

Evaluación de la viabilidad para la implementación de la tecnología “aguas inteligentes” para un
campo de los llanos orientales

Sergio Alexander Pinzón Uribe y Nicolás Javier Villabona Laguado

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Julio Cesar Pérez Angulo

Especialista en Química de Aguas

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A mis padres Carlos Humberto Pinzón Espinosa y Alexandra Uribe Ramírez quienes estuvieron a mi lado durante toda mi vida apoyándome en todo momento y siendo mis ejemplos a seguir para salir adelante y cumplir mis sueños.

A mis hermanos Carlos Humberto Pinzón Uribe y Sandra Marcela Pinzón Uribe por ser mis compañeros de infancia y ser esos amigos incondicionales que siempre voy a tener.

A mi abuela Susana Ramírez de Uribe que siempre fue un apoyo incondicional.

A mi madrina y tía Susana Paulina Uribe Ramírez que siempre estuvo apoyándome y aconsejándome para ser una buena persona.

Sergio Alexander Pinzón Uribe

Dedicatoria

El esfuerzo y sacrificio plasmado en este proyecto de investigación va dedicado a mis padres Robert y María, y a mi hermano Felipe por estar siempre en todo momento apoyándome y llenarme de convicción cada día en mi estadía en la Universidad.

Nicolas Javier Villabona Laguado

Agradecimientos

Primeramente, agradecer a Dios por permitirnos conseguir este anhelado logro ya que sin él nada de esto hubiese sido posible de realizar.

A nuestro padres y hermanos por ser un apoyo incondicional en los momentos de dificultad y de alegría a lo largo de nuestra carrera universitaria, por confiar en nuestras capacidades y siempre impulsarnos a dar todo de nosotros, por ser un ejemplo a seguir en nuestra formación gracias a sus valores y siempre velar por nosotros para tener las mejores condiciones en lo posible.

Al ingeniero Julio Cesar Pérez Angulo por confiar en nosotros para la realización de este proyecto; por dirigir y acompañarnos durante todo el desarrollo de la tesis.

A la compañía Cepsa SA representada por los ingenieros Guillermo Quintanilla y Julián Rueda, por confiar en nosotros para la realización de este proyecto y la colaboración brindada.

A nuestra alma mater la Universidad Industrial de Santander, que nos abrió sus puertas y nos permitió construir un mejor futuro.

Por último, agradecer a aquellas personas que día a día a lo largo de nuestra vida universitaria nos apoyaron incondicionalmente para poder sacar adelante nuestra carrera profesional.

Tabla de contenido

Introducción	15
1. Objetivos	16
1.1. Objetivo General.....	16
1.2. Objetivos Específicos.....	16
2. Generalidades.....	17
2.1. Agua inteligente	17
2.1.1. Mecanismos propuestos para el efecto de la inyección de agua inteligente	19
2.2. Rocas Areniscas.....	22
2.2.1. Smartwater en areniscas.....	22
2.3. Reología	24
2.3.1. La viscosidad.	24
2.3.2. Esfuerzo de corte (τ).....	24
2.3.3. Velocidad de deformación o cizallamiento.	24
2.4. Composición iónica del agua:.....	26
2.4.1. Cloro.	26
2.4.2. Carbonatos y Bicarbonatos.	26
2.4.3. Sulfatos.	26
2.4.4. Calcio.	27

2.4.5. Magnesio.....	27
2.4.6. Sodio.	27
2.5. Salinidad del agua.....	27
2.6. pH	28
2.6.1. Variación del pH.....	29
2.7. Interacción de petróleo / agua de inyección.....	30
2.8. Interacción de agua inyectada / roca.....	30
2.9. Pruebas de imbibición espontánea.....	31
2.10. Recuperación terciaria y/o mejorada.	31
2.10.1. Recuperación primaria.....	32
2.10.2. Recuperación secundaria.	32
2.11. Inyección de Agua	33
2.12. Propiedades y fenómenos involucrados en la recuperación mejorada.....	36
2.12.1. Porosidad.....	36
2.12.2. Permeabilidad.	37
2.12.3. Saturación de fluidos.....	38
2.12.4. Presión capilar.....	39
2.12.5. Adsorción.....	40
2.12.6. Tensión superficial y tensión interfacial.....	41
2.12.7. Mojabilidad.....	44

2.12.8.Drenaje e imbibición.....	46
2.12.9.Heterogeneidades del yacimiento.	46
3.Estado del arte.....	48
3.1.Campo en norte del África.....	48
3.1.1.Caracterización del campo.....	48
3.1.2.Implementación de agua inteligente.	49
3.1.3.Resultados y Conclusiones.	51
3.2.Campo ubicado en Rusia	52
3.2.1.Caracterización del campo.....	52
3.2.2.Implementación de agua inteligente.	53
3.2.3.Resultados y conclusiones.	56
3.3.Campo en Rusia 2.....	56
3.3.1.Caracterización del campo.....	56
3.3.2.Implementación de agua inteligente.	57
3.3.3.Resultados y conclusiones.	60
3.4.Campo Nutria.....	62
3.4.1.Caracterización del Campo.....	62
3.4.2.Implementación del agua inteligente.	63
3.4.3.Resultados y conclusiones.	65
3.5.Campos West semlek, North semlek y Moran minnesula	66

3.5.1.Caracterización de los campos.....	66
3.5.2.Implementación del agua inteligente.	67
3.5.3.Resultados y conclusiones.	67
3.6.Roca Berea.....	68
3.6.1.Caracterización del campo.....	68
3.6.2.Implementación del agua inteligente.	68
3.6.3.Resultados y conclusiones.	70
3.7.Campo mar del norte.....	71
3.7.1.Caracterización del campo.....	71
3.7.2.Implementación del agua inteligente.	71
3.7.3.Resultados y conclusiones.	72
3.8.Campo Endicott	73
3.8.1.Caracterización del campo.....	73
3.8.2.Implementación del agua inteligente.	74
3.8.3.Resultados y conclusiones.	75
4.Campo Peguita.....	77
4.1.Análisis al agua de formación del campo.	83
4.2.Análisis al aceite del campo.....	85
5.Determinación del agua inteligente a utilizar y viabilidad del proyecto.	90
6.Conclusiones.....	95

7.Recomendaciones 96

Referencias Bibliográficas 97

Apéndices 102

Lista de tablas

Tabla 1 Clasificación del agua según su salinidad.....	28
Tabla 2 Clasificación del agua según su nivel de pH	29
Tabla 3 Principales características del campo al norte de África	49
Tabla 4 Principales parámetros evaluados para la realización de pruebas en el campo al norte de África	50
Tabla 5 Principales propiedades del campo en Rusia	57
Tabla 6 Propiedades básicas de los plugs utilizados para las pruebas de laboratorio.....	58
Tabla 7 Factores de recobro del campo en Rusia.....	61
Tabla 8 Resultados PVT y propiedades físicas del yacimiento y los fluidos	63
Tabla 9 Principales características de los campos West Semlek, North Semlek y Moran minnesula	66
Tabla 10 Composiciones químicas de las salmueras	69
Tabla 11 Parámetros de permeabilidad del campo Peguita	80
Tabla 12 Permeabilidades relativas.....	81
Tabla 13 Permeabilidades relativas normalizadas	82
Tabla 14 Composición iónica del agua de formación del campo Peguita	84
Tabla 15 Salinidad del agua de formación del campo Peguita	85
Tabla 16 Composición del aceite	85
Tabla 17 Diferencial de vaporización	88
Tabla 18 Viscosidad del aceite a diferentes datos de presión	89
Tabla 19 Evaluación del campo Peguita	93
Tabla 20 Campos del estado del arte	102

Lista de figuras

Figura 1 Fenómenos fisicoquímicos de adsorción y absorción	41
Figura 2 Fuerzas atractivas que actúan sobre las moléculas en el seno de un líquido y en la superficie libre	42
Figura 3 Interfase entre dos líquidos.....	43
Figura 4 Método del ángulo de contacto para determinación de mojabilidad.....	45
Figura 5 Saturación de aceite residual (prueba 1 y prueba 2).....	52
Figura 6 Área superficial del campo ubicado en Rusia	53
Figura 7 Factor de recobro vs volumen poros inyectado del campo ubicado en Rusia.....	54
Figura 8 Permeabilidades relativas vs saturación del campo ubicado en Rusia.....	55
Figura 9 Producción de crudo vs tiempo de las pruebas del laboratorio	59
Figura 10 Aumento del factor de recobro vs volumen poroso inyectado para modo secundario y terciario	60
Figura 11 Incremento del factor de recobro vs volumen poroso para modo secundario y terciario	60
Figura 12 Aceite producido vs fluido total del campo Endicott.....	76
Figura 13 Historial de producción del campo Peguita.....	78

Lista de apéndices

Apéndice A Tabla de características mas importantes de campos recopilados 102

Resumen

Título: Evaluación de la viabilidad para la implementación de la tecnología “aguas inteligentes” para un campo de los llanos orientales. *

Autor: Sergio Alexander Pinzón, Nicolás Javier Villabona Laguado. **

Palabras clave: Agua inteligente, Mojabilidad, Salinidad, Equilibrio químico.

Descripción: Uno de los métodos que en los últimos años ha tomado distinción, es el uso de agua inteligente, el cual, su formulación viene dada ajustando la composición y concentración de iones presentes en esta. Austad et al. (2017) señala que este método de recuperación de crudo cumple su propósito “cuando la cantidad de petróleo movilizado por alteración de la mojabilidad y aumento de la imbibición espontánea es mayor que la captura capilar del petróleo debido al aumento de la mojabilidad del agua en la roca”.

En este trabajo de grado se realizará un estudio conceptual a diversas investigaciones e implementaciones científicas de la tecnología “aguas inteligentes” hechas a diferentes yacimientos y a distintos tipos de crudo, con el fin de realizar un paralelo entre esta información y los datos suministrados por la empresa Cepsa S.A del yacimiento a tratar. Este paralelo se hará con el propósito de determinar la viabilidad de esta tecnología y en un caso hipotético de considerar una viabilidad favorable, generar una formulación del agua inteligente que pueda llegar a ocasionar un impacto en el recobro del yacimiento tratado, ubicado en un campo en los Llanos Orientales.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio Cesar Pérez Angulo. Especialista en Química de Aguas.

Abstract

Title: Evaluation of the feasibility for the implementation of the “smart water” technology for a field in the Llanos Orientales.

Author: Sergio Alexander Pinzón, Nicolás Javier Villabona Laguado.

Keywords: Smart water, Wettability, Salinity, Recovery factor, Chemical balance.

Description: One of the methods that in recent years has taken distinction, is the use of smart water, which, its formulation is given by adjusting the composition and its concentration of ions presents in it. Austad et al. (2017) points out that this method of oil recovery fulfills its purpose “when the amount of mobilized oil by altered wettability and increased spontaneous imbibition is greater than the capillary capture of oil due to the increase in the water wettability in the rock”.

In this degree work, a conceptual study of various investigations and scientific implementations of the “smart water” technology made to different reservoirs and different types of crude will be carried out, in order to make a parallel between this information and the data provided by the company Cepsa SA of the reservoir treated. This parallel will be made with the purpose of determining the viability of this technology and, in a hypothetical case of considering a favorable viability, to generate an smart water formulation that may have an impact on the oil recovery of the treated reservoir, located in a field in Llanos Orientale

*Degree Work

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio Cesar Pérez Angulo. Especialista en Química de Aguas.

Introducción

El hidrocarburo es una de las fuentes energéticas más importantes para el mundo hoy en día, además de contar con una gran cantidad de productos que se pueden llegar a fabricar partiendo de sus refinados. Debido al consumo que se tiene de este recurso por el gran número de utilidades que se le da y ser una muy buena fuente energética, poco a poco se van agotando las reservas mundiales. La buena noticia para el sector de la industria de los hidrocarburos enfocado en las tecnologías de recuperación de crudo y gas es que los yacimientos que han sido explotados hasta la actualidad no han logrado recuperar el crudo en su totalidad debido a la dificultad que esto representa por las características presentes en el yacimiento y esto supone un desafío del cual podría generarse un beneficio económico.

La inyección del “agua inteligente” es un método recobro mejorado que se ha estudiado en los últimos años, ya que con la ayuda de esta tecnología podemos aumentar la recuperación de crudo debido a la alteración de la mojabilidad y las fuerzas capilares inducidas que promueven la imbibición espontánea del agua en poros previamente no accesibles para el agua, y de esta manera, se producirá el petróleo que reside en dichos poros. Esta tecnología está enfocada en yacimientos de carbonatos y areniscas, siendo este último tipo de roca el de mayor interés para este proyecto de investigación.

A continuación, se dará a conocer más a fondo el tema de la tecnología “agua inteligente” con el fin de determinar, a partir de una extensa revisión bibliográfica, si esta es viable a condiciones específicas del yacimiento a tratar localizado en la cuenca de los Llanos Orientales colombianos, ya que, como se mencionó anteriormente, con el uso de esta tecnología se podría aumentar considerablemente el factor de recuperación de un campo en específico.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Evaluar la viabilidad para la implementación de la tecnología 'Aguas Inteligentes' para un campo de los Llanos Orientales

1.2. Objetivos Específicos

✓ Realizar el estado del arte de las investigaciones e implementaciones que se hayan hecho en el mundo con respecto a la tecnología 'Aguas Inteligentes'.

✓ Identificar la composición química y las propiedades petrofísicas de la formación productora presente en el yacimiento.

✓ Seleccionar la formulación del agua inteligente teniendo en cuenta las características del crudo producido en el yacimiento

2. Generalidades

2.1. Agua inteligente

El ingeniero de investigación de Shell y la Universidad Rice, Jin Song hablo sobre los primeros indicios del comportamiento que generaban en la recuperación de petróleo, aguas con características iónicas distintas al agua que normalmente se inyecta en yacimientos como método de recobro secundario. “Las compañías petroleras descubrieron que cuando inyectaban agua de mar, que tiene una salinidad relativamente baja, la recuperación de petróleo era sorprendentemente buena”, afirmó el ingeniero de Shell. Debido a estas evidencias en el aumento de la recuperación del crudo por parte del uso de agua con salinidades relativamente bajas, se empezó a dar a conocer el concepto de “agua inteligente”.

El “agua inteligente” es un tipo de agua de inyección a la cual se le ajustó su composición iónica específicamente con el fin de establecer un nuevo equilibrio químico en un periodo de tiempo suficientemente corto como para tener lugar durante la operación de inyección del agua en la formación de interés.

La inyección del “agua inteligente” es considerada como un mecanismo de recuperación terciaria (recobro mejorado), ya que a diferencia de la inyección de agua (Waterflooding), esta tecnología no solo se encarga de incrementar o mantener la presión del yacimiento y de desplazar el petróleo hacia el pozo productor, sino que también genera una alteración de la mojabilidad presente en los poros de la roca hacia una condición de mayor mojabilidad en agua con el fin de que el petróleo retenido en los poros pueda ser desplazado más fácilmente. El principio físico para la inyección de agua inteligente es un cambio en las propiedades de mojabilidad del sistema de interacción entre la roca y los fluidos presentes en ella, el cual,

genera un efecto positivo en la presión capilar y la permeabilidad relativa del aceite y el agua con respecto a la recuperación de petróleo (Austad 2013).

El implementar esta tecnología resulta económico a comparación con otros métodos de recuperación terciaria, además de tener un impacto mínimo hacia el medio ambiente ya que puede ser implementado sin el uso productos químicos EOR contaminantes. Desde un punto de vista económico, en un yacimiento de areniscas se debe hacer el estudio de la implementación de este proceso para reemplazar el proceso de Waterflooding. Al ser una técnica tan llamativa, en la industria se ha invertido en investigación tanto en laboratorio como en campo por parte de varios grupos de investigación y compañías petroleras durante los últimos 20 años. De esta manera la inyección de agua inteligente como mecanismo de recobro mejorado ha sido verificada a nivel mundial.

Los factores y procesos importantes por considerar en la evaluación del potencial para el recobro mejorado con Aguas Inteligentes son (Austad, 2017):

- ✓ Los minerales presentes en la superficie del medio poroso.
- ✓ La composición iónica del agua de formación FW.
- ✓ Las propiedades de las formaciones de interés en presencia de petróleo en el yacimiento.
- ✓ El establecimiento de la mojabilidad de la formación al momento de una posible consideración de uso de la tecnología “agua inteligente”.
- ✓ La temperatura del yacimiento.

2.1.1. Mecanismos propuestos para el efecto de la inyección de agua inteligente

A partir de los inicios de los años 90, cuando en la Universidad de Wyoming el doctor Morrow y su grupo de investigación descubrieron el efecto de usar agua de baja salinidad (agua inteligente) para aumentar el factor de recobro en yacimientos de petróleo maduro, se han venido realizando experimentos para determinar cuál es el mecanismo específico más relevante o principal presente en la recuperación de petróleo por inyección de agua de baja salinidad. Es necesario, para el desarrollo de este trabajo de investigación, conocer los mecanismos presentes en el yacimiento al implementar la inyección de agua inteligente.

✓ Migración de finos: Tang y Morrow dan la primera explicación a la presencia de este mecanismo planteándose que al existir una menor salinidad en el agua se promueve la dispersión de arcillas y limos en el yacimiento haciendo que este material se dirija hacia las zonas más permeables de la formación obstruyéndolas. Es decir que los finos liberados terminan siendo transportados por el agua y bloqueando las gargantas de poros ya lavadas por la inyección, de esta manera, se provoca un incremento en la eficiencia de barrido debido a que el agua afectará zonas por las cuales antes no se movilizaba. Esto termina disminuyendo la permeabilidad relativa. Cabe resaltar que en otros experimentos realizados por otros investigadores no se evidencia la migración de finos, pese a la baja salinidad presente en el agua, por lo tanto, la migración de finos se considera un mecanismo secundario.

✓ Cambios en el pH: Con respecto al cambio de pH se han tenido en cuenta dos teorías de porque se genera un aumento en el pH a la hora de inyectar agua de baja salinidad en el yacimiento como método de recuperación. Una de estas presentadas por McGuire en 2005 donde se sugirió que la inyección de agua de baja salinidad era similar al de la inyección de álcalis generando surfactantes in-situ, cambios en la mojabilidad y reducción en la tensión interfacial. La

otra teoría es presentada en el año 2007 por Lager, donde dice que se genera un intercambio catiónico entre minerales arcilloso y el agua de invasión incrementando el pH, y la disolución de carbonato, lo cual resulta en un exceso de (OH^-) y, por lo tanto, también en un incremento en el pH.

✓ Efecto Salting-In: En el año 2008 Austard y en el 2009 RezaeiDoust propusieron una hipótesis que denominaron efecto Salting-in, este hace referencia al incremento en la solubilidad de material orgánico en agua al remover la sal del agua, es decir que, al inyectar agua con concentraciones de sal mucho más bajas en comparación al agua de formación, se genera una desorción del material orgánico débilmente unido en la superficie de las arcillas.

Cabe resaltar que esta hipótesis no explica el incremento local del pH, el cambio en las concentraciones iónicas del agua y la dependencia de la composición de los minerales del yacimiento.

✓ Intercambio Iónico Multicomponente: El mecanismo fue identificado por Lager en 2007, en donde propone que cationes presentes en el agua de inyección como los son el Ca^{2+} y el Mg^{2+} podrían actuar como un puente entre la superficie de la arcilla cargada negativamente y el material carboxílico cargado negativamente, esto provoca que el material orgánico sea removido por intercambio catiónico y empujado por el agua hacia superficie. Dicho de otra manera, durante la inyección de agua de baja salinidad los compuestos polares y organometálicos son removidos y reemplazados por cationes presentes en el agua, haciendo que la superficie sea más mojada por agua y generando una producción adicional de crudo.

✓ Cambio de mojabilidad: El cambio de mojabilidad es el efecto más aceptado por los investigadores en el mundo como el causante del incremento del factor de recobro al inyectar agua inteligente en un yacimiento. En 1998 Buckley explicó que este cambio de mojabilidad se

daba debido a la interacción de componentes del petróleo y la roca con el agua de inyección. En 2002 fue Drummond quien explicaba los cambios en la mojabilidad debidos a el aumento en el pH y la salinidad presente en las superficies de silicatos. En el año 2010 por medio de evidencia experimental, Berg manifestó que la alteración de la mojabilidad en las superficies de las arcillas al momento de inyectar agua inteligente en un yacimiento era principalmente debido a: la emulsificación, la reducción de la tensión interfacial, migración de finos y el taponamiento selectivo de los poros llenos de agua a través del hinchamiento de arcillas.

Es cierto que cada yacimiento de petróleo en el mundo es diferente, pero para trabajar sobre uno en específico es necesario tener en cuenta las normas o los mecanismos generales que se desencadenan al implementar cualquier proceso. Por esto, se hace necesario tener en cuenta los anteriores mecanismos para tener una idea general de las condiciones que debe tener un yacimiento prometedor para emplear la inyección de agua inteligente. De acuerdo con estos mecanismos mencionados previamente se puede determinar que el yacimiento debe cumplir con presencia de arcillas que se puedan desprender fácil de la roca y migrar, la presencia de componentes polares en el crudo y la existencia de un choque salino entre el agua inyectada y el agua de formación presente en el yacimiento, entre otros. Claro está, como se mencionó anteriormente que cada yacimiento es único y el cumplir con estas condiciones no garantiza la efectividad del método de recobro, así como también, el no cumplir con estas condiciones signifique que el método no se pueda ejecutar. Con base en las generalidades, se llevará a cabo en este trabajo de investigación un detallado análisis bibliográfico con el fin de determinar la viabilidad de esta tecnología en un campo colombiano en específico.

2.2. Rocas Areniscas

Las rocas areniscas son aquellas rocas sedimentarias detríticas más comunes en el planeta las cuales están compuestas por clastos comprendido entre dos y un dieciseisavo de milímetro. Este tipo de roca puede tender a formarse en diferentes ambientes de sedimentación como lo puede ser abanicos aluviales, ríos, lagos, desiertos, lecho marino entre otros; por lo general no suelen ser formaciones de un tamaño extenso si no que, suelen estar intercaladas ente otras rocas detríticas de tamaño variable como conglomerados y arcillas. Usualmente las areniscas se han utilizado como materiales para construcción de edificaciones desde hace siglos, no obstante, para la industria petrolera son de un gran agrado ya que en el espacio libre que hay en los granos de esta se puede acumular agua o petróleo

2.2.1. Smartwater en areniscas

Diversos experimentos se han tratado en universidades como la Universidad de Stavanger de Noruega, que indican que la implementación de esta tecnología para formaciones areniscas el factor de recobro ha aumentado entre un cinco y un veinte por ciento del OOIP (Original Oil in Place, o petróleo original en yacimiento) y para formaciones carbonatadas de hasta un cuarenta por ciento del OOIP.

A diferencia de los carbonatos, una arenisca está compuesta de muchos minerales diferentes. Los minerales del tipo de sílice están cargados negativamente en el rango de pH relevante del agua de formación. Sin embargo, son los minerales arcillosos los más fuertemente adsorbidos por los componentes polares del petróleo crudo. Las arcillas son químicamente únicas debido a la presencia de cargas negativas permanentes y, por lo tanto, las arcillas actúan como intercambiadores de cationes. En competencia con los cationes, tanto el material básico como el ácido pueden adsorberse sobre la superficie de la arcilla y hacer que la arcilla se humedezca con

aceite. La adsorción de material básico y ácido sobre la arcilla es muy sensible al pH y puede cambiar drásticamente dentro del rango de pH: 5 a un pH: 8.

La respuesta del recobro mejorado con Agua Inteligente en areniscas depende en gran medida de las propiedades minerales del material rocoso. La cantidad y tipo de minerales de arcilla parecen ser parámetros clave en el proceso de alteración de la mojabilidad. Los minerales de arcilla contribuyen con la mayor parte del área superficial en sistemas porosos de arenisca, y la mojabilidad inicial está altamente relacionada con el contenido de arcilla. Los compuestos orgánicos polares presentes en los petróleos crudos interactúan con las superficies minerales cargadas negativamente y se comportan como moléculas de anclaje para la fase oleosa. Estudios paramétricos de adsorción y experimentos de inyección de agua en varios núcleos confirmaron que la mojabilidad del agua en las superficies minerales de areniscas disminuye cuando existen valores de pH ligeramente ácidos (Austad et al. 2017).

El pH inicial de los yacimientos de arenisca es típicamente ácido, esto favorece las condiciones de mojabilidad fraccional. Sin embargo, la mojabilidad depende de varios factores, tales como la cantidad de compuestos orgánicos polares presentes en el petróleo, la composición del agua de formación FW, los tipos de minerales presentes en la superficie y la temperatura del yacimiento.

Los efectos del Agua Inteligente también se han confirmado en sistemas de areniscas con petróleo proveniente del yacimiento, agua de formación FW y núcleos preservados.

2.3. Reología

Fue fundada en la década de los años veinte por los científicos Marcus Reiner y Eugene Bingham. La reología es una rama de la física que estudia el cómo los fluidos se comportan o se mueven cuando son sometidos a diferentes tipos de esfuerzos y se usa para describir, mediante componentes como la viscosidad y la elasticidad, la consistencia de diferentes fluidos (Rojas 2012).

2.3.1. La viscosidad.

La viscosidad es la resistencia que tiene material a fluir. Para entender bien el concepto de viscosidad es necesario saber que se entiende por esfuerzo de corte y velocidad de deformación o cizallamiento con un ejemplo en el cual tenemos un fluido contenido entre dos platos:

2.3.2. Esfuerzo de corte (τ).

Es la fuerza necesaria que se aplica sobre el plato superior, es decir, la superficie de un fluido para que este se mueva en una dirección haciendo que las capas adyacentes de este se muevan paralelamente entre ellas, pero a diferentes velocidades. La velocidad disminuye a medida que la capa infinitamente delgada esté más alejada de la superficie del fluido (plato superior), en donde está aplicado el esfuerzo.

$$\tau \left(\frac{\text{dinas}}{\text{cm}^2} \right) = \frac{F \text{ (dinas)}}{A \text{ (cm}^2\text{)}} \quad (1)$$

2.3.3. Velocidad de deformación o cizallamiento.

Es definida como la velocidad relativa del fluido dividida en la distancia que hay entre los platos, es decir, la velocidad del fluido con respecto a los platos dividido en el espesor al cual está sometido es

$$\gamma \text{ (s}^{-1}\text{)} = \frac{v \left(\frac{\text{cm}}{\text{s}} \right)}{h \text{ (cm)}} \quad (2)$$

Teniendo en cuenta estos conceptos mencionados podemos decir que para flujo laminar

se cumple:

$$\frac{F}{A} = h * \frac{v}{\gamma} \text{ ó } \tau = \mu \left(\frac{dina * s}{cm^2} \right) * \gamma \quad (3)$$

Donde μ es la viscosidad dinámica del fluido en Poise. La industria de los hidrocarburos maneja el valor de centipoise:

$$1 \text{ Poise} = 100 \text{ centipoise (cP)} \quad (4)$$

Existe otro tipo de viscosidad con el mismo principio solo que en esta se tiene en cuenta la densidad del fluido estudiado (ρ) y está en función de la viscosidad dinámica (μ). En algunos casos es necesario utilizar esta viscosidad para caracterizar el fluido. Esta viscosidad se le conoce como viscosidad cinemática (ν) y se determina por la siguiente ecuación:

$$\nu \left(\frac{cm^2}{s} \right) = \frac{\mu}{\rho} \quad (5)$$

Donde la unidad de la viscosidad cinemática es en Stokes. La industria de los hidrocarburos maneja el valor de centistokes:

$$1 \text{ Stokes} = 100 \text{ centiStokes (cSt)} \quad (6)$$

Entendiendo el principio de la viscosidad podemos dividir los fluidos en tres tipos:

✓ Fluidos Newtonianos: Fluidos que para cualquier valor de esfuerzo de corte la viscosidad siempre será la misma, es decir, que sin importar el esfuerzo de corte que se le aplique al fluido, este siempre mantendrá la misma viscosidad.

✓ Flujo no Newtonianos: Son los fluidos que no cumplen con la condición de los fluidos newtonianos ya que estos pueden variar su viscosidad con respecto al esfuerzo de corte porque la velocidad de deformación no es lineal. Además, puede verse afectada la viscosidad por el tiempo o simplemente porque interviene un sistema elástico en el comportamiento reológico dando lugar a los fluidos viscoelásticos.

✓ Fluidos viscoelásticos: Son fluidos que gracias a un componente elástico en ellos

pueden absorber la energía aplicada transformándola en energía potencial y de esta manera ocasionando una deformación restaurable en este. Cabe resaltar que estos fluidos también cuentan con un componente viscoso que también absorbe la energía aplicada, pero para transformarla en calor (Rojas 2012).

2.4. Composición iónica del agua:

Para evaluar el recobro adicional del petróleo en un yacimiento al cual se le aplicará una estimulación con agua inteligente, es necesario estudiar la composición iónica de esta misma, especialmente de los aniones cloro, carbonatos, bicarbonatos, sales o esteres del ácido sulfúrico, es decir, sulfatos y los cationes calcio, magnesio, sodio. Por consiguiente, es necesario conocer la composición iónica del agua para posteriormente, tener claridad al analizar los cambios de esta misma al inyectar el agua inteligente.

2.4.1. Cloro.

El ion cloruro (Cl^-) es considerado el principal constituyente del agua, ya que se encuentra tanto el agua de producción, como en acuíferos de agua dulce y de agua salada, así como también de agua fresca superficial. A comparación de los otros iones presentes en el agua, este anión (Cl^-) se encuentra por lo general en mayor proporción por lo que se considera determinante en cuanto al nivel de salinidad del agua.

2.4.2. Carbonatos y Bicarbonatos.

En cuanto a la alcalinidad del agua se quisiera hablar, el contenido de sales de ácido carbónico (carbonatos y bicarbonatos) e hidróxidos son los que más la afectan ya que contribuyen considerablemente en la alcalinización del agua.

2.4.3. Sulfatos.

Los sulfatos son un tipo de aniones que llegan al agua por medio de las rocas sedimentarias,

especialmente rocas carbonatadas tales como el yeso y anhidrita, y por medio de las lluvias debido al dióxido de azufre presente en la atmósfera. En procesos de inyección de agua es importante tener en cuenta que los tiempos de cierre tienden a producir incrustaciones de sulfato en las zonas cercanas al pozo, afectando así, el desarrollo de la recuperación. (Crabtree et al. 1999).

2.4.4. Calcio.

El ion predominante en el agua considerada dura. El ion calcio (Ca^{2+}), proviene generalmente de las rocas carbonatos y tiende a combinarse fácilmente con los iones mencionados anteriormente para formar precipitados como el carbonato de calcio.

2.4.5. Magnesio.

El ion magnesio (Mg^{2+}), junto con el calcio son los responsables del nivel de dureza del agua y se encuentra en grandes concentraciones en el agua de mar. Proviene de las rocas con minerales de magnesio como es el caso de la dolomita.

2.4.6. Sodio.

Considerado el catión más abundante en las salmueras de yacimientos petrolíferos y las aguas de producción en concentraciones muy altas.

2.5. Salinidad del agua

La salinidad del agua equivale a la cantidad de sales disueltas que hay en ella misma. La concentración de estas sales disueltas es conocida como TDS (Total Dissolved Solids) y se miden en miligramos por litro (mg/L), aunque por facilidad se expresa como ppm, ya que para soluciones acuosas diluidas como es el caso, la concentración en mg/L es equivalente a la concentración en ppm.

A continuación, se presenta una tabla con la clasificación del agua según su salinidad:

Tabla 1*Clasificación del agua según su salinidad*

Clasificación	Salinidad (mg/L ó ppm)
Dulce o fresca	< 1000
Salobre	1000 < x < 25000
Salada o de mar	25000 < x < 50000
Salmuera	50000 < x < 150000
Salmuera dura o fuerte	> 150000

Nota. Tomado de inyección de agua de baja salinidad: Un nuevo método EOR por estudiar en Colombia por Juan Alejandro Ávila Bobadilla, 2017, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga

2.6. pH

El pH representa la concentración de iones de hidrogeno (H^+) presentes en cualquier sustancia indicando la alcalinidad o acidez que mantiene esta misma. Es considerado en los estudios hechos hasta hoy sobre el agua inteligente como método de recobro y debido a los resultados obtenidos un aspecto muy importante.

A continuación, se presenta una tabla con la clasificación del agua según su nivel de pH:

Tabla 2*Clasificación del agua según su nivel de pH*

Clasificación	Nivel de pH
Fuertemente ácida	< 3.5
Ácida	$3.5 < x < 5.5$
Débilmente ácida	$5.5 < x < 6.8$
Neutra	$6.8 < x < 7.2$
Débilmente básica	$7.2 < x < 8.5$
Básica	> 8.5

Nota. Tomado de Sistema para la Identificación de Aguas en Pozos Petroleros (SIAPP) por Ramírez Martín, Carlos E. y Rodríguez Donatien, Ariagna, 2009. Universidad de las Ciencias Informáticas, ciudad de La Habana

2.6.1. Variación del pH.

El pH de una solución puede cambiar debido a algunos factores que podrían afectar principalmente su valor, como la fuerza iónica de la solución o los cambios de temperatura. Hay algunos químicos que pueden aumentar o disminuir el pH. La cal, el bicarbonato de sodio, el hipoclorito de calcio, el hipocloruro de sodio u otros aumentan el pH de la solución. El ácido sulfúrico, el dióxido de carbono y el hidróxido de sodio son ejemplos de productos químicos que disminuyen el pH. También se analizó el pH de varios efluentes. El pH del agua producida para los núcleos cuando estaban saturados con agua de formación permaneció cerca de 8.0, lo que indica un "equilibrio químico" entre el agua de formación inyectada y la superficie del núcleo. También se probó el efecto del bicarbonato en la salmuera. Cuando se midió la permeabilidad de la salmuera con agua de formación, algunos núcleos se saturaron nuevamente con agua de

formación sin bicarbonato, pH 6.3. Para estos casos, el pH de los efluentes aumentó a 7.12 (núcleos de piedra caliza). Resultados similares fueron para núcleos de dolomita de un valor inicial de 6.3 a 7.6 también saturados con salmuera de formación sin bicarbonato. Parece ser que el cambio de pH probablemente se deba a la disolución de la roca. Por lo tanto, el salto de los valores de pH es el resultado de la disolución del núcleo.

2.7. Interacción de petróleo / agua de inyección

El petróleo crudo mostró cambios en su viscosidad, densidad, contenido de agua y valores de pH. Por ejemplo, la viscosidad del petróleo crudo disminuyó cuando entró en contacto con la salmuera en condiciones no dinámicas (las muestras se agitaron), es decir, cuando las condiciones eran estáticas, la viscosidad se vio disminuida desde 377 cP hasta 68 cP. Para este último caso, el contenido de agua es considerablemente mayor en comparación con el contenido de agua del petróleo crudo original. Los análisis del agua también indicaron variaciones de su pH que muestran condiciones más ácidas y sus efluentes también informaron variaciones de los iones.

Se hicieron observaciones similares cuando la salmuera estaba en contacto con el petróleo crudo a la temperatura de prueba. La viscosidad del aceite disminuyó; el pH y la densidad del aceite disminuyeron y el contenido de agua aumentó considerablemente. Cuando los aceites crudos y las salmueras se agitaban, se formaban muchas pequeñas gotas de agua y quedaban suspendidas en el petróleo crudo. Estas gotas durarían por algún tiempo, pero eventualmente volverían al estado de dos fases separadas.

2.8. Interacción de agua inyectada / roca

El proceso de precipitación sólida no se limita a las interacciones agua / roca; también puede ser causada por la incompatibilidad entre el agua inyectada y la mineralogía de rocas. La

precipitación puede reducir la permeabilidad considerablemente; por lo tanto, la inyektividad puede reducirse. Antes de realizar un experimento, los núcleos se saturaron completamente con salmuera de formación. Luego se obtuvo la permeabilidad a la salmuera. Más tarde, los núcleos se limpiaron con tolueno y metanol y, una vez más, se saturaron con agua de mar o con salmuera de baja salinidad y se midió la permeabilidad. En general, durante el tiempo de prueba no hubo cambios en la permeabilidad de los núcleos. Las variaciones no fueron significativas. Los resultados determinaron que mezclar agua de mar y salmueras de baja salinidad no causaría ningún daño importante a la roca.

2.9. Pruebas de imbibición espontánea

La prueba de imbibición espontánea consiste en la inyección de un tipo de fluido que genera un empuje en el interior del sólido que contenga tanto la fase mojante como la no mojante provocando un aumento en la saturación de la fase mojante.

Como sabemos, la recuperación de petróleo por imbibición espontánea (SI) de reservorios fracturados es de importancia relevante, especialmente cuando la matriz tiene baja permeabilidad y puede ser relativamente un proceso lento y luego dependiente del tiempo. Los experimentos de imbibición espontánea se realizaron utilizando núcleos de piedra caliza y dolomita con saturación inicial de agua. Los núcleos se saturaron inicialmente con agua de formación sintética.

2.10. Recuperación terciaria y/o mejorada.

La implementación de la recuperación terciaria y/o mejorada se justifica debido a que con el uso de las recuperaciones primaria y secundaria el yacimiento contiene alrededor del 60-80% de crudo originalmente todavía en sitio, o en algunos casos no ha sido posible extraer nada de crudo con recuperación primaria o secundaria debido a las condiciones del yacimiento y las

características del hidrocarburo y es necesario el uso de la recuperación terciaria desde un principio (Salager 2005).

Para entender el por qué se hace necesario el uso de la recuperación terciaria, hay que entender de que se tratan la recuperación primaria y secundaria de manera muy general y los factores que limitan la eficiencia de estos.

2.10.1. Recuperación primaria.

En esta etapa de producción el crudo se extrae de forma natural y solo se hace necesario mantener una diferencial de presión, entre el fondo del pozo y el seno del yacimiento, suficiente para que se logre la producción. Esto se logra o bien generando un aporte de energía que disminuya la presión de fondo con el uso de bombas o de manera natural cuando el yacimiento está en contacto con un acuífero lo suficientemente extenso para generar una compensación natural y la presión de este no decaiga de una manera acelerada a medida que se produzca.

2.10.2. Recuperación secundaria.

En esta etapa de producción se hace uso de pozos inyectores en el mismo yacimiento por el cual vamos a generar un aumento o por lo menos mantener la presión de yacimiento arrastrando o desplazando el crudo para que el diferencial de presión en la pared del pozo sea óptimo. Se implementa agua no modificada químicamente que se inyecta al yacimiento el cual recibe el nombre de inyección de agua o drenaje por agua.

Factores que limitan las recuperaciones primaria y secundaria:

✓ A nivel microscópico es imposible extraer el crudo atrapado en los poros del yacimiento ya que se alcanza una saturación aceite residual, es decir, petróleo atrapado por fuerzas capilares.

✓ A nivel macroscópico hay sectores del yacimiento en donde el fluido inyectado

durante la recuperación secundaria no penetra, ya sea por la baja permeabilidad de este o por la geometría de ubicación de los pozos inyectores con respecto a los productores.

2.11. Inyección de Agua

A raíz del desarrollo a nivel mundial de las diferentes industrias, cada vez se necesita mayor cantidad de aceite para cubrir esa demanda con el fin de cubrir esta necesidad que tienen tanto personas del común como grandes empresas; gracias a esto, se ha incrementado la actividad exploratoria, y en los yacimientos la aplicación de procesos de recobro mejorado (no convencionales), sin embargo, más de la mitad de la producción mundial de petróleo se debe a la inyección de agua.

La inyección de agua es el más conocido de los métodos de recuperación de petróleo y a pesar de ser un método convencional, hasta el momento es el que más ha contribuido en el aumento del factor de recobro mundial; se usa ampliamente, debido a varias razones:

- ✓ Existe relativa facilidad al momento de inyectar agua ya que invade de buena manera la formación a tratar
- ✓ El agua presenta alta eficiencia al momento de desplazar tipos de aceite de gravedad media y livianos
- ✓ Al momento de hablar de costos operacionales, comparados con métodos de recobro como lo pueden ser inyección de gas o vapor, presenta costos más bajos.

La inyección de agua fue descubierta a mediados del siglo diecinueve cuando ocurrió de forma accidental en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania; el agua, proveniente de arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de agua superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos. En esa época se pensó que la función principal de la

inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1890, cuando se notó que el agua había mejorado la producción.

Para 1907, la inyección de agua tuvo un apreciable impacto en la producción de petróleo del Campo Bradford; se inyectó agua en un solo pozo y a medida que aumentaba la zona invadida, los pozos un frente más amplio.

En 1921, la invasión circular se cambió por un arreglo en línea, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectores; para 1928, el patrón de línea se reemplazó por un arreglo de cinco pozos y después de 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección-producción.

La recuperación secundaria de petróleo corresponde al recobro adicional generado por los métodos llamados convencionales, la inyección de agua es el más común de estos métodos, aplicado luego de que se ha establecido que la energía del yacimiento es insuficiente o cuando se desea aumentar la producción.

En la inyección de agua, se logra la producción del petróleo, gracias al empuje del agua, que pasa a ocupar el volumen del petróleo, entonces, el fluido inyectado actúa como fluido desplazante y el petróleo como fluido desplazado; es decir, ocurre un desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso, esto es similar al ocasionado por un pistón y se puede presentar de dos formas:

- ✓ Desplazamiento Tipo Pistón sin Fugas: El agua inyectada actúa como un pistón que desplaza todo el petróleo móvil de la zona invadida, por lo tanto, detrás del frente de invasión, la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es residual.

- ✓ Desplazamiento Tipo Pistón con Fugas: El pistón generado por el agua inyectada

no es completamente eficiente, ya que permite que parte del petróleo que podría ser desplazado, se quede detrás del frente y, por lo tanto, la saturación de aceite luego del desplazamiento es mayor a la residual.

El desplazamiento de un fluido por otro es un proceso de flujo no continuo, debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo, esto causa cambios en las permeabilidades relativas, presiones y viscosidades de las fases, además, dependiendo de las condiciones de la roca, se pueden presentar diferencias en los procesos de inyección de agua. El mecanismo de desplazamiento de un proceso de inyección de agua generalmente presenta las siguientes etapas:

✓ Llenado: Al inicio del proceso de inyección, el agua se inyecta con el fin de disolver el gas libre que se encuentre en la formación, por lo tanto, el agua reemplaza el volumen ocupado por el gas. No existe un proceso de desplazamiento en esta etapa y su duración depende de la cantidad de gas libre y del volumen de agua inyectada.

✓ Desplazamiento. La inyección de agua está acompañada por un aumento de la presión del yacimiento, desde los pozos inyectora hacia los productores, el fluido desplazado se mueve por la acción del fluido desplazante, generando bancos de agua y de petróleo en el yacimiento. En esta etapa se obtiene la mayor parte de la producción de petróleo y casi no contiene fluido desplazante.

✓ Ruptura. Cuando se alcanza el punto de ruptura del frente del agua en el pozo productor, se empieza a producir el agua que se ha inyectado y la producción de esta aumenta bruscamente.

✓ Etapa Subordinada. Es el periodo que sigue a la ruptura, el fluido desplazante arrastra a la fase desplazada por el camino de flujo y se producen ambas fases. El recobro de petróleo depende de la inyección de grandes volúmenes de agua

Para entender el comportamiento del desplazamiento inmisible que ocurre en un proceso de inyección de agua, se deben conocer las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento, las propiedades del flujo de dos o más fases, la distribución de saturaciones en el yacimiento y la calidad del fluido inyectado. La recuperación de petróleo está dominada por la mojabilidad de la roca, la presión capilar, las permeabilidades relativas y el proceso de desplazamiento como tal está directamente afectado por la relación de movilidades y el número capilar; pero en realidad, la situación es mucho más compleja debido a las emulsiones e interacciones roca-fluido y otros factores difíciles de cuantificar.

2.12. Propiedades y fenómenos involucrados en la recuperación mejorada.

2.12.1. Porosidad.

Es la fracción de volumen de poro en la roca o la fracción de fluido almacenado en la roca con respecto al volumen total de esta, es decir, que la porosidad no ayuda a determinar la cantidad de fluido que puede almacenar la roca. La ecuación de la porosidad es la siguiente:

$$Porosidad (\emptyset) = \frac{Volumen\ poroso}{Volumen\ total\ de\ la\ roca} = \frac{Volumen\ total - Volumen\ sólido}{Volumen\ total} \quad (7)$$

La porosidad según su origen y tiempo de deposición de las capas puede ser totalmente natural (porosidad original) o puede generarse a través de fracturas (porosidad inducida). Existe otra clasificación de la porosidad y es según la comunicación de sus poros, siendo la porosidad efectiva el volumen de poros interconectados aportando al flujo de los fluidos y la porosidad absoluta el volumen total de poros en la roca sin importar si aportan o no al flujo de los fluidos, la diferencia entre ambas porosidades se denomina porosidad residual o no efectiva. Un aproximado del rango de porosidades según Sanders (1998) en las rocas que pueden llegar a almacenar hidrocarburos son:

- ✓ Areniscas: 5 a 35%

- ✓ Caliza y Dolomitas: 5 a 50%
- ✓ Arcillas: 40 a 60%

2.12.2. Permeabilidad.

Es la medida de la facilidad con que una roca permite transmitir fluidos o dejar fluir los fluidos dentro de ella, siendo la permeabilidad dependiente de la porosidad efectiva. Fue definida por el ingeniero Henry Darcy, su unidad son los darcies o milidarcies (mD) y se simboliza con la letra “k”. La ecuación más representativa para hallar la permeabilidad basándose en la teoría de Darcy es la siguiente:

$$k = \frac{q * \mu * L}{A * \Delta P} \text{ siendo } 1 \text{ Darcy} = 1000\text{mD} = 0,986 \text{ mm}^2 \quad (8)$$

Donde:

q : tasa de flujo $\frac{\text{cm}^3}{\text{seg}}$

A : área (cm^2)

μ : viscosidad (cP)

ΔP : diferencial de presión (atm)

L : longitud (cm)

k : permeabilidad (Darcy)

De acuerdo con las fases almacenadas en la roca, podemos dividir la permeabilidad en:

- ✓ Permeabilidad absoluta (K): La permeabilidad existente cuando el medio poroso está totalmente saturado por una sola fase.
- ✓ Permeabilidad efectiva (K_{ei} siendo $i = \text{aceite, agua o gas}$): Es la capacidad de la roca de dejar mover un fluido cuando hay presencia de otro fluido, siendo estos inmiscibles entre ellos.
- ✓ Permeabilidad relativa (K_{ri} siendo $i = \text{aceite, agua o gas}$) : Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta.

Depende de la saturación del fluido considerado en el medio rocoso.

$$K_{ri} = \frac{K_{ei}}{K} \quad (9)$$

2.12.3. Saturación de fluidos.

Se refiere a la fracción del volumen poroso de la roca que está siendo ocupado por un fluido a considerar (Kantzas 2012). Existen tres tipos de saturaciones en un yacimiento haciendo referencia a los tres tipos de fluidos que podemos encontrar en este, y son:

✓ Saturación de aceite-petróleo (S_o): Es la fracción de volumen de petróleo en los poros de la roca. Esta se puede clasificar a medida que se produce en un yacimiento. Siendo sus principales, la saturación de aceite inicial (S_{oi}), saturación de aceite remanente (S_{OR}) y saturación de aceite residual (S_{or}), siendo esta última la fracción en volumen de aceite que no puede ser extraído del yacimiento con el método de recuperación que se esté implementando. A continuación, se presenta de manera muy general como estarían distribuidos estas saturaciones a medida que se produce en un yacimiento:

$$S_{oi} > S_{OR} > S_{or} \quad (10)$$

✓ Saturación de agua (S_w): Es la fracción de volumen de agua en los poros de la roca. Esta se puede clasificar a medida que se produce en un yacimiento como la saturación de agua inicial (S_{wi}), saturación de agua connata ($S_{wconnata}$), saturación de agua crítica (S_{wc}) y saturación de agua máxima (S_{wm}); siendo la saturación de agua inicial el volumen de agua que se encuentra al momento de iniciar cualquier proceso, la saturación de agua connata el volumen de agua inicial en el yacimiento, la saturación de agua crítica el volumen mínimo ya que por debajo de este valor el agua no fluye en el yacimiento y la saturación de agua máxima el volumen de agua máxima en el yacimiento. A continuación, se presenta de manera muy general como estarían distribuidos estas saturaciones a medida que se produce en un yacimiento:

$$S_{wm} > S_{wi} > S_{wconnata} \geq S_{wc} \quad (11)$$

- ✓ Saturación de gas (S_g): Es la fracción de volumen de gas en los poros de la roca.

Esta se puede clasificar a medida que se produce en un yacimiento. Siendo sus principales, la saturación de gas inicial (S_{gi}) y saturación de gas residual (S_{gr}), siendo esta última la fracción en volumen de gas que no puede ser extraído del yacimiento con el método de recuperación que se esté implementando. A continuación, se presenta de manera muy general como estarían distribuidos estas saturaciones a medida que se produce en un yacimiento:

$$S_{gi} > S_{gr} \quad (12)$$

2.12.4. Presión capilar.

Esta propiedad se da a nivel de garganta de poro debido a las fuerzas atractivas en el poro y a lo pequeña que es la columna de los fluidos en este lugar. En laboratorio se puede evidenciar esta propiedad con un tubo capilar (de diámetro muy pequeño), en el cual se introduce petróleo- agua inmisible entre ellos y se evidencia en la interfaz de estos una curva ocasionado por la diferencia de presión que hay entre la fase no mojanete y la fase mojanete. Según esto, la presión capilar se puede expresar como el diferencial de presión en la interfase dentro de la garganta de los poros de un yacimiento.

$$P_c = \text{Presión de la fase no mojanete } (P_{nw}) - \text{Presión de la fase mojanete } (P_w) \quad (13)$$

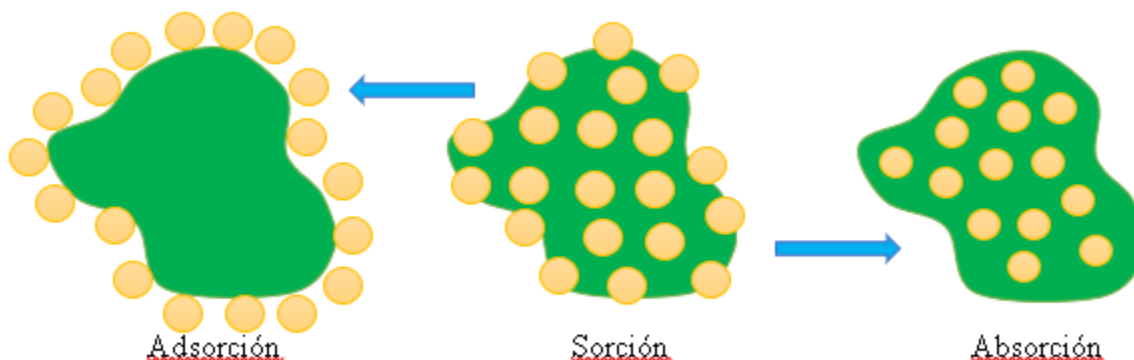
Los siguientes parámetros pueden ser medidos a partir de las curvas de presión capilar, las cuales junto con las curvas de permeabilidades relativas deben hacerse bajo condiciones de imbibición según Escobar (2000):

- ✓ Porosidad efectiva.
- ✓ Aproximación de la saturación de agua crítica.
- ✓ Variación de la saturación de agua por encima del contacto agua-petróleo.

- ✓ Permeabilidad absoluta determinada por correlaciones.
- ✓ Indicaciones de permeabilidad relativa de fases mojante y no mojante.
- ✓ Posible mojabilidad y ángulo de contacto.

2.12.5. Adsorción.

La adsorción se utiliza para eliminar de forma individual los componentes de una mezcla gaseosa o líquida. El componente para separar se liga de forma física o química a una superficie sólida. Hay una clara diferencia entre el fenómeno de adsorción y el de absorción, en el segundo existe una penetración física de una fase en la otra; sin embargo, es factible que ambos sucedan simultáneamente, y en este caso puede ser muy difícil separar los efectos de ambos fenómenos, inclusive un fenómeno puede afectar al otro (Viades 2012). El componente eliminado por adsorción de una mezcla gaseosa o líquida puede ser el producto deseado, pero también una impureza. Este último es el caso, por ejemplo, de la depuración de gases residuales. El sólido recibe el nombre de adsorbente, y el componente que se adsorbe en él se denomina adsorbato. El adsorbente se debería ligar, en lo posible, sólo a un adsorbato, y no los demás componentes de la mezcla a separar. Otros requisitos que debe cumplir el adsorbente son: una gran superficie específica (gran porosidad) y tener una buena capacidad de regeneración. Un adsorbente muy utilizado es el carbón activo. Dado que la adsorción se favorece por temperaturas bajas y presiones altas, para la regeneración, es decir, para la desorción, se emplean temperaturas altas y presiones bajas. De este modo, para la regeneración del adsorbente se puede utilizar, por ejemplo, vapor de agua o un gas inerte caliente.

Figura 1*Fenómenos fisicoquímicos de adsorción y absorción*

Nota: Tomado de Fenómenos de Superficie-Adsorción por Maestra Josefina Viades Trejo, 2012, UNAM

2.12.6. Tensión superficial y tensión interfacial.

Para hablar de estos conceptos es necesario hacer énfasis en conceptos como lo son:

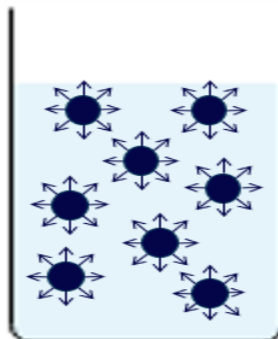
- ✓ Superficie: Una superficie es en realidad una interfase-intercara-interfaz.
- ✓ Fase: Es una parte (porción) homogénea del sistema, con propiedades intensivas constantes a lo largo de toda la fase. Por ejemplo: un sistema constituido por un cristal de AgBr en equilibrio con una solución de dicha sal tiene dos fases el sólido (cristal) y la disolución. Una fase puede constar de varias partes separadas, en el caso anterior, puede haber más de un cristal de AgBr en equilibrio con la disolución y todos los cristales forman parte de la misma fase, o en el caso de una bebida carbonatada todas las burbujas del gas forman una sola fase.
- ✓ Interfase: Aquella región en el espacio en la cual el sistema como un todo sufre una transición de una fase a la otra, o también se puede definir como la región a través de la cual las propiedades intensivas del sistema cambian “desde” aquellas correspondientes a una fase “hasta” las de la otra fase. Si la interfase no tiene una energía libre positiva, no puede existir como una frontera estable entre dos fases. Para que la interfase sea estable, debe tener una energía libre positiva interfacial tal, que deba realizarse trabajo para aumentar la interfase; en caso contrario y

de no existir otras fuerzas externas como la fuerza de la gravedad que separa las fases por densidad y otros factores, entonces factores aleatorios como el movimiento Browniano distorsionan la interfase hasta que las fases se mezclan

Teniendo claro los conceptos anteriormente mencionados, se puede definir la tensión interfacial como las fuerzas de atracción que existen entre las moléculas de un líquido son de diferente magnitud dependiendo de la zona del líquido considerada. Las moléculas en su seno del líquido están lo suficientemente cerca para que el efecto de las fuerzas de atracción sea considerable, pero tienden a equilibrarse. (Raquel 2005) Por el contrario, las moléculas de la zona superficial (fig.1) no están rodeadas completamente por otras moléculas del líquido y por lo tanto estas moléculas están desequilibradas con un efecto neto hacia el seno del líquido. Esta fuerza neta es normal a la superficie y será más baja mientras más pequeña sea dicha superficie. Es decir, para una superficie mínima se cumple una energía mínima y por lo tanto podemos decir que la superficie de un líquido tiende a contraerse y el efecto resultante de estas fuerzas de contracción es lo que da origen a la tensión superficial, permitiendo además que la superficie sea estable.

Figura 2

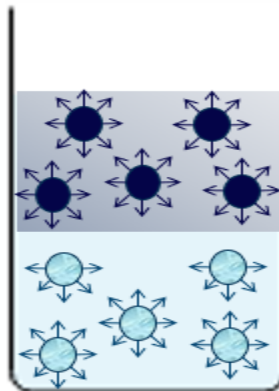
Fuerzas atractivas que actúan sobre las moléculas en el seno de un líquido y en la superficie libre



Nota: Adaptado de Cuaderno FIRP S203-A, 2005, Universidad de los Andes, Mérida

Por otro lado, se define la tensión superficial como la fuerza de atracción hacia dentro

ejercida sobre las moléculas de la superficie de un líquido. Esta tensión tiene como consecuencia la contracción de la superficie. Cuando se ponen en contacto dos líquidos inmiscibles el sistema considerado estará formado por las dos fases líquidas y la interfase de contacto entre ellas. Las moléculas de la interfase entre dos líquidos estarán sometidas a fuerzas de magnitudes diferentes a las que están sometidas las moléculas del seno de cada uno de los líquidos. Además, se tendrán también interacciones de tipo Van der Waals con las moléculas del otro líquido en la interfase, lo que conducirá a que la tensión a la interfase (tensión interfacial) tenga un valor intermedio entre las tensiones superficiales de los dos líquidos condensados.

Figura 3*Interfase entre dos líquidos*

Nota: Adaptado de Cuaderno FIRP S203-A, 2005, Universidad de los Andes, Mérida

Otro fenómeno importante presente en el capilar que va muy relacionado con las tensiones presentes es:

El número capilar ya que es aquella relación que existe entre las fuerzas viscosas de drenaje y las fuerzas capilares que coexisten y actúan en una interface de fluidos inmiscibles. Esta característica es un el factor determinante que afecta la eficiencia de desplazamiento.

La ecuación que permite denotar esta característica es:

$$N_c = \frac{k * \Delta p}{\sigma * L} = \frac{\mu * v}{\sigma}$$

Donde:

- σ es aquella tensión interfacial que existe entre los fluidos desplazantes y desplazados (Agua/Petróleo)
- Δp es el gradiente de presión por unidad de longitud
- v es la velocidad del desplazamiento del fluido
- μ es la viscosidad del fluido

La teoría del número capilar es muy importante para la recuperación de petróleo mejorada basada la hipótesis de la ley de Darcy, y esto siempre debe tenerse en cuenta cuando se utiliza en EOR. El flujo en medios porosos de baja permeabilidad a menudo muestra efectos distintos de Darcy, que están más allá de su ley (Guo, Hu et al 2017). La definición del número capilar debe tener en cuenta tanto la relación de viscosidad como la permeabilidad relativa ya que, en esta última, se demostró en función del número de capilares; su dependencia de la velocidad se vio afectada por los efectos capilares finales.

2.12.7. Mojabilidad.

“Entender la mojabilidad de la formación es crucial para optimizar la recuperación de petróleo. La preferencia para estar mojado por petróleo versus agua influye en muchos aspectos del desempeño del yacimiento, particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada de petróleo. Suponer que un depósito está mojado por agua, cuando no lo está, puede provocar daños irreversibles en el depósito” Abdallah et al. 1986.

La mojabilidad es la tensión de adhesión que ocurre cuando existe más de un fluido saturando el yacimiento, y es función de la tensión interfacial. También se puede definir como la

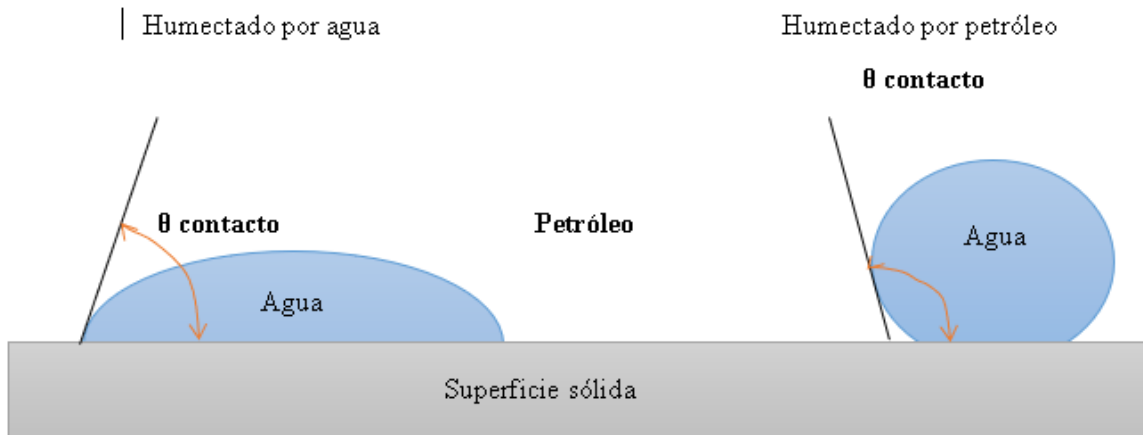
tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida, en presencia de otro fluido inmisible.

Las rocas pueden ser mojadas por agua, por petróleo o por una mojabilidad intermedia. Lo más probable en un yacimiento es que existan mojabilidad intermedia, causado por un sistema de mojabilidad mixta, es decir, algunas superficies o granos están mojados por el agua y otros por el crudo.

La propiedad de la mojabilidad influye bastante en los procesos de inyección de agua y en el avance de acuífero en un yacimiento. Esta propiedad se puede determinar mediante el método del ángulo de contacto en donde el grado de este demuestra la tendencia de mojabilidad del yacimiento Figura 4. Cabe resaltar que la mojabilidad de un yacimiento es mixta ya que no existe uno en donde toda su superficie o granos estén mojados por una sola fase (Manucci 1990).

Figura 4

Método del ángulo de contacto para determinación de mojabilidad



Nota: Tomado de Caracterización de yacimientos por Manucci, 1990, Maracaibo, Venezuela

Es importante entender que la mojabilidad se puede clasificar. Estos cuatro tipos de mojabilidad son: mojabilidad por agua, mojabilidad por aceite, mojabilidad intermedia y mojabilidad mixta en donde la mojabilidad por agua y aceite representa la preferencia que posee la roca hacia el fluido respectivo (teniendo en cuenta que la mojabilidad por aceite es casi

imposible ya que decir que una roca está totalmente mojada por aceite es poco probable debido al origen de esta). Por otro lado, es necesario entender la distinción existente entre mojabilidad intermedia (que carece de una fuerte preferencia a estar mojada por un fluido en específico) y la mojabilidad mixta (que tiene una variedad de preferencias, posiblemente incluida la mojabilidad intermedia).

2.12.8. Drenaje e imbibición.

Son dos procesos muy importantes en donde las fases implicadas realizan una función distinta.

✓ Drene o drenaje: Proceso mediante el cual la fase no-mojante desplaza del medio poroso a la fase mojante. Dicho de otra manera, es la disminución de la saturación de la fase mojante por empuje de la fase no-mojante. Al mismo tiempo la saturación de la fase no-mojante aumenta.

✓ Imbibición: Proceso mediante el cual la fase mojante desplaza a la fase no mojante hacia los medios porosos. Este proceso ocurre de manera espontánea y es bastante importante en un yacimiento que produce por mecanismos de empuje de agua ya que ocurre un proceso de absorción por parte de la roca, desplazando el exceso de crudo presente en la superficie de los granos de esta.

2.12.9. Heterogeneidades del yacimiento.

Se definen como la variación de las propiedades del yacimiento, como la permeabilidad, la porosidad, espesor, saturación de los fluidos, fallas, entre otras más; a través del yacimiento.

La heterogeneidad es una propiedad muy importante para determinar el factor de recobro de un yacimiento ya que está relacionada con las características geológicas tanto a escala micro (porosidad) como a escala macro (fallas) llegando a tener el mayor impacto sobre los riesgos e

incertidumbres presentes en la eficiencia de recobro.

Esta propiedad tan importante puede ser estimada gracias a los siguientes métodos:

- ✓ Evaluaciones geológicas de los núcleos.
- ✓ Registro de pozos.
- ✓ Pruebas de presión.
- ✓ Análisis sísmico.

Si el resultado es que se tiene una heterogeneidad bastante alta se puede concluir que el factor de recobro del yacimiento será bajo, ya que a mayores heterogeneidades el flujo de los fluidos podrá complicarse más.

Las heterogeneidades del yacimiento se pueden dividir en:

- ✓ Heterogeneidad areal.
- ✓ Heterogeneidad vertical.
- ✓ Heterogeneidad por fracturas a escala de yacimiento.

3. Estado del arte

3.1. Campo en norte del África

3.1.1. *Caracterización del campo.*

Se trata de un campo petrolífero gigante ubicado en el norte de África. Es un campo subsaturado y terrestre que fue descubierto en 1954 y un año después de su descubrimiento comenzaría a producir con mecanismo de recuperación primaria. En 1985 se ha empezado a implementar de manera gradual la inyección de agua como mecanismo de recuperación secundaria llevando a cabo una inyección periférica de agua de mar con una salinidad de 38000ppm. Dentro de las características principales del campo en cuanto a su estructura se puede encontrar que es un campo anticlinal, que cuenta con unas dimensiones de 10km de largo y 4km de ancho, contiene dos importantes sistemas de fallas que subdividen su estructura en varios bloques y, por último, que está compuesto de arenisca turbidítica y deltaica parcialmente separadas entre ellas con intercalaciones de lutita y anhidrita.

La zona escogida para implementar la evolución química de EOR debido a sus buenas características y sobre todo el espacio óptimo entre pozos inyectoros y productores es la zona A.

A continuación, se encuentran las principales características de esta zona:

Tabla 3*Principales características del campo al norte de África*

Propiedades del yacimiento	
Temperatura del yacimiento (°F)	169
Porosidad promedio (%)	19
Propiedades de los fluidos	
Densidad del aceite (gr/cm ³)	9,33
Gravedad API	20
Salinidad del agua de formación (ppm)	220000
Pozos	
Número de pozos productores	13
Número de pozos inyectores	4

Nota. Tomado de Low Salinity Waterflooding: From Single Well Chemical Tracer Test Interpretation to Sector Model Forecast Scenarios por Spagnuolo, 2016, Tulsa, Oklahoma, USA.

3.1.2. Implementación de agua inteligente.

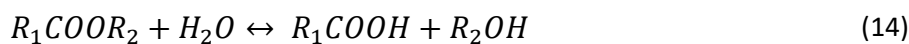
Para llevar a cabo la cuantificación de los resultados obtenidos debido a la implementación del agua inteligente en este campo se hizo uso de una prueba de trazador químico de pozo único (SWCTT), la cual hace posible la medición de la saturación de aceite remanente después de inundar la región cercana al pozo con un agente de desplazamiento.

Las SWCTTs se realizan teniendo en cuentas las siguientes etapas:

✓ Prelavado: Se inunda la zona de prueba con el fluido de desplazamiento alcanzando las condiciones de aceite remanente o incluso residuales.

✓ Inyección de volumen de empuje: Se procede a detener la inyección de trazadores de partición y de cobertura mientras que el trazador de balance de materiales se sigue inyectando junto con agua para alejar los otros dos trazadores de la zona de prueba.

✓ Cierre: El pozo se cierra para permitir que ocurran las reacciones esperadas debido a la inyección de los trazadores anteriormente realizada.



El cierre dura entre uno y seis días.

✓ Vuelta a la producción: Se abre el pozo para producir los trazadores nuevamente y poder analizar sus concentraciones en el agua producida y llegar a una conclusión.

A continuación, se muestra una tabla con los principales parámetros para llevar a cabo la prueba SWCTT:

Tabla 4

Principales parámetros evaluados para la realización de pruebas en el campo al norte de África

Parámetros de realización de pruebas		
	Prueba 1	Prueba 2
Prelavado		
Salinidad del agua (ppm)	38000	1000
Caudal de inyección (ft ³ /d)	2642	2708
Duración (día)	4,3	4,1
Agua inyectada acumulada (ft ³)	11230	11230
Inyección de trazadores		
Caudal de inyección (ft ³ /d)	3496	2708

Duración (horas)	4	4
Concentración promedio de ETAC (ppm)	5022	6659
Concentración promedio de NPA (ppm)	5022	6659
Agua inyectada acumulada (ft3)	583	452
ETAC inyectado acumulado (ft3)	2,92	3
NPA inyectado acumulado (ft3)	2,92	3
<hr/>		
Inyección de volumen de empuje		
<hr/>		
Caudal de inyección (ft3/d)	3496	2708
Duración (horas)	12	12
Concentración promedio de IPA (ppm)	1418	1779
Agua inyectada acumulada (ft3)	1748	1356
IPA inyectado acumulado (ft3)	3,3	3,21
<hr/>		
Cierre		
<hr/>		
Duración (días)	3	3
<hr/>		
Vuelta a producción		
Caudal de inyección (ft3/d)	2754	2588
Duración (días)	3,9	4,8
Agua inyectada acumulada (ft3)	10637	12462

Nota. Adaptado de Low Salinity Waterflooding: From Single Well Chemical Tracer Test Interpretation to Sector Model Forecast Scenarios por Spagnuolo, 2016, Tulsa, Oklahoma, USA.

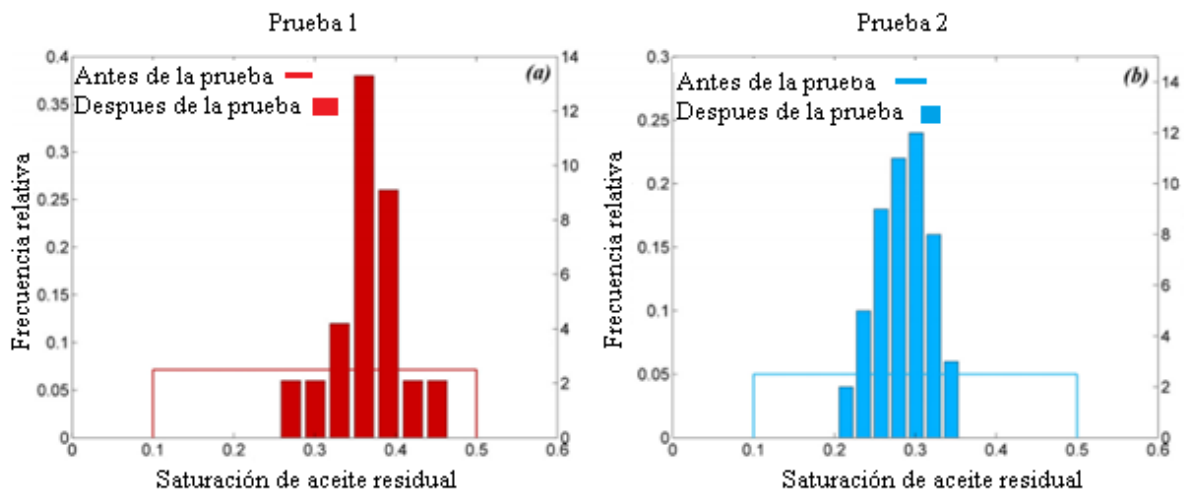
Después de realizar la prueba SWCTT se datos brutos se agruparon mediante una técnica de agrupación de tres puntos para eliminar el ruido y preservar las características más importantes.

3.1.3. Resultados y Conclusiones.

El objetivo de las pruebas SWCTT para estos casos es el de estimar la reducción de la saturación de aceite residual. En este caso se hicieron dos pruebas para comparar la reducción de la saturación de aceite residual al implementar agua de mar y agua inteligente (de baja salinidad).

Los resultados obtenidos de la prueba se muestran en las siguientes graficas en donde la figura 5.a representa los resultados al implementar agua de mar y la figura 5.b representa los resultados al implementar agua inteligente:

Figura 5
Saturación de aceite residual (prueba 1 y prueba 2)



Nota. Adaptado de Low Salinity Waterflooding: From Single Well Chemical Tracer Test Interpretation to Sector Model Forecast Scenarios por Spagnuolo, 2016, Tulsa, Oklahoma, USA.

Se definieron escenarios de pronóstico de 20 años gracias a la simulación es de flujo a escala de yacimiento incluyendo la implementación de agua inteligente durante estos 20 años y se cuantificó su efectividad en la mejora de la recuperación de petróleo. Los resultados mostraron un aumento de 2% en el OOIP al final de estos 20 años.

3.2. Campo ubicado en Rusia

3.2.1. Caracterización del campo.

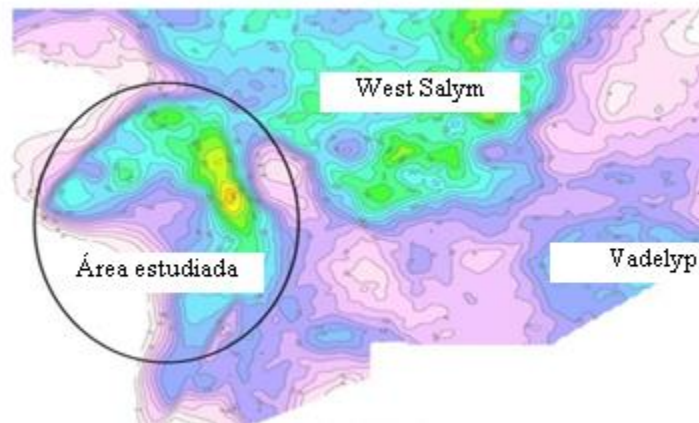
El campo West Salim se encuentra ubicado al oeste de Siberia. Comenzó su producción a partir del año 2004 y al siguiente año se dio inicio la inyección de agua como mecanismo de recuperación secundaria en este. El corte de agua está por encima del 80% y dicha agua de

formación cuenta con una salinidad de 1500ppm, es decir, que el agua de formación del campo West Salim se considera agua dulce. Debido al declive de producción de petróleo se realizó una técnica en las zonas más maduras del campo en la cual se inyectaban polímeros tensioactivos alcalinos. En cuanto a la inyección de agua inteligente, debido a su muy bajo costo de operación y lo simple que puede llegar hacer se tomó en cuenta para las zonas “verdes” del campo, es decir, en las zonas menos maduras.

A continuación, se da a conocer el área del campo al cual se le considera aplicar la inyección de agua inteligente:

Figura 6

Área superficial del campo ubicado en Rusia



Nota. Adaptado Low Salinity Flooding Trial at West Salym Field por Erke, 2016, Tulsa, Oklahoma, USA.

3.2.2. Implementación de agua inteligente.

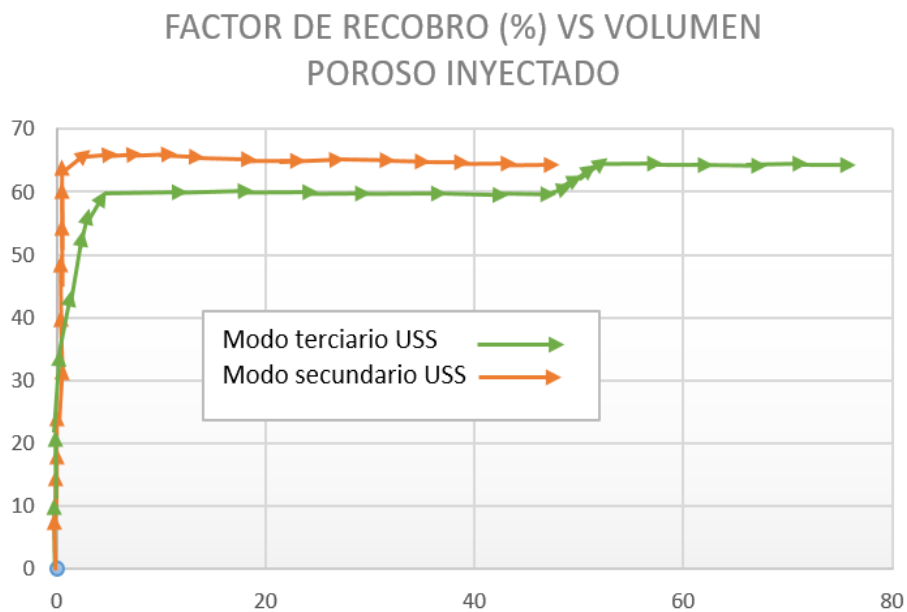
Escala de laboratorio: Se realizaron en el año 2012 dos pruebas USS Coreflood en núcleos compuestos: una en modo terciario y otra en secundario. Se extrajeron las curvas de permeabilidad relativas para las salmueras de alta y baja salinidad gracias a que los resultados de las pruebas se compararon con el historial utilizando un simulador numérico. Los resultados de estas pruebas

mostraron una respuesta positiva en cuanto al agua de baja salinidad (agua inteligente) tanto en el modo terciario como en el modo secundario, lo cual fue un motivo para avanzar en cuanto a tomar la decisión de si implementar la inyección de agua inteligente en el campo.

A continuación, se presentan las gráficas de factor de recobro vs volúmenes porosos inyectados y la gráfica de permeabilidades relativas:

Figura 7

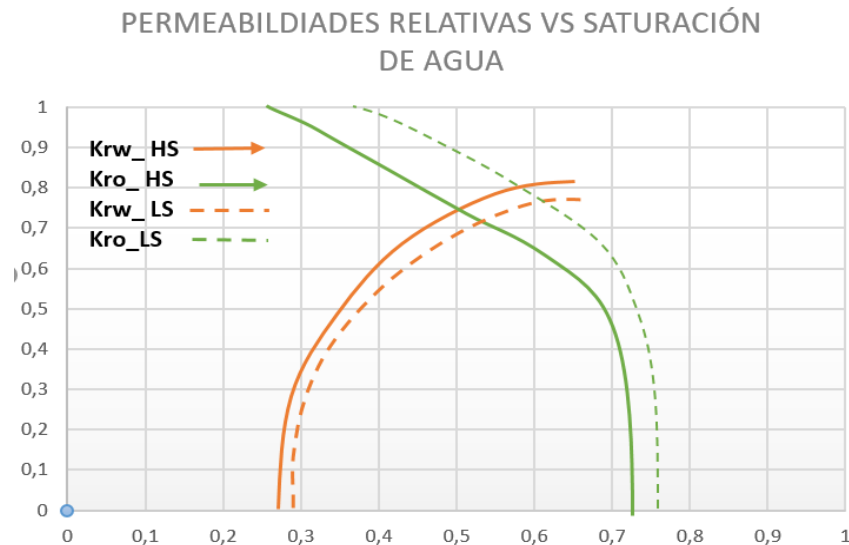
Factor de recobro vs volumen poros inyectado del campo ubicado en Rusia



Nota. Adaptado Low Salinity Flooding Trial at West Salym Field por Erke, 2016, Tulsa, Oklahoma, USA.

Figura 8

Permeabilidades relativas vs saturación del campo ubicado en Rusia



Nota. Adaptado Low Salinity Flooding Trial at West Salym Field por Erke, 2016, Tulsa, Oklahoma, USA.

La inyección de agua inteligente mostró una reducción del Sor en 2 a 4 unidades de saturación en los modos terciario y secundario. Por otra parte, las curvas de permeabilidades relativas demostraron la alteración de la mojabilidad de la zona afectada por el agua inteligente.

Escala de campo: Las curvas de permeabilidad relativa descritas anteriormente se usaron después para calcular ahora un pronóstico, pero a escala de campo tanto en modo secundario como en modo terciario.

Para generar un pronóstico del aumento de la recuperación generado por el agua inteligente, se construyeron un modelo estático, el cual se basa en una interpretación sistémica tridimensional reciente y el conocimiento de SPD del área, consta de alrededor de 300000 bloques de cuadrícula, cada uno de 165pies x 165pies de tamaño e incluye todas las arenas petrolíferas del campo apiladas e intercaladas con segmentos de lutita. Por otro lado, se construyó un modelo dinámico no

mejorado a partir del modelo estático con el simulador dinámico interno de Sheell (MoReS) para realizar comparación histórica de los datos de producción, inyección y presión de los pozos del área afectada.

3.2.3. Resultados y conclusiones.

Como resultado, a inyección de agua inteligente mostró una reducción del Sor en 2 a 4 unidades de saturación en los modos terciario y secundario. Por otra parte, las curvas de permeabilidades relativas demostraron la alteración de la mojabilidad de la zona afectada por el agua inteligente. Es decir, la inyección de agua inteligente conduciría a una aceleración de la producción de petróleo, además de reducir el Sor en 2, 3 o 4 unidades, y por lo tanto aumentaría la recuperación de crudo.

Al final de la historia de producción, la tasa de producción total fue de 2250 m³/día (79458 ft³/día) con una tasa de inyección de 1700 m³/día (60034,93 ft³/día), es decir, que la producción incremental de petróleo fue de 2,5% del OOIP. Es evidente que, como se mencionó anteriormente, la inyección de agua inteligente afectó de manera positiva la recuperación de petróleo y para este caso específico fue considerada como un medio para aumentar la recuperación final de petróleo.

3.3. Campo en Rusia 2

3.3.1. Caracterización del campo.

Se trata de un campo petrolífero terrestre que fue puesto a producir en 2004 y un año después de su descubrimiento comenzaría a producir con mecanismo de recuperación secundaria. El yacimiento cuenta con una temperatura de 190 °F y con un corte de agua de producción del 80%. Dentro de las características más importantes a mencionar para la evaluación de la implementación de la tecnología de agua inteligente es que muy cerca a este campo se encuentra

un acuífero de agua dulce bastante grande del cual se puede hacer uso. En cuanto al crudo de este campo, a continuación, hay una tabla con sus principales propiedades:

Tabla 5
Principales propiedades del campo en Rusia

Propiedad	Valor
Gravedad API	26,2°
Viscosidad @ 192 °F	2,95 cP
Número ácido total	<0,01 mg KOH/g aceite
Número básico total	2,71 mg KOH/g aceite

Nota. Tomado de Low Salinity Waterflooding: Laboratory Experiments and Field Forecasts por Suijkerbuijk, 2014, West Asia, Muscan

3.3.2. Implementación de agua inteligente.

Para llevar a cabo la cuantificación de los resultados obtenidos debido a la implementación del agua inteligente en este campo se hizo uso de 13 plugs de núcleo, los cuales fueron perforados y limpiados mediante la extracción de Soxhlet utilizando una mezcla azeotrópica de cloroformo, metanol y agua.

A continuación, se presenta una tabla con las propiedades básicas de los plugs seleccionados:

Tabla 6*Propiedades básicas de los plugs utilizados para las pruebas de laboratorio*

Muestra	Volumen poroso	Porosidad (Fracción)	K _{oil} (mD)
2078	4,25	0,194	19,8
2079	4,26	0,193	21,4
2080	4,24	0,194	18,0
2081	4,09	0,186	21,1
2082	4,25	0,194	20,8
2083	4,25	0,193	22,6
4837	4,25	0,191	32,2
4839	4,35	0,194	29,9
4840	4,30	0,192	32,8
4841	4,29	0,191	27,8
4846	4,32	0,192	26,3
4847	4,32	0,192	29,8
4851	4,33	0,192	34,5

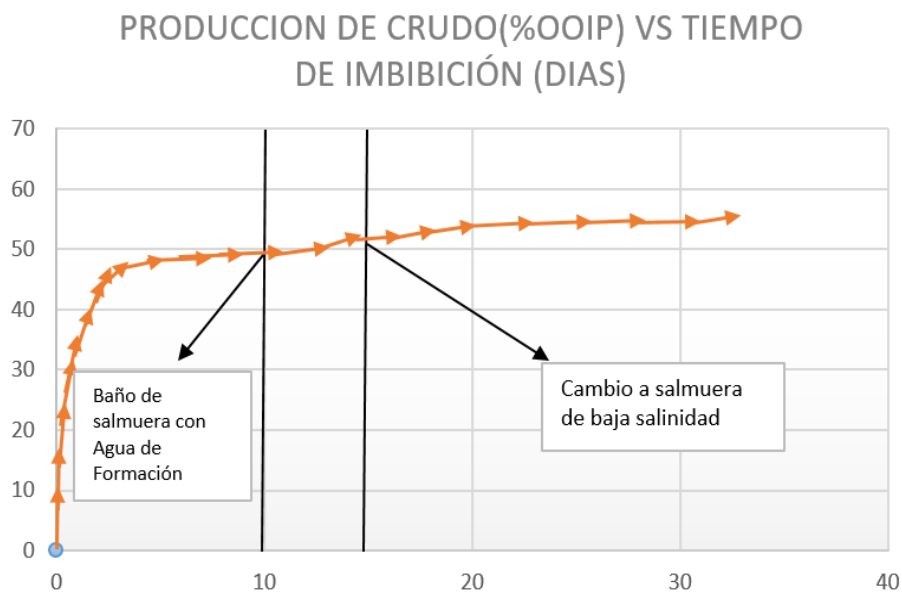
Nota. Tomado de Low Salinity Waterflooding: Laboratory Experiments and Field Forecasts por Suijkerbuijk, 2014, West Asia, Muscan

Las 13 muestras de plugs escogidas se saturaron con agua de formación sintética y se midieron las permeabilidades a la salmuera. Luego de esto se llenaron todos los plugs con el crudo del campo estudiado hasta la saturación de agua inicial usando el método de placa porosa.

Posteriormente las placas se envejecieron a 145 psi y 190 °F. El siguiente paso fue utilizar una muestra de un solo núcleo para un experimento de imbibición espontánea mientras que los experimentos de inundación se realizaron en plugs compuestos. Después de 100 horas de estar sumergido el plug que se utilizó para imbibición espontánea en una celda Amott, se logró la estabilización de producción de petróleo al alcanzar el 49% del OOIP como se muestra a continuación:

Figura 9

Producción de crudo vs tiempo de las pruebas del laboratorio



Nota. Adaptado de Low Salinity Waterflooding: Laboratory Experiments and Field Forecasts por Suijkerbuijk, 2014, West Asia, Muscan

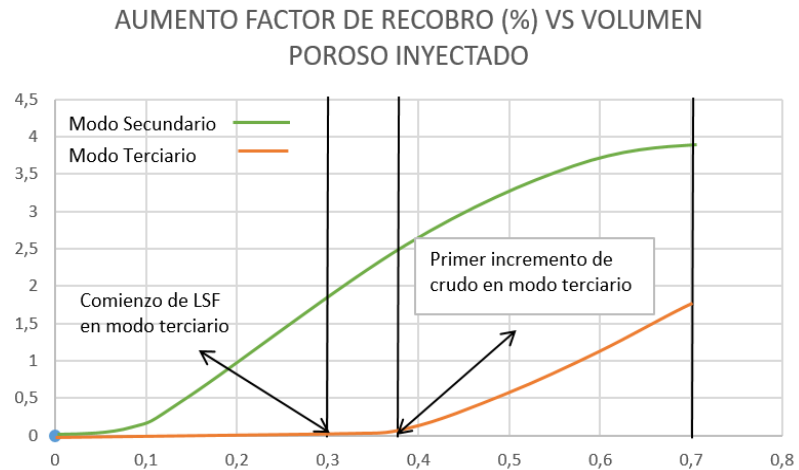
El siguiente paso fue el desarrollo de pruebas para determinar permeabilidades relativas y posteriormente se realizan las modificaciones a estas permeabilidades relativas, esta modificación se debe hacer a todos los modelos de permeabilidad relativa del modelo sectorial y el cambio ocurre cuando la salinidad de un bloque de cuadrícula se reduce a un valor umbral definido.

3.3.3. *Resultados y conclusiones.*

A continuación, se consideran dos modos de inyección hipotéticos de agua inteligente:

Figura 10

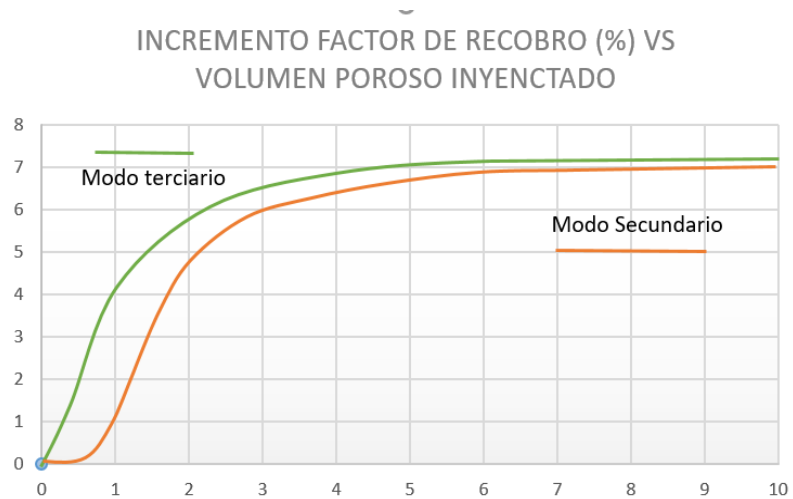
Aumento del factor de recobro vs volumen poroso inyectado para modo secundario y terciario



Nota. Adaptado de Low Salinity Waterflooding: Laboratory Experiments and Field Forecasts por Suijkerbuijk, 2014, West Asia, Muscan

Figura 11

Incremento del factor de recobro vs volumen poroso para modo secundario y terciario



Nota. Adaptado de Low Salinity Waterflooding: Laboratory Experiments and Field Forecasts por Suijkerbuijk, 2014, West Asia, Muscan

De lo anterior se puede evidenciar que la inyección de agua inteligente Enel modo de recuperación terciario comienza a afectar al factor de recobro en 0,29 volúmenes porosos inyectados, mientras que en secundario ya se encuentra en el 1,5% del factor de recobro. Además, se necesita otros 0,09 volúmenes porosos inyectados para observar el levantamiento de la curva, mientras que en el modo de recuperación secundaria ya ha alcanzado 2,2% de factor de recobro. Esta diferencia de factor entre el modo terciario y secundario se mantiene durante más de 10 años según la simulación. Sin embargo, el agua de baja salinidad eventualmente desplazará la alta salinidad inyectada en el proceso de modo terciario, y las recuperaciones incrementales deberían ser iguales después de que se haya inyectado una cantidad suficiente de volúmenes porosos.

A continuación, se muestra una tabla con los factores de recobro en cada uno de los incrementales en cada modo (terciario y secundario):

Tabla 7

Factores de recobro del campo en Rusia

Factores de recobro en cada uno de los incrementales en cada modo (terciario y secundario)					
VP inyectados	0,29	0,39	0,7	2,1	10
Modo de recuperación secundaria	1,5%	2,3%	3,9%	6,3%	7,3%
Modo de recuperación terciaria	0,0%	0,1%	1,7%	5,2%	7,1%

Nota. Tomado de Low Salinity Waterflooding: Laboratory Experiments and Field Forecasts por Suijkerbuijk, 2014, West Asia, Muscan

La extracción de los datos relevantes del campo (permeabilidades relativas) y la ampliación de los resultados de la inundación del núcleo a la escala del campo indicaron que el factor de recuperación incremental debido a la inyección de agua inteligente varía entre el 2-4% después de 1 volumen poroso inyectado y el 5-6% después de 2 volúmenes porosos inyectados para el sector

seleccionado del campo. Una comparación de la implementación de agua inteligente en modo secundario y terciario muestra que la implementación anterior de la tecnología siempre es ventajosa.

3.4. Campo Nutria

3.4.1. Caracterización del Campo

El aceite original en sitio calculado para la Zona B del Campo Nutria es de 45.32 MMBLS de petróleo. El desarrollo de la producción del Campo Nutria da inicio el 10 de marzo de 1969 con el Pozo Nutria 2 con 240 BOPD con una gravedad API de 37° en flujo natural. Después en 1983 se perfora el Pozo Nutria 3 el cual brinda 360 BOPD con 1.0 de BS&W y 590 pies cúbicos por barril fluyendo. En diciembre de 2009 la producción del Campo alcanza los 2200 BOPD y 110 BWPD correspondiente a un corte de agua promedio del 5%, la producción acumulada de petróleo es de 5.8 MMBLS.

El Campo Nutria se distribuye en tres periodos de desarrollo. En el primero y segundo desarrollo se observan presiones iniciales de 3000 psi, posteriormente en el tercer periodo la presión actual del yacimiento y valores originales del mismo se encuentra en pozos de avanzada perforados en el área. El carácter estratigráfico del área se refleja en mediciones de presiones donde se tiene arenas depletadas por pozos existentes

- ✓ Presión inicial del yacimiento: 3000 psi
- ✓ Presión actual 900-2700 psi

Según el Instituto Colombiano del Petróleo, el agua producida en el Campo Nutria se comporta como un fluido corrosivo e incrustante, su salinidad oscila entre 7000 a 13000 ppm de NaCl y su resistividad entre 0.44 y 0.86 ohm-m, dependiendo de la zona productora.

Tabla 8*Resultados PVT y propiedades físicas del yacimiento y los fluidos*

Propiedad	Valor
Profundidad (TVDSS)	7200
Presión de yacimiento (psi)	2700
Temperatura de yacimiento (°F)	153
Gravedad API (°API)	32
Presión de burbuja (psi)	2474
Viscosidad del aceite (cP)	1,6722
Factor Volumétrico (resBbl/STB)	1,2592
Densidad @Pyac (gr/cc) Prueba de presión	0,6926
Densidad @Pyac (gr/cc) PVT	
GOR inicial (scf/STB)	556,05
Rs (scf/Bbl)	500,01

Nota. Tomado de análisis de sensibilidad de un proceso de inyección de agua de baja salinidad para un sector del campo Nutria por Sandoval, 2014, Bucaramanga

3.4.2. Implementación del agua inteligente.

La construcción del modelo numérico del campo Nutria fue realizado en el simulador Eclipse 100 versión 2012.2 de la compañía Schlumberger. El software permite modelar el comportamiento y las características del yacimiento a pequeña escala con el objetivo de representar

y estudiar procesos a gran escala y así poder tener una predicción más clara y real del desarrollo de este.

Las Curvas de Kr para cada área se seleccionaron basados en el estudio petrofísico realizado en el año 2007 por Richard Vessell donde se selecciona la información más confiable (se realizó un control de calidad comparando la Swirr de las curvas de Pc con las curvas de Kr) de todas las pruebas disponibles, la curva de permeabilidad relativa (normalizada) seleccionada para el Área Lisama es del Pozo TESO0032 @ 8353 ft (Tipo de Roca 3).

En resumen, un fluido es representativo si se captura una muestra que proviene de una zona en la que no se han alterado las condiciones originales del yacimiento en el momento de su muestreo. En el Área Lisama se identificaron como no representativos los PVT's LISA0082, LISA0120, LISA0160 y LISA0165 por lo cual quedaron descartados y como representativos LISA0005 (2), LISA0008, LISA0045, LISA0048, LISA0049, LISA0095 (2), TESO0031, TESO0035, NUTR0031 y PERO0001. De los 16 PVT's, 13 fueron muestreos en fondo, tres fueron muestreos en superficie, nueve poseen composición, 12 resultaron representativos, siete confiables en la prueba de densidad, cuatro confiables en la prueba de GOR y finalmente 1(NUTR0031) es el más representativo dentro del Área Lisama.

Luego de integrar toda la información recopilada como las propiedades petrofísicas, historial de producción, grid de simulación, PVT, curvas de permeabilidades relativas y/o presiones capilares, densidades de los fluidos, además de las instrucciones que el simulador debe seguir para poder correr la simulación: se construye un archivo que está en formato ASCII de extensión .DATA.

Utilizando el archivo PRED_BASE.DATA se puede realizar la corrida preliminar llamada inicialización con el fin de validar el aceite original en sitio (OOIP) y también poder generar los archivos .grid y .init que contienen todas las propiedades petrofísicas asignadas a cada celda de la malla de simulación que luego van a ser usados al momento de generar el Schedule (El Schedule es un archivo que recopila toda la información de los pozos tal como eventos, nombres, trayectorias, historias de producción, etc).

La realización del ajuste histórico consiste en modificar parámetros físicos del yacimiento como la permeabilidad, porosidad, espesores, distribuciones de saturación, permeabilidades relativas, etc, con el propósito de representar de la manera más aproximada y exacta el comportamiento de la historia de producción y presión del campo. El proceso de ajuste histórico al campo Nutria incluye la historia de desarrollo de este desde marzo de 1980 hasta agosto de 2008.

3.4.3. Resultados y conclusiones.

La predicción del factor de recobro y la producción incremental de petróleo se realiza en este trabajo teniendo en cuenta varios parámetros estudiados anteriormente y encontrados en la literatura por medio de un análisis de sensibilidad; en este análisis se toman a consideración las variables que pueden tener más influencia en los mecanismos de producción y una por una son variadas en un rango determinado de manera que se pueda tener una interpretación cualitativa y cuantitativa de la influencia de cada parámetro.

El mayor recobro se obtuvo cuando el efecto comienza para valores de salinidad menores a 5000 ppm, de manera que entre más susceptible sea el yacimiento a cambios pequeños de salinidad del agua de inyección el recobro será mayor, siempre y cuando no se dañe la formación por taponamiento y reducción de la permeabilidad.

Las tasas de inyección es uno de los parámetros más influyentes en un proceso LSW. Para el análisis realizado, se sensibilizaron los caudales a inyectar. Los caudales se escogieron teniendo en cuenta características fundamentales tanto del yacimiento como de los equipos de superficie utilizados en la operación, dentro de los cuales es importante la capacidad de las bombas, la fuente de la cual se va a extraer el fluido utilizado y los rangos de Presión operacionales.

La presión juega un papel muy importante durante la inyección de un fluido al yacimiento, de tal manera que el rango de operación debe ser mayor a la Presión del yacimiento para que pueda existir ingreso del fluido hacia la formación y además debe ser menor a la Presión de Fractura para no incidir en una fractura a la formación; para el caso de la formación Mugrosa del campo Nutria, la Presión de Fractura tiene un valor aproximado de 4390 psia. Teniendo en cuenta lo anterior, aumenta el factor de recobro, siendo la inyección de 5000 Bbl/D la que mejores resultados arroja. Este comportamiento evidencia la importancia que tiene este parámetro dentro de un proceso de inyección de agua.

3.5. Campos West semlek, North semlek y Moran minnesula

3.5.1. Caracterización de los campos.

El trabajo se centró en datos históricos a escala de campo de la cuenca del río Powder, que es una importante cuenca productora de petróleo en Wyoming que está convenientemente cerca de INL (Idaho Falls, Idaho). que penetraba en los pozos productores. La arenisca de Fox Hills y la caliza de Madison (ambas fuentes de agua dulce) fueron las dos principales fuentes de agua de inyección para las inundaciones en la cuenca.

Tabla 9

Principales características de los campos West Semlek, North Semlek y Moran minnesula

	West Semlek	North Semlek	Moran

Permeabilidad promedio (mD)	225	-	78
Porosidad (%)	19,4	15,8	14,4
Saturación de agua (%)	25	20	37,1
Presión inicial del campo (psia)	2847	2700	4381
Punto de burbuja (psia)	165	300	475
Gravedad API (°API)	23	22,5	22,3
Factor volumétrico de formación inicial (resBbl/STB)	1,049	1,049	1,07
GOR (scf/STB)	10	10	50
Temperatura del yacimiento (°F)	144	140	200
Profundidad de la formación productora (ft desde la superficie)	7240	7270	8715

Nota. Tomado de Low-Salinity Waterflooding to Improve Oil Recovery-Historical Field Evidence por Robertson, 2007, California, USA

3.5.2. Implementación del agua inteligente.

Hay muchas formas de graficar los resultados de las inundaciones de agua de campo para su análisis; sin embargo, dado que las inundaciones de laboratorio se utilizaron para ilustrar la recuperación mejorada y formaron la base para el análisis de campo, se manipuló la comparación de las recuperaciones de las inundaciones de agua de campo para hacer las parcelas de recuperación en el mismo estilo que los resultados de laboratorio.

3.5.3. Resultados y conclusiones.

Los resultados de la inyección de agua en el campo generalmente se grafican como tasa de producción de petróleo en función del tiempo, a partir de la cual se pueden calcular las tasas de disminución y estimar la producción futura. Pero los resultados de las inundaciones del núcleo de laboratorio se muestran normalmente como un gráfico de recuperación de petróleo frente al fluido total producido.

Se debe tener cierta precaución al analizar la eficiencia de desplazamiento de las inundaciones de agua a escala de campo. La selección de las inundaciones de agua de campo para la comparación debe hacerse para minimizar las variaciones en las eficiencias de barrido volumétrico de modo que las diferencias en la recuperación de petróleo puedan atribuirse justamente a las diferencias en la eficiencia de micro desplazamiento.

3.6. Roca Berea

3.6.1. Caracterización del campo.

La porosidad y permeabilidad de los núcleos de Berea se midieron utilizando un aparato de inyección de núcleos y salmuera de formación de alta salinidad. Se utilizaron dos tipos de crudos para saturar los núcleos, crudo (A) y crudo (B). Las densidades del crudo (A) y (B) a una temperatura de 194 °F son 0.87 y 0.763 g / cm³, respectivamente. Se utilizó un viscosímetro capilar para determinar la viscosidad del aceite a temperatura ambiente. Las medidas de viscosidad fueron 7,21 cP para el crudo (A) y 20,4 para el crudo (B).

3.6.2. Implementación del agua inteligente.

En este artículo, se utilizaron ocho núcleos de afloramientos de arenisca de Berea para la inyección de agua; un núcleo para cada experimento. La porosidad y permeabilidad de los núcleos de Berea se midieron utilizando un aparato de inyección de núcleos y salmuera de formación de alta salinidad (FB). Todas las muestras de aceite se centrifugaron a 5000 rpm, luego se filtraron a

través de un tapón de núcleo de piedra arenisca para evitar cualquier obstrucción de sólidos o problemas de emulsión. Se prepararon salmueras sintéticas (de 5.000 a 174.000 mg / l) utilizando agua desionizada (DIW) y sales. Las composiciones de estas salmueras se dan en la siguiente tabla.

Composiciones químicas de las salmueras

Tabla 10

Composiciones químicas de las salmueras

Iones	Salmuera de formación	Agua de mar	Agua del acuífero
	Concentración, mg / l		
Na +	54.400	16.877	1,504
California ²⁺	10,600	664	392
Mg ²⁺	1,610	2,279	66
Sr ²⁺	0	0	5
Cl ⁻	107.000	31,107	2.577
HCO ⁻³	176	193	192
ASI QUE ₄ 2 ⁻	370	3,560	700
TDS, mg / l	174,156	54,680	5.436

Nota. Tomado de Efficiency of Oil Recover by Low Salinity Wter Flooding in Sandstone Reservoir por Nasralla, 2011, Alaska, USA

Procedimiento de preparación y experimentación del núcleo:

1. Los núcleos de arenisca de Berea se secaron, se pesaron y luego se saturaron con salmuera de formación al vacío.
2. El núcleo se colocó dentro del soporte del núcleo y se inyectó salmuera de formación a un caudal bajo (0,1 cm³ /min) durante 5 PV para asegurar que el núcleo esté

completamente saturado con agua. Luego se midió la permeabilidad del núcleo a diferentes velocidades (0,5,1 y 2 cm³ /min) usando salmuera de formación.

3. Se midió el peso del núcleo saturado y, a partir de la diferencia de peso antes y después de la saturación, se calculó la porosidad del núcleo.

4. Se inyectó petróleo crudo muerto (sin gas) en el núcleo saturado de agua después de colocarlo en el soporte. La inyección de aceite continuó hasta que el núcleo dejó de producir agua, lo que indica que se había alcanzado la saturación de agua irreducible.

5. Los núcleos se mantuvieron en frascos de vidrio sellados durante 30 días en el horno a 212 °F.

6. El núcleo se volvió a cargar en el soporte del núcleo para las pruebas de inundación de agua.

7. Se inyectaron diferentes salmueras a diferentes caudales (0,5, 1, 2 y 4 cm³ /min). Todos los experimentos se realizaron a 500 psi, 212° F. Se controló la caída de presión a través del núcleo.

8. Se recolectaron muestras de efluente del núcleo durante todo el experimento utilizando un recolector automático de fracciones.

9. Las muestras recolectadas se analizaron usando ICP-OES para determinar las concentraciones de iones de sodio, calcio y magnesio.

3.6.3. Resultados y conclusiones.

Se llevaron a cabo ocho experimentos de inyección de núcleo utilizando ocho núcleos Berea SS, dos tipos diferentes de aceite y tres salmueras sintéticas diferentes y agua desionizada. Todos estos experimentos se realizaron a 212°F. A partir de este estudio se extrajeron las siguientes conclusiones:

La salinidad del agua tiene un impacto significativo en la recuperación de petróleo en los reservorios de arenisca a alta temperatura.

La inyección de agua de baja salinidad en modo secundario da como resultado una mayor recuperación de petróleo en comparación con la inyección de salmueras de alta salinidad, independientemente de la composición del aceite.

El agua de baja salinidad no mejoró la recuperación de petróleo en el modo terciario, aunque fue eficiente en el modo secundario. El intercambio catiónico es responsable de una mayor recuperación de petróleo a partir de la inyección de agua de baja salinidad.

El intercambio de cationes conduce a una reducción de las fuerzas de atracción electrostática entre el petróleo crudo y la superficie de la roca al cambiar la carga de la superficie de la roca y, como resultado, se mejora la recuperación de petróleo.

Es probable que se produzcan daños en la formación cuando se inyecta agua desionizada después de agua salina. La cantidad de daño viene determinada por la composición del aceite.

3.7. Campo mar del norte

3.7.1. Caracterización del campo.

En los experimentos de inundación se utilizaron tapones de núcleo de un depósito de petróleo de arenisca en el Mar del Norte. El contenido de arcilla en la roca fue aproximadamente el 13% del peso de la muestra. El aceite del tanque de reserva (STO) se prefiltró a través de $0.45\mu\text{m}$ (filtro de aceite) antes de que se utilizara en los experimentos de inundación. La viscosidad de la STO se midió a 1,5 cP a 80°C .

3.7.2. Implementación del agua inteligente.

Los tapones del núcleo del depósito se limpiaron con tolueno / metanol a 60 ° C antes de saturarlos con FW y absolutos. La permeabilidad se determinó mediante pruebas multitasas. Los tapones de núcleo se drenaron a Swi aumentando gradualmente la presión del nitrógeno humidificado hasta 14 bar utilizando el método de disco poroso no confinado. Se establecieron presiones de sobrecarga de 50 bar y una contrapresión de 5 bar. El nitrógeno se reemplazó por una mezcla de tolueno en la proporción de volumen 1: 5 (mezcla 1). A continuación, se aumentó la temperatura a 80°C antes de que la mezcla 1 se reemplazara por una mezcla de la mezcla 1 y STO en la proporción de volumen 1: 1 (mezcla 2). Luego se reemplazó la Mezcla 2 inyectando 3 volúmenes de poros (PV) de STO. Después de envejecer los tapones del núcleo durante 7 días dentro del soporte del núcleo, 2 PV de STO nuevo se inyectaron antes de que los tapones de núcleo envejecieran durante 7 días. En todos los pasos de inundación anteriores, la tasa de inyección fue 0,5 ml / min.

3.7.3. Resultados y conclusiones.

Cuando se inyectó agua de baja salinidad preparada por dilución del agua de formación (LSW2) a los núcleos de arenisca del yacimiento con alto contenido de arcilla, la humectabilidad se alteró a menos humedad y el aceite se produjo durante un período más largo que durante la inundación de agua con la formación. agua (FW, alta salinidad) en condiciones más húmedas.

Los análisis de las muestras de efluentes para determinar el pH y los cationes han demostrado que las interacciones entre las rocas y las salmueras tuvieron lugar durante las inundaciones de baja salinidad.

La Kr y Pc Las curvas estimadas por la comparación histórica de los datos de producción y presión diferencial de los experimentos de inundación en estado inestable, mostraron que el

núcleo inundado con agua de formación estaba más húmedo que el núcleo inundado con agua de formación diluida.

El modelado del intercambio catiónico muestra que la concentración de cationes divalentes en las superficies de la arcilla fue mayor durante la inyección de la salmuera de baja salinidad (agua de formación diluida) que durante la inyección de la salmuera de alta salinidad (agua de formación). Por lo tanto, la concentración de componentes de aceite polar unidos a las superficies de la arcilla por los cationes divalentes puede ser mayor durante la inundación con la salmuera de baja salinidad (agua de formación diluida) que durante la inundación con la salmuera de alta salinidad (agua de formación). Esto está de acuerdo con las condiciones de menor humedad en la inundación de baja salinidad (FW diluido) que en la inundación de alta salinidad (FW).

El potencial de inundación de agua de baja salinidad para mejorar la recuperación de petróleo debe considerarse caso por caso en función de las interacciones entre la salmuera de formación, las salmueras inyectadas, los componentes del petróleo y el tipo de roca.

3.8. Campo Endicott

3.8.1. Caracterización del campo.

El campo Endicott es un campo offshore maduro localizado en la costa norte de Alaska que ha producido por reinyección de gas e inyección de agua periférica utilizando el agua producida de este mismo campo. Las formaciones productoras del campo Endicott fueron depositadas como arenas fluviales entrelazadas, son continuas en toda la extensión del campo con contenido de lutitas discontinuas y están divididas en K2A, K2B Y K3A, las cuales fueron seleccionadas para la inyección de agua inteligente.

Las zonas K2A y K2B tienen una permeabilidad y porosidad promedio de 1400md y 22% respectivamente, mientras que la zona K3A tiene una permeabilidad y porosidad promedio de 100md y 20% respectivamente. El porcentaje de arcillas presente en las zonas productoras se encuentra entre el 2 y 20%, donde la gran mayoría presente son caolinita e illita.

La gravedad API promedio del fluido producido en el campo Endicott es de 25° con un corte de agua bastante elevado llegando al 90%. La saturación inicial de aceite del campo es de 95% y después de aplicarse el método de recobro secundario la saturación de aceite remanente fue de 41%.

3.8.2. Implementación del agua inteligente.

La prueba piloto se realizó entre un pozo inyector y un pozo productor ubicados a 1040ft de distancia entre ellos. Se llevaron a cabo las siguientes consideraciones según Seccombe:

- ✓ Seleccionar la zona para la inyección de agua de baja salinidad.
- ✓ Seleccionar un par de pozos ya perforados en el yacimiento.
- ✓ Seleccionar la fuente de agua de salinidad reducida.
- ✓ Determinar la forma en la que el agua de baja salinidad va a ser transportada hacia

los pozos inyectores.

- ✓ Definir el programa de monitoreo de los pozos.
- ✓ Determinar la forma de medir el corte de agua y la producción de aceite con

suficiente exactitud y repetitividad.

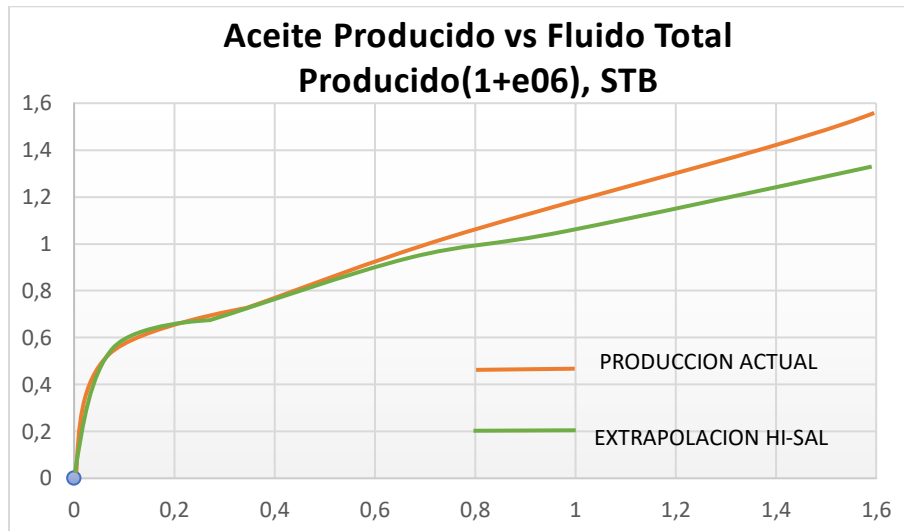
Adicionalmente, la inyección de agua inteligente comenzaría cuando el corte de agua del campo llegará a 95% y que los trazadores asociados indicaran un llenado completo en el volumen poroso total. El modelamiento se llevó a cabo con el simulador Jerauld.

Para el caso de los trazadores, fueron ubicados de la siguiente manera en el pozo inyector según Seccombe:

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

3.8.3. Resultados y conclusiones.

Se realizó una extrapolación para determinar la recuperación a futuro de la inyección de agua convencional. Considerando que la relación entre la permeabilidad relativa al agua y la permeabilidad relativa al aceite es equivalente a una función exponencial de la saturación de agua. Debido a la consideración anteriormente mencionada, se realizó una comparativa a la misma cantidad de fluido producido en la implementación de la inyección los dos tipos de agua (convencional e inteligente), como se puede identificar en la figura 12, concluyendo que la inyección de agua inteligente es un éxito en este campo.

Figura 12*Aceite producido vs fluido total del campo Endicott*

Nota. Adaptado de Demonstration of Low-Salinity EOR at Interwell Scale, Endicott Field, Alaska por Secombe, 2010, Oklahoma, USA.

Para finalizar con el estado del arte, en la tabla 20, se encuentra el resumen de las características más importantes de cada campo investigado para llevar a cabo un análisis más práctico y eficaz.

Cabe aclarar que la característica de la mojabilidad no se encuentra en esta tabla ya que la condición más importante para que sea viable la implementación de agua inteligente en un campo es que el yacimiento sea mojado por aceite.

4. Campo Peguita

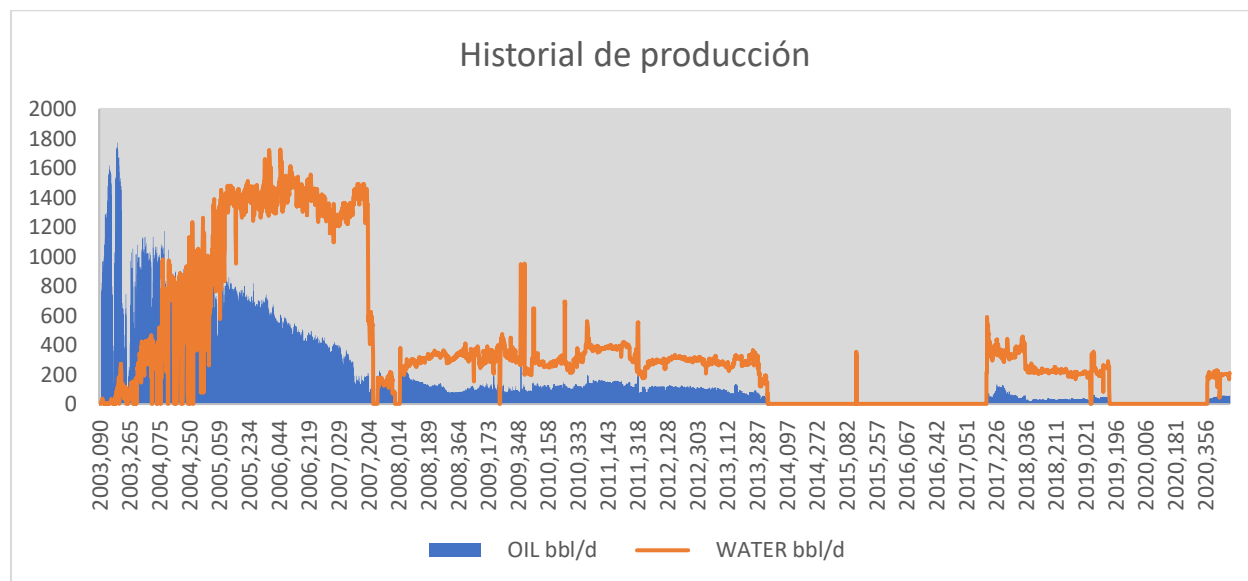
El campo Peguita, ubicado en los llanos orientales comienza su operación de producción en el año 2003. Durante ese mismo año el campo tuvo el año con una producción promedio de crudo de aproximadamente 840 bbl/día y una producción promedio de agua de aproximadamente 103 bbl/día.

En el año 2007 el campo Peguita empieza a presentar una disminución considerable en la presión interna del yacimiento por lo que se hace necesario implementar la inyección de agua en el año... como mecanismo de recuperación secundario con agua de producción en un patrón lineal de 4 pozos (1 inyector y 3 productores). Gracias al sostenimiento de presión generado al inyectar agua al yacimiento como mecanismo de recuperación secundario el campo logra estabilizar su producción nuevamente llegando 900bbl/día de crudo.

En el año 2021 la producción de crudo del campo Peguita ha disminuido en comparación a los años anteriores llegando a producir 41,16 bbl/día en promedio durante la primera mitad del 2021. En cuanto a la producción del agua ha sido en promedio, durante la primera mitad del año 2021, de 2466,67 bbl/día, es decir, que actualmente el campo cuenta con un corte de agua de aproximadamente un 98,35%.

A continuación, en la figura 13 se presenta una gráfica con el historial de producción de uno de los pozos del campo Peguita:

Figura 13
Historial de producción del campo Peguita



Nota. Adaptado de datos suministrados por parte de Cepsa SA, 2021, Bogotá D.C

El campo Peguita cuenta con un sistema de intercalaciones delgadas de areniscas de origen fluvio-deltaico de edad Eoceno Superior y Oligoceno. Estas arenas son cuarcíticas, con tamaño de grano y selección variable, arcillosas y ocasionalmente carbonosas, y arcillas como sellos. La estructura del campo es un cierre contra falla y pequeñas estructuras anticlinales. El espesor de las arenas varía entre 0 y 12ft y una profundidad de alrededor de 4500 ft TVDss.

La presión inicial del yacimiento fue de 2100psi y el último dato de presión fue de 1500psi a tope de arena de inyección justo 6 meses después de implementar la inyección de agua como mecanismo de recuperación secundario. Antes de llevarse a cabo la inyección de agua la presión del yacimiento alcanzó a bajar a número de entre 800-1000psi. Cuenta con una temperatura de 190°F y una presión de burbuja de 75psig. Las propiedades petrofísicas del campo son buenas ya que cuenta con una porosidad promedio de entre 25-27%, una permeabilidad horizontal de entre

900-2050mD y una permeabilidad vertical de entre 400-860mD. Por último, además de lo anteriormente mencionado, es importante resaltar que el yacimiento tiende a ser mojable al agua.

En cuanto al crudo presente en el yacimiento, el campo cuenta con petróleo muerto con R_s bajo de 2 scf/stb y una gravedad API de entre 21 y 22°. La densidad es de 0,885 gr/cc y su gradiente de presión es de 0,383 psi/ft. El factor volumétrico (B_o) es de 1,05 rb/stb a una presión de 2115 psi y temperatura de 187°F, y la viscosidad es de 8,5cp a condiciones de yacimiento.

En cuanto a permeabilidades relativas de los fluidos en la tabla 11 se muestran los datos obtenidos a partir de los parámetros de permeabilidad medidos en campo para poder realizar un análisis gráfico contrastando las permeabilidades relativas vs la saturación utilizando el Modelo de Corey (Modelo de correlaciones, desarrolladas por Corey, usado comúnmente en simuladores numéricos. La forma utilizada con mayor frecuencia para expresar valores de permeabilidad relativa, para sistemas agua – petróleo K_{ro} y K_{rw} , se observan en las ecuaciones 15 y 16), permeabilidad relativa normalizada vs Saturación de agua normalizada y flujo fraccional las cuales se estudiaron de la roca a tratar del campo Peguita.

$$K_{ro} = (K_{ro_{Swc}}) * \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{n_o} \quad (15)$$

$$K_{rw} = (K_{rw_{Sor}}) * \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{n_w} \quad (16)$$

Tabla 11*Parámetros de permeabilidad del campo Peguita*

Parámetros de permeabilidad	
Swi	0.186
Swcr	0.190
Sor	0.227
Kro a Swi	1.000
Krw a Sor	0.150
Krw a Sw	1.000
Coeficiente Corey para aceite (no)	1.750
Coeficiente Corey para agua (nw)	1.400

Nota. Adaptado de datos suministrados por parte de Cepsa SA, 2021, Bogotá D.C

Tabla 12
Permeabilidades relativas

Sw	Krw	Kro	Kr tot		Kro/Krw	
0,186	0,000	1,000	1,000		-	
0,215	0,002	0,914	0,916		403,987	
0,245		0,006	0,832	0,838	139,262	0,32
0,274		0,011	0,752	0,763	71,427	0,62
0,303		0,016	0,677	0,692	42,941	1,04
0,333		0,022	0,604	0,626	28,064	1,58
0,362		0,028	0,536	0,564	19,269	2,31
0,391		0,034	0,471	0,505	13,640	3,26
0,421		0,042	0,409	0,451	9,835	4,52
0,450		0,049	0,351	0,400	7,162	6,21
0,480		0,057	0,297	0,354	5,231	8,50
0,509		0,065	0,247	0,312	3,806	11,68
0,538		0,073	0,201	0,275	2,742	16,21
0,568		0,082	0,159	0,241	1,941	22,90
0,597		0,091	0,122	0,213	1,336	33,27
0,626		0,100	0,088	0,189	0,881	50,42
0,656		0,110	0,060	0,170	0,545	81,55
0,685		0,119	0,036	0,156	0,303	146,87
0,714		0,129	0,018	0,147	0,137	323,48
0,744		0,140	0,005	0,145	0,038	1173,61
0,773		0,150	0,000	0,150	0,000	
1,000		1,000	0,000	1,000	0,000	

Nota. Adaptado de datos suministrados por parte de Cepsa SA, 2021, Bogotá D.C

Tabla 13*Permeabilidades relativas normalizadas*

S _{wn}	K _{rwn}	K _{ron}	K _{r tot}	K _{ro} /K _{rw} _N	Relación de Movilidad N
0,00	0,000	1,000	1,000	-	0,00
0,05	0,015	0,914	0,929	60,598	0,73
0,10	0,040	0,832	0,871	20,889	2,13
0,15	0,070	0,752	0,823	10,714	4,15
0,20	0,105	0,677	0,782	6,441	6,90
0,25	0,144	0,604	0,748	4,210	10,56
0,30	0,185	0,536	0,721	2,890	15,38
0,35	0,230	0,471	0,701	2,046	21,72
0,40	0,277	0,409	0,686	1,475	30,13
0,45	0,327	0,351	0,678	1,074	41,37
0,50	0,379	0,297	0,676	0,785	56,65
0,55	0,433	0,247	0,680	0,571	77,84
0,60	0,489	0,201	0,690	0,411	108,05
0,65	0,547	0,159	0,706	0,291	152,68
0,70	0,607	0,122	0,729	0,200	221,82
0,75	0,668	0,088	0,757	0,132	336,13
0,80	0,732	0,060	0,792	0,082	543,68
0,85	0,797	0,036	0,833	0,045	979,14
0,90	0,863	0,018	0,881	0,021	2156,54
0,95	0,931	0,005	0,936	0,006	7824,08
1,00	1,000	0,000	1,000	0,000	-

Nota. Adaptado de datos suministrados por parte de Cepsa SA, 2021, Bogotá D.C

4.1. Análisis al agua de formación del campo.

En un campo en donde el corte de agua llega a porcentajes del 98% se considera bastante más importante de lo normal el conocer el análisis a esta agua de formación. El agua de formación del campo Peguita según la información suministrada por la empresa Cepsa SA cuenta con características como un pH de 8,46, una gravedad específica a 60°F de 1,0011, la densidad de 0,965 gr/cc y un gradiente de presión de 0,418 psi/ft, pero lo más importante para el caso actual es que cuenta con una concentración iónica bastante baja, por lo que se considera un agua de formación dulce. A continuación, en la tabla 14, se muestra la composición iónica presente en esta agua de formación del campo Peguita:

Tabla 14*Composición iónica del agua de formación del campo Peguita*

Cationes		Prueba	(mg/l)	MW	Meq/l
Bario	Ba ⁺²	ICP	<0.005	137,34	0,00
Calcio	Ca ⁺²	ICP	6,2	40,08	0,31
Hierro (disuelto)	Fe ⁺²	ICP	5,7	55,85	0,20
Magnesio	Mg ⁺²	ICP	1,7	24,31	0,14
Potasio	K ⁺	ICP	7,5	39,10	0,19
Sodio	Na ⁺	ICP	355	22,99	15,40
Aniones		Prueba	(mg/l)	MW	Meq/l
Alcalino (como Bicarbonato)	HCO ₃ ⁻	Titration	390	61,02	6,38
Bromuro	Br ⁻	Titration / IC	<1.0	79,90	0,00
Carbonato	CO ₃ ⁻²	Titration	73	60,01	2,43
Cloro	Cl ⁻	Titration / IC	44	35,45	1,24
Yoduro	I ⁻	Titration / IC	<2.0	126,90	0,00
Sulfato	SO ₄ ⁻²	IC	270	96,06	5,58
Sulfuro	S ⁻²	IC	0.0	32,06	0,00

Nota. Adaptado de datos suministrados por parte de Cepsa SA, 2021, Bogotá D.C

Se puede concluir según la tabla 14 que las concentraciones de sodio para los cationes y bicarbonato para los aniones son considerablemente superiores al resto de componentes iónicos, pero, aun así, no son lo suficientemente altas para llegar a seleccionar al agua de formación del campo Peguita como un agua salada. Esta conclusión se hace evidente cuando se calcula la concentración iónica total del agua, la cual se encuentra en la tabla 15 presente a continuación:

Tabla 15*Salinidad del agua de formación del campo Peguita*

Meq total (Cationes)	16
Meq total (Aniones)	16
TDS (mg/l)	1.153
TDS (ppm)	1.153
Balance Iónico	0,019

Nota. Adaptado de datos suministrados por parte de Cepsa SA, 2021, Bogotá D.C

Por último, en cuanto al agua de producción del campo Peguita tiene bajas tendencias corrosivas e incrustaciones. Además, es tratada en las facilidades con vasijas de procesos como tanques de micro flotación y filtros de cascara de nuez o resina sintética. Con esto se busca, únicamente, limpiar las trazas de aceite y sólidos presentes en el agua, ya que al ser un agua tan noble no se ha requerido intervenir de otra manera para su tratamiento en superficie.

4.2. Análisis al aceite del campo.

En la tabla 16 se muestra la composición del aceite presente en el campo peguita según el análisis realizado a las muestras extraídas del fondo del pozo en el campo en donde se evidencia una mayor cantidad de componentes pesados como el C36+.

Tabla 16*Composición del aceite*

Componente	Porcentaje molar
Hidrogeno	0,00
Dióxido de carbón	0,04
Metano	0,74

Etano	0,21
Propano	0,16
i-Butano	0,08
n-Butano	0,18
i-Pentano	0,28
n-Pentano	0,37
Hexano	1,50
M-C-Pentano	0,43
Benceno	0,19
Ciclohexano	0,57
Heptano	3,17
M-C-Hexano	0,40
Tolueno	0,81
Octano	4,03
Nonano	3,95
1,2,4-TMB	0,42
Decano	4,23
Undecano	3,91
Dodecano	4,41
Tetradecano	4,34
Pentadecano	4,37
Hexadecano	3,85
Heptadecano	3,39
Octadecano	3,62

Nonadecano	3,29
Eicosano	2,93
Heneicosano	2,65
Docosano	2,35
Tricosano	2,14
Tetracosano	1,92
Pentacosano	1,74
Hexacosano	1,55
Heptacosano	1,55
Octacosano	1,46
Nonacosano	1,35
Triacotano	1,18
Hentriacotano	1,05
Dotriacotao	1,02
Tritriacotano	0,98
Tetratriacotanto	0,86
Pentatriacotano	0,80
Hexatriacotano	16,21
Total	100,00

Nota. Adaptado de datos suministrados por parte de Cepsa SA, 2021, Bogotá D.C

En la tabla 17 se muestra el diferencial de vaporización convertida a condiciones de separador en el cual se puede observar la densidad del aceite a diferentes puntos de presión, entre estas se encuentran:

- ✓ Presión inicial de yacimiento: 2115 psig
- ✓ Presión del yacimiento en el momento de la prueba (2003): 2048 psig
- ✓ Presión de Saturación: 60 psig

Tabla 17
Diferencial de vaporización

Presión (psig)	Densidad de Aceite (g/cm ³)	Gas en Solución (SCF/BBL)	Factor Volumétrico de Formación	Factor Volumétrico de Formación (Gas)
5000	0.08976	-	1.029	-
4000	0.8933	-	1.034	-
3000	0.8888	-	1.039	-
2115	0.8848	-	1.044	-
2048	0.8845	-	1.044	-
2000	0.8843	-	1.044	-
1000	0.8795	-	1.050	-
500	0.8769	-	1.053	-
400	0.8763	-	1.054	-
300	0.8758	-	1.055	-
200	0.8752	-	1.055	-
100	0.8745	-	1.056	-
60	0.8741	7	1.057	-
31	0.8748	3	1.055	0.39788

Nota. Adaptado de datos suministrados por parte de Cepsa SA, 2021, Bogotá D.C

En la tabla 18 se muestran los datos de viscosidad del crudo a 187°F y a diferentes puntos de presión, entre estas se encuentran:

- ✓ Presión inicial de yacimiento: 2115 psig
- ✓ Presión del yacimiento en el momento de la prueba (2003): 2048 psig
- ✓ Presión de Saturación: 60 psig

Tabla 18

Viscosidad del aceite a diferentes datos de presión

Presión (psig)	Viscosidad de Aceite (cP)	Viscosidad de gas calculada (cP)	Radio de Viscosidad Aceite/Gas
5000	10.728	-	-
4500	10.206	-	-
4000	9.683	-	-
3500	8.637	-	-
2500	8.114	-	-
2115	7.712	-	-
2048	7.642	-	-
1500	7.069	-	-
1000	6.546	-	-
500	6.023	-	-
300	5.814	-	-
100	5.605	-	-
60	5.563	-	-
31	6.160	0.0115	535
0	9.488	-	-

Nota. Adaptado de datos suministrados por parte de Cepsa SA, 2021, Bogotá D.C

5. Determinación del agua inteligente a utilizar y viabilidad del proyecto.

Para llegar a determinar cuál sería la formulación del agua inteligente a inyectar es necesario saber si la implementación es viable o no, ya que de no serlo no habría necesidad de determinar qué tipo de agua inteligente sería necesario inyectar en el yacimiento.

Para determinar la viabilidad del agua inteligente fue necesaria la investigación de un gran número de ejemplos en donde, ya sea por pruebas de laboratorio, simulación y/o pruebas en campo, se determinaba el potencial de esta tecnología. Los campos investigados compartían características similares ya que era necesario encontrar campos con características muy parecidas al campo Peguita y realizar una evaluación más exacta.

Según Austad los factores y procesos más importantes para considerar en la evaluación del potencial para el recobro mejorado con aguas Inteligente son (Austad,2017):

- ✓ Los minerales presentes en la superficie del medio poroso.
- ✓ La composición iónica del agua de formación FW.
- ✓ La temperatura del yacimiento.
- ✓ El establecimiento de la mojabilidad inicial del yacimiento cuando el petróleo crudo

invade la trampa del yacimiento.

La comprensión de la mojabilidad de la formación es un factor muy determinante al momento de optimizar la recuperación de petróleo. El hecho de que una roca sea preferentemente mojada por petróleo o por agua, incide en numerosos aspectos del desempeño del yacimiento, particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada de petróleo. Suponer que una formación es preferentemente mojada por agua cuando en realidad no lo es, puede ocasionar daños irreversibles en el yacimiento. (SCHLUMBERGER, 2007).

Complementando los factores descritos por Austad, también se debería tener en cuenta ciertas propiedades petrofísicas como lo pueden ser la porosidad de la roca a estudiar, sus permeabilidades efectivas y relativas que también se mencionaron y se expusieron en este documento, la homogeneidad o continuidad de las propiedades de la roca en yacimiento, geometría y geología del yacimiento, y por último tener un buen conocimiento de la magnitud y distribución de las saturaciones del fluido.

También, se tienen que tener ciertas condiciones o características que ayudan a facilitar de cierta manera, el proceso de inyectar agua inteligente de baja salinidad para ver un efecto contundente al aplicar la técnica de inyección como lo fueron publicadas por (Austad, Doust, & Puntervold, 2010) que sugieran que al momento de utilizar el proceso de inyección de LSW se hiciera exclusivamente para areniscas y que, en ellas, existiese un medio poroso con un gran contenido de arcillas; la concentración iónica del agua tendría que estar por debajo de 5000 ppm; el petróleo debe contener componentes polares (ácidos y bases); y para finalizar, tener presencia de agua connata con cationes divalentes como: Ca^{2+} , Mg^{2+} ; La eficiencia está relacionada con la saturación inicial de agua.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado se analizaron cada uno del factores y se determinó que los minerales presentes en la superficie del medio poroso cumplen dado que es necesaria la existencia de arcilla presente en los poros de una arenisca; la composición iónica del agua de formación es muy probable que cumpla ya que a pesar de que el agua del campo es bastante noble no habría problema debido a que se podría utilizar un agua inteligente de muy baja salinidad como se demostró en el ejemplo del campo nutria donde inyectaron agua inteligente con salinidad de 100ppm; la temperatura del yacimiento cumple debido a que prácticamente los campos investigados para el estado del arte tienen una temperatura de yacimiento muy parecida a la

temperatura del yacimiento del campo Peguita; y por último, pero en este caso, más importante, ya que como se menciona en aproximadamente todas las investigaciones realizadas al agua inteligente como mecanismo de recuperación, la mojabilidad es el principio físico más importante para la inyección de agua inteligente es un cambio en las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluido, el cual, genera un efecto positivo en la presión capilar y la permeabilidad relativa del aceite y el agua con respecto a la recuperación de petróleo (Austad 2013). También es importante aclarar que el cambio de mojabilidad es el efecto más aceptado por los investigadores en el mundo como el causante del incremento del factor de recobro al inyectar agua inteligente en un yacimiento. En el año 2010, por medio de evidencia experimental, Berg manifestó que la alteración de la mojabilidad en las superficies de las arcillas al momento de inyectar agua inteligente en un yacimiento era principalmente debido a: la emulsificación, la reducción de la tensión interfacial, migración de finos y el taponamiento selectivo de los poros llenos de agua a través del hinchamiento de arcillas. Como se menciona anteriormente en el estado del arte, la mojabilidad en todos los campos investigados era una mojabilidad preferentemente al aceite por lo que, si cumple el factor más importante en estos casos, pero en el caso del campo Peguita no lo es, ya que la mojabilidad en este campo es una mojabilidad preferentemente al agua.

En la siguiente tabla se realizará una comparativa con el fin de exponer las propiedades del campo a estudiar y los factores mencionados anteriormente para seleccionar en qué aspectos favorece la formulación del agua inteligente y en cuáles no.

Tabla 19*Evaluación del campo Peguita*

Propiedad	Valor	Favorable	Parcialmente Favorable	No Favorable
Gravedad (°API)	21°-22°	✓		
Porosidad (Φ)	25-27%	✓		
Permeabilidad vertical (Kv,mD)	400-860 mD	✓		
Permeabilidad horizontal (Kh,mD)	900-2050 mD	✓		
Mojabilidad	Roca preferentemente mojable al agua			✓
Temperatura (°F)	190°F	✓		
Viscosidad del crido a condiciones de yacimiento(μ ,cP)	8.5cP	✓		
Aspectos geológicos	Sistema de intercalaciones delgadas de areniscas de origen fluvio-deltaico de edad Eoceno Superior y Oligoceno, y arcillas como sellos.	✓		
	Las arenas son cuarzíticas, con tamaño de grano y selección variable, arcillosas y ocasionalmente carbonosas.			✓

Nota. Realizado por autor

Como principal inconveniente que pudiese surgir al momento de implementar el proceso de inyección de agua inteligente se tiene que la preferencia de la roca a mojarse es hacia el agua, lo cual complica esta técnica de recobro de crudo ya que se podría llegar a generar un daño al yacimiento al saturar la roca con demasiada agua y se tendrían inconvenientes al momento de producir crudo.

Otro factor para tener en cuenta es que en el aspecto geológico hay variación del tamaño de grano en las arenas lo cual como se mencionaba anteriormente en este objetivo, es que, a mayor homogeneidad de la roca mayor efectividad al momento de tener aumento en el factor de recobro.

Para finalizar, basados en la literatura del estado del arte. para la evaluación teórica de la viabilidad del proceso de inyección de agua inteligente para el campo Peguita se sugiere que no se efectúe ya que en aspectos fundamentales como lo son, la mojabilidad y algunas características del tamaño y forma de grano no son las óptimas para realizar un posible uso de la técnica trabajada en este documento. Por otra parte, se debe tener en cuenta que el yacimiento estudiado cuenta con una producción de aceite relativamente baja (alrededor de 50 barriles de aceite por día), un corte de agua del 98% y la presión de yacimiento ha disminuido considerablemente a raíz de la depleción de este. Sin embargo, como el presente estudio es totalmente conceptual, se recomienda a la empresa Cepsa S.A. realizar pruebas de desplazamiento, así como también simulaciones respectivas al yacimiento ya que estas pruebas podrían mostrar aspectos positivos al momento de recuperación del crudo debido a que un estudio de viabilidad conceptual no es suficientemente determinante para establecer si un proyecto es totalmente viable o no.

6. Conclusiones

De esta investigación se obtienen las siguientes conclusiones:

- La recopilación de estudios sobre la implementación de agua inteligente en una gran variedad de campos a nivel mundial demostró que la tecnología es bastante buena mejorando el factor de recobro considerablemente en varios campos con características similares al campo Peguita yendo desde un dos por ciento (2%) hasta ocho por ciento (8%), sin embargo, es necesaria la verificación de características del campo como la mojabilidad, composición del crudo, presiones capilares y salinidad del agua de formación ya que son las de mayor impacto en el incremento del factor de recobro que se pueda llegar a obtener con la inyección de agua inteligente.
- A raíz de que el yacimiento se depletó ya que pasó de presión inicial de 2100 psi a 800 psi, además de su descenso de producción de crudo en el año 2005; la compañía Cepsa SA, optó por realizar un modelo de inyección de agua con el fin de aumentar la recuperación de crudo y generar un sostenimiento constante de presión con el fin de aprovechar las buenas características petrofísicas del yacimiento. Sin embargo, la producción actual de crudo está por el orden de los 50 barriles de crudo por día.
- La formulación del agua inteligente para el campo peguita no se hizo necesaria debido a que en la comparativa realizada entre la recopilación de ejemplos obtenidos a partir de la revisión bibliográfica y la información suministrada por la empresa Cepsa SA se determinó que el campo Peguita no es candidato viable para llevar a cabo la implementación de agua inteligente debido a que la características fundamentales como lo son: la mojabilidad, homogeneidad del yacimiento, la producción de crudo, no son las convenientes para que este proceso sea rentable.

7. Recomendaciones

Al finalizar este proyecto de investigación se recomienda:

- Debido a que el presente estudio es totalmente teórico, no se descarta totalmente la implementación de la tecnología “agua inteligente” y se recomienda a la empresa Cepsa SA realizar pruebas de desplazamiento en núcleo con el fin de tener una mayor certeza en cuanto a la viabilidad del proyecto.
- Es necesario tener la mayor cuantía de información posible respecto a las características más influyentes del campo como los son la mojabilidad, composición del crudo y salinidad del agua de formación ya que son las de mayor impacto en el incremento del factor de recobro que se pueda llegar a obtener con la inyección de agua inteligente según la investigación realizada para el desarrollo de este trabajo de grado.

Referencias Bibliográficas

- Abdallah, W., Buckley, J. S., Carnegie, A., Edwards, J., Herold, B., Fordham, E., ... & Ziauddin, M. (1986). Fundamentals of wettability. *Technology*, 38(1125-1144), 268.
- Aksulu, H., Håmsø, D., Strand, S., Puntervold, T., & Austad, T. (2012). Evaluation of low-salinity enhanced oil recovery effects in sandstone: Effects of the temperature and pH gradient. *Energy & Fuels*, 26(6), 3497-3503.
- Alotaibi, M. B., Nasralla, R. A., & Nasr-El-Din, H. A. (2011). Wettability studies using low-salinity water in sandstone reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14(06), 713-725.
- Alvarado, A. F., & Baquero, J. M (2019). Evaluación del piloto de inyección de agua implementado en un campo de crudo pesado de la cuenca de los Llanos Orientales para el diseño de estrategias de optimización del proceso (Tesis de pregrado). Bogotá-Colombia: Fundación Universidad de América.
- Al-Saedi, H. N., Flori, R. E., & Alsaba, M. (2020). Investigation of smart waterflooding in sandstone reservoirs: Experimental and simulation study part 2. *SPE Journal*, 25(04), 1670-1680.
- Austad, Tor & Strand, Skule & Puntervold, Tina & Piñerez Torrijos, Iván. (2017). Smart Water EOR: Beneficios y Aplicaciones en Reservorios Clásticos y Carbonatos. PGE Petróleo y Gas- mayo.
- Austad, T., RezaeiDoust, A., & Puntervold, T. (2010, April). Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs. In *SPE improved oil recovery symposium*. OnePetro.

- Bedrikovetsky, P., Zeinijahromi, A., Badalyan, A., Ahmetgareev, V., & Khisamov, R. (2015, October). Fines-Migration-Assisted low-salinity waterflooding: Field case analysis. In *SPE Russian petroleum technology conference*. OnePetro.
- Bobadilla, J. A. A. Inyección de agua de baja salinidad: un nuevo método EOR por estudiar en Colombia.
- Castiblanco, L. F (2017). Control de agua en yacimientos crudo pesado con acuífero activo y con contacto agua petróleo: Alternativas tecnológicas para los campos en los Llano Orientales. Bogotá-Colombia: Universidad Nacional.
- Crabtree, M., Eslinger, D., Fletcher, P., Miller, M., Johnson, A., & King, G. (1999). La lucha contra las incrustaciones-Remoción y prevención. *Oilfield Review*, 11(3), 30-49.
- Colmenares, S. K., & Murillo, J. T (2013). Manuales Para Las Practicas De Laboratorio De La Asignatura Geologica De Hidrocarburos Y Geologia General Para Ingenieros De Petroleos Bucaramanga-Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Erke, S. I., Volokitin, Y. E., Edelman, I. Y., Karpan, V. M., Nasralla, R. A., Bondar, M. Y., ... & Evseeva, M. (2016, April). Low salinity flooding trial at west salym field. In *SPE Improved Oil Recovery Conference*. OnePetro.
- Escobar, F. (2000). Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Universidad Surcolombiana.
- Fathi, S.J., Austad, T., Strand S (2010). “Smart Water” as wettability modifier in chalk: the effect of salinity and ionic composition.
- Fjelde, I., Asen, S. M., & Omekeh, A. (2012, April). Low salinity water flooding experiments and interpretation by simulations. In *SPE improved oil recovery symposium*. OnePetro.

- Fogden, A., & Lebedeva, E. V. (2012). Changes in Wettability State Due to Waterflooding. *Petrophysics-The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description*, 53(06), 420-429.
- Gachuz-Muro, Heron & Sohrabi, Mehran (2014). Smart Water Injection for Heavy Oil Recovery from Naturally Fractured Reservoirs (SPE-171120-MS). Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference - Latin America.
- Gomez, S., Mansi, M., & Fahes, M. (2018, November). Quantifying the non-monotonic effect of salinity on water-in-oil emulsions towards a better understanding of low-salinity-water/oil/rock interactions. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. OnePetro.
- Green, D. W., & Willhite, G. P (1998). Enhanced oil recovery Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- Gualteros Quiroga, M. J. (2018). *Potencial de un proyecto de recobro con Smart Water en un campo maduro del Magdalena Medio* (Master's thesis, Uniandes).
- Guo, H., Dou, M., Hanqing, W., Wang, F., Yuanyuan, G., Yu, Z., ... & Li, Y. (2017). Proper use of capillary number in chemical flooding. *Journal of Chemistry*, 2017.
- Jiménez, Jimena (2010). Determinación de permeabilidades relativas en laboratorio en un sistema liquido-liquido (Tesis de pregrado). Instituto Politécnico Nacional. México D.F.
- Kantzas, A., Bryan, J., & Taheri (2012), Fundamentals of fluid flow in porous media. Pore size distribution.
- Katende, A., & Sagala, F. (2019). A critical review of low salinity water flooding: mechanism, laboratory and field application. *Journal of Molecular Liquids*, 278, 627-649.

- Mahani, H., Sorop, T. G., Ligthelm, D., Brooks, A. D., Vledder, P., Mozahem, F., & Ali, Y. (2011, May). Analysis of field responses to low-salinity waterflooding in secondary and tertiary mode in Syria. In *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition*. OnePetro.
- Mamonov, A., Puntervold, T., & Strand, S (2017). EOR by smart water flooding in sandstone reservoirs-effect of sandstone mineralogy on initial wetting and oil recovery. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Mannucci, J (1990). Caracterización física de yacimientos. Maracaibo, Venezuela.
- MORALES, S., ALEXIS, I., & ROA ROMERO, O. R. (2014). Análisis De Sensibilidad De Un Proceso De Inyección De Agua De Baja Salinidad (Lsw) Para Un Sector Del Campo Nutria. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 26.
- Nasralla, R. A., Alotaibi, M. B., & Nasr-El-Din, H. A. (2011, May). Efficiency of oil recovery by low salinity water flooding in sandstone reservoirs. In *SPE Western North American Region Meeting*. OnePetro.
- Robertson, E. P. (2007, November). Low-salinity waterflooding to improve oil recovery-historical field evidence. In *SPE annual technical conference and exhibition*. OnePetro.
- Rojas, O., Briceño, M. I., & Avendaño (2012). Fundamentos de reología. Cuaderno FIRP. Salager, J.-L (2005). Cuaderno FIRP, Recuperación Mejorada del Petróleo. Strand, S., & Puntervold, T (2019). Recent Updates on Smart Water EOR in Limestone. In *Offshore Technology Conference Brasil*. Offshore Technology Conference.
- Salager, J.-L (1998). Cuaderno FIRP. Adsorción y mojabilidad. Mérida-Venezuela: Universidad de los Andes.
- Salager, J.-L (2012). Fenómenos Interfaciales en Dispersiones Polifásicas y Medios Porosos. Mérida-Venezuela: Universidad de los Andes.

- Sanders, L. L. (1998). A manual of field hydrogeology principle. Hall, USA, 381.
- Seccombe, J., Lager, A., Jerauld, G., Jhaveri, B., Buikema, T., Bassler, S., ... & Paskvan, F. (2010, April). Demonstration of low-salinity EOR at interwell scale, Endicott field, Alaska. In *SPE improved oil recovery symposium*. OnePetro.
- Spagnuolo, M., Callegaro, C., Masserano, F., Nobili, M., Sabatino, R., & Blunt, M. J. (2016, April). Low Salinity Waterflooding: From Single Well Chemical Tracer Test Interpretation to Sector Model Forecast Scenarios. In *SPE Improved Oil Recovery Conference*. OnePetro.
- Suijkerbuijk, B. M., Sorop, T. G., Parker, A. R., Masalmeh, S. K., Chmuzh, I. V., Karpan, V. M., ... & Skripkin, A. G. (2014, March). Low Salinity Waterflooding at West Salym: Laboratory Experiments and Field Forecasts. In *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. OnePetro.
- Torrijos, I. P., Puntervold, T., Strand, S., & Rezaeidoust, A. (2016, May). Optimizing the low salinity water for EOR effects in sandstone reservoirs-composition vs salinity. In *78th EAGE Conference and Exhibition 2016* (Vol. 2016, No. 1, pp. 1-5). European Association of Geoscientists & Engineers.
- Viades Trejo, J (2012). Fisicoquímica de alimentos (1514)-Unidad 2. Ciudad de México- México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Vledder, P., Fonseca, J. C., Wells, T., Gonzalez, I., & Ligthelm, D. (2010, April). Low salinity water flooding: proof of wettability alteration on a field wide scale. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. OnePetro.
- Webb, K. J., Black, C. A., & Al-Ajeel, H. (2004, April). Low salinity oil recovery-log-inject-log. In *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. OnePetro.

Apéndices

Apéndice A

Tabla de características más importantes de campos recopilados

Tabla 20

Campos del estado del arte

Autor	Año	País	Formación productora	Temperatura (°F)	Presión (psi)	Salinidad agua inyectada (ppm)	Salinidad agua formación (ppm)	Viscosidad (c P)	Gravedad API	Modelo para inyección	%EOR
Spagnulo et al	2016	África del Norte	Arenisca	169	-	1000-38000	220000	-	20	Terciario	2
Erke et al	2016	Rusia	Arenisca	-	-	1500	15000	-	-	Secundario	2,5
Suijkerbuijk et al	2014	Rusia	Arenisca	189	14,7	-	Agua de formación	2,95 @RC	26,2	Terciario	5
Morales et al	2014	Colombia	Arenisca	153	900-2700	100	7000	1,67 @RC	32	Secundario	2-7
Nasralla et al	2011	EE.UU	Areniscas	212	500	5000-174000	174156	7,21 @RC	31	Secundario	2
Robertson et al	2007	EE.UU	Arenisca	140	2700	3304	42000	15.2cP	18-40°	Secundario	-
Ingebret Fjelde et al	2012	EE.UU	Arenisca	176	725	Preparada diluyendo Agua de formación 100 veces con agua destilada	105096	1,5 cP	-	Secundario	6-8
Secombe et al	2010	EE.UU	Arenisca	-	-	12000	-	-	25	Terciario	8

Nota. Realizado por autor