

EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL AGUA DE INYECCIÓN EN OPERACIONES DE  
RECOBRO MEJORADO POR MEDIO DE SURFACTANTES POTENCIADOS CON EL  
PRODUCTO “A” EN UN PATRÓN DE INYECCIÓN ACTUAL EN UN CAMPO DEL  
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.

HAROL STIVEN AGUDELO BETANCOURTH  
DIANA MILENNA SILVA OLARTE

Proyecto integral de grado para optar al título de:  
Ingeniero de Petróleos

Director:  
FERNANDO WILSON LONDOÑO GALVIS  
Ingeniero de Petróleos

Asesor:  
YATNIELAH ISBEL PIRELA ROPERO  
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.

2021

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

---

Nombre  
Firma del Director

---

Nombre  
Firma del Presidente Jurado

---

Nombre  
Firma del Jurado

---

Nombre  
Firma del Jurado

Bogotá D.C. Mayo de 2021

## **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 y de Investigaciones

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. Jose Luis Macias Rodriguez

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. Julio César Fuentes Arismendi

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. Juan Carlos Rodríguez Esparza

## **DEDICATORIA**

Al concluir una etapa maravillosa de mi vida quiero dedicar un sentido agradecimiento, a quienes caminaron junto a mí en este proceso en todo momento y que además fueron fuente de amor, inspiración, apoyo y fortaleza. Esta mención es para Elena Betancourth y Luis Agudelo, mis padres. Para mi hermano Martin Agudelo, quien a pesar de las circunstancias siempre estuvo en cada una de las etapas de mi carrera impulsándome a superarme y a ser cada día mejor.

A mi compañera de trabajo, Diana Silva, por su paciencia, entrega y lucha constante durante esta última etapa de carrera.

A mis amigos y compañeros por el apoyo, animo, y alegrías brindadas durante el transcurso de mi carrera profesional.

A todas las personas mencionadas por demostrarme que, con amor, entrega y mucha paciencia es posible lograr cada meta propuesta y que además comprobaron que el verdadero amor es el deseo de ayudar al otro para que se supere.

Harol Stiven Agudelo Betancouth

## **DEDICATORIA**

A Dios por todas las bendiciones brindadas, por guiarme y ayudarme siempre, dándome fuerza y paciencia para sacar adelante mis proyectos y culminar con éxito esta etapa.

A mis padres, Wilson Silva y Yadira Olarte, los cuales son el motor de mi vida y me han impulsado siempre a seguir adelante, no rendirme y luchar por mis metas, demostrándome que con esfuerzo y dedicación todo es posible.

A Sebastián, por su ayuda, su amor y apoyo incondicional, por motivarme en cada momento a ser mejor y a superarme.

Diana Milenna Silva Olarte

## **AGRADECIMIENTO**

Agradecemos la entrega, compromiso, arduo acompañamiento y colaboración brindada en el desarrollo de este proyecto de la Profesora e Ing. Yatnielah Pírela, quien, a partir de su llegada a este trabajo, siempre tuvo la disposición para ayudarnos en los momentos más difíciles y guiarnos por el mejor camino.

Al Ing. Sebastián Cruz, quien, a través de su apoyo y acompañamiento en el proceso, fue pieza fundamental para darnos soluciones donde creíamos que no habían.

A ECOPETROL, por darnos la oportunidad de realizar este proyecto y brindarnos las herramientas para sustentar el proceso inicial del trabajo, especialmente al Ing. Fernando Londoño.

A la Universidad de América por el acompañamiento en el proceso y en los momentos más difíciles, por ayudándonos a encontrar respuestas y soluciones a los problemas presentados, especialmente al Ing. Juan Carlos Rodríguez.

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 al autor.

## TABLA DE CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	15
INTRODUCCIÓN	16
1. MARCO TEÓRICO	19
1.1 Recobro mejorado (EOR)	21
1.2 Métodos químicos	22
1.2.1 <i>Inyección de polímeros</i>	22
1.2.2 <i>Inyección de Alcalis</i>	22
1.2.3 <i>Inyección de Surfactantes</i>	23
1.2.4 <i>Tipos de surfactantes</i>	25
1.3 Producto “A” en la industria de los hidrocarburos	25
1.4 Simulación Numérica de Yacimientos	27
1.5 Histórico de inyección de agua en el Campo	28
2. METODOLOGÍA Y DATOS	31
2.1 Evaluación del desempeño de la inyección de químicos	31
2.1.1 <i>Descripción del patrón de inyección X</i>	32
2.1.2 <i>Histórico de producción</i>	33
2.1.3 <i>Pronósticos de producción</i>	34
2.1.4 <i>Relación Agua-Petróleo (WOR)</i>	37
2.1.5 <i>Inyección Producto “A”</i>	37
2.2 Construcción del modelo dinámico	39
2.2.1 <i>Sección Encabezado</i>	42
2.2.2 <i>Sección geometría del modelo y propiedades estáticas</i>	42
2.2.3 <i>Sección propiedades del fluido</i>	46
2.2.4 <i>Sección interacción roca fluido</i>	47
2.2.5 <i>Sección condiciones iniciales y equilibrio</i>	49
2.2.6 <i>Sección de información de pozos y datos recurrentes</i>	49
2.2.7 <i>Sección inyección químico</i>	50
2.3 Escenarios de optimización del patrón de inyección	50
2.3.1 <i>Caso base</i>	51
2.3.2 <i>Primer escenario</i>	51



2.3.3	<i>Segundo escenario</i>	52
2.3.4	<i>Tercer escenario</i>	52
2.4	Evaluación de los escenarios de optimización del patrón de inyección	53
3.	<b>RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	55
3.1	Evaluación del desempeño de la inyección de químicos	55
3.1.1	<i>Patrón X</i>	55
3.1.2	<i>Pronósticos de producción</i>	55
3.1.3	<i>Relación Agua-Petróleo (WOR) e Inyección del producto "A"</i>	57
3.2	Construcción del modelo dinámico	59
3.3	Evaluación de escenarios de optimización	64
3.3.1	<i>Caso base</i>	64
3.3.2	<i>Primer escenario</i>	66
3.3.3	<i>Segundo escenario</i>	68
3.3.4	<i>Tercer escenario</i>	70
3.4	Selección del escenario óptimo	72
4.	<b>CONCLUSIONES</b>	78
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	80
	<b>ANEXO</b>	84

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Tipos de recobro del petróleo	20
<b>Figura 2.</b> EOR target for different hydrocarbons	22
<b>Figura 3.</b> Propiedades de los álcalis más comunes	23
<b>Figura 4.</b> Método químico - Inyección de surfactante – polímero	24
<b>Figura 5.</b> Estructura de un surfactante	24
<b>Figura 6.</b> Comportamiento de la Tension Interfacial (IFT) en función de los fluidos inyectados	26
<b>Figura 7.</b> Pre-procesador, Procesador y Post-procesador de CMG	28
<b>Figura 8.</b> Historia de Producción del Campo	30
<b>Figura 9.</b> Flujo de trabajo para la evaluación del desempeño de la inyección de químicos	32
<b>Figura 10.</b> Distribución de pozos en Patrón X	33
<b>Figura 11.</b> Producción Histórica de aceite, agua y gas en el patrón X	34
<b>Figura 12.</b> Historico de producción de aceite antes de la inyección de agua	35
<b>Figura 13.</b> Histórico relación agua-petróleo (WOR) patrón X	37
<b>Figura 14.</b> Flujo de trabajo para la construcción del modelo de simulación	40
<b>Figura 15.</b> Malla de simulación Campo	42
<b>Figura 16.</b> Porosidad en la malla de simulación del campo	43
<b>Figura 17.</b> Permeabilidad en la malla de simulación del campo	44
<b>Figura 18.</b> Net to Gross Ratio en la malla de simulación del campo	44
<b>Figura 19.</b> Parametros obtenidos en KAPPA PVT	47
<b>Figura 20.</b> Sección roca-fluido del simulador	48
<b>Figura 21.</b> Curva de permeabilidad relativa del yacimiento	49
<b>Figura 22.</b> Histórico y pronósticos de producción de aceite	56
<b>Figura 23.</b> WOR – Producto “A” vs $N_p$ , Patrón X	58
<b>Figura 24.</b> Producción acumulada de petróleo y gas del patrón X ( $N_p$ , $G_p$ )	59
<b>Figura 25.</b> Solubilidad del gas en el aceite vs Presión	61
<b>Figura 26.</b> Factor Volumetrico de formacion del aceite $B_o$ vs Presión	61
<b>Figura 27.</b> Viscosidad ( $U_o$ ) vs Presión	62
<b>Figura 28.</b> Cotejo histórico de la producción acumulada de aceite	63

<b>Figura 29.</b> Cotejo histórico de las tasas de producción de aceite, reproducido por el simulador CMG	64
<b>Figura 30.</b> Predicción de la producción acumulada de aceite para caso base	65
<b>Figura 31.</b> Predicción del factor de recobro del patrón para caso base	66
<b>Figura 32.</b> Predicción de la producción acumulada de aceite para el primer escenario	67
<b>Figura 33.</b> Predicción del factor de recobro del patrón para el primer escenario	68
<b>Figura 34.</b> Predicción de la producción acumulada de aceite para el segundo escenario	69
<b>Figura 35.</b> Predicción del factor de recobro del patrón para el segundo escenario	70
<b>Figura 36.</b> Predicción de la producción acumulada de aceite para el tercer escenario	71
<b>Figura 37.</b> Predicción del factor de recobro del patrón para el tercer escenario	72
<b>Figura 38.</b> Producción acumulada de petróleo vs tiempo. Integración caso base y primer escenario propuesto	75
<b>Figura 39.</b> Producción acumulada de petróleo vs tiempo. Integración caso base y segundo escenario propuesto	75
<b>Figura 40.</b> Producción acumulada de petróleo vs tiempo. Integración caso base y tercer escenario propuesto	76

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Calendario inyección producto “A” en el patrón X	38
<b>Tabla 2.</b> Historial de inyección de producto “A”, agua y producción de los pozos pertenecientes al patrón X	39
<b>Tabla 3.</b> Información de entrada al simulador	41
<b>Tabla 4.</b> Especificaciones del químico y producto “A” implementado	50
<b>Tabla 5.</b> Parámetros de inyección para caso base de simulación	51
<b>Tabla 6.</b> Parámetros de inyección para el primer escenario de optimización opción 1	51
<b>Tabla 7.</b> Parámetros de inyección para el primer escenario de optimización opción 2	51
<b>Tabla 8.</b> Parámetros de inyección para el primer escenario de optimización opción 3	52
<b>Tabla 9.</b> Parámetros de inyección para el segundo escenario de optimización con VP del 5%	52
<b>Tabla 10.</b> Parámetros de inyección para el segundo escenario de optimización con VP del 7%	52
<b>Tabla 11.</b> Parámetros de inyección para el tercer escenario de optimización opción 1	53
<b>Tabla 12.</b> Parámetros de inyección para el tercer escenario de optimización opción 2	53
<b>Tabla 13.</b> Parámetros de inyección para el tercer escenario de optimización opción 3	53
<b>Tabla 14.</b> Datos de entrada para cálculo del índice de declinación	56
<b>Tabla 15.</b> Estimaciones de petróleo acumulado e incrementos de factores de recobro	57
<b>Tabla 16.</b> Propiedades PVT del fluido	60
<b>Tabla 17.</b> Comparación resultados Np y Factor de Recobro caso base	72
<b>Tabla 18.</b> Comparación resultados Np y Factor de Recobro primer escenario evaluado	73
<b>Tabla 19.</b> Comparación resultados Np y Factor de Recobro segundo escenario evaluado	73
<b>Tabla 20.</b> Comparación resultados Np y Factor de Recobro tercer escenario evaluado	74

## LISTA DE ABREVIATURAS

<b>%</b>	Porcentaje
<b>°</b>	Grados
<b>∅</b>	Porosidad
<b>ρ<sub>o</sub></b>	Densidad del petróleo
<b>β<sub>o</sub></b>	Factor volumétrico del petróleo
<b>°API</b>	Grados API (unidad de medida de la densidad del petróleo)
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit
<b>BPD</b>	Barril por día
<b>BOPD</b>	Barriles de aceite por día
<b>BSW</b>	Contenido de agua y sedimentos
<b>BWPD</b>	Barriles de agua por día
<b>CF</b>	Pies cúbicos
<b>EOR</b>	<i>(Enhanced Oil Recovery)</i> Recuperación mejorada de petróleo
<b>EUR</b>	<i>(Estimated Ultimate Recovery)</i> Recuperación Final Estimada
<b>Fr</b>	Factor de recobro
<b>Ft</b>	Pies
<b>Gp</b>	Gas acumulado
<b>Gpc</b>	Giga pies cúbicos
<b>IFT</b>	Tensión interfacial
<b>KBWPD</b>	Kilo barriles de agua por día
<b>KCF</b>	Miles de Pies cúbicos
<b>KCFD</b>	Miles de Pies cúbicos por día
<b>Kh</b>	Permeabilidad horizontal
<b>Kv</b>	Permeabilidad vertical
<b>M</b>	Razón de movilidad
<b>mD</b>	Millidarcy
<b>MMbls</b>	Millones de barriles
<b>MMSCFD</b>	Millones de pies cúbicos estándar por día
<b>Np</b>	Petróleo Acumulado
<b>OOIP</b>	Petróleo original in situ

<b>Pb</b>	Presión del punto de burbuja
<b>Pc</b>	Presión capilar
<b>ppm</b>	Partes por millón
<b>Psia</b>	Libras por pulgada cuadrada absolutas
<b>Psi</b>	Libras por pulgada cuadrada
<b>Qo</b>	Caudal de aceite
<b>Qw</b>	Caudal de agua
<b>Qwi</b>	Caudal de inyección de agua
<b>RB</b>	(Reservoir barrels) Barriles de yacimiento
<b>Rs</b>	Razón de gas en solución
<b>SCFD</b>	Pies cúbicos estándar por día
<b>SLA</b>	Sistema de levantamiento artificial
<b>So</b>	Saturación de petróleo
<b>SP</b>	Surfactante-Polímero
<b>STB</b>	Barril de petróleo a condiciones estándar
<b>USD</b>	(United States Dollars) Dólares Estadounidenses
<b>Vp</b>	Volumen poroso
<b>VSM</b>	Valle Superior del Magdalena
<b>WOR</b>	Relación Agua-Petróleo (Water-Oil Ratio)
<b>Wp</b>	Agua acumulada
<b>Z</b>	Factor de compresibilidad del gas

## RESUMEN

El presente trabajo tuvo como objetivo evaluar el desempeño del agua de inyección en operaciones de recobro mejorado por medio de surfactantes potenciados con el producto “A” empleados por la empresa estatal ECOPETROL, en uno de los patrones de un campo del Valle Superior del Magdalena, el cual se desarrolló a través de la descripción general de la historia de producción, los parámetros de inyección del producto “A” y las generalidades del patrón a estudiar. Los principales instrumentos para la evaluación del desempeño del agua de inyección fueron los índices de declinación, los pronósticos de producción y parámetros como la relación agua petróleo (WOR) en función de las concentraciones de los químicos y los acumulados de producción de aceite y gas.

En el desarrollo del modelo base de simulación, se partió desde un modelo estático previo suministrado por la compañía, el cual se complementó tras la determinación de las propiedades PVT de los fluidos, las asociadas a la interacción roca-fluido, la definición de condiciones iniciales, la caracterización y especificación de los pozos del patrón y la descripción de las propiedades del químico a inyectar, adicionalmente con el fin de corroborar los datos cargados, se realizó el cotejo histórico enfocado en las tasas de producción y la producción acumulada de aceite.

Para finalizar, en el desarrollo del modelo predictivo de inyección de químicos potenciados con el producto “A”, se definieron cuatro escenarios, los cuales se conforman de un caso base y tres escenarios de optimización del desempeño de la inyección, reflejados en aumentos de las tasas de producción de aceite, teniendo como parámetro fijo la tasa de inyección y como variables, el volumen poroso a inyectar y la concentración del producto “A”. Por consiguiente, los resultados se enfocaron en la representación de la producción acumulada de petróleo y el factor de recobro para cada escenario, de los cuales el mejor escenario tuvo como resultado un factor de recobro del 24,3974% y un acumulado de producción de aceite de 4,376 MMBls.

**Palabras clave:** Inyección de químicos, tasas de producción de aceite, modelo de simulación, escenarios de optimización, patrón de inyección.

## INTRODUCCIÓN

En la industria del petróleo y gas el valor de las compañías se ve representado principalmente por la cuantificación de reservas y el factor de recobro obtenido en la producción de petróleo en los campos. En este caso el Campo a estudiar se encuentra localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), perteneciente al departamento del Huila. Al ser descubierto este campo y de la evaluación y caracterización del yacimiento, se determinó como su mecanismo de producción primario, gas en solución, lo cual ocasionó una pronta caída de su energía natural y además tuvo gran afectación por las propiedades del yacimiento, lo que llevó a la compañía operadora a emplear un mecanismo de recobro secundario, por lo que, se decidió trabajar bajo un esquema de inyección de agua.

Este método de inyección fue implementado desde 1997 y en consecuencia del éxito en los resultados obtenidos, tuvo un avance en su desarrollo durante un amplio periodo de tiempo, ocasionando un alto reciclo de agua. Esto implicó que la mayor parte del agua inyectada era obtenida en superficie, por consiguiente, se presentaba una reducción en la eficiencia de barrido del agua de inyección en el yacimiento, que se vería reflejada en la caída de las tasas de aceite recuperado y el aumento considerable en los costos CAPEX y OPEX.

Desde diciembre del 2011 el campo ha sido operado por Ecopetrol S.A, quien en su esfuerzo por mejorar el factor de recobro realizó un estudio de factibilidad de métodos de recobro mejorado (EOR) con el fin de determinar cuál era el más efectivo según las características, propiedades del campo, las experiencias y precedentes de la compañía. Del estudio realizado se obtuvo que los métodos más adecuados para este campo, son los químicos, más específicamente la inyección de surfactantes, pero debido a los altos costos en los que incurría la empresa al aplicar esta alternativa, se decidió analizar métodos no convencionales que permitieran mejorar esta técnica, por lo cual decidieron implementar un producto “A” que potenciaría la función de los surfactantes, permitiendo reducir las concentraciones y los costos.

A partir de diciembre del 2019 Ecopetrol ha venido implementando la inyección de surfactantes potenciados en el Campo del Valle Superior del Magdalena con el fin de optimizar el factor de recobro y maximizar las tasas de aceite producido, sin embargo, desde el inicio de la inyección no se ha realizado un análisis numérico del desarrollo del proceso, es por eso que se propone la construcción de un modelo conceptual de simulación, para evaluar la existencia de posibles escenarios de optimización para el patrón de inyección X el cual es ejecutado en la actualidad por



la compañía, además de desarrollar un análisis basado en el factor de recobro y la tasa de aceite producido.

En el desarrollo de este trabajo se dará cumplimiento al objetivo general, en el cual se evaluará el desempeño del agua de inyección en operaciones de recobro mejorado por medio de surfactantes potenciados con el producto “A” usados actualmente en un patrón de inyección de un Campo del Valle Superior del Magdalena mediante simulación numérica.

Así mismo, este trabajo se rige bajo cuatro objetivos específicos:

1. Evaluar el desempeño de la inyección de químicos implementados actualmente en los pozos de un patrón del Campo del Valle Superior del Magdalena.
2. Construir el modelo dinámico de simulación de un patrón del Campo del Valle Superior del Magdalena.
3. Proponer escenarios de optimización de los parámetros de inyección de agua en el patrón X del Campo del Valle Superior del Magdalena mediante el modelo dinámico de simulación.
4. Evaluar escenarios de optimización al patrón de inyección X del Campo del Valle Superior del Magdalena mediante simulación numérica haciendo uso de los parámetros básicos de inyección.

«La selección apropiada del método de recuperación, depende de la evaluación de los métodos de recobro EOR y comprenden varias fases. La simulación numérica detallada es considerablemente utilizada, sin embargo, se presentan inconvenientes que limitan su pertinencia; además de ser costosa, no siempre se cuenta con toda la información necesaria del yacimiento, y requiere de un tiempo prolongado de realización y análisis de resultados.»[1]

Tras un estudio detallado en el campo del Valle Superior del Magdalena, la compañía ha realizado la implementación de inyección de surfactantes, pero debido a los altos costos en los que incurrió por una baja eficiencia en el mecanismo ejecutado, fue necesario considerar una nueva disciplina la cual ha tomado fuerza en las últimas décadas de la industria petrolera.

«Esta tecnología ha dado lugar a materiales con propiedades que ayudan al proceso generando una mayor eficiencia, con el beneficio de que estas se pueden modificar y controlar según las necesidades de cada proyecto, un ejemplo de los métodos químicos, es el uso de detergentes como surfactantes para ayudar a reducir la tensión superficial o las fuerzas capilares que a menudo impide que las gotas de aceite se muevan a través del yacimiento.» [2]

Mediante la construcción de un modelo conceptual de simulación numérica y la evaluación de los escenarios de inyección planteados se maximizará la tasa de aceite recuperado en el Campo del Valle Superior del Magdalena, variando diferentes parámetros seleccionados como la concentración de químicos, tasas de inyección, volúmenes inyectados, entre otros, los cuales afectarán directamente la tensión interfacial, causándole una disminución, además de un aumento en la eficiencia de barrido, lo cual se verá reflejado en la mejora del factor de recobro del campo.

## 1. MARCO TEÓRICO

La industria petrolera y su proceso para el sostenimiento y perduración en el tiempo se arraiga principalmente a un estudio detallado para la adecuada administración y desarrollo de los recursos, es por esto, que es de vital importancia el entendimiento del concepto de yacimiento, así como de sus propiedades.

«La roca generadora también llamada yacimiento, se define como una formación con la capacidad de almacenar y dejar fluir fluidos a través de ella, adicionalmente un reservorio petrolífero se caracteriza por la acumulación natural de hidrocarburos en su medio poroso, los cuales son retenidos por formaciones de rocas impermeables suprayacentes.»[3]

El entendimiento del yacimiento implica el saber cómo se relacionan cada uno de los aspectos presentes como lo es Roca-Fluido-Energía, ya que de estos dependerá la vida productiva del reservorio, es por eso que se definen las etapas por las cuales puede pasar el yacimiento. En el recobro primario, se logra identificar qué tipo de mecanismo de producción presenta el reservorio, a través del comportamiento que se tiene al dar inicio a la etapa de producción de crudo y como varia a través del tiempo; una causa que llevó a implementar un recobro secundario, fue el acelerado depletamiento de la energía original del yacimiento, paralelo a esto la disminución en la producción de aceite y el aumento considerable en la producción de otros fluidos (agua y gas). Al surgir estos problemas, se desarrollaron técnicas que consisten en la inyección de los fluidos producidos, que permitieron mantener un gradiente de presión adecuado, sin embargo, este recobro no fue suficientemente efectivo. A principios de los años 70 se desarrollaba un contexto económico mundial favorable, es ahí donde se empezó a valorar el recobro terciario, con el propósito de aumentar el factor de recobro y rentabilidad de un campo, mediante la alteración de diferentes propiedades del aceite, de la roca y/o del fluido inyectado.

**Figura 1.**

*Tipos de recobro del petróleo*



*Nota.* Representación de las clases de recobro y subclases según cada tipo de recobro.

Los diferentes tipos de recobro ayudan principalmente a analizar y plantear cuál sería la mejor estrategia de desarrollo que se le puede aplicar a un campo en específico, teniendo en cuenta limitaciones administrativas, ambientales y económicas para así lograr la mayor eficiencia en la recuperación de petróleo; como se puede observar en la **figura 1**, existen tres tipos de recobro. El primero se da por el mecanismo de producción propio del yacimiento, ya sea por empuje hidráulico, gas en solución, capa de gas, segregación gravitacional y la más común expansión roca fluido, así mismo hacen parte los diferentes sistemas de levantamiento artificial. [4] El segundo tipo de recobro se basa en una recuperación adicional de petróleo producto de la inyección de agua y gas inmiscible, el hecho de ser el secundario no restringe la aplicabilidad simultánea del recobro primario (levantamientos artificiales). [5] Por último, el recobro terciario se aplica mayormente luego de implementados los dos recobros anteriores, donde el yacimiento a pesar de esto aún contiene reservas de crudo originales en sitio, por lo tanto, se dividen en diferentes métodos No convencionales. Como lo es el térmico donde el principal objetivo es incrementar la producción de aceite, a través de la reducción de la viscosidad, acompañado del incremento de la temperatura y fortalecimiento de la humectabilidad al agua en la roca [6], en la **figura 1** se puede identificar

las diferentes técnicas aplicadas, resaltando la inyección alternada o cíclica de vapor e inyección de agua caliente como las más usuales de los térmicos.

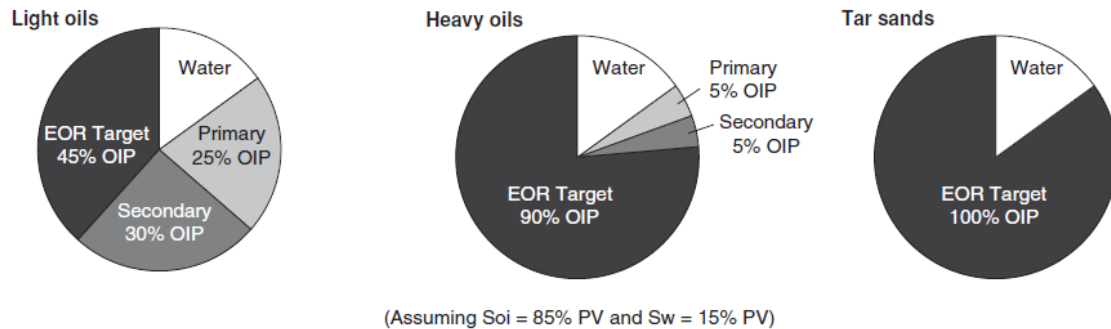
El método de gases, consiste principalmente en inyectar fluidos miscibles o inmiscibles en el aceite, con el propósito de reducir la viscosidad, alterar la humectabilidad de la roca, mantener presión y mejorar la eficiencia de barrido. Entre estos se encuentra la inyección de CO<sub>2</sub> miscible o inmiscible, inyección de nitrógeno, VAPEX que es la inyección de solventes. En Otros métodos de recuperación terciaria se incluyen técnicas como la de microorganismos, vibro sísmica, CHOPS, inyección pulsada de agua e inyección de plasma (Carbonato de calcio, CaO<sub>2</sub>), los cuales son poco implementados por su baja efectividad o alto costo de operación; por último el método químico donde su objeto a intervenir no es el aceite, sino el fluido a inyectar, con el fin de aumentar eficiencia de desplazamiento a través del aumento de la viscosidad del agua, la alteración de humectabilidad y aumento del rendimiento de los aditivos no convencionales presentes, allí encontramos la inyección de polímeros, reduciendo la movilidad del agua al aumentar la viscosidad efectiva y taponando algunas gargantas porales, con el fin de aumentar la eficiencia de barrido, eficiencia de estratificación y la saturación en el frente de invasión [6]; emulsiones, inyección de soluciones alcalinas, inyección de ASP, y por último inyección de surfactantes y nano partículas, que serán las técnicas abordadas en el presente trabajo.

### **1.1 Recobro mejorado (EOR)**

El recobro terciario o EOR (Enhanced Oil Recovery), más que la tercera fase cronológica del desarrollo de un yacimiento, es la etapa en donde se aplican métodos de la recuperación primaria y secundaria, especialmente la inyección de agua y gas, con la particularidad de que al proceso se añaden componentes que no son propios del yacimiento con el fin de reducir la saturación de aceite (S<sub>o</sub>) por debajo de la saturación de aceite residual (S<sub>or</sub>) [7]. El objetivo del EOR puede variar según el tipo de yacimiento.

**Figura 2.**

*EOR target for different hydrocarbons*



**Nota.** Representación de los porcentajes objetivo de cada tipo de recobro según el tipo de fluido del yacimiento. Tomado de: S. Thomas., "Enhanced Oil Recovery – An Overview", *IFP*, Vol. 63, no. 1, pp. 9-19, 2008, [En línea]. <https://doi.org/10.2516/ogst:2007060>.

Como se observa en la **figura 2**, el protagonismo del recobro mejorado se da especialmente en procesos de extracción de crudos pesados, donde su objetivo de recobro de aceite original es de casi 90% [7]. En la **figura 1** se clasificaron los 4 grupos en los cuales se dividen los métodos de EOR: Método térmico, Método de gases, “Otros” y los métodos químicos.

## 1.2 Métodos químicos

Estos métodos se basan principalmente en la inyección de sustancias químicas con el fin de reducir la tensión interfacial, alterar la mojabilidad de la roca y a su vez aumentar la eficiencia de barrido del crudo; adicionalmente la inyección de estas sustancias ayuda a reducir daños en la formación, mitigar la corrosión en la integridad del pozo y equipos empleados. Este método se divide en:

### 1.2.1 Inyección de polímeros

Este método consiste en el uso de polímeros dispersos en el agua de inyección, con el fin de reducir la movilidad del agua, aumentando su viscosidad y taponando algunos poros de la formación, para obtener una mayor eficiencia de desplazamiento y por lo tanto un mejor barrido que en los procesos convencionales [6].

Los polímeros son moléculas que se caracterizan por tener un gran tamaño, constituidas por “eslabones” orgánicos denominados monómeros, unidos mediante enlaces covalentes.

### 1.2.2 Inyección de Alcalis

Consiste en inyectar una solución acuosa de álcalis, con el fin de que reaccione con los componentes ácidos del crudo del yacimiento, y así activar de forma natural un “surfactante” que como resultado tiene la reducción de la tensión interfacial, a la par la mejora de la movilidad del

petróleo y cambios en la mojabilidad de la roca. La **figura 3** resume los tipos de soluciones alcalinas más comunes que se pueden encontrar, tales como hidróxido, carbonato, silicato y orto silicato de sodio [8].

**Figura 3.**

*Propiedades de los álcalis más comunes.*

Alkali Formula	Sodium Hydroxide NaOH	Sodium Carbonate Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Sodium Orthosilicate Na <sub>4</sub> SiO <sub>4</sub>	Sodium Tripolyphosphate Na <sub>5</sub> P <sub>3</sub> O <sub>10</sub>	Ammonium Hydroxide NH <sub>4</sub> OH
Reduces IFT	Yes	Yes	Yes	No	No
Precipitates Ca <sup>2+</sup>	Yes	Yes	Yes		
Precipitates Mg <sup>2+</sup>	Easier than Ca <sup>2+</sup>	No or much more difficult than Ca <sup>2+</sup>	Yes		
Sequesters Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>				Yes	
Emulsifier	Good	Yes	Good	Good	
Wettability alteration	Yes	Yes	Yes	Yes	Good
Reduces S adsorption	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes

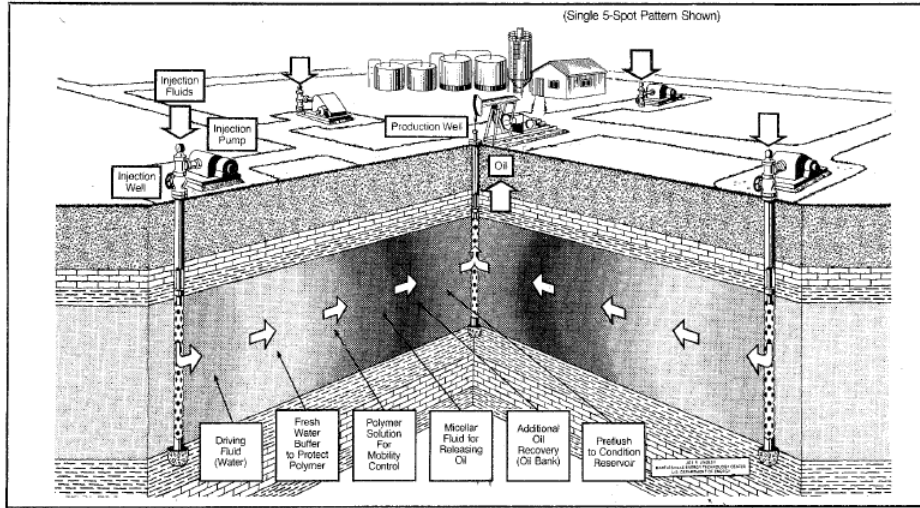
*Nota.* Representación de las principales características y los álcalis más comunes. Tomado de: J.J. Sheng., *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery Theory and Practice*. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2011.

**1.2.3 Inyección de Surfactantes**

Este método consiste en agregar surfactantes a una solución acuosa, ocasionando que las moléculas de surfactantes al momento de interactuar con el sistema generen micelas, las cuales serán el objeto de inyección al yacimiento, para que cuando entren en contacto ya sea con la superficie de los poros o la interfaz fluido/fluido se forme una especie de micro emulsión, la que cumplirá con la función de reducir la tensión interfacial, cambiando la mojabilidad del área contactada [6]. Un esquema general del proceso de inyección de surfactantes se puede observar en la **figura 4**.

**Figura 4.**

*Método químico - Inyección de surfactante – polímero.*

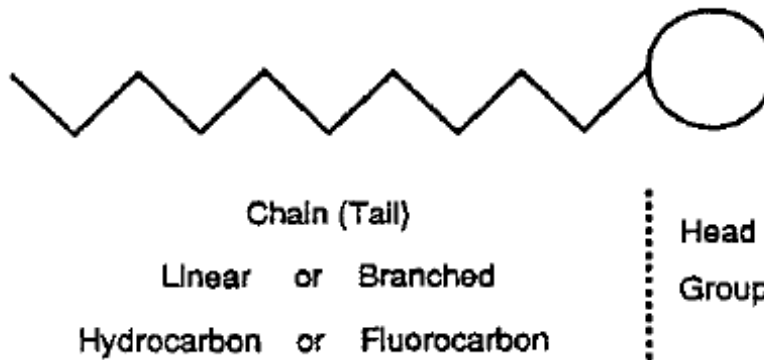


*Nota.* Representación del proceso de inyección de surfactantes-polímeros en el yacimiento desde el pozo inyector hasta el productor. Tomado de: H.C. Slider., *Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods*, 1. ed. Estados Unidos: PennWell Publishing Company, 1983.

Las moléculas de surfactantes, consisten en una porción de hidrocarburo (no polar) y una porción iónica (polar), las cuales adquieren un nombre de la “cola” siendo la parte hidrofóbica (Repela el agua) y la “cabeza” es la hidrofílica (atrae el agua), respectivamente; un bosquejo simplificado de una molécula de surfactante es como la que se observar en la **figura 5**, a estos se les denomina como anfifílicos por su contenido de restos polares y no polares [9].

**Figura 5.**

*Estructura de un surfactante.*



*Nota.* Representación de la estructura más común de los surfactantes. Tomado de: D.W. Green, G. P. Willhite, *Enhanced Oil Recovery*. Texas, Estados Unidos: Society of Petroleum Engineers, 1998.



#### **1.2.4 Tipos de surfactantes**

Los surfactantes se pueden clasificar conforme a su naturaleza iónica

**1.2.4.a** Aniónicos. “Generalmente la molécula de los surfactantes aniónicos se ioniza en una solución acuosa lo que le otorga una carga negativa, así mismo se destacan por ser de alta aplicación en los procesos de Recobro mejorado, gracias a su baja adsorción en la roca del reservorio, su estabilidad y su bajo costo de fabricación”. [10].

**1.2.4.b** Catiónicos. “Al igual que las anteriores, estas moléculas se ionizan en soluciones acuosas, sin embargo, estas obtienen una carga positiva y la aplicación de estos dependerá del tipo de matriz de la formación, ya que se adsorben firmemente en areniscas (tienen carga negativa), y en carbonatos tienen la capacidad de invertir la mojabilidad de aceite al agua”. [10].

**1.2.4.c** No iónicos. “Esta molécula no logra ionizarse, por lo tanto y referenciando la figura 5 La cabeza es más grande que el grupo de la cola. Lo que le da las características de no tener una buena reducción en la tensión interfacial, pero le otorga una alta resistencia a la salinidad lo que permite mezclarlas con los aniónicos”. [10].

**1.2.4.d** Anfotéricos. “Este tipo de surfactantes es el de mayor costo, debido a sus propiedades de resistencia a condiciones hostiles como altas temperaturas y salinidades, y su versatilidad en cuanto a su caracterización ya que pueden ser aniónicos-catiónicos, no iónicos-catiónicos o no iónicos-aniónicos” [10].

#### **1.3 Producto “A” en la industria de los hidrocarburos**

En los últimos años, las nuevas tecnologías desarrolladas en la industria del petróleo y gas han tenido un avance significativo que ha sido impulsado por la necesidad mundial de ir convirtiendo cada proceso en una práctica más sostenible y amigable con el medio ambiente, enfocados en la reducción del impacto que tienen los procesos de la industria petrolera.

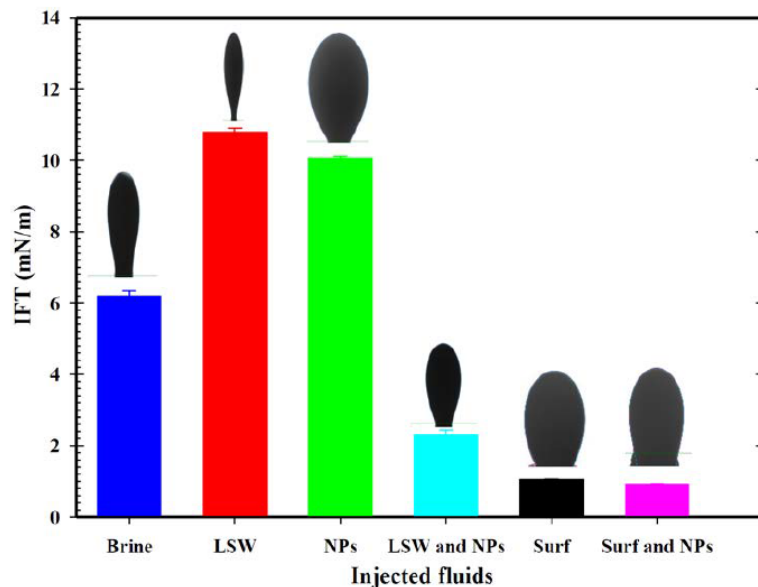
«Estas tecnologías pueden contribuir en los equipos de perforación haciéndolos más duros, más resistentes al desgaste y más duraderos, en operaciones costa afuera se emplean creando materiales estructurales más livianos, más fuertes y más resistentes a la corrosión. En la producción de aceite esta tecnología tiene influencia a nivel molecular, alterando las propiedades entre la interfaz fluido-fluido o fluido-sólido, la forma de aplicación en este aspecto se da a través de surfactantes adaptados, para luego ser agregados al yacimiento de una manera más controlada con el fin de desplazar más aceite.» [11]

En las operaciones de recobro mejorado, la implementación de esta tecnología se le ha dado un enfoque al aumento en la eficiencia de desplazamiento y acorde al tema a tratar en este trabajo, se han identificado algunas explicaciones propuestas para definir la alteración de algunas propiedades de la interacción roca-fluido al momento de implementar surfactantes.

En un estudio realizado en Estados Unidos se expone una prueba de laboratorio, que tiene como fin identificar el comportamiento de factores como la Tensión Interfacial (IFT) con respecto a diferentes fluidos inyectados en el corazón de la formación estudiada, de lo que se obtuvo una mayor reducción de la IFT en las pruebas en las cuales se inyectó el producto “A” (NPs) con un fluido adicional (Low Salinity Water o Surfactantes), como se muestra en la **figura 6**. En la figura se identifica como “la inyección de surfactantes aumenta la formación de una estructura amorfa del producto “A” en los poros de la formación, sin embargo, el efecto del IFT es el que presentó dominancia durante la inyección de los fluidos”. [12]

**Figura 6.**

*Comportamiento de la Tension Interfacial (IFT) en función de los fluidos inyectados.*



*Nota.* Se presentan los resultados obtenidos del comportamiento de la Tensión Interfacial en las pruebas de laboratorio, al inyectar diferentes fluidos a la muestra. Tomado de: “Effect of Silica Nanoparticles on the Oil Recovery During Alternating Injection with Low Salinity Water and Surfactant into Carbonate Reservoirs” *Society of Petroleum Engineers*, pp. 11-14, Oct, 2020; [En línea]. <https://doi.org/10.2118/201586-MS>

Por otra parte, más recientemente, se han realizado sugerencias que dicen que la movilidad y la eficacia de los modificadores de la humectabilidad como lo son los surfactantes, pueden incrementarse si se implementan en compañía de un producto “A”. [13]

Esta tecnología se ha hecho muy atractiva para todas las industrias debido a su gran capacidad de ayudar a mejorar los procesos y en la petrolera, se ha destacado por la implementación realizada en la producción de hidrocarburos, debido a las condiciones presentadas en las formaciones productoras, el tamaño de este producto y la capacidad de manipular su comportamiento. La sinergia entre el surfactante y un producto de esta tecnología, ha sido objeto de estudio y es allí donde se identifica que “la adsorción de un material muy activo y energético, sobre una superficie sólida puede alterar significativamente la energía o tensión superficial y por lo tanto la humectabilidad del sistema.” [13]

#### **1.4 Simulación Numérica de Yacimientos**

En un contexto de mercado tan volátil y los riesgos que se asumen en la industria petrolera, intensificados en los proyectos de recobro mejorado bajo las situaciones críticas presentadas en el mundo, el trabajo de analizar y evaluar el comportamiento técnico-financiero que presentara la implementación de estos procesos mediante simuladores, es una herramienta que brindara argumentos, aumentará la certeza y generara un soporte para la toma de decisiones técnicas y administrativas en el desarrollo de un campo.

La simulación numérica de Yacimientos, consiste en la construcción de un modelo matemático que se basa en el uso métodos numéricos enlazando las ecuaciones de conservación de materia y energía y aquellas que representan el comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso.

«Estos modelos de simulación poseen un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales, las cuales son resueltas usando diferencias finitas, transformando así la ecuación diferencial continua a una forma discreta para tiempo y espacio. En dicho prototipo las regiones del yacimiento son subdivididas en elementos o bloques mallados, donde cada una de las celdas que constituyen la malla de simulación, poseen propiedades roca - fluido particulares, y la solución del sistema de ecuaciones de flujo es obtenida para cada bloque del mallado.» [14]

La empresa Computer Modeling Group surgió en 1978 en la ciudad de Calgary, Canadá. Su trabajo en la industria del petróleo y gas estuvo basado en el modelamiento de procesos avanzados y en el flujo de yacimientos, especialmente con crudos pesados. En la actualidad es una de las empresas de tecnología de Software con herramientas de simulación de yacimientos con más aplicabilidad

en el sector, es por eso que en este proyecto se realizaron los trabajos, bajo el uso del software CMG.

A continuación, en la **figura 7** se presentan algunas de las herramientas generales brindadas por el simulador para la construcción, edición y análisis de los diferentes modelos que se pueden producir.

**Figura 7.**

*Pre-procesador, Procesador y Post-procesador de CMG.*



*Nota.* Se presentan las secciones de trabajo del simulador, como lo son el Pre-procesador, Procesador y Post-procesador.

### 1.5 Histórico de inyección de agua en el Campo

El campo a evaluar se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), fue descubierto en el año 1987 por la compañía petrolera Exxon y este ha sido explotado desde 1991. En el año 1992 se inicia con la estrategia de producción de todos los pozos (33 pozos perforados y 28 productores), con el fin de obtener un incremento exponencial en la tasa de producción del Campo. A mediados de 1993 se obtiene una producción de 10.000 BOPD siendo esta la producción más elevada obtenida en este campo. Entre 1993 y 1996, debido a la declinación acelerada del campo, se lleva a cabo la perforación de 12 pozos nuevos, los cuales no son suficientes para frenar el ritmo de declinación, ya que este pasó de 10.000 BOPD a 5.000 BOPD en 1997.

Debido a la pérdida de energía que se evidencio en el yacimiento se inicia un piloto de inyección de agua, dando como resultado un incremento significativo en la producción, por tal motivo, entre 1997 y 1999 se perforan 34 pozos verticales alcanzando los 8.500 BOPD y una inyección promedio

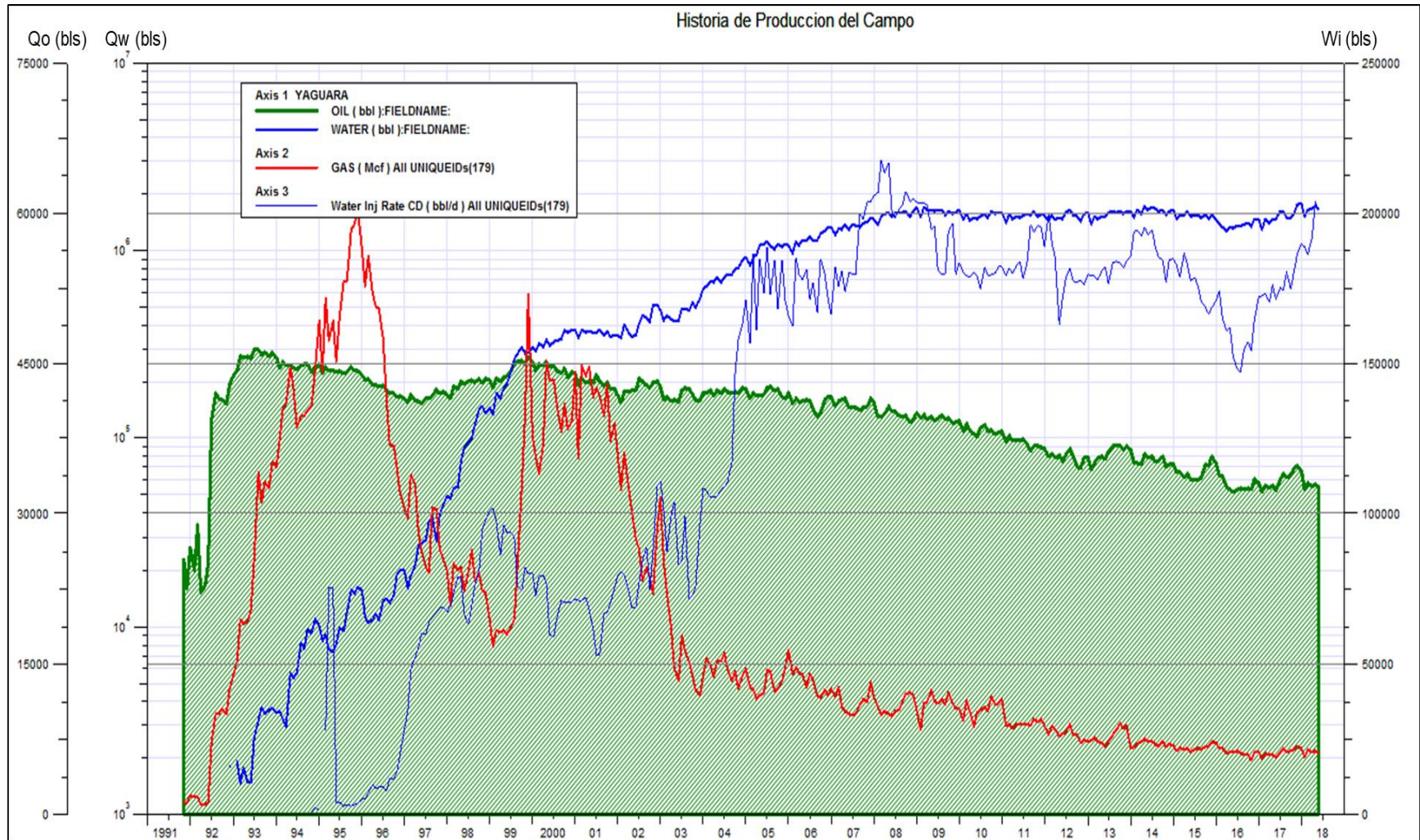
de 27.000 BWPB, pero al generarse una nueva declinación, se evalúa nuevamente una estrategia para aumentar la producción del campo, concluyendo que para mejorar la productividad de los pozos se debe realizar una campaña de perforación de pozos horizontales.

«Durante los años 2002 y 2003 se inicia con la materialización de la estrategia planteada y la perforación de los primeros pozos horizontales, generando resultados bastante satisfactorios e incrementando nuevamente la producción a niveles superiores a los 6.500 BOPD en el 2002 y los 6.000 BOPD en el 2003 mostrando una vez más el potencial de mejoramiento de la producción que aún se tiene en el Campo.» [15]

En la **figura 8**, se puede evidenciar a través del comportamiento de las curvas de producción de aceite y agua una representación aproximada de las curvas de permeabilidad relativa del yacimiento, en donde se identifica el temprano aumento de producción de agua y paralelo a esto la declinación de la tasa de producción de petróleo y según la posición del cruce entre ambas curvas es posible deducir la humectabilidad o mojabilidad presente en el yacimiento, que para el yacimiento a estudiar se identifica que la roca esta humectada por agua.

**Figura 8.**

*Historia de Producción del Campo*



*Nota.* Representación de la producción e inyección histórica de agua, petróleo y gas del campo del Valle Superior del Magdalena.

## 2. METODOLOGÍA Y DATOS

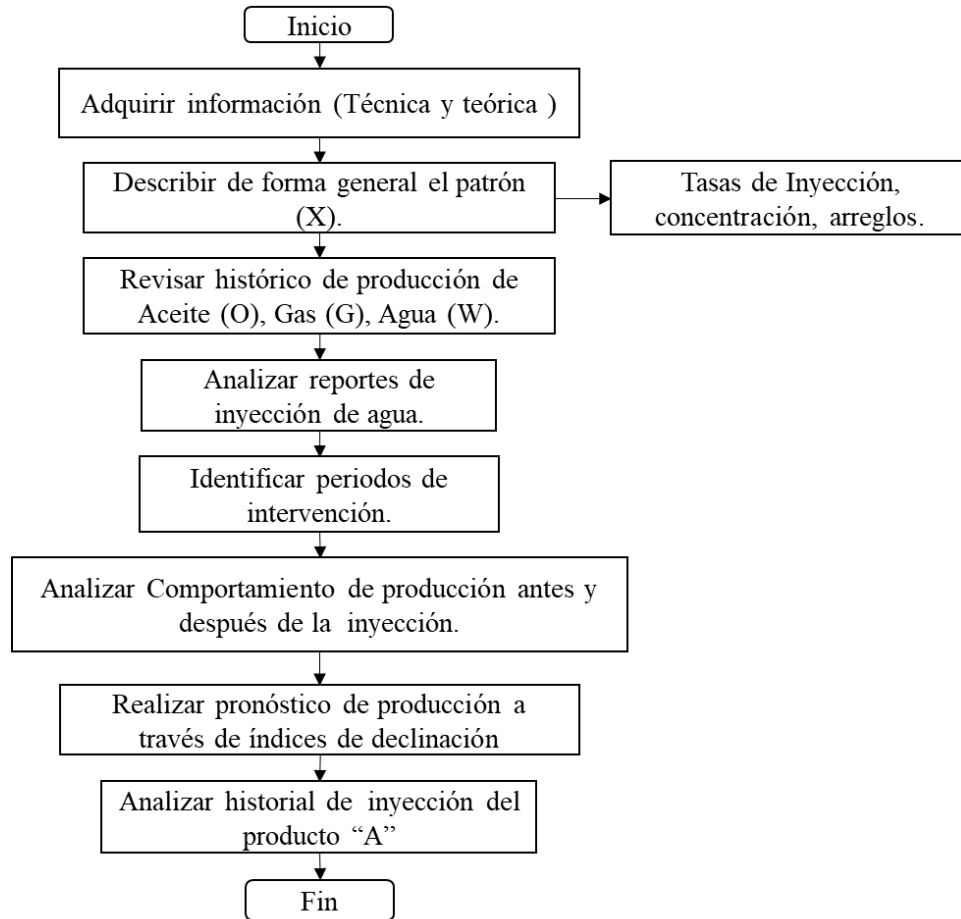
En esta sección se evidencia el procedimiento que se tuvo en cuenta para realizar los cálculos, gráficas, la construcción del modelo y las simulaciones desarrolladas. Esta metodología se verá representada a través de Diagramas de flujo y sencillas explicaciones de los parámetros que se tuvieron en cuenta para dar cumplimiento a cada actividad programada; Los resultados obtenidos serán analizados en el siguiente capítulo, en donde se encontrarán las herramientas utilizadas para dar cumplimiento a los objetivos propuestos.

### 2.1 Evaluación del desempeño de la inyección de químicos

Para realizar la evaluación del desempeño se iniciará describiendo el patrón de inyección, por medio de gráficas y tablas representativas del comportamiento que presentó el campo antes y durante la inyección. Así mismo el flujo de trabajo se ve reflejado en la **figura 9**, el cual es un diagrama de flujo que está expuesto de forma general, teniendo en cuenta los aspectos principales para dar cumplimiento a la evaluación a realizar.

**Figura 9.**

*Flujo de trabajo para la evaluación del desempeño de la inyección de químicos.*



*Nota.* Descripción general de la metodología empleada para la evaluación del desempeño de la inyección de químicos en el campo.

### **2.1.1 Descripción del patrón de inyección X.**

Actualmente, el campo cuenta con dos patrones de inyección de agua mejorada con el producto “A”, en este trabajo se realizará el estudio únicamente del patrón X. Estos arreglos se implementaron a partir de diciembre del 2019, a continuación, se describe la configuración e histórico de producción que presentó este patrón.

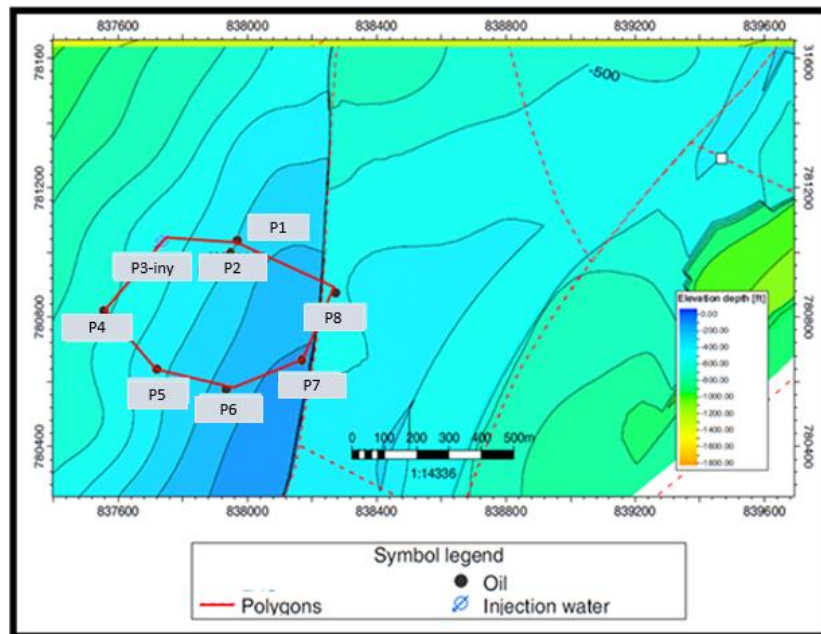
El patrón X está configurado con un total de 8 pozos, de los cuales 1 es un pozo inyector y 7 son pozos productores. En la **figura 10** se muestra como es la distribución de los pozos geográficamente. La ubicación de los pozos en el patrón X, se describe como un polígono irregular con una limitación del yacimiento dada por una falla geográfica la cual divide el campo en dos



bloques centrándose así en el bloque de la parte Oeste del mapa, el cual cuenta con la mayor cantidad de pozos y además es el objetivo del desarrollo del patrón.

**Figura 10.**

*Distribución de pozos en Patrón X.*



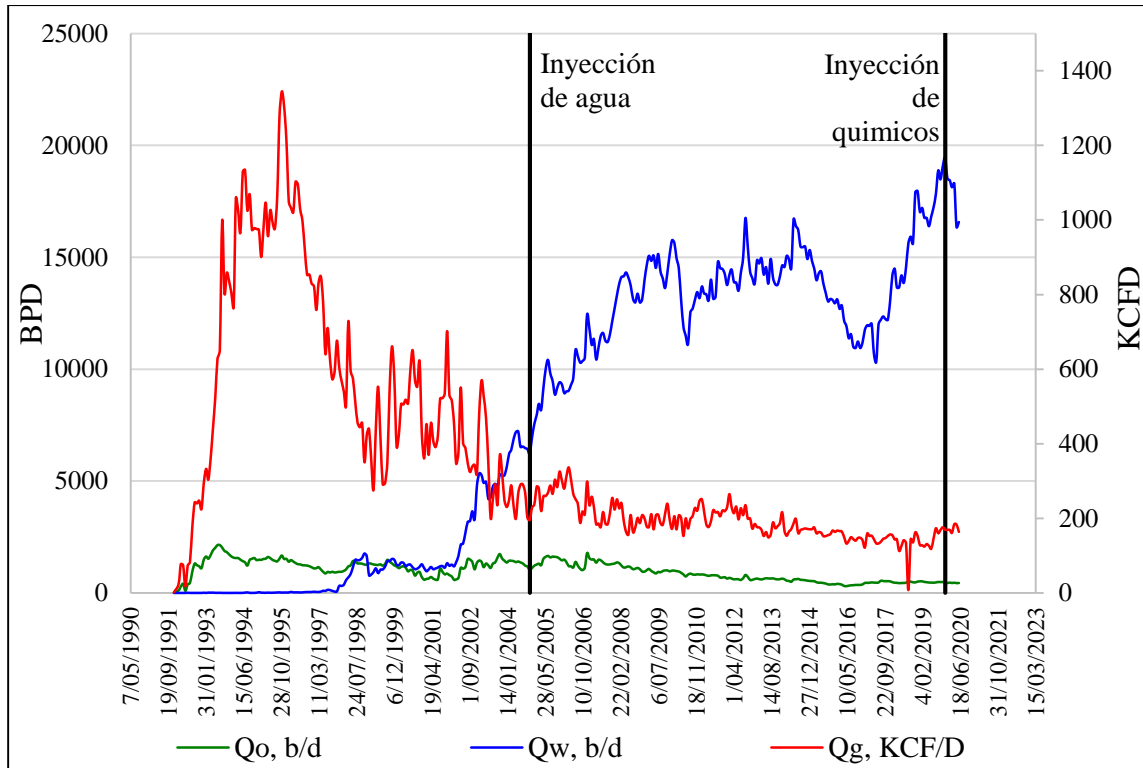
*Nota.* Se presenta el arreglo de los pozos y su distribución geográfica en el campo para el patrón X.

### 2.1.2 Histórico de producción

Mediante los datos producción de este patrón se pudo generar la **figura 11**, que tiene como propósito exponer el comportamiento y las tendencias que presenta el yacimiento a medida que avanza su desarrollo; a partir de los caudales de producción registrados se planteó la curva para cada uno de los fluidos en sus fechas correspondientes, los cuales fueron la base para realizarán los análisis presentados en el siguiente capítulo. Así mismo los reportes de producción fueron la base para la construcción de la **figura 24**, en donde se presenta la producción acumulada de petróleo y gas ( $N_p$  y  $G_p$ ), siendo calculados a través de la sumatoria de los caudales de los fluidos según la fecha en que fueron reportados.

**Figura 11.**

*Producción Histórica de aceite, agua y gas en el patrón X.*



*Nota.* Representación del histórico de producción del campo en los pozos que conforman el patrón X, teniendo en cuenta los caudales de petróleo, agua, gas y la fecha de inicio en 1991 hasta enero del 2020.

### 2.1.3 Pronósticos de producción

El desarrollo inicial del campo, tuvo gran afectación por el mecanismo de producción primario del yacimiento, lo que impulsó la evaluación e implementación de métodos de recobro secundario, una herramienta de primera mano para la evaluación de estos yacimientos son los análisis de curvas de declinación, los cuales deben tener en cuenta las siguientes tres condiciones:

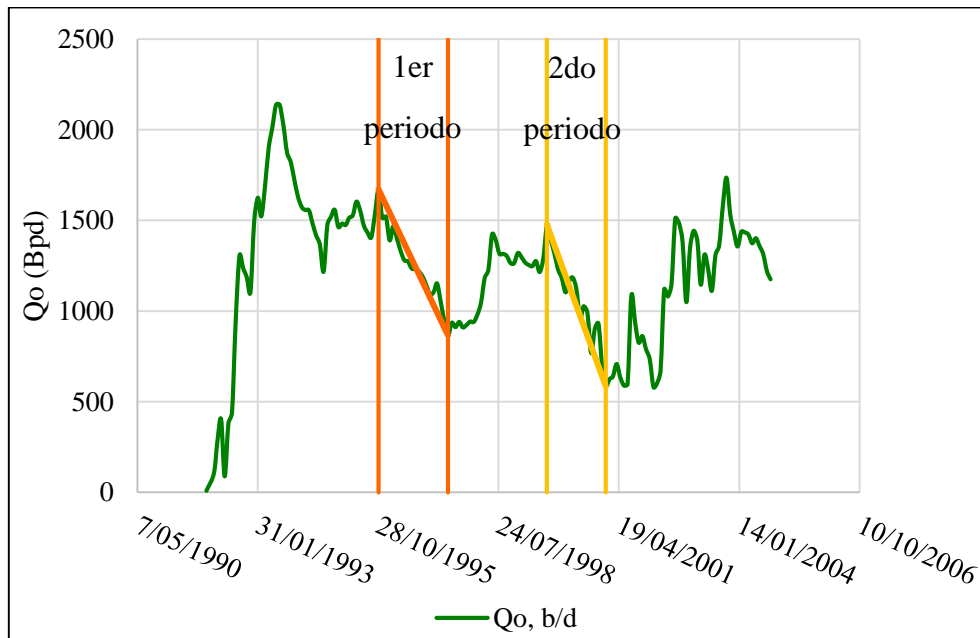
- La producción en el periodo analizado debe estar estabilizada, es decir, el pozo que fluye debe haberse producido con un tamaño de chokes, una presión de cabeza de pozo y un nivel de fluido en el pozo constante. [16]
- También debe prevalecer que las condiciones del yacimiento sean estables, es decir, que no se altere el mecanismo primario de producción del yacimiento. [16]
- «El análisis de curvas de declinación de producción se utiliza en la evaluación de nuevas inversiones y la auditoría de gastos anteriores. También se asocia con el análisis económico, a través de la determinación de reservas para un pozo o un campo. Es un método independiente de

estimación de reservas, cuyo resultado se puede comparar con estimaciones volumétricas o de balance de materiales.» [16]

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se planteó el análisis de las curvas de declinación teniendo en cuenta el histórico de producción el cual se conforma de los periodos desde los años 1990 hasta el 2004. Para determinar un índice de declinación de los pozos, se tuvo en cuenta dos periodos, el primer periodo inicia en octubre de 1995 y termina en mayo de 1997, consta de aproximadamente 19 meses, el segundo periodo tiene inicio en agosto de 1999 y finaliza en diciembre del 2000, este periodo cuenta con aproximadamente 16 meses, ambos periodos presentaron tendencias de declinación de producción similares, lo que permitió determinar dos índices de declinación (Di) y por lo tanto realizar dos escenarios para los pronósticos de los pozos, estos periodos se pueden identificar en la **figura 12**.

**Figura 12.**

*Histórico de producción de aceite antes de la inyección de agua.*



*Nota.* Representación del History Match de los periodos empleados para la determinación del índice de declinación.

En la **tabla 14** se presentan los datos de caudal inicial y caudal final por periodo, sus fechas correspondientes, el tiempo del periodo en meses y la determinación de los índices de declinación en periodo nominal mensual (M.n). Índice que fue calculado a través del despeje de la **ecuación 1**, la cual corresponde al primer tipo del comportamiento de declinación de tasas reconocidas por Arps, siendo esta la declinación Exponencial; partiendo de esta relación empírica se procedió a

plantear la **ecuación 2** tras dicho despeje, siendo instrumento para determinar el índice de declinación ( $D_i$ ) en ambos periodos.

**Ecuación 1.**

*Ecuación de relación empírica de Arps para análisis de declinación exponencial.*

$$q(t) = q_i * \exp(-D_i * t)$$

*Nota.* Ecuación de Arps para determinación de la curva del análisis de declinación, método exponencial,  $b=0$ .

**Ecuación 2.**

*Ecuación índice de declinación exponencial*

$$D_i = - \frac{\ln\left(\frac{q}{q_i}\right)}{t}$$

*Nota.* Despeje de ecuación de la relación empírica de Arps para determinar el índice de declinación.

Tras determinar los índices de declinación basados en el History Match, de la producción de aceite del patrón X, se planteó el pronóstico de declinación, teniendo fecha de inicio el 30 de septiembre de 2004 que corresponde al inicio de la inyección de agua. parte de esta fecha debido a que el propósito es evaluar el comportamiento estimado que hubiese tenido el yacimiento si continuaba con la producción en flujo natural impulsado por su sistema de levantamiento artificial, este pronóstico se basó principalmente en la **ecuación 1**, que como se mencionó anteriormente, corresponde a la declinación exponencial.

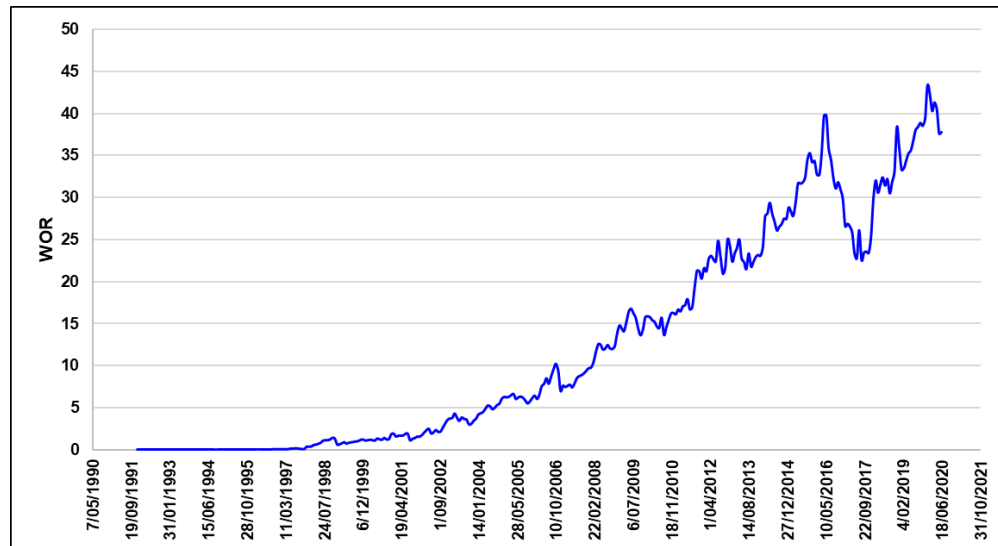
Para dar inicio al pronóstico, se tuvieron en cuenta parámetros como el tiempo de estimación siendo este de 10 años (120 meses), la tasa de producción límite de operación la cual para los campos del Valle Medio del Magdalena es de 10 Bpd y los índices de declinación que se presentan en la **tabla 14** que, para cada periodo fueron de 0,0346 y 0,0576 nominal mensual. Teniendo en cuenta los criterios mencionados anteriormente se planteó la declinación exponencial, que dio como resultado la **figura 22**, en donde se representó el comportamiento de los pronósticos en ambos escenarios y adicionalmente se agregó la producción real, para evaluar el desempeño que tuvo la inyección de agua en el patrón X.

#### 2.1.4 Relación Agua-Petróleo (WOR)

Para lograr obtener una mejor representación del comportamiento de la producción de petróleo y agua, se determinó la curva de la Relación Agua-Petróleo (WOR) a través de los reportes de producción del campo, teniendo en cuenta los caudales de producción de agua y petróleo desde 1991 hasta mayo de 2020, para generar la **figura 13** y así evidenciar el comportamiento que ha tenido el campo a lo largo de su desarrollo.

**Figura 13.**

*Histórico relación agua-petróleo (WOR) patrón X.*



*Nota.* Representación de la relación agua-petróleo (WOR) según el histórico de producción de ambos fluidos a lo largo de la historia en los pozos pertenecientes al patrón X.

#### 2.1.5 Inyección Producto “A”

El campo del Valle Superior del Magdalena, la mayor parte de su vida ha producido gracias a la acción de la inyección de agua, por esta razón, actualmente es considerado maduro en esta inyección, pero debido a que la efectividad de este proceso ha venido disminuyendo significativamente, acercándose a su límite económico, Ecopetrol quien opera el campo actualmente, ha implementado la inyección de un producto que permita aumentar la producción de petróleo que ha disminuido en los últimos años.

La inyección del producto “A” en el patrón X inició en diciembre de 2019 y se ha venido desarrollando durante el 2020 con el comportamiento que se describe en la **tabla 1**.

**Tabla 1.**

*Calendario inyección producto “A” en el patrón X.*

Patron X		
PPM	Inicia Iny. Surf	Gal/día
1000	6-dic-19	54,6
500	23-dic-19	48
300	8-ene-20	29
350	28-ene-20	33
350	3-mar-20	31
400	20-mar-20	37
600	17-abr-20	57
600	30-abr-20	52

*Nota.* En esta tabla se presenta el comportamiento que se le ha dado a la implementación de la inyección del producto “A” en el patrón X, el cual se divide en concentración, caudal de inyección por día y la fecha de inicio.

Con el fin de evaluar el comportamiento de la inyección del producto “A” en el patrón X, se realiza un análisis por periodos de inyección, en este se tiene en cuenta la cantidad y caudal del producto “A” inyectado (Iny. P.A), los días de la inyección, el caudal de petróleo y agua obtenido durante la inyección ( $Q_o$  y  $Q_w$ ) y la inyección de agua en dicho periodo ( $Q_{wi}$ ) para distribuirla como en la **tabla 2**.

Adicionalmente se realiza una comparación de la información correspondiente al periodo en el cual se inició la inyección de surfactantes potenciados con el producto “A” para así evaluar el comportamiento de la producción tanto de agua como de petróleo, antes y después del proceso.

Para el patrón X el estudio se apoya en la construcción de la **figura 23**, enfocada en el periodo de la inyección del producto “A”, basada en la relación agua-petróleo (WOR) y la concentración del producto “A” con respecto a la producción de petróleo acumulado, la relación entre estos dos parámetros se rige por la fecha de registro y se construye con el fin de representar el comportamiento de la producción de agua, según la cantidad de producto inyectado, además permite identificar a través de los cambios en la pendiente, la recuperación de petróleo incremental.

**Tabla 2.**

*Historial de inyección de producto “A”, agua y producción de los pozos pertenecientes al patrón X.*

Mes	Iny. P.A (Gal/d)	Días	Qo (Bls)	Qo (Bpd)	Qwi (Bls)	Qwi (Bpd)	Qw (Bls)	Qw (Bpd)
6-Dec-19/22-Dec-19	54,6	17	7436	437	88145	5185	314860	18521
23-Dec-19/7-Jan-20	48	16	7137	446	83450	5216	295765	18485
8-Jan-20/27-Jan-20	29	21	9603	457	110355	5255	387224	18439
28-Jan-20/2-Mar-20	33	35	15443	441	184100	5260	636012	18172
3-Mar-20/19-Mar-20	31	17	7675	451	90083	5299	311019	18295
20-Mar-20/16-Apr-20	37	27	11917	441	139521	5167	462865	17143
17-Apr-20/29-Apr-20	57	13	5647	434	66001	5077	212565	16351
30-Apr-20/31-May-20	52	32	14021	438	162929	5092	530071	16565

*Nota.* Se presentan los reportes de los parámetros de inyección como la concentración del producto “A”, el caudal de agua y producto inyectado, el caudal de petróleo y agua producida y el volumen de agua inyectada, agua y petróleo producido.

## 2.2 Construcción del modelo dinámico

Los modelos predictivos de simulación han sido parte de las herramientas más valiosas para la evaluación de proyectos, sin embargo, es importante tener en cuenta la dependencia que tienen con la calidad de los datos que serán cargados, puesto que de esto dependerá la precisión de las predicciones y el entendimiento del comportamiento general del yacimiento. En este capítulo se describe la metodología para la construcción del modelo de simulación, para asegurar la calidad de los datos usados, la fuente principal fue la empresa soporte, que se encargó de suministrar la información necesaria para representar de la mejor manera las condiciones del yacimiento y aumentar la certidumbre y confianza de los resultados del simulador CMG.

Para la generación del modelo dinámico del campo en estudio, se tuvo en cuenta la siguiente información:

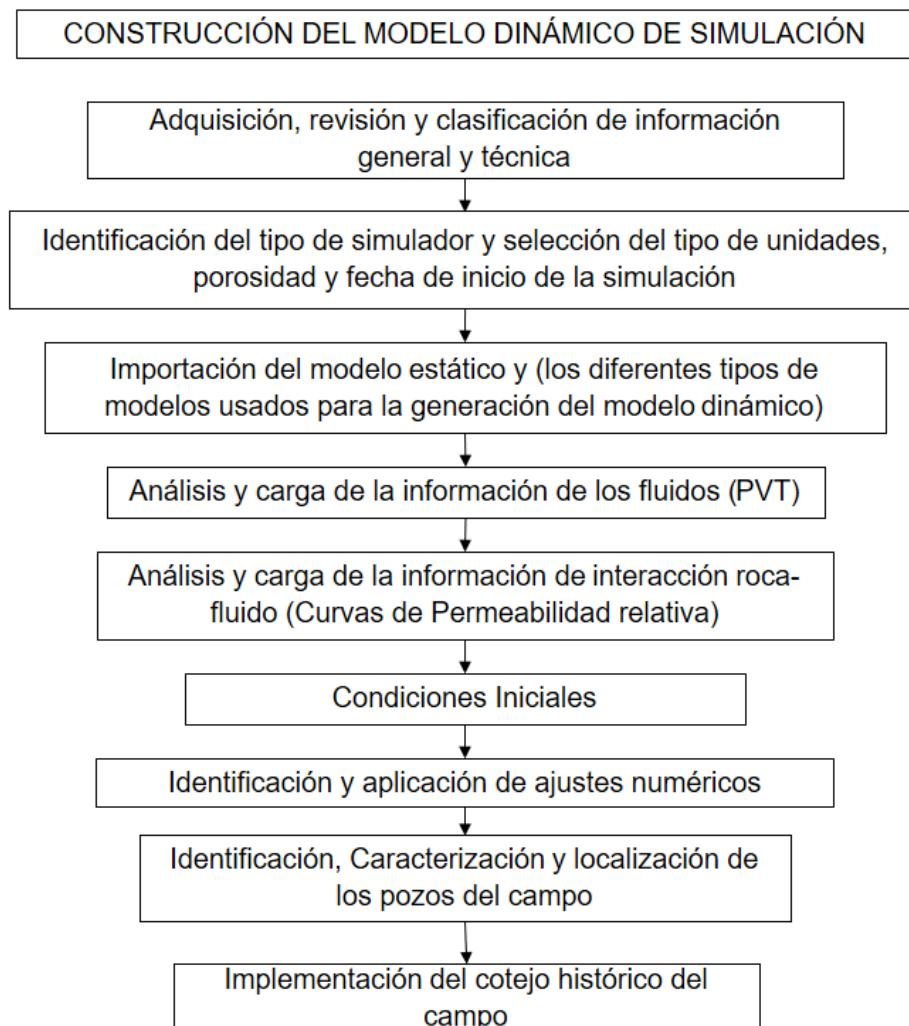
- Modelo estático
- Información Geológica adicional

- Información de fluidos disponible
- Información Petrofísica disponible
- Información de producción de los pozos asociados al campo
- Información y especificaciones de pozos de inyección y producción
- Propiedades, volúmenes, concentraciones de fluidos a inyectar

La metodología aplicada para la generación del modelo, se representa mediante un diagrama de flujo, el cual se observa en la **figura 14**, teniendo en cuenta el paso a paso empleado en el software.

**Figura 14.**

*Flujo de trabajo para la construcción del modelo de simulación.*



**Nota.** Representación de la metodología para la construcción del modelo de simulación según las secciones del software CMG.



A continuación, en la **tabla 3** se presentan los datos de entrada para las secciones del simulador, que corresponden al modelo del yacimiento del campo del Valle Superior del Magdalena, que adicionalmente engloba al patrón X.

**Tabla 3.**

*Información de entrada al simulador.*

Información Roca-Fluido		Datos de Geometría	
Tipo de Roca	Arena Consolidada	Fecha	1/11/1991
Humectabilidad	Agua	Formación	Caballos
Kro @Swirr	1	Ambiente	Marino somero
Krw @Swmax	0.2		
Viscosidad aceite (cp)	10.7		
Viscosidad agua (cp)	0.6		
Información de Referencia			
T. Sup	110-120		°F
Información PVT			
Tipo de Fluido	Black Oil		
API	20-23		
SGg	0.65		
Salinidad Agua	2500-6000	ppm	
H2S	0	%	
CO2	0	%	
N2	0	%	
Pb	1000-1100		psia
Condiciones Iniciales			
OWC	-1000 a -2000		ft
Otros Controles y/o Datos			
BHP min	100		psia
P. Fractura	0.43		psia
Skin Base	-1 a -2		

*Nota.* Resumen de datos de entrada para las diferentes secciones del simulador.

### 2.2.1 Sección Encabezado

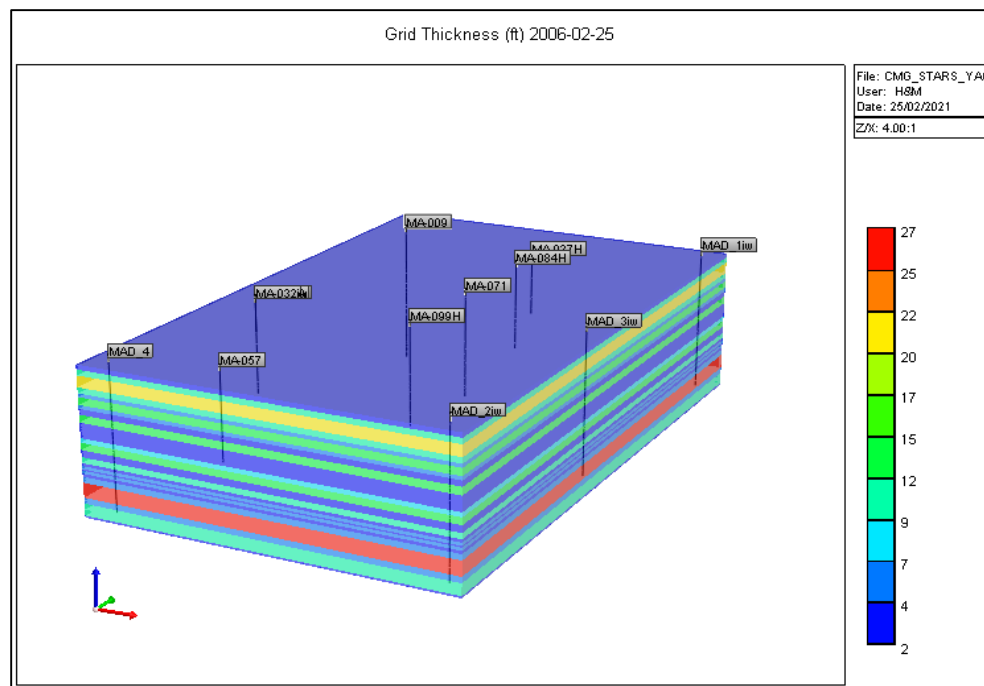
Dando inicio a la construcción del modelo de simulación, en la sección de encabezado se debe especificar el simulador según el proceso a implementar, para este caso se selecciona **STARS** el cual corresponde a los métodos químicos, en las unidades de trabajo para este modelo se seleccionan las unidades de **Campo (Field)**, el tipo de régimen de flujo en la roca se rige según las condiciones del yacimiento para este caso se utiliza **Single Porosity** debido a que no hay algún tipo de fracturamiento en la roca, y la fecha inicial de la simulación se determina a partir de la fecha de perforación de los pozos o cuando se inició la producción del campo.

### 2.2.2 Sección geometría del modelo y propiedades estáticas

Para definir las características geométricas de la grilla, es necesario crear una malla que nos permita aproximarnos a la forma del yacimiento. Para el modelo se crea una malla regular, en la cual los tamaños de las celdas son iguales en la misma dirección. El grid cuenta con un número total de 151.200 celdas con una geometría **Corner Point**, en donde el número de celdas en “x” son de 58, en “y” son de 61 y finalmente en “z” son de 19, la representación de la malla en el simulador se puede observar en la **figura 15**.

**Figura 15.**

*Malla de simulación Campo*



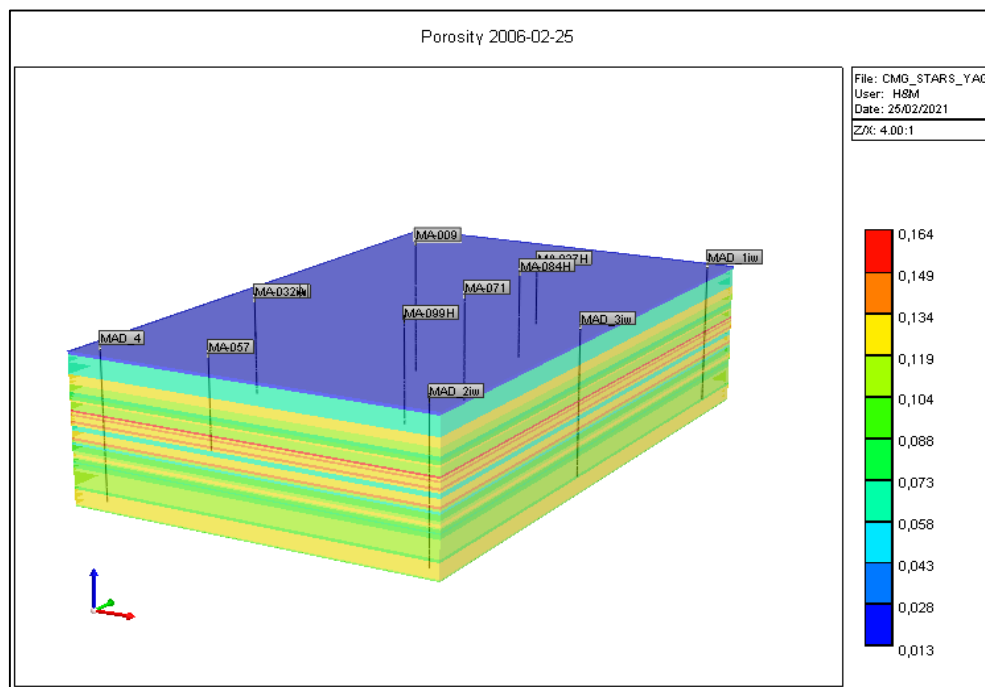
*Nota.* Se muestra la malla de simulación representativa del Campo del VSM.

Una vez definida la malla se procede a ingresar las propiedades estáticas de la roca. A continuación, se describen los valores de las propiedades empleadas en esta sección:

- La porosidad en la malla se mantiene entre un rango de 1,3% al 16,4%, sin embargo, en las zonas de interés la porosidad se mantiene entre el 12% al 16,4%, con un promedio general de 11,28%. La distribución a lo largo de la malla se presenta en la **figura 16**.
- La permeabilidad vertical se maneja entre 0,34-538 mD, con una permeabilidad promedio de 239,61 mD. La permeabilidad horizontal se encuentra en un rango de 0,17-268 mD, con una permeabilidad horizontal promedio de 119,8 mD, en la **figura 17** se observa la distribución de la misma en el bloque de simulación.
- Se establece una relación de kv/kh de 0,5
- El tope del yacimiento se encuentra a 370,15 ft
- El net to gross ratio varía entre 0,08789-0,69292 ft, como se muestra en la **figura 18**.
- La compresibilidad de la roca es de 4E-06 psi-1 calculada por la ecuación de Yale & Nabor

**Figura 16.**

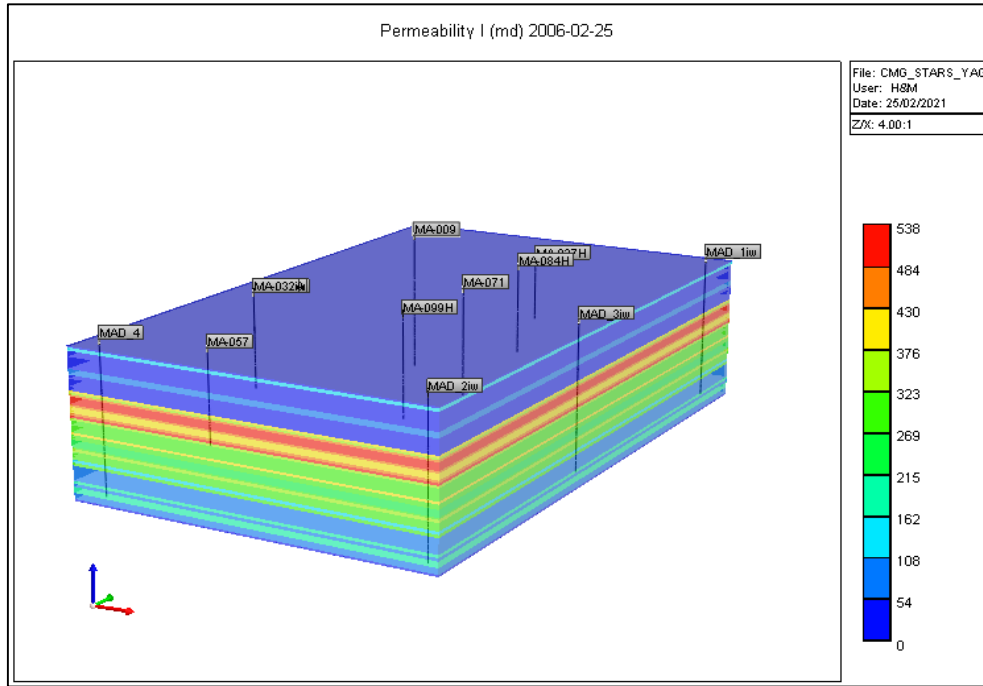
*Porosidad en la malla de simulación del campo.*



**Nota.** Distribución de porosidad en malla de simulación del Campo del VSM.

**Figura 17.**

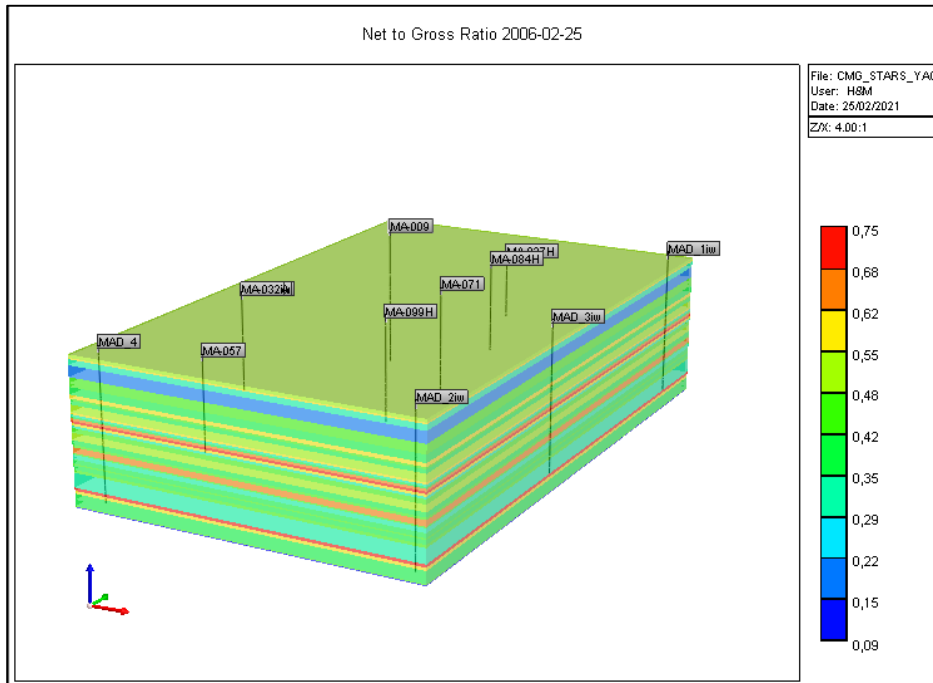
*Permeabilidad en la malla de simulación del campo.*



*Nota. Distribución de permeabilidad en malla de simulación del Campo del VSM.*

**Figura 18.**

*Net to Gross Ratio en la malla de simulación del campo.*



*Nota. Distribución del Net to Gross Ratio en malla de simulación del Campo del VSM.*

Para cargar las fórmulas en el simulador se debe ir a **Tools** en la barra de herramientas superior, luego se selecciona la opción de **Formula Manager**, para posteriormente ingresar el nombre de la fórmula, las variables independientes y la fórmula de la variable dependiente y así calcular y establecer la distribución y las propiedades de la malla.

Para la saturación de agua irreducible y aceite residual, se tienen datos de laboratorio, en donde por medio de correlaciones se aproximan estos datos. Para la saturación de agua irreducible (Swirr) se emplea una línea de tendencia lineal, la cual se describe a través de la **ecuación 3** y para los datos de saturación residual de petróleo (Sor) se emplea una línea de tendencia exponencial, expresada en la **ecuación 4**. A continuación, se mostrarán las fórmulas ingresadas en el simulador.

**Ecuación 3.**

*Determinación del Swirr.*

$$Swirr = -0.76819407 \cdot PHIE + 0.35805930$$

*Nota.* Ecuación para determinación de la saturación de agua irreducible, a través de la porosidad.

**Ecuación 4.**

*Determinación del Sor.*

$$Sor = 0.35790551 \cdot EXP(-2.49564372 \cdot PHIE)$$

*Nota.* Ecuación para determinación de la Saturación de aceite residual.

Para definir la permeabilidad del modelo de simulación se inició en la determinación de la permeabilidad en J, y por consiguiente se asume que esta permeabilidad en J es igual a la permeabilidad en I, por lo cual en la barra de herramientas se selecciona **Reservoir** y luego **Array Properties** para buscar la permeabilidad en J y especificar esta suposición. Para la permeabilidad vertical, se determinó a través de la **ecuación 5**, definiendo así la distribución en la malla.

**Ecuación 5.**

*Permeabilidad Vertical.*

$$Kv = 0.1 \cdot \left( \sqrt{\frac{Kh}{PHIE}} \right)^{2.2855}$$

*Nota.* Ecuación de permeabilidad vertical

Finalmente, para completar la carga de información en esta sección del simulador, se procede a cargar la compresibilidad de la roca, la cual se calculó por medio de la **ecuación 6** de Yale & Nabor obteniendo un valor de 4E-06 psi-1.

**Ecuación 6.**

*Ecuación de Compresibilidad, Yale & Nabor.*

$$Cf = A \cdot (\sigma - B)^c + D$$

$$\sigma = K_1 \cdot S_{ovg} - K_2 \cdot P_i + K_3 \cdot (P_i - P)$$

*Nota.* Ecuación de compresibilidad

**2.2.3 Sección propiedades del fluido**

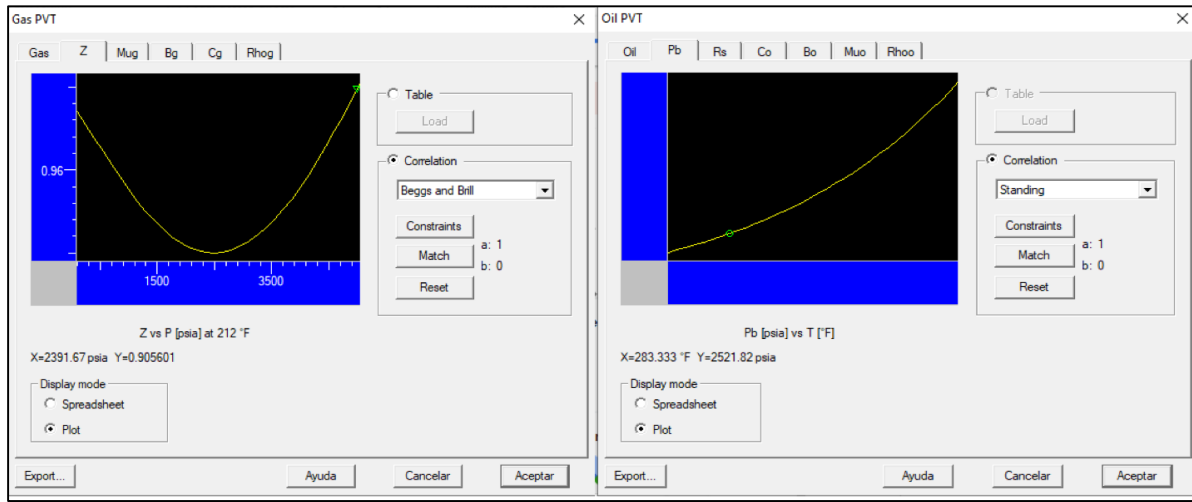
El análisis y la caracterización de fluidos del yacimiento han sido de gran importancia para la evaluación de un proyecto de la industria petrolera, debido a la gran influencia que tienen las propiedades de estos sobre las reservas y el factor de recobro del reservorio, el análisis PVT es la herramienta principal para la determinación de estos datos, es por eso que una muestra representativa de los fluidos del yacimiento, es esencial para una mejor estimación de las propiedades del crudo durante la vida entera del yacimiento y el buen entendimiento y comportamiento del mismo, es necesario un re muestreo de fluidos periódicamente [17], para poder entender el comportamiento del yacimiento, predecir y evaluar posibles proyectos de recobro mejorado para incrementar su recuperación de petróleo. Para completar la sección de las propiedades del fluido o la sección de **Components** en el simulador, se debe seleccionar si se desea utilizar correlaciones o si se quiere generar tablas PVT, adicionalmente se debe elegir el tipo de modelo, el cual es Black Oil.

Para la generación de las propiedades PVT del fluido, se emplea el programa Kappa PVT, permitiendo realizar los cálculos mediante correlaciones y datos experimentales, un ejemplo de estos son la gravedad específica, los grados API, el punto de burbuja del aceite (Pb), la relación gas- aceite (GOR), Temperaturas y entre otros parámetros de los fluidos del yacimiento.

Una vez ingresados los datos y las correlaciones a emplear, se calcula a través del Software las propiedades del gas y el petróleo, tales como Factor de compresibilidad del gas (Z), Solubilidad del gas en el aceite (Rs), Factor Volumétrico de formación del aceite y del gas (Bo, Bg) y la viscosidad. En la **figura 19**, se presentan las curvas del comportamiento de las propiedades del aceite y gas, calculadas en función de la presión y la temperatura, mediante la correlación de Beggs and Brill para el gas y la de Standing para el aceite.

**Figura 19.**

*Parámetros obtenidos en KAPPA PVT.*



*Nota.* Curvas del comportamiento de los parámetros calculados en el programa KAPPA PVT.

Posteriormente, se procede a exportar el PVT generado, especificando las propiedades las cuales fueron programadas para su determinación y que además son las requeridas para la simulación en el software CMG.

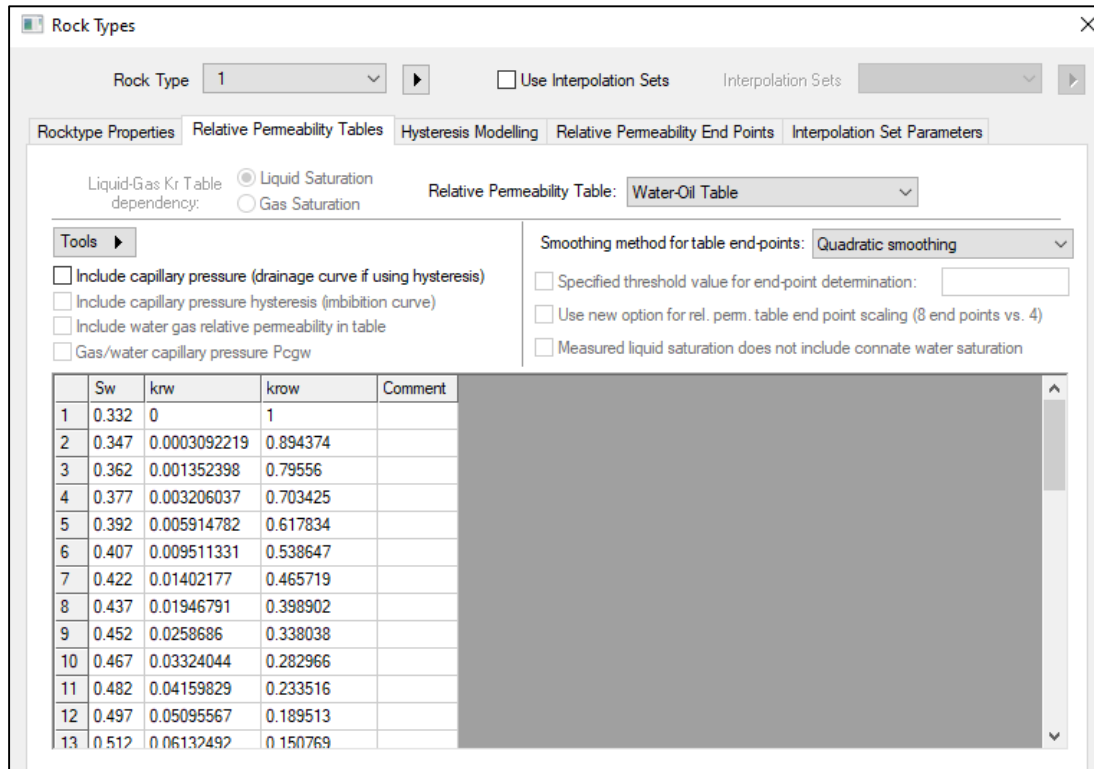
#### **2.2.4 Sección interacción roca fluido**

Para la sección de interacción roca-fluido, se verifica inicialmente que el método de evaluación sea el **modelo Stone 2**, luego de realizar esta verificación, se procede a determinar la saturación de agua irreducible y la saturación de aceite residual promedio del reservorio, las cuales depende el promedio del volumen poroso, debido que son propiedades que depende de la porosidad, como se evidencia en la sección de propiedades estáticas.

Como no se cuenta con información de permeabilidades relativas, se procede a generar estos valores, por medio del simulador, cabe recalcar que se requiere información de entrada, como lo es inicialmente la mojabilidad de la roca. En los datos de entrada se informa el ángulo de contacto que tiene la formación, el cual está entre 30-40 grados, se debe tener presente que una mojabilidad favorable al agua los ángulos de contacto van entre 0 a 90 grados, y una mojabilidad favorable al petróleo, los ángulos de contacto van entre 90 a 180 grados, cuando se tiene un ángulo de 90, se dice que la mojabilidad es neutral o mixta.

**Figura 20.**

*Sección roca-fluido del simulador*



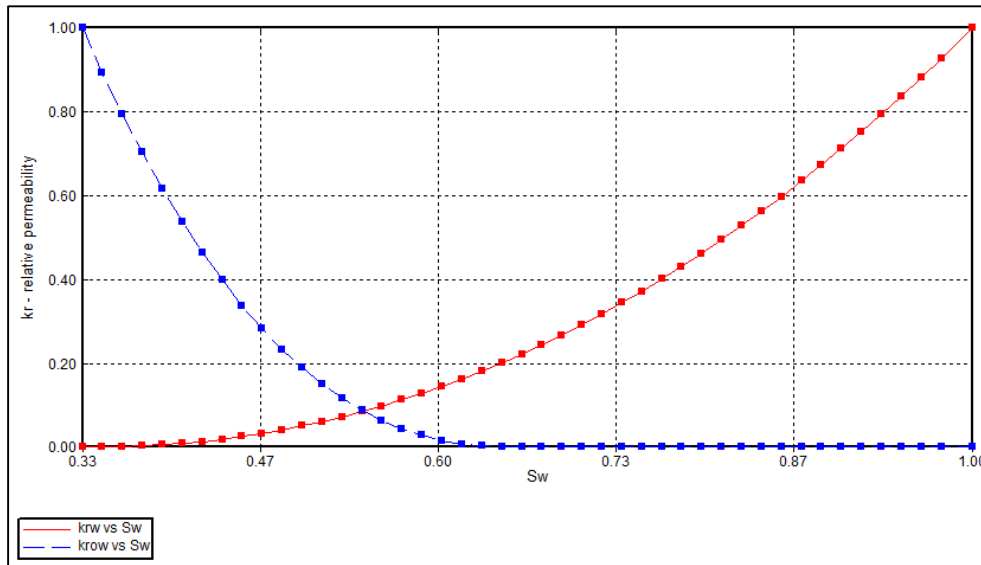
**Nota.** Presentación de los datos que constituyen las curvas de permeabilidades relativas (Kro y Krw).

Se recomienda revisar la gráfica de permeabilidad con tal de verificar la información generada en el simulador del sistema bifásico del agua y petróleo, en la **figura 21** se puede verificar que el punto de corte de ambas curvas de permeabilidad está por encima de 0,5 lo que quiere decir que se evidencia que la roca está mojada al agua.



**Figura 21.**

*Curva de permeabilidad relativa del yacimiento.*



*Nota.* Presentación de las curvas de permeabilidad relativa del yacimiento.

### 2.2.5 Sección condiciones iniciales y equilibrio

Las condiciones iniciales son ingresadas al simulador especificando las fases del sistema, la presión de referencia con su respectiva profundidad al Datum de 522 ft, la presión de burbuja ( $P_b$ ) de 1370 psi y el contacto agua - petróleo (OWC) que se encuentra a 1120 ft.

### 2.2.6 Sección de información de pozos y datos recurrentes

En primera parte para cargar el completamiento se debe conocer los tope y base para realizar los cañoneos en cada pozo, por lo cual abriendo el **Open Wellbore Diagram**, en donde se puede ver la profundidad en MD de cuando el pozo entra en la formación y cuando sale de ésta, con base al diagrama se puede obtener información de los pozos y así mismo generar la tabla formato FHF, la cual es requerida para cargar los completamientos de los pozos.

Para cargar este archivo en el simulador, se procede a ir a **Well** en la barra de herramientas, luego se selecciona **Well Trajectories** y finalmente **Trajectory Perforation Intervals**. En donde en esta pestaña se da clic en la opción **Read File** y se selecciona el archivo creado anteriormente.

Posteriormente, para cada pozo se carga el histórico de producción e inyección, así como los Constraints; se debe seleccionar como constraint primario la tasa de flujo de líquido debido a que esta ayuda a la convergencia de la simulación. Una vez se cargue el archivo histórico se debe agregar el constraint secundario en cada pozo el cual es la mínima presión de fondo (BHP) asociada al tipo de pozo que se posea. Si tenemos un pozo inyector se debe emplear la presión máxima de

inyección como control de operación, para un pozo productor se debe emplear la presión mínima de operación del yacimiento la cual si no se brinda se puede calcular determinando la presión de abandono que corresponde al 10% de la presión inicial o a la presión mínima de operación del sistema de levantamiento.

### 2.2.7 Sección inyección químico

Para cargar esta sección se debe indicar en la barra de herramientas el módulo de componentes y para seleccionar el proceso a modelar se ingresa a **Process Wizard**, y para este caso se implementa la opción de **“Alkaline, surfactant, foam and/or polymer model”**, que hace referencia a todos los procesos de recobro mejorado por la parte de los métodos químicos.

Luego se procede a escoger el modelo de **Surfactant flood**, setear los rangos de interpolación y cargar las propiedades del químico las cuales se encuentran en la **tabla 4**. Para finalizar, una vez cargada la información, se seleccionan los pozos y la fecha de inicio de la inyección.

**Tabla 4.**

*Especificaciones del químico y producto “A” implementado*

<b>Concentración ppm</b>	<b>Fracción molar</b>	<b>Adsorción mg/g roca</b>	<b>Adsorción mg/100g roca</b>	<b>% Peso</b>	<b>TIF dina/cm</b>
0	0,00E+00	0,00000	0,00000	0	18,2
500	1,13E-06	0,05861	5,86081	0,003051	0,5
1000	2,25E-06	0,06625	6,62526	0,006577	0,28
1500	3,38E-06	0,06926	6,92641	0,009876	0,023
2000	4,51E-06	0,07087	7,08749	0,013171	0,0057
2500	5,63E-06	0,07188	7,18778	0,016434	0,00121
3000	6,76E-06	0,07256	7,25624	0,019723	0,00037
3500	7,88E-06	0,07306	7,30594	0,022979	0,00018
4000	9,01E-06	0,07344	7,34366	0,026076	0,00001

*Nota.* Datos del químico brindados por la empresa soporte.

### 2.3 Escenarios de optimización del patrón de inyección

Una vez finalizada la construcción del modelo se procede a plantear los escenarios de optimización, en los cuales se modificarán variables tales como las tasas de inyección, volumen poroso y la concentración del producto a inyectar.

### 2.3.1 Caso base

Para el caso base se asume que la compañía no invertirá más en la inyección de químicos, es decir que solo se evaluará el comportamiento de los químicos inyectados durante el periodo de diciembre de 2019 y abril 2020, y se realizará la simulación para evidenciar el depletamiento del yacimiento hasta el 01/01/2030 únicamente con la influencia de la inyección de agua.

**Tabla 5.**

*Parámetros de inyección para caso base de simulación.*

<b>Variables</b>	<b>Unidad</b>	<b>Caso Base</b>
Tasa de inyección	Bls/día	700

*Nota.* Información de volumen a inyectar en caso base de simulación.

### 2.3.2 Primer escenario

Para el primer escenario se maneja la misma tasa de inyección de 700 BPD, se plantean diferentes opciones modificando el volumen poroso a inundar siendo estos de 3%, 5% y 7%, lo que brindará la mejor opción de VP para trabajar en los próximos escenarios.

**Tabla 6.**

*Parámetros de inyección para el primer escenario de optimización opción 1.*

<b>Variables</b>	<b>Unidad</b>	<b>Escenario 1 opción 1</b>
Tasa de inyección	Bls/día	700
Volumen poroso	%	3

*Nota.* Información de los parámetros de inyección modificados para evaluar caso de optimización.

**Tabla 7.**

*Parámetros de inyección para el primer escenario de optimización opción 2.*

<b>Variables</b>	<b>Unidad</b>	<b>Escenario 1 opción 2</b>
Tasa de inyección	Bls/día	700
Volumen poroso	%	5

*Nota.* Información de los parámetros de inyección modificados para evaluar caso de optimización.

**Tabla 8.**

*Parámetros de inyección para el primer escenario de optimización opción 3.*

<b>Variables</b>	<b>Unidad</b>	<b>Escenario 1 opción 3</b>
Tasa de inyección	Bls/día	700
Volumen poroso	%	7

*Nota.* Información de los parámetros de inyección modificados para evaluar caso de optimización.

### **2.3.3 Segundo escenario**

Para el segundo escenario, según los datos obtenidos en el primer escenario, se seleccionan las dos mejores opciones y se suministra un bache de producto “A” con una concentración de 1000 ppm, presentando la opción 1 del segundo escenario en la **Tabla 9** y la opción 2 en la **Tabla 10**.

**Tabla 9**

*Parámetros de inyección para el segundo escenario de optimización con VP del 5%.*

<b>Variables</b>	<b>Unidad</b>	<b>Escenario 2 opción 1</b>
Tasa de inyección	Bls/día	700
Volumen poroso	%	5
Concentración producto “A”	ppm	1000

*Nota.* Información de los parámetros de inyección modificados para evaluar caso de optimización

**Tabla 10.**

*Parámetros de inyección para el segundo escenario de optimización con VP del 7%.*

<b>Variables</b>	<b>Unidad</b>	<b>Escenario 2 opción 2</b>
Tasa de inyección	Bls/día	700
Volumen poroso	%	7
Concentración producto “A”	ppm	1000

*Nota.* Información de los parámetros de inyección modificados para evaluar caso de optimización

### **2.3.4 Tercer escenario**

Para el tercer escenario, según los datos obtenidos en el segundo escenario, se selecciona la mejor opción y a esta se le varia la concentración del producto “A” de mil en mil en un rango de 2000 a 4000 ppm.

**Tabla 11.**

*Parámetros de inyección para el tercer escenario de optimización opción 1.*

<b>Variables</b>	<b>Unidad</b>	<b>Escenario 3 opción 1</b>
Tasa de inyección	Bbl/día	700
Volumen poroso	%	5
Concentración producto “A”	ppm	2000

*Nota.* Información de los parámetros de inyección modificados para evaluar caso de optimización.

**Tabla 12.**

*Parámetros de inyección para el tercer escenario de optimización opción 2.*

<b>Variables</b>	<b>Unidad</b>	<b>Escenario 3 opción 2</b>
Tasa de inyección	Bbl/día	700
Volumen poroso	%	5
Concentración producto “A”	ppm	3000

*Nota.* Información de los parámetros de inyección modificados para evaluar caso de optimización.

**Tabla 13.**

*Parámetros de inyección para el tercer escenario de optimización opción 3.*

<b>Variables</b>	<b>Unidad</b>	<b>Escenario 3 opción 3</b>
Tasa de inyección	Bbl/día	700
Volumen poroso	%	5
Concentración producto “A”	ppm	4000

*Nota.* Información de los parámetros de inyección modificados para evaluar caso de optimización.

## **2.4 Evaluación de los escenarios de optimización del patrón de inyección**

Una vez se tengan planteados los escenarios de optimización se procederá a evaluarlos haciendo uso del simulador CMG, para ello, se especifica en el simulador los parámetros (constrains) planteados en cada uno de los escenarios, los cuales se rigen de la tasa máxima de inyección de agua (STW), la presión de fondo de pozo máxima (BHP) y la especificación de la fracción molar de cada componente (Agua y Surfactante).

Por último, al tener especificados los constrains, se procede a realizar una corrida por cada escenario, seleccionando la opción de “**Validate with STARS**”, que abrirá una pestaña adicional

en donde se indicará la forma en que se desea realizar la corrida de predicción del modelo de simulación, la cual será “**Run normal Immediately**” y por último se seleccionará la opción de **Run** para dar inicio a la predicción de cada escenario.

### 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados obtenidos del análisis aplicado al proceso metodológico descrito anteriormente, para dar cumplimiento a cada uno de los objetivos específicos planteados en este trabajo.

#### 3.1 Evaluación del desempeño de la inyección de químicos

Para dar inicio a la evaluación de la inyección de los químicos se tuvo en cuenta dos etapas importantes para el proyecto, antes y después de la inyección de químicos potenciados con el producto “A”.

##### 3.1.1 Patrón X.

A través de la **figura 11** se observa el comportamiento histórico de producción de este patrón, las curvas acentúan una disminución significativa aproximadamente del 75% versus el pico de producción del patrón en las tasas de petróleo y gas las cuales actualmente son de 438 BPD y 163 KCFD respectivamente, lo que corrobora el mecanismo de producción de gas en solución caracterizado para este yacimiento, adicionalmente las tasas de producción de agua han sufrido un incremento significativo, a la fecha se produce 16.572 BPD aproximadamente, esto se atribuye a los altos reciclos de agua que se han generado por la implementación de la inyección de agua en el campo.

##### 3.1.2 Pronósticos de producción

Retomando la historia de producción del patrón X, se realizó la determinación de los índices de declinación de los pozos siguiendo la metodología enunciada anteriormente, así mismo se tuvo en cuenta la **figura 12**, en donde se presentan los períodos analizados para calcular el índice de declinación (Di, M.n.) de los que se resaltan los datos de caudal inicial y final del periodo con su respectiva fecha, la duración de cada periodo dado en meses, datos que se ven reflejados en la **tabla 14**, destacando el resultado de los índices de declinación para los periodos analizados, los cuales fueron 0.0346 y 0.0576 M.n.

**Tabla 14.**

*Datos de entrada para cálculo del índice de declinación.*

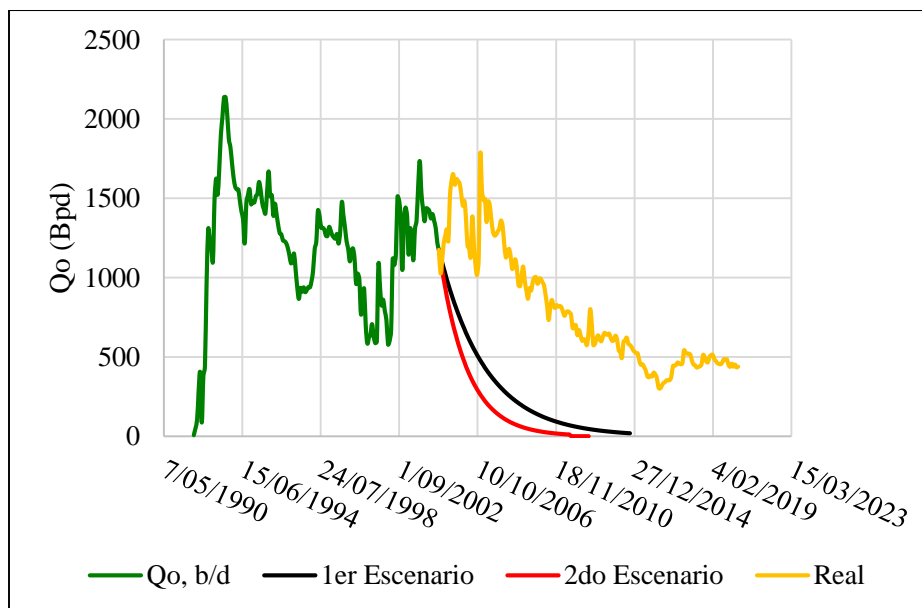
	1er Periodo		2do Periodo	
<b>qi (BPD)</b>	1670	31/10/1995	1476	31/08/1999
<b>q (BPD)</b>	866	31/05/1997	586	31/12/2000
<b>t (Meses)</b>	19,0027		16,0438	
<b>Di (M.n)</b>	<b>0,0346</b>		<b>0,0576</b>	

*Nota.* Datos empleados para la determinación del índice de declinación en ambos periodos, teniendo en cuenta el “History Match” de la producción de aceite del patrón X.

El pronóstico de producción se enfocó en el periodo inicial del yacimiento en donde la producción completa era a través de recobro primario, dando claridad que no se había afectado el mecanismo primario de producción. Por lo tanto, con las estimaciones realizadas basados en los índices de declinación determinados anteriormente, se logró representar mediante dos escenarios un posible comportamiento de la declinación de las tasas de producción de aceite del patrón X si no se hubiese implementado la inyección de agua en el campo, esto se puede observar en la **figura 22**.

**Figura 22.**

*Histórico y pronósticos de producción de aceite*



*Nota.* Representación del comportamiento de las tasas de producción estimadas a través de los pronósticos de declinación para flujo natural del yacimiento y comportamiento de las tasas de producción de aceite tras implementación de la inyección de agua.



En la **figura 22**, se presenta el histórico de producción de aceite antes de inyectar agua en el yacimiento, adicionalmente se concateno con el inicio del pronóstico realizado para ambos escenarios y con el escenario real el cual representa el comportamiento que tuvo la producción de aceite con la implementación de la inyección de agua y químicos hasta la actualidad, logrando evidenciar la gran influencia que tuvo la implementación de la inyección de agua en la prolongación de la vida productiva del yacimiento, se tuvo un límite económico de tasas de producción de 10 Bpd y un tiempo de pronóstico de 120 meses, como se mencionó en el capítulo de la metodología. Así mismo, se determinó la producción de aceite acumulado para cada escenario, para posteriormente compararlo con el escenario real como se muestra en la **tabla 15**, identificando la diferencia de petróleo acumulado a la fecha, siendo de aproximadamente 4 MMBls en ambos casos, por lo tanto, los resultados de la evaluación del desempeño de la inyección de agua y químicos en el campo se destacan por el incremento en el Np y en consecuencia el incremento en el factor de recobro y el EUR del campo en aproximadamente 7%, teniendo como referencia el Factor obtenido de la simulación del caso base, el cual fue de 19,11%.

**Tabla 15.**

*Estimaciones de petróleo acumulado e incrementos de factores de recobro*

	<b>Np (MMBls)</b>	<b>Fecha fin</b>	<b>FR estimado</b>	
<b>Escenario 1</b>	6,6904	30/09/2014	12,53%	
<b>Escenario 2</b>	6,2874	31/07/2011	11,78%	
<b>Escenario real</b>	10,1992	31/05/2020	<b>FR a 2020</b>	19,11%

**Nota.** Tabla comparativa de los acumulados de producción de aceite para cada escenario, con la fecha final de reporte e incrementos de factor de recobro correspondiente.

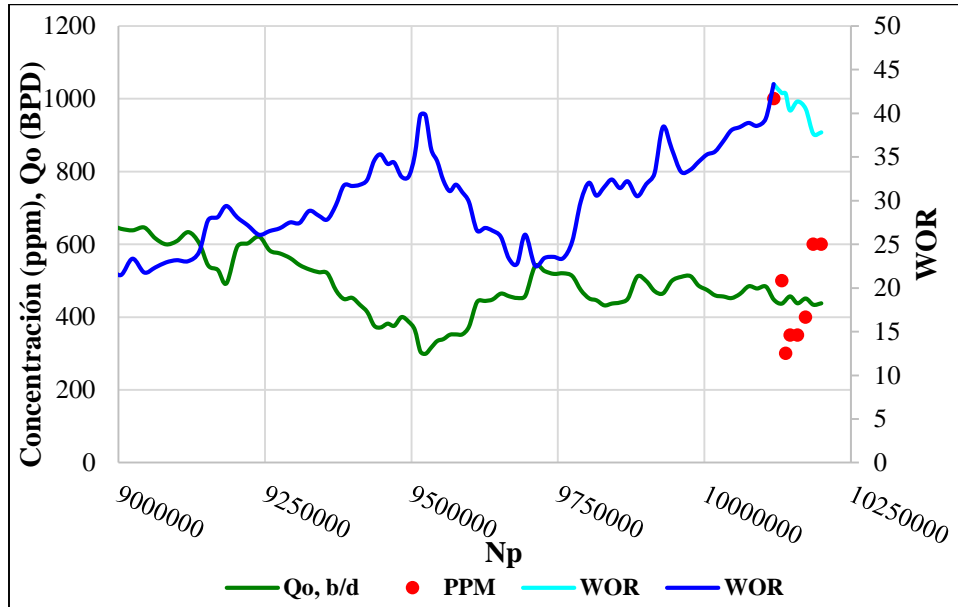
### **3.1.3 Relación Agua-Petróleo (WOR) e Inyección del producto “A”**

En relación al WOR para el patrón X, se tuvo en cuenta la **figura 12**, la cual evidencia el aumento en la curva a partir de los años 2000, periodo en que se dio inicio a la inyección de agua en el campo, así mismo se obtuvo los valor más altos que están entre 40 y 43 BWPD/BOPD, ubicados entre el año 2019 y 2020, fechas en las cuales se tendrá mayor énfasis porque es el periodo de inicio de la implementación del producto “A” y es por esto que se generó la **figura 23** en donde se representó el comportamiento histórico del WOR y se resaltó el periodo final, adicionalmente se incorporó los datos de la concentración del producto “A” en la inyección, la cual permite identificar cómo a partir de esta implementación, la relación agua-petróleo empezó a disminuir; factor que

representa un desempeño favorable en la aplicación del producto “A” debido a la disminución del arrastre de agua, pasando de unas tasas de producción de agua de aproximadamente 19400 BPD a 16500 BPD, adicionalmente se vieron afectadas las tasas de petróleo las cuales estaban teniendo una tendencia a disminuir, pero tras la inyección del producto, lograron mantenerse en alrededor de 440 BPD.

**Figura 23.**

*WOR – Producto “A” vs Np, Patrón X*

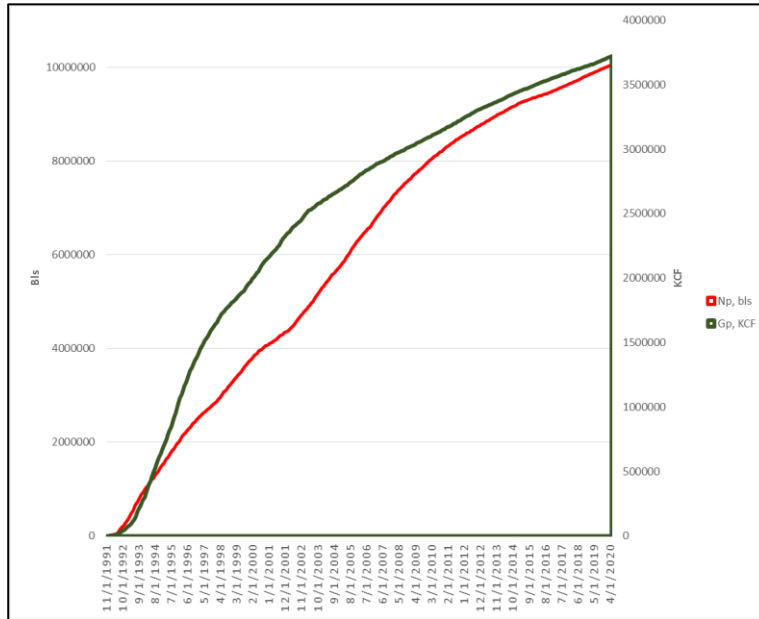


**Nota.** Representación de la relación agua-petróleo y la concentración del producto “A” inyectado, con respecto a la información de producción acumulada, referente a la misma fecha de registro en el patrón X.

A la fecha, el acumulado de producción de petróleo del patrón X ha sido de 10.119.206 BLS y el acumulado de producción de gas 3.778.604 KCF. En la **figura 24** se puede apreciar el comportamiento del Np y Gp del patrón a lo largo de los años y cómo han cambiado sus pendientes a causa del agotamiento de la energía del yacimiento.

**Figura 24.**

*Producción acumulada de petróleo y gas del patrón X ( $N_p$ ,  $G_p$ ).*



*Nota.* Representación de la producción acumulada de gas y petróleo desde 1991 hasta 2020.

### 3.2 Construcción del modelo dinámico

Por medio del programa Kappa PVT, fue posible obtener el PVT del yacimiento del VSM, para esto, se emplearon correlaciones tales como Beggs & Brill, Lee et al, Dranchuk, y datos del yacimiento como lo son la gravedad API, presión del yacimiento, gravedad específica del gas, temperatura del yacimiento, entre otras variables que ayudaron a obtener un PVT el cual está diseñado para representar el comportamiento de los fluidos del yacimiento en las etapas normales de explotación. En consecuencia, resulta muy importante comprender la representatividad de los estudios de laboratorio para los distintos tipos de yacimiento y de fluidos.

En la **tabla 16**, se observa el PVT obtenido, con las variables necesarias para la simulación ( $B_o$ ,  $R_s$ ,  $Z$ ,  $M_{ug}$ ,  $M_{uo}$ ), estos parámetros, son los que gobiernan en gran parte el comportamiento de la producción de un yacimiento petrolero.

**Tabla 16.***Propiedades PVT del fluido.*

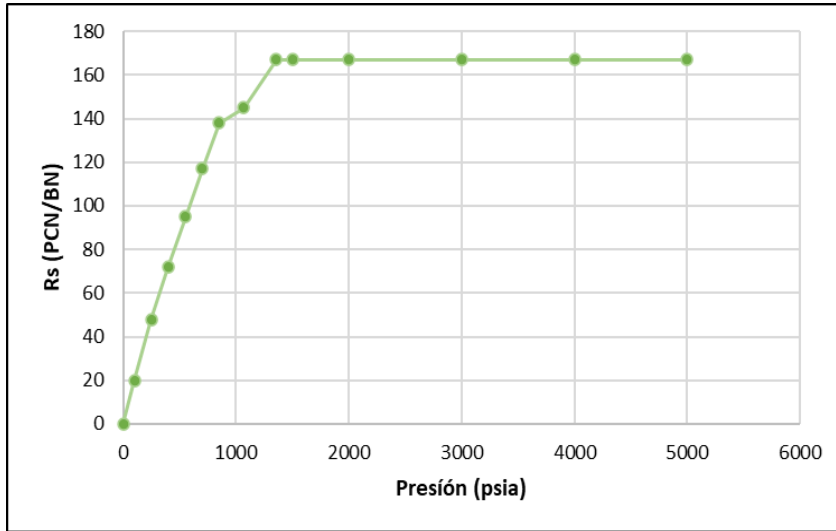
<b>Pressure</b>	<b>Bo</b>	<b>Rs</b>	<b>Z</b>	<b>Mug</b>	<b>Muo</b>
<b>(psia)</b>	<b>(B/STB)</b>	<b>(cf/bbl)</b>	<b>( )</b>	<b>(cp)</b>	<b>(cp)</b>
5000	1.067	167			20.59
4000	1.073	167			18.11
3000	1.078	167			15.6
2000	1.084	167			13.07
1500	1.087	167			11.8
1354	1.089	167			11.3
1068	1.09	145	0.854	0.0132	10.7
850	1.082	138	0.868	0.0129	12
700	1.075	117	0.866	0.0126	12.96
550	1.069	95	0.907	0.0122	14.01
400	1.062	72	0.934	0.0118	15.22
250	1.054	48	0.966	0.0111	16.7
100	1.043	20	0.972	0.0104	19.21
0	1.025	0			25.31

*Nota.* PVT obtenido por medio de correlaciones en el programa KAPPA PVT.

Una vez se obtiene el PVT, es importante que se verifique el comportamiento de las propiedades, por lo cual, se deben realizar gráficas, las cuales corroboraran el punto de burbuja a partir de un punto en referencia el cual se identifica por el cambio drástico en las pendientes de las curvas. Las curvas más representativas para esta comprobación son las del comportamiento de la Relación del gas disuelto en el aceite (Rs), el factor volumétrico (Bo) y la viscosidad del aceite, las cuales se presentan en las siguientes gráficas.

**Figura 25.**

*Solubilidad del gas en el aceite vs Presión.*

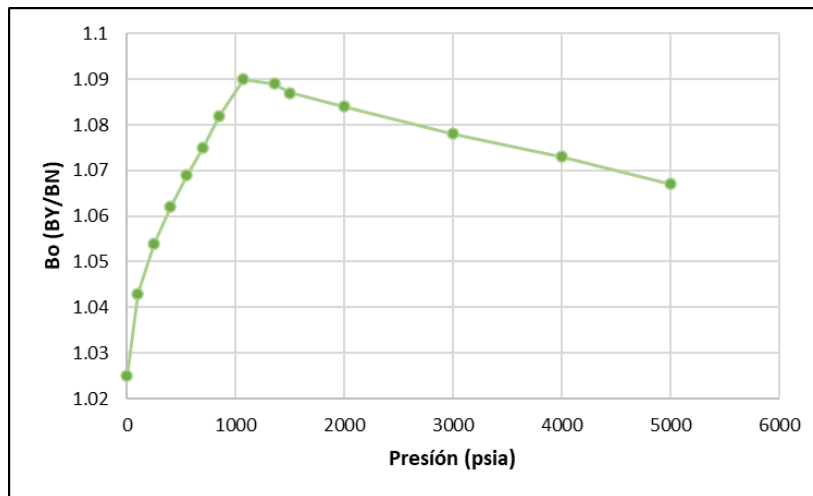


*Nota.* Se realiza la curva de la razón de gas disuelto con los datos obtenidos en el PVT.

En la **figura 25**, se puede evidenciar el comportamiento de la solubilidad del gas con los datos obtenidos del PVT generado, los cuales fueron los mismos empleados en el modelo de simulación. Se puede observar que la gráfica tiene el comportamiento típico de esta propiedad, en donde el gas está totalmente disuelto por encima del punto de burbuja, y en presiones menores a esta, se empieza a liberar el gas, disminuyendo el valor de solubilidad.

**Figura 26.**

*Factor Volumétrico de formación del aceite  $B_o$  vs Presión.*

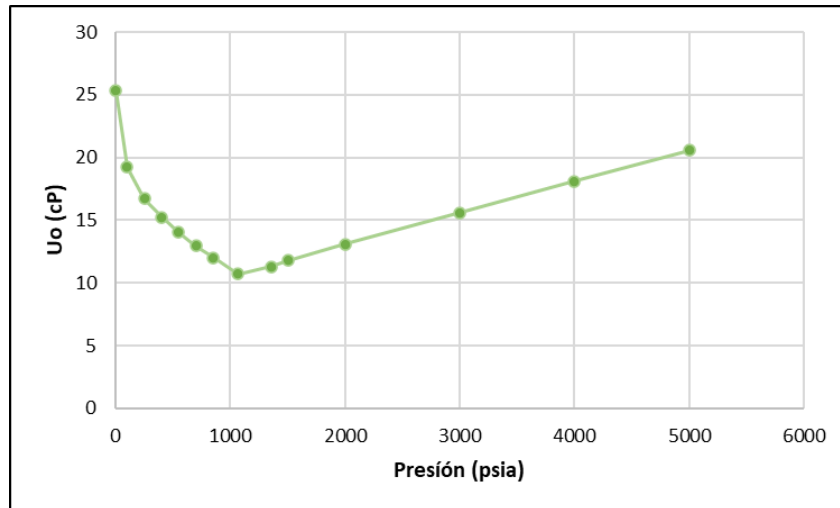


*Nota.* Se realiza la curva de factor volumétrico con los datos obtenidos en el PVT.

En la **figura 26**, se puede apreciar el comportamiento del factor volumétrico del petróleo, el cual siempre se encontrará por encima de 1,0 y tendrá su máximo valor en la presión de burbuja.

**Figura 27.**

*Viscosidad ( $U_o$ ) vs Presión.*



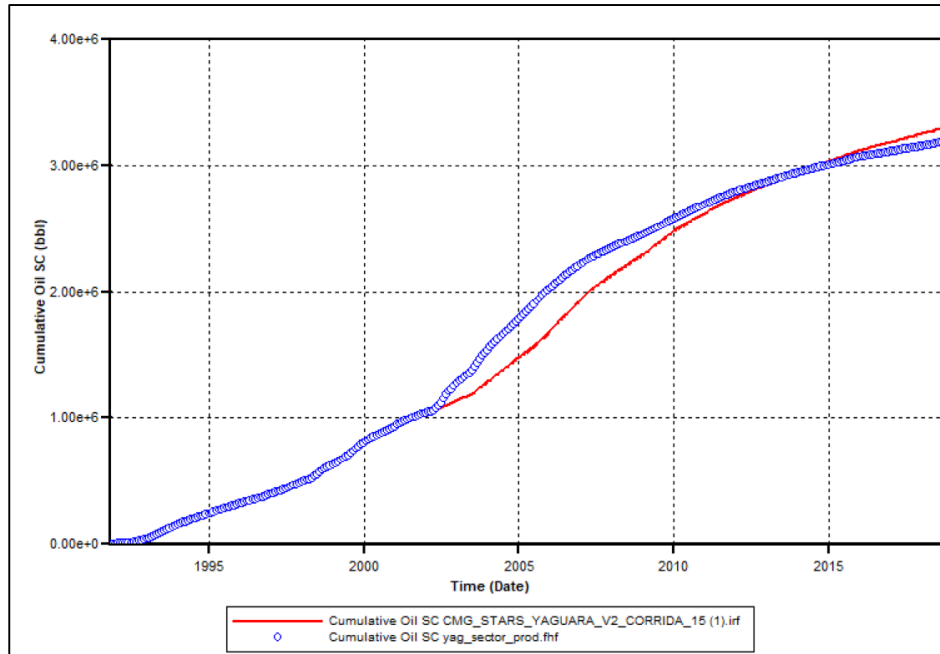
*Nota.* Se realiza la curva de viscosidad con los datos obtenidos en el PVT.

El comportamiento de la viscosidad del fluido del Campo del VSM se presenta en la **figura 27** donde es posible observar que tiene la misma tendencia que la curva típica de esta propiedad. Esto se debe a que, en todos los crudos, por encima del punto de burbuja, el gas se encuentra totalmente disuelto, pero a medida que la presión va disminuyendo los componentes más livianos empiezan a separarse. Una vez se haya alcanzado el punto de burbuja, en el cual encontramos el valor de viscosidad más bajo, los componentes livianos se liberan generando que la tendencia de la curva cambie, de manera que los valores de la viscosidad aumentan a medida que la presión disminuye debido a que en el petróleo únicamente quedan los componentes de mayor peso molecular.

Al terminar la construcción del modelo de simulación, donde se ingresaron los datos de PVT obtenidos, se realiza el cotejo histórico en el cual se ajustan los datos claves del modelo para reproducir el comportamiento del yacimiento. En la **figura 28**, podemos observar el petróleo acumulado el cual se asemeja a los datos del campo.

**Figura 28.**

*Cotejo histórico de la producción acumulada de aceite.*



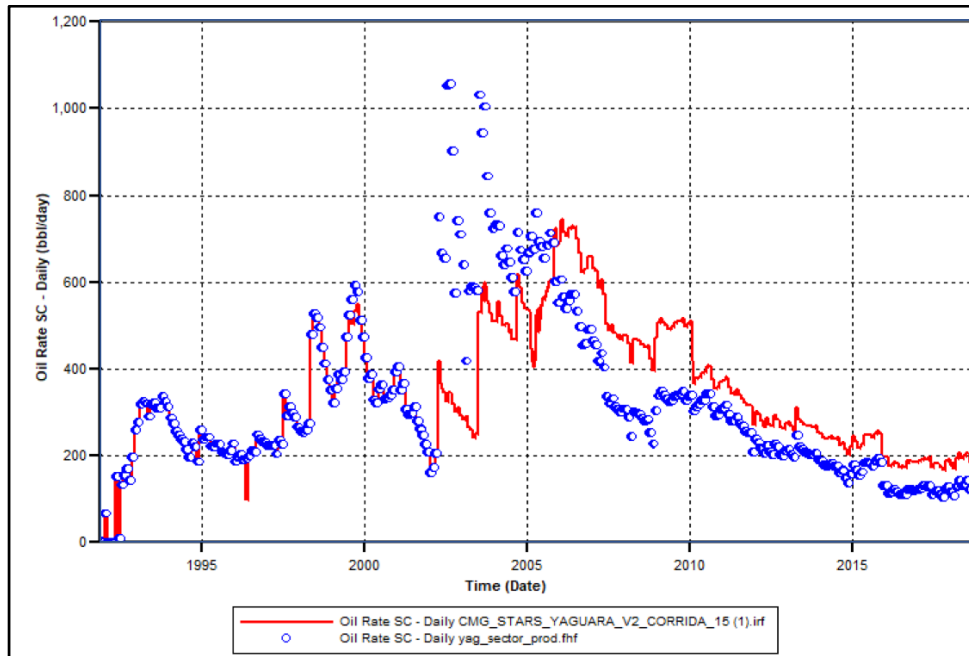
*Nota.* Representación del comportamiento reproducido por el simulador de la información histórica cargada

En la **figura 29**, se encuentra la tasa de petróleo diaria producida, donde es posible evidenciar que los datos obtenidos por el simulador cuentan con una desviación menor al 1% durante el periodo de 1991-2003, posteriormente se observa una desviación aproximadamente del 8 % para el periodo de 2004-2007, y para el periodo de 2007-2020 se observa una desviación aproximadamente del 4%.

Es importante tener un cotejo histórico el cual se acerque a la realidad del campo, ya que entre mejor se conozca la historia del yacimiento, mejor podrá ser replicada y las predicciones serán más acertadas.

**Figura 29.**

*Cotejo histórico de las tasas de producción de aceite, reproducido por el simulador CMG.*



*Nota.* Se presenta la reproducción de la información cargada en el simulador basada en el cotejo histórico del patrón.

### 3.3 Evaluación de escenarios de optimización

Para la evaluación de los escenarios de simulación planteados en el numeral 2.3 del presente trabajo, se decidió mantener una tasa de inyección constante de 700 BPD, debido a que este caudal es óptimo para las facilidades de inyección y producción del campo. Adicionalmente, para todos los escenarios incluido el caso base, se simuló un total de 9 años con fecha inicial 01/01/2021 y fecha final 01/01/2030.

Los escenarios de simulación contemplarán variaciones de la concentración del producto inyectado y de los volúmenes porosos del yacimiento a invadir con la inyección.

#### 3.3.1 Caso base

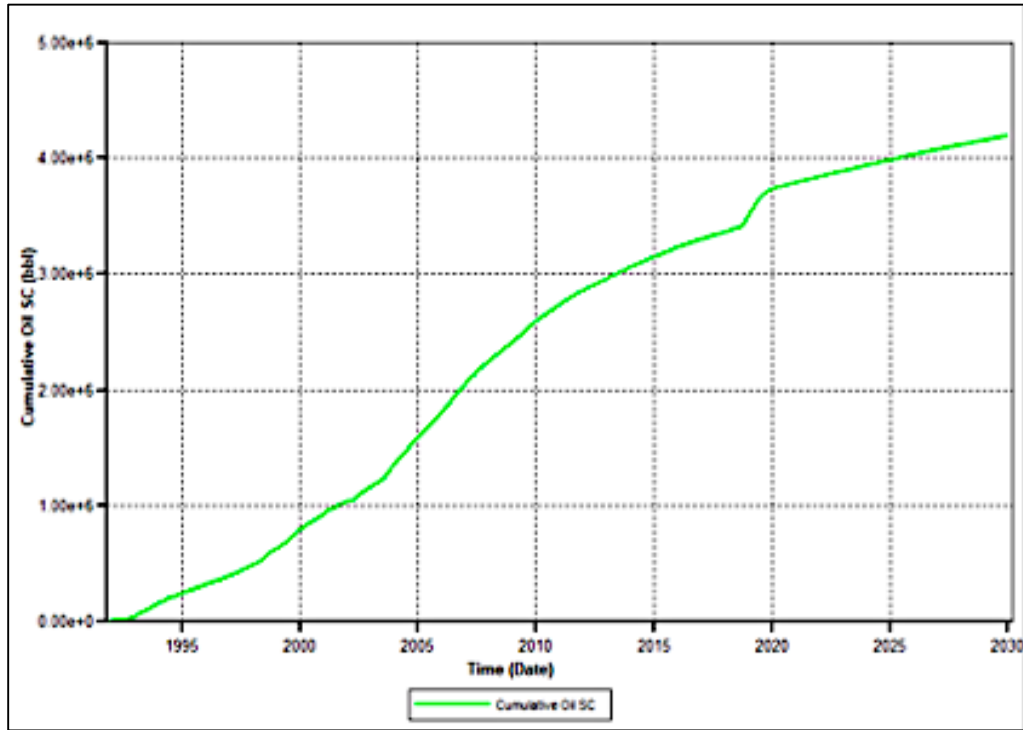
En la **figura 30**, se puede apreciar el resultado de la simulación del caso base en términos de la producción acumulada de petróleo con un periodo de predicción de 9 años. En esta corrida, es posible evidenciar que posterior al periodo donde inicia la inyección de surfactantes potenciados con el producto “A” por primera vez (6/12/2019), el aumento en la producción del campo presenta un comportamiento de su pendiente levemente acentuado, siendo el resultado de la predicción basada únicamente en la inyección de agua. La producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ) del patrón



al 01/01/2030 es de 4,203 MMBls y servirá como referencia para comparar los escenarios propuestos.

**Figura 30.**

*Predicción de la producción acumulada de aceite para caso base.*

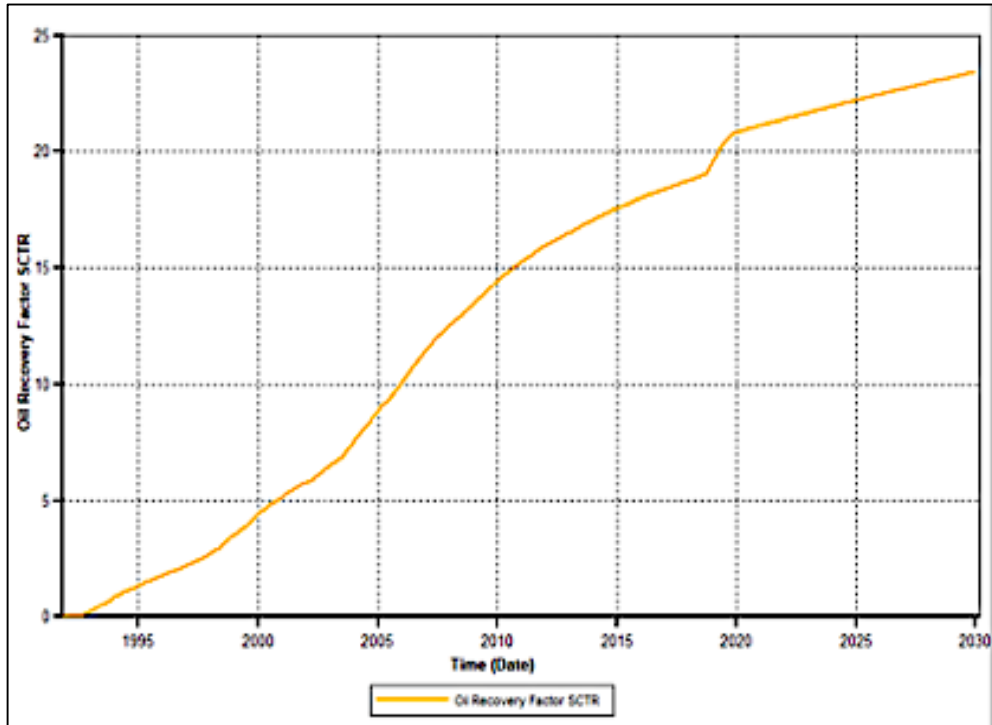


*Nota.* Resultados de la predicción de la producción acumulada de aceite para el caso base.

En cuanto al factor de recobro (FR), en la **figura 31**, es posible evidenciar que actualmente el campo cuenta con un FR aproximadamente del 20%, el cual en el 2030 aumentaría hasta un 23,43% considerando que solo se implementó la inyección de agua. Al igual que para el  $N_p$  el resultado obtenido en esta corrida servirá como punto de referencia para evaluar los escenarios.

**Figura 31.**

*Predicción del factor de recobro del patrón para caso base.*



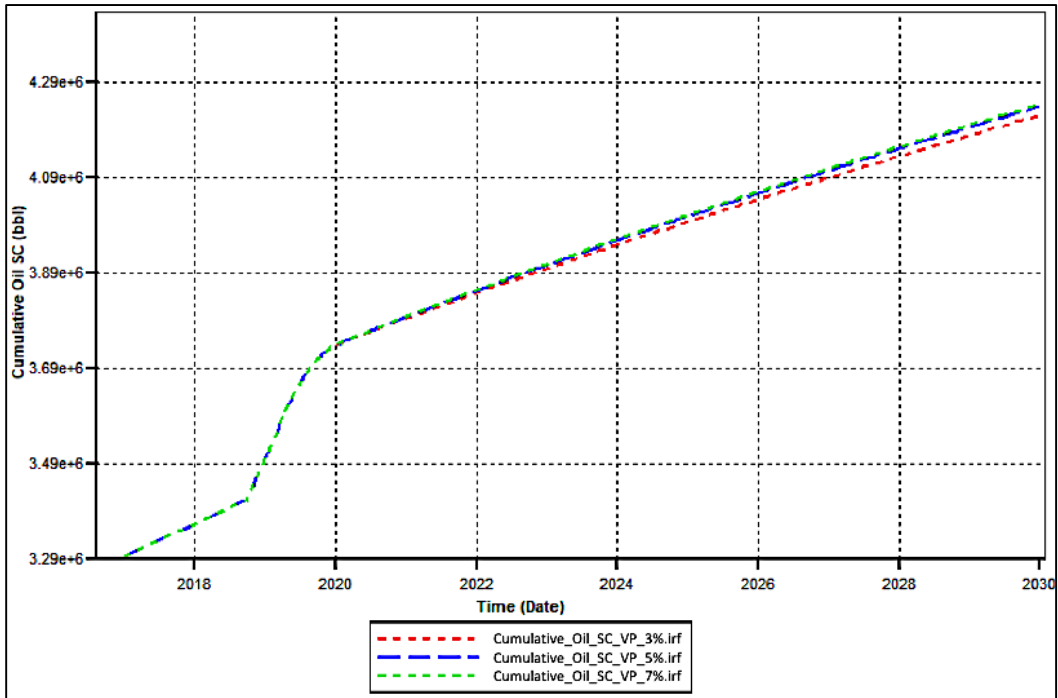
*Nota.* Resultados de la predicción del comportamiento del factor de recobro para caso base.

### **3.3.2 Primer escenario**

En los resultados de la predicción para evaluar el primer escenario, se evidenció un comportamiento similar al caso base, sin embargo, los resultados tuvieron una diferencia en la producción acumulada de aceite, ya que basados en los resultados obtenidos para el caso base se obtuvo un aumento de 23 KBls en el  $N_p$  de la primera opción evaluada, para la segunda opción planteada se obtuvo un aumento de 42 KBls y para la tercera opción del primer escenario se obtuvo un aumento de 47 KBls. Por lo tanto, el valor total de petróleo acumulado determinado para las tres opciones de este escenario es de 4,226 MMBls, 4,245 MMBls y 4,25 MMBls respectivamente.

**Figura 32.**

*Predicción de la producción acumulada de aceite para el primer escenario.*

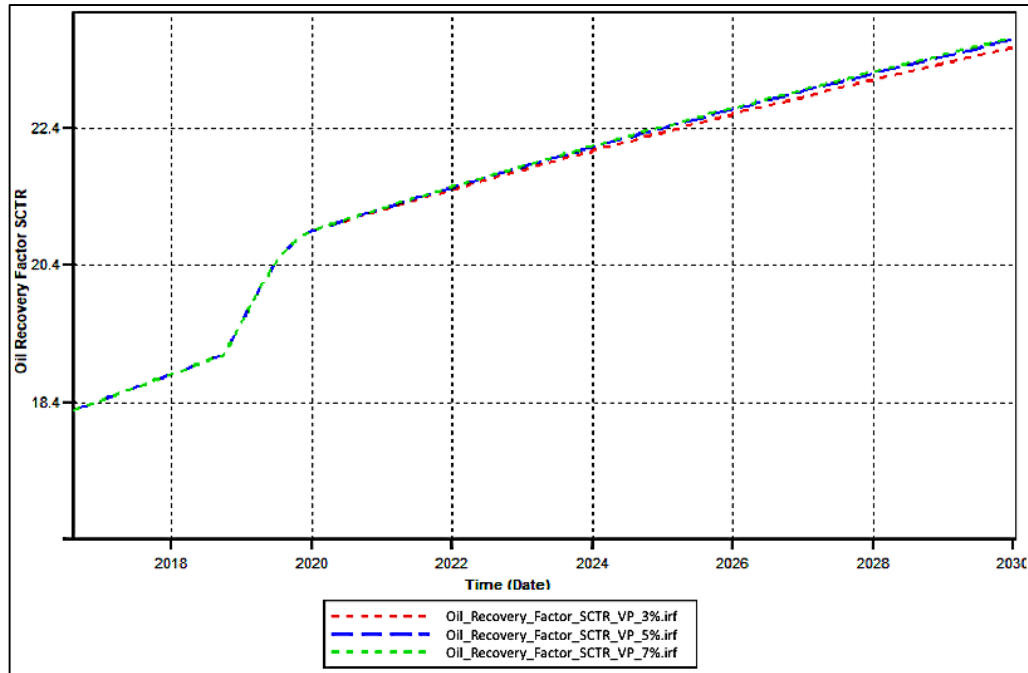


*Nota.* Historia y predicción de la producción acumulada de aceite para el primer escenario.

En la determinación del factor de recobro para el primer escenario se presentó un aumento del 0,5% con respecto al caso base para la primera opción, en cuanto a la segunda opción se obtuvo un aumento del 1,01% y por último para la tercera opción se obtuvo un aumento del 1,12%, obteniendo un valor de FR al finalizar la predicción de la opción 1, 2 y 3 de 23,559%, 23,667% y 23,693% respectivamente como se muestra en la **figura 33**.

**Figura 33.**

*Predicción del factor de recobro del patrón para el primer escenario.*



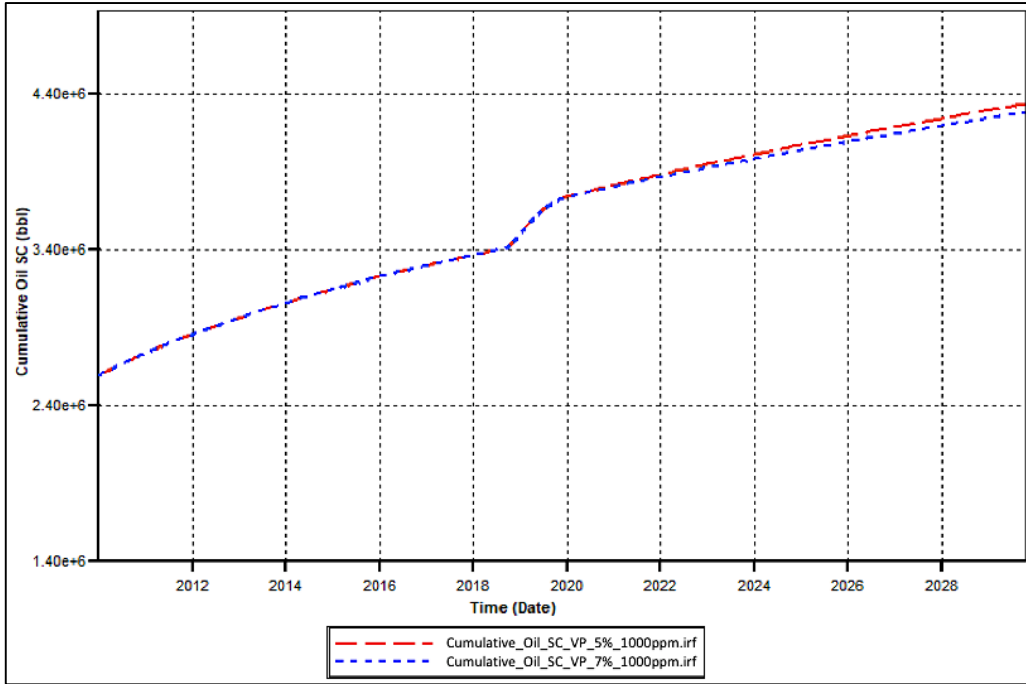
*Nota.* Resultados de la predicción del factor de recobro para el primer escenario.

### 3.3.3 Segundo escenario

En los resultados de la predicción del segundo escenario, al inyectar un bache del producto “A” a una concentración de 1000 ppm, se presenta un aumento de 149 KBls en el Np con respecto al caso base para la primera opción, para la segunda opción de este escenario se presenta un aumento de 95 KBls en el Np, obteniendo un valor final de petróleo acumulado de 4,352 MMBls para la opción 1 y de 4,298 MMBls para la opción 2.

**Figura 34.**

*Predicción de la producción acumulada de aceite para el segundo escenario.*

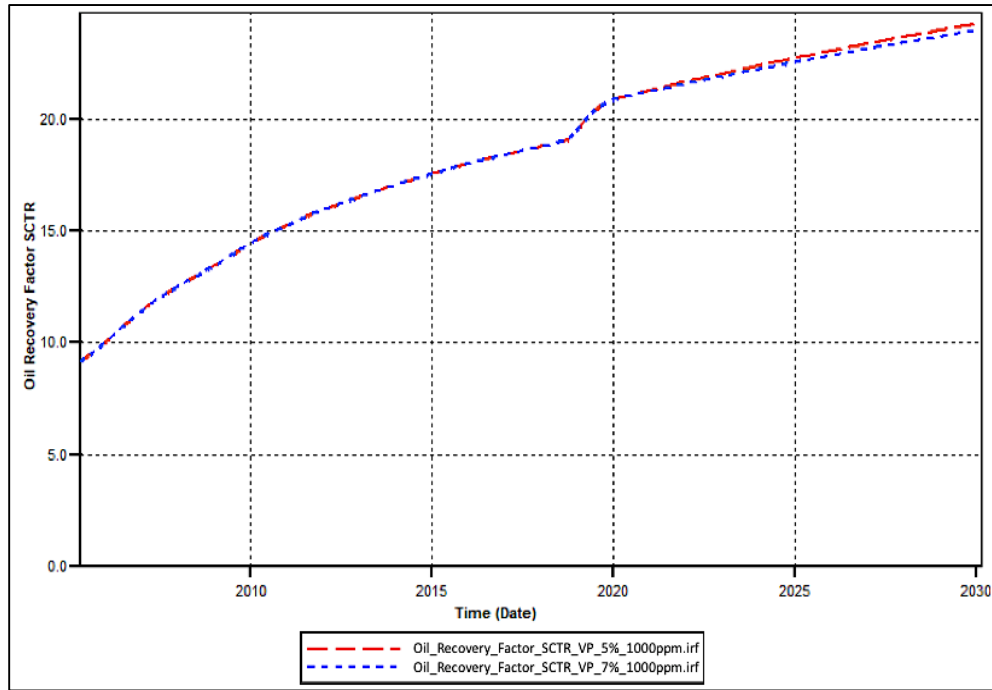


*Nota.* Historia y predicción de la producción acumulada de aceite para el segundo escenario.

En la determinación del factor de recobro para el segundo escenario se presentó un aumento del 3,54% con respecto al caso base para la primera opción y un aumento de 2,27% para la segunda opción, obteniendo un valor de FR al finalizar la predicción de 24,26% y 23,96% respectivamente como se muestra en la **figura 35**.

**Figura 35.**

*Predicción del factor de recobro del patrón para el segundo escenario.*



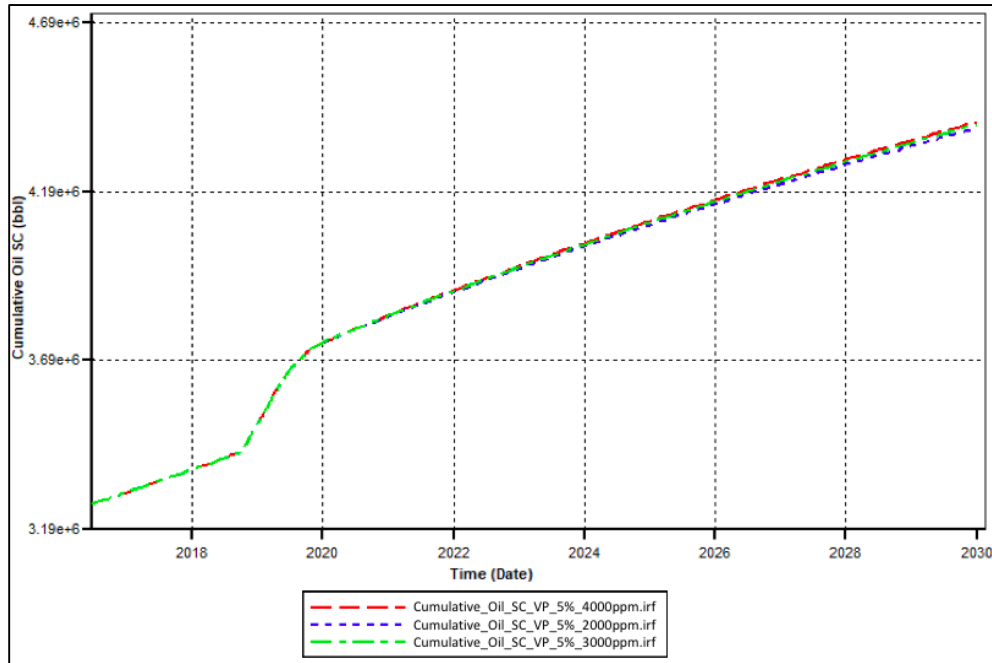
*Nota.* Resultados de la predicción del factor de recobro para el segundo escenario.

### **3.3.4 Tercer escenario**

En los resultados de la predicción del tercer escenario, se evidenció un aumento de 173 KBIs en el  $N_p$  de la primera opción evaluada, para la segunda opción se obtuvo un aumento de 188 KBIs y para la tercera opción del primer escenario se obtuvo un aumento de 194 KBIs. Por lo tanto, el valor total de petróleo acumulado determinado para las tres opciones de este escenario es de 4,376 MMBIs, 4,391 MMBIs y 4,397 MMBIs respectivamente.

**Figura 36.**

*Predicción de la producción acumulada de aceite para el tercer escenario.*

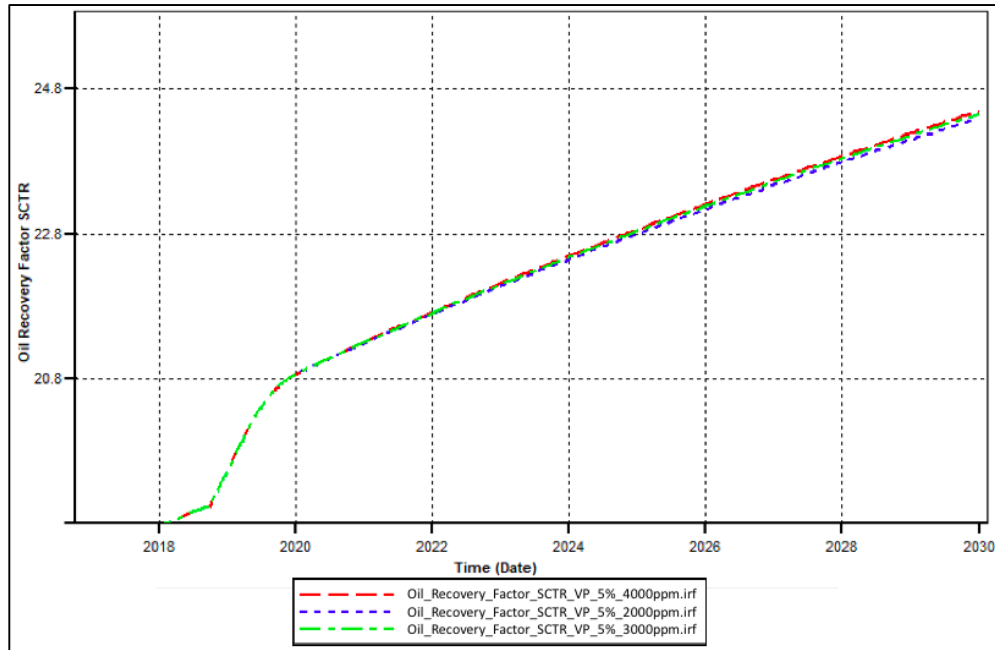


*Nota.* Historia y predicción de la producción acumulada de aceite para el tercer escenario.

En cuanto al factor de recobro para el tercer escenario se presentó un aumento del 4,12% con respecto al caso base para la primera opción planteada, en cuanto a la segunda opción se obtuvo un aumento del 4,48% y por último para la tercera opción se obtuvo un aumento del 4,63% con respecto al caso base, obteniendo un valor de FR al finalizar la predicción de la opción 1, 2 y 3 de 24,397%, 24,48% y 24,51% respectivamente como se muestra en la **figura 37**.

**Figura 37.**

*Predicción del factor de recobro del patrón para el tercer escenario.*



*Nota.* Resultados de la predicción del factor de recobro para el tercer escenario.

### 3.4 Selección del escenario óptimo

Una vez realizadas las simulaciones para cada uno de los escenarios de optimización planteados, se procede a seleccionar el caso óptimo de acuerdo a los resultados obtenidos. En la **tabla 17** se puede evidenciar los datos de producción de petróleo acumulado y factor de recobro arrojados por el simulador para el caso base.

**Tabla 17.**

*Comparación resultados  $N_p$  y Factor de Recobro caso base.*

Caso base	
<b>Tasa inyección (BPD)</b>	700
<b><math>N_p</math> (MMBls)</b>	<b>FR (%)</b>
4,203	23,43

*Nota.* Se presentan los resultados de la producción acumulada de petróleo y el factor de recobro obtenido para el caso base.

En la **tabla 18**, se puede apreciar un resumen de los datos obtenidos en el primer escenario donde se evidencia un aumento del 0,45% al aumentar el volumen poroso del 3% al 5%, mientras que al aumentar el volumen poroso del 5% al 7% se evidenció un aumento del 0,11%.



**Tabla 18.**

*Comparación resultados Np y Factor de Recobro primer escenario evaluado.*

<b>Primer escenario</b>				
<b>Opción</b>	<b>Tasa inyección (BPD)</b>	<b>VP (%)</b>	<b>Np (MMBls)</b>	<b>FR (%)</b>
1	700	3	4,226	23,559
2	700	5	4,245	23,667
3	700	7	4,25	23,693

*Nota.* Se presentan los resultados de la producción acumulada de petróleo y el factor de recobro obtenido para las tres opciones planteadas en el primer escenario.

En la **tabla 19**, se puede apreciar los resultados obtenidos en el escenario 2, donde se evidencia que la opción 1 presenta mejores resultados en cuanto al Np y FR que la opción 2, donde se tiene una diferencia en el petróleo acumulado de 54 KBls.

**Tabla 19.**

*Comparación resultados Np y Factor de Recobro segundo escenario evaluado.*

<b>Segundo escenario</b>				
<b>Tasa inyección (BPD)</b>			700	
<b>Opción</b>	<b>VP (%)</b>	<b>Concentración producto "A" (ppm)</b>	<b>Np (MMBls)</b>	<b>FR (%)</b>
1	5	1000	4,352	24,26
2	7	1000	4,298	23,96

*Nota.* Se presentan los resultados de la producción acumulada de petróleo y el factor de recobro obtenido para las dos opciones planteadas en el segundo escenario.

En la **tabla 20**, se puede apreciar los resultados obtenidos en el escenario 3, donde se evidencia que al variar la concentración del producto "A" de 2000 ppm a 3000 ppm se genera un incremento en el Np y FR de 0,35%, pero al aumentar la concentración de 3000 ppm a 4000 ppm se obtuvo un incremento de 0,15%

**Tabla 20.**

*Comparación resultados  $N_p$  y Factor de Recobro tercer escenario evaluado.*

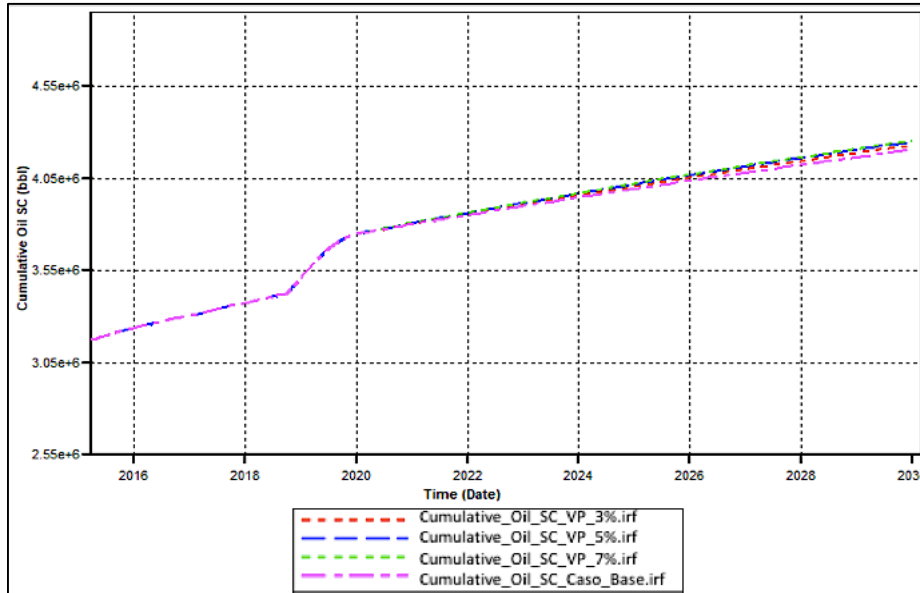
<b>Tercer escenario</b>			
<b>Tasa inyección (BPD)</b>		700	
<b>VP (%)</b>		5	
<b>Opción</b>	<b>Concentración producto “A” (ppm)</b>	<b><math>N_p</math> (MMBlS)</b>	<b>FR (%)</b>
1	2000	4,376	24,397
2	3000	4,391	24,48
3	4000	4,397	24,516

*Nota.* Se presentan los resultados de la producción acumulada de petróleo y el factor de recobro obtenido para las tres opciones planteadas en el tercer escenario.

Así mismo, se presenta la **figura 38**, **figura 39** y **figura 40** en las cuales evidenciamos como los tres escenarios de optimización planteados generan un  $N_p$  mayor que el obtenido en el caso base, esto implica que la inyección de surfactantes potenciados con el producto “A”, por los efectos del surfactante y del producto “A”; alcanza una recuperación de petróleo un poco mayor a la inyección de agua. Esto se debe a que el surfactante al estar potenciado con el producto “A” brinda efectos en el yacimiento tales como la reducción de la saturación del petróleo residual, el aumento de la permeabilidad relativa del agua, la disminución de la tensión interfacial entre los fluidos que se encuentran presentes en el yacimiento (agua y petróleo), lo que permite que los fluidos se muevan con mayor facilidad.

**Figura 38.**

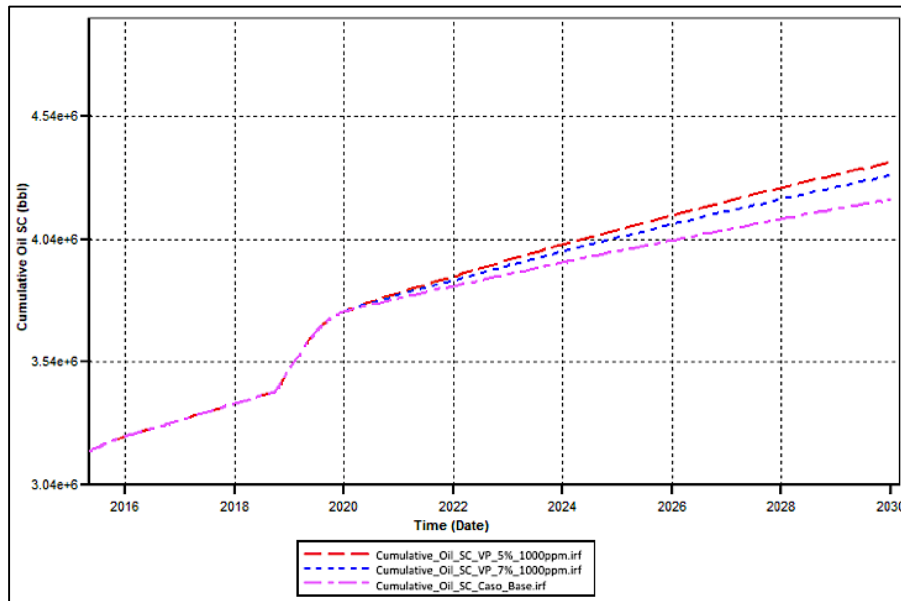
*Producción acumulada de petróleo vs tiempo. Integración caso base y primer escenario propuesto.*



**Nota.** Se presentan los resultados obtenidos de las predicciones de la producción de aceite acumulado, para cada uno de las opciones del primer escenario.

**Figura 39.**

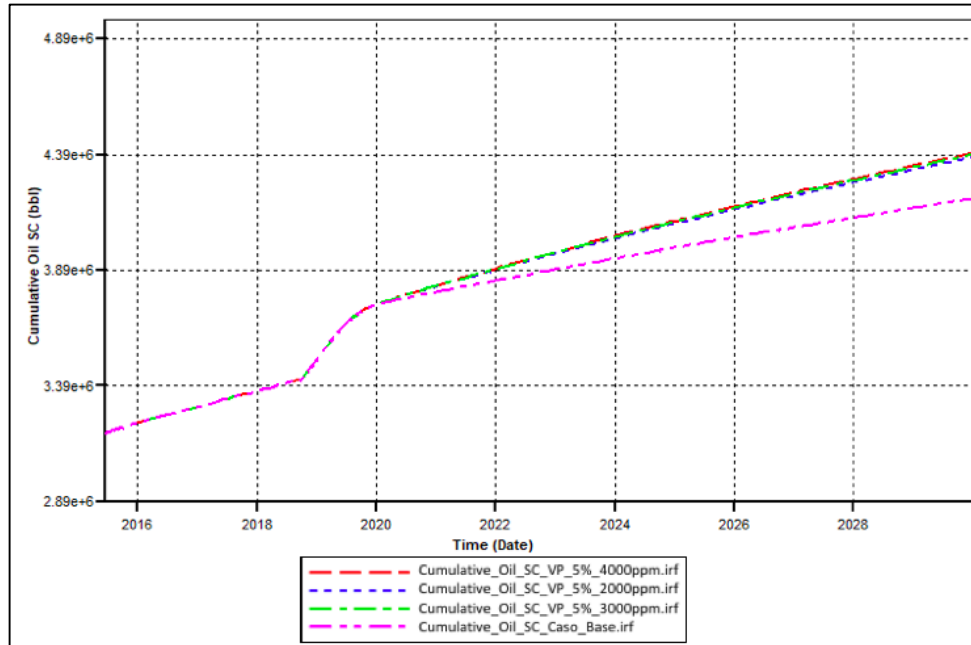
*Producción acumulada de petróleo vs tiempo. Integración caso base y segundo escenario propuesto*



**Nota.** Se presentan los resultados obtenidos de las predicciones de la producción de aceite acumulado, para cada uno de las opciones del segundo escenario.

**Figura 40.**

*Producción acumulada de petróleo vs tiempo. Integración caso base y tercer escenario propuesto.*



**Nota.** Se presentan los resultados obtenidos de las predicciones de la producción de aceite acumulado, para cada uno de las opciones del tercer escenario.

Una vez analizadas las curvas y los resultados obtenidos, se determina que el escenario óptimo consiste en la inundación de un volumen poroso del 5% a una concentración de 3000 ppm y manteniendo una tasa de inyección constante de 700 BPD, siendo este la segunda opción del tercer escenario de optimización planteado en el presente trabajo.

La selección del escenario óptimo de inyección se basó en las dos variables consideradas: Volumen Poroso a Inyectar y Concentración de los químicos; respecto a la primera variable se pudo constatar que una invasión mayor no implica un mayor aumento del  $N_p$ , esto se puede apreciar cuando se aumenta de un volumen poroso del 5% al 7%, donde el aumento únicamente es del 0,11%.

Una invasión más grande sin aporte de químicos no genera un incremento significativo en la producción, basados en el caso base el mayor aumento en el primer escenario fue del 1,12%, mientras que al inyectar el químico en el segundo escenario se tiene un aumento de 3,54% con respecto al caso base. Teniendo en cuenta la concentración de químicos en el agua de inyección y luego de evidenciar los resultados antes mencionados, se comprobó que esta variable es la más relevante a la hora de seleccionar un escenario óptimo, sin embargo, las simulaciones demostraron que los Surfactantes al estar potenciados por el producto “A” alcanzan su punto óptimo a

concentraciones que no siempre corresponden a los aumentos más altos, pues al incrementar la concentración del químico de 2000 ppm a 3000 ppm se obtiene un aumento del 0,35% mientras que al incrementar la concentración de 3000 ppm a 4000 ppm se obtiene un aumento del 0,15%. Es por esto que a pesar que la opción 3 del escenario 3 logró recuperar más petróleo luego de los 9 años de simulación la variación versus el escenario seleccionado no son lo bastante significativas (0,15%) para justificar el gasto de utilizar los químicos a una concentración tan alta.

#### 4. CONCLUSIONES

Basados en la historia y periodo de producción del campo mediante flujo natural del yacimiento se obtuvo un pronóstico de declinación, alcanzando su límite económico en el 2014, que, al ser comparado con el desempeño real, posterior a la inyección de agua, se identifica una diferencia en el tiempo de producción de 7 años y 4 MMBls de producción de aceite acumulados adicionales, referenciado al estado del campo al año 2020.

El Factor de recobro obtenido de los pronósticos basados en los índices de declinación del periodo de producción por flujo natural fue de aproximadamente 12%, lo que permite concluir que la implementación de la inyección de agua, químicos y producto “A” al 2020 generaron un incremento en el factor de recobro de 7%, es decir que el FR a la fecha fue de 19,1076%.

Al inicio de la implementación de la inyección de surfactantes potenciados con el producto “A”, se identificó una disminución en la Relación Agua-Aceite producido (WOR), representado por una disminución de tasas de producción de agua de aproximadamente 4000 BPD y la reducción de la relación en 5 Barriles de agua por cada Barril de aceite producido, representando el desempeño positivo de la eficiencia de barrido de petróleo en el yacimiento.

Al realizar el cotejo histórico del campo se obtuvo una desviación promedio del 4,3%, lo que nos indica que los datos obtenidos por el simulador son representativos del campo.

Al observar los datos obtenidos en las tres opciones del primer escenario, se puede evidenciar que al incrementar el volumen poroso de un 3% a un 5% se obtiene un aumento del 0,45% mientras que al incrementar del 5% al 7% se obtiene un aumento del 0,11%, lo que implica que no siempre inundar un mayor volumen poroso nos brindará mejores resultados con respecto al  $N_p$  y FR del patrón.

Al comparar el escenario 1 vs el escenario 2, se puede evidenciar que al incrementar el volumen poroso sin inyectar un bache de producto “A” el máximo incremento obtenido es de 1,12% con respecto al caso base, mientras que al inyectar el producto “A” a una concentración de 1000 ppm se obtiene un incremento de 3,54% con respecto al caso base.

Al analizar los resultados obtenidos entre la opción 2 del primer escenario (VP 5%) y la opción 1 del segundo escenario (VP 5% + 1000 ppm producto “A”) es posible evidenciar un incremento del 2,5%, lo que nos demuestra que la inyección de químicos genera un aumento en cuanto al  $N_p$  y FR del patrón evaluado.

A pesar de que el escenario 3 opción 3, en el cual se inyectó la mayor concentración de producto 4000 ppm, cuenta con el mayor incremento con respecto al caso base, no posee un aumento significativo 0,15% con respecto a la opción 2 de este escenario donde la concentración de químico a inyectar fue de 3000 ppm, por lo que es posible concluir que los químicos funcionan siempre y cuando se alcance una concentración óptima.

Al comparar los escenarios de optimización planteados con el caso base, se observa que el mayor aumento generado se obtiene con la tercera opción del tercer escenario 4,63%, sin embargo, al comparar el incremento obtenido entre las tres opciones de este escenario, se puede evidenciar que al aumentar la concentración del producto “A” de 2000 ppm a 3000 ppm se obtiene un aumento del 0,35% mientras que al incrementar la concentración de 3000 ppm a 4000 ppm el aumento es del 0,15%, lo que nos puede indicar que la concentración óptima del químico se alcanzó a una concentración de 3000 ppm.

Se evaluaron 3 escenarios comparados con un escenario base, observando que el escenario más óptimo se obtuvo mediante el escenario 3 opción 2, el cual consta con una concentración del producto “A” de 3000 ppm, una tasa de inyección de 700 BPD y un volumen poroso a inyectar del 5%.

Los escenarios de optimización planteados al ser comparados con el caso base, brindan un incremento con respecto al  $N_p$  y FR, obteniendo que el mayor incremento es de 4,63%, logrando concluir que, aunque la inyección de químicos es buena, no se genera un aumento tan grande debido a las condiciones del yacimiento, al ser un campo maduro con muchos canales de agua causados por la inyección prolongada de agua.

El campo del VSM cuenta con un factor de recobro aproximadamente del 24% y el patrón estudiado posee un FR del 20%, por lo tanto, con la ayuda de los químicos inyectados se logra que el patrón se asemeje y supere el factor de recobro del campo, obtenido un FR de 24,48% con el escenario óptimo.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] N. A. Angarita B., S. V. Buitrago P., *Desarrollo de un Modelo predictivo para la inyección de químicos surfactantes-polímeros convencional*, tesis pre. Facultad de Ingenierías, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2016.
- [2] J. F. CRUZ, S., *Nanotecnología Aplicada a la Industria Petrolera*, tesis pre, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México, 2013. [En línea]. Disponible: [https://ru.dgb.unam.mx/handle/DGB\\_UNAM/TES01000703920](https://ru.dgb.unam.mx/handle/DGB_UNAM/TES01000703920)
- [3] A. Zarate., *Tipos de Hidrocarburo y sus propiedades*, Facultad de Ingenierías, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2019.
- [4] J. E. Romero., *Curso Recobro Mejorado*, Facultad de Ingenierías, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2019.
- [5] T. Ahmed., *Reservoir Engineering HandBook*, 2. ed. Estados Unidos: Gulf Professional Publishing. 2000.
- [6] H.C. Slider., *Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods*, 1. ed. Estados Unidos: PennWell Publishing Company, 1983.
- [7] S. Thomas., "Enhanced Oil Recovery – An Overview", *IFP*, Vol. 63, no. 1, pp. 9-19, 2008, [En línea]. <https://doi.org/10.2516/ogst:2007060>.
- [8] J.J. Sheng., *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery Theory and Practice*. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2011.
- [9] D.W. Green, G. P. Willhite, *Enhanced Oil Recovery*. Texas, Estados Unidos: Society of Petroleum Engineers, 1998.
- [10] J.S. Cruz D., *Análisis de una alternativa química no convencional para optimizar el factor de recobro en el campo Yaguará mediante simulación numérica*, tesis pre. Facultad de Ingenierías, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2019.
- [11] A. Esmaeili., *Applications of Nanotechnology in oil and gas industry*. Nueva Delhi, India: National Iranian South Oil Company, 2009.
- [12] S.O. Olayiwola, M. Dejam, "Effect of Silica Nanoparticles on the Oil Recovery During Alternating Injection with Low Salinity Water and Surfactant into Carbonate Reservoirs", Society of Petroleum Engineers, pp. 11-14, Oct, 2020; [En línea]. <https://doi.org/10.2118/201586-MS>



- [13] J. Giraldo, P. Benjumea, S. Lopera, F B. Cortés, M. A. Ruiz, “*Wettability Alteration of Sandstone Cores by Alumina-Based Nanofluids*”, *Energy & Fuels*, Jun, 2013; [En línea]. [dx.doi.org/10.1021/ef4002956](https://doi.org/10.1021/ef4002956)
- [14] A. Yegres, F. Márquez. *Simulación Numérica Composicional de Pruebas de Desplazamiento con Nitrógeno a los Fluidos Hidrocarburos de los Yacimientos del Campo Carito y el Furrial Perteneciente al Área Norte de Monagas*, tesis pre. Facultad de Ingenierías, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, Venezuela, 2001.
- [15] Petrobras, Estudio Integrado del Campo Yaguará. The ARC Group LLC. Colombia, Bogotá D.C. 2004, p.19.
- [16] T. Ahmed., *Reservoir Engineering HandBook*, 3. ed. Estados Unidos: Gulf Professional Publishing. 2006.
- [17] J.S. Aramendiz P., M.A. Velásquez O. *Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. Aplicación Campo Colorado*, tesis pre. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2008.

## GLOSARIO

**Agua mejorada:** agua de inyección con sustancias adicionales que mejoran las propiedades de la misma y aumentan su desempeño de barrido de petróleo.

**Barrido de agua:** es la representación de la fracción del volumen del yacimiento que es contactada por el fluido inyectado.

**Campo:** área compuesta por uno o más yacimientos ubicados o asociados a una misma estructura geológica y/o condición estratigráfica.

**CAPEX:** son inversiones y/o gastos que aportarán al capital de una compañía.

**Eficiencia Volumétrica de barrido:** es la relación entre el espacio poroso contactado por el fluido desplazante y el volumen poroso del yacimiento total estudiado.

**Energía natural del yacimiento:** se conoce como energía natural del yacimiento a la presión inicial capaz de producir los fluidos almacenados en el yacimiento, hasta el momento de una intervención a través de procesos externos con el fin de mantener o aumentar la energía presente en el reservorio.

**Estimated Ultimate Recovery (EUR):** cantidad de petróleo y gas que se espera recuperar económicamente de un yacimiento o campo al final de su vida productiva.

**Factor de Recobro/Eficiencia de Recobro:** expresión porcentual de la porción de las cantidades de petróleo estimadas como recuperables.

**Humectabilidad /Mojabilidad:** es la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmisible.

**Inyección de surfactantes:** es un método de recobro mejorado, que pertenece a la subclase de los métodos químicos, y consiste en la generación de micelas en una solución acuosa a través de la adición de surfactantes, para posteriormente ser inyectados al yacimiento.

**Mecanismo de producción:** suma de los comportamientos de los fluidos y la roca almacenadora que influyen en el proceso de desarrollo y producción del petróleo.

**Métodos No convencionales:** son los métodos de recuperación terciaria del petróleo, que implican el uso de técnicas poco comunes o nuevas en la industria.

**OPEX:** son los costos operacionales que genera un proyecto y/o proceso a una compañía.

**Patrones de inyección:** son las características de un pozo de inyección, que vienen dadas por diferentes parámetros como el caudal, la concentración de productos, volúmenes a inyectar, temperaturas, presiones, entre otros.

**Producto “A”:** químico empleado para el desarrollo del proyecto.

**Recobro mejorado (EOR):** es la extracción adicional de petróleo, que se da por la inyección de materiales que no son propios del yacimiento, estos métodos son aplicados para producir un yacimiento después de su producción primaria.

**Recobro secundario:** consiste en la obtención de petróleo por medio de un proceso de inyección de agua o gas, con el propósito de incrementar la energía o recuperación de hidrocarburos de un yacimiento.

**Reservas:** son las cantidades de petróleo en sitio calculadas a ser comercialmente recuperables.

**Saturación de fluidos (Aceite  $S_o$ , Agua  $S_w$ , Gas  $S_g$ ):** es la cantidad del espacio poroso, ocupado por un determinado fluido, puede ser aceite, agua o gas.

**Tensión interfacial:** es el efecto de las fuerzas que actúan en la interfase entre dos líquidos.

**Viscosidad:** es la resistencia generada por un fluido al movimiento.

**Yacimiento/Reservorio:** formación de roca porosa y permeable en el subsuelo con la capacidad de almacenar y dejar fluir fluidos, también llamada roca almacenadora.

## **ANEXO 1.**

### **RECOMENDACIONES**

- Si se pretende masificar el proyecto a más sectores del Campo es recomendable usar el Surfactante potenciado con el producto “A” a una concentración no mayor a 3000 ppm e inundando al menos el 5% del volumen poroso del área de interés, pues aumentando más la concentración del producto “A” se tendrá un aumento no muy significativo.
- Se aconseja realizar un estudio financiero, teniendo en cuenta, costos de los productos a implementar, el potencial de hidrocarburo a recuperar y las condiciones del mercado actuales para determinar viabilidad económica del proyecto.
- Se recomienda realizar un nuevo estudio en otro patrón del campo antes de masificar el proyecto, con el fin de evaluar que los resultados obtenidos tengan el mismo comportamiento.
- Para posteriores estudios se recomienda tener en cuenta los comportamientos históricos de las presiones y tasas de producción con el fin de mejorar la representación del simulador en el cotejo histórico del campo.
- Con el fin de tener un cotejo histórico más preciso, es recomendable emplear un PVT de laboratorio, ya que al emplear programas como Kappa PVT se tiene un porcentaje de error en lo datos obtenidos con respecto a los valores reales del patrón.