

EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS COMO
PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN UN YACIMIENTO CON BAJA
PERMEABILIDAD Y CRUDO PESADO UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES, POR MEDIO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA.

JHOAN ALEXANDER PARRA BERMEO
LINA MARCELA MONTENEGRO GARZA

PROYECTO INTEGRAL DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE
MAESTRÍA EN RECUPERACIÓN AVANZADA DE HIDROCARBUROS

DIRECTOR
ARNUL DAVID PAZ ARANGUREN
MÁGISTER EN CONSULTORIA Y AUDITORIA AMBIENTAL

CODIRECTOR
SIMÓN EMILIO MOLANO
MÁGISTER EN INGENIERIA DE PETROLEOS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE MAESTRIA EN RECUPERCIÓN AVANZADA DE
HIDROCARBUROS
BOGOTÁ D.C.

2024

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nombre
Firma del director

Nombre
Firma del presidente del jurado

Nombre
Firma del jurado

Nombre
Firma del jurado

Bogotá D.C., marzo 2024

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime García-Peña

Vicerrectora Académica

Dra. María Fernanda Vega de Mendoza

Vicerrectora de Investigaciones y Extensión

Dra. Susán Margarita Benavides Trujillo

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano De La Facultad De Ingenierías

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Director Del Programa de Ingeniera de Petróleos

Dra Naliny Patricia Guerra Prieto

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

DEDICATORIA

Jhoan Parra: Con gratitud, dedico este trabajo de grado a Dios, quien ha guiado con sabiduría mi camino; a mi amada esposa, Lina Marcela, cuyo amor y apoyo incondicional han sido mi ancla; a mis preciosas hijas, Ely Mariana y Ari Sofia, quienes han sido mi inagotable fuente de motivación; y a mi querida madre, María Nubia, a quien le debo todo lo que soy.

Lina Montenegro: Este trabajo está dedicado primeramente a nuestro creador, a ti Dios que contigo no hay imposibles y esto es muestra de ello. Y, por supuesto, también va dedicado a los dos amores de mi vida: A ti esposo, sin tu apoyo incondicional, no hubiese sido posible, culminar este logro. A ti mi Ari, que me acompañaste en el proceso desde el primer día, por ti y para ti, cada logro.

AGRADECIMIENTOS

Nos gustaría darle un agradecimiento especial:

A nuestro director de este proyecto, Arnul Paz por su apoyo y consejos en el desarrollo de este trabajo.

A nuestro codirector, Simón Molano por su apoyo técnico durante el desarrollo de este trabajo.

A nuestra docente, Adriangela Romero por la guía y motivación que nos brindó en las asignaturas de Trabajo de Grado I y II.

A nuestro docente, Jorge Romero Domínguez por transmitir sus conocimientos técnicos en el área de simulación.

A José Manuel Santos, *Senior Reservoir Simulation Engineer* de CMG, por el soporte técnico, en las simulaciones numéricas.

A todos los profesores de la maestría en Recuperación Avanzada de Hidrocarburos por su dedicación, compromiso y orientación en las diferentes áreas del conocimiento.

A la Fundación Universidad de América por permitirnos alcanzar este logro.

A Invepetrol Limited Colombia, por la confianza y la información suministrada para el desarrollo de este proyecto.

A Sierra Col Energy, por brindar patrocinio económico a uno de los estudiantes de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
1. OBJETIVOS	16
1.1. Objetivo General	16
1.2. Objetivos Específicos	16
2. MARCO TEÓRICO	17
2.1. Evaluación económica	17
2.2. Inyección de agua	19
2.3. Inyección de polímeros	19
2.3.1. Clasificación de polímeros	20
2.3.2. Estabilidad térmica de los polímeros	22
2.3.3. Elementos para la selección de Polímeros	23
2.3.4. Factores que afectan la eficiencia del polímero	24
2.4. Inyección de surfactantes	25
2.5. Inyección de ASP	25
2.6. Recuperación mejorada (EOR)	25
2.7. Yacimientos con baja permeabilidad	26
2.8. Crudo pesado	27
2.9. Simulación numérica	28
2.9.1. Modelos de simulación aplicados en CMG-STAR5	29
2.9.2. Análisis de incertidumbre	30
3. GENERALIDADES DEL CAMPO OBJETO DE ESTUDIO	31
4. METODOLOGIA	33
4.1. Fase I. Construcción del modelo estático y dinámico en CMG.	36
4.2. Fase II. Selección de polímero.	38
4.3. Fase III. Evaluar el proceso de inyección de polímeros a partir de un análisis de sensibilidad	39
4.4. Fase IV. Evaluación económica	41
5. RESULTADOS Y ANÁLISIS	42
5.1. Fase I Construcción del modelo estático y dinámico en CMG	42

5.1.1. Construcción del caso base	42
5.1.2. Análisis probabilístico en CMOST	47
5.2. Fase II. Selección del polímero.	54
5.3. Fase III. Evaluar el proceso de inyección de polímeros.	56
5.3.1. Simulación de la inyección de polímeros para los casos base P10, P50 y P90	56
5.3.2. Análisis de sensibilidad de la inyección de polímeros	62
5.4. Fase IV. Viabilidad económica de la inyección de polímeros.	68
5.4.1. Evaluación económica escenarios P10	68
5.4.2. Evaluación económica escenarios P50	72
5.4.3. Evaluación económica escenarios P90	75
6. CONCLUSIONES	78
7. RECOMENDACIONES	80
8. REFERENCIAS	82
ANEXOS	86

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Reservas estimadas de crudo pesado por región según Servicio Geológico de EE.UU.	27
Figura 2. Mapa de ubicación del campo objeto de estudio	31
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada del área central de Llanos	32
Figura 4. Metodología propuesta	35
Figura 5. Correlación estructural	42
Figura 6. Tope de la grilla del Caso Base	43
Figura 7. Pronósticos de producción caso base	44
Figura 8. FR estimado caso base	46
Figura 9. Np vs tiempo, análisis probabilístico	47
Figura 10. Variación del FR, análisis probabilístico	48
Figura 11. Resultados de la simulación Monte Carlo	49
Figura 12. Efectos de los parámetros definidos en la función objetivo (Np)	50
Figura 13. Producción de aceite y Np, escenarios P10, P50 y P90	52
Figura 14. Comportamiento del corte de agua, escenarios P10, P50 y P90:	53
Figura 15. Inyección de polímeros casos base P10, P50 y P90	57
Figura 16. Comportamiento de la producción de agua durante la inyección de polímeros	58
Figura 17. Resultados escenarios de producción caso P10	59
Figura 18. Resultados escenarios de producción caso P50	60
Figura 19. Resultados escenarios de producción caso P90	61
Figura 20. Efectos de los parámetros definidos en el análisis de sensibilidad P50	62
Figura 21. Comportamiento del FR durante el análisis de sensibilidad P50	63
Figura 22. Resultados escenarios de producción caso P50 optimización	65
Figura 23. Resultados escenarios de producción caso P10 optimización	66
Figura 24. Resultados escenarios de producción caso P90 optimización	67

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Polímeros estándares para yacimientos a $T > 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($>158\text{ }^{\circ}\text{F}$)	21
Tabla 2. Estabilidad térmica polímeros	22
Tabla 3. Características de los polímeros PAM-2 y PAM-3	24
Tabla 4. Clasificación según los rangos de permeabilidad	27
Tabla 5. Modelos de simulación usados en CMG-STARS [2]	29
Tabla 6. Dimensiones de la malla	36
Tabla 7. Parámetros seleccionados	38
Tabla 8. Polímero seleccionado	39
Tabla 9. Clasificación de pozos	40
Tabla 10. Parámetros seleccionados	40
Tabla 11. Premisas viabilidad económica	41
Tabla 12. Volúmenes de formación predicción Caso Base	44
Tabla 13. Resultados análisis probabilístico	51
Tabla 14. Polímeros de alto peso molecular, según temperatura	55
Tabla 15. Características del polímero seleccionado.	55
Tabla 16. Características del agua de mezcla	56
Tabla 17. Resumen de resultados recuperación primaria, secundaria y mejorada	61
Tabla 18. Resultados de los experimentos en CMOST	63
Tabla 19. Resumen de resultados recuperación primaria, secundaria, mejorada y optimización	68
Tabla 20. Flujo de caja neto del caso base P10	69
Tabla 21. Flujo de caja neto caso base P10 con inyección de agua	70
Tabla 22. Flujo de caja neto caso P10 optimizado con inyección de polímeros	71
Tabla 23. Resumen de resultados evaluación económica casos P10	72
Tabla 24. Flujo de caja neto del caso base P50	72
Tabla 25. Flujo de caja neto caso base P50 con inyección de agua	73
Tabla 26. Flujo de caja neto caso P50 optimizado con inyección de polímeros	74
Tabla 27. Resumen de resultados evaluación económica caso P50	75

Tabla 28. Flujo de caja neto del caso base P90	75
Tabla 29. Flujo de caja neto caso base P90 con inyección de agua	76
Tabla 30. Flujo de caja neto caso P90 optimizado con inyección de polímeros	77
Tabla 31. Resumen de resultados evaluación económica caso P90	77

LISTA DE SIGLAS Y ABREVIATURAS

API: *American Petroleum Institute*
ASP: Alcalino-surfactante-polímero
ATBS: Poliacrilamida sulfonada
BOPD: Barriles de aceite por día
BWPD: Barriles de agua por día
CMG: *Computer Modelling Group*
Ct: Compresibilidad total
EOR: *Enhanced Oil Recovery*
FR: Factor de recobro
IFT: *Interfacial tension*
K: Permeabilidad
M: Miles
md: Milidarcy
MDa: Megadalton
MM: Millones
Np: Petróleo Acumulado
Nw: Agua acumulada
OOIP: Original Oil in Place
P: Polímero
P10: Percentil P10
P50: Percentil P50
P90: Percentil P90
PAM: Poliacrilamida
Payback: Plazo de Recuperación
pH: Potencial de hidrógeno
PM: Peso molecular
PVT: *Pressure-Volume-Temperature*
Qiny: Caudal de inyección
SG: Escleroglucano (biopolímero)

Sor: Saturación de aceite residual

SP: Surfactante/ polímero

STARS: *Thermal & Advanced Processes Simulator*

Swi: Saturación de agua inicial

Swirr: Saturación de agua irreducible

TIR: Tasa interna de retorno

TVDss: *True Vertical Depth Subsea*

VP: Volumen poroso

VPN: Valor Presente Neto

WOC: *WATER OIL CONTACT*

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo realizar la evaluación técnica y económica de la inyección de polímeros como proceso EOR en un yacimiento con baja permeabilidad y crudo pesado ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, por medio de simulación numérica. Para la construcción del modelo estático y dinámico del campo objeto de estudio fue requerido realizar un análisis de incertidumbre, debido a que no se contaba con datos históricos de producción y la información de la roca y los fluidos era limitada. Por tal motivo, se definieron los parámetros con mayor incertidumbre y se les asignaron posibles rangos. Posteriormente al caso base, con los parámetros establecidos se realizó la simulación Monte Carlo, obteniendo los escenarios probabilísticos: P10, P50 y P90.

En cuanto a las características del polímero, se definieron los criterios de selección. Posteriormente, se realizaron estudios de literatura y de mercado para confirmar la aplicabilidad, disponibilidad, características y costos del polímero seleccionado.

Partiendo de los tres escenarios probabilísticos y de las características del polímero, se realizaron simulaciones numéricas de recuperación primaria, secundaria (con inyección de agua) y mejorada (con inyección de polímeros). Los resultados iniciales muestran que la Inyección de agua genera el mayor factor de recobro para el caso P50. Posteriormente, se realizó un análisis de sensibilidad para el caso de inyección de polímeros, cuyos objetivos principales eran; maximizar el petróleo acumulado (N_p) e identificar el efecto de los parámetros definidos sobre el N_p . Con la optimización realizada el caso P50 de inyección de polímeros alcanzó el mayor N_p comparado con los demás casos.

Finalmente, se realizaron las evaluaciones económicas para los casos de recuperación primaria, secundaria y mejorada, en las que el caso P50 de inyección de polímeros presentó los mejores indicadores de bondad financiera.

Palabras clave: Evaluación económica, inyección de agua, inyección de polímeros, recuperación mejorada, yacimientos con baja permeabilidad, crudo pesado, simulación numérica, análisis probabilístico, análisis de sensibilidad.

INTRODUCCIÓN

La demanda actual en el consumo de combustibles y los retos que representa la incorporación o reposición de reservas hace que la implementación de métodos de recobro mejorado (EOR del inglés “*Enhanced Oil Recovery*”) juegue un papel crucial en el balance energético a nivel nacional y mundial, los objetivos principales de dicha implementación son incrementar el factor de recobro o la incorporación de reservas [1]. Los principales métodos de recuperación mejorada son los térmicos, desplazamientos miscibles, químicos (polímeros, surfactantes, alcalino-surfactante-polímero (ASP)) y otros (bacterias). Dichos métodos pueden iniciarse en cualquier momento durante la vida productiva de un yacimiento de petróleo. Su intención no es solamente restaurar la presión de la formación, sino también mejorar el desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos en el yacimiento.

Para el objetivo de este proyecto el enfoque estará en los procesos químicos de recobro mejorado, tales como la inyección de polímero (P), surfactante/ polímero (SP), y/o el alcalino/ surfactante/ polímero (ASP), los cuales son técnicas para mejorar la eficiencia de barrido y desplazamiento, con el objetivo de incrementar la producción de aceite, el factor de recobro y/o la anticipación de producción. Existen diferentes situaciones desafiantes para los procesos químicos, como yacimientos con alta temperatura, alta salinidad y dureza, carbonatos naturalmente fracturados, crudos pesados y viscosos [2].

Según los estudios realizados a nivel mundial, se registra que el 70% de las reservas mundiales de petróleo pertenecen a crudo pesado; sin embargo, su extracción se ha visto afectada a causa de factores políticos, económicos y en algunos casos tecnológicos. En Colombia las Cuencas del Valle Medio del Magdalena, Putumayo y los Llanos hacen parte de las cuencas con potencial para producir crudo pesado. La incorporación de las reservas probadas se encuentra alrededor de 746 millones de barriles, gracias a las nuevas tecnologías de recobro mejorado de los campos productores de crudo pesado como Rubiales, Chichimene y Moriche. [3]

OBJETIVOS

1.1. Objetivo General

Evaluar técnica y económicamente la inyección de polímeros como proceso de recuperación mejorada en un yacimiento con baja permeabilidad y crudo pesado ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, por medio de simulación numérica.

1.2. Objetivos Específicos

- Construir el modelo estático y dinámico del campo objeto de estudio a partir de la evaluación de incertidumbre mediante el uso de un software comercial.
- Seleccionar los polímeros que tengan un mejor desempeño en condiciones de baja permeabilidad, crudo pesado y alta temperatura.
- Evaluar el proceso de inyección de los polímeros seleccionados mediante escenarios obtenidos a partir de un análisis de sensibilidad.
- Realizar la viabilidad económica de los escenarios técnicamente seleccionados para la inyección de los polímeros en condiciones de baja permeabilidad y crudo pesado.

MARCO TEÓRICO

2.1. Evaluación económica

Una vez definida la viabilidad técnica de un proyecto, se debe evaluar económicamente la factibilidad para su aplicación y ejecución en campo. Para ello se emplean indicadores de bondad financiera, como Valor Presente Neto (VPN), Tasa interna de retorno (TIR), Plazo de Recuperación y Retorno de la Inversión (ROI). A continuación, se describe la importancia de cada variable:

2.1.1 El Valor Presente Neto (VPN)

El VPN es usado a menudo como un indicador económico para evaluar el valor de un proyecto. Para incorporar el valor del dinero en el tiempo se tiene en cuenta una tasa de descuento (k) equivalente al costo de capital de la empresa. [4] Se calcula aplicando la siguiente ecuación:

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Donde:

I_0 : Inversión inicial

F_t : Flujos de caja netos de efectivo

k : Tasa de descuento

n : Número de periodos del proyecto

t : Periodos

Para que el proyecto de recuperación mejorada sea atractivo para la empresa soporte, el VPN debe de ser mayor a 0.

2.1.2 Tasa interna de retorno (TIR)

Es la tasa interna de retorno por la cual el VPN se hace igual a cero, debido a que la suma de los F_t son iguales a la I_0 . [5] Se calcula usando la siguiente ecuación:

$$TIR = \sum_{t=0}^n \frac{F_n}{(1+k)^n} = 0$$

Donde:

F_n : Flujos de caja netos de efectivo

k : Tasa de descuento

n : Número de periodos del proyecto

t : Periodos

La TIR debe ser mayor a la tasa de descuento definida por la empresa soporte.

2.1.3 Plazo de Recuperación (Payback)

El *Payback* es un criterio para evaluar inversiones, este se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. [6]

Si los flujos de caja son iguales todos los años el *Payback* se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Payback = \frac{Inversión\ inicial}{Resultado\ promedio\ de\ flujo\ de\ caja}$$

El “PayBack” atractivo para la empresa soporte es de 3 o menos años.

2.1.4 Retorno de la inversión (ROI)

El ROI mide el rendimiento de una inversión, evaluando la eficiencia del gasto que se planea realizar. [5] Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$ROI = \frac{(Ingresos - Inversión)}{Inversión} \times 100$$

2.2. Inyección de agua

La inyección de agua es uno de los métodos de recuperación secundaria más favorables por la disponibilidad del recurso y el bajo costo con respecto a otros métodos EOR. Sin embargo, la movilidad del agua necesita ser controlada especialmente en reservorios estratificados y heterogéneos con el fin de tener un barrido homogéneo. Por esta razón, la inyección de polímeros aparece con el objetivo de aumentar la viscosidad del agua y mejorar la eficiencia de barrido volumétrico [7].

2.3. Inyección de polímeros

La inyección de polímeros se usa para mejorar la relación de movilidad y generar un mejor barrido del aceite móvil. Se agrega polímero al agua inyectada para aumentar su viscosidad, lo que reducirá la relación de movilidad y generará un frente de desplazamiento más uniforme, favoreciendo la movilidad del aceite. Los parámetros clave para controlar la eficiencia en la inyección de polímeros son: concentración, viscosidad, adsorción, reducción de permeabilidad y volumen poroso [5]. Cabe aclarar que, de acuerdo con la literatura, la inyección de polímeros no reduce la saturación de aceite residual, porque no tiene influencia en la eficiencia de desplazamiento, es decir; la inyección de polímeros para el control de movilidad afecta únicamente la eficiencia de barrido, permitiendo la anticipación de la producción, lo que es equivalente a alcanzar la saturación de aceite residual más rápido [8].

Las metodologías más empleadas para la inyección de polímeros son: baches o fracciones de volumen poroso (VP) del yacimiento y/o área afectada por la inyección. Para la inyección se consideran concentraciones entre 300 - 2000 ppm, con volúmenes VP de 0.1-0.5 [9]. Para definir el volumen y la concentración a inyectar, es necesario tener en cuenta las condiciones del yacimiento y las propiedades fisicoquímicas de las soluciones para una incrementar su efectividad [10].

2.3.1. Clasificación de polímeros

En polímeros existe una amplia clasificación que los divide en:

- Polímeros naturales o también llamados biopolímeros (polisacáridos, polipéptidos y goma Xanthan).
- Polímeros semisintéticos (caucho vulcanizado, carboximetilcelulosa, hidroxietilcelulosa), presentan modificaciones en su monómero natural.
- Polímeros sintéticos (poliacrilamidas), obtenidos industrialmente y más comúnmente usados [11].

Los polímeros como polisacáridos y poliacrilamidas son ampliamente aplicados y conocidos en la industria del petróleo. A continuación, se describen brevemente cada uno de ellos:

- **Polisacáridos:** son biopolímeros con alta degradación bacteriana en corto tiempo, afectado por parámetros como salinidad y dureza de la salmuera. Son obtenidos a partir de una fermentación bacteriana de moléculas sacáridas de gran tamaño y bajo peso molecular (2 mDa) [11] [12].
- **Poliacrilamidas:** o también llamadas poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM), son monómeros de acrilamida, que experimentan una hidrólisis parcial donde los grupos carboxil aniónicos son distribuidos por toda la cadena del polímero. El grado de hidrólisis (25 - 35 %), es importante para definir su solubilidad en agua, su actividad superficial, viscosidad y retención, por ejemplo, si el grado de hidrólisis es muy pequeño, la solubilidad del polímero en agua es bajo y si este es muy grande se vuelve demasiado sensible a la salinidad y dureza del agua [13].

Parámetros como la velocidad de flujo se deben tener en cuenta, debido que estas pueden provocar una degradación por cizallamiento. Sin embargo, son ampliamente usados en la industria debido a su costo, alta resistencia bacteriana y degradación

térmica, estables a pH básicos, y pueden ser utilizados por largos periodos de tiempo en los yacimientos [14].

En la Tabla 1 se mencionan algunas de las propiedades y características relevantes, de los polímeros más usados en la industria petrolera.

Tabla 1.

Polímeros estándares para yacimientos a $T > 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($>158\text{ }^{\circ}\text{F}$)

Polímeros	Hidrolisis en mol%	PM (millones de Daltón)	Anionicity	Tipo
6030	40	18-20	Alta	Post-hidrolizado
3830 S	40	20-22	Alta	Copolímero
3630 S	25-30	20	Medio a Alto	Copolímero
3530 S	25-30	15	Medio a Alto	Copolímero
3430 S	25-30	12	Medio a Alto	Copolímero
3330 S	25-30	8	Medio a Alto	Copolímero
2530 S	20-25	16	Bajo	Copolímero
2430 S	20-25	12	Bajo	Copolímero
2330 S	20-25	8	Bajo	Copolímero
1630 S	15-20	20	Bajo	Copolímero

Nota. Se presentan algunas características de los polímeros usados en la industria petrolera. Tomado de: FLOPAAM *For Enhanced Oil Recovery* [15]

Para los polímeros mencionados en la Tabla 1 se evidencia aquellos que presentan una hidrolisis mayor al 25% en mol, con un peso molecular que oscila entre 8 - 22 mDa, su anionicidad está entre media y alta implicando que tienen una mayor afinidad a adherirse a componentes de la roca como las arcillas. Por último, se observa que estos son copolímeros, es decir, que se encuentran formados por dos tipos diferentes de monómeros unidos a una misma cadena polimérica [16].

2.3.2. Estabilidad térmica de los polímeros

En la Tabla 2 se presentan los tipos de polímeros con su respectiva composición, estabilidad térmica y sus ventajas.

Tabla 2.

Estabilidad térmica polímeros

Sistema polimérico	Composición	Estabilidad térmica	Ventajas
Poliacrilamida/Citrato de aluminio	Sistema compuesto por un polímero de alto peso molecular (poliacrilamida parcialmente hidrolizada) y un reticulante (citrato de aluminio), los cuales se inyectan en el yacimiento y reaccionan para formar un micro gel viscoso.	A temperaturas de hasta 220°F	A bajas concentraciones de polímero se logran viscosidades muy altas lo que reduce el volumen utilizado en comparación con otros sistemas poliméricos. Ofrece una alta flexibilidad en la inyección al yacimiento.
Poliacrilamida/ Cromo (3+)	Sistema compuesto por un polímero de alto peso molecular (poliacrilamida parcialmente hidrolizada) y un ion metálico (Cromo3+)	A temperaturas de hasta 260°F y alta salinidad.	Es uno de los sistemas más utilizados para el control de producción de agua debido a su rentabilidad. (LIAO, 2014)
Silicato de sodio	Sistema compuesto por óxido de silicio y carbonato de sodio. Son soluciones que se inyectan directamente en la matriz, reaccionando internamente, gracias a un agente activador como el cloruro de calcio que actúa como un catalizador reduciendo el tiempo de formación del gel. Los silicatos son comúnmente utilizados en mecanismos de intrusión como la canalización por fracturas, ya que poseen una gran profundidad de penetración	A temperaturas por encima de los 250°F	Reducen la permeabilidad a bajo costo. Presentan bajas viscosidades, altas resistencias y flexibilidad al momento de la inyección al pozo. Genera bajos efectos ambientales en comparación con otros sistemas poliméricos orgánicos.
Goma Xantana	Polisacárido hidrofílico aniónico de alto peso molecular producido por bacterias del género Xanthomona	Estabilidad térmica a temperaturas	Alta resistencia a la degradación mecánica, buen comportamiento como agente viscosificante a concentraciones bajas, compatibilidad y estabilidad a altas concentraciones de sal, mejora la estabilidad del agujero, reductor de la

Sistema polimérico	Composición	Estabilidad térmica	Ventajas
			permeabilidad y movilidad del agua incrementando su viscosidad, excelente aditivo para todo tipo de fluidos de perforación de base agua.
Poliacrilamida/ Polietilenimina (PHPA/PEI)	La Poliacrilamida parcialmente hidrolizada reticulada con Polietilenimina de baja toxicidad	Estabilidad térmica de 130 a 320°F, (requiere del uso de retardadores químicos para alargar el tiempo de gelificación del gel (NH4Cl)).	Es uno de los sistemas de geles poliméricos más eficientes y de alto rendimiento para reducir o bloquear totalmente la producción excesiva de agua en yacimientos petrolíferos (Elkarsan, 2015) -Es una opción menos rentable debido a su alto costo
Resina Epóxica	Aplicada en tratamientos de cierre de fluidos que involucran agua, CO ₂ y gases de hidrocarburo en pozos. Las resinas son utilizadas también para reparaciones de <i>casing</i> en pozos de petróleo.	Aplicables en pozos que poseen un rango de temperatura de 80 y 130°F, sin embargo, su estabilidad térmica llega hasta los 400°F	Alta capacidad de penetrar espacios reducidos, resistencia a la compresión desarrollada después del proceso de sellado. Soportan procesos de compresión superiores a 1000 psi, entre otros (Petrowiki, 2020)

Nota. Esta tabla muestra la composición, estabilidad térmica y las ventajas de los tipos de polímero investigados. Tomado de: Metodología y Evaluación de la Producción de Hidrocarburos en un Arreglo de Cinco Pozos Influenciado por Inyección de Agua en un Caso de Campo Colombiano [17].

2.3.3. Elementos para la selección de Polímeros

Para realizar una buena selección del polímero se recomienda realizar pruebas de desplazamiento para determinar el comportamiento del polímero con la roca y los fluidos de la formación. Una buena selección incluye el análisis de parámetros del yacimiento como temperatura, salinidad, presión y algunas propiedades físicas de los polímeros tales como comportamiento reológico, estabilidad térmica, degradación tanto química como mecánica e hidrolisis. [18]

La hidrólisis, junto con el peso molecular indican el rendimiento del polímero, si el grado es muy pequeño, el polímero tiene baja solubilidad en agua, pero si es muy y si es muy grande, puede generar sensibilidad a la salinidad y dureza del agua [13] .

Tabla 3.

Características de los polímeros PAM-2 y PAM-3

característica	Tipos de polímero			
	PAM-2	PAM-3	EOR 880	FP 5115
Apariencia	Granular Blanco	Granular Blanco	Granular Blanco	Granular Blanco
G. Hidrólisis	23.38	18.98	28	11.63
Peso Molecular	10.53	9.07	9 - 12	10

Nota. Se describen cuatro tipos de polímeros, con la diferencia en peso molecular e hidrólisis. Tomado de Shandong Kerui Petroleum Equipment Co [19], Tiorco [20] y de SNF [21]

2.3.4. Factores que afectan la eficiencia del polímero

La adsorción del polímero en la roca es considerada un factor clave en la eficiencia de la inyección del polímero, por esta razón desarrollaron un micro modelo que permitirá determinar la adsorción de polímeros en la roca, evidenciando que la incertidumbre clave es la micro distribución de las capas intermedias de arcilla (Mirsayanova, 2020) [22]. Dicha incertidumbre aplica para las arenas inferiores del campo objeto de estudio, debido a que presentan intercalaciones de areniscas, limolitas y arcillas.

Después de una serie de aplicaciones se ha encontrado que un punto por optimizar de los polímeros son las degradaciones mecánicas, químicas, biológicas y térmicas, estas pueden generar pérdidas de viscosidad del polímero, afectando de esta manera negativamente la eficiencia de barrido de aceite.

Los biopolímeros como Escleroglucano (SG) surgen como una opción prometedora en aplicaciones EOR, debido a su estabilidad en ambientes hostiles con altas temperaturas, fuerzas iónicas y esfuerzos de corte. En algunos estudios se ha evaluado el rendimiento

de biopolímero Escleroglucano, (SG) y un polímero comercial poliacrilamida sulfonada (ATBS) bajo diferentes condiciones (salmuera sintética representativa de un campo de petróleo pesado colombiano), de dichos estudios, concluyeron que, con el biopolímero se logró mayor viscosidad con 2.7 veces menos de concentración de polímero, con excelente estabilidad [23].

2.4. Inyección de surfactantes

Por otro lado, la inyección de surfactantes es usado principalmente para reducir la tensión interfacial entre el agua y el aceite, y alterar la humectabilidad de la roca. La tensión interfacial (IFT del inglés "*Interfacial tension*") puede pasar de 30 dinas/cm en un flujo de agua típico a alrededor de 10 a 2 dinas/cm, lo que provoca una reducción significativa en la saturación de aceite residual. La IFT y su reducción puede ser controlada por el tipo de surfactante, concentración, inyección, salinidad, temperatura del yacimiento y composición del crudo [24].

2.5. Inyección de ASP

Finalmente, durante los procesos de ASP, el surfactante o espuma será generado in situ por las interacciones entre los químicos alcalinos inyectados y los componentes ácidos del crudo. La generación de espuma puede disminuir la IFT entre el químico inyectado y el crudo, incrementando el número capilar y por lo tanto reduciendo la saturación de aceite residual. Las interacciones entre los químicos alcalinos y los sólidos del yacimiento y el crudo son mucho más complejos y es posible generar problemas de producción como emulsiones severas y *scales* [2].

2.6. Recuperación mejorada (EOR)

Una vez desarrollados los procesos de recuperación primaria y secundaria, los yacimientos tienen todavía un estimado de 60-80% del OOIP. Por ello, numerosos métodos han sido estudiados y aplicados en el mundo, como una oportunidad de mejora

en el FR. Entre ellos se encuentran métodos con inyección de fluidos miscibles y gases a altas presiones, bien sea en forma separada o combinada. [25]

Entre los más utilizados se encuentran: los hidrocarburos gaseosos, el CO₂, el nitrógeno y los gases de combustión, métodos químicos como polímeros, surfactantes e hidrocarburos solventes, y, finalmente, los procesos térmicos típicos se refieren al uso de vapor o agua caliente, o bien, a la generación in situ de energía térmica mediante la combustión de petróleo en la roca yacimiento [26], [27].

Si bien los procesos EOR, también han sido llamados métodos de recuperación terciaria, en el caso de crudos pesados y lutitas petrolíferas, generalmente no presenta un proceso de recuperación ni primario ni secundario, por tanto, el concepto de EOR se referirá a las técnicas de recuperación de petróleo empleadas desde el inicio de la vida productiva del yacimiento, es decir, que no se restringen a una fase particular: primaria, secundaria o terciaria. El mayor atractivo de estos métodos es que en los yacimientos que se están explotando todavía queda más de la mitad del petróleo original in situ. Sin embargo, su aplicación depende de los precios del petróleo y de la viabilidad técnico-económica del proyecto [28]

2.7. Yacimientos con baja permeabilidad

De las formaciones objeto de estudio (Gacheta y Ubaque); la formación Gacheta presenta permeabilidades entre 1 y 50 mD, que según la clasificación de (Tiab & Donaldson, 2004) [29] se encuentra en un rango de permeabilidad regular y moderada (ver Tabla 4.) En cuanto a la formación Ubaque, su permeabilidad está entre 100 – 500 mD, clasificándose en un rango bueno y excelente.

Tabla 4.

Clasificación según los rangos de permeabilidad

Rango permeabilidad (k) mD	Clasificación
$k < 1$	Pobre
$1 < k < 10$	Regular
$10 < k < 50$	Moderada
$50 < k < 250$	Buena
$k > 250$	Excelente

Nota. La tabla muestra los rangos de permeabilidad con su respectiva clasificación. Tomado de: Tiab & Donaldson, 2004 [29].

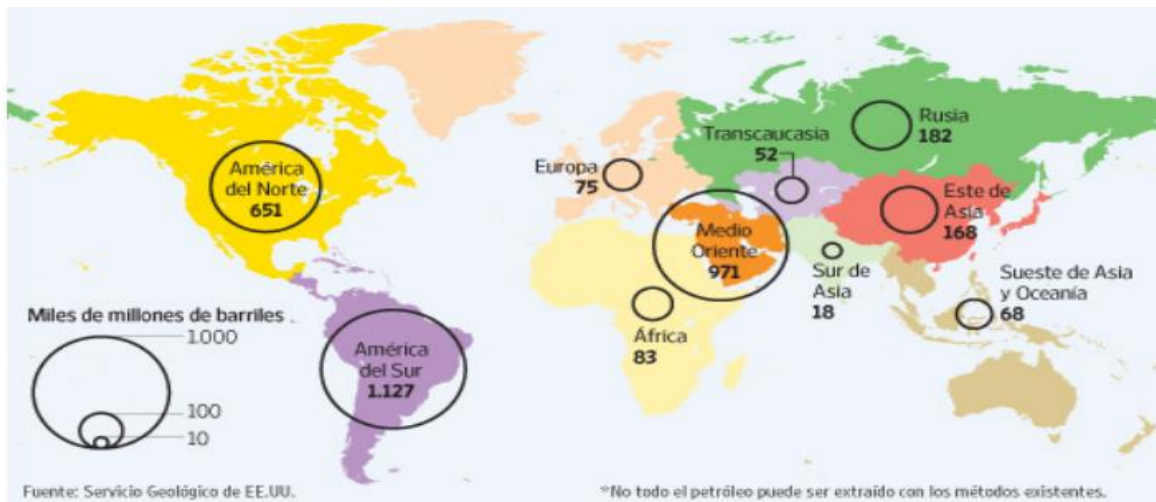
2.8. Crudo pesado

El petróleo pesado se define como el petróleo con 10 - 22.3°API. El petróleo extrapesado o ultra pesado se clasifica con API menores a los 10°, mientras que el petróleo convencional como el crudo *Brent* o *West Texas Intermediate*, poseen densidades que oscilan entre 38° y 40°API. En la

Figura 1 se observan las reservas de crudo pesado por regiones.

Figura 1.

Reservas estimadas de crudo pesado por región según Servicio Geológico de EE.UU.



Nota. La figura presenta las reservas estimadas de petróleo pesado, según un estudio realizado por el servicio geológico de EE. UU. Tomado de: The Wall Street Journal. La carrera por conquistar la próxima frontera de petróleo. Mayo 25, 2011.

2.9. Simulación numérica

Las investigaciones enfocadas principalmente en simulación numérica, análisis de variables importantes para la aplicación de procesos químicos EOR, aplicaciones en yacimientos similares y reducción de la incertidumbre en el ajuste histórico de simulaciones numéricas son presentados a continuación.

La simulación numérica de los procesos químicos de recobro mejorado, en el campo objeto de estudio serán realizados en el *software* CMG, (Goudarzi, 2016) [2], estudia las variables importantes para la simulación de inyección de polímeros como la viscosidad, reducción de permeabilidad, adsorción y reología, de igual forma, muestra los modelos matemáticos asociados a dichas variables en este *software*. Por otro lado (Adepoju, 2017) [30], considera otros factores claves como: el entendimiento de la heterogeneidad y conectividad del yacimiento, junto con la estabilidad del polímero a largo plazo. Para lo cual, durante el análisis de incertidumbre evalúan propiedades adicionales a las mencionadas, que incluyen volumen poroso inaccesible y comportamiento no newtoniano.

Otro aspecto clave en la simulación numérica, es el tamaño de la cuadrícula debido a que el avance del frente de inyección del polímero se evidencia con mayor precisión en modelos más finos (Rego, 2016) [31]. El polímero se mueve de manera diferente en modelos con cuadrícula optimizada, debido a la pérdida en la precisión de los resultados como una simplificación de las propiedades geológicas (Gorell, 2001) [32], afectando así la velocidad en la que el frente llega a los productores. De igual forma, el análisis de incertidumbre será importante en la construcción del modelo probabilístico a desarrollar en el campo objeto de estudio, permitiendo evaluar cómo las variaciones en las propiedades del yacimiento afectan el FR y el VPN, los resultados mostraron que, a altas viscosidad del aceite, se requiere una mayor concentración del polímero y por tanto mayor presión de inyección, con el objetivo de alcanzar un mayor FR (Dekeran, 2018) [33]. Para el campo objeto de estudio ese incremento en la concentración del polímero podría generar una limitación debido a que se podría alcanzar la presión de propagación

de fractura. Finalmente concluyen, que la °API/ viscosidad, profundidad, permeabilidad y concentración del polímero son los factores que más influyen en el FR y VPN (Dekeran, 2018) [33].

Otro factor para tener en cuenta en la simulación numérica es la presencia de acuífero activo en el campo objeto de estudio, por esta razón, para modelar la influencia del acuífero activo, se desarrollará un modelo semi - analítico. El FR es muy sensible a la profundidad del pozo inyector, por la posible pérdida del polímero producto del acuífero, a partir de las simulaciones definieron que la mejor ubicación para el pozo inyector es 10 ft por encima del contacto agua petróleo (WOC) (Zhitao, 2014) [34].

2.9.1. Modelos de simulación aplicados en CMG-STARS

A continuación, se muestran algunas formulas y modelos para la inyección de polímeros aplicados en el simulador CMG, el cual será usado para el desarrollo de las simulaciones numéricas de esta investigación.

Tabla 5.

Modelos de simulación usados en CMG-STARS [2]

Variable	Modelo	Factores
Viscosidad del polímero	$\ln \mu_p = f(x_a) \ln \mu_a + \frac{1 - f(x_a)}{1 - x_a} \sum_{i \neq a} x_i \ln \mu_i$	x_a : Fracción molar de los componentes. $f(x_a)$: Función de mezcla que depende de x_a . μ_a : Viscosidad del componente.
Adsorción del polímero	$ad = \frac{(tad1 + tad2 * xnacl) * ca}{(1 + tad3 * ca)}$	$xnacl$: Salinidad. ca : Fracción molar de polímero en la fase acuosa. $tad1 + tad2 + tad3$: Parámetros de entrada.
Reducción de la permeabilidad (k)	$AKW(I) = \frac{AK(I)k_{rw}}{RKW(I)},$ $RKW = 1 + \frac{(RRFT - 1)AD(C, T)}{ADMAXT},$	AK: Permeabilidad. RRFT: Factor de resistencia residual. AD (C, T): Isotherma de adsorción. ADMAXT: Máxima capacidad de adsorción de la roca.
Reología del polímero	$\dot{\gamma}_{eq} = \frac{\dot{\gamma}_c \mu_l }{\sqrt{k} k_{rl} \phi S_l}$	Donde $\dot{\gamma}_c$ es el coeficiente de la tasa de corte

Nota. La tabla presenta los modelos y factores que aplican durante la simulación de inyección de polímeros en CMG-STARS. Tomado de: *A chemical EOR benchmark study of different reservoir simulators* [2].

2.9.2. Análisis de incertidumbre

Los pronósticos de producción, mediante un enfoque probabilístico permiten no solo cuantificar la magnitud de la incertidumbre en el factor de recobro o reservas a recuperar, sino también cuantificar los riesgos en los análisis económicos de un proyecto. Durante la fase de evaluación de un campo la incertidumbre es mayor y por ello surge la necesidad de realizar un análisis de riesgo de los pronósticos de producción para cuidar las altas inversiones.

En la investigación realizada por (Steagall, 2001) [35], se analizan los riesgos asociados en los pronósticos de producción, para campos aún en fase de evaluación, teniendo en cuenta el desconocimiento de algunas variables del yacimiento como: volumen original de petróleo, agua y gas, conectividad entre zonas del yacimiento y transmisibilidad de los fluidos.

Los análisis que se desarrollaran en el campo objeto de estudio incluyen: estudio de la incertidumbre de parámetros que caracterizan el yacimiento, análisis de sensibilidad de parámetros desconocidos, montaje de modelos de simulación mediante la técnica de árbol de decisiones, tratamiento estadístico de los resultados obtenidos de la predicción de producción con incertidumbre y riesgo. Esta metodología presenta flexibilidad para incorporar o sustituir parámetros con incertidumbre. Su automatización permitirá generar sensibilidades con variables como el precio del petróleo, costos operativos, entre otros.

GENERALIDADES DEL CAMPO OBJETO DE ESTUDIO

Ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales (ver Figura 2.) la cual comprende los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada, limita al Norte con Venezuela, al Este con el escudo de Guyana, al Sur con la serranía de La Macarena, el arco Vaupés y rocas metamórficas del precámbrico y al Oeste con el sistema de fallas de la cordillera Oriental [4].

Figura 2.

Mapa de ubicación del campo objeto de estudio



Nota. La figura muestra la ubicación del campo objeto de estudio. Tomado de: Reporte Técnico de Recursos y Reservas 2021 [36]

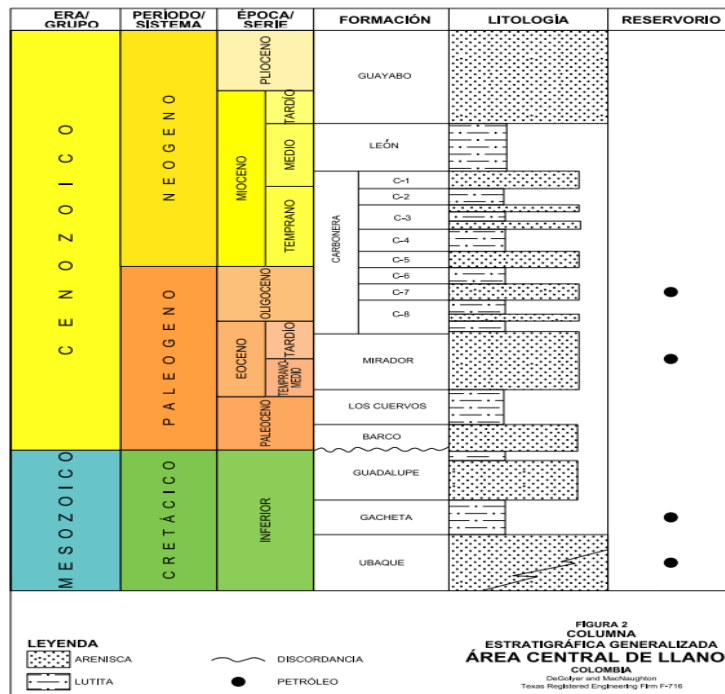
Actualmente el campo produce de la formación Carbonera C7, depositada en un ambiente de planicie costera entre las épocas Eoceno tardío-Mioceno temprano [4]. Sin

embargo, existe la necesidad de incrementar la producción del campo y definir la viabilidad técnico-económica de nuevas zonas productoras.

El reto está en hacer viable la producción de formaciones como Gacheta y Ubaque (arenas inferiores con saturación de crudo pesado), mediante la implementación de técnicas de recobro químico para garantizar la eficiencia de barrido, generando un incremento del FR y/o la anticipación de la producción.

En la Figura 3 se presenta la columna estratigráfica generalizada del área objeto de estudio.

Figura 3.
Columna estratigráfica generalizada del área central de Llanos



Nota. La figura muestra la columna estratigráfica generalizada del área central Llanos, con las formaciones objetivo: Gacheta y Ubaque. Tomado de: Reporte Técnico de Recursos y Reservas 2021 [36]

Actualmente los volúmenes de hidrocarburos asociados las “Arenas Inferiores” se encuentran clasificados dentro de Recursos Contingentes.

METODOLOGIA

Para el desarrollo de este proyecto se aplicarán dos metodologías: el modelo de cascada o “*Waterfall*” y la metodología ágil o “*Agile*” compuesta básicamente por fases dinámicas conocidas como “*Sprints*”. El desarrollo de este proyecto se basará en un proceso lineal, con un orden secuencial, acompañado de un método más ágil. Lo anterior permitirá la gestión y el desarrollo del proyecto de manera más integral. [37]

El proyecto se divide en cuatro (4) fases, a continuación, se describe el desarrollo de cada una de ellas:

- **Fase I Construcción del modelo estático y dinámico en CMG.**

La empresa soporte proporcionará el modelo estructural, geológico y petrofísico elaborado en el *Software* Petrel, el cual será importado para la construcción del modelo estático y dinámico en CMG, posteriormente mediante un análisis probabilístico de las variables con mayor incertidumbre, se obtendrán tres casos base: P10, P50 y P90; para cada uno de ellos se estimará el FR y aceite acumulado simulando procesos de recuperación primaria.

- **Fase II Selección de polímeros.**

En esta fase se definirán los criterios de selección de los polímeros, teniendo en cuenta parámetros como estabilidad térmica entre 210 y 230°F, aplicaciones en yacimientos de baja permeabilidad y crudo pesado.

- **Fase III Evaluar el proceso de inyección de polímeros.**

Se realizarán las simulaciones numéricas de la inyección de agua (recuperación secundaria) y de polímero en CMG-STARs, para cada uno de los tres casos base (P10, P50 y P90). Luego se definirán los parámetros a analizar (la concentración y adsorción

del polímero, caudales de inyección, factor de resistencia residual, entre otros) y la función objetivo (N_p), para posteriormente realizar el análisis de sensibilidad en CMG-CMOST para la inyección de polímeros en los tres casos base (P10, P50 y P90). Los resultados serán comparados con los otros casos generados como: recuperación primaria y secundaria, y con ellos se evaluará la viabilidad técnica del proyecto.

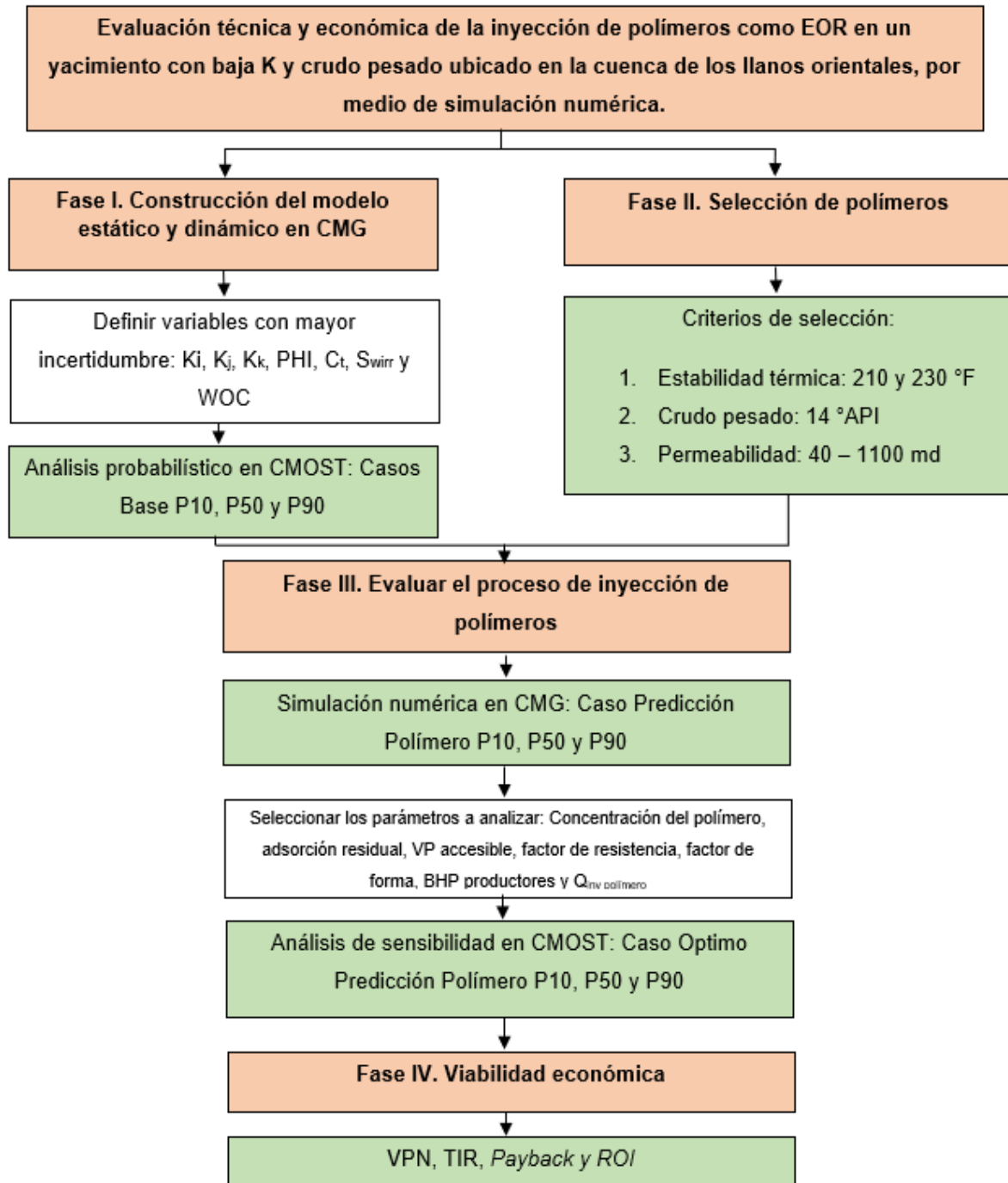
- **Fase IV Viabilidad económica.**

En esta última fase se validará la viabilidad económica, para ello se realizará un análisis económico de los métodos de recuperación anteriormente simulados, empleando variables como VPN, TIR, Payback, ROI y flujos de caja netos.

En la **Figura 4** se describe la metodología propuesta para definir la factibilidad de la aplicación de recobro mejorado mediante la inyección de polímeros en un yacimiento con baja permeabilidad y crudo pesado ubicado en la cuenca de los llanos orientales, mediante simulación numérica.

Figura 4.

Metodología propuesta



Nota. La figura representa la metodología propuesta para el desarrollo de esta investigación.

4.1. Fase I. Construcción del modelo estático y dinámico en CMG.

En esta fase se recopiló toda la información de las formaciones Gacheta y Ubaque, incluyendo; registros de hueco abierto (porosidad, permeabilidad, saturación de agua, aceite, contenido de arcilla), espesores, pruebas iniciales de producción, presión y fluidos. Adicionalmente, se contó con el modelo estructural, geológico y petrofísico generado en el *software* Petrel como base para la construcción del modelo estático y dinámico del campo. En la Tabla 6 se presentan las dimensiones de la malla y el tiempo de simulación.

Tabla 6.
Dimensiones de la malla

Parámetro	Descripción
Área de estudio	1.262 acres
Espesor neto	30 ft
Número de capas	23
Espesor por capa	1,3 ft
Celdas en i	232
Celdas en j	339
Celdas en k	23
Total, de celdas	1.808.904
Ancho de la celda	20 * 20 m
Tiempo de simulación	10 años

Nota. Esta tabla muestra las dimensiones de la malla y el tiempo usado en la simulación.

Luego de importar el modelo, en el módulo de reservorio de CMG se incluyó una compresibilidad de la formación de 5×10^{-5} 1/psi a una presión de referencia de 3884 psi (presión estimada de formación). Este valor de compresibilidad fue tomado de datos promedio de literatura y de campos análogos; sin embargo, presenta un alto grado de incertidumbre (>70%).

Para modelar la influencia del acuífero activo presente en el campo objeto de estudio se desarrolló un modelo semi analítico, en el cual el acuífero es infinito con una geometría rectangular y realiza un empuje desde el fondo del reservorio.

Posteriormente, en el módulo de componentes de CMG se generó un “*Black Oil PVT*” a partir de las correlaciones de Standing para las propiedades del aceite y propiedades críticas del gas; Glaso para la compresibilidad del aceite; Beal and Chew para la viscosidad del aceite. Dichas correlaciones fueron las que presentaron un mayor ajuste a los datos conocidos. De igual forma, se incluyeron los datos de viscosidad del aceite a diferentes temperaturas suministrados por la empresa soporte. Nota: Se recomienda tomar una muestra de fondo que sea representativa del fluido del yacimiento para que sea analizada en un laboratorio acreditado, con el fin de contar con las propiedades PVT.

En el módulo de roca fluido de CMG se usó una correlación para generar las curvas de permeabilidad relativa, partiendo de un tipo de roca arenisca y conglomerado mojado por agua. Nota: Para realizar un mejor ajuste de las curvas de permeabilidad relativa, se recomienda a la empresa soporte realizar pruebas de desplazamiento de fluidos en un núcleo representativo de las formaciones Gacheta y Ubaque.

En cuanto a las condiciones iniciales, se activó el equilibrio vertical, con una presión de referencia de 3884 psi @ 8865 ft y un WOC @ 8930 ft.

Para el caso base, todos los pozos se definieron como productores con una restricción en la BHP (Botton Hole Pressure) con un límite de 1942 psi.

Debido a que no se cuenta con data histórica de producción para realizar el cotejo de producción; partiendo del Caso Base generado se realizó un análisis probabilístico en el módulo CMOST de CMG, con los parámetros seleccionados (ver Tabla 7), los cuales presentan mayor incertidumbre y fueron definidos en conjunto con la Dirección de Desarrollo y Subsuelo de la empresa soporte. En cuanto a la función objetivo se seleccionó el aceite acumulado. Posterior al análisis de resultados se obtuvieron tres

casos base: P10, P50 y P90; para cada uno de los cuales se estimó el FR y aceite acumulado, simulando en STARS procesos de recuperación primaria.

Tabla 7.

Parámetros seleccionados

Parámetro	Rango	% de incertidumbre	Fuente
Compresibilidad (CPOR)	$4.75 \times 10^{-5} - 9.25 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$	>70%	Campo Análogo
Permeabilidad i_0 (Ki_0)	400 – 700 mD	60%	Pruebas PBU
Permeabilidad i_1 (Ki_1)	40 – 100 mD	60%	
Permeabilidad i_2 (Ki_2)	637.5 – 1100 mD	60%	
Permeabilidad j (Kj)	(0.525 – 0.875) Ki	>70%	Campo Análogo
Permeabilidad k (Kk)	(0.25 – 0.65) Ki	>70%	Campo Análogo
Porosidad_0 (PHI_0)	0.19 – 0.22	20%	Registros eléctricos
Porosidad_1 (PHI_1)	0.15 – 0.20	20%	
Porosidad_2 (PHI_1)	0.19 – 0.24	20%	
Swirr (Swi)	0.05 – 0.2	>70%	Literatura
Contacto (OWOC)	8920 a 8930 ft	10%	Análisis petrofísicos

Nota. Esta tabla muestra los parámetros con mayor incertidumbre en las formaciones objeto de estudio

4.2. Fase II. Selección de polímero.

Para el desarrollo de esta fase se investigaron los tipos de polímeros que se encuentran en el mercado, su clasificación y su respectiva aplicación. Adicionalmente, para definir el polímero a usar se revisaron estudios de laboratorios donde se estudiaron propiedades como la adsorción estática, propiedades reológicas (esfuerzo de corte y tasa de corte) y la estabilidad térmica.

De los criterios definidos para la selección del polímero se identificó, que la estabilidad térmica es uno de los parámetros de mayor peso en la selección. Teniendo en cuenta que la temperatura del yacimiento está entre 210 - 230°F, se definió que las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM)/ Cromo (3+) y la Poliacrilamida/ Polietilenimina (PHPA/PEI), cumplen con las condiciones de estabilidad térmica (Ver

Tabla 2.). Para los HPAM, su peso molecular puede variar entre 8 – 22 mDa y su hidrolisis se encuentra entre 20 – 30 %, es decir que manejan un rango adecuado, para garantizar un buen rendimiento (Ver Tabla 8) [16]. Adicionalmente al tener una anionicidad media/alta, tienen mayor afinidad a adherirse a componentes de la roca como arcillas.

Tabla 8.

Polímero seleccionado

Polímero	Peso Molecular	Hidrolisis	Estabilidad Térmica	Anionicidad
HPAM	8 – 22 mDa	20 – 30 %	T > 70 C o 158 F	Alta o Media

Nota. En esta tabla se resumen las características del polímero a usar, según estudios de literatura. [16]

Una vez definida la viabilidad técnica y económica de este proyecto, se planea a futuro realizar pruebas de compatibilidad roca-fluido para definir la solubilidad en agua, su actividad superficial, viscosidad y retención [13]. Para el desarrollo de este proyecto estos parámetros serán simulados mediante el software comercial.

4.3. Fase III. Evaluar el proceso de inyección de polímeros a partir de un análisis de sensibilidad

Partiendo de los resultados obtenidos en la fase I con los tres casos base (P10, P50 y P90) y de la fase II con la selección del polímero que cumple con los criterios definidos; se realizará la simulación numérica de la inyección de agua y de polímero en CMG para cada uno de los tres casos base. Para el arreglo de inyección se definió un pozo inyector y 4 pozos productores, como se muestra en la Tabla 9. En cuanto a las condiciones utilizadas para la inyección de polímeros se usó una temperatura de 150°F, una presión en superficie de 2,000 psi y una BHP máxima en el pozo inyector de 5200 psi, manteniendo un margen de 150 psi con respecto a la presión de propagación de fractura estimada en 5350 psi. Adicionalmente, se considera la producción en conjunto de las dos arenas inferiores (igual que en los demás casos).

Tabla 9.

Clasificación de pozos

Pozo	Clasificación
P-1	Productor
P-2	Productor
P-3	Productor
P-4	Productor
P-6	Inyector

Nota. La tabla muestra la clasificación de los pozos en productores e inyector para el desarrollo de la simulación.

Con las simulaciones numéricas de la inyección de polímeros se obtendrán tres casos de predicción de inyección de polímeros P10, P50 y P90. Posteriormente, se realizará la optimización del caso P50, para esto, se definieron los parámetros a analizar (ver Tabla 10.) y la función objetivo, que para este caso será el petróleo acumulado (N_p).

Tabla 10.

Parámetros seleccionados

Parámetro	Rango
Concentración del polímero	300, 750 y 1000 ppm
Adsorción residual del polímero	5.83E-07–9.72E-07 (mg/100 g roca)
Volumen poroso accesible	0.85 - 0.95
Caudal de inyección	500 – 3000 bwpd
Factor de resistencia residual	1 – 3
Factor de forma (inyector)	1 - 100
BHP productores	1500 – 2000 psi

Nota. La tabla muestra los parámetros a analizar con sus respectivos rangos. Tomado de: Elaboración propia.

Los resultados del análisis de sensibilidad serán los tres casos óptimos de predicción de inyección de polímeros P10, P50 y P90. Estos resultados serán comparados con la recuperación primaria y secundaria, para evaluar la viabilidad técnica del proyecto.

4.4. Fase IV. Evaluación económica

Una vez realizado el análisis de sensibilidad, para determinar los casos óptimos de predicción P10, P50 y P90, se evaluarán las siguientes variables económicas: Valor presente neto (VPN) usando una tasa de descuento del 28%, Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (Payback). Para ello, se tendrán en cuenta los costos asociados a la inversión (CAPEX), los gastos operacionales (OPEX) y las demás premisas presentadas en la Tabla 11.

Tabla 11.

Premisas viabilidad económica

Premisas económicas	Valor	Comentarios
Precio venta aceite (USD/Bbl)	69	Precio promedio del año 2021
Descuentos (USD/Bbl)		
Calidad	-6.9	Suministrado por la empresa soporte
Transporte	-9.46	
Precio venta neto (USD/Bbl)	52.64	Descontando calidad y transporte
Costo tratamiento de agua (USD/Bbl)	1.52	Suministrado por la empresa soporte
Costo del polímero (USD/lb)	13.23	Cotización con empresa de servicio
Inversiones recuperación primaria (MUSD)	4.5	WO de 5 pozos productores con SLA ESP-PCP
Inversiones recuperación secundaria y/o mejorada (MUSD)	4.1	WO de 4 pozos productores con SLA ESP-PCP y 1 WO del pozo inyector
Tasa de descuento (K)	28%	Definida por la empresa soporte
Regalías	8%	Según contrato de Exploración & Explotación
Incremento anual de costos fijos y variables	15%	Suministrado por la empresa soporte

Nota. Se usaron las mismas premisas económicas para la viabilidad económica de los diferentes escenarios simulados de recuperación primaria, secundaria y mejorada de los casos P10, P50 y P90.

Tomado de: Elaboración propia.

Respecto al precio del barril del aceite, se utilizó el precio constante de 69 USD/ Bbl, el cual corresponde a precios promedio del año 2021 (Nota: se toma este precio con el fin de ser conservadores a la hora de evaluar el proyecto).

RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos para cada uno de los objetivos específicos, siguiendo la metodología planteada en el capítulo anterior.

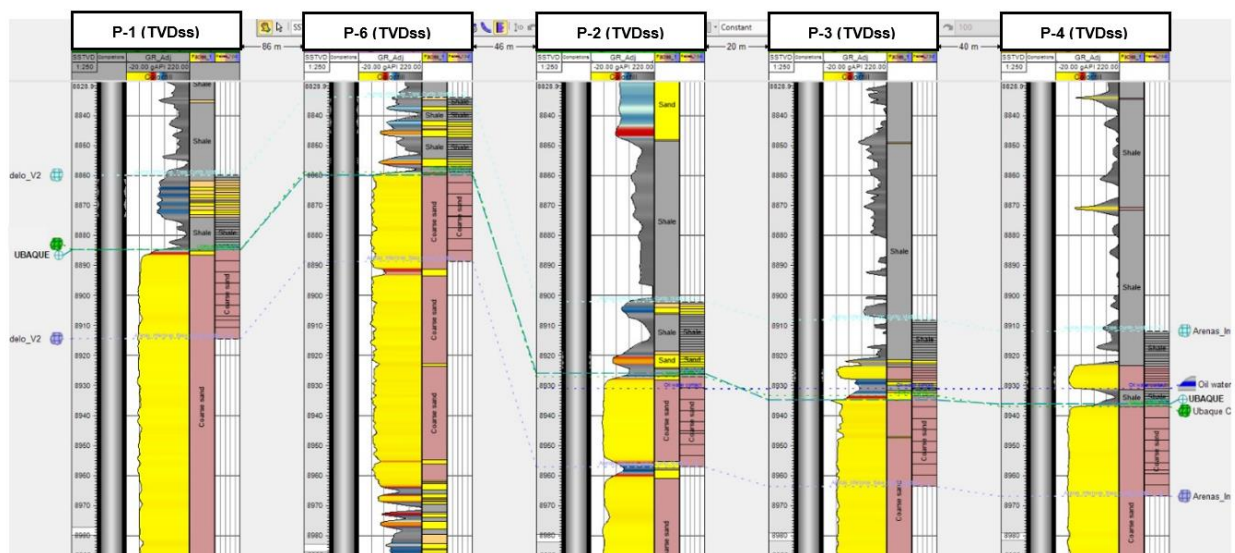
5.1. Fase I Construcción del modelo estático y dinámico en CMG

A continuación, se detallan los pasos realizados para el cumplimiento del primer objetivo específico propuesto: Construir el modelo estático y dinámico del campo objeto de estudio a partir de la evaluación de incertidumbre mediante el uso de un software comercial.

5.1.1. Construcción del caso base

Se realiza la importación de las propiedades: facies, porosidad efectiva, permeabilidad, saturación de agua y *net pay*, del modelo presentado en la Figura 5, generado en el software Petrel.

Figura 5.
Correlación estructural

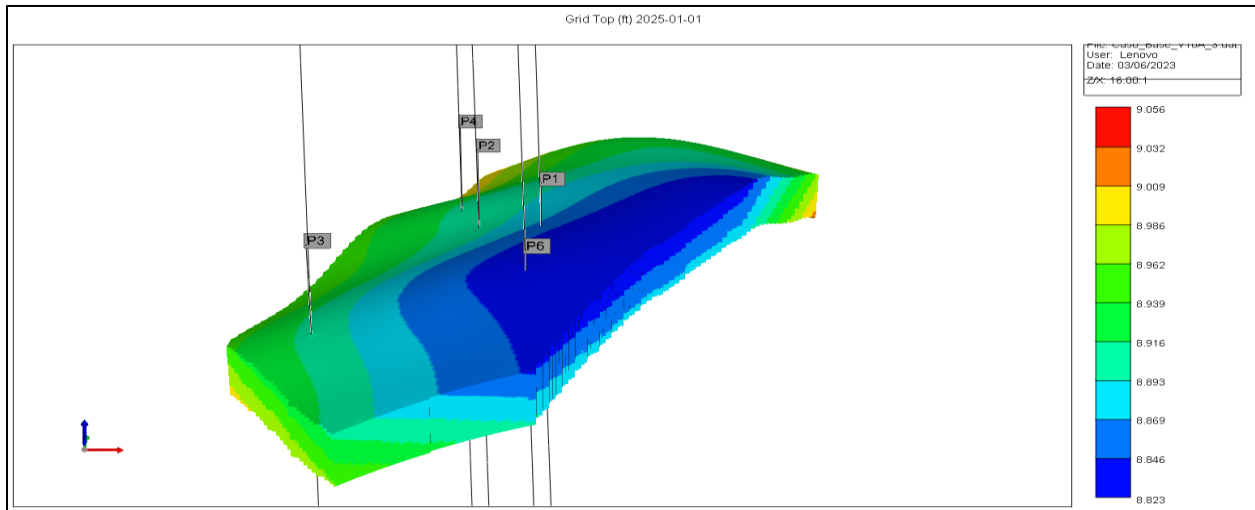


Nota. Se muestra la correlación estructural de las formaciones Gacheta y Ubaque del modelo generado en el software Petrel. Tomado de: Caso Base software Petrel.

En la Figura 6 se presenta el modelo importado en el software CMG, con el cual se generó el **Caso Base**, se evidencia que los pozos P-1 y P-6 se encuentran en la parte alta de la estructura, por otro lado, el pozo P-4 está en la parte más baja de la estructura del campo objeto de estudio.

Figura 6.

Tope de la grilla del Caso Base



Nota. Se presenta el tope de la grilla del modelo en 3D importado en CMG, incluyendo la ubicación de los cinco pozos existentes en el campo objeto de estudio. Tomado de: Simulación caso base software CMG.

A continuación, se presentan los principales resultados (volúmenes, pronósticos de producción, FR, aceite acumulado) de las predicciones para un tiempo de 10 años, del **Caso Base** realizadas en el módulo STARS de CMG, la simulación tardó 2 hr, 13 min, 27 segundos.

El OOIP estimado para el caso base es de 10,4 millones de barriles de aceite, ver Tabla 12. Dicho valor es conservador comparado con los volúmenes de recursos contingentes 3C considerados por la empresa soporte.

Tabla 12.

Volúmenes de formación predicción Caso Base

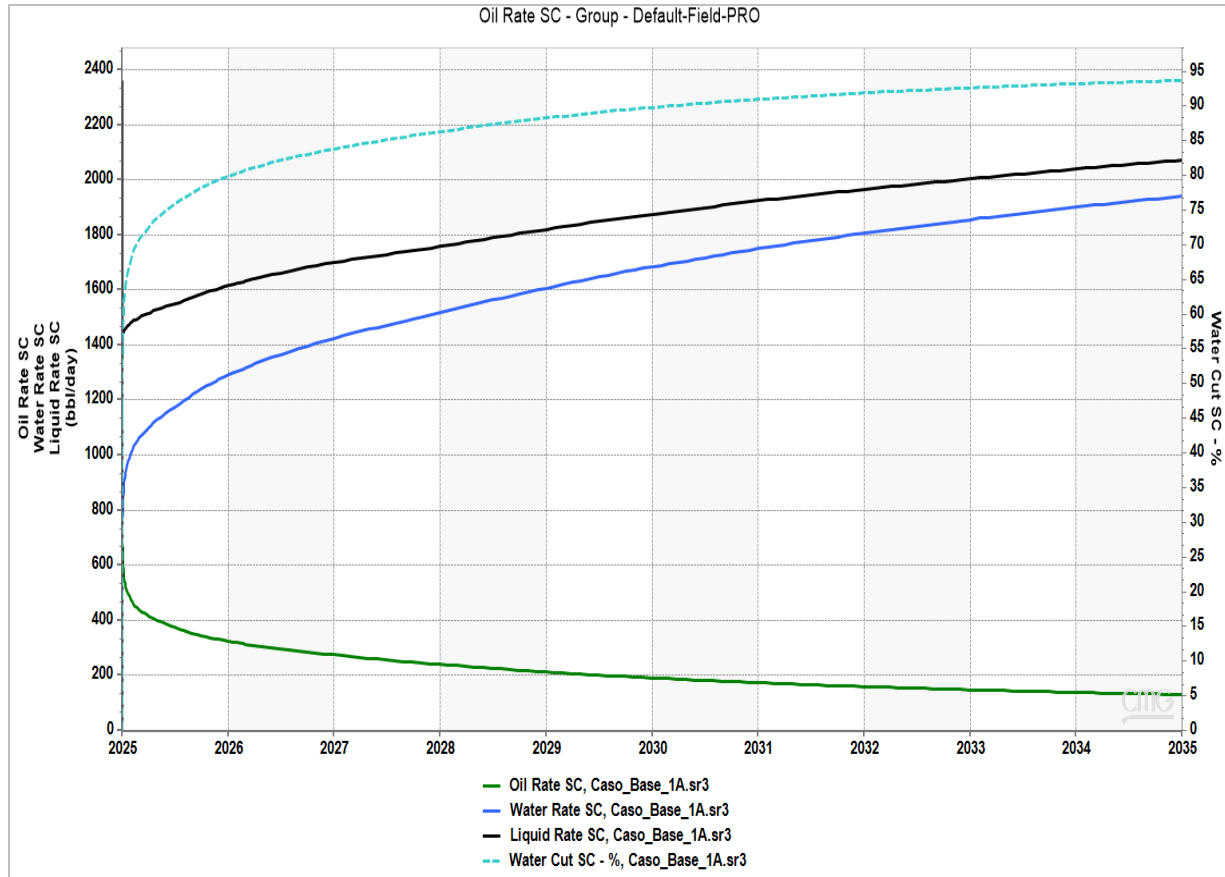
Ítem	ft ³	Barriles
Volumen bruto	3.15E+09	560,765,806
Volumen poroso	8.39E+07	14,939,448
Volumen de agua	2.52E+07	4,487,622
Volumen de aceite	5.87E+07	10,451,825

Nota. Se presentan los volúmenes estimados de las formaciones Gacheta y Ubaque obtenidos en la simulación del caso base. Tomado de: Resultados simulación caso base software CMG.

Los pronósticos de producción de aceite, agua, fluido total y el corte de agua, para el campo objeto de estudio, obtenidos durante la predicción en el caso base son presentados en la **Figura 7**. Se estima que el corte de agua del campo inicie en un 55%, incrementando hasta un 94%. En cuanto a la producción de aceite, presenta una declinación armónica; con una tasa inicial del 54% efectiva anual. En cuanto a los índices de productividad de los pozos, son similares a los estimados durante las pruebas iniciales de producción (P1: 0.39 bfpd/psi; P2: 0.08 bfpd/psi; P3: 0.04 bfpd/psi; P3: 0.01 bfpd/psi y P6: 0.42 bfpd/psi). Nota: Es importante aclarar que las arenas inferiores no cuentan con data histórica para efectuar el ajuste histórico de producción, de aquí radica la importancia de realizar el análisis de incertidumbre.

Figura 7.

Pronósticos de producción caso base

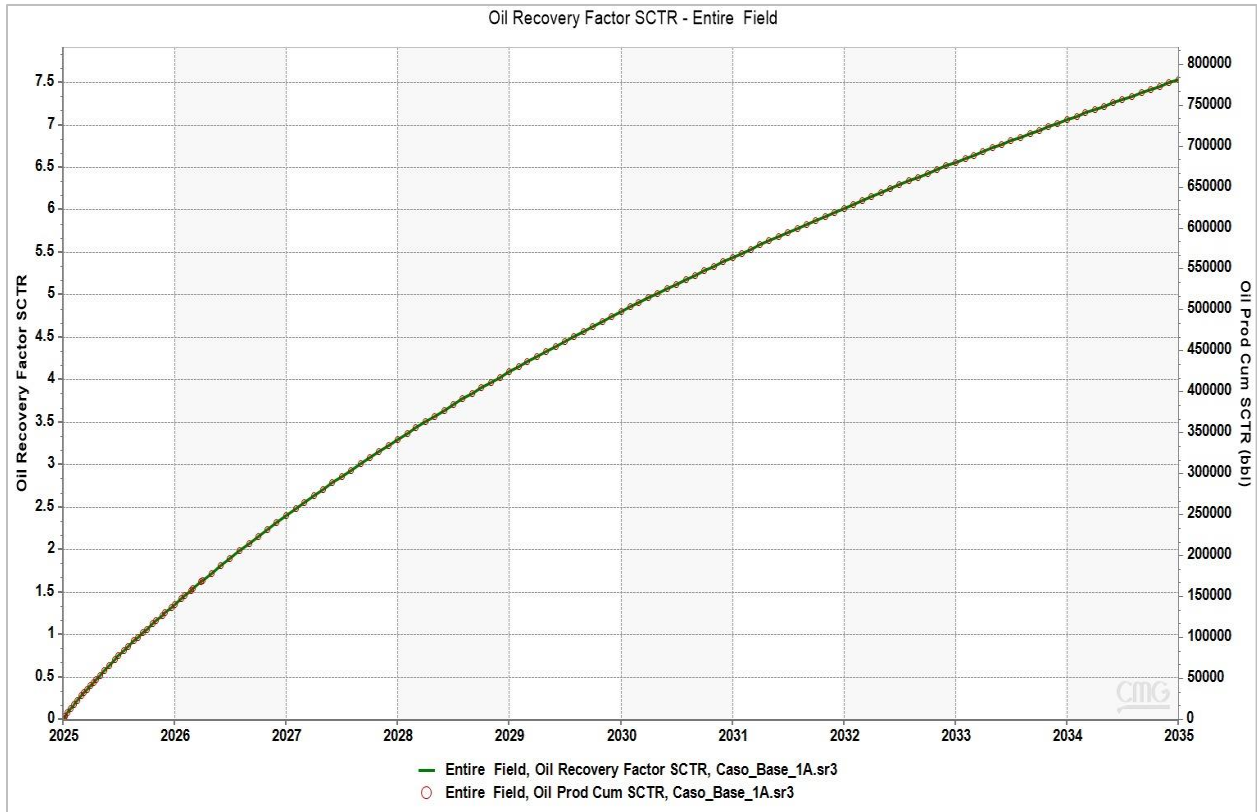


Nota. Se presentan los pronósticos de producción de crudo, agua y corte de agua para el campo objeto de estudio en el caso base simulado en CMG. Tomado de: Simulación caso base software CMG.

El FR estimado es 7.5%, lo que equivale a una producción de aceite acumulado de 781.314 barriles (ver Figura 8), durante los 10 años de simulación.

Figura 8.

FR estimado caso base



Nota. En la figura se observa el FR y la producción de aceite acumulado para el campo objeto de estudio, en el caso base. Tomado de: Simulación caso base software CMG.

5.1.2. Análisis probabilístico en CMOST

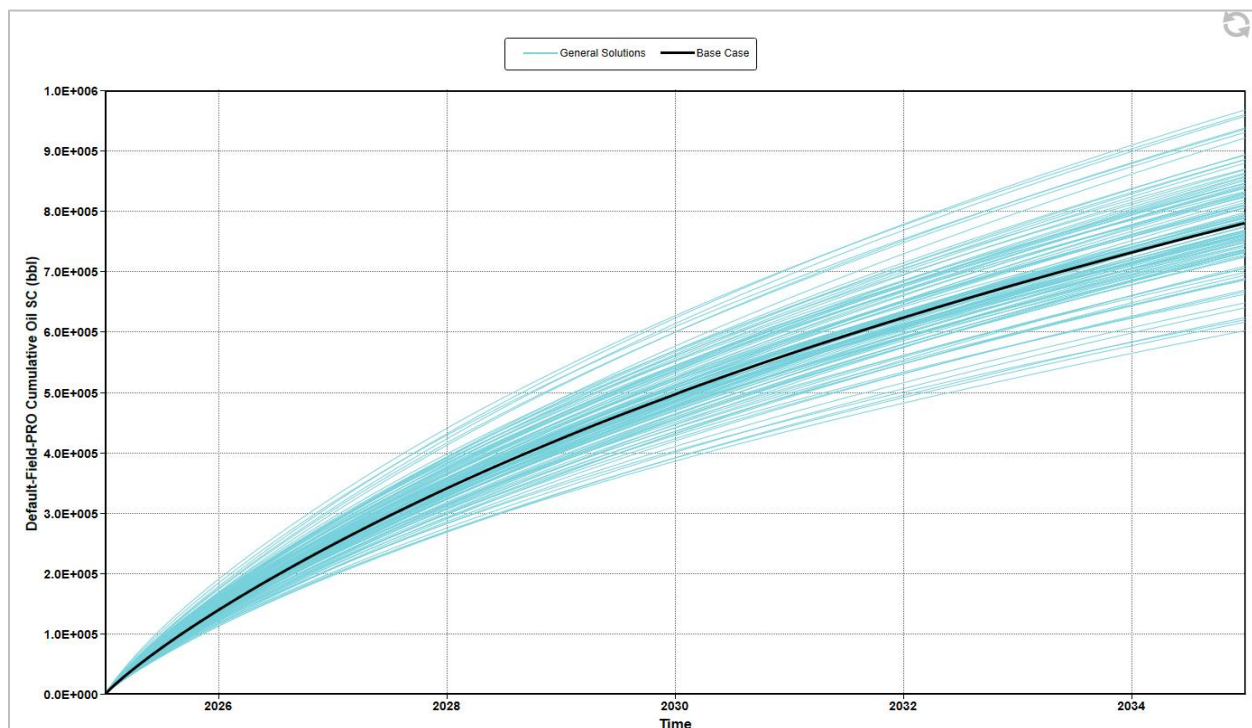
El análisis probabilístico se inició con la definición de los parámetros con mayor incertidumbre (ver Tabla 7) y posteriormente se definió la función objetivo: Petróleo acumulado (Np); se requirieron de 116 simulaciones para obtener los resultados del análisis probabilístico que se presenta a continuación:

- **Producción acumulada del campo objeto de estudio:**

Con los parámetros y rangos definidos, se evidencia una variación en el estimado del Np entre 600.000 BO y 960.000 BO (ver **Figura 9**).

Figura 9.

Np vs tiempo, análisis probabilístico

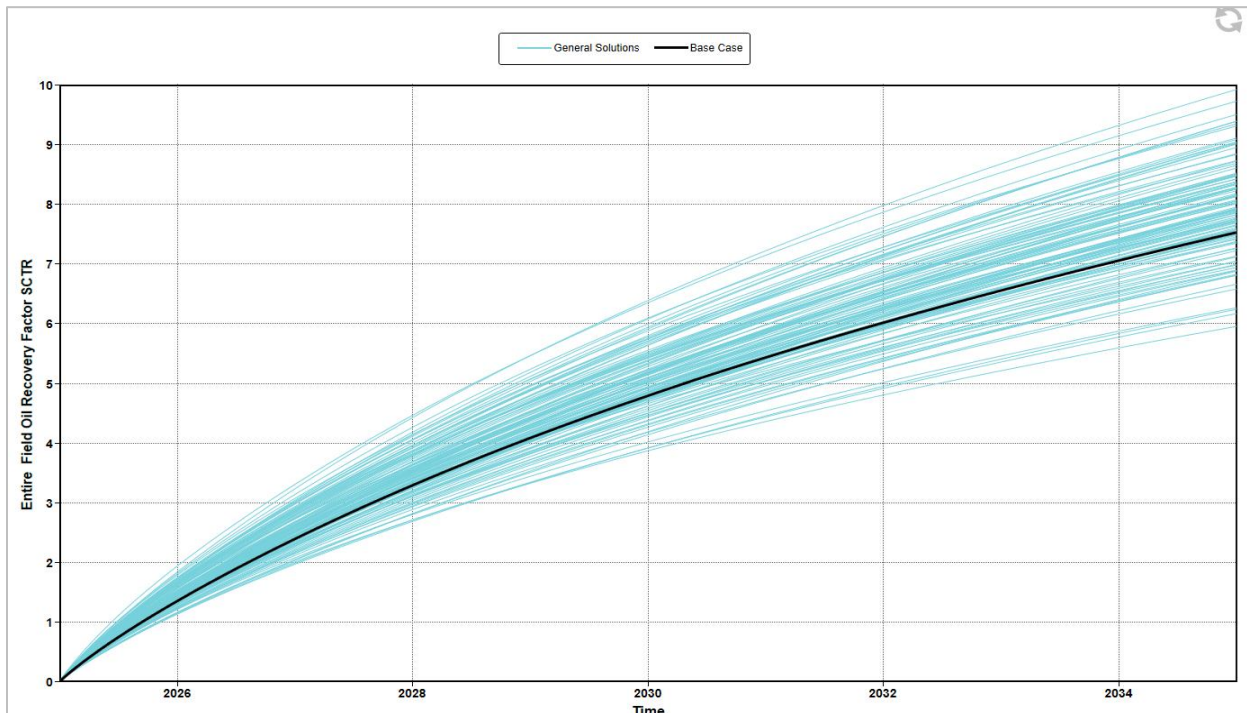


Nota. La figura representa el estimado de la producción acumulada del campo objeto de estudio versus el tiempo, para el caso base y las soluciones generales realizadas en CMOST. Tomado de: Simulación caso base software CMG.

- **FR del campo objeto de estudio:**

Con los parámetros y rangos definidos, se evidencia en la Figura 10, una variación en el estimado del FR entre 6% y 10%, lo equivalente a una diferencia de alrededor de 400.000 BO.

Figura 10.
Variación del FR, análisis probabilístico



Nota. La figura representa el estimado del FR del campo objeto de estudio versus el tiempo, para el caso base y las soluciones generales realizadas en CMOST. Tomado de: Simulación caso base software CMG.

- **Resultados simulación Monte Carlo**

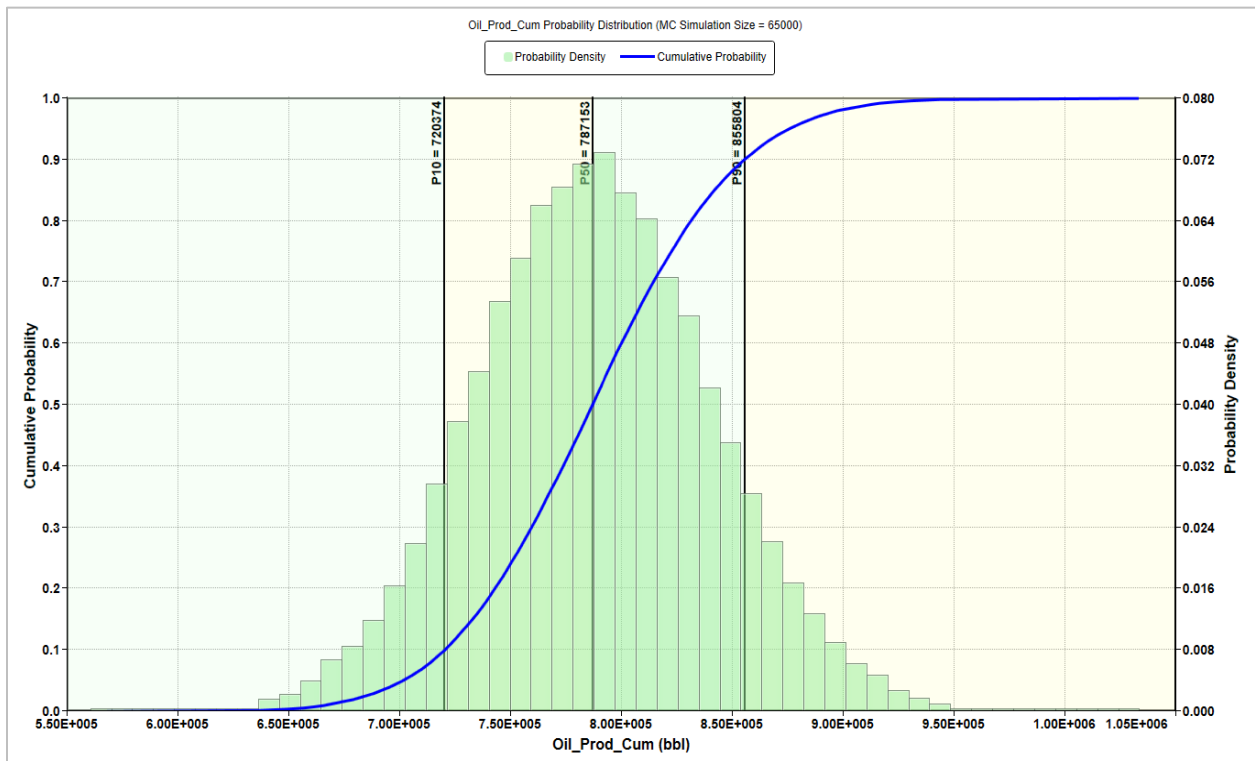
Con la simulación Montecarlo se creó un modelo de resultados posibles, teniendo en cuenta una distribución uniforme o normal. A partir de ello se proporcionó un rango de posibles resultados para los percentiles P10, P50 y P90, con los parámetros y rangos

definidos para el análisis probabilístico (ver Tabla 7). Los percentiles representarán los casos Base P10 (pesimista), P50 (medio) y P90 (optimista). Ver **Figura 11**.

La media del conjunto de datos es 786.712 BO, la cual se encuentra en el centro de la curva al ser una distribución normal. Adicionalmente presenta una desviación estándar de 1.952 BO, indicándonos una baja dispersión de los datos, debido a que está cerca de la media. Con una varianza de 6.028E+11 y un $R^2 = 0.998$ de la predicción.

Figura 11.

Resultados de la simulación Monte Carlo



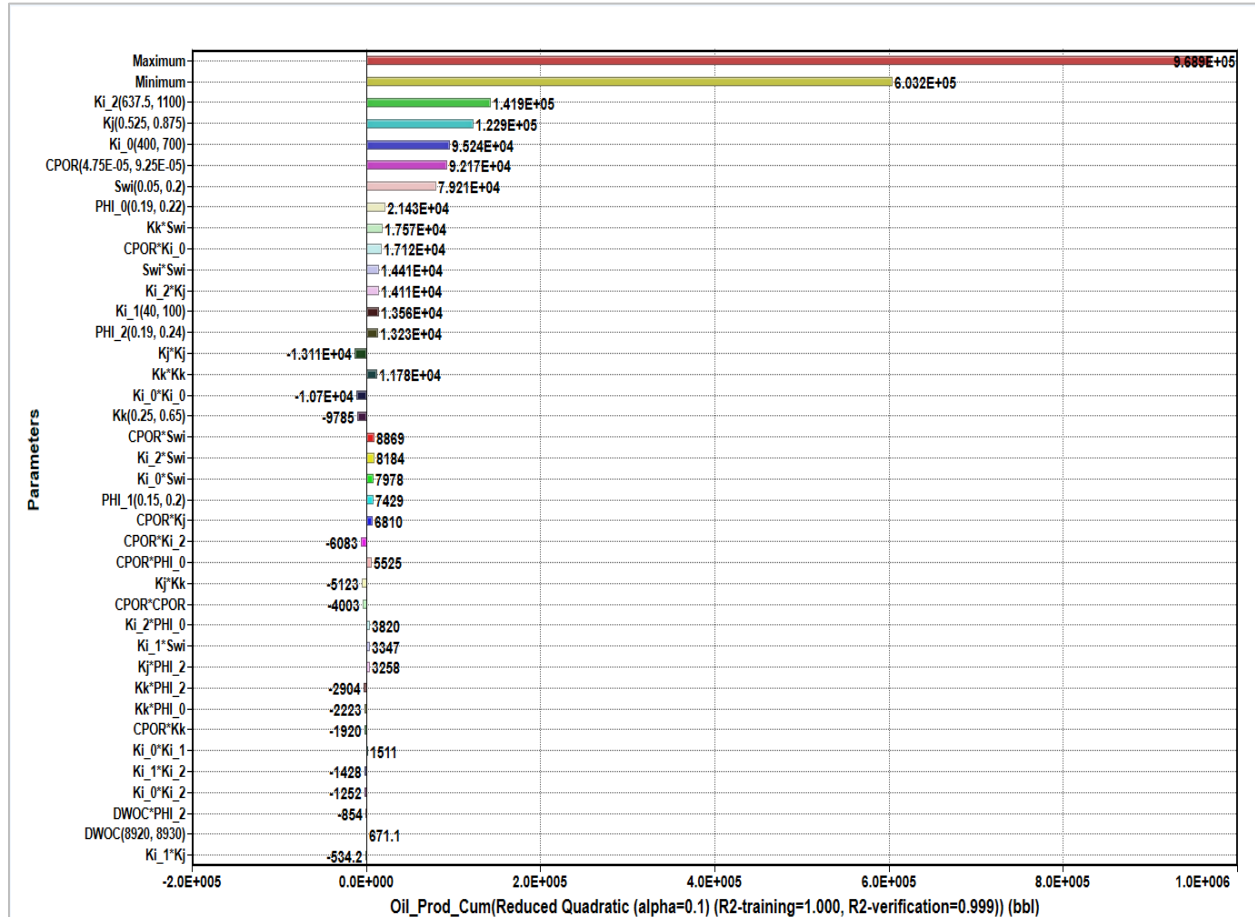
Nota. La figura representa el resultado de la simulación Monte Carlo, obteniendo los percentiles P10, P50 y P90, para la función objetivo definida (N_p), los experimentos simulados fueron 116, con tiempo promedio de corrida de 1.5 horas por simulación, para un total de 174 horas (7.25 días). Tomado de: Simulación caso base software CMG.

Cabe resaltar que, de los parámetros definidos para el análisis probabilístico, las variables que tienen mayores efectos o mayor impacto en la función objetivo (N_p), son:

las permeabilidades K_{i_2} , K_j y K_{i_0} ; la compresibilidad de la roca; y la saturación de agua irreducible, ver Figura 12.

Figura 12.

Efectos de los parámetros definidos en la función objetivo (N_p)



Nota. Los parámetros que tienen los mayores efectos sobre la función objetivo (N_p), son la K_{i_2} con un 33% (+141.900 BO), la K_j con un 25% (+122.900 BO), la K_{i_0} con un 15% (95.240 BO), compresibilidad de la roca con un 14% (92.170 BO), y la saturación de agua irreducible con un 10% (79.210 BO). Tomado de: Simulación caso base software CMG.

En la Tabla 13 se presenta el resumen de los resultados del análisis probabilístico para cada uno de los casos P10, P50 y P90 y del caso base.

Tabla 13.

Resultados análisis probabilístico

Caso	Parámetros											
	CPOR (1/psi)	DWOC (ft)	Ki_0 (md)	Ki_1 (md)	Ki_2 (md)	Kj	Kk	PHI_0	PHI_1	PHI_2	Swi	Oil Prod Cum (Bo)
Base	5.00E-05	8930	500.00	80.00	850.00	0.70	0.30	0.21	0.18	0.23	0.20	781,314
P10	6.10E-05	8920	520.00	94.00	822.50	0.56	0.29	0.22	0.19	0.22	0.14	724,927
P50	6.70E-05	8927	610.86	65.18	691.75	0.78	0.64	0.22	0.16	0.22	0.14	785,968
P90	9.25E-05	8920	670.00	40.00	1053.75	0.60	0.33	0.20	0.19	0.24	0.08	858,769

Nota. Los resultados muestran los parámetros con mayor incertidumbre, determinados probabilísticamente para cada uno de los casos P10, P50 y P90. Se observan variaciones significativas en permeabilidades (entre 40 y 1053.75 md); porosidades (entre 0.16 y 0.23) y saturaciones de agua inicial (entre 0.08 y 0.20). Tomado de: Resultados análisis de incertidumbre software CMG.

- **Comportamiento de la producción, escenarios P10, P50 y P90:**

En la Figura 13 se observa el comportamiento de producción de aceite y Np para los escenarios P10, P50 y P90. Las curvas de declinación de aceite son de tipo armónica, con declinación inicial efectiva anual promedio para cada caso de 55%, 58% y 58% respectivamente. Por otra parte, el P90 presenta el mayor Np (859 KBO); mientras que el P10 siendo el caso pesimista, presenta el menor Np (725 KBO).

Figura 13.

Producción de aceite y Np, escenarios P10, P50 y P90

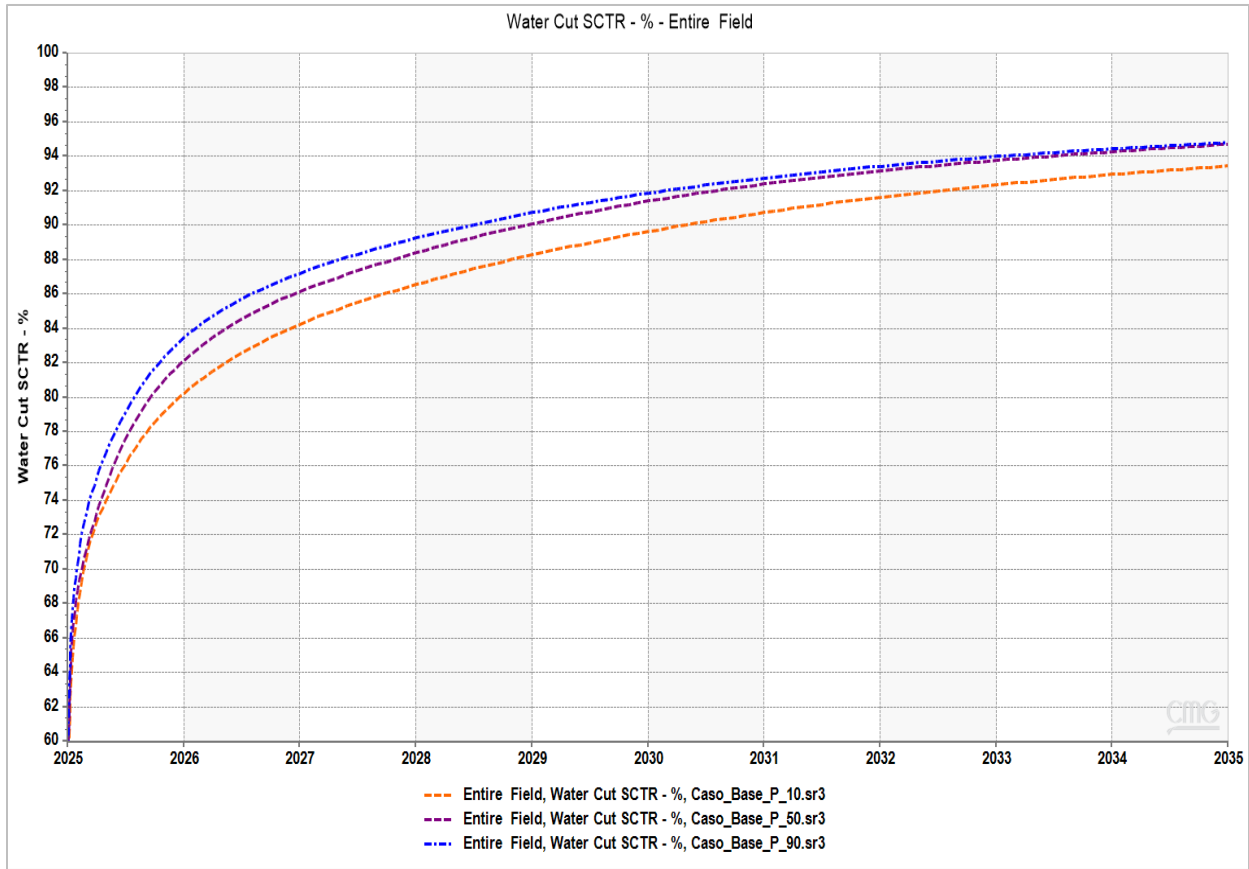


Nota. Comportamiento de producción de aceite y Np en el tiempo para los escenarios P10, P50 y P90. Tomado de: Resultados análisis de incertidumbre software CMG.

En la Figura 14 se evidencia el comportamiento del corte de agua en el tiempo, para cada escenario. Para el P10, caso pesimista se observa un mejor comportamiento del corte de agua comparado con el corte de agua del P50 y P90, debido a que la K vertical es menor para el caso P10 (ver Tabla 13.), limitando el contacto con el acuífero (se conecta desde la base del yacimiento).

Figura 14.

Comportamiento del corte de agua, escenarios P10, P50 y P90:



Nota. Comportamiento del corte de agua en el tiempo, para los escenarios P10, P50 y P90. El corte de agua para los primeros cinco años de producción está por debajo del 90% para el P10 y por debajo del 92% para los escenarios P50 y P90. Tomado de: Resultados análisis de incertidumbre software CMG.

5.2. Fase II. Selección del polímero.

Para el cumplimiento del segundo objetivo específico: Seleccionar los polímeros que tengan un mejor desempeño en condiciones de baja permeabilidad, crudo pesado y alta temperatura. Se realizó un acercamiento con una compañía prestadora de servicios. Teniendo en cuenta, las características de alta presión y temperatura del yacimiento 230°F, la siguiente tabla describe que los polímeros UNOGEL y HT Gel (Poliacrilamidas), pueden ser empleados para el yacimiento objeto de estudio.

El polímero de poliacrilamida de alto peso molecular, generalmente unidos a un estructurador, es un polímero que dependiendo de la tecnología y el tipo de entrecruzador pueden resistir diferentes rangos de temperatura y presión, el más popular es conocido como MARCIT. Sin embargo, los polímeros UNOGEL y HT Gel resisten mayores temperaturas.

El tratamiento con estos geles se realiza a diferentes etapas de concentración. Se inicia con una etapa de baja concentración que pueda penetrar mayores distancias en el yacimiento, y finalizando con una etapa a elevada concentración, donde el gel debe tener mayor resistencia para soportar la caída de presión cerca a la cara del pozo. La concentración determinará la rigidez del gel, y su tiempo de formación.

La concentración de polímero, y la relación de polímero con el agente entrecruzador deben validarse completamente en el laboratorio con pruebas de botella a las condiciones del Campo y con el agua de inyección y/o del pozo abastecedor con la cual se prepararía el gel en campo. Se estima que la concentración de gel durante el tratamiento varíe de 300 a 10,000 ppm de polímero.

Tabla 14.

Polímeros de alto peso molecular, según temperatura

Tecnología	Temperatura	pH	Salinidad del agua (ppm)	Tipo de Roca
Marcit	<210 F	6-8	< 300,000	S + C
Unogel	>210 F <300 F	6-8	<25,000	S + C
HT Gel	>210 F <310 F	6-8	<300,000	S + C
Brightwater	68 F – 248 F	>6	<250,000	S + C

Nota. Se presentan los tipos de polímeros de alto peso molecular (poliacrilamidas), según el rango de temperatura. Donde S: Areniscas y C: Carbonatos. En estos rangos máximos de temperatura, el polímero no se desnaturaliza, ni produce sinéresis. Tomado de: información suministrada por una empresa prestadora de servicios.

Para las simulaciones de la fase III se usarán las características de los polímeros Unogel y HT gel. A continuación, se describen algunos parámetros de estos polímeros:

Tabla 15.

Características del polímero seleccionado.

Poliacrilamida de alto peso molecular UNOGEL – HT Gel	
Vida media	730 días
Costo	6 – 9 USD/Kg
Concentración del gel	300 – 10,000 ppm
Peso molecular	8 – 22 mDa
Hidrolisis	20-30%
Anionicidad	Alta o Media

Nota. Se presentan los polímeros seleccionados, con algunas características como vida media, costo, concentración. Tomado de: información suministrada por una empresa prestadora de servicios.

Si bien el costo del polímero depende de varios factores (Tamaño de la campaña, volumen del programa de inyección, cliente, año, tipo de polímero etc.), puede oscilar entre 6 y 9 USD/Kg.

Por recomendación de la empresa prestadora del servicio, que cotizó los polímeros, el agua con la que se elabora el Bulk Gel debe tener ciertos requerimientos en cuanto a parámetros fisicoquímicos con el fin de evitar degradaciones y acortar la vida útil del polímero, estos son descritos en la Tabla 16.

Tabla 16.
Características del agua de mezcla

Agua de mezcla	
pH	6.5 y 8.5
Salinidad	50 y 500 ppm
Cloruros máximos	800 ppm

Nota. Se presenta los parámetros fisicoquímicos básicos que debe tener el agua de mezcla para el polímero. Tomado de: información suministrada por una empresa prestadora de servicios.

5.3. Fase III. Evaluar el proceso de inyección de polímeros.

Para el cumplimiento del tercer objetivo específico: Evaluar el proceso de inyección de los polímeros seleccionados mediante escenarios obtenidos a partir de un análisis de sensibilidad. Se realizaron los siguientes pasos:

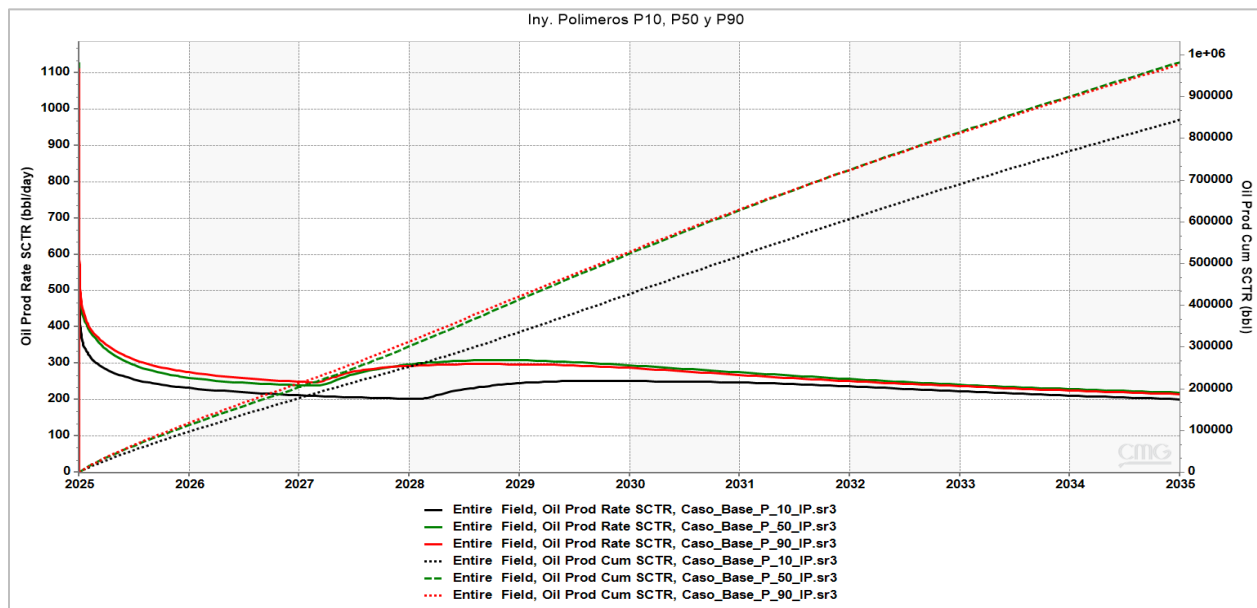
5.3.1. Simulación de la inyección de polímeros para los casos base P10, P50 y P90

Para la simulación de inyección de polímeros se usaron los casos base P10, P50 y P90; obtenidos en los resultados de la fase I y las características del polímero seleccionado (Tabla 15) en la fase II.

En la Figura 15 se observa el comportamiento de producción de aceite y Np para los escenarios de inyección de polímeros P10, P50 y P90. El P90 y P50 presentan comportamientos similares en la producción de aceite y NP, mientras que el P10 siendo el caso pesimista, presenta un menor Np. Con el fin de inyectar un VP entre el 1 -10%, en el P50 y P90 se inyectaron polímeros durante los primeros 2 años, y para el P10 la inyección fue durante 3 años.

Figura 15.

Inyección de polímeros casos base P10, P50 y P90

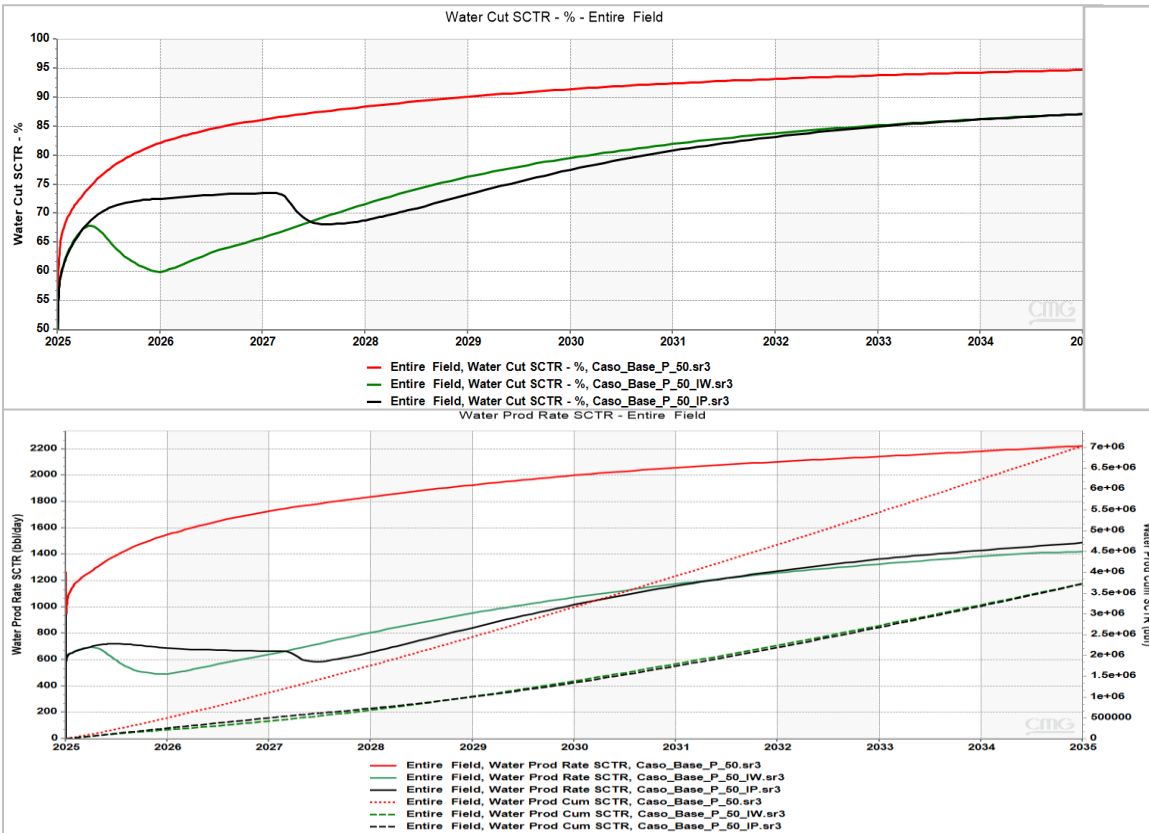


Nota. Comportamiento de producción de aceite y Np en el tiempo para los escenarios base de inyección de polímeros P10, P50 y P90. Para el P50 y P90 el Np está alrededor de 982.878 BO y para el P10 841.696 BO. Tomado de: Simulación inyección de polímeros software CMG.

En cuanto a la producción y corte de agua en la Figura 16 se evidencia el comportamiento para los casos P50 (base, inyección de agua y polímero). Durante la inyección de polímeros el corte de agua se mantiene estable comparado con el caso base, sin embargo, es mayor al corte de agua comparado con el caso de inyección de agua.

Figura 16.

Comportamiento de la producción de agua durante la inyección de polímeros



Nota. Para el caso P50 se observa una leve disminución en el corte de agua durante el año posterior a la inyección de polímeros (P50 pasa de 73% a 69), asociado al inicio de la inyección de agua. De igual forma, se evidencia que la inyección de polímeros retrasa la irrupción de agua del acuífero en 1,5 años comparado con el caso de inyección de agua. Tomado de: Simulación inyección de polímeros software CMG.

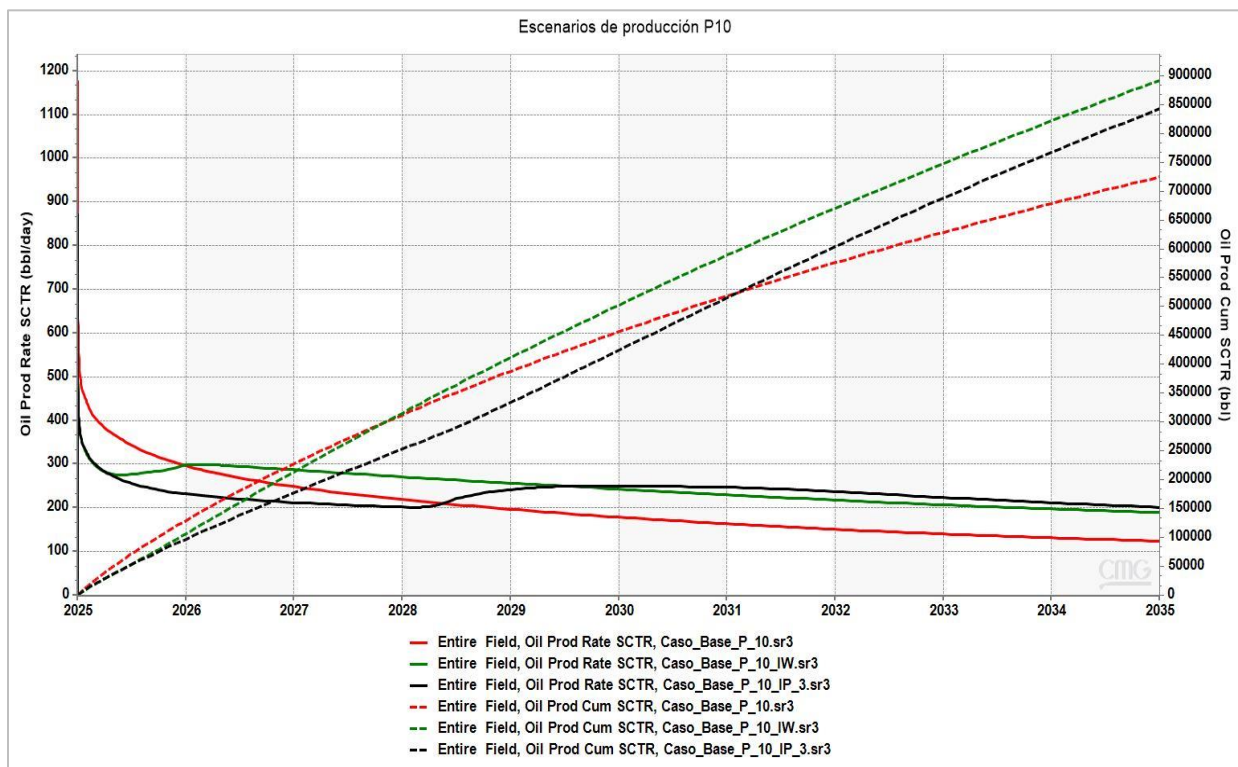
Adicionalmente, se realizaron diagnósticos de la producción de agua para los casos de recuperación primaria, secundaria y mejorada, evidenciando comportamientos característicos de conificación de agua desde el fondo del yacimiento, asociado al acuífero activo. Nota: Estas graficas son presentadas en los anexos.

Con el fin de comparar los resultados obtenidos durante las simulaciones numéricas de recuperación primaria y mejorada, se realizó la simulación de recuperación secundaria con inyección de agua. En las Figura 17,

Figura 18 y Figura 19 se presentan los resultados de los escenarios mencionados para los casos P10, P50 y P90, respectivamente.

Figura 17.

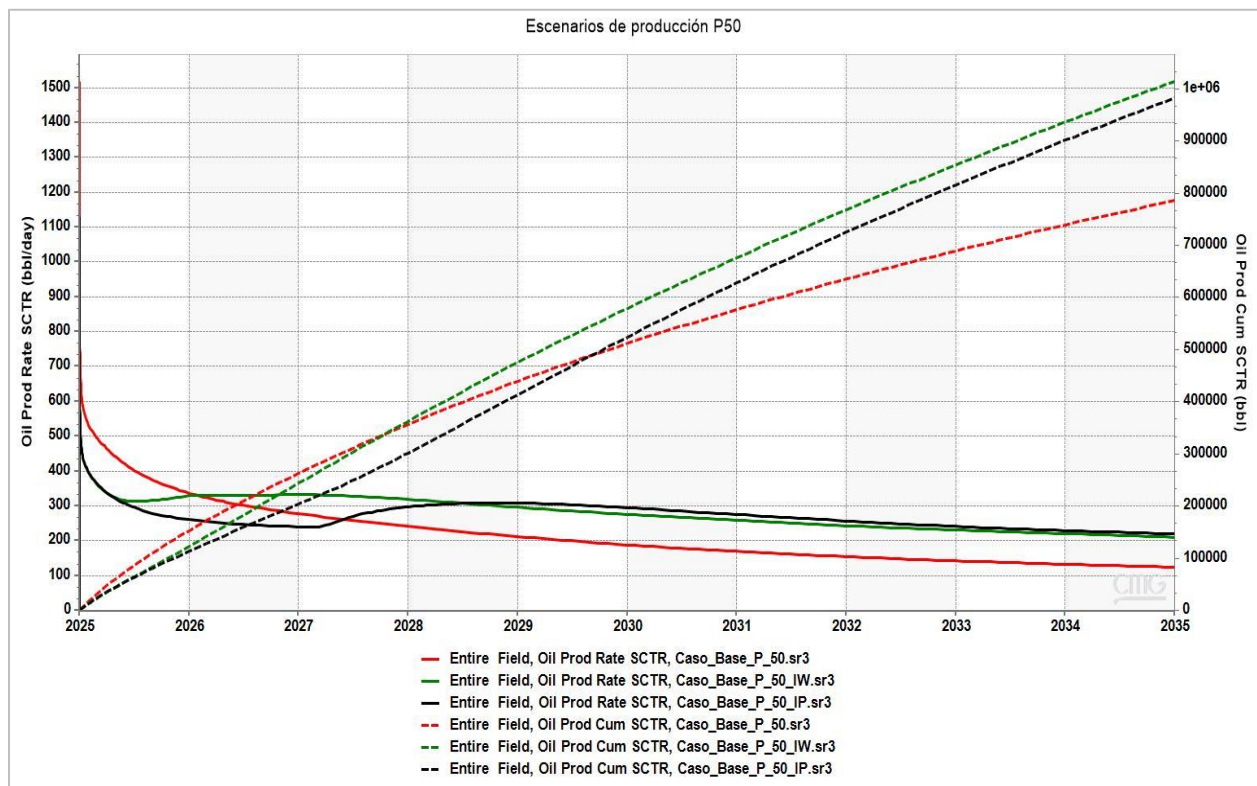
Resultados escenarios de producción caso P10



Nota. Para el caso P10, la inyección de agua presenta los mejores resultados con un Np de 891 MBO, seguido por la inyección de polímeros con un Np de 845 MBO. En cuanto a la recuperación primaria genera un Np de 725 MBO. Tomado de: Simulación inyección de polímeros software CMG.

Figura 18.

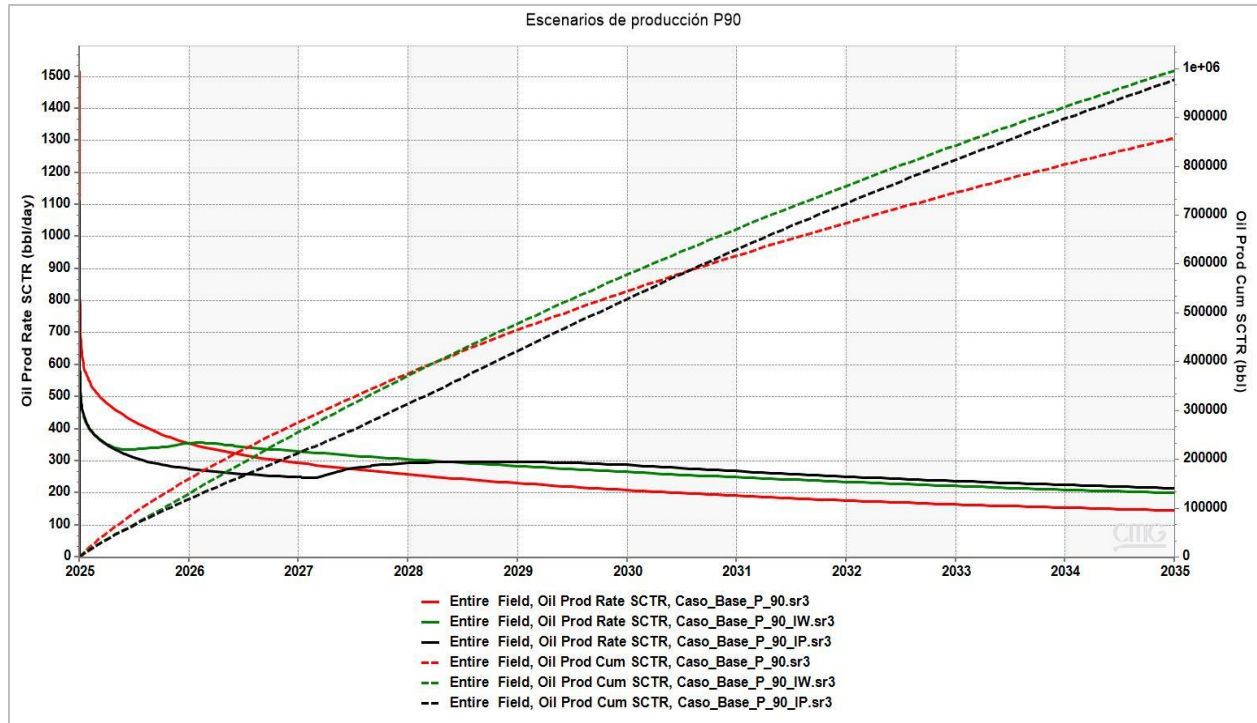
Resultados escenarios de producción caso P50



Nota. Para el caso P50, la inyección de agua presenta los mejores resultados con un Np de 1 MMBO, seguido por la inyección de polímeros con un Np de 983 MBO. En cuanto a la recuperación primaria genera un Np de 782 MBO. Tomado de: Simulación inyección de polímeros software CMG.

Figura 19.

Resultados escenarios de producción caso P90



Nota. Para el caso P90, la inyección de agua presenta los mejores resultados con un Np de 997 MBO, seguido por la inyección de polímeros con un Np de 990 MBO. En cuanto a la recuperación primaria genera un Np de 858 MBO. Tomado de: Simulación inyección de polímeros software CMG.

Con el fin de facilitar la comparación de los resultados, en la Tabla 17 se presenta un resumen de las variables más importantes para cada uno de los casos P10, P50 y P90 simulados.

Tabla 17.

Resumen de resultados recuperación primaria, secundaria y mejorada

Recuperación	P10			P50			P90		
	Np (MBO)	FR (%)	Nw (MBW)	Np (MBO)	FR (%)	Nw (MBW)	Np (MBO)	FR (%)	Nw (MBW)
Primaria	725	7.00	5,445	782	7.72	7,044	858	8.13	8,317
Secundaria	891	8.68	2,842	1,000	9.96	3,730	997	9.44	4,343
Mejorada	845	8.22	2,692	983	9.65	3,722	990	9.27	4,544

Nota. La recuperación secundaria con inyección de agua genera el mayor FR para los casos P10, P50 y P90. Por otro lado, la recuperación primaria genera la mayor cantidad de agua acumulada producida (Nw). Tomado de: Resultados simulaciones de recuperación primaria, secundaria y mejorada software CMG.

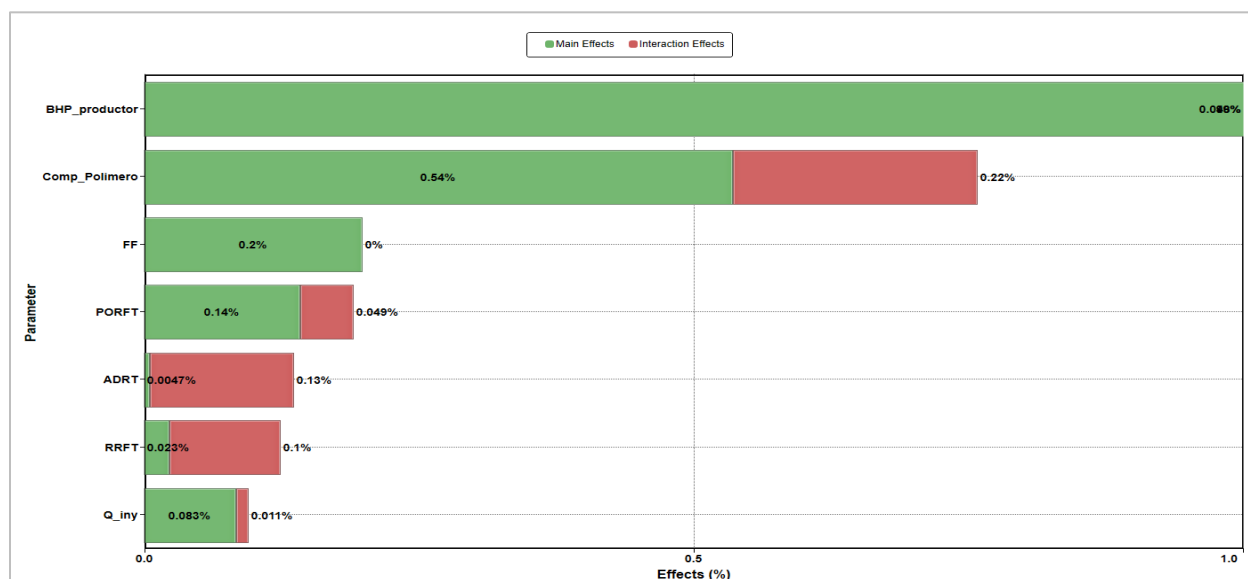
5.3.2. Análisis de sensibilidad de la inyección de polímeros

Para el análisis de sensibilidad se usó la herramienta CMOST de CMG. Partiendo del caso base P50 de inyección de polímeros, y con los parámetros presentados en la Tabla 10, los cuales fueron definidos con el fin de maximizar la función objetivo N_p .

Como se evidencia en la Figura 20, de los parámetros definidos para el análisis de sensibilidad, la BHP de los productores es el que presenta el mayor efecto en el N_p (función objetivo), seguido de la concentración del polímero, el factor de forma del pozo inyector (FF) y el PORFT (volumen de poro accesible). Los parámetros ADRT (Adsorción residual), RRFT (Factor de resistencia residual) y caudal de inyección tienen un efecto menor al 0.1% en el N_p .

Figura 20.

Efectos de los parámetros definidos en el análisis de sensibilidad P50

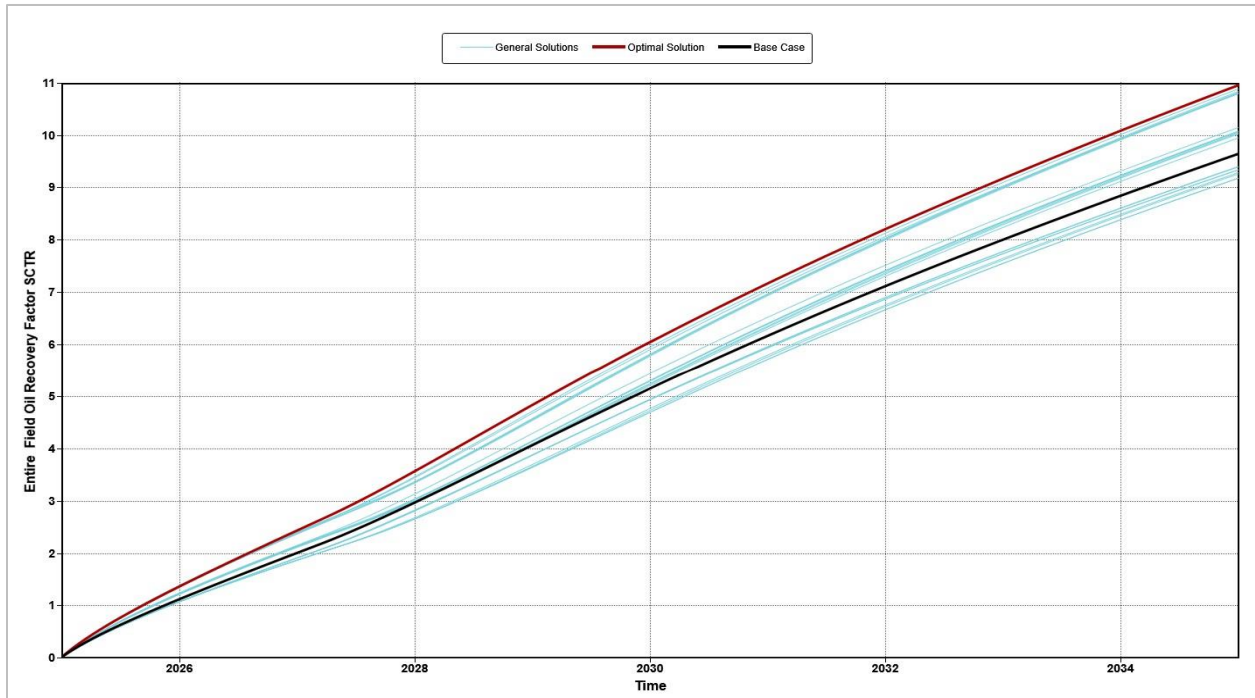


Nota. Generar un cambio en el % de *Drawdown* (DD) de los pozos productores entre un 5 y 12% adicional al definido inicialmente (48.89%), representa el 99% del efecto de la maximización en la función objetivo N_p . La variación de la concentración del polímero entre 300 y 1000 ppm, genera un efecto del 0.54% en el N_p . En cuanto al FF representa un 0.2% en el N_p . Tomado de: Resultados análisis de sensibilidad software CMG.

En la Figura 21 se presenta el comportamiento del FR durante el análisis de sensibilidad, con una variación entre el 9 y 11% durante los 10 años de simulación.

Figura 21.

Comportamiento del FR durante el análisis de sensibilidad P50



Nota. Con el análisis de sensibilidad realizado se logra una optimización en el FR de +1.35% comparado con el caso base P50 de inyección de polímeros (9.65%). Tomado de: Resultados análisis de sensibilidad software CMG.

En la Tabla 18 se presentan los experimentos realizados durante el análisis de sensibilidad, con cada uno de los parámetros asignados aleatoriamente. El ID 0 representa los datos del Caso Base de inyección de polímeros.

Tabla 18.

Resultados de los experimentos en CMOST

ID	Parámetros definidos								Función objetivo	Comentarios
	ADRT	BHP (psi)	PORFT	Q_Iny (bipd)	RRFT	FF	Comp_Polímero	Comp_agua	Np (BO)	
1	6.22E-07	1500	0.85	500	1	10	6.76E-07	0.99999932	1,117,084	Solución óptima
4	6.61E-07	1500	0.85	500	3	50	6.76E-07	0.99999932	1,109,502	
13	8.56E-07	1500	0.85	1750	2	10	2.25E-06	0.99999775	1,104,598	
21	5.83E-07	1500	0.9	2375	1.5	10	1.69E-06	0.99999831	1,102,053	
9	8.95E-07	1500	0.85	3000	1	100	2.25E-06	0.99999775	1,101,837	
15	7.78E-07	1500	0.95	1125	2.5	1	6.76E-07	0.99999932	1,100,433	
20	7.39E-07	1500	0.9	1125	1.5	100	2.25E-06	0.99999775	1,100,198	

ID	Parámetros definidos								Función objetivo	Comentarios
	ADRT	BHP (psi)	PORFT	Q_Iny (bipd)	RRFT	FF	Comp_Polimero	Comp_agua	Np (BO)	
10	7.78E-07	1750	0.9	1750	3	50	6.76E-07	0.99999932	1,034,352	
7	8.95E-07	1750	0.9	500	3	100	1.69E-06	0.99999831	1,027,163	
19	7.39E-07	1750	0.95	2375	2	100	1.69E-06	0.99999831	1,026,665	
16	8.17E-07	1750	0.85	500	2	50	1.69E-06	0.99999831	1,025,684	
6	6.61E-07	1750	0.9	2375	3	50	2.25E-06	0.99999775	1,023,479	
11	5.83E-07	1750	0.85	2375	1.5	10	2.25E-06	0.99999775	1,021,811	
5	9.72E-07	1750	0.9	3000	2	1	2.25E-06	0.99999775	1,014,068	
0	7.78E-07	1942	0.9	1500	1.3	100	6.76E-07	0.99999932	982,878	Caso Base IP_P50
8	7.00E-07	2000	0.95	500	2.5	50	6.76E-07	0.99999932	958,343	
17	9.34E-07	2000	0.9	3000	2.5	100	6.76E-07	0.99999932	957,467	
3	9.34E-07	2000	0.95	1750	1	1	6.76E-07	0.99999932	951,944	
18	6.22E-07	2000	0.9	3000	1	1	6.76E-07	0.99999932	951,898	
12	8.95E-07	2000	0.85	1750	1.5	100	1.69E-06	0.99999831	946,646	
14	9.72E-07	2000	0.95	2375	2.5	50	1.69E-06	0.99999831	943,934	
2	7.00E-07	2000	0.95	3000	1.5	1	2.25E-06	0.99999775	935,554	

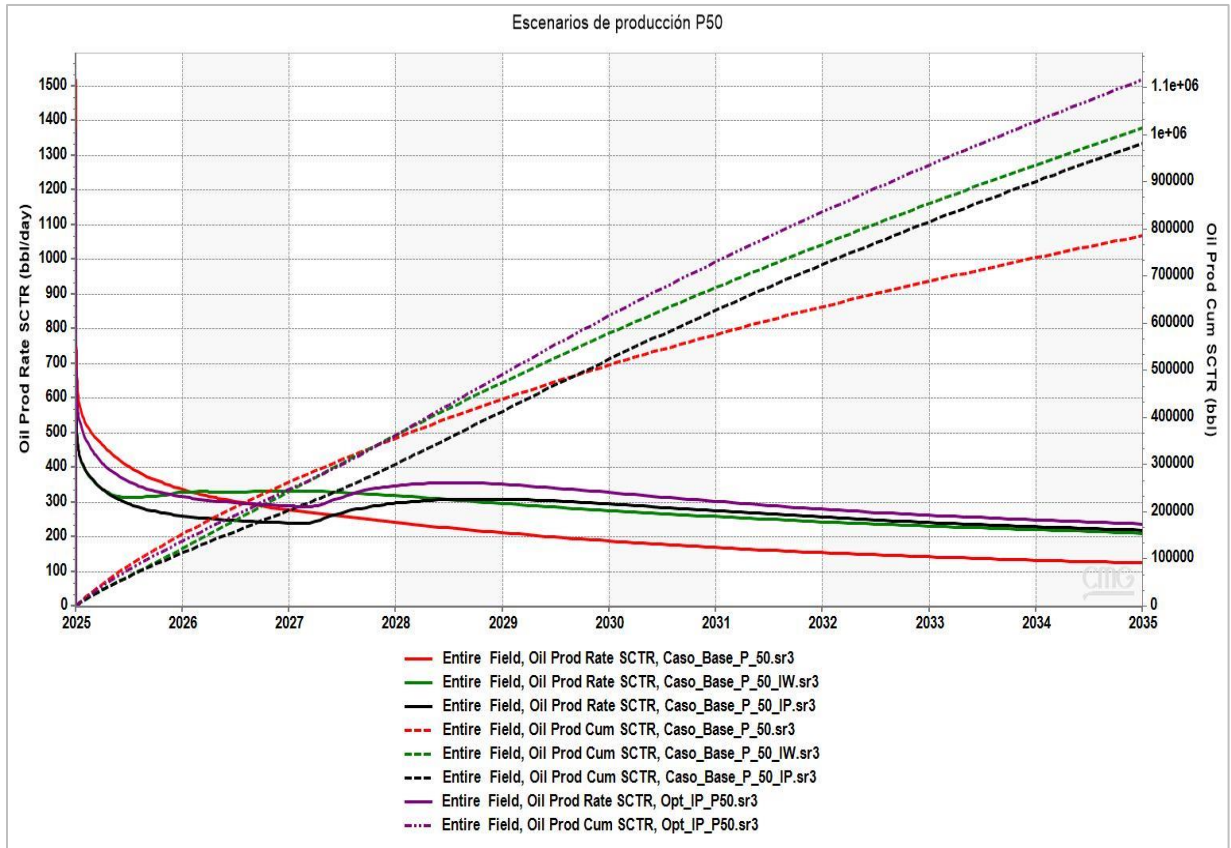
Nota. Se realizaron 21 experimentos en total, cada uno con una duración promedio de simulación de 6 horas. La solución óptima se obtuvo con una BHP de los pozos productores de 1500 psi equivalente a un %DD del 60.52%; una concentración del polímero de 300 ppm y un caudal de inyección de 500 bpd. Tomado de: Resultados análisis de sensibilidad software CMG.

La optimización de los casos P10 y P90 de inyección de polímeros, se realizó utilizando los resultados del análisis de sensibilidad del caso P50.

En la Figura 22 se muestran los resultados de los escenarios simulados del caso P50, incluyendo la optimización realizada en CMOST. En cuanto al comportamiento de las curvas de producción de aceite, durante la inyección de agua se presenta una declinación exponencial (con una tasa de 5% anual); durante la inyección de polímeros optimizada la declinación es armónica (con una tasa inicial de 55% anual), posteriormente con la inyección de agua, la declinación es exponencial.

Figura 22.

Resultados escenarios de producción caso P50 optimización

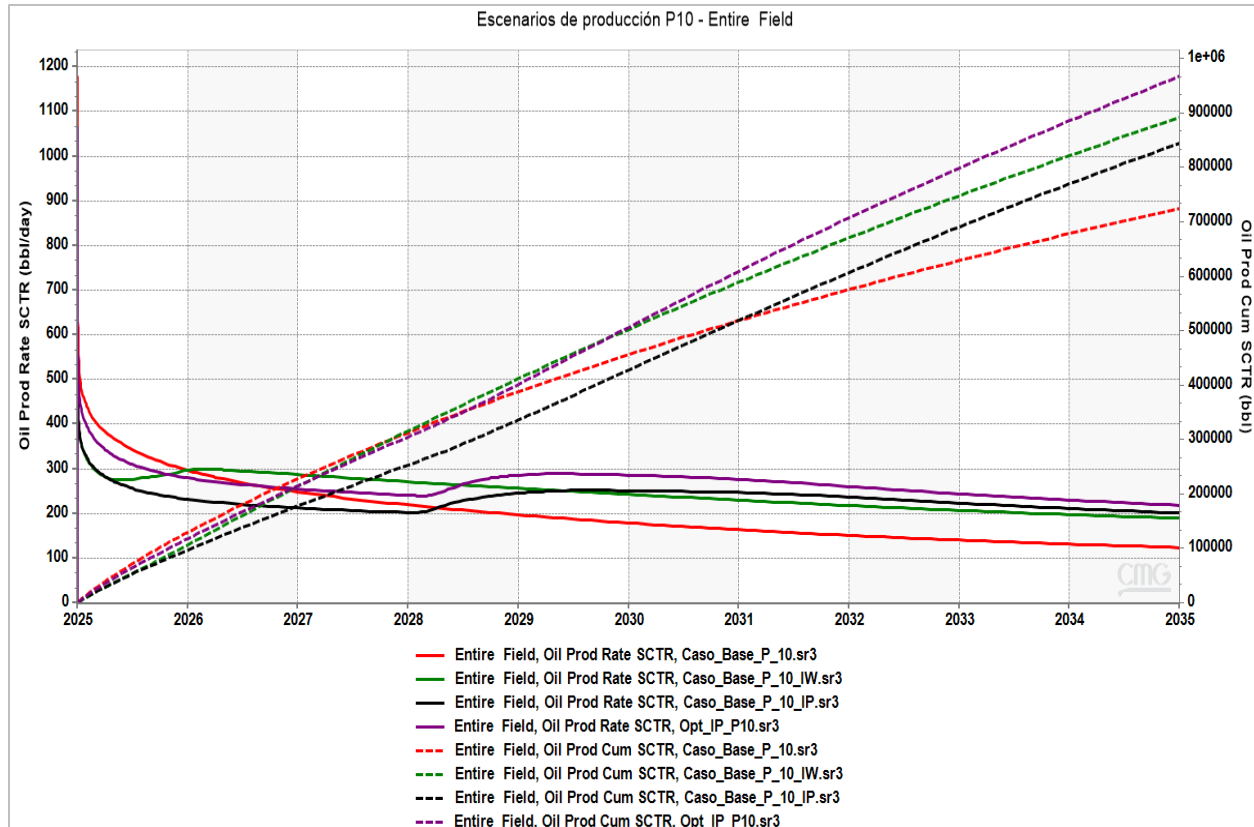


Nota. El caso optimizado de la inyección de polímeros presenta los mejores resultados con un Np de 1,12 MMBO, lo que representa un incremento en el FR del 1.04% comparado con la inyección de agua. Tomado de: Resultados optimización caso P50 software CMG.

En la Figura 23 se muestran los resultados de los escenarios simulados del caso P10, incluyendo la optimización realizada con base en los resultados obtenidos en CMOST para el caso P50.

Figura 23.

Resultados escenarios de producción caso P10 optimización

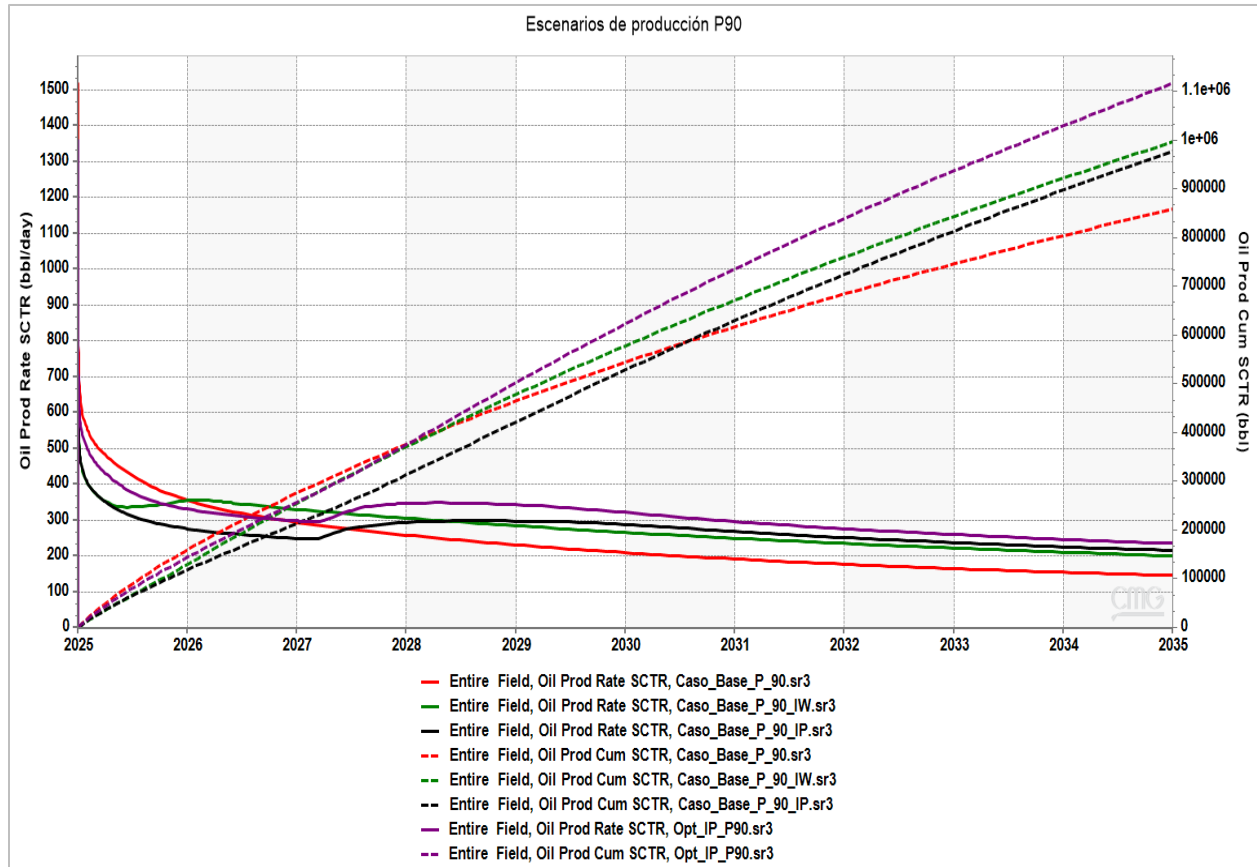


Nota. El caso optimizado de la inyección de polímeros presenta los mejores resultados con un Np de 967 MBO, lo que representa un incremento en el FR del 0.73% comparado con la inyección de agua. Tomado de: Resultados optimización caso P50 software CMG.

Los resultados de los escenarios simulados del caso P90, incluyendo la optimización realizada con base en los resultados obtenidos en CMOST para el caso P50 (ver Figura 24).

Figura 24.

Resultados escenarios de producción caso P90 optimización



Nota. El caso optimizado de la inyección de polímeros presenta los mejores resultados con un Np de 1,117 MBO, lo que representa un incremento en el FR del 1.14% comparado con la inyección de agua. Tomado de: Resultados optimización caso P50 software CMG.

En la Tabla 19 se presenta el resumen de los resultados obtenidos para cada uno de los casos (P10, P50 y P90) simulados.

Tabla 19.

Resumen de resultados recuperación primaria, secundaria, mejorada y optimización

Recuperación	P10			P50			P90		
	Np (MBO)	FR (%)	Nw (MBW)	Np (MBO)	FR (%)	Nw (MBW)	Np (MBO)	FR (%)	Nw (MBW)
Primaria	725	7.00	5,445	782	7.72	7,044	858	8.13	8,317
Secundaria	891	8.68	2,842	1,000	9.96	3,730	997	9.44	4,343
Mejorada	845	8.22	2,692	983	9.65	3,722	990	9.27	4,544
Optimización	967	9.41	3,221	1,117	11.00	4,404	1,117	10.58	5,364

Nota. La recuperación mejorada (inyección de polímeros) optimizada genera el mayor FR para los casos P10, P50 y P90. Tomado de: Resultados recuperación primaria, secundaria, mejorada y optimización software CMG.

5.4. Fase IV. Viabilidad económica de la inyección de polímeros.

Para el cumplimiento del cuarto objetivo específico: Realizar la viabilidad económica de los escenarios técnicamente seleccionados para la inyección de los polímeros en condiciones de baja permeabilidad y crudo pesado. Se evaluaron los diferentes escenarios de los casos P10, P50 y P90, teniendo en cuenta las premisas económicas presentadas en la Tabla 11.

5.4.1. Evaluación económica escenarios P10

Para el caso base P10 (recuperación primaria), se obtienen indicadores financieros favorables: con un VPN de 3.05 MMUSD, una TIR del 70.71%, un ROI de 190.41% y un *PayBack* de 2 años. En cuanto al punto de equilibrio se alcanza con un precio del crudo de 40.55 USD/Bbl. En la Tabla 20 se presenta el flujo de caja para este caso.

Tabla 20.

Flujo de caja neto del caso base P10

AÑO	Producción de aceite (MMbbls)	Regalías (MMbbls)	Prod. Neta (MMbbls)	Precio aceite (USD/BBL)	Ingresos después de regalías (MMUSD)	Opex (MMUSD)	Capex (MMUSD)	Flujo de caja neto (MMUSD)	Flujo de caja neto descontando el 10% (MMUSD)
2024	-	-	-	52.64	-	-	4.500	-	-
2025	0.130	0.010	0.119	52.64	6.290	1.544	-	4.745	4.271
2026	0.098	0.008	0.090	52.64	4.743	1.794	-	2.950	2.655
2027	0.085	0.007	0.078	52.64	4.099	1.957	-	2.142	1.928
2028	0.076	0.006	0.070	52.64	3.669	2.121	-	1.548	1.393
2029	0.068	0.005	0.063	52.64	3.305	2.287	-	1.018	0.916
2030	0.062	0.005	0.057	52.64	3.012	2.464	-	0.549	0.494
2031	0.057	0.005	0.053	52.64	2.769	2.653	-	0.117	0.105
TOTAL	0.576	0.046	0.530	52.640	27.888	14.819	4.500	8.569	7.712

Nota. Para el caso base P10 de recuperación primaria se obtendría un flujo de caja neto (descontando el 10%) de 7.71 MMUSD. El límite económico se alcanza en el 2032, por tal motivo se incorporarían 576 MBO a las reservas 1P de Colombia.

En cuanto al caso P10 de recuperación secundaria con inyección de agua, se obtienen indicadores financieros favorables: con un VPN de 5.96 MMUSD, una TIR del 89.50%, un ROI de 466.10% y un *PayBack* de 3 años. Para este caso el punto de equilibrio se alcanza con un precio del crudo de 32.30 USD/Bbl. En la Tabla 21 se presenta el flujo de caja de este escenario.

Tabla 21.

Flujo de caja neto caso base P10 con inyección de agua

AÑO	Producción de aceite (MMbbls)	Regalías (MMbbls)	Prod. Neta (MMbbls)	Precio aceite (USD/BBL)	Ingresos después de regalías (MMUSD)	Opex (MMUSD)	Capex (MMUSD)	Flujo de caja neto (MMUSD)	Flujo de caja neto descontando el 10% (MMUSD)
2024	-	-	-	52.64	-	-	4.100	- 4.100	- 3.690
2025	0.107	0.009	0.098	52.64	5.163	1.186	-	3.977	3.579
2026	0.107	0.009	0.099	52.64	5.201	1.301	-	3.900	3.510
2027	0.102	0.008	0.094	52.64	4.923	1.490	-	3.434	3.090
2028	0.096	0.008	0.089	52.64	4.663	1.683	-	2.980	2.682
2029	0.091	0.007	0.084	52.64	4.405	1.871	-	2.534	2.281
2030	0.086	0.007	0.079	52.64	4.171	2.064	-	2.107	1.896
2031	0.082	0.007	0.075	52.64	3.950	2.267	-	1.683	1.515
2032	0.078	0.006	0.071	52.64	3.756	2.482	-	1.274	1.146
2033	0.074	0.006	0.068	52.64	3.566	2.707	-	0.859	0.773
2034	0.070	0.006	0.065	52.64	3.413	2.949	-	0.463	0.417
TOTAL	0.892	0.071	0.821	52.640	43.210	20.000	4.100	19.110	17.199

Nota. Para el caso P10 de recuperación secundaria se obtendría un flujo de caja neto (descontando el 10%) de 17.20 MMUSD. El límite económico se alcanza en el 2035, por tal motivo se incorporarían 892 MBO a las reservas 1P de Colombia.

De igual forma, con el caso P10 optimizado de recuperación mejorada con inyección de polímeros, se obtienen indicadores financieros favorables y similares a los de inyección de agua: con un VPN de 5.90 MMUSD, una TIR del 84.45%, un ROI de 525.14% y un *PayBack* de 2 años. Para este caso el punto de equilibrio se alcanza con un precio del crudo de 33.24 USD/Bbl. En la **Tabla 22** se presenta el flujo de caja de este escenario.

Tabla 22.

Flujo de caja neto caso P10 optimizado con inyección de polímeros

AÑO	Prod. de aceite (MMbbls)	Regalías (MMbbls)	Prod. Neta (MMbbls)	Precio aceite (USD/BBL)	Ingresos después de regalías (MMUSD)	Opex (MMUSD)	Costos polímeros (MMUSD)	Capex (MMUSD)	Flujo de caja neto (MMUSD)	Flujo de caja neto descontando el 10% (MUSD)
2024	-	-	-	52.64	-	-	-	4.100	-	3.690
2025	0.118	0.009	0.109	52.64	5.717	1.332	0.239	-	4.147	3.732
2026	0.097	0.008	0.089	52.64	4.682	1.445	0.216	-	3.021	2.719
2027	0.090	0.007	0.083	52.64	4.369	1.546	0.186	-	2.637	2.374
2028	0.097	0.008	0.089	52.64	4.678	1.645	-	-	3.033	2.730
2029	0.105	0.008	0.097	52.64	5.087	1.839	-	-	3.248	2.923
2030	0.103	0.008	0.095	52.64	4.976	2.071	-	-	2.905	2.615
2031	0.098	0.008	0.090	52.64	4.745	2.305	-	-	2.440	2.196
2032	0.092	0.007	0.085	52.64	4.458	2.547	-	-	1.911	1.720
2033	0.086	0.007	0.079	52.64	4.178	2.793	-	-	1.385	1.247
2034	0.082	0.007	0.075	52.64	3.955	3.053	-	-	0.903	0.812
TOTAL	0.967	0.077	0.890	52.640	46.846	20.576	0.640	4.100	21.531	19.378

Nota. Para el caso P10 de recuperación mejorada se obtendría un flujo de caja neto (descontando el 10%) de 19.38 MMUSD. El límite económico se alcanza en el 2035, por tal motivo se incorporarían 967 MBO a las reservas 1P de Colombia.

A continuación, se presenta un resumen de los resultados de la viabilidad económica de los escenarios simulados para el caso P10 (ver Tabla 23).

Tabla 23.

Resumen de resultados evaluación económica casos P10

Recuperación	Casos P10						
	VPN (MMUSD)	TIR (%)	ROI (%)	Payback (años)	Flujo caja (MMUSD)	Punto equilibrio (USD/Bbl)	Limite económico
Primaria	3.05	70.71%	190.41%	2.00	7.71	40.55	2032
Secundaria (Iny. De agua)	5.96	89.50%	466.10%	3.00	17.20	32.30	>2035
Mejorada (Iny. De polímero)	5.90	84.45%	525.14%	2.00	19.38	33.24	>2035

Nota. La recuperación secundaria presenta los mejores resultados de la evaluación económica con mayor VPN, TIR y ROI, seguido por la recuperación mejorada, la cual presenta resultados similares, con un mejor flujo de caja neto debido a una mayor producción de aceite.

5.4.2. Evaluación económica escenarios P50

Para el caso base P50 (recuperación primaria), se obtienen indicadores financieros favorables: con un VPN de 4.09 MMUSD, una TIR del 88.24%, un ROI de 220.19% y un *PayBack* de 2 años. En cuanto al punto de equilibrio se alcanza con un precio del crudo de 39.40 USD/Bbl. En la Tabla 24 se presenta el flujo de caja para este caso.

Tabla 24.

Flujo de caja neto del caso base P50

AÑO	Producción de aceite (MMbbls)	Regalías (MMbbls)	Prod. Neta (MMbbls)	Precio aceite (USD/BBL)	Ingresos después de regalías (MMUSD)	Opex (MMUSD)	Capex (MMUSD)	Flujo de caja neto (MMUSD)	Flujo de caja neto descontando el 10% (MMUSD)
2024	-	-	-	52.64	-	-	4.500	- 4.500	- 4.050
2025	0.153	0.012	0.141	52.64	7.405	1.707	-	5.698	5.128
2026	0.110	0.009	0.101	52.64	5.329	2.003	-	3.326	2.994
2027	0.094	0.008	0.086	52.64	4.550	2.187	-	2.364	2.127
2028	0.082	0.007	0.076	52.64	3.987	2.363	-	1.624	1.462
2029	0.073	0.006	0.067	52.64	3.512	2.536	-	0.976	0.878
2030	0.065	0.005	0.060	52.64	3.138	2.717	-	0.422	0.379
TOTAL	0.577	0.046	0.530	52.640	27.922	13.513	4.500	9.909	8.918

Nota. Para el caso base P50 de recuperación primaria se obtendría un flujo de caja neto (descontando el 10%) de 8.92 MMUSD. El límite económico se alcanza en el 2031, por tal motivo se incorporarían 577 MBO a las reservas 1P de Colombia.

En cuanto al caso P50 de recuperación secundaria con inyección de agua, se obtienen indicadores financieros favorables: con un VPN de 7.81 MMUSD, una TIR del 106.88%, un ROI de 577.97% y un *PayBack* de 2 años. Para este caso el punto de equilibrio se alcanza con un precio del crudo de 29.92 USD/Bbl. En la Tabla 25 se presenta el flujo de caja de este escenario.

Tabla 25.

Flujo de caja neto caso base P50 con inyección de agua

AÑO	Producción de aceite (MMbbls)	Regalías (MMbbls)	Prod. Neta (MMbbls)	Precio aceite (USD/BBL)	Ingresos después de regalías (MMUSD)	Opex (MMUSD)	Capex (MMUSD)	Flujo de caja neto (MMUSD)	Flujo de caja neto descontando el 10% (MMUSD)
2024	-	-	-	52.64	-	-	4.100	- 4.100	- 3.690
2025	0.123	0.010	0.113	52.64	5.948	1.270	-	4.678	4.211
2026	0.121	0.010	0.111	52.64	5.844	1.402	-	4.442	3.998
2027	0.119	0.010	0.110	52.64	5.778	1.599	-	4.179	3.761
2028	0.112	0.009	0.103	52.64	5.438	1.807	-	3.631	3.268
2029	0.104	0.008	0.096	52.64	5.035	2.011	-	3.024	2.722
2030	0.097	0.008	0.089	52.64	4.706	2.216	-	2.490	2.241
2031	0.091	0.007	0.084	52.64	4.423	2.426	-	1.997	1.797
2032	0.087	0.007	0.080	52.64	4.191	2.644	-	1.547	1.392
2033	0.082	0.007	0.076	52.64	3.981	2.868	-	1.113	1.002
2034	0.079	0.006	0.072	52.64	3.802	3.107	-	0.695	0.626
TOTAL	1.015	0.081	0.934	52.640	49.146	21.349	4.100	23.697	21.327

Nota. Para el caso P50 de recuperación secundaria se obtendría un flujo de caja neto (descontando el 10%) de 21.33 MMUSD. El límite económico se alcanzaría posterior al 2035, por tal motivo se incorporarían 1.02 MMBO a las reservas 1P de Colombia.

De igual forma, con el caso P50 optimizado de recuperación mejorada con inyección de polímeros, se obtienen indicadores financieros favorables y similares a los de inyección de agua: con un VPN de 8.39 MMUSD, una TIR del 107.14%, un ROI de 662.71% y un *PayBack* de 2 años. Para este caso el punto de equilibrio se alcanza con un precio del crudo de 28.84 USD/Bbl. A continuación, se presenta el flujo de caja para este escenario (ver Tabla 26).

Tabla 26.

Flujo de caja neto caso P50 optimizado con inyección de polímeros

AÑO	Prod. de aceite (MMbbls)	Regalías (MMbbls)	Prod. Neta (MMbbl)	Precio aceite (USD/BBL)	Ingresos después de regalías (MMUSD)	Opex (MMUSD)	Costos polímeros (MMUSD)	Capex (MMUSD)	Flujo de caja neto (MMUSD)	Flujo de caja neto descontando el 10% (MMUSD)
2024	-	-	-	52.64	-	-	-	4.100	4.100	- 3.690
2025	0.138	0.011	0.127	52.64	6.704	1.440	0.239	-	5.026	4.523
2026	0.109	0.009	0.100	52.64	5.283	1.568	0.216	-	3.499	3.149
2027	0.115	0.009	0.106	52.64	5.589	1.624	-	-	3.965	3.568
2028	0.129	0.010	0.119	52.64	6.270	1.802	-	-	4.469	4.022
2029	0.124	0.010	0.114	52.64	6.001	2.051	-	-	3.950	3.555
2030	0.115	0.009	0.105	52.64	5.545	2.298	-	-	3.248	2.923
2031	0.106	0.008	0.097	52.64	5.122	2.537	-	-	2.585	2.327
2032	0.099	0.008	0.091	52.64	4.784	2.777	-	-	2.007	1.807
2033	0.093	0.007	0.086	52.64	4.510	3.013	-	-	1.497	1.347
2034	0.089	0.007	0.082	52.64	4.290	3.265	-	-	1.025	0.923
TOTAL	1.117	0.089	1.028	52.640	54.099	22.374	0.454	4.100	27.171	24.454

Nota. Para el caso P50 de recuperación mejorada se obtendría un flujo de caja neto (descontando el 10%) de 24.45 MMUSD. El límite económico se alcanzaría posterior al 2035, por tal motivo se incorporarían 1.12 MMBO a las reservas 1P de Colombia.

En la Tabla 27 se presenta un resumen de los resultados de la viabilidad económica de los escenarios simulados para el caso P50.

Tabla 27.

Resumen de resultados evaluación económica caso P50

Recuperación	Caso P50						
	VPN (MMUSD)	TIR (%)	ROI (%)	Payback (años)	Flujo caja (MMUSD)	Punto equilibrio (USD/Bbl)	Limite económico
Primaria	4.09	88.24%	220.19%	2.00	8.92	39.40	2031
Secundaria (Iny. De agua)	7.81	106.88%	577.97%	2.00	21.33	29.92	>2035
Mejorada (Iny. De polímero)	8.39	107.14%	662.71%	2.00	24.45	28.84	>2035

Nota. La recuperación mejorada optimizada presenta los mejores resultados de la evaluación económica con mayor VPN, TIR, ROI y flujo de caja, seguido por la inyección de agua, la cual presenta resultados similares.

5.4.3. Evaluación económica escenarios P90

Para el caso base P90 (recuperación primaria), se obtienen indicadores financieros favorables: con un VPN de 4.58 MMUSD, una TIR del 93.91%, un ROI de 244.37% y un *PayBack* de 2 años. En cuanto al punto de equilibrio se alcanza con un precio del crudo de 37.47 USD/Bbl. En la Tabla 28 se presenta el flujo de caja para este caso.

Tabla 28.

Flujo de caja neto del caso base P90

AÑO	Producción de aceite (MMbbls)	Regalías (MMbbls)	Prod. Neta (MMbbls)	Precio aceite (USD/BBL)	Ingresos después de regalías (MMUSD)	Opex (MMUSD)	Capex (MMUSD)	Flujo de caja neto (MMUSD)	Flujo de caja neto descontando el 10% (MMUSD)
2024	-	-	-	52.64	-	-	4.500	- 4.500	- 4.050
2025	0.160	0.013	0.147	52.64	7.749	1.822	-	5.927	5.334
2026	0.116	0.009	0.107	52.64	5.621	2.148	-	3.474	3.126
2027	0.100	0.008	0.092	52.64	4.838	2.349	-	2.489	2.240
2028	0.089	0.007	0.082	52.64	4.303	2.541	-	1.762	1.586
2029	0.080	0.006	0.073	52.64	3.865	2.729	-	1.136	1.022
2030	0.073	0.006	0.067	52.64	3.521	2.924	-	0.596	0.537
TOTAL	0.684	0.055	0.629	52.640	33.134	17.637	4.500	10.997	9.897

Nota. Para el caso base P90 de recuperación primaria se obtendría un flujo de caja neto (descontando el 10%) de 9.90 MMUSD. El límite económico se alcanza en el 2032, por tal motivo se incorporarían 684 MBO a las reservas 1P de Colombia.

En cuanto al caso P90 de recuperación secundaria con inyección de agua, también se obtienen indicadores financieros favorables: con un VPN de 7.62 MMUSD, una TIR del 111.02%, un ROI de 533.73% y un *PayBack* de 2 años. Para este caso el punto de equilibrio se alcanza con un precio del crudo de 29.99 USD/Bbl. En la Tabla 29 se presenta el flujo de caja de este escenario.

Tabla 29.

Flujo de caja neto caso base P90 con inyección de agua

AÑO	Producción de aceite (MMbbls)	Regalías (MMbbls)	Prod. Neta (MMbbls)	Precio aceite (USD/BBL)	Ingresos después de regalías (MMUSD)	Opex (MMUSD)	Capex (MMUSD)	Flujo de caja neto (MMUSD)	Flujo de caja neto descontando el 10% (MMUSD)
2024	-	-	-	52.64	-	-	4.100	-4.100	-3.690
2025	0.130	0.010	0.120	52.64	6.306	1.295	-	5.010	4.509
2026	0.125	0.010	0.115	52.64	6.076	1.436	-	4.640	4.176
2027	0.115	0.009	0.106	52.64	5.585	1.685	-	3.900	3.510
2028	0.107	0.009	0.099	52.64	5.204	1.922	-	3.282	2.954
2029	0.100	0.008	0.092	52.64	4.843	2.139	-	2.704	2.433
2030	0.094	0.007	0.086	52.64	4.533	2.348	-	2.185	1.966
2031	0.088	0.007	0.081	52.64	4.268	2.554	-	1.713	1.542
2032	0.083	0.007	0.077	52.64	4.033	2.759	-	1.274	1.146
2033	0.079	0.006	0.072	52.64	3.806	2.964	-	0.842	0.758
2034	0.075	0.006	0.069	52.64	3.616	3.183	-	0.433	0.389
TOTAL	0.997	0.080	0.917	52.640	48.269	22.286	4.100	21.883	19.695

Nota. Para el caso P90 de recuperación secundaria se obtendría un flujo de caja neto (descontando el 10%) de 19.69 MMUSD. El límite económico se alcanza posterior al 2035, por tal motivo se incorporarían 997 MBO a las reservas 1P de Colombia.

De igual forma, con el caso P90 optimizado de recuperación mejorada con inyección de polímeros, se obtienen indicadores financieros favorables y similares a los de inyección de agua: con un VPN de 8.28 MMUSD, una TIR del 110.19%, un ROI de 626.63% y un *PayBack* de 2 años. Para este caso el punto de equilibrio se alcanza con un precio del crudo de 29.89 USD/Bbl. En la Tabla 30 se presenta el flujo de caja de este escenario.

Tabla 30.

Flujo de caja neto caso P90 optimizado con inyección de polímeros

AÑO	Prod. de aceite (MMbbls)	Regalías (MMbbls)	Prod. Neta (MMbbls)	Precio aceite (USD/BBL)	Ingresos después de regalías (MMUSD)	Opex (MMUSD)	Costos polímeros (MMUSD)	Capex (MMUSD)	Flujo de caja neto (MMUSD)	Flujo de caja neto descontando el 10% (MMUSD)
2024	-	-	-	52.64	-	-	-	4.100	-4.100	-3.690
2025	0.144	0.012	0.133	52.64	6.990	1.514	0.244	-	5.233	4.710
2026	0.113	0.009	0.104	52.64	5.482	1.642	0.225	-	3.616	3.254
2027	0.118	0.009	0.109	52.64	5.717	1.700	-	-	4.017	3.615
2028	0.127	0.010	0.117	52.64	6.140	1.923	-	-	4.218	3.796
2029	0.121	0.010	0.112	52.64	5.876	2.199	-	-	3.677	3.309
2030	0.112	0.009	0.103	52.64	5.431	2.467	-	-	2.963	2.667
2031	0.104	0.008	0.096	52.64	5.033	2.718	-	-	2.316	2.084
2032	0.098	0.008	0.090	52.64	4.730	2.971	-	-	1.760	1.584
2033	0.092	0.007	0.085	52.64	4.456	3.220	-	-	1.236	1.113
2034	0.087	0.007	0.080	52.64	4.237	3.481	-	-	0.757	0.681
TOTAL	1.117	0.089	1.028	52.640	54.093	23.833	0.469	4.100	25.692	23.123

Nota. Para el caso P90 de recuperación mejorada se obtendría un flujo de caja neto (descontando el 10%) de 23.12 MMUSD. El límite económico se alcanzaría posterior al 2035, por tal motivo se incorporarían 1.12 MMBO a las reservas 1P de Colombia.

En la Tabla 31 se presenta un resumen de los resultados de la viabilidad económica de los escenarios simulados para el caso P50.

Tabla 31.

Resumen de resultados evaluación económica caso P90

Recuperación	Caso P90						
	VPN (MMUSD)	TIR (%)	ROI (%)	Payback (años)	Flujo caja (MMUSD)	Punto equilibrio (USD/Bbl)	Límite económico
Primaria	4.58	93.91%	244.37%	2.00	9.90	37.47	2032
Secundaria (Iny. De agua)	7.62	111.02%	533.73%	2.00	19.69	29.99	>2035
Mejorada (Iny. De polímero)	8.28	110.19%	626.63%	2.00	23.12	29.89	>2035

Nota. La recuperación mejorada optimizada presenta los mejores resultados de la evaluación económica con mayor VPN, ROI y flujo de caja, seguido por la inyección de agua, la cual presenta resultados similares.

CONCLUSIONES

- La evaluación de la incertidumbre en los modelos estático y dinámico del campo objeto de estudio, a través de un análisis probabilístico, ha permitido identificar los parámetros que ejercen un mayor impacto en el Np. Estos parámetros son, en orden de significancia: K_{i_2} (637 – 1100 mD) con un 33%, la K_j ($[0.525 – 0.875] * K_i$) con un 25%, la K_{i_0} (400 – 700 mD) con un 15%, la compresibilidad de la roca ($4.75e-05 – 9.25e-05$) con un 14%, y la saturación de agua irreducible (0.05 – 0.2) con un 10%.
- Basándonos en los resultados del análisis probabilístico, se observa que la variable Np, para los casos base (recuperación primaria) P10, P50 y P90, se mantiene en un rango de 725 a 859 KBO a lo largo de los 10 años de simulación.
- Los polímeros HT Gel y Unogel exhiben la estabilidad térmica necesaria para las condiciones de alta temperatura del campo de estudio, que oscilan entre 210 °F y 230 °F. Además, el agua de formación satisface la salinidad necesaria para la preparación de dichos polímeros.
- La inyección de polímeros retarda la irrupción de agua generada por el acuífero en 1.5 años comparada con la inyección de agua.
- La inyección de agua para el caso P50, obtuvo un factor de recobro final de 9.96%. Es decir, 2.24% adicional con respecto al Caso base y 0.31% con respecto a la Inyección de polímeros sin optimizar.
- El análisis de sensibilidad realizado para la inyección de polímeros, permitió identificar que, entre los parámetros definidos, la BHP de los productores es el que tiene el mayor impacto en el Np (con un 99%), seguido por la concentración del polímero (0.54%), el FF del pozo inyector (con un 0.2%) y el PORFT (con un 0.14%). Los parámetros ADRT (Adsorción residual), RRFT (Factor de resistencia residual) y el caudal de inyección presentan un efecto inferior al 0.1% en el Np.

- Con el análisis de sensibilidad de la inyección de polímeros, se concluyó que la concentración del polímero debe ser la mínima definida (300 ppm); debido a la baja permeabilidad de la roca.
- En relación al caudal de inyección de polímeros, este se vio restringido en 76.7% comparado con la inyección de agua; debido al alto peso molecular de los polímeros y la presión de propagación de fractura, alcanzando un máximo de 500 bbl/día.
- Una vez realizada la optimización en la inyección de polímeros para el caso P50, se alcanza un factor de recobro final de 11%. Es decir, 3.28% adicional con respecto al Caso base y 1.04% con respecto a la Inyección de agua.
- Los resultados de la evaluación económica revelan que el caso P50 con inyección de polímeros (optimizado) destaca con los mejores indicadores de viabilidad financiera. Este caso presenta un Valor Presente Neto (VPN) de 8.39 millones de USD, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 107.14%, un Retorno de Inversión (ROI) del 662.71%, un período de recuperación (PayBack) de 2 años y un flujo de caja neto de 24.45 millones de USD.
- Para el caso P50 de inyección de polímeros (optimizado), el punto de equilibrio se alcanza con un precio del crudo de 28.84 USD/Bbl; lo cual, garantiza un margen interesante para la viabilidad económica del proyecto.
- La inyección del polímero le permitiría a la compañía incrementar su flujo de caja en 3.12 MMUSD, comparado con la inyección de agua.
- Con base en los resultados de las evaluaciones técnicas y económicas, se recomienda realizar la inyección de polímeros en el campo objeto de estudio, lo cual permitirá incorporar 1.12 millones de barriles de aceite a las reservas 1P de Colombia y alargar la vida del activo, el cual cuenta con facilidades instaladas y los pozos perforados.

RECOMENDACIONES

- Se sugiere llevar a cabo pruebas de restauración de presión en las arenas inferiores de todos los pozos del campo objeto de estudio. Esto proporcionará una mayor certeza acerca de la permeabilidad promedio de cada tipo de roca, permitiendo ajustes más precisos en el modelo estático y dinámico previamente desarrollado.
- Se recomienda que, en caso de perforar nuevos pozos, se tomen muestras de corazones de las arenas inferiores. Con el objetivo de realizar pruebas de desplazamiento, y obtener las curvas de permeabilidad relativa, saturaciones iniciales y residuales, así como la compatibilidad entre la roca y los fluidos (agua, crudo).
- Se aconseja de forma prioritaria la toma de muestras de fondo que sean representativas de los fluidos del yacimiento, con el fin de realizar análisis PVT, que proporcionará información clave para el modelo de simulación y la toma efectiva de decisiones.
- Se recomienda llevar a cabo pruebas de laboratorio con el polímero, incluyendo pruebas de adsorción estática y dinámica, así como pruebas de degradación térmica mediante termogravimetría y calorimetría diferencial de barrido (DSC). Estas pruebas son esenciales para garantizar la estabilidad del polímero en condiciones específicas del yacimiento.
- Se aconseja realizar un monitoreo constante de las presiones y llevar a cabo pruebas con trazadores para confirmar la conectividad entre las arenas inferiores de los pozos en el campo objeto de estudio. Esta medida es indispensable para la aplicación exitosa de técnicas de recuperación secundaria y/o mejorada.
- Se recomienda realizar diagnósticos periódicos de la producción de agua con el objetivo de prevenir posibles canalizaciones y/o conificaciones que puedan afectar el factor de recobro del campo objeto de estudio.

- Se invita a actualizar de manera continua el modelo de simulación con la información recopilada durante la explotación de las arenas inferiores.
- Se recomienda correr un completamiento inteligente selectivo que permita: aislar la formación Ubaque previo a la irrupción del acuífero y/o generar un %DD inferior al de la formación Gacheta, con ello se garantiza la eficiencia de barrido de las dos formaciones. Este tema puede ser profundizado en otro proyecto de grado.
- Se recomienda no abandonar los pozos perforados con el objetivo de que se puedan desarrollar las arenas inferiores de crudo pesado.

REFERENCIAS

- [1] E. J. Ventura, «Recobro Mejorado en Tiempos Actuales,» *El reventón energético*, vol. 16, nº 2, p. 1, 2018.
- [2] G. Ali, D. Mojdech y S. Kamy, «A chemical EOR benchmark study of different reservoir simulators,» *Elsevier*, p. 14, 2016.
- [3] H. D. Toro, «Desarrollo de un modelo conceptual de la simulacion numérica de un proyecto de inyeccion continua de vapor y un proyecto de inyeccion de aire en un campo de crudo pesado.,» Bogota, 2022.
- [4] J. Van Horne, *Fundamentos de Administración Financiera*, México: Pearson, 2002.
- [5] S. Besley, *Fundamentos de Administración Financiera*, McGraw-Hill , 2001.
- [6] E. Brigham, *Fundamentos de Administración Financiera*, Thompson, 2005.
- [7] S. Hosseini y J. Foroozesh, «Experimental study of polymer injection enhanced oil recovery in homogeneous and heterogeneous porous media using glass-type micromodels,» 2018.
- [8] I. Gonzalez, M. Aparecida de Melo, J. Luvizotto y E. Lucas, «Polymer Flooding: A Sustainable Enhanced Oil Recovery in the Current Scenario,» *Society of Petroleum Engineers*, p. 2, 2007.
- [9] R. Seright, «How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood ,» *SPE*, pp. 11-13, 2013.
- [10] É. Hermida, «Polímeros,» p. 1–70, 2011.

- [11] D. Ponce, «Evaluación Conceptual de la Inyección de polímeros y surfactantes en el Yacimiento 'U' inferior, perteneciente a la formación napo del campo Sacha,» 2013.
- [12] R. Cruz, Y. Martínez y A. López, «Biopolímeros y su integración con polímeros convencionales como alternativa de empaque de alimentos,» vol. 2, p. 42–52, 2013.
- [13] M. Pancharoen, «Physical properties of associative polymer solutions,» 2009.
- [14] A. Hernández Serrano, «Recuperación mejorada de hidrocarburos a partir de un tratamiento con polímeros y surfactantes,» 2014.
- [15] D. J. Groenendijk, S. Bouts y J. van Wunnik, «Performance improvement of chemical enhanced oil recovery by divalent ion–complexing agents,» vol. 215, 2022.
- [16] P. Carretero, «Copolímeros poliamida -g-PEG: síntesis, caracterización, y aplicación como membranas,» 2011.
- [17] L. Rodríguez, «Metodología y evaluación de la producción de hidrocarburos en un arreglo de cinco pozos influenciado por Inyección de agua en un caso de campo colombiano,» 2016.
- [18] D. Zapata, «Adsorción de polímeros en medios porosos y su efecto en el recobro mejorado de hidrocarburos,» Bogotá, 2018.
- [19] KERUI, «Identificar polímeros para EOR, que se ajusten a las condiciones requeridas en la operación del grupo 1: Palogrande-Dina cretáceos y grupo 2: Yariguí-Casabe de Ecopetrol S.A.,» 2017.
- [20] T.A.N.C. Company, «"Memorandum",» 2017.
- [21] SNF Health-Safety Environment, «"Safety data Sheet",» 2006.

- [22] E. Mirsayanova, I. Ilyasov y a. el., «Numerical Simulation of Polymer Flooding,» *Society of Petroleum Engineers*, p. 15, 26 October 2020.
- [23] G. Castro, H. Ruben, S. LLanos y e. al., «"Heavy Oil and High-Temperature Polymer EOR Applications",» vol. 10, nº Extra 2, pp. 73-83, 2020.
- [24] D. Green y G. Willhite, *Enhanced Oil Recovery*, Henry L. Doherty Memorial Fund, 1998.
- [25] A. Romero, «Conceptos básicos e introducción al recobro mejorado,» Bogotá D.C.
- [26] D. W. Green y G. P. Willhite, «Enhanced Oil Recovery (Second Edition),» SPE, 2018.
- [27] S. Farouq Ali y S. Thomas, «"The promise and problems of enhanced oil recovery methods",» *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 35, 1996.
- [28] M. Paris de Ferrer, *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2001.
- [29] D. Tiab y E. Donaldson, "Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties", Gulf Professional Publishing, 2011.
- [30] O. O. Adepoju, H. Hussein y A. Chawathe, «"Assessment of Chemical Performance Uncertainty in chemical EOR Simulations",» *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, p. 14, 20 February 2017.
- [31] F. Rego, V. Botechia, M. Correia y D. Shiozer, «"Quantification of simulation Model Grid Size Impact on Polymer Flooding Application in Heavy Oil Heterogeneous Reservoir",» *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, p. 18, 13-15 June 2016.
- [32] S. Gorell y R. Bassett, «"Trends in Reservoir Simulation: Big Models, Scalable Models? Will you Please Make up Your Mind?",» *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 30 Septiembre 2001.

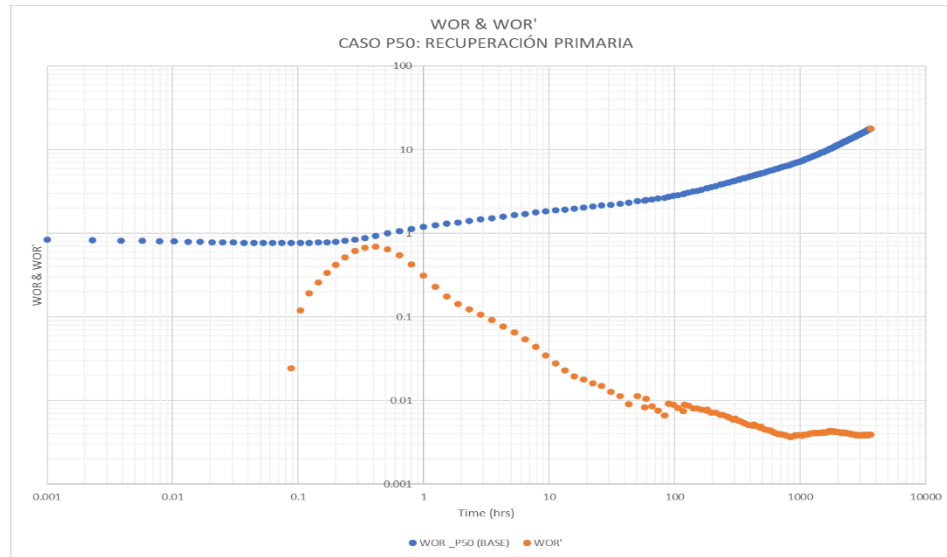
- [33] R. Dukeran, S. Mohammad y a. el., «"Polymer Flooding Application in Trinidad Heavy Oil Reservoirs",» *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, p. 15, 25-26 Junio 2018.
- [34] L. Zhitao, M. Delshad, L. Mohammad y e. al., «"Polymer Flooding of a Heavy Oil Reservoir with an Active Aquifer",» *Society Petroleum Engineer (SPE)*, p. 19, 12-16 Abril 2014.
- [35] D. Steagall y D. Schiozer, «"Uncertainty Analysis In Reservoir Production Forecasts During Appraisal And Pilot Production phases",» *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, p. 8, 11-14 February 2001.
- [36] DeGolyer and MacNaughton, «Reporte técnico de Recursos y Reservas IRR 2021,» Dallas, Texas, 2022.
- [37] Team Asana, «Asana,» 14 Mayo 2023. [En línea]. Available: <https://asana.com/es/resources/project-management-methodologies>. [Último acceso: 10 Junio 2023].

ANEXOS

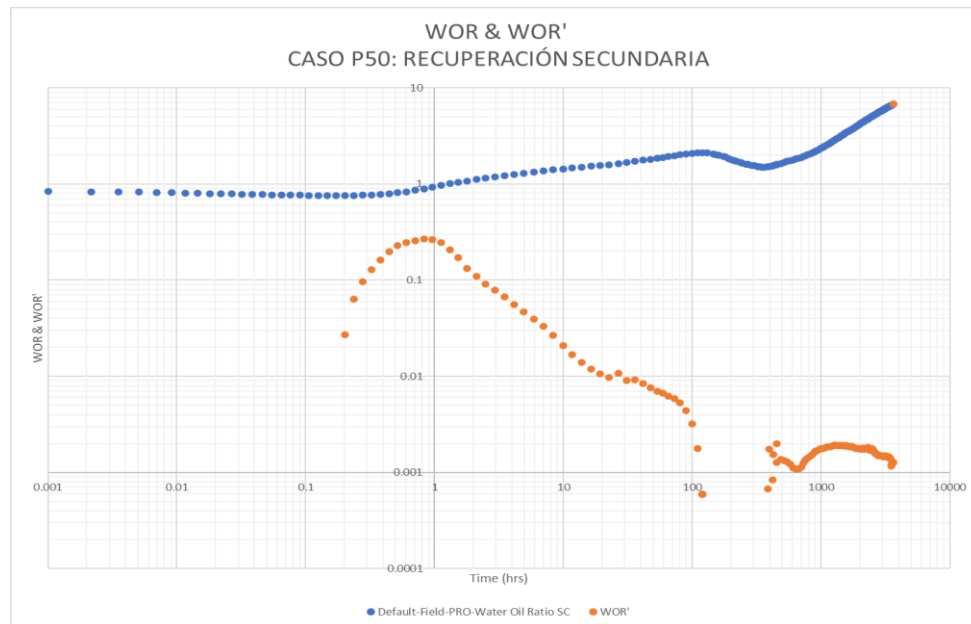
ANEXO 1.

CURVAS DE DIAGNÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE AGUA

- Diagnóstico de producción de agua caso base P50: Recuperación primaria



- Diagnóstico de producción de agua caso P50: Inyección de agua



- Diagnóstico de producción de agua caso P50: Inyección de polímeros (optimizado)

