proceso de recuperación terciaria (Austad et al., 2017).

#### 2.1.1. Agua Inteligente En Areniscas

El efecto EOR con Agua inteligente en areniscas se denomina frecuentemente efecto EOR de Baja Salinidad (LS). Algunos de los primeros trabajos fueron publicados en la década de los 90 y se relacionaron con el aumento de la recuperación mediante la inyección terciaria de agua de baja salinidad, después de inyectar inicialmente un agua de formación FW de alta salinidad (HS) a través de un núcleo (Austad et al., 2017). En la siguiente sección se definirá propiedades y características que tienen los depósitos de areniscas para entender su origen, composición y comportamiento.

## **2.2. Areniscas**

Es el nombre con el que se le denomina a las rocas en los que predominan los clastos de tamaño arena, “constituye aproximadamente un 20 % de las rocas sedimentarias totales existentes” (Tarbuck et al., 2005). Aproximadamente el 60% de todos los yacimientos de petróleo son areniscas; fuera de Oriente Medio, los reservorios de carbonato son menos comunes. (Bjørlykke, 2010).

Las propiedades más importantes de un yacimiento son la permeabilidad y la porosidad, sin embargo, la mojabilidad y la geometría de poro influyen en la producción y la recuperación de crudos en procesos de EOR (recobro mejorado). La geometría exterior y la distribución de los cuerpos de arena está determinada por el entorno depositacional y las propiedades del yacimiento. Sin embargo, las propiedades internas (porosidad, permeabilidad) son críticas para la recuperación del petróleo. (Bjørlykke, 2010).

Las propiedades de los yacimientos de arenisca están controladas por su composición primaria gobernada principalmente por los procesos diagenéticos cerca de la superficie y durante la sedimentación, la composición mineralógica y textural y el ambiente depositacional.

### **2.2.1. Tamaño de Grano**

Las areniscas son rocas que están compuestas principalmente por granos de tamaño arena, es decir partículas encontradas entre 1/16 y 2 mm de longitud en su diámetro, sin embargo, estas rocas también pueden contener tamaños de grano más grandes (guijarros) o más pequeños (limo y arcilla). Si estas rocas tienen un gran porcentaje de granos gruesos se clasificará como una arenisca conglomerática.

En la tabla 1 se observa la clasificación de las rocas detríticas según el tamaño de los granos.

**Tabla 1**

*Clasificación de las rocas detríticas según el tamaño de los granos.*

<b>Clasificación de las rocas detríticas según el tamaño de clasto</b>			
Intervalos de tamaño (mm)	Nombre del clasto	Nombre del sedimento	Roca detrítica
> 256	Bloque	Grava	Conglomerado o brecha
64 a 256			
4 a 64	Canto	Arena	Arenisca
2 a 4			
1/16 a 1/2	Grano	Limo	Limolita
1/256 a 1/16	Gránulo	Arcilla	Lutita
< 1/256	Partícula		

Nota: Clasificación de rocas detríticas por tamaño de clastos o granos según (Tarbuck et al., 2005)

### **2.2.2. Selección de los Granos**

Es el grado de semejanza que hay en el tamaño de los clastos en una roca sedimentaria, cuando los granos de una muestra son aproximadamente semejantes se considera una roca arenisca bien seleccionada, sin embargo, si contiene clastos de diferentes tamaños mezclados se considera una arenisca mal seleccionada.

Estudiar el grado de selección permite reconocer bastante información respecto a la corriente que deposita el sedimento, generalmente la arena transportada por corrientes hídricas o oleaje, suele ser menos seleccionada que la arena transportada por el oleaje antes de depositarse y los granos transportados por las olas generalmente tienen una mejor selección que los granos transportados por las corrientes hídricas antes de su depositación, las corrientes turbulentas suelen

depositar los granos de manera poco seleccionada a comparación de las corrientes tranquilas que alcanzan bajas velocidades.

### ***2.2.3. Grado de Redondez de los Granos***

La redondez de los granos también permite conocer más sobre su ambiente de transporte antes de su deposición, por ejemplo, cuando las corrientes de aire o agua mueven diferentes clastos sedimentarios estos suelen colisionar entre si y de esta manera los bordes de los diferentes granos se empiezan a desgastar permitiendo que los granos empiecen a redondearse a medida que se transportan, de esta manera es más probable que los granos muy bien redondeados se hayan producido por medio de una gran abrasión y un tiempo prolongado de transporte, mientras tanto los granos muy angulosos pueden ser un indicativo de que el transporte antes de su deposición fue muy corto y ocurrió muy poca abrasión de los clastos o porque fue sometido a trituración y molienda por parte del hielo.

### ***2.2.4. Composición de las Areniscas***

El cuarzo es un mineral más resistente que el feldespato y los granos angulosos ferromagnesianos, por esa razón una gran composición de cuarzo en los granos de las arenas es indicativo de una gran cantidad de transporte y alta meteorización, mientras que los granos de arena compuestos por una gran cantidad de feldespato y minerales ferromagnesianos es un indicativo de baja meteorización y poco transporte.

### ***2.2.5. Clasificación de las Areniscas por Composición***

Identificar el tipo de roca nos va a permitir conocer una gran cantidad de información sobre sus propiedades, ambiente de transporte antes de su deposición y el grado de meteorización que alcanzo. Es necesario subrayar que la composición química no solo depende del área de la fuente. Sustanciales modificaciones en la composición, con eliminación selectiva de determinados

componentes, pueden alcanzarse luego de un prolongado transporte. Estos cambios pueden deberse, por ejemplo, al efecto de determinados mecanismos de sedimentación y erosión.

### ***2.2.6. Matriz de la Roca Detrítica***

La matriz de una roca detrítica se refiere a todos los clastos que tienen un tamaño inferior al tamaño de su esqueleto, mientras que el cemento se refiere a los cristales precipitados que se formaron en los poros de las rocas después de la depositación de los granos del esqueleto y la matriz de la roca. Spencer (1963) sugiere 30 micrones como el mejor límite para separar dos poblaciones de tamaño fundamentalmente diferentes, arena y matriz (R. H. Dott, Jr., 1964).

El porcentaje de matriz ha sido considerado en varias clasificaciones como un indicador de fluidez de las corrientes que depositaron las areniscas. Así, las areniscas que muestran bajos porcentajes de matriz son interpretadas como formadas a partir de corrientes altamente fluidas, mientras que aquellas con porcentajes significativos de material intersticial, reflejarían la existencia de corrientes altamente viscosas. (Guerra, 2009).

### ***2.2.7. Tipos de areniscas***

Para determinar el tipo de arenisca (R. H. Dott, Jr., 1964) propuso un triángulo compuesto en cada extremo por un componente diferente, los cuales son el cuarzo, el feldespato y los fragmentos de roca, en base al porcentaje de estos minerales se puede identificar el tipo de arenisca que puede almacenar los crudos pesados, así como las características de las mismas.

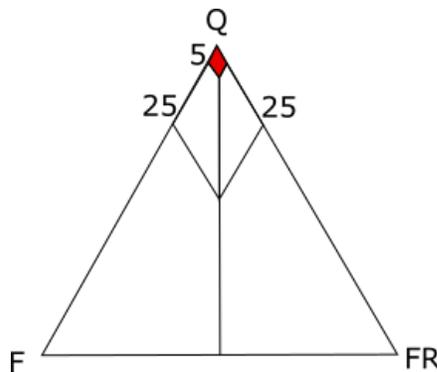
En la figura 1 se puede apreciar el triángulo propuesto por (R. H. Dott, Jr., 1964) y permite hacer una clasificación de las areniscas existentes, este método de clasificación se propone en el presente trabajo para que futuros investigadores puedan organizar el tipo de areniscas que existen en diferentes campos petroleros de Colombia y el mundo.

### 2.2.8. Cuarzoarenitas

En las siguientes figuras se puede apreciar la clasificación de una cuarzoarenita según la clasificación de (R. H. Dott, Jr., 1964), también se observa una roca cuarzoarenita y una tabla que describe las características de las cuarzoarenitas.

#### Figura 1

*Cuarzoarenita según el triángulo propuesto por (R. H. Dott, Jr., 1964) para clasificar las areniscas.*



Nota. El color rojo indica el espacio en el cual de acuerdo a la composición de cuarzo, feldespato y fragmentos de roca se puede clasificar una cuarzoarenita. Tomado de la página web de la Universidad Politécnica de Madrid.

#### Figura 2

*Roca Cuarzoarenita o arenita cuarzosa*



Nota. Generalmente más del 95% de su composición es cuarzo. Tomado de la página de la UPM.

**Tabla 2***Características principales de las cuarzoarenitas*

<b>Cuarzoarenitas</b>	
Esqueleto	> 95 % Cuarzo, generalmente monocristalino Accesorios: Feldespatos pótasico y plagiocasas
Textura	Cuarzos redondeados y muy seleccionados Alta porosidad y alta permeabilidad Alta madurez textural y mineralógica
Cemento	Sintaxial de Cuarzo Poiquilotópico de Calcita
Matriz	Puede estar ausente o ser muy escasa

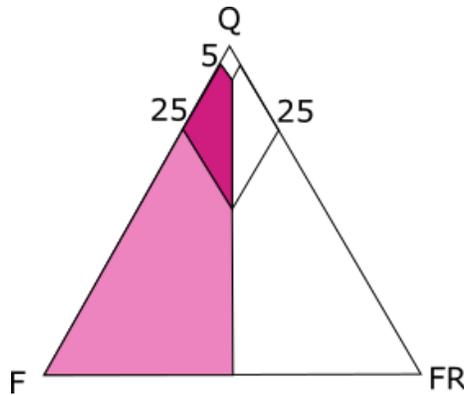
Nota. Tomado de <https://web.ua.es/es/e-pesueda/siliciclasticas/clasificacion-de-areniscas.html>

### 2.2.9. Arcosas y Subarcosas.

En las siguientes figuras se puede apreciar la clasificación de Arcosas y subarcosas según la clasificación de (R. H. Dott, Jr., 1964), también se observa una roca arcosa y una tabla que describe las características de las arcosas.

**Figura 3**

*Arcosa y Subarcosa según el triángulo propuesto por (R. H. Dott, Jr., 1964) para Areniscas*



Nota. El color rosado representa la arcosa y el morado la subarcosa. Tomado de la UPM.

**Figura 4***Roca Arcosa*

Nota. Esta roca se encuentra compuesta por un alto porcentaje de feldespatos.

**Tabla 3***Características principales de las arcosas y subarcosas*

ARCOSAS Y SUBARCOSAS	
Esqueleto	<p>&gt; 75 % Cuarzo, mono o policristalino            Los feldespatos son mayoritariamente potásicos (&gt;25%)            Los fragmentos de roca pueden aparecer, pero en porcentajes bajos y siempre inferiores al del feldespato.            Es frecuente la presencia de micas, fundamentalmente moscovita</p>
Textura	<p>Redondez baja            Selección baja media            Porosidad alta</p>
Cemento	<p>Carbonático y/o yesífero            Silíceo y Óxidos de hierro</p>
Matriz	<p>Es escasa, siempre inferior al 15 % siendo su naturaleza arcillosa, por lo general, producto de alteración de feldespatos.</p>

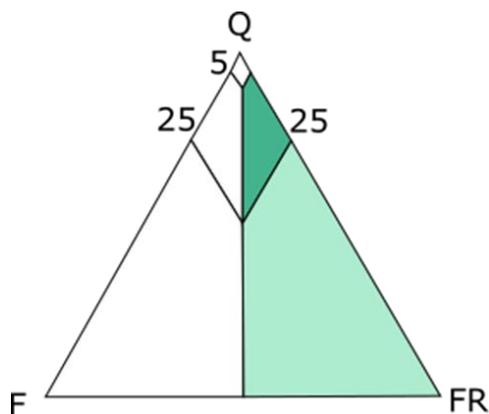
Nota. Tomado de la Universidad de Alicante

### 2.2.10. Litoarenitas y Sublitoarenitas.

En las figuras se puede apreciar la clasificación de Litoarenitas y Sublitoarenitas según la clasificación de (R. H. Dott, Jr., 1964) y en la tabla 4 sus características

#### Figura 5

*Litoarenitas y sublitoarenitas según el triángulo propuesto por (R. H. Dott, Jr., 1964)*



Nota. El color azul claro representa la arenisca litoarenita y el verde la sublitoarenita Tomado de la UPM.

#### Tabla 4

*Litoarenitas y sublitoarenitas según el triángulo propuesto por (R. H. Dott, Jr., 1964).*

<b>Litoarenitas Y Sublitoarenitas</b>	
Esqueleto	<p>&gt;75% Cuarzo, mono o policristalino</p> <p>Fragmentos de roca (&gt; 25%) En función de sus tipos:</p> <p>Filoarenitas: Predominio de FR metamórficos</p> <p>Calcilitas: Predominio de FR carbonáticos</p> <p>Arenitas volcánicas: Predominio de FR Volcanicos</p> <p>Los feldespatos en porcentajes bajos y siempre inferiores al de los fragmentos de roca.</p> <p>Puede haber presencia de micas.</p>
Textura	<p>Cuarzo subangular a redondeado</p> <p>Moderadamente seleccionado</p> <p>Porosidad alta</p>
Cemento	Síliceo y/o carbonático
Matriz	Es escasa, generalmente arcillosa.

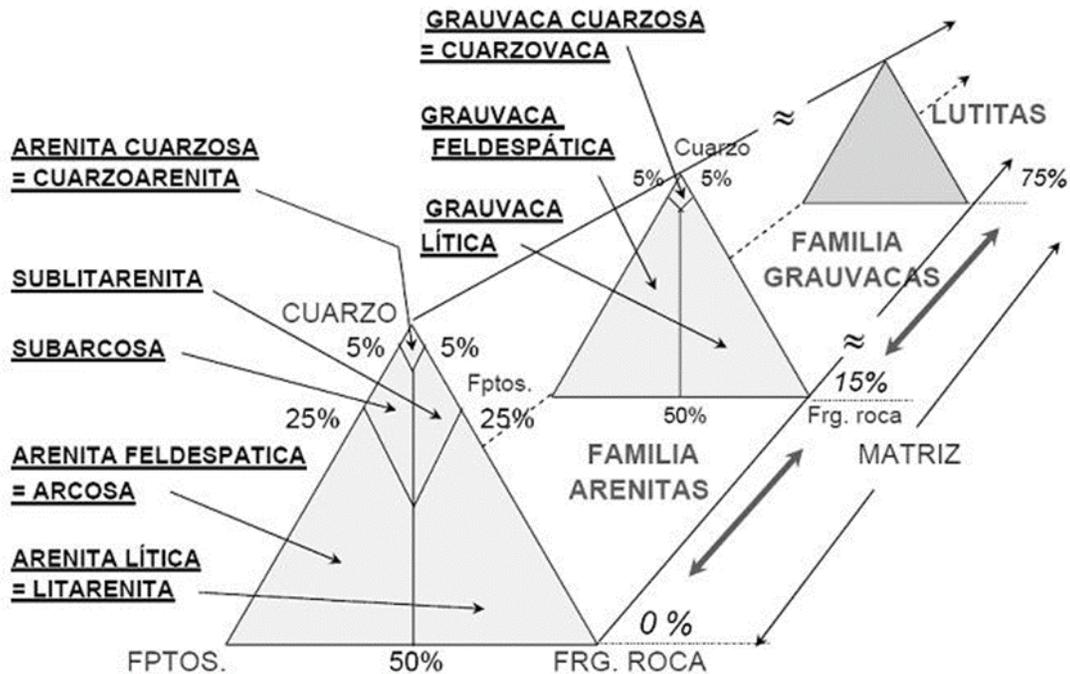
Nota. Tomado de la Universidad de Alicante

### 2.2.11. Tipos de Arenisca Según el Porcentaje de Matriz

En base al modelo del triángulo propuesto por (R. H. Dott, Jr., 1964) el siguiente autor (Pettijohn et al., 1974) creo un método para determinar el tipo de roca en base a 4 componentes, los cuales son el feldespato, el cuarzo, los fragmentos de roca y la matriz que tienen las rocas detríticas, de esta manera se permite no solo determinar el tipo de arenisca sino también poder hacer un estudio a la roca sedimentaria de un yacimiento y poder identificar si es una arenisca, una grauvaca o un limo. En la figura 6 se observa la clasificación de las rocas sedimentarias según el porcentaje de matriz o arcillas.

**Figura 6**

*Clasificación de rocas areniscas según el porcentaje de matriz*



Nota. El modelo fue propuesto por (Pettijohn et al., 1974) y representa la clasificación de las areniscas de acuerdo a la cantidad de matriz o arcillas que tiene una roca arenisca en su interior, las areniscas se dividen en familia de arenitas y grauvacas.

### **2.2.12 Familia de arenitas.**

Se encuentran en la clasificación de (Pettijohn et al., 1974) y se refiere a las areniscas que cuentan con un porcentaje de matriz menor al 15 % estas a la vez se subdividen en la arenita cuarzosa (cuarzoarenita), arenita feldespática (arcosa), subarcosa, arenita lítica (litarenita) y sublitarenita que se observaron anteriormente en el modelo del triángulo propuesto por (R. H. Dott, Jr., 1964).

### **2.2.13 Familia de grauvacas**

Son rocas con más del 15 % de matriz y menos del 75 % de matriz detrítica y en general con menos del 75 % de cuarzo. De acuerdo a la composición las grauvacas se dividen o se clasifican en grauvaca cuarzosa (cuarzovaca), grauvaca feldespática y grauvaca lítica (Guerra, 2009).

En las grauvacas son frecuentes los fragmentos de roca de distintos tipos. Los sedimentarios de grano fino, y metasedimentarios son los que dominan, también pueden ser muy frecuentes los fragmentos de rocas plutónicas, de calizas y volcánicas, dentro de los feldespatos son más frecuentes las plagioclasas. Son rocas oscuras y en ocasiones difíciles de reconocer (Alonso Zarza, 2010).

La elevada matriz que presentan hace que las grauvacas sean, por definición, rocas inmaduras, aunque en algunas el esqueleto puede estar formado por granos bien redondeados y seleccionados. Una gran parte de las grauvacas se han depositado por corrientes de turbidez en distintos tipos de cuencas generalmente alejadas de los márgenes continentales.

Las grauvacas fueron dominantes durante el Arcaico, pues las áreas emergidas eran esencialmente arcos volcánicos. Constituyen una parte importante de los cinturones de rocas

verdes. En general, una gran parte de las grauvacas se depositaron durante periodos de movimientos tectónicos importantes (Alonso Zarza, 2010).

### **Figura 7**

*Roca grauvaca*



Nota. Las rocas grauvacas se caracterizan por sus colores verdosos. Tomado de la Universidad de Alicante

## **2.3. Propiedades Características de las Rocas**

### **2.3.1. Porosidad**

La porosidad o volumen poroso en una roca se conoce como la capacidad de almacenamiento que puede contener fluidos, numéricamente la porosidad es la relación de volumen poroso existente en el volumen total de la roca.  $\Phi$  hace referencia a la porosidad

#### **Ecuación 1**

*Cálculo de porosidad de una roca Arenisca*

$$\Phi = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total}}$$

En el momento que se depositaron los sedimentos y se formaron las rocas algunos espacios vacíos quedaron interconectados y otros quedaron aislados debido a una cementación excesiva, esto permite obtener los siguientes distintos tipos de porosidad:

### 2.3.2. Porosidad efectiva

Se refiere al porcentaje de espacios porosos que se encuentran interconectados en relación al porcentaje total.

#### Ecuación 2

*Cálculo Porosidad efectiva de una roca Arenisca*

$$\Phi_e = \frac{\text{Volumen poroso interconectado}}{\text{Volumen total}}$$

### 2.3.3. Porosidad absoluta

Hace referencia a la relación del volumen poroso respecto al volumen total de la roca

#### Ecuación 3

*Cálculo de porosidad absoluta de una roca arenisca*

$$\Phi_a = \frac{\text{Volumen total} - \text{Volumen de los granos}}{\text{Volumen total}}$$

La porosidad efectiva es la que se usa en todos los yacimientos de petróleo gas y agua porque indica la cantidad de fluidos que puede ser recuperables siempre y cuando no exista fractura de la roca.

### 2.3.4. Saturación

Esta propiedad se define o conoce como la fracción del volumen ocupado por fluidos como el agua, el petróleo y el gas respecto al volumen poroso total de la roca.

#### Ecuación 4

*Cálculo de Saturación de fluidos de una Roca Arenisca*

$$S_f = \frac{\text{Volumen total de fluido}}{\text{Volumen poroso total}}$$

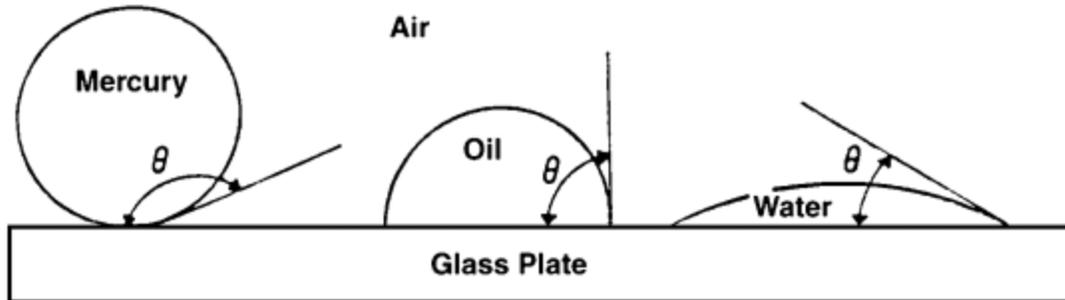
En la ecuación 4  $S_f$  hace refiere a la saturación del fluido (petróleo, agua, gas).

### 2.3.5. Mojabilidad

Se define como la tendencia que tiene un fluido de adherirse a una superficie solida cuando hay presencia de varios fluidos inmiscibles, en la figura 8 se observan 3 gotas colocadas sobre una lámina de vidrio, cada una constituida por un líquido distinto (mercurio, petróleo y agua), la gota de mercurio presenta una forma esférica, la gota de agua tiende a desarrollar una forma esférica y a extenderse sobre la lámina de vidrio, mientras tanto el agua tiene una tendencia mayor que los otros dos fluidos a extenderse sobre la lámina de vidrio y ya no conserva su forma esférica.

### Figura 8

*Medición ángulo de contacto de 3 fluidos diferentes*



Nota. Menor ángulo de contacto indica una mayor mojabilidad del fluido a la superficie solida mientras que un ángulo mayor indica una menor mojabilidad de la superficie solida.

La tendencia que tiene un líquido a extenderse sobre una superficie solida indica la preferencia de mojabilidad que tiene el líquido sobre aquella superficie, aquella preferencia se mide a través del Angulo de contacto  $\theta$  que se observa en la figura 8, según la teoría un ángulo de  $0^\circ$  indica una completa mojabilidad entre el fluido y la superficie de contacto, mientras que un ángulo de  $180^\circ$  indica una completa no mojabilidad, según (Abdallah et al., 2007) hay literatura

publicada en la que se afirma que en un ángulo de mojabilidad intermedia encontrado entre  $60^\circ$  a  $90^\circ$  tiende la superficie de contacto a repeler el líquido.

La mojabilidad de las rocas en el yacimiento es importante conocerla para determinar la distribución de los fluidos en la roca debido a las fuerzas de atracción, ya que la fase no mojable generalmente tiende a ocupar los poros más grandes o canales abiertos de la roca, mientras que la fase mojable tiene una tendencia a ocupar los poros más pequeños de la roca.

Según (Abdallah et al., 2007) la historia de saturación del material puede incidir en la mojabilidad de la superficie, de modo tal que las superficies de poros que habían sido contactadas previamente por petróleo pueden ser mojables por petróleo, pero las superficies nunca contactadas por petróleo pueden ser mojables por agua aunque habitualmente el cuarzo, carbonato y dolomía puede ser mojables por agua antes de la migración de petróleo.

## **2.4. Clasificación y Propiedades de los Crudos Pesados**

### ***2.4.1. ¿Qué es el Petróleo?***

El petróleo es un líquido viscoso que puede encontrarse en color negro, marrón, amarillo y verde, se encuentra constituido principalmente por hidrocarburos que son compuestos formados principalmente por átomos de hidrogeno y carbono en diferentes cantidades, no existen dos yacimientos petroleros que tengan la misma composición ya que además se pueden encontrar compuestos orgánicos como el nitrógeno, azufre, vanadio níquel, además de diferentes gases y componentes pesados.

### ***2.4.2. Crudos Naftenicos***

Estos crudos están compuestos principalmente por naftenos e hidrocarburos aromáticos, son viscosos y de coloración oscura, tienen una composición menor al 45 % en parafinas contienen un gran porcentaje de componentes volátiles, es decir que se evaporizan con facilidad, además en

algunos casos excepcionales estos componentes orgánicos pueden ser livianos casi como la nafta pura, los crudos nafténicos pueden ser usados como excelentes combustibles para motores de combustión interna.

#### ***2.4.3. Crudos parafínicos***

Es un tipo de petróleo fluido y de color claro que tiene un bajo peso específico de aproximadamente 0.85 gr/cc, se encuentra compuesto en su mayoría por parafinas, proporciona una gran cantidad de nafta respecto a otros tipos de petróleo al momento de la refinación, de este tipo de crudo se puede obtener solventes de pintura, lubricantes, gasolinas. En el proceso de destilación se produce una abundante cantidad de parafinas y poco asfalto.

#### ***2.4.4. Crudos asfaltenicos***

Son de color negro y de una alta densidad de 0.95 gr/cc aproximadamente, tiene alta viscosidad y generalmente contienen un alto porcentaje de contenido de metales y azufre, cuenta con una estructura compleja que no se conoce en su totalidad, de este tipo de petróleo se extrae poca cantidad de aceite combustible y gasolina, el residuo asfáltico es usado para construir carreteras.

#### ***2.4.5. Crudos aromáticos***

Son hidrocarburos cíclicos poliinsaturados que se encuentran presentes en gran proporción en los crudos de petróleo. La existencia en su fórmula de uno o más ciclos con tres dobles enlaces conjugados les concede unas importantes propiedades. Así, los primeros compuestos (tolueno, benceno y xileno) son materias primas importantes de la petroquímica permitiendo también aumentar el número de octano de las gasolinas.

#### **2.4.6. Crudos de base mixta**

Ningún crudo es totalmente parafínico, nafténico, aromático o asfálténico en su composición química, los crudos de base mixta están compuestos por 2 o más tipo de crudo.

#### **2.4.7. Clasificación del Crudo según el factor KUOP**

Este factor fue introducido por investigadores de Universal Oil Products Company (UOP) y por ello también es conocido como KUOP, se basa en la observación de que la relación hidrogeno – carbono (H / C) está relacionada con los puntos de ebullición de las mezclas, al igual que con los componentes individuales (Miguel, 2005).

El factor Kuop permite distinguir el tipo de crudo en base a su composición química (base naftenica, parafinica, aromática o mixta) y se calcula en base a la ecuación 5.

#### **Ecuación 5**

*Factor Kuop del Petróleo Crudo*

$$K_{UOP} = \frac{(1.8T)^{1/3}}{d}$$

Nota.  $T$  es el punto de ebullición en Kelvin y  $d$  es la gravedad específica a 15.6 C (60 F). K = 13: Hace referencia a Hidrocarburos parafínicos K = 12: hidrocarburos mixtos K = 11: Hidrocarburos nafténicos K = 10: Hidrocarburos aromáticos puros.

#### **2.4.8. Según la gravedad API**

El tipo de petróleo también se clasifica por la gravedad API (American Petroleum Institute). A menor gravedad API, más pesado son los crudos y más alta es su gravedad específica mientras que mayor gravedad API los crudos son más ligeros o livianos y su gravedad específica es más baja, en la siguiente tabla se pueden apreciar la clasificación de los crudos según la gravedad API.

**Tabla 5***Clasificación del Crudo según la gravedad API y contenido de azufre*

<b>Rango de las propiedades</b>		
Tipo de crudo	Gravedad API	Azufre %
Liviano dulce	35 a 60	0 a 0.5
Liviano agrio	35 a 60	> 0.5
Mediano dulce	26 a 35p	0 a 1.1
Mediano agrio	26 a 35	> 1.1
Pesado Dulce	10 a 26	0 a 1.1
Pesado Agrio	10 a 26	> 1.1

Nota. Tomado de (Cortés Llerena, 2017)

La gravedad API (ASTM D287) de una materia prima se calcula directamente a partir de la gravedad específica. La gravedad API del petróleo suele oscilar entre aproximadamente 45,3 API para el petróleo crudo más ligero y entre 10 y 20 ° API para el crudo pesado como indica la tabla 5, además también varía con la temperatura (Speight, 2017). La gravedad API del crudo se calcula mediante la ecuación 6.

**Ecuación 6**

*Propuesta por la American Petroleum Institute para calcular la gravedad API de un crudo a partir de su densidad*

$$API = \frac{141.5}{Ge} - 131.5$$

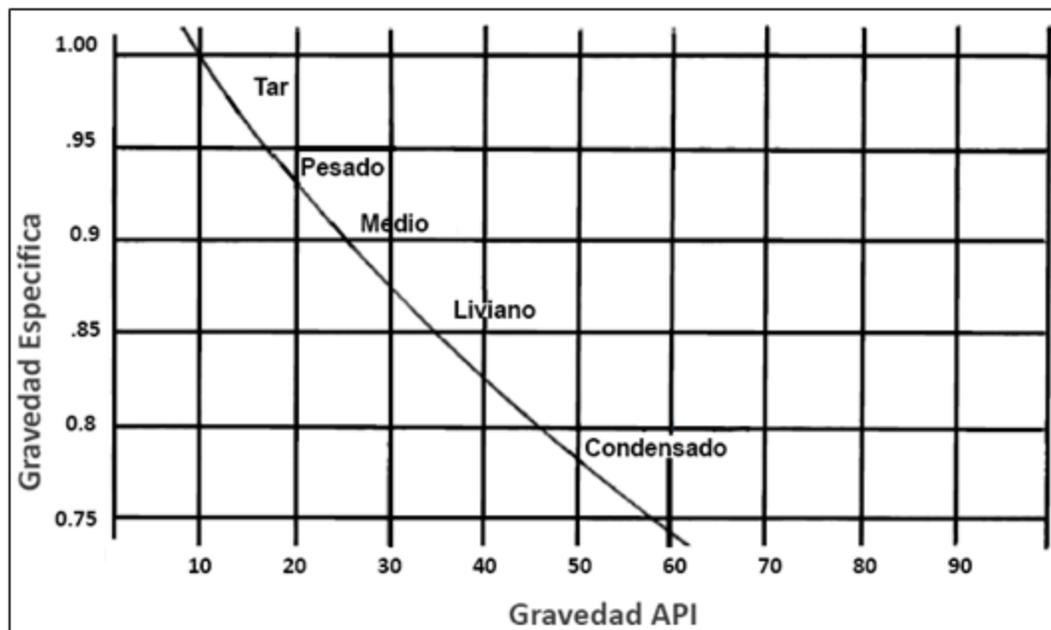
La gravedad API y el contenido de azufre del petróleo, los crudos pesados y las arenas bituminosas de alquitrán se determinan como parte de un Assay de la materia prima para ayudar al refinador a determinar los medios por los cuales la materia prima se puede refinar y la cantidad de hidrógeno necesaria para eliminar el azufre. De esta manera también se determina la cantidad

mínima de hidrógeno necesaria para convertir la materia prima en combustibles líquidos. (Speight, 2017)

La presente investigación estará centrada en los crudos pesados, los cuales se encuentran en un rango de gravedad que se encuentra entre 10-26 según (Cortés Llerena, 2017), sin embargo en Colombia la mayoría de crudos pesados tienen una gravedad API inferior a 20. La gravedad API de un crudo también se puede determinar mediante tablas y gráficas, en la figura 9 se observa de que manera a través de la gravedad específica de un crudo se puede determinar su gravedad API.

### Figura 9

*Grafico para determinar la gravedad API mediante la gravedad específica de un crudo.*



Nota. Tomado de (Dickers, 1985)

#### 2.4.9. Grado de madurez de la roca

El grado de madurez es sin duda, el factor que más influye en la gravedad API de los crudos. Con la madurez, los componentes pesados de los crudos, compuestos NSO y los

compuestos saturados y aromáticos se craquean, disminuyendo el peso específico del aceite e incrementando su gravedad API. (Orejuela Parra, 2010)

#### ***2.4.10. La biodegradación de crudos***

Es un proceso de degradación que se lleva a cabo por bacterias aeróbicas, permitiendo reducir la gravedad API como consecuencia de la remoción selectiva de compuestos aromáticos y saturados, incrementando la cantidad de asfáltenos y compuestos NSO (Resinas y Asfáltenos) que son componentes pesados.

En ambientes anóxicos carbonatados con una baja composición de arcilla, el azufre existente se une a la materia orgánica y forma componentes pesados de azufre, esto permite incrementar el peso específico del crudo y disminuir su gravedad API.

#### ***2.4.11. Contenido de Azufre***

Este es uno de los elementos en el petróleo crudo que más afecta el proceso de refinación, los niveles altos de azufre pueden provocar corrosión en el equipo de producción y refinería, también desactiva los catalizadores que permiten acelerar las reacciones químicas y además generar emisiones a la atmosfera de compuestos de azufre, que pueden ocasionar daños irreversibles en la atmosfera y la producción de lluvia acida, por lo que estos porcentajes pueden estar regulados por estrictos controles reglamentarios.

En un determinado tipo de crudo, la concentración de azufre tiende a incrementar en forma progresiva, con un aumento en la cantidad de carbono. Por lo tanto, las fracciones de crudo en el aceite combustible y el punto de ebullición del asfalto tienen mayor contenido de azufre en comparación con el que se registra en el punto de ebullición del combustible pesado y el diésel, que, a su vez, tienen más contenido de azufre que el que se registra en el punto de ebullición de la gasolina. (MathPro, 2011).

## 2.5. Caracterización del crudo pesado Blend Castilla de Ecopetrol

Con el fin de observar las características de un crudo pesado se presenta la tabla 6, 7 y 8

**Tabla 6**

*Características y propiedades del crudo Blend Castilla*

Análisis	Crudo
API 15,6 °C (60°F)	19,1
Densidad 15,6 °C (g/cc)	0,939
Azufre (%w)	1,811
Microcarbono residual (%w)	11,91
Número Ácido mg (KOH/g)	0,288
Presión de Vapor Reid RVP (psi)	3,32
Punto de Fluidez °C	-24
Constante de gravedad de Viscosidad	0,883
Heptano Insoluble (%w)	10,5
Factor Kuop	11,62
Temperatura 1°C	40
Viscosidad cinemática (Cts) a t1 °C	175,1
Temperatura 2°C	50
Viscosidad cinemática (Cts) a t2 °C	66,8
Punto de inflamación °C	-15

Nota. Crudo compuesto por crudo castilla (76% v) + crudo Vasconia pesado (12% v) + crudo Isla 6 (12% v). Tomado de: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/multisitios/comercial/es/portafolio/productos-y-servicios/crudos>

**Tabla 7***Componentes del crudo Blend Castilla de Ecopetrol*

<b>Análisis</b>	<b>Crudo</b>
Ceniza (%w)	0,06
BSW (%w)	0,1
Sal ( lb/1000 BLS)	1,23
Vanadio (ppm)	280,65
Níquel (ppm)	63,62
Sodio (ppm)	2,92
Hierro (ppm)	3,87
Cobre (ppm)	0,02
Aluminio (ppm)	1,24
Magnesio (ppm)	0,33
Calcio (ppm)	4,46
Contenido de parafina (ppm)	1,9

Nota. Tomado de: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/multisitios/comercial/es/portafolio/productos-y-servicios/crudos>

**Tabla 8***Análisis S.A.R.A de crudo Blend Castilla de Ecopetrol*

<b>Análisis S.A.R.A</b>	<b>Crudo</b>
Saturado (%w)	25,1
Aromáticos (%w)	33,9
Resinas (%w)	12,8
Asfáltenos (%w)	10,1

Nota. Tomado de: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/multisitios/comercial/es/portafolio/productos-y-servicios/crudos>

El crudo Blend Castilla es un crudo perteneciente a Ecopetrol y se encuentra compuesto por crudo castilla (76%v), crudo Vasconia pesado (12%v) y crudo Isla 6 (12%v). La gravedad API es de 19.1 y el % de Azufre es 1.81, lo que indica según la tabla 5 que es un crudo pesado agrio. El factor Kuop es de 11.62 lo cual permite afirmar según la ecuación 5 que es un crudo de base

nafténica. Según la tabla 7 se encuentra compuesto en su mayoría por metales de Vanadio y Níquel, cuenta con un corte de agua bajo de 0.1 y según el análisis S.A.R.A los componentes base principales son las saturados y aromáticos.

## **2.6. Inyección de Agua de Baja Salinidad en Areniscas**

### **2.6.1. Estudios Previos**

Bernard (1967) realizó la primera investigación experimental sobre el efecto de la salinidad de las inundaciones. En rocas areniscas se realizaron diversos estudios de laboratorio cuando se produjo un 15 % de petróleo adicional mediante unos núcleos del campo Kansas en los cuales se utilizó salmuera como fluido de inyección en vez de usar agua dulce (Smith, 1942) en aquel estudio, se afirma que la disminución de la recuperación de petróleo por inyección de agua dulce ocurrió principalmente por el hinchamiento de las arcillas.

Por esta razón (Hughes & Pfister, 1947) respaldan el concepto de que toda agua utilizada con fines de entrada en la recuperación secundaria de petróleo debe poseer características físicas y químicas tales que mantengan el contenido de arcilla de las arenas productoras en una condición de floculación permanente.

Estudios realizados años después por (Reiter, 1961) evaluaron y compararon el petróleo producido a partir de núcleos de arenisca de Nacatoch que se encontraban humedecidos por crudo, usando agua de alta salinidad (agua connata de Nacatoch) y agua de baja salinidad, que correspondía a un cuarto de salinidad del agua connata encontrada en Nacatoch. Los resultados de aquel estudio permitieron concluir que el agua de baja salinidad recuperó un 21,3 % más de petróleo final respecto al agua de alta salinidad como consecuencia del efecto de hidratación de arcilla.

La recuperación de petróleo incremental también estuvo relacionada con la presencia de arcilla en estudios realizados por (Bernard, 1967) al estudiar la efectividad de las aguas saladas y dulces en la recuperación de petróleo en núcleos naturales y sintéticos, ambos con un contenido de arcillas, aquellos resultados no mostraron algún efecto del agua salina encontrada entre el 15% y 1 % de concentración de NaCl en la recuperación del crudo, sin embargo al disminuir el porcentaje de concentración en un intervalo entre el 1% y 0.1 % ocurrió una caída de presión en los núcleos permitiendo aumentar la recuperación de petróleo en los mismos.

Bernard (1967) investigó la efectividad relativa de las aguas dulces y saladas en la recuperación de petróleo de núcleos tanto sintéticos como naturales, que contienen arcillas. Los resultados no mostraron ningún efecto del agua salina al 15% al 1% de NaCl sobre la recuperación de aceite; sin embargo, cuando la concentración de NaCl se redujo de 1 a 0,1%, aumentaron tanto la recuperación de petróleo como la caída de presión en los núcleos. Por lo tanto, la recuperación de petróleo incremental se relacionó con la presencia de arcilla.

Años más tarde, a principios de la década de 1990, Morrow y sus colaboradores examinaron ampliamente el efecto de la composición del agua de inyección (Jadhunandan, 1990; Jadhunandan y Morrow, 1995). Los resultados confirmaron que la recuperación de petróleo aumentó cuando disminuyó la salinidad de la salmuera de inyección.

Los estudios de laboratorio muestran que numerosas variables están involucradas en las interacciones de petróleo crudo / salmuera / roca, que determinan el comportamiento de la mojabilidad y recuperación de petróleo. Entre estos, se ha demostrado que la composición de la salmuera puede tener un gran efecto sobre la eficiencia de desplazamiento microscópico de la recuperación de hidrocarburos por inundación de agua e imbibición. (Tang & Morrow, 1999).

Núcleos de arenisca de Berea fueron investigados por (Zhang et al., 2007) tanto en recuperación secundaria y terciaria de petróleo con el efecto de baja salinidad, de aquel estudio se obtuvieron resultados importantes con un nivel de salinidad de 1500 ppm de NaCl sin embargo al usarse una concentración de 8000 ppm de NaCl no se obtuvo ningún efecto sobre la recuperación de petróleos ya que la reducción en el nivel de salinidad respecto a la encontrada en el yacimiento parecía ser insuficiente.

Las salmueras connatas y las invasoras según las investigaciones de (Tang, G.Q., Morrow, 1997) tienen un efecto considerable sobre la mojabilidad del yacimiento y la recuperación de petróleo al evaluarse a temperatura del yacimiento, una disminución en la salinidad del agua connata o agua invasora ocasiona un aumento en la humedad de las rocas areniscas y un aumento significativo en la recuperación de petróleo principalmente a altas temperaturas. Del estudio anteriormente mencionado se pueden hacer una afirmación importante, para mejorar la recuperación de petróleo tanto la salinidad de la salmuera como la temperatura juegan un papel fundamental. Según estudios de (Agbalaka et al., 2009) a través de inundación de núcleos de arenisca de Berea y arenisca de lutita, el uso de salinidades bajas menores al 2% en concentración de peso y temperaturas altas permitió aumentar la recuperación adicional de petróleo de modo secundario y terciario respecto a una alta salinidad en 4% de peso y bajas temperaturas.

Una extensa investigación realizada por diferentes autores en rocas areniscas concluye que la presencia de arcilla es la razón principal de la alteración de la humectabilidad (Al-Shalabi & Sepehrnoori, 2016) debido a su capacidad para atraer iones de  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$  y estabilizar la solución, al alterarse el equilibrio existente la mojabilidad de la arenisca cambia.

## **2.7. Mecanismo Propuestos en la Inyección de Agua inteligente Agua de Baja Salinidad**

### **2.7.1 Migración De Finos**

El investigador (Smith, K.W., 1942) realizo pruebas de laboratorio en las que utilizo agua dulce y una solución de cloruro de calcio. Se obtuvo una recuperación de petróleo mayor cuando se utilizó la solución de salmuera en lugar del agua dulce y esto se debió principalmente al hinchamiento de las arcillas al momento de usar agua dulce. Años después (Martin, 1959) utilizo inundación de agua de baja salinidad en núcleos de arenisca aumentando la recuperación de petróleo, proponiendo el hinchamiento de las arcillas y la emulsificación como razones importantes para incrementar la recuperación de petróleo mediante la inyección de agua de baja salinidad. Sin embargo el investigador (Bernard, 1967) documento una mayor recuperación de petróleo usando agua dulce respecto al uso de salmuera de NaCl y aquella comparación se acompañó de una gran caída de presión , por lo que según (Alotaibi, M.B., and Nasr-El-Din, 2009) sugiere 2 escenarios posibles:

- Hinchamiento de arcilla que brinda menos espacio al petróleo y el agua y permite aumentar la recuperación de petróleo.
- Dispersión de arcilla en partículas finas lo que permite bloquear canales interconectados de flujo anteriormente establecidos y se crean nuevos canales interconectados en la roca y de esta manera se incrementa la recuperación de petróleo.

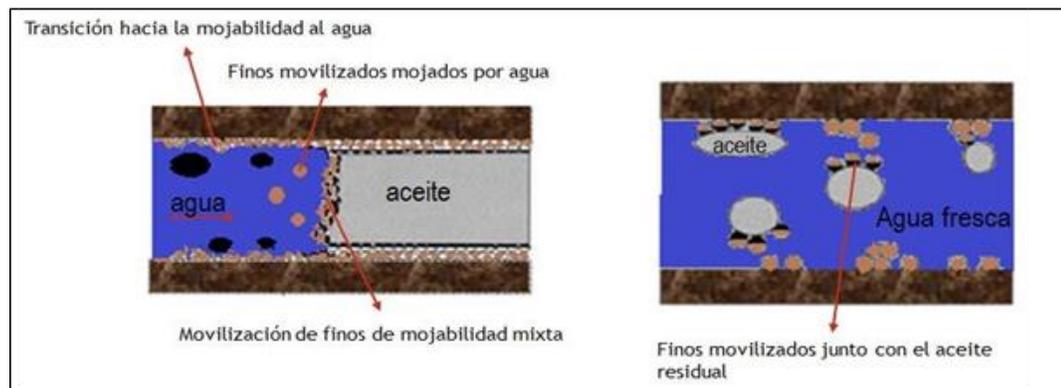
La migración de finos ocurre cuando el fluido tiene una concentración inadecuada de cationes totales divalentes  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$ . La dispersión de finos de arcillas depende del tipo de arcilla y la composición de la salmuera existente en el agua encontrada inicialmente en el yacimiento además de la composición de salmuera de las aguas que fluyen.

(Tang & Morrow, 1999) proponen un mecanismo de migración de finos ya que la liberación de fragmentos de arcilla puede ocurrir por el agua de baja salinidad, especialmente los desprendimientos de caolinita permiten que los minerales arcillosos tengan una mayor mojabilidad al agua.

(Doust et al., 2010) destacaron la mejora en la eficiencia de desplazamiento microscópico por medio del bloqueo de gargantas de poros a través de partículas de arcillas liberadas y la desviación del flujo hacia los poros no barridos, lo cual presentó una mayor recuperación de petróleo respecto al efecto del cambio de mojabilidad, además sugirieron la temperatura de 90 °C como la óptima para realizar la inyección de agua de baja salinidad y hallaron que la adsorción del material orgánico es fundamental para que se presente el efecto del agua de baja salinidad en las rocas areniscas. En la figura 10 puede observarse el momento en el cual las partículas de arcilla entran en contacto con el agua de baja salinidad estas son desprendidas de la matriz de la roca y se transportan a través del espacio poroso.

### Figura 10

*Desprendimiento de las partículas de arcilla de la roca al inyectarse agua inteligente*



Nota. Tomado de Navrátil Kine, An experimental study of Low Salinity EOR effects on a core from the field, 2012.

### **2.7.2. Incremento del PH**

Un incremento de Ph del sistema debido a inyección de agua de baja salinidad fue sugerida por (McGuire et al., 2005) como el mecanismo de recuperación de petróleo por medio de la inyección de álcali lo cual genera surfactantes in-situ, cambios en la mojabilidad de la roca arenisca preferiblemente al agua y disminuye la IFT (tensión interfacial).

(Lager et al., 2008) no estuvieron de acuerdo con (McGuire, et al, 2005) en la generación de surfactante in situ ya que para su obtención se requiere un petróleo crudo con índice de acidez (AN) de 40mgKOH/g, aunque en algunos casos se observó en muestras de AN menores a 0,05mgKOH/g el efecto de salinidad. Sin embargo, el aumento del pH en la mayoría de los casos no supera la unidad de pH lo que representa un medio ligeramente básico y no justifica el aumento que se obtuvo en la recuperación de aceite, además explican que la disminución alta de la tensión interfacial (IFT) no se pronuncia en la literatura.

(Lager, et al, 2006) también propuso un intercambio catiónico entre el agua de inyección y los minerales de arcilla en la cual mediante inyección de agua de baja salinidad se obtiene como producto  $OH^-$  el cual al encontrarse en exceso permite que el pH de la solución aumente.

### **2.7.3. Mecanismo Químico Propuesto Por (T. Austad et al., 2008)**

(T. Austad et al., 2008) propusieron un mecanismo químico usado a través de la inyección de agua de baja salinidad, aquel consiste en que el equilibrio químico termodinámico existe en condiciones iniciales de yacimiento en el cual el pH se encuentra entre 5 y 6. Para que el mecanismo químico sugerido tenga efecto en la recuperación de petróleo por inundaciones de agua de baja salinidad deben existir 3 observaciones:

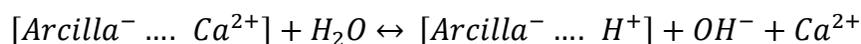
1. La arcilla debe encontrarse en la arenisca.

2. Los componentes polares que representan el material ácido o básico debe estar presente en el petróleo crudo.
3. El agua de formación debe contener iones activos  $Ca^{2+}$  o se pueden agregar en el agua inyectada de baja salinidad en el sistema que se desee aumentar la recuperación de petróleo en procesos EOR realizados con agua inteligente.

Un pH bajo incrementa la adsorción de componentes ácidos y básicos sobre la superficie de la arcilla. Al momento de inyectarse agua de baja salinidad el equilibrio químico termodinámico se altera, por medio de la interacción que se da entre la salmuera y la roca con el fin de compensar la pérdida o desorción de cationes en especial  $Ca^{2+}$ , permitiendo de esta manera que los iones  $H^+$  se acerquen a la superficie de la arcilla para compensar la pérdida de  $Ca^{2+}$  en agua de baja salinidad dando como resultado un aumento del pH alrededor de la superficie de la arcilla. La ecuación 7 representa el intercambio de iones  $Ca^{2+}$  por iones  $H^+$  que resulta en un aumento del pH en la nueva solución de equilibrio.

### **Ecuación 7**

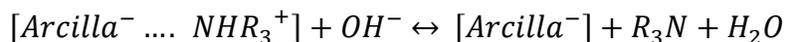
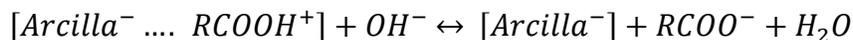
*Intercambio catiónico entre los iones  $Ca^{2+}$  y iones  $H^+$*



Si ocurre una inyección de agua de alta salinidad puede ocurrir un fenómeno llamado reversibilidad del pH que conduce al intercambio de iones  $H^+$  por iones  $Ca^{2+}$  de la superficie de la arcilla generando una disminución en el pH de la solución. La reacción se puede observar en la ecuación 4.

**Ecuación 8***Reversibilidad del pH*

El aumento del pH alrededor de la superficie de la arcilla, causa reacciones en el material básico y ácido absorbido por las partículas de arcilla como sucede en una reacción de transferencia de protones ácido base ordinaria, como se observa en las ecuaciones 9 y 10. Tanto los componentes básicos como el ácido orgánico se desorben de la superficie de la arcilla.

**Ecuación 9***Desorción del material básico adsorbido por las partículas de arcilla***Ecuación 10***Desorción del material ácido adsorbido por las partículas de arcilla*

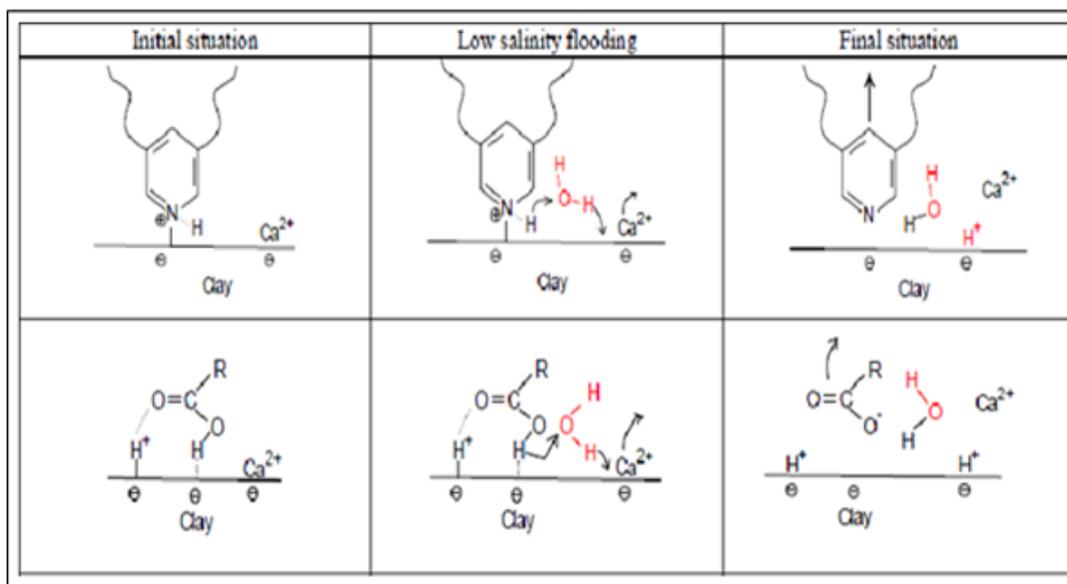
(Doust et al., 2010) sugirieron que la desorción de material orgánico de la superficie de la arcilla por un aumento local en el pH en la solución compuesta por el agua y las partículas de arcilla agua causado por la desorción de cationes inorgánicos tensioactivos cuando el fluido de baja salinidad invade el medio poroso, juega un papel importante en la proceso de recuperación mejorada de petróleo con agua inteligente (agua de baja salinidad).

En la figura se observa el intercambio catiónico que ocurre entre los iones  $\text{Ca}^{2+}$  y los iones  $\text{H}^+$  sobre la superficie de la arcilla que cuenta con una carga negativa y permite aumentar el pH de

la solución por medio de la inyección de agua de baja salinidad en areniscas con el fin de aumentar la recuperación de petróleo en procesos de EOR con inyección de agua inteligente. También se observa la desorción de iones  $\text{Ca}^{2+}$  y material orgánico de la superficie de la arcilla en la parte superior de la figura se observa la desorción del material básico, mientras que en la parte inferior se observa la desorción del material ácido.

**Figura 11**

*Intercambio catiónico entre los iones  $\text{Ca}^{2+}$  y los iones  $\text{H}^+$  que ocurre en el momento de inyectar agua de baja salinidad o agua inteligente en los yacimientos de arenisca que cuentan con minerales de arcilla en su superficie.*



Nota. Tomado de Tor Austad, Alireza Rezaei Doust and Tina Puntervold, "Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs", SPE 129767, 2010.

#### 2.7.4. Intercambio De Iones Múltiple

(Lager et al., 2008) proponen un mecanismo de intercambio de iones múltiples que permite aumentar la mojabilidad de la arenisca al agua mediante la inyección de agua de baja salinidad

para aumentar la recuperación de petróleo. El mecanismo consiste en intercambiar iones que afecten las interacciones entre los tensioactivos en el petróleo crudo controlados por los iones divalentes como  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$  y los minerales arcillosos. En aquel estudio se sugirió un mecanismo de adsorción en el cual el  $\text{Ca}^{2+}$  actúa como un puente entre el material carboxílico que se encuentra cargado negativamente y la superficie de la arcilla que también se encuentra cargada negativamente.

Esta teoría fue aplicada en un estudio de invasión de agua en acuíferos salinos en los que se determinó que las concentraciones de  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$  en los pozos de control eran menores respecto a los del agua de invasión, también se evidenció este efecto en Alaska, Estados Unidos en las cuales las concentraciones de los cationes  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$  en las muestras de afluente de agua disminuyeron mientras se inyectaba fluido con una mayor concentración de iones  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$  lo cual indica que estos cationes se adsorbieron en la matriz de la roca principalmente sobre la superficie de las arcillas.

La tabla 9 muestra los mecanismos de adsorción de los componentes orgánicos en los minerales de las arcillas que propone (Sposito, 1989). Cabe la pena aclarar que este trabajo de investigación está centrado principalmente en el intercambio catiónico entre los minerales de arcilla los componentes polares ácidos y básicos y los iones  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$  los cuales permiten alterar la mojabilidad de la arenisca a una preferencia al agua permitiendo así el incremento de recuperación de crudo pesado en etapa terciaria.

**Tabla 9**

*Mecanismo de adsorción entre grupos funcionales orgánicos y minerales del arcilla propuesto por (Sposito, 1989)*

<b>Mecanismo</b>	<b>Grupo orgánico funcional involucrado</b>
<b>Intercambio catiónico</b>	Amino, Anillo NH, Heterocíclico N.
<b>Protonación</b>	Amino, Heterocíclico N, Carbonilo, Carboxilato
<b>Intercambio aniónico</b>	Carboxilato.
<b>Puente de agua</b>	Amino, Carboxilato, Carbonilo, Alcohol OH.
<b>Puente de catión</b>	Aminas, Carboxilato, Carbonilo, Alcohol OH.
<b>Intercambio de ligando</b>	Carboxilato.
<b>Puentes de hidrógeno</b>	Amino, Carbonilo, carboxilo, Fenol.
<b>Fuerzas de Van der Waals</b>	Unidades orgánicas no cargadas

Tabla: Mecanismo de adsorción entre grupos funcionales orgánicos y minerales del arcilla propuesto por (Sposito, 1989)

### ***2.7.5. Expansión De Doble Capa***

Consiste en el comportamiento químico de una partícula de arcilla cargada negativamente en el yacimiento estudiado, aquella partícula cuenta con una capa eléctrica doble que se encuentra compuesta por una capa interna compuesta por iones cargados positivamente y una capa externa difusiva que contiene iones cargados negativamente y el espesor de esta capa se relaciona principalmente con la concentración de iones que tiene el agua que rodea la partícula de arcilla.

(Ligthelm, D. J., Gronsveld, J. P., Hofman, 2009) expusieron a partir de su investigación que la cantidad de cationes presentes alrededor de las partículas de arcilla es suficiente para equilibrar las cargas negativas que se encuentran en la interface agua-aceite sobre la superficie de la arcilla generando así una reducción en las fuerzas de repulsión electrostáticas.

Al inyectarse agua de baja salinidad se genera un desbalance de fuerzas entre los iones presentes lo cual incrementa las fuerzas repulsivas entre la interface agua-petróleo y la superficie de las partículas de arcilla, además se presenta una expansión de la capa eléctrica doble produciéndose liberación del material orgánico y un cambio de mojabilidad en la roca arenisca al inyectarse agua de baja salinidad en el yacimiento.

En la figura 12.1 se observa las condiciones encontradas en el yacimiento inicialmente, cuando salmuera de baja salinidad entra en contacto con la capa externa y difusiva, aquellas capas se expanden como se observa en la figura 12.2

En la figura 13.3 se pueden observar los iones divalentes  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$  entre la partícula de arcilla y las gotas de crudo, al momento de expendirse la doble capa como se aprecia en la figura 13.4 se permite el flujo de iones  $\text{Na}^+$  proveniente del agua de inyección, aquellos desplazarán a los cationes divalentes  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$  con el petróleo.



## 2.8. Alteración de la Mojabilidad

Se ha realizado una amplia investigación para estudiar el efecto que tiene la inyección de agua de baja salinidad en la alteración de la mojabilidad de las rocas areniscas. Para que ocurra el efecto de cambio de mojabilidad con inyección de agua de baja salinidad según los trabajos de (Tang & Morrow, 1999) y (Lager et al., 2007) la piedra arenisca debe contener arcilla, el crudo debe tener componentes polares y el agua de formación debe contener cationes divalentes como  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$ , para que se noten efectos importantes en la mojabilidad según aquellas investigaciones debe usarse generalmente salmuera con una concentración entre 1000 y 2000 ppm e inclusive hasta 5000 ppm se puede aumentar la concentración para garantizar aquellos efectos, la concentración de  $\text{Ca}^{2+}$  frente a  $\text{Na}^+$  juega un papel y existe un aumento del PH en el agua efluente. Si la presión del núcleo aumenta puede existir migración de finos y no se informan limitaciones de temperatura.

El fenómeno principal en el aumento de la recuperación de petróleo se conoce como alteración de la mojabilidad usando inyección de agua de baja salinidad mediante varios mecanismos como: la migración de finos, el aumento del pH en el sistema que ocasiona una reducción de la tensión interfacial, la expansión de doble capa y el intercambio de múltiples iones. El mecanismo de alteración de la mojabilidad y recuperación de petróleo según los estudios de (Lager et al., 2007) es similar al ocurrido durante la inyección de surfactante y agua alcalina, debido a que durante estos experimentos al inyectarse agua de baja salinidad en los núcleos de arenisca se produjeron reacciones, aumentando el pH a 9 y desencadenando la generación de tensoactivo que disminuye la tensión interfacial entre el petróleo y el agua permitiendo aumentar la mojabilidad de la roca al agua.

(Zhang, Y., and Morrow, 2006) también sugirieron un mecanismo similar a los sugeridos por (Lager et al., 2007) notando un aumento en el Ph que no sobrepaso de 10, también proporcionaron evidencia de la importancia de la existencia de arcillas en las areniscas para que exista reacción con el agua de baja salinidad.

(T. Austad et al., 2008) sugiere un mecanismo de reacción similar a los 2 investigaciones anteriormente mencionadas, debido a que al disminuir la salinidad por debajo de un punto crítico se produce solubilidad de compuestos orgánicos en la fase acuosa. Al momento de disminuir la salinidad en la solución del sistema el equilibrio químico termodinámico se ve alterado ocasionando que los cationes se desorban de la superficie de la partícula de arcilla, ocasionando una rotura entre el puente de arcilla y el material orgánico y de esta manera provocando la desorción del material orgánico básico o ácido de la superficie de la arcilla. Según los investigadores (Doust et al., 2009) la desorción de los cationes de la solución provoca un aumento del pH en el sistema provocando desorción del material orgánico de la superficie de la arcilla y de esta manera el sistema tendrá una mayor mojabilidad al agua.

Los investigadores (Nasralla, R.A., and Nasr-El-Din, 2011) estudiaron el efecto que tiene la concentración y el tipo de cationes en la recuperación de petróleo en las areniscas de Berea. Informaron que la alteración de la mojabilidad es la razón principal por la que se obtiene un aumento en la recuperación de petróleo al momento de cambiar la carga eléctrica de las interfaces, roca salmuera y petróleo salmuera

(Nasralla et al., 2011) apoyaron los hallazgos previos que ellos habían realizado sobre la alteración de la mojabilidad de una roca mediante el intercambio catiónico, aunque informaron que aplicar

agua de baja salinidad permite una mayor recuperación de petróleo en modo secundario que en modo terciario.

Según las investigaciones de (Rivet et al., 2010) la alteración de la mojabilidad es la razón principal para incrementar la recuperación de aceite mediante inyección de agua de baja salinidad en estudios que se realizaron en los núcleos del yacimiento de Berea, este mecanismo se apoyó mediante observaciones de las propiedades petrofísicas del reservorio, en el punto final del estudio disminuyó la permeabilidad relativa al agua y aumentó la permeabilidad relativa al aceite, se informó de que el frente de agua es más estable cuando el sistema tiene una mojabilidad preferible al agua debido a que permite retrasar su ruptura y con esto se obtiene una recuperación mayor de petróleo. Además, cuando hay una preferencia de mojabilidad al agua por parte de la roca del yacimiento da como resultado una relación de movilidad más estable.

Unos años después (Mahani et al., 2014) estudiaron el mecanismo mediante el cual se produce una alteración en la mojabilidad a través de experimentos de micromodelos de vidrio en sustrato de arcilla, en aquellas investigaciones se observó una disminución del ángulo de contacto al inyectar agua de baja salinidad después de haber inyectado agua de alta salinidad, también resaltaron la importancia que tiene la cinética del desprendimiento del aceite de la roca cuando se somete a agua de baja salinidad. Además, se informó que el tiempo prolongado para la alteración de la mojabilidad no solo depende de la difusión, el transporte de iones electrocinético es un fenómeno que puede retrasar la formación de puentes catiónicos, efectos base-acido o enlaces químicos directos, en aquel estudio las fuerzas que estuvieron presentes fueron las fuerzas de flotación y adherencia, la fuerza viscosa estuvo ausente.

Mientras tanto los investigadores (Sohrabi et al., 2015) se centraron principalmente en las interacciones fluido-fluido como la causa más importante para alterar la mojabilidad por inyección de agua de baja salinidad. Aquella aplicación reordena los componentes naturales que se encuentran en el crudo sobre la superficie del petróleo y se fusiona en forma de microdispersiones en la fase aceite, aquellas microdispersiones desorben el componente natural activo que se encuentra adsorbido sobre la superficie de la interfaz de la roca, lo que permite que la superficie de la roca este preferiblemente mojada por agua.

Para entender un poco el fenómeno que describe la alteración de la mojabilidad por inyección de agua de baja salinidad o también llamada agua inteligente se observa la figura y se describe de la siguiente manera:

En la Figura 14.1 se aprecia los componentes polares del petróleo crudo adheridas a la superficie de las arcillas debido a su carga negativa, por esta razón inicialmente la roca esta mojada por petróleo.

En la figura 14.2 se observa el momento en el que el agua de baja salinidad o agua inteligente contacta la roca del yacimiento, se produce un desequilibrio químico entre los componentes polares del petróleo y la superficie de la arcilla por lo que el material básico o ácido se desorbe del exterior del mineral de arcilla.

Al liberarse los componentes que se mantenían adsorbidos a la superficie de la arcilla, el agua del sistema puede fluir naturalmente a lo largo de la roca y la mojabilidad del yacimiento se ve alterada por lo que se obtiene una roca mojada por agua.

**Figura 14**

*Alteración de la mojabilidad en el yacimiento*



Nota. Tomado de Lisa Enthorne, SPE, Megan Hartman; Andrea Hyden; Water Standar, "Improving Chemical EOR economics by optimizing quiality", SPE 144397, 2011.

## **2.9. Verificación química del uso de Agua inteligente en Areniscas como método EOR**

Como se puede apreciar existen diferentes estudios sobre el efecto que tiene en la recuperación de petróleo la inyección de agua inteligente o agua de baja salinidad en los yacimientos de arenisca, sin embargo, el método químico propuesto por (Austad et al, 2008) permite explicar la recuperación de petróleo en un proceso terciario de inyección de agua inteligente o también llamada agua de baja salinidad, lo que permite considerarlo como un método de EOR, el mecanismo se basó en 3 aspectos principales que fueron experimentalmente observados y son los siguientes:

1. La presencia de arcilla en el medio poroso.

2. El aceite debe contener componentes polares (material básico o ácido).

3. El agua de formación debe tener cationes divalentes como  $\text{Ca}^{2+}$ .

Es importante tener en cuenta estas características a la hora de decidir si la inyección de agua inteligente es viable usarla en cierto yacimiento de crudo pesado como método de EOR tanto técnica como económicamente, cabe la pena aclarar que el método de agua inteligente para aumentar la recuperación de petróleo es económico. La sugerencia de los investigadores fue que el pH en la interface arcilla-agua se incrementó debido a la desorción de cationes activos que se encontraban en la superficie de arcilla, las inyecciones de agua inteligente sobre areniscas produjeron hidroxilos  $\text{OH}^-$ . Los hidroxilos tuvieron una reacción ácido base ordinaria con el ácido carboxílico y la base protonada que habían sido adsorbidos sobre la superficie de la arcilla y finalmente se liberó el material orgánico de la arcilla permitiendo que la mojabilidad de la arenisca fuera preferible al agua. A medida que la arcilla se moja por el agua el petróleo crudo que se encuentra en áreas ricas en arcilla puede moverse mediante el flujo de agua inteligente.

Según los investigadores (Doust et al., 2011) la propiedad química y única que tienen los minerales de arcilla para comportarse como un material de intercambio catiónico es fundamental para poder usar la inyección de agua inteligente en yacimientos de areniscas y poder aumentar la recuperación de crudos pesados en Colombia, si la arenisca no contiene arcilla este método no es viable aplicarlo.

La capacidad de intercambio catiónico CIC, varía con el tipo de arcilla que se tenga presente en la arenisca que se vaya a estudiar, según (Doust et al., 2011) se clasifica como se aprecia en la tabla 10.

**Tabla 10***Capacidad de intercambio catiónico de diferentes tipos de arcilla*

<b>Tipo de arcilla</b>	<b>Capacidad de intercambio catiónico (CIC)</b>
Caolinita	315 meq / 100 g
Illita	1040 meq / 100 g
Montmorillonita	70120 meq / 100 g

Nota. Información tomada de (Doust et al., 2011).

Los minerales arcillosos de illita y caolinita generalmente se encuentran en las areniscas, mientras que la montmorillonita es común en el grupo de los minerales de la esmectita y también es el principal mineral de arcilla que se encuentra en la bentonita. La montmorillonita puede encontrarse en grandes cantidades en las lutitas como consecuencia de la deposición volcánica.

Para hacer un estudio de inyección de agua inteligente en areniscas de yacimientos de crudo pesado en Colombia como método EOR se puede hacer un estudio de inundaciones de núcleo de manera similar como lo realizó (Doust et al., 2011) es importante recolectar primero varios núcleos que permitan medir las propiedades de la arenisca del yacimiento de crudo pesado que se esté estudiando. Mediante un análisis de rayos x también se puede determinar la composición de diferentes tipos de arcilla que tiene dicha arenisca. Las propiedades del crudo pesado pueden medirse mediante un Assay que permita obtener una mayor información al respecto. En la tabla se

puede observar algunas de las mediciones que se pueden realizar en los núcleos y en la muestra de crudo pesado investigada.

**Tabla 11**

*Propiedades y magnitudes que se pueden determinar de un núcleo de arenisca y una muestra de crudo pesado*

Núcleo de arenisca	Muestra de crudo pesado
Longitud	Número de ácido (AN)
Diámetro	Número de base (BN )
Permeabilidad al agua	Densidad
Porosidad	Viscosidad
Contenido de Arcilla	Gravedad API

Nota. Si no hay contenido de arcilla en la muestra de arenisca o componentes polares de material básico o ácido en la muestra de crudo no es viable usar inyección de agua inteligente como método EOR.

## **2.10. Procedimiento de preparación y prueba de Núcleo realizada por (Doust et al., 2011)**

Este es un procedimiento que se propone para evaluar los yacimientos de areniscas y crudos pesados en Colombia, cabe resaltar que cada yacimiento se comporta de manera diferente, las areniscas pueden contener diferentes tipos de minerales de arcilla y evaluar su composición es

fundamental para hacer diversas interpretaciones. La mayoría de estudios de inyección de agua inteligente se ha realizado en yacimientos de crudo liviano, sin embargo, la teoría recopilada de diversos autores supone que un yacimiento de crudo pesado también puede contener las características adecuadas para poder hacer investigaciones y por lo tanto es importante verificar si los efectos de alteración de la mojabilidad permiten obtener una alta recuperación de crudo pesado mediante la inyección de agua de baja salinidad en una etapa terciaria en yacimientos de arenisca. Para simular las condiciones del yacimiento en el núcleo de arenisca con un % de arenisca presente se puede seguir la siguiente secuencia del procedimiento:

- El núcleo cilíndrico seco de arenisca usado en la prueba se saturó con salmuera connada al vacío. El volumen de poros y la porosidad fueron calculados mediante la diferencia de peso entre un núcleo seco y uno húmedo.
- El núcleo fue montado en un Core Holder Hassler se inyectaron 20 volúmenes porosos (PV) de la salmuera connada usada anteriormente con el objetivo de obtener un pH estable en la salida y una caída de presión constante en el núcleo.
- Después se usó la caída de presión registrada en el núcleo que permitió calcular la permeabilidad del núcleo a la salmuera
- Se procedió a establecer una saturación del 20% mediante un procedimiento realizado por (Springer et al., 2003).
- Se colocó el núcleo nuevamente en el Core Holder Hassler y se inundó con 2 volúmenes porosos PV de petróleo a través del núcleo en las dos direcciones a 50 °C.

- Después de la inundación efectuada con petróleo se coloca el núcleo en una celda de envejecimiento a 60° C durante 2 semanas.
- Después de la inundación de petróleo, el núcleo se colocó en una celda de envejecimiento, rodeado por un lote nuevo de petróleo crudo y se envejeció a 60 ° C durante 2 semanas.
- Las pruebas de inundación con agua fueron realizadas a una temperatura de 40 °C en las cuales se inyectó una secuencia de agua de alta salinidad seguido de una salmuera de baja salinidad a una tasa de 4 volúmenes porosos por día (PV/d) y finalmente se inyectó una salmuera de baja salinidad a 20 (PV/d).
- Finalmente, los volúmenes de aceite y agua fueron registrados en intervalos y el factor de recuperación fue calculado como porcentaje original de petróleo en el lugar OOIP, fueron tomadas muestras del agua efluente u se midió el pH y la densidad.

Los volúmenes de agua y aceite producidos se registraron a intervalos y el factor de recuperación de aceite se calculó como porcentaje del aceite original en el lugar (% OOIP). Se tomaron muestras del agua efluente y se midieron el pH y la densidad.

El procedimiento mencionado anteriormente permitió comprobar para los investigadores los efectos en laboratorio que tiene la simulación de inyección de agua inteligente en una etapa terciaria en yacimientos de arenisca, cabe la pena aclarar que se han realizado investigaciones de recuperaciones de crudo pesado mediante esta técnica EOR más que todo en yacimientos de carbonatos, sin embargo los pocos estudios realizados en yacimientos de arenisca y crudos pesados han mostrado también buenos resultados y todo debido a la importancia que tiene la alteración de la mojabilidad en la recuperación de petróleo.

Según (Al-Shalabi & Sepehrnoori, 2016) relacionar la alteración de la mojabilidad en las rocas carbonatadas por la presencia de arcilla no es acertado como si sucede en el caso de las areniscas, ya que las areniscas que son productoras contienen arcillas como recubrimiento de los granos de arena o son partículas de arcilla discretas que se encuentran mezcladas con arena, mientras que las rocas carbonatadas aunque pueden contener arcillas, aquellas se encuentran encapsuladas en la matriz de la roca lo cual significa que no son afectadas de manera significativa por fluidos invasores.

Para los investigadores (Hognesen et al., 2005) después de realizar experimentos con rocas calizas de yacimientos de petróleo concluyeron que aumentar las concentraciones de iones sulfato permitieron alterar la mojabilidad de la roca para aumentar la recuperación de petróleo.

### **2.11. Investigaciones recientes sobre inyección de agua inteligente en areniscas**

Los materiales básicos y ácidos encontrados en el petróleo son componentes polares, una concentración excesiva de estos en la interfase aceite-agua puede sufrir reacciones ácido base liberando protones  $H^+$  en el momento que cambia el pH. Aquellos componentes básicos y ácidos se pueden desorber de minerales arcillosos encontrados en las areniscas, sin embargo, las especies protonadas  $R - COOH$  y  $R^3NH$  son las que cuentan con una mayor afinidad con los minerales de silicato. (Strand et al., 2016)

Estudios realizados por (Punternold et al., 2018) han confirmado la alta afinidad que tienen los componentes básicos del petróleo para mecanismos de adsorción en minerales de silicato mediante el uso de quinolina ( $C_9H_7N$ ), siendo este un componente importante en procesos de adsorción estática. Las pruebas estáticas dependen del pH de la fase acuosa, un pH ácido

incrementa la adsorción de moléculas de quinolina protonadas ( $C_9H_7NH^+$ ) en silicatos cargados negativamente, mientras que un aumento del pH implica una disminución en la adsorción.

En investigaciones realizadas por (Mamonov et al., 2019) se realizaron pruebas de adsorción dinámica en las cuales se realizó inundación de crudos modificados compuestos por un bajo contenido de asfaltenos mediante núcleos de areniscas aflorados. En los resultados experimentales se observó que las bases de petróleo crudo fueron más activas que los ácidos en superficies de rocas de silicato. Por ende, la composición del petróleo se debe tener en cuenta para estimar el estado de mojabilidad de un yacimiento de crudo pesado y el potencial EOR que puede tener mediante la inyección de agua inteligente.

En un estudio realizado por (Mamonov et al., 2020) se realizaron pruebas estáticas de lotes y pruebas dinámicas con el fin de investigar la afectación del pH en la fase de salmuera al estar en contacto con tres feldespatos comunes (albita, anortita y microclina), en las pruebas se controló el pH de la salmuera para poder estudiar el intercambio catiónico existente entre los feldespatos y la salmuera, los resultados mostraron que usando cualquiera de esos 3 feldespatos aumento el pH en la fase de la salmuera en todas las temperaturas y niveles de salinidad analizadas.

En la tabla 12 se pueden observar resultados obtenidos por la inundación de núcleos de arenisca con agua inteligente en diferentes tipos de crudo.

## 2.12. Resultados obtenidos por Inundación de Núcleos de Arcilla con Agua Inteligente a través de la historia

**Tabla 12**

*Resultados de inundaciones de núcleos de arenisca con agua inteligente a lo largo de la historia*

Estudio básico de inundaciones	Características	Salinidad agua inyectada (ppm)	Salinidad agua formación (ppm)	Viscosidad del crudo (Cp)	Recobro de petróleo adicional (% OOIP)
(Reiter, 1961)	P = 14,7 psi T=15,56 °C Inyección secundaria	3100	12100	37 a 25.56 °C	21.3
(Bernard, 1967)	P = 14,7 psi T=15,56 °C Inyección terciaria	10000-1000 NaCl	150000 NaCl	-	2.63-6.98
(Al-Mumen, 1990)	P = 1500 psi T=90 °C Inyección secundaria	5500-200000 NaCl	200000 NaCl	2,48 a TE	8 a 10
(Agbalaka et al., 2009)	P = 1500 psi T=80 °C Inyección secundaria	10000 NaCl	40000 NaCl	8,24 a TE	5 a 6
(Agbalaka et al., 2009)	P = 1500 psi T=80 °C Inyección terciaria	10000 NaCl	40000 NaCl	8,24 a TE	25-35
(Rivet et al., 2010)	P = 14,7 psi T=55 °C Inyección secundaria	870-1140 Agua dulce	30510 Agua de mar	7.9 a 25.5 °C	15
(Rivet et al., 2010)	P = 14,7 psi T=55 °C Inyección terciaria	870-1140 Agua dulce	30510 Agua de mar	7.9 a 25.5 °C	0
(Suijkerbuijk et al., 2014)	P = 14,7 psi T=87 °C Inyección secundaria	-	Agua de mar	2.95 a 25.56 °C	6
(Suijkerbuijk et al., 2014)	P = 14,7 psi T=87 °C Inyección terciaria	-	Agua de mar	2.95 a 25.56 °C	5
(Al-Saedi et al., 2019)	P = 1100 psi T=50 °C Inyección secundaria	5140 NaCl	104000	600 a 25.56 °C	25

Nota. Datos tomados de (Al-Shalabi & Sepehrnoori, 2016) a excepción de (Al-Saedi et al., 2019) que es el único que representa un experimento con crudo pesado

### 3. Conclusiones

En la inyección de agua inteligente en una etapa terciaria la característica que más influye en la alteración de la mojabilidad de las areniscas es la presencia de minerales arcillosos debido al CIC que quiere decir capacidad de intercambio catiónico, por aquella razón este método EOR solo es viable aplicarlo en yacimiento de arenisca que cuenten con una composición significativa de arcillas.

Para que la inyección de agua inteligente en yacimientos de arenisca y crudos pesados sea viable, debe existir presencia de arcilla en el medio poroso, el petróleo crudo debe contener componentes polares provenientes de material ácido y material básico, además es fundamental que el agua de formación tenga presente cationes divalentes como  $\text{Ca}^{2+}$  o  $\text{Mg}^{2+}$ .

La presencia de arcilla en las areniscas es la razón principal para alterar la mojabilidad de la roca debido a su capacidad de atraer iones  $\text{Ca}^{2+}$  o  $\text{Mg}^{2+}$  que permiten equilibrar química y termodinámicamente la solución encontrada en el yacimiento, además la arcilla también cuenta con una alta capacidad de adsorción de iones básicos y ácidos encontrados en el crudo, al momento de inyectar agua inteligente en el crudo el equilibrio químico termodinámico se altera y los iones  $\text{Ca}^{2+}$  se desorben de la superficie de la arcilla, por lo que los iones  $\text{H}^+$  presentes en el agua de la solución compensan la pérdida de iones  $\text{Ca}^{2+}$ .

El intercambio catiónico entre iones  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{H}^+$  en la superficie de la arcilla ocasionan un aumento de pH en la solución encontrada en el yacimiento de arenisca y crudo pesado al momento de inyectar agua inteligente en el reservorio.

El aumento del pH de la solución del yacimiento causa reacciones en el material básico y ácido absorbido por las partículas de arcilla generando una reacción de transferencia de protones ácido-base ordinaria, la adsorción de material básico y ácido se elimina de la roca de la arcilla

junto con el crudo, modificando así la mojabilidad del yacimiento y aumentando la recuperación de petróleo por inyección de agua inteligente.

Para que se noten efectos importantes en la mojabilidad según la mayoría de investigaciones previas en inyección de agua inteligente debe usarse generalmente salmuera con una concentración entre 1000 y 2000 ppm e inclusive hasta 5000 ppm se puede aumentar la concentración para garantizar aquellos efectos.

#### **4. Recomendaciones**

Es importante realizar un estudio en laboratorio con areniscas de campos determinados que tengan una composición significativa de minerales arcillosos y además sean reservorios de crudos pesados, teniendo en cuenta las investigaciones previas de diferentes autores, con el fin de verificar o determinar la incidencia del impacto que tiene el intercambio catiónico en base a los yacimientos de Colombia que en su mayoría son de crudos pesados.

Al determinarse la viabilidad técnica mediante estudios de laboratorio debe hacerse un análisis económico que permita determinar la viabilidad económica, para proceder a hacer una investigación del método de inyección de agua inteligente en algún pozo de Colombia, con el fin de obtener información suficiente que permita aplicar esta técnica de recobro mejorado en los pozos de Colombia.

**Referencias Bibliográficas**

- Abdallah, W., Buckley, J. S., Carnegie, A., Edwards, J., Herold, B., Fordham, E., Graue, A., Habashy, T., Seleznev, N., Signer, C., Hussain, H., Montaron, B., & Ziauddin, M. (2007). Fundamentals of wettability. *Oilfield Review*, 19(2), 44–61.
- Agbalaka, C. C., Dandekar, A. Y., Patil, S. L., Khataniar, S., & Hemsath, J. R. (2009). Coreflooding studies to evaluate the impact of salinity and wettability on oil recovery efficiency. *Transport in Porous Media*, 76(1), 77–94. <https://doi.org/10.1007/s11242-008-9235-7>
- Al-Mumen, A. A. (1990). The Effect of Injected Water Salinity on Oil Recovery. *King Fahad University of Petroleum and Minerals, Dhahran, Saudi Arabia*.
- Al-Saedi, H. N., Long, Y., Flori, R. E., & Bai, B. (2019). Coupling Smart Seawater Flooding and CO<sub>2</sub> Flooding for Sandstone Reservoirs: Smart Seawater Alternating CO<sub>2</sub> Flooding (SMSW-AGF). *Energy and Fuels*, 33(10), 9644–9653. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b02289>
- Al-Shalabi, E. W., & 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*, 139, 137–161. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.11.027>
- Alotaibi, M.B., and Nasr-El-Din, H. A. (2009). Chemistry of Injection Water and its Impact on Oil Recovery in Carbonate and Clastic Formations. *Paper SPE 121565, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, USA*.
- Austad, T., Strand, K., Madland, M. V., Puntervold, T., & Korsnes, R. I. (2008). Sea Water in

- Chalk: An EOR and Compaction Fluid. *SPE Reserv. Eval. Eng.* 11 (4), 648–654.
- Austad, Tor, Puntervold, T., Strand, S., & Piñeres Torrijos, I. D. (2017). *Smart Water EOR: Beneficios y Aplicaciones en Reservorios Clásticos y Carbonatos*. June.
- Bernard, G. G. (1967). Effect of Floodwater Salinity on Recovery of Oil from Cores Containing Clays. *Paper SPE 1725, SPE California Regional Meeting, Los Angeles, California, USA*.
- Cortés Llerena, C. F. (2017). *Técnicas para Mejorar el Transporte de Crudos Pesados por Oleoductos*. 139. <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/18837/1/CD-8227.pdf>
- Dijkers, A. (1985). *Geology and Petroleum Production*. Elsevier, E.
- Doust, A. R., Puntervold, T. P., & Austad, T. (2010). A Discussion of the Low Salinity EOR Potential for a North Sea Sandstone Field. *Paper SPE 134459, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy*.
- Doust, A. R., Puntervold, T. P., Strand, S., & Austad, T. A. (2009). Smart Water as Wettability Modifier in Carbonate and Sandstone. *Smart Water as Wettability Modifier in Carbonate and Sandstone. 15th European Symposium on Improved Oil Recovery, Paris, France*.
- Doust, Rezaei, A., Puntervold, T., & Austad, T. (2011). Chemical verification of the EOR mechanism by using low saline/smart water in sandstone. *Energy and Fuels*, 25(5), 2151–2162. <https://doi.org/10.1021/ef200215y>
- Hughes, R. V., & Pfister, R. J. (1947). Advantages of Brines in Secondary Recovery of Petroleum by Water-flooding. *Transactions of the AIME*, 170(01), 187–201. <https://doi.org/10.2118/947187-g>
- Lager, A., Webb, K. J., & Black, C. J. J. (2007). Impact of Brine Chemistry on Oil Recovery. *14th European Symposium on IOR, Cairo, Egypt*.
- Lager, A., Webb, K. J., Black, C. J. J., Singleton, M., & Sorbie, K. S. (2008). Low salinity oil

- recovery - An experimental investigation. *Petrophysics*, 49(1), 28–35.
- Ligthelm, D. J., Gronsveld, J. P., Hofman, N. J. et al. (2009). Novel Waterflooding Strategy by Manipulation of Injection Brine Composition. *Presented at the Europec/Eage Conference and Exhibition, Amsterdam, 8–11 June. SPE-119835-MS. [Http://Dx.Doi.Org/10.2118/119835- MS](http://dx.doi.org/10.2118/119835-MS).*
- Mahani, H., Berg, S., Llic, D., Bartels, W. B., & Niasar, V. J. (2014). *Kinetics of low-salinity flooding effect. SPE J. 20.*
- Mamonov, A., Kvandal, O. A., Strand, S., & Puntervold, T. (2019). Adsorption of polar organic components onto sandstone rock minerals and its effect on wettability and enhanced oil recovery potential by smart water. *Energy and Fuels*, 33(7), 5954–5960. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b00101>
- Mamonov, A., Puntervold, T., Strand, S., Hetland, B., Andersen, Y., Wealth, A., & Nadeau, P. H. (2020). Contribution of Feldspar Minerals to pH during Smart Water EOR Processes in Sandstones. *Energy and Fuels*, 34(1), 55–64. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b01064>
- Martin, J. C. (1959). The Effects of Clay on the Displacement of Heavy Oil by Water. *Paper SPE 1411, Venezuelan Annual Meeting, Caracas, Venezuela.*
- MathPro. (2011). Introducción a la refinación del petróleo y producción de gasolina y diesel con contenido ultra bajo de azufre. *The International Council on Clean Transportation*, 45. [http://www.theicct.org/sites/default/files/ICCT\\_RefiningTutorial\\_Spanish.pdf](http://www.theicct.org/sites/default/files/ICCT_RefiningTutorial_Spanish.pdf)
- McGuire, P. L., Chatham, J. R., Paskvan, F. K., Sommer, D. M., & Carini, F. H. (2005). Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope. *Paper SPE 93903, SPE Western Regional Meeting, Irvine, California, USA.*

- Miguel, J. B. (2005). Overview of Crude Units. *University of Oklahoma*, 1–35.
- Nasralla, R.A., and Nasr-El-Din, H. A. (2011). Impact of Electrical Surface Charges and Cation Exchange on Oil Recovery by Low Salinity Water. *Paper SPE 147937, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia*.
- Nasralla, R. A., Alotaibi, M. B., & Nasr-El-Din, H. A. (2011). Efficiency of Oil Recovery by Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. *Paper SPE 144602, SPE Western North American Region Meeting, Alaska, USA*.
- Orejuela Parra, P. A. (2010). *Caracterizacion de la Gravedad API en el Campo Lisama (Cuenca Valle Medio Del Magdalena) a partir de la Pirolisis Rock-Eval Vi*. 143.
- Pettijohn, F. J., Potter, P. E., & Siever, R. (1974). Sand and Sandstone. *Soil Science*, 117(2), 130.  
<https://doi.org/10.1097/00010694-197402000-00013>
- Punternold, T., Mamonov, A., Aghaeifar, Z., Frafjord, G. O., Moldestad, G. M., Strand, S., & Austad, T. (2018). Role of Kaolinite Clay Minerals in Enhanced Oil Recovery by Low Salinity Water Injection. *Energy Fuels* 2018, 32, 7374–7382.
- R. H. Dott, Jr. (1964). Wacke, Graywacke and Matrix--What Approach to Immature Sandstone Classification? *SEPM Journal of Sedimentary Research*, Vol. 34(3), 625–632.  
<https://doi.org/10.1306/74d71109-2b21-11d7-8648000102c1865d>
- Reiter, P. K. (1961). A Water-Sensitive Sandstone Flood Using Low Salinity Water (Master of science thesis). *University of Oklahoma, USA*.
- Rivet, S., Lake, L. W., & Pope, G. A. (2010). A Coreflood Investigation of Low-Salinity Enhanced Oil Recovery. *Paper SPE 134297, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy*.
- Smith, K.W., P. S. C. (1942). Brines as Flooding Liquids. *Seventh Annual Technical Meeting*

*Mineral Industries Experiment Station,*

- Sohrabi, M., Mahzari, P., Farzaneh, S. A., Mills, J. R., Tsolis, P., & Ireland, S. (2015). Novel Insights into Mechanisms of Oil Recovery by Low Salinity Water Injection. *Paper SPE 172778, SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Bahrain.*
- Speight, J. G. (2017). API Gravity. *Rules of Thumb for Petroleum Engineers*, 53–57. <https://doi.org/10.1002/9781119403647.ch26>
- Sposito. (1989). The chemistry of soils. *Oxford University Press*. 275.
- Springer, N., Korsbech, U., & Aage, H. K. (2003). Resistivity index measurement without the porous plate: A desaturation technique based on evaporation produces uniform water saturation profiles and more reliable results for tight North Sea chalk. *International Symposium of the Society of Core Analysts, Pau, France.*
- Strand, S., Puntervold, T., & Austad, T. (2016). Water based EOR from clastic oil reservoirs by wettability alteration: A review of chemical aspects. *J. Pet. Sci. Eng.* 2016, 146, 1079–1091.
- Suijkerbuijk, B. M. J. M., Sorop, T. G., Parker, A. R., Masalmeh, S. K., Chmuzh, I. V., Karpan, V. M., Volokitin, Y. E., & Skripkin, A. G. (2014). Low Salinity Waterflooding at West Salym: Laboratory Experiments and Field Forecasts. *Paper SPE 169691, SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman.*
- Tang, G.Q., Morrow, N. R. (1997). Salinity temperature, oil composition and oil recovery by waterflooding. *SPE Reserv. Eng.*, 269–276.
- Tang, G., & Morrow, N. R. (1999). Oil Recovery By Waterflooding and Imbibition - Invading. *Symposium A Quarterly Journal In Modern Foreign Literatures, Table 3.*
- Tarback, E. J., Lutgens, F. K., & Tasa, D. (2005). Ciencias de la Tierra. In *Geology* (Vol. 30).
- Zhang, Y., and Morrow, N. R. (2006). Comparison of Secondary and Tertiary Recovery With

Change in Injection Brine Composition for Crude Oil/Sandstone Combinations. *Paper SPE 99757, SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA.*

Zhang, Y., Xie, X., & Morrow, N. R. (2007). Waterflood performance by injection of brine with different salinity for reservoir cores. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2, 1217–1228. <https://doi.org/10.2523/109849-ms>