

Análisis de la aplicación del agua inteligente mejorada para el aumento
del factor de recobro en Colombia

Juan Carlos Pabon Velasco

Laura Dayanna Rincon Velasco

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
de Petróleos

Director

Julio César Pérez Angulo

Ingeniero de Petróleos

Especialista en Química de agua

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería de físico - químicas

Escuela de ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A Dios que me guía, me cuida y por tener la oportunidad de estudiar.

A mis padres y Abuela por apoyarme siempre y creer en mí a pesar de todas las dificultades.

A mis amigos hermanos Carlos Mario y Deicy Paola por acompañarme en toda esta etapa universitaria y ser un apoyo incondicional.

JUAN CARLOS PABON VELASCO

A Dios maestro que es mi guía, me brinda protección y me permite la oportunidad de culminar mis estudios.

A mis padres y hermano por apoyarme incondicionalmente, creer en mis capacidades sin importar las adversidades.

LAURA DAYANNA RINCON VELASCO

Agradecimientos

Agradecemos de manera muy especial al ingeniero Julio Cesar Pérez por haber sido una guía a lo largo de este proceso y por brindarnos sus conocimientos para llevar a cabo este proyecto.

De manera muy especial y con mucho cariño queremos dar un agradecimiento a la ingeniera de petróleos Gladys que nos brindó sus conocimientos de manera muy atenta, la cual fue de gran ayuda para el desarrollo final de este proyecto.

Contenido

	Pág.
Introducción.....	16
1.Objetivos.....	18
1.1 Objetivo General.....	18
1.2 Objetivos Específicos	18
2. Marco teórico.....	19
2.1 Definiciones Previas	19
2.1.1 Definición de Mojabilidad:	19
2.1.2 Las reglas generales de Craig	19
2.2 Agua de yacimiento, origen y evolución	19
2.2.1 Propiedades químicas y físicas del agua de yacimiento	20
2.2.1.1 Potencial redox.....	21
2.2.1.2 Cationes.....	22
2.2.1.3 Aniones.	24
2.2.2 Comportamiento del agua de yacimiento	25
2.2.3 Variaciones del volumen original de hidrocarburos y escalas del yacimiento	27
2.2.3.1 Escalas del yacimiento.....	29
2.2.4 Daño a la formación.....	29
2.2.5 Métodos y caracterización de yacimientos	32
2.3 Surfactantes.....	34
2.3.1 Definición	34

2.3.2 Clasificación de los surfactantes según la estructura molecular	34
2.3.2.1 Surfactantes aniónicos.	35
2.3.2.2 Surfactantes noiónicos.	35
2.3.2.3 Surfactantes catiónicos.....	35
2.3.3 Clasificación de surfactantes según HLD	37
2.3.4 Microemulsiones.....	39
2.3.5 Importancia de los surfactantes en el EOR con agua inteligente.....	41
3 Agua inteligente.....	42
3.1 Definición de agua inteligente	42
3.2 Historia.....	42
3.3 Generalidades.....	44
3.3.1 Número Capilar.....	45
3.3.2 Fuerzas superficiales	46
3.3.3 Fuerzas gravitacionales	47
3.3.4 Numero de bond.....	47
3.3.5 EL pH en la inyección de agua de baja salinidad (LSWI).....	48
3.3.6 Salinidad	48
3.3.7 Clasificación de la salinidad	49
3.3.8 Incremento del pH.....	49
3.3.9 Concentración micelar critica (CMC).....	50
3.4 Análisis S.A.R.A.....	51
3.4.1 Saturados.....	52
3.4.2 Aromáticos.....	52

3.4.3 Resinas	53
3.4.4 Asfáltenos	53
3.5 Fuerzas capilares	53
3.6 Alteración de la mojabilidad.....	55
3.6.1 Tipos de mojabilidad.....	57
3.7 Intercambio multi-iónico.	59
3.8 Presión osmótica.	61
3.9 Efecto doble capa.....	61
3.10 Migración de finos	61
3.11 Mineralogía.....	63
3.11.1 Clasificación de areniscas	63
3.11.1.1 Cuarzoarenitas.....	65
3.11.1.2 Arcosas y subarcosas.	67
3.12 Métodos de recuperación Primaria, secundaria y terciaria (mejorada).....	70
3.12.1 Recuperación Primaria.....	70
3.12.2 Recuperación secundaria	70
3.12.3 Recuperación terciaria	71
4 Metodología.....	72
5 Resultados.....	73
5.1 Criterios de aplicación del agua inteligente mejorada	73
5.1.1 Variables de composición y variables de formulación fisicoquímica	73
5.1.2 Temperatura de inversión de fase (PIT) de Shinoda.....	74

5.1.3 Balance Hidrofílico-Lipofílico (HLB) de Griffin	74
5.1.4 Generalidades HLB y HLD	75
5.1.5 Concepto de diferencia hidrofílica-lipofílica (HLD)	76
5.1.6 Concepto de formulación óptima.....	80
5.1.7 Fundamentos termodinámicos y fisicoquímicos del HLD.....	83
5.1.8 Salinidad	83
5.1.9 Estructura molecular del aceite (ACN y EACN).....	84
5.1.10 Cosurfactantes.....	84
5.1.11 HLD de mezclas de surfactantes.....	85
5.1.12 Influencia del aceite sobre HLD: EACN de aceites complejos	86
5.1.13 Influencia de electrolitos sobre el HLD.....	88
5.1.14 Barridos de formulación	89
5.1.15 Compensación entre dos barridos	89
5.1.16 Influencia de la concentración de surfactantes	90
5.2 Aplicaciones del método HLD.....	91
5.3 Caracterización de aceites y de surfactantes desconocidos	91
5.4 Diagramas de fase y microemulsiones.....	92
5.5 Recuperación mejorada de petróleo por microemulsiones óptimas	94
5.6 Importancia del número capilar	94
5.7 Evaluación Financiera.....	95
5.7.1 Parámetros para la realización de un piloto de recobro mejorado.....	95
5.7.2 Generalidades del campo	96
5.7.3 Curva básica de producción	100

5.7.4 Descripción general del (Piloto) de producción incremental.....	102
5.7.5 Capex y Opex del proyecto piloto	109
5.7.5.1 Construcción del modelo flujo de caja.	110
5.7.5.2 OPEX	111
5.7.5.3 CAPEX	112
5.8 Resultados obtenidos con la inyección de agua mejorada en Colombia.	114
6 Conclusiones	119
7. Recomendaciones.....	120
Referencias Bibliográficas	121

Lista de tablas

Tabla 1 Mecanismos de producción y sus características.....	27
Tabla 2 Isotopos y su descripción.....	33
Tabla 3 Algunas etapas proyecto petrolero.....	34
Tabla 4 Clasificación del agua según su salinidad.....	49
Tabla 5 Características texturales y composicionales más comunes de las areniscas	66
Tabla 6 Características texturales y composicionales de las arcosas y subarcosas	69
Tabla 7 Valores experimentales de los parámetros σ , α , k , t para surfactantes	77
Tabla 8 HLB y sus propiedades	78
Tabla 9 Cambio de HLD inducido por las variables de formulación para SDS y NPO ...	79
Tabla 10 Valores del parámetro característico de sal añadida (surfactantes no iónicos)..	79
Tabla 11 Valores del parámetro a , característico de los alcoholes añadidos	80
Tabla 12 Parámetros σ o k , α o k y k de los principales tipos de surfactantes	86
Tabla 13 Algunos valores típicos del ACN	87
Tabla 14 Propiedades de la formación y los fluidos	97
Tabla 15 Producción del campo (Bloque Cubarral)	101
Tabla 16 Precio venta crudo pesado	110
Tabla 17 Escenarios VPN -Factor incremental y precio del hidrocarburo	112
Tabla 18 Pilotos para el aumento del factor de recobro.....	118

Lista de figuras

Figura 1 Óxido-reducción.....	21
Figura 2 Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo	28
Figura 3 Escalas del yacimiento	29
Figura 4 Esquema daño a la formación.....	31
Figura 5 Formula química de algunos surfactantes	36
Figura 6 Clasificación de surfactantes en función de la naturaleza de la cabeza polar y del número de átomos de carbonos de la cadena alquil	38
Figura 7 Comportamiento agua, aceite y surfactantes	40
Figura 8 Equilibrios entre moléculas de surfactante y estructuras de auto asociación.....	41
Figura 9 Comportamiento del agua inteligente en un medio poroso	42
Figura 10 Interacción de la energía vs distancia de los perfiles de interacción DVLO...	47
Figura 11 Cambio de ph debido al LSWI.	50
Figura 12 Tensión superficial en función de la concentración del surfactante.....	51
Figura 13 Distribución de fluidos en arenas hidrófilo y oleófico	58
Figura 14 Mecanismos de adhesión entre el petróleo y la superficie de la arcilla.....	60
Figura 15 Antes y después de la inyección de LS	62
Figura 16 Modelo de clasificación de las areniscas.....	63
Figura 17 Características texturales y composicionales más comunes en areniscas	65
Figura 18 Cuarzo arenita.....	65
Figura 19 Características texturales y composicionales más comunes de las areniscas...	66
Figura 20 Arcosas y Subarcosas	68
Figura 21 Características texturales y composicionales de las arcosas y subarcosas	69

Figura 22 Desplazamiento agua - crudo	71
Figura 23 Métodos de recobro mejorado	72
Figura 24 Diagramas Winsor	81
Figura 25 Diagrama de fase idealizado Winsor III	93
Figura 26 Mapa de la cuenca llanos 1	98
Figura 27 Mapa de la cuenca llanos 2.....	98
Figura 28 Columna estratigráfica.....	99
Figura 29 Producción acumulada de crudo año 2020	100
Figura 30 Metodología para la evaluación financiera.....	109
Figura 31 VPN vs Factor recobro adicional vs precio venta de crudo	113
Figura 32 Precio de venta limite Factor recobro adicional	114
Figura 33 Pilotos de mejoramiento del factor de recobro en Colombia	115
Figura 34 Resultados del programa de recobro mejorado	117

Lista de Apéndice

Ver apéndices adjuntos y pueden ser consultados en la base de datos de la Biblioteca UIS

Apéndice A. Evaluación Financiera

Glosario

Adsorción: “La adsorción es el proceso por el cual un átomo o una molécula de sustancia se adhiere en la superficie de un sólido o en la interfase entre dos fluidos. La adsorción es un fenómeno esencialmente bidimensional, en oposición con la absorción que es tridimensional. La adsorción es un medio para neutralizar o satisfacer las fuerzas de atracción que existen en una superficie o una interfase, y que se deben a la discontinuidad en la naturaleza de la estructura. En consecuencia, la adsorción produce una disminución de la energía libre interfacial (o tensión si se trata de una interfase fluido/fluido).” (Salager, et al., 1998, p. 2)

Agua inteligente: (Smart Water) “se preparan ajustando la composición y concentración de iones en el agua. Agua de inyección con una composición iónica diferente al agua de formación (FW)”. (Torrijos, 2018, p. 36). Su objetivo es cambiar la mojabilidad y alterar el equilibrio químico establecido en el yacimiento.

Desorción: Emisión de un fluido previamente adsorbido por un material o es la operación inversa a la absorción.(RAE, 2021, párr.1; Introducción a la absorción de gases, p.1, 2021)

Quimisorción: “La quimisorción es el resultado de compartir electrones entre el adsorbato y el sólido en una unión química, es difícil de revertir y se requiere para ello una significativa cantidad de energía.”(Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. NT N° 78, p.2, 2005)

Surfactantes: “Un surfactante es una sustancia cuya molécula posee parte polar y una parte apolar. Por tal razón se encuentra en general ubicado en una interfase aceite-agua, y son de uso común en prácticamente todas las ramas de la industria petrolera” (Salager, 1991, p. 1)

Tamponado:“Estabilizar el pH de una disolución mediante un tampón.” (RAE Virtual)

Tensión interfacial: 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.

Ya que la tendencia natural, de un líquido, es reducir su superficie, cualquier intento de aumentar ésta, requiere de la realización de un trabajo. (Salager, 2005, p. 1)

Resumen en español

Título: Análisis de la aplicación del agua inteligente mejorada para el aumento del factor de recobro en Colombia.

Autor: Juan Carlos Pabon Velasco, Laura Dayanna Rincon Velasco

Palabras Clave: Agua inteligente, agua inteligente mejorada, adsorción, surfactantes, tensión interfacial.

Descripción: En el presente documento se realizara un análisis a partir de la búsqueda información organizada en un estado del arte, el cual tratara acerca de la aplicación del agua inteligente mejorada para obtener un incremento en el factor de recobro en Colombia, se trataran temas de suma importancia que llevan a comprender como trabaja la inyección de agua y como está por medio de algunos productos adicionales pueden aumentar la producción en el pozo; detrás de esta iniciativa se deben tener diversos factores en cuenta como: permeabilidad, porosidad, tensión interfacial, pH, efecto doble capa, entre otros factores que se irán exponiendo a lo largo del documento. En este documento se busca realizar una recopilación de información mediante la cual se establezcan los parámetros ideales para llevar a cabo dicha inyección de agua inteligente con una adición de surfactante, y otros componentes químicos (Agua inteligente mejorada) para lograr establecer un cambio en las propiedades del yacimiento y así lograr que el factor de recobro presente un posible incremento en su producción. Además, se realizó un análisis financiero de un campo maduro en los llanos orientales con el fin de estimar cuánto costaría llevar a cabo un proyecto piloto con esta tecnología.

*Trabajo de grado

**Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio Cesar Pérez Angulo, Especialista en química de aguas.

Abstract

Title: analysis of the application of improved intelligent water to increase the recovery factor in Colombia.

Author: Juan Carlos Pabon Velasco, Laura Dayanna Rincon Velasco

Key Words: Smart water, enhanced smart water, adsorption, surfactants, interfacial tension.

Description: In this document an analysis is done from the search for information organized in a state of art, which will deal with the application of improved smart water to obtain an upgrade in the recovery factor in Colombia, it addresses issues of utmost importance that lead to the understanding of how water injection works and how through some additional products can increase the production in the well; in this initiative several factors were taken into account such as: permeability, porosity, interfacial tension, pH, double layer effect, among other factors that will be exposed throughout the document. This document seeks to gather information by establishing the ideal parameters for carrying out such smart water injection with an addition of surfactants and other chemical components (Improved Smart Water) to propitiate a change in the oilfield properties and thus possibly to get an improvement in the recovery factor and in its production. In addition, a financial analysis of a mature field in Colombian *Llanos Orientales* was conducted in order to estimate how much it would cost to carry out a pilot project with this technology.

*Degree Work

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Advisor: Julio Cesar Pérez Angulo, Master in water chemistry specialist

Introducción

Existen algunas razones de peso por las cuales es de vital importancia que Colombia tenga un aumento en sus reservas de crudo. La seguridad energética es la principal razón ya que estas reservas permiten suministrar al país el diésel para las plantas de generación energética y la gasolina para los vehículos. Al aumentar las capacidades de exportación e importación de estas reservas permitirán la autosuficiencia por algunos años. (CONTRALORÍA, 2018)

Se tiene en cuenta el factor de recobro como una guía, el cual indica que por distintos motivos la presión del yacimiento u otros factores externos que influyan en la alteración de las propiedades del yacimiento provoca que no todo el recurso puede ser llevado a superficie. En Colombia se presenta una problemática en algunos de los campos que después de haber agotado las dos primeras etapas de recuperación no logran tener un buen recobro y el campo se encuentra cerca a la marginalidad. La cantidad de hidrocarburos que se puede llevar a superficie es baja con relación a las reservas del yacimiento. Para lograr un aumento se aplican técnicas tales como: el well performance de campos y el recobro mejorado (EOR). (Maya et al., 2010)

El recobro está subdividido en tres etapas: la etapa de recuperación sin alterar el yacimiento, métodos de recuperación con inundación de agua o mantenimiento de la presión y una recuperación modificando las propiedades del yacimiento, siendo esta última el principal enfoque de este trabajo.

El agua inteligente hace parte de los métodos que se pueden implementar al agotar una recuperación secundaria, ya que efectúa la inundación con una alteración en su composición iónica y esta modifica el equilibrio químico establecido en el yacimiento, dando la posibilidad a un cambio en el factor de recobro. Se realizará un análisis del estado del arte para estipular cómo funcionaría la aplicación de este método en Colombia, teniendo en cuenta los resultados obtenidos nacional e internacionalmente. (Torrijos,2017; Magnus,2017)

Un factor de recobro es un indicador que determina el máximo volumen de petróleo recuperado en un yacimiento. Debido al impacto negativo en el medio ambiente de otros métodos empleados en la actualidad, ha surgido la necesidad de emprender la búsqueda de otros métodos

más eficientes, de bajo costo y amigables con el ambiente. La aplicación del agua inteligente mejorada puede mitigar estos impactos negativos debido a su preparación donde hay un ajuste de la composición y concentración de iones empleando químicos de bajo costo.

Con este trabajo de grado se busca que en los yacimientos de crudo pesado, donde ya se utilizaron los métodos de recuperación sin alterar el yacimiento y métodos de recuperación con inundación de agua o mantenimiento de la presión, se evalué el índice de producción para pasar a un recobro mejorado; donde se pueda implementar la inyección de agua inteligente mejorada para que la roca que se encuentre mojada por aceite pase a ser mojada por agua y de esta forma conseguir un aumento en el factor de recobro mejorado. (Torrijos, 2017)

Para llegar a este aumento en el factor de recobro se realizará un profundo análisis y revisión bibliográfica de los resultados obtenidos en Colombia y en otros países que han implementado este método de recuperación; lo anterior con el fin de conocer, entender y medir la viabilidad que pueda tener aplicar el mismo método en yacimientos colombianos tomando en cuenta todas las propiedades, características y datos que se puedan obtener.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Analizar la aplicación del agua inteligente mejorada para el aumento del factor de recobro mejorado (EOR) de crudos pesados en Colombia e incrementar la viabilidad económica de los campos.

1.2 Objetivos Específicos

Realizar una revisión bibliográfica acerca del agua de yacimiento y cómo se comporta en las etapas de recuperación sin alterar el yacimiento y la etapa de recuperación por inundación de agua o gas.

Realizar una revisión del estado del arte sobre la aplicación del agua inteligente con énfasis en la recuperación mejorada.

Realizar una revisión del estado del arte sobre los surfactantes utilizados en la aplicación del agua inteligente.

Definir los criterios de la aplicación del agua inteligente mejorada y como esta puede incrementar la viabilidad económica a partir de un análisis financiero.

2. Marco teórico

2.1 Definiciones Previas

2.1.1 Definición de Mojabilidad:

La humectabilidad es una forma de saber cómo un sólido prefiere estar en contacto con un fluido en lugar de otro. Una definición de humectabilidad es la tendencia o predisposición de algún fluido a esparcirse o adherirse a una superficie o área sólida en presencia o contacto de otros fluidos inmiscibles (Craig, 1971). Se ha comprobado que la mojabilidad afecta directamente el desplazamiento de hidrocarburos y el flujo de fluido hacia el pozo productor.

2.1.2 Las reglas generales de Craig

Se han utilizado ampliamente para la determinación cualitativa de la humectabilidad a partir de las curvas de permeabilidad relativa.

De acuerdo con la primera regla, en rocas mojadas por agua, la permeabilidad relativa del agua en la saturación de aceite residual (ROS) es generalmente menor al 30%, mientras que en los sistemas mojados por aceite es mayor al 50%. La segunda regla considera, un sistema como mojado por agua, si la saturación en el punto de cruce de las curvas de permeabilidad relativa es mayor que la saturación de agua del 50%, de lo contrario mojado por aceite. La tercera regla establece una relación entre la saturación de agua intersticial (IWS) y la mojabilidad. (Mirzaei-Paiaman, 2021, p. 1)

2.2 Agua de yacimiento, origen y evolución

Las rocas sedimentarias, que ahora consisten en depósitos estratificados, fueron depositadas como sedimentos en océanos, mares, lagos y arroyos. Naturalmente, estos sedimentos se llenaron de agua. Esta agua todavía está presente en los sedimentos estratificados y millones de años después serían considerados verdaderamente agua connata. Los grandes estratos sedimentarios generalmente se asociaron con océanos y mares. Los sedimentos depositados por lagos y arroyos no contendrían agua marina durante su deposición inicial. Sin embargo, con el tiempo y los eventos tectónicos, más una transgresión y regresión de océanos y mares, estos

sedimentos fueron expuestos hábilmente a las aguas marinas por infiltración. (Wright A y Gene Collins, 1985)

El petróleo y el gas son menos densos que el agua; por lo tanto, tienden a flotar hacia la parte superior de un cuerpo de agua independientemente de si el agua está en la superficie o en el subsuelo.

Hay una serie de reacciones pertinentes que podrían causar que la composición de una salmuera subterránea del campo petrolífero pueda cambiar; estas reacciones pueden ser: la lixiviación de las rocas, iones intercambio entre agua y roca, oxidación-reducción, hidratación mineral, formación y / o disolución de minerales, difusión de iones, segregación gravitacional de iones y filtración por membranas u otros efectos osmóticos. (Wright A y Gene Collins, 1985)

Es bastante difícil clasificar los factores que podrían ser más importantes para consideración general. Sin embargo, dos de los factores más importantes probablemente sean:

- Composición original del agua
- Interacción de esa agua con las rocas

Si se supone que el agua original era un agua marina y que los sedimentos asociados (posteriormente sedimentarias rocas) eran marinas, entonces la composición original del agua marina podría ser un factor importante (Wright A y Gene Collins, 1985)

2.2.1 Propiedades químicas y físicas del agua de yacimiento

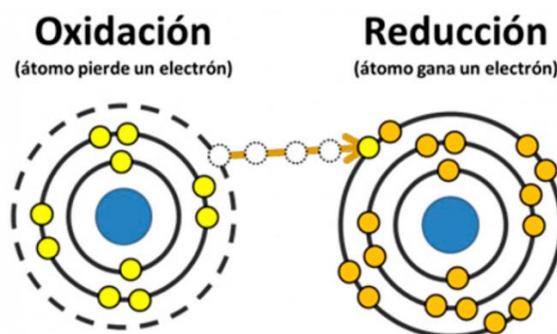
El agua de los campos petrolíferos se analiza en busca de diversas propiedades químicas y físicas. La mayoría de las aguas de los campos petrolíferos contienen una variedad de sustancias orgánicas e inorgánicas disueltas. Sin embargo, al momento de producir el petróleo se suele estar interesado solo en unas pocas macro propiedades, ya que, el ideal, al momento de producir es el de gastar la menor cantidad de dinero posible. Es necesario, por lo tanto, examinar solo las propiedades que se necesitan para evaluar cualquier tratamiento de reinyección con el fin de recuperar más petróleo.

Los principales constituyentes inorgánicos se disuelven en la salmuera de un campo petrolífero, con bastante frecuencia son medidos por la compañía petrolera o la compañía de servicios petroleros (Wright A y Gene Collins, 1985)

2.2.1.1 Potencial redox. Al proceso que complementa la oxidación-reducción se le llama redox y el valor ORP es la medida en milivoltios o voltios de la actividad que presenta el electrón comparado con la actividad de un electrodo de referencia, que mantiene el potencial constante. (Acoua – Tecnología, 2021)

El potencial redox mide la energía química de oxidación - reducción mediante un electrodo la convierte en energía eléctrica. El potencial redox es positivo (+) en el momento que se produce una oxidación y negativo cuando se produce una reducción. Generalmente, las reacciones redox vienen acompañadas de cambios del pH en el medio. (Acoua – Tecnología, 2021)

Figura 1 Óxido-reducción



Nota. En esta figura podemos observar cómo es el proceso de oxido reducción en la cual se está transfiriendo un electrón. Adaptada de: Acoua – Tecnología, 2020, <http://acquatecnologiaperu.com/>

2.2.1.2 Cationes. El catión principal en la mayoría de las salmueras de los campos petrolíferos es el sodio. Una vez que el sodio está en solución tiene la tendencia a permanecer en solución, no se precipita fácilmente como un anión, y no es tan fácilmente adsorbido por arcillas como el cesio, rubidio, potasio, litio, bario y magnesio. La concentración de calcio en las salmueras de los campos petrolíferos se define en función del origen del agua, las edades del agua, las rocas circundantes, tipo de roca y tipo de arcillas en la roca.

Las reacciones tales como: intercambio iónico, formación de dolomita, formación de clorito, etc. afectan las concentraciones de calcio en las salmueras de yacimientos petrolíferos. Estas concentraciones pueden oscilar entre menos de 1000mg / l a más de 30.000 mg / l. En general, las aguas asociadas a la piedra caliza son la dolomita, el yeso o las lutitas yesíferas que contienen más calcio que las aguas asociadas con areniscas. (Wright A y Gene Collins, 1985)

Las concentraciones de magnesio y calcio en las salmueras de los campos petrolíferos dependen del origen del agua, la roca, etc. esto afecta dicha concentración de magnesio en las salmueras de los campos petrolíferos. En general, la formación de dolomita presenta una reacción que agota la concentración de magnesio y aumenta la concentración de calcio.

El agua y salmueras de yacimientos petrolíferos contienen desde menos de 0,1 g / l hasta más de 30 g / l de magnesio. Los otros cationes que a menudo están presentes en las salmueras de los campos petrolíferos en concentración superiores a 10 mg / l son: potasio, estroncio, litio y bario. Estos metales alcalinos y alcalinotérreos reaccionan de manera similar en la formación de minerales e intercambio iónico de sus elementos hermanos, es decir, sodio y calcio. (Wright A y Gene Collins, 1985)

El potasio, en relación con el sodio, generalmente se agota en las aguas de los campos petrolíferos, este probablemente sea causado por la formación de minerales y se encuentran en concentraciones que van desde 10 mg / l a más de 1 g / l. El estroncio, como el calcio, está enriquecido en muchas aguas de yacimientos petrolíferos. Las concentraciones de estroncio en las aguas de los campos petrolíferos van desde una traza hasta más de 3 g / l, el bario se encuentra en algunas salmueras de yacimientos petrolíferos en concentraciones superiores a 100mg / l que también es una traza, sin embargo, con menos de 1 mg / l; en consecuencia, en muchas aguas de

yacimientos petrolíferos las propiedades químicas del bario son similares a las del calcio y estroncio. (Wright A y Gene Collins, 1985)

El ion amonio está presente en muchas aguas de yacimientos petrolíferos y, a menudo, su concentración supera los 10 mg / l. Algunos investigadores creen que es un indicador de la presencia de petróleo, el amoníaco (NH_3) se forma durante la desintegración anaeróbica de material orgánico nitrogenado almacenado en el entorno. El amoníaco se transforma en amonio, que contiene nitrógeno en N_3^- . El estado de oxidación del amonio es una forma reducida que es característica de un entorno de petróleo, donde el potencial redox es bajo, en cambio si el potencial es alto, el amoníaco podría oxidarse a nitrato. (Wright A y Gene Collins, 1985)

La solubilidad del hierro en las salmueras de los campos petrolíferos está en función de las cantidades y los diferentes tipos de iones en solución, el pH y el potencial redox (Eh).

Las salmueras de campos petrolíferos contienen desde trazas hasta más de 1000 mg / l de hierro, al conocer las cantidades de hierro ferroso y férrico disueltas en la salmuera del campo petrolífero se pueden utilizar para calcular el Eh. (Wright A y Gene Collins, 1985)

El plomo se encuentra en varias salmueras de yacimientos petrolíferos en todo el mundo y su solubilidad está limitada principalmente por las restricciones en la cantidad de su sulfuro y sulfato que se pueden disolver en sistemas reductores y oxidantes, en cambio el plomo es soluble en ácidos acéticos y ortoácidos, y se puede transportar como el bicarbonato, que es más soluble en forma estable que el carbonato. (Wright A y Gene Collins, 1985)

2.2.1.3 Aniones. El anión principal en la mayoría de las salmueras de los campos petrolíferos es el cloruro, que es muy móvil en la hidrosfera total y también es el anión predominante en el agua de mar. El ion cloruro no forma sales de baja solubilidad, no se adsorbe fácilmente en arcillas u otras superficies minerales y no juega un papel significativo en la mayoría de las reacciones de oxidación y reducción en salmueras subterráneas de campos petrolíferos, además no forma complejos importantes de solutos con una concentración de cloruro en las salmueras de los campos petrolíferos (oscila entre menos de 19 g / l y más de 200 g / l). (Wright A y Gene Collins, 1985)

El bromuro se ubica como el siguiente anión más predominante en muchos campos petrolíferos, como regla general, es más probable que se analicen las muestras de agua de yacimientos petrolíferos para bicarbonato o sulfato que para anión bromuro y la concentración de bromuro en muchas aguas de yacimientos petrolíferos, es menos conocido que las concentraciones de aniones bicarbonato y sulfato. (Wright A y Gene Collins, 1985)

Conocer la concentración de bromuro es importante para determinar el origen de la salmuera de un campo petrolífero, además de que el anión bromuro es uno de los mejores, si no el mejor, de los marcadores geoquímicos que se pueden analizar de una salmuera de campo petrolífero. La concentración de bromuro en las salmueras de los campos petrolíferos varía de menos de 50 mg / l a más de 6 g / l.

Los boratos o el ácido bórico son bastante comunes en las salmueras de los campos petrolíferos y la composición de boro en libras de salmueras en los campos petrolíferos se tratan aquí como aniones que forman un importante sistema de amortiguación sólo superado por el sistema de carbonatos. Se reporta boro como HB02, H, BO, B03 o B, en general, junto con bromo y yodo, siempre está asociado con las salmueras de petróleo.

Los bicarbonatos suelen estar presentes en las salmueras de los campos petrolíferos y la concentración reportada para muchas salmueras de yacimientos petrolíferos es baja porque a menudo no se toman para determinar el contenido de bicarbonato o la alcalinidad.

La alcalinidad se define como la capacidad de una solución para neutralizar un ácido hasta un pH de 4,5. Una solución con un pH neutro de 7,0 puede tener una cantidad considerable de

alcalinidad; por lo tanto, la alcalinidad es una función de capacidad, en contraste con el pH, que es una función de intensidad (Wright A y Gene Collins, 1985)

La alcalinidad generalmente es causada por la presencia de bicarbonato, carbonato, iones hidroxilo en agua; sin embargo, los ácidos débiles, como el bórico, fosfórico y silícico, pueden aportar especies de alcalinidad titulables. Dióxido de carbono, disuelto en aguas circulantes como bicarbonato o carbonato da como resultado el ciclo del carbono que es la principal fuente de alcalinidad en aguas subterráneas poco profundas. Es probable que se disuelva más dióxido de carbono en un campo petrolífero subterráneo profundo que en las salmueras debido a la diagénesis de compuestos orgánicos e inorgánicos. En general, las salmueras de los campos petrolíferos no contienen iones hidroxilo, y la mayoría de ellos no contienen iones de carbonato; sin embargo, contienen iones bicarbonato. (Wright A y Gene Collins, 1985)

Las aguas de los campos petrolíferos en el área de las montañas rocosas son alcalinas y contienen tanto alcalinidad primaria como secundaria. La alcalinidad primaria es la asociada con los metales alcalinos, mientras que la alcalinidad secundaria es la asociada con los metales alcalinotérreos. Por ejemplo, las aguas de la Formación Green River que pueden contener más de 20.000 mg / l de carbonato y 5000 mg / l de bicarbonato. La mayoría de las aguas de los campos petrolíferos de otras áreas contienen aproximadamente 100 a 2000 mg / l de bicarbonato.

Es importante tener en cuenta que los aniones de ácidos orgánicos pueden contribuir a errores en la determinación de alcalinidad. La presencia de estos ácidos orgánicos puede detectarse por el olor rancio similar al del ácido butírico cuando la muestra de salmuera se acidifica. Además, el punto final de la titulación de alcalinidad es de aproximadamente pH 3,5 en lugar de pH 4,5, que es característico del bicarbonato (Wright A y Gene Collins, 1985)

2.2.2 Comportamiento del agua de yacimiento

En este punto se tratará el comportamiento del agua en el yacimiento, para llegar a ello se debe comprender la función de los acuíferos. Los yacimientos con empuje hidráulico están asociados a las formaciones cercanas que se encuentran saturadas de agua y estas reciben el nombre de acuíferos. Los yacimientos con empuje hidráulico se pueden encontrar situados

alrededor de la formación productora como acuíferos laterales o flancos, estos generalmente están situados en la parte inferior de dicha formación y se denomina acuífero de fondo.

Cuando se habla de los acuíferos laterales se tiene presente que solo una parte del área de la zona con hidrocarburo se encuentra en contacto con dicho acuífero, pero cuando se habla de un acuífero de fondo el cual tiene contacto directo con toda la zona productora se le conoce como contacto agua- petróleo. (Palacio, 1969)

En las formaciones con un acuífero lateral el agua avanza por los costados del yacimiento y normalmente su migración se dirige a las partes de mayor altura en la formación. Los pozos en la parte inferior normalmente son invadidos por el agua y dicha agua empezará a ser producida en tales pozos. En los acuíferos de fondo el agua tiene una migración en dirección vertical; por lo tanto, en los yacimientos cuya formación productora es horizontal los pozos serán inundados al mismo tiempo que se produce el hidrocarburo si este proceso se realiza a condiciones similares.

El tamaño de un acuífero puede variar dependiendo del volumen de poro que tiene el acuífero y este puede tener alrededor de 1000 veces el volumen de poro del yacimiento.

El principal factor que da impulso al agua para fluir es el mecanismo del empuje hidráulico ya que es la expansión del agua que se encuentra en el acuífero, a medida que la presión cae dentro de un yacimiento por su misma producción de hidrocarburos y en ese punto se crea una presión diferencial entre el acuífero y el yacimiento en el momento que esta presión llega al contacto agua-petróleo. Adicional a esto, otro mecanismo que puede contribuir con el suministro de agua al yacimiento se debe al hundimiento de los estratos superpuestos. (Palacio, 1969)

Para reconocer un empuje hidráulico es necesario evaluar la exploración durante la primera etapa de producción de campo y de esa forma observar si existe o no empuje, adicionalmente, hay factores que conducen un buen empuje hidráulico como: una alta permeabilidad que dé un fácil acceso al agua que entra a la formación.

En la recuperación el factor de recuperación se llega a definir como el porcentaje original de petróleo en sitio es un término afectado por diferentes variables que tienen conexión o dependen de las características de los fluidos y del yacimiento, al tener solo información teórica de una

formación no es posible concluir todas las variables que influyen en el factor de recuperación. (Palacio, 1969)

2.2.3 Variaciones del volumen original de hidrocarburos y escalas del yacimiento

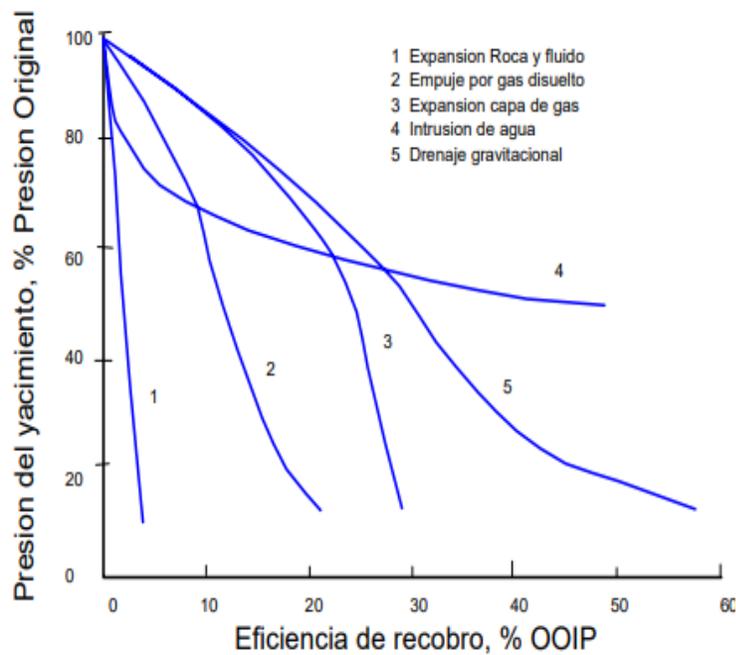
- Volumétricos, cuando no existe un acuífero adyacente al yacimiento (yacimiento cerrado).
- No volumétricos, el volumen disponible a hidrocarburos se reduce por la intrusión de agua procedente de un acuífero aledaño.

Tabla 1 Mecanismos de producción y sus características

MECANISMO	PRESION DEL YACIMIENTO	RGA	PRODUCCIÓN DE AGUA	EFICIENCIA %	OTROS
Empuje por agua	Permanece alta. La presión es sensible a las tasas de producción de petróleo, agua y gas	Permanece baja si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos buzamiento abajo producen agua temprano	35 – 80 Promedio: 50	N calculado por balance de materia aumenta cuando W_e no se considera
Gas en solución	Declina rápida y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna excepto en yacimientos con alto S_{wi}	5 – 35 Promedio: 20	Requiere bombeo al comienzo de la producción
Expansión de la roca y los fluidos	Declina rápida y continuamente $P_i > P_b$	Permanece baja y constante	Ninguna excepto en yacimientos con alto S_{wi}	1 – 10 Promedio: 3	

Nota. Mecanismos de producción y sus características Adaptado de: Características de los mecanismos de producción primaria Modificado de Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Magdalena Paris de Ferrer

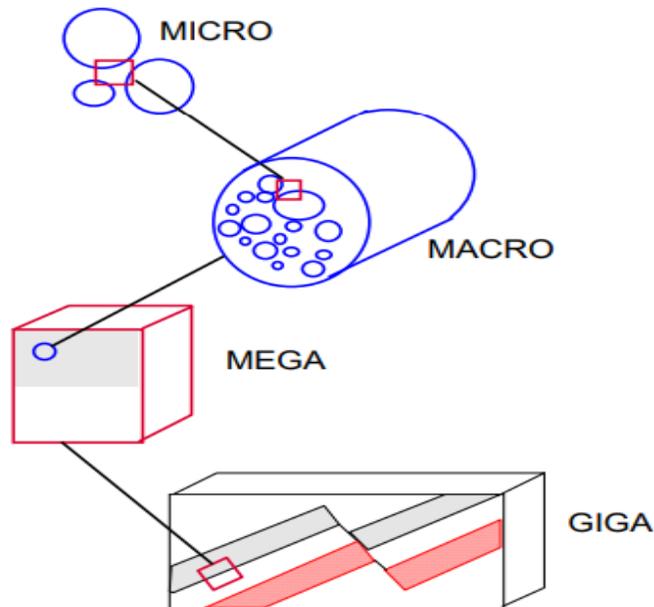
Figura 2 Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo



Nota. En esta figura podemos observar las diferentes presiones del yacimiento de acuerdo con el mecanismo de empuje Adaptado de: *Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo* (p.27) por Freddy Humberto Escobar Macualo, Universidad Surcolombiana (2012).

2.2.3.1 Escalas del yacimiento. Se trabajó a escala micro ya que esta es el campo de acción del agua inteligente mejorada.

Figura 3 Escalas del yacimiento



Nota. Escalas del yacimiento. Adaptado de: *Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo* (p.37) por Freddy Humberto Escobar Macualo, Universidad Surcolombiana (2012).

2.2.4 Daño a la formación

El daño a la formación siempre ha sido un problema prácticamente inevitable, esto debido a que en el momento de la perforación ya se está generando un daño, pero este daño no es igual para todos los pozos y esto depende de muchos factores entre los que se encuentran: Tipo de roca, tipo de lodo utilizado, el completamiento del pozo, etc. (Macualo, 2012)

Luego de perforado y completado el pozo se continua con la siguiente etapa la cual es recobro primario y después de terminado se sigue con el recobro secundario o con las estimulaciones al pozo las cuales son muy usados en la industria para incrementar la productividad de un pozo.

A lo largo de los años se ha trabajado con este concepto hasta el punto de poder graficar este problema, en la siguiente gráfica se puede observar el comportamiento de la presión en función del radio teniendo en cuenta tanto el efecto del daño, efecto de la estimulación y cómo estos influyen sobre la presión. En la Fig.3 se puede observar claramente este fenómeno que sucede en una zona infinitesimal alrededor del pozo. (Macualo, 2012)

La variación de la presión tanto en ganancia como pérdida adicional causada por el daño o skin factor, s , está dada por:

$$\Delta P_s = \frac{141.2q\mu B}{kh} s \quad (5)$$

Apartir de lo anterior, la ley de Darcy se modifica teniendo en cuenta los efectos de daño:

$$q = \frac{7.08kh}{\mu} \frac{(P_e - P_w - \Delta P_s)}{\ln(r_e/r_w)} \quad (6)$$

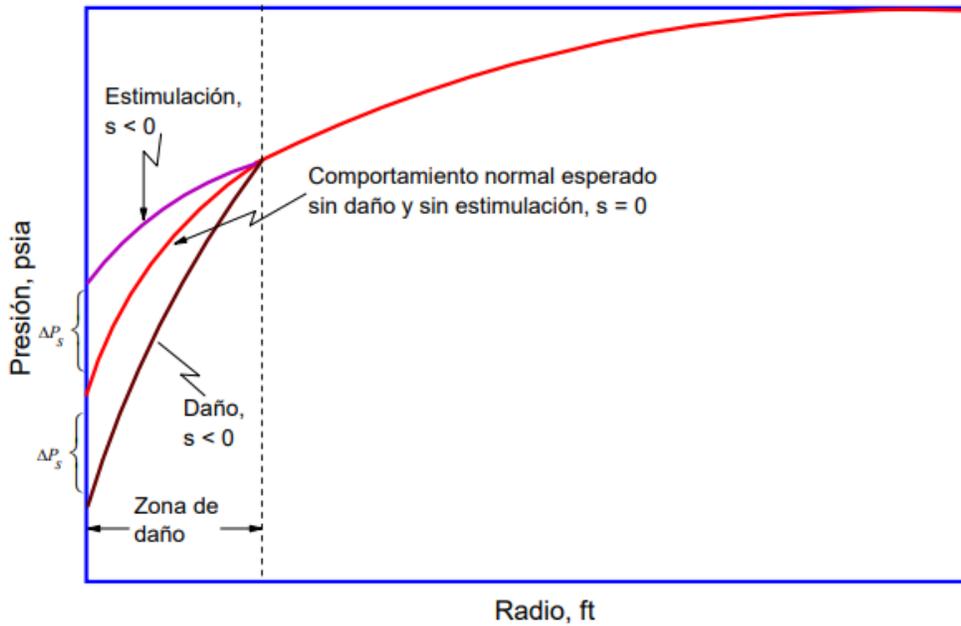
o también:

$$q = \frac{7.08kh}{\mu} \frac{(P_e - P_w - \frac{141.2q\mu B}{kh} s)}{\ln(r_e/r_w)} \quad (7)$$

Para estado estable se tiene:

$$P_e = P_w + \frac{141.2q\mu B}{kh} \ln(r_e/r_w) \quad (8)$$

Figura 4 Esquema daño a la formación



Nota. Esquema por el cual se puede visualizar como es el comportamiento de la presión respecto al radio dependiendo de la estimulación y el daño Adaptado de: *Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo* (p.65) por Freddy Humberto Escobar Macualo, Universidad Surcolombiana (2012)

Incluyendo el daño a la anterior ecuación:

$$P_e = P_w + \frac{141.2q\mu B}{kh} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{141.2q\mu B}{kh} \quad (9)$$

Entonces la ecuación de Darcy puede escribirse también como:

$$q = \frac{7.08kh}{\mu} \frac{(P_e - P_w)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s} \quad (10)$$

Generalmente cuando un pozo está dañado se debe tener la noción de que el radio del pozo pueda tener un valor diferente. El radio del daño casi siempre es más grande que el radio real cuando el pozo está estimulado o el radio del daño es más pequeño que el radio real cuando el pozo está dañado. (Macualo, 2012)

Este radio aparente, r_w se calcula mediante:

$$r_s = r_w e^{-s} \quad (11)$$

Por lo que la última expresión de Darcy queda:

$$q = \frac{7.08kh}{\mu} \frac{(P_e - P_w)}{\ln(r_e/r_w)} \quad (12)$$

El daño, también se puede estimar mediante:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (13)$$

2.2.5 Métodos y caracterización de yacimientos

2.2.5.1 Método de isotopía. Los diferentes elementos químicos se caracterizan o diferencian por el número de protones que contiene el núcleo atómico. Los átomos que contienen el mismo número de protones, pero diferente número de neutrones del mismo elemento, a estos elementos químicos se le llaman isótopos.

Los isótopos poseen un comportamiento importante el cual es que, debido a un valor más alto para la energía de enlace, los isótopos estables no se desintegran espontáneamente, en cambio los isótopos radiactivos tienen una probabilidad de decaimiento.

En general, la aplicación de isótopos ambientales representa un método complementario de los estudios de geoquímica e hidrogeología física. Los isótopos estables aportan información sobre el origen de las aguas, su calidad, la evolución geoquímica, procesos de recarga, interacción agua-roca, origen de la salinidad y procesos de contaminación.

Tabla 2 Isotopos y su descripción

Isotopo	Descripción
^{13}C	representa un trazador excelente para la reconstrucción de la evolución de carbonatos en acuíferos debido a su variación natural considerable en diferentes fuentes de carbono
$^{14}C, ^{36}Cl, ^{129}I$	nos proporcionan información sobre el tiempo de circulación e indicaciones sobre el origen y edad de las aguas subterráneas
$^{87}Sr, ^{86}Sr$	definir los materiales fuente de un determinado tipo de roca (manto superior, corteza inferior o corteza superior), así como los procesos de asimilación, contaminación, etc. A la hora de identificar acuíferos, el estroncio de las aguas subterráneas se equilibra con el estroncio de las rocas que atraviesa, originándose mezclas, que permitirán diferenciar las posibles proveniencias de las aguas (Centros de Apoyo a la Investigación, Geocronología y Geoquímica Isotópica, universidad complutense madrid)

2.2.5.2 Geomecánica. Es el estudio de cómo se deforman los suelos y las rocas, también se le conoce como: “la disciplina que integra la Mecánica de Rocas, la Geofísica y la Geología”, con la cual se puede conocer como sería la posible respuesta de la rocas a cambios en los esfuerzos, en la presión del yacimiento, o en la temperatura de la formación.

Además de esto la geomecánica tiene la posibilidad de realizar modelos predictivos de:

- Esfuerzos in situ y de propiedades de roca
- Predecir el comportamiento de un pozo y del yacimiento
- Optimizar los planes de desarrollo del campo y encontrar soluciones de ingeniería para diagnosticar problemas.

La geomecánica se basa en los conceptos y teorías de mecánica de rocas y mecánica de suelos, que relacionan: “el comportamiento de la formación bajo los cambios de esfuerzo producto de las operaciones petroleras de perforación, terminación y producción de pozos.”

La geomecánica a escala de yacimiento se ha vuelto rutinario gracias al desarrollo de programas de análisis por el método de elementos finitos, que han sido optimizados para las estructuras geológicas y el comportamiento mecánico de las rocas.

El análisis de elementos finitos (FEA) “es un método computarizado para predecir cómo reaccionará un producto ante las fuerzas, la vibración, el calor, el flujo de fluidos y otros efectos físicos del mundo real” (autodesk, 2021)

Tabla 3 Algunas etapas proyecto petrolero

EXPLORACIÓN	Migración de hidrocarburos, fracturas, eficiencia del sellado de fallas, modelaje de cuencas.
YACIMIENTOS	Esfuerzos, compresibilidad y permeabilidad vs. agotamiento, inyección de agua, identificación de fracturas, fuerzas capilares. Se puede modelar el movimiento de los fluidos y predecir como la remoción o la inyección de fluidos produce cambios en la permeabilidad, la presión del fluido y los esfuerzos locales de la roca los cuales: pueda generar efectos significativos en el rendimiento de los yacimientos. (Serie de artículos introductorios schlumberger, la geomecánica John Cook, asesor científico, traducción del artículo, oilfield review 28, n°1, enero 2016)
PERFORACIÓN	Estabilidad del pozo (Pegadura de tuberías, derrumbes), toma de núcleos, pérdida de lodo.
PRODUCCIÓN	Estabilidad del pozo (Pegadura de tuberías, derrumbes), toma de núcleos, pérdida de lodo.
SUPERFICIAL	Levantamientos superficiales, subsidencia, sísmica, manejo de desechos.

2.3 Surfactantes

2.3.1 Definición

Un surfactante también es conocido como un agente activo de superficie y generalmente es muy utilizado para caracterizar las sustancias que presentan una actividad superficial o interfacial. Para esto se debe tener en cuenta que no todos los anfifilos tienen esta capacidad interfacial, además deben cumplir varios requisitos para que este fenómeno ocurra entre estos que la molécula tenga unas propiedades relativamente equilibradas, es decir, que no tenga inclinación hacia la parte hidrofílica, pero tampoco hacia la parte hidrófoba. Los surfactantes son mundialmente conocidos como tensoactivos porque presentan una actividad o una reacción sobre la tensión interfacial y puntualmente sobre la energía libre de Gibbs. (Salager, 2002)

2.3.2 Clasificación de los surfactantes según la estructura molecular

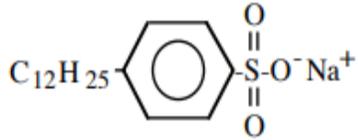
Esta clasificación que se va a realizar de los surfactantes va a ser de acuerdo con su estructura molecular (forma de disociación en el agua). (Salager, 2002)

2.3.2.1 Surfactantes aniónicos. Una de las principales características de los surfactantes es que pueden disociarse en un anión anfífilo y un catión, que típicamente tiende a ser un metal alcalino o un amonio cuaternario. En este conjunto de surfactantes aniónicos se puede encontrar surfactantes aniónicos sintéticos como los alquil benceno sulfonatos y otros agentes tales como: agentes espumantes como el lauril sulfato, los humectantes como el sulfosuccinato, los dispersantes del tipo lignosulfonatos, etc. (Salager, 2002)

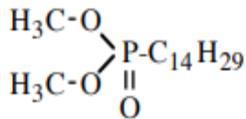
2.3.2.2 Surfactantes noiónicos. Una de las principales características de los surfactantes noiónicos es que si están en una solución acuosa no se pueden ionizar, debido a que estos poseen grupos hidrófilos del tipo alcohol, fenol, éter o amida. La mayoría de este tipo de surfactantes pueden convertirse en hidrofílico en cierta medida debido a que tienen una cadena poliéter del tipo polióxido de etileno. La principal característica de este grupo es que posee un radical alquilo o alquil benceno y a veces en una estructura que tiene orígenes naturales como, por ejemplo, ácido graso. (Salager, 2002)

2.3.2.3 Surfactantes catiónicos. Una de las principales características de los surfactantes catiónicos es que si están en una solución acuosa se pueden disociar como un catión orgánico anfífilo y un anión mayoritariamente del tipo halogenuro. En la gran mayoría de estos casos los surfactantes son compuestos de amonio cuaternario. El costo de estos surfactantes es mucho más elevado que los anteriores y por esta razón son poco utilizados o solamente son usados en situaciones muy específicas además de ser muy buenos agentes hidrofobantes e inhibidores de corrosión. (Salager, 2002)

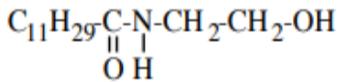
Figura 5 Formula química de algunos surfactantes



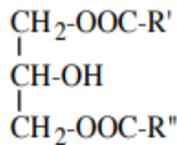
Dodecil benceno sulfonato de sodio



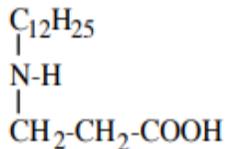
Dimetil éter del ácido tetradecil fosfónico



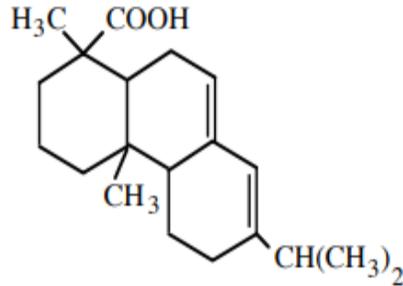
Lauril mono etanol amida



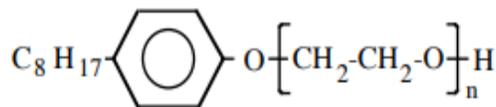
Glicerol diester (diglicérido)



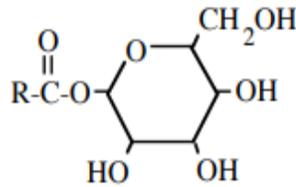
Dodecil betaína



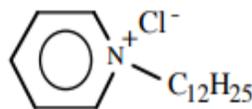
Acido abiético



Octil fenol polietoxilado



Monoester de sorbitan



Cloruro de n-dodecil piridina

Nota. Formula química de algunos surfactantes. Adaptado de: *SURFACTANTES Tipos y Usos SALAGER (Cuaderno FIRP 300A)* (p.4) por Jean-Louis SALAGER, Universidad de los Andes ,Venezuela (2002).

2.3.3 Clasificación de surfactantes según HLD

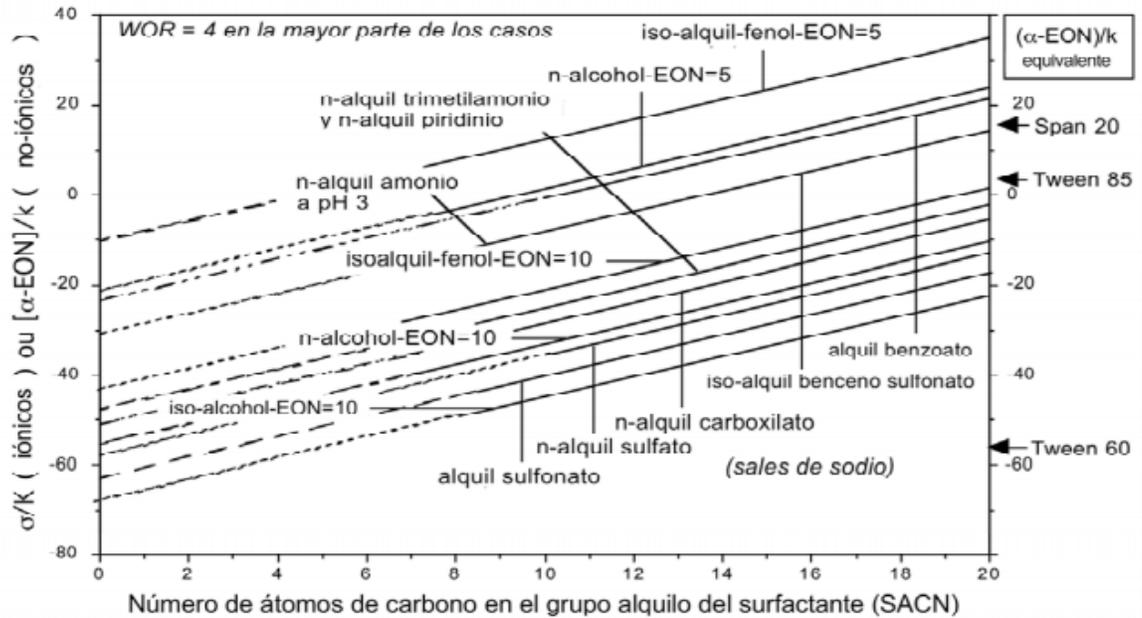
Esta clasificación que se mostrará está basada en los principios de HLD y no es posible establecerla hasta que ciertas condiciones operatorias sean bien determinadas, ya que el carácter hidrofílico que puede tener un surfactante es dependiente de su estructura molecular y de su ambiente fisicoquímico. (Salager et al., 2015)

Las condiciones que se tomaron en cuenta para realizar la clasificación de los surfactantes tienen gran variedad, pero generalmente se escogen las más simples posibles:

- Ausencia de alcohol
- Temperatura de 25 °C
- Ausencia de Sal (sal=0)

Estas características son para los surfactantes no iónicos, en cambio la salinidad para los surfactantes iónicos es igual a 1% (Insal=0). En cuanto al aumento que pueda tener, se tiene la posibilidad de asociar las propiedades naturales del aceite (ACN ou EACN), teniendo en cuenta como parámetro principal la clasificación de los surfactantes(tensoactivos). Para los surfactantes iónicos la relación (σ/κ) et y para los surfactantes no iónicos la relación $(\alpha - EON)/\kappa$. (Salager et al., 2015)

Figura 6 Clasificación de surfactantes en función de la naturaleza de la cabeza polar y del número de átomos de carbonos de la cadena alquil



Nota. Grafica en la cual se clasifican los surfactantes dependiendo de su naturaleza polar y el número de átomos de carbono. Adaptado de: *Formulación de Microemulsiones por el Método HLD* (p. 24) por Jean-Louis SALAGER et al, Universidad de los Andes, Venezuela (2015).

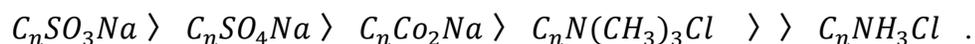
La ordenada en el origen (SACN = 0) se utiliza para comparar la hidrofobicidad de las cabezas polares de varias familias de surfactantes. Pero este valor no tiene sentido físico ya que las especies que no son surfactantes es porque la cola tiene menos de 8 átomos de carbono.

La figura 5 presenta el cambio del parámetro característico de diferentes familias de surfactantes en función de la cadena alquílica. Esta clasificación concede la posibilidad de:

- Comparar las diferentes familias entre ellas.
- Encontrar un surfactante equivalente a un surfactante que se desea sustituir.

- Clasificar un tensoactivo desconocido tomando en cuenta la relación a los conocidos. (Salager et al., 2015)

En comparación con la escala de clasificación del surfactante conocido como HLB, este es un nuevo método que toma como referencia pruebas experimentales en las cuales se puede precisar el reflejo de la verdadera afinidad de un surfactante (tensoactivo) para los sistemas aceite/agua. Los surfactantes más hidrófilos se localizan al inferior del diagrama, tomando en cuenta esto se puede deducir que para una misma cadena alquílica, la hidrofobicidad del surfactante cambia en función de la naturaleza de su cabeza polar según el siguiente orden:



Otra manera de clasificarlos podría ser en surfactantes iónicos y no iónicos, Pero se debe tener muy en cuenta que la salinidad que se escogió para realizar la figura 5 fue de 1% a 0%, dependiendo si el surfactante es iónico o no iónico. (Salager et al., 2015)

Algunos surfactantes originarios del sorbitan que son algo hidrofílicos (comercialmente conocidos con el nombre de Tween y Span) se adicionaron para que posteriormente en la Figura 5 se pueda observar una clasificación sin ambigüedad para cualquier surfactante. Los puntos representativos de estos surfactantes están colocados en el eje derecho de las ordenadas, puesto que el número de carbonos de su cadena alquílica es superior a 20. (Salager et al., 2015)

2.3.4 Microemulsiones

En algunos sistemas surfactante- aceite- agua se forman microemulsiones al equilibrio o en equilibrio. En contraste a las macroemulsiones, las microemulsiones son: “sistemas monofásicos, termodinámicamente estables, generalmente transparentes o translúcidas, de baja viscosidad, que contienen micro-dominios deformables de agua y de aceite separadas por una película delgada y fluctuante de surfactante.” (Salager et al., 2015, p. 3)

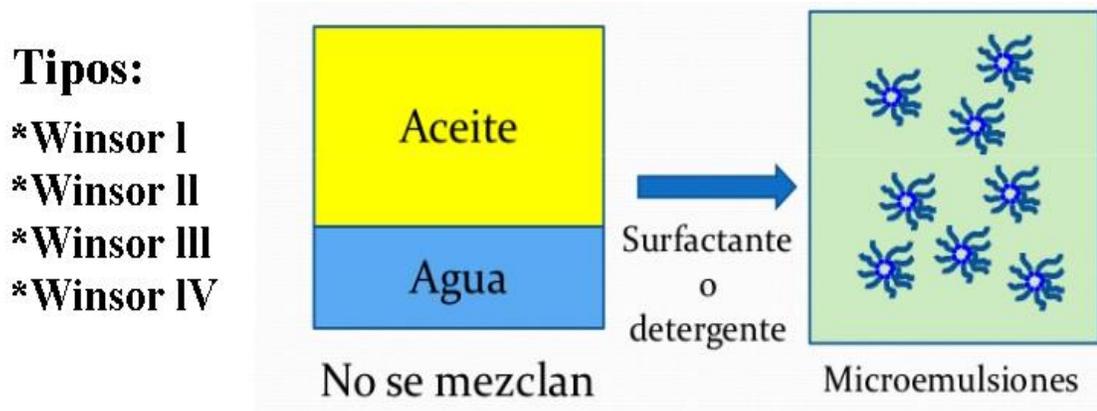
Dependiendo de su formulación, los sistemas surfactante- aceite- agua pueden estar en equilibrio o tener una o varias fases ya sea:

- Microemulsión sola (Winsor IV).
- Microemulsión en equilibrio con una fase oleosa (Winsor I) o una fase acuosa (Winsor II).
- Microemulsión en equilibrio a la vez con una fase oleosa y una fase acuosa (Winsor III).

Si se tiene este último caso, la formulación del sistema tomará el nombre de formulación “óptima” que sucede cuando la microemulsión media contiene cantidades iguales de agua y de aceite que tiene una formulación particular, experimental y es termodinámicamente bien definida; en la solubilización simultánea de agua y de aceite se maximiza para una cantidad específica de surfactante produciendo que las tensiones interfaciales sean ultrabajas, ya sea microemulsión /agua o microemulsión/ aceite. (Salager et al., 2015)

Las microemulsiones son sistemas monofásicos dentro de los cuales el surfactante posibilita la coexistencia, se podría decir a una escala cercana a la molecular entre aceite y agua. Las microemulsiones pueden presentar microdominios que generalmente están interconectados y no son necesariamente esféricos, son de pequeñas dimensiones que típicamente son del orden de 10 a 50 nm, fluctuando velozmente dentro del tiempo y el espacio. (Salager et al., 2015)

Figura 7 Comportamiento agua, aceite y surfactantes



Nota. En esta figura podemos observar cómo podría ser la interacción agua, aceite en contacto con un surfactante. Adaptado de: *Nanociencia y la Nanotecnología* (p.51) por Dr. Noburo Takeuchi, centro de nanociencias y tecnología de la Universidad Nacional Autónoma de México (2011).

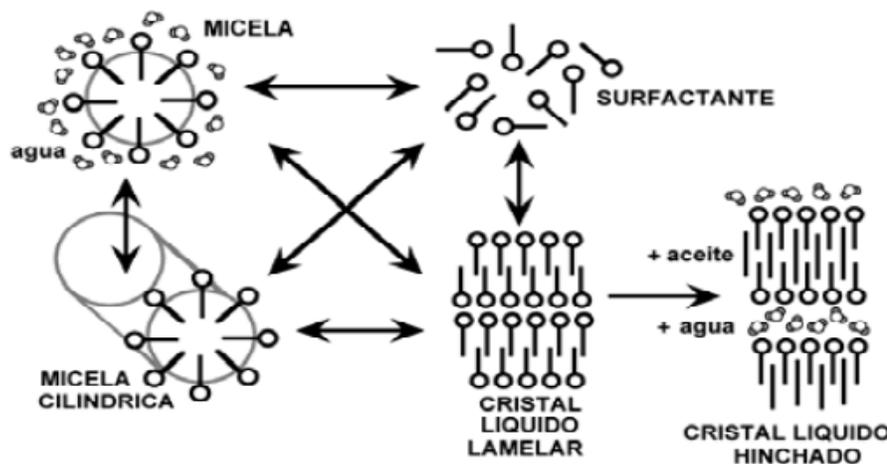
2.3.5 Importancia de los surfactantes en el EOR con agua inteligente

El agua y el aceite, debido a su naturaleza, no se pueden mezclar dado que el punto crítico de esta mezcla tiene incompatibilidad intrínseca. (Salager et al., 2009)

Una forma para que el agua y el aceite se vuelvan compatibles es utilizar una pequeña cantidad de surfactante debido a que puede formar una estructura conocida como microemulsión, que se forma debido a las propiedades anfifílicas de los surfactantes, que son moléculas que tienen una parte polar y no polar. Gracias a esta propiedad, estas moléculas generalmente tienen la tendencia a asociarse de manera autónoma en cualquier tipo de solvente, el solvente más usado es el agua que forman micelas como se puede observar en la Fig. 7. (Salager et al., 2009)

Si llegara a existir una concentración de surfactante, algunas micelas se transforman en estructuras más complejas conocidas como cristales líquidos que permiten la dualidad de interacción polar-apolar de tales moléculas.

Figura 8 Equilibrios entre moléculas de surfactante y estructuras de auto asociación



Nota. En esta grafica se observa como a partir de la interacción agua, aceite y surfactantes se crean una micela, micela cilíndrica, cristal líquido lamelar, cristal líquido hinchado con agua y aceite. Adaptado de: *Microemulsiones para la recuperación mejorada de crudo y la limpieza de pozos* (p.80) por Jean-Louis SALAGER et al, Universidad de los Andes, Venezuela (2009)

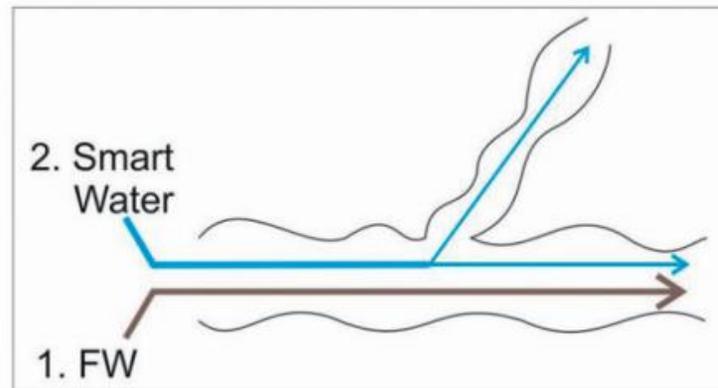
Estos cristales líquidos lamelares tienen la capacidad de unir moléculas de agua y aceite sin que éstas entren en contacto y gracias a este fenómeno no se aumenta la energía libre del sistema. (Salager et al., 2009)

3 Agua inteligente

3.1 Definición de agua inteligente

El "agua inteligente" (SW) se puede definir como un agua diseñada mediante la manipulación o alteración de la composición iónica (agregando o eliminando iones) independientemente de la salinidad resultante, que produce una alteración del equilibrio químico establecido en el yacimiento y una alteración de la mojabilidad. (Torrijos,2017; Magnus,2017)

Figura 9 Comportamiento del agua inteligente en un medio poroso



Nota. Comportamiento del agua inteligente en un medio poroso Adaptado de: *Alteración de la humectabilidad hacia más Imbibición húmeda,*

mayor eficiencia de barrido microscópico (p.36). Torrijos. (2017)

3.2 Historia

La inyección de agua es el método de recobro más aceptado y mayormente utilizado en la actualidad debido a que es una técnica simple y económica en todo el mundo. Los yacimientos convencionales han sido considerados para realizar la aplicación de Waterflooding; pero

históricamente la salinidad ha tenido un rol relevante en la recuperación de crudo por medio de la inyección de agua.

Para algunos casos la inyección de agua convencional se implementa con agua que sea económica y generalmente tienen una composición diferente a la del agua inicial de formación. Para los proyectos costa afuera (offshore) la salmuera que se inyecta se elige de forma que sea compatible con el agua de formación. (Avila, 2017)

De experiencias adquiridas se dedujo que la inyección de agua de baja salinidad puede presentar incrementos en el factor de recobro de crudo, este método nace en 1990 cuando Morrow y sus aprendices estudiaron el efecto que presenta la mojabilidad por la inyección de agua. Jadhunandan y Morrow descubrieron que los cambios en la composición de la salmuera inyectada afectaban el recobro de petróleo de forma positiva, luego, en 1996 Yildiz y Morrow afirmaron que la composición de la salmuera podía aumentar dicho factor de recobro, pero esta cantidad de petróleo recuperado depende netamente de las condiciones específicas del sistema aceite-salmuera-roca. (Avila, 2017)

Se presenta una investigación por parte de British Petroleum, en la cual se realizaban pruebas con núcleos a condiciones de yacimiento y esto lleva a la marca registrada de la técnica de recuperación LoSal; en la actualidad varias empresas como Shell, Petro China, General Electric, Statoil, entre otras, hacen uso de este método. Existe una diferencia entre el Waterflooding y la inyección de agua de baja salinidad que radica en que el Waterflooding afecta la eficiencia de barrido microscópico y esto quiere decir que la recuperación de crudo adicional que se presenta es gracias al barrido volumétrico del yacimiento y en el caso de LSWI la eficiencia que se presenta es igual a la obtenida por la inyección de agua convencional. (Avila, 2017)

Al tener en cuenta los anteriores aspectos se evidencia que la inyección de agua de baja salinidad es estudiada por el recobro EOR, ya que este se aplica en campos maduros donde ya se implementaron procesos de recobro primario y secundario, pero también se puede implementar en campos nuevos. (Avila, 2017)

3.3 Generalidades

Para abarcar una idea más clara de las diferentes propiedades y conceptos que pueden ser clave en el desarrollo del agua inteligente, se deben tener en cuenta aspectos tales como: fuerzas viscosas, fuerzas de gravedad, el efecto del pH, fuerzas capilares, mojabilidad, la salinidad y su clasificación, entre otros apartados teóricos que pueden ayudar a entender e interpretar cómo el agua inteligente se ha consolidado como un método de recuperación mejorado. Lo anterior debido a que altera las propiedades del yacimiento y en los últimos años se han realizado varias pruebas de laboratorio, probando nuevas composiciones con el fin de aumentar el factor de recobro.

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

Los porcentajes de petróleo original en sitio varía de un campo a otro, pero en EUA diez regiones productoras de petróleo descubrieron que dos tercios del petróleo (OOIP) aún estaban en el yacimiento después de acabar los métodos de recuperación convencionales.

La cantidad de campos maduros en el mundo crecerá más cada año y llegarán a exceder sus picos de producción. Cada operador trabaja para optimizar el factor de recuperación en los campos dado que la industria da pasos agigantados en los avances de la compresión de estructuras sedimentarias clásticas; algunas terminaciones se diseñan para monitorear y dar un mejor control a los procesos de producción e inyección en fondo de pozo. (Al-Mjeni et al.,2011)

La inyección de agua es de los procesos más comunes que se presentan de forma económica para desplazar el petróleo y suministrar un soporte de presión, los métodos de recuperación EOR aplicados para la recuperación de petróleo se basan en el estudio que se le realiza a cada yacimiento.

Una recuperación óptima a partir de la inyección de agua dará una mojabilidad mixta que será levemente mojada por agua y esto se puede deducir del análisis de los mecanismos de entrapamiento del petróleo a nivel de poros. (Al-Mjeni et al.,2011)

El petróleo que migra a una formación tiene que superar las fuerzas de mojabilidad de la roca para poder ingresar a los poros, la resistencia que presenta la presión capilar en la entrada de la roca se debe a la diferencia de presión entre la fase de petróleo y la fase de agua que se necesita para superar la mojabilidad en las pequeñas aperturas. (Al-Mjeni et al.,2011)

Cuando el crudo es desplazado por un mecanismo de empuje natural de agua puede invadir espacios porosos de tres formas diferentes, sigue los trayectos y los invade de agua hasta los rincones más pequeños de la estructura e incrementa el espesor de la película de agua. Las fuerzas capilares pueden encerrar el petróleo haciendo un aislamiento del espacio poroso ya que estas fuerzas pueden ser superadas por las fuerzas viscosas o de gravedad, el número capilar N_c relaciona la fuerza viscosa con la fuerza capilar para movilizar el crudo y en el número de Bond la fuerza de gravedad es más importante. A continuación, se presentan las respectivas ecuaciones.

3.3.1 Número Capilar

El número capilar se define como una magnitud escalar adimensional que cumple con la función de relacionar las fuerzas viscosas y capilares. Un ejemplo que puede describir las fuerzas viscosas se encuentra en la velocidad que puede adquirir el fluido a través de un espacio poral y la viscosidad del fluido, esto se conoce como avance frontal. (González, et al., 2013)

Dicho grupo adimensional es utilizado para el análisis del flujo de los fluidos que logran caracterizar la relación de las fuerzas de tensión superficiales con las fuerzas viscosas o interfaciales. Este referente numérico usualmente se conoce con NC en el campo del petróleo.

- Si $NC \gg 1$, esto quiere decir que las fuerzas viscosas presentan mayor dominio sobre las fuerzas interfaciales.
- Si $NC \ll 1$, esto quiere decir que las fuerzas viscosas son mínimas en comparación con las fuerzas interfaciales.

Los números capilares generalmente son grandes para aquellos flujos de alta velocidad y bajos para los flujos de baja velocidad; así, “usualmente para flujos a través de poros en el yacimiento $NC \sim 10^{-6}$ y para flujos en tuberías de producción $NC \sim 1$.”

V = velocidad de la salmuera

μ_w = viscosidad de la salmuera

Número capilar

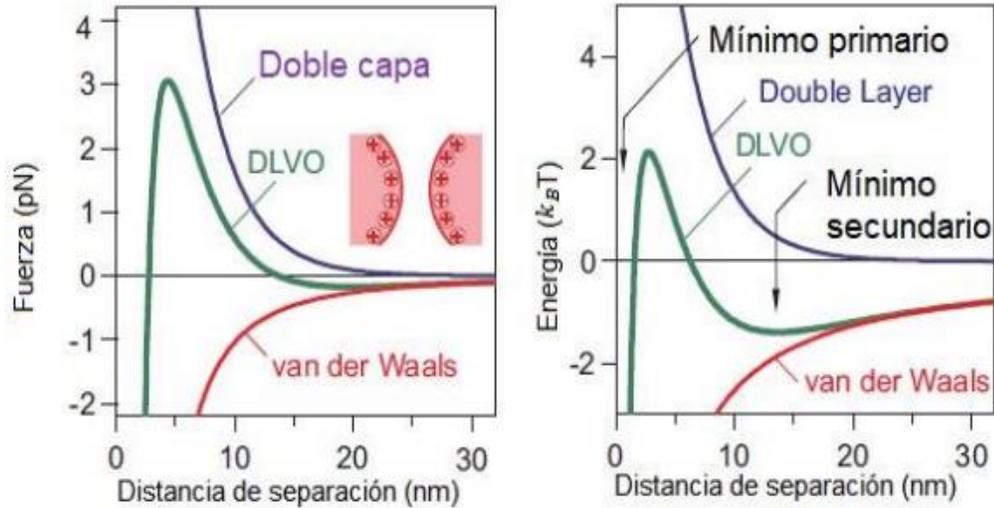
$$Nc = \frac{v\mu_{\omega}}{\theta_{\omega} \cos \theta} \quad (14)$$

3.3.2 Fuerzas superficiales

La conocida teoría DLVO fue establecida por Derjaguin, Landau, Verwey y Overbeek en la década de 1940 (Derjaguin y Landau 1941; Verwey y Overbeek 1948) y *estudian las fuerzas superficiales* en condiciones dinámicas que describe el caso en el que las fuerzas de Van Der Waals están presentes en combinación con fuerzas electrostáticas. La teoría se basa en el supuesto de que las fuerzas electrostáticas de doble capa y las fuerzas de Van Der Waals son independientes y, por lo tanto, pueden superponerse o sumarse en cada distancia de interacción para dos partículas. (Adaira, Suvaci, y Sindel, 2001)

El drenaje de una película produce diversos fenómenos que complementan las superficies de dichas películas que producen una afección a la interacción entre estas. La adsorción de algunos agentes tensoactivos y su distribución de las cargas superficiales entre las superficies de las películas son afectadas durante el proceso de adelgazamiento de estas, las fuerzas electrostáticas y de Van Der Waals no presentan una distribución homogéneamente entre las moléculas de las superficies y las películas; la densidad de carga superficial total empieza a variar con el espesor de la película. (Comisión Europea, CORDIS, 2021)

Figura 10 Interacción de la energía vs distancia de los perfiles de interacción DVLO



Nota. Interacción de la energía vs distancia de los perfiles de interacción DVLO Adaptado de: *Efecto de la Fuerza Iónica Sobre la Estabilidad Coloidal de Nanopartículas de SiO₂ en soluciones acuosas* (p.13). Avalos Sánchez (2018)

3.3.3 Fuerzas gravitacionales

$\Delta\rho$ = diferencia de densidad agua petróleo

g = aceleración de la gravedad

L = longitud característica (tamaño del glóbulo de petróleo)

3.3.4 Numero de bond

$$Nb = \frac{\Delta\rho g b^2}{\sigma} \quad (15)$$

Nb = Numero de bond

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidad entre las dos fases

g = aceleración debida a la gravedad

b = una escala de longitud característica de la geometría de flujo

σ = tensión superficial o interfacial

Existen algunas metodologías de inundación y la mayoría de estas hacen parte de tres categorías: técnicas termales, inundación de gas e inyección de químicos. (Al-Mjeni et al.,2011)

La inyección de agua no se considera un método de recuperación mejorada a menos de que esta se combine con otro método de inyección, los ciclos que se presentan en la inyección de agua y gas (WAG) mejoran el barrido y su eficiencia al aumentar la viscosidad del frente de inundación combinado. (Al-Mjeni et al.,2011)

La mojabilidad de la roca tiene gran incidencia en la recuperación del petróleo mediante la inyección miscible.

“Los químicos surfactantes son moléculas de cadena intermedia a larga que poseen tanto una sección hidrofóbica como una sección hidrofílica, por lo tanto, las moléculas se acumulan en la interfase agua- petróleo y reduce el IFT entre las fases.” (Al-Mjeni et al.,p.24,2011)

La inyección de agua fue por primera vez en EUA en New York para el año de 1919 y este proceso se dio a conocer como una inundación artificial no intencional, antes de la primera década de haberse legalizado los inventores dieron a conocer una propuesta para mejorar la recuperación por inyección de fluidos mediante el agregado de surfactantes para disminuir la tensión interfacial. (Al-Mjeni et al.,2011)

3.3.5 EL pH en la inyección de agua de baja salinidad (LSWI)

Cuando se va a realizar una inyección de agua de baja salinidad (LSWI) el pH y la composición iónica, principalmente los aniones cloro, carbonato, bicarbonato y los cationes calcio, magnesio y sodio, son factores importantes para dar una valoración al recobro adicional del petróleo. Por consiguiente, se deben tener claros todas las instrucciones para determinar las propiedades químicas del agua para después realizar el análisis de los cambios presentes en los yacimientos al inyectar agua inteligente. (Avila, 2017)

3.3.6 Salinidad

La salinidad del agua se representa por medio de la concentración de sales disueltas en ella misma, estas sales son conocidas comúnmente por la sigla TDS por su significado en inglés (Total Dissolved Solids). La salinidad se mide en miligramos por litro (mg/L), aunque comúnmente se expresa como ppm. Sin

embargo, al expresar concentraciones en ppm se hace referencia a una parte en un millón de partes de sustancias similares y el agua con las sales son sustancias diferentes. (Avila, p.33, 2017)

Tabla 4 Clasificación del agua según su salinidad

clasificación	TDS (mg/l o ppm)
Agua fresca	< 1000
Agua salobre	1000 - 20000
Agua Salina	20000 - 35000
Salmuera	< 35000

Nota. En esta tabla se puede observar como se clasifica el agua respecto a su salinidad en ppm. Adaptado de: *Inyección de agua de baja salinidad: un nuevo metodo EOR por estudiar en Colombia* por J. Avila (2017).

3.3.7 Clasificación de la salinidad

La inyección de agua de baja salinidad en arcillas estipula condiciones generales en la presencia de arcillas. La roca necesita de la presencia de caolinita y/o ilita ya que son arcillas no hinchables que se desprenden de la superficie de la roca y los componentes polares en el aceite, agua inicial de yacimiento o connata, iones divalentes de agua inicial y un choque salino. (Avila, 2017)

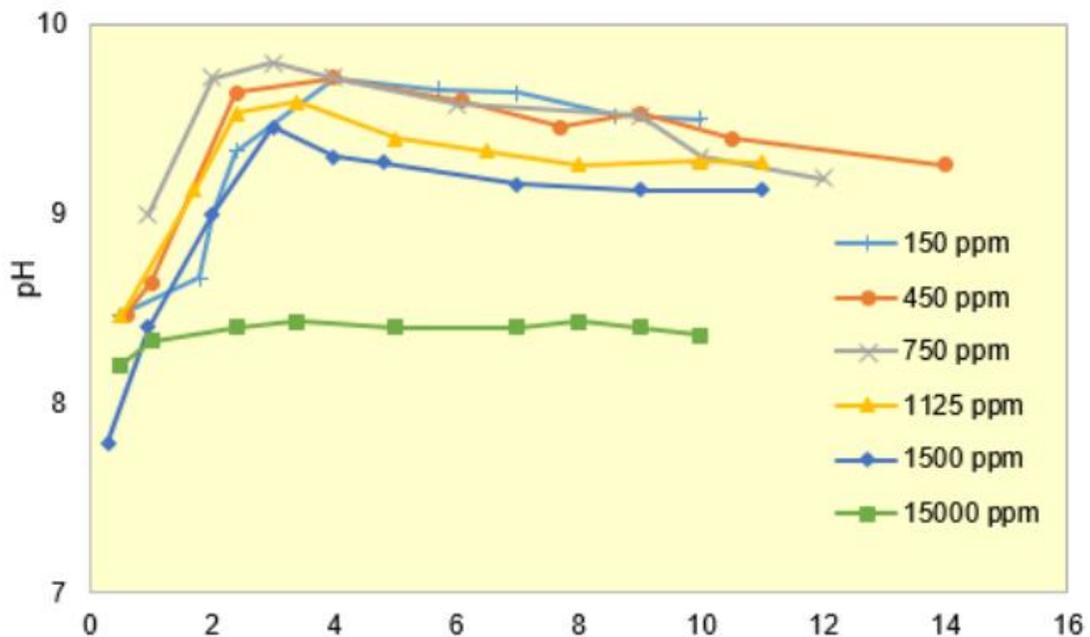
3.3.8 Incremento del pH

Según Mcguire, et al.

Los cambios en los fluidos del yacimiento, las interacciones roca/fluido y los cambios en la mojabilidad que ocurren durante LSWI observados durante las pruebas de desplazamiento en núcleos, parecen ser muy similares a aquellos que ocurren durante la inyección de álcalis y surfactantes. Ellos afirman que la generación de surfactantes a partir del aceite residual a pH elevado es el mayor mecanismo que afecta la inyección

de agua de baja salinidad. Este fenómeno se lleva a cabo mediante la eliminación de las altas concentraciones de químicos disueltos encontrados en el agua que se inyecta convencionalmente de forma contraria a la adición de pequeños volúmenes de químicos alcalinos. (p. 69, 2005)

Figura 11 Cambio de ph debido al LSWI.



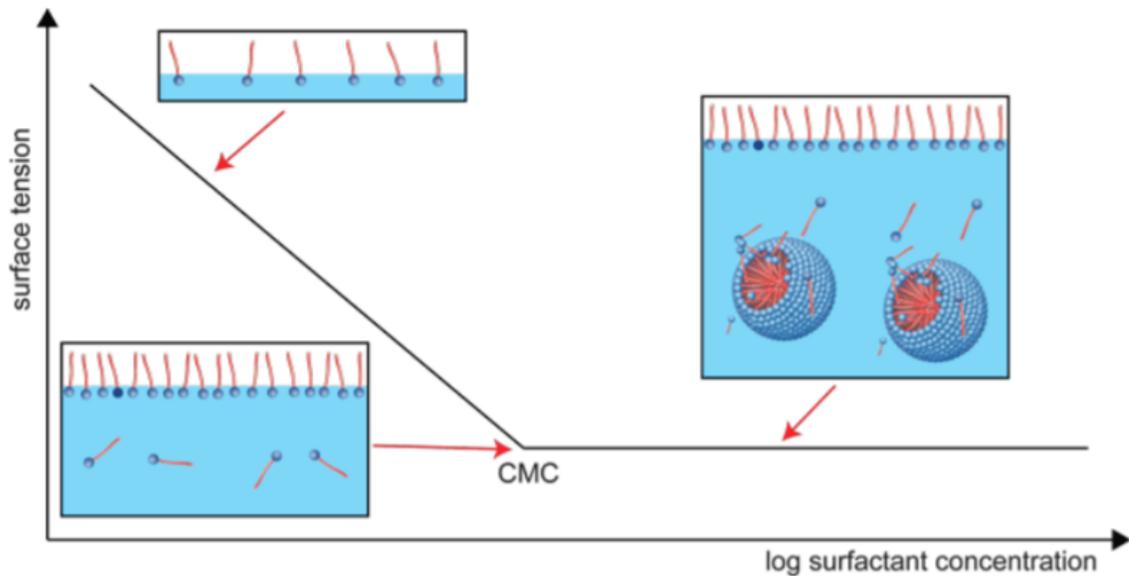
Nota. En la gráfica se puede observar cómo cambia el pH dependiendo de la salinidad en ppm de la solución. Adaptado de: *Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope* por MCGUIRE, Patrick et al.. SPE 93903 (2005).

3.3.9 Concentración micelar crítica (CMC)

La concentración mínima de surfactante a partir de la cual se forman las micelas, este se considera como un indicativo de concentración ya que no es un valor netamente exacto, teniendo un valor diferente de concentración micelar para cada uno de los surfactantes. Se puede llegar a la conclusión que para soluciones de surfactante midiendo la tensión superficial o la conductividad en diferentes concentraciones. Por encima de la CMC, la tensión superficial se reduce al aumentar

la concentración de surfactante a medida que crece el número de surfactantes en la interfaz. “Debajo de la CMC, la tensión superficial de la solución es constante porque la concentración de surfactante interfacial no cambia más.” (dataphysics understanding instruments, 2021)

Figura 12 Tensión superficial en función de la concentración del surfactante



Nota. En la gráfica se puede observar como la concentración de surfactantes después de cierta concentración empieza a formar micelas. Adaptado de: dataphysics understanding instruments (2021), <https://www.dataphysics-instruments.com/knowledge/understanding-interfaces/surfactants-cmc/>

3.4 Análisis S.A.R.A

Es una prueba o test de tipo composicional, que se desarrolla teniendo en cuenta la polaridad y solubilidad del crudo, normalmente sobre fracciones pesadas, por la que se puede conocer el porcentaje en peso de los compuestos saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos presentes. (Rangel, 2010)

Esta prueba se realiza con el fin de conocer y analizar algunas propiedades del crudo entre las que se encuentran:

- Estimar el porcentaje en peso de la cantidad de los compuestos saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos.
- Predecir la naturaleza de la materia orgánica de la roca productora y el grado de madurez del crudo. (Rangel, 2010)
- Conocer cuáles fracciones pueden precipitar como sólidos orgánicos en el yacimiento, las facilidades de superficie y en sistemas de transporte.

3.4.1 Saturados

Son hidrocarburos lineales y con todos sus enlaces simples o cadenas cíclicas ramificadas, en general pueden ser iso y ciclo parafinas (Rangel, 2010)

Como características principales tiene que:

- No polares, no tienen enlaces dobles ni triples.
- Desde el CH₄ hasta el C₄H₁₀ son gases.
- Desde el C₅H₁₂ hasta el C₁₇H₃₆ son líquidos.
- Posteriores a C₁₈H₃₈ son sólidos.
- El peso molecular depende de la estructura. (Rangel, 2010)

3.4.2 Aromáticos

Tienen una estructura en cadenas alquílicas y anillos ciclo alquílicos, además de poseer anillos aromáticos adicionales. (Rangel, 2010)

Como características principales tienen que:

- Son polares.
- Olor agradable.
- Forma derivados estructurales del benceno.
- Tiene un peso molecular mayor a 78 g/mol. (Rangel, 2010)

3.4.3 Resinas

Tiene una estructura que consiste en anillos, principalmente aromáticos

Como características principales tienen que: (Rangel, 2010)

- Tienen una alta polaridad.
- Poseen resinas puras son líquidos pesados o sólidos pegajosos y no tan volátiles
- Tienen un peso molecular menor a 1000 g/mol
- Poseen elementos metálicos tales como: Ni, V, Fe

3.4.4 Asfáltenos

Tienen una estructura que consiste en anillos, principalmente aromáticos. Y existen como coloides. (Rangel, 2010)

Como características principales tienen que:

- Poseen alta polaridad y no tienen enlaces dobles ni triples.
- Tienen forma de asfáltenos puros que son sólidos, secos, polvos negros y no volátiles.
- Los Monómeros tienen un peso molecular entre 500 y 1000 g/mol.
- Las Micelas tienen un peso molecular entre 1000 y 5000 g/mol. (Rangel, 2010)

3.5 Fuerzas capilares

Las fuerzas capilares en un sistema petrolero son el resultado del efecto combinado de la tensión superficial e interfacial de la roca y los fluidos, el tamaño de los poros, la geometría y las características de la mojabilidad del sistema.

La presión capilar se define como “la diferencia de presión a través de una interfaz curva entre dos fluidos inmiscibles” (Macualo,p.111 ,2012).

También es posible definir la presión capilar como la diferencia de presión entre la fase mojante y no mojante.

En contexto, la presión capilar sería la presión en la fase oleosa menos la presión en la fase acuosa para un sistema agua / aceite. Dado que la fase no mojante contiene una presión más alta, la presión capilar puede ser positiva o negativa dependiendo de cuál sea la fase mojante. La ecuación de Laplace proporciona la presión capilar a través de una superficie curva en términos de radio de curvatura:

$$P_c = P_o - P_w = \sigma_{ow} \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (16)$$

P_o : presión del aceite

P_w : presión del agua

σ_{ow} : tensión interfacial entre el aceite y el agua

R_1, R_2 : son los radios de curvatura de las interfaces entre el aceite y el agua

Si la gota es pequeña es posible suponer que la tensión interfacial tiene un impacto mayor que la fuerza gravitacional que actúa sobre la gota (Macualo, 2012). Cuando se inyecta agua en el depósito, a menudo se desplaza hacia las fracturas en lugar de desplazar el aceite dentro de la matriz. Para forzar el agua hacia la matriz y absorber el agua de las fracturas, la fuerza de absorción debe superar el umbral de presión capilar. Este umbral de presión capilar a menudo se expresa mediante la función J de Levrett:

$$P_c = \sigma \sqrt{\frac{\phi J}{K}} \quad (17)$$

P_c : umbral de presión capilar

J : valor adimensional (a menudo se elige el valor 0.25)

K : permeabilidad

ϕ : porosidad

El umbral también puede superarse mediante fuerzas de gravedad y fuerzas viscosas. La presión umbral también se puede eliminar alterando la mojabilidad de la roca (Al-Hadhrami y Blunt, 2000).

3.6 Alteración de la mojabilidad

La mojabilidad inicial tiene un papel muy importante en el yacimiento y esta puede dividirse en mojabilidad heterogénea y homogénea. En el mojado homogéneo, la roca del yacimiento tiene un comportamiento de mojado uniforme en todo el yacimiento; y, en el mojado heterogéneo, se tiene en cuenta tanto la mojabilidad mixta en la que los poros más pequeños y los contactos de los granos se comportan como mojados por agua, las superficies de los poros más grandes están más mojadas por aceite. (Torrijo,2017).

La mojabilidad puede ser afectada por varios factores y ellos están vinculados a diferentes interacciones entre la mineralogía del sistema, la composición de la salmuera y el petróleo crudo (Torrijo,2017).

La mineralogía del yacimiento es una de las propiedades más importantes ya que esta da el tipo de interacción que controla la adsorción de componentes polares (Torrijo,2017).

Las areniscas en condiciones de pH estándar tienen una superficie con carga negativa debido a la presencia de arcillas (Torrijo,2017).

Las diferentes composiciones de la salmuera tienen gran influencia en los procesos de mojabilidad siendo la salinidad, el pH de la salmuera y la composición química los factores dominantes. La composición del agua es capaz de inducir cambios de la carga superficial en una superficie sólida o en la interfaz agua- aceite. La alteración de la mojabilidad en las areniscas es un gran desafío debido a su complejidad geoquímica (Torrijo,2017).

En su mayoría las superficies de las areniscas están cargadas negativamente dentro del rango de pH normal de los depósitos. La alteración de la mojabilidad en las areniscas con tensoactivos conlleva numerosos desafíos que surgen de su mineralogía ya que las arcillas están relacionadas con la adsorción de tensoactivos en la superficie de la roca.

Los principales efectos sobre la mojabilidad y las propiedades de flujo del fluido agua inteligente mejora las propiedades de mojabilidad de los depósitos, optimizando el flujo de fluido y mejorando la recuperación de aceite en medios porosos durante la producción mediante la alteración de la mojabilidad. El agua inteligente también afectará los parámetros relacionados con el flujo de fluidos en medios porosos, como las permeabilidades relativas del aceite y el agua, las fuerzas capilares al interrumpir el equilibrio químico establecido del yacimiento, entre otros. Además, el aumento de las fuerzas capilares creadas por la inyección de agua inteligente permite una mejor imbibición del agua en poros más pequeños, lo que mejora la eficiencia del barrido y, por lo tanto, induce efectos EOR. El agua inteligente se prepara modificando la composición iónica del agua agregando productos químicos de bajo costo, es decir, tensoactivos o polímeros (Torrijo,2017).

En términos simples, el agua inteligente se puede utilizar para referirse a una salmuera de inyección modificada que puede alterar la mojabilidad del yacimiento y mejorar la recuperación de petróleo. Sin embargo, cuando la principal razón del uso del agua inteligente es mejorar la recuperación de petróleo, el mecanismo para lograr este objetivo empieza a depender de la mineralogía. (Torrijo,2017);Por lo tanto, los mecanismos químicos en las areniscas y los carbonatos son diferentes.

Sin embargo, también se encuentran características comunes debido a que la literatura cubre varios estudios de agua inteligente tanto en areniscas como en carbonatos que involucran la alteración de la mojabilidad. Un aspecto común e importante es que la alteración de la mojabilidad cambia hacia una situación más mojada (Torrijo,2017).

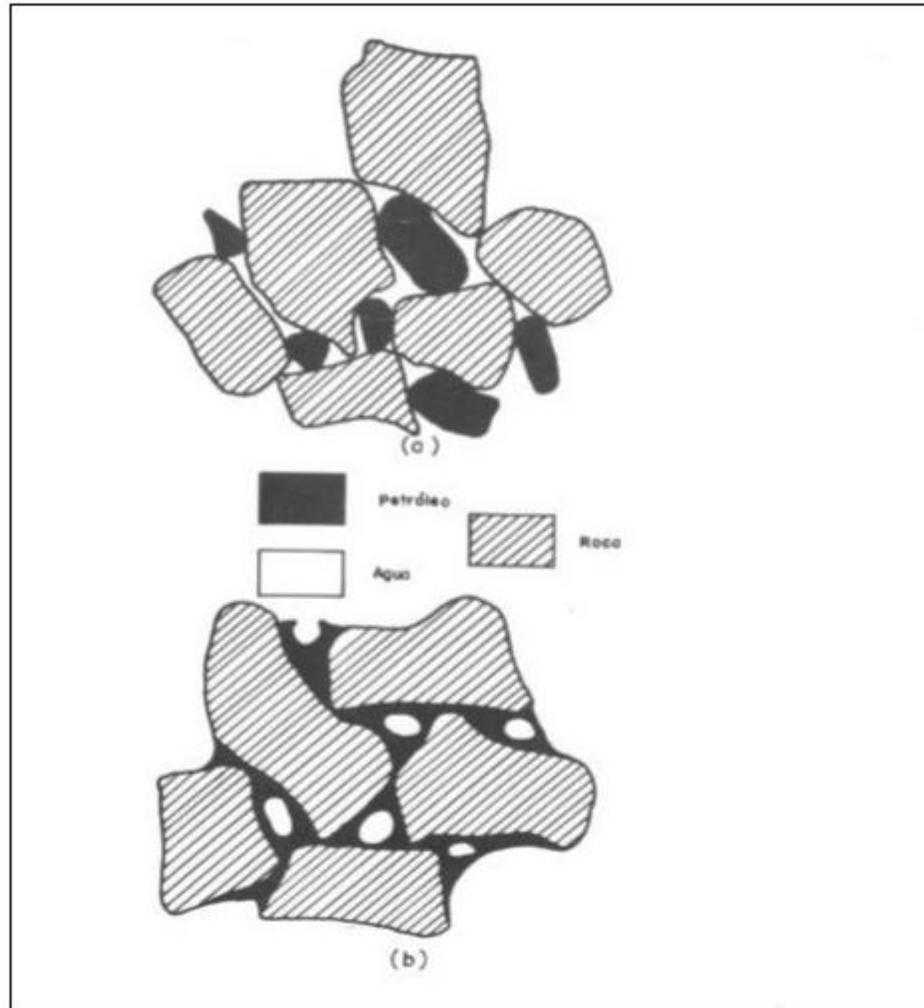
La mojabilidad inicial del depósito también es un factor importante, ya que esta propiedad se establece durante millones de años dentro del yacimiento, mediante el equilibrio químico de las fases presentes. Por lo general, la mojabilidad inicial no es óptima para la recuperación de petróleo, pero esta se puede mejorar mediante el uso de la inyección de agua inteligente para favorecer la producción de petróleo. Indirectamente, la mojabilidad inicial establece los límites para el éxito de la operación de inyección de agua. Por ejemplo, si un sistema está completamente mojado por agua, el agua inteligente debe tener como objetivo hacer que el sistema esté más mojado por agua, puede ver su potencial EOR sustancialmente reducido. Por lo tanto, el potencial EOR de agua inteligente tiene un fuerte vínculo con la mojabilidad inicial (Torrijo,2017).

3.6.1 Tipos de mojabilidad

Los yacimientos de hidrocarburos están compuestos de estratos de rocas que contienen las cuales contienen diferentes características tales como: porosidad, permeabilidad, mineralogía, etc. Los cuales inciden en la mojabilidad.

Debido a que los yacimientos no son iguales se pueden encontrar varios tipos de mojabilidad que va a depender desde que tipo de fluido el yacimiento prefiere estar mojado hasta diferentes mojabilidades en todo o una sección del yacimiento. (SALGADO M. & GONZALEZ V, 2005)

- **Mojabilidad Preferencial:** Esta mojabilidad hace referencia a que cuando una de las fases (Agua o Aceite) tiene como preferencia de hacer contacto con la superficie interna de la roca. Esto quiere decir que existen tipos de mojabilidad preferencial y que dependiendo cual fase sea la mojante su nombre cambia, como, por ejemplo: si la fase mojante es el agua se dice que el yacimiento es hidrófilo y si es mojado completamente por aceite es un yacimiento oleófilo. (SALGADO M. & GONZALEZ V, 2005)

Figura 13 Distribución de fluidos en arenas hidrófilo y oleófico

Nota. En la gráfica se puede observar cómo es la distribución de fluidos en arenas hidrófilo (a) y oleófico (b). Adaptado de: PRINSON, S.J “Oil reservoir Engineering”, Mc Graw Hill Book Co., New York City (1958)

- **Mojabilidad neutra o intermedia:** Esta mojabilidad hace referencia a la roca que no tiene una fuerte preferencia o inclinación a ser mojada por el aceite o por el agua, se dice que el sistema es de una mojabilidad neutra (o intermedia) (SALGADO M. & GONZALEZ V, 2005)

- **Mojabilidad homogénea:** Esta mojabilidad hace referencia a que el yacimiento presenta las mismas características de mojabilidad en toda su extensión. (SALGADO M. & GONZALEZ V, 2005)
- **Mojabilidad heterogénea:** Esta mojabilidad hacer referencia a que el yacimiento en toda su extensión no es igual (homogénea) ya que en algunas zonas esta mojada por agua y en otras esta mojada por petróleo. Este tipo de mojabilidad se debe a que las rocas están constituidas de diferentes minerales y por tanto diferentes propiedades de adsorción. (SALGADO M. & GONZALEZ V, 2005)
- **Mojabilidad Mixta:** “Este es un tipo especial de mojabilidad heterogénea en la cual las superficies mojadas por petróleo forman caminos continuos a través de los poros más grandes. Los poros pequeños permanecen mojados por agua y no contienen petróleo.” (SALGADO M. & GONZALEZ V, 2005)

3.7 Intercambio multi-iónico.

Un intercambio iónico da un aumento en la mojabilidad del agua a consecuencia de la inyección de agua de baja salinidad y esta es la razón por la cual mejora el factor de recuperación de petróleo. Esto es debido al intercambio iónico que afecta la interacción presentada entre minerales arcillosos y componentes activos en el crudo.

En una superficie que se encuentra mojada por aceite, el nivel de iones multivalentes presentes en dicha superficie arcillosa se conecta a los componentes polares existentes en la superficie mineral.

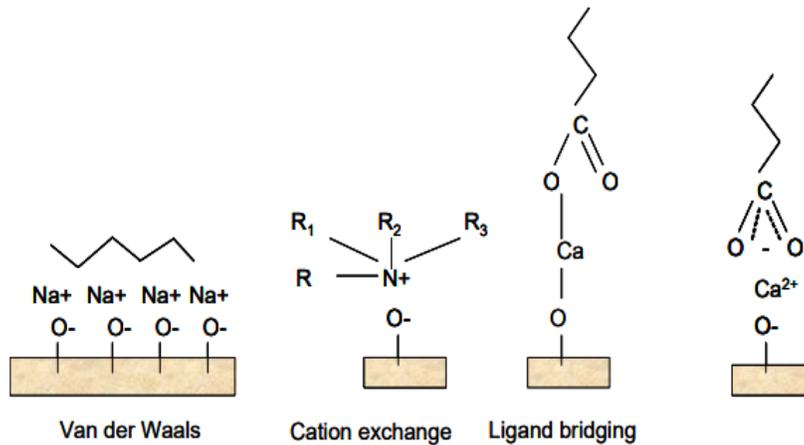
Lager y col. (2008a) propuso que el intercambio iónico multicomponente (MIE) era la razón del efecto de baja salinidad observado y se denominó MIE como la base de la geocromatografía. MIE implica la competencia iónica entre todos los iones en el fluido por los sitios de intercambio de minerales. Lager encontró que hubo una disminución severa en la concentración de Mg^{2+} iones en el efluente de las inundaciones del núcleo. A partir de estos resultados, afirmó que existen cuatro mecanismos que contribuyen a la mojabilidad del yacimiento (Dang et al., 2013):

- Intercambio catiónico.

- Puente de cationes.
- Unión de ligando.
- Puente de agua.

Además, se asumió que el intercambio de aniones, los enlaces de hidrógeno, la protonación y la interacción de Van der Waals podrían contribuir al intercambio iónico general. Lager también declaró que Ca^{2+} -iones y Mg^{2+} . Los iones podrían actuar como un puente entre la superficie de la arcilla cargada negativamente y el carboxilato cargado negativamente (R-COOH^-). Como se ve en la ilustración del extremo derecho de la Figura 11, el material orgánico podría liberarse de la superficie cuando se produce el intercambio catiónico. Sin embargo, Lager no tuvo en cuenta la posibilidad de precipitación de $\text{Mg}(\text{OH})_2$, lo que también podría explicar la disminución de iones magnesio en el efluente. Además, no hay ninguna razón para que Mg^{2+} se adhiriera con más fuerza a la superficie de la arcilla que el Ca^{2+} (Melberg, 2010).

Figura 14 Mecanismos de adhesión entre el petróleo y la superficie de la arcilla



Nota. Mecanismos de adhesión entre el petróleo y la superficie de la arcilla. Adaptada de: *Low Salinity Oil Recovery - An Experimental Investigation I* (p. 12) por Lager, A., Webb, K. J., Black, C. J. J., Singleton, M., y Sorbie, K. S (2008).

3.8 Presión osmótica.

La presión que debe aplicarse al lado de baja salinidad de un sistema osmótico para impedir que el agua se mueva al lado de alta salinidad por ósmosis. A la inversa, es la presión de succión que un sistema de alta salinidad ejerce sobre el sistema de baja salinidad a través de una membrana semipermeable en un sistema osmótico. (Schlumberger, 2021, párr.1)

La ecuación de cálculo de la presión osmótica, entre las arcillas y el fluido utiliza principios de la termodinámica y los conceptos clásicos de una celda osmótica.

$$P_{\pi} = \frac{KT}{V_a} \ln \left(\frac{\text{agua arcilla}}{\text{agua fluido}} \right) \quad (18)$$

K : Constante

T : Temperatura

V : Volumen

3.9 Efecto doble capa

El efecto doble capa también conocido como teoría DLVO describe la fuerza que existe entre las superficies con cargas que interactúan por un medio líquido. Se combina el efecto de Van der Waals y la repulsión electrostática que se presenta en la doble capa de contra iones, al inyectar un agua de baja salinidad reduce la atracción arcilla-arcilla por la expansión de la doble capa eléctrica.

La limitada liberación de partículas arcillosas depende de las interacciones aceite-salmuera-roca que involucran las distribuciones de carga en secciones individuales de caolinita.

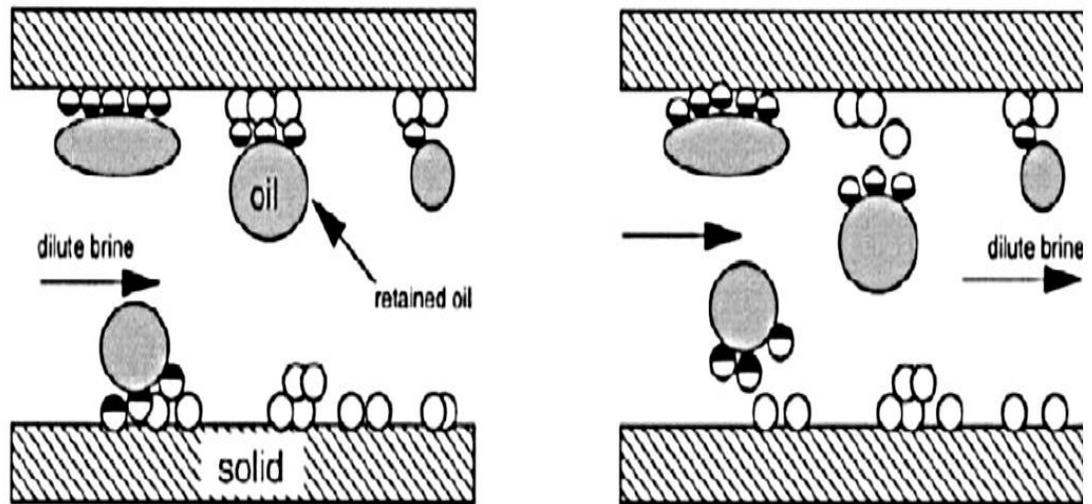
3.10 Migración de finos

La teoría de la migración de finos fue propuesta por primera vez por Tang y Morrow (1999). A partir de su investigación, llegaron a la conclusión de que, debido a la naturaleza cargada negativamente de la piedra arenisca, la inyección de salmuera de baja salinidad en la formación

podría debilitarla. Esto promovería la desorción de arcilla y limo, que migrarían a los poros más permeables de la formación. Si se uniera aceite a los finos sueltos, se podría producir una alteración de la humectabilidad. Por lo tanto, algunos de los finos migrarían a poros más pequeños y se atascarían, bloqueando el poro. A su vez, esto mejoraría la eficiencia del barrido.

Investigaciones posteriores han demostrado que se han observado efectos de baja salinidad sin la migración de finos, y los experimentos que confirman la migración de finos sin observar LS EOR cuestionan la relación entre la migración de finos y los efectos de baja salinidad (Dang et al,2013)

Figura 15 Antes y después de la inyección de LS



Nota. La figura de la izquierda muestra el aceite antes de la inyección LS y la figura de la derecha muestra el aceite que se desorbe de los finos durante la inyección de LS. Adaptada de: *Smart Water injection into sandstone reservoirs for enhanced oil recovery – Influence of oil components on sandstone wetting* (p. 21) por Magnus Sundby Kinn (2017)

3.11 Mineralogía

3.11.1 Clasificación de areniscas

Se formula un modelo conocido como discriminante determinista para clasificar areniscas pertenecientes a las rocas sedimentarias clásticas. Este modelo representa los diagramas triangulares del método de clasificación de Pettijohn, Potter y Siever, que es el más utilizado en los estudios de petrología sedimentaria clástica, por su tratamiento del componente de elementos. Sin embargo, estos diagramas tienen como desventaja que su uso para la clasificación se convierte en una tarea que requiere mucho tiempo y esfuerzo. (Jabbour et al., 2009)

Figura 16 Modelo de clasificación de las areniscas

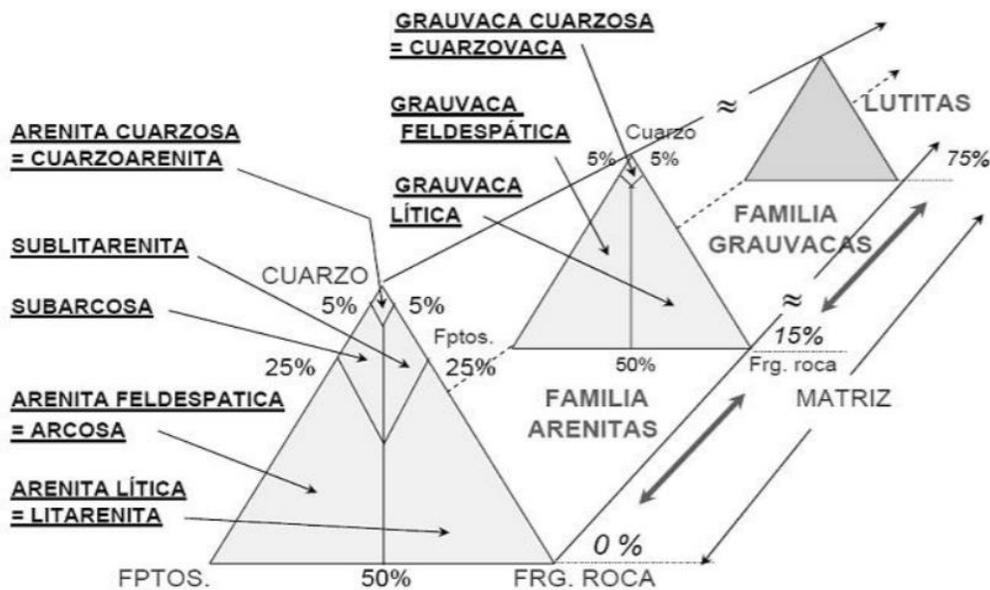


Fig. 1. Clasificación de (Pettijohn et al., 1987)

Nota. Modelo de clasificación de las areniscas. Adaptada de: *Un modelo para la clasificación de areniscas* (p. 221) por Jabbour et al. (2009).

Este tipo de rocas generalmente tienen una clasificación en función de la mineralogía, pero en algunas ocasiones se utilizan criterios textuales como la presencia de matriz detrítica. Actualmente, la clasificación utilizada es la de Dott (1964), ya que esta realiza una subdivisión a las areniscas, con base en los diferentes criterios texturales, los cuales se dividen en dos grupos dependiendo del contenido de matriz que presenten (fracción < 0,030 mm) :

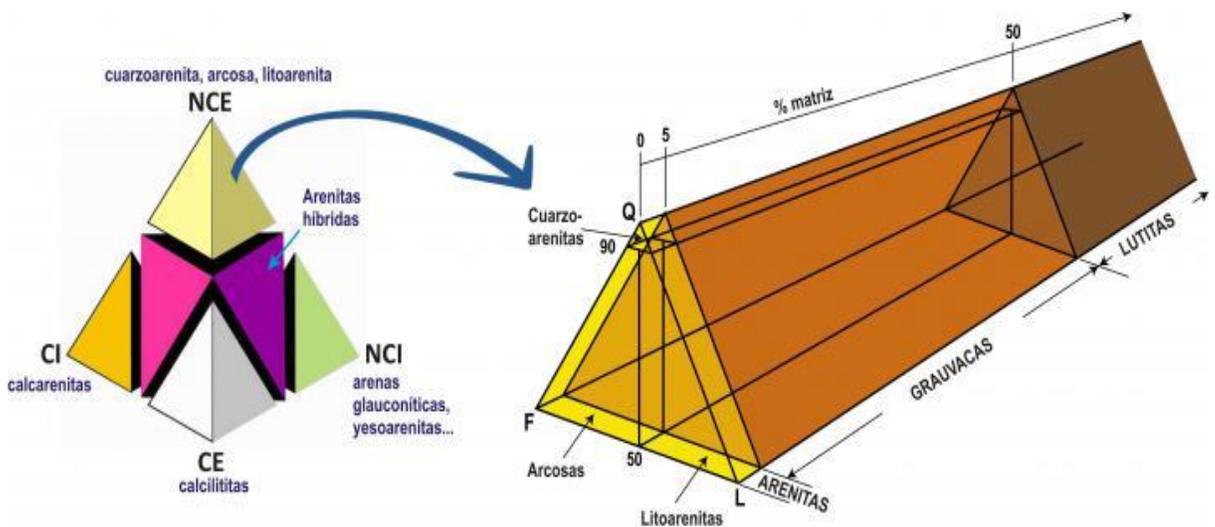
- “**Arenitas** cuando el porcentaje de matriz es inferior a 15 % (otros autores ponen el límite en el 5%).”
- “**Wackes**” o **grauvacas** cuando el contenido en matriz es superior al 15 %.” (Universidad de Alicante, 2021, párr.5)

Los dos grupos mencionados anteriormente se subdividen en función de la mineralogía que presenta el esqueleto. Para esta representación es necesario utilizar diagramas triangulares en los cuales cada vértice corresponde a un componente principal de las areniscas. Así el vértice que se encuentra en la parte superior brinda la contabilidad de todos los granos de cuarzo, como aquellos que tienen características hidrodinámicas y de resistencia a la alteración-abrasión similar

Como es el chert y la metacuarcita. En el vértice izquierdo se contabilizan el porcentaje de Feldespatos, tanto potásicos (ortosa, microclina), como calco-sódicos (Plagioclasas) y por último, en el vértice derecho se cuantifica el porcentaje de líticos o fragmentos de rocas (metamórficos, ígneos, sedimentarios). (Universidad de Alicante,2021,párr.6)

En la siguiente ilustración se dan algunos ejemplos de areniscas, indicando sus características texturales y composicionales más comunes que se pueden encontrar en estos tipos.

Figura 17 Características texturales y composicionales más comunes en areniscas



Nota. En la gráfica se puede observar las características típicas de las areniscas.

Adaptada de: *Clasificación de areniscas*, Universidad de Alicante España (2021).

3.11.1.1 Cuarzoarenitas. Arenisca muy madura con más de un 95% de cuarzo, generalmente proceden de sedimentación marina. (Universidad de granada, 2021,párr. 2)

Figura 18 Cuarzo arenita



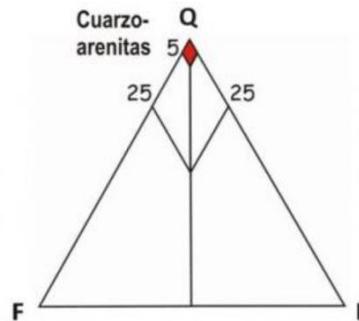
Nota. Cuarzo arenita Adaptado de: *Guía interactiva de Minerales y Rocas* realizada .
Adaptada de: Unidad Docente de Edafología del Dpto. de ingeniería Forestal de la ETSI de Montes (Universidad Politécnica de Madrid,2021)

Tabla 5 Características texturales y composicionales más comunes de las areniscas

Esqueleto	- > 95% cuarzo, generalmente monocristalinos accesorios: feldespatos, potasio y plagioclasas
Textura	- Cuarzo redondeados y muy seleccionados - Alta porosidad y permeabilidad - Alta Madurez Textual y Mineralógica
Cemento	- Sintaxial de Cuarzo - Poiquilotípico de Calcio
Matriz	- Puede estar ausente o ser muy escasa

Nota. En esta grafica se pueden observar algunas de las propiedades características de las areniscas. Adaptada de: *Clasificación de areniscas*, (Universidad de Alicante ,2021)

Figura 19 Características texturales y composicionales más comunes de las areniscas



Nota. Características texturales y composicionales más comunes de las areniscas. Adaptada de: *Clasificación de areniscas*, (Universidad de Alicante ,2021).

La clasificación de Zuffa sitúa como vértices de un tetraedro los siguientes componentes:

- Granos carbonáticos extracuencales, CE, (FRsedimentarias)
- Granos no carbonáticos extracuencales, NCE, (cuarzo, feldespatos, micas, minerales pesados...)
- Granos carbonáticos intracuencales, CI, (bioclastos, ...)
- Granos no carbonáticos intracuencales, NCI, (glauconita, minerales opacos).(Universidad de Alicante ,2021).

Dependiendo de la proporción de estos granos se definen:

- Extrarenitas carbonáticas (Calcilititas).
- Extrarenitas no carbonáticas, que posteriormente se clasificaran según Dott-Pettijohn como cuarzoarenitas, arcosas, litoarenitas,.etc
- Intrarenitas carbonáticas (Calcarenitas)
- Intrarenitas no carbonáticas, como por ejemplo arenitas glauconíticas, yesoarenitas.
- Arenitas híbridas, ocupando el triángulo central de las dos caras.
(Universidad de Alicante,2021).

3.11.1.2 Arcosas y subarcosas. Arenisca con menos del 15% de matriz, menos del 25% de cuarzo, menos del 25% de feldespatos y menos de un 75% de fragmentos rocosos. “El ejemplar de las fotografías muestra clastos angulosos pobremente "sorted" de cuarzo, feldespatos (microclina, ortoclasa y plagioclasa sódica con (...) fragmentos de rocas (granito, cuarcita y esquistos). La matriz es limosa con cuarzo, limonita, sericita, y en menor cantidad, clorita y albita. También están presentes algunos granos detríticos de moscovita, epidota, turmalina y magnetita.”. (Universidad de granada, 2021,párr.9)

Figura 20 Arcosas y Subarcosas



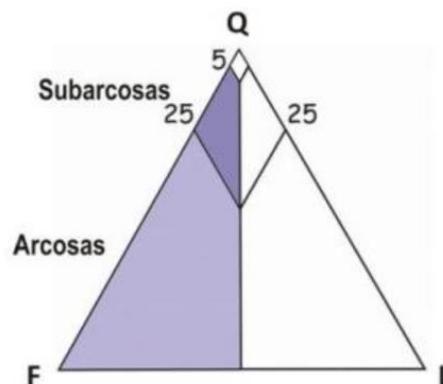
Nota. Arcosas y Subarcosas. Adaptada de: *Clasificación de areniscas* realizada por la Universidad de Alicante(2021).

Tabla 6 Características texturales y composicionales de las arcosas y subarcosas

Esqueleto	<ul style="list-style-type: none"> - > 75% cuarzo, mono o policristalino. - Los feldespatos, mayormente potasio, (>25%) - Los fragmentos de roca pueden aparecer, pero en porcentajes bajos y siempre inferiores al del feldespato. Es frecuente la presencia de micras, fundamentalmente moscovita.
Textura	<ul style="list-style-type: none"> - Redondez baja - Selección baja-media - Porosidad alta
Cemento	<ul style="list-style-type: none"> - Carbonático y/o yesífero - Silíceo y óxidos de hierro
Matriz	<ul style="list-style-type: none"> - Es escasa, siempre inferior al 15% siendo su naturaleza arcillosa, por lo general, producto de alteración de los feldespatos.

Nota. Características texturales y composicionales de las arcosas y subarcosas. Adaptada de: *Areniscas*, Universidad de Granada (2021)

Figura 21 Características texturales y composicionales de las arcosas y subarcosas



Nota. En esta grafica se pueden observar algunas de las propiedades características de las arcosas y subarcosas. Adaptada de: *Clasificación de areniscas*, Universidad de Alicante (2021).

3.12 Métodos de recuperación Primaria, secundaria y terciaria (mejorada)

3.12.1 Recuperación Primaria

La primera etapa de la producción de hidrocarburos es en la cual la energía natural del yacimiento actúa sola, energías tales como la de drenaje por agua, el drenaje por gas o el drenaje gravitacional, logra desplazar los hidrocarburos que se encuentran en el yacimiento hacia el pozo y de allí hacia la superficie. (schlumberger, 2021)

Por lo general, la presión del yacimiento es considerablemente mayor que la presión del fondo del pozo dentro de él. Esta alta presión natural empuja los hidrocarburos hacia el pozo y hacia la superficie. A medida que la presión del yacimiento presenta una disminución por la producción se presenta una presión diferencial. “Durante la recuperación primaria, se produce sólo un pequeño porcentaje de los hidrocarburos inicialmente en el lugar, típicamente alrededor del 10% para los yacimientos de petróleo. La recuperación primaria también se denomina producción primaria.” (schlumberger, 2021)

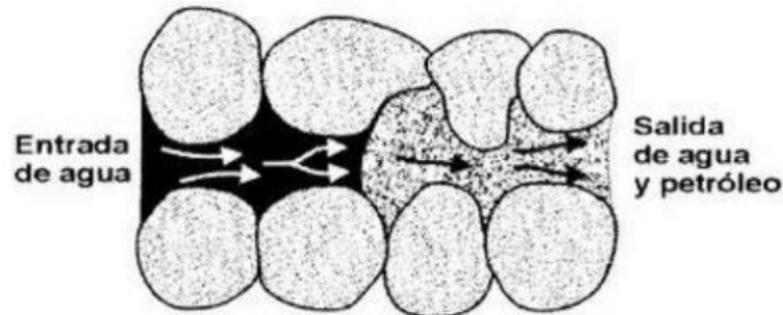
3.12.2 Recuperación secundaria

En la segunda etapa de producción de hidrocarburos en la cual un fluido externo, como gas o agua, se inyecta al yacimiento por medio de pozos inyectoros ubicados a cierta distancia en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores. Con la recuperación secundaria se busca mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo.

Algunas de las técnicas de recuperación secundaria más usadas son la inyección de gas y la inundación con agua. Por lo general, el gas es inyectado en el casquete de gas y el agua es inyectada en la zona de producción para realizar el barrido de petróleo del yacimiento. (schlumberger, 2021)

El proceso de recuperación secundaria se presenta en el siglo XX, cuando en la industria de los hidrocarburos encontraron que la inyección de agua o gas natural a los yacimientos permitía obtener mayores resultados en la producción. Inicialmente era casi totalmente empírica sin ninguna base teórica, pero al pasar el tiempo se desarrollan diferentes modelos matemáticos y numéricos que permiten entender que ocurre en el yacimiento al inyectarle agua o gas. Este tipo de inyección agrega energía a la que naturalmente contiene el yacimiento con el fin de generar un empuje adicional al yacimiento por medio de la inyección de fluidos en forma inmisible. (schlumberger, 2021)

Con la implementación de un proceso de recuperación secundaria se intenta reemplazar, en su totalidad o de forma parcial, un mecanismo de recuperación primario por uno secundario, basado en un desplazamiento inmisible. “La efectividad y rentabilidad del reemplazo, en cualquier etapa de la productiva del yacimiento, determina en qué momento debe implementarse. Generalmente, en yacimientos con buena administración, se esperan factores de recuperación en el rango de menos de 50 a 65 por ciento del volumen original.” (schlumberger, 2021)

Figura 22 Desplazamiento agua - crudo

Nota. En esta grafica se pueden observar el esquema del desplazamiento de petróleo por agua en canal de flujo. Adaptada de: La comunidad petrolera, 2021, <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/metodos-de-recobro-adicional-inyeccion.html>

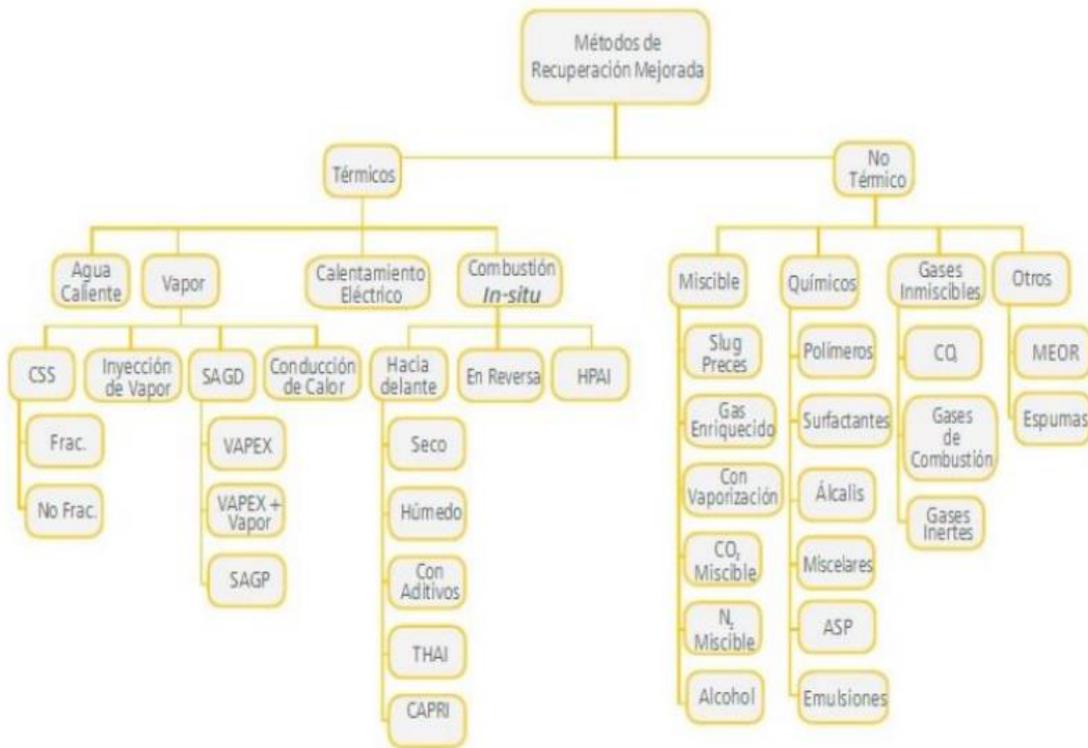
3.12.3 Recuperación terciaria

La recuperación EOR es un método para mejorar la recuperación de petróleo el cual usa técnicas actualizadas y muy sofisticadas que alteran las propiedades originales del petróleo. Llamadas alguna vez como una tercera etapa en la recuperación de petróleo que se lleva a cabo después de la recuperación secundaria, las técnicas usadas durante la recuperación mejorada pueden realmente implementarse en cualquier momento durante la vida productiva de un yacimiento.

“La aplicación óptima de cada tipo depende de la temperatura, la presión, la profundidad, la zona productiva, la permeabilidad, las saturaciones de petróleo residual y agua, la porosidad y propiedades del fluido, tales como la gravedad API y la viscosidad.” (schlumberger, 2021)

La recuperación mejorada de petróleo EOR indica todos los procesos usados para recuperar una mayor cantidad de petróleo de un yacimiento del que se lograría por métodos de recuperación primaria o secundaria. Los métodos EOR recuperan el crudo de un depósito con medios distintos a la presión del yacimiento. (StuDocu, 2021)

La principal intención de la aplicación de los métodos de recuperación mejorada es: Mejorar la movilidad; ésta mejora al reducir la viscosidad del petróleo por medio del aumentando la viscosidad de la fase desplazante, aumentando la permeabilidad efectiva al petróleo y disminuyendo la permeabilidad efectiva de la fase desplazante. Adicional a esto aumenta el número capilar, esto hace que la saturación de petróleo residual sea menor y se logra al reducir la viscosidad del petróleo o aumentando el gradiente de presión y con un mayor resultado disminuyendo la tensión interfacial. (StuDocu, 2021)

Figura 23 Métodos de recobro mejorado

Nota. En esta grafica se pueden observar Clasificación de los métodos de recuperación mejorada. Adaptada de: Oil production.net, El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR, 2021, <http://oilproduction.net/reservorios/eor/item/408-el-futuro-de-la-produccion-de-aceite-en-mexico-recuperacion-avanzada-y-mejorada-ior-eor>

4 Metodología

Es necesario iniciar con una revisión del estado del arte para comenzar con la construcción del marco teórico en los temas de aplicación del agua inteligente y surfactantes, para dicho estado se emprendió una búsqueda bibliográfica amplia en la cual se obtuvo información comprendida entre referencias de las diversas bases de datos ofrecidas por la biblioteca de la universidad entre las que se encuentran: repositorio de artículos, trabajos de grado, motores de búsqueda de contenido y bibliografía científico-académica como sciELO, Redalyc y Google Scholar e informes sobre la aplicación del agua inteligente en yacimientos de crudos pesados, para recopilar

información actualizada sobre las condiciones tanto del yacimiento, crudos, surfactantes utilizados y pruebas realizadas que sirvieron como base para la realización de este proyecto.

5 Resultados

5.1 Criterios de aplicación del agua inteligente mejorada

Para definir los parámetros de aplicación del agua inteligente mejorada se tomó como base los mismos, ya que rigen la aplicación del agua inteligente para, posteriormente, mostrar los parámetros de forma ordenada y explicar cuál es el aumento de la eficiencia del agua inteligente mejorada respecto al agua inteligente.

5.1.1 Variables de composición y variables de formulación fisicoquímica

Se dice variables de composición a las proporciones relativas de aquellos constituyentes principales de un sistema: el agua, el surfactante y el aceite. Cuando estos productos son puros, algunas propiedades de la mezcla pueden mostrarse en un diagrama ternario surfactante-aceite-agua o se puede describir alrededor de dos puntos o variables independientes como la relación volumétrica agua-aceite y la concentración del surfactante. Al realizar la práctica, se tienen diversas variables de composición y de esta forma se aumentan estas variables independientes. Cuando se lleva a cabo un estudio de estos sistemas, los constituyentes se distribuyen en grupos de tres tipos de pseudo-componentes (lipofílicos, compuestos hidrofílicos y surfactantes) creyendo que se comportan de una forma análoga a constituyentes puros equivalentes. (Salager et al, 2015)

En la formulación fisicoquímica, las variables incluyen los demás parámetros físicos o químicos fáciles de influir sobre el sistema. Se tienen al menos tres compuestos: la fase oleosa, la fase acuosa y los surfactantes. En general, se requiere más de una variable para realizar una descripción de cada uno. El surfactante se define por la naturaleza química de su grupo hidrofílico y por la longitud de su cadena lipofílica. En la fase acuosa contiene uno o más electrolitos donde el tipo y la concentración deben ser indicados. La fase oleosa normalmente es el compuesto más complicado para describir de forma química, ya que se tiene que indicar la longitud del esqueleto

hidrocarbonado, su presencia de grupos funcionales y el lugar de posición. (Salager et al, 2015, pp.2-3)

5.1.2 Temperatura de inversión de fase (PIT) de Shinoda

Las soluciones acuosas a base de surfactantes no iónicos son sensibles a la temperatura, debido a esto sus grupos hidrofílicos polietoxilados se disuelven rápidamente con el calentamiento. Se alcanza una temperatura llamada punto de turbidez, en este el surfactante no es soluble en el agua y se obtiene una separación bajo la forma de una fase distinta.

En la fase oleosa, el surfactante disuelto migra a esta fase distinta que resulta de la no solubilidad del surfactante en agua. La temperatura en la que se presentan este tipo de cambios en afinidad, por lo usual donde está la emulsión se invierte y por esta razón recibe el nombre de temperatura de inversión de fases por Shinoda desde el año de 1969.

El punto de turbidez (PIT) depende de la naturaleza de la fase oleosa y en relación al HLB que está sujeto al surfactante, la PIT tiene la facilidad de ser medida de manera precisa y de tener en cuenta el surfactante en un ambiente físico-químico estable. (Salager et al, 2015, pp.3-4)

5.1.3 Balance Hidrofílico-Lipofílico (HLB) de Griffin

Teniendo en cuenta la primera expresión numérica utilizada para el concepto de formulación de sistemas aceite-surfactante-agua el HLB fue propuesto hace cincuenta años por Griffin, el cual tiene en cuenta el equilibrio que existe en las dos tendencias tanto en la lipofílica y la hidrofílica de los surfactantes. Este método del HLB tiene en cuenta la naturaleza que tiene el aceite por medio de la noción del equilibrio lipofílico hidrofílico que se requiere para crear una emulsión de la mezcla de surfactantes, que lleven a una emulsión más estable con el aceite.

El surfactante considera las propiedades de los sistemas aceite-surfactante-agua y el equilibrio que se presenta depende de diversas variables como concentración de los electrolitos, la naturaleza, además de la presencia de alcoholes y la temperatura de la misma composición que tiene el sistema. (Salager et al, 2015, p.3)

5.1.4 Generalidades HLB y HLD

El HLD es un número sin dimensión que, en caso de una fase acuosa : “ solución de cloruro de sodio y el aceite es un n-alcano, se expresa según la relación ya sea el surfactante iónico o no iónico.”

$$HLD = \sigma + \ln sal - kACN + t\Delta T + aA$$

$$HLD = \alpha - EON + b sal - kACN + t\Delta T + aA$$

donde:

EON es el número de grupos “óxidos de etileno” por molécula de surfactante no iónico,

sal salinidad del agua en porcentaje másico de NaCl dentro de la fase acuosa.

- ACN es el número de átomos de carbono que tiene la molécula de n-alcano,
- ΔT diferencia de temperatura respecto a la temperatura de referencia (25°C), A porcentaje ponderado de alcohol eventualmente añadido,
- σ , α , k, t parámetros característicos del surfactante considerado,

a constante característica del alcohol y del tipo de surfactante

- b es una constante característica de la sal eventualmente añadida
- El HLD es una expresión numérica (adimensional) que tiene como fin poder realizar cálculos y así predecir las compensaciones entre los efectos de las diferentes variables.

Historia y diferencias:

Esta fue una de las primeras expresiones numéricas del concepto de formulación de sistemas agua - aceite- surfactante HLB (en inglés, Hydrophilic Lipophilic Balance), propuesta hace 50 años por Griffin, el cual tiene como base el equilibrio entre las dos tendencias (hidrofílica y lipofílica) de los surfactantes.

“Contrariamente al **HLB**, que toma en cuenta solo al surfactante, el **HLD**, como el R de Winsor, es un concepto global que incluye todas las contribuciones fisicoquímicas.”

5.1.5 Concepto de diferencia hidrofílica–lipofílica (HLD)

En el año de 1970 se realizaron diversos estudios con respecto a la recuperación mejorada de crudo mediante la inyección de surfactantes. A partir de estos estudios se destaca la formulación óptima, en la que la tensión interfacial de la microemulsión y el crudo se reduce a tal punto donde las fuerzas capilares que atrapan el crudo al interior de los poros del yacimiento se convierten en algo despreciable. Diversas experiencias han permitido realizar un estudio a la influencia de las variables de formulación con las cuales se puede combinar o establecerse hasta llegar a la formulación óptima. (Salager et al, 2015, p.6)

Ha sido posible obtener algunas equivalencias numéricas que se presentan entre las variables para los diferentes tipos de surfactantes, fases acuosas y aceites. Se definen algunas relaciones cuantitativas, las cuales conceptualmente son similares a la relación R de Winsor, pero lo que la diferencia es que esta se expresa como una suma algebraica de las diferentes contribuciones. Por ahora, es más que suficiente tener en cuenta que todos los términos que dan un aumento al valor del HLD aumenta la afinidad que se presenta por el surfactante en el aceite o causa una disminución a su afinidad por el agua. (Salager et al, 2015, p.6)

Tabla 7 Valores experimentales de los parámetros σ , α , k , t para surfactantes

surfactantes	σ o α	k	σ/k	$t(^{\circ}\text{C})^{-1}$
<u>Iso-C12 Benceno sulfonato de sodio</u>	-1.6	0.16	-10	-0.01
<u>Iso-C9 Benceno sulfonato de sodio</u>	-0.6	0.16	-3.5	-0.01
<u>Iso-C12 o-xileno sulfonato de sodio</u>	0.5	0.16	3.5	-0.01
<u>Iso- C12 P-benzoato de sodio</u>	0.6	0.16	4	-0.01
<u>C12 carboxilato de sodio</u>	-2.4	0.1	-2.4	-0.01
<u>C12 sulfato de sodio</u>	-3	0.1	-3	-0.01
<u>C12⁻- cloruro de amonio a pH 3</u>	-0.8	0.17	-5	0.02
<u>C12⁻- cloruro de trimetil amonio</u>	-3.6	0.19	-19	0.02
<u>C16⁻- cloruro de trimetil amonio</u>	-2.7	0.19	-9	0.02
<u>Iso- C8 fenol etoxilado</u>	6.2	0.15	7.7	0.06
<u>Iso- C9 fenol etoxilado</u>	6.5	0.15	10	0.06
<u>Iso- C12 fenol etoxilado</u>	7.3	0.15	15	0.06
<u>Iso- C18 fenol etoxilado</u>	9.5	0.15	30	0.06
<u>C10 alcohol etoxilado</u>	5.3	0.15	2	-
<u>C12 alcohol etoxilado</u>	5.9	0.15	6	-
<u>Iso- C13 alcohol etoxilado</u>	4.3	0.15	-5	0.06
<u>C14 alcohol etoxilado</u>	6.6	0.15	-11	-

Nota. En esta tabla se puede observar los parámetros de los surfactantes obtenidos experimentalmente a partir del método de barrido de formulación. Adaptada de: *Formulación de microemulsiones por el método HDL (p.7)* por Salager et al. (2015)

Tabla 8 HLB y sus propiedades

Carácter	HLB	Propiedades
LIPOFILICO	0	
	1	
	2	Antiespumantes
	3	
	4	
	5	Emulsiones W/O
	6	
	7	
	8	Humectantes
	9	
HIDROFILICO	10	
	11	
	12	Emulsiones W/O
	13	
	14	Detergentes
	15	
	16	
	17	
	18	Solubilizantes
	19	
	20	

Nota. En esta tabla se puede observar el carácter de la emulsión dependiendo el valor del HLB. . Adaptada de: Análisis de la influencia del Balance Hidrofílico-Lipofílico en los surfactantes usados para recuperación mejorada de petróleo, Jhon Brayan Villarreal Pozo

Tabla 9 Cambio de HLD inducido por las variables de formulación para SDS y NPO

Variable	EON	sal (1)	ACN	Δt	%pentanol
<u>Dominio</u>	2 a 20	0,2 a 20%	5 a 16	0 a 100 °C	0 a 3%
<u>Δ HLD</u>					
<u>(SDS)</u>	-	4.5	-1.1	-1	3.3
<u>Δ HLD</u>					
<u>(NPO)</u>	-18	2.6	-1.6	6	2.1

Nota. Los surfactantes iónicos y una cantidad pequeña (mínima) de la salinidad no puede llegar a un valor de cero, debido a que la cabeza polar iónica brinda por sí sola algo de salinidad y en la aplicación se obtiene que la cantidad de sal es menor al 0.2 %. Adaptada de: *Formulación de microemulsiones por el método HDL* (p.8) por Salager et al. (2015)

Tabla 10 Valores del parámetro característico de sal añadida (surfactantes no iónicos)

Sal	NaCl	CaCl₂	KCl
<u>B</u>	0.13	0.1	0.09

Nota. Valores típicos de las sales añadidas a los surfactantes. Adaptada de: *Formulación de microemulsiones por el método HDL* por Salager et al. (2015)

Tabla 11 Valores del parámetro a, característico de los alcoholes añadidos

Alcohol	<i>Para los surfactantes</i>	
	Iónicos	No iónicos
<u>1-ó 2- Propanol</u>	0	-0.2
<u>1 Butanol</u>	+0.3 a 0.6	+0.35
<u>2-Butanol</u>	+0.05	-0.05
<u>iso-pentanol</u>	+1.0	+0.6
<u>1- pentanol</u>	+1.1	+0.7
<u>1- Hexanol</u>	+4	+1.1

Nota. Parámetros de los alcoholes añadidos según el tipo de surfactante. Adaptada de: *Formulación de microemulsiones por el método HDL (p.7)* por Salager et al. (2015)

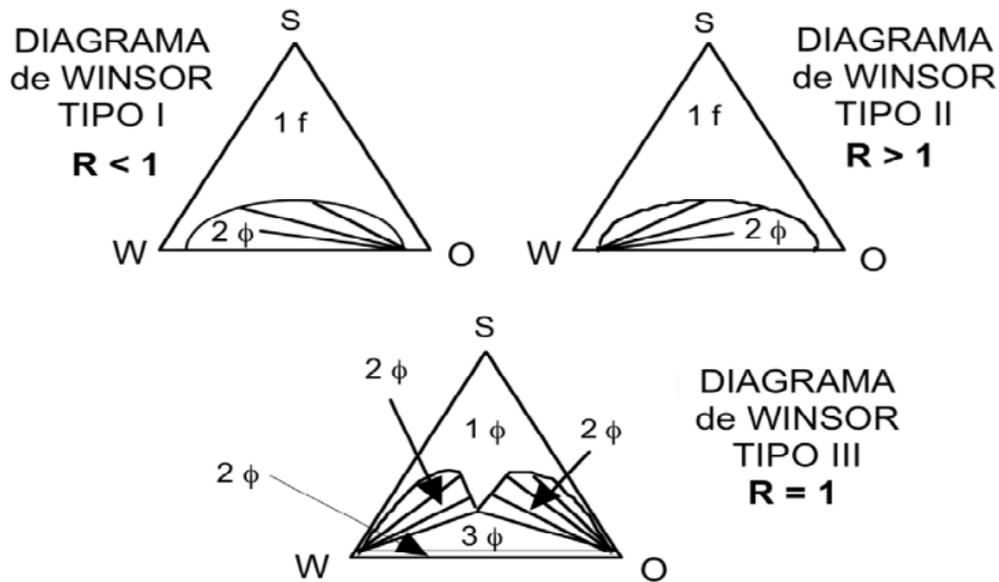
5.1.6 Concepto de formulación óptima

Este concepto de formulación óptima fue creado específicamente para la formulación de sistemas agua-aceite-surfactante, la cual se centra en la tensión interfacial entre la microemulsión y el petróleo que se logra reducir hasta un punto que las fuerzas capilares que enganchan el petróleo dentro de los poros del yacimiento se vuelven prácticamente nulas o muy pequeñas. (Salager et al, 2015)

El calificativo “óptimo” se emplea para describir a la formulación que mediante su aplicación permita recuperar la mayor cantidad de hidrocarburo utilizando cierto tipo de surfactante, agua e hidrocarburo, aunque su nombre sea formulación óptima a veces solo se considera dependiendo la aplicación o casos específicos. En pocas palabras, es óptima para el caso estudio, pero si ocurre un cambio en alguna propiedad, esta formulación dejará de ser óptima. El concepto para tener en cuenta para esta formulación es la relación R de Winsor que es igual a la

unidad (figura 19) debido a que el surfactante posee una misma afinidad por el agua y el aceite. (Salager et al, 2015)

Figura 24 Diagramas Winsor



Nota. Diagramas Winsor. Adaptada de: *Formulación de microemulsiones por el método HDL* (p.5) por Salager et al. (2015)

Otra propiedad importante es que la solubilización simultánea del agua y aceite se puede maximizar para una cantidad específica de surfactante. Las tensiones interfaciales microemulsión/agua y microemulsión/aceite con esta formulación en ambos casos son ultrabajas. A lo largo de los años y después de realizar varios experimentos de laboratorio y otras experiencias se ha logrado estudiar la influencia de diferentes variables que afectan directa o indirectamente la formulación para que esta se convierta en formulación óptima. Luego de realizados los experimentos a través de los resultados obtenidos y sus correspondientes efectos, ha sido posible establecer equivalencias numéricas entre esas variables para diversos tipos de surfactantes, aceites y fases acuosas. (Salager et al, 2015)

A partir de esos resultados, se ha podido definir una relación cuantitativa, conceptualmente parecida a la relación R de Winsor, pero se denota como una suma algebraica de las diferentes

contribuciones. Se encontró que todos los términos que aumentan el valor del HLD son los que influyen en la afinidad del surfactante por el aceite o, por el contrario, disminuyen su afinidad por el agua y, recíprocamente, esta expresión permite mostrar cómo es la desviación respecto a una formulación óptima que se ha llamado “Hydrophilic Lipophilic Deviation” en inglés o Desviación lipofílica hidrofílica y se denotan por las siglas (HLD). (Salager et al, 2015)

El HLD es un número sin dimensión que, en el caso simplificado donde la fase acuosa es una solución de cloruro de sodio y el aceite es un n-alcano, se expresa según la relación (19) ó (20) según sea el surfactante iónico o noiónico (etoxilado).

$$\text{HLD} = \sigma + \ln \text{sal} - k\text{ACN} + t\Delta T + aA \quad (19)$$

$$\text{HLD} = \alpha - E\text{ON} + b \text{sal} - k\text{ACN} + t\Delta T + aA \quad (20)$$

donde:

- EON: número de grupos “óxidos de etileno” por molécula de surfactante no iónico
- Sal: salinidad del agua en porcentaje másico de NaCl dentro de la fase acuosa
- ACN: número de átomos de carbono de la molécula de n-alcano
- ΔT : diferencia de temperatura respecto a la temperatura de referencia (25°C)
- Porcentaje ponderado de alcohol eventualmente añadido, σ , α , k , t parámetros característicos del surfactante considerado
 - a constante característica del alcohol del tipo de surfactante
 - b constante característica de la sal eventualmente añadida

El HLD es una expresión numérica que permite realizar cálculos y predecir las compensaciones entre los diferentes efectos de las diversas variables. Por ahora, es suficiente notar que mientras más bajo es el valor de esos parámetros (que pueden ser positivos o negativos), más hidrofílico es el surfactante. Valores típicos de estos parámetros para algunos surfactantes se encuentran en las tablas 6, 8 y 9. (Salager et al, 2015, p.6)

5.1.7 Fundamentos termodinámicos y fisicoquímicos del HLD

Para un sistema trifásico, 5 Winsor III, el surfactante en su mayoría se encuentra al interior de la microemulsión situada en la fase intermedia. Las moléculas en su mayor parte de surfactante y una parte de las moléculas del cosurfactante crean una película que divide los microdominios oleosos y acuosos. Esta película tiene una doble función ya que actúa como agente separador y además compatibiliza entre microdominios oleosos y acuosos, generalmente se clasifica como interfacial, aunque no se presente realmente una interfase al interior de la microemulsión. Algunas concentraciones de surfactante al interior de las fases oleosa y acuosa, que se encuentran en equilibrio con la microemulsión no son anuladas, ya que el sistema trifásico se encuentra en equilibrio.

Para obtener un valor que sea nulo del HLD, la microemulsión solubiliza cantidades equivalentes tanto de agua como de aceite, ya que los anfífilos que se presentan al interior de la película interfacial tienen una afinidad igual tanto a la fases oleosas como a las acuosas. En este estado particular se está asociando a un valor de coeficiente de reparto, el cual se denota como $K_o p$. Para dicho surfactante, $K_o p$ es un valor de constante independiente de las variables de formulación (concentración de aceite, surfactante, sal, temperatura, alcohol). Aquellos sistemas que poseen un HLD nulo, el valor del coeficiente de reparto para el surfactante es idéntico a $K_o p$. En cambio, cuando el sistema se aleja de la formulación óptima, ya K_p no es igual a $K_o p$.

(Salager et all, 2015, p.8)

$$HLD = \ln \left(\frac{k_\beta}{k\beta} \right) = \ln \frac{\text{surfactante}}{\text{surfactante}} - \ln k_p^0 \quad (21)$$

5.1.8 Salinidad

El aumento en la salinidad de la fase acuosa disminuye la actividad del agua y, por consecuencia, la afinidad del surfactante por la fase acuosa. Este efecto es reforzado, para los surfactantes iónicos, por el desplazamiento del equilibrio hacia

la izquierda; la disminución de la hidrofiliidad viene a ser muy importante. (Salager et al, 2015, p.10)

5.1.9 Estructura molecular del aceite (ACN y EACN)

El efecto que ejerce la longitud sobre la cadena hidrocarbonada de un aceite simple, como un alcano lineal, es compleja de explicar ya que estos dos efectos tienen sentidos opuestos. La disolución de surfactantes al interior de un alcano hace que dos fenómenos intervengan: la división de enlaces alcano-alcano y la formación de los enlaces alcano-cadena hidrófoba del surfactante.

La energía que se presenta en la interacción de tipo London es directamente proporcional al número de grupos metilenos que están presentes al interior de las moléculas en interacción. La energía que se pierde se debe a que proporciona el número de carbonos del alcano $(ACN)^2$, La energía que es ganada es proporcional al producto $(ACN)(SACN)$, donde SACN (Surfactant Alkyl Carbon Number) es el número de carbonos de la cadena lipofílica del surfactante. (Salager et al, 2015, pp.10-11)

El ACN del alcano presenta un aumento en un valor dado de SACN, el primer término que se eleva al cuadrado presenta un crecimiento más rápido que el segundo.

5.1.10 Cosurfactantes

Los cosurfactantes como lo son los alcoholes son anfífilos de poca eficiencia. Una parte de las moléculas que se encuentran presentes en el alcohol se van a adherir entre las moléculas de surfactantes que constituyen la película interfacial mientras que lo demás se divide entre las fases oleosa y acuosa según su afinidad relativa. Los alcoholes de cadena corta (isopropanol, propanol y etanol) son hidrofílicos e incrementan de una forma ligera la afinidad del surfactante por la fase acuosa, mientras que los alcoholes de cadena más larga (hexanol, pentanol) se ubican principalmente por el aceite. Los alcoholes intermedios como el butanol y el isobutanol poseen afinidades semejantes por el agua y por el aceite. (Salager et al, 2015, p.11)

5.1.11 HLD de mezclas de surfactantes

“El HLB de un surfactante no iónico polietoxilado es igual a 1/5 del porcentaje másico del parte hidrofílico del surfactante” (Salager et al, 2015, p.13). Para un grupo determinado de surfactante, el HLB presenta una disminución, por lo tanto cuando la longitud de la cadena lipofílica aumenta

El valor de HLD de un surfactante no iónico está basado sobre una medida experimental precisa que toma en cuenta, no solamente la verdadera relación hidrofílico/lipofílico de un surfactante a través de los parámetros EON y a, sino que igualmente todo su ambiente fisicoquímico expresado para todos los otros términos. (Salager et al, 2015, p.13)

En lo que concierne a la temperatura de inversión de fase de emulsiones, la experiencia adquirida en los diversos estudios muestra que corresponde a la temperatura en la cual el valor de HLD es igual a cero.

Se expresa dentro de la relación en la que el HLD es nulo cuando la T es igual a PIT, se puede deducir que la PIT depende también de la parte lipofílica del surfactante, del aceite, de la salinidad y de la presencia de alcohol. (Salager et al, 2015, p.13)

$$PIT = 25 + \frac{\alpha + EON - bsal + kACN - aA}{t} \quad (22)$$

Tabla 12 Parámetros σ o/k, α o/k y k de los principales tipos de surfactantes

Surfactante	σ o/k	k
<u>Cn carboxilo de sodio</u>	-50	0.1
<u>Cn Sulfato de sodio</u>	-57	0.1
<u>Iso Cn benceno sulfonato de sodio</u>	-30	0.16
<u>Cn cloruro de amonio a pH 3</u>	-32	0.17
<u>Cn cloruro de trimetilamonio</u>	-47	0.19
<u>Cn cloruro de piridinium</u>	-47	0.19
<u>Iso Cn fenol etoxilado</u>	23.2	0.15
<u>Cn alcohol etoxilado</u>	13.3	0.15
<u>Iso Cn alcohol etoxilado</u>	-1.7	0.15

Nota. Se debe tener en cuenta que influencia se tiene una considerable ramificación del grupo lipofílico, en relación con α o/k de los alcoholes etoxilados. Se tiene una desviación igual a 15 unidades con relación a los resultados obtenidos la cual representa una variación de 2,3 óxidos de etileno. En conclusión, cuando se tenga una duda sobre la estructura isomérica de la parte lipofílica del surfactante, se recomienda controlar experimentalmente el valor de σ y α . Adaptada de: *Formulación de microemulsiones por el método HDL (p.14)* por Salager et al. (2015)

5.1.12 Influencia del aceite sobre HLD: EACN de aceites complejos

Cuando el surfactante no es una sustancia pura sino una mezcla de surfactantes iónicos, el cálculo del parámetro σ_m de la mezcla difiere según si los grupos polares son idénticos o no. Dentro del primer caso, σ_m es simplemente igual

a la suma de los coeficientes σ_i de cada especie, ponderada según sus fracciones molares x_i dentro de la mezcla de surfactantes. (Salager et al, 2015, p.13)

$$\left[\frac{\sigma_m}{km} \right] = \sum X_i \left[\frac{\sigma_i}{k_i} \right] \quad (23)$$

Tabla 13 Algunos valores típicos del ACN

Aceite	EACN
<u>Aceite de parafina</u>	20 a 25
<u>Aceite de soya</u>	18
<u>Triglicerido de C8-C10</u>	15
<u>Diglicerido de C10-C12</u>	9
<u>Alcanos lineales de n carbonos</u>	n
Kerosen	9 a 11
Limoneno	9
Pineno	7.5
Oleato de etilo	6.5
Ciclohexano	3.5
Tetracloroetileno	3
p-xileno	2
Tolueno	1
Benceno	0
Tetraclorometano	0
Tricloretano	2.5

Tricloroetileno	-4
diclorobenceno	-5
dicloroetano	-12
Diclorometano	-14
Cloroformo	-14
1tetracloroetano	-22

Nota. En esta tabla se puede observar los valores de EACN (la noción de alcano equivalente en español) de algunos aceites típicos. Adaptada de: *Formulación de microemulsiones por el método HDL (p.16)* por Salager et al. (2015)

5.1.13 Influencia de electrolitos sobre el HLD

Los electrolitos diferentes al cloruro de sodio son fácilmente modificables debido a los surfactantes no iónicos, cuando los contra-iones son polivalentes se puede llegar a formar un acoplamiento estable de iones, los cuales terminan en una precipitación. Este fenómeno se presenta cuando los alquilsulfatos de sodio se encuentran en presencia de una concentración de iones calcio demasiado alta. No se puede llegar a considerar que estas sales de calcio presentan un comportamiento simple. “La hidrofiliidad promedio del grupo polar, no son más características del surfactante, pero son susceptibles de ser alterados por la salinidad, la temperatura o el pH.” (Salager et al, 2015, p.17)

Este caso en particular cuenta con un sistema que contienen algunos ácidos grasos o aminas grasas que son poco hidrofílicos, se pueden ionizar en iones carboxilatos o amonio según el valor del pH. La ionización depende del valor que obtiene el pH, partiendo del pKa de los surfactantes y de la afinidad relativa de sus creaciones neutras e ionizadas para la zona interfacial, la hidrofiliidad del sistema puede presentar algunos cambios en función del pH. (Salager et al, 2015, p.17)

5.1.14 Barridos de formulación

Para la modificación controlada de la formulación en un sistema surfactante-agua-aceite, se debe utilizar un método llamado barrido unidimensional de formulación. Este método consiste en la preparación de una serie de sistemas surfactante-agua-aceite los cuales son idénticos a diferencia de una variable de formulación que recibe el nombre de variable de barrido.

La variable de barrido puede ser cualquiera, pero es mejor tener múltiples opciones sobre las variables que presentan los cambios más relevantes del HLD como el valor de la salinidad para los surfactantes iónicos y el EON promedio para los surfactantes no iónicos. Pero algunas variables de barrido pueden mostrar algunas ventajas específicas; de esta forma, la temperatura no necesita adicionar un reactivo complementario y su cambio es fácilmente reversible. (Salager et al, 2015, p.17)

Después de haber preparado la serie de tubos correspondientes a un barrido de HLD, se dejan equilibrar los sistemas a temperatura constante durante uno o dos días, a veces más si el líquido es viscoso o si el surfactante posee un peso molecular alto. Los procesos de equilibrio pueden acelerarse al aumentar el contacto entre fases, por ejemplo, inclinando cuidadosamente cada tubo una o dos veces, pero evitando toda agitación susceptible de producir una emulsión.”(Salager et al, 2015, p.17)

5.1.15 Compensación entre dos barridos

El barrido unidimensional es una técnica que puede ser usada para comparar dos formulaciones o para fijar el HLD a un valor dado y para evaluar un parámetro característico de uno de los componentes del sistema.

La fase oscura es la solución micelar o microemulsión contiene lo esencial del surfactante. Pasa consecutivamente de un sistema de Winsor tipo I a un Winsor tipo III, luego a un sistema Winsor tipo II, causando una disminución en el EACN del aceite y aumentando la salinidad en los

sistemas base surfactante iónico o la disminución del EON cuando el surfactante que se usa no es iónico. (Salager et al, 2015)

5.1.16 Influencia de la concentración de surfactantes

La influencia de la concentración de los surfactantes dependiendo el tipo de sistema Winsor ya sea el I,II,III o IV, es observado a lo largo de los barridos de formulación, “se puede utilizar un diagrama de fase ya que sea demasiado útil al tener en cuenta el porcentaje de surfactante y como abscisa el valor de la variable de barrido escogida (salinidad, EON, ACN, temperatura...)”.(Salager et al, 2015, pp.21-22)

El sistema surfactante-agua-aceite es un ternario que tiene un surfactante puro, el límite que colinda las zonas trifásicas y monofásicas crean un γ derecho. “En la zona trifásica de Winsor tipo III está localizada al interior del lazo del γ y la recta vertical en punteado corresponde a la formulación óptima (HLD= 0) para la cual la formulación óptima contiene un volumen igual de agua y de aceite y presenta una curvatura interfacial promedio nula.” (Salager et al, 2015, pp.21-22)

Si se tiene un aumento progresivo en la cantidad de surfactante, que se mantiene constante en las diversas variables de formulación y la relación agua-aceite, la formulación óptima permite que la microemulsión se solubilice poco a poco donde permite que más agua y más aceite lleguen al punto crítico en el cual este sistema se convierte en monofásico, Winsor tipo IV. Por el contrario, si disminuye la cantidad de surfactante, el volumen de la microemulsión decrecerá hasta extinguirse en su totalidad cuando la concentración de surfactante viene a ser inferior a su concentración micelar crítica. (Salager et al, 2015)

En el momento que la concentración de surfactante presenta una disminución, la mezcla de surfactante efectivamente muestra una evolución distinta debido al tipo de surfactante. En los sistemas no iónicos, los surfactantes hidrofóbicos presentan una tendencia a salir de la interfase para cruzar a la fase oleosa. (Salager et al, 2015)

5.2 Aplicaciones del método HLD

Diferentes tipos de microemulsiones han sido vistas desde una perspectiva de aplicación industrial. En la mayoría de los casos, se prefieren utilizar microemulsiones en vez de las emulsiones o mezclas de solventes miscibles de manera general, porque se busca explotar una de las tres propiedades originales de las microemulsiones: las fases acuosas, la presencia de tensiones interfaciales ultrabajas entre la microemulsión bicontinua y oleosa en equilibrio, y tener una capacidad alta de solubilización con respecto a compuestos hidrófilos y compuestos lipófilos. La existencia de microgotas acuosas manométricas en las microemulsiones agua/aceite se pueden utilizar de micro reactores.

Entre las aplicaciones en las cuales se pueden utilizar el método HDL se encuentran: recuperación mejorada de petróleo por microemulsiones, formulación de perfumes concentrados, microemulsiones como medios reaccionantes, etc. (Salager et al, 2015)

5.3 Caracterización de aceites y de surfactantes desconocidos

Al determinar de forma experimentalmente los parámetros característicos de un aceite (EACN), de un surfactante (σ , EON, α , k , t), de una sal (b) o de un alcohol (a), se puede emplear el método del doble barrido (ver sección 4.2) que consiste en modificar dos variables de formulación x_1 y x_2 , manteniendo los otros constantes. Las expresiones (2) y (3) del HLD se reducen ahora a la ecuación (17), donde c_1 y c_2 representan los coeficientes numéricos correspondientes a las variables x_1 y x_2 (Salager et al, 2015, p.22)

$$c_1 * x_1 + c_2 * x_2 + \text{otros efectos ctes} = 0 \quad (24)$$

La variable x_1 se define como variable de barrido. Por lo general, la salinidad de la fase acuosa para sistemas iónicos o el EON de una mezcla de surfactantes etoxilados no iónicos. El x_2 representa a la variable que está bajo estudio. Un ejemplo es el EACN de un aceite totalmente desconocido que lleva a la caracterización del surfactante. (Salager et all, 2015)

El primer barrido se lleva a cabo utilizando una sustancia específica que toma el valor de x_2 y este pasa a ser conocido. Luego se determina el valor de x_1 que permite llegar a la formulación óptima $HLD=0$. Un segundo barrido se lleva a cabo con una sustancia específica de la cual se no se sabe el valor x_2 y se halla el nuevo valor de la variable de barrido x_1 que conlleva a $HLD=0$. “Como los otros efectos permanecen constantes, ellos se eliminan al hacer la diferencia entre las dos expresiones de la ecuación:” (Salager et al, 2015, p.22)

$$C_1(x_1 - x'_1) + C_2(x_2 - x'_2) = 0 \quad (25)$$

5.4 Diagramas de fase y microemulsiones

El método de HLD permite formular microemulsiones para sistemas surfactante-agua-aceite con la relación volumétrica agua/aceite establecida. Esta relación normalmente es fijada en una proporción 1/1 para facilitar la ubicación de la formulación óptima, pero su valor puede tomarse como cualquiera; un ejemplo sería una relación 4/1, el objetivo de la formulación es diseñar una microemulsión rica en agua, si se desea tener una estimación del EACN para un aceite del cual solo se puede disponer en pequeñas cantidades.

En algunas ocasiones es necesario saber cómo evolucionar el sistema a medida que la relación aceite agua/aceite se modifica gradualmente. Se hace de vital importancia la construcción de todo el diagrama de fase ternario surfactante-agua-aceite o del diagrama pseudo-ternario mezcla anfífila-agua-aceite; pero la mayor parte de las microemulsiones contienen algo más de tres constituyentes. En la zona que se determina como monofásica se encuentra situada en la parte alta del diagrama ternario y se ubican las microemulsiones y otros tipos de estructuras. Según Salager et al. (2015) “El tipo de estructura depende de tres factores:

Las interacciones entre las moléculas anfífilas, la formulación (es decir, el valor del HLD), que traduce el efecto entre las moléculas anfífilas, las moléculas de agua y aceite y la relación agua-aceite.” (p.23)

Figura 25 Diagrama de fase idealizado Winsor III

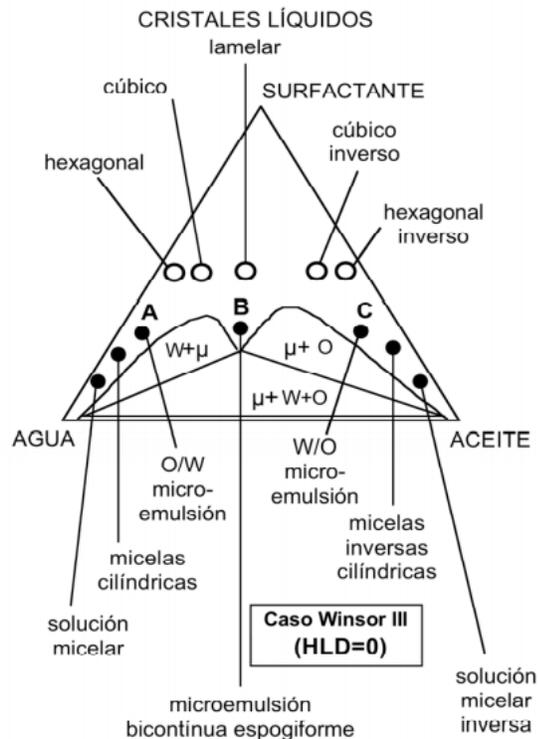


Figura 8 Diagrama de fase idealizado de tipo Winsor III

Nota. En esta figura se puede observar las propiedades de los cristales líquidos. Adaptada de: *Formulación de microemulsiones por el método hld* (p. 23) por: Salager et al. (2015)

Principales características a tener en cuenta al momento de implementar el agua inteligente mejorada:

1. La formación debe ser de areniscas
2. El crudo debe ser un crudo pesado
3. La temperatura del yacimiento debe tener un rango de temperatura entre (0°C - 100°C) debido a que cierta gama de surfactantes (surfactantes no iónicos) no tiene un buen funcionamiento en altas temperaturas.

5.5 Recuperación mejorada de petróleo por microemulsiones óptimas

La aplicación petrolera de sistemas con baja tensión interfacial ha llegado a ser el origen de las diversas investigaciones que fueron realizadas hace más de tres décadas en materia de microemulsiones. Adicional a esto se tiene un periodo más o menos corto, se realiza la inyección de agua en ciertos pozos para llevar el crudo hacia los pozos productores. Este tipo de operación permite alcanzar una producción acumulada inferior al 30% del crudo originalmente en sitio en el yacimiento. El crudo restante, el cual llega a ser un poco más del 70%, no es desplazado por un simple empuje con agua porque se encuentra muy adherido a las rocas por fuerzas capilares. (Salager et all, 2015)

La disminución de estas fuerzas hasta un nivel que permite liberar el crudo para la obtención de una tensión interfacial en un orden de 0.001 mN/m, esto quiere decir 1000 a 10000 veces más baja que la encontrada generalmente en la interfase agua-petróleo da lugar a que la recuperación de crudo aumente. (Salager et all, 2015)

5.6 Importancia del número capilar

El numero capilar es muy importante al momento de poder estimar o determinar la recuperación del petróleo. La tensión interfacial incide directamente sobre el Numero Capilar (N_c), ya que este está representa una relación que me describe la interdependencia entre las fuerzas viscosas con la tensión interfacial y la restricción al pasaje a través de un capilar. (Norman & Trombetta, 2009)

$$N_c = \frac{\Delta p}{L\sigma} \quad (26)$$

Donde:

Δp = Presión diferencial a través de una longitud dada

L = Longitud dada

σ = Tensión interfacial

Dado algunos estudios se logró estimar que, para poder recuperar un volumen importante de crudo, el número capilar debería crecer un aproximado de 3 a 4 Órdenes de magnitud. Tomando como eje principal la ecuación de presión capilar mostrada en la ecuación ###, el número capilar N_c es: “directamente proporcional al producto de la viscosidad μ y la velocidad v e inversamente proporcional a la tensión interfacial σ ”. (Norman & Trombetta, 2009)

Se tiene como restricción los valores de viscosidad y velocidad ya que si se incrementan demasiado pueden provocar problemas tales como daño a la formación, de esta manera esos valores son limitantes; caso contrario con la tensión interfacial entre el agua de formación y el crudo atrapado en la formación, ya que este valor puede reducirse de manera significativa entre 1000 a 10.000 comparado con las demás propiedades, pero esto depende de la formulación que se implemente. (Norman & Trombetta, 2009)

Típicamente se necesita: “una reducción de 100 a 1000 veces de la tensión interfacial para mejorar la recuperación de petróleo por alteración del N_c a partir de la adición de agentes químicos al agua de inyección. Un número capilar característico es de 10^{-7} ” (Norman & Trombetta, 2009)

5.7 Evaluación Financiera

Se evaluará cuál es el mejor modelo para implementar la inyección de agua inteligente mejorada, teniendo como referencia decretos legislativos, ubicación geográfica y cualquier dato relevante de fuentes oficiales tales como: Ecopetrol, ANLA, UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética), etc.

El campo que se escogió para la posible aplicación del agua inteligente mejorada es un campo colombiano ubicado en el bloque Cubarral, cuenca de los Llanos.

5.7.1 Parámetros para la realización de un piloto de recobro mejorado

Para llevar a cabo los proyectos de producción incremental en los cuales según el **DECRETO 3176 DE 2002:**

artículo 1° numeral 1 (Producción incremental): en el cual según el artículo se denota como producción incremental a los barriles de petróleo día que están por encima de la curva de producción de los campos ya descubiertos además de

enfaticar sobre nuevas inversiones orientadas a la aplicación de tecnologías para el recobro mejorado en el subsuelo que incrementen el factor de recobro de los yacimientos, o para adición de nuevas reservas.

artículo 1° numeral 6 (Proyectos de Producción Incremental): “Conjunto de actividades adelantadas por Ecopetrol en campos de Operación Directa de Producción, encaminadas a obtener producción incremental de hidrocarburos.”

artículo 1° numeral 9 (Campo de Crudo Pesado): “Es aquel en el cual se producen o se pueden producir hidrocarburos con una gravedad API igual o inferior a 15°.”

Artículo 2°. Para efectos de aplicar la distribución escalonada de regalías de que trata el párrafo 3° del artículo 16 de la Ley 756 del 23 de julio de 2002 a la Producción Incremental de hidrocarburos proveniente de los Proyectos de Producción Incremental, Ecopetrol presentará al Ministerio de Minas y Energía .Dirección de Hidrocarburos., para su aprobación, el Proyecto de Producción Incremental en los siguientes términos:

(Decreto 3176 de 2002, párrf. 6,9,12,15)

5.7.2 Generalidades del campo

Ubicación geográfica, reseña histórica, mapa estructural, columna estratigráfica y producción acumulada de hidrocarburos a diciembre del año inmediatamente anterior.

- Profundidad de 7347 pies
- Crudo pesado en la formación Mirador de diez grados API,
- Formación Guadalupe y la formación Une de alrededor de catorce grados API
- El campo tiene producción de las formaciones Une y Gacheta.
- El área máxima en la cual se puede producir es de por de 11000 acres calculada por ECOPETROL. (ANH Cuenca llanos orientales estudio-integrado – crudos pesados,2008)

Geología: La estructura es un anticlinal asimétrico elongado con una orientación N60E, de aproximadamente 10 km de largo por 4 de ancho. Fallado en el flanco oriental. Contiene

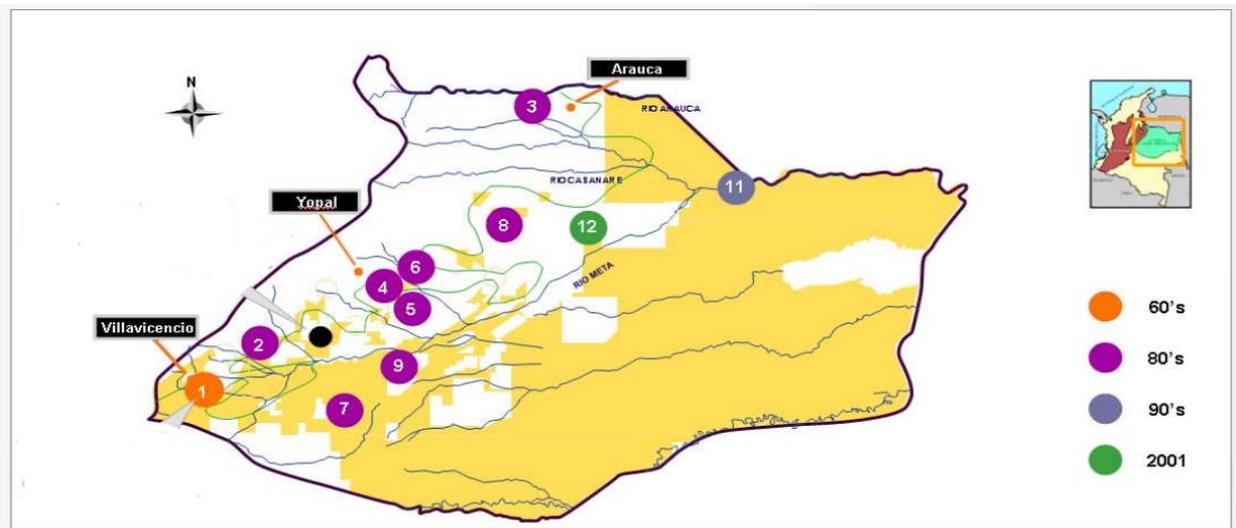
fallas internas normales e inversas. Al parecer estas fallas no son sellantes, ya que el contacto agua-petróleo no muestra cambios significativos a lado y lado de estas. La trampa es estructural. (ANH Informacion-Geologica-y-Geofisica , 2006)

Tabla 14 Propiedades de la formación y los fluidos

		Formación		
		K2	K1 INF	T2
Formación	Propiedades petrofísicas	3.82	1.683	313
	OOIP	17-20	19-22	15-20
	Porosidad (%)	200-350	70-100	50
	Espesor Neto (ft)	oct-15	oct-15	30
	Saturación de agua inicial (%)	1,500-4,000	200-1,000	500-1,200
	Permeabilidad (md)	190	185	180
	Temperatura (°F)	190	185	180
Propiedades de los fluidos	Gravedad ° api	12.4	12.4	9
	Viscosidad (cp) @ Tyto	140	140	450
	Presión de Burbuja	130	130	130
	Bo (rbs/stb)	1.03	1.03	1.03
	Presión inicial	2.83	2.83	
	Presión Actual	2.4	1.8	
	Mecanismo de recuperación	Empuje de agua		

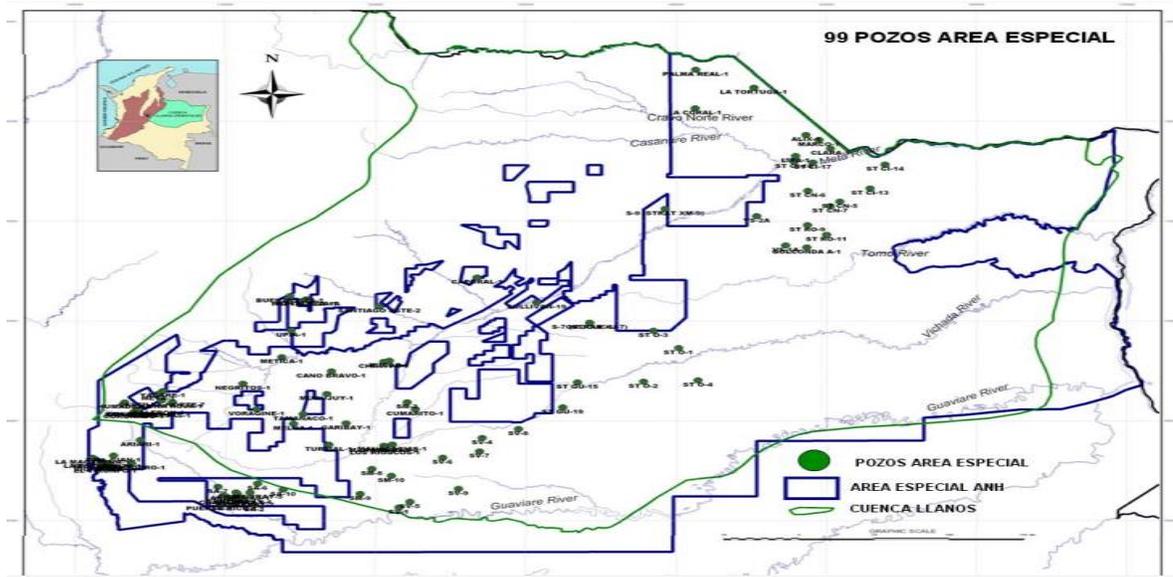
Nota. En esta tabla se puede observar tanto las propiedades de la formación como de los fluidos en los cuales se han aplicado el agua inteligente. Adaptada de: evaluación de la evolución del daño de formación en pozos representativos del campo castilla en el periodo de tiempo del año 2014 al año 2018, fundación universidad de américa facultad de ingenierías programa de ingeniería de petróleos bogotá d.c. (2019).

Figura 26 Mapa de la cuenca llanos 1



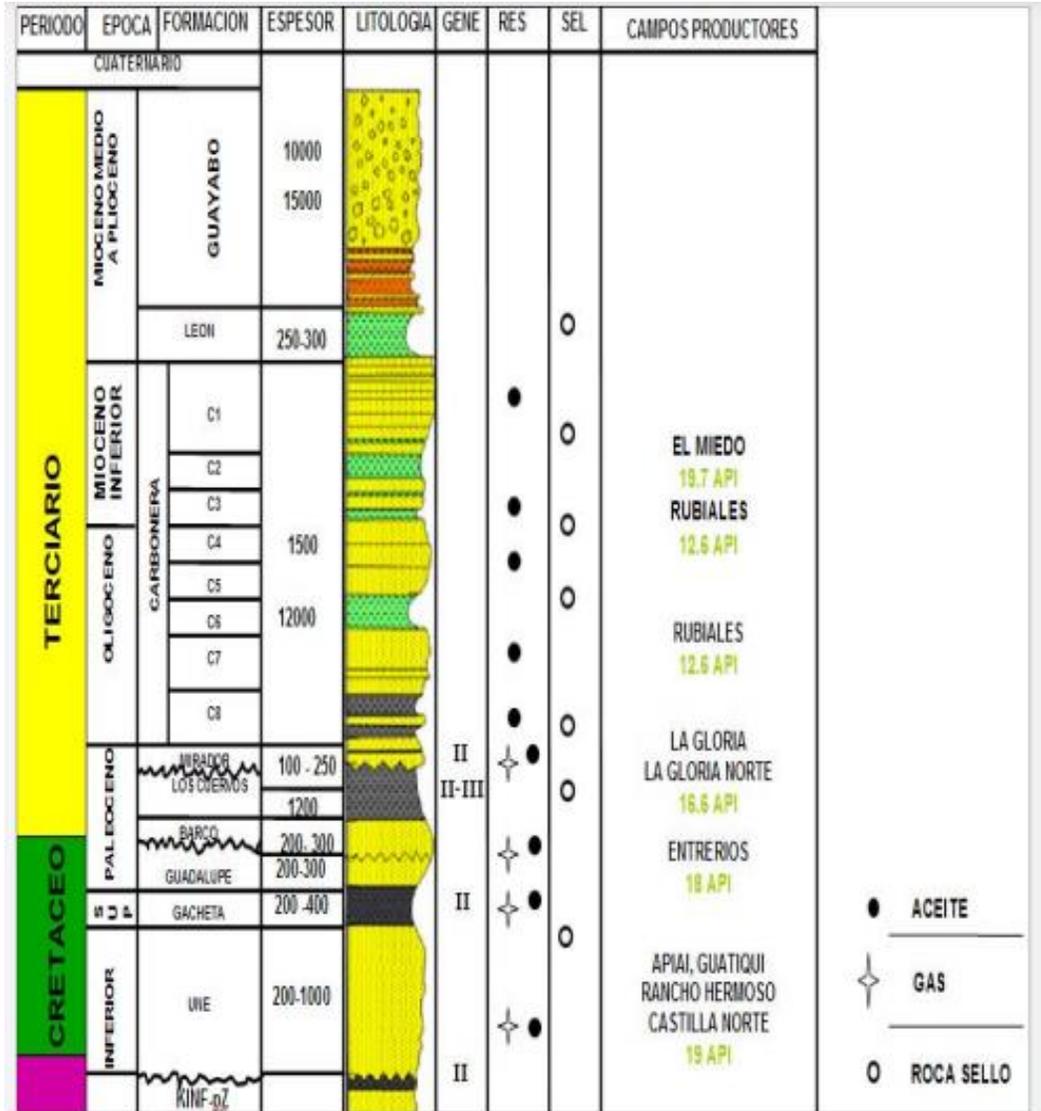
Nota. Exploración parte oriental de la cuenca por décadas. Adaptada de: ANH Área crudos pesados Colombia round 08 informe de prosperidad (2008)

Figura 27 Mapa de la cuenca llanos 2



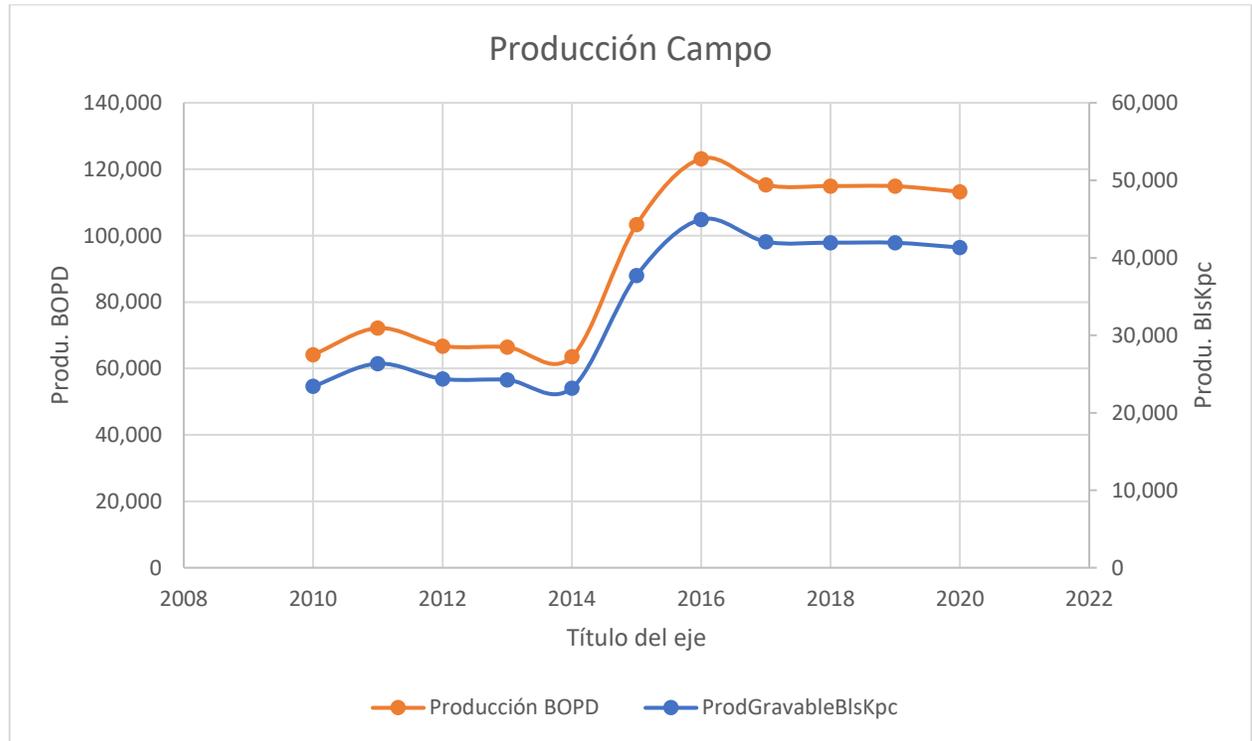
Nota. Ubicación de algunos pozos cuenca llanos hasta esa fecha. Adaptada de: ANH Área crudos pesados Colombia round 08 informe de prosperidad (2008)

Figura 28 Columna estratigráfica



Nota. Columna estratigráfica cuenca llanos. Adaptada de: ANH Área crudos pesados Colombia round 08 informe de prosperidad (2008).

Figura 29 Producción acumulada de crudo año 2020



Nota. Producción acumulada del campo año 2020. Adaptada de: la página web oficial de la ANH. (ANH, 2020)

5.7.3 Curva básica de producción

Curva básica de producción calculada con base en el análisis de curvas de declinación o simulación de yacimientos y una reseña general de las actividades necesarias para su mantenimiento.

Tabla 15 Producción del campo (Bloque Cubarral)

Año	ProdGravableBlsKpc	Producción BOPD	COMENTARIOS	Declinación anual,%
<u>2010</u>	23.415	64.150		
<u>2011</u>	26.345	72.177		
<u>2012</u>	24.377	66.787	Autorizado el piloto inyección agua	
<u>2013</u>	24.247	66.430		
<u>2014</u>	23.195	63.549		
<u>2015</u>	37.706	103.303	Primer año impacto volumétrico del Proyecto	
<u>2016</u>	44.956	123.166		
<u>2017</u>	42.080	115.287		-6.40%
<u>2018</u>	41.959	114.955		-0.29%
<u>2019</u>	41.940	114.905		-0.04%
<u>2020</u>	41.329	113.230	Año atípico Pandemia Covid 19 desde Marzo 2020	-1.46%
		Únicamente bloque Cubarral		El piloto ha incrementado y sostenido la producción diaria

Nota. Tomando como base la producción BOP del campo se obtuvo la producción en BlsKpc, además se realizó un análisis de la producción dependiendo la situación actual (COVID-19) entre otras. Adaptada de: la página web oficial de la ANH. (ANH, 2020)

5.7.4 Descripción general del (Piloto) de producción incremental

Objeto, alcance, duración y tecnologías consideradas para la obtención de la Producción incremental en el campo respectivo, así como los pronósticos de producción incremental y reservas adicionales correspondientes.

El campo que se escogió para la posible aplicación del agua inteligente mejorada es un campo ubicado en el bloque Cubarral Cuenca de los Llanos.

Se tiene como alcance aumentar el factor de recobro incremental de 10% y llevar al campo hasta un 18% de recobro, teniendo en cuenta el análisis teórico que se realizó mediante investigación y la proyección que se pueda llegar a obtener debido a la nueva formulación de dicha agua. En este punto, no se puede dar una formulación específica debido a que es una investigación que se encuentra aún en desarrollo y este es de carácter confidencial.

Se realizó un análisis financiero (ANEXO-1) en el cual se hace uso de la información obtenida mediante la investigación, partiendo de esto se tomaron lapsos de tiempos prudentes en las etapas de desarrollo del piloto; en los dos primeros años del piloto se llevará a cabo:

- Primer año: firmas de acuerdos, permisos, compra de equipos.

Hablar con la empresa petrolera que actualmente ejecuta proyectos de alcance similar para utilizar infraestructura ya existente dedicada a la reinyección de agua, para obtener tarifas de uso de su infraestructura de manera que se puedan reducir costos en infraestructura como: tanques de almacenamiento de crudo, planta de tratamiento de agua, tuberías, etc.

- Segundo año: se realizarán las instalaciones y adecuaciones correspondientes para iniciar la reinyección de agua inteligente mejorada.

Se estima un tiempo de ejecución alrededor de ocho años, en los cuales se tuvieron en cuenta tres escenarios diferentes del posible aumento del factor de recobro que muestran la posibilidad de recuperar la inversión y generar ganancias. (ANEXO-1)

Debido a que el campo tiene un alto corte de agua (mayor al 90%) y que desde el año 2014 se han estado implementando pilotos de reinyección, este ya cuenta con la infraestructura base para ejecutar un piloto de reinyección y esto hace que tenga una ventaja en su ejecución.

Se propone escoger un Cluster (CLUSTER 36-DEL CAMPO) :

- Pozos Productores 4
- Pozos inyectores de agua 2
- Área del Cluster, Has 3,7

(El Cluster con esta configuración de pozos productores por pozos inyectores se toma en base a clusters ya asignados a pilotos de reinyección de agua en ese campo)

5.7.4.1 Reseña general de las actividades necesarias para su mantenimiento. Durante el tiempo que el campo ha estado en su proceso de producción se han realizado diversos mantenimientos en los pozos con el fin de mantener la producción estable y solucionar algunos problemas de daños producidos principalmente por migración de finos, emulsiones, entre otros.

5.7.4.1.1 Fuentes de daño de formación. Las fuentes pueden tener procedencia natural o inducida. Cada daño de formación que se genera de forma natural es aquel que se presenta como resultado de la producción de los fluidos del pozo, y el daño de formación inducido ocurre por las diversas operaciones externas que son realizadas en el pozo. (Díaz Calvo y Durán Moncada , 2019).

“Daño de formación por factores naturales. A continuación, según Economides, se describirán los diferentes casos por los que se puede generar el daño de formación por fuentes naturales.” (Díaz Calvo y Durán Moncada , 2019,p.75)

La formación de las emulsiones se presenta principalmente por la presencia de una fuente de energía que genera la mezcla entre las dos fases inmiscibles. La mayor parte de las emulsiones se separan cuando la fuente de energía es eliminada o se logran dividir por diferencias de densidades.

Cuando no se logra que la emulsión se separe es debido a que puede existir una fuerza que tiene como función mantener la emulsión de los fluidos debido a la activación de los surfactantes naturales la cual se da por dos razones: la primera es por la filtración del fluido de perforación y la segunda es por la oxidación del crudo almacenado. (Díaz Calvo y Durán Moncada , 2019)

Cuando la emulsión tiene una viscosidad alta, esta ocupa el espacio poroso cercano a la zona del pozo impidiendo el flujo de los fluidos.

5.7.4.1.2 Finos y arcillas. “Este daño de formación es ocasionado por la migración de partículas que viajan hasta la cara del pozo y se depositan en las gargantas del poro causando una disminución en la productividad.” (Díaz Calvo y Durán Moncada , 2019,p.121).A las partículas que vienen del yacimiento se les llama finos y estos pueden ser de diferentes naturalezas, por ejemplo, las arcillas o los silicatos.

Las arcillas se dividen en dos grupos: detríticas y antigénicas, las primeras se presentan durante la formación de la roca y están disueltas con otros componentes. Las segundas están formadas por interacciones roca-fluido y se encuentran en el espacio poroso por lo que están en mayor contacto con fluidos reactivos y tienen alto potencial para generar daño de formación.

Según un estudio de daño de formación actual realizados en el campo, Ecopetrol determinó un porcentaje de mineralogía promedio para la fracción de arcilla presente en la Formación K1. (Díaz Calvo y Durán Moncada , 2019).

5.7.4.1.3 Análisis de Tasa Crítica. “Para determinar la migración de finos se debe establecer la tasa crítica de producción de cada pozo”, (Díaz Calvo y Durán Moncada , 2019,p.122)., autor esta es la tasa máxima de operación por debajo de la cual la producción de sólidos junto con el fluido es uniforme, por encima de esta tasa la migración de arena y finos presenta un aumento significativo provocando daño de formación por taponamiento de poro en la cara del pozo, además de posibles colapsos en la tubería de revestimiento y posible deterioro de los equipos de superficie. (Díaz Calvo y Durán Moncada , 2019)

5.7.4.1.4 La comparación en la evolución del daño entre el estudio del 2014 y 2018.

Los pozos estudiados en los años 2014 y 2018 presentaron unas tasas de producción en las cuales la mayoría de estos no sobrepasaron la tasa crítica, el daño de formación por migración de finos para la Formación K1 no representa un valor significativo del daño total. Las tasas críticas

están muy por encima de los valores de producción, por lo que no se espera que este tipo de daño se presente en la zona.

$$c_{ll} = \frac{\%Saturados + \%Asfaltenos}{\%Aromaticos + \%Resinas} \quad (26)$$

5.7.4.1.5 Comparación de la evolución del daño entre el estudio del 2014 y 2018.

De acuerdo con los resultados que se obtuvieron en el estudio del 2018 con respecto a los resultados del 2014 se tiene una variación significativa en la presencia de la parafina. Para el estudio del 2018, dos pozos mostraron depósitos de esta escama orgánica y se le asocio un daño por estar presente en el pozo; “a diferencia del estudio anterior 2014 donde no se encontró presencia de parafinas.” (Díaz Calvo y Durán Moncada , 2019,p.129).

Los asfáltenos en los dos estudios que se realizaron a los pozos manifestaron presencia de esta escama orgánica, “el máximo daño asociado a esta escama para el 2014 es de mayor que para el estudio del 2018.” (Díaz Calvo y Durán Moncada , 2019,p.130). Este tipo de daño se encontró presente en ambos estudios y con altos valores porcentualmente significativos dentro del daño total; se deben realizar diversos procedimientos preventivos para evitar el desarrollo del daño, ya que la Formación K1 tiende a presentar este tipo de daño. (Díaz Calvo y Durán Moncada , 2019)

5.7.4.1.6 Daño de formación. En la determinación del daño de formación se utilizó la siguiente ecuación numérica para un sistema de flujo radial en un estado pseudoestable y la presión no depende del tiempo, ya que llegó al límite del reservorio, adicional a los parámetros ya mencionados se necesita la presión de fondo fluyente de los pozos que se determina mediante la PIP de cada pozo junto con su presión hidrostática.

$$Q_0 = \frac{0.00708 k_0 h (p_r - P_{\omega f})}{\mu_o B_0 (\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + s)} \quad (27)$$

5.7.4.2 Tratamientos del agua de formación y la remoción del daño. Realizando un estado del arte se encontró información relevante del campo en la cual especifican cuáles son los tratamientos tanto para el agua de formación, que después se va a reutilizar, como de los daños que se producen en el yacimiento debido a las razones ya expuestas en el numeral anterior, entre otras. (Díaz Calvo y Durán Moncada , 2019)

Estimulación y tratamientos remediales

Se mencionarán los diversos tratamientos para solucionar el daño de formación que se presentó en el pozo y el cuidado que se necesita al realizar el procedimiento, se debe recordar que hay dos tipos de soluciones, “la primera es reduciendo el daño matricial y la segunda se refiere cuando se decide realizar una fractura, la decisión de cual tratamiento usar va de la mano con la evaluación financiera.” (Díaz Calvo y Durán Moncada , 2019,p.146).

Reducción del daño matricial.

Este es un tratamiento que es utilizado principalmente cuando existe la presencia de daños ocasionados por la precipitación de finos, orgánicos y presencia de emulsiones; la ventaja de llevar a cabo la utilización este de método es su mínimo costo con respecto a un trabajo de fractura, debido a que en esta operación no es necesario usar la cuadrilla grande y tampoco necesitan gran desplazamiento de equipos para realizarlo. (Díaz Calvo y Durán Moncada , 2019)

Limpieza del pozo

Según Economides y Nolte 81, esta técnica se define como una opción para remover los diferentes depósitos y corrosiones que se encuentran alrededor de la tubería. Este procedimiento

se realiza con especial cuidado puesto que, al iniciar con la eliminación de los materiales extraños, estos pueden llegar a irrumpir la zona de interés, debido a la existencia de una posible suspensión forzada que alcance al medio poroso generando así un taponamiento. Esto ocurre cuando los depósitos son solubles en el fluido de limpieza utilizado ya que impiden la formación de la retorta impermeable.

Tratamientos con ácido.

Según Economides y Nolte 82, al hacer uso de esta técnica se debe realizar un diseño apropiado en el cual se tenga en cuenta información importante para evitar el incremento del daño, se debe considerar:

- Evitar el ingreso de tuberías que tengan presencia de materiales dañinos para la formación ya que estas dos estarán en contacto.
- Controlar la posible creación de bloques de emulsiones por el uso de inhibidores de corrosión.
- Controlar la inyección de grandes volúmenes de ácido ya que estos pueden ocasionar la deposición de asfáltenos y parafinas.
- Se puede dar una disminución de la producción si no se controla la cantidad de ácidos ingresados ya que pueden ocasionar una disolución de los materiales de cementación generando así una desconsolidación de la roca de formación. (Díaz Calvo y Durán Moncada , 2019,p.147)

Tratamiento por fractura.

Este método se utiliza cuando se necesita que el flujo de los fluidos sea de manera lineal hacia el pozo, este es un procedimiento más complejo debido a las altas tasas utilizadas y la gran cantidad de equipos necesarios. “Según Economides y Nolte⁸³, si el tratamiento no se realiza de manera correcta puede crear a su vez un daño el cual puede ser dentro de su propia fractura o en la cara de la fractura, es decir, en el reservorio” (Díaz Calvo y Durán Moncada, 2019,p.150)

Tratamiento del agua

Se debe instalar equipos de tratamiento de aguas de producción en la estación campo 1, para transportar y entregar el agua a la estación Campo 2 siguiendo los parámetros y no saturar los equipos de tratamiento de aguas de esta, con el fin de llevar a cabo se recomienda instalar en la estación campo 1 una caja de distribución, un filtro CPI y una celda de flotación.

Al instalar estos equipos y dejarlos operando de la siguiente forma: el agua que es producto de la salida de los tanques de tratamiento llega a una caja distribuidora; de aquí el agua va a una celda CPI en donde es filtrada por láminas corrugadas,

de aquí por reboce salen las trazas de crudo al sumidero, y el agua a la celda de flotación, en donde se produce un micro burbujeo que ayuda a ascender las partículas de crudo en suspensión en el agua para que así las desnatén los skimmer; y estas trazas vayan al sumidero o lechos de secado, de ahí el agua ya en mejores condiciones irá a la piscina donde será transferida por las 3 bombas a la estación Campo 2, en donde entraría al sistema de filtración de cascara de nuez, de aquí continúa el proceso de bajar temperatura y oxigenación del agua para así poderla verter bajo parámetros legales. (Barrios, 2014,pp.6-7)

Campo2: tiene capacidad para manejar 70.000 BOPD Y 300.000 BWPD, esta estación cumple con todo el proceso de deshidratación del crudo y todo el proceso del tratamiento de aguas del resultado de la deshidratación del crudo. El sistema del tratamiento de aguas de producción cuenta con los siguientes equipos:

Retirar las partículas en suspensión presentes en el agua

- 6 Filtros CPI
- 4 Celdas de flotación Wemco
- 6 Filtros de cáscara de nuez

Bajar temperatura, oxigenar el agua y retirar las pocas PPM de aceite que no alcanzaron a salir con los equipos ya mencionados, para ello se utilizarán los siguientes equipos:

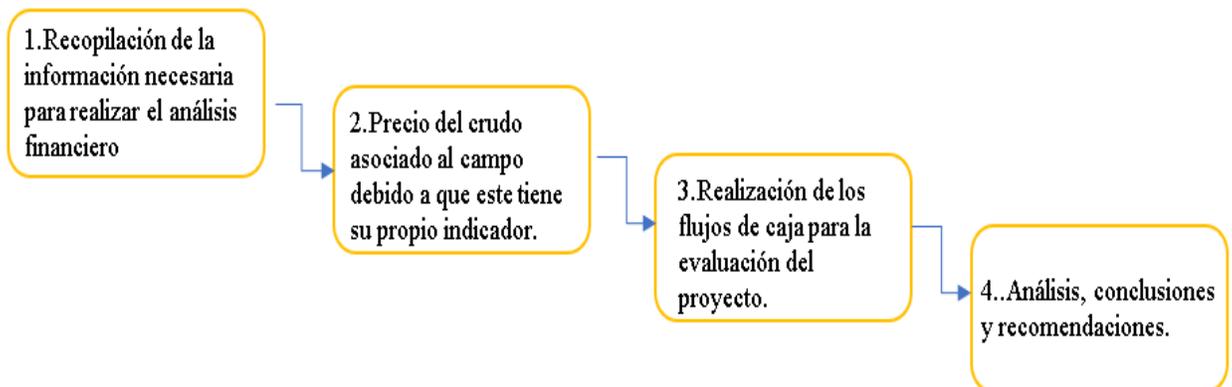
- 1 Fiscina de succión de torres
- 5 Forres de enfriamiento
- Piscinas de aspersion
- 5 Piscinas de oxidación y estabilización

(Barrios, 2014,pp.6-7)

5.7.5 Capex y Opex del proyecto piloto

Se tomó en cuenta diferentes variables para determinar los costos asociados al OPEX y CAPEX tales como: valor venta del crudo, posibles escenarios de factor de recobro que se puede obtener al implementar la formulación del agua inteligente mejorada, impuestos, etc. Finalmente, los resultados obtenidos del VPN de los flujos de caja es clave al momento de determinar la viabilidad del proyecto.

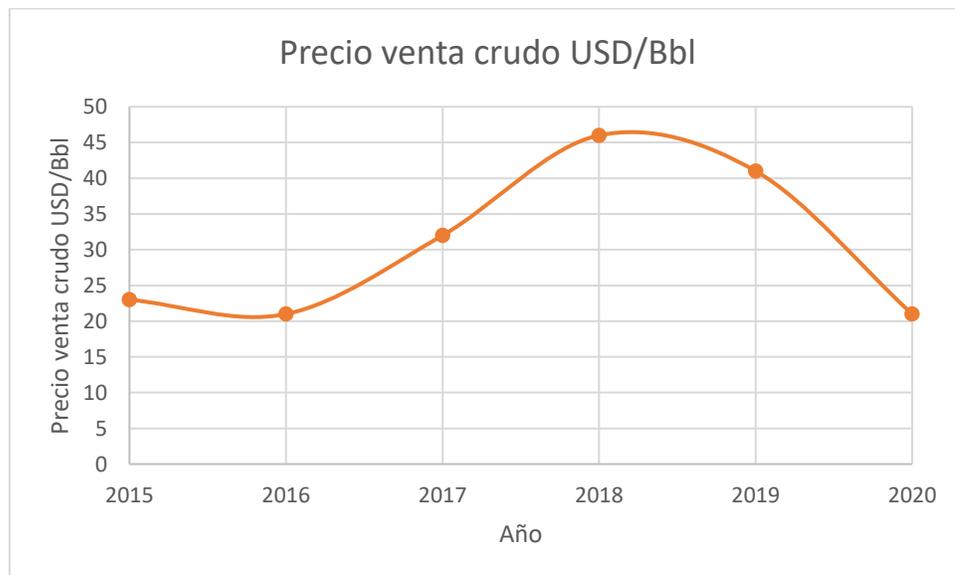
Figura 30 Metodología para la evaluación financiera



5.7.5.1 Construcción del modelo flujo de caja. Para la construcción de este modelo se tomaron en cuenta costos importantes como:

- Costos de Operación (Lifting Cost)
- Costo trabajos periódicos de mantenimiento de pozos (Work Over)
- Acuerdos tarifa por uso de capacidad instalada en la que se incluyen costos como: planta de reinyección de agua producida , tanques, facilidades, etc.
- Además de esto se debe tener en cuenta los costos que se generan al momento de transportar el hidrocarburo que, para este caso, tiene un costo extra que se genera al momento de disolver el crudo con nafta u otros crudos, para su transporte por oleoducto hasta su disposición final.

Tabla 16 Precio venta crudo pesado



Nota. Precio venta crudo pesado. Información tomada de la página web oficial de la ANLA (2021)

5.7.5.2 OPEX

OPEX	
Costos de Operación (Lifiting Cost, USD/Bl) *	7.0
Costo trabajos periódicos mantenimiento pozos (Work Over): USD/Bbl	1.1
Subtotal:	
ACUERDOS TARIFA POR USO DE CAPACIDAD INSTALADA:	
PLANTA DE REINYECCION DE AGUA PRODUCIDA ; USD/Bbl agua	1.10
TANQUES, USD/Bbl	0.8
FACILIDADES, USD/Bbl	0.8
Subtotal:	
*Costos DILUCIÓN CON NAFTA Y OTROS CRUDOS USD/Bbl	2.75
*COSTOS TRANSPORTE, CAMPO HASTA PUERTO COVEÑAS USD/Bbl	10.68

Nota. Información tomada de (Torres Saldaña, 2020; Gómez Meneses, 2021; ANH, 2021). (ver Apéndice A)

5.7.5.3 CAPEX

<u>CAPEX,USD</u>	FIRMA DEL ACUERDO, PERMISOS, COMPRAS EQUIPOS	
	Año 1	Año 2
PERMISOS (Ambientales, Acuerdos de Colaboración,)	400.000	
ADECUACIONES EN FACILIDADES PARA LA MEZCLA AGUA MEJORADA EN SUPERFICIE		2,500,000
INVERSIÓN 1% • EN AMBIENTAL		29.000
TOTAL, CAPEX		2,929,000

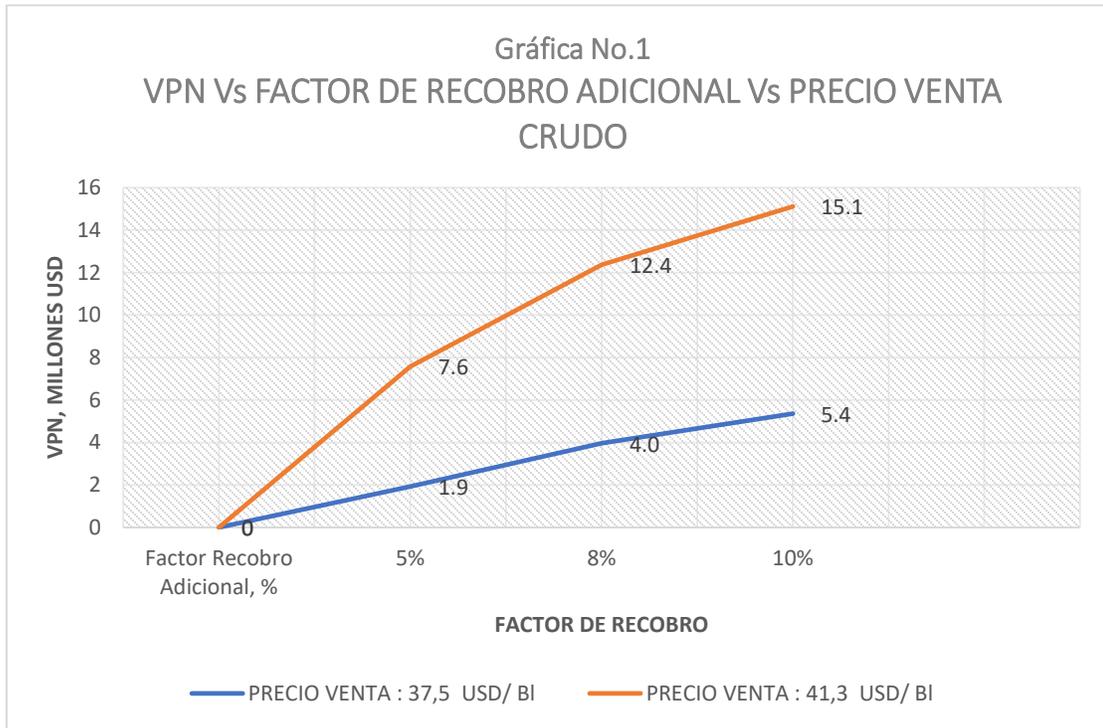
Nota. Información tomada de (Torres Saldaña, 2020; Gómez Meneses, 2021; ANH, 2021) . (ver Apéndice A)

Tabla 17 Escenarios VPN -Factor incremental y precio del hidrocarburo

PRECIO VENTA : PRECIO VENTA		
37,5 USD/ BI : 41,3 USD/ BI		
Factor Recobro Adicional, %	VPN, Millones USD	VPN, Millones USD
5%	1.9	7.6
8%	4.0	12.4
10%	5.4	15.1

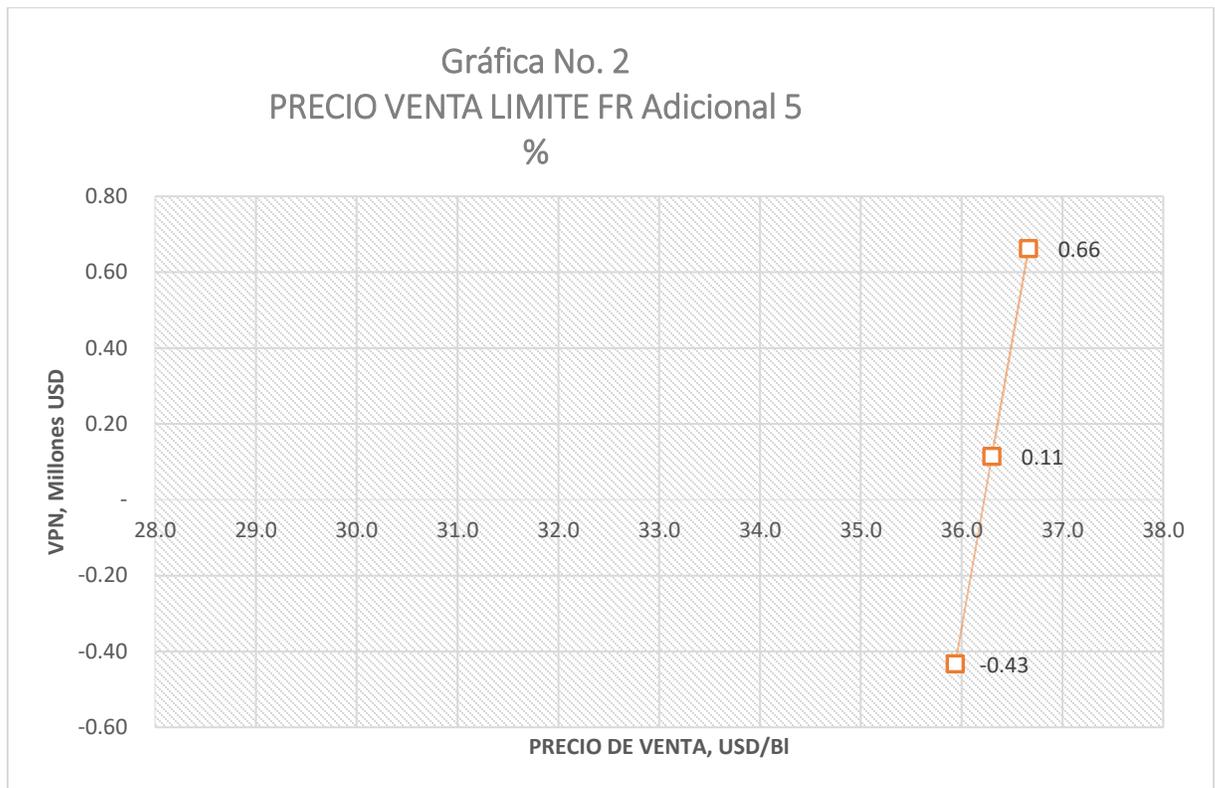
Nota Resultados vpn obtenidos del análisis financiero tomando como variables precio de venta crudo y factor de recobro adicional posible. (ver Apéndice A)

Figura 31 VPN vs Factor recobro adicional vs precio venta de crudo



Nota En esta grafica se puede observar como el valor del vpn varia de acuerdo con el precio de venta del crudo y del factor de recobro adicional, siendo el factor de recobro adicional del 10% y venta del crudo de 41.3 USD/BI el mejor escenario del proyecto. (ver Apéndice A)

Figura 32 Precio de venta limite Factor recobro adicional

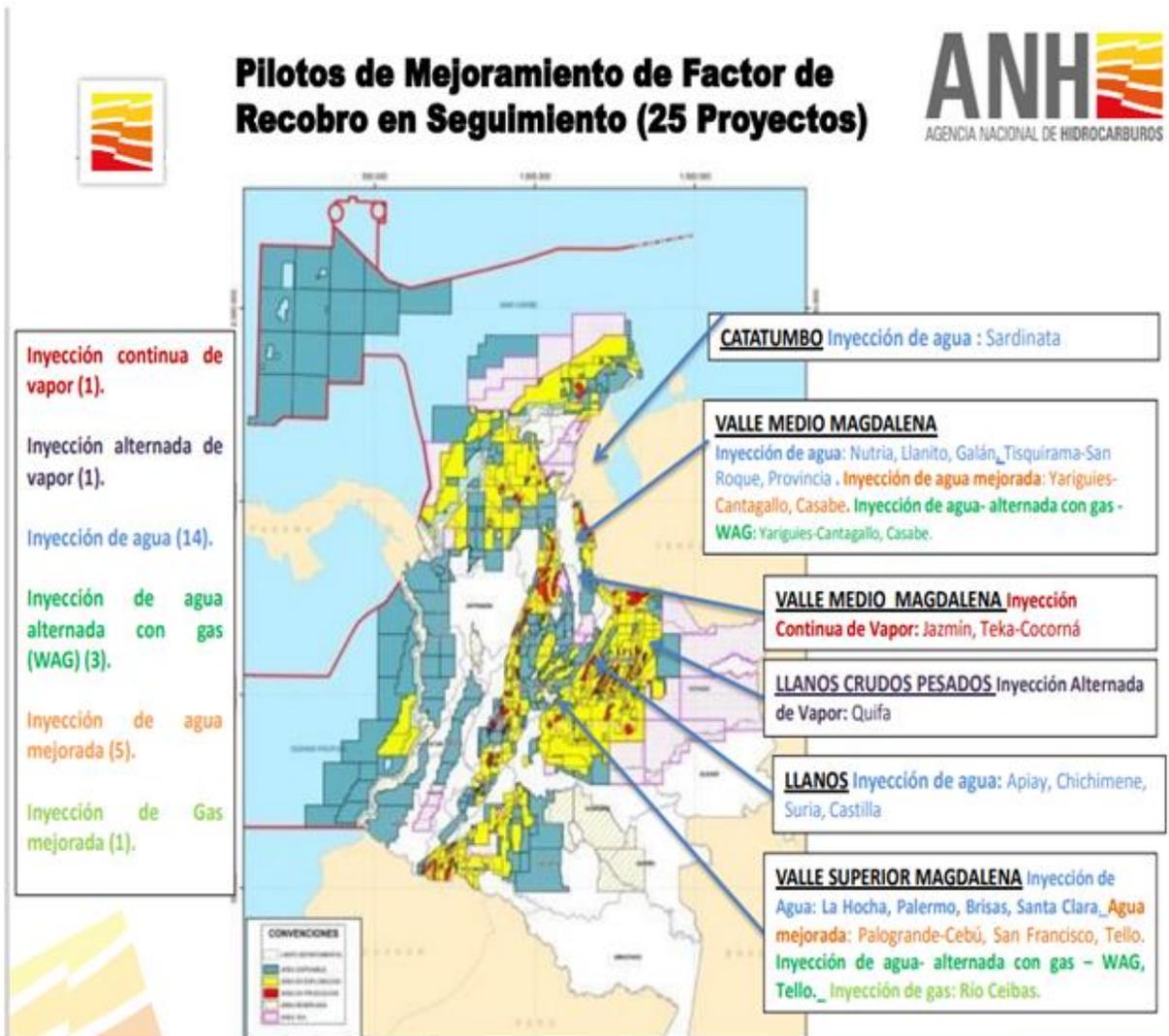


Nota Este análisis financiero se realizó teniendo en cuenta factores determinantes como: el precio de venta del hidrocarburo y el máximo factor de recobro que se pueda obtener; Si el precio de venta del crudo es menor de 36.4 USD/Bbl con un factor de recobro incremental del 5% el proyecto deja de ser viable financieramente debido a que el vpn es negativo. (ver Apéndice A)

5.8 Resultados obtenidos con la inyección de agua mejorada en Colombia.

En “ANH Pilotos de Mejoramiento de Factor de Recobro en Seguimiento (25 Proyectos)” se puede observar un mapa del territorio nacional que está subdividido por cuencas y en estas se puede encontrar información tanto de los campos como la tecnología que se está implementando en los pilotos para el aumento del factor de recobro. Se tomó principal énfasis en los pilotos de inyección de agua mejorada (inyección de agua mejorada es igual que agua inteligente mejorada).

Figura 33 Pilotos de mejoramiento del factor de recobro en Colombia



Nota. En esta figura se puede observar todos los proyectos de mejoramiento de factor de recobro que empezaron a implementarse desde el año 2014, se dará énfasis a los pilotos de agua mejorada. Adaptada de: (ANH Informe de Gestión 2014 Bogotá, enero de 2015)

Inyección de agua mejorada

- VALLE MEDIO DEL MAGDALENA:

Campo: Yariguies-Cantagallo, Casabe

- VALLE SUPERIOR MAGDALENA:

Campo: Palogrande-Cebú, San francisco, Tello.

- LLANOS

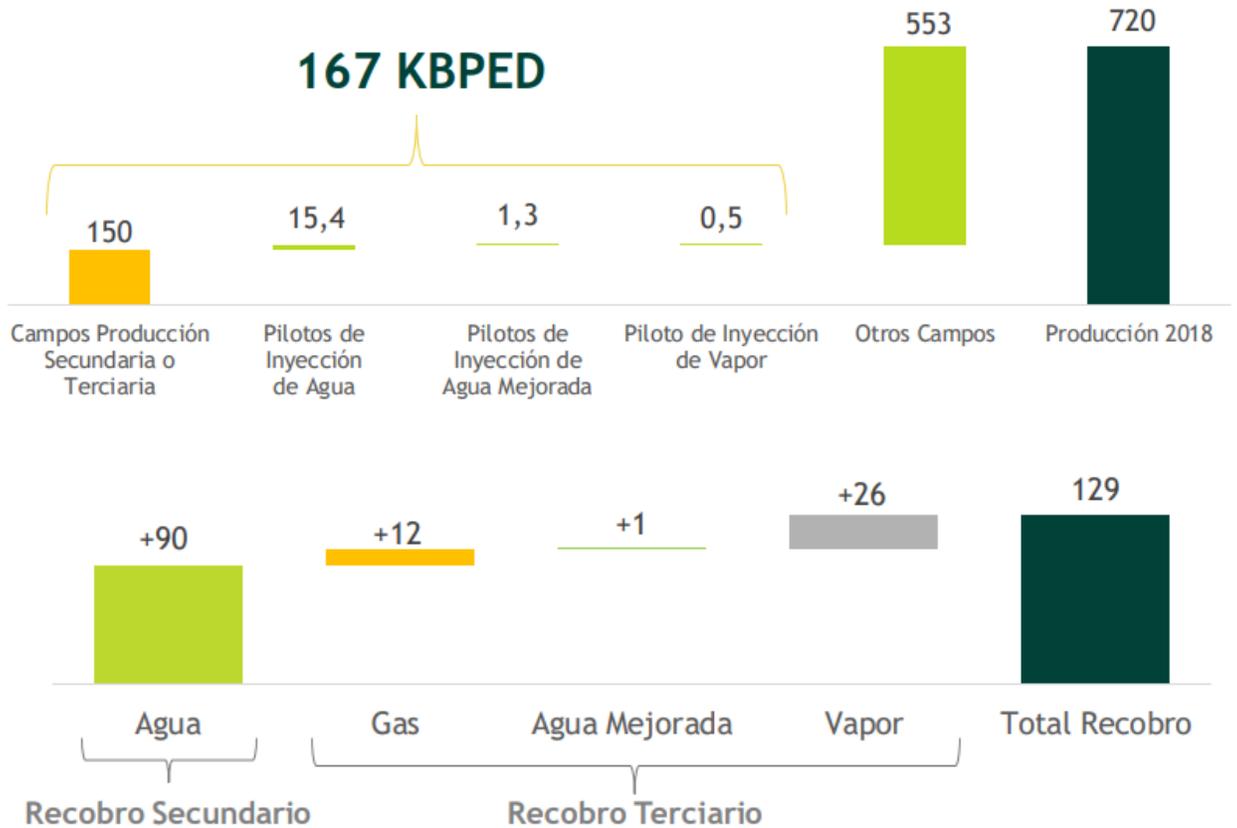
Campo: Chichimene, Castilla (ANLA – AUTO N° 00880 , 25 de febrero de 2020)

Resultados obtenidos de la aplicación de proyectos de recobro mejorado con enfoque principal en el agua inteligente mejorada

Ecopetrol en el documento de “Resultados 4T y Año 2018”, publicado en febrero de 2019, suministra información acerca de las proyecciones, estimaciones, aproximaciones o expectativas actuales de la compañía relacionadas con el futuro financiero y sus resultados operacionales.

Entre los resultados operacionales se muestran datos que se obtuvieron de los diferentes proyectos piloto implementados desde el 2014.

Figura 34 Resultados del programa de recobro mejorado



Nota. En esta figura se puede observar los resultados que se obtuvieron hasta el 2018 de los diferentes pilotos de recobro mejorado para el aumento del factor de recobro en el cual los pilotos de inyección de agua mejorada aportaron un aproximado de 1,3 KBPED. La implementación de todos estos pilotos generó un 23% de contribución del programa de recobro a la producción, además de incorporar 129 MBPE de reservas para el 2018 . Adaptada de: Resultados 4T y Año 2018 (ECOPETROL,2019,p.11)

Además de esto, en “Resultados segundo trimestre 2018, por la senda del crecimiento rentable” la compañía suministra información acerca de los proyectos de aumento de factor de recobro e informa acerca de los resultados que se están obteniendo hasta esa fecha, en los que puntualmente dice :

Se destaca la efectividad de los pilotos de inyección de agua (Castilla, Chichimene, Apiay y Suria), inyección de agua mejorada con polímeros (Chichimene, Casabe, La Cira, Infantas y Yariguí) (...), con los cuales se ha logrado incrementar la producción de crudo de manera significativa, con un menor volumen de inyección de agua y agua mejorada respecto del plan.

Este resultado refleja la curva de aprendizaje que está teniendo la Compañía en el programa. Adicionalmente, se ha ratificado la posibilidad de incrementar el factor de recobro entre el 5% y el 11% aproximadamente para agua e inyección de polímeros. (ECOPETROL,2018,p.13)

Tabla 18 Pilotos para el aumento del factor de recobro

TECNOLOGÍA	PILOTOS	EN EVALUACIÓN	VIABILIZACIÓN EXPANSÓN	NO VIABILIZACIÓN EXPANSIÓN
No Térmico				
INYECCIÓN DE AGUA	19	9	8	2
OPTIMIZACIÓN INYECCIÓN DE AGUA	1	-	1	-
INYECCIÓN DE AGUA MEJORADA	9	5	4	-
INYECCIÓN DE GAS	7	6	1	-
Térmico				
INYECCIÓN DE VAPOR	4	-	2	2
INYECCIÓN DE AIRE	2	1	-	1
TOTAL	42	21	16	5

Nota. En esta tabla se puede observar todos los proyectos de mejoramiento de factor de recobro que se estaban en ejecución en el año 2018 los cuales estaban en proceso de: evaluación,

viabilización o expansión y no viabilización o expansión. Adaptada de: Resultados segundo trimestre 2018, por la senda del crecimiento rentable (ECOPETROL,2019,p.13)

Esto demuestra la importancia y efectividad que está teniendo la implementación del agua mejorada (agua inteligente) sobre los pilotos de recobro y cómo estos ya están mostrando una gran posibilidad de implementación y expansión como proyectos de recobro mejorado en Colombia.

6 Discusión

El análisis financiero asume la ejecución de un piloto que incluye pozos productores de crudo pesado y pozos para la reinyección del agua producida mezclada con el agua mejorada en un campo petrolero en el que se viene ejecutando un proyecto de reinyección de agua desde hace 8 años.

La formulación del agua inteligente mejorada no se especifica en el documento debido a que se encuentra en una etapa temprana de ejecución y, por ende, es de carácter confidencial-

6 Conclusiones

Este tipo de tecnología EOR como lo es el agua inteligente mejorada, se recomienda su implementación durante la tercera etapa de producción, ya que en esta etapa las tensiones interfaciales son las que predominan y el agua inteligente mejorada permite modificar estas fuerzas.

En el análisis realizado se concluye que existen una variedad de surfactantes que se pueden utilizar en la formulación que tienen una limitante de temperatura, dado que algunos surfactantes a altas temperaturas no tienen un buen rendimiento y esto perjudica directamente a la formulación.

En la experiencia de varios proyectos de recobro mejorado con inyección y reinyección de agua en Colombia se concluye que la propiedad del yacimiento que más afecta el diseño de la formulación es la temperatura del yacimiento.

En los métodos de recuperación de crudo pesado en Colombia se han realizado diversas pruebas de laboratorio que evidencian un mayor porcentaje de recuperación de crudo pesado con la inyección de agua mejorada. Los pilotos implementados han obtenido buenos resultados del orden de 10 % de recobro mejorado, reafirmando el aumento del factor de recobro obtenido en estas pruebas.

Partiendo de la formulación HLD (Balance Hidrofílico-Lipofílico) se observa que tiene parámetros determinados por medio de ecuaciones numéricas las cuales indican los posibles componentes óptimos para realizar esta formulación.

La viabilidad financiera del piloto depende del factor de recobro que se obtiene con la reinyección del agua producida con agua mejorada, y del precio de venta del crudo pesado. Esto último debido a que en los proyectos de crudo pesado se tienen altos costos en su transporte desde el campo hasta el puerto de exportación porque requieren dilución con nafta y otros crudos livianos.

7. Recomendaciones

Se realizó este proyecto de manera teórico-conceptual para brindar algunas bases que posteriormente tendrán la oportunidad de ejecutarse en el grupo de investigación de tomografía computarizada de la Universidad Industrial de Santander, para profundizar la investigación y llevarlo a un nivel experimental.

Referencias Bibliográficas

- Acoua – Tecnología. (2021). *proceso de oxido reducción*. Obtenido de <https://acqua.com.pe/autodesk>.
- Adaira, J. H., Suvaci, E., & Sindel, J. (2001). *Surface and Colloid Chemistry*. 70-73. <https://www.sciencedirect.com/topics/pharmacology-toxicology-and-pharmaceutical-science/dlvo-theory>
- Al-Mjeni, R., Arora, S., Cherukupalli, P., Wunnik, J. v., Edwards, J., Felber, B. J., . . . Ramamoorthy, R. (Invierno 2010/2011, no 4). *¿Llegó el momento para la tecnología EOR? Oilfield Review*. <https://docplayer.es/8551392-Llego-el-momento-para-la-tecnologia-eor.html>
- ANH. (2020). ANH. *Estadística del sector* .<https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/regal%C3%ADas-y-producci%C3%B3n/estadisticas-e-informes>
- ANH. (2006). *Estudios-Integrados-y-Modelamientos cuenca llanos orientales*. https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf
- Autodesk.(2021).*Analisis de elementos finitos*. <https://latinoamerica.autodesk.com/solutions/finite-element-analysis>
- Avila, J. A. (2017). *Inyección de agua de baja salinidad:un nuevo método eor por estudiar en colombia[Tesis de grado, uis]*. <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2017/168662.pdf>
- Barrios, j. (2014). *Implementacion del programa de tratamiento del sistema de aguas de produccion de campo _____*. https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/4.cuerpo_del_trabajo

- Comisión Europea, CORDIS. (2021). *Comisión Europea, CORDIS Resultado de investigaciones de la UE*. Obtenido de <https://cordis.europa.eu/article/id/86531-dlvo-surface-forces-studied-in-dynamic-conditions/es>
- Constitución Política de Colombia [Const]. Decreto 3176 de 2002 (Colombia). (s.f.).
- Contraloría general de la nación.(2021). Análisis sector minero energético. <https://acortar.link/SLxTzt>
- Craig, F. F. (1971). *The reservoir engineering aspects of waterflooding (Vol. 3)*. HL Doherty Memorial Fund of AIME.
- Dang C., e. a. (2013). State-of-the Art Low Salinity Waterflooding for Enhanced Oil Recovery. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition.
- dataphysics understanding instruments. (2021). *Surfactants & critical micelle concentration (CMC)*. Obtenido de <https://www.dataphysics-instruments.com/knowledge/understanding-interfaces/surfactants-cmc/>
- Díaz Calvo, L., & Durán Moncada , A. D. (2019). *Evaluación de la evolución del daño de formación en pozos representativos del campo _____ en el periodo de tiempo del año 2014 al año 2018*. BOGOTÁ D.C. : Fundación Universidad de América Facultad de Ingenierías, Programa de Ingeniería de Petróleos .
- Dirección de Estudios Sectoriales, CONTRALORÍA. (2018). Autosuficiencia petrolera en colombia.
- Gómez Meneses, Á. S. (2021). Análisis en la Comercialización de crudos exportables Vasconia Blend y Castilla en los pasados 5 años. Bogotá: Fundación Universidad de América.

- González, E., Abrigo, S., Frigerio, M., Chambí, D., Montané, D., Fernández, L., . . . De la Cruz Vivanco, C. (2013). *Ensayos roca-fluido para la evaluación de la tensión interfacial requerida para la inyección de surfactantes en un proyecto de recuperación asistida*. Buenos Aires, Argentina: Universidad Nacional del Comahue. http://www.aaiq.org.ar/SCongresos/docs/04_025/papers/04a/04a_1471_065.pdf
- Gualteros Quiroga, M. J., Aranguren Silva, C. F., & Vargas Muñoz, A. F. (2018). *Potencial de un proyecto de recobro con smart water en un campo maduro del magdalena medio*[Tesis Maestria, Universidad de los Andes]. Bogota. <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/43949/u830272.pdf?sequence=1>
- Jabbour, G., Márquez, R., & Guerra, I. (2009). *Un modelo para la clasificación de areniscas*. 30(3), 219-228. Mérida, Venezuela: Ciencia e Ingeniería, vol. 30, núm. 3. <http://revistas.saber.ula.ve/index.php/cienciaeingenieria/article/view/1103/0>
- Kinn, M. S. (2017). *Smart Water injection into sandstone reservoirs for enhanced oil recovery – Influence of oil* [Tesis Maestria, University of Stavenger]. <https://uis.brage.unit.no/uis-xmlui/handle/11250/2462303>
- Lager, A. W. (2008). *Low Salinity Oil Recovery - An Experimental Investigation* 1 . 12. <https://onepetro.org/petrophysics/article/171146/Low-Salinity-Oil-Recovery-An-Experimental>
- Macualo, F. H. (2012). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Neiva: Universidad Surcolombiana.<http://oilproduction.net/files/Libro%20Fundamentos%20de%20Ing%20de%20Yacimientos%20-%20Fredy%20Escobar.pdf>

- Maya, G., Castro, R., Lobo, A., Ordóñez, A., & Sandoval, J. (2010). *Estatus de la recuperación mejorada de petróleo en Colombia. ecopetrol.*
http://oilproduction.net/files/eor_ecopetrol.pdf
- Mcguire, p. e. (2005). *Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope.* SPE 93903. [https://onepetro.org/SPEWRM/proceedings/05WRM/All-05WRM/SPE-93903-MS/187907#:~:text=The%20low%20salinity%20EOR%20\(LoSal,evaluated%20for%20North%20Slope%20reservoirs.](https://onepetro.org/SPEWRM/proceedings/05WRM/All-05WRM/SPE-93903-MS/187907#:~:text=The%20low%20salinity%20EOR%20(LoSal,evaluated%20for%20North%20Slope%20reservoirs.)
- Mirzaei-Paiaman, A. (2021). *New methods for qualitative and quantitative determination of wettability* Elsevier, 1-2. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236120326193>
- Norman, h., & Trombetta, J. C. (2009). *El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria.* *tiorco.* [http://www.oilproduction.net/files/Nota%20Tecnica%20Agosto%202007%20\(2\).pdf](http://www.oilproduction.net/files/Nota%20Tecnica%20Agosto%202007%20(2).pdf)
- Salgado m. , b. m., & gonzalez v, l. a. (2005). *Efecto de la mojabilidad en las propiedades petrofísicas y operaciones de recobro secundario.* Universidad Industrial de Santander. <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2005/116200.pdf>
- Palacio, R. P. (1969). *Yacimientos con empuje hidraulico.* 2-70. Maracaibo, Venezuela: Universidad del zulia, faculta de ingenieria de petroleos. <http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/Yacimientos%20con%20empuje%20hidr%C3%A1ulico%20-%20Ramiro%20P%C3%A9rez%20Palacio%20-%201969.pdf>
- Rangel, J. P. (2010). *ANÁLISIS S.A.R.A.* Universidad Industrial de Santander. <https://pdfcoffee.com/analisis-sara-lab-fluidos-pdf-free.html>

- Norman, h., & Trombetta, J. C. (2009). *El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria*. [http://www.oilproduction.net/files/Nota%20Tecnica%20Agosto%202007%20\(2\).pdf](http://www.oilproduction.net/files/Nota%20Tecnica%20Agosto%202007%20(2).pdf)
- Salgado m. , b. m., & gonzalez v, l. a. (2005). *efecto de la mojabilidad en las propiedades petrofísicas y operaciones de recobro secundario*. Universidad Industrial de Santander. <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2005/116200.pdf>
- Salager, J. L. (1991). *Uso de los Surfactantes en la industria petrolera. Cuaderno FIRP 350A*, 1. Venezuela: Laboratorio FIRP,Escuela de ingeniería química,Universidad de los Andes. <https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S350A.pdf>
- Salager, J. L., Anton, R., Anderez, J., & Aubry, J. M. (1998). *Adsorción y Mojabilidad. Cuaderno FIRP S160A*, 2. Venezuela: Laboratorio FIRP,Escuela de INGENIERIA QUIMICA,UNIVERSIDAD de Los ANDES. <https://es.firp-ula.org/adsorcion-y-mojabilidad/>
- Salager, J. L., Anton, R., Anderez, J., & Aubry, J. M. (2015). *Formulación de microemulsiones por el metodo HDL. Cuaderno FIRP S211T*. Venezuela: Laboratorio FIRP,Escuela de INGENIERIA QUIMICA,UNIVERSIDAD de Los ANDES. <https://es.firp-ula.org/formulacion-de-microemulsiones-por-el-metodo-del-hld/>
- Salager, J.-L., Forgiarini, A., Márquez, L., & Tolosa, L. y. (2009). *Microemulsiones para la recuperación mejorada de crudo y la limpieza de pozos* . *Revista Ciencia e Ingeniería*. <https://www.redalyc.org/pdf/5075/507550784010.pdf>
- Salager, P. J.-L. (2002). *SURFACTANTES Tipos y usos. Cuaderno Firp 300A*. Venezuela: Laboratorio FIRP,Escuela de INGENIERIA QUIMICA,UNIVERSIDAD de los ANDES. <https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S300A.pdf>

- Salager, R. E. (2005). *Tensión Interfacial*. Cuaderno FIRP N° 203B, 1. Venezuela: Laboratorio FIRP, Escuela de INGENIERIA QUIMICA, UNIVERSIDAD de Los ANDES.
<https://es.firp-ula.org/tension-interfacial/>
- Sánchez, H. A. (2018). *Efecto de la Fuerza Iónica Sobre la Estabilidad Coloidal de Nanopartículas de SiO₂ en soluciones acuosas*. [Tesis Licenciado Física, Benemérita Universidad Autónoma de Puebla].:
<https://repositorioinstitucional.buap.mx/handle/20.500.12371/7595>
- Schlumberger Glossary. (2021). *presión osmótica*.
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/o/osmotic_pressure#:~:text=La%20presi%C3%B3n%20que%20debe%20aplicarse,de%20alta%20salinidad%20por%20%C3%B3smosis.
- Schlumberger Glossary. (2021). *comportamiento de fase Winsor*.
https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/w/winsor_phase_behavior
- StuDocu. (2021). *Recuperación secundaria y mejorada*.
<https://www.studocu.com/co/document/universidad-industrial-de-santander/metodos-de-recobro/recobro-secundario-y-mejorado/2578733>
- Takeuchi, D. (2011). *Nanociencia y la Nanotecnología*. 51. México..
<https://es.scribd.com/document/526958266/Nanociencia-y-Nanotecnologia-Noboru-Takeuchi>
- Torres Saldaña, C. M. (2020). *Viabilidad económica Crudos Pesados*, Cuenca Llanos Orientales. Bogotá: Universidad Nacionade Colombia. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/7925>

- Torrijos, I. D. (2017). *Enhanced oil recovery from sandstones and Carbonates with Smart Water* [Tesis Doctoral, University of Stavenger]. <https://uis.brage.unit.no/uis-xmlui/handle/11250/2453447>
- Torrijos, I. D. (2018). *Recuperación mejorada de petróleo en areniscas y carbonatos con Smart Water*. 36. Noruega: Investigador posdoctoral en química de yacimientos del Departamento de Recursos Energeticos. http://editorial.ucentral.edu.co/ojs_uc/index.php/Ingeciencia/article/view/2810#:~:text=L a%20inyecci%C3%B3n%20de%20fluidos%20Smart,mojabilidad%20en%20areniscas%20y%20carbonatos.
- Universidad de Alicante. (2021). *Clasificación de areniscas*. <https://web.ua.es/es/e-pesedua/siliciclasticas/clasificacion-de-areniscas.html>
- Universidad de granada. (2021). *Areniscas*. <http://edafologia.ugr.es/rocas/arenisc.htm>
- Wright A y Gene Collins, C. C. (1985). *Developments in Petroleum Science*. 155-170. Elsevier. <https://www.sciencedirect.com/bookseries/developments-in-petroleum-science>