

**EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN QUÍMICA COMO MÉTODO DE RECOBRO
MEJORADO EN LOS POZOS DE CRUDO PESADO, UBICADOS EN LA CUENCA DE
LOS LLANOS ORIENTALES COLOMBIANOS.**

2023-01-07-MIY

**CRISTIAN DAVID ALBORNOZ MURCIA
WILSON LEONARDO OSPINA RODRÍGUEZ**

**PROYECTO INTEGRAL DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE
MAGÍSTER EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS**

**DIRECTOR
ARNUL DAVID PAZ ARANGUREN
MSc AUDITORÍAS AMBIENTALES
ING. DE PETRÓLEOS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS
BOGOTA D.C.**

2024

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del director

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C. septiembre de 2024

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica

Dra. María Fernanda Vega de Mendoza

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ramiro Augusto Forero Corzo

Vicerrectora de Investigaciones y Extensión

Dra. Susan Margarita Benavides Trujillo

Secretario general

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano de la Facultad de Ingenierías

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Directora del Programa

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores

DEDICATORIA

A mis pilares inquebrantables: mamá, papá y hermanos.

Con el corazón lleno de orgullo y gratitud, dedico este fruto de años de esfuerzo y dedicación a mis queridos padres y hermanos, quienes han sido mi fuerza detrás de cada uno de mis logros y de este arduo pero gratificante trayecto.

A mi madre, Gladys Murcia la personificación del amor incondicional y la ternura infinita, a ti te expreso mi más profunda admiración por tu fortaleza y espíritu inquebrantable. Tu presencia cálida y tu fe en mí y mis capacidades, me han impulsado a perseguir mis sueños con determinación.

A mi padre, Pedro Albornoz la fuente de mi fortaleza y sabiduría, te agradezco por inculcarme el valor del trabajo duro, la perseverancia y la integridad. Tus sabios consejos y tu apoyo incondicional han sido mi brújula en los momentos de incertidumbre.

A mis hermanos, Felipe y Laura Albornoz Murcia quienes son mis compañeros de aventuras y mis mejores amigos, les agradezco por su complicidad, su alegría contagiosa y su apoyo incondicional. Juntos hemos compartido momentos inolvidables.

A mi compañero de tesis Leonardo Ospina, por tu tiempo y perseverancia para sacar adelante una idea que se convirtió en realidad.

Gracias a mi familia he podido cultivar mi pasión por los yacimientos y convertirla en una carrera profesional que me llena de satisfacción. Su confianza y su apoyo han sido los pilares fundamentales sobre los que he construido mi camino. Esta tesis es un reflejo de su amor, su dedicación y su sacrificio, es un tributo a su invaluable presencia en mi vida y a las enseñanzas que me han marcado para siempre.

Cristian David Albornoz

Primero que todo, agradecer a Dios por permitir la realización de este proyecto y las oportunidades que me ha brindado a lo largo del camino.

A mi mamá Carmenza Rodríguez y a mi hermana Ariadna Ospina por su apoyo incondicional, por acompañarme en todo momento y por siempre inspirarme a cumplir mis sueños.

A mi esposa Diana Alba, por ser esa estrella que guía mi norte y estar a mi lado en cada paso como un pilar fundamental en cada decisión.

A mi hija, Anastasia Ospina Alba, por enseñarme como en tan poco tiempo, la vida puede cambiar tanto y por convertirse en ese motor que hace que todos los sueños se puedan alcanzar.

A mi compañero David Albornoz, por toda su entrega, paciencia y amistad necesarias para la realización de este trabajo.

A todas las personas, amigos, familiares y profesionales que nos brindaron su ayuda y disposición, ¡Muchas gracias!

Leonardo Ospina Rodríguez

AGRADECIMIENTOS

Queremos darle un especial agradecimiento:

A nuestro ingeniero, docente y director de este proyecto, Arnul David Paz por la guía y motivación que nos brindó durante todo el proceso de esta maestría.

A todos los profesores de la Maestría en Ingeniería de Yacimientos por su dedicación en transmitir sus conocimientos y orientarnos tanto técnicamente como emocionalmente para poder cursar todas las materias y no desistir en el camino.

A la Fundación Universidad de América por la formación brindada que ha hecho posible este logro.

Agradecimiento especial al ingeniero Jaimin Prajapati, por su asesoría, apoyo, tiempo dedicado, paciencia y entrega que permitieron la realización de culminación de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	14
INTRODUCCIÓN	15
OBJETIVOS	16
1. GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO	17
1.1 Llanos Orientales colombianos	17
<i>1.1.1 Sísmica Regional de los Llanos Orientales</i>	19
<i>1.1.2 Estratigrafía Regional de los Llanos Orientales</i>	20
2. MARCO TEÓRICO	22
2.1 Recobro mejorado	22
<i>2.1.1 Problemas con crudos pesados</i>	22
2.2 Procesos de recobro Mejorado	23
<i>2.2.1 Métodos Térmicos</i>	23
<i>2.2.2 Métodos químicos</i>	24
<i>2.2.3 Métodos Smart</i>	25
2.3 Inyección de Polímeros y Surfactantes	25
2.4 Proceso de simulación de yacimientos	27
<i>2.4.1 Simulador numérico</i>	28
<i>2.4.2 Simulador composicional</i>	29
<i>2.4.3 Simulador de recuperación térmica</i>	29
<i>2.4.4 Simulador Black Oil – Petróleo Negro</i>	29
<i>2.4.5 Simulador CMG</i>	30
2.5 Grid de simulación	31
2.6 Propiedades de los fluidos	31

2.7	Yacimientos candidatos a estimulación química temprana	32
2.7.1	<i>Calidad de los fluidos</i>	32
3.	METODOLOGÍA	34
3.1	Fase 1 Análisis de la información	34
3.2	Fase 2 Diseño de modelo estático	36
3.3	Fase 3 Diseño de modelo dinámico	36
3.3.1	<i>Compatibilidad</i>	37
3.4	Fase 4. Evaluación económica	38
4.	RESULTADOS	40
4.1	Selección de pozos candidatos de acuerdo con los parámetros necesarios para un proceso de inyección de surfactantes	40
4.1.1	<i>Gravedad API</i>	41
4.1.2	<i>Profundidad (Ft)</i>	41
4.1.3	<i>SW (%)</i>	41
4.1.4	<i>Espesor de zona Objetivo</i>	46
4.1.5	<i>Composición de la roca</i>	46
4.1.6	<i>Composición de los fluidos</i>	47
4.1.7	<i>Selección de producto a inyectar</i>	50
4.2	Modelamiento	51
4.2.1	<i>Simular un modelo estático</i>	52
4.2.2	<i>Simular el Modelo diseñado, la inyección con las formulaciones químicas compatibles con el crudo pesado de la cuenca de los Llanos Orientales y su impacto en el recobro</i>	55
4.3	Evaluar Económicamente el método de inyección de la formulación que mostró mayor incremento en el factor de recobro de las simulaciones	71
4.3.1	<i>Costos Fijos</i>	72

4.3.2 <i>Costos Variables</i>	73
4.3.3 <i>Ingresos</i>	73
4.3.4 <i>Precio del petróleo</i>	74
4.3.5 <i>Precio del Dólar</i>	74
4.3.6 <i>Tiempo de retorno de la inversión</i>	75
4.3.7 <i>Producción incrementada</i>	76
4.3.8 <i>Relación Costo-Beneficio (RCB)</i>	76
4.3.9 <i>Análisis de sensibilidad</i>	76
5. CONCLUSIONES	78
6. RECOMENDACIONES	80
REFERENCIAS	81

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 <i>Mapa de localización de la Cuenca Llanos Orientales y sus límites estructurales</i>	18
Figura 2 <i>Ubicación cuenca llanos orientales</i>	19
Figura 3 <i>Sísmica regional</i>	20
Figura 4 <i>Columna Estratigráfica de la Roca Generadora</i>	21
Figura 5 <i>Mecanismo de Producción de Petróleo por Inyección de Polímeros</i>	27
Figura 6 <i>Etapas por desarrollar en el proyecto</i>	34
Figura 7 <i>Estado Mecánico del Pozo 1.</i>	42
Figura 8 <i>Historial de intervenciones y pruebas al Pozo 1</i>	43
Figura 9 <i>Producción total de fluidos del Pozo 1 desde el 8/05/2022 hasta el 10/31/2022</i>	45
Figura 10 <i>Litología de la zona de interés</i>	47
Figura 11 <i>Assay composición de crudo del Pozo 1</i>	48
Figura 12 <i>Assay composición del agua del Pozo 1 .</i>	49
Figura 13 <i>Registros eléctricos del Pozo 1.</i>	52
Figura 14 <i>Grid del Pozo 1.</i>	53
Figura 15 <i>Producción de Crudo Pozo 1.</i>	54
Figura 16 <i>Corte de Agua Pozo 1</i>	54
Figura 17 <i>Aceite recuperado total.</i>	55
Figura 18 <i>Original Oil in Place del Pozo 1.</i>	57
Figura 19 <i>Original Oil in Place</i>	57
Figura 20 <i>Factor de recobro del Pozo 1.</i>	58
Figura 21 <i>Simulación del Factor de recobro</i>	58
Figura 22 <i>Primera corrida de simulación</i>	60
Figura 23 <i>Variación de factor de recobro tras la primera corrida.</i>	60
Figura 24 <i>Aceite recuperado total después de la primera corrida.</i>	61
Figura 25 <i>Segunda corrida de simulación</i>	61
Figura 26 <i>Variación de factor de recobro tras la segunda corrida</i>	62
Figura 27 <i>Aceite recuperado total después de la segunda corrida</i>	62
Figura 28 <i>Tercera corrida de simulación.</i>	63

Figura 29 <i>Variación de factor de recobro tras la tercera corrida</i>	63
Figura 30 <i>Aceite recuperado total después de la tercera corrida.</i>	64
Figura 31 <i>Cuarta corrida de simulación.</i>	64
Figura 32 <i>Variación de factor de recobro tras la cuarta corrida.</i>	65
Figura 33 <i>Aceite recuperado total después de la cuarta corrida</i>	65
Figura 34 <i>Quinta corrida de simulación.</i>	66
Figura 35 <i>Variación de factor de recobro tras la quinta corrida</i>	66
Figura 36 <i>Aceite recuperado total después de la quinta corrida</i>	67
Figura 37 <i>Sexta corrida de simulación</i>	67
Figura 38 <i>Variación de factor de recobro tras la sexta corrida</i>	68
Figura 39 <i>Aceite recuperado total después de la sexta corrida</i>	68
Figura 40 <i>Séptima corrida de simulación.</i>	69
Figura 41 <i>Variación de factor de recobro tras la séptima corrida</i>	69
Figura 42 <i>Aceite recuperado total después de la séptima corrida.</i>	70
Figura 43 <i>Precios de crudo</i>	74
Figura 44 <i>Precio del dólar</i>	75

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 <i>Resumen de los criterios de selección para los métodos EOR.</i>	24
Tabla 2 <i>Lista de Pozos</i>	35
Tabla 3 <i>Revisión bibliográfica de casos de estudio de inyección de polímeros</i>	37
Tabla 4 <i>Principales usos de los Surfactantes</i>	38
Tabla 5 <i>Ventajas del solvente Orgánico</i>	38
Tabla 6 <i>Criterios de selección de pozos candidatos</i>	40
Tabla 7 <i>Estado de resultado de los pozos</i>	40
Tabla 8 <i>Índice de productividad</i>	43
Tabla 9 <i>Fluidos producidos</i>	45
Tabla 10 <i>Profundidades de referencia formación Mirador Inferior</i>	46
Tabla 11 <i>Resumen de la data general del Pozo 1.</i>	51
Tabla 12 <i>Compatibilidad formulación química</i>	56
Tabla 13 <i>Resumen de las corridas de simulación del primer grupo.</i>	70
Tabla 14 <i>Resumen de las corridas de simulación del segundo grupo</i>	71
Tabla 15 <i>Resumen de simulaciones</i>	71
Tabla 16 <i>Análisis de perforación arreglo de pozos</i>	72
Tabla 17 <i>Costos Fijos</i>	72
Tabla 18 <i>Costos Variables</i>	73
Tabla 19 <i>Costos globales.</i>	73
Tabla 20 <i>Ingresos Globales</i>	74
Tabla 21 <i>Flujo de caja</i>	75
Tabla 22 <i>Análisis de sensibilidad</i>	77

RESUMEN

Para los pozos productores perforados en la cuenca de los Llanos Orientales, que tienen como formación objetivo Guadalupe y Mirador Inferior, donde se produce crudos pesados con gravedad API entre 14° a 18° con muy baja energía en su mecanismo de producción expansión roca - fluido, se demostró la necesidad de la implementación de un método de levantamiento artificial para lograr llevar el crudo hasta superficie. Las prácticas actuales de la industria muestran buenos resultados al usar bombas electro sumergibles, en la mayoría de los casos.

En los pozos con las características mencionadas, se ha encontrado un alto corte de agua desde el inicio de la vida productiva, ocasionando un alto costo de levantamiento por barril de crudo y en algunos casos obligando a las compañías a abandonar los pozos porque no son económicamente viables.

El proyecto tiene como objetivo evaluar por medio de la simulación con el software CMG el comportamiento de la inyección química de diferentes formulaciones con surfactantes y/o polímeros para mejorar la movilidad del crudo y comparar su impacto en el factor de recobro del campo.

Como resultado de las simulaciones, se comparará con la línea base del pozo de acuerdo con la declinación natural del mismo versus las proyecciones de la inyección química, para así medir el aumento en el factor de recobro y su impacto económico, evaluando los gastos asociados a la inyección y concluir la viabilidad del proyecto de recobro.

Palabras clave: Recobro mejorado, Inyección química, Crudo Pesado, Llanos Orientales.

INTRODUCCIÓN

Todos los campos productores de crudo tienen una curva de declinación la cual, de acuerdo con los límites económicos de las compañías, deben ser tratadas con el fin de aumentar su factor de recobro y corresponden al ciclo de vida del proyecto. La evaluación inicial de los prospectos dentro de las etapas de pruebas cortas y extensas nos dan un claro panorama del proyecto; sin embargo, en estas etapas tempranas, se pueden realizar diferentes tratamientos para modificar los pronósticos con el objetivo de hacer los proyectos más atractivos económicamente hablando.

Por lo anterior, aumentar el recobro de crudo desde el inicio de la vida del proyecto, es una estrategia inteligente para mejorar las evaluaciones económicas, teniendo en cuenta que, en la actualidad existen diferentes métodos de estimulación temprana que se han probado en formaciones areniscas, así como, la constante llegada de diversos métodos con la inclusión de tecnologías de inyección química, es posible estructurar un estudio de diferentes alternativas con el objetivo de generar un desarrollo sostenible en los pozos, que muestran la tendencia al aumento del BSW al inicio de la extracción del crudo.

Para determinar si la inyección de surfactantes y otros agentes tensioactivos, es económicamente viable y cumple con la reducción de la tensión interfacial entre el petróleo y el agua presente para facilitar el desplazamiento del petróleo. Se creará un modelo estático que representará fielmente el yacimiento, con la data histórica de producción actual y por medio de la simulación matemática, se evaluará diferentes formulaciones químicas mezcladas con agua u otros fluidos transportadores para determinar la efectividad de cada formulación, su impacto en la producción y su costo de implementación.

OBJETIVOS

Objetivo general

Evaluar económicamente la inyección química como método de recobro mejorado en los pozos de crudo pesado ubicados en La cuenca de los Llanos Orientales colombianos.

Objetivos específicos

- Seleccionar los pozos candidatos de acuerdo con los parámetros necesarios para un proceso de inyección de surfactantes.
- Simular un modelo estático con el ajuste histórico de producción para cotejar la data histórica con el modelo de simulación.
- Simular el modelo diseñado, la inyección con las formulaciones químicas compatibles con el crudo pesado de la cuenca de los llanos Orientales y su impacto en el recobro.
- Evaluar económicamente el método de inyección de la formulación que mostró mayor incremento en el factor de recobro en las simulaciones.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO

Para los pozos productores de La cuenca de los Llanos Orientales, en las formaciones Guadalupe y Mirador Inferior, que producen crudos pesados con gravedad API de 15° y muy baja energía en su mecanismo de producción expansión roca - fluido, se demostró la necesidad de la implementación de un método de levantamiento artificial para lograr llevar el crudo hasta superficie. Para esta operación se posicionó una bomba electro sumergible por encima de los perforados.

Después de pasar por el proceso regular de pruebas cortas, y actualmente en etapa de pruebas extensas, se ha encontrado un gran aumento del corte de agua BSW, donde las facilidades de superficie existentes no cuentan con un mecanismo para tratar y disponer localmente el agua de producción, ni la posibilidad de dejar esos volúmenes de agua dentro de un pozo inyector. Como consecuencia, el agua producida en los pozos de crudo pesado debe ser enviada a plantas externas ocasionando un aumento en la logística de carro tanques que visitan las facilidades, lo cual se traduce en tiempos de operación para movilizar el agua a los tanques de la superficie y cargarlos en los carros cisterna. Otra consecuencia es la disminución en la capacidad de almacenamiento de fluidos en la facilidad.

1.1 Llanos Orientales colombianos

La Cuenca Llanos Orientales está localizada al este de Colombia. Sus límites geomorfológicos son la Cuenca de Barinas al Norte, La Serranía de La Macarena y el arco del Vaupés al sur, el sistema de fallas de Guaicáramo al oeste y el Escudo de Guyana al este.

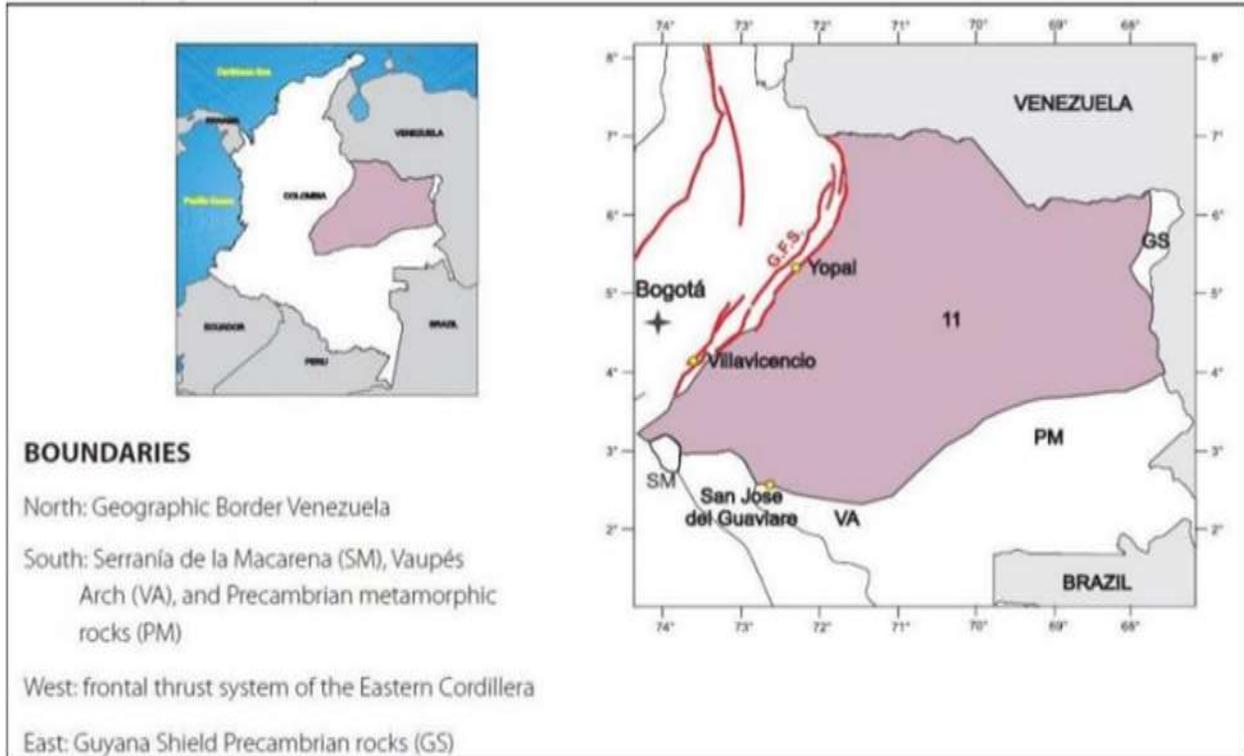
La historia geológica de esta cuenca comienza en el Paleozoico con una fase extensional (rifting), que permitió la acumulación de sedimentos siliciclásticos sobre un basamento cristalino precámbrico. Entre el Jurásico-Cretácico tardío, la cuenca fue el brazo oriental de un gran sistema extensional cubierto por depósitos de plataforma marina. A partir del Maastrichtiano, se convierte en una cuenca de antepaís. Del Mioceno al reciente se han acumulado grandes volúmenes de sedimentos molásicos.

En cuanto a la madurez, las rocas fuente presentan rangos desde inmaduras al este, aumentando su madurez hacia el occidente. Este aumento en la madurez está asociado al cabalgamiento frontal de la Cordillera Oriental. Los principales reservorios son las unidades siliciclásticas del Cretácico tardío y Paleoceno. Análisis de los componentes individuales de los sistemas de migración en la

cuenca son complicados por el espesor de la sección y el desarrollo arenoso que se genera desde el Escudo de La Guyana.

Figura 1

Mapa de localización de la Cuenca Llanos Orientales y sus límites estructurales



Nota. Ubicación de la Cuenca Llanos Orientales. Tomado de: Agencia Nacional de Hidrocarburos, [En línea]. Disponible: <https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica/Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>. [Acceso: Mar. 13, 2023].

La historia de producción de Colombia muestra una tendencia en los campos que usan un mecanismo de producción primario, donde el factor de recobro se encuentra por debajo del 19%, como consecuencia del agotamiento de la energía de los yacimientos.

En cuanto a los diseños de los métodos de levantamiento artificiales más relevantes que se consideran en los campos con poca madurez se encuentra las bombas electro sumergibles, que representan una alternativa eficiente a corto plazo para aumentar la tasa de producción de los pozos que no cuentan con el potencial suficiente para producir con flujo natural.

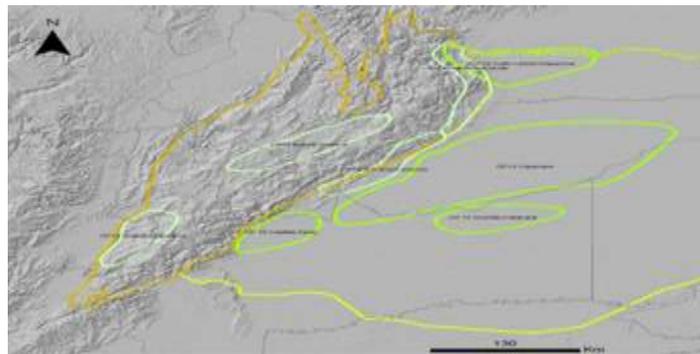
Los pozos distribuidos en La cuenca de los Llanos Orientales cuentan con diferentes zonas productoras con crudos de diversas composiciones y gravedades API, sin embargo, son aquellos crudos pesados, los que han presentado un reto para mantener una tasa de producción económicamente viable para las compañías operadoras, ya que por su alta tasa de producción de agua representan el problema que se debe afrontar [1].

1.1.1 Sísmica Regional de los Llanos Orientales

Esta región se caracteriza por una estructura llena de pliegues y fallas, ya que es una región tectónicamente activa. Como resultado de dicha actividad, las estructuras son zonas de importante acumulación de hidrocarburos.

Figura 2

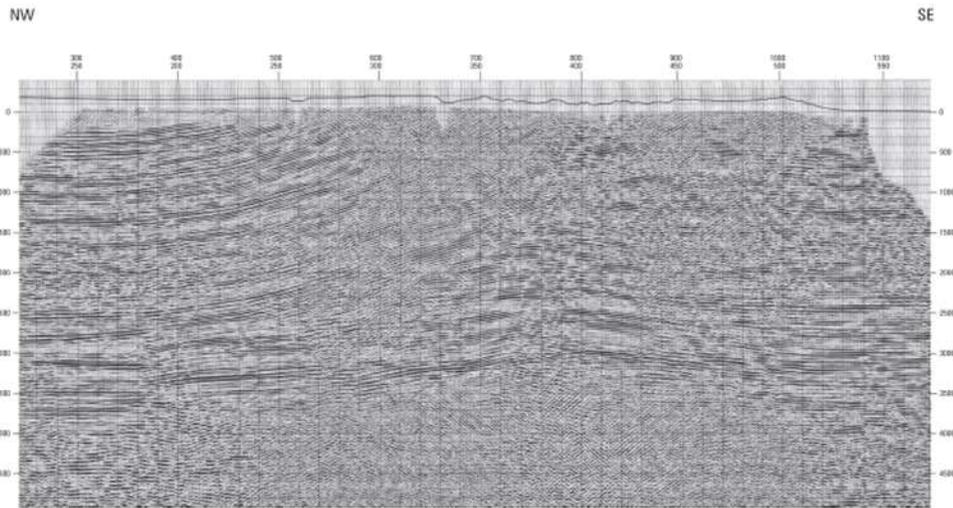
Ubicación cuenca llanos orientales



Nota. Ubicación de la cuenca de los Llanos Orientales colombianos. Tomada de: https://www.anh.gov.co/documents/21382/1408803_ALCANCE_AL_SONDEO_DE_MERCADO_INTEGRACION_GEOLOGICA_CORDILLERA_ORIENTAL_Ja11710.PDF. [Acceso: Mar. 20, 2023].

Figura 3

Sísmica regional



Nota. Sísmica regional de la cuenca de los Llanos Orientales colombianos. Tomada de: <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-seleccion/ronda-colombia-2010/tipo-2/llanos-orientales/>. Acceso: Mar. 20, 2023].

1.1.2 Estratigrafía Regional de los Llanos Orientales

En la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, la formación geológica estructural predominante es la "Formación Mirador Inferior". Esta formación está compuesta principalmente por rocas sedimentarias, incluyendo areniscas y lutitas, y es de gran importancia en la exploración y producción de hidrocarburos en la región. La Formación Mirador Inferior es una unidad geológica clave que ha sido estudiada en detalle debido a su potencial petrolero.

Existen otras formaciones como Guadalupe, Mirador y unas formaciones con menor potencial como C1 y C5, que en la actualidad también se encuentran produciendo hidrocarburos en su etapa de comercialidad.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Recobro mejorado

Todos los proyectos de explotación de crudo tienen un ciclo de vida con límites económicos asociados a los costos de levantamiento, de operación y tasas del mercado. Para las buenas prácticas de la industria, estos límites económicos pueden tener una segunda oportunidad al implementar un proyecto de recobro mejorado que usualmente se realiza después de la maduración del proyecto.

Las características de las formaciones donde se encuentra el crudo son muy variadas, y podemos encontrar tipos de yacimientos que se explotan de forma tradicional conocidos como yacimientos convencionales, y en la actualidad se ha iniciado una carrera tecnológica para la explotación de yacimientos que se salen de ese esquema tradicional con condiciones específicas los cuales se denominan yacimientos no convencionales [2].

Debido a las innumerables variables que presenta cada pozo, es necesario evaluar de forma individual cada caso, para generar un esquema adecuado de la prospección del yacimiento en sus diferentes formaciones geológicas. Como resultado de estas evaluaciones, se determina si un pozo es un buen prospecto para realizar un proyecto de recobro mejorado, de acuerdo con las diferentes condiciones de la formación y el tipo de fluidos asociados al proceso de extracción, se toma como factor principal la gravedad API del crudo, sus propiedades físico-químicas y la calidad de interacción con el medio poroso para determinar la posibilidad de aplicar técnicas para recuperar un volumen adicional de petróleo que no se tiene contemplado recuperar mediante la inyección tradicional de agua y gas.

2.1.1 *Problemas con crudos pesados*

La extracción de crudo pesado se ha convertido en un tema de gran relevancia en la industria petrolera actual, debido a las crecientes reservas de este recurso y su potencial para contribuir a la matriz energética global. Sin embargo, la producción de crudo pesado presenta desafíos técnicos, económicos y ambientales considerables que deben ser abordados para garantizar su desarrollo sostenible.

Su alta viscosidad dificulta su flujo natural desde la formación rocosa hasta la superficie, lo que reduce la tasa de producción y requiere métodos de extracción artificiales; además, genera

sedimentos en las tuberías y el fondo del pozo, obstruyendo el flujo y aumentando el riesgo de corrosión. La extracción de este crudo requiere mayor energía incrementando los costos operativos.

La baja gravedad API del crudo pesado indica un menor contenido de componentes ligeros y un mayor contenido de azufre y metales, lo que reduce su valor comercial en comparación con crudos más livianos. Esta característica complica el proceso de refinación, aumentando su costo y limitando las opciones de transporte y comercialización.

Los crudos pesados suelen encontrarse en formaciones rocosas de baja permeabilidad, dificultando aún más el flujo natural del crudo. Las técnicas de estimulación artificial para mejorar la producción pueden dañar la formación, reduciendo la permeabilidad y empeorando los problemas de flujo.

Los métodos de extracción y procesamiento del crudo pesado, junto a la infraestructura limitada para su transporte y comercialización, incrementan los costos de producción reduciendo la rentabilidad de los proyectos.

2.2 Procesos de recobro Mejorado

Existen diferentes técnicas en la industria petrolera que son consideradas por las compañías para la extracción del crudo:

2.2.1 Métodos Térmicos

Alterar la temperatura de la formación para cambiar las propiedades de los fluidos y su relación con el yacimiento.

Tabla 1

Resumen de los criterios de selección para los métodos EOR.

Oil Properties				Reservoir Characteristics					
EOR Method	Gravity (°API)	Viscosity (cp)	Composition	Oil Saturation (% PV)	Formation Type	Net Thickness (ft)	Average Permeability (md)	Depth (ft)	Temperature (°F)
Nitrogen and flue gas	>35↑ 48↑	<0.4↓ 0.2↓	High percent of C1 to C7	>40↑ 75↑	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	> 6,000	NC
Hydrocarbon	>23↑ 41↑	<3↓ 0.5↓	High percent of C2 to C7	>30↑ 80↑	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	> 4,000	NC
CO2	>22↑ 36↑a	<10↓ 1.5↓	High percent of C5 to C12	>20↑ 55↑	Sandstone or carbonate	Wide range	NC	> 2,500a	NC
Immiscible gases	>12	< 600	NC	>35↑ 70↑	NC	NC if dipping and/or good vertical permeability	NC	> 1,800	NC
Micellar/ Polymer, ASP, and Alkaline Flooding	>20↑ 35↑	<35↓ 13↓	Light, intermediate, some organic acids for alkaline floods	>35↑ 53↑	Sandstone preferred	NC	>10↑ 450↑	> 9,000↓ 3,250	> 200↓ 80
Polymer Flooding	>15	< 150, > 10	NC	>50↑ 80↑	Sandstone preferred	NC	>10↑ 800↑b	< 9,000	> 200↓ 40
Combustion	>10↑ 16 -> ?	< 5,000 - 1,200	Some asphaltic components	>50↑ 72↑	High-porosity sand/ sandstone	>10	>50 c	<11,500↓ 3,500	> 100↑ 135
Steam	> 8 to 13.5-> ?	< 200,000 - 4,700	NC	>40↑ 66↑	High-porosity sand/ sandstone	>20	>200↑ 2,540↑d	< 4,500↓ 1,500	NC
Surface mining	7 to 11	Zero cold flow	NC	>8 wt% sand	Mineable tar sand	>10 e	NC	>3:1 overburden to sand ratio	NC

Nota. Se observan los diferentes sistemas de recobro mejorado y los criterios de selección óptimos para cada uno. Tomada de: SPE: “EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects,” presented at the 2008 SPE/DOE Improved oil Recovery Symposium held in Tulsa.

2.2.2 Métodos químicos

Alteran propiedades de los fluidos y/o la formación para mejorar la movilidad de los petróleos respecto al agua.

2.2.3 Métodos Smart

Al igual que los métodos químicos, estos métodos buscan mejorar la movilidad del crudo respecto al agua por medio de nano partículas que interactúan de forma inteligente afectando una sola propiedad.

2.3 Inyección de Polímeros y Surfactantes

La inyección de polímeros consiste en adicionar polímeros de alto peso molecular al agua de inyección. Estos polímeros aumentan la viscosidad del agua, lo que reduce su permeabilidad relativa frente al petróleo. Esta modificación del flujo del fluido inyectado favorece el contacto entre el agua y el petróleo remanente en la formación, mejorando la eficiencia del desplazamiento y, por consiguiente, incrementando la recuperación de crudo [3].

El polímero puede ser usado de tres formas:

- Como tratamiento cerca de la cara del pozo para mejorar la inyectividad o controlar la producción de agua en los pozos inyectores.
- Como agente para taponar zonas de muy alta conductividad que afectan la inyectividad.
- Como agente para aumentar la viscosidad del agua y mejorar la eficiencia de la inyección.

El proceso necesario para preparar la solución polimérica consiste en la dispersión, maduración, transporte, filtración y almacenamiento. Los principales recursos utilizados en el proceso son: agua para inyección, de fuentes como agua captada y/o agua de producción, y energía eléctrica para los equipos de tratamiento y bombeo, y químicos para el tratamiento del agua, la interacción con el yacimiento, el tratamiento de los fluidos producidos.

Básicamente, existen 2 tipos de polímeros usados para el recobro mejorado: Polímeros sintéticos como la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) y los biopolímeros como el xanthan. Siendo el HPAM más ampliamente usado por tener ventajas en precio, producción y por exhibir mejores propiedades que el xanthan.

La inyección de surfactantes es una técnica prometedora de recuperación mejorada de petróleo (EOR), adoptada para reducir la saturación de petróleo residual en la que se inyecta una solución de surfactante en el yacimiento para disminuir la tensión interfacial (IFT) entre el petróleo y el agua de formación del yacimiento, alterar la humectabilidad de las rocas y de este modo, mejorar

la eficiencia de barrido general de petróleo (Sheng 2013, 2015; Saxena et al., 2019; Liu et al., 2019; Pal et al., 2018). Se han realizado numerosos estudios sobre diferentes tipos de surfactantes para mejorar la recuperación de petróleo de los yacimientos, sin embargo, la selección de surfactantes adecuados y efectivos para maximizar la recuperación de crudo aún se considera un desafío.

El estado termodinámico más estable para un sistema agua-petróleo es la separación de fases, ya que generalmente existe una alta energía interfacial entre el petróleo y el agua, lo que significa que las emulsiones agua-petróleo son solo metaestables. Con la adición de surfactantes y co-surfactantes, la estabilidad de estas emulsiones puede mejorarse ya que reducen la energía interfacial. La adición de agentes emulsionantes, como agentes tensioactivos (surfactantes), da como resultado una emulsión estable opaca o una microemulsión clara dependiendo de las condiciones fisicoquímicas de formación. En contraste, los sistemas de microemulsiones pueden ser termodinámicamente estables ya que la energía interfacial tiende a cero. Los sistemas de microemulsiones pueden diseñarse para crear valores de IFT ultra bajos, de aproximadamente 0.001 mN/m, con fases acuosas o hidrocarbonadas, lo cual es una propiedad beneficiosa para los procesos EOR efectivos. Los surfactantes son agentes que consisten en una cola hidrofóbica (no polar) y una cabeza hidrofílica (polar). En solución acuosa, a medida que aumenta la concentración del surfactante, los monómeros se agregan para formar micelas, dichas micelas formadas por la solución de surfactante inyectada durante el proceso EOR atrapan los componentes del petróleo dentro de su microentorno y reducen la tensión interfacial, lo que mejora efectivamente la recuperación del crudo en el yacimiento.

Surfactantes Aniónicos: Estos surfactantes se disocian en un anión y un catión en solución acuosa. Son los más utilizados en la industria debido a su eficacia y costo relativamente bajo; se usan principalmente para reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, facilitando la movilización del petróleo atrapado en los poros de la roca.

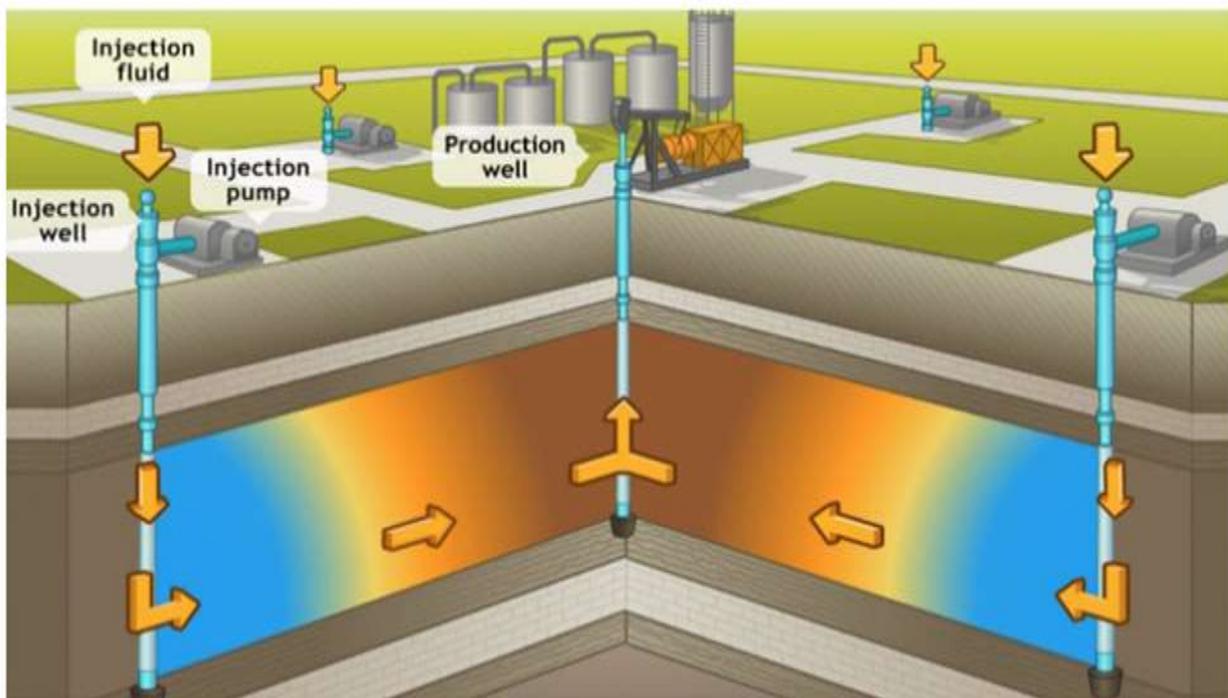
Surfactantes Catiónicos: Se disocian en un catión y un anión, tienen una carga positiva en la parte hidrofílica de la molécula; son menos comunes en EOR debido a su tendencia a adsorberse en las superficies de las rocas, pero pueden ser útiles en formaciones específicas donde se requiere una modificación de la carga superficial.

Surfactantes No Iónicos: No se disocian en solución acuosa y su solubilidad en agua depende de la temperatura; son útiles en condiciones de alta salinidad y temperatura, donde los surfactantes iónicos podrían precipitar.

Surfactantes Anfóteros: Pueden comportarse como aniónicos o catiónicos dependiendo del pH del medio; son versátiles y pueden ser utilizados en una amplia gama de condiciones de yacimiento.

Figura 5

Mecanismo de Producción de Petróleo por Inyección de Polímeros



Nota. Mecanismo de Producción de Petróleo por Inyección de Polímeros. Autor, Rubén Hernán Castro García & Jaime Alexander Daza." 2022. [En línea]. Disponible en: <http://oilproduction.net/reservorios/eor/item/3700-eorcolombia> [Acceso: enero 25 del 2023]

2.4 Proceso de simulación de yacimientos

Simular es interpretar un fenómeno real a través de un simulador que viene a ser una herramienta capaz de entregar resultados aproximados a un hecho real.

Un Simulador es una ayuda tecnológica que soluciona numéricamente las distintas ecuaciones del modelo matemático que representa el yacimiento y lo hace mediante algoritmos matemáticos.

Al momento de simular, en lo que estamos interesados es en determinar el OOIP (original oil in place), número de reservas, y factor de recobro, por definir predicciones y producciones.

Condiciones para una simulación: Para poder hacer simulación se requiere tener una data básica inicial de reservorio. Se puede hacer procesos de simulación de todo un campo o tan específicos como de un pozo, en este caso se usará información complementaria de campos y pozos vecinos, además se utiliza muchos fundamentos para obtener algoritmos que deben ser programados con el fin de desarrollar una herramienta que sea capaz de predecir el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de explotación.

2.4.1 Simulador numérico

Un simulador numérico se define como un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales que expresan la conservación de la masa y de la energía. Es una herramienta tecnológica que utiliza las técnicas de diferencias finitas para resolver las tres ecuaciones fundamentales que gobiernan el movimiento de los fluidos.

El simulador es una herramienta clave en la toma de decisiones para el desarrollo y administración de yacimientos, es la simulación numérica, ya que proporciona escenarios para cumplir óptimamente con los objetivos de las compañías y permite maximizar las utilidades [4]. La simulación de yacimientos permite efectuar un estudio en detalle mediante modelos matemáticos de tal forma que se logre reproducir el reservorio con sus condiciones reales. La solución de las ecuaciones de flujo se puede realizar mediante un método directo o un método iterativo.

Método directo: Se van eliminando las incógnitas de ecuaciones una por una hasta que la ecuación es resuelta.

Método iterativo: Esta solución es aproximada y reemplazada en la ecuación hasta que la respuesta converge con un error mínimo.

Entre los beneficios que tienen el uso de la simulación de yacimientos se tiene el incremento en la certidumbre de los planes de explotación, el aumento del recobro final, la disminución de la declinación de presión, entre otros; por otra parte, las soluciones pueden ser muy aproximadas ya que dependen de los datos de entrada al simulador y se suele tener un alto grado de incertidumbre.

Clasificación de los simuladores: Existen diferentes tipos de simuladores en el mercado y se clasifican según el tipo de hidrocarburos y los procesos de recuperación mejorada aplicados, su selección dependerá de los objetivos que se quieran cumplir y los requerimientos del proyecto; seguidamente se describen los simuladores más empleados en la industria del petróleo y gas, haciendo énfasis en los simuladores Black Oil.

2.4.2 Simulador composicional

Esta clase de simuladores contempla una visión más detallada de los procesos en el yacimiento, teniendo en cuenta los cambios en las propiedades de los hidrocarburos cuando varía la presión y la temperatura. Los simuladores composicionales emplean ecuaciones de estado que modelan el comportamiento de cada fluido, considerando que hay transferencia de masa entre el gas y el petróleo. Es empleado en la simulación de fluidos complejos como petróleos volátiles y gases retrógrados; también en procesos miscibles asociados a recuperación secundaria, inyección de gases e inyección de polímeros. La elección de estos simuladores debe contemplar los parámetros que afectan el flujo de los fluidos en el yacimiento, así pues, en el caso de variaciones considerables debido a cambios de temperatura en el yacimiento deberán ser modelados con simuladores térmicos.

2.4.3 Simulador de recuperación térmica

Estos simuladores son empleados cuando los hidrocarburos son muy pesados, con gravedades API por debajo de 22°; permiten evaluar procesos de combustión en sitio, inyección de vapor o calentamiento electromagnético. Los simuladores térmicos incorporan ecuaciones de energía que permiten evaluar el comportamiento de la viscosidad y la densidad de los fluidos respecto a la variación de la temperatura.

2.4.4 Simulador Black Oil – Petróleo Negro

Este simulador contempla un modelo de flujo de fluidos en el cual se asume que existen tres fluidos: petróleo, gas y agua; adicionalmente que el petróleo y el agua son inmiscibles y que no existe intercambio de masa, también se asume que el gas es soluble en el petróleo, pero no en el agua. Es el simulador más usado y no contempla el cambio de composición del petróleo y el gas con la variación de la presión y la temperatura. Los reservorios son divididos en celdas identificadas con coordenadas en x, y, y z, a las cuales le son asignadas propiedades de la roca, distribución de los fluidos, geometría y propiedades de los fluidos. El flujo de los fluidos es

descrito mediante la ecuación de balance de materiales – EBM para cada fase en una celda y la Ley de Darcy que describe la interacción entre celdas.

Etapas de la simulación de yacimientos: Entre las etapas del desarrollo del modelo numérico de un yacimiento se incluye la adquisición de datos, construcción del modelo estático, construcción del modelo dinámico, predicciones del comportamiento y finalmente el análisis de los resultados.

2.4.5 *Simulador CMG*

CMG (Computer Modelling Group) es una suite de software reconocida en la industria petrolera, usada para modelar y simular el comportamiento de los yacimientos.

Principales módulos y sus funcionalidades:

2.4.5.a IMEX. Este módulo es fundamental para la simulación de yacimientos convencionales. Permite modelar el flujo de múltiples fases (petróleo, gas y agua) en medios porosos, considerando efectos como la capilaridad, la gravedad y la compresibilidad de los fluidos. Además, IMEX es capaz de simular una amplia gama de procesos de recuperación primaria y secundaria, incluyendo la inyección de agua y gas.

2.4.5.b GEM. Diseñado para la simulación de yacimientos complejos y procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR), GEM utiliza ecuaciones de estado para modelar el comportamiento de mezclas de hidrocarburos. Este módulo es particularmente útil para simular yacimientos no convencionales, como los de gas de esquisto, y procesos de EOR como la inyección de CO₂ y la inyección de polímeros.

2.4.5.c STARS. Especializado en la simulación de yacimientos no convencionales, STARS permite modelar fenómenos como la fracturación hidráulica y la adsorción de gases en la matriz orgánica. Este módulo es esencial para evaluar el potencial de producción de yacimientos de gas de esquisto y arenas bituminosas.

2.4.5.d WinProp. Aunque no es un simulador en sí mismo, WinProp es una herramienta crucial para calcular las propiedades de los fluidos de yacimiento, como la densidad, la viscosidad y la tensión interfacial. Estos datos son fundamentales para alimentar los simuladores de yacimientos y obtener resultados precisos.

2.4.5.e WellComp. Este módulo se enfoca en la simulación de pozos individuales y sistemas de producción múltiple. Permite modelar el flujo de fluidos a través de las tuberías de producción, el comportamiento de las válvulas y otros equipos de superficie. WellComp es esencial para optimizar la producción de pozos y diseñar sistemas de levantamiento artificial.

2.4.5.f PROSPER. Diseñado para simular sistemas de producción complejos, PROSPER permite modelar redes de tuberías, separadores, compresores y otros equipos de superficie. Este módulo es útil para analizar la eficiencia de los sistemas de producción e identificar posibles cuellos de botella.

2.4.5.g CoFlow. Este entorno de modelado integrado permite a los ingenieros de yacimientos y producción trabajar de manera colaborativa en grandes proyectos. CoFlow facilita la construcción de modelos de yacimientos complejos y la ejecución de simulaciones multidisciplinarias.

2.5 Grid de simulación

El grid de simulación fue proporcionado por la compañía operadora en conjunto con el modelo petrofísico para su posterior control de calidad y validación. El campo objeto de estudio está ubicado en la Cuenca de Llanos Orientales Meta

2.6 Propiedades de los fluidos

Los fluidos tienen un comportamiento diferente en la superficie y en el interior de la tierra, por esto es básico conocer las propiedades que tienen internamente los fluidos y como las condiciones del medio los afectan [5]. las propiedades que se deben afectar para mejorar el recobro son:

- Viscosidad: Es la resistencia a las deformaciones graduales producidas por tensiones cortantes o tensiones de tracción en un fluido.
- Tixotropía: la propiedad por la que algunos productos modifican su viscosidad haciéndose más fluidos al aplicarles una fuerza cizalla constante.
- Reología: Es la relación esfuerzo-deformación de los materiales que son capaces de fluir.
- Mojabilidad: es la capacidad que tiene un líquido de extenderse y dejar una traza sobre un sólido. Depende de las interacciones intermoleculares entre las moléculas superficiales de ambas sustancias. Se puede determinar a partir del ángulo que el líquido forma en la superficie de contacto con el sólido, denominado ángulo de contacto; a menor ángulo de contacto, mayor mojabilidad.

- Imbibición: es el desplazamiento de un fluido viscoso por otro fluido inmisible con este.

2.7 Yacimientos candidatos a estimulación química temprana

Los yacimientos con crudos pesados que tienen alta viscosidad, baja movilidad y aumento del BSW en etapas iniciales de producción son los candidatos para realizar una estimulación química temprana.

- Yacimientos de crudo pesado donde la viscosidad del aceite es alta y el aceite no es móvil.
- Yacimientos no convencionales, incluidas arenas petrolíferas donde los hidrocarburos son ultrapasados.
- Yacimientos de petróleo convencionales donde existe una alta saturación residual de petróleo debido a la tensión interfacial que existe entre el petróleo y el agua.
- Yacimientos heterogéneos con variaciones significativas en la transmisibilidad de la formación y otros problemas donde la inyección de gas u otros fluidos puede resultar en un mayor recobro.

2.7.1 Calidad de los fluidos

En los llanos orientales se produce una gran variedad de crudos con diferentes gravedades API. Pero son los crudos pesados < a 20° API y con alta viscosidad los que presentan un desafío para tener altas tasas de producción en superficie.

Los crudos con alta viscosidad pueden ser menos compatibles al interactuar con métodos de recobro químicos pues su alta viscosidad dificulta la dispersión y mezcla de los agentes, limitando su eficacia en la reducción de la tensión interfacial.

Por otra parte, la composición química del crudo también es un factor importante. Algunos crudos pueden contener componentes que interactúan de manera adversa con ciertos surfactantes y/o polímeros. Por lo tanto, la compatibilidad debe evaluarse en función de la composición específica del crudo y los surfactantes y/o polímeros utilizados.

La salinidad del agua de formación en el yacimiento puede afectar la eficacia de los surfactantes y/o polímeros. En algunos casos, es necesario ajustar la salinidad para optimizar la compatibilidad.

Las condiciones de temperatura y presión en el yacimiento también pueden influir en la compatibilidad. Algunos surfactantes y/o polímeros pueden ser más adecuados para condiciones

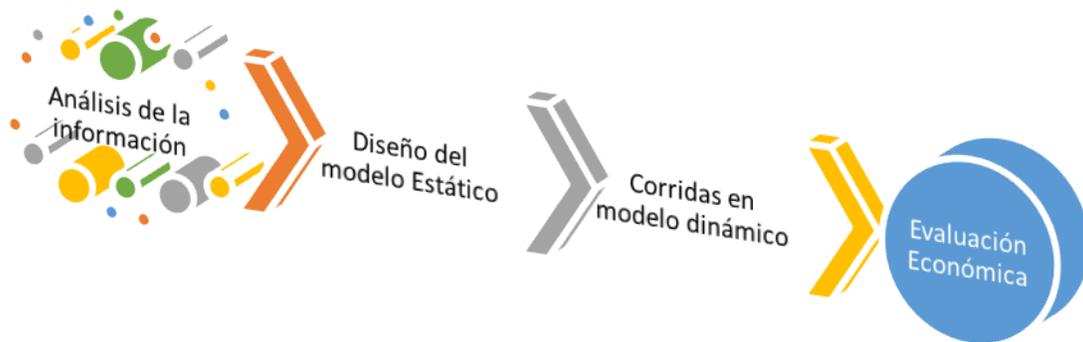
de altas presiones y temperaturas, mientras que otros funcionan mejor en condiciones más moderadas.

3. METODOLOGÍA

Para el proyecto se van a desarrollar en 4 etapas:

Figura 6

Etapas por desarrollar en el proyecto



Nota. Se presenta el flujo de trabajo para el desarrollo del proyecto.

3.1 Fase 1 Análisis de la información

Teniendo en cuenta las propiedades de fluidos y de tipos de roca presentes en la cuenca de los llanos orientales, se evaluaron 4 pozos los cuales presentaron un alto potencial en el momento de la lectura de los registros de perforación, pero a lo largo de su vida, han sufrido incremento temprano en el corte de agua.

Para el estudio se han tomado 4 pozos de la cuenca de llanos orientales que fueron perforados en la campaña de 2022, como pozos exploratorios, y durante su periodo de testing (pruebas cortas y extensas) mostraron gran potencial, pero su corte de agua incrementó rápidamente, lo que genera un aumento en los costos de levantamiento por barril, asociados a la operación necesaria para tratar el agua y disponerla en la planta externa.

Para los pozos que se tomaron para el estudio, se utilizó los datos de producción con corte al 10/30/2022 y se analizó la información de la calidad de roca y composición de fluidos de cada uno de los pozos, obteniendo como resultado la tabla 2.

Tabla 2*Lista de Pozos*

Pozo	API	Profundidad perforados (Ft)	Salinidad lb/100Bbl	Asfaltenos % m/m	% sw	% arcillas	Tipo de Desviación	Formacion Productora	Produccion promedio día
Pozo 1	15.4	11773	10.41	12.7	92	20	S	Mirador Inferior	100 Bbl/día
Pozo 2	14.6	10845	12.5	45.2	75	30	S	Mirador Inferior	90 Bbl/día
Pozo 3	34.9	9875	0.89	1.18	50	20	S	Une Lower Sands	+1000 Bbl /día
Pozo 4	37.7	6752	1.6	0.5	35	40	J	Une Lower Sands	+1000 Bbl /día

Nota. Los criterios de selección son tomados de análisis de laboratorio Assay.

Se define como pozos prospectivos los que muestran altos niveles de resistividad en intervalos amplios con retornos manchados por crudo al momento de perforar. Todos los pozos de prueba que mostraron tener un alto potencial, sin embargo, al ser completados e iniciar su vida productiva, se observó un aumentó el corte de agua rápidamente, al cual se atribuye a diferentes condiciones de superficie o del completamiento tales como un daño en la formación por Escamas Orgánicas y arcillas migratorias, cementación deficiente entre otros.

Se tomó como referencia una de las formaciones más prospectivas validadas por los registros eléctricos, verificando su continuidad con la interpretación de la sísmica regional. Como criterio de elección, se toma los resultados de los registros de resistividad y saturación que deben mostrar un espesor de la zona de interés considerable.

Otro factor decisivo a la hora de evaluar la eficiencia del proyecto es la compatibilidad de los fluidos a inyectar con la litología presente en la formación objetivo, y su interacción con los fluidos de formación para determinar la mejor formulación y así evitar las posibles pérdidas de volumen del fluido inyectado, dicho esto, se debe tener en cuenta que los surfactantes interactúan con las propiedades de la roca, y pueden causar efectos negativos.

Las propiedades que no pueden estar presentes en la formación para el uso de surfactantes son:

- Alto contenido de Arcillas: Poseen gran capacidad de adsorción causando una alta retención de los surfactantes.
- Presencia de óxidos de hierro: Reaccionan con los surfactantes generando complejos insolubles que se adhieren a la superficie de la roca reduciendo la movilidad.

- Carbonatos: reaccionan con surfactantes ácidos, generando sales insolubles que pueden causar precipitados.

3.2 Fase 2 Diseño de modelo estático

.2. FASE 2 Diseño de modelo estático.

Consiste en generar un modelo del yacimiento basado en la integración de la información geológica, sísmica, estratigráfica, sedimentológica, petrofísica y de ingeniería con el fin de calcular las reservas y volúmenes de hidrocarburos en el yacimiento. El primer paso es la construcción del mallado, en donde se definen las dimensiones, capas del yacimiento, contactos agua - petróleo y número de celdas. La construcción del modelo del yacimiento está compuesta por un número finito de celdas que deben ser suficientes para simular el adecuado comportamiento del reservorio.

La selección del mallado puede ser de tipo ortogonal Corner Point, el cual se encuentra compuesto de bloques que se definen por sus ocho puntos de esquina, empleando coordenadas (x, y, z) para su ubicación en el yacimiento. Otro tipo de malla es la denominada Block Center, la cual requiere para cada celda un tope y tamaño en dirección x, y, z, los parámetros son calculados en el centro del bloque.

Una vez se ha creado el grid o malla de simulación, es necesario poblar cada celda con propiedades petrofísicas como permeabilidad y porosidad, adicionalmente se deben integrar los datos PVT de los fluidos.

La incorporación de datos de pozo e historial de producción es el siguiente paso para completar el modelo estático, será necesario incluir información de los eventos de cada pozo, su localización, la profundidad de los intervalos perforados en cada formación y el índice de productividad.

3.3 Fase 3 Diseño de modelo dinámico

Modelo dinámico. En esta etapa se analiza el comportamiento productivo del reservorio, con sus límites físicos y principales mecanismos de producción; permite simular el flujo de fluidos y la caída de presión a lo largo del yacimiento. La inicialización del modelo integra la información geológica con el modelo de fluido que permite estimar los volúmenes originales en sitio y establecer las condiciones iniciales del sistema; esta etapa se puede realizar por equilibrio o por recurrencia dependiendo de la información disponible.

El modelo parte del modelo estático, después se introducen los pozos en el sistema con toda su información existente (trayectorias, estados mecánicos, intervenciones, cañoneos, etc.) una vez se tiene toda la información del campo cargada en el software se hace una corrida de simulación para verificar que el resultado de la simulación correspondiente al periodo de tiempo del cual tenemos la data histórica de producción real del pozo concuerde con dicha data y así, tener la certeza que todos los eventos que se hagan en el simulador para tiempos futuros serán lo más cercanos posibles a la realidad del campo.

Lograr un modelo aproximado del yacimiento será de gran utilidad para la realización de las predicciones, evaluando diversos planes de desarrollo y realizando un análisis de sensibilidad que permita definir el mejor escenario para recuperar los hidrocarburos presentes en el yacimiento.

Tabla 3

Revisión bibliográfica de casos de estudio de inyección de polímeros

Campo	Litología	Profundidad (Ft)	Espesor (Ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Temperatura (°F)	Viscosidad (cp)	Concentración de Polímero (ppm)	Salinidad del Agua (ppm)	Slug Size (pv)	Factor de Recobro (%)
Bohai Bay, China	Arenisca	1900 a 2400	125	26,5	50 a 480	100	30 a 450	500	N/D	N/D	3
Daka Field, Angola	Arenisca	N/D	328 a 393	25	100 a 6000	118	11	700	25000	N/D	7
Daqing Field, China	Arenisca	3934	328 a 393	20 a 30	50 a 5000	113	9 a 10	500 a 2500	5000 a 7000	0,6	15
La-sa-Xing Field, China	Arenisca	2011 a 5614	N/D	17 a 27	2000	117 a 128	8 a 10	N/D	5000 a 7000	N/D	10
Marmul Field, Oman	Arenisca	960	20	30	15000	115	80	1000	3000	0,63	15
Niger Delta Field, Nigeria	Arenisca	N/D	N/D	39	100 a 6000	130	16	500 a 1500	20000	N/D	7
North Stanley Stringer, Oklahoma	Arenisca	2900	N/D	18	300	105	2,2	100 a 600	N/D	0,024 a 0,07	3,1
Sleepy Hollow Field, Oklahoma	Arenisca	N/D	11	24	2580	100	24	750	718	0,48	8
Taber Manville South, Canada	Arenisca	3230	N/D	26	2107	95	58	360 a 500	N/D	0,2	2
West Selmeek, Crook Country, WY	Arenisca	7240	27	20	647	144	12,3	200	7750	0,15	4,4

Nota. Resumen realizado después de la revisión bibliográfica de casos de estudio de inyección de polímeros, el termino (N/D) quiere decir que no se tenía información detallada.

3.3.1 Compatibilidad

Para que la estimulación química como método de recobro mejorado sea eficaz, se proponen los siguientes fluidos:

3.3.1.a Solvente orgánico. El cual será bombeado como tratamiento principal en cada una de las etapas. La principal función de este solvente es de remover el daño causado por la deposición de asfáltenos en el casing y dentro de la formación. Las principales ventajas del uso de solventes orgánicos se muestran en la tabla 4.

3.3.1.b Surfactante. Producto que tiene la capacidad de reducir la movilidad del agua y la saturación de petróleo residual al disminuir la tensión interfacial entre ellos, aumentar el número capilar y modificar la permeabilidad relativa.

Tabla 4

Principales usos de los Surfactantes

PRINCIPALES USOS DEL SURFACTANTE	
Remoción de finos	Corregir el daño de la formación

Nota. Se observan los principales usos para los surfactantes en la industria de los hidrocarburos

Tabla 5

Ventajas del solvente Orgánico

VENTAJAS DEL SOLVENTE ORGANICO
<ul style="list-style-type: none"> • Disolver depósitos orgánicos, parafinas y asfáltenos.
<ul style="list-style-type: none"> • Disminuir la viscosidad del fluido y mejorar la limpieza.
<ul style="list-style-type: none"> • Mejorar el proceso de limpieza disminuyendo la tensión interfacial entre fluido y el agua de formación.
<ul style="list-style-type: none"> • Eliminar emulsiones y evitar la formación de estas.

Nota. Se observan algunas ventajas importantes para el uso de los solventes orgánicos en la industria de los hidrocarburos.

3.4 Fase 4. Evaluación económica

Para finalizar, se relacionarán todos los modelos químicos aplicados en las simulaciones, y evaluarán los costos relacionados con cada modelo y su eficiencia. Para determinar cuál es el

modelo que tiene una relación de inversión vs las proyecciones de recuperación que se puede tener y presentar el modelo que tenga como resultado la mejor relación.

Los indicadores clave de rendimiento (KPI) son métricas cuantificables que permiten evaluar el desempeño y la efectividad de un proyecto, estos indicadores proporcionan información valiosa para tomar decisiones informadas sobre la optimización del proyecto y maximizar su rentabilidad, estos son algunos de esos indicadores:

Costos fijos de inversión: Infraestructura necesaria, equipos, personal y materiales requeridos para la implementación del proyecto EOR.

Costos variables: Gastos asociados a la operación y mantenimiento del sistema de inyección química, incluyendo el suministro de productos químicos y la gestión del agua.

Cronograma del proyecto: Plazos estimados para la planificación, ejecución y puesta en marcha del proyecto EOR.

Precios del petróleo: Proyecciones del precio del crudo durante la vida útil del proyecto.

Costo por barril de petróleo adicional: Calcula el costo total del proyecto dividido por la cantidad de petróleo adicional recuperado.

Tiempo de retorno de la inversión: Estima el tiempo que se tarda en recuperar la inversión inicial del proyecto a partir de los flujos de efectivo generados por la producción incremental de petróleo.

Finalmente, para medir la efectividad del proyecto, evaluando todos los KPIs descritos, se realizará un cálculo de la Relación Costo-Beneficio (RCB), la cual nos mostrará las utilidades al final del proceso de inyección.

4. RESULTADOS

En esta sección se podrán evidenciar los resultados obtenidos después de realizar las simulaciones correspondientes a los diferentes escenarios de inyección de química con variaciones en las concentraciones y cantidades de fluidos inyectados, así como del proceso de selección de los pozos candidatos a implementación del método de recobro mejorado.

4.1 Selección de pozos candidatos de acuerdo con los parámetros necesarios para un proceso de inyección de surfactantes

De acuerdo con el análisis de la información de los 4 pozos perforados, se establece como requisito, el cumplimiento de todos los parámetros contenidos en la tabla 6.

Tabla 6

Criterios de selección de pozos candidatos

Ítem	Criterios de selección
Gravedad del Crudo (API)	13 a 20
Profundidad (ft)	10000 a 13000
SW (%)	70 a 100
Espesor zona Objetivo (ft)	más de 5
Composición de la roca	Baja arcillas / Sin Óxido de hierro / sin Carbonatos
Composición de los fluidos	Baja salinidad/ PH bajo / No Calcio o Magnesio / Bajos Asfáltenos

Nota. Se observa la tabla de los criterios de selección establecidos para los pozos candidatos al desarrollo del proyecto.

Como resultado se encontró el pozo 1 que cumple los parámetros ideales para el uso de surfactantes.

Tabla 7

Estado de resultado de los pozos

Pozo	Estado	Justificación
Pozo 1	Cumple	Compatible con los criterios
Pozo 2	No Cumple	Alto contenido de asfáltenos
Pozo 3	No Cumple	API superior a 20°
Pozo 4	No Cumple	API superior a 20°

Nota. El pozo 1 cumple todos los criterios

Sin embargo, un único pozo no es viable para el método de EOR con química, por tal motivo para continuar con el estudio, se proyecta un arreglo de 5 pozos para poder realizar las simulaciones, lo que quiere decir que se perforarán 4 pozos más, los cuales serán los pozos inyectores continuos al Pozo 1.

4.1.1 Gravedad API

Los crudos que contienen componentes pesados que usualmente tienen problemas de movilidad asociada a la alta viscosidad y representan un gran reto para su producción.

Los crudos pesados con gravedad API inferior a 20 grados, usualmente tienen una alta viscosidad que causa problemas en la tubería, promoviendo la generación de canales preferenciales de agua.

4.1.2 Profundidad (Ft)

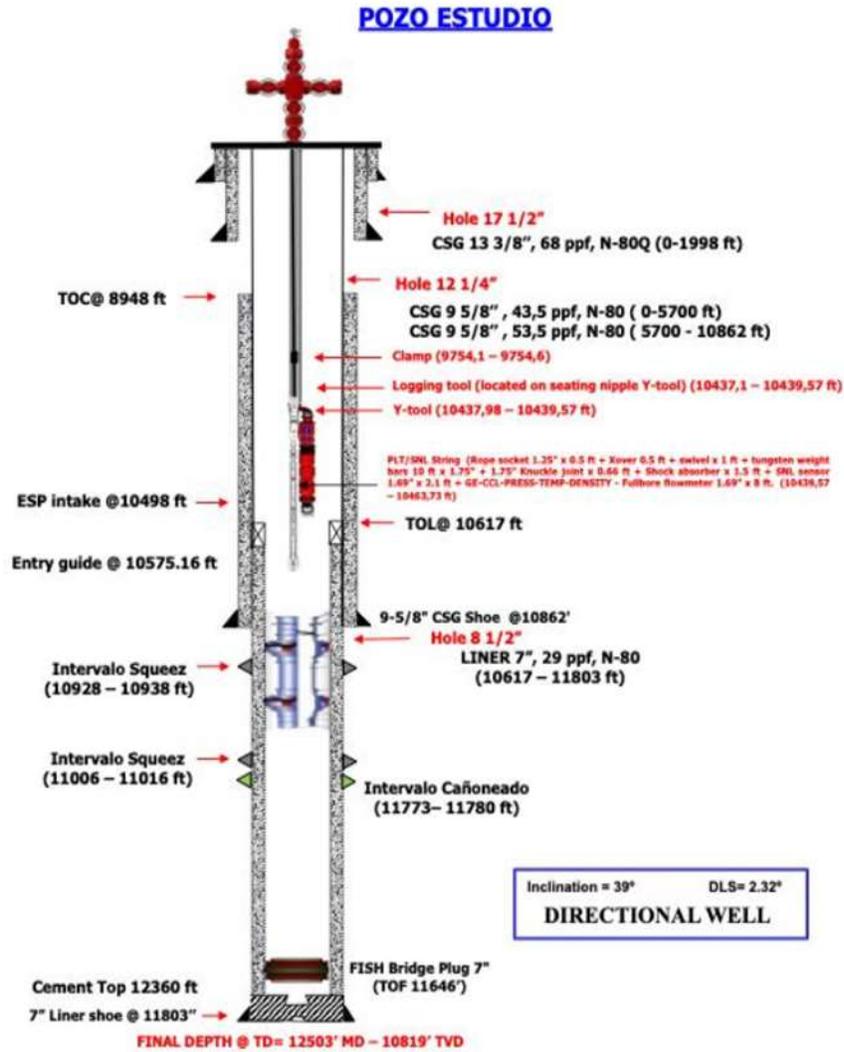
Los pozos que tienen una profundidad superar a 10.000 ft reúnen ciertas condiciones de presión y temperatura que permiten el desplazamiento del fluido dentro de la formación, sin embargo, al subir a superficie, a ver disminuida por el gradiente de temperatura y presión estas 2 propiedades, afecta directamente la viscosidad del crudo.

4.1.3 SW (%)

Para el Pozo 1 en el periodo de pruebas cortas el 15 de agosto de 2022 se realizó la limpieza del volumen del pozo (1052 Bbl) y se observó que el pozo aportaba 100% de agua con rastros de petróleo. Hasta el 18 de agosto de 2022 el pozo continuó fluyendo con la frecuencia de ESP que va de 35 Hz hasta 44 Hz, se observó 97-100% de agua de salinidad 95-100ppm Cl, Intermitentemente, se cerró el pozo por 4 horas y fluyó por 2 horas. Desde el 18 de agosto hasta el 31 de octubre de 2022, se observó un corte de agua entre el 97 - 88%. Actualmente, el pozo fluye con un 95% de agua (frecuencia de ESP 55 Hz). El comportamiento de la producción del pozo también se observa en la figura 8, El índice de productividad del pozo se ha estimado en ~21,95 bbl/d/psi. El resumen de éste a partir del flujo con diferentes frecuencias de ESP es como se muestra en la tabla 8.

Figura 7

Estado Mecánico del Pozo 1.



Nota. Estado Mecánico del Pozo 1. Tomada: Base de datos empresa operadora.

Tabla 8

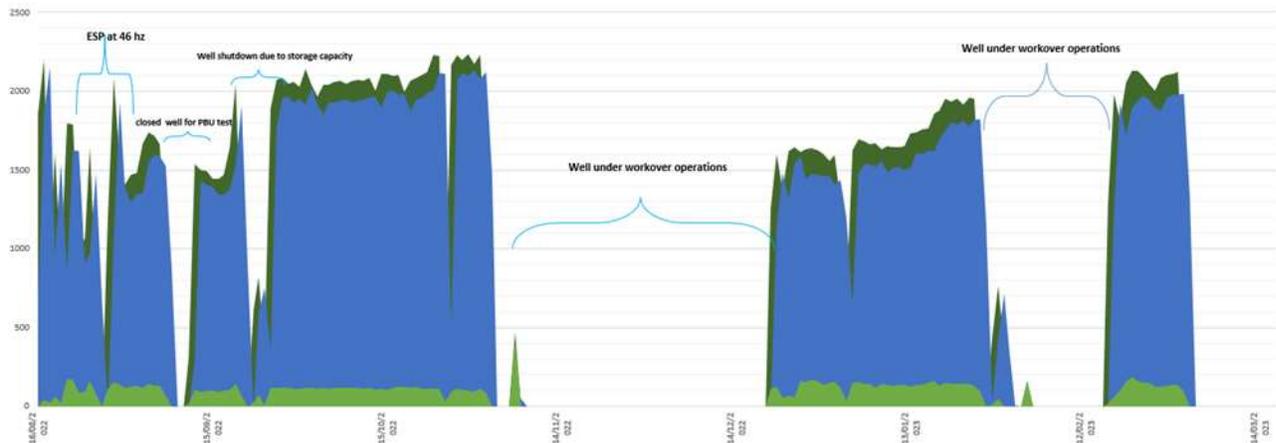
Índice de productividad

ESP frequency (Hz)	Choke (/64 “)	SBHP (psi)	FBHP (psi)	Avg fluid rate (blpd)	PI (bbl/d/psi)
37	18	3995	3926.15	1473.58	21.22
42	18	3950	3920.47	1705.27	22.69

Nota. Se observa el resumen del índice de productividad del pozo en relación con diferentes frecuencias de la bomba electrosumergible

Figura 8

Historial de intervenciones y pruebas al Pozo 1



Nota. Se observan las intervenciones realizadas al pozo, así como las pruebas y su comportamiento.

Las primeras hipótesis señalan un mal sello debido a una mala cementación. Lo cual se descartó al realizar un Workover para mejorar el sello de los perforados, por medio de un trabajo de cementación remedial.

También se han realizado pruebas multitasa y PBU para obtener más información del comportamiento del pozo y las variables que afectan la producción.

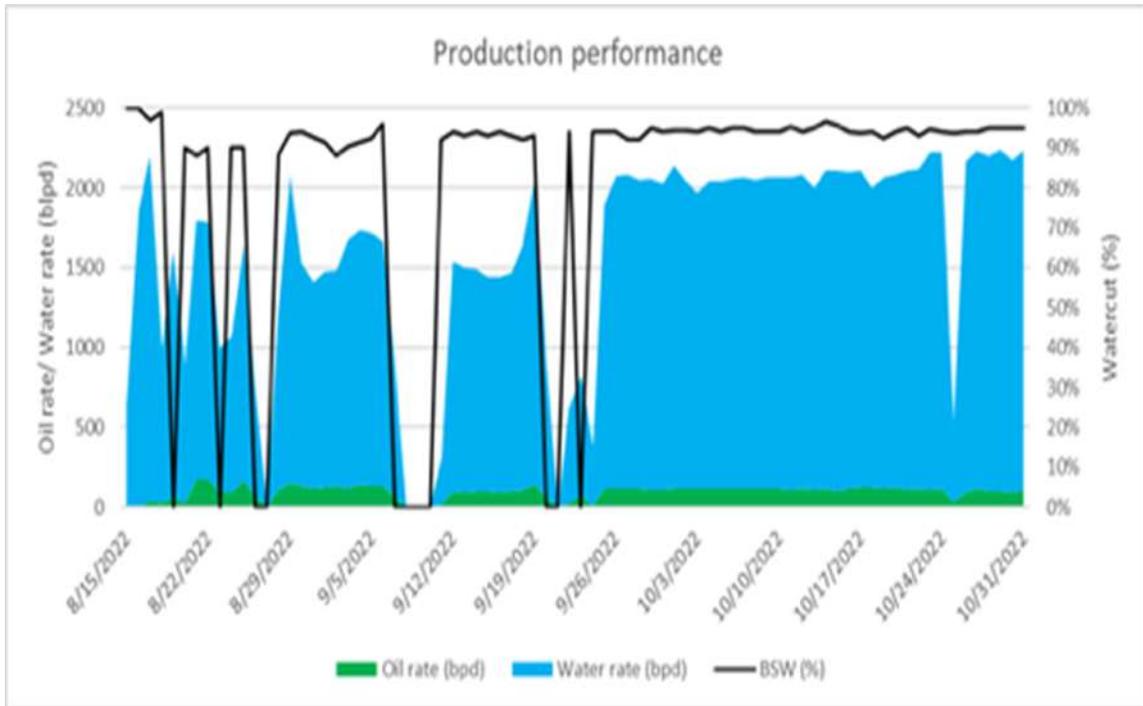
Como resultado de las diferentes intervenciones que ha tenido el Pozo 1, y los diferentes registros que se llevaron a cabo, se encontró que los trabajos de cementación remedial fueron efectivos, y el corte de agua continuó con valores cercanos a 92%, sin embargo, los registros PVT demostraron un gran potencial en los perforados.

Al revisar la data histórica del pozo, y los resultados del Workover de cementación remedial realizado para aislar zonas donde se predecía había filtración de agua, la cual se pensaba que era la causante del aumento en el corte de agua, se determinó que la integridad del pozo no era la responsable del alto corte de agua, sino por el contrario, la producción de agua se atribuía al daño en la formación en el área de los perforados.

Después de realizar la revisión bibliográfica de los campos en los que se ha tenido mayor tasa de éxito en la inyección de polímeros alrededor del mundo pudimos concluir: El tipo de polímero más usado son las poliacrilamidas, su amplio uso se basa en el rango de salinidad (700 a 25.000 ppm) y su bajo precio en comparación con otros tipos de polímeros; yacimientos salinos con salinidades superiores a 30.000 ppm no son favorables para la inyección de polímeros; la inyección de polímero necesita un cuidado especial del agua dulce para el polímero antes y después de la inyección para evitar el contacto directo con el agua salina de la formación; la permeabilidad y la viscosidad son los principales factores indicadores para la recuperación de petróleo, cuando aumenta la permeabilidad, aumenta la recuperación.

Figura 9

Producción total de fluidos del Pozo 1 desde el 8/05/2022 hasta el 10/31/2022



Nota. Análisis de producción total de fluidos del Pozo 1 desde el 8/05/2022 hasta el 10/31/2022. *Tomada del histórico de producción del Pozo 1.*

Tabla 9

Fluidos producidos

FECHA (año mes)	BOP	BWP	BFP	SW
2022 8	1446.62	21040.85	22487.47	93.6%
2022 9	2568.72	35958.83	38527.55	93.3%
2022 10	3427.34	60274.31	63701.64	94.6%
2022 11	507.37	1523.01	2030.38	75.0%
2022 12	1519.45	17232.86	18752.31	91.9%
2023 1	3385.5	40432.53	43818.03	92.3%
2023 2	1787.78	24342.43	26130.21	93.2%
2023 3	90.33	1327.55	1417.88	93.6%
Total	14733.11	202132.37	216865.47	93.2%

Nota. Se muestra el resumen de la producción mensual del pozo desde agosto del 2022 hasta marzo del 2023. *Tomada del histórico de producción del Pozo 1.*

4.1.4 Espesor de zona Objetivo

El Pozo 1 tiene los perforados en la Formación Mirador Inferior fue perforada en el intervalo 11773-11780 pies con WL Convencional utilizando cañones 5SPF (PREDATOR ZX-penetración profunda), profundidad a la cual se usan los polímeros para tener resultados favorables.

Tabla 10

Profundidades de referencia formación Mirador Inferior

MIRADOR INFERIOR ZONA	MD (ft)	TVD (ft)	TVDss (ft)
TOPE	11762	10071	9486
BASE	11951	10217	9630
OWC	11814	10111	9524
PERFORACIONES	11773	10078	9491
	11780	10085	9498

Nota. En esta tabla encontramos la profundidad del tope y la base de la formación Bajo Mirador y la ubicación de los perforados.

Un mayor espesor en la zona objetivo se traduce en mayor volumen de roca porosa que puede ser barrida por los componentes químicos. No hay un valor universal de espesor que defina el éxito de la inyección.

Por otra parte, el espesor óptimo de una zona de interés es el que maximiza la recuperación de hidrocarburos con un costo mínimo, teniendo en cuenta las características específicas del yacimiento y las condiciones económicas del proyecto, que para nuestro caso se ha establecido en 5 Ft.

4.1.5 Composición de la roca

La formación Mirador Inferior es translúcida, medio cuarzoso y de arenisca de grano fino. 10% oscuro a café claro con manchas de aceite irregulares de color amarillo-verdoso claro. Para la evaluación petrofísica fueron usados, LWD GR-Latero curvas de resistividad-densidad-neutrones and RCI. El módulo Quanti Elan del Techlog software es usado para este análisis.

Figura 10

Litología de la zona de interés



Nota. Vemos la interpretación de la litología de la zona de interés

4.1.6 Composición de los fluidos

Se debe tener en cuenta la compatibilidad de los fluidos del pozo 1 para evitar la degradación de los componentes químicos de los fluidos inyectados.

Se toma la información de composición actual de crudo, del último Assay (figura 11), para revisar la composición del crudo que se va a evaluar y determinar la compatibilidad con diferentes compuestos químicos.

Figura 11*Assay composición de crudo del Pozo 1*

NAME	METHOD	UNIT	RESULT
Water and Sediment ¹	ASTM D 4007-11(2016) e1	% v/v	4.0
Water and Sediment ²	ASTM D 4007-11(2016) e1	% v/v	0.40
Sediment by Extraction	ASTM D 473-07(2017) e1	% v/v	0.01
API Gravity at 60 °F	ASTM D 1298-12b (2017)	*API	15.4
Flash Point (PM) - Procedure A	ASTM D 93-20	°C	<40.0
Pour Point	ASTM D 97-17b	°C	0
Total Sulfur Content	ASTM D 4294-21	% m/m	2.02
Vanadium (V) - Procedure B	ASTM D 5863-00a (2016)	mg/kg	299
Nickel (Ni) - Procedure B	ASTM D 5863-00a (2016)	mg/kg	75
Salt Content	ASTM D 3230-19	lb/1000 bbl (PTB)	10.41
Asphaltenes (n-Heptane Insolubles)	IP 143-04(2021)	% m/m	12.7
Wax Content	UOP 46 obs.	% m/m	5.0
Ash Content	ASTM D 482-19	% m/m	<0.010
Total Acid Number - Procedure A	ASTM D 664-18e2	mg KOH/g	<0.100
Kinematic Viscosity at 100 °F (37.8 °C)	ASTM D 445-21e1	mm ² /s	1307
Kinematic Viscosity at 122 °F (50 °C)	ASTM D 445-21e1	mm ² /s	522.4
Kinematic Viscosity at 210 °F (98.9 °C)	ASTM D 445-21e1	mm ² /s	49.65
Dynamic Viscosity at 100 °F (37.8 °C)	ASTM D 445-21e1	cP	1239
Dynamic Viscosity at 122 °F (50 °C)	ASTM D 445-21e1	cP	491.1
Dynamic Viscosity at 210 °F (98.9 °C)	ASTM D 445-21e1	cP	45.10
Distillation	ASTM D 86		

Nota. Assay composición de crudo del Pozo 1 . Tomada: Data de laboratorio de Saybolt de Colombia SAS.

Como se evidencia en el análisis de la muestra de crudo, su contenido de sal es bajo, contenido de sedimentos bajo, y al ser un crudo pesado de 15.6 grados API con viscosidad del orden de los 40 cP se determinó que si es compatible con la estimulación química para mejorar el recobro.

Figura 12*Assay composición del agua del Pozo 1 .*

Appearance before filtration	Slightly hazy colourless water	
Appearance after filtration	Clear colourless water	
Conductivity, microSiemens/cm	512.01	
Total dissolved solids (mg.litre-1)	337	
Specific gravity at 60°F	1.0002	
Refractive Index (nD @ 24°C)	1.3330	
Determined Resistivity (ohm.metre at 77°F)	19.531	
pH at 25°C	6.6	

Components	mg.litre-1	meq.litre-1
CATIONS		
Sodium	83.0	3.6
Potassium	9.0	0.2
Calcium	17.00	0.8
Magnesium	0.54	0.0
Barium	0.37	0.0
Strontium	0.59	0.0
Total Iron	6.30	0.2
Manganese	0.21	0.0
		5.0
ANIONS		
Chloride	61.0	1.7
Sulphate	26.0	0.5
Bicarbonate	133.0	2.2
Carbonate	0.0	0.0
Hydroxide	0.0	0.0
		4.4
HARDNESS		
Calcium	42.5	2.1
Magnesium	2.214	0.2
Total	44.714	2.3
ALKALINITY		
Phenolphthalein	0	
Total	109.03	
Salinity Total	220 mg/l	
Saturation Langelier	-1.5 @ 25 °C	
Saturation Riznar	9.5 @ 25 °C	

Nota. Assay composición del agua del Pozo 1 . *Tomada: Data de laboratorio de Saybolt de Colombia SAS.*

Como resultado se encontró:

- Salinidad: La baja salinidad de los fluidos del Pozo 1 favorece la eficiencia de los surfactantes al disminuir la tensión interfacial.
- PH: El PH bajo presente en el pozo 1 minimiza la posibilidad de causar hidrolisis.
- Dureza: En el pozo 1 no hay presencia de Calcio o Magnesio que pueda reaccionan con los surfactantes y de esta forma no se generan sales insolubles.

- Asfáltenos: El pozo 1 no tiene presencia de componentes asfálticos que reaccionan con los surfactantes de esta forma se evita la degradación reduciendo su concentración.

4.1.7 Selección de producto a inyectar

Con base en las propiedades del sistema de roca-fluido descrito en el Assay y la interpretación de la estructura litológica de la zona de interés, se ha buscado una formulación de surfactante que se adecue a dichas condiciones.

Como resultado de la búsqueda, se obtuvo un compuesto de surfactante y polímero que trabaja dentro de los límites descritos en la tabla 2, para así evitar la degradación y pérdida de eficiencia del producto, el compuesto seleccionado pertenece a la compañía Flotek Chemistry, quienes lo denominan comercialmente como “aditivo CnF®”, el cual es una combinación patentada de surfactantes no iónicos, solventes y agua diseñados para mejorar la producción de petróleo y gas mediante la formación de gotas a escala nanoscópica de solvente y surfactantes en una fase acuosa, facilitando que el surfactante disminuya la tensión interfacial y cambie el ángulo de contacto y que el solvente disuelva los depósitos orgánicos y cambie la mojabilidad.

Los surfactantes no iónicos no se disocian en solución acuosa, lo que los hace menos sensibles a la salinidad y a las variaciones de pH. Esto es particularmente útil en condiciones donde la salinidad es baja o nula, como en nuestro caso. Se escogió trabajar con surfactantes no iónicos ya que son compatibles una baja salinidad, puesto que no hay sal en el sistema y bajo este escenario los surfactantes no iónicos son ideales porque no se precipitan ni pierden eficacia en ausencia de sal, lo que asegura una mejor estabilidad y rendimiento en la formación; de igual manera, los surfactantes no iónicos son muy efectivos en la reducción de la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, lo que facilita la movilización del crudo atrapado en los poros de la roca; con un corte de agua del 90%, como el que tenemos en el Pozo 1, es crucial que el surfactante mantenga su eficacia en presencia de grandes volúmenes de agua, los surfactantes no iónicos son conocidos por su capacidad para formar microemulsiones estables, incluso en sistemas con alto contenido de agua; por último el surfactante no iónico puede ser inyectado directamente en el yacimiento junto con el agua de inyección para mejorar la recuperación del petróleo y ayudar a formar microemulsiones que pueden desplazar el petróleo de manera más eficiente, mejorando la eficiencia del barrido.

4.2 Modelamiento

Por medio del software CMG se creó un modelo de malla que representa el yacimiento teórico donde se ubica el Pozo 1, tomando los datos obtenidos en los diferentes registros eléctricos y de producción.

Tabla 11

Resumen de la data general del Pozo 1.

Pozo 1	
Clasificación de Pozo	Clasificación de Pozo
Formación	Formación
Temperatura	Temperatura
Perforados	Perforados
Presión Reservorio	Presión Reservorio
Gradiente de fractura	Gradiente de fractura
Porosidad	Porosidad
Permeabilidad	Permeabilidad
Saturación de agua	Saturación de agua
Compresibilidad de la Roca	Compresibilidad de la Roca
Compresibilidad Total	Compresibilidad Total
Punto de burbuja	Punto de burbuja
Gravedad del petróleo	Gravedad del petróleo
Bo	Bo
Viscosidad del petróleo	Viscosidad del petróleo

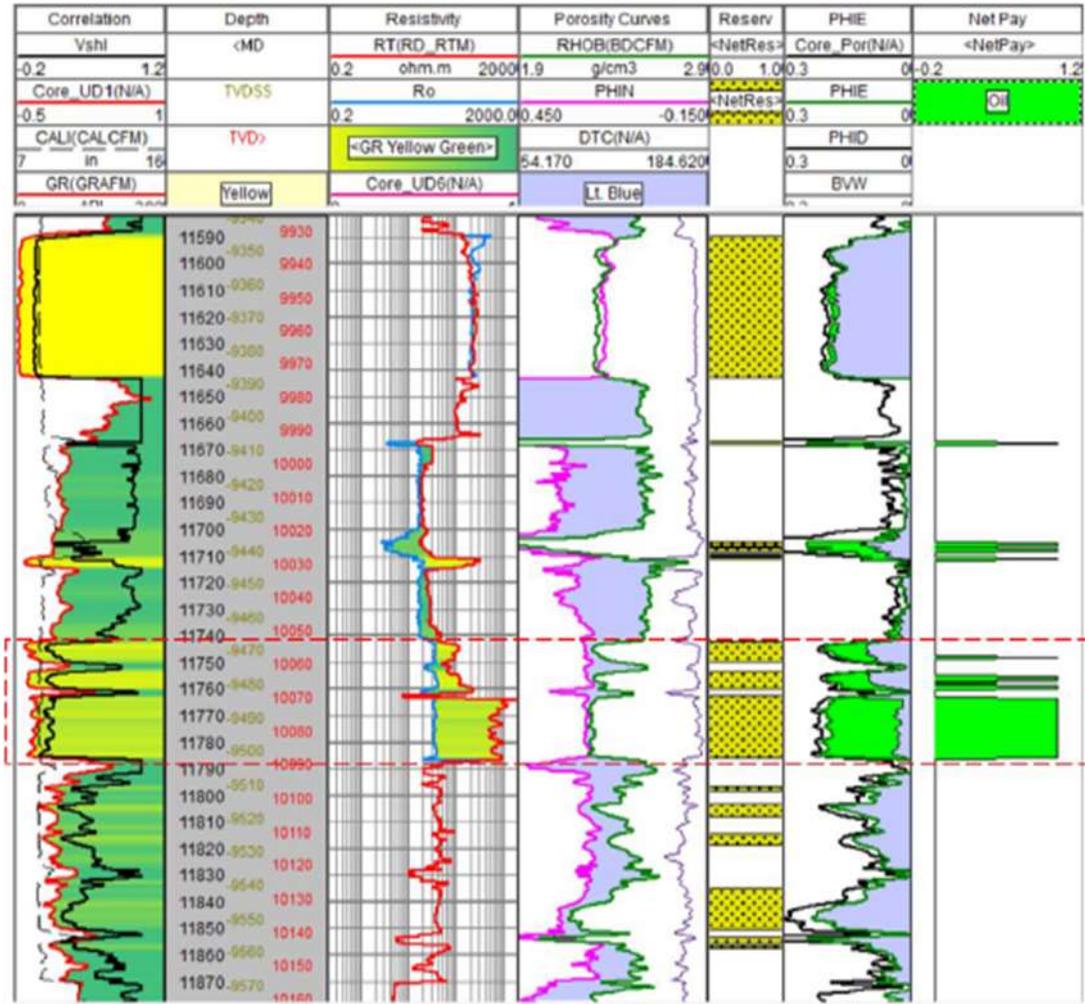
Nota. En esta tabla encontramos un resumen de los datos principales del Pozo 1 tomados directamente de la data general de la compañía.

Los datos que se incluyen en el simulador se presentan en la tabla 9.

Como resultado, se simularon las propiedades petrofísicas del pozo 1 para finalmente utilizar los datos obtenidos durante la investigación del proyecto, realizando múltiples corridas hasta lograr generar una curva de declinación base.

Figura 13

Registros eléctricos del Pozo 1.



Nota. Observamos los registros eléctricos tomados al Pozo 1 .

4.2.1 Simular un modelo estático

Al ser una zona poco explorada, puesto que el pozo 1 es exploratorio con menos de 12 meses de producción, además al no tener más que este pozo perforado en el campo, no es técnicamente correcto realizar un ajuste histórico del campo, ya que debido a la poca información real que se tiene del yacimiento no es posible generar un cotejo histórico confiable que demuestre una tendencia en las etapas tempranas de STT y LTT pues los parámetros de producción están en constante cambio para dichas pruebas, por tal razón solo se realizará el modelo estático y se

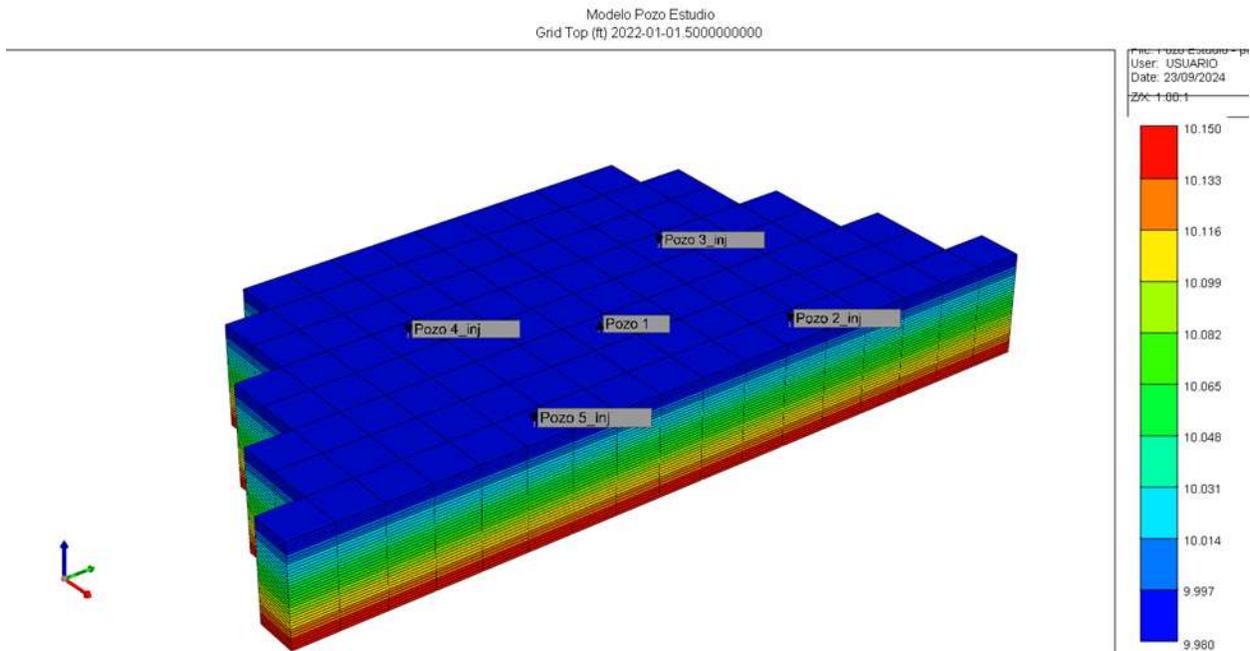
insertará la información de los fluidos en el modelo dinámico para tener el modelo de simulación de los diferentes escenarios planteados.

Como resultado del proceso de simulación en el software CMG. Se utilizo su modulo GEM para composición química generando un modelo estático que se presenta a continuación, el cual describe estructuralmente, un yacimiento con las propiedades físicas y estratigráficas del Pozo 1 y se toma como línea base de los análisis.

Se realizó múltiples pruebas e interacciones, modificando parámetros base de porosidad y saturación, dentro de los rangos obtenidos en los cálculos para no tener una desviación superior al 2% respecto a los datos reales. Esto para lograr representar de la forma más acertada, las condiciones del Pozo 1, lo cual se puede confirmar por medio de la comparación de los gráficos obtenidos como resultado de las corridas de simulación del Pozo 1 . Como resultado se ha generado una línea base con la que se busca predecir el comportamiento del pozo a lo largo del tiempo, determinando el comportamiento proyectado, en caso de no intervenir el pozo con ningún proceso de recobro mejorado.

Figura 14

Grid del Pozo 1.

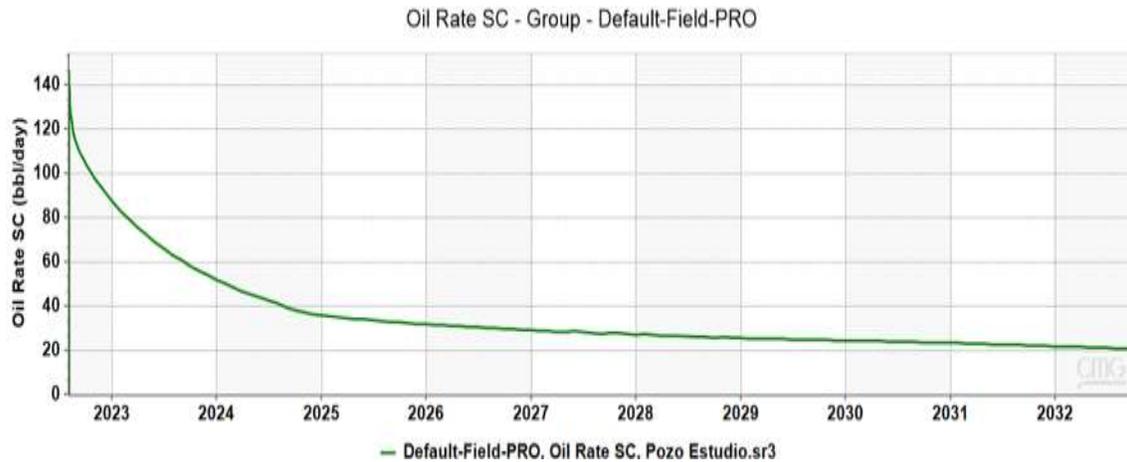


Nota. Malla desarrollada para la simulación del comportamiento del Pozo 1 . *Tomada: Software GEM-CMG.*

En la figura 14 se observa un corte trasversal de la malla que se generó como resultado del modelamiento y la ubicación espacial del Pozo 1, donde se incluyó la información obtenida de los registros eléctricos en la cara de la formación, asumiendo que los estratos son homogéneos a lo largo del yacimiento, y sin límites conocidos.

Figura 15

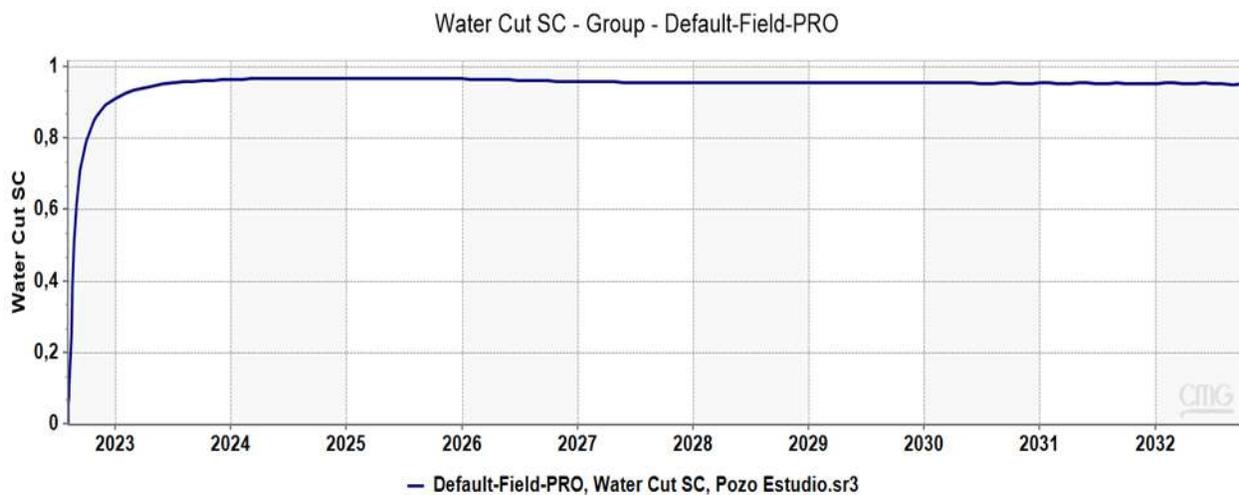
Producción de Crudo Pozo 1.



Nota. Producción de crudo del Pozo 1 generada por el simulador para hacer chequeo histórico y tomar como curva base para la simulación. *Tomada:* Software GEM-CMG.

Figura 16

Corte de Agua Pozo 1

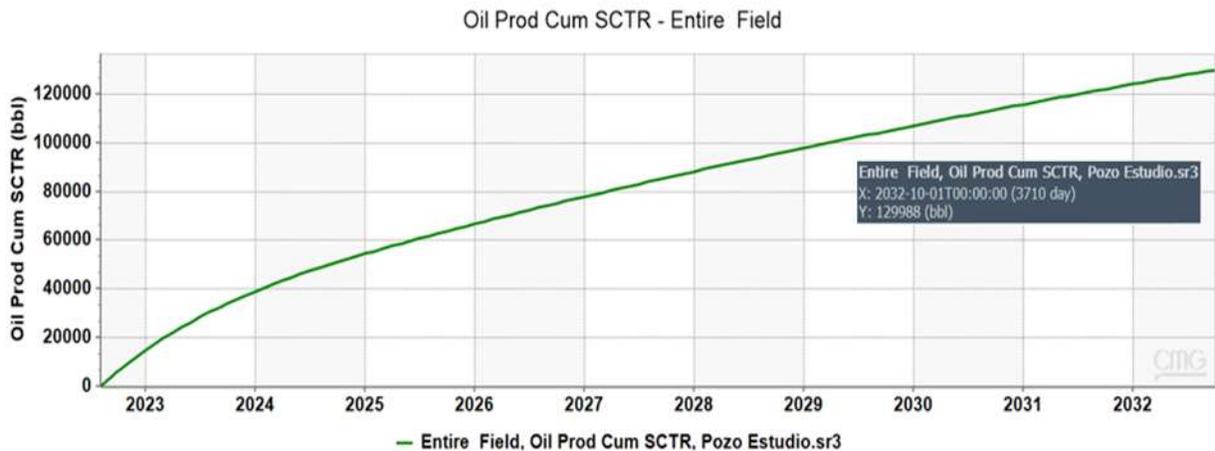


Nota. Corte de agua del Pozo 1 para tomar como curva base para la simulación. *Tomada:* Software GEM-CMG.

La figura 15 y 16 se tomarán en adelante como la línea base para el estudio y comparación de los resultados de los procesos a implementar en el Pozo 1. Dichas líneas son generadas mediante la corrida del Software GEM-CMG y muestran el comportamiento de la producción de agua y crudo del Pozo 1, con corte de agua superior al 92% para el inicio del proyecto, con una tendencia en aumento del corte de agua de un 0,8% cada año.

Figura 17

Aceite recuperado total.



Nota. La imagen nos ver que al final de la simulación en caso de que se decidiera no hacer ninguna modificación al pozo solo se recuperarían 129,988 Bbl de aceite. *Tomada: Software GEM-CMG.*

4.2.2 Simular el Modelo diseñado, la inyección con las formulaciones químicas compatibles con el crudo pesado de la cuenca de los Llanos Orientales y su impacto en el recobro

Para analizar la alternativa elegida como método de recobro mejorado, se utilizó la simulación de una inyección de agentes químicos, prediciendo su comportamiento a través del yacimiento.

Para el diseño del arreglo, se toma el Pozo 1 como modelo para generar 4 pozos inyectoros adicionales.

De acuerdo con la composición del crudo y el tipo de roca de la zona de interés, las propiedades del yacimiento y objetivo de la inyección, se busca atacar el daño de la formación y su impacto en la movilidad del crudo. Para esto se eligió el surfactante aditivo CnF® al cual fue elegido, de acuerdo con las propiedades de la roca y de los fluidos, buscando una sinergia en el proceso de inyección y así evitar la degradación del producto inyectado y los costos adicionales asociados a la pérdida de eficiencia de le barrido.

Tabla 12*Compatibilidad formulación química*

Compatibilidad	formula A	formula B	formula C	formula D
Rango Salinidad 10 a 11 lb/100BlS	x		x	
Rango de asfáltenos 11 a 12 % m / m	x	x		
Rango de viscosidad Fondo 30 a 40 cP	x			x
Contenido de Magnesio 2.2 a 2.5 mg. l-1	x	x	x	x
Contenido de Calcio 40 a 43 mg. l-1	x	x		x

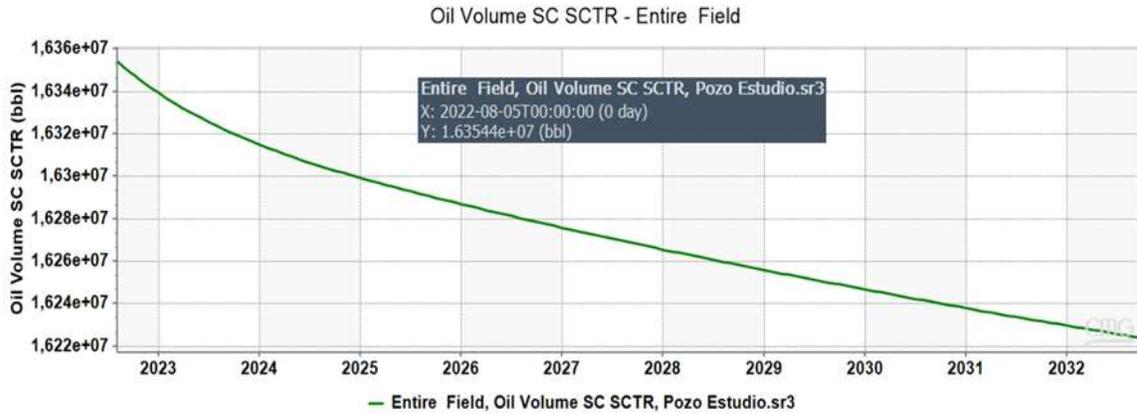
Nota. Las formulaciones contienen Muestras comerciales de polímeros y surfactantes

De los 4 Surfactantes evaluados, dos (A y B) exhibieron compatibilidad con los fluidos de producción y Composición de la roca. Otro (D) presento incompatibilidad parcial, manifestándose en un consumo de calcio y magnesio que indujo la precipitación de sales de estos cationes divalentes. Por último, uno de los tensoactivos evaluados (C) mostró una solubilidad prácticamente nula.

Polímero - Agua de inyección. Las soluciones poliméricas preparadas con las muestras comerciales no evidenciaron formación de precipitados al contacto con el agua de inyección. No obstante, una de las soluciones de HPAM presentó una ligera turbidez y tiempos de hidratación prolongados.

Figura 18

Original Oil in Place del Pozo 1.



Nota. La imagen nos muestra el valor del OOIP del Pozo 1 calculado por el simulador. *Tomada:* Software GEM-CMG.

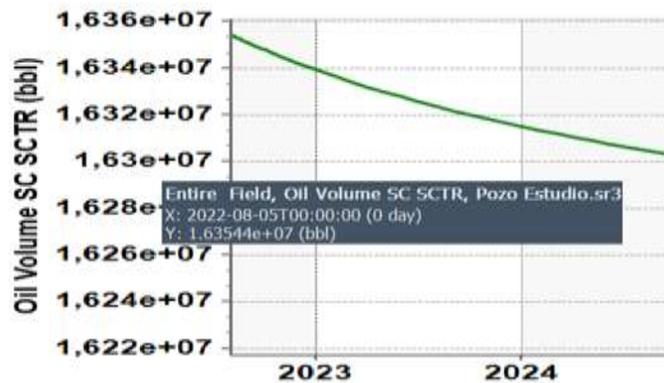
El cálculo del aceite original en sitio es uno de los más importantes que se deben hacer al inicio de la vida productiva de mi campo, ya que me indica la cantidad total de petróleo que tengo en el yacimiento y así optimizar esfuerzos con el fin de buscar el mejor modelo de desarrollo para extraer la mayor cantidad de petróleo posible, para nuestro caso ese OOIP es igual a:

$$OOIP = 1.63544 e^7 \text{ bbl}$$

$$OOIP = 16'354,400 \text{ bbl}$$

Figura 19

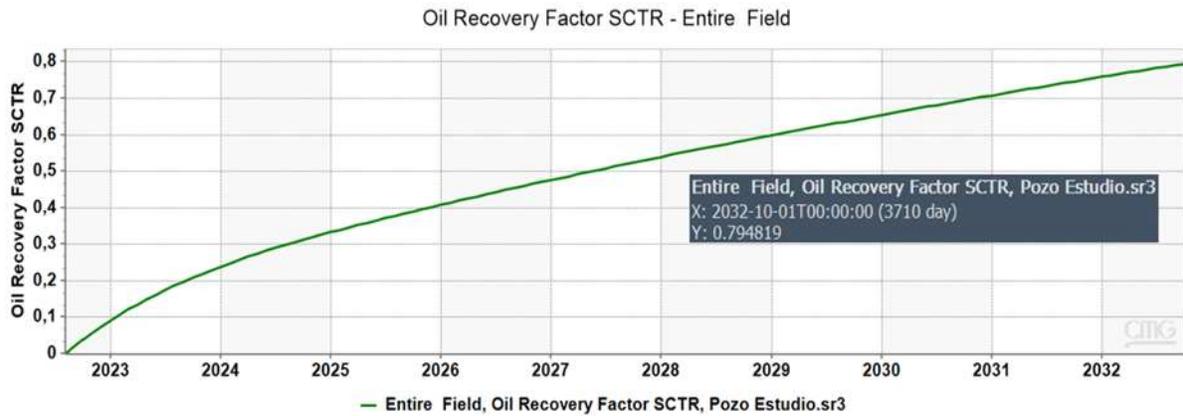
Original Oil in Place



Nota. La imagen nos muestra de una manera más clara el valor del aceite original en sitio correspondiente al Pozo 1 calculado por el simulador. *Tomada:* Software GEM-CMG.

Figura 20

Factor de recobro del Pozo 1.

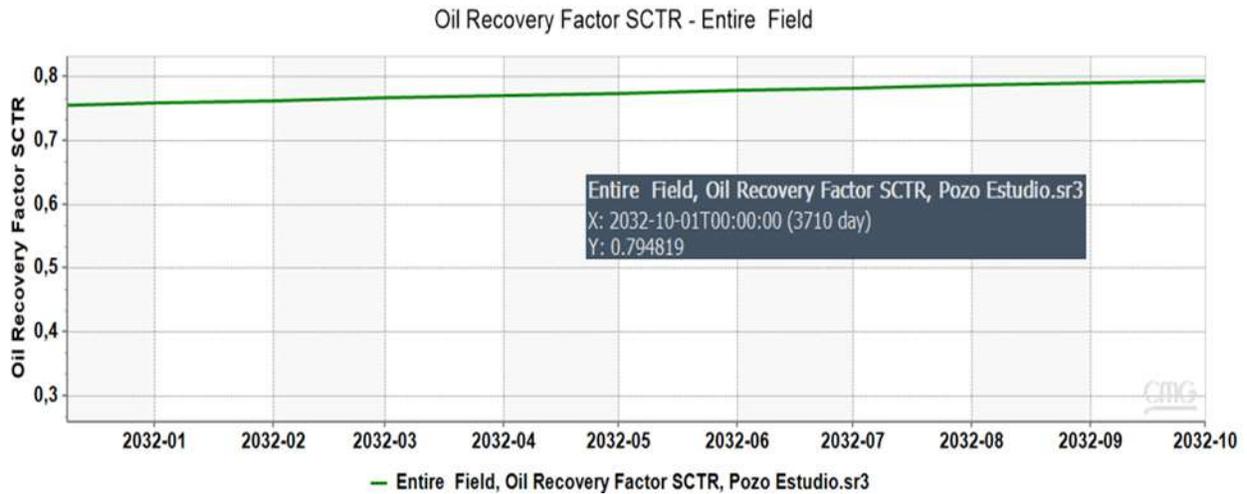


Nota. Podemos observar el factor de recobro que se tendría al final de la simulación en el escenario en el cual al Pozo 1 no se le hiciera ninguna modificación. *Tomada: Software GEM-CMG.*

$$fr = 0.794819 \%$$

Figura 21

Simulación del Factor de recobro



Nota. La imagen nos muestra de una manera más clara el valor del Factor de Recobro correspondiente al Pozo 1 calculado por el simulador. *Tomada: Software GEM-CMG*

Los siguientes criterios se tienen en cuenta para la realización de todas las corridas de simulación:

Para poder simular un proceso de inyección química como método de recobro mejorado se requiere una inyección constante de mezcla química y puesto que en nuestro campo solo tenemos un pozo,

nuestra simulación debe iniciar con la perforación de cuatro (4) pozos inyectores con el fin de elaborar un patrón de inyección de 5 puntos.

Después de la perforación se realizara una primera corrida con el fin de dejarla como base para la simulación, en la cual se simulara una inyección de agua, para esto inyectara un volumen determinado (1000 Bbl) de agua, durante el tiempo del estudio del proyecto (10 años); después se realizaran dos (2) grupos de simulaciones más, cada grupo contendrá tres (3) corridas de simulación, para el primer grupo se harán variaciones en la concentración de la química inyectada (polímero + surfactante) y se dejara constante el volumen (1000 Bbl/D) de la mezcla inyectada (agua + polímero + surfactante); para el segundo grupo de simulaciones se dejara constante el volumen de fluidos inyectados (2500 Bbl) y se harán variaciones en la concentración de la química inyectada, estos grupos de corridas se compararan con la línea base de simulación y se tomara el mejor resultado en cuanto a aumento de factor de recobro se refiere para realizar la evaluación económica del proyecto y así, determinar su viabilidad.

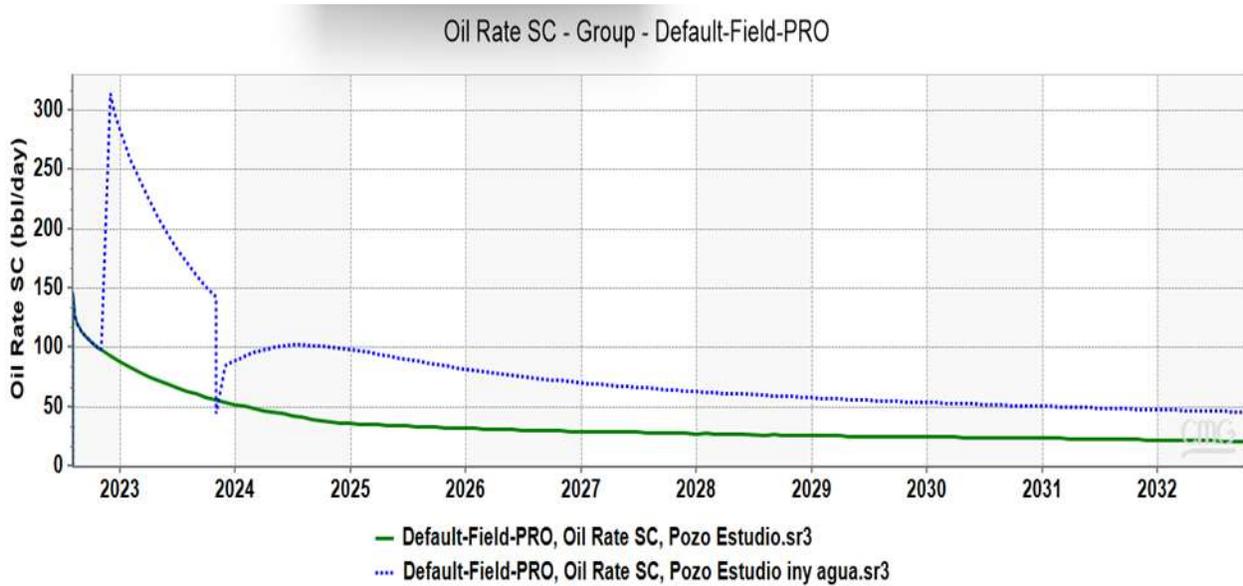
También se tendrán presente las siguientes condiciones:

- Se mantienen condiciones de fondo y superficie.
- No se realiza inyección de ningún químico a través del capilar.

4.2.2.a Primera corrida. Esta será tomada como base para la comparación de las siguientes corridas de simulación junto con la línea base generada por el caso hipotético en el cual el Pozo 1 no recibe ningún tipo de intervención durante los 10 años del proyecto, para esta primera corrida se inyectarán 1000 barriles de agua, para lo cual se han obtenido los resultados descritos en la gráfica.

Figura 22

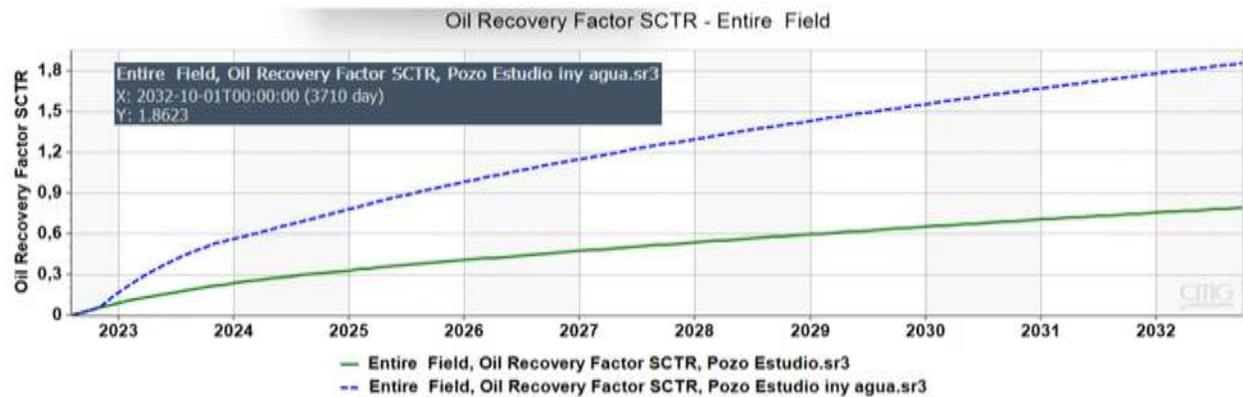
Primera corrida de simulación



Nota. La imagen nos muestra las curvas generadas por el software para que podamos comparar la línea base del Pozo 1 con un primer escenario de inyección, la inyección de agua. *Tomada: Software GEM-CMG.*

Figura 23

Variación de factor de recobro tras la primera corrida.

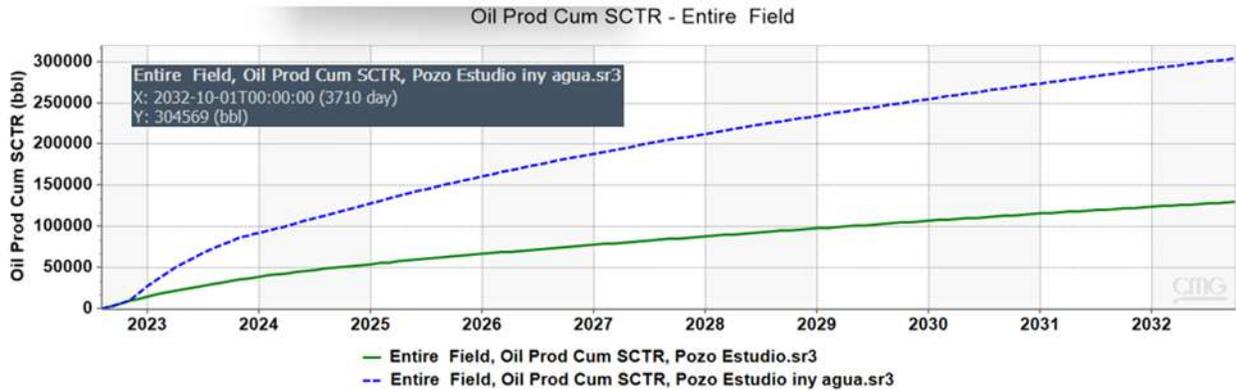


Nota. La imagen nos muestra el comportamiento del factor de recobro del Pozo 1 al finalizar la primera corrida de simulación. *Tomada: Software GEM-CMG.*

Se evidenció un factor de recobro de 1,8623% con la inyección de agua, lo cual nos indica un incremento en el factor de recobro de 1,0675%.

Figura 24

Aceite recuperado total después de la primera corrida.



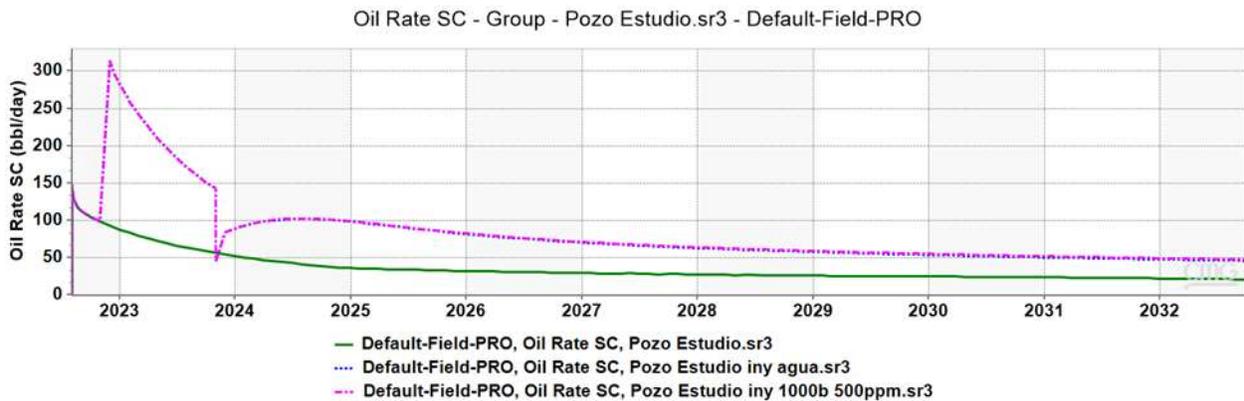
Nota. La imagen nos muestra que el petróleo total recuperado del Pozo 1 al finalizar la primera corrida de simulación serán 129,677 Bbl. *Tomada: Software GEM-CMG.*

Se evidencio un recobro total de crudo de 304.569 Bbl al final de los 10 años de la simulación de la inyección de agua, lo que nos muestra un incremento de 174.581 Bbl con relación a los 129.988 Bbl que se obtendrían en el caso hipotético de no intervenir de ninguna manera el Pozo 1.

4.2.2.b . Segunda corrida. Esta será la primera simulación del primer grupo de corridas, para esta segunda corrida se inyectarán 1000 barriles de agua con una concentración de 500 ppm de agentes químicos, Polímero (HPAM) + surfactante (aditivo CnF®).

Figura 25

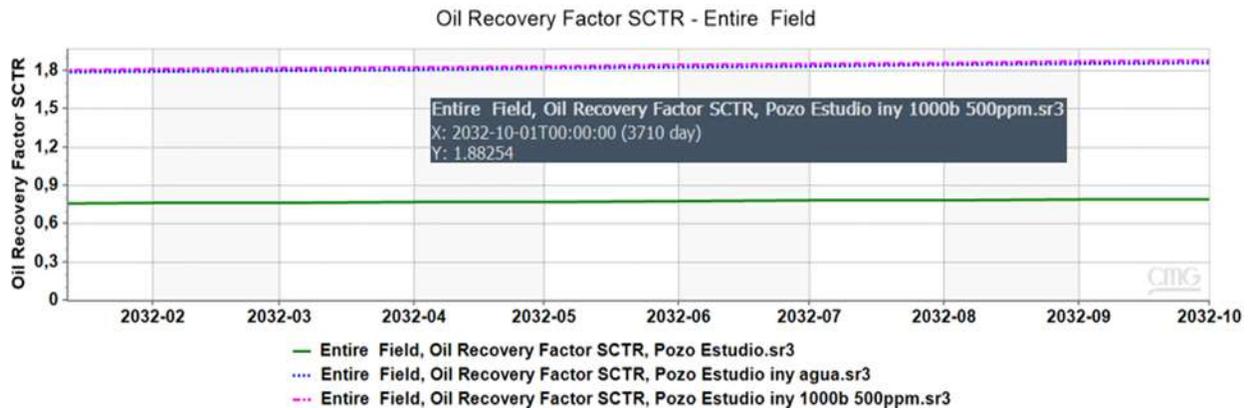
Segunda corrida de simulación



Nota. La imagen nos muestra las curvas generadas por el software para que podamos comparar la línea base del Pozo 1, la primera corrida de simulación de inyección de agua, ya que fue tomada como línea base de inyección y la segunda corrida. *Tomada: Software GEM-CMG.*

Figura 26

Variación de factor de recobro tras la segunda corrida

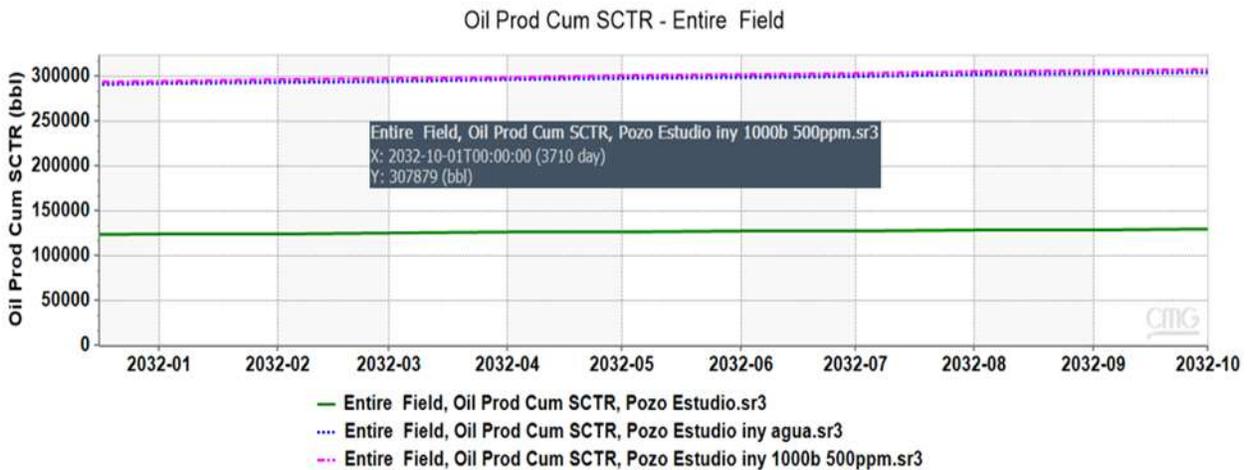


Nota. La imagen nos muestra el comportamiento del factor de recobro del Pozo 1 al finalizar la segunda corrida de simulación. *Tomada: Software GEM-CMG.*

Se evidencio un aumento en el factor de recobro en un 0,0202% con relación a la línea base de inyección de agua, lo cual nos indica una ganancia en el total de petróleo recuperado al final de la simulación igual a 3,310 Bbl.

Figura 27

Aceite recuperado total después de la segunda corrida

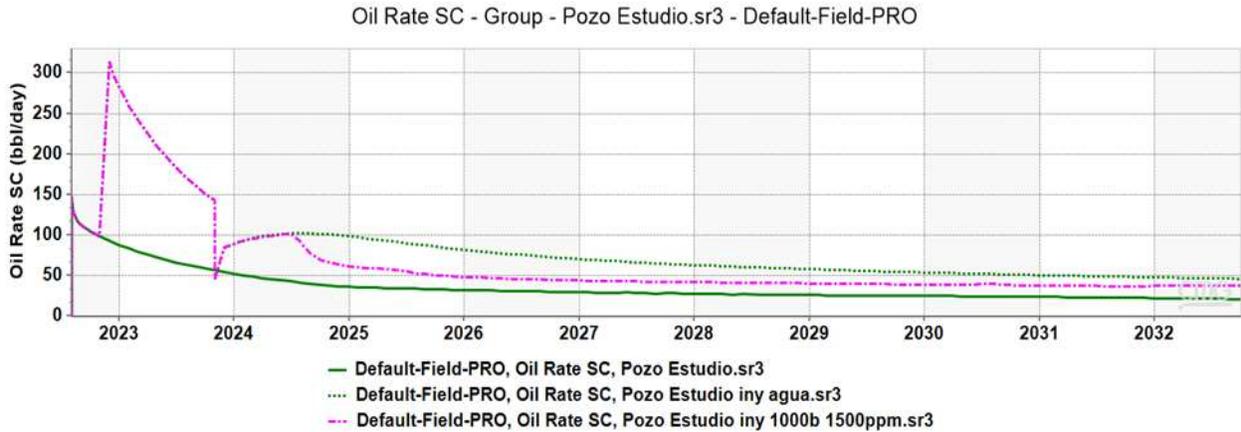


Nota. La imagen nos muestra que el petróleo total recuperado del Pozo 1 al finalizar la segunda corrida de simulación serán 307,879 Bbl. *Tomada: Software GEM-CMG.*

4.2.2.c Tercera corrida. Esta será la segunda simulación del primer grupo de corridas, para esta tercera corrida se inyectarán 1000 barriles de agua con una concentración de 1500 ppm de agentes químicos, Polímero (HPAM) + surfactante (aditivo CnF®).

Figura 28

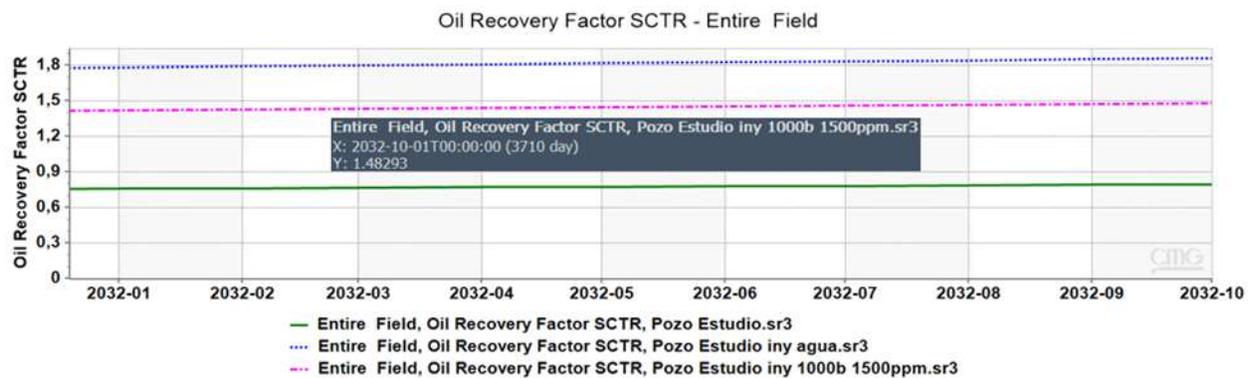
Tercera corrida de simulación.



Nota. La imagen nos muestra las curvas generadas por el software para que podamos comparar la línea base del Pozo 1, la primera corrida de simulación de inyección de agua, ya que fue tomada como línea base de inyección y la tercera corrida. *Tomada: Software GEM-CMG.*

Figura 29

Variación de factor de recobro tras la tercera corrida

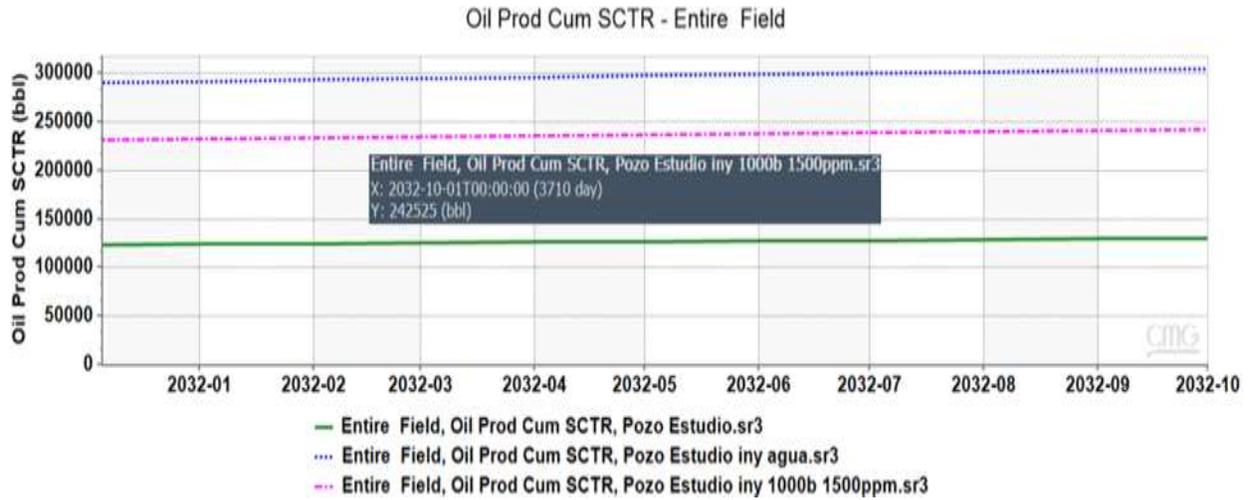


Nota. La imagen nos muestra el comportamiento del factor de recobro del Pozo 1 al finalizar la tercera corrida de simulación. *Tomada: Software GEM-CMG.*

Se evidencio una disminución en el factor de recobro en un 0,3794% con relación a la línea base de inyección de agua, lo cual nos indica una caída en el total de petróleo recuperado al final de la simulación igual a 62,044 Bbl.

Figura 30

Aceite recuperado total después de la tercera corrida.

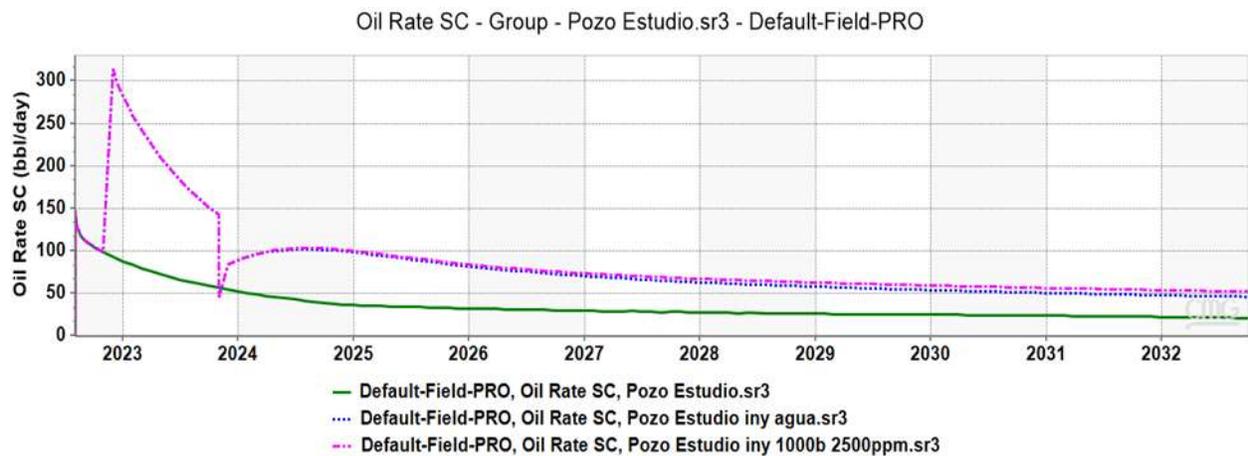


Nota. La imagen nos muestra que el petróleo total recuperado del Pozo 1 al finalizar la tercera corrida de simulación serán 242,525 Bbl. *Tomada: Software GEM-CMG.*

4.2.2.d Cuarta corrida. Esta será la tercera simulación del primer grupo de corridas, para esta cuarta corrida se inyectarán 1000 barriles de agua con una concentración de 2500 ppm de agentes químicos, Polímero (HPAM) + surfactante (aditivo CnF®).

Figura 31

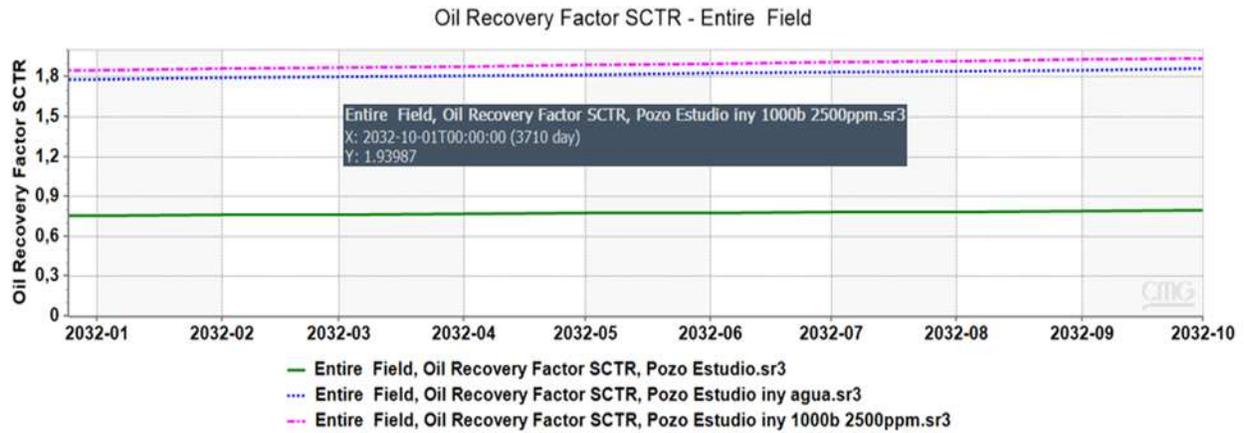
Cuarta corrida de simulación.



Nota. La imagen nos muestra las curvas generadas por el software para que podamos comparar la línea base del Pozo 1, la primera corrida de simulación de inyección de agua, ya que fue tomada como línea base de inyección y la cuarta corrida. *Tomada: Software GEM-CMG.*

Figura 32

Variación de factor de recobro tras la cuarta corrida.

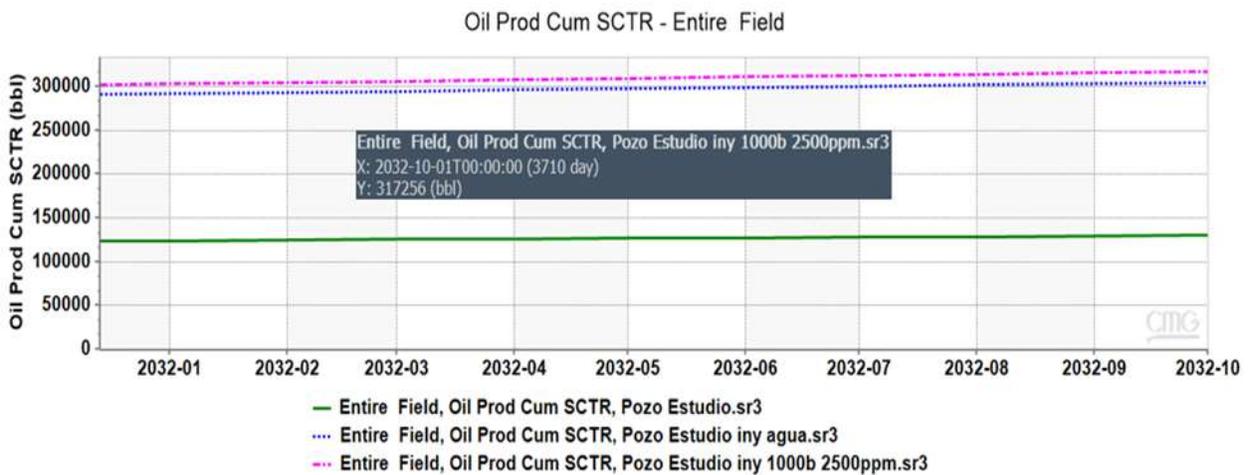


Nota. La imagen nos muestra el comportamiento del factor de recobro del Pozo 1 al finalizar la cuarta corrida de simulación. *Tomada:* Software GEM-CMG.

Se evidencio un aumento en el factor de recobro en un 0,0776% con relación a la línea base de inyección de agua, lo cual nos indica una ganancia en el total de petróleo recuperado al final de la simulación igual a 12,687 Bbl.

Figura 33

Aceite recuperado total después de la cuarta corrida

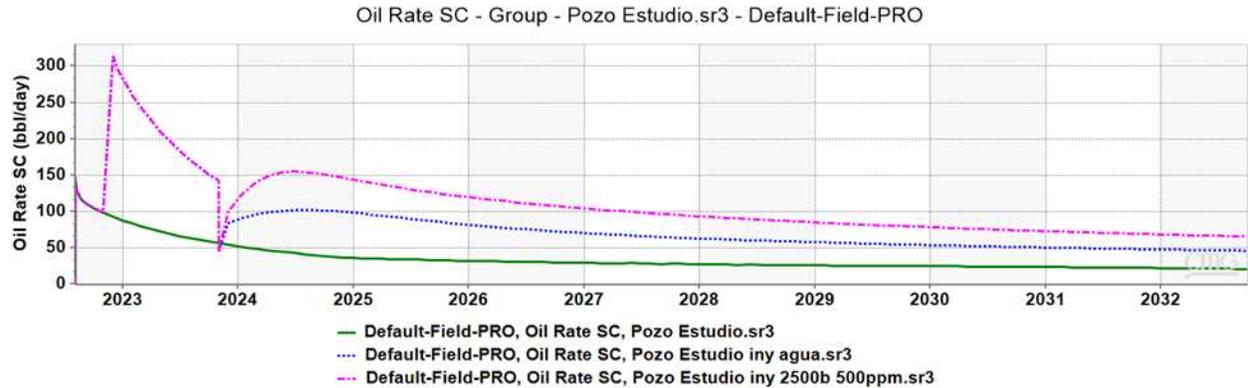


Nota. La imagen nos muestra que el petróleo total recuperado del Pozo 1 al finalizar la cuarta corrida de simulación serán 317,256 Bbl. *Tomada:* Software GEM-CMG.

4.2.2.e Quinta corrida. Esta será la primera simulación del segundo grupo de corridas, para esta quinta corrida se inyectarán 2500 barriles de agua con una concentración de 500 ppm de agentes químicos, Polímero (HPAM) + surfactante (aditivo CnF®).

Figura 34

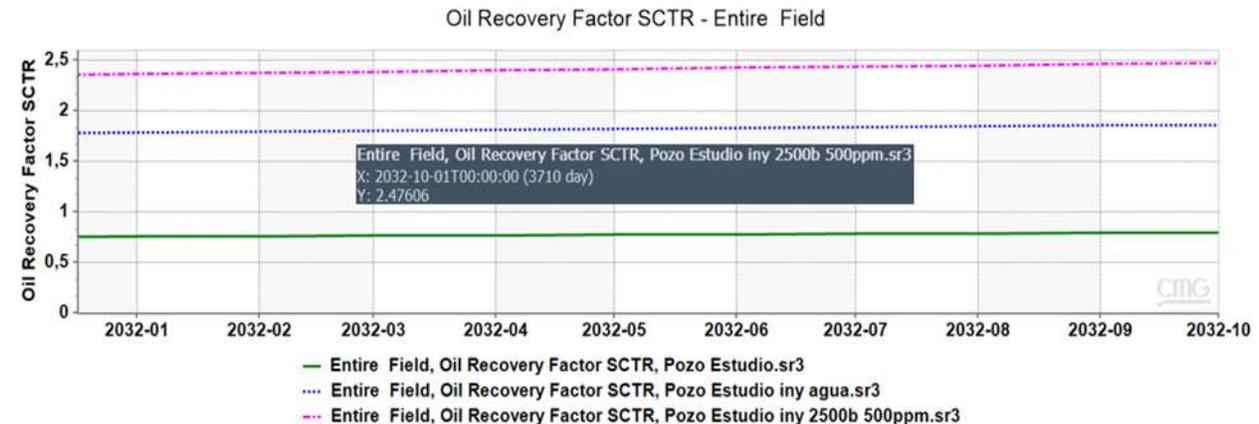
Quinta corrida de simulación.



Nota. La imagen nos muestra las curvas generadas por el software para que podamos comparar la línea base del Pozo 1, la primera corrida de simulación de inyección de agua, ya que fue tomada como línea base de inyección y la quinta corrida. *Tomada: Software GEM-CMG.*

Figura 35

Variación de factor de recobro tras la quinta corrida

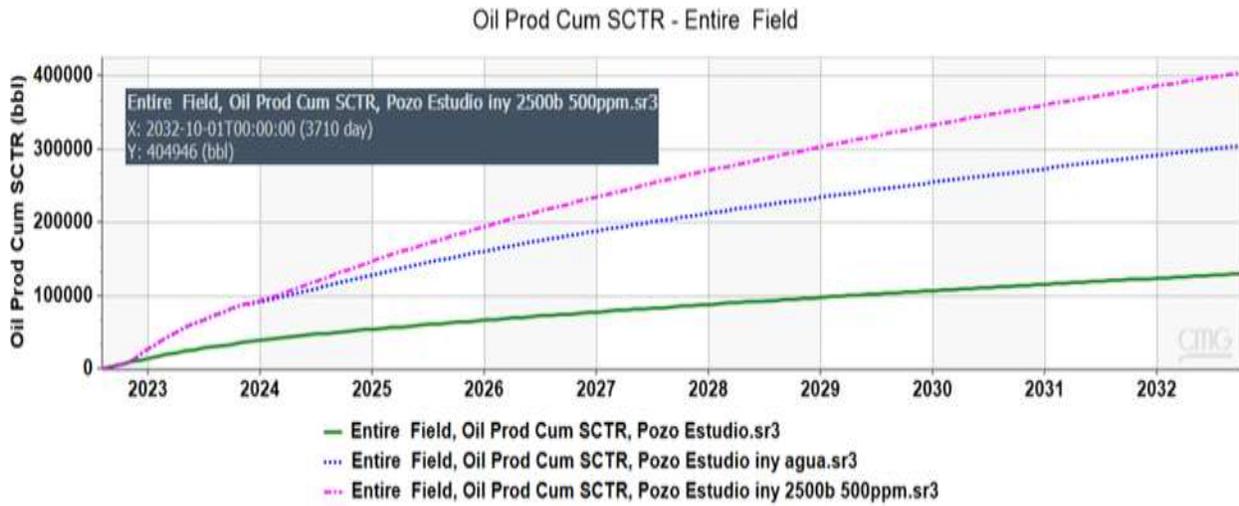


Nota. La imagen nos muestra el comportamiento del factor de recobro del Pozo 1 al finalizar la quinta corrida de simulación. *Tomada: Software GEM-CMG.*

Se evidencio un aumento en el factor de recobro en un 0,6138% con relación a la línea base de inyección de agua, lo cual nos indica una ganancia en el total de petróleo recuperado al final de la simulación igual a 100,377 Bbl.

Figura 36

Aceite recuperado total después de la quinta corrida

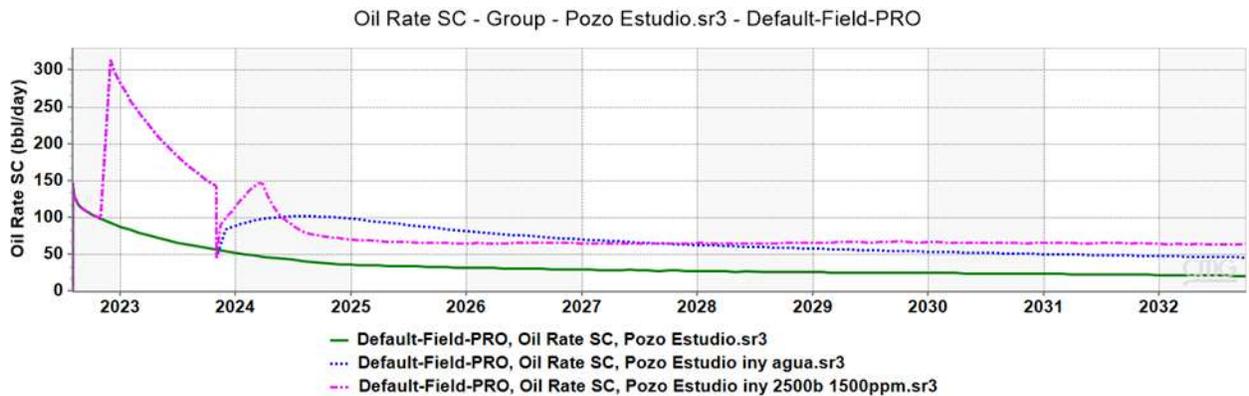


Nota. La imagen nos muestra que el petróleo total recuperado del Pozo 1 al finalizar la quinta corrida de simulación serán 404,946 Bbl. *Tomada: Software GEM-CMG.*

4.2.2.f Sexta corrida. Esta será la segunda simulación del segundo grupo de corridas, para esta sexta corrida se inyectarán 2500 barriles de agua con una concentración de 1500 ppm de agentes químicos, Polímero (HPAM) + surfactante (aditivo CnF®).

Figura 37

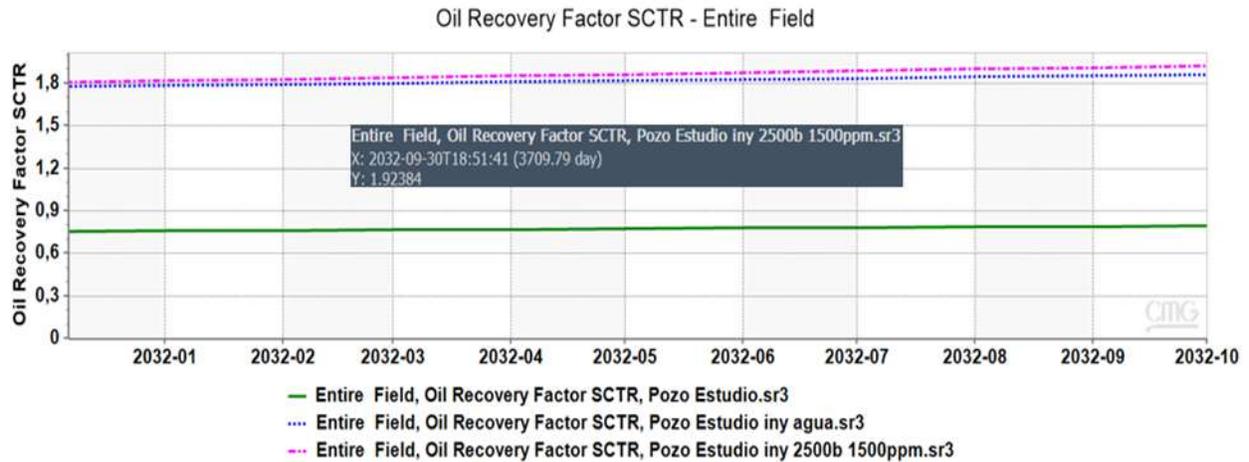
Sexta corrida de simulación



Nota. La imagen nos muestra las curvas generadas por el software para que podamos comparar la línea base del Pozo 1, la primera corrida de simulación de inyección de agua, ya que fue tomada como línea base de inyección y la sexta corrida. *Tomada: Software GEM-CMG.*

Figura 38

Variación de factor de recobro tras la sexta corrida

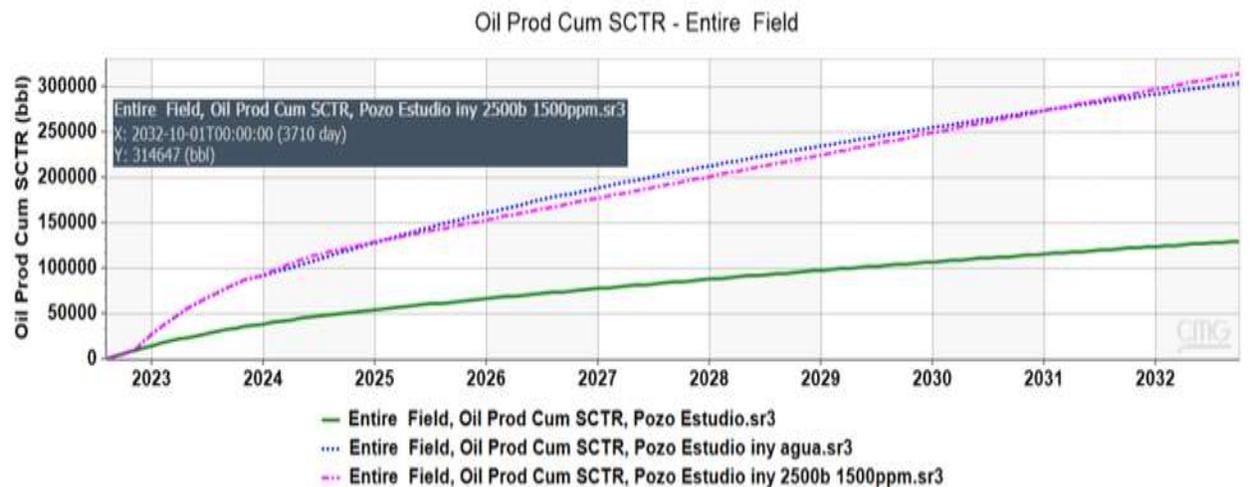


Nota. La imagen nos muestra el comportamiento del factor de recobro del Pozo 1 al finalizar la sexta corrida de simulación. *Tomada: Software GEM-CMG.*

Se evidencio un aumento en el factor de recobro en un 0,0615% con relación a la línea base de inyección de agua, lo cual nos indica una ganancia en el total de petróleo recuperado al final de la simulación igual a 10,078 Bbl.

Figura 39

Aceite recuperado total después de la sexta corrida



Nota. La imagen nos muestra que el petróleo total recuperado del Pozo 1 al finalizar la sexta corrida de simulación serán 314,647 Bbl. *Tomada: Software GEM-CMG.*

4.2.2.g Séptima corrida. Esta será la tercera simulación del segundo grupo de corridas, para esta séptima corrida se inyectarán 2500 barriles de agua con una concentración de 2500 ppm de agentes químicos, Polímero (HPAM) + surfactante (aditivo CnF®).

Figura 40

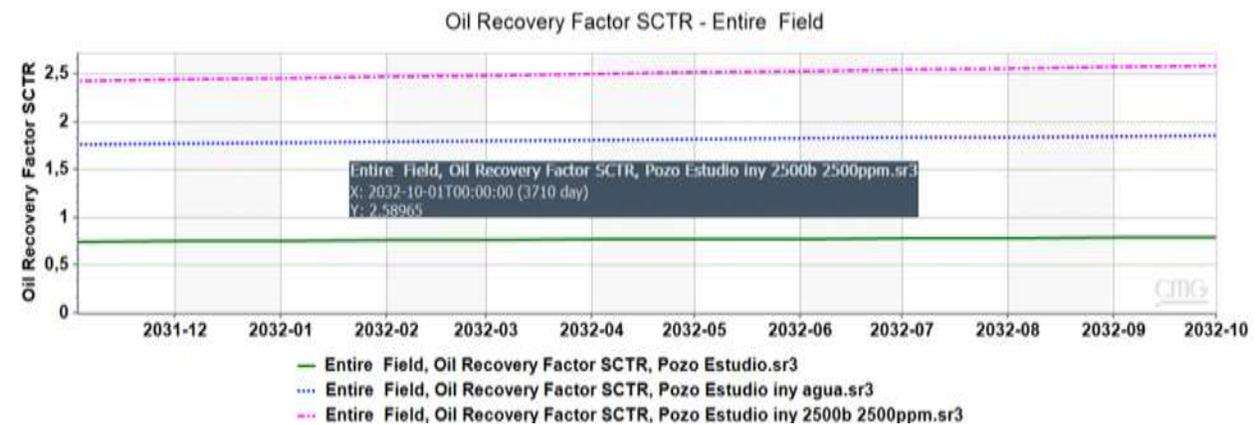
Séptima corrida de simulación.



Nota. La imagen nos muestra las curvas generadas por el software para que podamos comparar la línea base del Pozo 1, la primera corrida de simulación de inyección de agua, ya que fue tomada como línea base de inyección y la séptima corrida. *Tomada: Software GEM-CMG.*

Figura 41

Variación de factor de recobro tras la séptima corrida

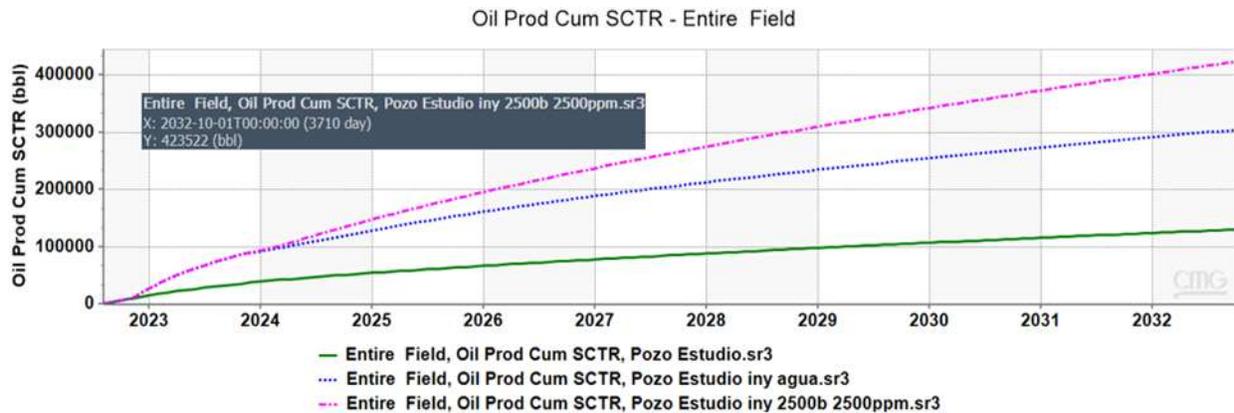


Nota. La imagen nos muestra el comportamiento del factor de recobro del Pozo 1 al finalizar la séptima corrida de simulación. *Tomada: Software GEM-CMG.*

Se evidencio un aumento en el factor de recobro en un 0,7274% con relación a la línea base de inyección de agua, lo cual nos indica una ganancia en el total de petróleo recuperado al final de la simulación igual a 118,953 Bbl.

Figura 42

Aceite recuperado total después de la séptima corrida.



Nota. La imagen nos muestra que el petróleo total recuperado del Pozo 1 al finalizar la séptima corrida de simulación serán 423,522 Bbl. *Tomada: Software GEM-CMG.*

Después de realizar las simulaciones se observó que en cinco (5) de los seis (6) escenarios se obtiene un incremento en el factor de recobro del campo, siendo el ultimo escenario en el cual obtuvimos el mayor incremento en el aceite recuperado al final del ejercicio, siendo este sobre el cual se realizara la evaluación económica del proyecto con el fin de determinar su viabilidad.

Tabla 13

Resumen de las corridas de simulación del primer grupo.

Corrida		Volumen (Bbl)	Concentración (ppm)
GRUPO 1	1	1000	500
	2	1000	1500
	3	1000	2500

Nota. En esta tabla encontramos el resumen de las corridas de simulación realizadas al primer grupo en el cual se inyecta 1000 barriles de fluido con diferentes concentraciones de química.

Tabla 14*Resumen de las corridas de simulación del segundo grupo*

Corrida		Volumen (Bbl)	Concentración (ppm)
GRUPO 2	1	2500	500
	2	2500	1500
	3	2500	2500

Nota. En esta tabla encontramos el resumen de las corridas de simulación realizadas al primer grupo en el cual se inyectó 2500 barriles de fluido con diferentes concentraciones de química.

Tabla 15*Resumen de simulaciones*

	OOIP (Bbl)	VOLUMEN INYECTADO	CONCENTRACION QUIMICA	F.R	OIL CUM (Bbl)	Δ OIL CUM (Bbl)
ESTATICO	16.354.400			0,794819%	129.988	
INY. AGUA		1000 Bbl		1,8623%	304.569	174.581
1		1000 Bbl	500 ppm	1,88254%	307.879	3.310
2		1000 Bbl	1500 ppm	1,48293%	242.525	-62.044
3		1000 Bbl	2500 ppm	1,93987%	317.256	12.687
1		2500 Bbl	500 ppm	2,47606%	404.946	100.377
2		2500 Bbl	1500 ppm	1,92384%	314.647	10.078
3		2500 Bbl	2500 ppm	2,58965%	423.522	118.953

Nota. En esta tabla podemos observar el resumen de los datos obtenidos después de realizar las corridas de simulación, todos los datos obtenidos se generaron comparando cada una de las simulaciones contra los resultados dados por la línea base de inyección de agua.

4.3 Evaluar Económicamente el método de inyección de la formulación que mostró mayor incremento en el factor de recobro de las simulaciones

Para continuar con la viabilidad del proyecto, se asumió la perforación de 4 pozos adicionales, para completar un patrón de 5 puntos, los cuales tienen una etapa productiva de 1 año, la cual se describe de la siguiente forma:

Tabla 16*Análisis de perforación arreglo de pozos*

USD	costo		Inversión
	CAPEX Perforación	OPEX Producción (1 años)	CAPEX+OPEX
Pozo Estudio 2	-\$ 2,800,000.00	-\$ 879,000.00	-\$ 3,679,000.00
Pozo Estudio 3	-\$ 2,800,000.00	-\$ 879,000.00	-\$ 3,679,000.00
Pozo Estudio 4	-\$ 2,800,000.00	-\$ 879,000.00	-\$ 3,679,000.00
Pozo Estudio 5	-\$ 2,800,000.00	-\$ 879,000.00	-\$ 3,679,000.00
total	-\$ 11,200,000.00	-\$ 3,516,000.00	-\$ 14,716,000.00

Nota. Se realizó análisis teórico, partiendo de una tasa de declinación mínima en 2 años y los datos de la figura 45 y 46 precio del crudo y dólar respectivamente

La industria petrolera, a lo largo de su compleja cadena de valor, desde la exploración hasta la comercialización final, enfrenta numerosos desafíos y oportunidades. En este dinámico entorno, los Indicadores Clave de Desempeño (KPIs) se convierten en herramientas esenciales para navegar con éxito y tomar decisiones estratégicas informadas. Para la evaluación económica que se realizó tomaron en cuenta los siguientes indicadores:

4.3.1 Costos Fijos

Incluye los costos asociados a la operación, mano de obra para la inyección química, alquiler de equipos y gastos de movilización e instalación, la preparación de la solución y los tiempos muertos durante el periodo de inyección.

Tabla 17*Costos Fijos*

Costos Fijos	Unidad	Cantidad	Valor (USD)	TOTAL (COP)
Bomba 5" x 6" con accesorios y repuestos	Und/día	2	\$ 150.00	\$ 300.00
Mano de obra	Und/día	1	\$ 63.00	\$ 63.00
Facilidad de superficie	Und/día	1	\$ 80.00	\$ 80.00
Total				\$ 443.00

Nota. La tabla describe los costos fijos para el desarrollo del proyecto.

4.3.2 Costos Variables

Incluye los costos de energía, mantenimiento de equipos, monitoreo y los consumibles para la inyección. Se quita de la ecuación los gastos administrativos e imprevistos.

Tabla 18

Costos Variables

Costos Variables	Unidad	cantidad (Gal)	Valor (USD)	Volumen a inyectar	costo
Surfactante	Gal	55	\$ 5,785.00	22.21	\$ 2,336.09
Polímero	Gal	55	\$ 457.05	1.79	\$ 14.83
Salmuera	Bbls/día	55	\$ 4.65	2,476.00	\$ 209.55
Total				2500	\$ 2,560.47

Nota. La tabla describe los costos variables para el desarrollo del proyecto.

4.3.2.a Costos Globales. Para determinar los costos globales, se realiza un análisis de la operación.

Tabla 19

Costos globales.

Costos		
Clase	Años	Precio WTI
Línea Base	10	\$ 8,393,667
Inversión	1	\$ 14,716,000
Opex inyección	9	\$ 9,820,862
Total		\$ 32,930,528

Nota. La tabla describe los costos globales para el desarrollo del proyecto.

4.3.3 Ingresos

Para la evaluación del proyecto se incluyen los ingresos base, teniendo en cuenta toda la producción de el Pozo 1 durante los 10 años del proyecto, el acumulado de producción de 4 pozos perforados y activos durante 1 año y la producción incremental en el Pozo 1 a causa de la inyección de química en un arreglo de 4 a 1.

Tabla 20

Ingresos Globales

Ingresos				
Clase	Ingresos	Bbls	Precio WTI (USD)	Ingresos (USD)
Línea Base	Producción pozo prueba año 1	129,988.00	84.13	\$ 10,935,890.44
Línea Base	pozo prueba + 4 productores	44,794.00	84.13	\$ 3,768,519.22
Incremental por EOR	Producción incremental por aporte de inyección	248,740	84.13	\$ 20,926,496.20
TOTAL				\$ 35,630,905.86

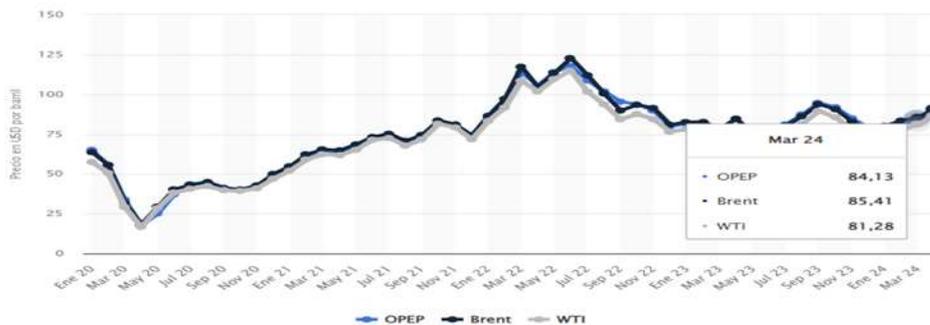
Nota. La tabla describe los Ingresos asociados al desarrollo del proyecto.

4.3.4 Precio del petróleo

Se considerarán diferentes escenarios de precios del petróleo para evaluar su efecto en la rentabilidad del proyecto.

Figura 43

Precios de crudo



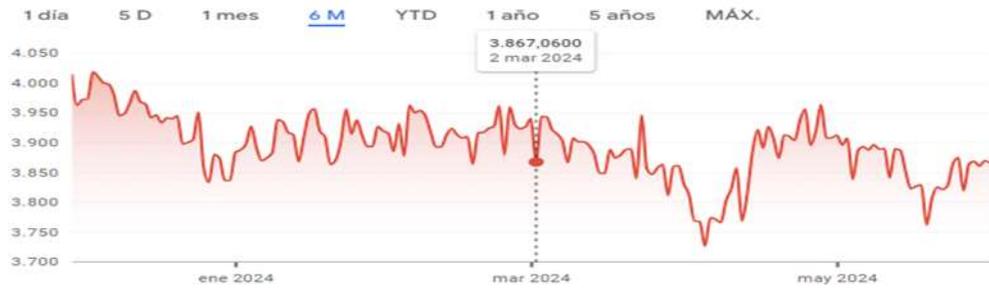
Nota. La imagen muestra el comportamiento del valor de crudo en los últimos años. [En línea]. Disponible: <https://es.statista.com/estadisticas/1104750/precio-medio-semanal-del-barril-de-brent-opep-y-wti>. [Acceso: marzo 2, 2024].

4.3.5 Precio del Dólar

Se evaluarán diferentes tasas de descuento para determinar su impacto en el valor presente neto (VPN) del proyecto.

Figura 44

Precio del dólar



Nota. La imagen muestra el comportamiento de la tasa de cambio del dólar americano en los últimos meses. [En línea]. Disponible: https://www.google.com/finance/quote/USD-COP?sa=X&ved=2ahUKEwiDv_fD_baGAXaFFkFHQTVCWgQmY0JegQIBxAw&window=6M. [Acceso: marzo 2, 2024].

4.3.6 Tiempo de retorno de la inversión

Para realizar el cálculo del tiempo de retorno de la inversión, se toma como punto de partida el momento en que los pozos prueba, se convierten en inyectores, tomando la utilidad acumulada como y los costos de operación del proyecto de inyección, como el primer flujo de caja.

Tabla 21

Flujo de caja

Año	Producción Bbls/año			Ingresos (USD)	CAPEX + OPEX INCREMENTO 5% Anual (USD)	Flujo de caja (USD) acumulado
	Producción anual pozo estudio (Bbls)	Producción anual 4 pozos perforados (Bbls)	Producción Incremental (Bbls)			
1	30,761	44,794	-	\$ 6,356,417	-\$ 14,716,000	-\$ 8,359,583
2	18,213	-	31,904	\$ 4,216,368	-\$ 1,651,877	-\$ 5,795,092
3	13,028	-	38,603	\$ 4,343,716	-\$ 1,734,471	-\$ 3,185,847
4	11,530	-	32,345	\$ 3,691,204	-\$ 1,821,194	-\$ 1,315,837
5	10,603	-	28,668	\$ 3,303,869	-\$ 1,912,254	\$ 75,778
6	9,925	-	26,039	\$ 3,025,651	-\$ 2,007,867	\$ 1,093,562
7	9,301	-	24,088	\$ 2,809,017	-\$ 2,108,260	\$ 1,794,319
8	8,950	-	22,447	\$ 2,641,430	-\$ 2,213,673	\$ 2,222,075
9	8,523	-	21,148	\$ 2,496,221	-\$ 2,324,357	\$ 2,393,940
10	9,154	-	23,498	\$ 2,747,013	-\$ 2,440,575	\$ 2,700,378
Total	129,988	44,794	248,740	35,630,906	- 32,930,528	\$ 2,700,378

Nota. La tabla describe el flujo de caja que tendrá el desarrollo del proyecto.

4.3.7 Producción incrementada

Se refiere al volumen adicional de petróleo que se recupera de un reservorio mediante la aplicación de técnicas EOR, en comparación con la producción natural o primaria.

Para el proceso de simulación desarrollado en la inyección de química, se determinó que la implementación del modelo de inyección propuesto en el documento genera un aumento en la producción de 248.740 barriles al final del proyecto, que, al multiplicar por el precio del barril de crudo, da como resultado una utilidad de \$ 2.700,378 UDS.

4.3.8 Relación Costo-Beneficio (RCB)

Se realizó un análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de las variables clave del proyecto en la viabilidad económica del mismo donde se realizó la evaluación de los KPIs descritos anteriormente calculando el impacto que tiene la inversión asociada al proceso de inyección de químico como método de EOR.

De acuerdo con el flujo de caja se determinó que para el año 5, se tiene un retorno de la inversión, dejando como resultado para el final de los 10 años de periodo evaluado, una utilidad neta de \$ 2.700,378 UDS.

4.3.9 Análisis de sensibilidad

Se realizó un breve análisis de sensibilidad para identificar las variables clave que más afectan la rentabilidad del proyecto y evaluar diferentes escenarios que podrían mejorar los resultados, definiendo la producción incremental como el indicador principal que se ve afectado por la eficiencia de la inyección. Como resultado se evidenció un aumento en la tasa de recobro del arreglo del campo, con 293.534 barriles adicionales acumulados al final del proyecto respecto a la línea base.

Tabla 22*Análisis de sensibilidad*

Análisis de sensibilidad				
	Volumen a 10 años	Ingresos US	Costos	Utilidad
Línea Base	129,988	\$ 10,935,890.44	\$ 8,393,666.70	2,542,223.74
Inyección química	423,522	\$ 35,630,905.86	\$ 32,930,528.21	2,700,377.65

Nota. La tabla resume la relación costo beneficio al final del proyecto

Se ha observado un incremento en la producción de crudo al emplear la inyección química como método de recobro mejorado, no obstante, un análisis costo-beneficio demuestra que el aumento en la utilidad es de 5.8% respecto a la línea Base, no representa un beneficio tangible para la empresa.

5. CONCLUSIONES

El análisis detallado de los parámetros petrofísicos y de fluidos de los cuatro pozos candidatos permitió concluir que solo uno reunía las condiciones óptimas para la implementación de la inyección química. Los pozos 3 y 4, al presentar crudos livianos con gravedad API e 34.9 y 37.7, respectivamente, no justificaban la aplicación de este método, ya que los problemas de movilidad asociados a la viscosidad no eran relevantes en estos casos y no concuerda con el perfil de fluido objetivo para este tipo de proyectos. El pozo 2, a pesar de presentar un crudo más pesado, fue descartado debido a la alta presencia de asfáltenos, por sus características fisicoquímicas reaccionan con los fluidos formulados para la inyección, generando una serie de problemas como la adsorción de químicos, la formación de emulsiones y la obstrucción de los poros, como consecuencia compromete la eficiencia del proceso de inyección.

El módulo GEM fue la mejor alternativa dentro del sistema del simulador CMG, para realizar corridas de simulación y en el ejercicio se demostró que la eficiencia de la inyección de química no está ligada a el aumento en el caudal de producto inyectado ni a la concentración de la mezcla como factor aislado ya que la permeabilidad de nuestro yacimiento puede permitir que el químico se mueva demasiado rápido y se diluya antes de alcanzar su objetivo. De la misma forma al aumentar el caudal de inyección por encima de los 2500 Bbbls / día, la velocidad a la cual el químico reacciona con el petróleo es muy baja y el agua puede limitar su efectividad. Por lo tanto, al generar modelos predictivos, con múltiples corridas en el simulador, se demostró que las condiciones de inyección óptimas para incrementar el factor de recobro de una línea base de 0.79% sin inyectar química, a 2.5% con inyección de química son de una preparación con 2500 ppms inyectada a una rata de 2500 Bbbls/día.

Las simulaciones realizadas para evaluar la inyección química como método de recobro mejorado arrojaron resultados favorables técnicamente hablando, ya que se obtuvo un incremento en el factor de recobro del campo igual a 1.8%, lo que conlleva a un incremento en la producción de 293.534 Bbl, al comparar la línea base sin inyección con relación al mejor escenario simulado. No obstante, la evaluación económica demostró un aumento en la utilidad neta de 5.8%, valor que se ubica por debajo de las expectativas de la compañía, haciendo inviable económicamente el proyecto.

La inyección química con una concentración de 2500 ppm resultó ser la más eficiente en comparación con 500 ppm y 1500 ppm, dando como resultado una producción incremental de 118.953 Bbl; esto sugiere que existe una concentración óptima que maximiza la reducción de la tensión interfacial, de la misma forma, el caudal de química a inyectar de 2500 Bbl/D fue más eficiente que otros caudales demostrando que la velocidad de inyección juega un papel crucial en la eficiencia del proceso y esta combinación de la concentración y velocidad adecuada maximiza la recuperación de petróleo y evita incurrir en costos adicionales o efectos adversos por exceso de química inyectada. Una baja velocidad de inyección puede afectar la eficiencia del proceso.

El caudal de 2500 Bbl/D permite un control adecuado de la movilidad del fluido inyectado, evitando problemas como el “fingering” o la canalización prematura de la química, lo que mejora la eficiencia del barrido, además se evidencio que al simular con mayores caudales de inyección la presión en las líneas del sistema supera los límites operacionales.

La inyección química como método de recobro mejorado no se presenta como una alternativa viable para la recuperación de crudo en el yacimiento evaluado, dado que el tiempo de retorno de la inversión es superior a 3 años como lo demuestran los resultados de las simulaciones, donde se buscó por medio de un análisis de sensibilidad, modificar variables como la concentración de la química a inyectar y las tasas de flujo. Al final del ejercicio en los 10 años que se evaluó, se obtuvo un aumento de 5.8% en las utilidades netas respecto a la línea base, que es un margen inferior a la expectativa de 15% proyectada por la compañía.

6. RECOMENDACIONES

Realizar estudios comparativos con otros proyectos similares de inyección de química como método de recobro mejorado en la cuenca de los Llanos Orientales que hayan tenido éxito, para aprender de sus experiencias, adquirir información relacionada con la compatibilidad de la química inyectada en este proyecto con el crudo de la formación y aplicar esos conocimientos a futuras investigaciones.

Analizar las posibilidades de mejorar la recuperación de petróleo mediante técnicas de optimización de la producción primaria, como la optimización de la configuración de pozos, el control de la tasa de producción o el uso de técnicas de estimulación de pozos.

Reevaluar el proyecto a medida que el campo va madurando, puesto que se va obteniendo mayor cantidad y calidad de datos, que debe ser analizada nuevamente y con el fin de determinar el impacto de la implementación para campos con mayor tiempo de producción.

Se recomienda analizar alternativas para reinyectar el agua producida en el pozo con el fin de recuperar la energía del yacimiento, el proceso de inyección de agua puede darse perforando un pozo inyector o preparar un completamiento de pozo dual.

Evaluar la posibilidad de inyectar por medio de un capilar, vapor y química que pueda interactuar con la cara de la formación para prevenir el daño de la formación.

Se aconseja evaluar la viabilidad de técnicas como la inyección de vapor o la combustión in situ, que han demostrado ser efectivas en yacimientos de crudo pesado con características similares, ya que reducen la viscosidad del crudo facilitando la movilidad, mejoran la eficiencia del barrido y aumentan la presión del yacimiento ayudando a empujar el crudo hacia los pozos productores incrementando el factor de recobro del yacimiento.

Evaluar la viabilidad de perforar un pozo inyector con el fin de tener un mecanismo de inyección continua de fluidos y así eliminar la pérdida de producción por tiempos de cierre del pozo.

Realizar estudios adicionales que aborden de manera exhaustiva los aspectos técnicos, económicos y ambientales del proceso de recobro mejorado con inyección química propuesto para este proyecto; estos estudios deben centrarse en identificar las causas fundamentales del rendimiento insuficiente de la inyección y proponer soluciones para mejorar la eficiencia del proceso.

REFERENCIAS

- [1]. Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH. (marzo, 20 de 2023), “Llanos Orientales”, [en línea]. Disponible: <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-seleccion/ronda-colombia-2010/tipo-2/llanos-orientales/>. [Acceso: Mar. 20, 2023]
- [2]. Don W. Green, G. Paul Willhite, Enhanced Oil Recovery, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, 1998.
- [3]. Oil production.net. (enero, 24 de 2022), “Tecnología de inyección de polímero HPAM: review Colombia”, [en línea]. Disponible: <http://oilproduction.net/reservorios/eor/item/3700-eorcolombia>. [Acceso: enero 25 del 2023]
- [4]. J.A. Sepúlveda, Simulación de yacimientos: Principios, conceptos y construcción de mallas, 1a Ed. Colombia: Universidad Sur Colombiana, 2005
- [5]. Danielle Morel and Michel Vert, Total EandP; Stéphane Jouenne, Total Petrochemicals France; and Renaud Gauchet and Yann Bouger, Total EandP Angola, “First Polymer Injection In Deep Offshore Field Angola: Recent Advances on Dalia/Camelia Field Case,” Presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 September 2010, Florence, Italy.
- [6]. Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos. “Acerca de IEEE”. [en línea]. Disponible: <https://www.ieee.org/> [Acceso: 08/nov/2023]
- [7]. J.J. Taber, F.D. Martin, and R.S. Seright, SPE: “EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects,” presented at the 2008 SPE/DOE Improved oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, U. S. A., 2008.
- [8]. D. Morel, M. Vert, Total EandP, S. Jouenne, Total Petrochemicals France, E. Nahas, Total EandP, “Polymer Injection in Deep Offshore Field: The Dalia Angola Case,” Presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September 2008, Denver, Colorado, USA.
- [9]. Pye, D. J. (1964). Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility. J. Pet. Tech. Trans. ATME 231: 911- 916.

- [10]. Wang W Y. (1995) Utilizing Viscoelastic effect to enhance polymer displacement efficiency. Fault-block Oil & Gas Field, 2(5): 27-29.