

Aplicación o Uso de Surfactantes Poliméricos como Método de Recobro Mejorado de
Hidrocarburos

Jamith De Jesús Medina Torres y Sergio Nicolás Blanco Hernández

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Nicolás Santos Santos

M.Sc. Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físicoquímica

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A Dios por las bendiciones otorgadas en mi arduo caminar.

A mi ángel que me cuida desde el cielo.

A mi familia por ser pieza fundamental en el cumplimiento de mis metas, ideales trazados, su apoyo constante y el amor incondicional que siempre me dieron.

A Sergio Nicolás por cada una de las experiencias vividas y demás personas que apoyaron mi constante formación y obtención de este logro.

Jamith De Jesús Medina Torres

Dedicatoria

Dedico este triunfo principalmente a Dios por ser mi guía en este arduo proceso.

A mis padres, hermanos, abuelos, tíos y demás familiares que creyeron en mi y me apoyaron en esta etapa de mi vida, gracias por todo el amor que me brindan cada día.

A Jamith de Jesús mi compañero de proyecto por todo lo vivido.

A mis amigos, por dar alegría a mis días.

Sergio Nicolás Blanco Hernández

Agradecimientos

Los autores enuncian sus más francos agradecimientos a:

A Dios.

A nuestro director del proyecto M.Sc. Nicolás Santos Santos, por su voto de confianza, creyendo en nuestras capacidades. Siendo él, pieza fundamental para el desarrollo investigativo, organizacional y líder para la generación de nuevos conocimientos en la industria O&G.

Al grupo de investigación en Tomografía Computarizada para Caracterización de Yacimientos (GIT), por su constante ayuda en nuestra investigación, su inquebrantable orientación para dar soluciones a problemas y formación integral como ingenieros multidisciplinarios.

Nuestra Alma Mater Universidad Industrial de Santander, la Escuela de Ingeniería de Petróleos siendo esta generadora de conocimientos, formando profesionales íntegros, éticos y comprometidos con la sociedad.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	11
1. Objetivos	12
1.1 Objetivo General	12
1.2 Objetivos Específicos.....	12
2. Marco Referencial.....	13
2.1 Antecedentes Históricos de la Recuperación Mejorada de Crudo.....	13
2.1.1 Primeras Aplicaciones de la Recuperación Mejorada	14
2.1.2 Inyección Polimérica en Campos Colombianos	16
2.1.3 Examen Técnico al Desempeño de los Pilotos	29
2.2 Marco Teórico.....	33
2.2.1 Inyección de Surfactantes como EOR	34
2.2.2 Soluciones Micelares y/o Microemulsiones	35
2.2.3 Tipo de Surfactantes	38
En general son más usados como co-surfactantes que como surfactante principal. (González, 2017).	40
2.2.4 Elección del Surfactante	41
2.2.5 Retención del Surfactante	43
2.2.6 Control de Movilidad.....	43
2.2.7 Inyección de Polímeros como Método EOR	46
2.2.8 Selección del Polímero	47

2.2.9	Proceso de Inyección del Polímero.....	48
2.2.10	Problemas Asociados a la Inyección de Polímeros.....	49
2.2.11	Factores que Controlan la Técnica de Inyección de Polímeros	51
2.3	Inyección de Surfactantes Poliméricos	57
2.3.1.	Generalidades en el Proceso de Inyección de Surfactantes Poliméricos como Método de Recobro Mejorado	59
2.3.2	Requerimiento para la Inyección de Surfactantes Poliméricos.....	59
2.3.3	Efectos Asociados a la Aplicación de Surfactantes Poliméricos	60
2.3.4	Criterios del Pozo para la Inyección de Surfactantes Polimericos.	61
2.4	Impactos Económicos-Ambientales por Aplicación de Sustancias Poliméricas en Procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos	62
3.	Conclusiones.....	64
4.	Recomendaciones	66
	Referencias Bibliográficas	67

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Proyecto de recobro secundario en Colombia.</i>	16
Figura 2. <i>Localización espacial del Campo Yarigúí – Cantagallo.</i>	17
Figura 3. <i>Área piloto inyección de polímero campo Yarigúí – Cantagallo.</i>	19
Figura 4. <i>Localización del campo Casabe.</i>	20
Figura 5. <i>Área piloto inyección de polímero para el campo Casabe.</i>	22
Figura 6. <i>Ubicación del campo Palogrande-Cebú.</i>	23
Figura 7. <i>Áreas piloto en la inyección de polímeros par el campo Palogrande-Cebú.</i>	25
Figura 8. <i>Localización del campo Chichimene</i>	27
Figura 9. <i>Área piloto para la inyección de polímero en el campo Chichimene.</i>	28
Figura 10. <i>Evolución del factor PEF en pilotos de inyección de polímero en Colombia.</i>	31
Figura 11. <i>Evolución del factor PEF para pilotos de inyección de polímero en Colombia, en función de kilogramos inyectados.</i>	32
Figura 12. <i>Gráfico inyección de surfactantes.</i>	35
Figura 13. <i>Estructura molecular de algunos surfactantes.</i>	39
Figura 14. <i>Tipos de polímeros usados para la extracción de crudo.</i>	45
Figura 15. <i>Diagrama de Inyección Periférica.</i>	53

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Datos básicos del campo Yariguí – Cantagallo (arenas Cantagallo, formación La Paz).18	
Tabla 2. <i>Datos básicos del campo Casabe (arenas Colorado)</i> 21	21
Tabla 3. <i>Datos básicos del campo Palogrande – Cebú</i> 24	24
Tabla 4. <i>Datos básicos del campo Chichimene (formación T2)</i> 27	27
Tabla 5 . <i>Información relevante de piloto de inyección de polímeros</i> 30	30
Tabla 6. <i>Sinopsis inyección / producción de pilotos en Colombia</i> 33	33
Tabla 6. <i>Criterios del pozo para la Inyección de Surfactantes Poliméricos</i> 61	61

Resumen

Título: Aplicación o Uso de Surfactantes Poliméricos como Método de Recobro Mejorado de Hidrocarburos *

Autor: Jamith De Jesús Medina Torres, Sergio Nicolás Blanco Hernández **

Palabras Clave: Recobro mejorado, Surfactantes Poliméricos, Hidrocarburos, Inyección, Yacimientos

Descripción: En el inicio de la industria petrolera, los ingenieros podían optar por descartar determinados yacimientos, ya sea por el tipo de crudo o la clase de entrapamiento que estos presentaban. Al pasar el tiempo, la explotación y producción petrolera giró en torno a yacimientos convencionales de crudos livianos, sin embargo, al hablar de recursos no renovables era inminente el déficit de dichos recursos energéticos a mediano plazo. Hoy en día la gran mayoría de las reservas probadas en Colombia corresponden a crudos pesados y extra pesados, sin mencionar la predominancia de yacimientos no convencionales; es por ello, que resulta necesaria la implementación de métodos de recobro mejorado para facilitar la extracción y aumentar la producción de dicha clase de hidrocarburos.

Uno de estos métodos es la inyección de surfactantes poliméricos el cual se basa en la aplicación de un tapón de surfactante en un medio poroso. Continuo a esto, una píldora de polímeros es la que garantiza un mayor empuje de la fase continua del crudo residual el cual se encuentra entrapado en los poros. Los diversos mecanismos de recobro tienen como finalidad el control de la movilidad de crudo, ya que esta correlacionado con la capacidad de desplazamiento que tiene un fluido inyectado al yacimiento. Con este proyecto se busca contribuir en la búsqueda de nuevas técnicas que favorezcan los indicadores de producción de los crudos por medio de la inyección de surfactantes que tienen como finalidad reducir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, aumentando su miscibilidad en búsqueda de mejorar la relación de movilidad entre las diversas fases, logrando un aumento en el recobro.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Nicolás Santos Santos M. Sc. Ingeniería de hidrocarburos

Abstract

Title: Application or Use of Polymeric Surfactants as an Enhanced Oil Recovery*

Author: Jamith De Jesús Medina Torres, Sergio Nicolás Blanco Hernández.**

Key Words: Enhanced oil recovery, polymeric-surfactants, hydrocarbons, injection, oilfield.

Description: At the beginning of the oil industry, engineers could choose to discard certain oilfields, either because of the type of crude oil or the kind of entrapment they presented. As time passes by, oil exploitation and production revolved around conventional light crude oilfields, however, in terms of nonrenewable resources, the deficit of such energy resources in the medium term was imminent. Today, the vast majority of proven reserves in Colombia correspond to heavy and extra heavy crude, not to mention the predominance of unconventional reservoirs; therefore, it is necessary to implement improved recovery methods to facilitate the extraction and increase the production of this type of hydrocarbons.

One of these methods is the injection of polymeric-surfactants, which is based on the application of a surfactant plug in a porous medium. Following this, a polymer pill is the one that guarantees a higher thrust of the continuous phase of the residual crude oil, which is trapped in the pores.

The various recovery mechanisms are aimed at controlling the mobility of crude oil, as it is correlated with the displacement capacity of a fluid injected into the reservoir. This project seeks to contribute in the search for new techniques that favor the production indicators of crude oil through the injection of surfactants that aim to reduce the interfacial tension between water and oil, increasing its miscibility in search of improving the mobility ratio between the various phases, achieving an increase in recovery.

* Project of grade

** Faculty of Engineering Physical Chemical. Petroleum Engineering School. Director: Nicolás Santos Santos M.Sc. Hydrocarbon Engineering

Introducción

Debido a la alta demanda energética que hay en la actualidad, y el desenfrenado crecimiento proyectado para los siguientes años, cerca del 80% de la energía que se consume a nivel mundial es producida por combustibles fósiles, de los cuales un 36% es proveniente del petróleo, lo que hace referencia aproximadamente a 30 billones de barriles al año; datos arrojados de uno de los informes presentados en el 2020 por el PROGRAMA DE NACIONES UNIDAS PARA EL MEDIO AMBIENTE (PNUMA).

Esto ha llevado a que se plantee la pregunta, “¿Qué nos traerá el futuro?” Al ser los hidrocarburos una fuente de energía no renovable, se deben buscar nuevas tecnologías para la posible extracción de estos en nuevos yacimientos o áreas aun no exploradas.

Una de las tecnologías usadas para mejorar la vida productiva de un yacimiento petrolífero es implementar los métodos de Recobro mejorado EOR (Enhanced oil recovery); cuya ventaja más significativa es poder pasar de casi el 30% de la extracción obtenida por los métodos tradicionales a un 50% de extracción en los yacimientos aplicando las técnicas actuales del EOR.

La intención de este proyecto de investigación es dar a conocer más a fondo sobre el método de recobro por inyección de surfactantes poliméricos, el cual consiste en un proceso para mejorar el porcentaje de producción posible de recuperar en un yacimiento petrolífero y de esta forma ampliar el rango del factor de recobro; la inyección de estos polímero en el yacimiento provocan una mejora en la eficiencia de barrido, lo que quiere decir que incrementa la producción de crudo en menores tiempos, reduciendo considerablemente los costos de producción y mejorando la economía de esos procesos.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Exponer la incidencia de la inyección de surfactante poliméricos como alternativa de métodos de recobro mejorado.

1.2 Objetivos Específicos

- Identificar el impacto que tiene el uso de surfactantes poliméricos en los yacimientos, en miras de aumentar los indicadores de recobro.
- Definir el método de recobro por inyección de surfactantes poliméricos con el fin de determinar su implementación en la industria de los hidrocarburos
- Evaluar las propiedades de los yacimientos para crudos pesados o extrapesados al inyectar surfactantes poliméricos, con la finalidad de estimar si existen o no variaciones en su estructura.

2. Marco Referencial.

2.1 Antecedentes Históricos de la Recuperación Mejorada de Crudo

En la actualidad, la Republica de Colombia avanza de manera sosegada por los retos que genera la recuperación mejorada de crudo, teniendo como meta ampliar las reservas de hidrocarburos con el único fin de mantener el indicador de producción cercano al millón de barriles por día, meta crucial para los colombianos, lo anterior con fin de abastecer las diferentes necesidades adyacentes a la industria de la petroquímica. Normalmente es posible extraer un bajo porcentaje de crudo con los métodos convencionales de extracción, quedando así un alto número de remanente tanto en los campos activos como en los inactivos.

Una de las estrategias del Gobierno Nacional para garantizar el abastecimiento de hidrocarburos y la incorporación de reservas a mediano y largo plazo, es la aplicación de tecnologías que mejoren el factor de recobro del Petróleo Original en Sitio, incentivando la producción, ya que a mayor producción, mayores serán los ingresos para la Nación. El petróleo recuperado a la fecha en Colombia es del 16% , y el factor de recobro aplicando las tecnologías actuales es del 21%. Teniendo como meta incrementar el factor de recobro inicialmente a 26% y luego al 30%, de ser posible esto se añadirían de 2.500 a 5.000 millones de barriles a las reservas probadas del país. (Gobierno de Colombia & Colciencias, 2019).

Bajo esta perspectiva, y con miras al estudio e investigación de las oportunidades tecnológicas e innovadoras que permitan incrementar tanto la producción como la generación de nuevas reservas explotables en el corto y mediano plazo, se plantea como prioridad para el país el desarrollo de las estrategias para garantizar el abastecimiento de hidrocarburos y la incorporación de nuevas reservas, con la aplicación de tecnologías que mejoren el factor de recobro del Petróleo

Original en Sitio, y así como mínimo mantener los niveles de producción de los últimos años, generando mayores ingresos fiscales para la Nación. (Gobierno de Colombia & Colciencia, 2019).

2.1.1 Primeras Aplicaciones de la Recuperación Mejorada

Las diferentes técnicas de recobro mejorado no han sido implementadas de manera extendida en Colombia. Se han realizado en el país solo 23 proyectos comerciales de recobro secundario (inyección de agua ó gases hidrocarburos livianos), y el recobro terciario ha tenido un desarrollo incipiente. Las aplicaciones se reducen únicamente a inyecciones cíclicas de vapor en campos de crudo pesado de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Otras iniciativas en recobro terciario han llegado a pilotos, tal como la inyección cíclica de CO₂ en dos pozos del Campo Galán a comienzos de los años 80's y en un pozo del Campo Llanito en el año 2008; procesos que pueden considerarse exitosos pero que por temas de disponibilidad de gas no fueron extendidos. Aplicaciones de polímeros para taponamiento de zonas, y surfactantes para disminución de la tensión interfacial fueron llevadas a cabo en el Campo Casabe, pero se redujeron a pozos aislados y el monitoreo de los resultados no fue el adecuado para determinar los resultados. (Maya et al., 2010).

El factor de recobro en Colombia es aproximadamente de 19%, y alrededor del 90% de los campos petrolíferos del país se encuentran todavía produciendo en su etapa primaria (El 88% de la producción proviene de producción primaria, el 11% de la producción secundaria y menos del 1% con métodos EOR) y muchos de ellos con alto grado de agotamiento de la energía del yacimiento. (Castro. et al., 2010).

Teniendo como referencia lo anterior y con la única finalidad de incrementar los indicadores de producción para hidrocarburos en Colombia, se otorga a la implementación de métodos EOR un actuar fundamental en lo relacionado a las nuevas tecnologías que contribuyen

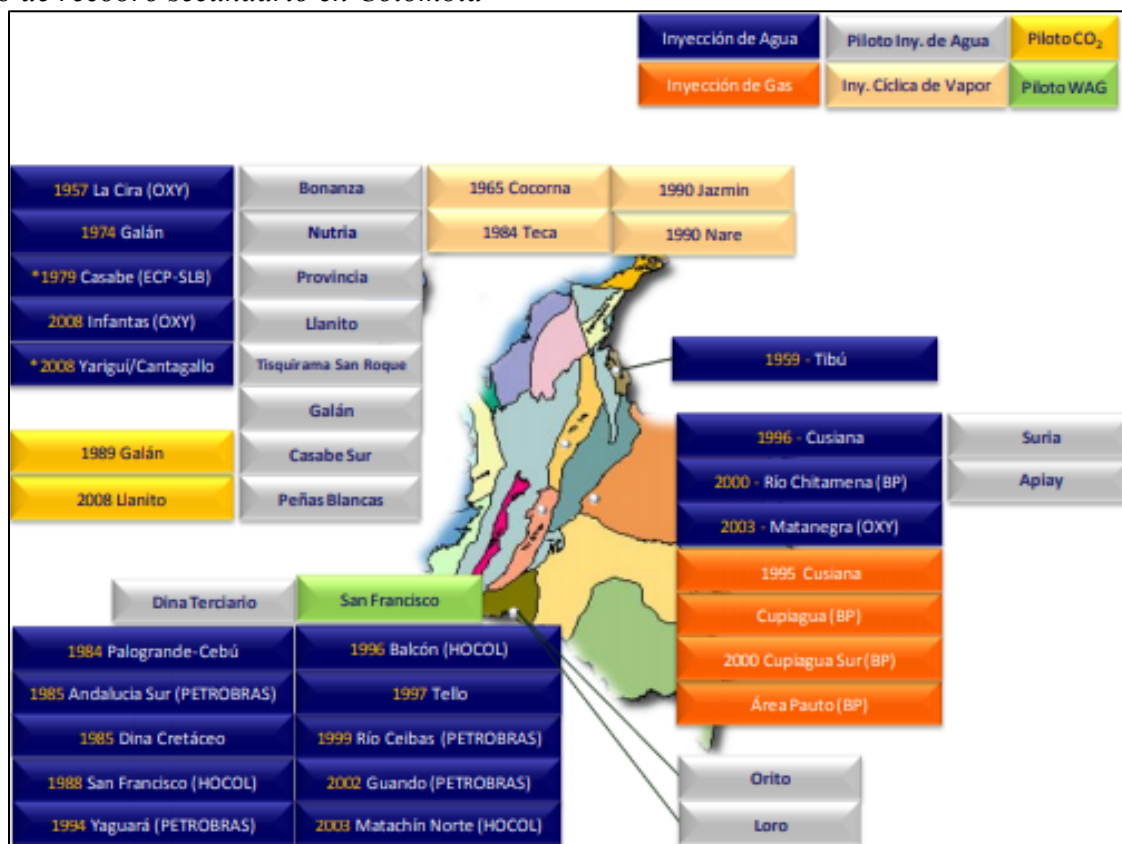
a mejorar el factor de recobro para los campos de la República de Colombia, así como su repotenciación para la aplicación de las nuevas tecnologías del mercado de los hidrocarburos, tendientes al incremento de productividad de los pozos.

En la actualidad encontramos campos que debido a sus características se encuentran o fueron sometidos a mecanismos como la inyección de vapor, agua y gas. Adicionalmente, se han generado pilotos que permitan obtener una evaluación general de los procesos de inyección, así mismo generar puntos de referencia o informes comparativos con otras naciones del mundo. Debido a que la práctica de recobro mejorado no es una aplicación común para Colombia, no se cuenta con la trayectoria operacional y experiencia local, en la actualidad el bajo desarrollo de la técnica a generado una limitación a solo análisis experimentales y pilotos que por diferentes razones no se han masificado.

Diferentes iniciativas en recobro químico han existido en Colombia, desde escala laboratorio hasta escala de campo, sin embargo, ninguna de estas actividades ha tenido un diseño o un monitoreo adecuado, por lo que no existe registro de resultados ni positivos ni negativos fruto de estos. (Maya et al., 2010)

Se tiene un recuento de un gran número de estudios a nivel de laboratorio, con la finalidad de poder identificar nuevas tecnologías, que se puedan emplear como una posible respuesta o solución a los fenómenos que inciden de manera desfavorable en el desempeño adecuado para los procesos de recobro secundarios. (Castro et al, 2010). Adicional poco a poco se avanza estudios para modelos de simulación numérica, como una segunda etapa dentro de un plan de diseño de posibles proyectos. (Maya et al., 2010)

Figura 1.
Proyecto de recobro secundario en Colombia

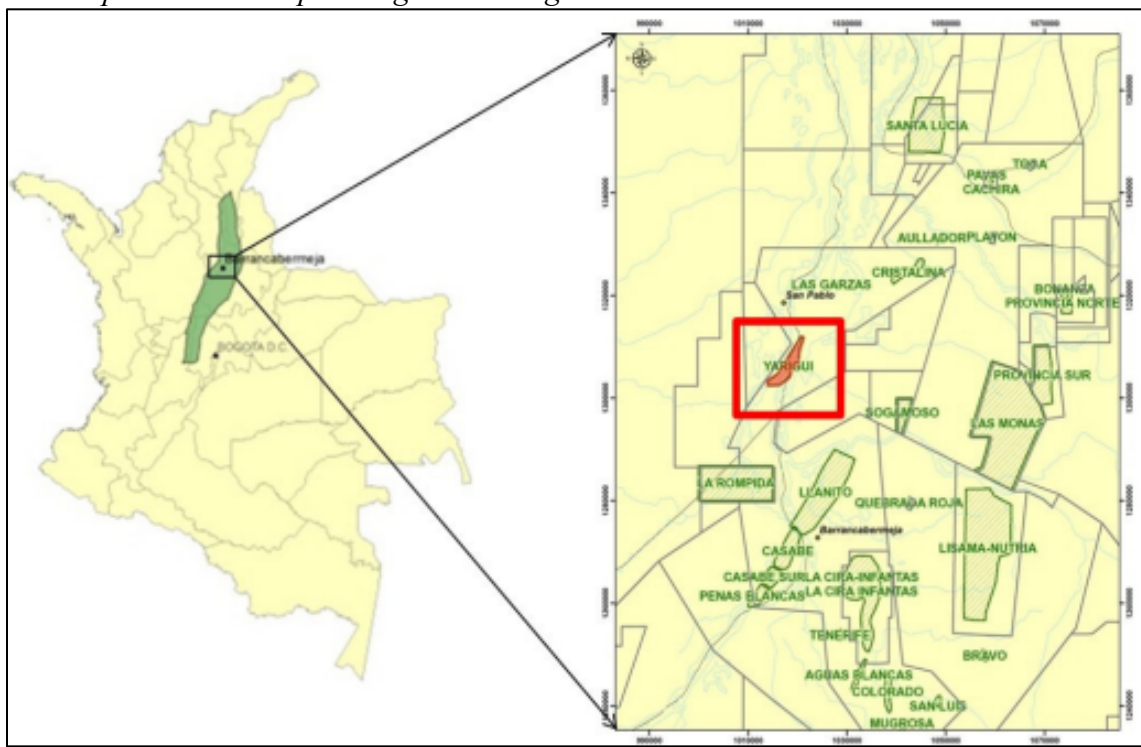


Nota. Tomado de *Estatus De La Recuperación Mejorada De Petróleo En Colombia* (pag.2), por Maya et al., 2010, Ecopetrol S.A.

2.1.2 Inyección Polimérica en Campos Colombianos

2.1.2.1 Campo Yariguí – Cantagallo. El campo esta geolocalizado en la sección Noroccidental de la Cuenca del valle medio del Magdalena, en la jurisdicción dual de los departamentos de Bolivar y Santander, a la altura de los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo. El Campo posee una extensión aproximada de 6km de largo por 2 km de ancho lo que se traduce a un área de 600Acres. Su descubrimiento data del año 1972 y en la actualidad se encuentra operado por Ecopetrol. S.A. (Rincon et al, 2013).

Figura 2.
Localización espacial del Campo Yarigui – Cantagallo



Nota. Tomado de *Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia* (pag.6), por Jiménez. et al., 2017, Acipet.

El Campo posee una estructura monoclinas de bloques evidentemente fallados (compartimentalizados) característicamente tiene ángulos de buzamiento de orden variable, en el caso de los intervalos productores son yacimientos del periodo Terciario, constituidos por arenas de regular consolidación con arcillolitas intercaladas. Las principales formaciones productoras del campo son Mugrosa y La Paz. (Perez., 2007)

La tabla 1 presenta los datos básicos de roca y fluido para las arenas Cantagallo, en las cuales se está desarrollando el piloto de inyección de polímero.

Tabla 1.*Datos básicos del campo Yariguí – Cantagallo (arenas Cantagallo, formación La Paz)*

Parámetro	Valor
Temperatura prom. yacimiento (° F)	138
Profundidad prom. yacimiento (pies)	-6744 TVDss
Rango de porosidad (%)	15 – 22
Rango de permeabilidad (mD)	50 – 350
Kv/Kh	0.1
Presión inicial (psi)	3250
Presión de burbuja (psi)	2425
Gravedad API aceite	21
Viscosidad del aceite (cP)	24 (a Pb)

Nota. Información tomada de Ecopetrol S.A.

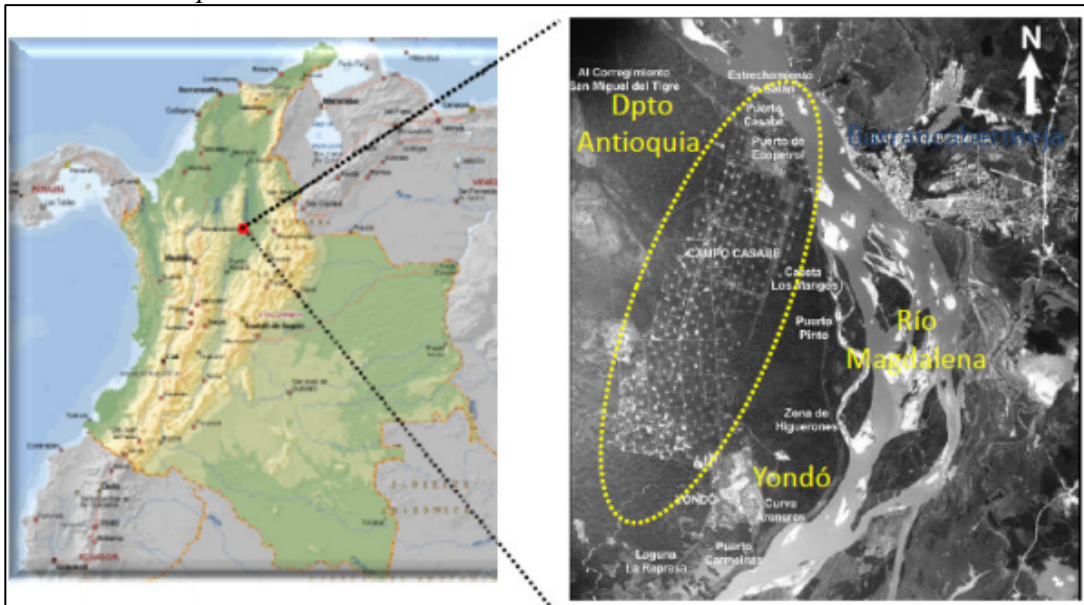
La primera ejecución en Colombia fue el piloto de inyección de agua mejorada en el campo Yarigui-Cantagallo, se dio inicio en el año 2014 a mediados del mes de marzo, inicialmente se ejecutó con el pozo YR-504. En abril del mismo año, inició el pozo YR-510 (Maya, 2015). Posteriormente, en marzo y mayo de 2016 iniciaron los pozos YR-512 y YR-511, respectivamente. La figura 3 muestra las áreas seleccionadas para la ejecución de este piloto. (Jiménez. et al., 2017).

de barriles de solución polimérica, 278.64 toneladas de polímero y se han producido 202.42 KBO incrementales. (Jiménez. et al., 2017).

2.1.2.2 Campo Casabe. El Campo Casabe es de tipo maduro, localizado en el municipio de Yondo en el departamento de Antioquia, específicamente ubicado al margen izquierdo del río Magdalena, frente al municipio de Barrancabermeja. Descubierta en 1941 y actualmente se encuentra operado por ECOPETROL. S.A. Y Schlumberger. (Ecopetrol & Schlumberger, 2017). La figura 4 exhibe la localización espacial de este campo.

Figura 4.

Localización del campo Casabe



Nota. Tomado de *Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia* (pag.8), por Jiménez. et al., 2017, Acipet.

El campo estructuralmente corresponde a un anticlinal de aproximadamente 8 km de largo con cierre definido en las 3 direcciones, su flanco está definido de manera correcta y posee una inclinación sur. Para el caso de la inclinación del norte sale del área de Casabe y llega a jurisdicción del campo Galán. Las fallas están asociadas perpendicularmente a la principal. (Amaya., 2010).

La tabla 2 presenta los datos básicos de roca y fluido para las arenas Colorado, en las cuales se está desarrollando el piloto de inyección de polímero.

Tabla 2.

Datos básicos del campo Casabe (arenas Colorado)

Parámetro	Valor
Temperatura prom. yacimiento (° F)	116
Profundidad prom. yacimiento (pies)	-3035 TVDss
Rango de porosidad (%)	15 – 28
Rango de permeabilidad (mD)	5 – 1000
Presión inicial (psi)	1510
Presión de burbuja (psi)	1228
Gravedad API aceite	37
Viscosidad del aceite (cP)	37 (a Pb)

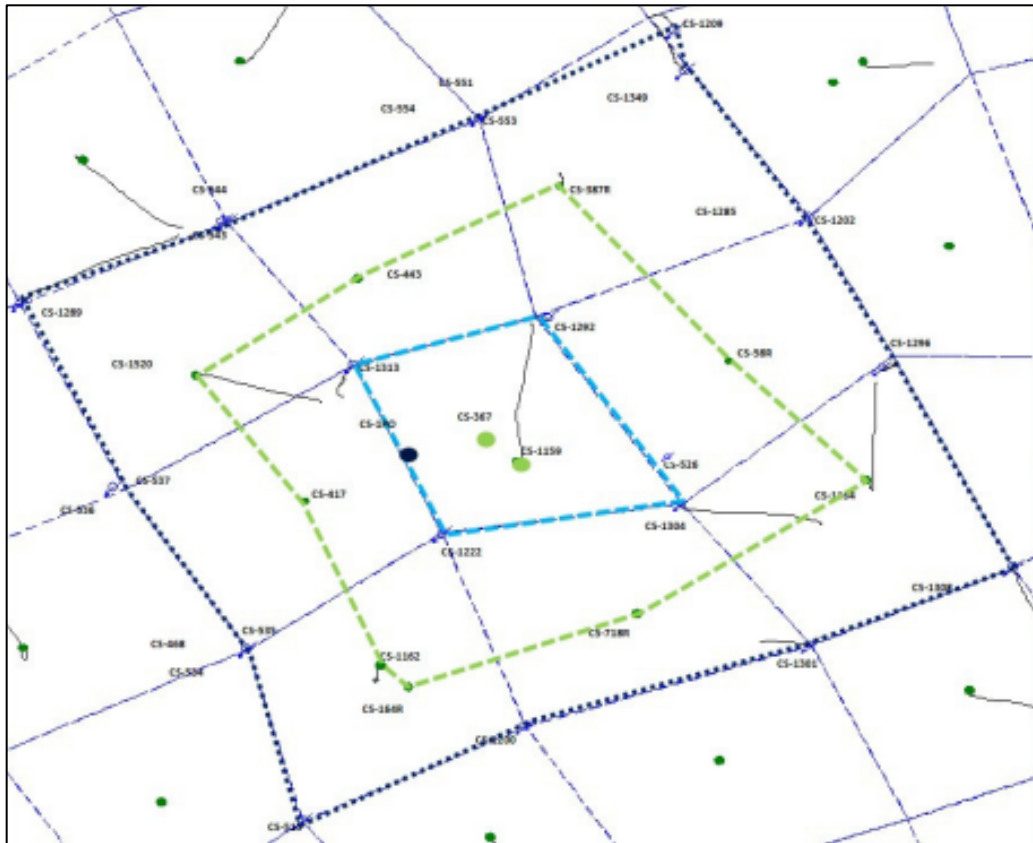
Nota. Información tomada de Ecopetrol S.A.

Se dio inicio al piloto en el año 2014 a mediados del mes de octubre, para el mes de agosto en el campo Casabe, con los pozos CSBE – 1222, CSBE – 1304, CSBE – 1313 y CSBE – 1292.

La figura 5 muestra las áreas seleccionadas para este piloto.

Figura 5.

Área piloto inyección de polímero para el campo Casabe



Nota. Tomado de *Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia* (pag.9), por Jiménez. et al., 2017, Acipet.

En este piloto, se maneja una fuente de agua de captación (fresca) de menos de 10 mg/l de cloruros, sin apariencia de grasas y aceites y contenido de hierro nulo. Se utiliza una concentración media de 312 mg/l de polímero en solución acuosa, para una viscosidad en cabeza de pozo de 11 cP, con lo cual se estima comprimir la relación de movilidades en la inyección de agua de 6 a valores cercanos a 1 con la inyección de polímero. A 31 de mayo de 2017 se han inyectado 1.28

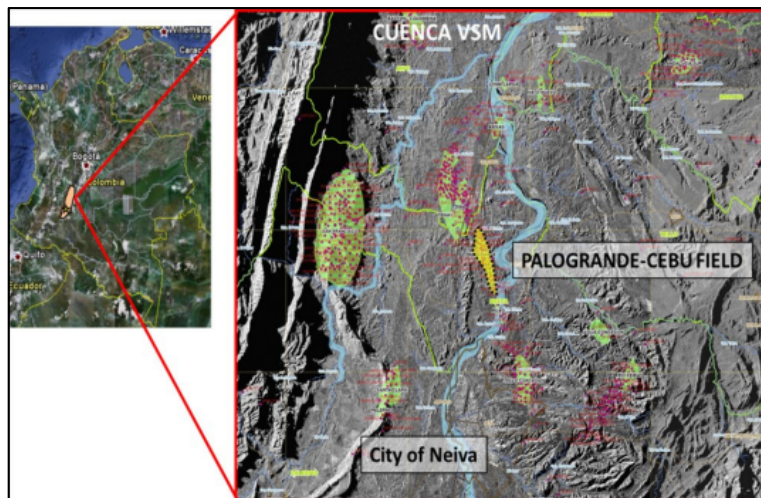
millones de barriles de solución polimérica, 72.72 toneladas de polímero y se han producido 109.99 KBO incrementales. (Jiménez. et al., 2017).

2.1.2.3 Inyección Polimérica Campo Palogrande-Cebú. El Campo Palogrande – Cebú se encuentra localizado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la zona norte de la capital del departamento de Huila, fue descubierto en 1971 y es operado por ECOPETROL S.A. El primer pozo perforado por HOCOL en el área del Campo Palogrande fue el PG-1, perforado en el año 1964, no fue posible probar la existencia de hidrocarburos en la Formación Monserrate debido a problemas mecánicos. En realidad, el desarrollo del Campo comenzó en 1980, con la perforación del pozo PG-3 y una producción inicial de 700 BOPD. (Garcia. & Molina., 2019).

El área total del campo es de 1140 acres aproximadamente. En términos generales es una estructura anticlinal con dirección NWSE, y es considerado como un yacimiento heterogéneo con un coeficiente de Dykstra Parson de 0.7 (Pérez, et al. 2017). La figura 6 exhibe la localización espacial de este campo.

Figura 6.

Ubicación del campo Palogrande-Cebú



Nota. Tomado de *Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia* (pag.10), por Jiménez. et al., 2017, Acipet.

La tabla 3 presenta los datos básicos de roca y fluido para las arenas K4 pertenecientes a la formación Monserrate, en las cuales se está desarrollando el piloto de inyección de polímero.

Tabla 3.

Datos básicos del campo Palogrande – Cebú

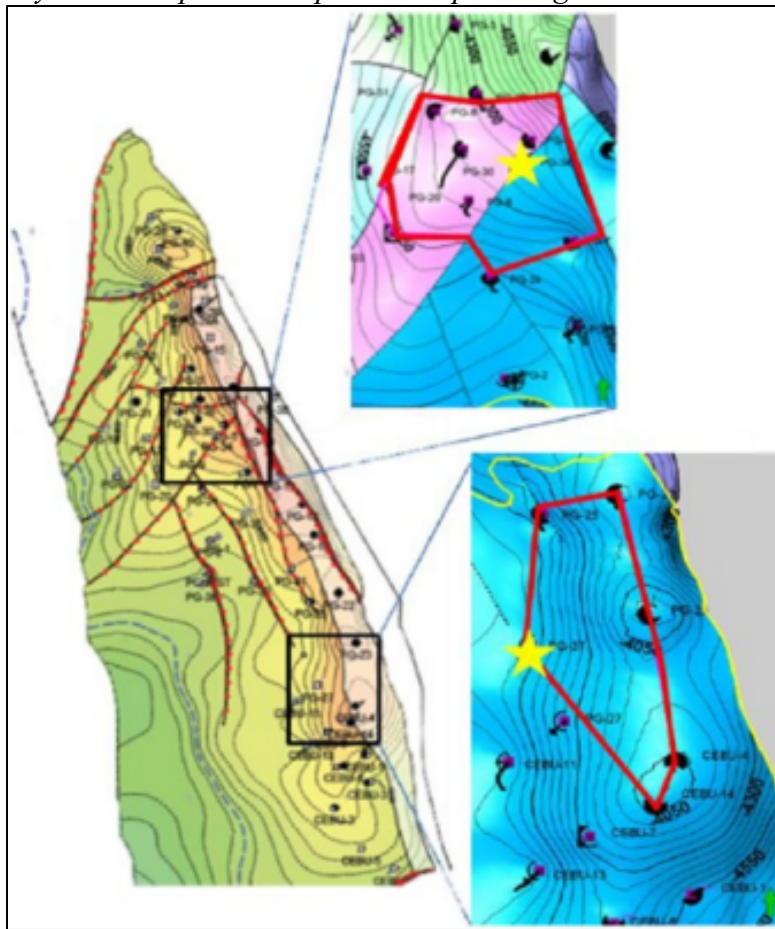
Parámetro	Valor
Temperatura prom. yacimiento (° F)	143
Profundidad prom. yacimiento (pies)	-5000 TVD _{ss}
Rango de porosidad (%)	15 – 22
Rango de permeabilidad (mD)	6 – 150
Presión inicial (psi)	2620
Presión de burbuja (psi)	790
Gravedad API aceite	20 - 22
Viscosidad del aceite (cP)	9,4 (a Pb)

Nota. Información tomada de Ecopetrol S.A.

El piloto en Palogrande – Cebú inició en mayo de 2015, con el pozo PG – 34; subsiguientemente, en febrero de 2016, se instruyó la inyección en el pozo PG – 37. La figura 7 muestra las áreas seleccionadas para este piloto.

Figura 7.

Áreas piloto en la inyección de polímeros par el campo Palogrande-Cebú



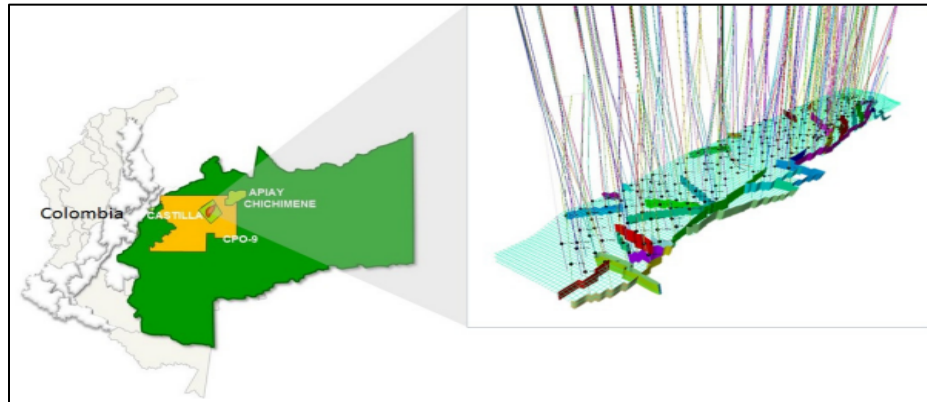
Nota. Tomado de *Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia* (pag.10), por Jiménez. et al., 2017, Acipet.

Para dicho piloto se requirió el uso de dos tipos de agua: la primera proveniente de la PIA Cebú, agua generada por el campo (4500 mg/l de cloruros aprox., 3 mg/l de hierro y hasta 10 mg/l de grasas y aceites), y un agua fresca derivada del sistema de captación Arenas de menos de 100 mg/l de Cl^- , con presencia revocada o no indicadora de hierro y sin grasas y aceites. La viscosidad objetivo en cabeza de pozo para este piloto es de 3.3 cP, con lo cual se estima reducir la relación

de movilidades en la inyección de agua de 7.5 a valores cercanos a 1 con la inyección de polímeros. (Jiménez. et al., 2017).

Para obtener el indicador de viscosidad, se emplea una concentración entre 1100 y 1500 mg/l de polímero en solución acuosa, cuando el agua de preparación es la proveniente de la PIA Cebú, y una concentración entre 300 y 500 mg/l de polímero en solución acuosa, cuando el agua de preparación procedente del sistema Arenas. Ha sido necesario realizar mezclas de aguas, con lo cual se verifica permanentemente la concentración necesaria para lograr la viscosidad objetivo, en función de la proporción de mezcla. Al 31 de mayo de 2017 se han inyectado 2 millones de barriles de solución polimérica, 319.50 toneladas de polímero y se han producido 130 KBO incrementales. (Jiménez. et al., 2017).

2.1.2.4 Campo Chichimene. Fue descubierto por la empresa Chevron Oil Company a finales de la década de los 60, esta localizado en la Cuenca los Llanos, al sur de la capital del departamento del Meta, cuenta con una extensión superficial de 750 hectáreas y posee un total de 215 pozos perforados. A 2017 se catalogó como uno de los campos con mayor producción de crudo extrapesado en Colombia y con mayores indicadores de crecimiento a corto plazo, lo anterior gracias a que sus yacimientos cuentan con características ideales para la extracción de crudo debido a la alta permeabilidad. (Miranda. & Molina., 2017). La figura 8 exhibe la localización espacial de este campo.

Figura 8.*Localización del campo Chichimene*

Nota. Tomado de *Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia* (pag.11), por Jiménez. et al., 2017, Acipet.

Entre tanto, la tabla 4 exterioriza los datos básicos de roca y fluido adscritos a la formación T2, donde se están ejecutando piloto de inyección de polímero.

Tabla 4.*Datos básicos del campo Chichimene (formación T2)*

Parámetro	Valor
Temperatura prom. yacimiento (° F)	185-210
Profundidad prom. yacimiento (pies)	-6200 TVDss
Rango de porosidad (%)	18 – 20
Rango de permeabilidad (mD)	100 – 5000
Presión inicial (psi)	3500
Presión de burbuja (psi)	600-1800
Gravedad API aceite	8

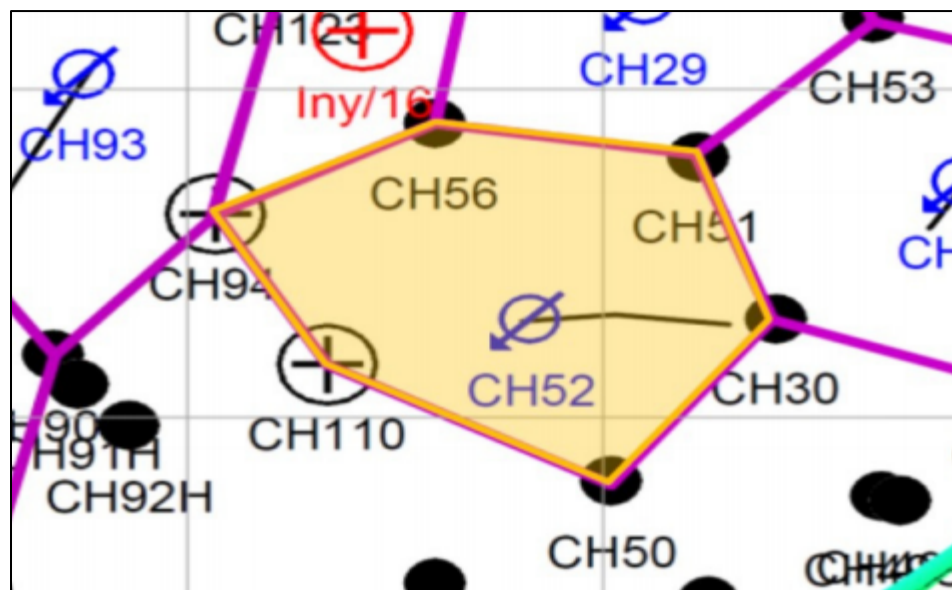
Viscosidad del aceite (cP)	350-700 (a Pb)
----------------------------	----------------

Nota. Información tomada de Ecopetrol S.A.

En septiembre de 2015 se dio marcha al piloto de inyección de agua mejorada para el Campo Chichimene, específicamente con el pozo CH-52, el cual posee la particularidad de ser el primero a nivel mundial donde se ejecuta a un yacimiento con altas temperaturas y crudo pesado. Realizando estudios previos, pruebas de laboratorios y simulación numérica se consiguió generar un diseño acorde a las especificaciones, logrando así adaptabilidad a las condiciones se fondo. (Jiménez. et al., 2017). La figura 9 presenta las áreas de interés para dicho piloto.

Figura 9.

Área piloto para la inyección de polímero en el campo Chichimene



Nota. Tomado de *Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia* (pag.12), por Jiménez. et al., 2017, Acipet.

En este piloto se utiliza como fuente de agua de preparación, la producida por el campo (2000 mg/l de cloruros), luego de ser tratada en el STAP (Sistema de Tratamiento de Agua de

Producción) ubicado en la estación Chichimene. Según la evaluación experimental realizada en el Instituto Colombiano del Petróleo, se requiere una concentración de 2000 mg/L del polímero seleccionado con el fin de obtener una viscosidad en cabeza de pozo del orden de los 30 cP, con el fin de la relación de movilidades en la inyección de agua de entre 50 – 90 a valores entre 5 – 10. Adicional al desafío que implica la alta viscosidad y temperatura del yacimiento, se suma el reto de mantener el agua en condiciones óptimas para el proceso de mezcla e inyección de polímero. Se ha observado presencia de hierro (hasta 5 mg/L), grasas y aceites, óxidos, sulfuros de hierro y bacterias sulfato-reductoras; estos factores afectan negativamente la viscosidad de la solución, como se discutió en el apartado anterior. Para contrarrestar estos efectos, se están buscando alternativas. Por ejemplo, un sistema de filtración de agua adicional, mezcla con fuentes de agua más frescas, tendido de líneas no metálicas para evitar óxidos de hierro, entre otras, con el fin de optimizar consumo de polímero, manteniendo el target de viscosidad diseñado. A 31 de mayo de 2017 se han inyectado 3.17 millones de barriles de solución polimérica, 972.27 toneladas de polímero y se han producido 0.17 KBO incrementales. (Jiménez. et al., 2017).

2.1.3 Examen Técnico al Desempeño de los Pilotos

El piloto y/o prueba se ejecuta con la finalidad de buscar o probar nuevas tecnologías que permitan verificar el si funciona o no dicho proceso desde el enfoque técnico, sin importar los requerimientos económicos o un balance financiero que dictamine la relación costos beneficio al ejecutar dicho proyecto. Para la anterior prima la recolección de nuevos conocimientos y estadísticas técnicas que reduzcan la brecha de incertidumbre en conocimiento, de tal manera que sea el punto de inicio para generar nuevas estrategias multidisciplinarias. Los anteriores pilotos están en una constante revisión de su etapa de ejecución y así se puedan consolidar memorias y una evaluación técnica. (Jiménez. et al., 2017).

La tabla 5 exhibe los datos distinguidos de cada uno de los pilotos de inyección de polímero actualmente activos Colombia

Tabla 5.

Información relevante de piloto de inyección de polímeros

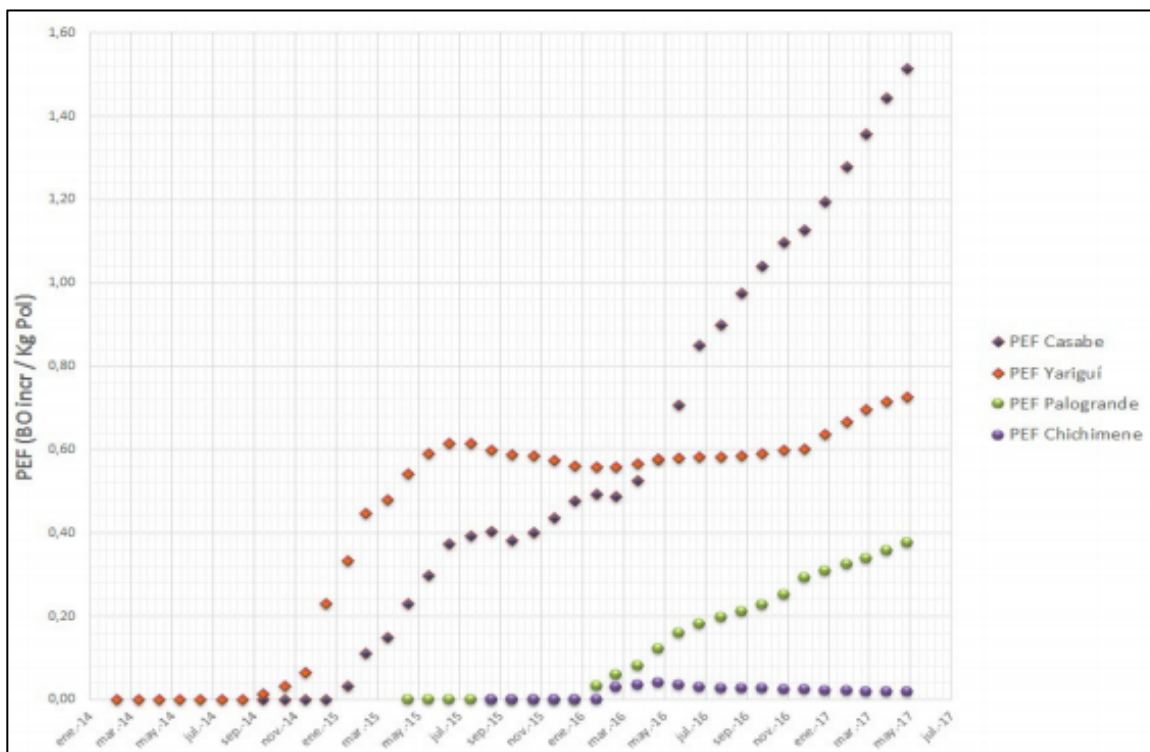
PARÁMETRO	PILOTO			
	YARIGUÍ	CASABE	PALOGRADE	CHICHIMENE
Litología	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca
Temperatura yac. (°F)	138	116	143	185 – 210
Permeabilidad, mD	50 – 350 (prom. 105)	5 – 1000 (prom. 150)	6 – 150 (prom. 78)	100 – 5000
Viscosidad aceite, cP	24 (a Pb y Ty)	37 (a Pb y Ty)	9.4 (a Pb y Ty)	350 – 700 (a Pb y Ty)
Agua de preparación	Fresca	Fresca	Producción / Fresca	Producción
Cloruros, mg/L	< 10	< 10	4500 / < 100	2000
Presencia de hierro	NO	NO	SI (agua de producción)	SI
Presencia de grasas y aceites	NO	NO	SI (agua de producción)	SI
Polímero empleado	HPAM	HPAM	HPAM	HPAM
Visc. pol. superficie, cP	20	11	3.3	30
Rel. movilidades WF	12	6	7.5	50 – 90
Rel. movilidades PF	1	1	1	5 – 10
Inicio piloto	Marzo 2014	Octubre 2014	Mayo 2015	Septiembre 2015
Inicio respuesta	Octubre 2014	Febrero 2015	Febrero 2016	Mayo 2016
Inyección acum⁽ⁱ⁾, MBbls	3.03	1.28	2	3.17
Inyección acum⁽ⁱ⁾, ton. Pol	278.64	72.72	319.50	972.27
Producción acum⁽ⁱ⁾, KBO incrementales.	202.42	109.99	130	0.17

Nota. Información tomada de Ecopetrol S.A. (1) Con corte a 31 de mayo de 2017.

Para analizar el comportamiento de los pilotos se requiere analizar la producción incremental mostrada por unidad de masa de polímero inyectada o técnicamente conocida como factor PEF, el anterior factor se define como la relación que existe entre los barriles de aceite incremental producidos por cada kilogramo de polímero inyectado. Es decir, un PEF de 1 indica que, para producir un barril de aceite adicional, se requiere un kilogramo de polímero inyectado. Así mismo los costos asociados por cada barril de polímero inyectado. (Jiménez. et al., 2017). Las figuras 10 y 11 exhiben el avance del factor PEF para los pilotos.

Figura 10.

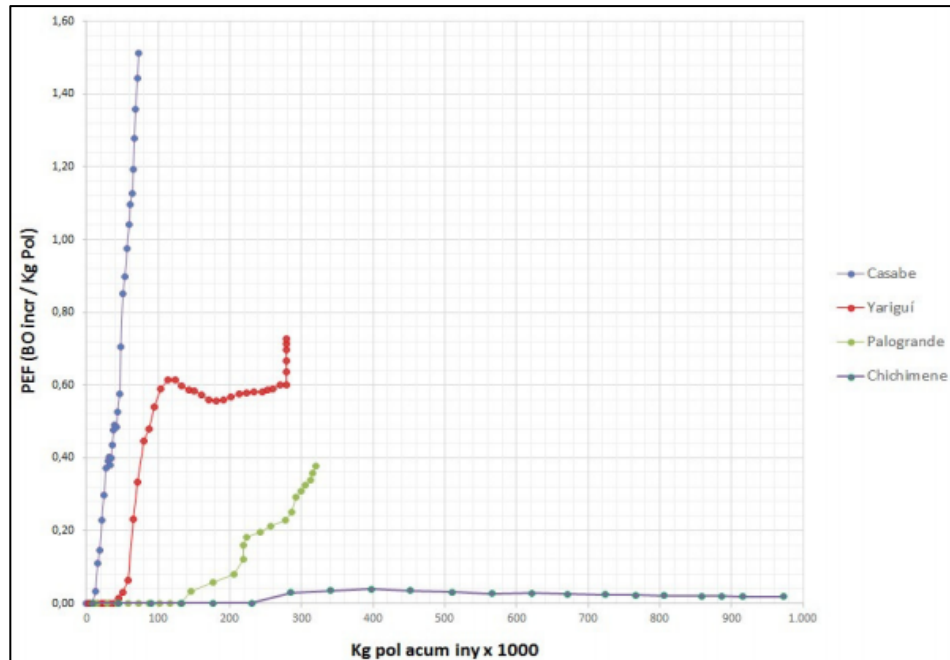
Evolución del factor PEF en pilotos de inyección de polímero en Colombia



Nota. Tomado de *Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia* (pag.13), por Jiménez. et al., 2017, Acipet.

Figura 11.

Evolución del factor PEF para pilotos de inyección de polímero en Colombia, en función de kilogramos inyectados.



Nota. Tomado de *Análisis comparati vo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia* (pag.14), por Jiménez. et al., 2017, Acipet.

Para los Campos Yariguí-Cantagallo y Casabe presentan un mejor desempeño, lo anterior gracias a la calidad del agua generando así un menor requerimiento de polímeros y así lograr la viscosidad objetivo. A diferencia de Palogrande-Cebu y Chichimene los cuales aplican agua de PIA, las cuales poseen altos contenidos de altos contenidos de Cl⁻, Fe⁺⁺, Ca⁺⁺, Mg⁺⁺, G&A, óxidos y sulfuros de hierro, bacterias sulfato-reductoras. Sustancias que contraen el desempeño de la solución, aumentando el requerimiento de polímeros para contribuir a óptimos resultados. La tabla 6 sintetiza los datos de inyección, producción y PEF a 31 de mayo de 2017.

Tabla 6.*Sinopsis inyección / producción de pilotos en Colombia*

PARÁMETRO	PILOTO			
	YARIGUÍ	CASABE	PALOGRADE	CHICHIMENE
Inyección acum., MBbbls	3.03	1.28	2.00	3.17
Inyección acum. , ton. pol	278.64	72.72	319.50	972.27
Producción acum., KBO incrementales.	202.42	109.99	130	0.17
Factor PEF, BO incr / Kg pol	0.73	1.51	0.41	0.02
BO incr / Bbbls sol. pol. iny.	0.07	0.09	0.07	0.01

Nota. Información tomada de Ecopetrol S.A.

Los costos operacionales (Opex) se distribuyen en tres frentes: polímero, equipos y operación & mantenimiento de estos. El principal reto es adoptar estrategias que permitan disminuir estos costos, de modo que eventuales masificaciones se puedan viabilizar.

2.2 Marco Teórico

Para los procesos de recuperación del petróleo EOR; por sus siglas en inglés Enhanced Oil Recovery, se hace indispensable conocer a fondo los surfactantes poliméricos, estos dentro la industria O&G tienen múltiples aplicaciones, desde las etapas de exploración, producción y con su arribo a refinería. Dichos surfactantes poliméricos son sustancias químicas de uso frecuente en los procesos petroquímicos, son empleados como dispersantes tanto en aceites lubricantes como en la gasolina, de gran utilidad al ser un agente antiespumante, es clave para inhibir la corrosión en la gran mayoría de las etapas de las operaciones de transporte y almacenamiento. En el proceso de producción es utilizado como agente deshidratador, tensoactivo y emulsionante en las etapas de recuperación, entre otras utilidades.

Los Surfactantes poliméricos, también llamados sustancias tensoactivas, esto se debe a que son agentes humectantes que reducen los indicadores de tensión superficial en un líquido,

generando una más sencilla dispersión y reducción sustancial en la tensión interfacial que puedan tener dos líquidos. Ellos reducen la tensión del agua adsorbiendo a la interfase Gas-Líquido, así como también reducen la tensión interfacial entre el crudo y el agua por medio de la absorción de la fase Líquido-Líquido.

Usualmente se utilizan compuestos orgánicos de tipo anfipáticas (uno de los terminales de la molécula es hidrofílico y el otro hidrófobo o lipofílico) para el caso de las colas estas son solubles en los hidrocarburos y las cabezas de las moléculas al ser polares o hidrofílicas son solubles con el agua.

En los procesos de recuperación tradicional (extracción natural), dejan en el yacimiento alrededor del 65% al 82% del crudo que se encuentre originalmente en el sitio, dicho crudo queda atrapado en los poros de la roca o arena del yacimiento por acción de impulsos capilares. Se ha podido demostrar que, al inyectar surfactantes poliméricos del orden correcto, pueden llegar a reducir la tensión interfacial hasta en 4 orden de magnitud.

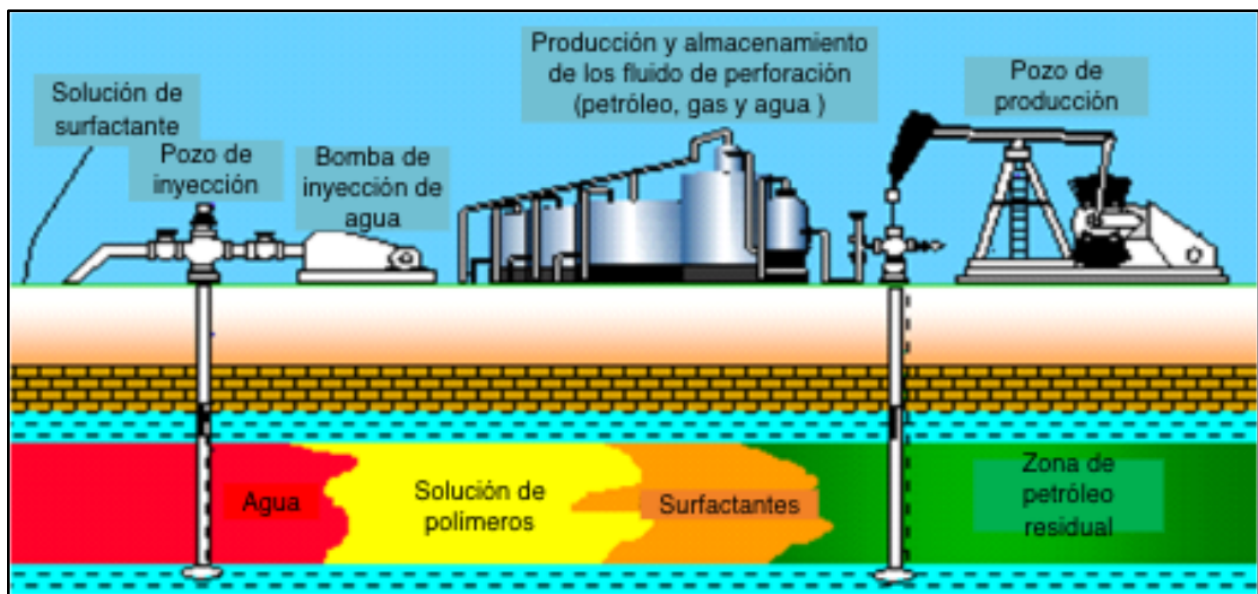
2.2.1 Inyección de Surfactantes como EOR

Usar la inyección de surfactantes como método de recobro mejorado tiene como objetivo recuperar el petróleo residual que aun permanece en el yacimiento después de las recuperación primaria por flujo natural o levantamiento artificial, o la recuperación secundaria ya sea por medio de inyección de agua o por mantenimiento de presión. Desde el inicio de las investigaciones por inyección de surfactantes trataban de que ocurriera por medio de un desplazamiento miscible evadiendo las desventajas que se tienen por la movilidad desfavorable y la segregación por gravedad. Para tener seguridad de que la movilidad este controlada se debe empujar el tapón de surfactante con un determinado volumen de solución de polímeros, además del uso de mas aditivos que por lo general son amonio, trifosfato de sodio, carbonato de sodio junto con el surfactante

para de este modo protegerlo contra las sales minerales que se encuentran en las aguas de formación por la precipitación. (Hernández, 2014).

Figura 12.

Gráfico inyección de surfactantes



Nota. Tomado de *Recuperación Mejorada de Hidrocarburos a partir de un tratamiento con Polímeros y Surfactantes* (pag.16), por A. Hernández Serrano, 2014, Instituto Politécnico Nacional.

2.2.2 Soluciones Micelares y/o Microemulsiones

Las soluciones micelares y las microemulsiones son dispersiones estables formadas por aceite, agua y surfactante, en los cuales el agua y el aceite se hacen compatibles gracias a la adición de una mezcla anfifila compuesta normalmente por el surfactante o alcohol; es por esto que estas soluciones son de tipo homogéneas y en apariencia de una sola fase; debido a que se encuentran en equilibrio termodinámico no existe un cambio entre sus propiedades debido al paso del tiempo. Gracias a estas características pueden ser usadas a baja concentraciones de surfactante y de este

modo formar un sistema trifásico (microemulsión, agua, aceite) como tapón de desplazamiento en recuperación mejorada del petróleo ya que la baja tensión y la baja estabilidad de las microemulsiones formadas garantizan un recobro considerable en la zona barrida; por otra parte y en concentraciones de surfactantes mucho mas elevadas, las microemulsiones pueden ser usadas como agentes limpiadores de pozo y de este modo producir un incremento de permeabilidad para inyección, corrección de daño de formación o restauración de producción. (Salager, 2009).

Científicamente estos dos tipos de sistemas se nombran igual ya que presentan un mismo aspecto, misma aplicación y poseen los mismos componentes.

2.2.2.1 Componentes de las Soluciones Micelares y/o Microemulsiones. A continuación se nombraran los componentes de una solución micelar o microemulsion para la industria petrolera.

2.2.2.1.1 Crudo. El crudo a usar depende del petróleo que se quiera desplazar en pozo, esta selección se hace de acuerdo a las características de miscibilidad que posea, es posible usar los productos ya destilados desde la refinería o el crudo.

“Algunos estudios mencionan que se puede usar querosina, nafta, fracciones de petróleo parcialmente refinado, cortes laterales de la columna de crudo, naftas pesadas, heptano, decano, cilcohexano, benceno y compuestos naftenicos”. (Hernández, 2014).

Pero lo mas recomendado es usar el crudo que posea las mismas características del reservorio.

2.2.2.1.2 Agua. Se debe determinar la disponibilidad de agua en el área de aplicación.

Puede ser agua blanda, agua salitrosa o salmuera; la mas recomendada a usar es el agua blanda mezclada con pequeñas cantidades de sales que sean compatibles con los iones de las formaciones donde se pretende inundar con la microemulsión. Cuando se usa agua salitrosa o

salmuera su uso queda limitado a las especificaciones de los características del pozo, por esto se deben ajustar los componentes del crudo en el yacimiento.

2.2.2.1.3 Surfactante. Los surfactantes son sustancias complejas empleadas para disminuir la tensión superficial entre la fase dispersa y la fase continua, a menor tensión superficial entre las dos fases de la emulsión mas fácil será la emulsificación. (Atkins, 1983).

Los surfactantes son compuestos químicos que contienen características lipofóbicas, es decir, que repelen al solvente y lipofílicas que atraen al solvente; cuando el disolvente es agua los términos usados apropiadamente son hidrofóbica e hidrofílica, molecularmente la fase hidrofílica es soluble en agua mientras que la fase hidrofóbica no lo es, pero a esta se le atribuye la actividad sobre la tensión superficial.

Comúnmente la fase hidrofóbica es un hidrocarburo que pueden ser de tipo alifáticos, aromáticos o mezclas entre los dos; la fase hidrofílica se compone normalmente por grasas o aceites naturales como las fracciones de petróleo, polímeros o alcoholes sintéticos de alto peso molecular. (Morales, 2007).

Para que una sustancia sea considerada como surfactante debe poseer las siguientes características:

- Debe ser soluble, al menos en una fase de un sistema de líquidos.
- Las moléculas deben estar compuestas por grupos con tendencias de solubilidad opuestas.
- Las moléculas deben formar capas monomoleculares o monoiónicas orientadas en la interfase.
- La concentración presente en el soluto en la superficie de una fase debe ser mayor a la concentración en el resto de la solución.

- Las sustancias deben formar micelas, cuando la concentración de soluto en la solución exceda un valor límite.
- Los surfactantes deben poseer funciones como detergentes, espumantes, humectantes, emulsificantes, solubilizantes y dispersantes.

(Hernández, 2014).

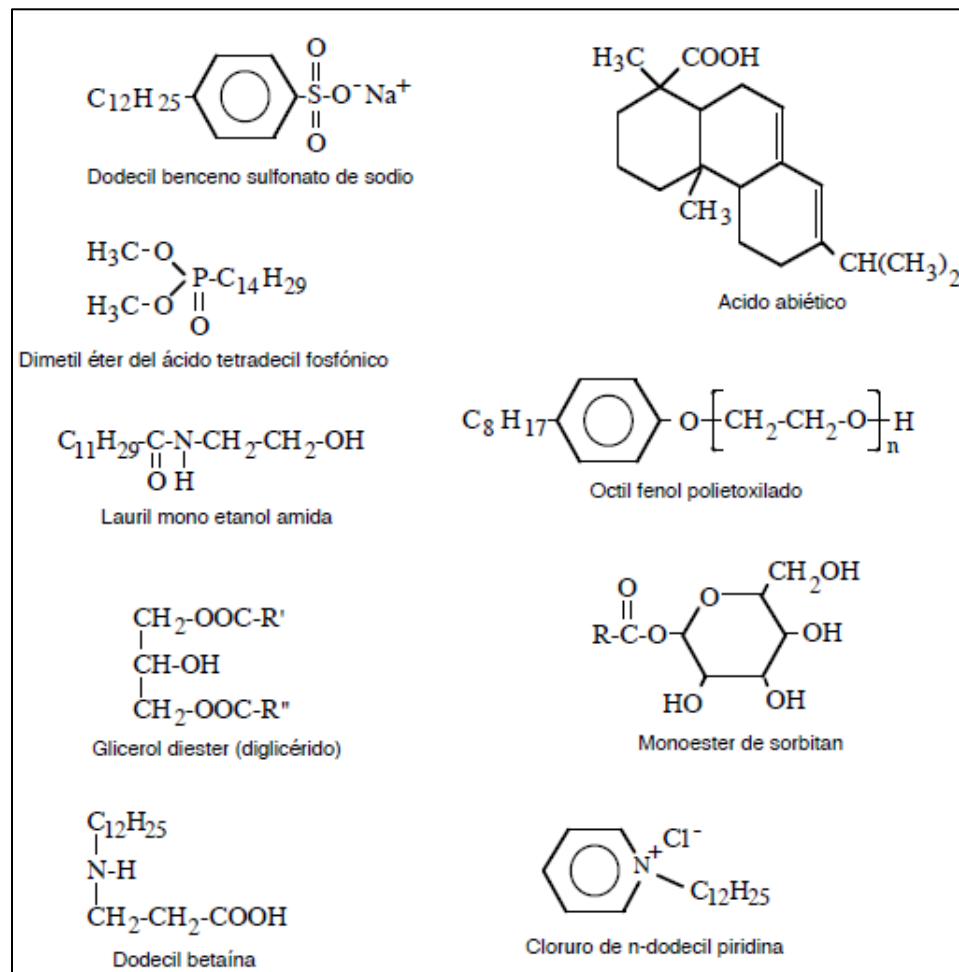
2.2.3 Tipo de Surfactantes

En la industria química a nivel mundial se han clasificado los surfactantes en tres grandes tipos de acuerdo con su estructura molecular en relación con la forma de disociación en el agua.

Las moléculas de los surfactantes se agrupan formando micelas, en su estructura: la parte superior (cabeza) es hidrofílica y la base (cola) hidrofóbica. (González, 2017).

2.2.3.1 Surfactantes Hidrofílicos

2.2.3.1.1 Surfactantes Catiónicos. La fabricación de este tipo de surfactante es la más elevada entre todos los tipos, esto debido a que una gran parte; son compuestos nitrogenados que poseen la particularidad de disociarse en fases acuosas con relación a un catión orgánico anfífilo y un anión halógeno. Debido a su alto costo de fabricación sus aplicaciones son limitadas, sin embargo, son agentes útiles antiestáticos y anticorrosivos. (Salager, 2002).

Figura 13.*Estructura molecular de algunos surfactantes*

Nota. Tomado de *Surfactantes Tipo y Uso* (pag.4), por J.L.Salager, 2002, Universidad de los Andes.

2.2.3.1.2 Surfactantes Aniónicos. A nivel mundial son los más producidos en volumen, teniendo en cuenta la relación existente en el costo monetario y la efectividad. En la actualidad representa el 55% de la producción de los tensoactivos. Comúnmente se tiene jabones (sales de ácidos carboxílicos de extensas cadenas) y detergentes (múltiple sulfonatos y sulfatos). (Medina et al., 2009).

A nivel mundial son los más producidos en volumen, teniendo en cuenta la relación existente en el costo monetario y la efectividad. En la actualidad representa el 55% de la producción de los tensoactivos. Comúnmente se tiene jabones (sales de ácidos carboxílicos de extensas cadenas) y múltiples

2.2.3.1.3 Surfactantes Niónicos. Este tipo de surfactantes se encuentran en segundo lugar de importancia con aproximadamente el 40% del total. Se caracteriza principalmente porque en soluciones acuosas no se ionizan, ya que estos pertenecen a un grupo hidrofílico de tipo no disociativo como lo son: alcohol, fenol, éter o amida. (Salager, 2002).

En general son más usados como co-surfactantes que como surfactante principal. (González, 2017).

2.2.3.2 Surfactantes Hidrofóbicos

2.2.3.2.1 Surfactantes Sulfonados. Este tipo de surfactantes es muy importante como método de recobro mejorado, constando aproximadamente entre 8 a 24 átomos de carbono; en pH básicos son térmica y químicamente estables a elevadas temperaturas. (González, 2017).

2.2.3.2.2 Surfactantes Sulfatos. Su particularidad esta relacionada a la gran capacidad de hidrolizar a elevadas tasas de temperatura conjugado en condiciones idóneas de extracción (pH alrededor de 10, previendo hidrolisis catalizada), este tipo de emulsiones son útiles en la solubilización de dos etapas que orden natural no pueden mezclarse, como ejemplo cotidiano el agua y el aceite. (Lara, 2017)

2.2.3.2.3 Surfactantes Carboxilatos. De mismo modo que los surfactantes sulfonados son térmica y químicamente estables. Su característica representativa concierne al amplio espectro de estabilidad en pH altos, lo que permite que sean empleados donde el uso de componentes alcalinos es restringido. (González, 2017).

2.2.4 Elección del Surfactante

El paso del tiempo y las constantes mejoras en las técnicas petroquímicas ha generado la creación y optimización de nuevos productos tensoactivos, que integran técnicas SP y el uso de un tensoactivo. Lo anterior constituye a mejoras en la paleta de selección y aumenta la ventana de costos, permitiendo reducir costo tanto en los productos como equipos. (Norman & Trombetta, 2007).

Los proyectos de recuperación terciaria son autónomos teniendo en cuenta las condiciones operaciones y las propiedades petrofísicas del yacimiento. Los anteriores son claves para definir el diseño, tipo y formula del agente tensoactivo optimo para una mejor recuperación de hidrocarburos. (Norman & Trombetta, 2007).

Teniendo en cuenta las aplicabilidades y sus características. A continuación, se enuncia los factores de selección.

- Las propiedades particulares de cada tipo de suelo como son: tipo de formación, salinidad, contenido total de carbono (TOC), temperatura, porosidad, permeabilidad, así como el tipo de textura y estructura. Para tener una efectividad adecuada los agentes están íntimamente relacionado con las características del suelo y las propiedades del crudo.
- La parte hidrófoba está íntimamente relacionada, como primera medida la longitud da un estimado sobre el requerimiento de hidrolizar el surfactante para así poder alcanzar un balance entre la porción hidrófoba y lipófila. Por otra parte, si se decide ampliar la ramificación hidrófoba se da paso a una menor formación de estructuras ordenadas,

lo cual genera la aparición de macromoléculas. Es decir, si se aumenta la ramificación se genera la aparición de espumas y acorta de manera sustancial la tensión superficial.

- El uso de alcoholes generalmente cosolventes funcionan como sustancias de mejoras en las propiedades del surfactante. De llegarse a requerir un alargamiento de la porción hidrófoba se usa comúnmente Oxido de Butileno u Oxido de Propileno, caso contrario el Oxido de Etileno aporta a la construcción de nuevas partes lipófilas cambiando así la relación hidrófobo/lipófilo.
- La mayoría de los crudos presentan una alta afinidad con cosolventes del tipo Oxido de Butileno y Oxido de Propileno, siendo ellos gestores en el aumento de la ramificación.
- La alternancia en la posición de los isómeros es directamente proporcional al cambio en las propiedades, así mismo la polaridad de la cabeza esta relacionada con la carga de cada surfactante, pH, dureza, salinidad y temperatura.
- Se debe tener claro que las características finales de cada compuesto no dependen de la sumatoria de propiedades de los surfactantes empleados, ni se da pie a la generación de nuevas propiedades. Se da paso a una sinergia donde cada sustancia aporta propiedades específicas.
- Si el proyecto tiene un presupuesto limitado, se da paso a eliminación de los cosolventes y para tal caso se aconseja introducir cosolventes que admitan una amplia ventana de pH, así como altas tasas de temperatura y salinidad.
- Se recomienda la presencia de cosolventes para inhibir las microemulsiones y aumentar la estabilidad cuando hay altos rangos de pH, de igual manera se acelera el equilibrio y hay una mejor estabilidad en la fase acuosa.

(González, 2017).

2.2.5 Retención del Surfactante

El control de la retención en procesos de aplicabilidad de sulfates en yacimientos es crucial para obtener éxito operacional y los márgenes adecuados en la rentabilidad económica del proyecto. Su importancia se debe a que la mayor cantidad del surfactante se queda en las cercanía de la cara del pozo inhibiendo su actuar en profundidades, ocasionando altos costos.

El proceso esta influenciado por dos etapas: la absorción del surfactante en la interfaz roca-fluido y el entrapamiento hidrodinámico que retienen y no permite ejecutar sus funciones específicas. (Soto, 2019).

Los ensayos estadísticos y los análisis dinámicos de inyección en el laboratorio son cruciales para determinar el éxito y calidad de la absorción de un surfactante sobre una roca de yacimiento. Gracias al abanico de mineralogía, una gran parte de superficies rígidas, anexando las rocas de yacimiento, se cargan. Mientras que el sílice se puede cargar negativamente, la calcita, dolomita y arcilla pueden tener carga positiva en sus superficies a pH neutro. La causa más importante de la retención de los surfactantes es a menudo la interacción eléctrica entre la superficie sólida cargada positivamente y los iones del surfactante. (Silva, 2016).

2.2.6 Control de Movilidad

La recuperación mejorada del petróleo es el conjunto de técnicas que consiste en inyectar energía para así obtener un desplazamiento diferente al físico en el reservorio; una de estas técnicas EOR consiste en usar productos químicos, en este caso polímeros y surfactantes. Debido a que cambiar las propiedades del petróleo o las propiedades de la roca no es algo practico, la mayoría de los procesos de control de movilidad se basan en adicionar químicos a los fluidos inyectados. (Xu et al, 2012).

La movilidad del surfactante inyectante es mucho mas baja que la movilidad del petróleo, lo cual lleva a un desplazamiento estable por el inyectante; por lo general lo que se usa como inyectante es agua con algún tipo de polímero soluble que haga que aumente su viscosidad.

La movilidad (λ) se define como:

En donde (k) es la permeabilidad relativa y(μ) la viscosidad

$$\lambda = \frac{k}{\mu}$$

Es importante mencionar que para el desplazamiento de un fluido móvil (crudo) por medio de otro fluido (agua), la movilidad del fluido en upstream (λ_u) debe ser menor o igual que el mismo fluido en downstream (λ_d).

La relación de movilidad (M_r) es usada para comprobar si el surfactante o el polímero que se esta usando para producir el desplazamiento da una mejora en el EOR; y es definida por medio de la siguiente formula:

$$M_r = \frac{\lambda_u}{\lambda_d}$$

En un proceso de desplazamiento se considera que para tener un control de la movilidad $M_r \leq 1.0$ en el caso opuesto es denominado desfavorable.

La inyección de surfactantes se hace con el objetivo de poder reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua; por lo general esta técnica de inyección se implementa después de procesos de recuperación por inyección de agua, sin embargo es posible obtener recuperaciones para reservas que hayan sido producidas por inyección de vapor.

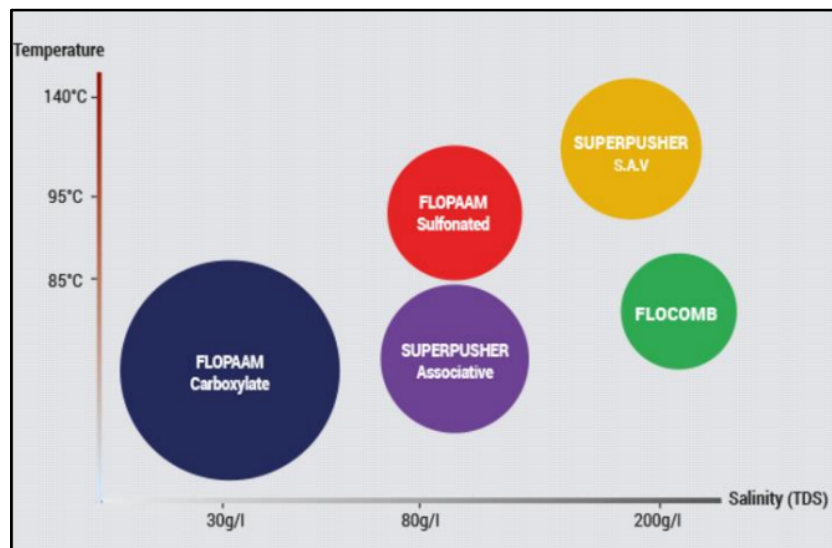
Esta tecnología se basa en la aplicación de un tapón de tensoactivos que son los encargados de reducir la tensión interfacial agua-crudo, esto es posible debido a la creación de microemulsiones en donde se busca establecer una miscibilidad entre ambos fluidos dentro del medio acuoso, generando una fase continua del crudo atrapado en los poros de la roca.

Luego de esto se inyecta una píldora de polímeros la cual incrementa la viscosidad del agua, lo cual impide que su movilidad sea mayor a la del crudo ocasionando un aumento de la resistencia al flujo de las zonas de alta permeabilidad, así como un mayor empuje a la fase continua del crudo, teniendo como resultado un incremento en la eficiencia de barrido dentro del yacimiento. (González, 2017).

En la siguiente figura podemos observar diferentes tipos de polímeros que son usados para la extracción de crudo; la selección de cada uno de estos depende principalmente de la temperatura y la salinidad del yacimiento.

Figura 14.

Tipos de polímeros usados para la extracción de crudo



Nota. Tomado de *Diseño Teorico del Sistema Surfactante Polimero para la mejora del Petróleo* (pag.44), por H. Gonzales, 2017, Published.

El sistema de coalescencia producido por la aplicación de surfactantes reduce la saturación de petróleo residual, lo que incrementa la recuperación hidrocarburífera.

Factores que afectan la tensión superficial:

- A mayor cadena de hidrocarburos menor es la tensión interfacial.
- La baja densidad de carga superficial aumenta la tensión y la viscosidad interfacial, disminuyendo la repulsión entre el petróleo y las partículas de roca.
- Una buena adsorción del surfactante en la roca genera una disminución en la tensión interfacial y consigue crear miscibilidad entre ambos fluidos.
- Al variar el ángulo de contacto se consigue modificar la mojabilidad de la roca.

Factores que garantizan el correcto funcionamiento de la tecnología:

- Heterogeneidad y temperatura del yacimiento.
- Costes y sobrecostes esperados.
- Espesor, porosidad y transmisibilidad de la reserva.

(González, 2017).

2.2.7 Inyección de Polímeros como Método EOR

La inyección de polímeros es un proceso de uso comercial de recobro mejorado, tiene como objetivo mejorar la eficiencia de barrido volumétrico de procesos de inyección de agua tanto maduros como nuevos; La introducción de productos químicos a un pozo va precedida por una previa limpieza, esto consiste en la inyección de agua con baja salinidad para de este modo producir una solución acuosa que sea compatible entre el reservorio y las soluciones químicas. Los aditivos químicos usados son de tipo detergente, polímeros orgánicos y microemulsiones.

Luego de que haberse realizado la limpieza del pozo se inyecta la solución alcalina, dicha inyección es proseguida por la inyección de una solución de polímeros usada para incrementar la viscosidad del fluido, de este modo ganar espacio y minimizar las pérdidas por dilución. Finalmente la salinidad del agua adicionada que sigue a la inyección del polímero aumenta respecto a la concentración normal que caracteriza a los fluidos petroquímicos. (Castro, 2016).

2.2.8 Selección del Polímero

A partir de la década de los 60 se intensificó el estudio de sistemáticas químicas que permitiera aumentar la tasa de recuperación de hidrocarburos, la inyección de polímeros es uno de los métodos más estudiados, el cual busca cotejar la movilidad del agua e hidrocarburos, con el fin de aumentar la eficiencia de barrido, se debe accionar un polímero al agua de inyección, aumentando así la viscosidad y disminuyendo su movimiento con el fin de recuperar el hidrocarburo. (Zapata, 2018).

Al ejecutar revisión en la bibliografía se encuentra registros de aplicación de polímeros desde inicio de los años 60, utilizaban concentraciones de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM) en el orden de 250 a 260 partes por millón (ppm). (Seright, 2016). De inicio a fin de la década de los 80 se tiene un registro de 171 proyectos donde se emplearon concentraciones medias de HPAM de 460 ppm, las cuales afectaron en un 10% el volumen poroso accesible del yacimiento, al igual en 1980 varios proyectos utilizaron concentraciones entre 1000 a 1500 ppm. Estos estudios concluyeron que no todos los yacimientos convencionales son aptos para inyección de polímeros bien sea porque tiene un factor de recobro bajo o porque el costo de aplicación no logra recuperarse con la producción obtenida. (Seright, 2016).

En la actualidad el campo Daqing en la República Popular de China tiene una alta experiencia con la inyección de polímeros como métodos de recobro mejorado, usando la técnica

desde 1996, al inicio usaron concentraciones entre 1000 a 1300 ppm de HPAM, lo que generó una viscosidad de 40 a 50 cP, para 2020 las concentraciones fueron recalculadas a valores de 2000 a 2500 ppm dando como resultado viscosidades en el rango de 150 a 300 cp. (Seright, 2016).

Según la literatura algunos problemas de este método están relacionadas con el medio poroso, la mineralogía de la roca, la salinidad del agua de inyección y el tamaño de las moléculas del polímero. El problema más común es la retención por medio poroso dada por 3 mecanismos: retención hidrodinámica (Reversible), adsorción del polímero en los poros de la superficie de la roca (Irreversible) y entrapamiento mecánico por las gargantas de los poros. (Vakova, 2014).

2.2.9 Proceso de Inyección del Polímero

En el proceso de inyección de polímeros, la solución de polímeros se inyecta dentro del yacimiento con una inyección previa de solución de salmuera de baja salinidad, por lo general agua fresca. Debido a que muchas veces el agua de formación afecta a los polímeros, ya que la salinidad del agua disminuye la viscosidad de la solución polimérica.

Para disminuir el contraste de movilidad entre la solución polimérica y el agua, se puede graduar la concentración de solución polimérica y reducirla al final de la inyección de solución viscosa. El mayor efecto del polímero es hacer viscosa al agua, para que de esta forma sea más eficiente desplazar el petróleo.

Las zonas con mayor permeabilidad son invadidas por flujo de agua durante las operaciones secundarias, mientras que las zonas que poseen menor permeabilidad no hay inyección ya que el crudo queda en estas partes del yacimiento.

Durante la inyección de polímeros una cantidad baja de eficiencia de barrido vertical puede ser mejorada, ya que las soluciones poliméricas influyen principalmente por los caminos preparados por el agua, y por su alta viscosidad tienden a bloquear estas partes del yacimiento,

haciendo que el crudo que se encontraba inmóvil empiece a fluir; aumentando el gradiente de presión.

La solución de polímero no se inyecta a una concentración constante, se inyecta por etapas; el objetivo de hacerlo por etapas es reducir en su totalidad la cantidad de polímeros usados y prevenir la digitación viscosa del fluido de baja concentración dentro de regiones con concentraciones mas altas; la digitación viscosa ocurre porque cada etapa de la reducción de concentración de polímero es acompañada por una reducción de la viscosidad aparente de la solución. (Hernández, 2014).

2.2.9.1 Factores que Favorecen la Inyección de Polímeros.

- Saturaciones altas de petróleo movable.
- Adecuadas condiciones a la hora de hacer la inyección de agua.
- Capacidades altas de almacenamiento.

2.2.9.2 Factores que Desfavorecen la Inyección de Polímeros.

- Capa de gas.
- Contrastes muy elevados de permeabilidad.
- Agua de formación con concentraciones muy altas de salinidad.
- Fracturas extensivas.
- Empuje fuerte de agua.

2.2.10 Problemas Asociados a la Inyección de Polímeros

En la operación se pueden presentar diversas situaciones o problemáticas cuando se está ejecutando el desarrollo del proceso, los cuales están ligados a las propiedades específicas y particulares de cada polímero utilizado en el proceso de inyección, se tiene problemas como son

la absorción, precipitación, degradación u otros. Los cuales disminuyen la efectividad del proceso, comúnmente estas adversidades son superadas al inyectar aditivos a la solución polimérica inicialmente preparada, así como el constante monitoreo de la inyección. Se debe tener un seguimiento exhaustivo evitando pérdidas parciales o un fracaso irremediable en la recuperación. (Hernández, 2014).

2.2.10.1 Retención del Polímero. Proceso donde el polímero fluye por los poros de la roca y se interrumpe quedando encerrado, haciendo difícil su libre flujo. Para este caso el entrapamiento del polímero se da a causa de la adherencia del polímero a las paredes de los poros de la roca siendo estos más pequeños en comparación con a la molécula de la solución polimérica. Comúnmente este fenómeno en procesos EOR, es instantáneo e irreversible. Sin embargo, no siempre es incuestionable, ya que pequeñas porciones del polímero pueden ser removidas del medio poroso. Los valores de retención medidos en campo se encuentran entre 20 a 400lbm de polímero/ acre-ft de volumen bruto, siendo el nivel de retención deseable menor que 50 lbm/Acre-ft. La retención genera pérdida de polímero de la solución, lo cual puede ocasionar que la eficacia en el control de la movilidad sea destruida, la retención también puede causar retraso en la tasa de propagación del polímero. (Petroleoamerica, 2011).

2.2.10.2 Absorción del Polímero. La adsorción es un proceso definitivo donde el polímero inyectado se adhiere/retiene debido entre otras razones su afinidad química y eléctrica con ella. (Zapata., 2018). Este proceso se puede justipreciar bajo situaciones estáticas y dinámicas, gracias a diversos análisis realizados se conoce que la cuantía de polímero retenido es considerablemente menor en las pruebas dinámicas en comparación con las pruebas estáticas. (Moreno et al., 2017).

2.2.10.3 Degradación de los Polímeros.

2.2.10.3.1 Degradación Mecánica. Al ejecutar procesos de inyección, los polímeros son sometidos a esfuerzos de corte; donde el polímero atraviesa los poros de la roca según las características de la roca el esfuerzo puede ser mayor o menor, relacionando la tasa de inyección de la solución, lo cual puede ocasionar una degradación mecánica y conllevando al destrozado de la cadena polimérica. (Hernández Serrano, 2014).

2.2.10.3.2 Degradación Bacteriana. Se genera cuando se afecta la cadena de carbohidratos, principalmente se da en biopolímeros, lo que genera problemas de la viscosidad en la solución polimérica. Generalmente es acompañado con un bactericida que permite inhibir el ataque bacteriano evitando la precipitación del mismo polímero. (SNF, 2016).

2.2.10.3.3 Degradación por Oxidación. Se da por la existencia de oxígeno en el agua que es empleada en la inyección, ocasionando disminución de la viscosidad de la solución inyectada, aplica para poliacrilamidas como en biopolímeros, la reducción del contenido de oxígeno es crucial para el éxito del proyecto.

2.2.11 Factores que Controlan la Técnica de Inyección de Polímeros

Es importante que los operadores obtenga la mayor información del pozo antes de iniciar con la aplicación del método, esto a través de estudios geológicos; la información recolectada se usa para predecir las reservas recuperables de crudo mediante el método de recuperación por inyección de surfactantes poliméricos.

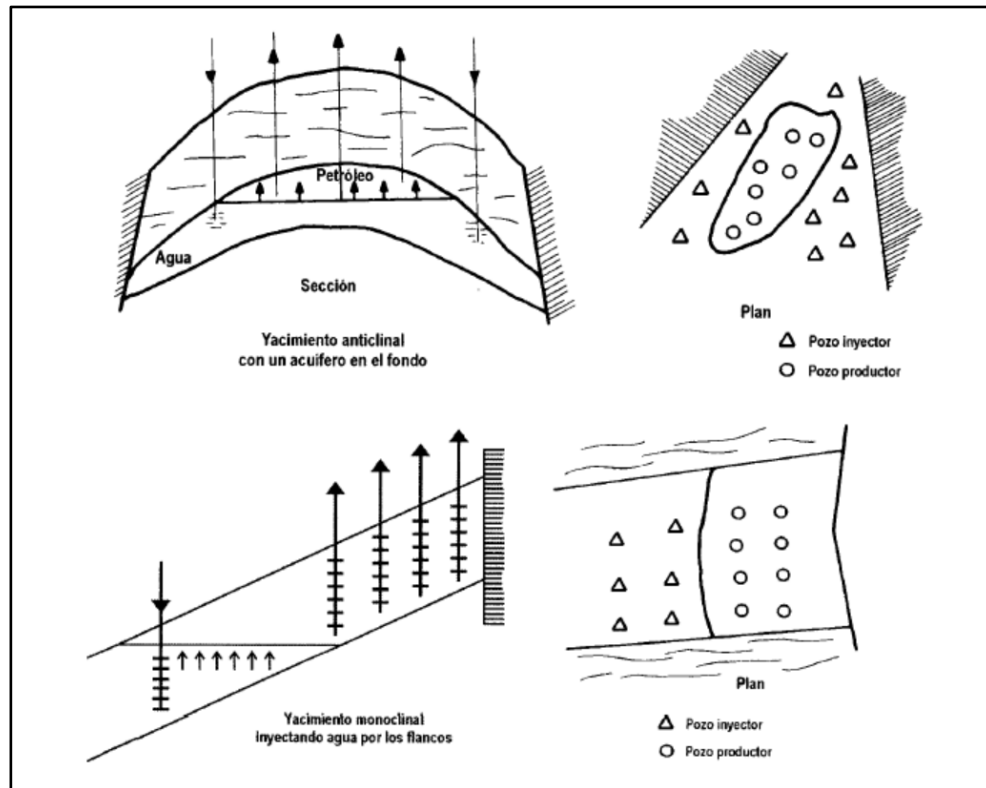
A continuación se nombran algunos de los factores de los cuales puede depender el éxito de este método.

2.2.11.1 La Geometría del Yacimiento. Este es un aspecto importante para determinar si es factible aplicar algún método de recuperación mejorada a un yacimiento, ya que su estructura y su estratigrafía son las que controlan la ubicación exacta de los pozos y también se puede determinar mediante cual método de inyección se puede poner a producir el yacimiento. (Escobar Macualo, 2012).

Si en el yacimiento existe una estructura apropiada y la saturación de aceite justifica la aplicación de inyección de polímeros, se pueden producir una mejor eficiencia de barrido por medio de una inyección periférica que una inyección en línea recta; al tomar esta decisión se debe conocer si existe o no capa de gas. La segregación gravitacional es influenciada por el ángulo de buzamiento; es por esto que a altas permeabilidades la recuperación primaria por segregación gravitacional puede causar una reducción en la saturación del aceite a tal punto que ya no resultaría económicamente viable el uso o la aplicación de surfactantes poliméricos como método de recuperación. (Hernández, 2014).

2.2.11.2. El tipo de Inyección. Teniendo en cuenta la localización de los pozos productores y la localización de los pozos inyectoras, la inyección de agua se puede llevar a cabo por medio de dos procesos distintos.

2.2.11.2.1 Inyección Periférica. Esta técnica consiste en inyectar agua fuera de la zona donde se encuentra el crudo (en los flancos del yacimiento) a esto también se le conoce como inyección tradicional; esta técnica se usa cuando no se cuenta con una buena descripción del yacimiento. (Madrid, 2020).

Figura 15.*Diagrama de Inyección Periférica*

Nota. Tomado de *Generalidades de la Inyección de Agua*, por M. Madrid, 2020, Portal del Petróleo.

2.2.11.2 Inyección Dispersa. Esta técnica se emplea particularmente en yacimientos con poco buzamiento y de gran extensión areal, consiste en inyectar agua dentro de la zona en donde se encuentra el crudo, una vez el agua invada esta zona desplaza los fluidos (petróleo y gas) hacia los pozos productores. A esta técnica también se le conoce como inyección de agua interna porque el fluido se inyecta a las zonas donde se encuentra el hidrocarburo a través de un considerable número de pozos inyectoros los cuales forman un arreglo geométrico con los pozos productores, la selección de estos arreglos depende de factores como la estructura, límites del yacimiento, porosidad, permeabilidad, número de pozos. (Madrid, 2020).

2.2.11.3 La Permeabilidad. Esta magnitud controla el ritmo en el que se le puede inyectar a un pozo, sin embargo, para la inyección de polímeros se debe conocer la “máxima presión de inyección aconsejable” teniendo en cuenta la profundidad a la que se encuentra el yacimiento; en base a esto es posible determinar los pozos que se deben perforar adicionalmente para poder cumplir con el proceso de inyección en la menor cantidad de tiempo posible.

Es importante tener énfasis en el grado en que varíe la permeabilidad ya que es este el cual determina la cantidad de solución de polímeros que se debe utilizar, a menor heterogeneidad de esta propiedad mayor será el éxito de la inyección. (Guerrero, Baldorino. Zurimendi, 1985).

2.2.11.4 La Porosidad. Para que sea posible contener fluidos, una roca debe tener espacios vacíos, la porosidad es una de las propiedades mas importantes de la roca, definiéndose como la relación que existe entre los espacios disponibles de la roca y su volumen total. (Meza,2013).

2.2.11.5 Temperatura y profundidad. La efectividad del uso o la aplicación de surfactantes poliméricos en procesos de recuperación mejorada esta restringida a estos dos parámetros, Cuando se inyecta polímeros es fundamental tener en cuenta la profundidad a la que se encuentra el yacimiento para no exceder la presión a la cual puede ser sometido el pozo.

Durante los procesos de inyección de polímeros se ha encontrado que se tiene una presión crítica, que al excederla provoca que la entrada de las soluciones provoque aberturas en las fracturas, causando pérdidas de la solución inyectada a través de los poros de la roca; generando pérdidas económicas en el método de inyección. Con el fin de evitar cualquier tipo de inconvenientes se recomienda considerar la información relacionada a las presiones de fractura de las formaciones, ya que este parámetro permitirá fijar un limite para la presión de inyección; estas consideraciones también influyen a la hora de seleccionar un equipo, diseñar una planta o para localizar los pozos inyectoros.

La presión de inyección es una restricción en yacimientos superficiales, especialmente cuando estos poseen bajas permeabilidades; yacimientos con menos de 500 pies de profundidad y menos de 50 mD de permeabilidad requieren de análisis especializados de inyectabilidad antes de aplicar cualquier inyección de polímeros.

Los proyectos de inyección de polímeros no han tenido éxito en yacimientos con temperaturas mayores a 300° F y profundidades mayores a 9000 ft, ya que por lo general las moléculas de polímeros sufren descomposición en este punto, incluso cuando se encuentran en ausencia de oxígeno. (Hernández, 2014).

2.2.11.6 Saturación Inicial del Agua. Es la cantidad de agua que se encuentra en el yacimiento al momento de ser descubierto, que debido a las fuerzas de presión capilar no logro desplazarse con los hidrocarburos cuando estos migraron hacia el yacimiento.

Este parámetro esta relacionado con la permeabilidad, el área superficial y el tamaño de los poros, a mayor área superficial mayor será la saturación de agua inicial.

Es importante conocer este factor ya que con el podemos determinar la saturación inicial de aceite, lo que quiere decir que a saturaciones bajas de agua abra grandes cantidades de aceite que aun permanecen en el yacimiento después de que se llevaran a cabo los procesos de recuperación primaria. Cabe resaltar que algunos proyectos de inyección de polímeros han tenido éxito a pesar de haber tenido saturaciones iniciales de agua altas. (Hernández, 2014).

2.2.11.7 Salinidad del Agua. Esta característica puede tener un efecto favorable o desfavorable en algunos polímeros, dependiendo de la concentración de sal teniendo en cuenta la manovalencia o la divalencia y de la concentración del polímero usado.

La pérdida de viscosidad, cuando la solución entra en contacto con la salmuera a alta concentración, resulta en aumento de la movilidad de la porción de solución de polímeros, generando ineficiencia de desplazamiento.

2.2.11.8 Viscosidad del Aceite. La viscosidad es una variable fundamental para la recuperación de aceite, debido a que esta es inversamente proporcional a su viscosidad. La viscosidad del aceite afecta la razón de movilidad, cuya influencia en la recuperación se ve muy destacada. Es muy difícil predecir cuantitativamente la influencia de la viscosidad del aceite en la recuperación de petróleo, y solo se puede establecer que la recuperación aumenta mientras menor sea la viscosidad.

Al polímero presentar una mayor viscosidad, presenta una menor movilidad lo que provoca que el hidrocarburo vaya recorriendo el yacimiento de forma más lenta y de este modo extraer la mayor cantidad de volúmenes de crudo.

Al aplicar una inyección de agua es posible una provocación de una digitación viscosa lo que se vería afectado en una baja recuperación. (Hernández, 2014).

2.2.11.9 Concentración de Polímeros. Las soluciones que cuentan con un grado elevado de concentración de polímeros presentan una alta viscosidad aparente, lo que puede ayudar a incrementar el volumen de crudo que se pueda recuperar, es por esto que este factor es el más importante, ya que tienen un efecto notable en la recuperación de hidrocarburos. Es decir a mayor concentración polimérica en la solución aumentara la viscosidad y esta a su vez actúa en forma de tapón tipo pistón empujando la mayor cantidad de crudo hacia el pozo productor.

Al usar la inyección de surfactantes poliméricos con una alta concentración de polímeros ayuda a mejorar significativamente la recuperación de hidrocarburos, reduciendo también el corte de agua.

2.2.11.10. Presión de Burbuja. Es la presión a la cual el crudo en estado líquido libera la primera burbuja de gas previamente disuelto en el . Algunas veces el crudo se encuentra saturado con gas al momento de ser descubierto, esto quiere decir que el crudo está reteniendo la mayor cantidad de gas posible a condiciones del yacimiento encontrándose de este modo en su punto de burbuja.

2.2.11.11. Tiempo Considerado para iniciar con una Inyección de Polímeros. Al igual que la inyección de agua la inyección de surfactantes poliméricos se da en función de las variables que posea el yacimiento tales como la presión inicial del yacimiento, los mecanismos de producción que se han implementado, si existe presencia de acuíferos y de ser así el tamaño de ellos, la presión de burbuja y las propiedades de los fluidos encontrados en el yacimiento.

Para obtener mejores resultados de recuperación de hidrocarburos se recomienda que la presión de inyección esté por encima de 200 y 300 psi de la presión de burbuja; también se debe realizar un estudio para saber cuál sería el mejor método para poder llevar a cabo esta inyección, teniendo en cuenta que sea viable económicamente.

2.3 Inyección de Surfactantes Poliméricos

La nueva tendencia al uso de nuevas sustancias que contribuyan como alternativa a aumentar la eficiencia de recobro han permitido posicionar en el radar de acción a los surfactantes poliméricos, lo anterior en función de los retos del bajo margen de rentabilidad en la mayoría de los proyectos de campos maduros. Los surfactantes poliméricos son compuestos que en la actualidad son ampliamente usados para la elaboración de productos industriales de limpieza, domésticos, de orden alimenticio, farmacéuticos entre otros. (Ecopetrol et al., 2020).

Este particular compuesto representa una óptima alternativa, gracias al aporte para proveer de manera simultánea un aumento en la tasa de viscosidad del agua y reducir de manera sustancial

la tensión interfacial en los sistemas aceite/agua. Lo anterior contribuye a mejorar la eficiencia operativa, márgenes económicos y disponibilidad de recursos en los procesos de recobro mejorado de petróleo. (Ecopetrol et al., 2020).

Para efectuar una óptima movilidad del aceite entrampado se requiere redireccionar de manera favorable en la relación de movilidad efectiva o la reducción de la tensión interfacial entre el aceite residual y el fluido de desplazamiento.

Es por eso que es necesario considerar diferentes estrategias inyección que garanticen mejorar el desempeño de la inundación para este caso de surfactantes poliméricos adaptada a las condiciones del yacimiento. Es indispensable conocer la estructura mineralógica de la roca y los respectivos niveles de absorción para tensoactivos o sustancias poliméricas. (Ecopetrol et al., 2020).

La inyección de surfactante poliméricos podría generar un nuevo enfoque químico para la recuperación mejora de crudo, gracias a las facilidades en el desplazamiento microscópico y de manera simultánea la movilidad macroscópica, así mismo se ha enmarcado el potencial de los surfactantes poliméricos anfífilico en el recobro mejorado, estos presentan una gran capacidad para formar una asociación de transición, evocando al aumento de la viscosidad en condiciones de salinidad.

De tal manera existe reducción en la energía interfacial generada por los surfactantes poliméricos, así como la conducta no Newtoniana de la formulación acuosa inyectada, están relacionada en la prevención de problemas de compatibilidad u armonía. (Ecopetrol et al., 2020).

2.3.1. Generalidades en el Proceso de Inyección de Surfactantes Poliméricos como Método de Recobro Mejorado

Los surfactantes poliméricos son utilizados con miras a disminuir la tensión interfacial crudo-agua (se concentran en la interfase modificando las características y relación), lograr disminuir la presión capilar, proporcionar la movilidad del crudo.

Este método de recobro apunta a ser aplicado en yacimiento con altos márgenes de temperatura y salinidad. El trabajo de un surfactante se enmarca en eliminar la tensión interfacial que pueda existir, modificar o alterar la humectabilidad de la roca, por otro lado, el polímero se limitaría al crecimiento de la viscosidad y paralelo a eso la reducir la movilidad de la fase acuosa, optimizando el factor de recuperación y la eficiencia del barrido, estos beneficios se obtienen al ser aplicados de manera individual. (Angarita. & Buitrago., 2016).

Al converger las características de cada uno y utilizar surfactantes poliméricos se pueden lograr mejoras significativas, gracias a que poseen estructuras moleculares que promueven propiedades tensoactivas y viscosificantes que permiten mejorar la movilidad del aceite dado al aumento en el número de los capilares del sistema. (Samanta. et al., 2011).

2.3.2 Requerimiento para la Inyección de Surfactantes Poliméricos

Para dar uno a los surfactantes poliméricos como método de recobro existen unos lineamientos mínimos a cumplir, generalmente es aplicable a crudos medianamente livianos y ajustados al siguiente listado de limitaciones:

- Las cantidades de anhidrita, yeso o arcilla deben ser parcialmente bajas.
- Se busca efectuar el procedimiento en una formación relativamente consolidada y homogénea.
- Es adecuado un barrido areal superior al 50% de la inyección de agua.

- Los regímenes presentes, aportan un desempeño adecuado en un conjunto reducido de condiciones.
- En el caso de los cloruros se requieren que sean inferiores a 20.000 partes por millón, adicional los iones divalentes como son el Ca^{++} y Mg^{++} deben ser menor a las 500 partes por millón.

En las limitantes arraigadas a este proceso se encuentran:

- Una eventual disociación cromatográfica de químicos.
- Degradación de la sustancia.
- Complejidad operativa y costos no asociados.
- Alta absorción.
- Falencia en protocolo de crisis y poco estudio del método.

2.3.3 Efectos Asociados a la Aplicación de Surfactantes Poliméricos

Sus beneficios están arraigados a los siguientes factores:

- Cambio de movilidad.
- Solubilización del petróleo en el yacimiento.
- Emulsificación de líquidos.
- Disminución de la tensión interfacial crudo-agua.

2.3.4 Criterios del Pozo para la Inyección de Surfactantes Poliméricos.

A continuación se presentaran las propiedades que debe presentar un pozo a la hora de considerar si es apto para aplicar o no la técnica de inyección de surfactantes poliméricos como método de recobro: la temperatura del yacimiento, las propiedades de los fluidos y su relación de movilidad. Como se evidencia en la siguiente tabla.

Tabla 7.

Criterios del pozo para la Inyección de Surfactantes Poliméricos

Aceite	
Gravedad API	> 15 ° API, < 40 ° API
Viscosidad	< 150 cP (preferiblemente < 100)
Yacimiento	
Saturación de aceite	> 10 % del VP de aceite móvil
Profundidad	< 9000 pies
Movilidad del aceite	2 – 40
Permeabilidad	> 20 mD
Temperatura	< 200°F
Litología	Preferiblemente areniscas. Se deben evitar las calizas con alta porosidad
Agua	
Salinidad	Preferiblemente baja.

Nota. Tomado de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos a partir de un tratamiento con Polímeros y Surfactantes.

2.4 Impactos Económicos-Ambientales por Aplicación de Sustancias Poliméricas en Procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos

Los efectos ecológicos de los vertidos de hidrocarburos son muy variables. Dichas variaciones son adyacentes a la composición química del producto vertido, el tipo de sedimento afectado, la época del año y su relación con los ciclos reproductivos y/o migratorios de las especies afectadas, entre otros. Además, hay que tener en cuenta que los ecosistemas (incluyendo al hombre como integrante del mismo) son sistemas complejos con numerosos elementos interactuando, creando dinámicas no lineales difíciles de predecir. (Gobierno de España, s. f.).

Los fluidos empleados en cualquiera de las etapas para la obtención de hidrocarburos son particularmente responsables de impactos ambientales asociados a las características propias de cada fluido y las condiciones ecológicas de la locación geográfica donde se está operando. Se pueden generar variaciones en las propiedades microbiológicas, químicas y físicas, alterando consigo la calidad de los acuíferos cercanos o lechos de agua por procesos relacionados con escorrentía y de esta manera incidir en el deterioro a la fauna y flora. (Castañeda, 2019).

Así mismo la ejecución de nuevas técnicas para obtener mejora en las tasas de recuperación de crudo, están ligadas de forma proporcional a la economía mundial y el precio de referencia para el crudo en dicho momento, ya que el simple hecho de evaluar mejoras y aplicar técnicas de cambio requiere costos adicionales al proceso de extracción del hidrocarburo; sin embargo la alta demanda trae consigo que se agoten las reservas en el subsuelo, muchos de los grandes yacimientos productores de hidrocarburos, se han agotado generando así un poco oferta en los mercados internacionales. Siendo el punto de partida para dar paso al uso de nuevas tecnologías que permitan obtener una mayor tasa de recuperación, cada día acrecienta el auge a nivel mundial y la necesidad de encontrar nuevas tecnologías que permitan contribuir al abastecimiento global.

De esta manera, los costos estimados para la inyección de surfactantes son elevados, ya que depende del precio de los procesos de fraccionamiento y sulfatización del tensioactivo. (Morales., 2010).

3. Conclusiones

La investigación evidencia que al emplear compuestos químicos como es el caso de los surfactantes poliméricos, se obtienen mejores indicadores de recuperación de hidrocarburos a diferencia de la inyección de agua, de la técnica analizada se denota una tendencia clara a la recuperación de crudo. Se requiere identificar y/o analizar las propiedades generales del yacimiento, fluidos presentes, debido a que esta alternativa a los métodos convencionales de recobro mejorado no es ajustable a todos los campos.

A partir de la revisión bibliográfica se evidencio la necesidad de conocer la geología estructural del yacimiento la cual debe ir ajustada a la cantidad de polímero y surfactante a inyectar, con el fin de evitar que los indicadores de producción fluctúen de manera abrupta o exista un declive irreparable, provocando así la pérdida total de la operación de inyección en las fracturas existentes en el yacimiento de igual manera se requiere efectuar un análisis de modelados del yacimiento, con el fin de estimar la cantidad de solución a inyectar relacionado al volumen poroso de la roca existente.

La investigación permite concluir que al utilizar volúmenes pequeños de un tensoactivo polimérico en la solución de inyección, genera disminución en la tensión interfacial agua – crudo y a su vez contribuye a generar variaciones propicias en la mojabilidad. De manera coetánea se promueve mejoras en la reología y movilidad relacionada con el medio poroso gracias a la estabilidad mecánica y termoquímica debido a su papel como moléculas estables.

En la industria O&G Colombiana le resta recorrer un largo camino en el estudio de nuevas técnicas que contribuyan a mejorar y optimizar los métodos de recobro, de igual manera los estudios y aplicabilidades de técnicas como es el caso de surfactantes poliméricos son muy pocos, en la actualidad se tiene conocimiento de ciertos pilotos los cuales contribuyen a la generación de

nuevos retos operacionales, conocimiento multidisciplinarios evocando técnicas existentes. Hay una tendencia en los pilotos ejecutados, mostrando optimización en los costos del barril inyectado de solución, permitiendo reducir costos en la aplicación del método y obtención de rentabilidad.

4. Recomendaciones

Como se ha evidenciado a lo largo del proyecto, es necesario que en Colombia se implementen pilotos de investigación con miras a determinar si es viable económicamente y procedimental el uso de Surfactantes Poliméricos en los campos nacionales, para así identificar y/o analizar las propiedades generales del yacimiento, el comportamiento de los fluidos presentes y las variaciones geológicas al aplicar esta alternativa a los métodos convencionales de recobro mejorado identificando si es ajustable o no al campo.

Realizar un modelos predictivo para la inyección de Surfactante Poliméricos y contrarrestar con otros modelos predictivos para la recuperación secundaria y terciaria de hidrocarburo, de igual manera se requieren nuevas investigaciones que anexen los efectos adyacentes que existen por la degradación térmica, mecánica, biológica y efectos asociados a la salinidad en los diferentes surfactantes poliméricos.

Referencias Bibliográficas

- Amaya., M. (2010). *Casabe: revitalización de un campo maduro* (Oilfield review. Vol 22, No. 1).
- Angarita., N., & Buitrago., S. (2016). *DESARROLLO DE UN MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE QUÍMICOS SURFACTANTES-POLÍMEROS CONVENCIONAL*.
Fundacion Universidad de America. <https://hdl.handle.net/20.500.11839/623>
- Atkins, P. W. (1983). *Physical chemistry*. Oxford University Press.
- Broseta., D., Medjahed., F., Lecourtier., J., & Robin., M. (1995, marzo). *Polymer Adsorption/Retention in Porous Media: Effects of Core Wettability and Residual Oil* (SPE-24149-PA). SPE Advanced Technology Series 3 (01): 103–112.
<https://doi.org/10.2118/24149-PA>
- Carcoana & Aurel. (1992). *APPLIED ENHANCED OIL RECOVERY* (Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs). Chp. 6 Pag 136–156.
- Castañeda, A. (2019). *Riesgos ambientales sobre agua y suelo por disposición de cortes de perforación en el campo castilla*. Fundación Universidad de América.
- Castro., R., & Gordillo., G. (2010, septiembre). *Historia y Criterios Empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena*. Oilproduction.Net.
- Castro., R., Maya., D., Mercado., M., Trujillo., C., Soto., H., Perez., A., Lobo., A., Ordoñez., J., & Sandoval., E. (2010). *Enhanced Oil Recovery (EOR) Status - Colombia*. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference.
<https://doi.org/10.2118/139199-MS>

Castro, R., Maya, G., Jimenez, R., Quintero, H., Dias, V., Colmenares, K., Palma, J., Delgadillo, C., & Pérez, R. (2016). Polymer flooding to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. *CT&F- Ciencia Tecnología y Futuro*, 6(3), 71–90.

Control de Movilidad. (s. f.). En *Oilfield Glossary*. Schlumberger. Recuperado 4 de agosto de 2021, de https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/m/mobility_control

Donaldson., E. C., Chilingarian., G. V., & Yen., T. F. (1989). *Enhanced Oil Recovery, II Processes and Operations*. Elsevier, New York.

Ecopetrol & Schlumberger. (2017). *Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe*. Congreso Colombiano del Petróleo.

Ecopetrol, Quintero., H. I., Rondon., M. J., Jiménez., J. A., Bermudez., J. H., Gonzalez., J. A., Rodriguez., J. L., Espinosa., C., & Manrique, E. J. (2020, diciembre). *POLYMERIC SURFACTANTS AS ALTERNATIVE TO IMPROVE WATERFLOODING OIL RECOVERY EFFICIENCY*. CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro.
<https://doi.org/10.29047/01225383.272>

Escobar Macualo, F. H. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos* (Primera ed.) [Libro electrónico]. Universidad Surcolombiana.

García., J., & Molina., A. (2019). *Análisis técnico del efecto de la inyección de polímero como método de recobro mejorado mediante simulación en el campo palogrande-cebú*. Fundación Universidad de América.
<https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7646/1/5141955-2019-2-IP.pdf>

Gobierno de Colombia & Colciencia. (2019). *Convocatoria Para Adelantar Nueva Fase De Ejecución De Proyectos I+D+I En Recobro Mejorado De Hidrocarburos*. minciencias.

https://minciencias.gov.co/sites/default/files/upload/convocatoria/anexo_1_alcance_de_la_propuesta_vf.pdf

- Gobierno de España. (s. f.). *Impacto ambiental de los hidrocarburos y recuperación de los ecosistemas*. Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Recuperado 1 de septiembre de 2021, de https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/plan-ribera/contaminacion-marina-accidental/impacto_ambiental.aspx
- Gonzales, H. (2017). *Diseño Teórico Del Sistema Surfactante Polímero Para La Mejora En La Recuperación Del Petróleo*. . Published.
- Guerrero, S., Baldorino, P., & Zurimendi, J. (1985). *Characterization of Polyacrylamides Used in Enhanced Oil Recovery* (N.º 30). *J. Appl. Polym. Sci.*
- Hernández Serrano, A. (2014, abril). *Recuperación Mejorada de Hidrocarburos a partir de un Tratamiento con Polímeros y Surfactantes*. INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL.
- Hirasaki, G. J., & Pope, G. A. (1974). *Analysis of Factors Influencing Mobility and Adsorption In the Flow of Polymer Solution Through Porous Media*. *SPE Improv. Oil Recover.*, pp. 337– 346.
- Jiménez., R., Castro., R., Maya., G., Pérez., R., Delgadillo., C., García., H., León., J., Cárdenas, F., & ECOPETROL. (2017). *Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia*. Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. <http://oilproduction.net/files/ACIPET%20-%20TEC-452-EOR%20-%20OilProduction.pdf>
- Lara, A. R. (2017). *Estudio de la humectabilidad y dispersión de crudos pesados sobre núcleo de yacimiento aplicando surfactantes con base sulfato*. . Published.

Levitt, D., & Pope., G. (2008, abril). *Selection and screening of polymers for enhanced oil recovery* (SPE 113845). SPE IOR Symposium.

Madrid, M. (2020). *Generalidades de la Inyección de Agua*. Portal del Petróleo.

<https://www.portaldelpetroleo.com/2020/05/inyeccion-de-agua.html#h4---inyeccion-de-agua-perif-rica-o-externa>

Maya, G. (2015, noviembre). *Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yarigui-Cantagallo Field*. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference.

Maya, G., Castro., R., Lobo., A., Ordoñez., A., Sandoval., J., Mercado., D., Trujillo., M., Soto., C., & Perez., H. H. (2010, diciembre). *ESTATUS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN COLOMBIA*. ECOPETROL S.A.

Medina, S. A., Jimenez, D., & Gracida, J. N. (2009). Propiedades , aplicaciones y producción de biotensoactivos: una revisión. *Revista internacional de contaminación ambiental*, 2–3.

Meza, K. (2013, enero). *Parámetros Petrofísicos Compuestos en la Caracterización de Yacimientos*. Universidad Nacional Autónoma de México.

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/6694/1/Tesis.pdf>

Miranda., J. S., & Molina., D. F. (2017). *Evaluación técnico-financiera de la inyección continua solvente-polimero mediante simulación numérica para un área piloto del campo chichimene*. Fundación Universidad de América.

<https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6410/1/5112785-2017-2.IP.pdf>

Morales., A. (2010). *Inyección de surfactantes en yacimientos*. Petroleoamerica.

<http://www.petroleoamerica.com/2011/02/inyeccion-de-surfactantes-en.html>

- Moreno., D. F., Muñoz., S. F., & Rodriguez., A. X. (2017). *Adsorción: un desafío para la viabilidad del proceso de inyección de polímeros*. ACIPET, pp. 1–11.
- Morlaes Quintana, L. A. (2007, abril). *Estudio del proceso de transferencia de calor en nanofluidos*. Fundación Universidad del Norte.
- Norman, C., & Trombetta, J. (2007, agosto). *El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria*. Tiorco Notas Técnicas.
[http://www.oilproduction.net/files/Nota%20Tecnica%20Agosto%202007%20\(2\).pdf](http://www.oilproduction.net/files/Nota%20Tecnica%20Agosto%202007%20(2).pdf)
- Perez., L. (2007, abril). *A. Integrated Reservoir Management Enhances the Recovery in a Mature Field (SPE-107885)*. Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference.
- Petroleoamerica. (2011). *Inyección De Polímeros Como Mecanismo De Recuperación Mejorada De Petróleo*. <http://www.petroleoamerica.com/>.
<http://www.petroleoamerica.com/2011/02/inyeccion-de-polimeros-como-mecanismo.html>
- Rincon., K., & Alvarez., W. (2013). *Estudio de viabilidad técnica y financiera para la selección e implementación de la tecnología de separación de agua en fondo (DOWNHOLE OIL-WATER SEPARATION - DOWS-) en pozos candidatos de un campo de la gerencia regional del Magdalena Medio (ECOPETROL. S.A.)*. Universidad Industrial de Santander. <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2013/148400.pdf>
- Rivas., H., & Gutiérrez., X. (1999). *Los Surfactantes: comportamiento y algunas aplicaciones en la Industria Petrolera*. Vol. 50. No. 1. PDVSA-INTEVEP.
- Salager, J. L. (2002). SURFACTANTES Tipos y Usos. *MODULO DE ENSEÑANZA EN FENOMENOS INTERFACIALES*, 3.

- Salager, J.-L., Forgiarini, A., Márquez, L., Tolosa, L., & Vejar, F. (2009, diciembre). Microemulsions for enhanced oil recovery and well cleaning. *Revista Ciencia e Ingeniería*, 30(ISSN 1316–7081).
- Samanta., A., Ojha., K., Sarkar., A., & Mandal, A. (2011). *Inundación de surfactante y surfactante-polímero para una mejor recuperación de petróleo. Avances en la exploración y el desarrollo de petróleo.*
<https://doi.org/10.3968/j.aped.1925543820110201.608>.
- Seright, R. S. (2009, octubre). *CHARACTERISTICS OF EOR POLYMERS* (Paper SPE 115142-PA). <https://doi.org/10.2118/115142-PA>
- Seright, R. S. (2016). “How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood ? *SPE Journal, Conf. held Tulsa, Oklahoma*, 11–14. <https://onepetro.org/SJ/article-abstract/22/01/1/206080/How-Much-Polymer-Should-Be-Injected-During-a?redirectedFrom=fulltext>
- SNF FLOERGER. (2016). *Geología del petróleo Sistemas petrolíferos* (EOR 101). Oil-EOR Handbook ESP. <http://www.oilproduction.net/files/EOR%20Handbook.pdf>
- Soto, C. (2019). *Perfil de Invasión de un Surfactante aniónico en Procesos de Recobro Mejorado*. Universidad Nacional de Colombia.
<https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/78003>
- Teknica. (2001, junio). *Enhanced Oil Recovery*. Teknica Petroleum Services Ltd, Canadá.
- Vakova, P. (2014). *Investigation of Eor Methods for Nagani Oil Field*. Aalborg University, Esbjerg University of Technology.
- Valera., C., Escobar., M., & Iturbe., Y. (1999, abril). *Use of Surfactants in Cyclic Steam Injection in Bachaquero-01 Reservoir* (SPE 54020).

Xu, H., Kim, D., & Delshad, M. (2012, diciembre). *Potential for Non-thermal Cost-effective Chemical Augmented Waterflood for Producing Viscous Oils*. SPE -165350-MS.

Zapata., D. C. (2018, junio). *Adsorción De Polímeros En Medios Porosos Y Su Efecto En El Recobro Mejorado De Hidrocarburos*. Universidad de los Andes.

<https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/40342/u808225.pdf?sequence1>