



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, ___ 13 de mayo del 2022 _____

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

___ Nicolás Lozada Caviedes _____, con C.C. No. ___ 1075321684 _____,

___ Daniel Felipe Rivera Sarria _____, con C.C. No. ___ 1075242710 _____,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado EVALUACIÓN DE UN SURFACTANTE POLIMÉRICO PARA INCREMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA _____

presentado y aprobado en el año 2022 _____ como requisito para optar al título de

___ Ingeniero de Petróleos _____;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Nicolás Lozada C.

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Daniel F. Rivera Sarria

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: EVALUACIÓN DE UN SURFACTANTE POLIMÉRICO PARA INCREMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Lozada Caviedes	Nicolás
Rivera Sarria	Daniel Felipe

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Valdés Rentería	Carlos Francisco

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: NEIVA **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2022 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 131

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

Diagramas ___ Fotografías ___ Grabaciones en discos ___ X ___ Ilustraciones en general ___ Grabados ___ Láminas ___ Litografías ___ Mapas ___ Música impresa ___ Planos ___ Retratos ___ Sin ilustraciones ___ Tablas o Cuadros ___

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Surfactante polimérico	Polymeric surfactant	6. Inyección de agua	Waterflooding
2. Recobro químico	Chemical recovery	7. Recobro terciario	Tertiary recovery
3. Simulación numérica	Numerical simulation	8. cEOR	cEOR
4. EOR	EOR	9. _____	_____
5. Factor de recobro	Recovery factor	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Entre las diferentes técnicas de EOR, el método químico (cEOR) ha sido catalogado como el más prometedor debido a su mayor eficiencia y viabilidad técnica acompañada por costos de capital razonables. Estos cEOR tradicionales son la inyección de polímeros, surfactantes y/o álcalis; sin embargo, limitaciones asociadas a procesos competitivos durante su aplicación deben ser superadas. Como alternativa frente a los nuevos desafíos, los surfactantes poliméricos han resultado atractivos para la industria debido a que pueden proporcionar simultáneamente un aumento de la viscosidad del agua y causar una disminución de la tensión interfacial en sistemas agua/aceite, lo cual, permitiría obtener un mejor rendimiento en los procesos cEOR.

Por lo anterior, el propósito de este trabajo es evaluar mediante simulación numérica y por medio del software STARS de la compañía CMG, la factibilidad que tiene adicionar un surfactante polimérico de tipo copolímeros en bloque en procesos de inyección de agua, para aumentar el porcentaje de recobro final. Para esto, se realizará una revisión del estado del arte que permita identificar las condiciones necesarias para



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

representar este proceso de manera acertada y así, poder comparar y analizar al final de las simulaciones, los diferentes resultados y las variables de mayor impacto durante la elaboración del proyecto.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Among the different EOR techniques, the chemical method (cEOR) has been ranked as the most promising due to its higher efficiency and technical feasibility accompanied by reasonable capital costs. These traditional cEOR are the injection of polymers, surfactants and/or alkalis; however, limitations associated with competitive processes during their application must be overcome. As an alternative to the new challenges, polymeric surfactants have been attractive to the industry because they can simultaneously provide an increase in water viscosity and cause a decrease in interfacial tension in water/oil systems, which would allow better performance in cEOR processes.

Therefore, the purpose of this work is to evaluate the feasibility of adding a block copolymer type polymeric surfactant in water injection processes to increase the final recovery percentage by means of numerical simulation using CMG's STARS software. For this, a review of the state of the art will be carried out to identify



the necessary conditions to represent this process in an accurate way and thus, to be able to compare and analyze at the end of the simulations, the different results and the variables of greater impact during the elaboration of the project.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Ingrid Natalia Muñoz Quijano

Firma:

Nombre Jurado: José Miguel Galindo Sánchez

Firma:

Nombre Jurado: Luz Marina Botero Rojas

Firma:

**EVALUACIÓN DE UN SURFACTANTE POLIMÉRICO PARA INCREMENTAR EL
FACTOR DE RECOBRO EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA MEDIANTE
SIMULACIÓN NUMÉRICA**

Nicolás Lozada Caviedes

Daniel Felipe Rivera Sarria

Universidad Surcolombiana – Sede Neiva

Facultad de Ingeniería

Programa de Ingeniería de Petróleos

Neiva

2022

EVALUACIÓN DE UN SURFACTANTE POLIMÉRICO PARA INCREMENTAR EL
FACTOR DE RECOBRO EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA MEDIANTE
SIMULACIÓN NUMÉRICA

Nicolás Lozada Caviedes
Daniel Felipe Rivera Sarria

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al
Título de Ingeniero de petróleos

Director
Carlos Francisco Valdés Rentería, Dr. en Ing.

Universidad Surcolombiana – Sede Neiva
Facultad de Ingeniería
Programa de Ingeniería de Petróleos
Neiva
2022

Nota de aceptación

Dr. en Ing., Carlos Francisco Valdés Rentería

Director

Ms. José Miguel Galindo Sánchez

Jurado

PhD(c). Luz Marina Botero Rojas

Jurado

Neiva, abril de 2022

Dedicatoria

A Dios, quién me acompañó desde el inicio de la carrera y me permitió culminar otra etapa importante de mi vida. Todo el reconocimiento es para Él, pues abrió puertas y nunca me soltó de su poderosa mano.

A mis padres Alexander y Patricia, quienes siempre han creído en mí y se esforzaron por garantizarme una educación de calidad. A mi hermano Alex, la alegría del hogar, quien inicia su carrera universitaria y en unos años también se convertirá en ingeniero.

A cada familiar, amigo y docente de la USCO, que en algún momento de mi carrera me brindó ayuda y una sonrisa honesta para continuar enfocado en alcanzar la meta final.

Nicolás Lozada Caviedes.

Sin duda a cada una de las personas que caminaron junto a mí, pero con todo mi ser hoy esta dedicatoria es especialmente para mi ángel en el cielo. Gracias por el amor, por el impulso, por ser mi padre. Para ti los aplausos, mi eterno agradecimiento y aunque el abrazo no esté presente miro hacia el firmamento diciendo: “Gracias papá, lo logré”.

Daniel F. Rivera Sarria.

Agradecimientos

Agradezco primeramente a Dios por su bondad y amor incondicional, pues, durante los momentos más difíciles me dio paz y esperanza para continuar. A mi padre Alexander y a mi madre Patricia por sembrar valores y principios en mi corazón que me guardaron durante cada semestre hasta convertirme en un ingeniero de bien. A mi hermano Alex por su disposición para ayudarme en lo que necesitara. A mi tía Heidy y Luis Enrique por brindarme apoyo de principio a fin. A mis amigos petroleros por su fidelidad y sinceridad. A mi compañero Daniel por su esfuerzo para sacar este proyecto adelante. Por último, agradezco al docente Carlos Valdés por sus enseñanzas, paciencia y dirección en la elaboración de este trabajo.

Nicolás Lozada Caviedes.

Primero que todo agradecer a Dios por ser mi guía en un camino que no fue fácil de recorrer, gracias a Él superé los momentos difíciles y me dio fuerza para levantarme y culminar con éxito mi carrera. A mis padres presentes Eunice Sarria y John Jaime Pérez, gracias por su apoyo, por inculcarme buenos valores, por brindarme su soporte desde el primer día tanto económicamente como moralmente. A mi papá Efraín Rivera, que también me ayudó económicamente además de sus consejos, siempre entre risas me animaba constantemente a terminar aquel que siempre fue su sueño, verme de toga y birrete aplaudiéndome al otro lado del escenario, hoy, aunque no esté puedo ver y evocar esa imagen de felicidad, amor y respaldo.

A mí maravillosa esposa por darme fortaleza e inspiración, por creer siempre en mí, por respaldarme y tener la paciencia de mis ausencias, mis trasnochadas y él no poder estar tan presente en algunos momentos como debería. Gracias por darme el incentivo más grande, mis hijos Samuel y Emmanuel, este logro es tuyo y de mis hijos.

A la familia de mi esposa, mis cuñadas a mis suegros Luz Stella y Edilberto, por todo el apoyo y sostenimiento emocional y de fuerza, a mi mejor amigo y compadre Jeison Díaz por apoyarme y ayudarme en los momentos más oportunos para poder cumplir con mis obligaciones en la universidad.

También agradecer a mis amigos y compañeros con quienes también conté en nuestro proceso de aprendizaje logrando así terminar nuestra carrera. A la Universidad Surcolombiana, al decano

y cada uno de los docentes agradezco por abrir sus puertas para mi conocimiento y poder culminar mi carrera. Cada uno de ellos me dio su mano en los momentos que más los necesite.

Daniel F. Rivera Sarria.

Tabla de Contenidos

Dedicatoria _____	II
Agradecimientos _____	III
Tabla de Contenidos _____	V
Lista de tablas _____	VII
Lista de figuras _____	IX
Lista de Anexos _____	XI
Introducción _____	1
Justificación _____	3
Objetivos _____	4
1.1 Objetivo General _____	4
1.2 Objetivos Específicos _____	4
Estado del Arte _____	5
1.3 Recobro secundario por inyección de agua _____	5
1.3.1 Patrones de inyección _____	6
1.3.2 Consideraciones en proyectos de inyección de agua _____	7
1.4 Recobro terciario _____	9
1.4.1 Recobro Mejorado Químico “cEOR” _____	12
1.4.1.1 Inyección de Polímeros _____	13
1.4.1.2 Inyección de Surfactantes _____	18
1.4.2 Surfactantes Poliméricos: Una gran alternativa en cEOR _____	21
1.4.2.1 Potenciales aplicaciones en EOR _____	24
1.4.2.2 Interacciones fluido-fluido en inyección de surfactante polimérico _____	29
1.4.2.3 Interacciones roca-fluido en inyección de surfactante polimérico _____	34
1.4.2.4 Criterios de selección en inundación por surfactante polimérico _____	38
1.4.2.5 Desafíos y tendencias futuras _____	38
Metodología _____	40
1.5 Procedimiento y montaje de los modelos _____	40
1.5.1 Modelo coreflooding _____	40

1.5.1.1	Definición del modelo	40
1.5.1.2	Descripción propiedades PVT	42
1.5.1.3	Diseño del pozo inyector y productor	43
1.5.1.4	Diseño base de inyección de agua	44
1.5.1.5	Inyección de surfactante polimérico	45
1.5.1.6	Pruebas de Concentración vs. Tasa de inyección	48
1.5.2	Modelo a escala de Campo	50
1.5.2.1	Definición del modelo	50
1.5.2.2	Propiedades PVT del modelo conceptual	53
1.5.2.3	Pozo inyector y pozos productores	53
1.5.2.4	Inyección de agua en el campo	55
1.5.2.5	Inyección de surfactante polimérico en el campo	56
1.5.2.6	Pruebas de Concentración vs Tasa de inyección en el campo	59
	Resultados y Análisis	62
1.6	Resultados en el núcleo de laboratorio	62
1.6.1	Pruebas de Inyección vs Concentración de SP	65
1.7	Resultados modelo a escala campo	72
1.7.1	Pruebas de Inyección vs Concentración SP	77
	Análisis Financiero	86
1.8	Análisis de Inversión (CAPEX)	86
1.9	Análisis de Costos de Operación (OPEX)	88
1.10	Análisis de Ingresos	89
1.11	Evaluación Financiera	92
1.11.1	Valor Presente Neto (VPN)	92
1.11.2	Flujos de Caja	93
	Conclusiones	95
	Recomendaciones	97
	Referencias	98

Lista de tablas

Tabla 1 Criterios generales de selección para procesos de inundación de polímeros.	15
Tabla 2 Criterios generales de selección para procesos de inundación de surfactantes.	20
Tabla 3 Resumen de los estudios sobre los surfactantes poliméricos de baja masa molecular en lo que respecta a la capacidad de viscosificar, su efecto sobre la tensión superficial/interfacial, humectabilidad y recobro.....	24
Tabla 4 Rendimiento de un surfactante polimérico frente a un biopolímero y un polímero convencional (HPAM).	28
Tabla 5 Criterios estimados de selección para procesos de inundación de surfactantes poliméricos.	38
Tabla 6 Dimensiones del núcleo de laboratorio.....	41
Tabla 7 Propiedades de la malla de simulación del núcleo.	41
Tabla 8 Propiedades PVT del agua en el núcleo.....	42
Tabla 9 Propiedades PVT del aceite en el núcleo.....	42
Tabla 10 Modelos de inyección de químico disponibles en BUILDER.....	45
Tabla 11 Propiedades físicas del surfactante y polímero en el núcleo.	46
Tabla 12 Tiempos de inyección de químico en el núcleo desde el inicio de la simulación.....	47
Tabla 13 Paquete No. 1 de pruebas de inyección de químico en el núcleo.	48
Tabla 14 Paquete No. 2 de pruebas de inyección de químico en el núcleo.	49
Tabla 15 Paquete No. 3 de pruebas de inyección de químico en el núcleo.	49
Tabla 16 Paquete No. 4 de pruebas de inyección de químico en el núcleo.	49
Tabla 17 Propiedades de la malla de simulación del campo.	50
Tabla 18 Propiedades por sector de la malla de simulación del campo.....	51
Tabla 19 Propiedades físicas del surfactante y polímero en el campo.	56
Tabla 20 Tensión interfacial en el campo respecto a la concentración del surfactante y la salinidad.	57
Tabla 21 Viscosidad del agua de inyección a diferentes concentraciones de polímero con variación en la tasa de corte.....	58
Tabla 22 Tiempos de inyección de químico en el campo desde el inicio de la simulación.....	59

Tabla 23 Paquete No. 1 de pruebas de inyección de químico en el campo.	60
Tabla 24 Paquete No. 2 de pruebas de inyección de químico en el campo.	60
Tabla 25 Paquete No. 3 de pruebas de inyección de químico en el campo.	61
Tabla 26 Paquete No. 4 de pruebas de inyección de químico en el campo.	61
Tabla 27 Resultados – Paquete No. 1 de pruebas de inyección de químico en el Núcleo.....	66
Tabla 28 Resultados – Paquete No. 2 de pruebas de inyección de químico en el Núcleo.....	67
Tabla 29 Resultados – Paquete No. 3 de pruebas de inyección de químico en el Núcleo.....	69
Tabla 30 Resultados – Paquete No. 4 de pruebas de inyección de químico en el Núcleo.....	70
Tabla 31 Resultados – Paquete No. 1 de pruebas de inyección de químico en el Campo.....	77
Tabla 32 Resultados – Paquete No. 2 de pruebas de inyección de químico en el Campo.....	79
Tabla 33 Resultados – Paquete No. 3 de pruebas de inyección de químico en el campo.....	81
Tabla 34 Resultados – Paquete No. 4 de pruebas de inyección de químico en el campo.....	82
Tabla 35 Acondicionamiento de las facilidades para la inyección del químico.	87
Tabla 36 Costo del químico.	87
Tabla 37 Costo de tratamiento de surfactante polimérico y agua.	88
Tabla 38 CAPEX total del proyecto.	88
Tabla 39 Determinación del valor de las regalías.	90
Tabla 40 Valor Presente Neto para los diferentes escenarios.	94

Lista de figuras

Figura 1 Representación genérica de pozos de inyección y producción para recuperación secundaria y terciaria.	5
Figura 2 Patrones de Inyección de agua.	6
Figura 3 Efecto de la distribución de permeabilidad sobre la Inyección de agua.....	8
Figura 4 Esquema de producción en función del tiempo en las diferentes etapas de recuperación.	10
Figura 5 Evolución del precio del petróleo Brent.	10
Figura 6 Crudo en sitio susceptible de aplicación de nuevas tecnologías emergentes de cEOR..	13
Figura 7 Estructura química de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM), donde “m” indica el grado de hidrólisis.	14
Figura 8 Viscosidad vs Salinidad.....	17
Figura 9 Fenómeno de Adelgazamiento.	17
Figura 10 Ejemplo de las estructuras químicas de los principales tipos de surfactantes.	19
Figura 11 Clasificación de los Surfactantes Poliméricos.....	22
Figura 12 Estructuras de los Surfactantes Poliméricos.....	23
Figura 13 Efecto de la temperatura sobre la viscosidad aparente de PADP y HPAM.	32
Figura 14 Factor volumétrico del petróleo en el núcleo.	43
Figura 15 Ubicación del pozo inyector y productor en el núcleo.	44
Figura 16 Tensión interfacial Vs. Concentración del surfactante en el núcleo.	46
Figura 17 Viscosidad del agua de inyección Vs. Concentración del polímero en el núcleo.	47
Figura 18 Malla de simulación del campo.....	52
Figura 19 Variación de la porosidad representada en la malla de simulación del campo.	52
Figura 20 Variación de la permeabilidad representada en la malla de simulación del campo.	53
Figura 21 Ubicación de los pozos en el campo.....	54
Figura 22 Curvas IFT en el campo respecto la concentración del surfactante y la salinidad.	57
Figura 23 Concentración del polímero vs Viscosidad del agua para el campo.	58
Figura 24 Producción de Aceite vs. Factor de recobro por Inyección de agua en el Núcleo.	62
Figura 25 Corte de agua por Inyección de agua en el Núcleo.	63

Figura 26 Producción de Aceite vs. Factor de recobro por Inyección de agua + SP en el Núcleo.	64
Figura 27 Producción de Aceite vs. Factor de recobro por Inyección de agua + SP en el Núcleo durante los primeros 2.5 días.	64
Figura 28 Corte de agua por Inyección de agua + SP en el núcleo durante los primeros 2.5 días.	65
Figura 29 Factor de recobro del aceite en el Núcleo – Pruebas paquete No. 1.	66
Figura 30 Factor de recobro del aceite en el Núcleo – Pruebas paquete No. 2.	68
Figura 31 Factor de recobro del aceite en el Núcleo – Pruebas paquete No. 3.	69
Figura 32 Factor de recobro del aceite en el Núcleo – Pruebas paquete No. 4.	71
Figura 33 Diagrama de superficies para los resultados del factor de recobro obtenidos a partir de los 4 paquetes de prueba en el núcleo.	71
Figura 34 Producción de Aceite vs. Factor de recobro por Inyección de agua en el Campo.	73
Figura 35 Corte de agua durante la extracción de crudo en el Campo.	74
Figura 36 Producción de aceite en el campo por inyección de químico vs. inyección de agua. ..	74
Figura 37 Factor de recobro del aceite en el campo por Inyección de SP vs. Inyección de Agua.	75
Figura 38 Corte de agua en el campo por Inyección de Agua + SP vs. Inyección de Agua.....	76
Figura 39 Factor de recobro del aceite en el Campo – Pruebas paquete No. 1.	78
Figura 40 Factor de recobro del aceite en el Campo – Pruebas paquete No. 2.	80
Figura 41 Factor de recobro del aceite en el Campo – Pruebas paquete No. 3.	82
Figura 42 Factor de recobro del aceite en el Campo – Pruebas paquete No. 4.	83
Figura 43 Diagrama de superficies para los resultados del factor de recobro obtenidos a partir de los 4 paquetes de prueba en el campo.	84
Figura 44 Costos de operación del campo con un Lifting Cost de 6.6 USD/Bbl.	89
Figura 45 Producción de cruda bruta y neta para el modelo conceptual.	91
Figura 46 Ingresos vs Egresos para el modelo conceptual según los diferentes escenarios de precio de venta.	92
Figura 47 Ingresos por Inyección de Agua Vs Inyección SP con un precio de venta central de 60 USD/Bbl.....	94

Lista de Anexos

Anexo 1 GRÁFICAS DE LAS PROPIEDADES PVT EN EL NÚCLEO	101
Anexo 2 GRÁFICAS DE LAS PROPIEDADES PVT EN EL CAMPO	103
Anexo 3 TABLAS EVALUACIÓN FINANCIERA	111

Introducción

Durante la recuperación primaria de crudo, las fuerzas naturales utilizadas para impulsar este recurso a la superficie eventualmente disminuirán y se volverán insuficientes. Para compensar esto, métodos de recuperación mejorada (EOR) son desarrollados e implementados. Estos métodos EOR pueden clasificarse dentro de tres categorías: Inyección de gas, Recuperación térmica e Inyección química (V. Alvarado & Manrique, 2010a); sin embargo, la inyección de agua y de gas han sido predilectamente aplicados como procesos secundarios de recobro, con el objetivo de aumentar la energía del yacimiento y, en consecuencia, incrementar la producción.

Inicialmente, se pensó que la función principal de la inyección consistía en mantener la presión del yacimiento; pero más tarde, se reconoció como mecanismo de desplazamiento, siendo la inyección de agua el método predominante debido a la disponibilidad del fluido, su forma relativamente fácil de inyectar (en virtud de la cabeza hidrostática que se crea en el pozo inyector), su habilidad de penetración y dispersión a través de las formaciones productoras y su eficiencia para desplazar el petróleo (Escobar, 2006).

Sin embargo, muchos reservorios de arenisca o rocas carbonatadas tienen una escasa recuperación secundaria debido a una baja eficiencia de barrido, pues, el fluido desplazante no logra superar de manera homogénea las fuerzas capilares del yacimiento, y además, la variación de la permeabilidad genera canales preferenciales de inyección (Escobar, 2006; Hsu & Robinson, 2019a). Adicionalmente, uno de los problemas sobresalientes con la inyección de agua es la irrupción temprana de este fluido en los pozos productores, causada por su canalización o interdigitación (fingering) a través de estratos permeables cuando el agua tiene mayor movilidad que el petróleo (González & Pérez, 2013). Por otro lado, existen varios inconvenientes asociados con las fuentes de suministro y calidad del agua de inyección, así como su compatibilidad con los fluidos del yacimiento, que requieren continuos esfuerzos de diseño, planeación y análisis experimental, para prevenir daños de formación asociados a la inyección de agua. Además, se debe aprender a convivir con los problemas en superficie como la formación de escamas, corrosión, sólidos suspendidos, bacterias y hongos (Cruz & Vanegas, 2009).

Frente a este panorama, y con un continuo incremento de la demanda energética, las tecnologías de recuperación mejorada (EOR) han sido ampliamente efectuadas con el fin de aumentar las

reservas de petróleo y el porcentaje de los niveles de recobro. Utilizando EOR, es posible extraer del 30% al 60% o más del petróleo original de la formación y de los yacimientos, en comparación con el 20% al 40% mediante la recuperación primaria y secundaria. Por otro lado, a diferencia de la inyección de agua tradicional, los procedimientos EOR implican una interacción química y física entre el sistema roca/fluidos del yacimiento y el fluido a ser inyectado con el propósito de generar mejores condiciones de movilidad tanto micro como macroscópicamente y así, incrementar el recobro.

Ahora bien, entre las diferentes técnicas de EOR, el método químico (cEOR) ha sido catalogado como el más prometedor debido a su mayor eficiencia y viabilidad técnica acompañada por costos de capital razonables (Levitt & Pope, 2008). Estos cEOR tradicionales son la inyección de polímeros, surfactantes y/o álcalis; sin embargo, limitaciones asociadas a procesos competitivos durante su aplicación deben ser superadas. Por ejemplo, los polímeros pueden sufrir pérdida de viscosidad debido a depósitos de salmuera y a las altas temperaturas en el yacimiento; mientras que, los surfactantes y fluidos alcalinos pierden eficacia debido a fenómenos de adsorción durante su flujo a través del medio poroso (Quintero Perez et al., 2020a).

Como alternativa frente a los nuevos desafíos, los surfactantes poliméricos han resultado atractivos para la industria debido a que pueden proporcionar simultáneamente un aumento de la viscosidad del agua y causar una disminución de la tensión interfacial en sistemas agua/aceite, lo cual, permitiría obtener un mejor rendimiento en los procesos cEOR. Adicionalmente, estos productos químicos no varían su comportamiento reológico, ni se degradan a velocidades de corte elevadas, y los valores de viscosidad y tensión interfacial alcanzados se mantienen incluso en amplios rangos de salinidad (Xu et al., 2020); lo cual, los convierte en una formulación robusta para enfrentar las condiciones adversas en el yacimiento.

Por lo anterior, el propósito de este trabajo es evaluar mediante simulación numérica y por medio del software STARS de la compañía CMG, la factibilidad que tiene adicionar un surfactante polimérico de tipo copolímeros en bloque en procesos de inyección de agua, para aumentar el porcentaje de recobro final. Para esto, se realizará una revisión del estado del arte que permita identificar las condiciones necesarias para representar este proceso de manera acertada y así, poder comparar y analizar al final de las simulaciones, los diferentes resultados y las variables de mayor impacto durante la elaboración del proyecto.

Justificación

En la actualidad, menos de la mitad del petróleo original de un yacimiento es producido a través de técnicas de recuperación primaria (despresurización) y secundaria (principalmente inyección de agua). Con este panorama y frente a un continuo incremento de la demanda energética, diferentes formulaciones químicas como surfactantes, polímeros y álcalis, han sido ampliamente utilizadas con el objetivo de incrementar el petróleo recuperado por inyección de agua. Sin embargo, los desafíos del presente mercado en la industria de hidrocarburos exigen la búsqueda de nuevos productos para mejorar el desempeño de estos procesos a menor costo y con menor inversión de capital para su implementación a gran escala. En este escenario, los surfactantes poliméricos surgen como una posible alternativa, ya que pueden proveer simultáneamente un incremento en la viscosidad del agua y causar una reducción de la tensión interfacial en sistemas agua/aceite; lo cual, aumentaría la eficiencia de los procesos de EOR. Además, las propiedades de estos productos se mantienen en amplios rangos de salinidad, concentración y esfuerzos de corte, convirtiéndolos en una formulación de desempeño robusto.

En esta investigación se busca evaluar mediante simulación numérica la factibilidad técnica de utilizar un surfactante polimérico en procesos de recobro mejorado por inyección de agua, dando mayor importancia a variables como la concentración y tasa de inyección con el fin de generar resultados que aporten en futuros proyectos de la industria.

Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar mediante simulación numérica el desempeño de un surfactante polimérico en el proceso de recobro mejorado por medio de inyección de agua.

1.2 Objetivos Específicos

- Identificar las condiciones necesarias para la implementación adecuada de un surfactante polimérico en un proceso de inyección de agua como método de recobro mejorado.
- Explicar desde la revisión del estado del arte, la interacción roca-fluido y fluido-fluido necesaria para que se dé una efectiva mejora en los niveles de recobro incremental a través de la inyección de agua mezclada con surfactante polimérico.
- Simular a través del software CMG el proceso base de recuperación de crudo a escala de laboratorio y campo mediante la inyección de agua como método de recobro secundario.
- Examinar el efecto que la adición de un surfactante polimérico tiene sobre el proceso de inyección de agua en proyectos de recobro mejorado.
- Seleccionar desde el análisis de resultados, las variables del surfactante polimérico con mayor influencia en la optimización del proceso de recobro mejorado mediante inyección de agua.

Estado del Arte

1.3 Recobro secundario por inyección de agua

Una vez la energía natural de un yacimiento se empieza a depletar, o es demasiado pequeña para lograr una recuperación económicamente rentable del crudo, se debe agregar dicha energía al depósito para permitir una recuperación adicional del crudo (ver Figura 1). Esa energía adicional suele estar en forma de agua o gas inyectado siendo la primera la más usada.

Este proceso depende principalmente del desplazamiento físico para recuperar aceite adicional. Se puede decir que imita el proceso natural de entrada de agua (Hsu & Robinson, 2019a). Las fuerzas del elemento clave no son naturales; más bien son físicas, a diferencia de térmicos, químicos, solventes, tensiones interfaciales, etc. Se podría llegar a la conclusión que se realiza un aumento físico del mecanismo, de impulsión natural (Stosur et al., 2003).

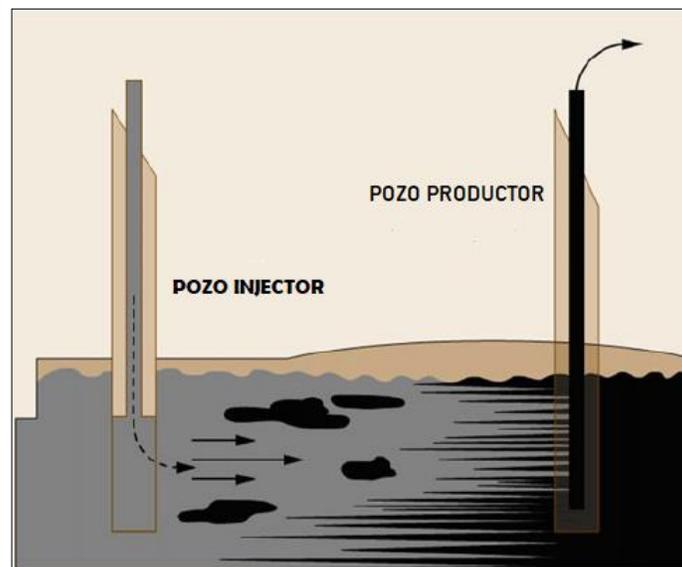


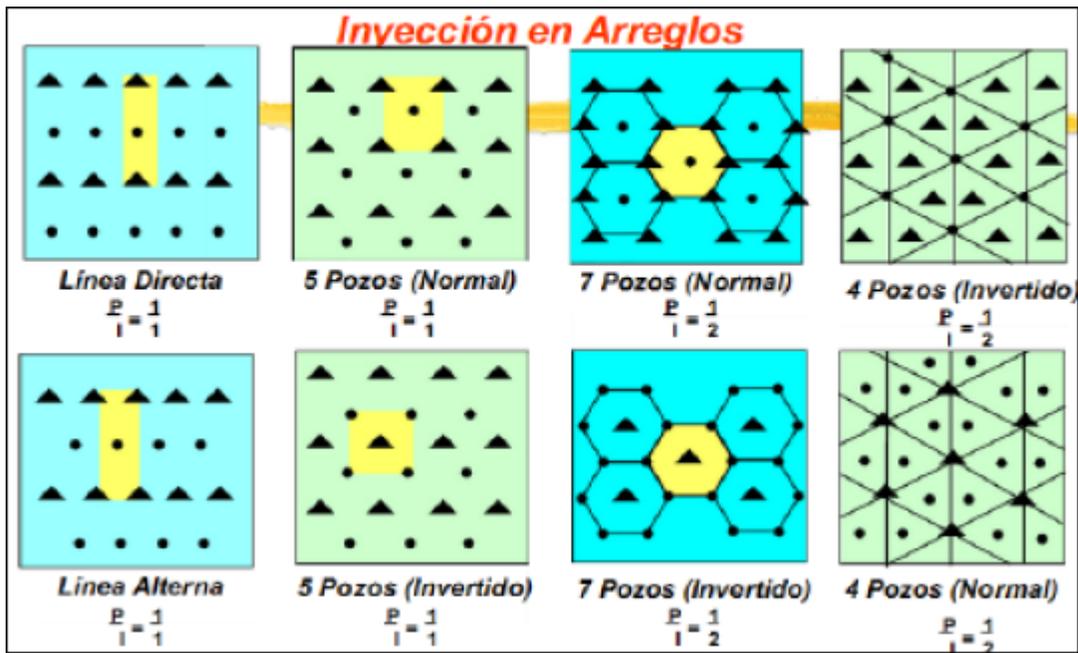
Figura 1 Representación genérica de pozos de inyección y producción para recuperación secundaria y terciaria.

Tomado de HSU & Robinson, (2019).

Cabe resaltar que inicialmente, se pensó que la inyección tenía como función principal, mantener la presión del yacimiento; pero más tarde, en la década de los años 1950 también se reconoció como mecanismo eficiente de desplazamiento (Escobar, 2006).

1.3.1 Patrones de inyección

Los patrones geométricos entre el pozo de inyección y el pozo de producción se usan para entregar el fluido inyectado al área objetivo. Básicamente, los pozos se pueden distribuir en patrones de dos y tres puntos y los patrones restantes son obtenidos de la combinación de estos, y varían de acuerdo con el número de patrones dependiendo del número de pozos productores (ver Figura 2).



*Figura 2 Patrones de Inyección de agua.
Tomado de Escobar (2006).*

Elegir el modelo funcional adecuado para cada tipo de campo requiere toda la información disponible del yacimiento como la capacidad de producción de crudo deseado, duración del proyecto de inyección, distribución espacial entre pozos existentes, índices de inyectividad y productividad de la formación.

El patrón seleccionado debe tener suficiente capacidad de inyección para producir el petróleo deseado y maximizar la recuperación de este, mientras se minimiza la producción de agua. Además, se debe utilizar el número máximo de pozos existentes para reducir la necesidad de nuevos pozos (B. J. M. Alvarado & Sánchez, 2017).

1.3.2 Consideraciones en proyectos de inyección de agua

Cuando se inicia un estudio de inyección de agua, se comienza con la recolección de datos del yacimiento iniciando por la determinación de su geometría, porque su estructura y estratigrafía determinan la ubicación del pozo, así como los métodos por los cuales el yacimiento se puede poner a producir por medio de inyección de agua. La segregación gravitacional depende en gran medida de la estructura del yacimiento, esto debido a que donde hay zonas de alta permeabilidad, la recuperación por segregación gravitacional, puede reducir la saturación de petróleo a tal punto que no resulte económicamente rentable la implementación de la inyección de agua (Magdalena Paris de Ferrer, 2001).

Si la estructura del yacimiento es la adecuada y la saturación de aceite garantiza la implementación de un sistema de inyección de agua, se procede a estudiar las características de las rocas que conforman la litología del yacimiento para poder determinar la eficiencia de la inyección. Existen evidencias en pruebas de laboratorio de que la diferencia entre la composición mineralógica de los granos de arena y la del material cementante que se ha observado en varias arenas petrolíferas después de haber sido invadidas con agua, puede ocasionar diferencias en la saturación de petróleo residual (Magdalena Paris de Ferrer, 2001).

La profundidad del yacimiento determina la presión de inyección, la cual debe ser menor que la presión de fracturamiento, es decir, a medida que aumenta su profundidad, mayor será la presión de fractura natural de la roca, permitiendo utilizar presiones más altas, en comparación de yacimientos pocos profundos. Asimismo, una de las principales propiedades petrofísicas de la roca es la porosidad, la cual tiene una relación directa con la recuperación total del petróleo, ya que con ella se puede determinar el volumen de estimulación y la cantidad de crudo que se puede recuperar, para cualquier porcentaje de saturación dado. Esto varía según el tipo de roca, es por ello que se debe tener una buena confiabilidad en estos datos. Por ejemplo, a nivel de yacimiento se acostumbra a realizar un promedio de porosidad por medio del promedio aritmético de las medidas de porosidades de un núcleo representativo (Magdalena Paris de Ferrer, 2001).

La magnitud de la permeabilidad (es fuertemente dependiente de la porosidad) de un yacimiento controla en gran medida la tasa de inyección de agua que se puede mantener en el pozo inyector a una determinada presión en la cara del yacimiento (ver Figura 3), la relación de estas dos variables permite determinar de manera eficaz los pozos adicionales que deben perforarse para lograr el cumplimiento del programa en un tiempo razonable (Archer & Wall, 1986). La permeabilidad es una propiedad heterogénea en todas direcciones, ya que es la capacidad que tiene la roca de permitir el paso de fluidos a través de la interconexión de sus poros, lo que la hace tan importante a la hora de determinar la cantidad agua necesaria a utilizar. Estas variaciones permiten realizar posibles escenarios de penetración del agua y determinar los tiempos de ruptura lo que influye en la economía del proyecto (Magdalena Paris de Ferrer, 2001).

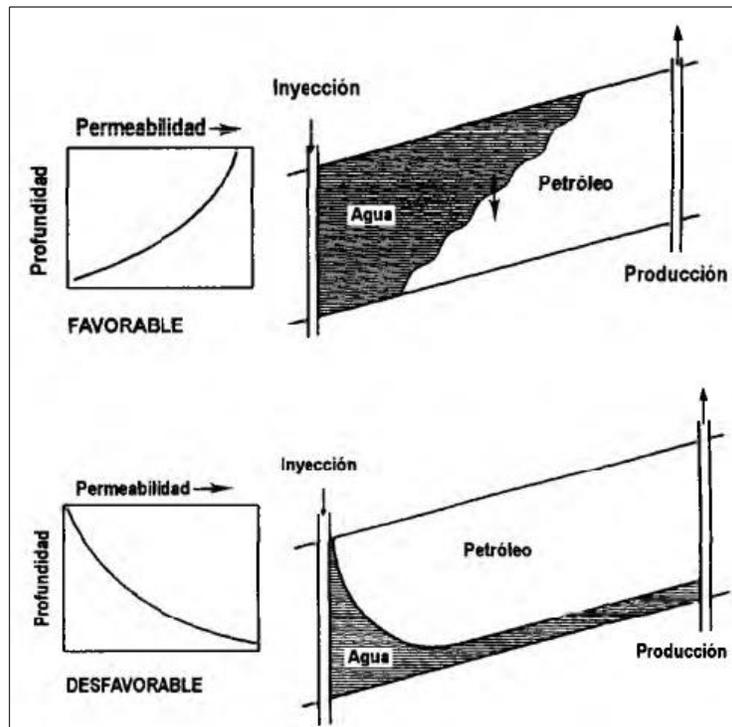


Figura 3 Efecto de la distribución de permeabilidad sobre la Inyección de agua.
Tomado de Archer & Wall (1986).

Estas distribuciones de permeabilidad están asociadas a la humectabilidad de la roca, la cual, si son humectadas por agua, el crudo ocupa las zonas más conductoras de los espacios porosos mientras que el agua ocupa los espacios o zonas menos conductoras. Si la roca es humectada por

crudo el efecto es contrario a lo mencionado, por lo que se tendrá una menor recuperación, y se debe preferentemente promover una inversión de la humectabilidad que garantice la viabilidad del proyecto.

Teniendo en cuenta que el flujo de fluidos en el yacimiento se da esencialmente en la dirección de los planos estratigráficos, es muy importante tener en cuenta la continuidad de las propiedades de la roca en relación con la permeabilidad y la continuidad vertical, que a su vez determina la factibilidad del proyecto de inyección de agua. Si el cuerpo del yacimiento está dividido en estratos separados por lutitas o rocas densas, el estudio de una sección transversal de un horizonte productor podría indicar si los estratos individuales tienen tendencia a reducirse en espesor. También, a través de núcleos se pueden tener evidencias de estratificaciones cruzadas y de fracturamiento. Esto conlleva en la determinación del espaciamiento de los pozos, en los patrones de invasión y en la estimación del volumen del yacimiento que estará afectado durante el programa de inyección (Magdalena Paris de Ferrer, 2001).

1.4 Recobro terciario

Una vez la recuperación secundaria ya no es económicamente rentable, es necesario suplementar al yacimiento con un tipo de energía diferente que permita obtener una recuperación adicional, y así, visualizar un realce en la curva de declinación de la producción de aceite (ver Figura 4). Estas mejoras generalmente son inducidas por la adición de calor, la interacción química entre el fluido inyectado y el aceite del yacimiento, la transferencia de masa y/o el cambio de las propiedades del aceite de tal manera que el proceso facilite su movimiento a través del reservorio. Al recobro terciario también se le conoce como procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) (Stosur et al., 2003).

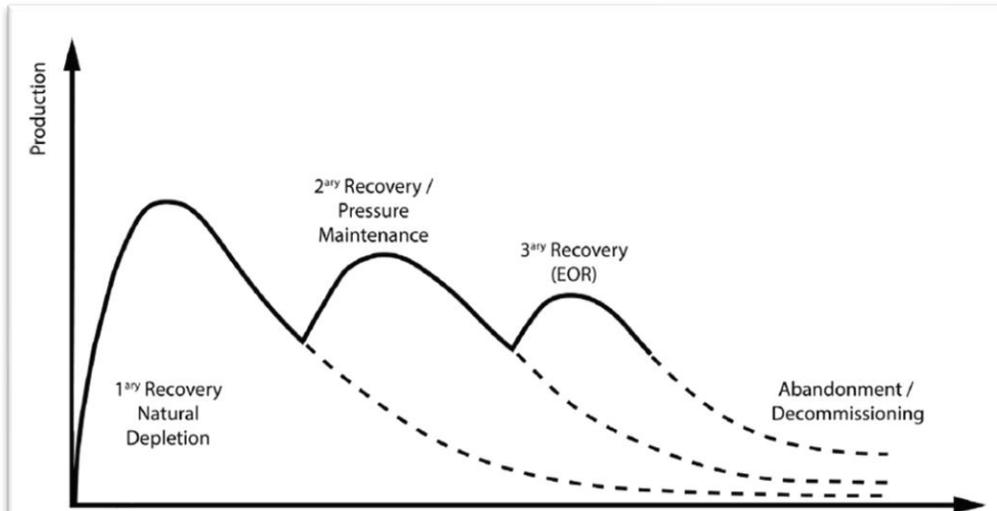


Figura 4 Esquema de producción en función del tiempo en las diferentes etapas de recuperación.
Tomado de Alvarado y Manrique (2010).

El número de procesos EOR se disparó a mediados de la década de 1970 y principios de la de 1980 debido al aumento del precio del crudo. Luego, con el colapso de este último a mediados de la década de 1980, los proyectos de EOR se hundieron drásticamente simplemente porque dejaron de ser rentables, y la atención se centró en la inundación de agua y otras técnicas de recobro (ver Figura 5). En las última dos décadas ha habido un resurgimiento del EOR debido al incremento en el precio del petróleo (Babadagli, 2020). Estos métodos EOR pueden clasificarse dentro de tres categorías: Inyección de gas, Recuperación térmica e Inyección química (Escobar, 2006).



Figura 5 Evolución del precio del petróleo Brent.
Tomado de Datosmacro.com (2021).

La introducción de gases miscibles reduce la tensión interfacial entre el aceite y el agua, mantiene la presión del reservorio y mejora el desplazamiento del aceite; sin embargo, el uso de estos procedimientos requiere una gran cantidad de productos costosos, por lo que son sumamente arriesgados en yacimientos naturalmente fracturados, además cuando hay presencia de hidrocarburos pesados se hace poco factible su uso, por la poca fracción de hidrocarburo ligero contenido, y existe la posibilidad de que el solvente quede atrapado y no sea posible recuperarlo posteriormente. El CO₂ es el más utilizado porque reduce la viscosidad del aceite y es menos costoso que el GLP, aunque se conoce que puede causar severos problemas de corrosión en las tuberías (Hsu & Robinson, 2019a; Jia et al., 2019). Por otro lado, los proyectos térmicos de EOR como la inyección cíclica de vapor (Huff & Puff), la inyección de vapor y, más recientemente, el drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD) han sido los métodos de recuperación más utilizados para la producción de petróleo pesado y extrapesado en yacimientos de arenisca durante las últimas décadas, los cuales, se han concentrado principalmente en Canadá, la ex Unión Soviética (FSU), Estados Unidos, Venezuela, Brasil y China en menor medida (V. Alvarado & Manrique, 2010b). Sin embargo, a pesar de su elevada eficiencia térmica, estos métodos EOR no han obtenido mayor auge, debido al gran número de fallas que se presentan durante el proceso, sobre todo por el ineficiente control, poco conocimiento que se tiene de los fenómenos que ocurren durante su aplicación y su empleo en yacimientos no necesariamente apropiados para su ejecución. Además, se presentan problemas de corrosión y emulsión, formación de gases nocivos por la combustión, daños en los equipos de producción por calor, altos costos de compresión y en ocasiones se requiere gran cantidad de aire reduciendo la viabilidad del procedimiento (Babadagli, 2020).

Ahora bien, entre las diferentes técnicas de EOR, el método químico (cEOR) ha sido catalogado como el más prometedor debido a su mayor eficiencia y viabilidad técnica acompañada por costos de capital razonables (Levitt & Pope, 2008). La presente investigación se fundamenta en este tipo de recobro terciario, por tal razón, el estado del arte estará dirigido a explicar su desarrollo y capacidad de aumentar el porcentaje de recobro final.

1.4.1 Recobro Mejorado Químico “cEOR”

En la última década se ha avanzado en la implementación de procesos de recobro químico en Colombia, incluyendo pilotos de inyección de geles obturantes para *conformance* químico, geles de dispersión coloidal, polímeros, álcali y surfactantes. Estos procesos han sido de marcada importancia tanto para la promesa de incrementar el factor de recobro de los campos colombianos, como para revisar campos en sus planes de abandono mediante la aplicación de nuevas tecnologías (Delgadillo, 2020). Colombia es un país con pocas aplicaciones de técnicas de recobro mejorado al compararse con países como Canadá, China, Estados Unidos o Argentina, donde la mayoría de sus yacimientos se encuentran en procesos maduros de inyección de agua; por tanto, son líderes en explotación usando técnicas de recobro mejorado (Fulin et al., 2004; Pye, 1964; Sandiford, 1964a; Sheng, 2011). Sin embargo, las condiciones geológicas en estos países, y las características de los hidrocarburos allí extraídos, difieren a las encontradas en Colombia, lo que ha dificultado la transferencia tecnológica directa de los métodos de recobro mejorado al país (Amaya et al., 2010; Barrero et al., 2007).

El principal objetivo de los procesos cEOR es actuar sobre uno o varios de los siguientes factores: movilidad (utilizando soluciones de polímero de agua que aumentan la viscosidad), humectabilidad de la roca y tensión interfacial (mediante la adición de surfactantes y/o álcalis al agente de desplazamiento); por lo tanto, los factores que influyen en la recuperación de crudo deben analizarse cuidadosamente antes de diseñar nuevos productos químicos para cEOR (Druetta et al., 2019a). De esta manera, Delgadillo (2020) presentó la cantidad de crudo impactado con la aplicación de las nuevas tecnologías de cEOR en los yacimientos colombianos, en donde se evidencia una gran oportunidad de desarrollo e implementación para los surfactantes y polímeros mejorados (ver Figura 6).

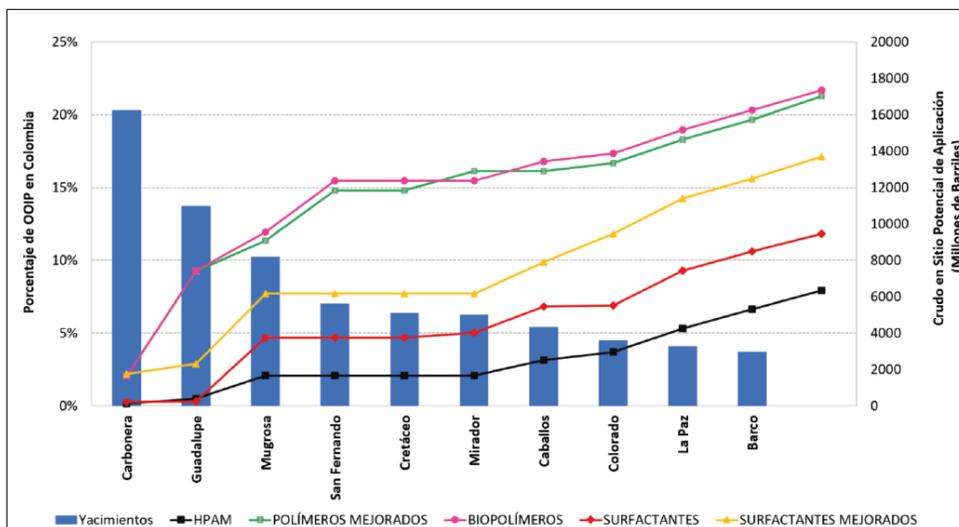


Figura 6 Crudo en sitio susceptible de aplicación de nuevas tecnologías emergentes de cEOR. Tomado de Delgadillo, (2020).

Para comprender los efectos simultáneos que pueden brindar los surfactantes poliméricos como un solo componente en procesos de inyección de agua para proyectos cEOR, es necesario definir primero las características e interacciones fisicoquímicas que ocurren en el yacimiento al inyectar estos químicos por separado. A continuación, se explican los procesos de inyección de polímeros e inyección de surfactantes, sus principales aspectos a tener en cuenta y la capacidad que tienen para modificar las condiciones de movilidad del yacimiento con el fin de aumentar los niveles de recobro.

1.4.1.1 Inyección de Polímeros

Uno de los procesos cEOR más efectivos consiste en inyectar una solución de polímero para barrer el petróleo remanente de los procesos secundarios a los pozos de producción (Lake et al., 2006). El primer proyecto que proponía polímeros solubles en procesos EOR fue informado por Sandiford (1964), afirmando que la principal funcionalidad del polímero era aumentar la viscosidad del agua utilizada como fluido de desplazamiento, la cual dependerá, entre otros, de la concentración y masa molecular del polímero, la temperatura, la salinidad del agua, el total de sólidos disueltos (TDS) y la concentración de iones divalentes.

Un polímero se define como una macromolécula compuesta por una mezcla de agua y moléculas químicas más pequeñas, llamadas monómeros, que se repiten. Dichas unidades químicas forman un material resistente y de alta masa molecular apropiado para el control del flujo de agua en un yacimiento y para la optimización de los procesos de recobro mejorado (Kamal et al., 2015a). Con esto se busca mitigar los efectos de la canalización heterogénea de agua y la digitación viscosa, mejorando la eficiencia del barrido volumétrico y, en consecuencia, la recuperación de petróleo remanente del proceso de inyección de agua.

1.4.1.1.1 Polímeros utilizados en la industria

Los polímeros utilizados en procesos de recobro mejorado son, mayormente, las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM) y sus derivados (Albonico et al., 1993; Nino J.C et al., 2020; Seright, 2016). La HPAM (ver Figura 7) posee propiedades importantes (hidrofílica y soluble en agua, incrementa la viscosidad del agua, entre otras) que la hacen un buen candidato para procesos EOR; sin embargo, presenta limitaciones en su rendimiento en condiciones de alta temperatura y salinidad, donde las moléculas del polímero pueden configurarse de forma aleatoria y generar una disminución significativa de la viscosidad (Albonico et al., 1993; Molano et al., 2014; G. Sun et al., 2018; Y. Wu et al., 2012).

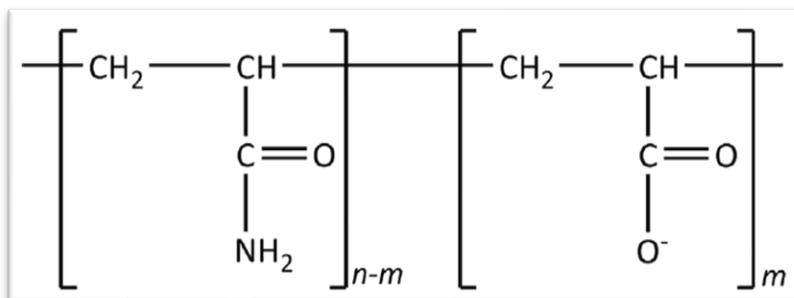


Figura 7 Estructura química de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM), donde “m” indica el grado de hidrólisis.
Tomado de Druetta et al., (2019).

Por otro lado, la HPAM residual puede degradarse lentamente en el monómero tóxico de acrilamida. Varios investigadores han estudiado su toxicidad (Bao et al., 2010; Tyl, 2003). Adicionalmente, a causa de los crecientes usos en la agricultura y procesamiento de alimentos, se

ha puesto especial cuidado en el porcentaje de monómero (acrilamida) presente en este tipo de aplicaciones. Normalmente el porcentaje de acrilamida en el polímero es del orden de 0.05% en peso siendo en estos niveles no tóxico (Losada et al., 2017). Sin embargo, algunos otros polímeros más ecológicos se están utilizando como agentes viscosificantes en EOR, como los biopolímeros de polisacáridos. Pu et al., (2018), revisaron este tipo de polímeros, describiendo sus principales características sin realizar un análisis exhaustivo de sus propiedades químicas ni de su aplicación en campo. Los polisacáridos utilizados para EOR son: xantano, escleroglucano, hidroxietilcelulosa, carboximetilcelulosa, goma welan, goma guar, esquizofilano.

1.4.1.1.2 Factores que afectan las propiedades de los polímeros

La inundación de polímeros tiene la mejor aplicación en yacimientos moderadamente heterogéneos con crudos de viscosidad baja/media (generalmente, menos de 100 cP). La Tabla 1 describe a grandes rasgos los criterios generales de selección aplicables a esta técnica cEOR; sin embargo, a pesar de poseer sólidas estructuras y ser resistentes a algunos elementos, los polímeros presentan cierta vulnerabilidad a distintos factores que se encuentran en el medio donde están expuestos, generando degradación química, mecánica o térmica en sus moléculas, haciéndolos perder sus propiedades originales y disminuyendo los beneficios por los cuales fueron seleccionados.

Tabla 1 Criterios generales de selección para procesos de inundación de polímeros.

Parámetro de selección (Crude Oil)	Unidades	Rango/Valor Recomendado
Viscosidad	cP	<150 (>1200 cP en campos de poco espesor)
Gravedad	°API	>15
Composición	-	No crítico
Tipo de Formación	-	Preferiblemente Areniscas (Carbonatos también es posible)
Profundidad	m	<2800 (debido a limitantes térmicas)
Temperatura	°C	<95
Espesor Neto	m	No crítico
Presión inicial de Reservorio	MPa	No crítico

Porosidad	%	No crítico
Permeabilidad	mD	>20 (Preferiblemente >50)
Saturación inicial de Aceite	% PV	>50
TDS	ppm	<20.000
Cationes Divalentes Totales	ppm	<500
Observaciones especiales	-	Contenido de arcilla bajo en Ca

Fuente: Tomado de Druetta et al., (2019).

Según Sheng (2014), la viscosidad es el parámetro más importante en una solución de polímero y existen ciertos factores que pueden afectar su efectividad en los procesos de inyección, los cuales son descritos a continuación (Cárdenas, 2016):

- **Efecto de la concentración:** La concentración de polímero determina la viscosidad de la solución y el tamaño del bache de solución de polímero requerido. Inyecciones con altas concentraciones causan mejores reducciones en el corte de agua y pueden acortar el tiempo requerido de una inyección. Sin embargo, por encima de cierto valor, la concentración de polímero inyectado tiene poco efecto sobre la eficiencia de la inyección de polímero, no representando una ganancia significativa y por el contrario, incrementa el costo global de la implementación.
- **Efecto de la salinidad:** Está estrechamente ligada a la concentración del polímero. A un nivel muy alto de salinidad, la asociación intramolecular del polímero aumenta, luego la viscosidad disminuye.

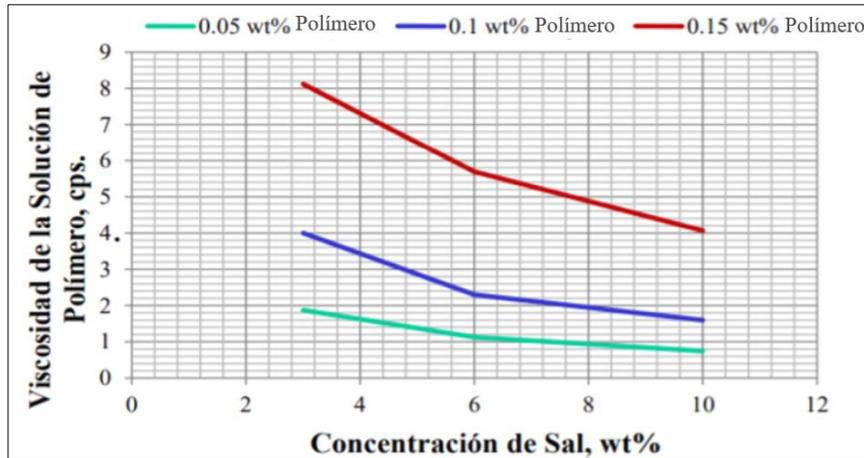


Figura 8 Viscosidad vs Salinidad.
Tomado de Computer Modelling Group LTD. (2021).

En la Figura 8 se puede visualizar que un incremento de la salinidad a una concentración dada de polímero, la viscosidad tiende a disminuir. Por ende, para que una inyección de polímero sea efectiva, lo ideal es que la solución posea un bajo contenido de sal.

- **Efecto de Velocidad de Inyección (Shear Rate):** La viscosidad y la tasa de corte son inversamente proporcionales entre sí, es decir, a medida que la tasa de corte aumenta, la viscosidad del polímero disminuye.

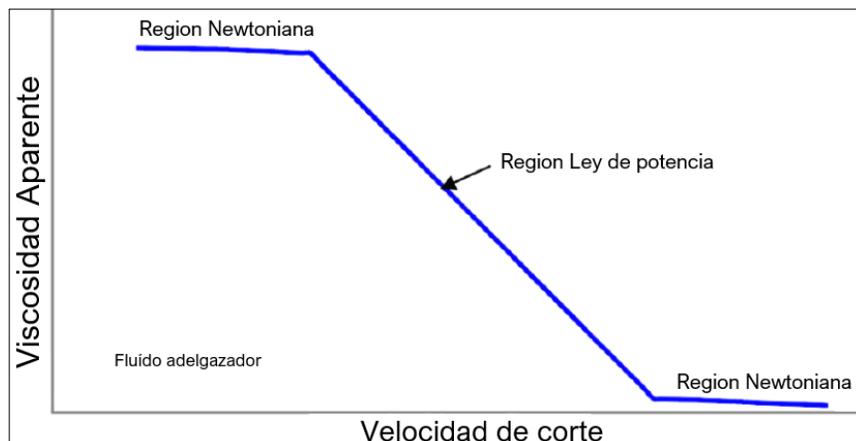


Figura 9 Fenómeno de Adelgazamiento.
Tomado de Computer Modelling Group LTD. (2021).

En la Figura 9 se presenta un claro ejemplo de ello. Este tipo de fenómeno mencionado anteriormente es conocido como “adelgazamiento” (Panthi & Mohanty, 2014).

- **Efecto de la temperatura:** Cuando la temperatura aumenta, la actividad energética vibracional y cinética de las moléculas y cadenas del polímero es mayor haciendo que la fricción entre estas se incremente. Por lo tanto, la resistencia al flujo es menor y la viscosidad disminuye, provocando un efecto contrario al que se quiere cuando se utiliza un polímero.
- **Efecto del pH:** Se conoce que el pH conlleva a la hidrólisis. De acuerdo a lo anterior y al hecho de que generalmente se utiliza HPAM, se sabe que el pH óptimo debe estar en un rango de entre 6-10 (S. Zhu et al., 2020).
- **Efecto de la masa molecular:** Polímeros con masa molecular alta, proporcionan una mayor viscosidad lo que conduce a una recuperación mejorada más eficiente. Un polímero de baja masa molecular puede ser defloculante, mientras que un polímero de alta masa molecular del mismo tipo puede ser floculante. Ahora bien, el volumen poroso inaccesible (IPV por sus siglas en inglés Inaccessible Pore Volume) se da cuando los tamaños moleculares de los polímeros son más grandes que las gargantas porales de un medio poroso, causando que las moléculas de polímero no puedan fluir a través de dichos poros. Ese efecto debe ser evitado una vez se selecciona la masa molecular del polímero, ya que altos IVP conllevan a bajos factores de recobro de petróleo.

1.4.1.2 Inyección de Surfactantes

La inyección de surfactantes es la adición de uno o más químicos líquidos y/o surfactantes al agua de inyección. Esto se hace con el objetivo de disminuir la tensión interfacial entre el líquido inyectado y el petróleo presente en la formación productora, controlando las propiedades del comportamiento de fase en el yacimiento y, consecutivamente, aumentando la eficiencia de barrido microscópica debido a la disminución de las fuerzas capilares que entrapan al aceite en los poros más pequeños (Sandersen, 2012).

El proceso de inyección de surfactante consiste, en primer lugar, de inyectar un preflujo de agua fresca para acondicionar el yacimiento, con el objetivo de reducir las sales disueltas que podrían comprometer el surfactante generando una ineffectividad de éste. Posteriormente, una solución de surfactante es inyectada para reducir la tensión interfacial entre el agua y el aceite, formando un banco de petróleo para que sea desplazado a través de los poros de la roca. Finalmente, la solución o bache de surfactante es seguido por un bache de post-flujo, donde podría ser una solución de polímero o salmuera; en el caso de inyectar polímero, este sería procedido de un bache de agua (Holmberg et al., 2002).

1.4.1.2.1 Tipos de Surfactantes

Se clasifican según su naturaleza iónica como aniónico, catiónico, no iónico y zwitterionico (ver Figura 10). Los surfactantes aniónicos son los más usados en los procesos de cEOR ya que presentan una relativa menor adsorción en las areniscas donde su carga en superficie es negativa. Adicionalmente, son usados en formaciones de areniscas debido a que se adsorben menos en este tipo de litología.

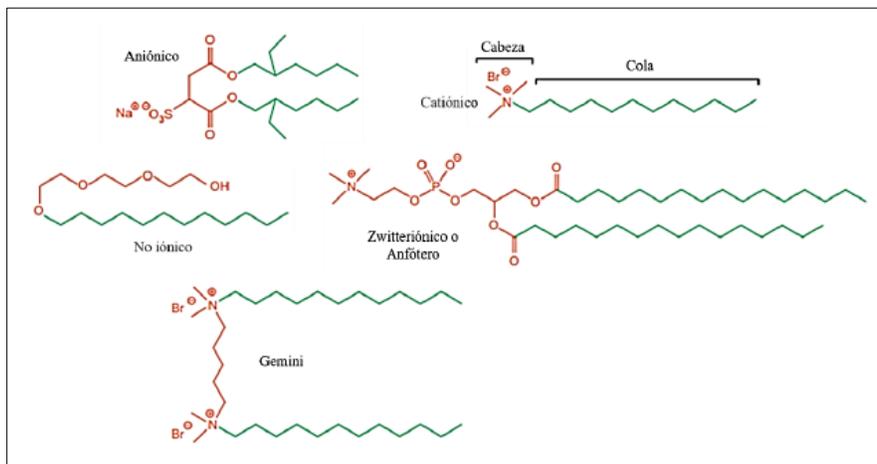


Figura 10 Ejemplo de las estructuras químicas de los principales tipos de surfactantes. Tomado de Eastoe & Tabor (2014).

Los surfactantes no iónicos sirven como co-surfactantes para mejorar el comportamiento de fase en el sistema. Aunque ellos sean más tolerantes a altas salinidades, su función de reducir la

IFT no es tan buena como la de los surfactantes aniónicos. Con frecuencia, una mezcla de un surfactante aniónico y no iónico es usada para aumentar la tolerancia a la salinidad.

Los surfactantes catiónicos se adsorben fuertemente en las areniscas; por consiguiente, no son generalmente usados en yacimientos de este tipo, pero pueden ser usados en rocas carbonatadas para cambiar la mojabilidad de mojado por aceite a mojado por agua.

Los surfactantes zwitteriónicos o anfóteros cuentan con dos grupos activos, pueden ser no iónico – aniónico, no iónico – catiónico, o aniónico – catiónico. Estos surfactantes son tolerantes a la temperatura y la salinidad, pero son costosos.

Los surfactantes Gemini son un grupo anfifílicos que tienen la siguiente estructura en secuencia: una cola de hidrocarburo, un grupo iónico, un espaciador (por ejemplo, del grupo metileno, grupo rígido, polar y no polar), un segundo grupo iónico, y otra cola de hidrocarburo. Este tipo de surfactantes muestra gran resistencia y desempeño bajo altas condiciones de temperatura y salinidad, las cuales se encuentran en la mayoría de los yacimientos de petróleo (Behrens, 2013; Eastoe & Tabor, 2014; Elias et al., 2016; Sandersen, 2012; Sheng, 2011).

Tabla 2 Criterios generales de selección para procesos de inundación de surfactantes.

Parámetro de selección (Crude Oil)	Unidades	Rango/Valor Recomendado
Viscosidad	cP	<35
Gravedad	°API	>20
Composición	-	Ligera, de preferencia intermedias
Tipo de Formación	-	Preferiblemente Areniscas
Profundidad	m	<2800 (debido a limitantes térmicas)
Temperatura	°C	<95
Espesor Neto	m	No crítico
Presión inicial de Reservorio	MPa	No crítico
Porosidad	%	No crítico
Permeabilidad	mD	>10
Saturación inicial de Aceite	% PV	>35
TDS	ppm	<50.000
Cationes Divalentes Totales	ppm	No crítico
Observaciones especiales	-	-

Fuente: Tomado de Druetta et al., (2019).

La Tabla 2 describe a grandes rasgos los criterios generales de selección aplicables a esta técnica cEOR. Una inundación exitosa de surfactante debe lograr un IFT suficientemente bajo para mover el aceite atrapado y debe mantener la estabilidad del bache de surfactante durante la inundación en todo el depósito. Por lo tanto, cuanto más profundo sea el conocimiento sobre el comportamiento de la tensión interfacial en la formación y el movimiento de un banco de petróleo, mejor será el desplazamiento EOR, en términos de tecnologías de inundación química rentables (Druetta et al., 2019b). Además, también es importante considerar que los efectos de estos químicos no representen un riesgo para el medio ambiente.

1.4.2 Surfactantes Poliméricos: Una gran alternativa en cEOR

Los surfactantes poliméricos (SP) son macromoléculas con grupos hidrófobos e hidrófilos en su composición estructural. Por lo tanto, frecuentemente se denominan polímeros anfifílicos (Raffa et al., 2016b). Aunque son polímeros, su característica molecular única les permite técnicamente definirse como surfactantes (Afolabi et al., 2022).

Raffa et al., (2015), introdujeron diferentes SP y su aplicación en la industria. Las moléculas fueron clasificadas a partir de un punto de vista estructural, dependiendo de la disposición relativa de las partes hidrófobas e hidrófilas (ver Figura 11). Si hay presentes unidades repetidas de monómeros intrínsecamente anfifílicos, estos se denominan “Polysoaps”, mientras que los polímeros en los que existe una clara separación entre las dos partes se denominan “Macrosurfactantes”.

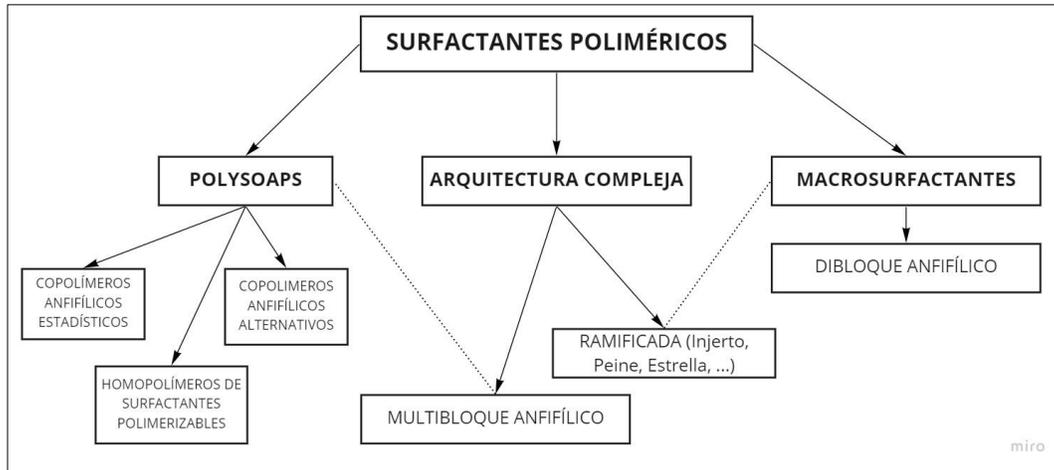


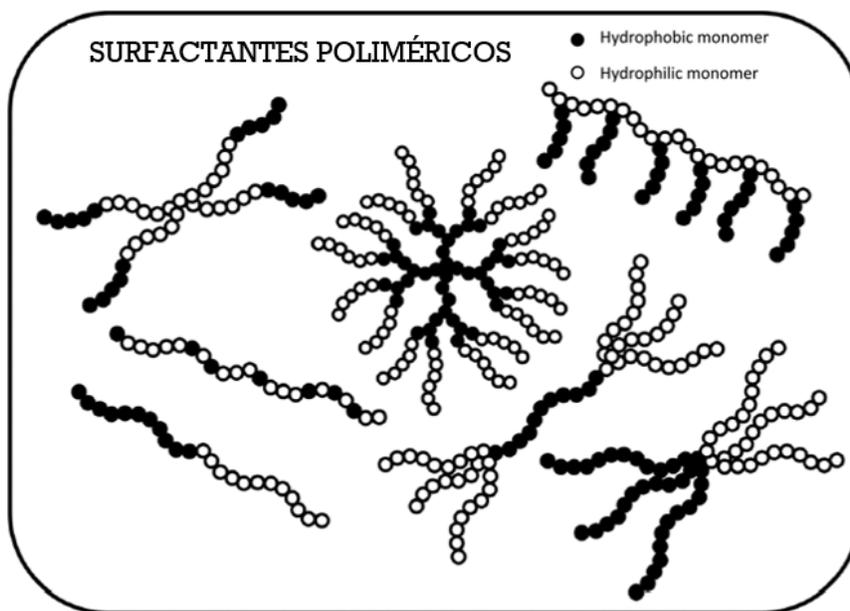
Figura 11 Clasificación de los Surfactantes Poliméricos.
Tomado de Raffa et al., (2015).

Ahora bien, la aplicación de SP podría representar una alternativa favorable ya que en principio se espera que se produzca al mismo tiempo una disminución de la tensión interfacial y un aumento de la viscosidad, lo cual, representaría un efecto incremental sobre los niveles del factor de recobro (Raffa et al., 2016a). Además, al ser un surfactante polimérico un componente único y no una mezcla, esta característica también debería ofrecer la ventaja de evitar la segregación en dos fases que puede ocurrir en una corriente de flujo para mezclas convencionales de Surfactante y Polímero (Neuma de Castro Dantas et al., 2021).

Los SP se han propuesto para reducir la cantidad de aditivos químicos/slugs en la implementación de inundaciones químicas para yacimientos petrolíferos, lo que ofrece simplicidad operativa y mejora la rentabilidad (Afolabi et al., 2022). Por otro lado, con los polímeros anfifílicos, se pueden evitar muchos problemas técnicos que históricamente se han encontrado en las prácticas de inundación química, como la separación cromatográfica debido a la adsorción selectiva y el atrapamiento mecánico, así como las interacciones fluido-fluido no deseables (Raffa et al., 2016a). En yacimientos complejos y muy heterogéneos, los baches de inyección de múltiples componentes tienden a fallar debido a la segregación por gravedad de los componentes del fluido. La utilización de surfactantes poliméricos sin duda mejorará la eficacia de los proyectos de recuperación terciaria en este tipo de formaciones (Raffa et al., 2015). Además de los problemas técnicos del subsuelo, los desafíos operativos de las instalaciones de superficie como la deposición

de escamas y la corrosión debido a los compuestos alcalinos en ASP (Neuma de Castro Dantas et al., 2021) pueden erradicarse si se emplean SP.

Por otro lado, es muy interesante notar que, de alguna manera, los SP se han utilizado desde hace mucho tiempo en procesos EOR (Al-bassam & Al-jarrah, 1990; Barakat et al., 1989; Charles McCormick & Andrew Lowe, 2004; Maltesh et al., 1992; Panthi & Mohanty, 2014), sin reconocerlos realmente como tales. La idea de introducir grupos hidrófobos en un polímero soluble en agua, que en realidad lo convierte en un tensioactivo polimérico (ver Figura 12), ya ha sido utilizada en EOR. Sin embargo, la atención se ha centrado generalmente en el efecto de las interacciones de la estructura química en la reología, mientras que el estudio de las propiedades interfaciales (humectabilidad, IFT, tensión superficial) ha pasado a un segundo plano (Raffa et al., 2016a).



*Figura 12 Estructuras de los Surfactantes Poliméricos.
Tomado de Raffa et al., (2015).*

A nivel local, Quintero Perez et al., (2020b), de la empresa Ecopetrol S.A., evaluaron la factibilidad experimental y operativa de surfactantes poliméricos de óxidos de etileno (EO) y propileno (PO) en procesos EOR a través de un diseño conceptual para un campo colombiano. La simulación numérica (mediante CMG-STARS) permitió establecer que al inyectar un volumen

poroso de copolímeros en bloque seguido de un polímero tradicional (HPAM), es posible alcanzar una producción incremental de petróleo de hasta 238.500 barriles, lo cual, corresponde a un 8,2% del factor de recobro incremental y un 62% del OOIP. Además, el producto se puede dosificar directamente en la línea de inyección de agua al pozo sin requerir altos gastos de capital. Sin embargo, la investigación se puede ampliar realizando comparativas entre la concentración del SP y su tasa de inyección con el fin de analizar el mejor escenario posible y la posibilidad de reducir el tiempo de operación y las ganancias.

1.4.2.1 Potenciales aplicaciones en EOR

Para llevar a cabo un exitoso proyecto de inyección de surfactante polimérico es indispensable tener en cuenta tanto propiedades petrofísicas como de los fluidos de yacimiento. Su potencial viabilidad en la aplicación para esquemas de recuperación secundaria y terciaria de yacimientos petrolíferos se basa en sus excedentes rendimientos en comparación con los polímeros y/o surfactantes convencionales (Afolabi et al., 2022). Sin embargo, estos estudios se llevaron a cabo principalmente utilizando experimentos de “coreflooding”, mientras que pocos han sido respaldados por micro modelos para el monitoreo mecánico visual (Bai et al., 2018a; Liang et al., 2019; Zhang et al., 2018).

La Tabla 3 presenta un resumen de estudios sobre algunos SP de baja masa molecular identificados en el contexto de aplicaciones potenciales en la recuperación mejorada de petróleo. Al igual que los polímeros convencionales modificados hidrófobamente, los SP de bajo peso podrían tener propiedades de solución interesantes como elasticidad, espesamiento y emulsificación. Por otro lado, los polímeros anfifílicos de alta masa molecular podrían sufrir un atrapamiento mecánico y quedar retenidos en la garganta de los poros debido a su mayor tamaño (Al-Hajri et al., 2019a).

Tabla 3 Resumen de los estudios sobre los surfactantes poliméricos de baja masa molecular en lo que respecta a la capacidad de viscosificar, su efecto sobre la tensión superficial/interfacial, humectabilidad y recobro.

AUTOR	SURFACTANTE POLIMÉRICO	MASA MOLECULA R (gmol ⁻¹ o Dalton)	REOLOGÍA	IFT	MOJABILIDAD	RECOBRO
-------	---------------------------	--	----------	-----	-------------	---------

Barakat et al. 1989	Alquilfenoles Etoxilados	Entre 2,600 – 3,900		Reducción a niveles ultrabajos		
Al-Bassam & Al-Jarrah 1990	Óxidos de Polietileno hidrofóbicamente modificados	Entre 770 – 1,060	No hay propiedades reológicas únicas observables (asociación hidrofóbica intermolecular), aunque son térmica y mecánicamente estables.	Buenas propiedades emulsionantes. Sin embargo, las pruebas se limitan a la tensión superficial (32,5 dinas / cm)		Mejor recuperación en comparación con las inundaciones.
Maltesh et al. 1992	Copolímero anfifílico de tipo Peine	20,000	Agregados intermoleculares formados a 2.000 ppm	Mínimo (CMC) a 31,5 mN/m con 1000 ppm en 0,5M de NaCl		
McCormick & Lowe 2005	Copolímero en bloque de acrilamida estirénico	Entre 1,000 - 10,000	Diferentes propiedades micelares en función de las condiciones de pH.			
Panthi & Mohanty 2014	Copolímero de tres bloques P123 (PEO20-PPO70-PEO20)	< 10,000	La viscosidad aumenta con la salmuera de baja salinidad, pero disminuye con la salmuera de alta salinidad.			Mejor recuperación sobre la inundación de agua en recobro secundario. El rendimiento general no es mejor que el HPAM y el glicerol debido a la micelización inversa de cilíndrico a esférico cuando entra en contacto con el aceite.
Raffa et al. 2016a	Polímeros Anfifílicos	Entre 24,400 – 41,270	Propiedades espesantes potenciadas por la sal	No está cerca de valores ultrabajos (rango de 70 a 54		

				mN/m para la tensión superficial)		
Wu et al. 2018	Polímeros modificados hidrofóbicamente a base de PAM	86,500 - 141,000 - 119,800	La sal afectó negativamente a la viscosidad	Cercano a valores ultrabajos y ayudado por la sal, aunque la temperatura afectó negativamente.		
Zhao et al. 2019	Terpolímero basado en PAM	614,000	Las propiedades espesantes aumentan con la concentración.	CMC = 1000 mg/L a 32,7 mN/m. La actividad superficial mejoró con la temperatura. Emulsiones muy estables.		
Quintero-Perez et al. 2020	Surfactantes poliméricos de copolímero en bloque de productos tipo EO-PO-EO	Entre 945 - 6500	La viscosidad aumenta exponencialmente con la concentración, mostrando un adelgazamiento por cizallamiento con la ley de potencia a velocidades de cizallamiento bajas. La viscosidad aumenta con la salinidad y también con un % bajo de EO y un% medio de PO.	IFT disminuye al aumentar el% EO y el PM de BCPS (IFT más bajo = 0,2 mN/m).	El cambio de humectabilidad aumenta con el MW y la hidrofobicidad.	HPAM funcionó mejor que BCPS en alta permeabilidad y viceversa en medios porosos de baja permeabilidad. Adsorción en medios porosos en función de la salinidad, temperatura y mineralogía.

Fuente: Tomado de Afolabi et al., (2022).

Por otro lado, el número capilar (Ca) es un factor decisivo a la hora de evaluar la factibilidad y aplicación de proyectos de recobro secundario mediante inyección de SP, pues, ha sido relacionado con la saturación de aceite residual. Se conoce que este parámetro es la relación adimensional entre las fuerzas viscosas y capilares (Raffa et al., 2015). El número capilar se puede definir para varios propósitos. En EOR, es conveniente basar el cálculo en el balance de fuerzas en una gota de aceite exprimida a través de una garganta porosa (Deng et al., 2021).

Para este caso, se tiene la Ec. 1:

$$Ca = (\Delta P \cdot K) / \gamma \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde ΔP es el gradiente de presión, γ es la tensión interfacial entre las dos fases inmiscibles (también conocida como IFT) y K es una constante. Según la ley de Darcy, la Ec. 1 se puede reescribir como la siguiente Ec. 2:

$$Ca = (v \cdot \eta_c) / \gamma \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde η_c es la viscosidad de la fase continua y v es la velocidad de Darcy. Se han propuesto diferentes fórmulas para el número capilar que tienen en cuenta parámetros como la permeabilidad relativa, la porosidad y el ángulo de contacto, pero esta forma es la más utilizada por su sencillez (Raffa et al., 2016a). Ahora bien, valores típicos de Ca para proyectos de inundación de agua tienen un orden de magnitud de 10^{-8} - 10^{-7} . Generalmente se asume que para un incremento sustancial en la producción de petróleo, los valores de Ca deben incrementarse en 2-3 órdenes de magnitud, lo cual, significa que los surfactantes deberían ser capaces de ofrecer valores ultra bajos de IFT menores a 10^{-2} mN/m (Bealessio et al., 2021).

De esta manera, un SP que combina (en un solo componente) la alta viscosidad de un polímero con la propiedad interfacial de un surfactante convencional, podría reducir la tensión en las interfaces agua/aceite y mejorar la viscosidad de la solución acuosa de manera simultánea, lo cual, provocaría un incremento del Ca que sería reflejado con una mayor producción de petróleo. Además, los surfactantes poliméricos demuestran ser químicos más completos para proyectos de recobro terciario, pues, a diferencia de polímeros convencionales como HPAM y Biopolímeros, estos brindan una mayor estabilidad mecánica, así como una mejor disolución en la salmuera (ver Tabla 4).

Sin embargo, la creencia común de que se necesitan valores ultra bajos de tensión interfacial (orden de magnitud de 10^{-3} mN/m) para un buen desempeño en cEOR ha sido cuestionada en los

últimos años (Afolabi et al., 2022). Algunos recientes experimentos de inundación SP (Han et al., 2020; Liu et al., 2020) mostraron que, en casos particulares, no existe una correlación directa entre la reducción del IFT y la recuperación de petróleo, sino que existe un IFT óptimo, que es más alto que los valores ultrabajos. En todo caso, incluso si sus propiedades de superficie e interfaz recibieron poca o ninguna atención, los polímeros solubles en agua modificados hidrofóbicamente, ampliamente utilizados como espesantes en soluciones EOR, también pueden actuar como surfactantes poliméricos (Raffa et al., 2016a). Por ejemplo, la introducción de un 1% de acrilatos hidrófobos en una poliacrilamida aumenta fuertemente la estabilidad de las emulsiones agua/aceite (Raffa et al., 2015). Un polímero análogo es capaz de estabilizar mezclas agua/n-heptano y agua/aceite, incluso en presencia de NaCl y NaOH en una simulación para inyectar ASP (J. Sun et al., 2010). Curiosamente, el polímero que contiene la menor cantidad de grupos hidrófobos es más eficaz para reducir la tensión superficial, pero es menos eficaz para reducir la tensión interfacial. Esto ha sido explicado por los autores teniendo en cuenta que, para cantidades mayores de grupos hidrófobos, la capacidad del polímero para formar agregados intramoleculares también aumenta, lo que determina una mayor estabilización en solución y, en consecuencia, una menor adsorción en la interfase (Raffa et al., 2016b). Rendimiento de un surfactante polimérico frente a un biopolímero y un polímero convencional (HPAM). Elaborado por los autores.

Tabla 4 Rendimiento de un surfactante polimérico frente a un biopolímero y un polímero convencional (HPAM).

PROPIEDADES	QUÍMICO A INYECTAR			REFERENCIAS
	HPAM	Biopolímero	Surfactante Polimérico	
Disponibilidad Masiva	Si	No	Si	(Biswas & Pal, 2021, 2021; Elyasi Gomari et al., 2020; Jouenne, 2020; Liang et al., 2019; Mohsenatabar Firozjahi &
Selectividad molecular	Si	No	Si	
Costo relativo \$/Kg	2.00 – 4.00	6.00	3.00	
Estabilidad mecánica	No	Si	Si	
Tolerancia a alta salinidad	No	Si	Si	
Tolerancia a alta temperatura	Modificado	Si	Si	

Estabilidad química (O ₂ , Fe, Biocida, Ca ⁺² , etc.)	No	-	Si	Saghafi, 2020; Nino J.C et al., 2020, 2020; Olabode et al., 2020; Sharma et al., 2021; Udayakumar et al., 2021); (Afolabi et al., 2022; Quintero Perez et al., 2020b; Raffa et al., 2015) (Ge et al., 2021; Martin-Piñero et al., 2019)
Estabilidad Biológica anaeróbica	Si	Media	Si	
Inyectividad baja K	No	Media	Si	
Materia activa %	90	90	100	
Reduce IFT	No	No	Si	
Modifica favorablemente la mojabilidad	No	No	Si	
Fácil disolución en salmuera	No	No	Si	
Biodegradabilidad aeróbica	Media	Excelente	Buena	
Toxicidad	Media	Muy baja	Baja	

Fuente: Elaborado por los autores.

1.4.2.2 Interacciones fluido-fluido en inyección de surfactante polimérico

A continuación, se describen sistemáticamente las interacciones fluido-fluido presentes en inyección de surfactantes poliméricos, que influyen principalmente en la reología y la tensión superficial e interfacial de los sistemas agua/aceite, con el objetivo de explicar las condiciones óptimas para alcanzar una efectiva mejora en los niveles de recobro incremental.

1.4.2.2.1 Reología

La mayoría de los polímeros son tixotrópicos y exhiben un comportamiento de adelgazamiento por cizallamiento de tipo pseudoplástico cuando se incrementa la velocidad de cizalla (Rodríguez, 2015). Sin embargo, si se exponen a un cizallamiento prolongado a altas velocidades, los polímeros convencionales como la poliacrilamida tienden a tener dificultades para recuperar su viscosidad original. Por otro lado, los surfactantes poliméricos experimentan interacciones intra e

intermoleculares adicionales, por lo que tienen mejores propiedades de solución debido a las unidades hidrofóbicas en su cadena molecular (Chen, 2016; Z. Zhu et al., 2017, 2019), además, tienen una mayor tolerancia al cizallamiento y pueden revertir el perfil a medida que se recuperan las características reológicas originales, aunque la viscosidad aparente recuperada podría no necesariamente volver a sus condiciones iniciales a ciertos valores específicos de velocidad y concentración (El-hoshoudy, Desouky, Al-Sabagh, et al., 2017). Esta diferencia en la recuperación de la viscosidad se debe a la histéresis reológica.

De esta manera, los surfactantes poliméricos serán más adecuados para proyectos cEOR donde la caída de velocidad/presión disminuye continuamente, pues, en la geometría de flujo radial que se encuentra en este tipo de proyectos, el diámetro del tapón cerca del pozo es muy estrecho y con un área de sección transversal pequeña, la cual, aumenta gradualmente a medida que se penetra en las redes de poros tortuosas de la formación del yacimiento. Por lo tanto, mantener una inyectividad razonable y un excelente control de la movilidad, será posible al recuperar gradualmente el efecto de espesamiento a medida que el slug avanza, además de aprovechar el adelgazamiento cercano al pozo donde la velocidad es muy alta (Afolabi et al., 2022).

- **Viscoelasticidad**

Por otro lado, los surfactantes poliméricos son fluidos viscoelásticos porque demuestran características tanto viscosas como elásticas. Las soluciones viscoelásticas que se forman a partir de estos químicos mostraron una transición a geles después de una cierta concentración crítica (N. Kumar et al., 2020; N. Kumar & Mandal, 2018). Se encontró que estas concentraciones eran función de la arquitectura y composición del copolímero correspondiente, las cuales, juegan un papel importante en los comportamientos viscoelásticos (Druetta et al., 2019b). Cuando se sobrepasan los valores de concentración crítica, debido al aumento continuo de la concentración del polímero, se alcanza el límite máximo de gelificación (o régimen concentrado). Estudios previos demostraron que este régimen no es ideal para aplicaciones EOR en campos de permeabilidad baja y media, porque las caídas de presión podrían superar los límites permisibles (Druetta et al., 2019b).

- **Efecto de la salinidad y temperatura**

Generalmente, las duras condiciones del yacimiento de alta salinidad y temperatura afectan el rendimiento reológico de los polímeros en general. Sin embargo, los surfactantes poliméricos o polímeros funcionales son más tolerantes a las condiciones de alta salinidad y temperatura en comparación con los polímeros convencionales (Quintero Perez et al., 2020b). En un ambiente típico de salmuera de agua dulce, las moléculas de HPAM sufren obstáculos estéricos que alargan sus cadenas, aumentando así su viscosidad. Sin embargo, en condiciones salinas en presencia de cationes divalentes, las cadenas se enrollan y muestran un escudo de carga, lo que reduce su radio hidrodinámico y afecta negativamente las capacidades de espesamiento (Sheng, 2011). Por el contrario, los polímeros anfifílicos son menos sensibles a la salinidad, especialmente si son no iónicos (Yang et al., 2011), y pueden soportar cationes divalentes a niveles razonablemente altos (Sarsenbekuly et al., 2017). Los restos de carga en la cadena principal de los surfactantes poliméricos mejoran la propiedad asociativa, razón por la cual la viscosidad mejora inicialmente con la salinidad antes de una disminución (Akbari et al., 2017).

Por otra parte, se sabe que la reducción de la calidad de las propiedades reológicas de los polímeros convencionales con la temperatura es principalmente una relación lineal (Kamal et al., 2015b). Sin embargo, esto no siempre es cierto para los surfactantes poliméricos (Sarsenbekuly et al., 2017). Existen casos en los que la disminución es más gradual (Co et al., 2015a), que incluso puede repuntar más tarde (J.-S. Sun et al., 2015), y también podría estabilizarse con un aumento adicional de la temperatura (Bai et al., 2018b). Por ejemplo, el efecto de la temperatura sobre la viscosidad aparente de un polímero de 3000 mg/L de asociación hidrófoba a base de poli(acrilamida) (PADP) fue estudiado por Sun et al., (2015) mediante cizallamiento a $15,8 \text{ s}^{-1}$.

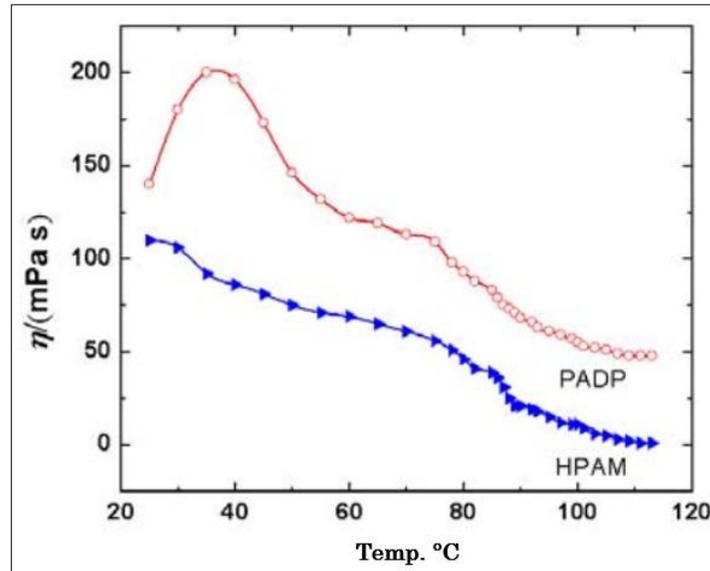


Figura 13 Efecto de la temperatura sobre la viscosidad aparente de PADD y HPAM. Tomado de Sun et al., (2015).

La Figura 13 compara los resultados con los de HPAM normal, y aquí la PADD muestra un perfil de viscosidad superior. Sin embargo, para las aplicaciones cEOR, no está claro si el comportamiento reológico de los polímeros modificados hidrofóbicamente de muy baja masa molecular puede ser comparable al de los polímeros de alta masa.

1.4.2.2.2 Tensión superficial e interfacial

Los surfactantes poliméricos tienen propiedades tensioactivas relativamente moderadas en comparación con sus atributos reológicos (Guo et al., 2016; Raffa et al., 2015, 2016a). El tamaño de las moléculas en surfactantes poliméricos de alta masa molecular puede ser uno de los factores posiblemente responsables de su incapacidad para tener una alta actividad superficial. Esto está respaldado por el hecho de que los pocos polímeros anfifílicos que han alcanzado un IFT muy bajo son los de baja masa molecular (Cao & Li, 2002; X. Wu et al., 2018). En el mejor de los casos, los surfactantes poliméricos han demostrado alcanzar tensiones superficiales de 25 a 30 mN/m (Huang et al., 2015, 2016; Mehrabianfar et al., 2021^a) y tensiones interfaciales de 0.5 a 1 mN/m (Cao & Li, 2002).

- **Capacidades de Emulsificación**

Los estudios han revelado que cuanto más largas son las cadenas hidrófobas ramificadas, mayor es la capacidad de emulsificación (Li et al., 2018; Maltesh et al., 1992; Zhang et al., 2018). Las propiedades de emulsificación y reducción de la tensión superficial/interfacial mejoran con la concentración hasta alcanzar la concentración micelar crítica (CMC). Al igual que la concentración asociativa crítica, la aparición temprana de CMC también es deseable en el diseño de inundación química.

- **Efecto de la salinidad y temperatura**

La actividad superficial depende en gran medida de la salinidad de la solución de la salmuera. En general, hay una reducción gradual de la tensión superficial con un aumento en las concentraciones de sal o surfactante polimérico, o ambos. Algunos estudios han revelado que el NaCl ayuda a reducir el IFT a 10^{-1} mN/m (Babu et al., 2015^a, 2016), mientras que el IFT ultra bajo se alcanzó en presencia de álcali (Abdalla & M., 2012^a). El papel de los surfactantes en cEOR ha sido reducir el IFT lo más bajo posible para activar la miscibilidad entre la fase acuosa y oleica, y hacer que el desplazamiento sea efectivo en los poros estrechos del reservorio (Kamal et al., 2017). Hasta ahora, lograr este objetivo parece ser algo difícil de alcanzar para los surfactantes poliméricos de alta masa molecular. Si bien, no existen investigaciones completamente satisfactorias sobre el efecto directo de la salinidad en el comportamiento de la fase, se puede inferir de estudios previos (Babu et al., 2015^a; Co et al., 2015^a; Guo et al., 2016; Quintero Perez et al., 2020b; Sarsenbekuly et al., 2017) que dado que las sales pueden afectar la solubilidad de los surfactantes poliméricos y sus propiedades agregantes (a través de la alteración del potencial electrostático), tienden a alterar la estabilidad de la emulsificación; por lo tanto, el comportamiento de la fase resultante.

Por otro lado, las investigaciones publicadas sobre la actividad superficial muestran inconsistencias en su dependencia de la temperatura. En un estudio de X. Wu et al., (2018), sobre polímeros modificados hidrofólicamente basados en PAM, la capacidad de reducción de IFT se redujo con el aumento de la temperatura. Por su parte, en otro estudio de Zhao et al., (2019), con un terpolímero (AAO), también un tensioactivo polimérico a base de PAM, reveló que la actividad

superficial se mejoraba con el aumento de la temperatura, lo que contradecía el estudio anterior. Estas inconsistencias pueden ser debido al tipo de surfactante polimérico, el diseño experimental, las diferentes condiciones de observación, la fase oleica, etc. Con base en lo anterior, es necesario identificar y evaluar previamente los parámetros de inyección que se quieren aplicar, y su factibilidad para cada surfactante polimérico en específico.

1.4.2.3 Interacciones roca-fluido en inyección de surfactante polimérico

A continuación, se describen sistemáticamente las interacciones roca-fluido presentes en inyección de surfactantes poliméricos, que influyen principalmente en la mojabilidad y la adsorción sobre la roca, con el objetivo de explicar las condiciones óptimas para alcanzar una efectiva mejora en los niveles de recobro incremental.

1.4.2.3.1 Mojabilidad

Lograr un cambio de mojado por aceite a mojado por agua en las rocas del yacimiento es de suma importancia pues, esta condición permitirá la redistribución en los poros de modo que el aceite se desprenda de las superficies rocosas y se mueva hacia poros más grandes donde será más fácil producirlo. Además, dado que el agua recubre las superficies y se mueve a través de poros más pequeños, su movimiento relativo se ve obstaculizado en comparación con el aceite (efecto de permeabilidad relativa). Por lo tanto, se produce menos agua en el flujo de producción, lo que ahorra el costo de separación de agua (Raffa et al., 2016a). Los reservorios de carbonato son los mayores beneficiarios de la alteración por humectación ya que están más húmedos por petróleo que los reservorios de arenisca (Hsu & Robinson, 2019b). Además, el tratamiento de un medio poroso con surfactantes lo humedece de manera más uniforme (Druetta et al., 2019b).

Los surfactantes poliméricos pueden cambiar la mojabilidad de la roca de mojado con aceite o mojado intermedio a mojado con agua (El-hoshoudy et al., 2017; Kumar et al., 2016; Babu et al. 2015b; Wibowo et al., 2017). El-hoshoudy et al. (2017), demostraron que la poliacrilamida de asociación hidrófoba (HAPAM) cambia el ángulo de contacto de inicialmente mojado con aceite a mayormente mojado con agua a temperatura (90°C), en una solución salina de 40.000 ppm con

una concentración de polímero de 2gL^{-1} . El ángulo de contacto de avance de la gota de aceite sumergida disminuyó con el tiempo y se estabilizó en 74° . Los autores atribuyeron el cambio de humectabilidad a la adsorción del polímero modificado en las superficies de las rocas, cambiando así sus propiedades fisicoquímicas.

S. Kumar et al., (2016), Babu et al., (2015b) y Wibowo et al., (2021) trabajaron en la capacidad de alteración de la humectación de “PMES”, un surfactante polimérico aniónico. PMES cambió las propiedades de humectabilidad de la arenisca a mayormente mojada por agua, donde el ángulo de contacto se redujo de 75° a 20° en un lapso de tiempo de 12 minutos. Todos los autores concluyeron que la alteración de la humectabilidad mejora con el tiempo, la concentración de polímero y la salinidad de la salmuera.

Bai et al., (2018c) también atribuyeron la alteración de la humectabilidad a la adsorción. En su estudio, el ángulo de contacto de una losa de piedra arenisca humedecida con aceite se redujo de 112° a 76° cuando se sumergió en una solución de hidroxietilcelulosa de asociación hidrófoba (HAHEC) (2000 mg/L) durante 24 horas. Yu et al., (2019), evaluaron un surfactante polimérico a base de poliacrilamida que también pudo reducir el ángulo de contacto del cuarzo de 101° a 88° al aumentar la concentración de forma gradual. Mehrabianfar et al., (2021b), fueron únicos en el sentido de que probaron las capacidades de alteración de la humectabilidad en rocas carbonatadas utilizando un surfactante polimérico de origen vegetal. Aquí, el estado de humedad por aceite se cambió a humedad por agua cuando el ángulo de contacto se redujo de 146° a 64° durante 80 minutos.

Estos estudios confirmaron que los surfactantes poliméricos de alta masa molecular pueden alterar la humectabilidad de las rocas para un desplazamiento favorable. Vale la pena mencionar que, si bien se ha demostrado que la alteración de la humectabilidad en areniscas y carbonatos ha tenido éxito, se recomienda realizar estudios futuros para investigar la alteración de las propiedades humectantes de las formaciones de lutitas por surfactantes poliméricos. También se debe investigar la importancia de la cinética de la disolución de los minerales rocosos, así como la influencia de las reacciones geoquímicas en las alteraciones de la humectabilidad (Afolabi et al., 2022).

1.4.2.3.2 Adsorción

El grado de adsorción en las superficies rocosas suele ser el principal factor determinante para implementar con éxito un programa de inundación química y mejorar la recuperación, ya que la economía del proyecto depende de ello (Sheng, 2011). Al diseñar un slug para inyección se deben considerar algunos factores importantes como el volumen de poro inyectado y la concentración óptima, pues, una alta concentración de surfactante polimérico podría perjudicar la economía del proyecto, mientras que una concentración menor ocasionaría pérdidas de efectividad en el químico antes de llegar a los pozos de producción.

El entorno geoquímico de la roca porosa es otro factor crítico que afecta el rendimiento del proyecto. Por ejemplo, el tipo o volumen de arcilla y la salinidad de la salmuera residente a menudo dictan los niveles de adsorción. Las mezclas de arcilla que contienen illita y montmorillonita en salmuera de salinidad media a alta tienen más probabilidades de experimentar problemas de adsorción (Falode & Afolabi, 2011). Por esta razón, las rocas de yacimiento arcillosas que tienen una alta tendencia a adsorber químicos reactivos inyectados son más propensas a fallas técnicas de cEOR (Afolabi et al., 2022).

Además de la adsorción, la pérdida de químico puede ocurrir debido a otros mecanismos. Aquellos productos químicos de alta masa molecular como los polímeros pueden sufrir atrapamiento mecánico y precipitación que contribuyen a la retención total de las rocas porosas (Al-Hajri et al., 2019b). El volumen de esos poros a los que no pueden acceder las moléculas de químico se denomina volumen de poros inaccesibles (IPV) (Hsu & Robinson, 2019b). La precipitación podría ocurrir debido a una reacción desfavorable de los químicos inyectados con los electrolitos en la salmuera del depósito o la degradación por alta presión, temperatura o cizallamiento. Estas tendencias de precipitación a menudo se identifican en el diseño previo de la inundación química a partir de pruebas de estabilidad de laboratorio, bajo las condiciones anticipadas del yacimiento como su temperatura, presión, cizallamiento, salinidad y dureza de la salmuera (Afolabi et al., 2022).

Como la mayoría de los demás productos químicos, la adsorción aumenta con el aumento de la concentración de surfactante polimérico (Cao & Li, 2002; Elraies et al., 2011; Wibowo et al., 2021). Algunos autores han sugerido niveles de adsorción tolerables dentro de los cuales la inyección puede implementarse con éxito con fines prácticos en el campo. S. Kumar et al., (2016) observaron una adsorción de PMES de 2,9mg/100g de arena y afirmaron que es aceptable para aplicaciones de campo. Para una poliacrilamida de asociación hidrófoba, El-hoshoudy et al., (2017) observaron que un espesor de adsorción de 1,4 μm no causaba taponamiento de poros. Co et al., (2015b) encontraron solo trazas de residuos en los núcleos después de la inyección de surfactantes poliméricos a base de poliacrilamida.

Quintero Perez et al., (2020a) revelaron que las moléculas de surfactantes poliméricos experimentan una auto agregación espontánea continua, rompiéndose y formando puentes en las superficies de los granos de arena en una fracción de segundos. Esto podría implicar que el fenómeno de adsorción no es un proceso permanente, ya que se observó una gran cantidad de desorción en la prueba de adsorción estática y simulación numérica. Quintero Perez et al., (2020a) sugieren que los surfactantes poliméricos de baja masa molecular serán más aplicables en depósitos de baja permeabilidad. Sin embargo, se debe garantizar que la acumulación de redes moleculares por unión hidrófoba a concentraciones superiores a los niveles críticos no aumente el tamaño hidrodinámico en la solución de manera que pueda quedar atrapado en depósitos de permeabilidad baja a intermedia.

Otro parámetro importante es el pH, que al ser aumentado puede ocasionar que la superficie de los granos se cargue más negativamente, lo que repele los polímeros anfifílicos iónicos (Abdalla & M., 2012b). Por otro lado, el comportamiento de adsorción de un polímero funcionalizado se investigó en un estudio sobre la adsorción de surfactantes poliméricos en partículas de roca carbonatada (Sodeifian et al., 2015). Los autores notaron que, aunque la adsorción de la poliacrilamida sulfonada (SPAM) aumentaba con la concentración, se reducía con la salinidad y la temperatura, lo que la convierte en una observación a destacar.

1.4.2.4 Criterios de selección en inundación por surfactante polimérico

Si bien, no se cuenta con información de proyectos de inyección de surfactante polimérico a nivel de yacimiento, es posible estimar los rangos de su aplicabilidad con base en los métodos de inyección de polímero y surfactante por separado. También, se puede estimar la selección observando métodos cEOR que combinen las propiedades de diferentes químicos al mismo tiempo, tal como ASP. La Tabla 5 presenta los criterios de selección estimados para inyección de surfactantes poliméricos.

Tabla 5 Criterios estimados de selección para procesos de inundación de surfactantes poliméricos.

Proceso	°API	Permeabilidad (md)	Viscosidad (cps)	Temperatura (°F)	Salinidad del agua (ppm)	Litología	Profundidad (ft)
Surfactante Polimérico	25-40	10 - 500	10 - 150	< 200	< 20000	Arenisca	< 9000

Nota: Adaptado de Computer Modelling Group LTD. (2021).

En este orden, la presente investigación toma los rangos de aplicabilidad de la (Tabla 5) para la sección metodológica, teniendo en cuenta que, la simulación del proceso es corrida mediante el simulador STARS, y cargada mediante BUILDER; los cuales, pertenecen al grupo CMG y garantizan la viabilidad del proyecto.

1.4.2.5 Desafíos y tendencias futuras

Si bien, los surfactantes poliméricos representan una alternativa en los procesos de cEOR para alcanzar mejores niveles de recobro incremental, aún se necesitan estudios exhaustivos y sistemáticos para establecer su viabilidad. La literatura revisada mostró que la recuperación de aceite se puede incrementar a través de mecanismos de control de movilidad (Wang et al., 2013), viscoelásticos (N. Kumar & Mandal, 2018), reducción de IFT (Guo et al., 2016), emulsificación (Kang et al., 2020), y cambios en la propiedad de humectabilidad (El-hoshoudy, Desouky, Betiha, et al., 2017). Sin embargo, la mayoría de las investigaciones anteriores se han realizado a escala macroscópica (a través de experimentos de inundación de núcleos). Se recomiendan más experimentos microscópicos (estudios de visualización a escala de poros) para que los estudios futuros desentrañen y confirmen los mecanismos que gobiernan la movilización y el

desplazamiento del petróleo residual, así como el flujo de fluidos a través de tortuosas microrredes de rocas reservorios. Por lo anterior, aún se necesitan estudios exhaustivos y sistemáticos para establecer que los surfactantes poliméricos son una alternativa viable y quizás mejor a los cEOR populares como ASP.

Metodología

Para evaluar el efecto que tiene adicionar surfactante polimérico en proyectos de inyección de agua, se ha planteado simular este proceso a través del software CMG-STARs, tanto a escala laboratorio como de campo, con el fin de representar su comportamiento de la manera más acertada y cercana a la práctica real. Por lo anterior, en esta sección se explican las variables fundamentales y que fueron tenidas en cuenta a la hora de realizar el debido montaje de los diferentes modelos de inyección de agua mediante CMG, así como la interfaz BUILDER en donde fueron establecidas las mallas y demás características del yacimiento.

1.5 Procedimiento y montaje de los modelos

Se realizó el montaje de dos modelos de inyección de agua mediante BUILDER para posteriormente ser corridos en STARs. El primero de ellos busca representar a escala de laboratorio (coreflooding) el comportamiento ideal del proceso y los resultados de recobro incremental alcanzables al adicionar surfactante polimérico durante la inyección de agua. Por otra parte, el segundo modelo es puesto a escala de campo y con condiciones más cercanas a la realidad para después, como el primer caso, adicionar surfactante polimérico durante la inyección. Posteriormente, varias simulaciones serán corridas para definir el comportamiento y relevancia de la concentración de químico y tasa de inyección, esto con el fin de analizar qué variables tienen mayor importancia y cómo pueden ser optimizadas para obtener la mejor relación costo-beneficio.

1.5.1 Modelo coreflooding

1.5.1.1 Definición del modelo

Para poder representar las dimensiones de un núcleo de laboratorio en el modelo de simulación se debe ingresar el diámetro y la longitud con las características reales del núcleo (cilindro). En el modelo de simulación, el núcleo está representado por un paralelepípedo, y se realiza el ajuste de las dimensiones de la siguiente forma:

Tabla 6 Dimensiones del núcleo de laboratorio.

Diámetro (cm)	3.81
Longitud (cm)	15.24
Área del círculo (cm)	11.39

Nota: Tomado de CMG (2021).

Con el fin de representar el área del círculo en el paralelepípedo del modelo de simulación, se hallaron las dos caras del mismo siendo que la longitud de cada uno corresponde a **3.38 cm**. El volumen del cilindro es de 173.58 cm^3 , el cual fue representado de la misma manera en el paralelepípedo.

A continuación, la Tabla 7 describe la distribución de la malla de simulación del modelo del núcleo:

Tabla 7 Propiedades de la malla de simulación del núcleo.

Propiedad	Valor
Número total de bloques	11
Número de celdas	$11i \times 1j \times 1k$
Tipo de porosidad	Simple
Tipo de malla	Cartesiana

Nota: Elaboración propia con base en CMG-BUILDER (2021)

El número de celdas se encuentra dado en términos vectoriales (i, j, k) que corresponden a las direcciones (x, y, z) respectivamente. La malla es de tipo cartesiana y de una sola dimensión debido a que no se requiere modelar una estructura compleja. Por su parte los valores de permeabilidad y porosidad son de 400 md y 0.2494 respectivamente, siendo la permeabilidad igual en todas las direcciones.

1.5.1.2 Descripción propiedades PVT

A continuación, se describen las propiedades PVT del agua y del petróleo que se encuentran presentes en el modelo del núcleo. La Tabla 8 muestra los datos PVT del agua utilizados en el modelo:

Tabla 8 Propiedades PVT del agua en el núcleo.

Propiedad	Valor
Factor volumétrico del agua @ 31°C	1.0
Densidad del agua @ 31°C	997.9 kg/m ³
Viscosidad del agua @ 31°C	0.8177 cp
Relación gas-agua @ 31°C	0.0 m ³ /m ³

Nota: Elaboración propia con base en CMG-BUILDER (2021)

Es importante resaltar que en el proceso de inyección de agua para el núcleo se utilizó la condición de *Dead_Oil* o petróleo muerto (sin gas en solución) y a condiciones de superficie, por consiguiente, las propiedades del aceite descritas en la Tabla 9 permanecieron constantes con los cambios de presión y temperatura. Por otro lado, estos datos son ilustrados gráficamente a través de las figuras del (Anexo 1).

Tabla 9 Propiedades PVT del aceite en el núcleo.

Propiedad	Valor
Factor volumétrico del aceite @ 31°C	1.0
Densidad del aceite @ 31°C	869.2 kg/m ³
Viscosidad del aceite @ 31°C	10.94 cp
Relación gas-aceite @ 31°C	0.0 m ³ /m ³

Nota: Elaboración propia con base en CMG-BUILDER (2021)

Por otra parte, los datos de permeabilidad relativa han sido tomados a partir de modelos base de **CMG** para inyección de agua en núcleos de laboratorio. Sólo hay un tipo de roca (Berea) en todo el núcleo, esto quiere decir que sólo se debe añadir un set de curvas (ver Figura 14).

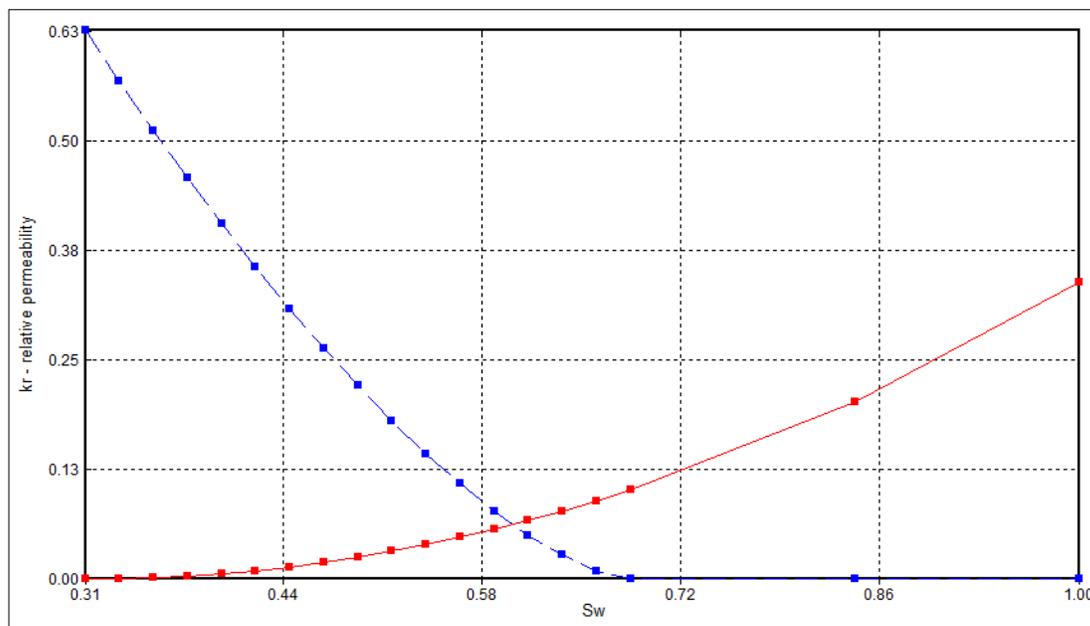
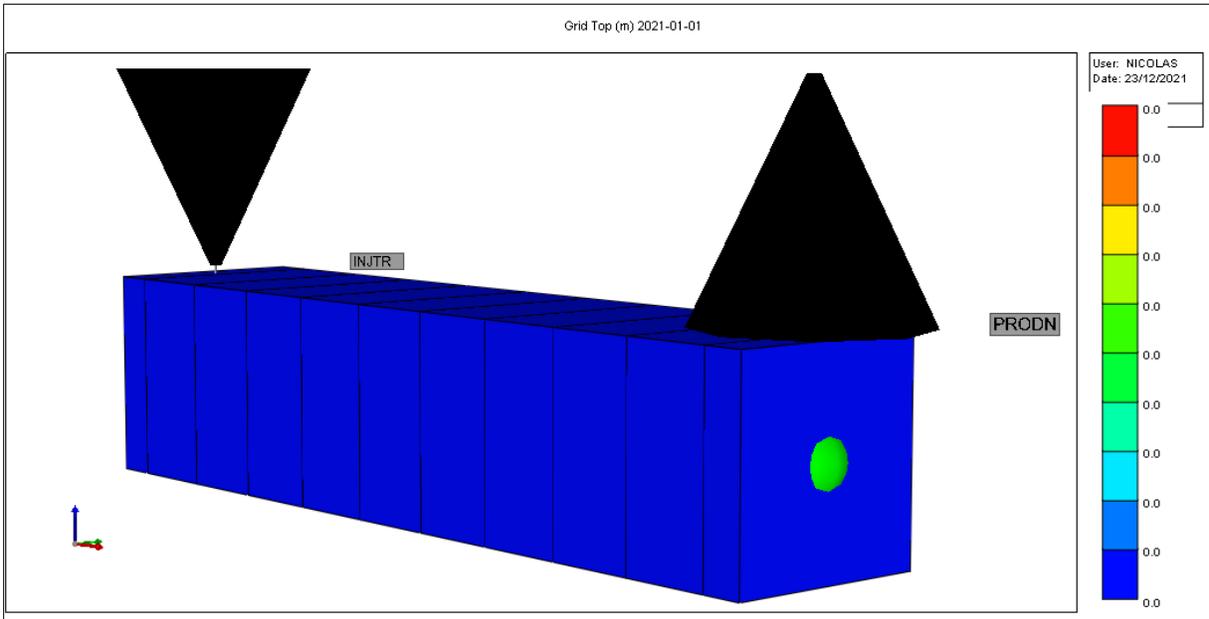


Figura 14 Factor volumétrico del petróleo en el núcleo.
Tomado de CMG-BUILDER (2021).

Estas curvas evidencian la medida de cómo un fluido se desplaza en el medio poroso. En la Figura 14 se pueden observar las curvas de permeabilidad relativa para el petróleo y el agua. Dichas curvas están establecidas de tal forma que la saturación de agua inicial (S_{wi}) es de 0.33 y la saturación de petróleo residual (S_{or}) es de 0.66.

1.5.1.3 Diseño del pozo inyector y productor

En esta simulación se tomaron como base, dos pozos: uno productor y otro inyector. Estos reflejan el procedimiento de la inyección del núcleo. En la Figura 15 se presentan el pozo inyector que está ubicado en la celda (1,1,1) y denotado con el nombre “INJTR”, mientras que el pozo productor se ubica al final del núcleo en la celda (11,1,1) con el nombre “PRODN”.



*Figura 15 Ubicación del pozo inyector y productor en el núcleo.
Tomado de CMG-BUILDER (2021).*

Para el pozo productor se estableció una única restricción o “constraint” de tipo operativa, la cual, garantiza que se corra la simulación con una BHP mínima de 89 Kpa. Por su parte, el pozo inyector está limitado con una tasa de inyección máxima de 240 cm³/día.

1.5.1.4 Diseño base de inyección de agua

Una vez establecidos los pozos con sus restricciones operativas, se procede a correr la primera simulación, la cual, opera por inyección de agua durante 5.92 días, que equivalen al tiempo total de la corrida. Esta simulación y sus resultados fueron verificados con el fin de garantizar que el proceso funcione correctamente y permita en futuras corridas, añadir surfactante polimérico durante la inyección de agua como método de recobro eEOR. Además, es importante para establecer valores base como el factor de recobro obtenido, que permitan, visualizar el efecto y las mejoras que serán alcanzadas para esta variable al adicionar químico durante el proceso de inyección.

1.5.1.5 Inyección de surfactante polimérico

Aunque por medio de BUILDER se pueden representar diferentes procesos de inyección de químico (Tabla 10) a través del “Process Wizard”, esta herramienta aún no brinda la opción de inyectar un solo componente que cuente con características tipo surfactante polimérico (surfactante y polímero). Por tal razón, se debe modelar la opción más cercana al proceso que se quiere representar con el fin de garantizar una correcta simulación.

Tabla 10 Modelos de inyección de químico disponibles en BUILDER.

MODELO DE INUNDACIÓN DE QUÍMICO	COMPONENTES A AGREGAR
Polímero	1
Surfactante y Álcali	2
ASP	3
Surfactante	1
Surfactante y Polímero	2
Espuma con modelo de espuma de gas	4
Espuma con modelo de espuma líquida	4
Espuma con modelo de espuma empírico	1

Nota: Tomado de CMG-BUILDER (2021).

Para la inyección de surfactante polimérico ha sido seleccionado el modelo “Surfactante y Polímero”, lo cual, indica que deben ser agregados dos componentes. Si bien, lo anterior podría generar errores de representación al tener dos químicos distintos en la inyección, es posible remediarlo al igualar las propiedades físicas definidas para el surfactante y el polímero como su masa molecular, densidad, viscosidad, etc. Esto quiere decir que físicamente ninguno de los componentes prevalecerá sobre el otro, y únicamente se encargarán de modelar el efecto químico que se genera sobre la tensión interfacial en la interfaz agua-aceite y la viscosidad del agua de inyección. Como se mencionó anteriormente, el modelo coreflooding ha sido planteado con características ideales para tener un primer acercamiento a lo que puede ocurrir en el modelo escalado a campo; por tal razón, se verificó que no es significativo igualar las propiedades físicas del surfactante y polímero, y se puede operar con características otorgadas por el mismo software

CMG, sin obtener diferencias significativas en los resultados de la simulación. La Tabla 11 presenta los valores de masa molecular, densidad y viscosidad para los componentes añadidos.

Tabla 11 Propiedades físicas del surfactante y polímero en el núcleo.

Componente	M. molecular (kg/gmole)	Densidad (kg/m ³)	Viscosidad (cp)
Surfactante	0.427	3791.47	0.8177
Polímero	8	997.9	10.8

Nota: Tomado de CMG-BUILDER (2021).

Por otra parte, es importante mencionar que no hay efectos de salinidad presentes en el modelo, esto quiere decir que la degradación y/o adsorción de los componentes no estarán afectadas por la fuerza iónica. La tensión interfacial tampoco será afectada por la salinidad, y únicamente dependerá de la concentración de surfactante inyectado (ver Figura 16).

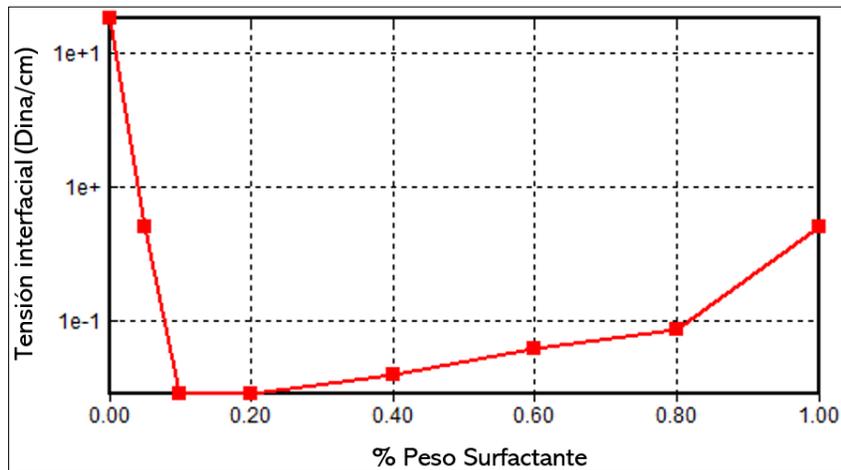


Figura 16 Tensión interfacial Vs. Concentración del surfactante en el núcleo.

Tomado de CMG-BUILDER (2021).

Asimismo, la viscosidad del agua de inyección no es afectada por la salinidad, y sólo depende de la concentración del polímero. La Figura 17 corresponde al comportamiento de la viscosidad con el incremento de la concentración de polímero. Cabe resaltar que no hay efectos de velocidad ni tasas de cizallamiento que afecten la curva. También, se debe mencionar que la adsorción del polímero a 0.075 porcentaje en peso es de 30 mg/100g roca, y por su parte, la adsorción del surfactante a 0.1 porcentaje en peso es de 27.5 mg/100g roca.

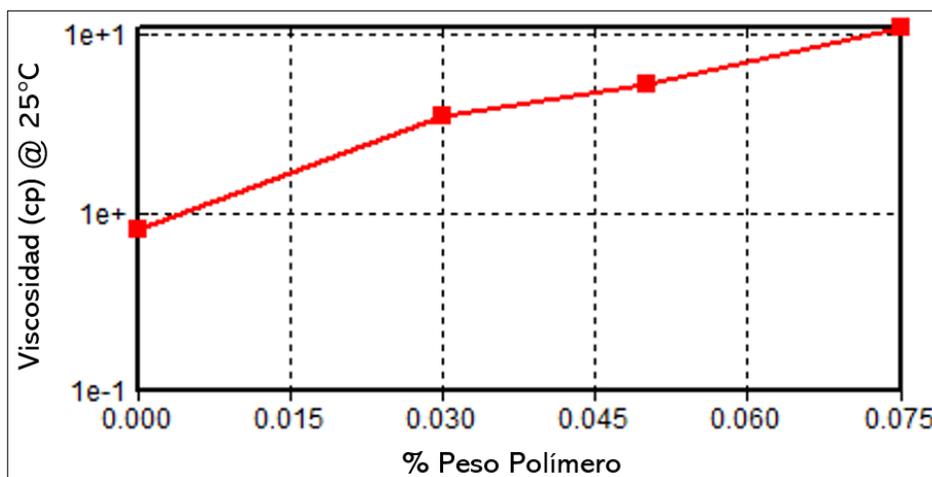


Figura 17 Viscosidad del agua de inyección Vs. Concentración del polímero en el núcleo.
Tomado de CMG-BUILDER (2021).

Ahora que todos los componentes han sido definidos, es necesario plantear el esquema de los tiempos de inyección para el surfactante y el polímero. La Tabla 12 reporta los baches de inyección de químico divididos en días desde el inicio de la simulación.

Tabla 12 Tiempos de inyección de químico en el núcleo desde el inicio de la simulación.

Días desde el inicio de la simulación	Tipo de bache
0 a 1.14	Agua
1.14 a 1.88	Agua + Surfactante + Polímero
1.88 a 4.82	Agua
4.82 a 5.05	Agua + Surfactante + Polímero
5.05 a 5.92	Agua

Nota: Tomado de CMG-BUILDER (2021).

Es importante mencionar que para generar las divisiones de tiempos de inyección descritas en la Tabla 12 fue necesario agregar estos nuevos eventos en el BUILDER; sin embargo, las restricciones en los pozos productor e inyector no cambiaron. Una vez establecido el modelo, será necesario ingresar las concentraciones de químico a inyectar y su correspondiente tasa de inyección.

1.5.1.6 Pruebas de Concentración vs. Tasa de inyección

Según las características establecidas para el modelo de inyección de agua en el núcleo, se decidió realizar la inyección de químico a una concentración de 1850 ppm, repartidas entre 1100 ppm y 750 ppm para el surfactante y el polímero, respectivamente; además de mantener los 240 cm³/día como tasa de inyección. Estos valores permiten alcanzar una disminución de la tensión interfacial y un aumento en la viscosidad del agua de manera óptima y simultánea, lo cual, representaría un incremento en el factor de recobro total. Los resultados serán presentados y analizados en la siguiente sección.

Por otro lado, después de simular la primera inyección de químico a 1850 ppm y 240 cm³/día, fue necesario evaluar estas dos variables con el fin de identificar cuál de ellas predomina sobre la otra y genera un mayor impacto en el efecto de añadir químico durante el proceso de inyección. Esto permitiría identificar cuáles deben ser las condiciones operativas a optimizar durante la inyección de surfactante polimérico en el núcleo. Por ende, nuevas simulaciones fueron corridas a partir de las condiciones base de inyección de químico, pero esta vez, variando la concentración y tasa de inyección, con el objetivo de comparar los nuevos factores de recobro alcanzados.

La Tabla 13 presenta el primer paquete de pruebas que se realizó. La tasa de inyección se mantuvo constante, mientras que la concentración de químico se redujo una décima parte, y también se incrementó hasta 10 veces su valor base.

Tabla 13 Paquete No. 1 de pruebas de inyección de químico en el núcleo.

Tasa de inyección (cm³/día)	Concentración (ppm)
240	185
240	1850
240	18500

Por su parte, la Tabla 14 presenta el segundo paquete de pruebas. En esta ocasión se realizaron las simulaciones a la inversa, manteniendo constante la concentración y variando la tasa de inyección con las mismas diferencias de magnitud empleadas en las primeras pruebas.

Tabla 14 Paquete No. 2 de pruebas de inyección de químico en el núcleo.

Tasa de inyección (cm³/día)	Concentración (ppm)
24	1850
240	1850
2400	1850

Asimismo, un tercer paquete de pruebas fue corrido, coincidiendo valores mínimos con mínimos y máximos con máximos Tabla 15, mientras que el cuarto paquete combinó mínimos con máximos y máximos con mínimos respectivamente Tabla 16.

Tabla 15 Paquete No. 3 de pruebas de inyección de químico en el núcleo.

Tasa de inyección (cm³/día)	Concentración (ppm)
24	185
240	1850
2400	18500

Tabla 16 Paquete No. 4 de pruebas de inyección de químico en el núcleo.

Tasa de inyección (cm³/día)	Concentración (ppm)
24	18500
240	1850
2400	185

Una vez ejecutadas estas simulaciones, se procedió a verificar los resultados obtenidos y analizar mediante esquemas y diagramas de superficie el factor de recobro alcanzado, además de cómo se afectó el comportamiento del químico durante el proceso, lo cual, será expuesto en la sección de Resultados y Análisis. De esta manera, mediante las experiencias con el núcleo y pruebas realizadas durante el proceso de inyección, se tuvo un primer acercamiento ideal de lo que ocurre al adicionar surfactante polimérico en procesos de recobro mejorado. Por lo anterior, se procedió a escalar la simulación hasta un nivel de campo, con características mucho más reales que permitan seguir evaluando el desempeño de un surfactante polimérico al ser adicionado en procesos de inyección de agua.

1.5.2 Modelo a escala de Campo

Una vez finalizada la simulación de la inyección de surfactante polimérico a nivel de núcleo de laboratorio, se procedió a escalar la simulación a nivel del yacimiento en el campo, para lo cual se utilizó un modelo conceptual y representativo con características semejantes a un campo colombiano reportado previamente por (García & Molina, 2019). De igual manera que para el núcleo de laboratorio, se simula la inyección de surfactante polimérico, pero esta vez bajo circunstancias más cercanas a la realidad. A continuación, se describen los parámetros del modelo conceptual, dentro de los cuales se tiene: definición del modelo, modelo PVT, el diseño de los pozos, el sistema de inyección de agua y el proceso de inyección de químico.

1.5.2.1 Definición del modelo

El modelo que se definió, está compuesto por una malla de simulación de tipo “corner point”, en el cual los vértices de las celdas pueden ser variados permitiendo que las mismas sean deformadas para modelar estructuras complejas. La malla de simulación es descrita en la Tabla 17, donde el número de celdas se encuentra dado en términos vectoriales i, j, k los cuales corresponden a las direcciones x, y, z respectivamente.

Tabla 17 Propiedades de la malla de simulación del campo.

Propiedad	Valor
Número total de celdas	3482
Distribución de celdas	$9i \times 9j \times 43k$
Celdas activas	2831
Celdas nulas	652
Tipo de porosidad	Simple
Tipo de malla	Corner Point
Porosidad promedio (%)	16.25
Permeabilidad promedio (md)	49.45
Compresibilidad de la roca (psi^{-1})	$4.08e-6$

Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

Es importante señalar que la malla del modelo se encuentra dividida en sectores, donde las propiedades de permeabilidad y porosidad promedio de cada uno de estos son descritas en la Tabla 18. En este modelo, los valores de permeabilidad son iguales para las direcciones de los vectores i, j, k. En la Figura 18 se esquematiza la malla del modelo a trabajar.

Tabla 18 Propiedades por sector de la malla de simulación del campo.
Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

Sector	Celdas activas	Celdas nulas	Permeabilidad promedio (md)	Porosidad promedio (%)	Profundidad promedio del tope (ft)	Profundidad promedio de la base (ft)
K4A MATRIX	305	181	16.57	12.64	4480.85	4493.49
K4B1 MATRIX	486	0	121.86	17.44	4567.56	4587.95
K4B2 MATRIX	706	23	38.12	14.03	4674.86	4682.74
K4B3 MATRIX	699	30	51.48	17.54	4728.25	4732.39
K4B3Sh MATRIX	461	106	10.19	17.21	4772.45	4784.25
K4C MATRIX	12	312	4.62	15.15	4785.56	4856.91
K4CPor MATRIX	162	0	49.90	20.84	4919.52	4946.68

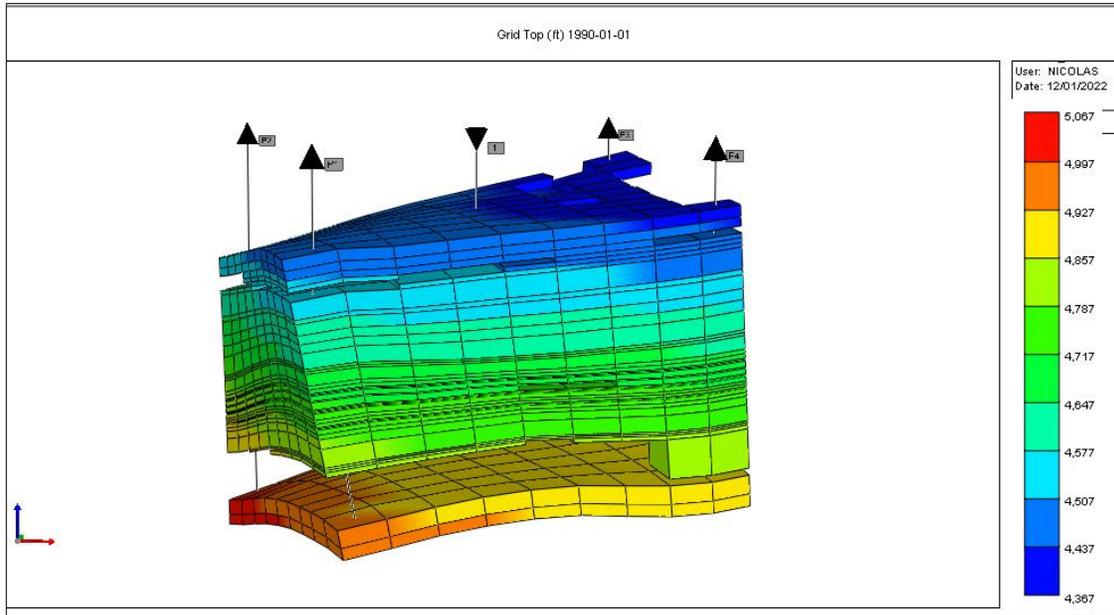


Figura 18 Malla de simulación del campo.
 Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

Por otro lado, en la Figura 19 y la Figura 20 se puede apreciar la malla de simulación con las propiedades de porosidad y permeabilidad respectivamente, las cuales fueron definidas previamente por sectores.

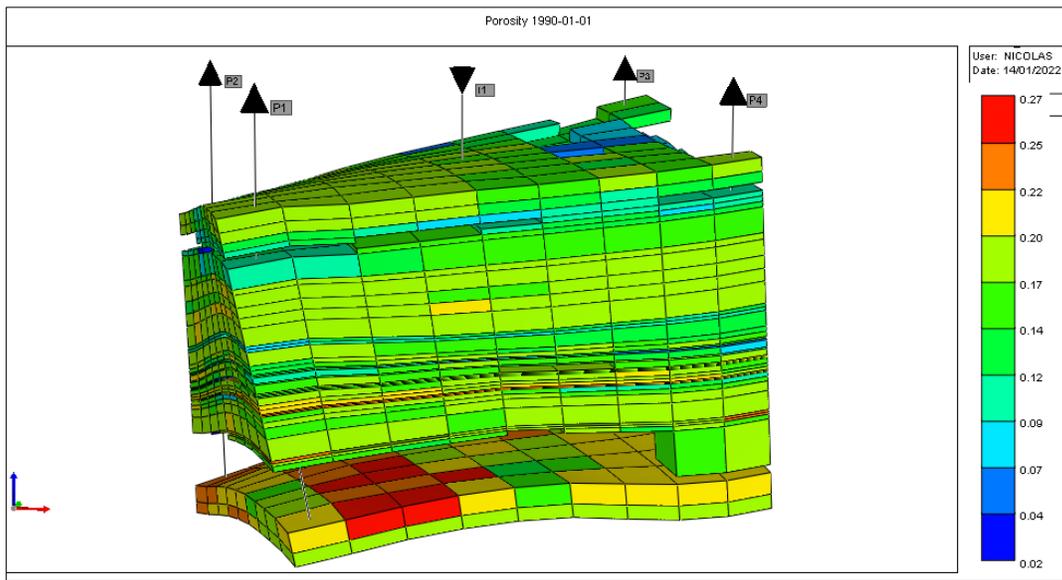


Figura 19 Variación de la porosidad representada en la malla de simulación del campo.
 Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

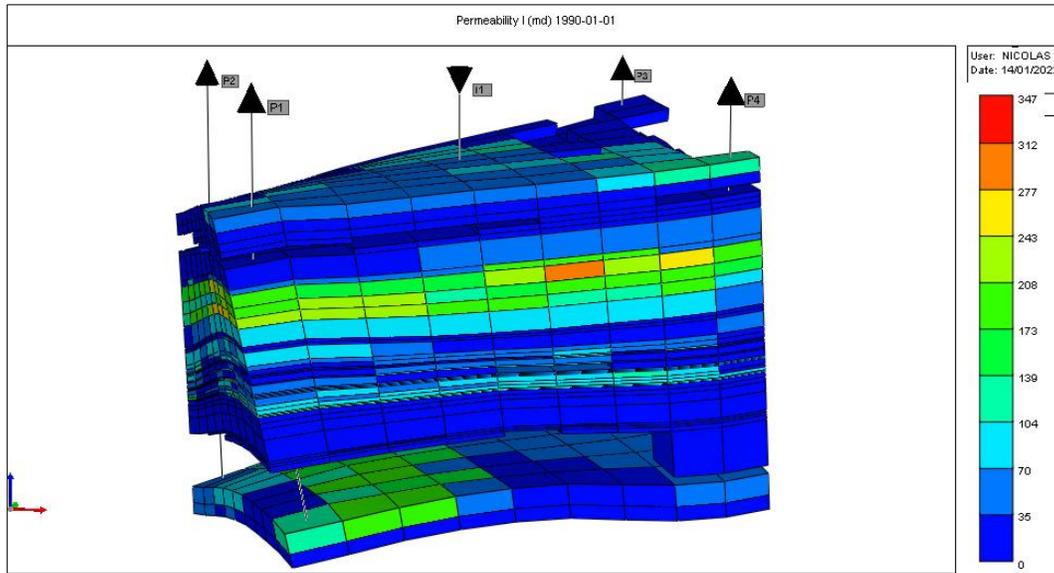


Figura 20 Variación de la permeabilidad representada en la malla de simulación del campo.
Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

Esta distribución de las propiedades petrofísicas en la malla de simulación del campo, permite garantizar la heterogeneidad del modelo, la cual, ofrece una representación más cercana a la realidad. Ahora, será necesario definir el tipo de fluidos presentes en el yacimiento y sus respectivas propiedades PVT.

1.5.2.2 Propiedades PVT del modelo conceptual

Las propiedades PVT para cada una de las fases presentes (agua, aceite y gas) en el modelo y su variación con la presión, así como para los datos de presión capilar y permeabilidad relativa, son presentados mediante gráficas en el Anexo 1. Una vez establecidos los parámetros PVT junto con las características petrofísicas en la malla de simulación, es necesario distribuir los pozos que trabajarán durante la producción de crudo mediante inyección de agua, así como las fechas y restricciones operativas que serán descritas a continuación.

1.5.2.3 Pozo inyector y pozos productores

Para efectos de la simulación durante la inyección, se utilizó un arreglo de cinco pozos invertido, con un pozo inyector en el centro y cuatro pozos productores, uno en cada esquina. (ver Figura 21).

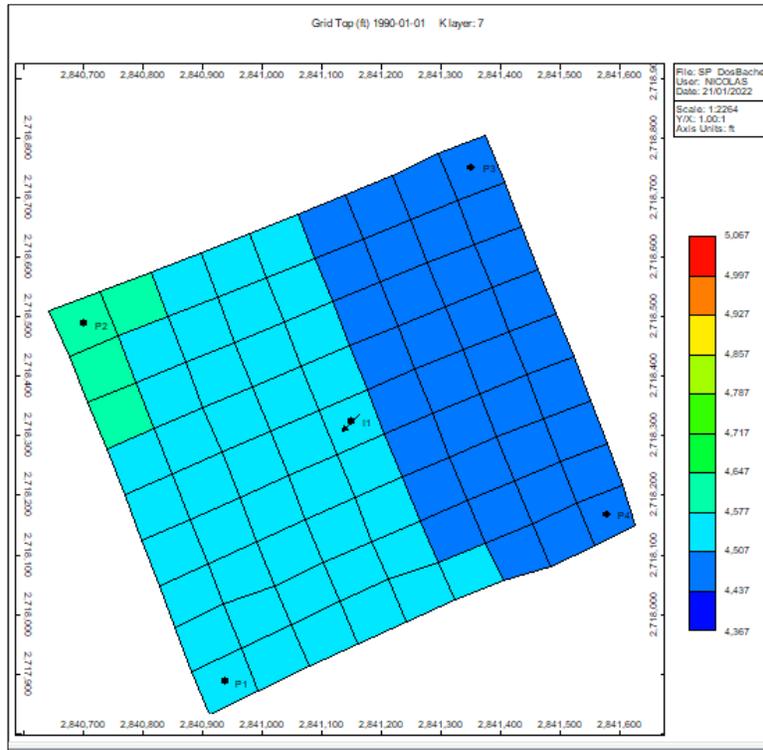


Figura 21 Ubicación de los pozos en el campo.
 Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

Pozo inyector I1: Ubicado en la celda con coordenadas (5,5) para (x,y) respectivamente. Atraviesa todo el modelo a lo largo del eje vertical z, donde se encuentra perforado en los intervalos comprendidos desde la celda 7 hasta la celda 27 e individualmente, en la celda 42. En la Figura 21 se puede observar este pozo en el centro del modelo con una saeta que simboliza su funcionalidad de inyector.

Pozo productor P1: Ubicado en la celda con coordenadas (1,1) para (x,y) respectivamente. Atraviesa todo el modelo a lo largo del eje vertical z, donde se encuentra perforado en los intervalos comprendidos desde la celda 7 hasta la celda 27 e individualmente, en la celda 42. En la Figura 21 se puede observar este pozo en la parte inferior izquierda con un círculo color negro.

Pozo productor P2: Ubicado en la celda con coordenadas (1,9) para (x,y) respectivamente. Atraviesa todo el modelo a lo largo del eje vertical z, donde se encuentra perforado en los intervalos

comprendidos desde la celda 7 hasta la celda 27 e individualmente, en la celda 42. En la Figura 21 se puede observar este pozo en la parte superior izquierda con un círculo color negro.

Pozo productor P3: Ubicado en la celda con coordenadas (9,9) para (x,y) respectivamente. Atraviesa todo el modelo a lo largo del eje vertical z, donde se encuentra perforado en los intervalos comprendidos desde la celda 7 hasta la celda 27 e individualmente, en la celda 42. En la Figura 21 se puede observar este pozo en la parte superior derecha con un círculo color negro.

Pozo productor P4: Ubicado en la celda con coordenadas (9,1) para (x,y) respectivamente. Atraviesa todo el modelo a lo largo del eje vertical z, donde se encuentra perforado en los intervalos comprendidos desde la celda 7 hasta la celda 27 e individualmente, en la celda 42. En la Figura 21 se puede observar este pozo en la parte inferior derecha con un círculo color negro.

1.5.2.4 Inyección de agua en el campo

Antes de correr la primera simulación por inyección de agua en el campo, deben ser establecidas algunas restricciones operativas tanto en el pozo inyector como en los pozos productores. Por su parte, el pozo inyector está limitado con una tasa de inyección máxima de 2500 bbl/día; además, con el fin de no superar la presión de fractura en el campo, valor obtenido de (García & Molina, 2019), es necesario limitar la BHP máxima con un valor de 7200 psi, el cual, opera bajo un factor de seguridad del 10%. Por otro lado, cada pozo productor está limitado con una producción máxima de aceite en superficie de 100 bbl/día, es decir, en el campo la producción máxima no podrá superar los 400 bbl/día. Una vez establecidos los pozos con sus restricciones operativas, se procede a correr la primera simulación. El campo produce por declinación natural durante sus primeros 5 años, fecha en la cual, se da inicio a la inyección de agua de manera continua durante 35 años hasta terminar la simulación. Los resultados fueron verificados con el fin de garantizar que el proceso funcione correctamente y permita, en las siguientes corridas, añadir surfactante polimérico como método de recobro cEOR. Además, es importante establecer valores base como el factor de recobro obtenido, que permitan, visualizar el efecto y las mejoras que serán alcanzadas para esta variable al adicionar químico durante el proceso de inyección.

1.5.2.5 Inyección de surfactante polimérico en el campo

Como se observó en la Tabla 10, descrita durante la inyección de químico en el núcleo, no existe un proceso de inyección de químico en el BUILDER que represente características simultáneas de surfactante y polímero en un solo componente. Por lo anterior, es necesario operar bajo un modelo de “Surfactante y Polímero”, lo cual, indica que deben ser agregados dos componentes. Si bien, lo anterior podría generar errores de representación al tener dos químicos distintos en la inyección, es posible remediarlo al igualar las propiedades físicas definidas para el surfactante y el polímero como su masa molecular, densidad, viscosidad, etc. Esto quiere decir que físicamente ninguno de los componentes prevalecerá sobre el otro, y únicamente se encargarán de modelar las funcionalidades de cada componente, como el efecto químico que se genera sobre la tensión interfacial en la interfaz agua-aceite y la viscosidad del agua de inyección. Además, dado que el surfactante polimérico actúa en la realidad como un solo componente, y el objetivo de este proyecto es representar de manera apropiada estas condiciones, no es necesario indicar al simulador que opere bajo reacción química entre los componentes agregados, excluyendo así, cualquier tipo de interacción reológica entre el surfactante y el polímero.

A diferencia del núcleo, ahora se cuenta con un modelo escalado a campo, operado bajo condiciones mucho más cercanas a la realidad, lo cual, debe ser aprovechado con una inyección de químico que alcance los objetivos de este proyecto. Por tal razón, en este proceso sí se igualarán las propiedades físicas del surfactante y polímero. La Tabla 19 presenta los valores de masa molecular, densidad y viscosidad que han sido adaptados para los componentes añadidos a partir de un surfactante polimérico de tipo copolímeros en bloque (Sheelarani et al., 2020).

Tabla 19 Propiedades físicas del surfactante y polímero en el campo.

Componente	M. molecular (lb/lbmole)	Densidad (lb/ft³)	Viscosidad (cp)
Surfactante	1450	61.6966	7.58
Polímero	1450	61.6966	7.58

Nota: Adaptado de Sheelarani et al., (2020).

Por otra parte, es importante mencionar que para el agua del yacimiento se ha establecido una salinidad inicial de 3500 ppm, la cual, no afectará de manera significativa la adsorción de los

componentes químicos, pero debe ser tenida en cuenta al representar la disminución de la IFT con la concentración del surfactante Tabla 20.

Tabla 20 Tensión interfacial en el campo respecto a la concentración del surfactante y la salinidad.

Salinidad PPM	IFT @ Surf=0 %Wt	IFT @ Surf=0.01 %Wt	IFT @ Surf=0.05 %Wt
1000	23.4	23.4	0.17
2500	10.3	5.163	0.011
4000	9.4	4.356	0.005
5500	8.8	3.715	0.007
7000	8.5	4.102	0.007
8500	7.9	3.805	0.056
10000	7.6	3.521	0.097
11500	6.5	2.953	0.098

Nota: Adaptado de CMG-BUILDER (2021).

Los datos de la Tabla 20 se representan de manera gráfica en la Figura 22. Estas curvas permiten identificar mejor las zonas de ITF ultrabajas y, por ende, definir los rangos de concentración a utilizar para el surfactante.

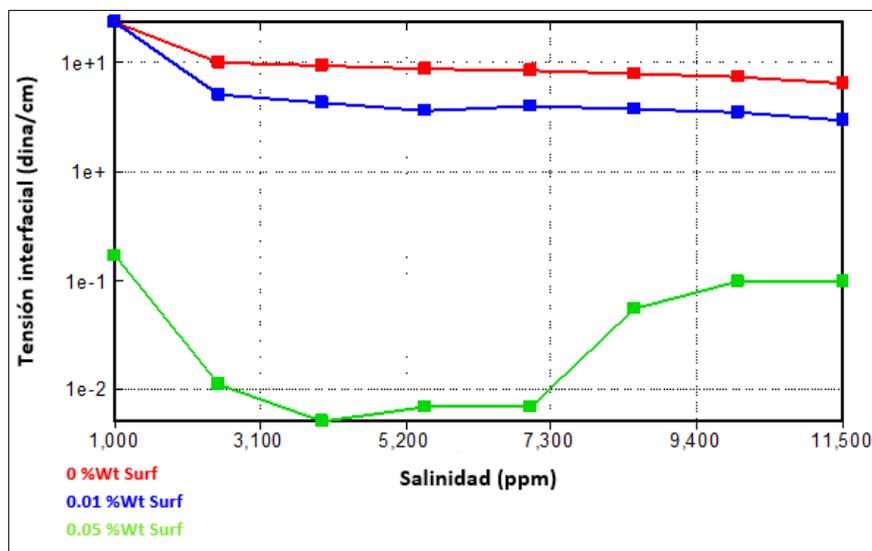


Figura 22 Curvas IFT en el campo respecto la concentración del surfactante y la salinidad. Adaptado de CMG-BUILDER (2021).

Por otro lado, la viscosidad del agua y su relación con la concentración del polímero estará afectada por las tasas de corte alcanzadas durante el proceso de inyección. La Tabla 21 presenta la viscosidad del agua a diferentes concentraciones de polímero, la cual, disminuye con un incremento de los valores de tasa de corte.

Tabla 21 Viscosidad del agua de inyección a diferentes concentraciones de polímero con variación en la tasa de corte.

Tasa de corte (1/día)	Wt% Polim=0 Viscosidad (cp)	Wt% Polim=0.03 Viscosidad (cp)	Wt% Polim=0.05 Viscosidad (cp)	Wt% Polim=0.075 Viscosidad (cp)
32.8084	0.502372	1.365	2.028	4.212
19.685	0.502372	1.4	2.08	4.32
9.84252	0.502372	1.575	2.34	4.86
3.28084	0.502372	2.1	3.12	6.48
0.328084	0.502372	3.43	5.096	10.584
0.01	0.502372	3.5	5.2	10.8

Fuente: Adaptado de CMG-BUILDER (2021).

Con los valores de la Tabla 21, Builder genera la curva de Viscosidad vs. Concentración que será utilizada durante la inyección del polímero (ver Figura 23). Sin embargo, esta curva puede verse afectada por la vida promedio del químico, que para este caso es de 1040 días.

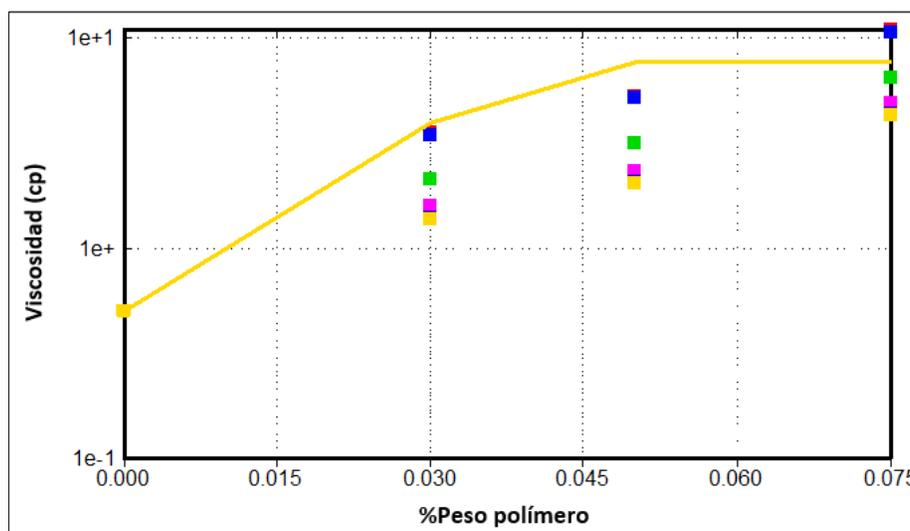


Figura 23 Concentración del polímero vs Viscosidad del agua para el campo.
Adaptado de CMG-BUILDER (2021).

Asimismo, se espera que el efecto viscosificante disminuya después de cumplirse los días de vida útil del polímero. Además, la adsorción tanto del polímero como la del surfactante se estableció en 27.5 mg/100g roca, por lo cual, el factor de recobro incremental esperado puede ser ligeramente menor a causa del químico que permaneció adherido a la roca y no cumplió su función. Ahora que todos los componentes han sido definidos, es necesario plantear el esquema de los tiempos de inyección para el surfactante y el polímero. La Tabla 22 representa los baches de inyección de químico divididos en días desde el inicio de la simulación.

Tabla 22 *Tiempos de inyección de químico en el campo desde el inicio de la simulación.*

Años desde el inicio de la simulación	Tipo de bache
0 a 5	Declinación natural de la presión
5 a 10	Agua
10 a 11	Agua + Surfactante + Polímero
11 a 15	Agua
15 a 16	Agua + Surfactante + Polímero
16 a 40	Agua

Nota: Adaptado de CMG-BUILDER (2021).

Igualmente, como se realizó para el modelo coreflooding, las restricciones del pozo inyector y los demás pozos productores no cambiaron durante las divisiones de los tiempos de inyección. Lo anterior garantiza que el proceso conserve la misma línea y, en caso de errores, estos pueden ser atribuidos a la concentración y/o tasa de inyección de los químicos, y no a las “constraints” base del sistema.

1.5.2.6 Pruebas de Concentración vs Tasa de inyección en el campo

Según las características establecidas para el modelo de inyección de agua en el campo, se decidió realizar la inyección de químico a una concentración de 2100 ppm, repartidas entre 1100 ppm y 1000 ppm para el surfactante y el polímero, respectivamente, además de mantener los 2500 bbl/día como tasa de inyección. Estos valores permiten alcanzar una disminución de la tensión interfacial y un aumento en la viscosidad del agua de manera óptima y simultánea, lo cual,

representaría un incremento en el factor de recobro total. Los resultados serán presentados y analizados en la siguiente sección.

Por otro lado, después de simular la primera inyección de químico a 2100 ppm y 2500 bbl/día, fue necesario evaluar estas dos variables con el fin de identificar cuál de ellas predomina sobre la otra y genera un mayor impacto en el efecto de añadir químico durante el proceso de inyección. Esto permitiría identificar cuáles deben ser las condiciones operativas a optimizar durante la inyección de surfactante polimérico en el campo. Por ende, nuevas simulaciones fueron corridas a partir de las condiciones base de inyección de químico, pero esta vez, variando la concentración y tasa de inyección, con el objetivo de comparar los nuevos factores de recobro alcanzados.

De igual forma que en el núcleo, La Tabla 23 presenta el primer paquete de pruebas que se realizó en el campo, donde la tasa de inyección se mantuvo constante, mientras que la concentración de químico se redujo una décima parte, y se incrementó hasta 10 veces su valor base.

Tabla 23 Paquete No. 1 de pruebas de inyección de químico en el campo.

Tasa de inyección (bbl/día)	Concentración (ppm)
2500	210
2500	2100
2500	21000

Por su parte, la Tabla 24 presenta el segundo paquete de pruebas. En esta ocasión se realizaron las simulaciones a la inversa, manteniendo constante la concentración y variando la tasa de inyección con las mismas diferencias de magnitud que se empleó en el primer paquete de pruebas.

Tabla 24 Paquete No. 2 de pruebas de inyección de químico en el campo.

Tasa de inyección (bbl/día)	Concentración (ppm)
250	2100
2500	2100
25000	2100

Asimismo, un tercer paquete de pruebas fue corrido, coincidiendo valores mínimos con mínimos y máximos con máximos (ver Tabla 25); mientras que, el cuarto paquete combinó mínimos con máximos y máximos con mínimos respectivamente (Tabla 26).

Tabla 25 Paquete No. 3 de pruebas de inyección de químico en el campo.

Tasa de inyección (bbl/día)	Concentración (ppm)
250	210
2500	2100
25000	21000

Tabla 26 Paquete No. 4 de pruebas de inyección de químico en el campo.

Tasa de inyección (bbl/día)	Concentración (ppm)
250	21000
2500	2100
25000	210

Una vez ejecutadas estas simulaciones, se procedió a verificar los resultados obtenidos y analizar mediante esquemas y diagramas de superficie el factor de recobro alcanzado, además de cómo se afectó el comportamiento del químico durante el proceso, lo cual, es expuesto en la sección de Resultados y Análisis.

Resultados y Análisis

En esta sección, se presentan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones ejecutadas en el núcleo y en el modelo a escala de campo, respectivamente. Asimismo, se evalúan los diversos efectos alcanzados a partir de la adición de surfactante polimérico durante los procesos de inyección de agua, comparando los diferentes esquemas de inyección, con el fin de examinar la viabilidad y factibilidad del proyecto.

1.6 Resultados en el núcleo de laboratorio

Para el caso base, donde se produjo aceite sólo a partir de inyección de agua, el factor de recobro total alcanzó un porcentaje de hasta 54.91%. Sin embargo, la Figura 24 evidencia una caída rápida de la producción de petróleo, pues, sólo bastaron 2 días de simulación para alcanzar la saturación de aceite residual, punto en el cual, el factor de recobro llega a su máximo, y no se incrementa a pesar de continuar la inyección de agua durante los días restantes del proyecto.

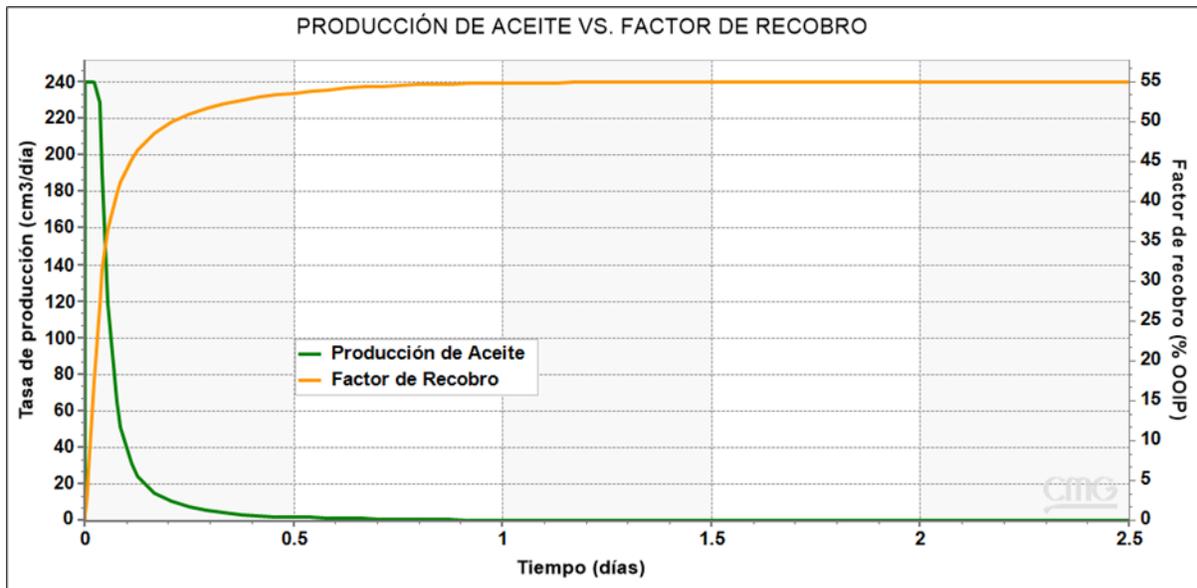


Figura 24 Producción de Aceite vs. Factor de recobro por Inyección de agua en el Núcleo.
Adaptado de CMG-RESULTS (2021).

Lo anterior puede ser explicado desde otra perspectiva al apreciar el comportamiento del corte de agua (ver Figura 25). Debido a las propiedades ideales y las altas permeabilidades del núcleo

(400 mD), a partir del primer día ya se opera con un corte de agua igual a 1, donde lo único que se genera es una recirculación del fluido inyectado, y cualquier esfuerzo por recuperar petróleo adicional mediante este proceso, será en vano.

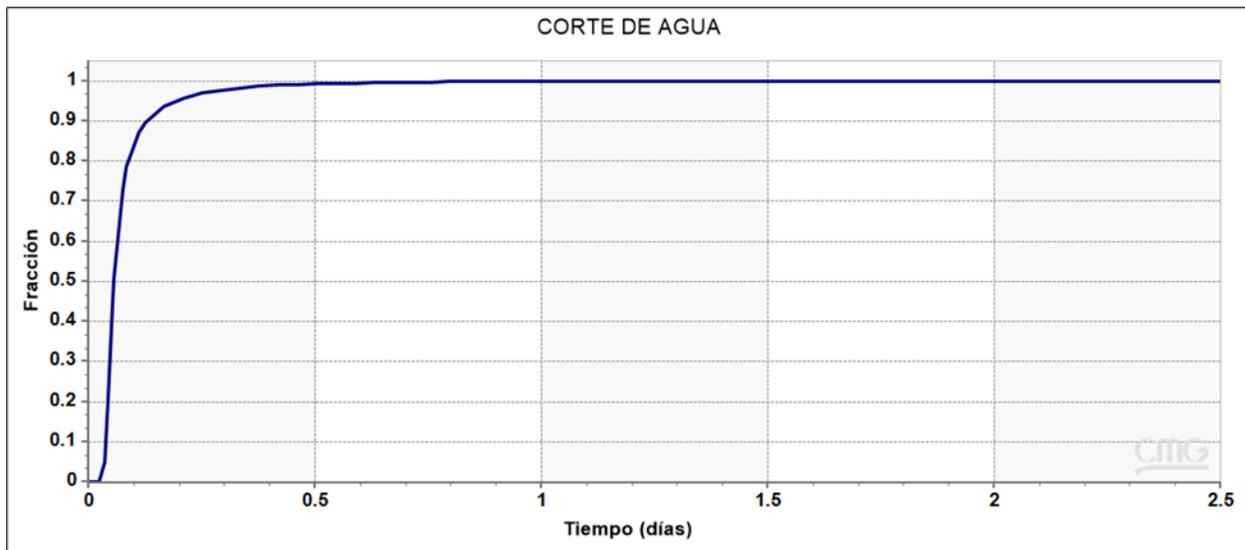


Figura 25 Corte de agua por Inyección de agua en el Núcleo.
Adaptado de CMG-RESULTS (2021).

Por ende, en este punto del proyecto, es necesario alterar las permeabilidades relativas que controlan el desplazamiento de los fluidos en el núcleo para evidenciar un incremento en el factor de recobro.

En la Figura 26, se representa nuevamente la producción de aceite contra el factor de recobro, pero esta vez, inyectando surfactante y polímero que son sustancias que alteran la movilidad y permeabilidad relativa. La curva de producción presenta un alza a partir del primer bache de químico, lo cual, es suficiente para elevar el factor de recobro total hasta un 94.14%. Sin embargo, es claro que el segundo bache no tuvo efecto alguno en el proceso, pues, una vez alcanzados los nuevos valores mínimos de permeabilidad relativa del aceite, seguir inyectando volúmenes porosos de SP al núcleo no evidenciará un alza en la producción.

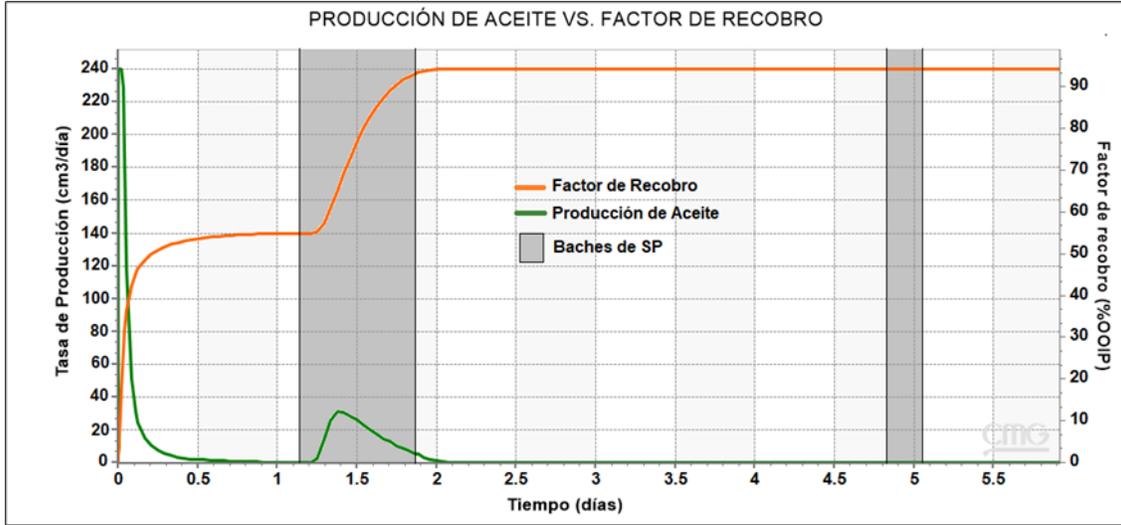


Figura 26 Producción de Aceite vs. Factor de recobro por Inyección de agua + SP en el Núcleo.
Adaptado de CMG-RESULTS (2021).

Asimismo, la Figura 27 presenta más de cerca cómo bastaron sólo 2.5 días para extraer todo el aceite posible, pues, después de alterar la mojabilidad del núcleo mediante la inyección del primer bache de químico, el SOR disminuyó desde 0.313 hasta un valor de 0.041. Lo anterior, ocurrió gracias a que la permeabilidad relativa del aceite se incrementó de 0 hasta 0.2836, permitiendo así que más aceite pudiera fluir y ser recuperado antes de que la movilidad del crudo volviera a ser nula.

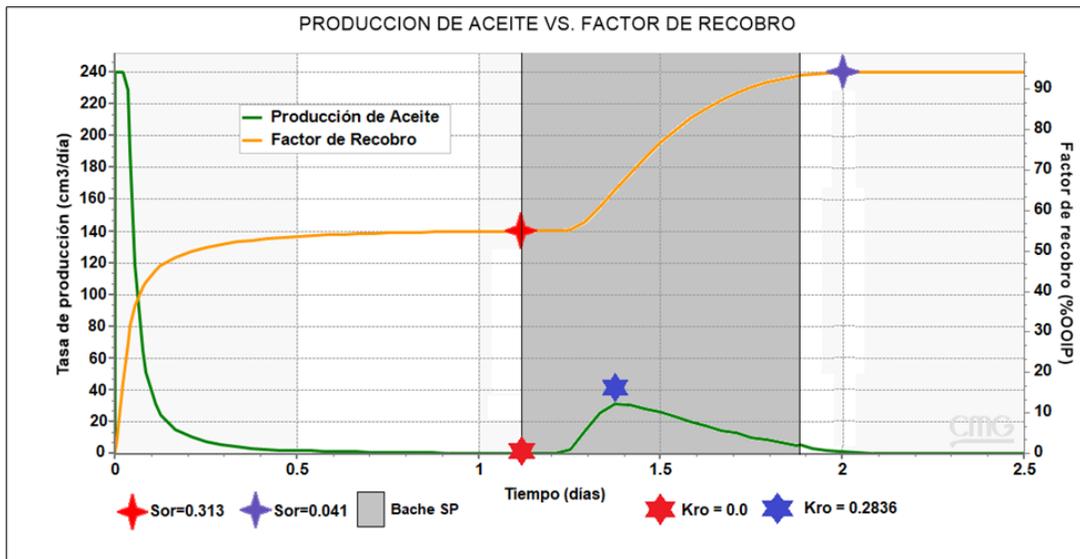


Figura 27 Producción de Aceite vs. Factor de recobro por Inyección de agua + SP en el Núcleo durante los primeros 2.5 días.
Adaptado de CMG RESULTS (2021).

También, se debe mencionar que, de manera inversa a como la producción de aceite aumentó, el corte de agua disminuyó durante la inyección del primer bache de químico (ver Figura 28). Sin embargo, una vez alcanzada la nueva saturación de aceite residual, se regresó rápidamente a la recirculación de agua con un corte igual a 1.

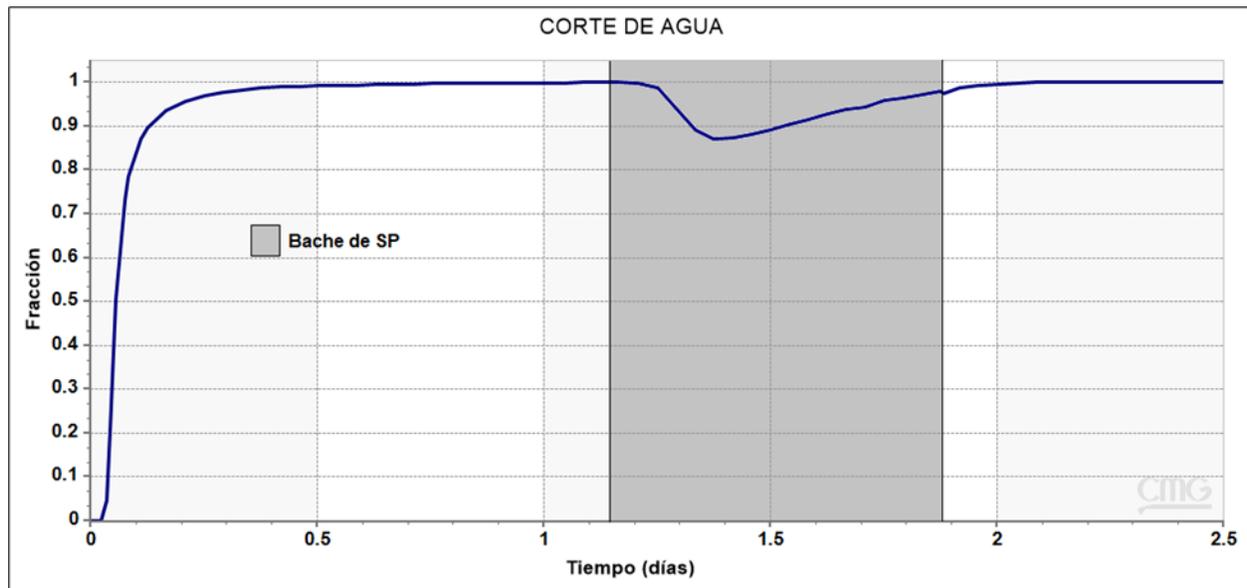


Figura 28 Corte de agua por Inyección de agua + SP en el núcleo durante los primeros 2.5 días. Adaptado de CMG-RESULTS (2021).

De esta manera, se procede a visualizar los resultados obtenidos a partir de los paquetes de prueba planteados durante la metodología.

1.6.1 Pruebas de Inyección vs Concentración de SP

Paquete No. 1

La Tabla 27 registra los resultados obtenidos para el factor de recobro total a partir de las distintas corridas de simulación. Estos datos demuestran que, incluso aumentando la concentración de químico hasta un valor de 10 veces, no existirá un incremento significativo en el recobro total. Lo anterior, tiene respuesta al comprender que si bien, añadir más polímero incrementa la viscosidad del agua durante el proceso de inyección, también genera una mayor adsorción de estas

moléculas en el núcleo, y, por ende, ocurre un taponamiento en los poros de la roca, tal y como fue reportado por (Tliba et al., 2022). Además, en cuanto a la adición de surfactante, al superar la concentración micelar crítica, los valores mínimos de tensión interfacial entre el agua y el aceite vuelven a subir, lo cual, disminuye el valor del número capilar y afecta la relación de movilidad durante la inyección (Rattanaudom et al., 2022).

Tabla 27 Resultados – Paquete No. 1 de pruebas de inyección de químico en el Núcleo.

Tasa de inyección (cm ³ /día)	Concentración (ppm)	Factor de recobro (% OOIP)
240	185	59.62
240	1850	94.15
240	18500	96.03

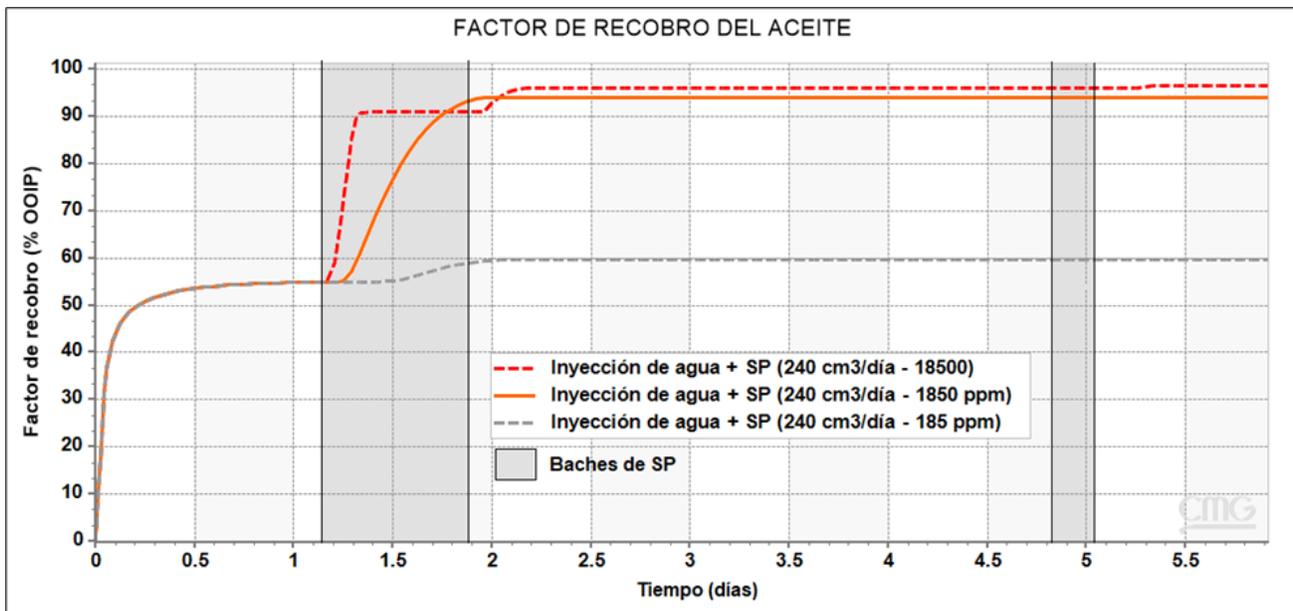


Figura 29 Factor de recobro del aceite en el Núcleo – Pruebas paquete No. 1.
Adaptado de CMG-RESULTS (2021).

De cualquier modo, es evidente que para este núcleo el SOR alcanzó sus valores mínimos con la concentración de químico planteada al inicio, y obtener un incremento significativo del recobro total sólo costaría esfuerzos innecesarios, pues, ya se cuenta con un valor muy cercano al 100%.

Asimismo, lo anterior se puede observar de manera gráfica en la Figura 29, donde también es notorio que una baja concentración de químico genera un pobre incremento en la recuperación de aceite, y debería ser compensado por un aumento en la tasa de inyección, lo cual, es punto de análisis en las siguientes pruebas.

Por último, cabe resaltar que la curva naranja (condiciones óptimas de inyección) tiene un aumento gradual hasta alcanzar su límite. Este comportamiento es deseado y garantiza una correcta relación de movilidad durante todo el proceso de inyección.

Paquete No. 2

La Tabla 28 registra los resultados obtenidos para el factor de recobro total a partir de las distintas corridas de simulación. Estos datos evidencian que el recobro alcanzado al aumentar 10 veces la tasa de inyección de agua, superó el valor obtenido en el *Paquete No. 1*, donde la concentración actuó como variable prueba. Es manifiesto que aumentar la rata de inyección genera un mayor y más rápido impacto en el proceso; sin embargo, es importante recordar que las características ideales del núcleo permiten operar bajo estas tasas tan elevadas, y será hasta los resultados obtenidos en el modelo de campo, donde se podrá analizar a detalle la factibilidad de incrementar la tasa de inyección sin superar la presión de fractura.

Tabla 28 Resultados – Paquete No. 2 de pruebas de inyección de químico en el Núcleo.

Tasa de inyección (cm3/día)	Concentración (ppm)	Factor de recobro (% OOIP)
24	1850	66.87
240	1850	94.15
2400	1850	99.87

Asimismo, según la Figura 30, se puede apreciar que si bien, el factor de recobro alcanzó casi un 100% del petróleo atrapado en el núcleo, la curva se dispara de manera abrupta, lo que puede significar tendencia a fracturas en la formación debido al aumento de presión y barrido no gradual, lo cual, afectaría la vida útil del yacimiento y sus condiciones para volver a ser intervenido en futuras operaciones de recobro mejorado (Hsu & Robinson, 2019a). Además, este tipo de subidas

repentinas en la tasa de inyección serían un terrible problema en superficie debido a la falta de facilidades para tratar y/o almacenar todo el exceso de agua en circulación (Holguín & Basto, 2019).

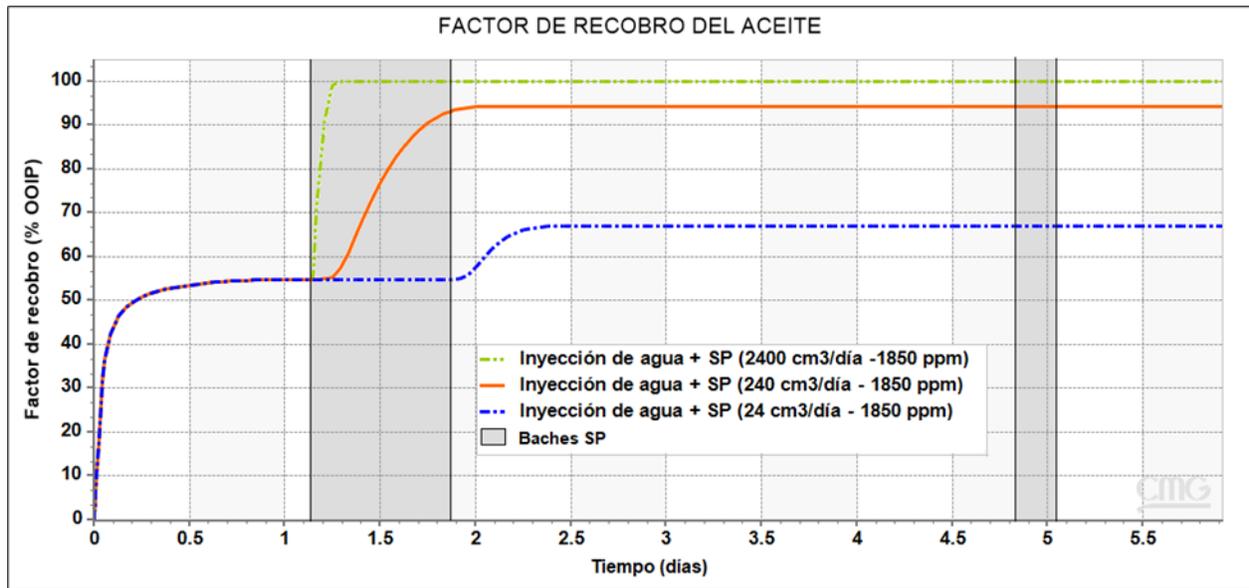


Figura 30 Factor de recobro del aceite en el Núcleo – Pruebas paquete No. 2.
Adaptado de CMG-RESULTS (2021).

Por otro lado, se debe resaltar que los valores de tasa de inyección registrados en la Tabla 28, operan únicamente durante el tiempo del bache, lo cual, significa que el proceso retoma sus valores base una vez terminada la inyección de químico. Por lo anterior, se puede observar cómo la curva azul permanece constante durante el bache SP, y se incrementa horas después, ya que, al disminuir de manera drástica la tasa de inyección, se genera una acumulación de químico, el cual no tendrá efecto en alterar la mojabilidad de la roca (Al-Hajri et al., 2019b), hasta que se recupere el valor base de tasa de inyección y logre fluir de manera homogénea a través del núcleo.

Paquete No. 3

La Tabla 29 registra los resultados obtenidos para el factor de recobro total a partir de las distintas corridas de simulación.

Tabla 29 Resultados – Paquete No. 3 de pruebas de inyección de químico en el Núcleo.

Tasa de inyección (cm ³ /día)	Concentración (ppm)	Factor de recobro (% OOIP)
24	185	54.98
240	1850	94.15
2400	18500	99.59

De igual forma como en los escenarios anteriores, es evidente que los valores base de inyección y concentración de químico continúan siendo favoritos frente a las demás simulaciones. Por ejemplo, para obtener un 5% más de recuperación de aceite y lograr extraer todo el petróleo posible, es necesario incrementar hasta 10 veces tanto la tasa de inyección como la concentración, además, según lo analizado en el *Paquete No. 2*, incrementar la concentración de químico sería un gasto económico innecesario debido a que se registraron valores similares de recobro total únicamente con el aumento de la tasa de inyección. Inclusive, trabajar con la misma concentración de químico base (1850 ppm) y elevar 10 veces la tasa de inyección (2400 cm³/día) arroja mejores resultados (aunque por decimales), que operar en conjunto con una concentración de 18500 ppm, pues, esto último genera una mayor adsorción y retención del químico en el núcleo, lo cual, provoca taponamientos dentro de los poros y una mayor dificultad al flujo.

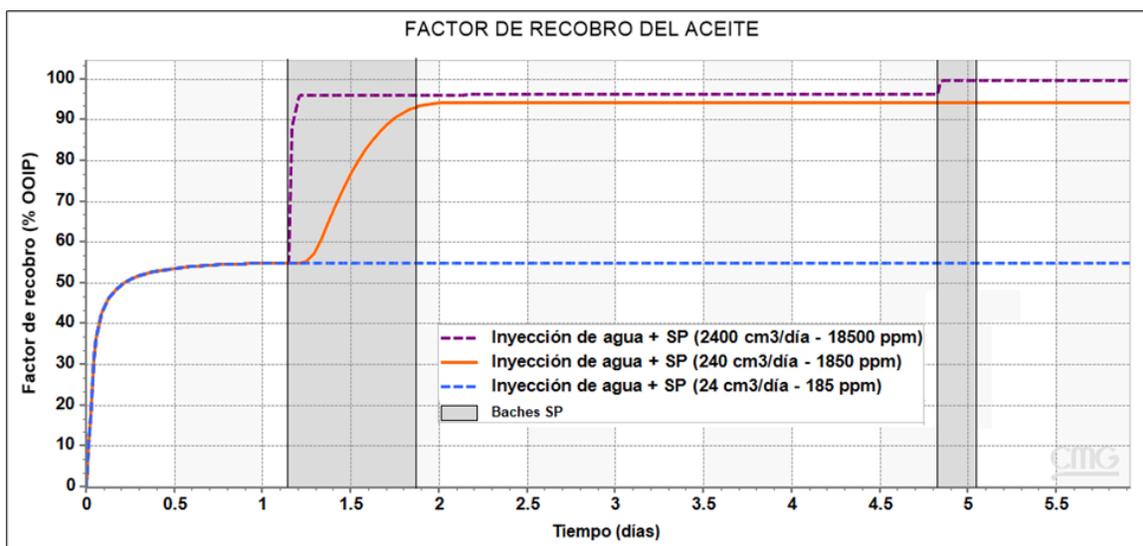


Figura 31 Factor de recobro del aceite en el Núcleo – Pruebas paquete No. 3.
Adaptado de CMG-RESULTS (2021).

Asimismo, la Figura 31 demuestra que inyectar valores mínimos de químico no genera ganancias apreciables durante el proyecto, pues, a bajas concentraciones de SP la viscosidad del agua de inyección no aumentaría lo suficiente como para realizar un mejor barrido del aceite, además, pocas moléculas de surfactante actuarían como detergente al momento de encontrarse en la interfase agua-aceite y disminuir su fuerza de atracción sería inviable.

Paquete No. 4

La Tabla 30 registra los resultados obtenidos para el factor de recobro total a partir de las distintas corridas de simulación.

Tabla 30 Resultados – Paquete No. 4 de pruebas de inyección de químico en el Núcleo.

Tasa de inyección (cm³/día)	Concentración (ppm)	Factor de recobro (% OOIP)
24	18500	95.91
240	1850	94.15
2400	185	73.03

Para este último paquete de pruebas, parece que al operar bajo condiciones altas de concentración y bajas de inyección se obtienen mejores resultados que de manera inversa, donde la concentración es baja y la inyección alta. Sin embargo, nuevamente el tiempo del bache de inyección juega un papel muy importante, pues, es necesario recordar que la tasa regresa a sus valores base una vez añadido el químico, por ende, estas altas concentraciones se acumularán hasta que se reestablezca la rata de inyección.

Asimismo, lo anterior puede notarse en la Figura 32, donde la línea rosa continua constante durante el bache SP y una vez retomados los valores base de inyección, el recobro se dispara hasta alcanzar su máximo, lo cual, indica que añadir más químico al proceso no es garantía de recobros altos sí la tasa de inyección es baja.

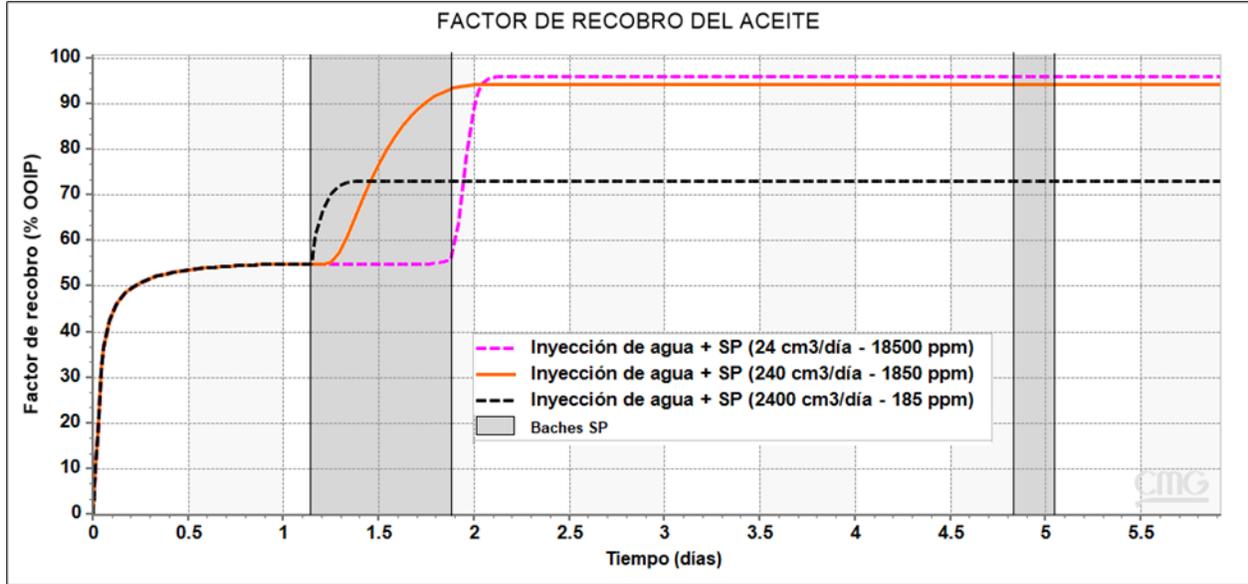


Figura 32 Factor de recobro del aceite en el Núcleo – Pruebas paquete No. 4.
Adaptado de CMG-RESULTS (2021).

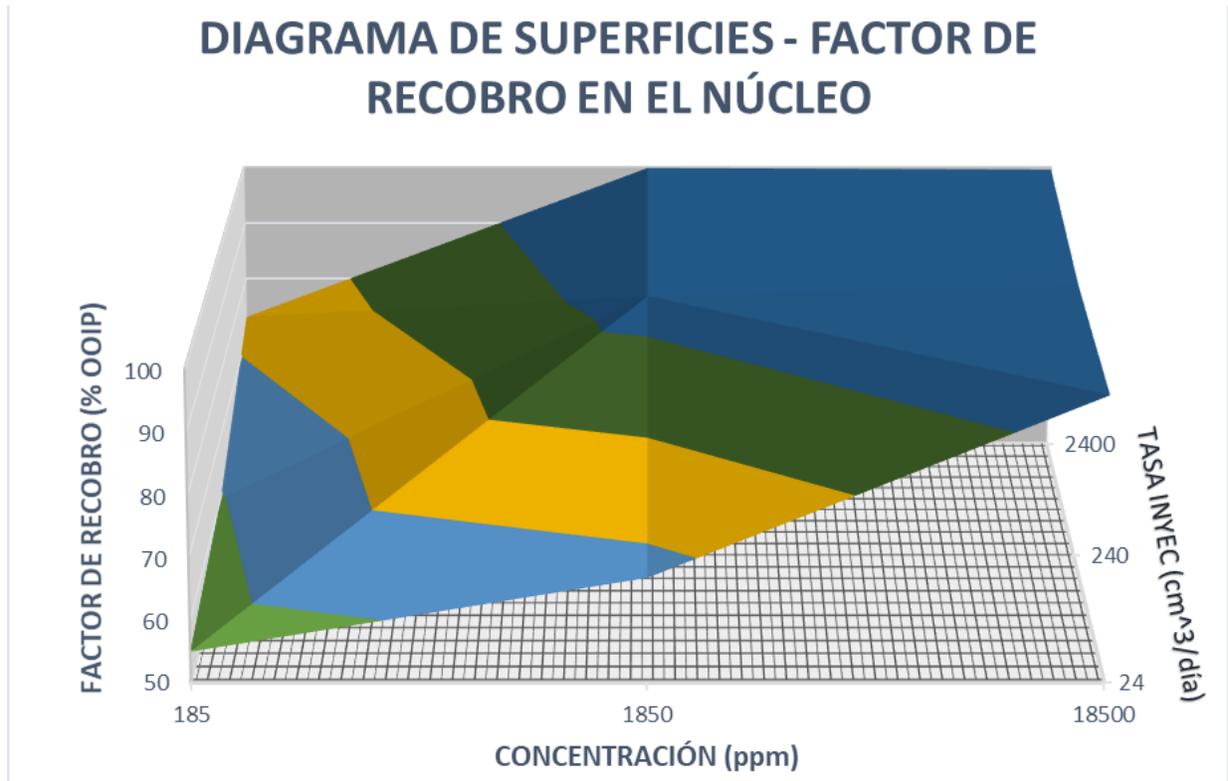


Figura 33 Diagrama de superficies para los resultados del factor de recobro obtenidos a partir de los 4 paquetes de prueba en el núcleo.

Elaborado por los autores.

Por último, la Figura 33 evidencia a través de un diagrama de superficies, el tamaño de las zonas para cada una de las combinaciones ejecutadas a través del simulador. Es notorio que para alcanzar la mejor recuperación de aceite posible y aumentar los niveles del factor de recobro, la tasa de inyección tuvo mayor relevancia sobre el proceso. Lo anterior es razonable pues, no se debe olvidar que la adición de químico como proceso de recobro mejorado parte desde la inyección de agua, y disminuir la tasa de inyección con la confianza de que una alta concentración de SP podrá compensar el proceso, es un error. Por el contrario, aunque puede llegar a ser válido disminuir la concentración de químico e incrementar la tasa de inyección con el fin de ahorrar gastos, tampoco es la mejor opción, pues, se estaría perdiendo la oportunidad de efectuar un mejor acondicionamiento sobre la mojabilidad de la roca en el yacimiento y así optimizar dicha inyección.

Los resultados en el núcleo de simulación evidencian la importancia de combinar correctamente las variables de inyección y concentración para obtener un alto nivel de recobro, y operar bajo condiciones que garanticen una correcta extracción de aceite durante la vida útil del yacimiento. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para el modelo a escala de campo.

1.7 Resultados modelo a escala campo

Para el caso base, donde se produjo aceite a partir de la declinación natural de la presión del yacimiento y posteriormente inyección de agua (ver Figura 34), el factor de recobro total alcanzó un porcentaje de 42.95% con unos picos máximos de producción de hasta 400 barriles de aceite por día. Es interesante notar como la producción durante sus primeros años inicia en su valor máximo (400 bbl/día) debido a que la presión del yacimiento es considerablemente más elevada que la presión del fondo del pozo dentro de él, lo cual, empuja los hidrocarburos hacia el pozo y hacia la superficie. No obstante, conforme la presión del yacimiento disminuye debido a la producción, también lo hace la presión diferencial, por ende, 5 años después de iniciada la

simulación, el factor de recobro es de apenas un 14% y el proyecto pasa a ser económicamente inviable.

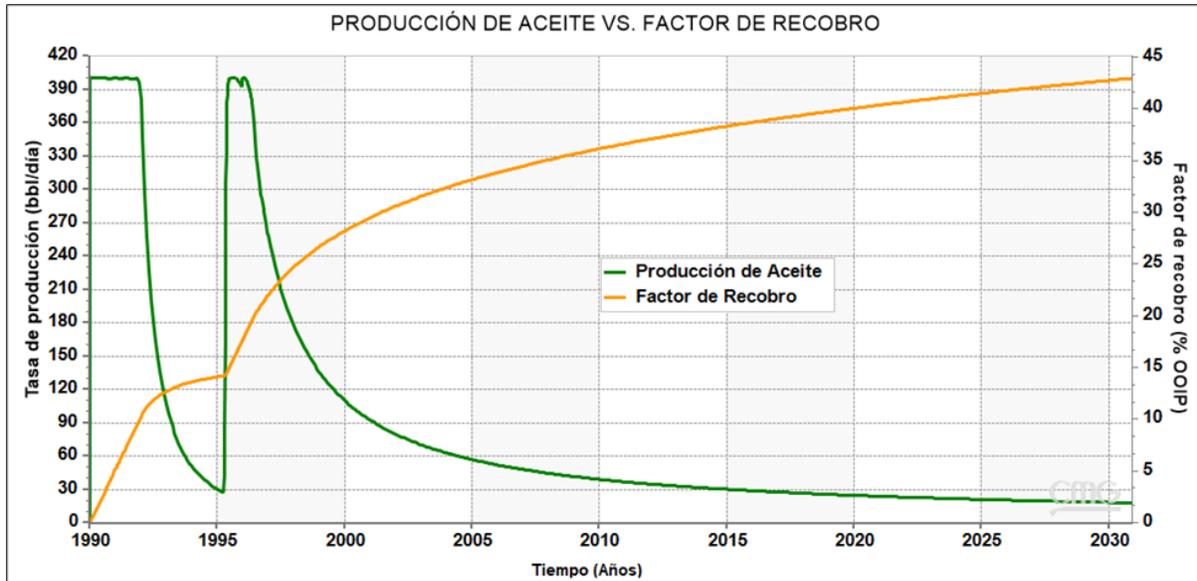


Figura 34 Producción de Aceite vs. Factor de recobro por Inyección de agua en el Campo.
Adaptado de CMG-RESULTS (2021).

Por tanto, al iniciar el recobro secundario por inyección de agua en el yacimiento la producción retoma su máximo valor debido al empuje y aumento de presión generado, para después iniciar con una nueva declinación, la cual, será mucho más extensa y controlada que la primera, pues, la presión de empuje se mantendrá con el paso del tiempo. Por lo tanto, esta vez la producción disminuirá a causa de operar más cerca del SOR con una mojabilidad de la roca que limita la extracción, y no por falta de presión para llevar los fluidos a superficie (Hsu & Robinson, 2019a).

De esta manera, es posible observar cómo la inyección de agua extiende la vida útil del yacimiento al incrementar la producción de aceite. Sin embargo, la Figura 35 evidencia que el corte de agua es una variable muy importante a considerar durante el proyecto, pues, su incremento será de gran impacto para el almacenaje o recirculación que decida efectuarse en superficie, dado que, en tan sólo dos años la rata de agua alcanzará valores de hasta 2000 bbl/día, y si no se cuenta con una planeación correcta, la operación podría detenerse hasta dar abasto a los volúmenes de líquido que llegan a superficie, lo cual, generaría grandes pérdidas económicas.

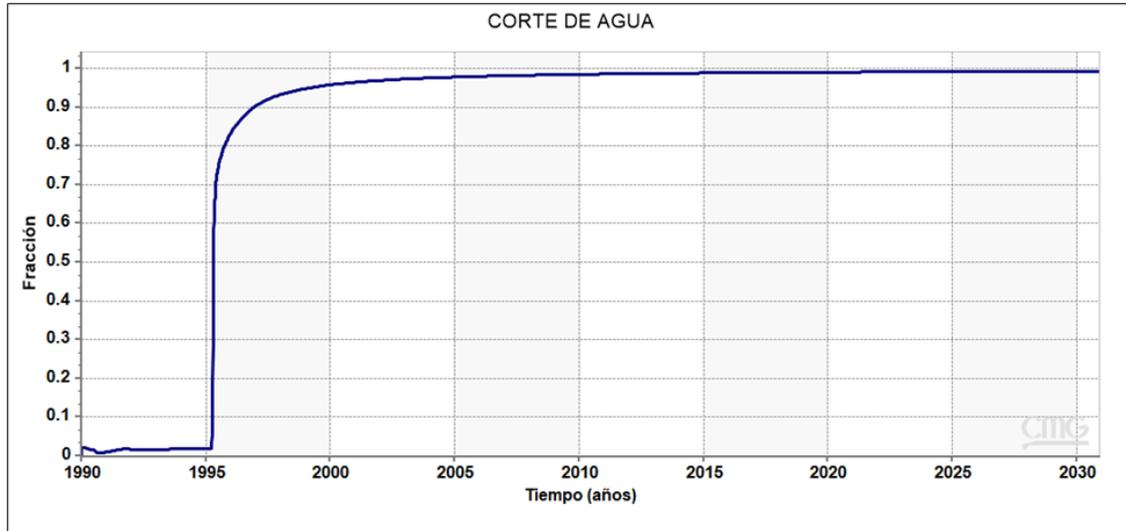


Figura 35 Corte de agua durante la extracción de crudo en el Campo.
Adaptado de CMG-RESULTS (2021).

Por consiguiente, para incrementar la producción de aceite en el yacimiento durante los próximos años e iniciar la tercera etapa de recobro, es necesario añadir surfactante polimérico al proceso de inyección. En este orden de ideas, la Figura 36 compara la curva de producción de crudo obtenida a partir de la inyección de químico con la curva de producción obtenida únicamente por inyección de agua.

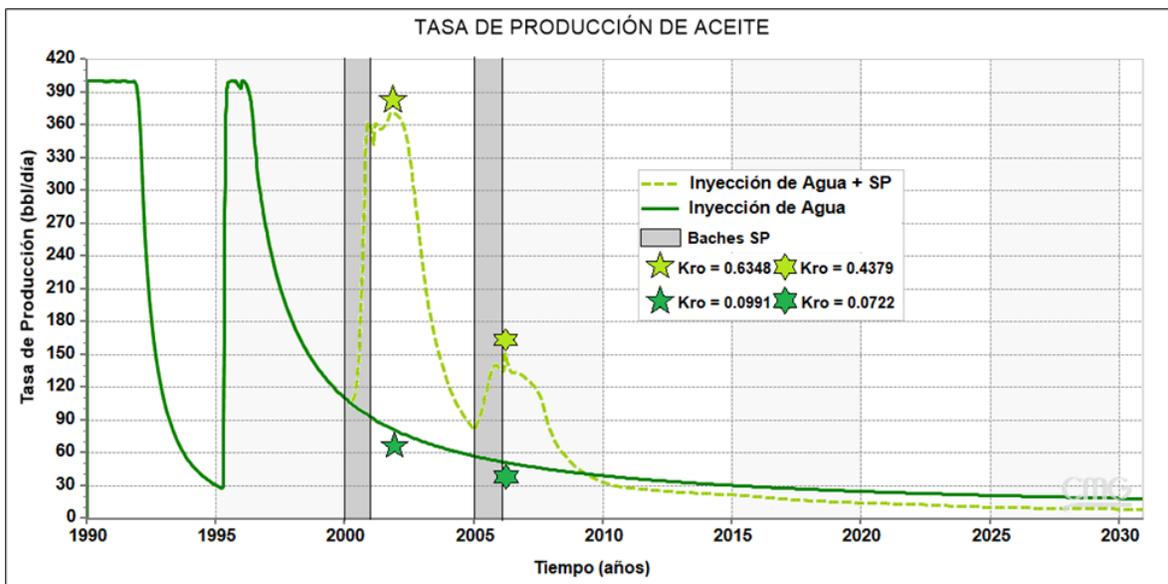


Figura 36 Producción de aceite en el campo por inyección de químico vs. inyección de agua.
Adaptado de CMG-RESULTS (2021).

Se puede visualizar que la adición de surfactante polimérico en el proceso de inyección tiene un efecto positivo sobre la producción de aceite en el campo, pues, a partir del año 2000 y hasta el final de la simulación, se incrementó alrededor de un 22.8 % la cantidad de barriles de crudo extraídos. Lo anterior, toma sentido a partir del aumento de la permeabilidad relativa del aceite generado por la disminución de la tensión interfacial, lo cual, representa un incremento del número capilar y, por ende, un barrido mucho más homogéneo que garantiza una mayor recuperación de crudo (Druetta et al., 2019b). Asimismo, es interesante notar que después de adicionar los baches SP al proceso de inyección, la curva de producción de aceite disminuirá hasta encontrarse por debajo de los posibles valores obtenidos a partir de la inyección de agua, por ende, es importante considerar que, debido a los cambios de mojabilidad y extracción de crudo acelerada, es posible obtener en menor tiempo un mayor volumen de aceite, lo cual, indica que el SOR mínimo se obtiene mucho más rápido que por inyección de agua únicamente. Por lo tanto, a través de un proceso cEOR por inyección de surfactantes poliméricos se pueden extraer las reservas de crudo en menos tiempo que lo planeado por inyección de agua pura, lo cual, abre la posibilidad para que este tipo de pozos puedan ser rediseñados al final del proyecto como pozos disposal, o inclusive, plantear la posibilidad de aprovechar la energía geotérmica natural que se encuentra debajo de la corteza terrestre y convertirlos en pozos geotérmicos que aporten a la transición energética (Allahvirdizadeh, 2020).

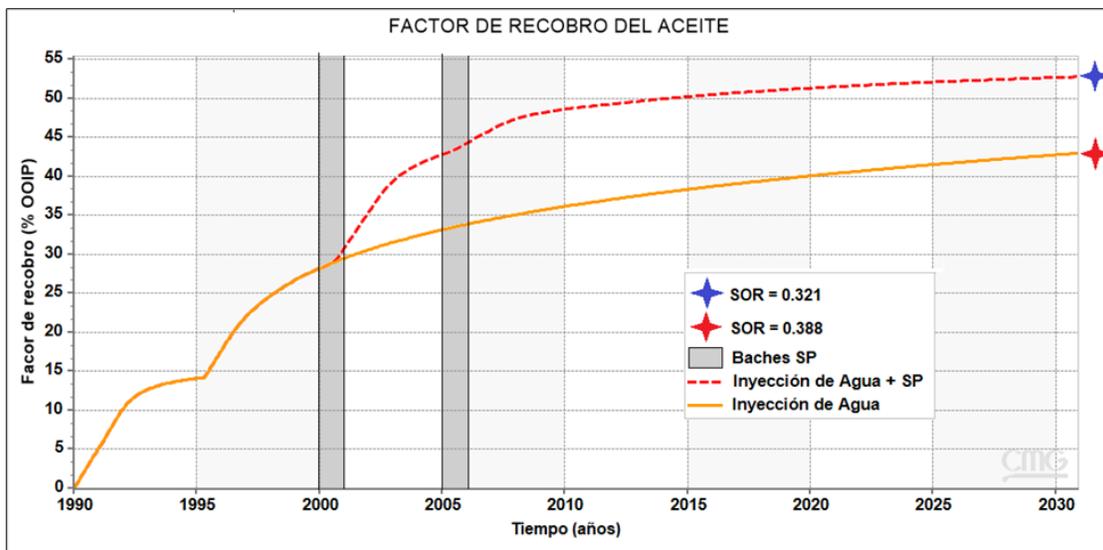


Figura 37 Factor de recobro del aceite en el campo por Inyección de SP vs. Inyección de Agua. Adaptado de CMG-RESULTS (2021).

Por otra parte, la Figura 37 permite visualizar que el factor de recobro total obtenido al adicionar surfactante polimérico durante el proceso de inyección de agua alcanzó un valor de hasta 53.04%, lo cual, evidencia una mejora significativa durante el proyecto. Además, este incremento se manifiesta rápidamente después de ejecutar los baches SP, por ende, este tipo de procesos cEOR también pueden ser viables cuando se necesita aumentar la producción en cortos lapsos de tiempo. Adicionalmente, la disminución de la saturación de aceite residual al añadir baches de SP respecto al proceso ejecutado únicamente por inyección de agua permite comprender cómo el surfactante polimérico ayuda a barrer de manera más eficiente el crudo que aún se encuentra atrapado en los poros del yacimiento (Afolabi et al., 2022), pues, sin esta disminución es prácticamente imposible pretender que ocurra una mejor recuperación durante el proyecto.

Por último, lo anterior también es respaldado a partir de la disminución en el corte de agua, donde durante los baches de inyección SP se redujo su valor obtenido en superficie (ver Figura 38). Ahora bien, es importante resaltar que esta disminución es mínima y se verá reflejada únicamente durante el lapso de los baches, por lo cual, será necesario mantener las mismas facilidades para el almacenaje y tratamiento de agua en superficie utilizadas durante el recobro secundario por inyección de agua.

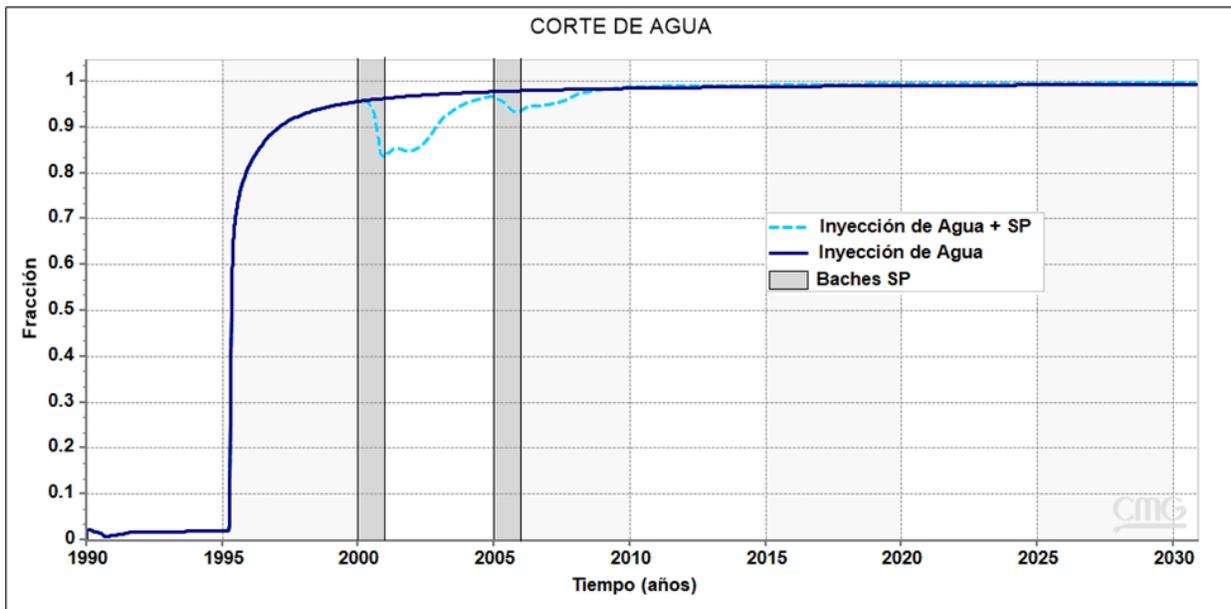


Figura 38 Corte de agua en el campo por Inyección de Agua + SP vs. Inyección de Agua.
Adaptado de CMG-RESULTS (2021).

De esta manera, se procede a visualizar los resultados obtenidos a partir de los paquetes de prueba planteados durante la metodología.

1.7.1 Pruebas de Inyección vs Concentración SP

Paquete No. 1

La Tabla 31 registra los resultados alcanzados para el factor de recobro total a partir de las distintas corridas de simulación. Estos datos evidencian una tendencia muy similar a lo obtenido en el núcleo, donde un incremento de hasta 10 veces en la concentración del químico no genera un aumento significativo del recobro total, pues, sólo se obtuvo un 4% adicional si se compara con los valores base de inyección. Parece ser que incrementar la concentración de surfactante polimérico a rangos tan elevados no garantiza un aumento proporcional del factor de recobro alcanzado al final del proyecto, ya que, al superar la concentración micelar crítica, los valores de tensiones interfaciales ultrabajas entre el agua y el aceite tienden a retomar sus valores iniciales, lo cual, disminuye el valor del número capilar afectando la relación de movilidad durante la inyección, y, por ende, desplazar el aceite a través de los poros de la roca se convierte en una tarea más difícil (Quintero Perez et al., 2020a).

Tabla 31 Resultados – Paquete No. 1 de pruebas de inyección de químico en el Campo.

Tasa de inyección (bbl/día)	Concentración (ppm)	Factor de recobro (% OOIP)
2500	210	46.015
2500	2100	53.04
2500	21000	56.95

Asimismo, elevar la concentración del químico puede generar taponamiento debido al excesivo incremento de la viscosidad en el agua de inyección. Además, se debe tener en cuenta que la vida media del surfactante polimérico también disminuye debido a la salinidad presente en el yacimiento (Raffa et al., 2015), por ende, después de tres años del bache de inyección, el efecto

viscosificante del químico pierde su potencial drásticamente y una mayor cantidad del mismo será adherido a la roca.

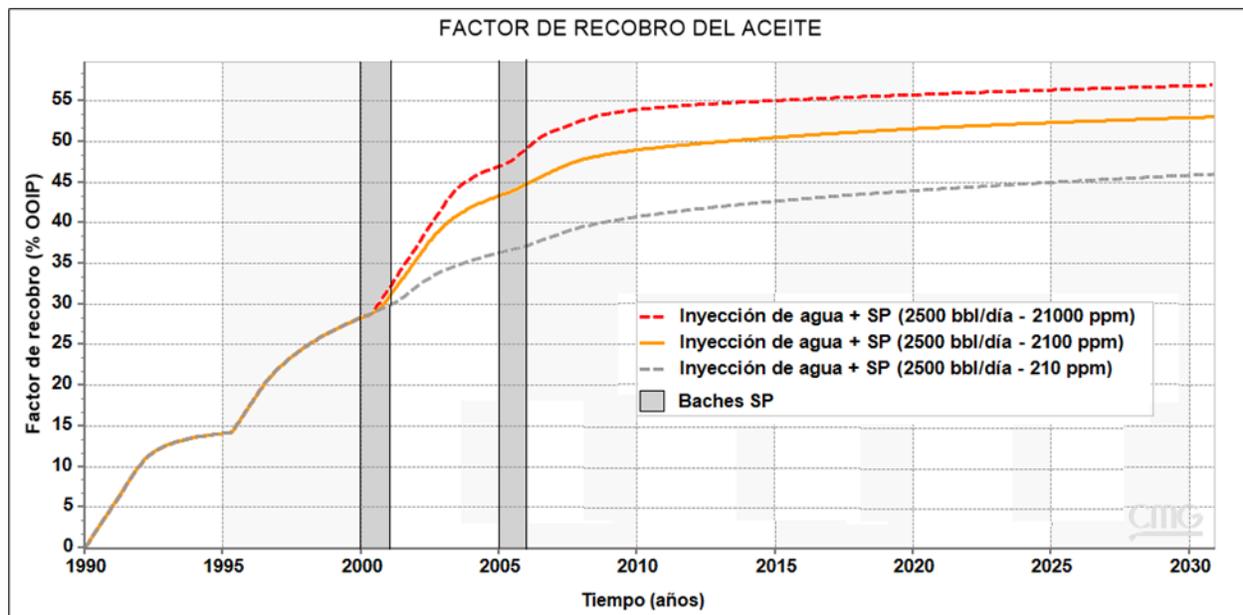


Figura 39 Factor de recobro del aceite en el Campo – Pruebas paquete No. 1.
Adaptado de CMG-RESULTS (2021).

Por último, la Figura 39 evidencia que al operar con bajas concentraciones de químico (línea gris), el efecto sobre el factor de recobro es muy pobre, y no tiene caso reducir grandes cantidades de surfactante polimérico con el fin de aliviar costos, pues, la producción de crudo adicional será mínima y no compensará la inversión. Por lo tanto, es necesario evaluar el rango de concentraciones donde el químico pueda generar un verdadero aumento en la permeabilidad relativa del aceite, y así, conocer hasta que valores el proyecto conservará viabilidad productiva y económica.

Paquete No. 2

La Tabla 32 registra los resultados obtenidos para el factor de recobro total a partir de las distintas corridas de simulación. Se puede evidenciar que, al incrementar 10 veces la tasa de inyección, el recobro total alcanzó un porcentaje casi idéntico al obtenido en el **Paquete No. 1**, donde la concentración del químico se elevó hasta 10 veces mientras que la tasa de inyección se

mantuvo constante. Sin embargo, es importante mencionar que para esta simulación en específico la presión en fondo de pozo superó el valor de la presión de fractura, lo cual, puede ocasionar daños en la formación del yacimiento que reduzcan la permeabilidad y afecten los índices de productividad durante la vida de los demás pozos productores (Hsu & Robinson, 2019a), por ende, es completamente inviable escalar esta operación al yacimiento real, y los resultados son arrojados únicamente omitiendo las advertencias del simulador para poder realizar la comparación de los datos.

Tabla 32 Resultados – Paquete No. 2 de pruebas de inyección de químico en el Campo.

Tasa de inyección (bbl/día)	Concentración (ppm)	Factor de recobro (% OOIP)
250	2100	45.54
2500	2100	53.04
25000	2100	56.46

De esta manera, es evidente que buscar un mayor recobro con tasas de inyección tan elevadas, no es una opción estimable durante este tipo de proyectos. Para este caso, la BHP en el pozo inyector alcanzó hasta 9700 psi, superando ampliamente la presión de fractura (7200 psi). Por lo tanto, fue considerado un valor máximo de tasa de inyección para no superar la presión de fractura, llegando a ser hasta de 10.000 bbl/día (4 veces mayor el valor base); sin embargo, la variación del factor de recobro no superó el 2%. Además, se debe tener en cuenta que estas tasas cambian de golpe en la simulación, y aumentarlas de manera gradual es buen objeto de estudio para futuras investigaciones.

Asimismo, la Figura 40 evidencia los resultados obtenidos de manera gráfica, donde se puede observar una vez más que la adición de químico pierde bastante potencial si no se respalda con una correcta tasa de inyección (línea azul).

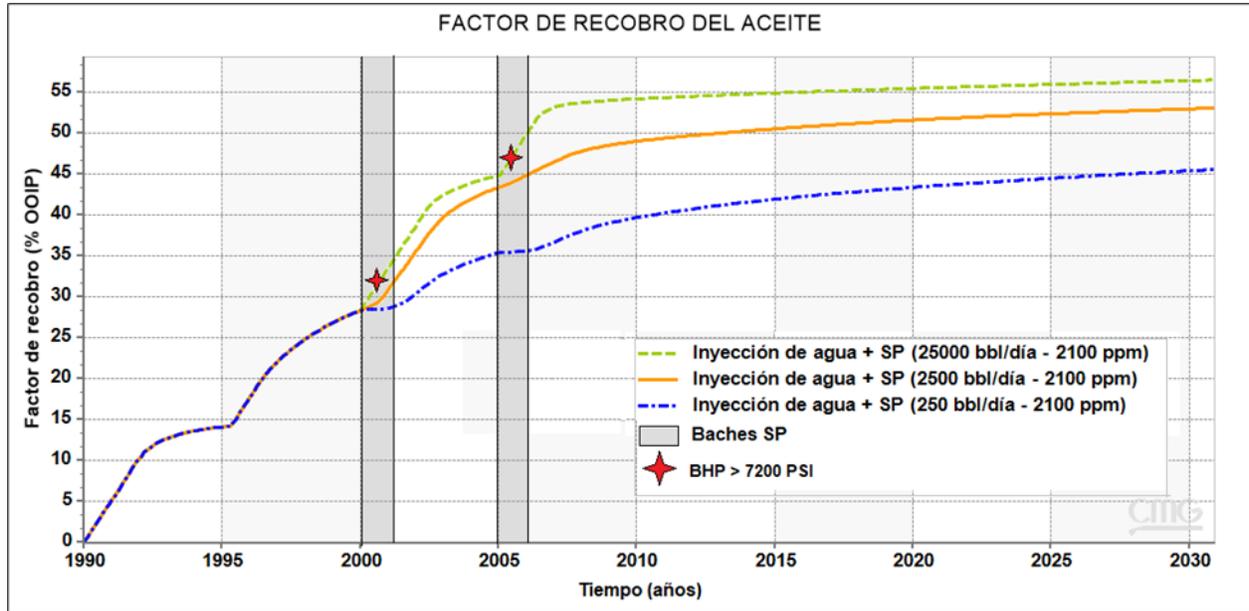


Figura 40 Factor de recobro del aceite en el Campo – Pruebas paquete No. 2.
Adaptado de CMG-RESULTS (2021).

Inclusive, a pesar de que, una vez finalizados los baches de SP, la tasa de inyección regresa a su valor base, no se evidencia una subida drástica en la curva, y la recuperación de crudo parece conservar la misma tendencia. Lo anterior, se explica a partir de que el surfactante polimérico debe ingresar al yacimiento con una corriente de inyección similar al valor base, pues, frenar esta tasa de manera tan abrupta genera que el químico se acumule y tapone los poros de la formación (Druetta et al., 2019b). Además, es necesario impactar al yacimiento con un bache de químico homogéneo que, de entrada, invada las mayores zonas posibles con el fin de alterar la mojabilidad de la roca logrando un aumento eficiente en la permeabilidad relativa del aceite.

Paquete No. 3

La Tabla 33 registra los resultados obtenidos para el factor de recobro total a partir de las distintas corridas de simulación. Una vez más, los valores base de inyección y concentración de químico continúan siendo favoritos frente a las demás simulaciones. Si bien, en este paquete se obtuvo un incremento de hasta del 5% del recobro total con los valores máximos de inyección y concentración, resulta inviable ejecutar estos parámetros en la realidad dado que la presión de fractura (7200 psi) vuelve a ser superada durante los baches a causa del incremento inmediato de

la presión en fondo del pozo inyector, pues, esta presión alcanzó valores de hasta 20.000 psi, es decir, casi tres veces lo permitido. Estos resultados son arrojados únicamente omitiendo las advertencias del simulador para poder realizar la comparación de los datos con fines académicos.

Tabla 33 Resultados – Paquete No. 3 de pruebas de inyección de químico en el campo.

Tasa de inyección (bbl/día)	Concentración (ppm)	Factor de recobro (% OOIP)
250	210	42.94
2500	2100	53.04
25000	21000	58.07

Además, otra razón del por qué se superó tan ampliamente la presión de fractura tiene que ver con la acumulación de químico generada a partir de su elevada concentración, pues, se sabe que debido al tamaño de estas macromoléculas puede producirse taponamiento de los poros (Druetta et al., 2019b), y, si bien, el surfactante polimérico en estudio no presenta este inconveniente debido a su baja masa molecular (2900 lb/lbmol), es preferible aumentar la concentración de manera gradual para evitar una adsorción desproporcionada del químico en la superficie de la roca que impida el flujo y eleve la presión.

Por otro lado, se puede deducir que un aspecto por el cual el factor de recobro no alcanzó mayores valores puede deberse al incremento de la tasa de corte a partir de las subidas repentinas de tasa de inyección, lo cual, disminuye la capacidad viscosificante del surfactante polimérico y, por ende, afecta la relación de movilidad. Por lo tanto, mantener una inyektividad razonable y un excelente control de la movilidad, puede ser posible al recuperar gradualmente el efecto de espesamiento a medida que el bache de químico avanza.

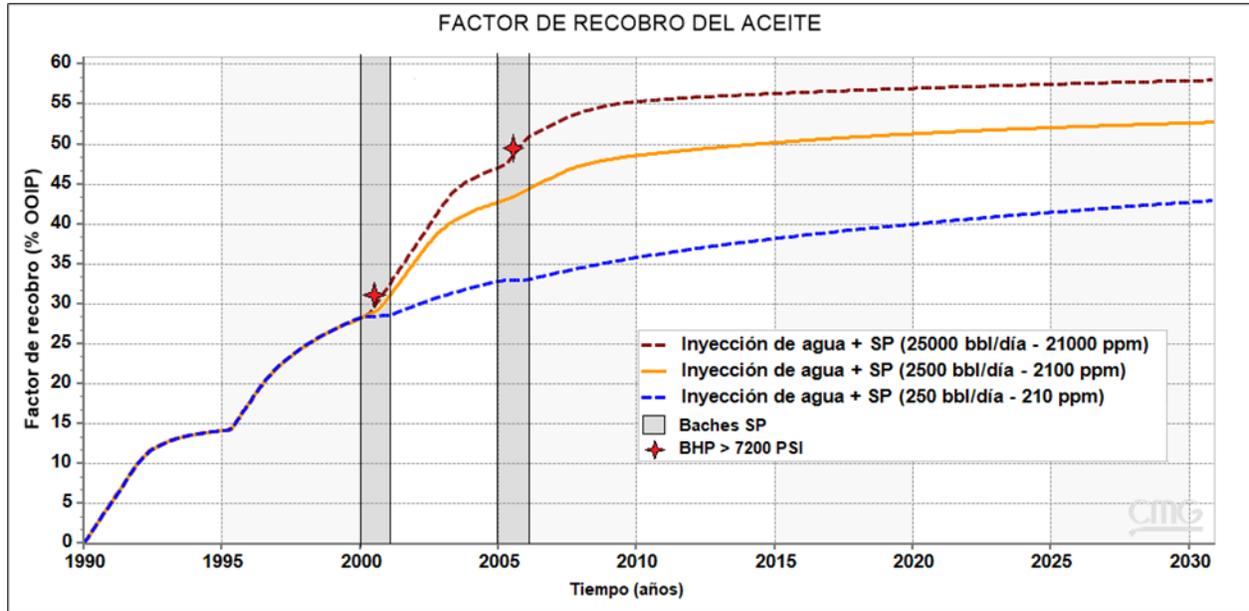


Figura 41 Factor de recobro del aceite en el Campo – Pruebas paquete No. 3.
Adaptado de CMG-RESULTS ((2021).

Por último, una vez más se puede evidenciar que inyectar valores mínimos de químico no genera ganancias apreciables durante el proyecto (ver Figura 41), pues, a bajas concentraciones de SP la viscosidad del agua de inyección no aumentaría lo suficiente como para realizar un mejor barrido del aceite, además, pocas moléculas de surfactante actuarían como detergente al momento de encontrarse en la interfase agua-aceite y disminuir su fuerza de atracción sería inviable.

Paquete No. 4

La Tabla 34 registra los resultados obtenidos para el factor de recobro total a partir de las distintas corridas de simulación.

Tabla 34 Resultados – Paquete No. 4 de pruebas de inyección de químico en el campo.

Tasa de inyección (bbl/día)	Concentración (ppm)	Factor de recobro (% OOIP)
250	21000	52.25
2500	2100	53.04
25000	210	51.85

Es interesante notar que al añadir químico con una baja tasa de inyección y elevada concentración se obtiene un mayor factor de recobro (aunque por muy poco) que si se opera de manera inversa. Sin embargo, se debe recordar que, una vez terminados los baches de inyección de químico, los valores base se reestablecen, por ende, la tasa de inyección sube de nuevo y logra desplazar el surfactante polimérico acumulado.

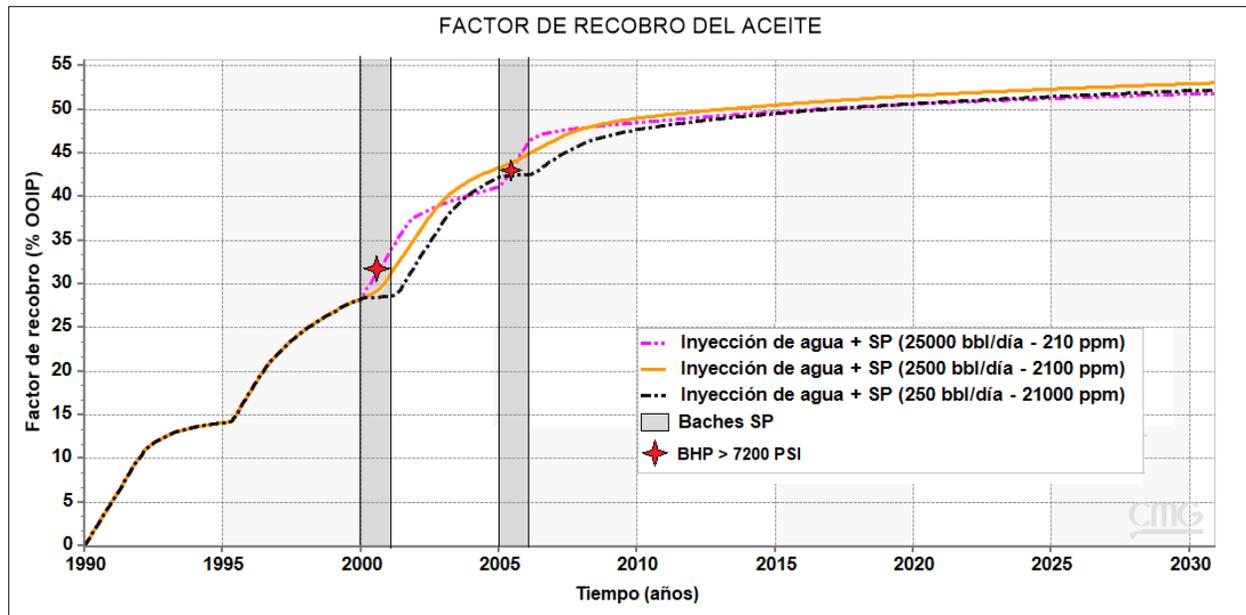


Figura 42 Factor de recobro del aceite en el Campo – Pruebas paquete No. 4.
Adaptado de CMG-RESULTS (2021).

Asimismo, la Figura 42 evidencia de manera grafica los resultados obtenidos. Parece ser que no hay una diferencia notoria al final del proyecto si se quiere optar por una combinación u otra. Sin embargo, la curva naranja (valores base de inyección) mantiene una tendencia constante durante la ejecución del proyecto, lo cual, garantiza una correcta relación de movilidad durante la simulación y, por ende, sigue posicionándose cómo la mejor combinación posible. Además, para este nuevo paquete de pruebas, nuevamente se superó la presión de fractura (curva rosa), y los resultados son arrojados únicamente omitiendo las advertencias del simulador (por interés académico), por lo tanto, esta combinación no puede ser aplicada en una operación real, dado que la presión de fondo de pozo superaría hasta por 1000 psi a la presión de fractura.

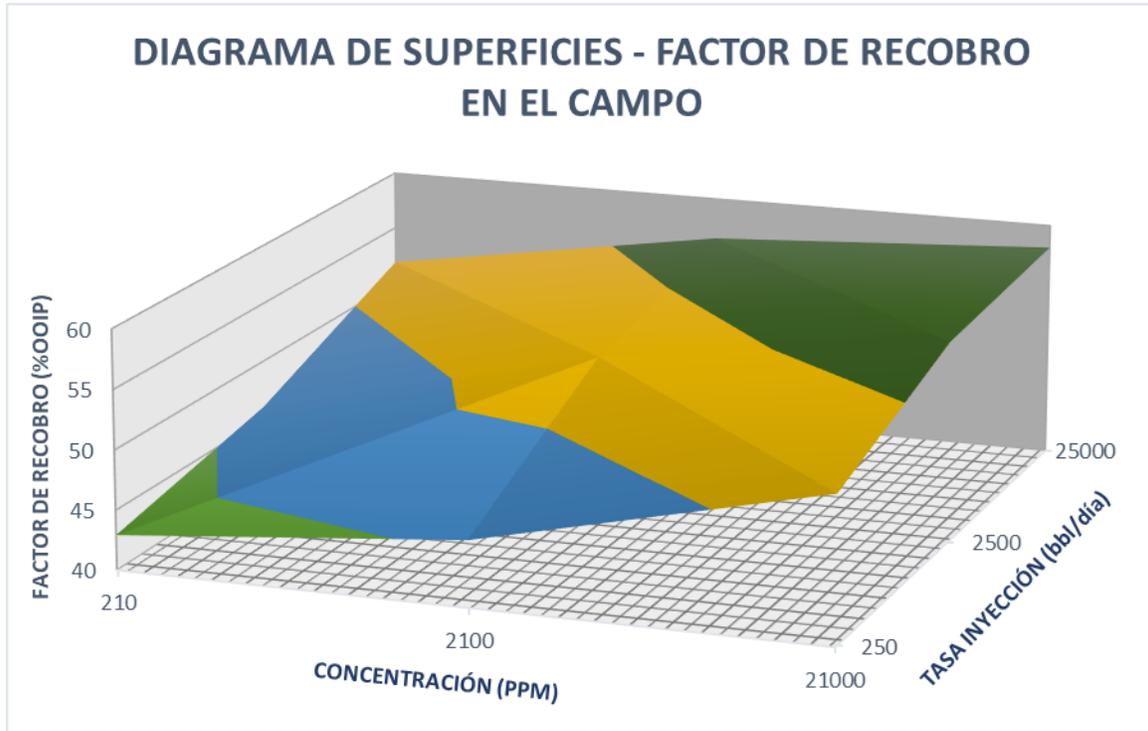


Figura 43 Diagrama de superficies para los resultados del factor de recobro obtenidos a partir de los 4 paquetes de prueba en el campo.
Elaborado por los autores.

Por último, la Figura 43 evidencia a través de un diagrama de superficies, el tamaño de las zonas para cada una de las combinaciones ejecutadas a través del simulador. Es notorio que, en cuanto a la concentración de químico, disminuirla resulta perjudicial a la hora de obtener un mejor factor de recobro; sin embargo, si se incrementa esta concentración por encima de los valores óptimos, tampoco resulta eficiente para el proyecto, pues, sólo se obtiene un 5% más de recobro al aumentar hasta 10 veces la concentración de surfactante polimérico, lo cual, no es económicamente rentable para la compañía. Por lo tanto, la única razón para ejecutar un proceso cEOR por surfactante polimérico con una concentración menor (sólo hasta un 20% menos para no perder efectividad) es porque se tiene certeza de que es posible compensar la operación con altas tasas de inyección; sin embargo, se debe previamente establecer el límite operativo para no superar la presión de fractura y afectar la integridad del yacimiento. De esta manera, parece ser que las mejores condiciones operativas para garantizar un buen factor de recobro incremental al final del proceso, son aquellas que permiten un aumento gradual y constante en la curva, con una tasa de inyección sólo un poco más elevada que el valor base y una concentración en la cual el surfactante polimérico alcance

tensiones interfaciales ultrabajas y una mayor viscosidad sobre el agua de inyección sin generar sobreacumulación de sus moléculas para evitar el taponamiento de los poros.

Finalmente, es necesario conocer la factibilidad económica que tiene el proyecto si se opera bajo los valores base ejecutados en el simulador. A continuación, se realiza un esquema financiero general sobre el proyecto que permita visualizar su viabilidad según ingresos y egresos durante los años de la operación.

Análisis Financiero

Todo proyecto de recuperación ya sea secundaria o terciaria busca la optimización de las utilidades, lo cual determina si es posible su ejecución. El modelo conceptual del yacimiento ya cuenta con el sistema de inyección de agua, el cual, a los pocos años de su ejecución, pierde su eficacia. Por lo tanto, se ha realizado un análisis financiero para la implementación de un sistema de inyección de un Surfactante Polimérico en el sistema de inyección de agua, con el fin de mejorar el barrido con el aumento de la viscosidad del agua, disminuir las tensiones interfaciales entre el agua y el crudo para generar un aumento en el factor de recobro y así aumentar la vida útil de los pozos y mejorar las utilidades en tiempos mucho más reducidos que con el sistema de inyección de agua únicamente. El escenario seleccionado para su viabilidad fue con la concentración de 2100 ppm del SP (X) y una tasa de inyección de hasta 2500 Bbl/día, el cual presentó el mejor rendimiento en concentración contra producción.

Para el proyecto, la evaluación financiera se realizó por el método del Valor Presente Neto (VPN), la tasa de interés de oportunidad (TIO) fue del 17% anual (Hilarión & Montiel, 2018), con un periodo de tiempo de 30 años dividido en periodos anuales, y la unidad monetaria que se utilizó fue el dólar estadounidense (USD).

1.8 Análisis de Inversión (CAPEX)

Para iniciar con la implementación del proyecto, es necesario determinar el CAPEX (capital expenditures por sus siglas en inglés), el cual se calcula desde la inversión capital necesaria para implementar el sistema de inyección del SP(X) en el sistema de inyección de agua ya instalada. El yacimiento cuenta con un patrón de 5 pozos invertido, el cual fue seleccionado cuando se implementó el recobro secundario por medio de inyección de agua, costo que no se tendrá en cuenta en la inversión del proyecto de inyección del surfactante polimérico. Además, dentro de las facilidades ya se cuenta con el área de tratamiento de agua y crudo, lo que reduce aún más la inversión.

Para el desarrollo del proyecto, es necesario instalar una fase de tratamiento del químico y del agua, para lo cual se requiere de un silo de almacenamiento, de una unidad de mezcla y dilución del químico y de un tanque de almacenamiento para su maduración.

La Tabla 35 presenta los costos requeridos para el acondicionamiento de la inyección del químico.

Tabla 35 Acondicionamiento de las facilidades para la inyección del químico.
Adaptado de Hilarión & Montiel (2018).

EQUIPO	USD
Silo de almacenamiento	\$ 96.000
Unidad de mezcla y de dilución de químico	\$ 165.000
Tanque de almacenamiento	\$ 75.000
TOTAL	\$ 436.000

El proceso de inyección del químico se va a realizar en dos baches cada uno en un periodo de un año, donde el volumen poroso total a inyectar es de 1'747.747 Bbl de agua, de los cuales se procede a calcular las Lb necesarias del SP que se deben adicionar al volumen de agua, utilizando la siguiente ecuación.

(Ec. 3)

$$2100 \text{ ppm} * \frac{8.3454 * 10^{-6} \text{ lb}}{1 \text{ ppm}} * \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ Bbl}} * 1747747 \text{ Bbl} = 1286454 \text{ lb}$$

Son necesarias 1'286.454 lb del químico en el proyecto, por lo tanto, la Tabla 36 presenta el costo por libra del químico, así como el costo total en el desarrollo del proyecto.

Tabla 36 Costo del químico.

FLUIDO	COSTO (USD/lb)	QUÍMICO (lb)	USD
SP (X)	2.5	1.286.454	\$ 3.216.134,46

Nota: Elaborado por los autores.

Con la cantidad de SP presupuestado, se procede a determinar el costo del tratamiento tanto del químico, como del agua a inyectar (ver Tabla 37).

Tabla 37 Costo de tratamiento de surfactante polimérico y agua.

FLUIDO	TRATAMIENTO (USD/Bbl)	VOLUMEN (Bbl)	USD
Agua + SP (X)	0.31	1.747.747	\$ 539.529

Nota: Adaptado de Hilarión & Montiel (2018).

Una vez calculados los costos de inversión, se presenta el CAPEX total del proyecto en dólares (ver Tabla 38).

Tabla 38 CAPEX total del proyecto.

ACONDICIONAMIENTO FA. INYECCIÓN	COSTO SP (X)	COSTO TRATAMIENTO	TOTAL
\$ 436.000	\$ 3.216.134,46	\$ 539.529	\$ 4.191.664

Nota: Elaborado por los autores.

1.9 Análisis de Costos de Operación (OPEX)

Son todos aquellos costos operacionales para la realización de una actividad o elaboración de un producto. Dentro de ellos se contemplan el mantenimiento de equipos y maquinaria, alquileres y consumos. En la industria, estos se reflejan con el Lifting cost, el cual tiene en cuenta todos los costos relacionados para poder llevar el crudo a superficie, como el mantenimiento, tratamiento, transporte, talento humano, entre otros.

Los costos de operación fueron calculados respecto a la producción simulada por año. Para el modelo conceptual del campo se aplicó un lifting cost por valor de 20 USD/Bbl, el cual fue considerado por recomendación de nuestro jurado el profesor Jose Miguel Galindo Sanchez ya que inicialmente se tomó un valor de 6.6 USD/Bbl, (Hilarión & Montiel, 2018), quienes realizaron una evaluación financiera para un campo de características similares en un Patrón de inyección normal

de 5 pozos. Los resultados se evidencian de manera gráfica en la Figura 44 y pueden revisarse a detalle en el Anexo 3.

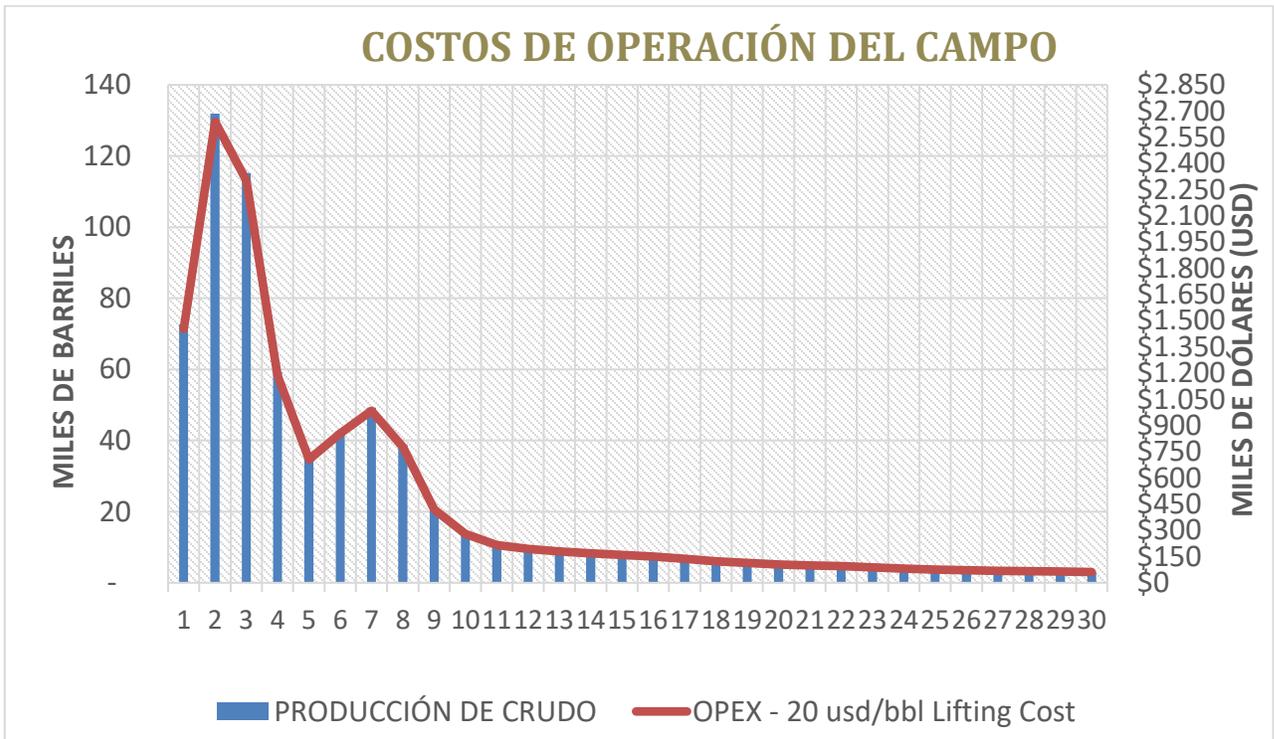


Figura 44 Costos de operación del campo con un Lifting Cost de 20 USD/Bbl.
Elaborado por los autores.

Es interesante notar que si bien, el Lifting cost permanece constante, y los costos de operación son directamente proporcionales a los barriles de crudo extraídos, este incremento abrupto en la producción de petróleo (generado principalmente en los primeros 10 años del proyecto) será el responsable de generar el crecimiento en los ingresos de la compañía. Por ende, priorizar una mayor extracción de crudo y conservar un valor constante para el Lifting Cost, garantiza ganancias económicas a pesar del incremento en los costos de operación.

1.10 Análisis de Ingresos

En la industria, los ingresos dependen de la producción de petróleo generada por los diferentes sistemas de recuperación, que para este caso de estudio es terciaria, por medio de inyección de Surfactante Polimérico.

Los cálculos se proyectaron a treinta años teniendo en cuenta el precio del barril de crudo (regido por el precio de petróleo BRENT), regalías, producción asociada y descuentos por transporte y calidad. Para el análisis de ingresos se plantearon tres escenarios de precios del barril de crudo: 40 USD, 60 USD y 80 USD, clasificándolos en pesimista, moderado y optimista respectivamente, donde se les realiza un descuento de 6 USD/Bbl como penalidad por calidad y transporte. Es importante conocer los ingresos netos del proyecto, por ende, se debe tener en cuenta el porcentaje de regalías correspondiente. Según la ley 756 del 2002, Art. 16, el porcentaje de regalías por la explotación de hidrocarburos de propiedad nacional se puede calcular por la Tabla 39 (Martínez, 2008).

*Tabla 39 Determinación del valor de las regalías.
Adaptado de Martínez (2008).*

Producción Diaria Promedio (Bbl/día)	Porcentaje (%)
Igual o menor 5000	8
Mayor a 125.000 o igual a 400.000	20
Mayor a 600000	25

Teniendo en cuenta que la producción del campo alcanza un máximo de 400 Bbl/día, el porcentaje de regalías que corresponde pagar es del 8%, el cual debe ser restado a la producción bruta para obtener la producción neta (ver Anexo 3). Esta disminución se evidencia de manera gráfica en la Figura 45.

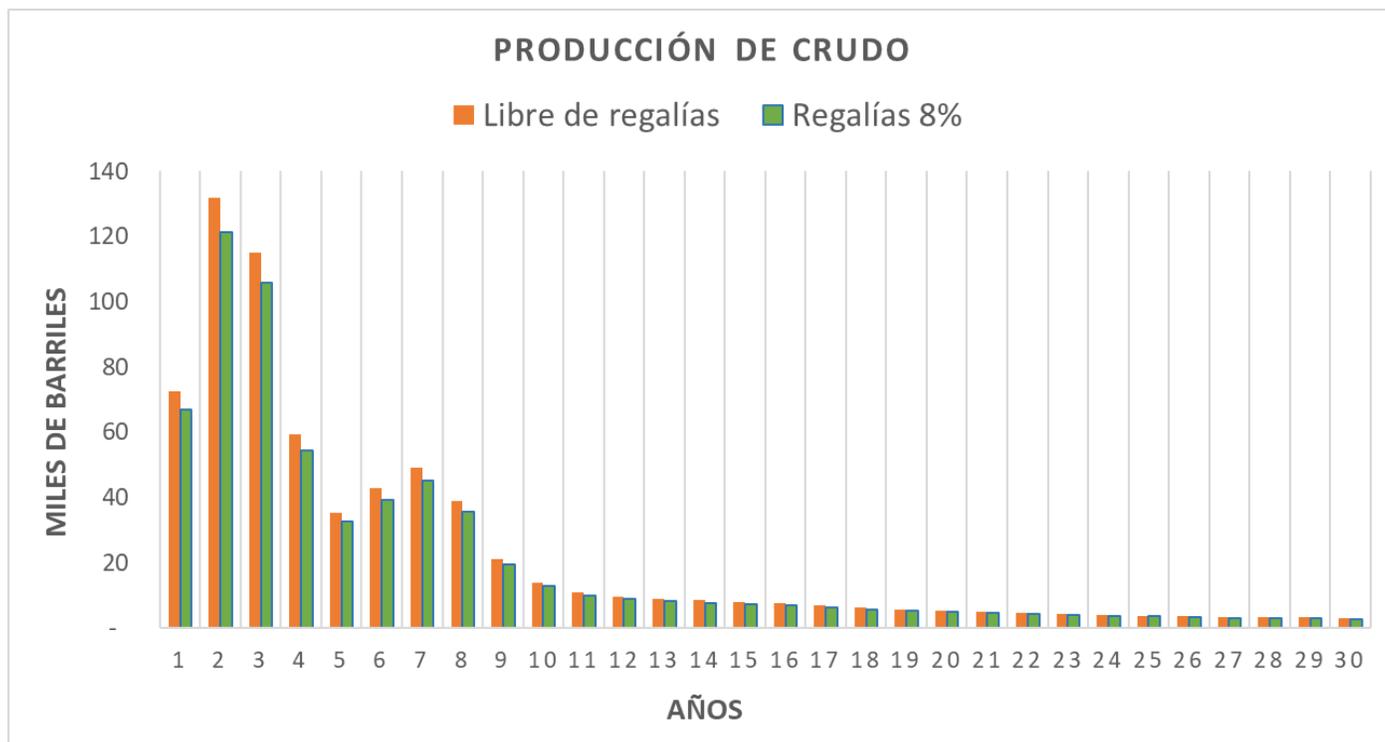


Figura 45 Producción de cruda bruta y neta para el modelo conceptual.
Elaborado por los autores.

De esta manera, se puede evidenciar que un proyecto de recobro terciario a partir de inyección de surfactantes poliméricos en procesos de inyección de agua no sólo es una oportunidad de crecimiento económico para las compañías operadoras, sino que también implican ingresos significativos para el país, dado que el porcentaje de regalías que corresponde al estado se incrementa durante los primeros años de la operación. Por ende, la industria petrolera y sus nuevos proyectos siguen aportando al desarrollo económico del país, y no deberían ser eliminados de la agenda prevista para la transición energética de los próximos años. Finalmente, una vez obtenidos los valores netos de producción disponibles para venta, se calculan los ingresos netos del proyecto, los cuales, varían según los escenarios propuestos anteriormente (ver Anexo 3). La Figura 46 evidencia de manera gráfica los diferentes escenarios de ingresos según el precio de venta comparado con el CAPEX y los egresos generados a partir de los costos de operación.

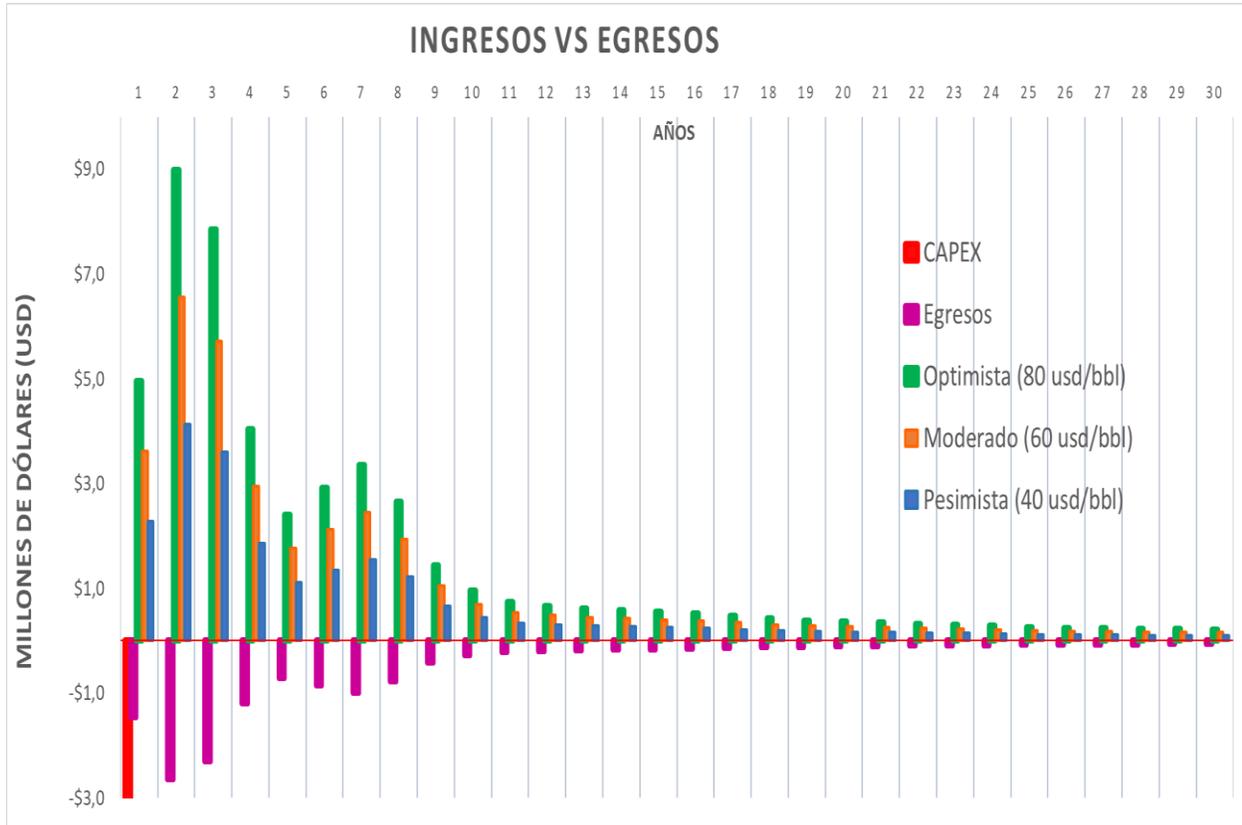


Figura 46 Ingresos vs Egresos para el modelo conceptual según los diferentes escenarios de precio de venta.
Elaborado por los autores.

De acuerdo con la Figura 46, en un escenario pesimista los ingresos debidos a la inyección de SP como método cEOR, presentan pérdidas desde la balanza de ingresos a egresos, con variaciones por escenarios relacionados con el tiempo de recuperación del CAPEX y el OPEX de cada período.

1.11 Evaluación Financiera

Para tomar una decisión respecto la visión financiera sobre la implementación o no del proyecto, se realizó el cálculo del Valor Presente Neto (VPN).

1.11.1 Valor Presente Neto (VPN)

Es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo. Permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero: Maximizar la inversión

(Mete, 2014). Si el valor del VPN es positivo, significará que el valor de la empresa tendrá un incremento igual al valor del VPN. Si es negativo, significará que la empresa tendrá pérdidas iguales al valor VPN. Si es cero, a la empresa financieramente le será indiferente ejecutar o no el proyecto.

Según (Mete, 2014), para calcular el valor presente neto hay que visualizar todos los flujos de caja hasta el momento actual y descontarles el tipo de interés determinado. De esta forma, cada entrada y salida de efectivo se restará del valor actual y se sumará, tal como lo establece la Ecuación 4, donde **n** representa el número de periodos, y la tasa de descuento equivale a la tasa de interés mínima que el inversor está dispuesto a ganar para invertir en un proyecto. Para el caso en estudio se estableció una tasa de interés de oportunidad (TIO) del 17% (Hilarión & Montiel, 2018).

(Ec. 4)

$$VPN = \sum \frac{\text{flujo de efectivo neto durante un solo periodo}}{(1 + \text{Tasa de descuento})^n} - \text{Inversion inicial}$$

1.11.2 Flujos de Caja

Se presentan para los tres escenarios propuestos en el Anexo 3. Hacen referencia a los ingresos y egresos netos de dinero que tiene un proyecto en un período determinado. Las ganancias obtenidas también pueden evidenciarse de manera grafica en la Figura 47 (con escenario moderado de 60 USD por barril), donde se comparan los ingresos obtenidos a partir del proyecto operado por inyección de agua contra los resultados obtenidos mediante inyección de surfactante polimérico a través de períodos de 5 años. Es interesante notar que la diferencia de ingresos puede respaldarse por la disminución del Sor, la cual, permitió extraer una mayor cantidad de crudo y, por ende, incrementar la venta de petróleo. Inclusive, los ingresos por inyección de agua superan ligeramente a los obtenidos por inyección SP después del tercer periodo, sin embargo, esto se debe a que la extracción de crudo se completó mucho más rápido mediante inyección SP, y obtener los mismos ingresos únicamente por inyección de agua implicaría hasta duplicar los años del proyecto.

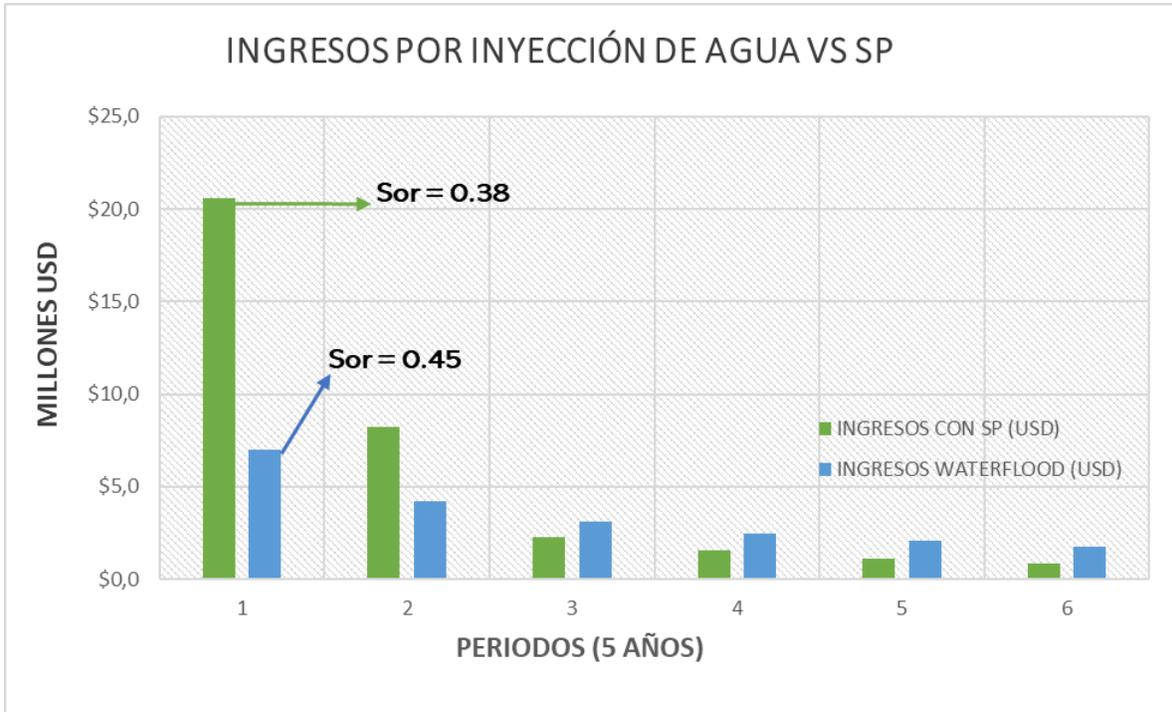


Figura 47 Ingresos por Inyección de Agua Vs Inyección SP con un precio de venta moderado de 60 USD/Bbl.
Elaborado por los autores.

Una vez obtenidas las ganancias, se procede a calcular el valor presente neto con la Ecuación No. 4 para cada escenario de venta. Los resultados se presentan en la Tabla 40.

Tabla 40 Valor Presente Neto para los diferentes escenarios.
Elaborado por los autores.

ESCENARIO	VPN (USD)
Pesimista (40 USD/Bbl)	\$ (363.766,93)
Moderado (60 USD/Bbl)	\$ 5.880.320,18
Optimista (80 USD/Bbl)	\$ 12.124.407,30

Finalmente, los resultados demuestran que el proyecto es económicamente a partir de un escenario moderado de 60 USD/Bbl, pues se incrementó el valor de la empresa. Por último, es importante recalcar que este tipo de proyecto genera los mejores ingresos durante su primera etapa, por ende, es necesario prevalerse de un escenario de venta apropiado y planificar correctamente la inversión con el fin de obtener el mejor aprovechamiento financiero.

Conclusiones

- Se evaluó mediante simulación numérica el efecto que genera la adición de un surfactante polimérico sobre el factor de recobro alcanzado en procesos de recuperación secundaria de crudo por inyección de agua a condiciones de laboratorio y campo, alterando principalmente parámetros como la tasa de inyección y concentración del químico con el fin de reconocer su rendimiento y optimización. Además, se realizó una evaluación financiera con el objetivo de estimar la viabilidad económica para este tipo de método de recuperación mejorada cEOR.
- La simulación mediante CMG-STAR5 del proceso de inyección de surfactante polimérico con una concentración de 2100 PPM y una tasa de inyección máxima de 2500 bbl/día arrojó un incremento de hasta un 11% del factor de recobro total respecto a la recuperación secundaria operada únicamente por inyección de agua, lo cual, se refleja con un aumento del 23% sobre la cantidad de barriles de crudo extraídos. Asimismo, la adición de químico acelera el barrido de petróleo y permite que su extracción se realice en menor tiempo que el pronosticado y con una leve disminución del corte de agua en superficie.
- El uso de Surfactantes poliméricos en procesos cEOR, preferentemente de baja masa molecular, pueden representar una alternativa válida frente a los diferentes sistemas comúnmente utilizados, pues, combinan la capacidad de disminuir la tensión interfacial y aumentar la viscosidad del fluido de inyección de manera simultánea y en un solo componente, lo cual, permite generar un barrido más eficiente respaldado por una evidente disminución del SOR durante el proceso de inyección. Además, este tipo de componentes demuestran ser poco afectados por las condiciones de salinidad o temperatura que se presenten en el yacimiento, pues, son moléculas mecánica y termoquímicamente estables, por ende, tienen una mejor capacidad de reacondicionar la mojabilidad de la roca en pro de la extracción de crudo.

- Las mejores condiciones operativas que garantizan un aumento en los niveles de recobro incremental al final de un proceso de inyección de surfactante polimérico, son aquellas que permiten un aumento gradual y constante en la curva de producción durante la adición de los baches de químico. Por lo tanto, es importante definir con anterioridad mediante estudios de laboratorio una correcta concentración y tasa de inyección, que aseguren la eficacia del producto para incrementar el número capilar y la relación de movilidad sin poner en riesgo la vida útil del yacimiento, ya sea por exceso de químico retenido o elevadas presiones de inyección que fracturen la formación.

- La evaluación financiera demostró que es económicamente viable ejecutar un proceso de recobro mejorado por inyección de surfactante polimérico dado que el valor del VPN resultó positivo a partir de escenario moderado el cual superó en ingresos lo obtenido al final del proyecto operado únicamente por inyección de agua.

Recomendaciones

- Para generar resultados desde la simulación numérica con un mayor grado de confiabilidad sobre la eficacia de un surfactante polimérico en procesos de recobro mejorado, se recomienda evaluar mediante diferentes escenarios la ubicación en el tiempo del bache de químico, así como reestructurar el patrón de inyección invertido por uno normal de cinco puntos. De esta manera, se puede analizar más ampliamente el desempeño del químico en diferentes esquemas de inyección.
- Se deben proponer un estudio experimental típico de inyección de surfactante y polímero que replique las características puestas en el simulador (sin igualar propiedades físicas). Lo anterior con el fin de confirmar la efectividad de operar bajo un solo componente.

Referencias

1. Abdalla, K., & M., I. (2012a). The Application of a New Polymeric Surfactant for Chemical EOR. En L. Romero-Zern (Ed.), *Introduction to Enhanced Oil Recovery (EOR) Processes and Bioremediation of Oil-Contaminated Sites*. InTech. <https://doi.org/10.5772/47975>
2. Afolabi, F., Mahmood, S. M., Yekeen, N., Akbari, S., & Sharifigaliuk, H. (2022). Polymeric surfactants for enhanced oil recovery: A review of recent progress. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109358. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109358>
3. Alvarado, B. J. M., & Sánchez, J. D. P. (2017). *EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA MEDIANTE SIMULACIÓN ANALÍTICA EN CINCO POZOS DEL BLOQUE V CENTRO DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO MEDIANTE EL SOFTWARE SAHARA*. 143.
4. Alvarado, V., & Manrique, E. (2010b). Enhanced Oil Recovery: An Update Review. *Energies*, 3(9), 1529-1575. <https://doi.org/10.3390/en3091529>
5. Babu, K., Pal, N., Saxena, V. K., & Mandal, A. (2016). Synthesis and characterization of a new polymeric surfactant for chemical enhanced oil recovery. *Korean Journal of Chemical Engineering*, 33(2), 711-719. <https://doi.org/10.1007/s11814-015-0186-8>
6. Bai, Y., Shang, X., Wang, Z., & Zhao, X. (2018c). Experimental Study on Hydrophobically Associating Hydroxyethyl Cellulose Flooding System for Enhanced Oil Recovery. *Energy & Fuels*, 32(6), 6713-6725. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b01138>
7. Barakat, Y., Basily, I. K., Mohamad, A. I., & Youssef, A. M. (1989). Polymeric surfactants for enhanced oil recovery. Part III—interfacial tension features of ethoxylated alkylphenol-formaldehyde nonionic surfactants. *British Polymer Journal*, 21(6), 459-465. <https://doi.org/10.1002/pi.4980210604>
8. Bealesio, B. A., Blánquez Alonso, N. A., Mendes, N. J., Sande, A. V., & Hascakir, B. (2021). A review of enhanced oil recovery (EOR) methods applied in Kazakhstan. *Petroleum*, 7(1), 1-9. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2020.03.003>
9. Biswas, S., & Pal, A. (2021). Application of biopolymers as a new age sustainable material for surfactant adsorption: A brief review. *Carbohydrate Polymer Technologies and Applications*, 2, 100145. <https://doi.org/10.1016/j.carpta.2021.100145>
10. Cárdenas, L. N. S. (2016). *ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE UN PROCESO DE RECOBRO QUÍMICO ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP) EN EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS*. 185.
11. Co, L., Zhang, Z., Ma, Q., Watts, G., Zhao, L., Shuler, P. J., & Tang, Y. (2015b). Evaluation of functionalized polymeric surfactants for EOR applications in the Illinois Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 134, 167-175. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.06.009>
12. Delgadillo, C. (2020). Nuevas tecnologías de recobro químico y su aplicabilidad en yacimientos colombianos. *Revista Fuentes*, 18(2), 16.
13. Deng, X., Tariq, Z., Murtaza, M., Patil, S., Mahmoud, M., & Kamal, M. S. (2021). Relative contribution of wettability Alteration and interfacial tension reduction in EOR: A critical

- review. *Journal of Molecular Liquids*, 325, 115175. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.115175>
14. Druetta, P., Raffa, P., & Picchioni, F. (2019b). Chemical enhanced oil recovery and the role of chemical product design. *Applied Energy*, 252, 113480. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113480>
 15. Elraies, K. A., Tan, I. M., Fathaddin, M. T., & Abo-Jabal, A. (2011). Development of a New Polymeric Surfactant for Chemical Enhanced Oil Recovery. *Petroleum Science and Technology*, 29(14), 1521-1528. <https://doi.org/10.1080/10916460903581427>
 16. Escobar, F. H. (2006). *Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario*. 209.
 17. García, J. S., & Molina, A. M. (2019). ANÁLISIS TÉCNICO DEL EFECTO DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO MEDIANTE SIMULACIÓN EN EL CAMPO PALOGRANDE-CEBÚ. 126.
 18. Hilarión, L. M. J., & Montiel, J. A. V. (2018). EVALUACIÓN DE UN MODELO ANALÍTICO PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO EN UN ÁREA PILOTO DEL CAMPO CASTILLA. 320.
 19. Hsu, C. S., & Robinson, P. R. (2019b). *Petroleum Science and Technology*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-16275-7>
 20. Li, B., Liu, Z., Fei, C., Lv, J., Chen, X., & Li, Y. (2018). Polymeric Surfactant for Enhanced Oil Recovery- Microvisual, Core-Flood Experiments and Field Application. *Day 3 Wed, March 28, 2018*, D032S003R002. <https://doi.org/10.2118/190448-MS>
 21. Losada, A. L. C., Ardila, S. I. G., & Sarmiento, E. Y. A. (2017). EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL IMPACTO Y MITIGACIÓN DE LA DEGRADACIÓN DE POLÍMEROS EN PROYECTOS DE RECOBRO MEJORADO. 34.
 22. Magdalena Paris de Ferrer. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos* (2a edición).
 23. Martínez, H. (2008). *LAS REGALÍAS EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS*.
 24. Martin-Piñero, M. J., García, M. C., Muñoz, J., & Alfaro-Rodríguez, M.-C. (2019). Influence of the welan gum biopolymer concentration on the rheological properties, droplet size distribution and physical stability of thyme oil/W emulsions. *International Journal of Biological Macromolecules*, 133, 270-277. <https://doi.org/10.1016/j.ijbiomac.2019.04.137>
 25. Mehrabianfar, P., Bahraminejad, H., & Manshad, A. K. (2021b). An introductory investigation of a polymeric surfactant from a new natural source in chemical enhanced oil recovery (CEOR). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 108172. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108172>
 26. Mohsenatabar Firozjahi, A., & Saghafi, H. R. (2020). Review on chemical enhanced oil recovery using polymer flooding: Fundamentals, experimental and numerical simulation. *Petroleum*, 6(2), 115-122. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.09.003>
 27. Pu, W., Shen, C., Wei, B., Yang, Y., & Li, Y. (2018). A comprehensive review of polysaccharide biopolymers for enhanced oil recovery (EOR) from flask to field. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 61, 1-11. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2017.12.034>
 28. Quintero Perez, H. I., Rondon Anton, M. J., Jimenez, J. A., Bermudez, J. H., Gonzalez, J. A., Rodrigues, J. L., & Espinosa Leon, C. (2020b). Polymeric surfactants as alternative to improve waterflooding oil recovery efficiency. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 10(2), 99-113. <https://doi.org/10.29047/01225383.272>

29. Raffa, P., Wever, D. A. Z., Picchioni, F., & Broekhuis, A. A. (2015). Polymeric Surfactants: Synthesis, Properties, and Links to Applications. *Chemical Reviews*, 115(16), 8504-8563. <https://doi.org/10.1021/cr500129h>
30. Sheng, J. J. (2011). Surfactant-Polymer Flooding. En *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery* (pp. 371-387). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-745-0.00009-7>
31. Sheng, J. J. (2014). A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding: A COMPREHENSIVE REVIEW OF ASP FLOODING. *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering*, n/a-n/a. <https://doi.org/10.1002/apj.1824>
32. Wibowo, A. D. K., Yoshi, L. A., Handayani, A. S., & Joelianingsih. (2021). Synthesis of polymeric surfactant from palm oil methyl ester for enhanced oil recovery application. *Colloid and Polymer Science*, 299(1), 81-92. <https://doi.org/10.1007/s00396-020-04767-5>
33. Wu, X., Zhong, C., Lian, X., & Yang, Y. (2018). Solution properties and aggregating structures for a fluorine-containing polymeric surfactant with a poly(ethylene oxide) macro-monomer. *Royal Society Open Science*, 5(8), 180610. <https://doi.org/10.1098/rsos.180610>
34. Xu, F., Chen, Q., Ma, M., Wang, Y., Yu, F., & Li, J. (2020). Displacement mechanism of polymeric surfactant in chemical cold flooding for heavy oil based on microscopic visualization experiments. *Advances in Geo-Energy Research*, 4(1), 77-85. <https://doi.org/10.26804/ager.2020.01.07>
35. Zhao, Y., Ke, Y., Hu, X., & Peng, F. (2019). Synthesis, characterization and emulsification properties of an amphiphilic copolymer for enhanced oil recovery. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 493, 012121. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/493/1/012121>
36. Zhu, S., Ye, Z., Zhang, J., Xue, X., Chen, Z., & Xiang, Z. (2020). Research on optimal timing range for early polymer injection in sandstone reservoir. *Energy Reports*, 6, 3357-3364. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.11.247>

ANEXOS

Anexo 1 GRÁFICAS DE LAS PROPIEDADES PVT EN EL NÚCLEO

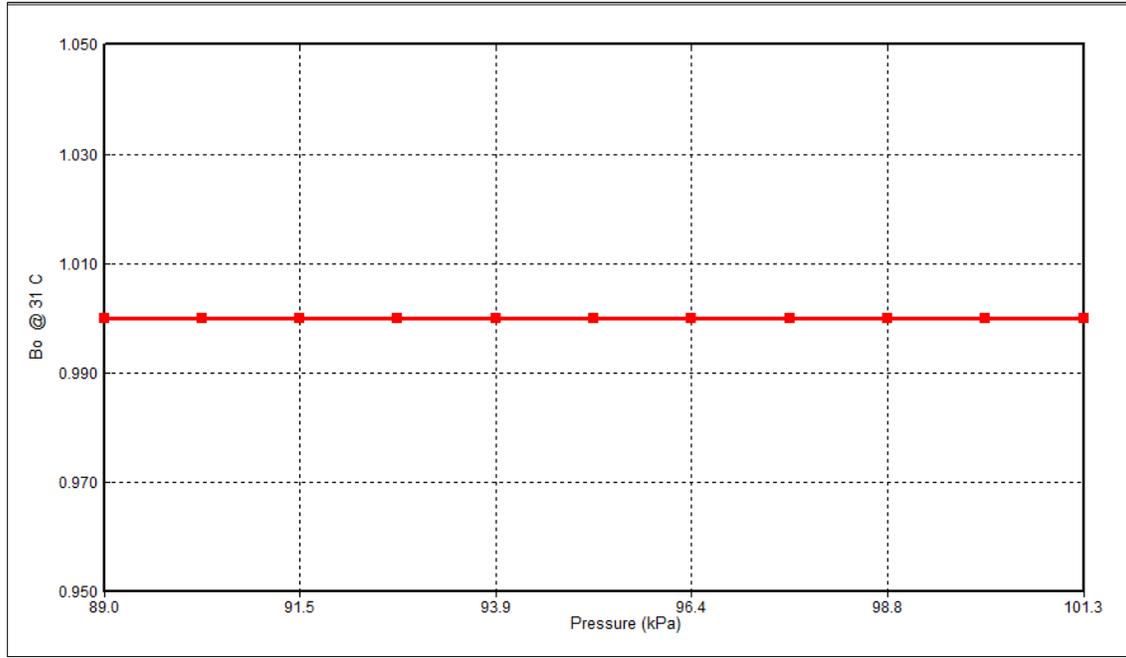


Figura 1.1 Factor volumétrico del petróleo en el núcleo. Tomado de CMG-BUILDER (2021).

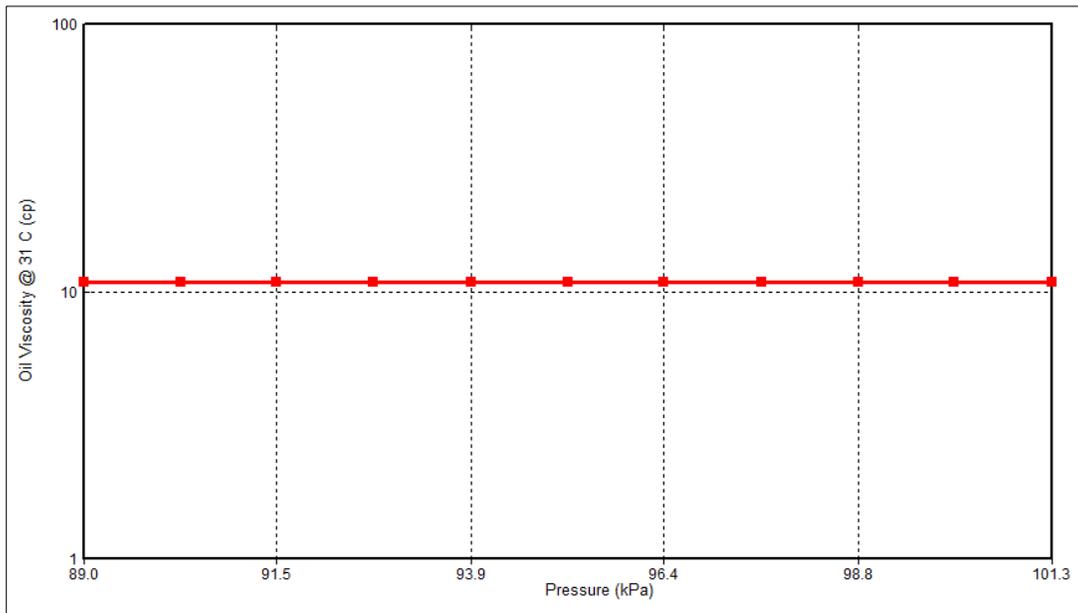


Figura 1.2 Viscosidad del petróleo en el núcleo. Tomado de CMG-BUILDER (2021).

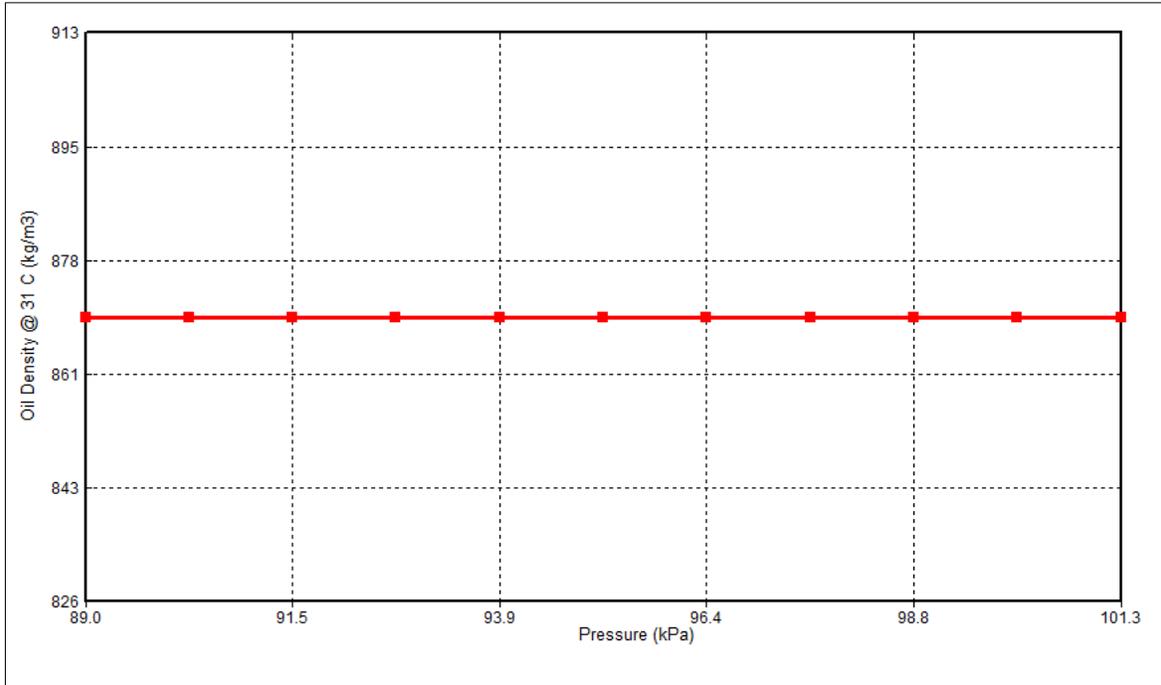


Figura 1.3 Densidad el petróleo en el núcleo. Tomado de CMG-BUILDER (2021).

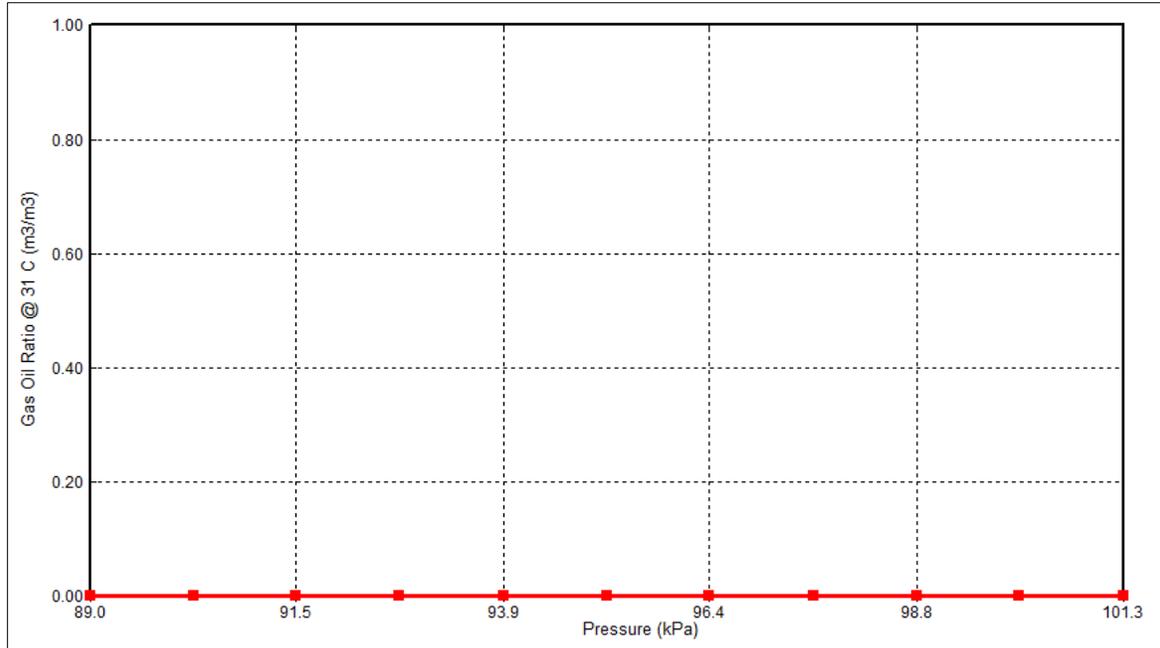


Figura 1.4 Relación gas-petróleo en el núcleo. Tomado de CMG-BUILDER (2021).

Anexo 2 GRÁFICAS DE LAS PROPIEDADES PVT EN EL CAMPO

- Fase agua

A continuación, se presenta de manera gráfica la variación del factor volumétrico del agua (Figura 2.1), la densidad (Figura 2.2), viscosidad (Figura 2.3) y la relación gas-agua (Figura 2.4) utilizadas para la simulación.

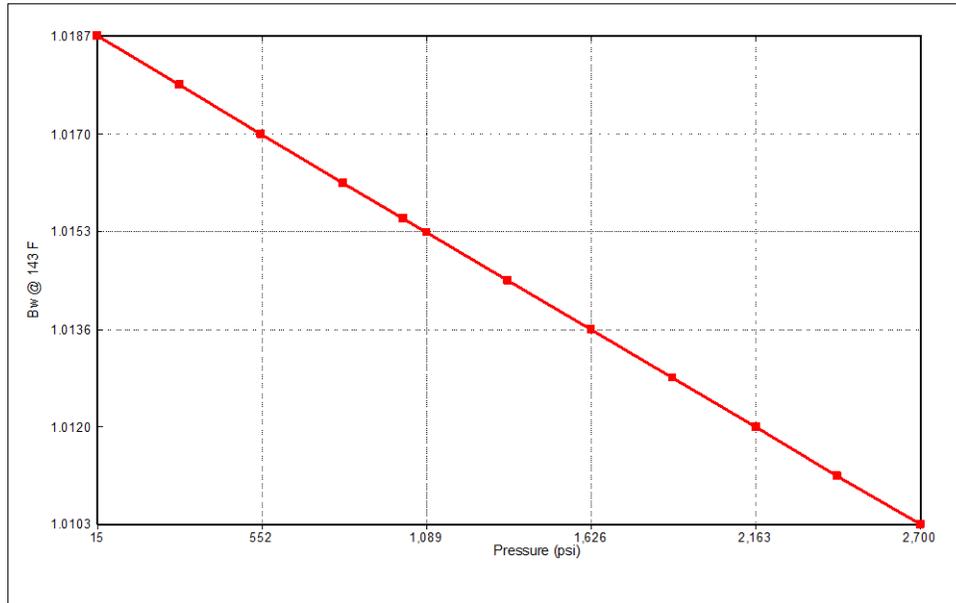


Figura 2.1 Factor volumétrico del agua en el campo. Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

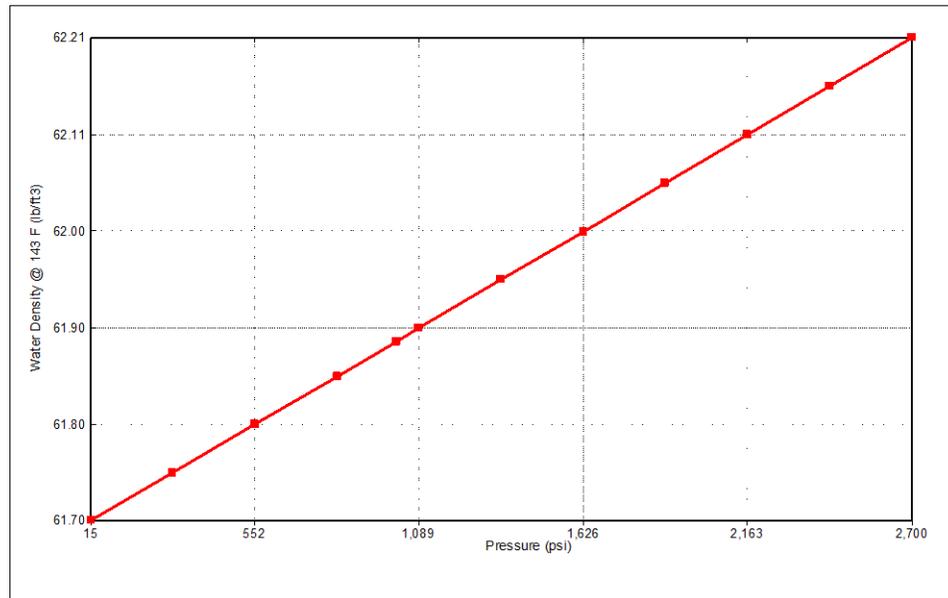


Figura 2.2 Densidad del agua en el campo. Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

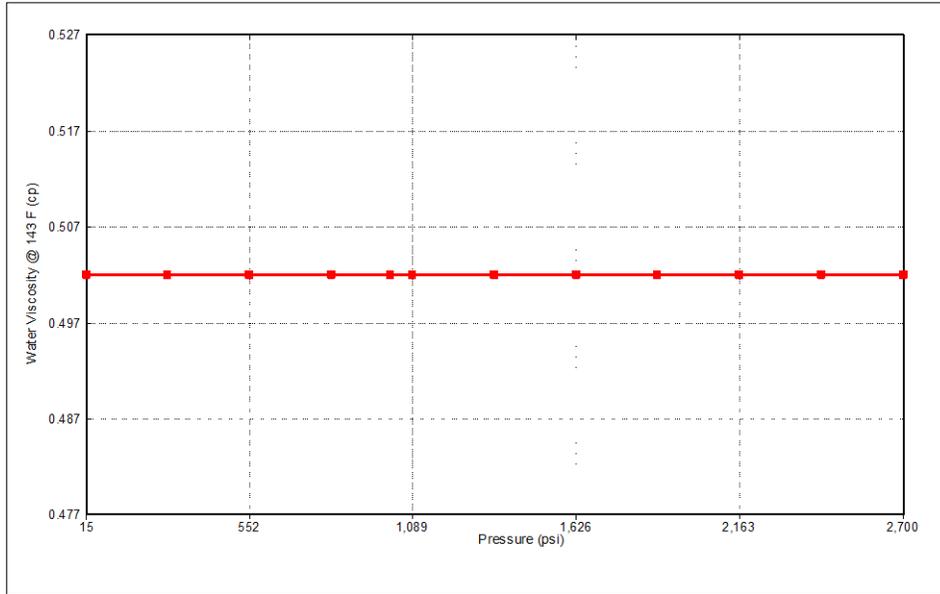


Figura 2.3 Viscosidad del agua en el campo. Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

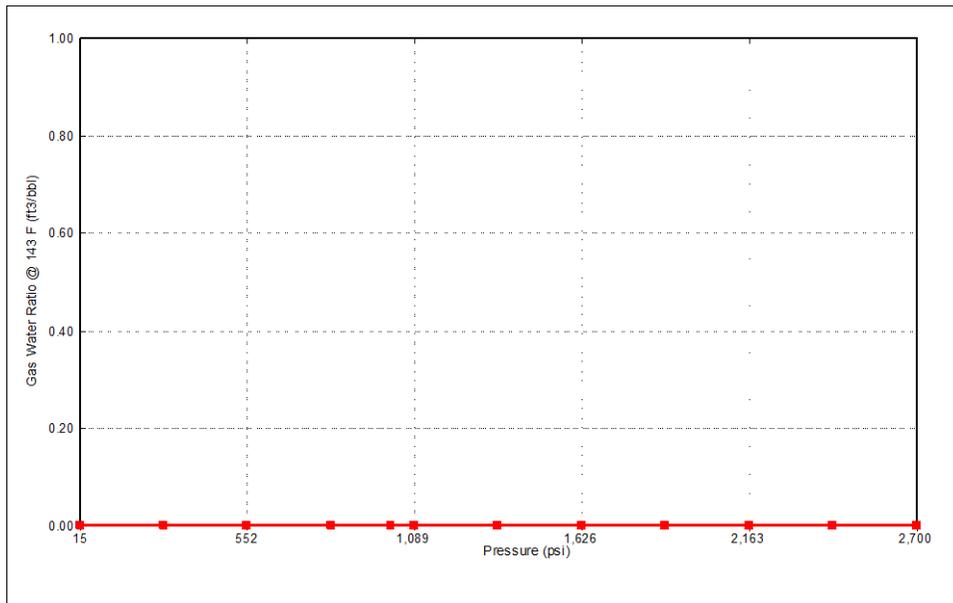


Figura 2.4 Relación gas-agua en el campo. Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

- **Fase petróleo**

Ahora, se presenta de manera gráfica la variación del factor volumétrico del petróleo (Figura 2.5), su densidad (Figura 2.6), viscosidad (Figura 2.7 y 2.8), la relación gas-petróleo (Figura 2.9) y la curva de Presión de saturación vs. Temperatura (Figura 2.10) utilizadas para la simulación.

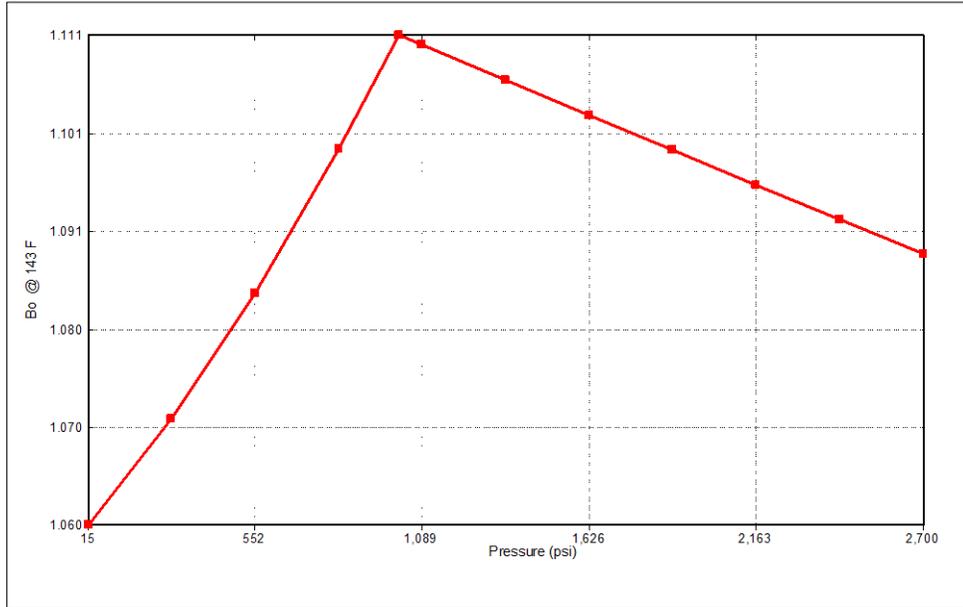


Figura 2.5 Factor volumétrico del petróleo en el campo. Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

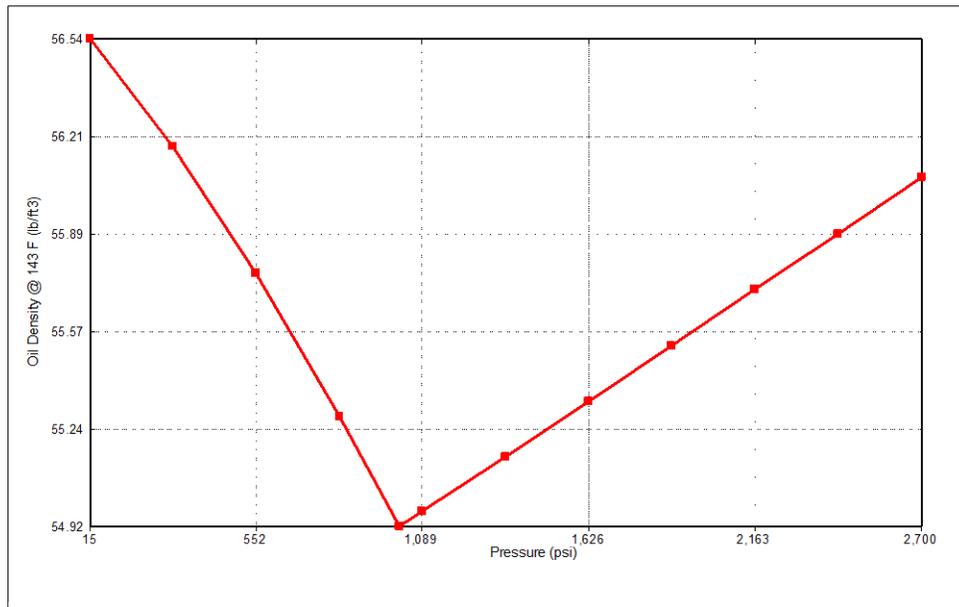


Figura 2.6 Densidad del petróleo en el campo. Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

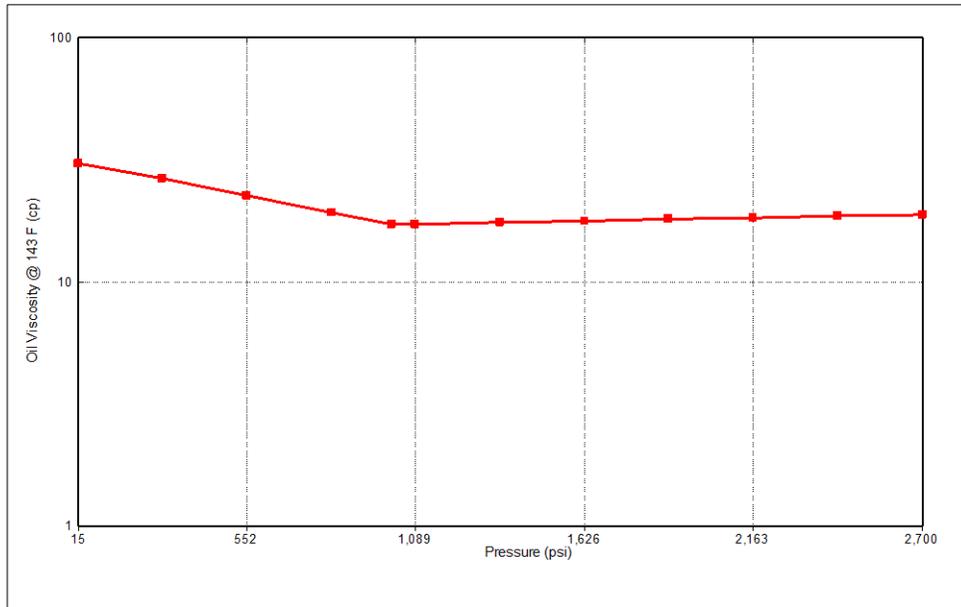


Figura 2.7 Viscosidad del petróleo en el campo respecto a la presión. Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

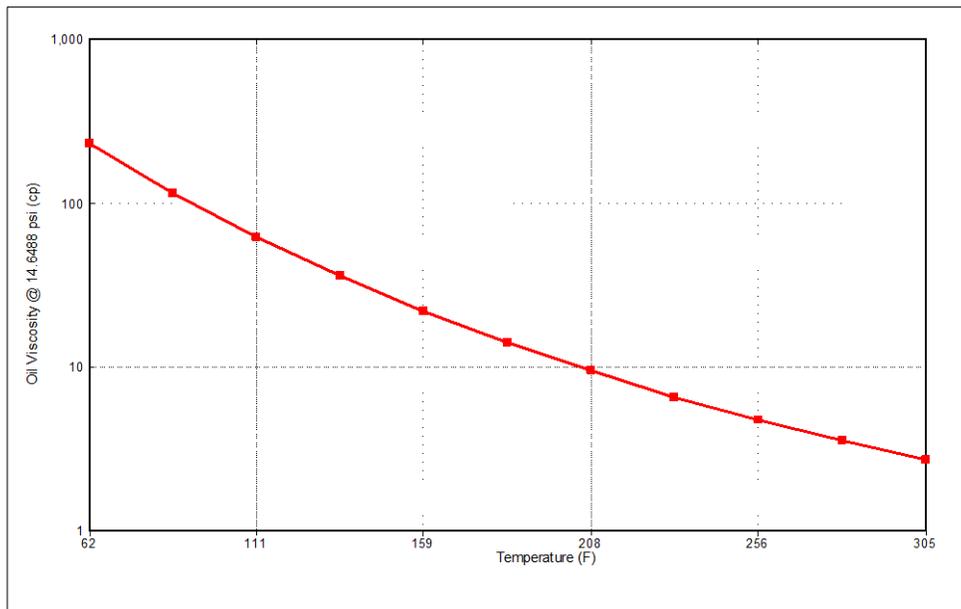


Figura 2.8 Viscosidad del petróleo en el campo respecto a la temperatura. Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

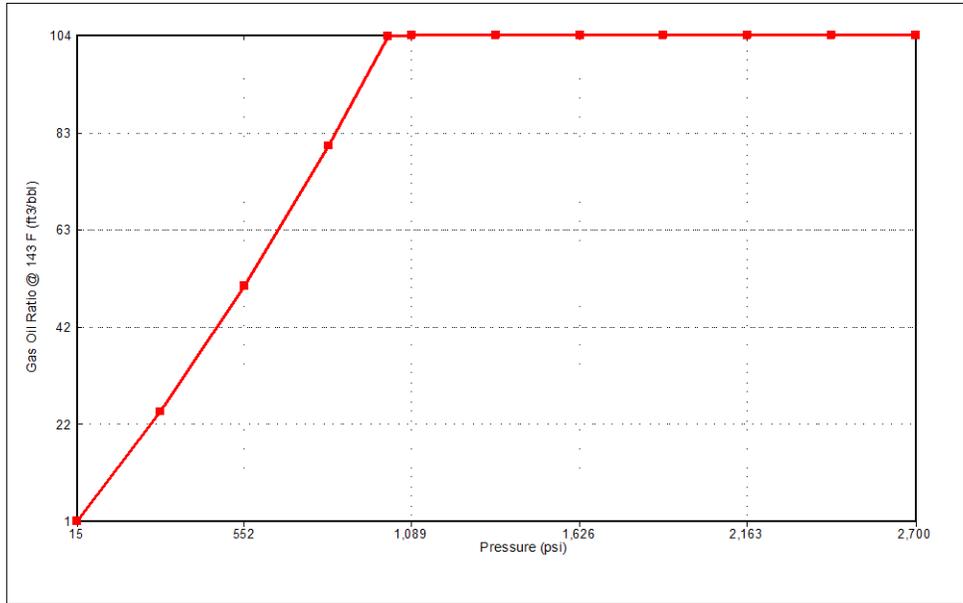


Figura 2.9 Relación gas-petróleo en el campo. Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

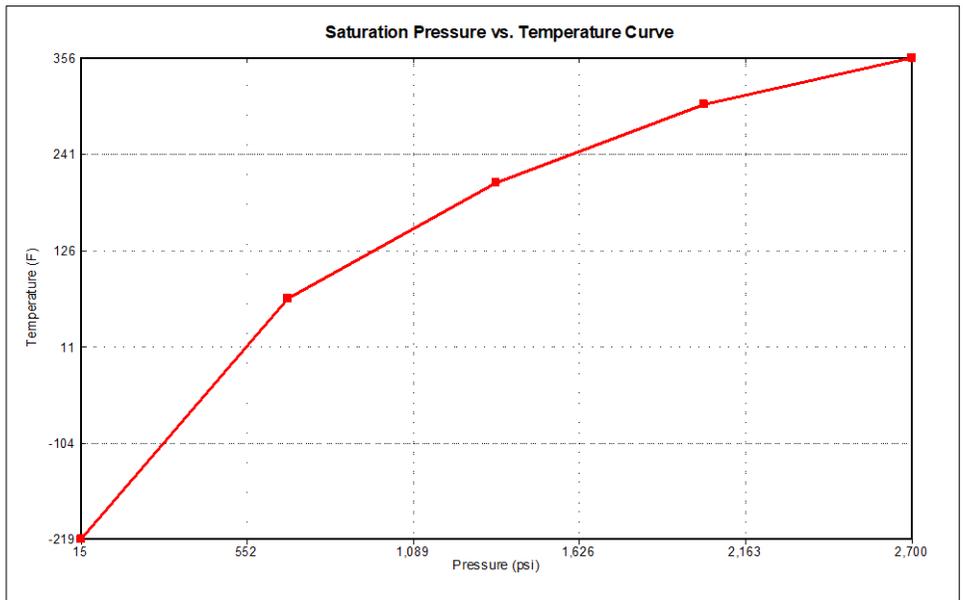


Figura 2.10 Curva de Presión de saturación vs. Temperatura en el campo. Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

- **Fase gas**

De igual forma, se presenta de manera gráfica la variación del factor volumétrico del gas (Figura 2.11), su densidad (Figura 2.12) y viscosidad (Figura 2.13) utilizadas para la simulación.

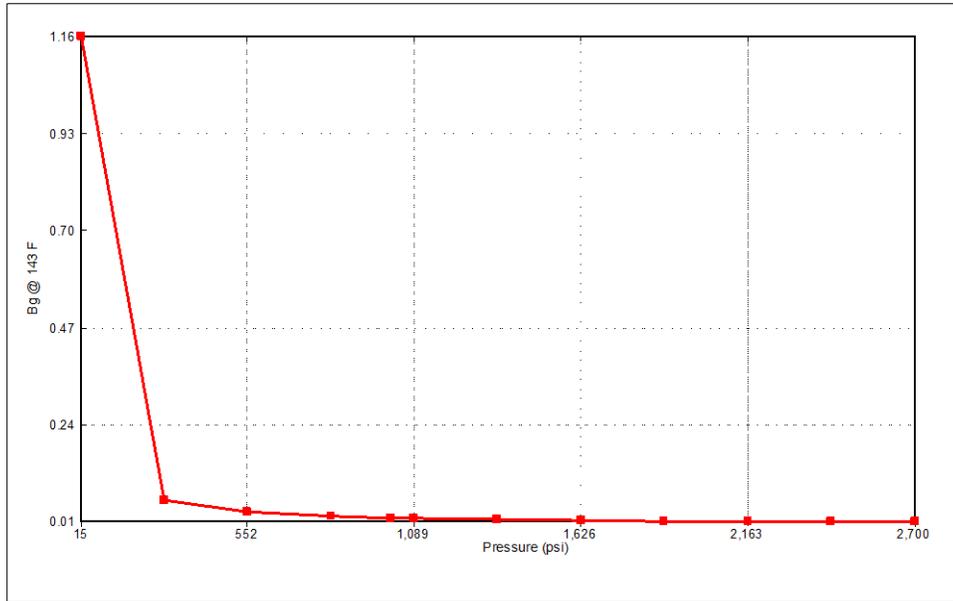


Figura 2.11 Factor volumétrico del gas en el campo. Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

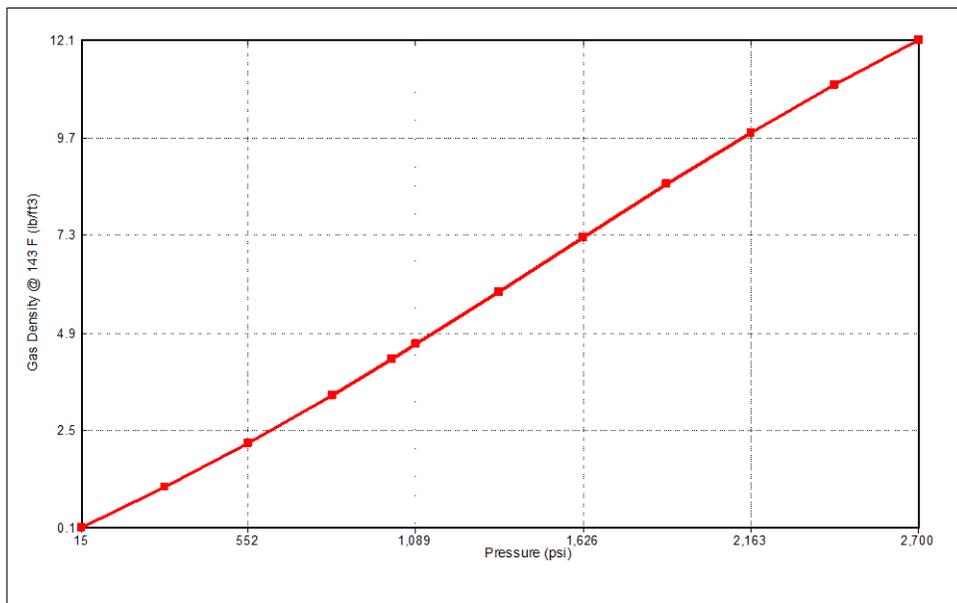


Figura 2.12 Densidad del gas en el campo. Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

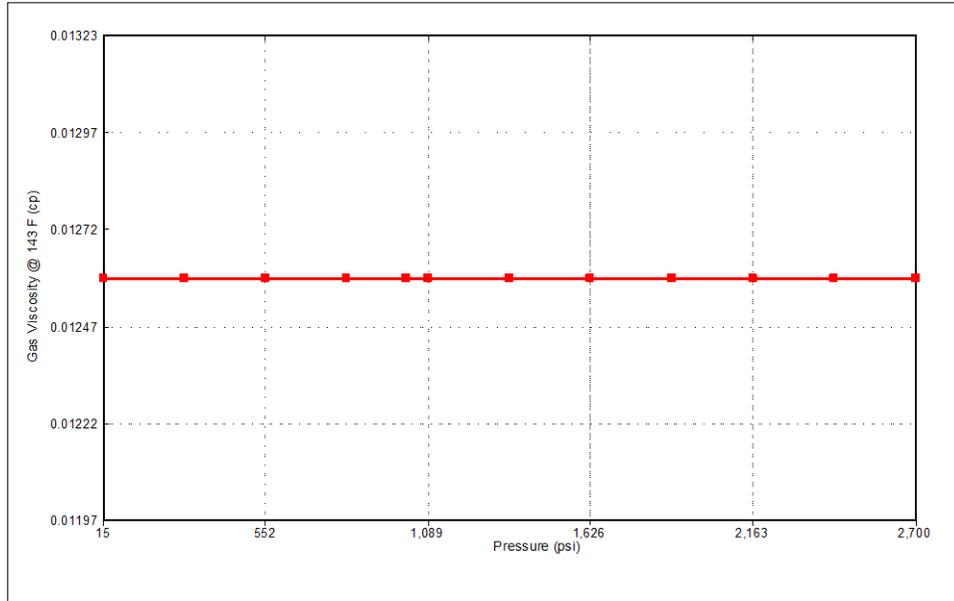


Figura 2.13 Viscosidad del gas en el campo. Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

- **Curvas de permeabilidad relativa y presión capilar**

En la (Figura 2.14) se pueden apreciar las curvas de permeabilidad relativa para el petróleo y el agua. Las curvas de permeabilidad relativa para la fase líquida y el gas se encuentran en la (Figura 2.15). Además, en la (Figura 2.16) se encuentra la curva de presión capilar.

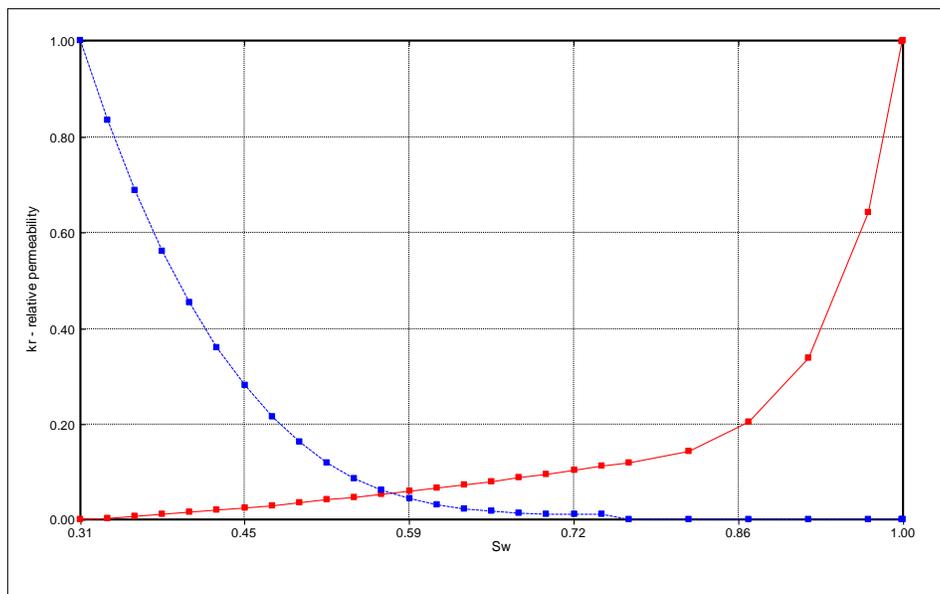


Figura 2.14 Curvas de permeabilidad relativa del petróleo y el agua en el campo. Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

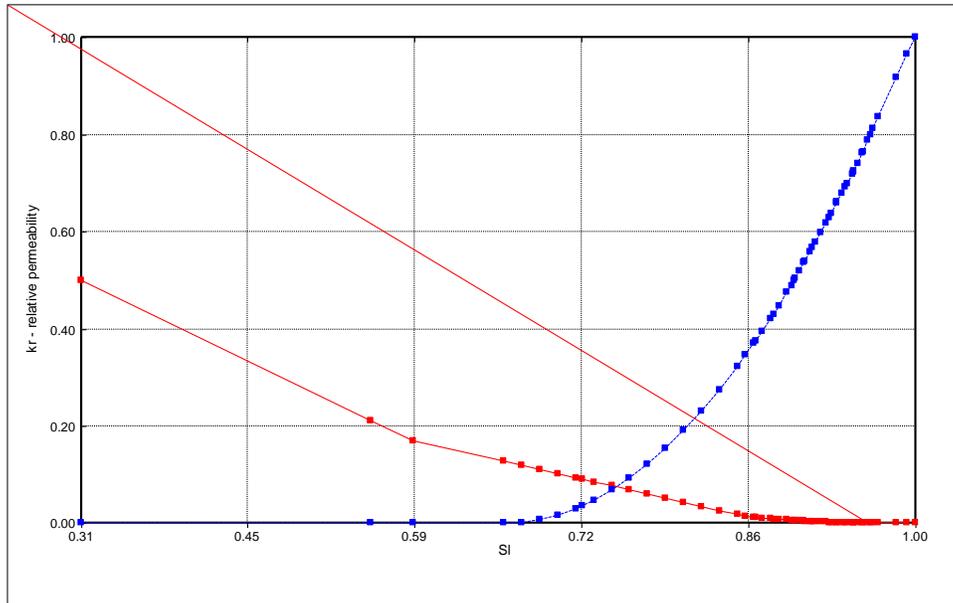


Figura 2.15 Curvas de permeabilidad relativa del líquido y el gas en el campo. Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

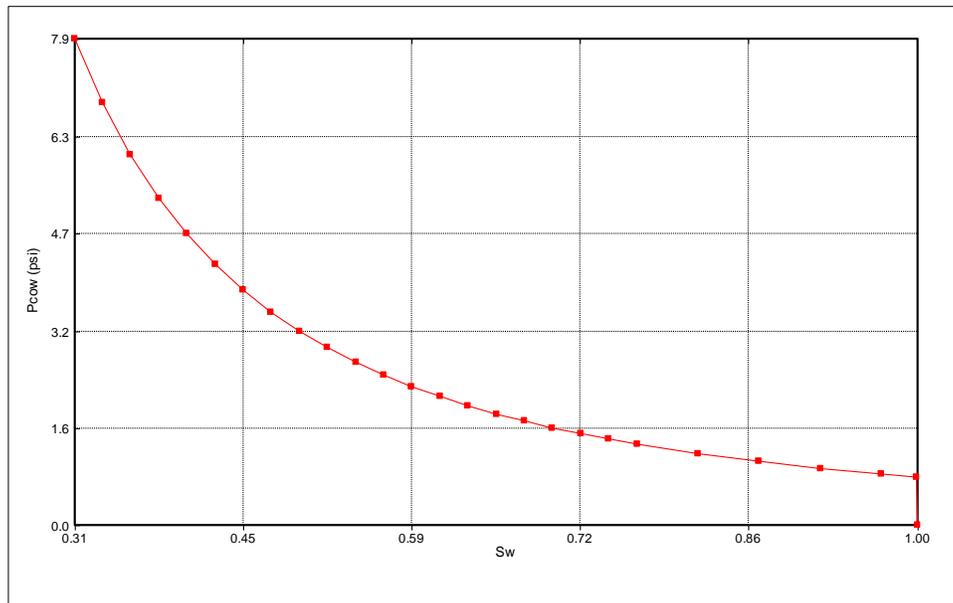


Figura 2.16 Curva de presión capilar en el campo. Adaptado de García & Molina (2019), con base en CMG-BUILDER (2021).

Anexo 3 TABLAS EVALUACIÓN FINANCIERA

Tabla 3.1 Costos de operación del campo

PERIODO (ANUAL)	PRODUCCIÓN (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	USD
1	72.663	20	\$1.453.260
2	131.933	20	\$2.638.660
3	115.140	20	\$2.302.800
4	59.290	20	\$1.185.800
5	35.330	20	\$706.600
6	42.760	20	\$855.200
7	49.220	20	\$984.400
8	38.880	20	\$777.600
9	21.000	20	\$420.000
10	13.960	20	\$279.200
11	10.830	20	\$216.600
12	9.710	20	\$194.200
13	9.000	20	\$180.000
14	8.440	20	\$168.800
15	8.010	20	\$160.200
16	7.510	20	\$150.200
17	6.840	20	\$136.800
18	6.160	20	\$123.200
19	5.650	20	\$113.000
20	5.280	20	\$105.600
21	5.000	20	\$100.000
22	4.740	20	\$94.800
23	4.440	20	\$88.800
24	4.090	20	\$81.800
25	3.810	20	\$76.200
26	3.580	20	\$71.600
27	3.430	20	\$68.600
28	3.300	20	\$66.000
29	3.200	20	\$64.000
30	3.080	20	\$61.600

Tabla 3.2 Producción Neta de Crudo

PERIODO (ANUAL)	PRODUCCIÓN (Bbl)	REGALÍAS (8%)	PRODUCCIÓN NETA (BBL)
1	72.663	5813	66.850
2	131.933	10555	121.378
3	115.140	9211	105.929
4	59.290	4743	54.547
5	35.330	2826	32.504
6	42.760	3421	39.339
7	49.220	3938	45.282
8	38.880	3110	35.770
9	21.000	1680	19.320
10	13.960	1117	12.843
11	10.830	866	9.964
12	9.710	777	8.933
13	9.000	720	8.280
14	8.440	675	7.765
15	8.010	641	7.369
16	7.510	601	6.909
17	6.840	547	6.293
18	6.160	493	5.667
19	5.650	452	5.198
20	5.280	422	4.858
21	5.000	400	4.600
22	4.740	379	4.361
23	4.440	355	4.085
24	4.090	327	3.763
25	3.810	305	3.505
26	3.580	286	3.294
27	3.430	274	3.156
28	3.300	264	3.036
29	3.200	256	2.944
30	3.080	246	2.834

Tabla 3.3 Ingresos escenario pesimista

PERIODO (ANUAL)	PRODUCCIÓN NETA (BBL)	PRECIO DE VENTA (USD/BBL)	DESCUENTO POR TRANSPORTE Y CALIDAD	INGRESOS NETOS (USD)
1	66850	\$ 40	\$ 6,00	\$ 2.272.898,6
2	121378	\$ 40	\$ 6,00	\$ 4.126.864,2
3	105929	\$ 40	\$ 6,00	\$ 3.601.579,2
4	54547	\$ 40	\$ 6,00	\$ 1.854.591,2
5	32504	\$ 40	\$ 6,00	\$ 1.105.122,4
6	39339	\$ 40	\$ 6,00	\$ 1.337.532,8
7	45282	\$ 40	\$ 6,00	\$ 1.539.601,6
8	35770	\$ 40	\$ 6,00	\$ 1.216.166,4
9	19320	\$ 40	\$ 6,00	\$ 656.880,0
10	12843	\$ 40	\$ 6,00	\$ 436.668,8
11	9964	\$ 40	\$ 6,00	\$ 338.762,4
12	8933	\$ 40	\$ 6,00	\$ 303.728,8
13	8280	\$ 40	\$ 6,00	\$ 281.520,0
14	7765	\$ 40	\$ 6,00	\$ 264.003,2
15	7369	\$ 40	\$ 6,00	\$ 250.552,8
16	6909	\$ 40	\$ 6,00	\$ 234.912,8
17	6293	\$ 40	\$ 6,00	\$ 213.955,2
18	5667	\$ 40	\$ 6,00	\$ 192.684,8
19	5198	\$ 40	\$ 6,00	\$ 176.732,0
20	4858	\$ 40	\$ 6,00	\$ 165.158,4
21	4600	\$ 40	\$ 6,00	\$ 156.400,0
22	4361	\$ 40	\$ 6,00	\$ 148.267,2
23	4085	\$ 40	\$ 6,00	\$ 138.883,2
24	3763	\$ 40	\$ 6,00	\$ 127.935,2
25	3505	\$ 40	\$ 6,00	\$ 119.176,8
26	3294	\$ 40	\$ 6,00	\$ 111.982,4
27	3156	\$ 40	\$ 6,00	\$ 107.290,4
28	3036	\$ 40	\$ 6,00	\$ 103.224,0
29	2944	\$ 40	\$ 6,00	\$ 100.096,0
30	2834	\$ 40	\$ 6,00	\$ 96.342,4

Tabla 3.4 Ingresos escenario moderado

PERIODO (ANUAL)	PRODUCCIÓN NETA (BBL)	PRECIO DE VENTA (USD/BBL)	DESCUENTO POR TRANSPORTE Y CALIDAD	INGRESOS NETOS (USD)
1	66850	\$ 60	\$ 6,00	\$ 3.609.897,8
2	121378	\$ 60	\$ 6,00	\$ 6.554.431,4
3	105929	\$ 60	\$ 6,00	\$ 5.720.155,2
4	54547	\$ 60	\$ 6,00	\$ 2.945.527,2
5	32504	\$ 60	\$ 6,00	\$ 1.755.194,4
6	39339	\$ 60	\$ 6,00	\$ 2.124.316,8
7	45282	\$ 60	\$ 6,00	\$ 2.445.249,6
8	35770	\$ 60	\$ 6,00	\$ 1.931.558,4
9	19320	\$ 60	\$ 6,00	\$ 1.043.280,0
10	12843	\$ 60	\$ 6,00	\$ 693.532,8
11	9964	\$ 60	\$ 6,00	\$ 538.034,4
12	8933	\$ 60	\$ 6,00	\$ 482.392,8
13	8280	\$ 60	\$ 6,00	\$ 447.120,0
14	7765	\$ 60	\$ 6,00	\$ 419.299,2
15	7369	\$ 60	\$ 6,00	\$ 397.936,8
16	6909	\$ 60	\$ 6,00	\$ 373.096,8
17	6293	\$ 60	\$ 6,00	\$ 339.811,2
18	5667	\$ 60	\$ 6,00	\$ 306.028,8
19	5198	\$ 60	\$ 6,00	\$ 280.692,0
20	4858	\$ 60	\$ 6,00	\$ 262.310,4
21	4600	\$ 60	\$ 6,00	\$ 248.400,0
22	4361	\$ 60	\$ 6,00	\$ 235.483,2
23	4085	\$ 60	\$ 6,00	\$ 220.579,2
24	3763	\$ 60	\$ 6,00	\$ 203.191,2
25	3505	\$ 60	\$ 6,00	\$ 189.280,8
26	3294	\$ 60	\$ 6,00	\$ 177.854,4
27	3156	\$ 60	\$ 6,00	\$ 170.402,4
28	3036	\$ 60	\$ 6,00	\$ 163.944,0
29	2944	\$ 60	\$ 6,00	\$ 158.976,0
30	2834	\$ 60	\$ 6,00	\$ 153.014,4

Tabla 3.5 Ingresos escenario optimista

PERIODO (ANUAL)	PRODUCCIÓN NETA (BBL)	PRECIO DE VENTA (USD/BBL)	DESCUENTO POR TRANSPORTE Y CALIDAD	INGRESOS NETOS (USD)
1	66850	\$ 80	\$ 6,00	\$ 4.946.897,0
2	121378	\$ 80	\$ 6,00	\$ 8.981.998,6
3	105929	\$ 80	\$ 6,00	\$ 7.838.731,2
4	54547	\$ 80	\$ 6,00	\$ 4.036.463,2
5	32504	\$ 80	\$ 6,00	\$ 2.405.266,4
6	39339	\$ 80	\$ 6,00	\$ 2.911.100,8
7	45282	\$ 80	\$ 6,00	\$ 3.350.897,6
8	35770	\$ 80	\$ 6,00	\$ 2.646.950,4
9	19320	\$ 80	\$ 6,00	\$ 1.429.680,0
10	12843	\$ 80	\$ 6,00	\$ 950.396,8
11	9964	\$ 80	\$ 6,00	\$ 737.306,4
12	8933	\$ 80	\$ 6,00	\$ 661.056,8
13	8280	\$ 80	\$ 6,00	\$ 612.720,0
14	7765	\$ 80	\$ 6,00	\$ 574.595,2
15	7369	\$ 80	\$ 6,00	\$ 545.320,8
16	6909	\$ 80	\$ 6,00	\$ 511.280,8
17	6293	\$ 80	\$ 6,00	\$ 465.667,2
18	5667	\$ 80	\$ 6,00	\$ 419.372,8
19	5198	\$ 80	\$ 6,00	\$ 384.652,0
20	4858	\$ 80	\$ 6,00	\$ 359.462,4
21	4600	\$ 80	\$ 6,00	\$ 340.400,0
22	4361	\$ 80	\$ 6,00	\$ 322.699,2
23	4085	\$ 80	\$ 6,00	\$ 302.275,2
24	3763	\$ 80	\$ 6,00	\$ 278.447,2
25	3505	\$ 80	\$ 6,00	\$ 259.384,8
26	3294	\$ 80	\$ 6,00	\$ 243.726,4
27	3156	\$ 80	\$ 6,00	\$ 233.514,4
28	3036	\$ 80	\$ 6,00	\$ 224.664,0
29	2944	\$ 80	\$ 6,00	\$ 217.856,0
30	2834	\$ 80	\$ 6,00	\$ 209.686,4

Tabla 3.6 Flujo de caja escenario pesimista

AÑO	INVERSION	EGRESO	INGRESO	GANANCIA
2000	\$ 4.191.664			
2001		\$ 1.453.260,00	\$ 2.272.898,64	\$ 819.638,64
2002		\$ 2.638.660,00	\$ 4.126.864,24	\$ 1.488.204,24
2003		\$ 2.302.800,00	\$ 3.601.579,20	\$ 1.298.779,20
2004		\$ 1.185.800,00	\$ 1.854.591,20	\$ 668.791,20
2005		\$ 706.600,00	\$ 1.105.122,40	\$ 398.522,40
2006		\$ 855.200,00	\$ 1.337.532,80	\$ 482.332,80
2007		\$ 984.400,00	\$ 1.539.601,60	\$ 555.201,60
2008		\$ 777.600,00	\$ 1.216.166,40	\$ 438.566,40
2009		\$ 420.000,00	\$ 656.880,00	\$ 236.880,00
2010		\$ 279.200,00	\$ 436.668,80	\$ 157.468,80
2011		\$ 216.600,00	\$ 338.762,40	\$ 122.162,40
2012		\$ 194.200,00	\$ 303.728,80	\$ 109.528,80
2013		\$ 180.000,00	\$ 281.520,00	\$ 101.520,00
2014		\$ 168.800,00	\$ 264.003,20	\$ 95.203,20
2015		\$ 160.200,00	\$ 250.552,80	\$ 90.352,80
2016		\$ 150.200,00	\$ 234.912,80	\$ 84.712,80
2017		\$ 136.800,00	\$ 213.955,20	\$ 77.155,20
2018		\$ 123.200,00	\$ 192.684,80	\$ 69.484,80
2019		\$ 113.000,00	\$ 176.732,00	\$ 63.732,00
2020		\$ 105.600,00	\$ 165.158,40	\$ 59.558,40
2021		\$ 100.000,00	\$ 156.400,00	\$ 56.400,00
2022		\$ 94.800,00	\$ 148.267,20	\$ 53.467,20
2023		\$ 88.800,00	\$ 138.883,20	\$ 50.083,20
2024		\$ 81.800,00	\$ 127.935,20	\$ 46.135,20
2025		\$ 76.200,00	\$ 119.176,80	\$ 42.976,80
2026		\$ 71.600,00	\$ 111.982,40	\$ 40.382,40
2027		\$ 68.600,00	\$ 107.290,40	\$ 38.690,40
2028		\$ 66.000,00	\$ 103.224,00	\$ 37.224,00
2029		\$ 64.000,00	\$ 100.096,00	\$ 36.096,00
2030		\$ 61.600,00	\$ 96.342,40	\$ 34.742,40

Tabla 3.7 Flujo de caja escenario central

AÑO	INVERSION	EGRESO	INGRESO	GANANCIA
2000	\$ 4.191.664			
2001		\$ 1.453.260,00	\$ 3.609.897,84	\$ 2.156.637,84
2002		\$ 2.638.660,00	\$ 6.554.431,44	\$ 3.915.771,44
2003		\$ 2.302.800,00	\$ 5.720.155,20	\$ 3.417.355,20
2004		\$ 1.185.800,00	\$ 2.945.527,20	\$ 1.759.727,20
2005		\$ 706.600,00	\$ 1.755.194,40	\$ 1.048.594,40
2006		\$ 855.200,00	\$ 2.124.316,80	\$ 1.269.116,80
2007		\$ 984.400,00	\$ 2.445.249,60	\$ 1.460.849,60
2008		\$ 777.600,00	\$ 1.931.558,40	\$ 1.153.958,40
2009		\$ 420.000,00	\$ 1.043.280,00	\$ 623.280,00
2010		\$ 279.200,00	\$ 693.532,80	\$ 414.332,80
2011		\$ 216.600,00	\$ 538.034,40	\$ 321.434,40
2012		\$ 194.200,00	\$ 482.392,80	\$ 288.192,80
2013		\$ 180.000,00	\$ 447.120,00	\$ 267.120,00
2014		\$ 168.800,00	\$ 419.299,20	\$ 250.499,20
2015		\$ 160.200,00	\$ 397.936,80	\$ 237.736,80
2016		\$ 150.200,00	\$ 373.096,80	\$ 222.896,80
2017		\$ 136.800,00	\$ 339.811,20	\$ 203.011,20
2018		\$ 123.200,00	\$ 306.028,80	\$ 182.828,80
2019		\$ 113.000,00	\$ 280.692,00	\$ 167.692,00
2020		\$ 105.600,00	\$ 262.310,40	\$ 156.710,40
2021		\$ 100.000,00	\$ 248.400,00	\$ 148.400,00
2022		\$ 94.800,00	\$ 235.483,20	\$ 140.683,20
2023		\$ 88.800,00	\$ 220.579,20	\$ 131.779,20
2024		\$ 81.800,00	\$ 203.191,20	\$ 121.391,20
2025		\$ 76.200,00	\$ 189.280,80	\$ 113.080,80
2026		\$ 71.600,00	\$ 177.854,40	\$ 106.254,40
2027		\$ 68.600,00	\$ 170.402,40	\$ 101.802,40
2028		\$ 66.000,00	\$ 163.944,00	\$ 97.944,00
2029		\$ 64.000,00	\$ 158.976,00	\$ 94.976,00
2030		\$ 61.600,00	\$ 153.014,40	\$ 91.414,40

Tabla 3.8 Flujo de caja escenario optimista

AÑO	INVERSION	EGRESO	INGRESO	GANANCIA
2000	\$ 4.191.664			
2001		\$ 1.453.260,00	\$ 4.946.897,04	\$ 3.493.637,04
2002		\$ 2.638.660,00	\$ 8.981.998,64	\$ 6.343.338,64
2003		\$ 2.302.800,00	\$ 7.838.731,20	\$ 5.535.931,20
2004		\$ 1.185.800,00	\$ 4.036.463,20	\$ 2.850.663,20
2005		\$ 706.600,00	\$ 2.405.266,40	\$ 1.698.666,40
2006		\$ 855.200,00	\$ 2.911.100,80	\$ 2.055.900,80
2007		\$ 984.400,00	\$ 3.350.897,60	\$ 2.366.497,60
2008		\$ 777.600,00	\$ 2.646.950,40	\$ 1.869.350,40
2009		\$ 420.000,00	\$ 1.429.680,00	\$ 1.009.680,00
2010		\$ 279.200,00	\$ 950.396,80	\$ 671.196,80
2011		\$ 216.600,00	\$ 737.306,40	\$ 520.706,40
2012		\$ 194.200,00	\$ 661.056,80	\$ 466.856,80
2013		\$ 180.000,00	\$ 612.720,00	\$ 432.720,00
2014		\$ 168.800,00	\$ 574.595,20	\$ 405.795,20
2015		\$ 160.200,00	\$ 545.320,80	\$ 385.120,80
2016		\$ 150.200,00	\$ 511.280,80	\$ 361.080,80
2017		\$ 136.800,00	\$ 465.667,20	\$ 328.867,20
2018		\$ 123.200,00	\$ 419.372,80	\$ 296.172,80
2019		\$ 113.000,00	\$ 384.652,00	\$ 271.652,00
2020		\$ 105.600,00	\$ 359.462,40	\$ 253.862,40
2021		\$ 100.000,00	\$ 340.400,00	\$ 240.400,00
2022		\$ 94.800,00	\$ 322.699,20	\$ 227.899,20
2023		\$ 88.800,00	\$ 302.275,20	\$ 213.475,20
2024		\$ 81.800,00	\$ 278.447,20	\$ 196.647,20
2025		\$ 76.200,00	\$ 259.384,80	\$ 183.184,80
2026		\$ 71.600,00	\$ 243.726,40	\$ 172.126,40
2027		\$ 68.600,00	\$ 233.514,40	\$ 164.914,40
2028		\$ 66.000,00	\$ 224.664,00	\$ 158.664,00
2029		\$ 64.000,00	\$ 217.856,00	\$ 153.856,00
2030		\$ 61.600,00	\$ 209.686,40	\$ 148.086,40