

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE AGUA EN LA  
FORMACIÓN K1 INFERIOR DEL CAMPO CASTILLA MEDIANTE SIMULACIÓN  
NUMÉRICA**

**DANIEL FELIPE HINCAPIÉ SÁNCHEZ  
SARA MARÍA VERJÁN RAMÍREZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2019**

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE AGUA EN LA  
FORMACIÓN K1 INFERIOR DEL CAMPO CASTILLA MEDIANTE SIMULACIÓN  
NUMÉRICA**

**DANIEL FELIPE HINCAPIÉ SÁNCHEZ**

**SARA MARÍA VERJÁN RAMÍREZ**

**Proyecto integral de grado para optar el título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director**

**ALEX JOSÉ CUADRADO SALAZAR**

**Ingeniero de Petróleos**

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

**2019**

NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

Jurado 1  
Fernando Wilson Londoño Galvis

---

Jurado 2  
Adriangela Chiquinquirá Romero Sánchez

Bogotá, D.C., noviembre de 2019.

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. MARIO POSADA GARCÍA – PEÑA**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA - PEÑA**

Vicerrectoría Académica y de Posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano de la Facultad de Ingeniería

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director del programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA**

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

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por bendecirme todos los días, por darme salud y sabiduría para afrontar cada una de mis metas, porque sin él, nada de esto sería posible.

Quiero dedicarles este logro a mis padres, por su voz de aliento, amor y sacrificio diario, a mi mamá por darme todo el amor del mundo, por ser mi inspiración y mi motivación a crecer cada día más, a mi papá por su entrega y su guía para formarme y convertirme en una mejor persona, por educarme de la mejor manera y luchar para brindarme lo mejor.

A mi hermano por consentirme siempre, por ser una inspiración para crecer día a día, por brindarme sus consejos y su apoyo en los momentos fundamentales. A mi hermana por demostrarme su amor y apoyo moral a pesar de la distancia.

A toda mi familia, por sentirte orgullosa de cada una de las metas que alcanzo.

Agradezco a cada persona que me brindó su cariño y aportó en mi crecimiento personal y profesional, a aquellos que estuvieron a lo largo de este bonito camino.

A todos los ingenieros que hicieron parte de este trabajo de grado, por su conocimiento, paciencia y colaboración que permitieron el desarrollo satisfactorio de este proyecto, especialmente a los ingenieros Alex José Cuadrado y Francesco Giorgetti por habernos guiado de forma correcta durante todo este proceso.

Agradezco a la Universidad de América, directivos y profesores por haberme brindado todo su conocimiento para lograr formarme profesionalmente de la mejor manera.

***Daniel Felipe Hincapié Sánchez***

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero expresar mi gratitud a Dios, quien con su bendición llena siempre mi vida y me permitió llegar hasta este momento tan importante en mi formación profesional. A mi madre y mi hermana quienes siempre han sido mi apoyo y mi motor, gracias por tanto amor. A mi padre; mi ángel quien a pesar de nuestra distancia física siempre ha estado guiando mis pasos, sé que este momento hubiera sido tan especial para ti como lo es para mí.

Mi profundo agradecimiento a los ingenieros Alex Cuadrado y Francesco Giorgetti por contribuir con el desarrollo del presente trabajo de grado, gracias por su dirección, colaboración y enseñanza.

De igual manera, mis agradecimientos a la Universidad de América y a todos los docentes que contribuyeron a mi crecimiento personal y profesional.

Finalmente quiero expresar mi agradecimiento a las personas con quien compartí esta etapa de mi vida y me abrieron las puertas de las suyas, cada cosa que aprendí de ustedes me hizo una mejor versión.

***Sara María Verján Ramírez***

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	18
SINOPSIS	21
1. MARCO TEÓRICO	22
1.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	22
1.2 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA	24
1.3 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO CASTILLA	25
1.4 SISTEMA PETROLERO DEL CAMPO CASTILLA	25
1.4.1 Roca Generadora	26
1.4.2 Roca Reservorio	26
1.4.3 Migración	26
1.4.4 Roca Sello	26
1.4.5. Trampa.	26
1.5 GENERALIDADES DEL RECOBRO MEJORADO	26
1.5.1 Recobro secundario.	27
1.5.2 Recobro terciario.	28
1.5.3 Inyección cíclica de agua.	28
1.5.4 Mecanismos de recobro para la inyección cíclica de agua	30
2. METODOLOGÍA Y DATOS	32
2.1 SELECCIÓN DE PATRONES DE INYECCIÓN	32
2.2 AJUSTE HISTÓRICO DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN	33
2.3 DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO DE SIMULACIÓN DEL CAMPO CASTILLA	34
2.3.1 Descripción del modelo estático del Campo Castilla.	34
2.4 DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS MÁS IMPORTANTES PARA EL MODELO DEL CAMPO CASTILLA	35
2.4.1 Distribución de la porosidad en el Campo Castilla	36
2.4.2 Distribución de la permeabilidad en el Campo Castilla	36
2.4.3 Distribución de la Relación Kv/Kh en el Campo Castilla.	37
2.4.4 Distribución de la Saturación de aceite en el Campo Castilla.	38
2.4.5 Distribución de la Saturación de agua en el Campo Castilla	38
2.5 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS REPRESENTATIVAS DEL MODELO DE SIMULACIÓN DE LA FORMACIÓN K1 INFERIOR DEL CAMPO CASTILLA	39
2.5.1 Contenido de arcilla	39
2.6 PRUEBAS PVT	40
2.7 DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES PVT DEL MODELO DE SIMULACIÓN DEL CAMPO CASTILLA	41
2.7.9 Curvas de permeabilidad relativa	42
2.7.10 Factor de compresibilidad (Z).	42

2.8 PROCEDIMIENTO DE LA SIMULACION	42
2.8.1 Creación del caso base.	43
2.8.2 Ajuste Histórico.	44
2.8.3 Etapa de predicción y determinación de la viabilidad de la inyección cíclica de agua.	47
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	50
3.1 CASO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE AGUA, POZO INYECTOR I1	57
3.2 CASO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE AGUA, POZO INYECTOR I2	61
4. CONCLUSIONES	69
5. RECOMENDACIONES	71
BIBLIOGRAFÍA	72
ANEXOS	73

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.	23
Figura 2. Localización geográfica del Campo Castilla.	25
Figura 3. Mecanismos de Recobro primario.	27
Figura 4. Representación gráfica de la Inyección cíclica de Agua.	29
Figura 5. Ubicación de los pozos de los patrones I1 e I2.	33
Figura 6. Grid 3D del Campo Castilla.	35
Figura 7. Distribución de la porosidad en el Campo Castilla.	36
Figura 8. Distribución de la permeabilidad en el Campo Castilla.	37
Figura 9. Distribución de la relación Kv/Kh en el Campo Castilla.	37
Figura 10. Saturación de Aceite en el Campo Castilla.	38
Figura 11. Saturación de agua en el Campo Castilla.	39
Figura 12. VShale en el Campo Castilla.	40
Figura 13. Curva permeabilidad relativa formación K1 inferior.	42
Figura 14. Correlaciones obtenidas para el aceite con el PVT generado.	43
Figura 15. Correlaciones obtenidas para el aceite con el PVT generado	44
Figura 18. Vista en plano J de la profundidad de la malla.	55

## LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Gráfica 1 Tasa de producción de líquido caso base.	45
Gráfica 2. Tasa de producción de aceite caso base.	45
Gráfica 3. Tasa de producción de agua caso base	46
Gráfica 4. Estimación de tiempos óptimos de cierre para I1	48
Gráfica 5. Estimación de tiempos óptimos de cierre para I2.	48
Gráfica 6. Aceite acumulado por ciclos, Patrón I1	49
Gráfica. 7. Aceite acumulado por ciclos, Patrón I2	49
Gráfica 8. Ajuste histórico tasa de líquido.	50
Gráfica 9. Ajuste histórico tasa de aceite.	51
Gráfica 10. Ajuste Histórico producción de agua	51
Gráfica. 11. Comportamiento Histórico P4.	53
Gráfica 12. Comportamiento histórico P3	54
Gráfica. 13. Comportamiento histórico del pozo P1.	55
Gráfica 14. Comportamiento histórico del pozo P2.	56
Gráfica. 15. Selección de tiempos de cierre óptimos para inyector I1	57
Gráfica 16. Determinación de número de ciclos I1	59
Gráfica 17. Np inyección cíclica vs inyección convencional patrón I1	59
Gráfica 18. Comportamiento iny. cíclica vs iny. continua patrón I1	60
Gráfica 19. Corte de agua patrón I1	60
Gráfica 20. Determinación del número de ciclos I2.	62
Gráfica 21. Np inyección cíclica vs inyección convencional patrón I2	63
Gráfica 22. Comportamiento de la iny. cíclica vs iny. Continua, patrón I2.	64
Gráfica 23. Corte de agua patrón I2	64
Gráfica 24. Np en tasas constantes vs incrementos en tasas patrón I1	65
Gráfica 25. Np en tasas constantes vs incrementos en tasas patrón I1.	66
Gráfica 26. Np para los patrones I1 e I2 implementando la iny. cíclica de agua	67
Gráfica 27. Respuesta de iny. cíclica de agua vs iny. continua en I1 e I2	68

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades de la malla	39
Tabla 2. Resumen propiedades PVT	46
Tabla 3. Propiedades de los fluidos constantes	48
Tabla 4. Propiedades simuladas para el ajuste histórico	50
Tabla 5. Resultados de cierres óptimos patrón I1	56
Tabla 6. Resultados de cierres óptimos patrón I2	58
Tabla 7. Comparación de escenarios para Patrón I1	63
Tabla 8. Comparación de escenarios para Patrón I2	63

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Parámetros analizados por los datos PVT.	74
Anexo B. Caudales y presión de inyección de los pozos I1 e I2.	77

## GLOSARIO

**ACUÍFERO:** acumulación de grandes volúmenes de agua en rocas porosas y permeables.

**BLACK OIL:** término que hace referencia a “petróleo negro”, cuya principal característica es ser un crudo pesado con un API menor a los 23.2°.

**CAMPO:** localización terrestre y en cuyo subsuelo se almacenan cantidades comerciales de hidrocarburos.

**CORRELACIÓN:** es la dependencia que existe entre dos variables, usadas comúnmente para genera PVT's.

**COLUMNA GEOLÓGICA:** es la representación gráfica de las diferentes etapas o periodos de deposición de material rocoso en la corteza terrestre, también conocida como columna estratigráfica.

**DENSIDAD:** relación entre la masa de un cuerpo y el volumen que ocupa en el espacio.

**FORMACIÓN:** es el conjunto de minerales o rocas que se depositaron en un mismo lugar a lo largo de un periodo geológico determinado.

**GRAVEDAD API:** es una referencia internacional otorgada por el American Petroleum Institute, que relaciona la gravedad específica del petróleo crudo con respecto a la del agua.

**GRAVEDAD ESPECÍFICA:** es la relación de la densidad de una sustancia determinada con la densidad del agua a condiciones estándar.

**PERMEABILIDAD:** es la propiedad de la roca que permite que fluyan los fluidos a través de ella.

**POROSIDAD:** es el espacio vacío que existe entre los granos de una roca, y que permite almacenar petróleo, agua o gas.

**PRESIÓN DE YACIMIENTO:** es la presión contenida en los poros de la roca, inicial al momento de iniciarse la producción y actual a determinado periodo de explotación del yacimiento.

**SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS:** proceso mediante el cual se consigue predecir el comportamiento de un yacimiento a partir de los resultados obtenidos por modelos matemáticos.

## LISTADO DE ABREVIATURAS

°	Grados
%	Porcentaje
°F	Temperatura en grados Fahrenheit
°API	Densidad establecida por el American Petroleum institud
<b>Bbl</b>	Barriles
<b>BHP</b>	Presión de fondo (Bottom Hole preasure)
<b>BOPD</b>	Barriles de aceite por día
<b>BWPD</b>	Barriles de agua por día
<b>BFPD</b>	Barriles de fluido por día
<b>KOPD</b>	Miles de Barriles de petróleo por día
<b>MOPD</b>	Millones de Barriles de petróleo por día
<b>cP</b>	Medida de viscosidad, Centipoise.
<b>ft</b>	Pie (Longitud en Sistema Inglés)
<b>GE</b>	Gravedad específica
<b>h</b>	Hora
<b>ICA</b>	Inyección cíclica de agua
<b>in</b>	Pulgada (Longitud en Sistema inglés)
<b>iny.</b>	Inyección
<b>mD</b>	MiliDarcys
<b>MD</b>	Measure Depth (Profundidad medida)
<b>Np</b>	Petróleo total producido o acumulado
<b>PIP</b>	Pressure Intake Pump o presión de entrada a la bomba
<b>Psi</b>	Libras por pulgada cuadrada (pound per square inch)
<b>Psia</b>	Libras por pulgada cuadrada absoluta
<b>Psig</b>	Libras por pulgada cuadrada manométrica
<b>PVT</b>	Prueba de presión, volumen y temperatura
<b>Qo</b>	Caudal de Aceite
<b>Qw</b>	Caudal de Agua
<b>Qf</b>	Caudal de fluido
<b>Rbs</b>	Barriles en reservorio
<b>Rbs/stb</b>	Relación barriles de reservorio / Barriles en superficie
<b>S</b>	Daño de formación o Skin
<b>Stb</b>	Barriles en superficie
<b>TVD</b>	Profundidad medida contra el eje Y, (Truth Vertical Depth)
<b>Ty</b>	Temperatura de yacimiento
<b>WCI</b>	Water Cyclic Injection

## RESUMEN

La historia de inyección y producción en el campo Castilla ha mostrado una respuesta positiva reflejada en el aumento de producción de aceite asociado a la inyección convencional de agua, no obstante, la inyección convencional de agua presenta una baja eficiencia en el factor de recobro de yacimientos con crudos de alta viscosidad, alta heterogeneidad y donde existe un alto corte de agua entre otros factores, las cuales son características propias del campo de estudio.

En búsqueda de aumentar el factor de recobro en el campo, surgió la necesidad de optimizar la inyección convencional de agua por medio de la evaluación técnica de una innovadora técnica conocida como inyección cíclica de agua en la formación k1 inferior mediante simulación numérica, donde el resultado esperado es implementar una técnica viable y con respuestas positivas en el yacimiento que permitan obtener una mayor recuperación de aceite y a su vez una reducción en el corte de agua.

Este proceso de recuperación aprovecha la respuesta transitoria de presión en regiones de diferente permeabilidad, lo que lleva a la imbibición forzada de las capas menos permeables. Adicionalmente, esta técnica se conoce como un proceso mejorado de costo cero, teniendo en cuenta que las instalaciones para la inyección ya se encuentran disponibles.

En el presente trabajo se expone un estudio de viabilidad técnica para la implementación de la inyección cíclica de agua en el Campo Castilla mediante simulación numérica implementando el software CMG, donde se realizaron diferentes sensibilidades en los tiempos de apertura y cierre de los pozos inyectoros, encontrando el patrón I2 como el más óptimo para la implementación de la inyección cíclica con tiempos de dos meses de apertura y cierre, dado que ese escenario genero un incremental del 3.16% en la recuperación de petróleo de dos patrones de inyección ubicados en la zona centro norte del Campo Castilla.

**Palabras Claves:** Inyección, cíclica, agua, recobro, CMG, Campo Castilla, presión, permeabilidad, heterogeneidad.

## ABSTRACT

Historical production and injection in Castilla field has shown a positive response in terms of an increasing oil production due to water injection. Nevertheless, low efficiency is being exposed with conventional water flooding including sands saturated with viscous heavy oil, heterogeneous sand, high water cut, and others critical variables in the case of this study.

Considering the need of increasing oil recovery factor in Castilla field, cyclic water injection appeared to be an appealing option to get better results in conventional waterflooding technique. Accordingly, it was determined whether the response of the reservoir in lower K1 formation was positive and technically viable to lead to additional oil recovery and water cut reduction.

Cyclic Water Injection takes advantage of the pressure transient response in regions of different permeability, leading to forced imbibition of the lesser permeable layers. Besides, this recovery process is considered as a zero cost Enhanced Oil Recovery process, due to the fact that facilities for water injection are already installed.

In this dissertation, a technical feasibility study for cyclic water injection in Castilla Field is presented **managing numerical simulation** through CMG software, a great variety of time responses were tested, in order to find the optimal cyclic injection and rise the oil recovery in two patterns located in the north central part of Castilla field.

The best response in terms of an increase in oil production was given by the pattern I2 performing two-month closing and opening cycles due to that case generated an incremental oil of 3.16% compared to conventional waterflooding.

**Keywords:** Cyclic, water, injection, Recovery, CMG, Castilla Field, Pressure, Permeability, heterogeneity.

## INTRODUCCIÓN

El Campo Castilla, es catalogado como el campo de petróleo más grande e importante de Colombia puesto que, cuenta con las mayores reservas probadas hasta el momento. Debido a su alto potencial para albergar hidrocarburos, se evaluará la respuesta del yacimiento mediante una innovadora técnica de recobro mejorado convencional conocida como inyección cíclica de agua con el objetivo de aumentar el factor de recobro del yacimiento.

La inyección cíclica de agua (CWI, por sus siglas en inglés), es conocida como una inyección de agua avanzada, la cual consiste en controlar el flujo de agua por ciclos, es decir, busca que la inyección se dé solamente en periodos controlados de tiempo que van a ser determinados de acuerdo a las características principales o factores predominantes de cada yacimiento y pueden variar de días a meses. Con lo anterior, se crean pulsos de presión transitorios entre zonas con diferentes propiedades petrofísicas, lo que genera una migración de aceite de la capa menos permeable a la arenisca de mejor calidad, trayendo como consecuencia una producción de aceite incremental y a su vez una reducción en el corte de agua. Este proceso se conoce como una técnica de recobro mejorado de costo cero, donde las instalaciones para la inyección ya se encuentran disponibles. En este sentido, la inyección por pulsos es una alternativa para la optimización de inyección en yacimientos heterogéneos.

En el año 2015 se implementaron planes pilotos de inyección convencional de agua con cuatro patrones de inyección en el campo de estudio, dichos pilotos han generado resultados exitosos en cuanto a recuperación de petróleo y mantenimiento de la presión, estos datos se encuentran reservados por motivos de confidencialidad por parte de Ecopetrol S.A. Por tal motivo y con visión hacia una posible expansión del piloto de inyección de agua en la Formación K1 inferior del Campo Castilla, se desea realizar la evaluación de la inyección cíclica de agua; lo anterior con miras hacia la mejor opción en términos de incremental de aceite y reducción en el corte de agua.

Si bien es conocido el Campo Castilla como el segundo campo con mayor producción en el país, existen ciertos parámetros que evitan aumentar el factor de recobro en dicho yacimiento de forma deseada, algunos de estos son la alta viscosidad del crudo, la variación lateral de facies representado en la heterogeneidad del yacimiento, el alto corte de agua (aprox. 85%); entre otros. Adicionalmente, es importante mencionar que la inundación convencional de agua ha aumentado notablemente la producción de agua en el campo, y a pesar de que la misma logró un aumento el factor de recobro respecto a la recuperación primaria, se ha observado una disminución en el rendimiento del petróleo para el yacimiento a medida que continúa la inyección convencional de agua.

Mirando entonces las distintas alternativas para optimizar las condiciones actuales del yacimiento, la inyección cíclica se muestra como una posibilidad a corto plazo para mitigar las variables críticas de la inyección convencional y aumentar la recuperación de petróleo debido a que se acelera la redistribución de la saturación de aceite aumentando el factor de recobro entre un 3 y 10%.

Las referencias internacionales sobre la inyección cíclica de agua datan desde el año 1960 mostrando resultados positivos a nivel de laboratorio, simulación y campo en diferentes países como Estados Unidos, Rusia, China y Argentina. Allí se seleccionaron como candidatos para la inyección pulsada yacimientos de crudo viscoso con ambiente de depositación fluvial los cuales presentaban altos cortes de agua y bajos factores de recobro además de un alto índice de heterogeneidad. Adicionalmente, se evidencian resultados exitosos en campos maduros con un largo historial de inyección de agua y yacimientos naturalmente fracturados.

Según Perez et. al<sup>1</sup>, el éxito de la inyección cíclica de agua se basa en el gradiente de saturación debido a que este determina la zona de acumulación de aceite durante la suspensión de la inyección. Los autores explican que durante la inyección convencional de agua el gradiente de saturación se mantiene alto y estable, impidiendo de esta manera la migración del petróleo, sin embargo, durante la suspensión de la inyección esta condición no permanece estable, puesto que se presenta un cambio en la saturación de aceite aumentando en el frente de desplazamiento, lo que define un camino de mayor saturación y por lo tanto una mayor permeabilidad relativa al aceite y menor para el agua. De esta manera, la presión en las zonas de agua se reduce y el aceite migra de acuerdo a los gradientes de saturación, presión y la permeabilidad relativa.

Es importante mencionar que la acumulación de aceite existe solo durante la suspensión de inyección lo que aumenta la producción de petróleo y reduce la producción de agua con respecto a la inundación convencional.

Otros autores como Surguchev et. al<sup>2</sup>, proponen que el mecanismo responsable de la optimización de aceite es el flujo cruzado o imbibición forzada causado por el diferencial de presión entre capas conectadas de diferentes permeabilidades puesto que allí la presión se restablece a diferentes velocidades lo que conlleva a que exista naturalmente un flujo cruzado por medio de la gravedad o fuerzas capilares, lo que permite contactar áreas que no han sido barridas.

El objetivo principal del presente trabajo de grado es evaluar técnicamente la inyección cíclica de agua en la formación K1 inferior del Campo Castilla mediante

---

<sup>1</sup>Perez D, Salicioni F, Ucan S. "Cyclic Water Injection in San Jorge Gulf Basin, Argentina". 2014 7-8 p.

<sup>2</sup>Surguchev L. M., Koundin A., Melberg O, Rolfsvag T. A., Menard W. P. "Cyclic Water Injection: Improved Oil Recovery at Zero Cost" 2002. 2-3 p.

simulación numérica. El proceso de simulación se realizará mediante la simulación numérica haciendo uso del software Computer Modelling Group (CMG) y comenzará con la selección de los dos patrones a simular ubicados en la zona Centro Norte del Campo Castilla

Para la realización del proyecto, será necesario cumplir con los siguientes objetivos específicos:

1. Describir las generalidades y geología de la Cuenca de los Llanos Orientales en el Campo Castilla.
2. Explicar las generalidades del recobro mejorado enfocándose en la inyección cíclica de agua.
3. Describir el modelo estático y dinámico del Sector Model del Campo Castilla brindado por la empresa soporte.
4. Seleccionar los dos patrones de pozos adecuados para el modelamiento de la inyección cíclica de agua en la zona Castilla Centro Norte.
5. Determinar sensibilidades de tiempos de apertura y cierre los pozos inyectoros haciendo uso del software CMG, analizando la respuesta en el aumento de producción de petróleo de los pozos en estudio.
6. Estimar la viabilidad técnica de la aplicación de la inyección cíclica de agua comparando los caudales de petróleo recuperados por el método convencional de inyección de agua en función de los caudales de petróleo recuperados mediante la simulación numérica de la inyección cíclica de agua.

La realización de este trabajo busca optimizar la producción de aceite en el Campo Castilla y reducir la producción de agua mediante la implementación de la inyección cíclica de agua puesto que la saturación de aceite incremental formará una mayor movilidad hacia los pozos productores y se reducirá el corte de agua cuando las zonas de agua pierdan presión. En este contexto, se reducirán también los costos asociados al tratamiento del agua utilizada en la inyección a lo largo del periodo durante el cual los pozos inyectoros se encuentren cerrados, a su vez que existirá una reducción sustancial de los costos asociados al manejo y tratamiento del agua de producción en las facilidades de superficie.

## SINOPSIS

La evaluación técnica de la inyección cíclica de agua en la Formación K1 inferior del Campo Castilla mediante simulación numérica cumplió con todos los objetivos expuestos anteriormente.

El objetivo correspondiente a la descripción de las generalidades y geología de la Cuenca de los Llanos Orientales en el Campo Castilla se desarrolla a lo largo del capítulo 1 del presente documento específicamente en los numerales 1.1 a 1.4 del marco teórico. Posteriormente, el cumplimiento del objetivo correspondiente a la explicación de las generalidades del recobro mejorado enfocándose en la inyección cíclica de agua se encuentra a lo largo del numeral 1.5 del marco teórico.

Una vez cumplido los objetivos teóricos, se presenta el cumplimiento del objetivo que hace referencia la descripción del modelo estático y dinámico del Sector Model del Campo Castilla brindado por la empresa soporte, sumado al objetivo cuya finalidad es la selección de los dos patrones de pozos adecuados para el modelamiento de la inyección cíclica de agua en la zona Castilla Centro Norte, estos se describen durante el capítulo de metodología y datos desde la sección 2.1 hasta la 2.8.

Consecutivamente, el cumplimiento del objetivo de la determinación de sensibilidades de tiempos de apertura y cierre los pozos inyectoros, analizando la respuesta en el aumento de producción de petróleo se puede contemplar en la sección 2.8 de metodología y datos. Finalmente, se presenta el cumplimiento del último objetivo estimando la viabilidad técnica de la aplicación de la inyección cíclica de agua comparando los caudales de petróleo recuperados por el método convencional de inyección de agua en función de los caudales de petróleo recuperados mediante la simulación numérica de la inyección cíclica, el cual puede observarse en el capítulo 3 correspondiente a resultados y sus respectivos análisis en el capítulo 4.

## 1. MARCO TEÓRICO

El presente capítulo expone los aspectos generales de la cuenca de los Llanos Orientales en donde se ubica el Campo Castilla y del recobro mejorado enfocándose en la inyección cíclica de agua, se presentarán los mecanismos fundamentales relacionados con dicha técnica y las variables críticas que afectan el funcionamiento de su aplicación.

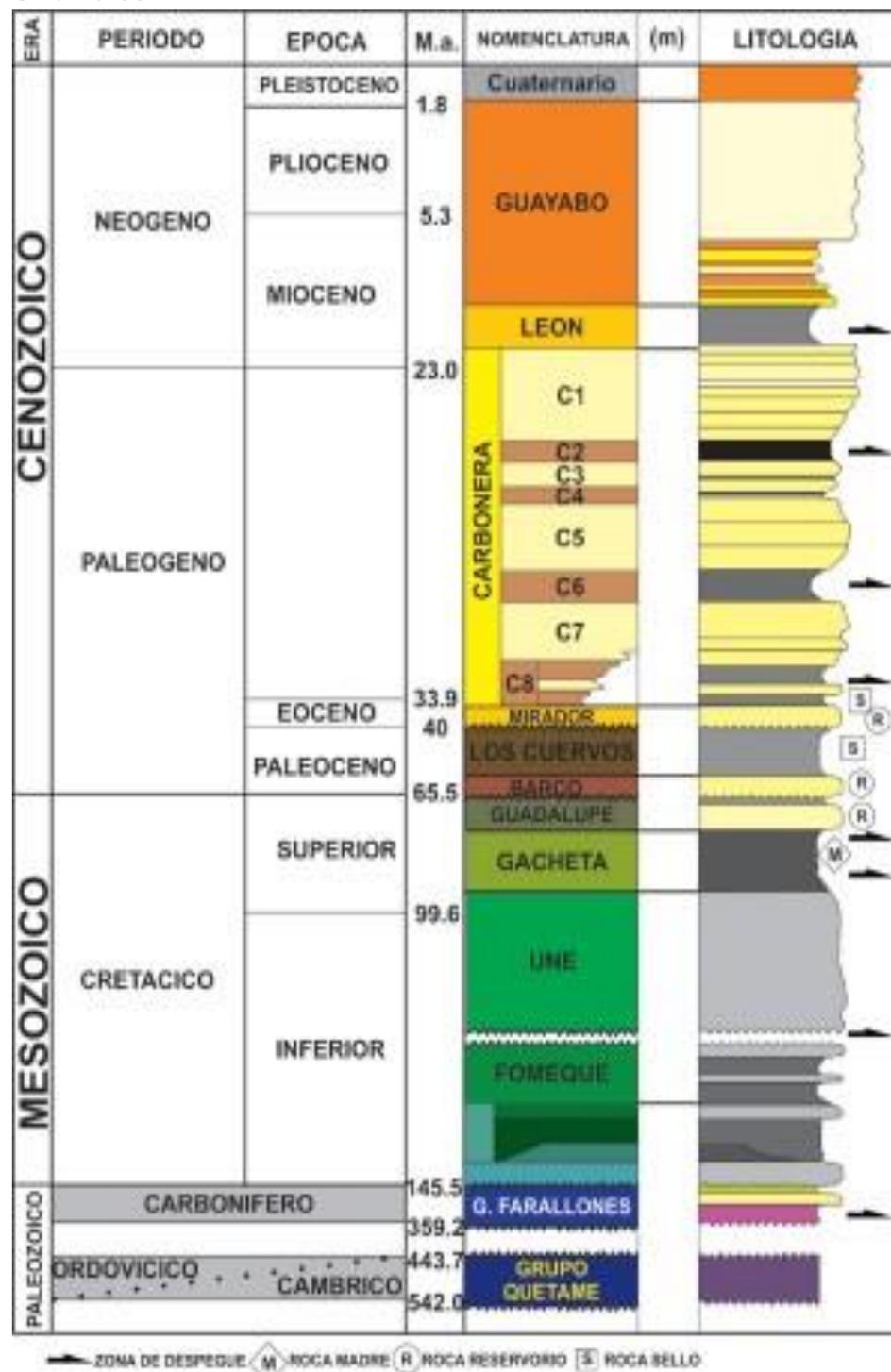
### 1.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

La Cuenca de los Llanos Orientales, ocupa parte importante de la Orinoquia colombiana, en cuyo sector suroccidental se ubica el campo Castilla, dentro de las jurisdicciones municipales Castilla La Nueva del departamento del Meta, Colombia. La cuenca de estudio, se compone de la superposición de varias cuencas de edades diferentes, la columna sedimentaria se representa por rocas precámbricas del basamento, paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, las cuales se encuentran separadas por tres grandes discordancias regionales, que se localizan en la base del Paleozoico, Cretáceo Superior y Eoceno medio.<sup>3</sup> **La Figura 1**, presenta la columna estratigráfica generalizada de la cuenca de los llanos orientales, en ella se resumen las principales características litológicas de las unidades presentes.

---

<sup>3</sup> ANH. Cuenca Llanos Orientales. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2012.48 p

**Figura 1.** Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.



**Fuente.** AMORCHO, Ricardo, Influencia de la composición mineral de rocas arcillosas en la estabilidad de pozos petroleros. 2012.

Las unidades presentes en la cuenca de los Llanos Orientales, son: la Formación Une que se conforma por una sucesión monótona de areniscas cuarzosas de grano fino con intercalaciones pequeñas de lutitas y limolitas carbonosas; la Formación Gachetá la cual presenta una secuencia de lutitas de color gris a gris oscuro con desarrollos de pequeñas areniscas; la Formación Guadalupe que se constituye por una secuencia de areniscas de grano variable con pequeñas intercalaciones de lutitas silíceas oscuras y en ocasiones con pequeñas capas de carbón; la Formación Los Barco, la cual se constituye principalmente de areniscas cuarzosas suprayacidas por lutitas de grano fino; la Formación los Cuervos que únicamente en el borde oriental de la cuenca y sus depósitos continentales son areniscas masivas; la Formación Mirador cuyas areniscas constituyen el reservorio más importante de la cuenca debido a que presentan favorables propiedades petrofísicas; la Formación Carbonera la cual se compone de ocho unidades cuyas secuencias son alternantes de arenas y arcillolitas con algunos niveles de carbón lignífico; la Formación Leon la cual se compone de capas gruesas de lutitas y finalmente la Formación Guayabo que representa la última sedimentación de la cuenca y se constituye por una alternación de arcillolitas y areniscas de finas a muy gruesas con algunos niveles de conglomerado. <sup>4</sup>

## **1.2 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA**

El Campo Castilla, fue descubierto en el año 1969 por la empresa Chevron con la perforación del pozo Castilla 1, sin embargo, fue hasta el año 1976 cuando inició la producción con la suscripción del contrato de asociación Cubaral entre las empresas Chevron y Ecopetrol S.A para operar este campo ubicado en Castilla La Nueva.

Durante los siguientes 25 años, periodo del contrato de asociación entre las empresas anteriormente mencionadas se extrajeron aproximadamente 94 millones de crudo alcanzando una producción diaria de alrededor de 20.000 barriles de crudo. Tras finalizar el contrato de asociación, el Campo Castilla pasó a ser operado en su totalidad por Ecopetrol S.A en el año 2000 hasta la actualidad.

La producción del Campo Castilla, un yacimiento de aceite negro subsaturado, se ha dado bajo recuperación primaria con el mecanismo de producción de acuífero activo debido a que se encuentra soportado por un acuífero regional de gran tamaño, no obstante, de acuerdo al largo periodo de producción del campo y a su condición de depletamiento, fue necesario instalar diferentes sistemas de levantamiento artificial con el objetivo de optimizar la producción.

---

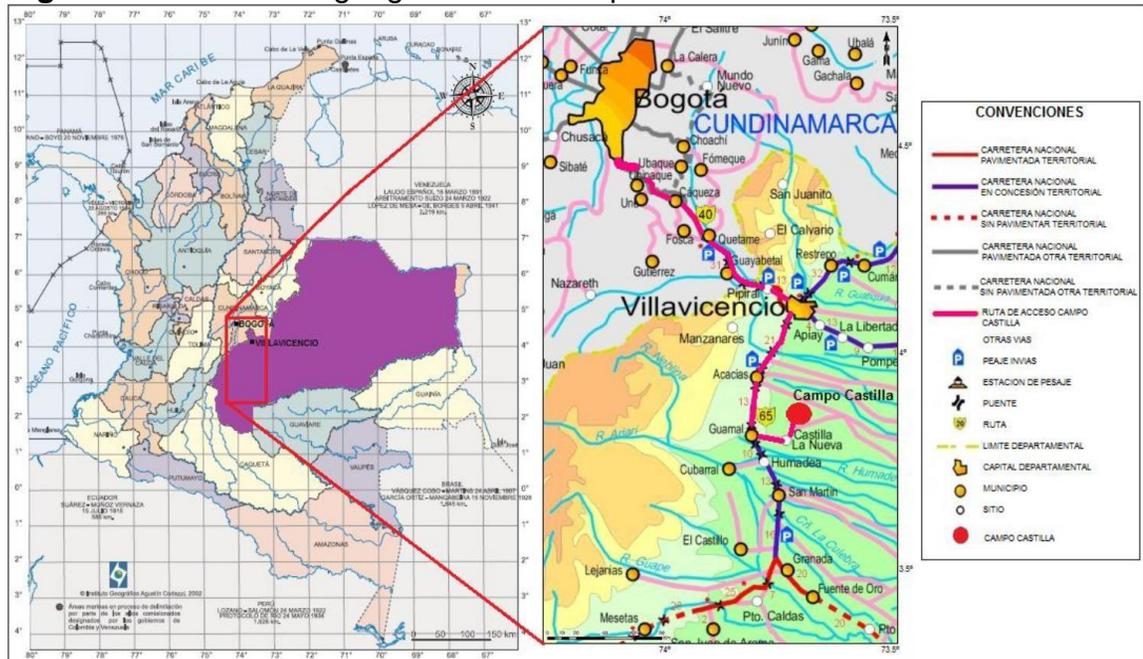
<sup>4</sup> ANH. 2012. Cuenca Llanos Orientales. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Agencia Nacional de Hidrocarburos. 41-52 p

Adicionalmente, en el año 2015 se inició un plan piloto de inyección de agua el cual ha generado resultados exitosos en cuanto a sostenimiento de presión y recuperación de aceite adicional.

### 1.3 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO CASTILLA

El Campo Castilla se encuentra localizado en el sector suroccidental de la cuenca de los Llanos Orientales a una distancia aproximada de 54 kilómetros al sur de la ciudad de Villavicencio, departamento del Meta, en las jurisdicciones municipales de Castilla La Nueva, Acacias Guamal y San Martín; y dentro de la cuenca de los ríos Guamal y Orotoy. El activo se encuentra dividido en tres áreas operacionales llamadas Campo Castilla (área sur), Campo Castilla Norte (área norte) y Campo Castilla Este; sin embargo, todos los campos pertenecen a la misma estructura geológica con un área de 13.850 hectáreas.

**Figura 2.** Localización geográfica del Campo Castilla.



**Fuente:** MONSALVE. Monica. Estudio de factibilidad técnico financiera del levantamiento artificial de un pozo del campo castilla mediante el análisis nodal a partir del uso de un programa especializado, 2017 p. 34.

### 1.4 SISTEMA PETROLERO DEL CAMPO CASTILLA

A continuación, se expondrán los componentes geológicos que afectan el entrapamiento del petróleo en el campo objetivo.

**1.4.1 Roca Generadora.** La roca generadora de la cuenca de los Llanos Orientales es la Formación Gachetá, con Kerogeno tipo II y III, un espesor de 150 a 300 pies y un contenido de materia orgánica (TOC) valorada en un rango de 1 a 3%.<sup>5</sup>

**1.4.2 Roca Reservorio.** En el campo Castilla, se deben resaltar las areniscas del periodo Paleógeno como excelentes reservorios entre las cuales están la Formación Carbonera (C3, C5 y C7) y la Formación Mirador.

**1.4.3 Migración.** La ANH<sup>6</sup>, explica que existen dos pulsos de migración, el primero durante el Eoceno Tardío hasta el Oligoceno y el segundo pulso, el cual comienza desde el Mioceno hasta la actualidad.

**1.4.4 Roca Sello.** El sello correspondiente al Campo Castilla se puede catalogar como sello regional, en donde se ubica la Formación León y sellos locales en donde está la Formación Carbonera (C2).

**1.4.5. Trampa.** El entrampamiento de hidrocarburos para el Campo Castilla es de tipo estructural y se ubica hacia la zona del Piedemonte Llanero.<sup>7</sup>

## **1.5 GENERALIDADES DEL RECOBRO MEJORADO**

Se conoce como recobro mejorado a las diferentes técnicas que buscan optimizar la producción en yacimientos de petróleo y gas cuando los mismos no presentan la energía suficiente para transportar los fluidos hacia los pozos productores. Dichas técnicas de recobro mejorado se basan en controlar diferentes propiedades petrofísicas de los yacimientos aumentando de esta manera el factor de recobro de cada caso de estudio.

Existen tres etapas de recuperación de hidrocarburos, cada una de estas se diferencia de las otras debido a sus porcentajes de recuperación concorde a los tipos de técnicas y tecnologías aplicadas.

Es importante mencionar que la aplicación de recobro mejorado surge con la aplicación del recobro secundario en el momento que se empieza a agotar la presión del yacimiento, sin embargo, es recomendable iniciar los procesos de recobro mejorado convencional cuando el yacimiento está cercano a la presión de burbuja.

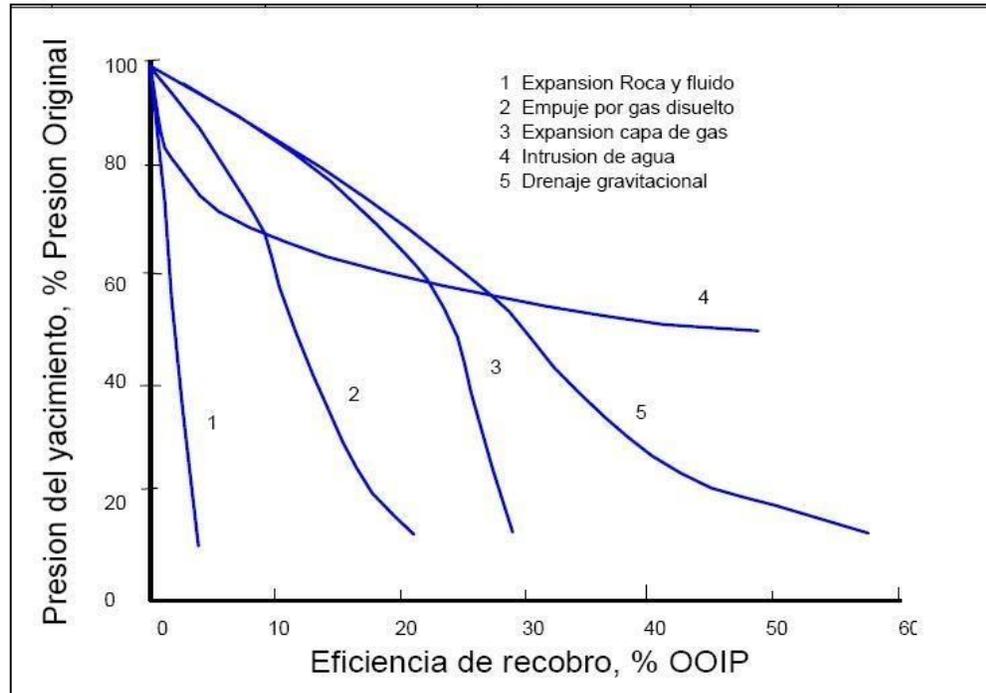
---

<sup>5</sup> ANH, Colombian Sedimentary Basins, Colombia, 2007, p. 71.

<sup>6</sup> ANH. Ronda 2010 Llanos Orientales, Colombia. 2012. p 56

<sup>7</sup> ANH. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and Petroleum Geology, a new proposal. 2007. P 71

**Figura 3.** Mecanismos de Recobro primario.



**Fuente:** PARIS DE FERRER. Magdalena Inyección de agua y gas e Yacimientos Petrolíferos, p.11.

**1.5.1 Recobro secundario.** La recuperación secundaria o recobro mejorado convencional es un proceso de inyección de agua y/o gas cuyo principal objetivo es el mantenimiento o aumento de la energía del yacimiento a través de pozos inyectoras, permitiendo a su vez la extracción de hidrocarburos en el mismo.

La recuperación secundaria tuvo sus inicios en el año 1865 con la inyección de agua, donde el agua proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos.<sup>8</sup>

La inyección de agua consiste en inyectar agua en la formación productora de un reservorio con el objetivo de desplazar el petróleo residual y brindar mantenimiento de presión al yacimiento. El agua que proviene de los pozos de inyección barre el petróleo desplazado hacia los pozos productores.

La inyección de gas, la otra alternativa de recuperación secundaria, fue el primer método sugerido para mejorar el recobro y su primer uso se dio en el año 1900 con el objetivo de mantener la presión y posteriormente fue considerado como

<sup>8</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos" Libro. Editorial Astro Data S.A. Segunda edición. 11-12 p.

método de recuperación secundaria dado que el gas inyectado además de aumentar la energía del yacimiento lograba generar un recobro adicional de petróleo.<sup>9</sup>

La inyección de gas tiene su objetivo en el mantenimiento de presión, el cual puede ser total o parcial, en cualquiera de estos casos existe un incremento de recobro de petróleo. La inyección de gas se diferencia de la inyección de agua debido a que la primera de ellas puede darse en desplazamiento miscible e inmisible, sin embargo, la inyección de gas miscible hace parte del recobro terciario.

**1.5.2 Recobro terciario.** La tercera etapa de recobro, conocido como recobro mejorado o métodos EOR (por sus siglas en inglés), consiste en la aplicación de tecnologías cuyo objetivo es modificar las propiedades petrofísicas de la roca y/o los fluidos del yacimiento de acuerdo a las características del mismo, logrando consigo un aumento en la recuperación de petróleo y por ende una disminución en la saturación de aceite remanente teniendo en cuenta que en esta etapa de recobro se busca extraer el crudo que no ha podido ser recuperado por las etapas anteriores

Existen diferentes métodos de recobro terciario en los cuales se inyectan sustancias que no son propias del yacimiento buscando condiciones favorables para el flujo de los fluidos en el medio poroso. Los procesos de recobro terciario se dividen en térmicos, químicos, miscibles y procesos especiales.

Diversos autores como Stripe, Guzman, Khuzeev, entre otros catalogan la inyección cíclica de agua como un proceso de recobro mejorado EOR de costo cero<sup>10 11</sup>, a continuación se expondrán los mecanismos relacionados con la inyección pulsada junto con las variables críticas que afectan su desempeño.

**1.5.3 Inyección cíclica de agua.** Es un proceso el cual mejora la eficiencia de la inyección convencional de agua en yacimientos heterogéneos; el concepto de inyección cíclica de agua (ICA) se basa en el control de flujo por ciclos, es decir, se busca que la inyección se dé solamente en periodos controlados de tiempo que van a ser determinados de acuerdo a las características principales o factores predominantes de cada Campo y pueden variar de días a meses.

Dicha técnica de recuperación avanzada tuvo sus inicios en el año 1960 y desde entonces ha generado resultados positivos a nivel de laboratorio, simulación y

---

<sup>9</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos" Libro. Editorial Astro Data S.A. Segunda edición. 15-16 p.

<sup>10</sup> Stripe M, Guzman J, Alvarado. "Cyclic Water Injection Simulations for Evaluation of its Potential in Lagocino Field" 2004. 1 p.

<sup>11</sup>.Khuzeev Y, Ishimov I, Fedorov K. "Predictions of Clyclic Cater Injection on Urnenskoe oil field". 2012 1 p.

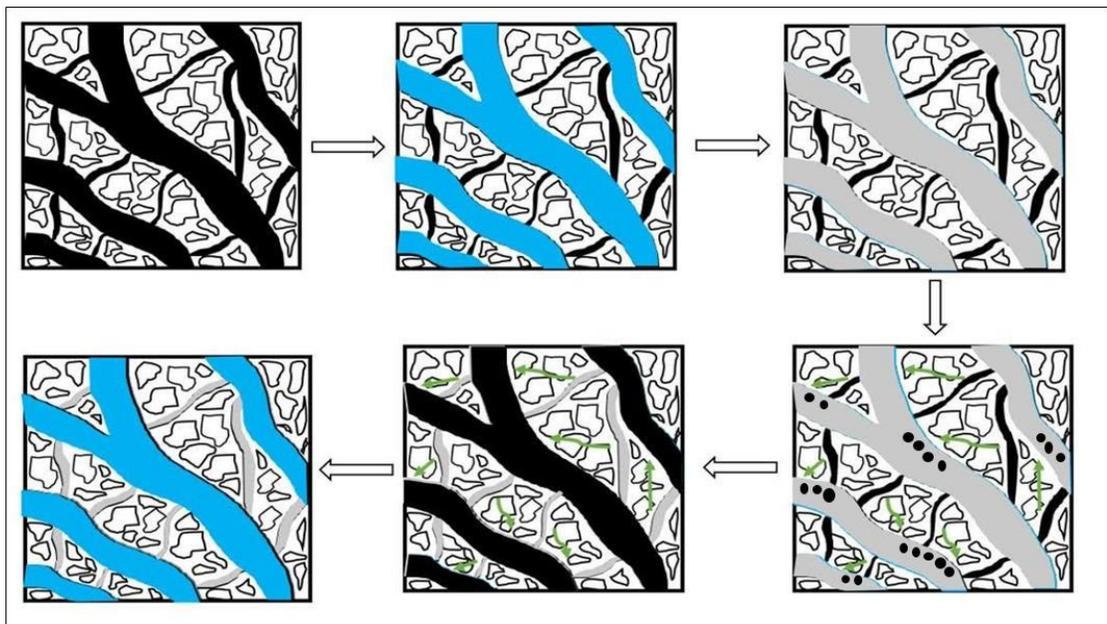
campo en diferentes países como Rusia, Estados Unidos, China, Venezuela y Argentina.

Este proceso de recuperación aprovecha la respuesta transitoria de presión en regiones de diferente permeabilidad, conllevando a una imbibición forzada de las capas con menor permeabilidad donde se acelera la redistribución de la saturación de aceite y se ha estimado un recobro adicional de petróleo que puede variar entre 2 y 7% con respecto a la inyección convencional de agua.<sup>12</sup>

De acuerdo a los diferentes casos registrados con la aplicación de la inyección cíclica de agua, en diferentes países como Venezuela, Argentina, China y Rusia, se ha descubierto que la misma logra aumentar la eficiencia de barrido a través de la migración del petróleo de la capa menos permeable a la capa más permeable durante la suspensión de la inyección reduciendo a su vez el corte de agua.

La inyección cíclica de agua es una opción muy atractiva para optimizar la inundación convencional de agua en arenas fluviales saturadas con aceite viscoso las cuales presenten variaciones laterales de facies representadas en la heterogeneidad de la arena y además de ello presenten un alto corte de agua y bajos factores de recobro, adicionalmente, se ha visto respuesta exitosa en yacimientos naturalmente fracturados y campos con una larga historia de inyección.

**Figura 4.** Representación gráfica de la Inyección cíclica de Agua.



<sup>12</sup> Stripe M, Guzman J, Alvarado. "Cyclic Water Injection Simulations for Evaluation of its Potential in Lagocino Field" 2004. 1 p.

**Fuente:** elaboración propia.

**1.5.4 Mecanismos de recobro para la inyección cíclica de agua.** La producción adicional de recobro por la inyección pulsada ha sido discutida por diversos autores atribuyéndosele a diferentes mecanismos entre los cuales se enumeran las diferencias de presión entre capas con comunicación, histéresis de la presión capilar, flujo cruzado, curvas de permeabilidad relativa, entre otros.

Surguchev et al<sup>13</sup> explican dos tipos de mecanismos diferentes que afectan la recuperación de petróleo por ICA el primero de estos es la histéresis de las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar, ellos explican que durante el ciclo, el petróleo el gas y el agua, fluyen efectivamente cambiando entre imbibición y drenaje o viceversa a medida que las diferencias de presión aumentan o disminuyen debido a que las curvas de permeabilidad relativa y de presión capilar exhiben histéresis entre las dos rutas de saturación (imbibición o drenaje), lo que para ellos conduce en una recuperación más efectiva generada por el aumento en la saturación de agua en las zonas de menor permeabilidad por medio de la retención de agua.

El segundo mecanismo expuesto por los mismos autores es la imbibición forzada o flujo cruzado mejorado entre capas lo que genera una mejora en la eficiencia vertical debido a la optimización del barrido en las capas menos permeables al contactarse con las capas que presentan mayor permeabilidad conocidas como zonas ladronas.

A diferencia de ellos, Qinfeng et al.<sup>14</sup> Le atribuyen la mejora en producción de aceite al flujo cruzado adicional; este es causado por el diferencial de presión entre capas de permeabilidad contrastantes debido a que durante el ciclo la presión se restablece a diferentes velocidades conduciendo los fluidos a través de capas siempre y cuando exista comunicación vertical entre las mismas. Adicionalmente Raza<sup>15</sup>, señala que para la eficacia de ICA el yacimiento debe actuar como un sistema cerrado de manera que los fluidos permanezcan confinados y por lo tanto aumenten la presión de poro.

Otros autores como Perez et. al<sup>16</sup> explican que después de una larga historia de inyección de agua en cierto patrón, las condiciones y líneas de flujo tienden a reunirse constantemente sobre las áreas ya barridas, en este sentido el dejar de

---

<sup>13</sup> Surguchev L, Koundin A, Melberg O, Rolfsvag A & Wendell P. "Cyclic Water Injection: Improved Oil Recovery at Zero Cost" 1999. 3-5 p

<sup>14</sup> Qinfeng Y., Bingyu J. and Jiping Y. "Mechanism of Cyclic in Waterflooding in Vertically Heterogeneous Reservoirs". 1995. pp. 24-27,

<sup>15</sup> Raza S. "Water and Gas Cyclic Pulsing Method for Improved Oil Recovery". 1971. 3-4 p

<sup>16</sup> Perez D. Salicioni F, Ucan S. "Cyclic Water Injection in San Jorge Gulf Basin, Argentina" 2014. 3-18 p.

inyectar en cada pozo durante ciertos ciclos permite que el agua inyectada cruce áreas aun no barridas por el patrón original, produciendo un incremental de aceite asociado a esa migración del aceite generado por el flujo cruzado.

Para lo anterior se debe tener en cuenta que la absorción de agua en una zona con alta saturación de aceite se acelera durante el aumento de presión, es decir durante la etapa de inyección, sin embargo, durante la suspensión de la misma, la saturación de aceite aumenta en el frente de desplazamiento definiendo un camino de mayor saturación y mayor permeabilidad relativa al aceite, de esta manera el aceite migra desde la capa de menor permeabilidad a las areniscas de mejor calidad.

Es importante mencionar que la acumulación de aceite sólo ocurre durante la pausa de inyección debido a que el gradiente de saturación durante la inyección convencional permanece estable en el frente y mantiene el aceite alejado del área barrida. Finalmente, autores como Khuzeev et al.<sup>17</sup> explican que el mecanismo físico del aumento de recuperación de aceite por ICA es la fuga del fluido entre capas de permeabilidad variable debido a la descompresión rápida de las capas durante la suspensión de la inyección, por tal motivo la aplicación de dicha técnica se hace optima en yacimientos con comunicación vertical y heterogeneidad de las capas.

Adicionalmente, explican la mejora en la producción de aceite y reducción del corte de agua debido al efecto de la capilaridad puesto que, durante la inundación continua, las fuerzas capilares estimulan la entrada de agua y dificultan la fuga de aceite de las capas de menor permeabilidad y causan el efecto opuesto durante la suspensión. Asimismo, exponen una visión en el rendimiento del proceso debido a la desviación de las rutas de desplazamiento teniendo en cuenta que la inyección cíclica propone la parada de inyección en algunos inyectores y la compensación de la falta de inyección en otros inyectores.

---

<sup>17</sup> Khuzeev Y, Ishimov I, Fedorov K. "Predictions of Clyclic Cater Injection on Urnenskoe oil field". 2012 1 p.

## **2. METODOLOGÍA Y DATOS**

En la presente sección, correspondiente a la metodología y datos del trabajo titulado evaluación técnica de la inyección cíclica de agua en la Formación K1 Inferior del Campo Castilla mediante simulación numérica, se va a abarcar el desarrollo de los temas como la selección de los patrones de inyección, el ajuste histórico de los datos de inyección y producción, la descripción del modelo estático y dinámico del Campo Castilla, la descripción de las propiedades petrofísicas más importantes en el modelo de simulación, la descripción de las propiedades PVT y el procedimiento necesario para llevar a cabo el proceso de simulación.

### **2.1 SELECCIÓN DE PATRONES DE INYECCIÓN**

Para la selección de los patrones candidatos para la realización del proceso de simulación, se estudiaron como candidatos otros patrones que hacían parte del piloto de inyección llevado por Ecopetrol S.A, en el proceso de selección se tuvieron en cuenta parámetros como el corte de agua, heterogeneidad de la arena, eficiencia areal y factores de recobro, adicionalmente, se estudiaron los comportamientos de los pozos productores ante los cierres operativos.

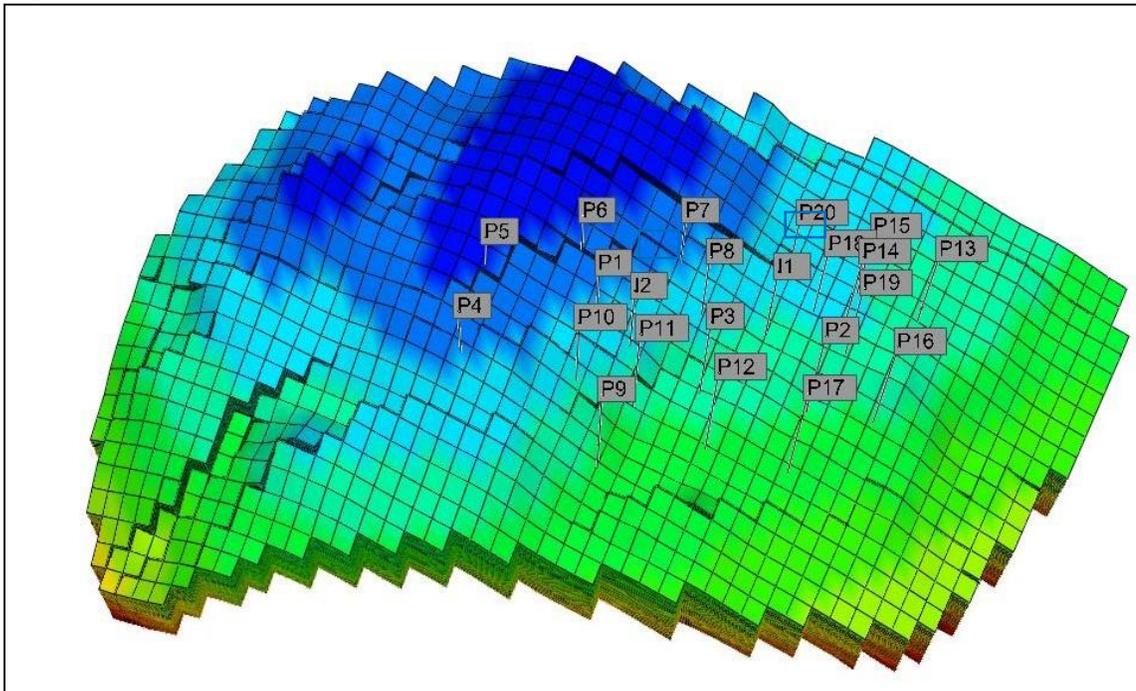
De acuerdo a lo anteriormente mencionado, los candidatos más óptimos eran aquellos que cumplieran con altos cortes de agua, alta heterogeneidad, baja eficiencia areal y bajos factores de recobro. Sin embargo, estos estándares son propiedad intelectual de Ecopetrol S.A, y por temas de confidencialidad, no pueden ser descritos en el presente trabajo.

Asimismo, fue importante analizar el comportamiento de los inyectores ante las paradas operativas en términos de producción de aceite, de este modo aquellos que no perdían producción durante las paradas operativas resultaban ser más óptimos.

Finalmente, los dos candidatos que más se ajustaron a los parámetros requeridos para la inyección cíclica fueron los inyectores I1 e I2, es importante mencionar que dichos patrones seleccionados contaban con mayor historia de inyección del campo hasta la fecha.

Una vez seleccionados los dos patrones de inyección a estudiar, se debió partir teniendo información tal como: las tasas de inyección de los dos pozos inyectores, la presión de inyección en cabeza y/o fondo, las propiedades petroquímicas del agua inyectada además de los días calendario durante los cuales se realizó la inyección convencional de agua, también fue importante contar con las tasas de petróleo producido por cada uno de los pozos asociados de primera y segunda línea, los cortes de agua respectivos, los fluidos totales producidos (agua, gas y aceite) y la relación de los días de producción calendario durante los cuales ha producido cada uno de los pozos.

**Figura 5.** Ubicación de los pozos de los patrones I1 e I2.



**Fuente:** elaboración propia.

Los patrones seleccionados I1 e I2, se caracterizan por ser patrones irregulares de 13 puntos invertidos (patrón I1) y 10 puntos invertidos (Patrón I2), adicionalmente, lo patrones I1 e I2 comparten inyección en los productores P3, P7, P8, y P12 al ser arreglos de inyección contiguos y el patrón I2 comparte inyección para los productores P4, P5, P6 y P9 con inyectores que no hacen parte del piloto analizado.

Lo anterior, permitió realizar diferentes sensibilidades en los periodos de apertura y cierre asociados para cada uno de los pozos inyectores, según se observaba el avance del frente de agua desde cada uno de los pozos inyectores hacia los pozos productores, es decir, si el frente de agua del patrón I1 avanzaba más rápidamente hacia uno de los pozo productores en común, en comparación al avance del frente de agua del patrón I2, el pozo inyector asociado al patrón I1 debía permanecer mayor tiempo cerrado para garantizar que ambos frentes de agua llegaran al mismo tiempo al pozo productor, lo cual permitió poder alcanzar una mayor tasa de recuperación de petróleo y disminuir el mayor tiempo posible la ruptura de estos frentes de agua que ocasionarían un aumento prematuro en el corte de agua de los pozos productores.

## **2.2 AJUSTE HISTÓRICO DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN**

El proceso de simulación numérica de la inyección cíclica de agua en la formación K1 inferior del Campo Castilla se inició realizando el ajuste en la producción

histórica de los fluidos producidos por cada uno de los pozos productores y por el total de los fluidos producidos en el campo, también se tomaron en cuenta los caudales de agua inyectados por cada uno de los pozos inyectoros referentes a cada patrón de inyección, por lo cual se tomaron diferentes datos de entrada como: tasas de petróleo mensual y/o diaria producida por pozo, tasa de agua producida por pozo, corte de agua o BS&W y la suma de los fluidos totales producidos por cada pozo y el respectivo valor total del campo; estos datos debieron ser ajustados haciendo variaciones en diferentes parámetros como lo son: daño de formación, variación en las permeabilidades relativas, por lo cual fue necesario realizar un ajuste de estos valores, para esto, se estimaron a su vez factores de daño de formación, los cuales fueron suministrados por los ingenieros de Ecopetrol, permitiendo realizar un ajuste histórico que representara la historia de producción fluidos, logrando así una desviación mínima permitida para cada uno de estos parámetros (desviación inferior al 15%), este es un requisito fundamental para poder realizar un pronóstico acertado y real de los valores a obtener mediante la simulación numérica de un proceso de inyección cíclica de agua.

### **2.3 DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO DE SIMULACIÓN DEL CAMPO CASTILLA**

Este numeral tiene como objetivo permitir analizar, interpretar y describir como se presenta el comportamiento y características de los fluidos presentes en la formación K1 inferior del Campo Castilla, y la descripción del modelo estático de los patrones de inyección donde se realizará la simulación.

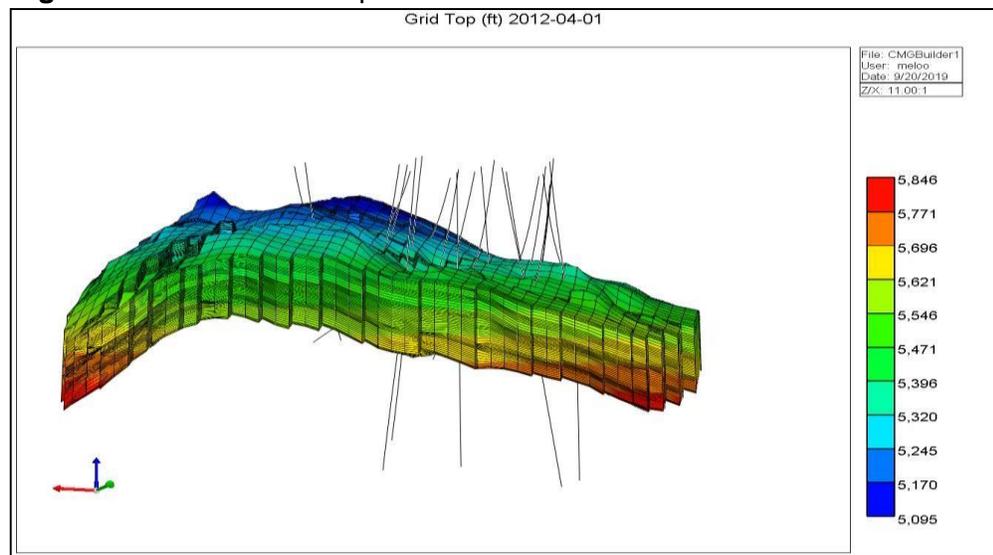
**2.3.1 Descripción del modelo estático del Campo Castilla.** El modelo estático de la zona de estudio está conformado por una malla (Grid) la cual contiene 90.586 celdas, las cuales se encuentran distribuidas a lo largo de los ejes X, Y, Z de la siguiente forma: en X: 45 bloques, en Y: 33 bloques y en Z: 61 bloques. Es importante destacar que este modelo estático solamente incluye los patrones donde se encuentran ubicados los 2 pozos inyectoros y sus respectivos pozos productores. Se tiene una compresibilidad de roca de  $3.67 \times 10^{-5}$  1/psi con una presión de referencia de 1800 psi.

**Tabla 1.** Propiedades de la malla.

<b>PROPIEDAD</b>	<b>VALOR</b>
<b>Número de Bloques</b>	90.586
<b>Bloques en X</b>	45
<b>Bloques en Y</b>	33
<b>Bloques en Z</b>	61
<b>Bloques Activos</b>	47.414
<b>Volumen Total Bloque</b>	1.99E+10

**Fuente:** elaboración propia, con base en resultados obtenidos del programa CMG.

**Figura 6.** Grid 3D del Campo Castilla.



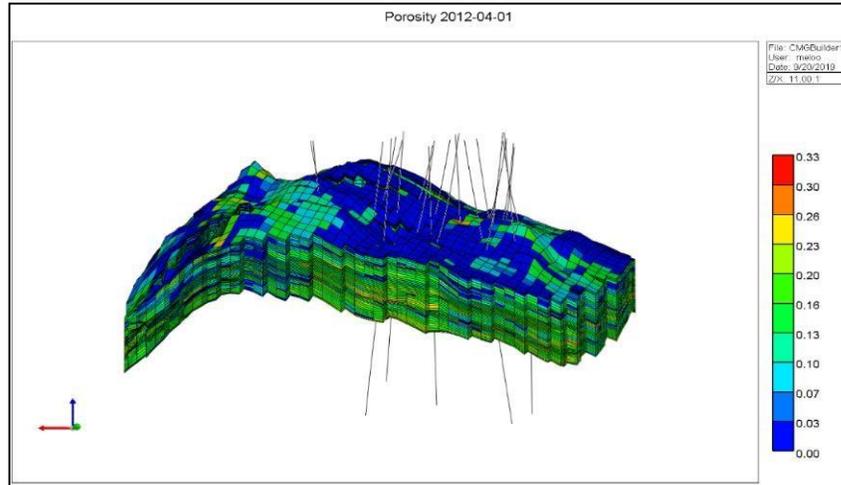
**Fuente:** elaboración propia.

## 2.4 DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS MÁS IMPORTANTES PARA EL MODELO DEL CAMPO CASTILLA

En esta sección se realizará la descripción de las propiedades petrofísicas que conforman la zona de estudio, para tal fin, se obtuvieron los valores de cada una de estas propiedades directamente del software CMG.

**2.4.1 Distribución de la porosidad en el Campo Castilla.** En la **Figura 7**, se observa la distribución de la porosidad de la zona de estudio, su rango de variación, dentro del cual el valor de la propiedad varía entre un valor mínimo del 19%, un valor máximo del 32% y con un valor promedio del 17%, calculadas a partir de núcleos.

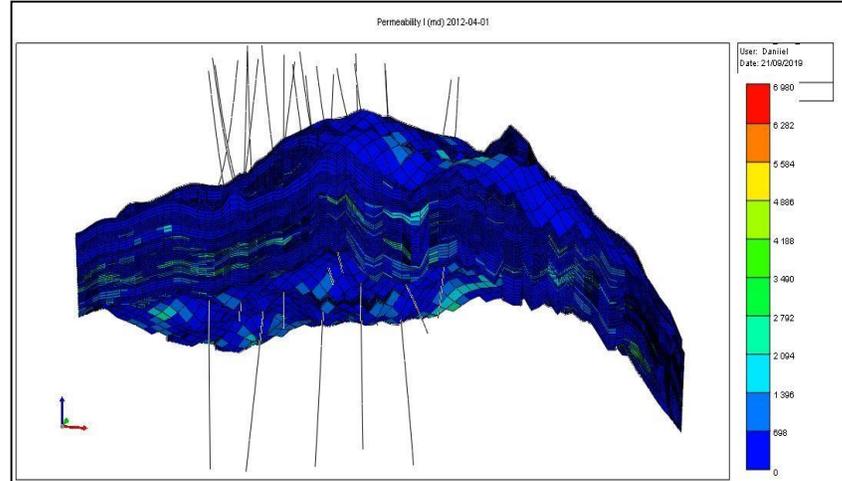
**Figura 7.** Distribución de la porosidad en el Campo Castilla.



**Fuente:** elaboración propia.

**2.4.2 Distribución de la permeabilidad en el Campo Castilla.** La distribución de la permeabilidad del Campo Castilla se puede observar en la **Figura 8**, donde se puede observar que el rango de permeabilidades tiene valores entre 200 y 6980 mD, sin embargo, la formación K1 inferior no presenta grandes cambios en la permeabilidad, presentando un valor promedio de 607 mD. No obstante, en el modelo se presentan valores de permeabilidad inferiores a los reportados anteriormente los cuales están asociados posiblemente a carbonatos o arcillas presentes en la formación, lo cual genera una reducción en el flujo por los poros.

**Figura 8.** Distribución de la permeabilidad en el Campo Castilla.



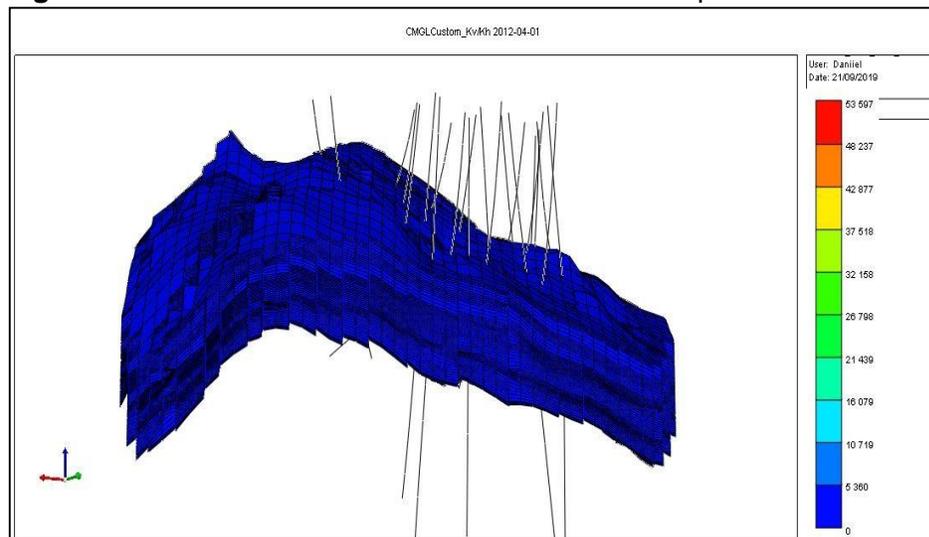
**Fuente:** elaboración propia.

**2.4.3 Distribución de la Relación Kv/Kh en el Campo Castilla.** La **Figura 9**, permite observar como de presenta la distribución de la relación Kv/Kh dentro del modelo de simulación de la formación K1 Inferior del Campo Castilla.

Esta distribución presenta valores promedio de 2.890257, demostrando así que se tiene una mayor permeabilidad Kv en comparación a los datos de Kh, otro valor a tener en cuenta es el Block Volume Weighted Average y cuyo valor fue de 1.748649.

Debido a que el valor máximo obtenido es 53596.59, este valor no debe ser tenido en cuenta debido a que son valores obtenidos en zonas donde los valores de permeabilidades Kh son cercanos a 0.

**Figura 9.** Distribución de la relación Kv/Kh en el Campo Castilla.

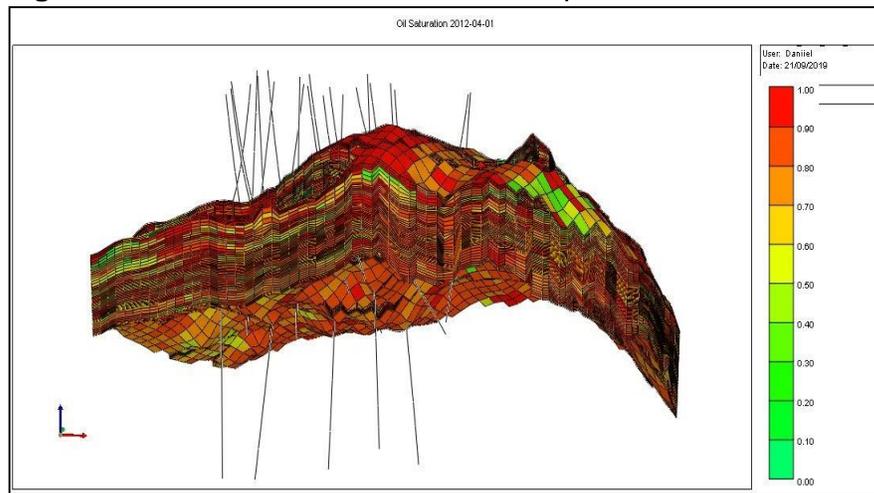


**Fuente:** elaboración propia.

**2.4.4 Distribución de la Saturación de aceite en el Campo Castilla.** En la **Figura 10**, se puede observar la saturación de petróleo en la formación K1 Inferior del Campo Castilla, donde se puede analizar que existen grandes zonas del yacimiento que presentan una gran saturación de petróleo, permitiendo que una evaluación cíclica de inyección de agua, sea un mecanismo de recobro viable para aumentar el factor de recobro del yacimiento.

Mediante las opciones del software, se determinó que la saturación de aceite promedio tiene un valor promedio de 0.5852356 lo cual es equivalente a un 58.52% de aceite recuperable para la formación.

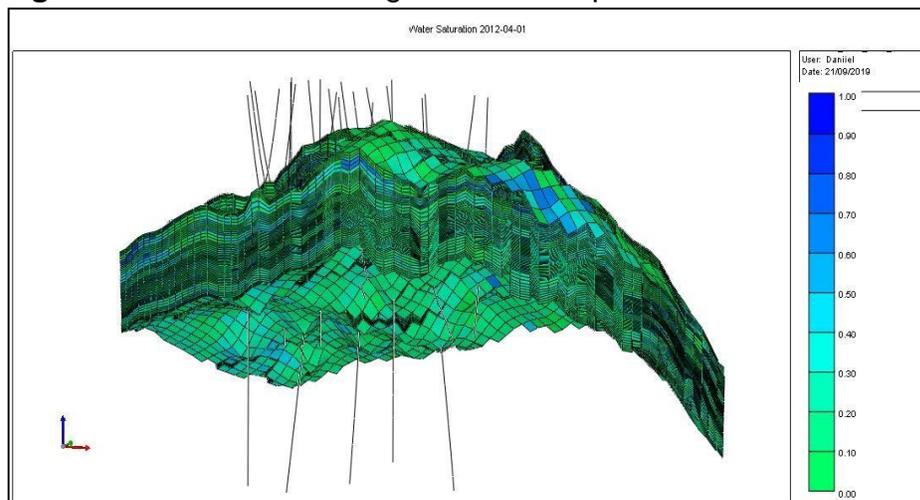
**Figura 10.** Saturación de Aceite en el Campo Castilla.



**Fuente:** elaboración propia.

**2.4.5 Distribución de la Saturación de agua en el Campo Castilla.** En la **Figura 11**, se observa el modelo de saturación de agua de la formación K1 inferior, donde se observan que existen celdas que presentan una saturación de agua del 100%. Estas zonas deben ser tenidas en cuenta al momento de realizar la inyección de agua puesto que, al ya estar totalmente saturadas de agua, hacen que el agua inyectada se desplace más fácilmente por estas zonas, generando así un bajo tiempo de ruptura del frente de agua, su valor promedio está entre 10% y 15%.

**Figura 11.** Saturación de agua en el Campo Castilla.



**Fuente:** elaboración propia.

## 2.5 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS REPRESENTATIVAS DEL MODELO DE SIMULACIÓN DE LA FORMACIÓN K1 INFERIOR DEL CAMPO CASTILLA

A continuación, se describirán las propiedades petrofísicas más representativas para la formación K1 inferior del Campo Castilla.

**2.5.1 Contenido de arcilla.** El contenido de arcilla en la formación K1 inferior se calculó utilizando la ecuación

### Ecuación 1. Contenido de Arcilla

$$V_{\text{shale}} = 1 - \text{NTG}$$

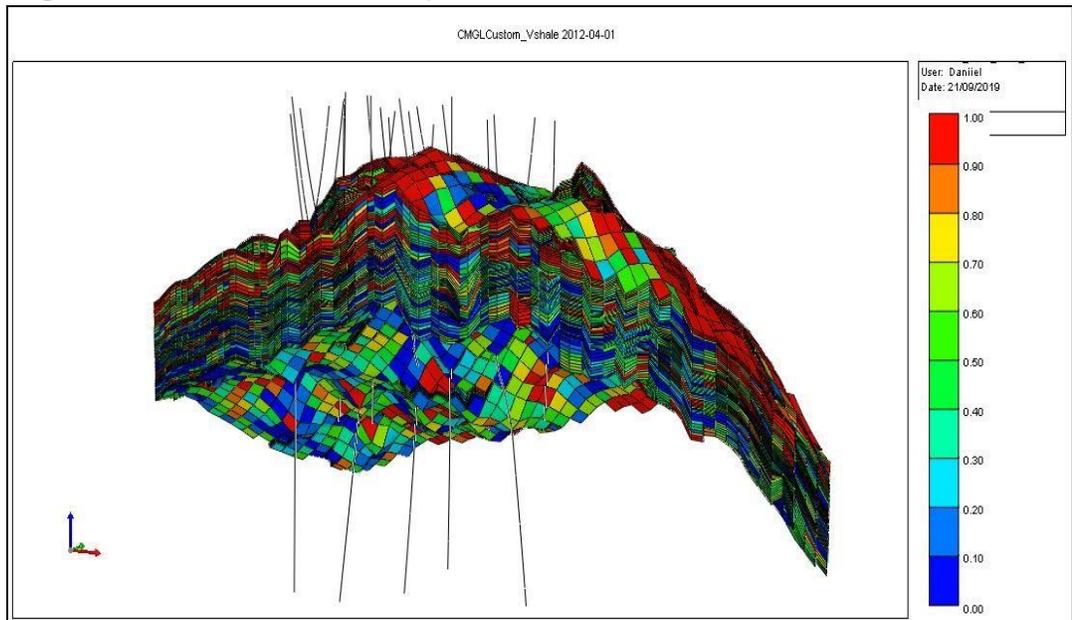
**Fuente:** ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí- Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.79.

El análisis de las propiedades petrofísicas se realiza partiendo del principio de variación o afectación de la permeabilidad del yacimiento, de acuerdo al tipo de minerales que se encuentren en la roca. Debido a que, una mayor concentración de estos minerales genera que la permeabilidad de la formación se reduzca inversamente. Cuando la permeabilidad tiene valores bajos o cercanos a cero, se puede asumir que se encuentra una zona de arcilla presente en esta zona, cuando este mismo  $V_{\text{shale}}$ , tiene valores moderados y superiores al 10%, la afectación de la permeabilidad es moderada y, por último, valores inferiores al 10% indican que

se encuentra una zona mayoritariamente conformada por arenas donde las permeabilidades tienden a ser altas.

Según las propiedades se pudo establecer que el modelo presenta un Block Volume Weighted Average de 0,5114231 y un Pore Volume Weighted Average de 0,2685202.

**Figura 12.** VShale en el Campo Castilla.



**Fuente:** elaboración propia.

## 2.6 PRUEBAS PVT

Estas pruebas representan el desempeño de las fases y entregan una medida de los datos de volumétricos referenciados a una presión y temperatura. Esta información es fundamental para lograr una correcta estimación de las reservas que se tienen en el yacimiento, y así poder determinar cuál es el método de recobro óptimo optimizado según las propiedades del crudo.

Se asume que la temperatura de yacimiento no sufre cambios cuando son utilizados la mayoría de métodos de recobro, por lo cual, se establece que la variable por la cual están regidos los comportamientos de los fluidos en el yacimiento es la presión, debido a que este valor si presenta un cambio desde el primer momento en que se explota el yacimiento hasta su abandono.

Para este modelo de simulación las pruebas PVT se realizaron tomando como referencia  $T = 185^{\circ}\text{F}$  y presiones en un rango desde superficie hasta los 3500psi, para que pudiera ser analizado el comportamiento del fluido estando a condiciones de superficie, pasando por su punto de burbuja (130Psi) hasta una

presión mayor a la presión inicial del yacimiento (3500Psi/2844.7Psi) respectivamente.

## **2.7 DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES PVT DEL MODELO DE SIMULACIÓN DEL CAMPO CASTILLA**

A continuación, se presenta la descripción de las propiedades PVT, específicamente la de la fase petróleo del modelo de simulación del Campo Castilla.

**2.7.1 Factor Volumétrico del petróleo.** Es la relación existente del volumen de petróleo teniendo en cuenta el gas que contiene en solución a presión y temperatura del yacimiento respecto al volumen de petróleo a condiciones normales. Para la formación K1 de Campo Castilla se tiene un valor promedio de  $B_o$  (rbls/stb): 1,03.

**2.7.2 Densidad del petróleo.** La densidad es una medida que relaciona la masa existente de una sustancia por unidad de volumen, para la formación K1 inferior del Campo Castilla el petróleo tiene un valor de densidad aproximado de 61.3254 lb/ft<sup>3</sup> lo equivalente a un crudo pesado de 12.4° API.

**2.7.3 Viscosidad del petróleo.** La viscosidad se define como la resistencia de un fluido a fluir. Para la formación de estudio se tiene que la viscosidad tiene un valor de (cP) @  $T_y$ : 140.

**2.7.4 Gas en Solución.** Es el total de pies cúbicos de gas disueltos en un barril de petróleo a presión y temperatura determinadas. La formación K1 presenta una relación gas-petróleo ( $R_s$ ) entre 7 y 12. El campo Castilla no reporta Volúmenes de gas producidos, solo se obtiene gas por parte de la Nafta.

**2.7.5 Presión de Burbuja.** Mediante análisis realizados en laboratorio, se determinó la presión de burbuja para la formación K1 inferior, y cuyo valor es 130 psi, presión que equivale a cerca del 10% de la presión actual de la formación estudiada.

**2.7.6 Temperatura de Yacimiento.** Para los cálculos del PVT y teniendo en cuenta el gradiente geotérmico del Campo Castilla, la temperatura promedio para la formación K1 inferior, se estimó en 185°F.

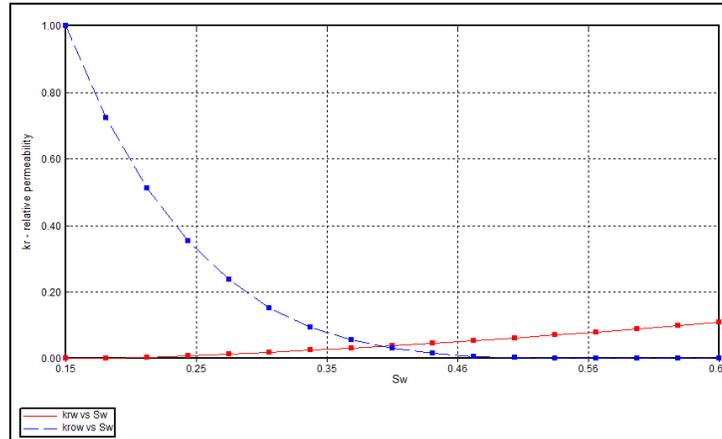
**2.7.7 Presión Inicial del Yacimiento.** El Campo Castilla, y sus dos formaciones productoras presentan presión inicial referenciadas a @-5600 TVDss y cuyo valor es de 2830psi.

**2.7.8 Presión actual de la Formación K1 inferior.** La presión actual para la Formación K1 inferior del Campo Castilla referenciada a @-5600 TVDss es aproximadamente 1800 psi, y para la formación K2 es de 2400, la cual presenta

una menor disminución debido a que presenta soporte de presión por el sostenimiento que realiza el acuífero.

**2.7.9 Curvas de permeabilidad relativa.** A continuación, en la **Figura 13** se muestra la curva de permeabilidad relativa para la formación K1 inferior del Campo Castilla.

**Figura 13.** Curva permeabilidad relativa formación K1 inferior.



**Fuente:** elaboración propia.

**2.7.10 Factor de compresibilidad (Z).** Se define como un valor numérico capaz de representar la desviación que presentan los gases de un comportamiento ideal del gas, también tiene en cuenta la razón del volumen molar de un gas con relación al volumen del gas ideal teniendo como referencia la misma presión y temperatura.

**Tabla 2.** Resumen propiedades PVT

<b>Bo</b> <b>(rbl/stb)</b>	<b>Rhoo</b> <b>(lb/ft<sup>3</sup>)</b>	<b>Muo</b> <b>(cP)</b>	<b>Rs</b> <b>(ft<sup>3</sup>/bll)</b>	<b>Pi</b> <b>(psi)</b>	<b>Pb</b> <b>(psi)</b>	<b>Ty</b> <b>(°F)</b>	<b>Z</b> <b>(prom)</b>
1.03	613.254	140	9.68 @Pb	2830	130	185	0.9

**Fuente:** elaboración propia, con base en datos obtenidos del programa CMG 2018.

## 2.8 PROCEDIMIENTO DE LA SIMULACION

En la siguiente sección se presenta una descripción paso a paso del procedimiento de la simulación mediante el software implementado CMG, incluyendo la creación del caso base, la realización del ajuste histórico y la metodología para la estimación de la viabilidad de la inyección cíclica de agua, incluyendo sensibilidades de tiempos de cierre y número de ciclos para cada inyector seleccionado.

**2.8.1 Creación del caso base.** En la primera etapa del procedimiento de la simulación inicio con la creación del caso base, allí, se ingresó el sector Model brindado por la empresa soporte y se asociaron las propiedades que este incluía (Porosidad, permeabilidad, saturación de agua, Net To Gross), continuando con el procedimiento, fue necesario crear el PVT implementando el software MBAL el cual incluía correlaciones de autores útiles para el crudo pesado, característica importante en el caso de estudio. Allí se ingresaron parámetros de entrada como la viscosidad del aceite, la temperatura del yacimiento, la relación de gas disuelto, la presión de burbuja y el rango de presiones. La **Figura 14** y la **Figura 15**, exponen las correlaciones implementadas para la generación del PVT las cuales fueron Glasco para las propiedades del aceite y Egbohah para las propiedades del gas.

**Figura 14.** Correlaciones obtenidas para el aceite con el PVT generado.

Oil - Black Oil: Correlations - Oil

Done
  Cancel
  Help
  Reset
  Plot

Pb,Rs,Bo  Uo,Ug,Bg

Bubble Point	Glasco	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky	Al-Marhoun	De Ghetto
Parameter 1	0.973921	1.00025	0.736093	0.96509	<input type="text" value="1"/>	0.754244	0.907305
Parameter 2	-3.9812	0.035852	-80.8713	-5.43054	0	-69.9328	-16.4652
Std Dev.	1.98951e-7	1.79159e-9	2.02078e-11	2.71378e-7	120	1.74509e-11	8.22805e-7

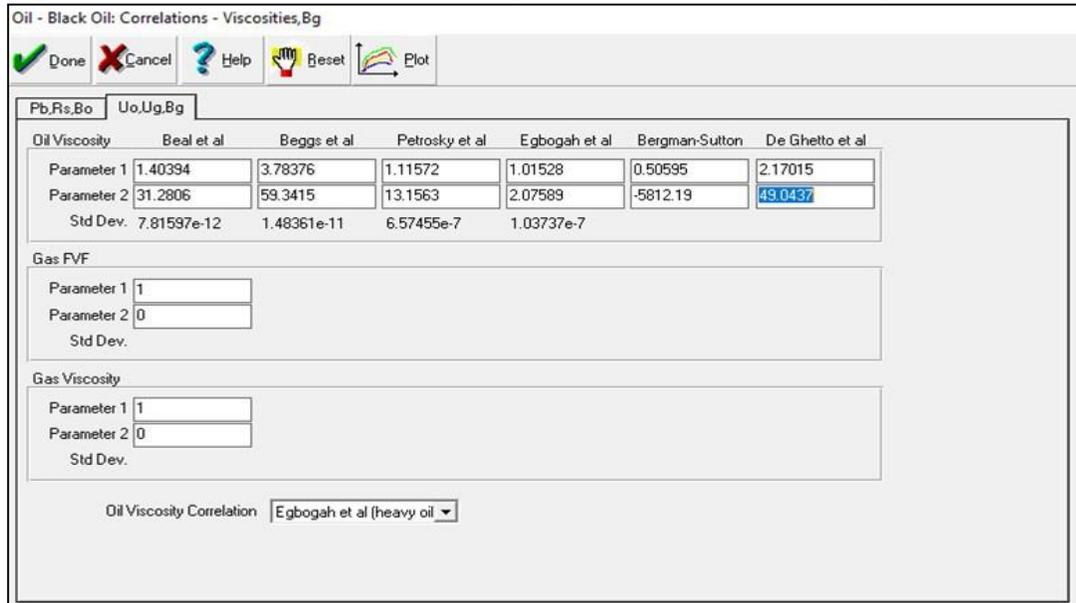
Solution GOR	Glasco	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky	Al-Marhoun	De Ghetto
Parameter 1	<input type="text" value="1"/>						
Parameter 2	<input type="text" value="0"/>						
Std Dev.							

Oil FVF	Glasco	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky	Al-Marhoun	De Ghetto
Parameter 1	0.861422	0.444419	0.455801	0.66861	0.985156	0.268529	0.675435
Parameter 2	0.133999	0.557251	0.546237	0.331074	-0.0153003	0.745948	0.324337
Parameter 3	<input type="text" value="1"/>						
Parameter 4	<input type="text" value="0"/>						
Std Dev.	3.47665e-5	1.76851e-5	1.88873e-5	4.06162e-5	0.0210413	2.68124e-6	4.0991e-5

Pb,Rs,Bo Correlation

**Fuente:** elaboración propia.

**Figura 15.** Correlaciones obtenidas para el aceite con el PVT generado



**Fuente:** elaboración propia.

A continuación, se ingresaron los valores de la sección de roca fluido, la cual incluía los datos de las curvas de permeabilidad relativa y posteriormente se incluyeron los datos para la sección de condiciones iniciales en donde se indicaba la profundidad del contacto, la presión inicial, la profundidad de referencia y la presión de burbuja, información brindada por la empresa soporte.

Finalmente se ingresaron los datos relacionados con los pozos tales como estados mecánicos, perforados junto con historia de inyección y producción.

**2.8.2 Ajuste Histórico.** Previo al inicio de la etapa de predicción fue necesario realizar el ajuste histórico de los pozos, debido a que al realizar la primera corrida para el caso base se evidencio un desajuste en la producción de aceite, agua y por ende fluido, para esta etapa fue necesario realizar diferentes sensibilidades ajustando los valores de algunas propiedades.

La Tabla 3, expone los parámetros de entrada los cuales permanecieron constantes a lo largo de la simulación.

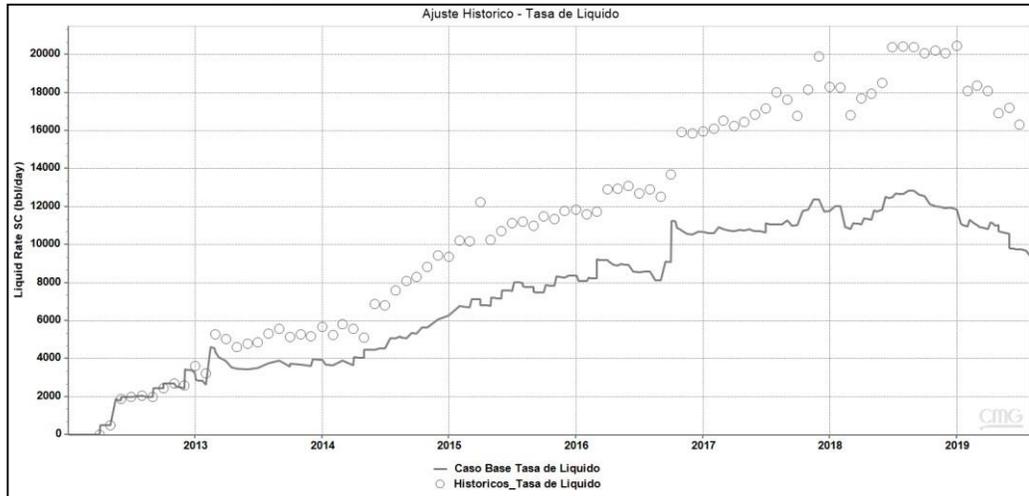
**Tabla 3.** Propiedades de la roca y los fluidos constantes

T <sub>yo</sub> (F)	P inicial (psi)	API	PHIE %	Rs	Muo@Tyo (cP)
185	2800	12.4	17	9.68	140

**Fuente.** elaboración propia, con base en los resultados obtenidos del Software CMG 2018.

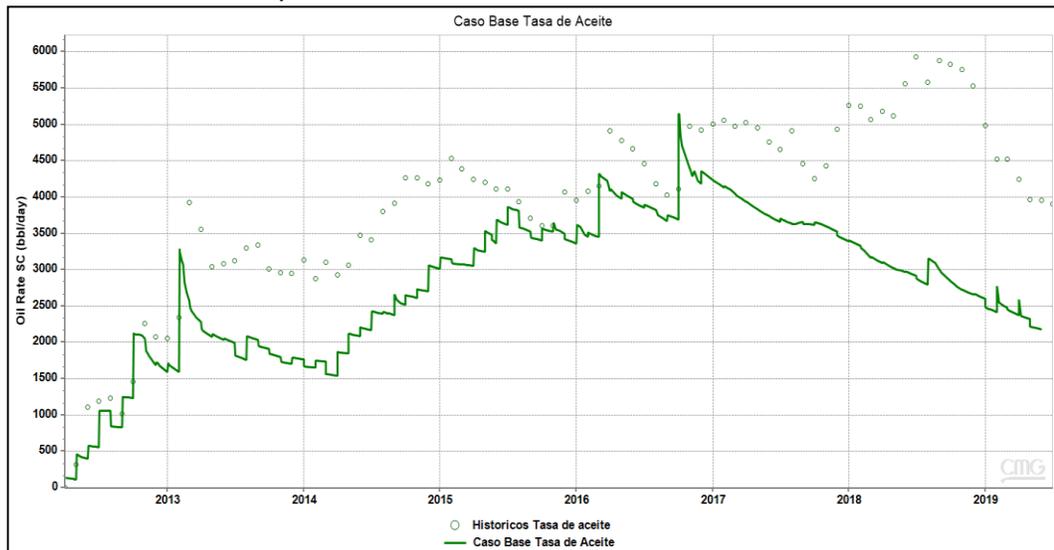
En las **Gráficas 1, 2 y 3** se muestran las tasas de producción de líquido, agua y petróleo, antes de realizarse el ajuste histórico de los datos para el caso base.

**Gráfica 1** Tasa de producción de líquido caso base.



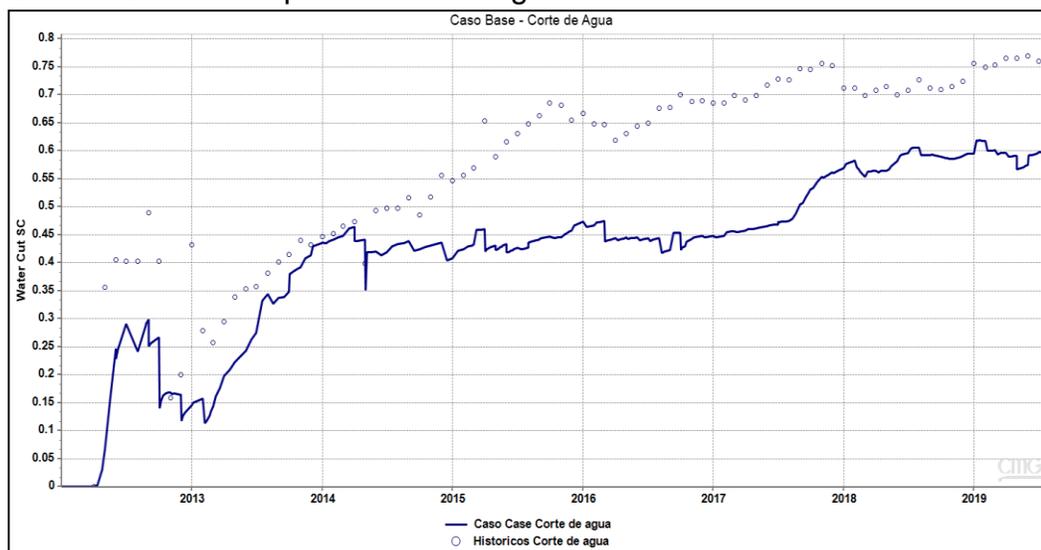
Fuente: elaboración propia.

**Gráfica 2.** Tasa de producción de aceite caso base.



Fuente: elaboración propia.

**Gráfica 3.** Tasa de producción de agua caso base



**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 4.** Propiedades simuladas para el ajuste histórico.

Kabs (mD)	Krw (sor)	No	Cr (psi <sup>-1</sup> )	Daño de los pozos
607	0.11	5	3.67E-05	0

**Fuente:** elaboración propia, con base en resultados obtenidos del programa CMG 2018.

Al revisar los resultados obtenidos en cada uno de los pozos, se observó un desajuste correspondiente a la irrupción del agua, y por ende en la producción histórica de los mismos, por tal motivo se realizaron diferentes sensibilidades de cambio de contacto agua petróleo teniendo en cuenta que se había asumido un contacto lejano a los pozos del modelo.

Debido al desajuste en el fluido y al revisar el modelo, se observó que el mismo, presentaba inconsistencias en propiedades como porosidad y permeabilidad, por tal motivo se decidió ajustar la permeabilidad en función de la porosidad por medio de la fórmula de Timur.

**Ecuación 2.** Correlación de Timur para estimar permeabilidad.

$$K = \left( \frac{93 \times \phi^{2.2}}{Swirr} \right)^2$$

**Fuente:** Timur, A. 1968. An Investigation of Permeability, Porosity and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs. The Log Analyst 9 (4).

Con el objetivo de ajustar la presión, se varió la compresibilidad del mismo, partiendo de la premisa de que, a menor compresibilidad, la presión del yacimiento disminuye. De acuerdo a el comportamiento histórico de los pozos se observó una pronta irrupción del agua, para reproducir este fenómeno fue necesario modificar un poco las curvas de permeabilidad relativa.

De igual manera fue necesario modificar los valores de daño para cada uno de los pozos y de esta manera ajustar la productividad y la presión de los pozos. Los resultados del ajuste histórico y su análisis serán discutidos en los capítulos siguientes.

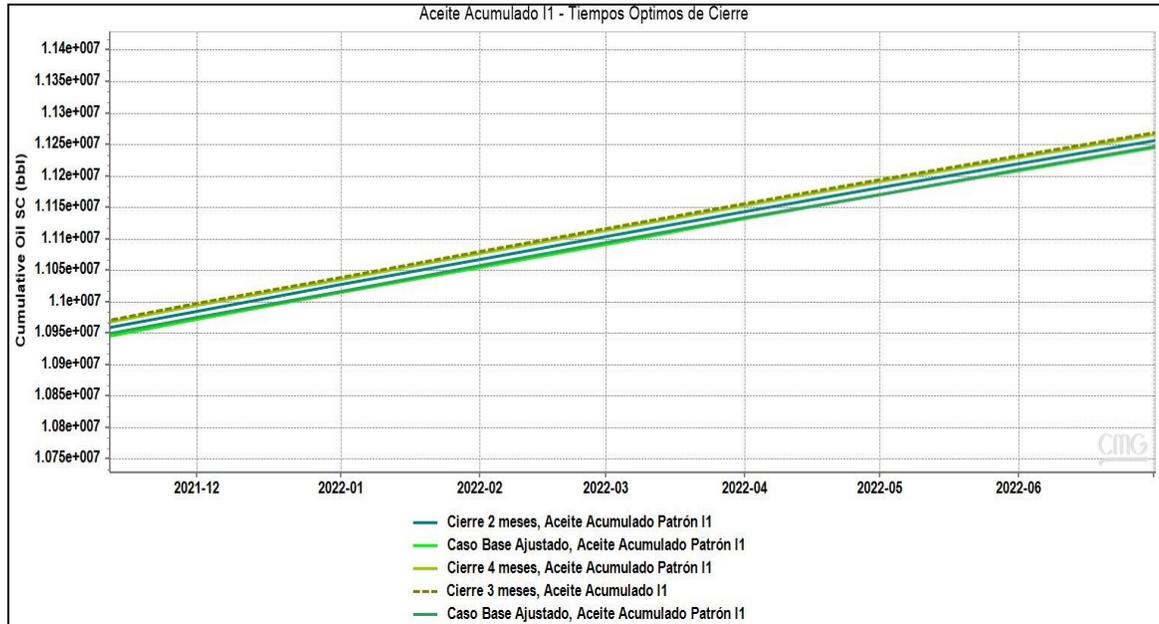
**2.8.3 Etapa de predicción y determinación de la viabilidad de la inyección cíclica de agua.** Finalizando con el proceso de simulación se realizó la etapa de producción en la que se incluían fechas de predicción hasta el año 2025.

En dirección a la determinación de la viabilidad de la inyección cíclica de agua para los dos patrones seleccionados del Campo Castilla en la Formación K1 inferior, se realizaron diferentes sensibilidades de tiempo de cierre para cada inyector en donde se incluían cierres de 15 días, 1 mes, 2 meses, 3 meses y 4 meses.

De esta manera se graficaron los valores de aceite acumulado del caso base ajustado que representaba el caso de inyección de agua continua con las diferentes sensibilidades realizadas previamente, en consecuencia, aquel caso que presentara mayores valores de aceite acumulado era el escenario más óptimo para la aplicación o no de la inyección cíclica de agua.

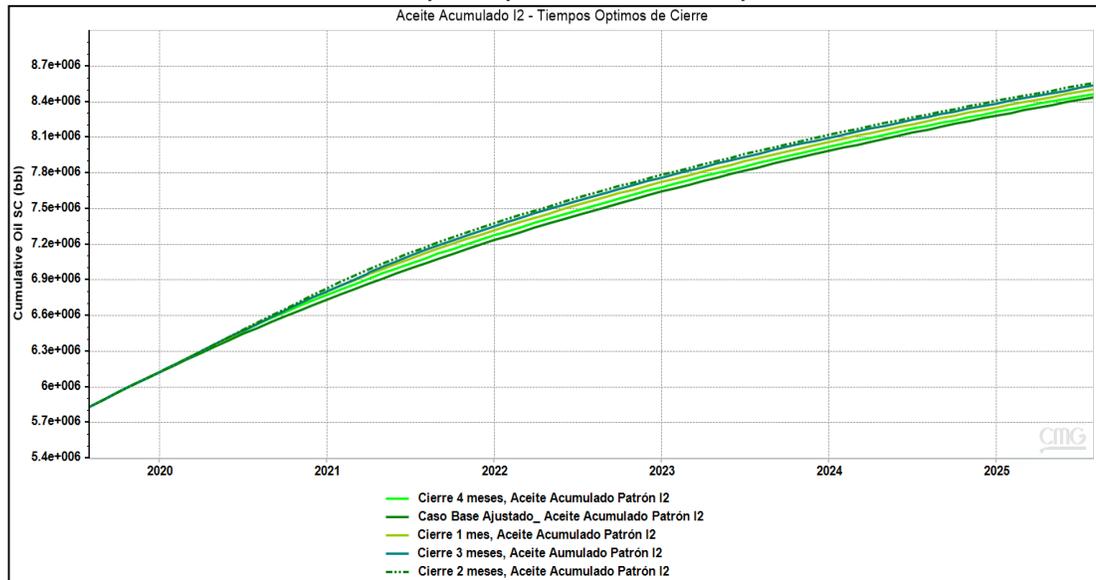
La **Gráfica 4** y la **Gráfica 5**, demuestran la viabilidad de la inyección cíclica de agua al evidenciar valores mayores de aceite acumulado respecto al caso base ajustado. No obstante, es importante mencionar que para el patrón I1 dicha viabilidad se comprueba a partir del cierre de inyección por dos meses en vista de que al cerrar el inyector por un mes se observaron valores menores al caso base.

**Gráfica 4.** Estimación de tiempos óptimos de cierre para I1



Fuente: elaboración propia.

**Gráfica 5.** Estimación de tiempos óptimos de cierre para I2.

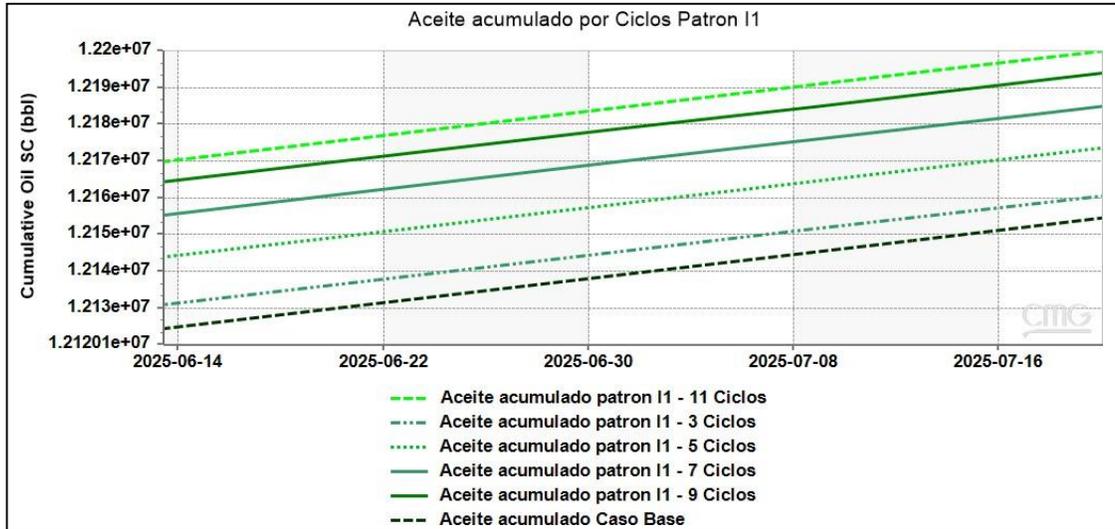


Fuente. elaboración propia.

Seguido a esto, se determinó hasta qué punto la inyección cíclica de agua es viable para cada patrón, en este orden de ideas se realizaron diferentes sensibilidades de ciclos por patrón. Las sensibilidades de ciclos presentaban variaciones de tres, cinco, siete, nueve y once ciclos por patrón en la **Gráfica 6** y

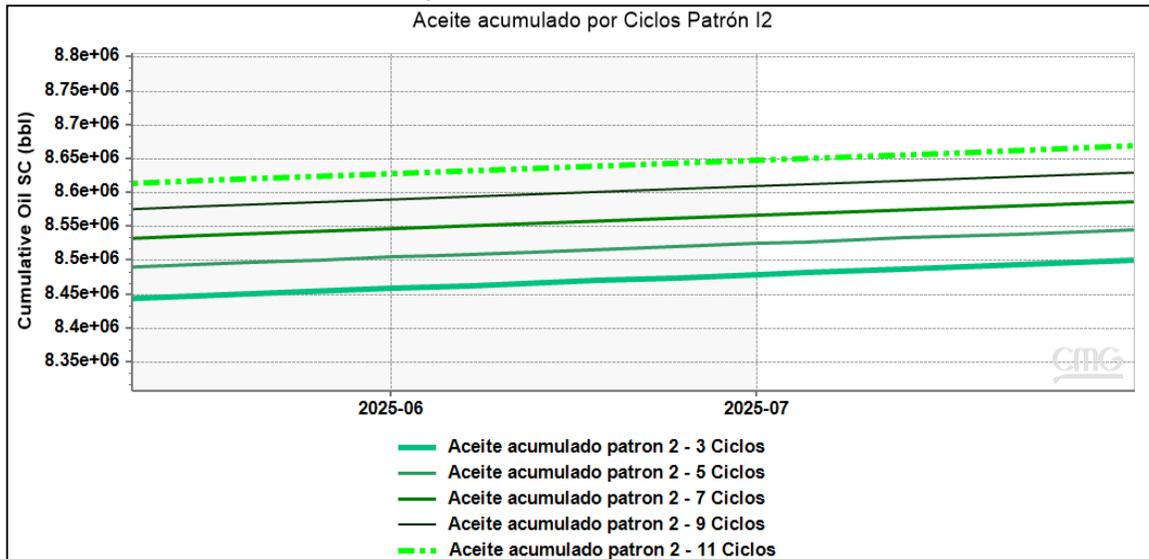
**Gráfica 7** se evidencia que la inyección cíclica de agua es viable hasta 11 ciclos para cada patrón.

**Gráfica 6.** Aceite acumulado por ciclos, Patrón I1



Fuente: elaboración propia.

**Gráfica. 7.** Aceite acumulado por ciclos, Patrón I2



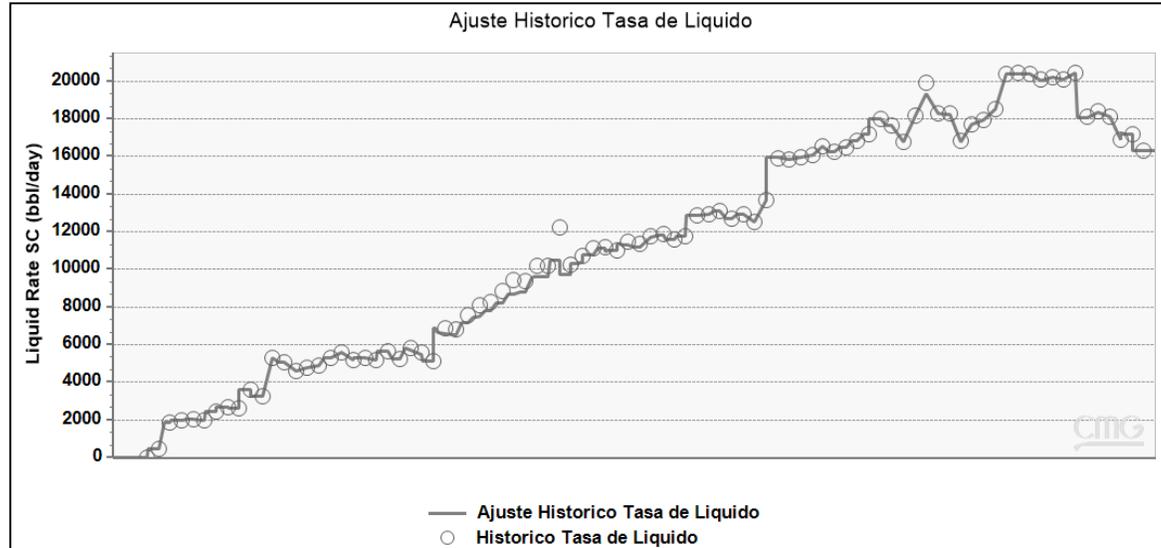
Fuente: elaboración propia.

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Una vez realizado el procedimiento de simulación en el software CMG con los diferentes escenarios propuestos para estimar la viabilidad de la inyección cíclica de agua respecto a la inundación convencional, se obtuvieron diversos resultados los cuales son objeto de discusión en la presente sección. Los mismos fueron ordenados en hojas de cálculo usando como programa guía Microsoft Excel y el visualizador de resultados del Software CMG. Estos resultados fueron calculados para cada uno de los de los patrones asociados a cada inyector o grupo, donde se discretizaban las tasas de petróleo producido y el petróleo acumulado respectivamente. Adicionalmente, se pueden observar los ciclos o paradas operativas de la inyección, representados en los caudales inyectados por cada uno de los pozos inyectores y los análisis de los resultados obtenidos para el ajuste histórico.

Los resultados del ajuste histórico en relación al caso base muestran un ajuste perfecto en términos de producción de líquido simulados en relación con los datos históricos ingresados previamente en el procedimiento de la simulación, sin embargo, presentan pequeñas variaciones en cuanto a tasas de producción de aceite y tasas de producción de agua.

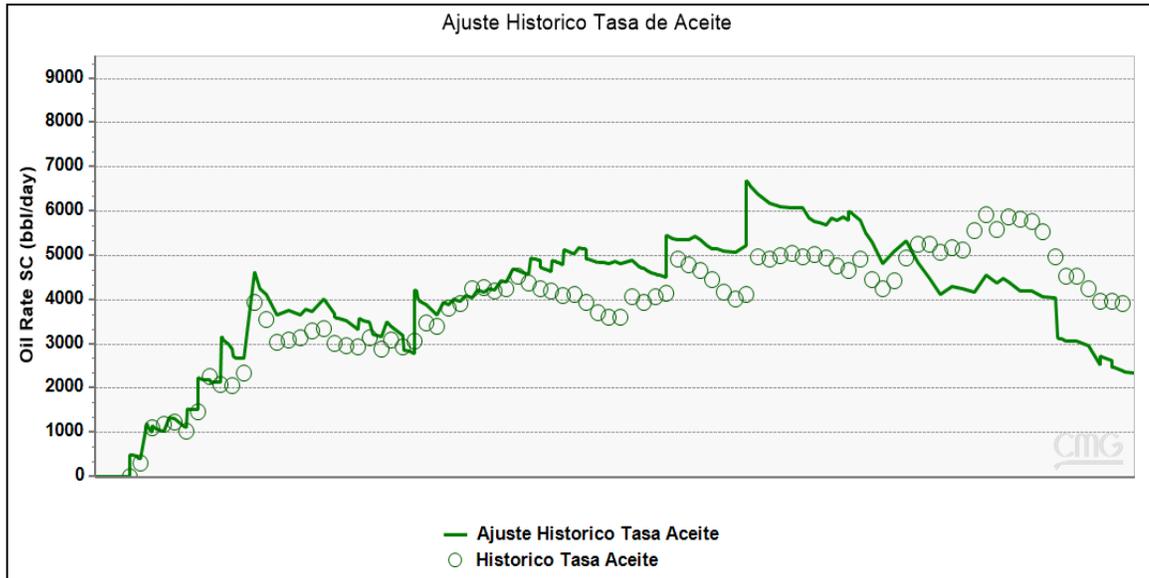
**Gráfica 8.** Ajuste histórico tasa de líquido.



**Fuente:** elaboración propia.

A continuación, en la **Gráfica 9** se evidencia las diferencias que existen entre los datos históricos y el caso base ajustado cuyo porcentaje de error está estimado en un 12.4%.

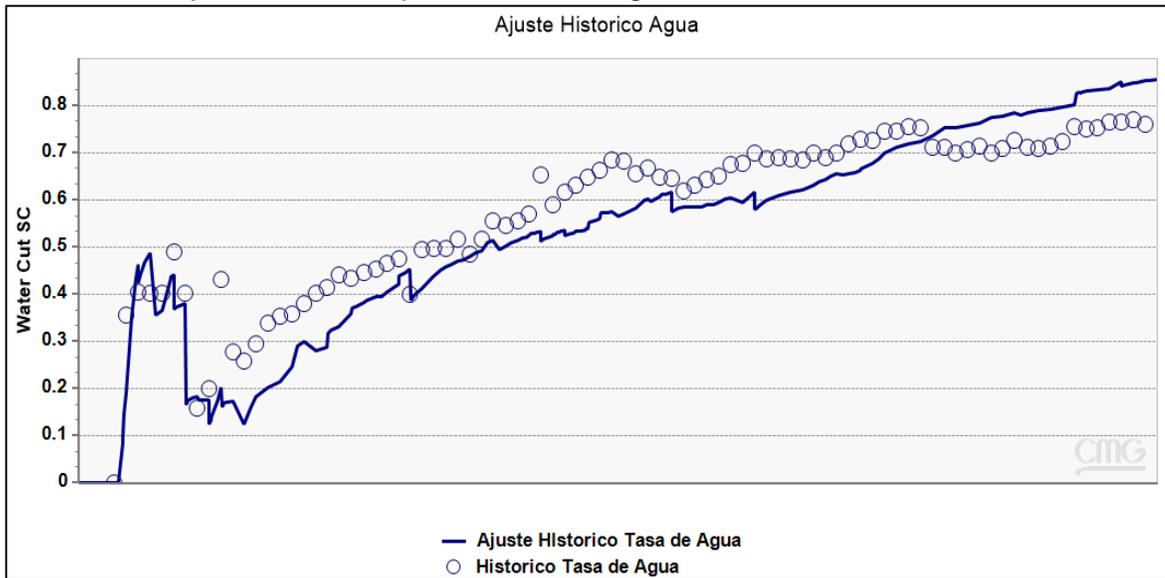
**Gráfica 9.** Ajuste histórico tasa de aceite.



**Fuente:** elaboración propia.

En la **Gráfica 10** se presentan los resultados obtenidos para el caso base ajustado en relación con los datos históricos, cuyo porcentaje de error se estimó en 10.44%.

**Gráfica 10.** Ajuste Histórico producción de agua

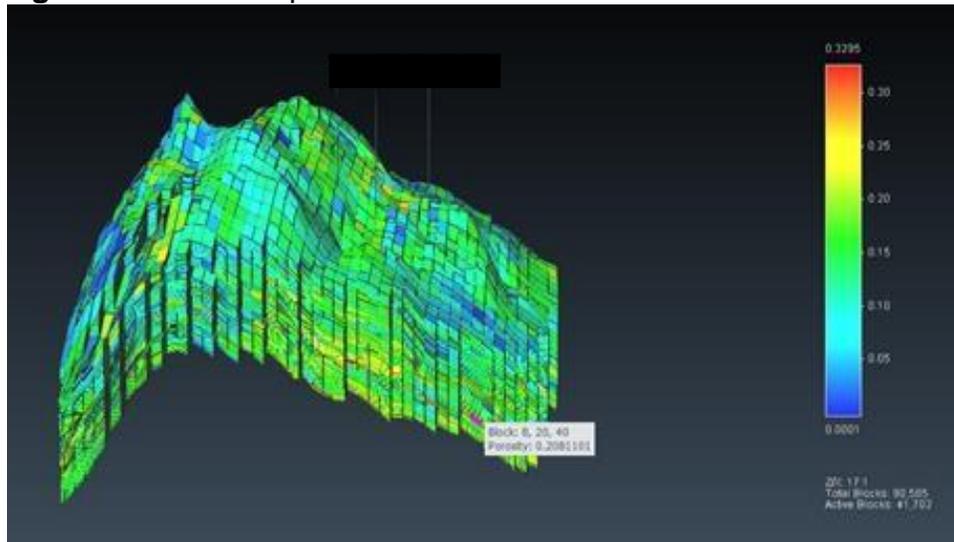


**Fuente:** elaboración propia.

El porcentaje de error estimado en las tasas de aceite y de agua se explica a través de la revisión detallada del modelo brindado por la empresa soporte y el procedimiento de la simulación realizado.

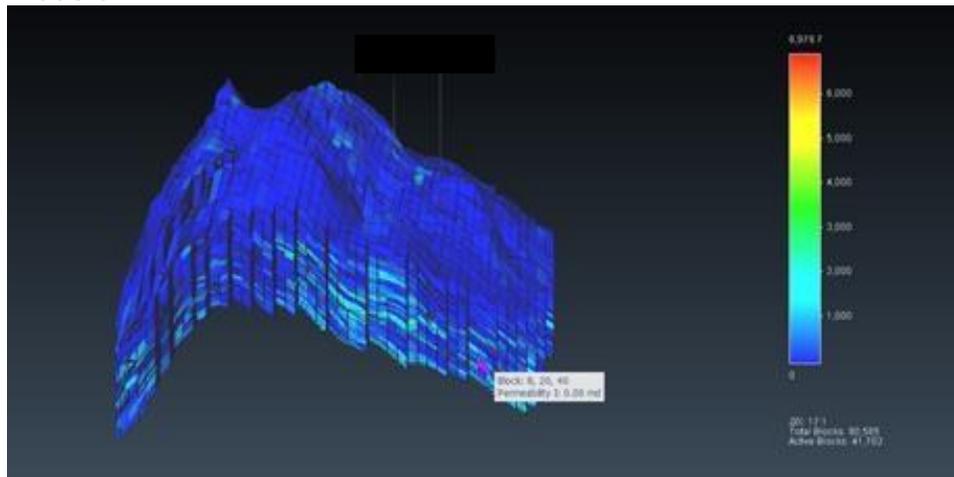
Al observar detalladamente el modelo estático, se observaron ciertas inconsistencias en cuanto a la relación de porosidad y permeabilidad de algunas celdas, puesto que en algunas celdas se mostraba valores muy altos de porosidad mientras que las mismas registraban valores de cero en la permeabilidad y viceversa, dichas inconsistencias se pueden observar en la **Figura 16** y **Figura 17** respectivamente.

**Figura 16.** Valor de porosidad en una celda analizada del modelo



**Fuente:** elaboración propia.

**Figura 17.** Valor de permeabilidad en una celda analizada del modelo



**Fuente:** elaboración propia.

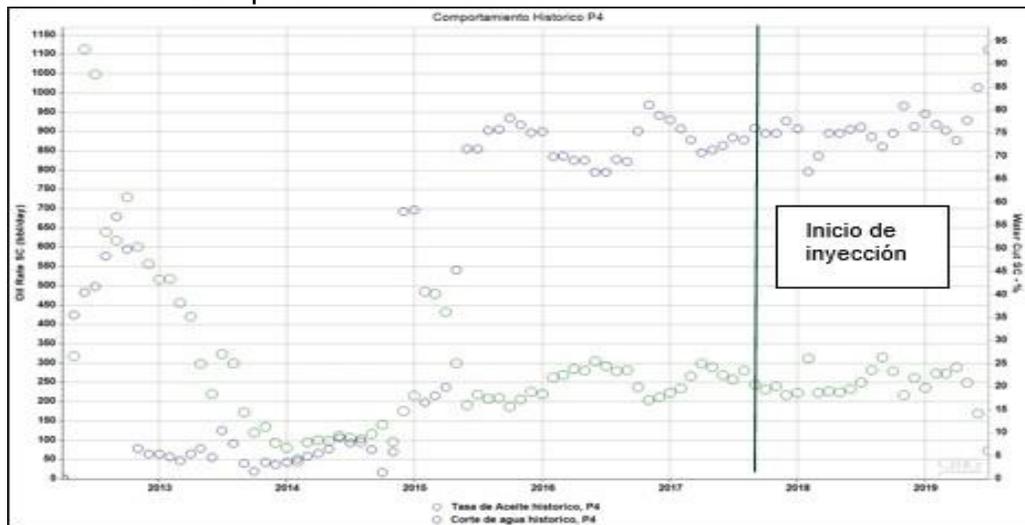
Con la intención de corregir dichas inconsistencias se implementó la fórmula de permeabilidad de A. Timur, pues está relaciona la permeabilidad en función de la porosidad y la saturación de agua irreducible, adicionalmente, dicha fórmula se ha implementado en simulaciones de campos de la cuenca de los Llanos Orientales, donde se ubica el campo de estudio.

Es importante mencionar que el hecho de alterar los valores de la permeabilidad con dicha fórmula, contribuye a una mejoría en el ajuste histórico, pero no lo perfecciona puesto que lo ideal es contar con los valores reales y exactos.

Adicionalmente, se observó que según los datos históricos del comportamiento de los pozos en los patrones seleccionados el agua irrumpió en un tiempo muy temprano lo cual es difícil de modelar puesto que generalmente los pozos van aumentando en producción de agua a medida que aumentan la producción de aceite y la inyección va aumentando, este comportamiento puede estar relacionado a diversos factores de los cuales no se tuvo información en el momento de la simulación, uno de ellos se puede relacionar a la inyección de pozos vecinos diferentes a los dos patrones analizados, puesto que existen pozos que comparten inyección con diferentes inyectores a los analizados (I1 e I2) los mismos pueden influir en el comportamiento de los fluidos en los pozos seleccionados.

La **Gráfica 11** expone la irrupción temprana de agua en el pozo P4 el cual está influenciado por otro inyector y no se tiene información de este, es importante mencionar que la inyección en el campo inicio en el año 2015 donde se observa dicha irrupción de agua.

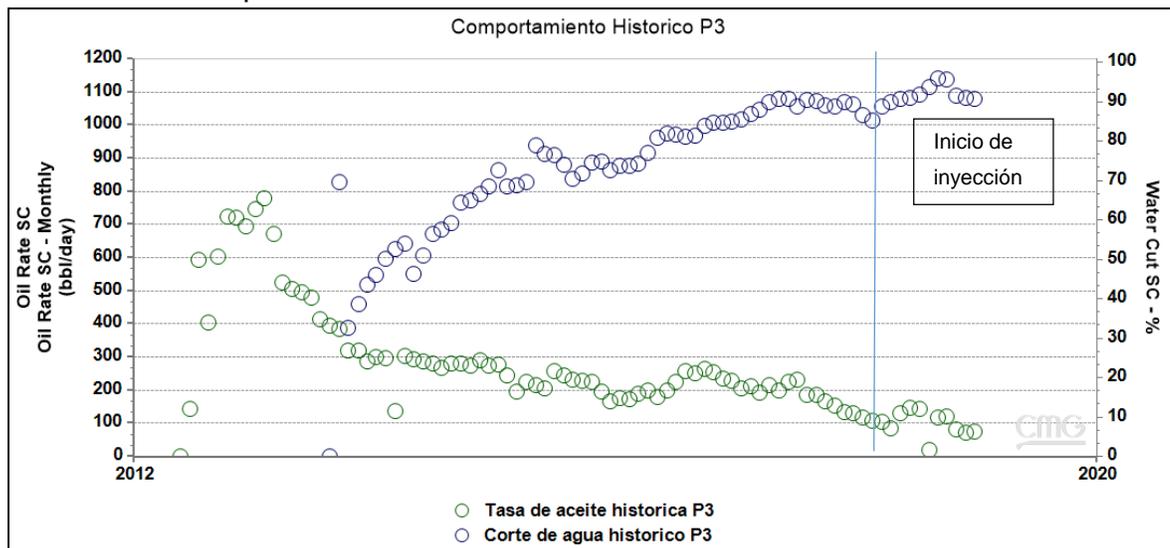
**Gráfica. 11.** Comportamiento Histórico P4.



**Fuente:** elaboración propia.

Otro motivo que puede influir al porcentaje de error en el ajuste histórico es que existen pozos con trayectorias muy largas los cuales iniciaron producción en la Formación K2 donde se encuentra un acuífero activo infinito. A pesar de que dichos pozos fueron aislados en la Formación K2 para iniciar producción en la Formación K1, existe la posibilidad de que exista flujo detrás del casing o fugas en los taponos de los aislamientos, lo cual generaría producción de agua de la Formación K2 en los pozos que deben producir fluidos únicamente de la Formación K1.

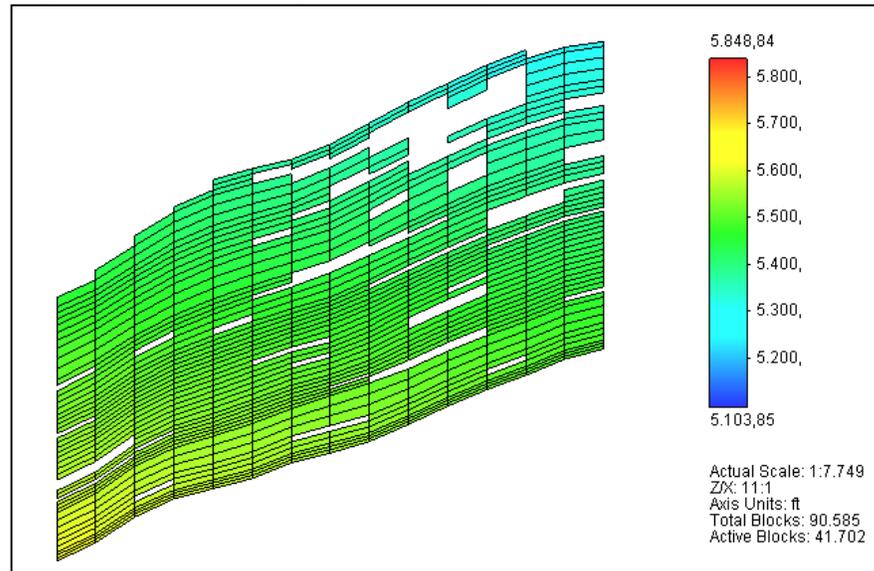
**Gráfica 12.** Comportamiento histórico P3



**Fuente:** elaboración propia.

De igual manera, al revisar el modelo se observó una gran cantidad de fallas, creando diferentes bloques. Debido a que no se cuenta con información de la transmisibilidad de dichas fallas es imposible predecir la afectación de un bloque sobre otro, en otras palabras, el hecho de que un bloque cercano a los pozos productores analizados se encuentre en una zona de agua y estos tengan conectividad puede explicar la producción de agua en dichos pozos.

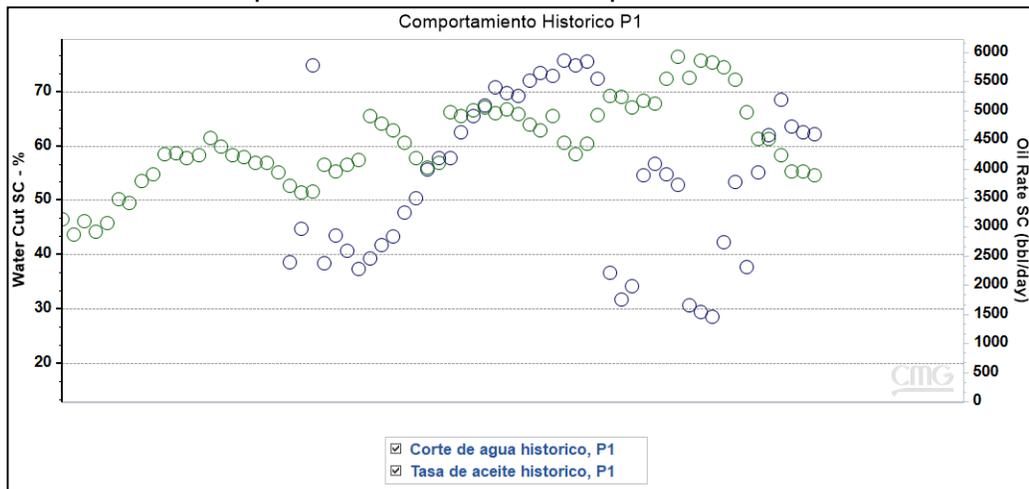
**Figura 16.** Vista en plano J de la profundidad de la malla.



**Fuente:** elaboración propia.

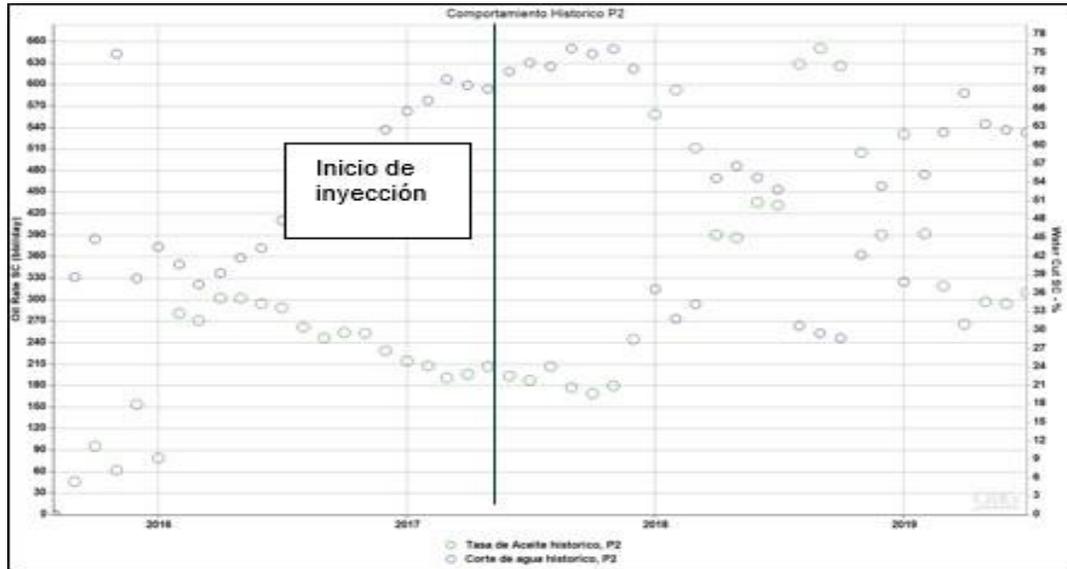
Adicionalmente, en el análisis pozo a pozo se evidenciaron comportamientos propios de Workovers como fracturamiento hidráulico, aislamientos o acidificaciones, puesto que se observa una gran caída del corte de agua y un alza en producción por un periodo de tiempo, comportamientos que son difíciles de simular si no se cuenta con la información exacta para ingresar al software, dichos comportamientos se pueden evidenciar en las **Gráfica 13** y **Gráfica 14**.

**Gráfica. 13.** Comportamiento histórico del pozo P1.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 14. Comportamiento histórico del pozo P2.



Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, enfocándose en las propiedades del yacimiento, es importante mencionar que se contó con información de un tipo de roca, lo que indica una curva de permeabilidad relativa para el modelamiento de la gran cantidad de celdas que presentaba el modelo, lo anterior dificulta el modelamiento de dichas celdas que presentan alta variedad en las propiedades petrofísicas.

En este orden de ideas, se debe contemplar el hecho de que no se contaba con información de presiones capilares, las cuales pueden brindar un mayor ajuste al modelo en cuanto al comportamiento de los fluidos según la calidad de roca, dado que con la información de las presiones capilares se observaría un cambio en las saturaciones de los fluidos según la calidad de roca.

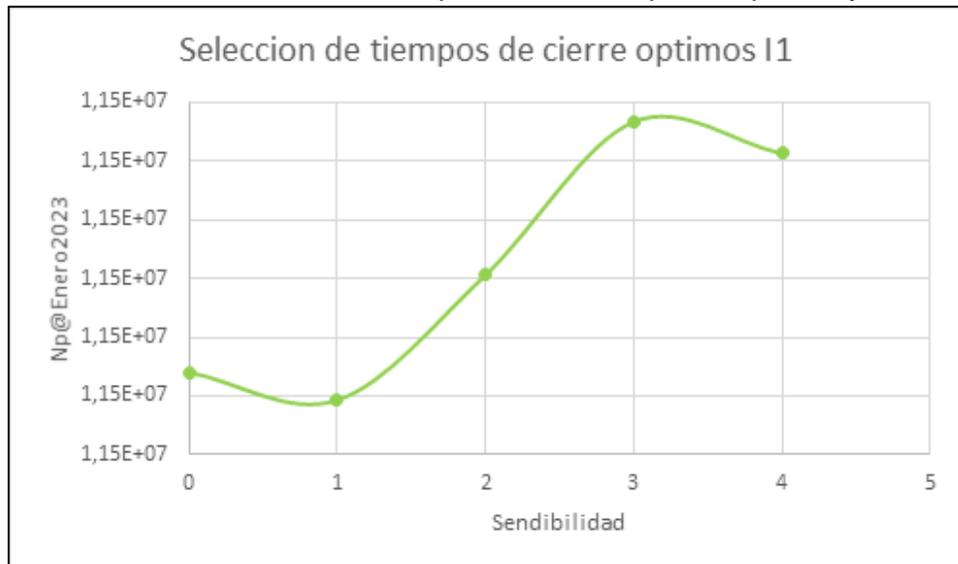
Es significativo mencionar que no se contó con datos de presión en el yacimiento debido a que en el campo de estudio no se le hace seguimiento de forma periódica ni se realizan pruebas continuas para monitorear dicha propiedad, de este modo se analiza que al contar con dicha información de pruebas de presión o registros MDT's, brindaría una mayor exactitud en cuanto al comportamiento de la presión en el yacimiento de estudio.

### 3.1 CASO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE AGUA, POZO INYECTOR I1

De acuerdo a la metodología implementada para la determinación de la viabilidad de la inyección cíclica de agua con respecto a la inyección convencional se evidenció que los mayores volúmenes de aceite recuperados se encontraban con un cierre de tres meses para el patrón I1.

Los resultados de la inyección de agua para el patrón I1, los cuales se exponen en la **Gráfica 15** y la **Tabla 5**, demostraron la viabilidad para la implementación de la inyección cíclica, sin embargo es importante analizar que dicha recuperación de aceite incremental se da a partir de dos meses de cierre del inyector con un tiempo de cierre óptimo de tres meses, esto se debe a que se necesita un largo periodo de detención en la inyección para que exista una redistribución de los fluidos en el yacimiento, pues se debe tener en cuenta que al contar con un crudo de alto grado de viscosidad y una razón de movilidad mayor a 10 el aceite fluye más despacio con relación al movimiento del agua.

**Gráfica. 15.** Selección de tiempos de cierre óptimos para inyector I1



**Fuente:** elaboración propia, con base en datos obtenidos del programa CMG 2018.

**Tabla 5.** Resultados de cierres óptimos patrón I1

<b>Caso de análisis</b>	<b>Np @Enero2023</b>
<b>Inyección de agua continua</b>	1.1462E+07
<b>Cierre de inyección un mes</b>	1.14596E+07
<b>Cierre de inyección dos meses</b>	1.14703E+07
<b>Cierre de inyección tres meses</b>	1.14834E+07
<b>Cierre de inyección cuatro meses</b>	1.14804E+07

**Fuente:** elaboración propia, con base en datos obtenidos del programa CMG 2018.

Es importante mencionar que para el patrón I1, la viabilidad de la inyección cíclica de agua en comparación a la inyección continua se da a partir del cierre del inyector por dos meses, debido a que, al cerrarlo durante un mes, el aceite producido es menor al aceite producido por la inyección continua de agua.

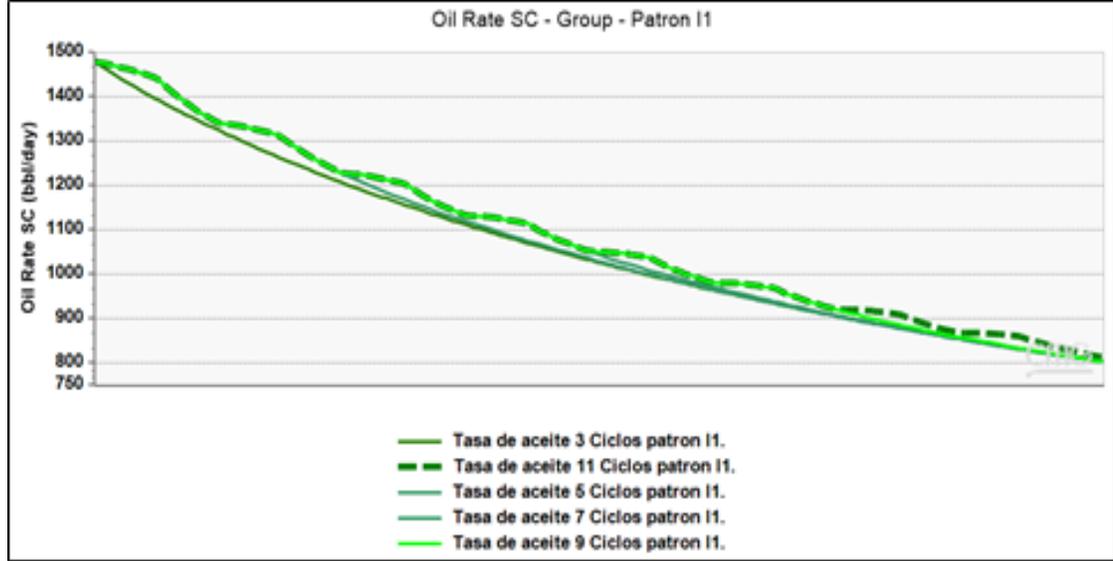
En este orden de ideas, en tiempos cortos el aceite no alcanzaría a migrar de la capa menos permeable a la más permeable y por tal motivo no sería barrido en la nueva etapa de inyección.

Los resultados del cierre óptimo para el patrón I1 registran que, a partir del cierre del inyector por cuatro meses, la producción de aceite declina en comparación a la producción de aceite con un cierre de tres meses.

En referencia a la cantidad de ciclos óptima para el patrón I1, se evidenció que, ante mayor número de ciclos, mayor es la recuperación de aceite respecto a la inyección continua de agua.

Para el caso del patrón I1 se registró un mayor valor de aceite incremental en 11 ciclos puesto que como se puede observar en la **Gráfica 16** a partir de este momento las declinaciones tanto de la inyección cíclica de agua como la de la inyección convencional de agua presentan la misma tendencia.

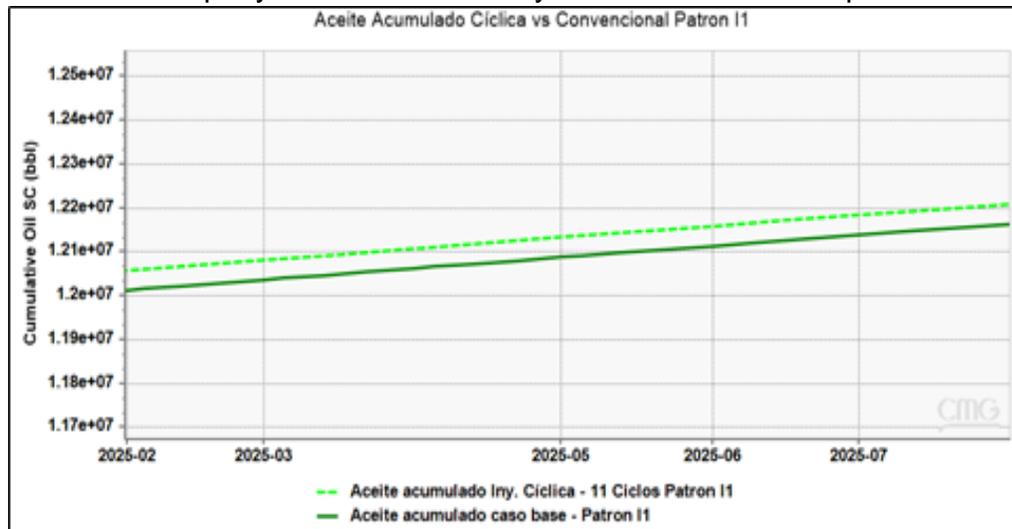
**Gráfica 16.** Determinación de número de ciclos I1



**Fuente:** elaboración propia.

En este orden de ideas, la **Gráfica 17** presenta el aceite incremental que se produce con la implementación de la inyección cíclica de agua para el patrón I1 en comparación con la aplicación de la inyección continua de agua puesto que a agosto de 2025 el escenario de la inyección continua presenta un valor acumulado de aceite de 12.164.235 barriles mientras que la inyección pulsada presenta un valor de 12.282.593 barriles acumulados de aceite, lo que representa un porcentaje incremental de aceite de 0.373%.

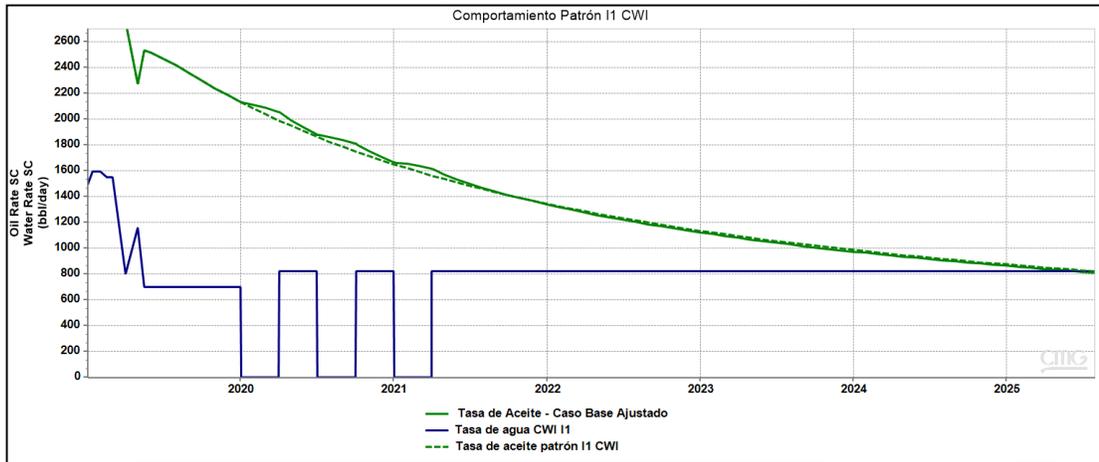
**Gráfica 17.** Np inyección cíclica vs inyección convencional patrón I1



**Fuente:** elaboración propia.

La viabilidad de la inyección cíclica de agua para el patrón I1 registrada previamente en términos de aceite acumulado en el tiempo se puede observar más detalladamente al comparar las tasas de aceite con la inyección convencional y las tasas de aceite con la inyección cíclica a partir de la suspensión de inyección en la **Gráfica 18**, donde se observa que ante la aplicación de la inyección cíclica de agua la declinación del patrón sea menos pronunciada, generando de esta manera aceite incremental a medida que se realizan los ciclos.

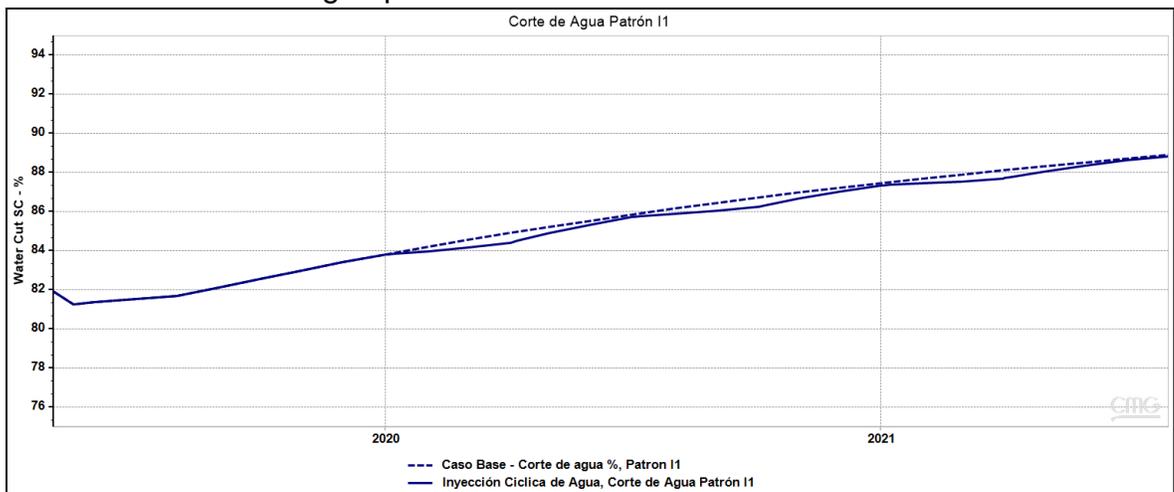
**Gráfica 18.** Comportamiento iny. cíclica vs iny. continua patrón I1



Fuente: elaboración propia.

Continuando con los análisis de la inyección cíclica de agua para el patrón I1, se realizó una comparación en corte de agua para el caso de inyección cíclica e inyección continua como se puede observar en la **Gráfica 19**.

**Gráfica 19.** Corte de agua patrón I1



Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar, a partir de la implementación de la inyección cíclica de agua se reduce el corte de agua en el patrón, de esta manera se demuestra que la implementación de dicha técnica presenta importantes ventajas en comparación de la inyección continua de debido a que mediante la realización de los ciclos se produce aceite incremental y se reduce la producción de agua, lo que indica una reducción en costos de tratamiento de agua.

### 3.2 CASO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE AGUA, POZO INYECTOR I2

Los resultados obtenidos en la simulación de la inyección cíclica de agua para el patrón I2, demostraron que la implementación de esta técnica, aumenta el petróleo producido desde tiempos cortos de ciclos, es decir, desde ciclos de 1 mes se observó respuesta positiva en los valores de petróleo producido, sin embargo, el punto de recuperación más alto se encuentra cuando se hacen ciclos de dos meses de cierre y apertura, las propiedades petrofísicas de la roca cercanas al patrón de inyección I2, facilitan que a las zonas barridas previamente por el agua, migre nuevamente grandes cantidades de crudo, lo que hace viable la conversión de los pozos inyectoros a esta nueva técnica. Esto, como se mencionó anteriormente se debe a que se necesita un largo periodo de detención en la inyección para que exista una redistribución de los fluidos en el yacimiento, pues se debe tener en cuenta que al contar con un crudo de alto grado de viscosidad y una razón de movilidad mayor a 10 el aceite fluye más despacio con relación al movimiento del agua.

Para los pozos pertenecientes al patrón de inyección I2, los resultados de la simulación arrojaron que el tiempo óptimo de apertura y cierre de los pozos inyectoros era dos meses, dado que al comparar valores de aceite acumulado con otros tiempos de cierre como se puede observar en la **Tabla 6**, el mayor valor de aceite acumulado se encuentra con este periodo de cierre.

**Tabla 6.** Resultados de cierres óptimos patrón I2

Caso de análisis	Np @Enero2025
Inyección de agua continua	8.436E+06
Cierre de inyección un mes	8.466E+06
Cierre de inyección dos meses	8.535E+06
Cierre de inyección tres meses	8.502E+06

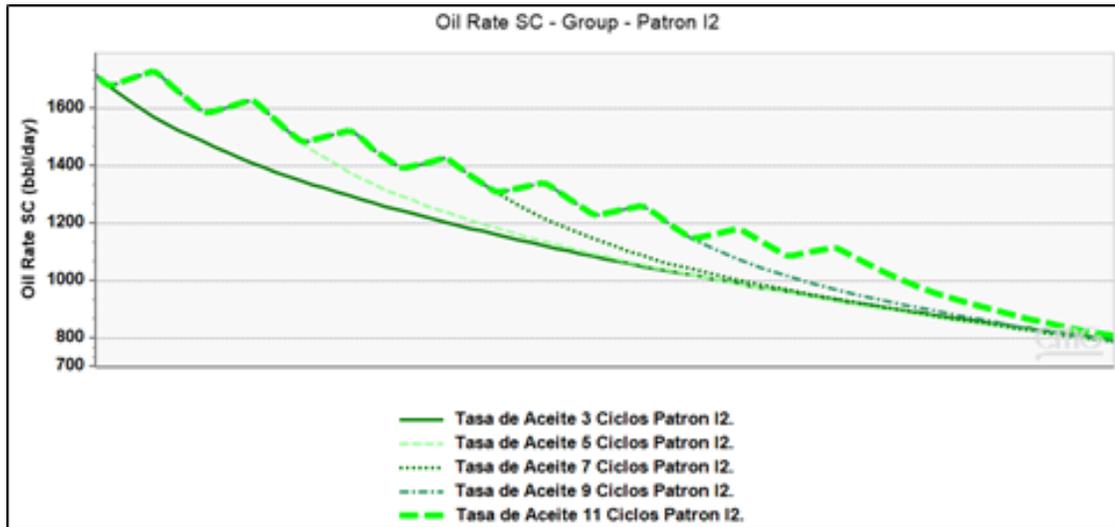
**Fuente:** elaboración propia, con base en resultados obtenidos del programa CMG 2018.

Estos resultados muestran que la inyección cíclica de agua empieza a mostrar valores positivos desde el primer mes, y un pico de producción cuando el proceso se realiza por dos meses, debido a que, si la inyección es detenida por cerca de tres meses, esta empieza a mostrar tasas de petróleo acumulado inferiores a las del caso anterior.

Después de haber definido la viabilidad de la inyección cíclica de agua con un tiempo óptimo de cierre de 2 meses para el patrón I2, fue necesario definir su alcance buscando encontrar cuál era la cantidad de ciclos que permitieran maximizar la tasa de aceite, y a su vez, disminuir el porcentaje de declinación del pozo.

Por este motivo, se realizaron diferentes sensibilidades aumentando para cada una de ellas el número de ciclos en 2, teniendo como resultado sensibilidades de tres, cinco, siete, nueve y once ciclos como se observa en la **Gráfica 20**. Allí, se pueden observar grandes cambios en la curva de declinación a medida que se aumenta el número de ciclos, por lo cual, se estableció que el número óptimo de ciclos a realizar es de 11. Maximizando así la tasa de petróleo y atenuando la declinación de producción del pozo.

**Gráfica 20.** Determinación del número de ciclos I2.

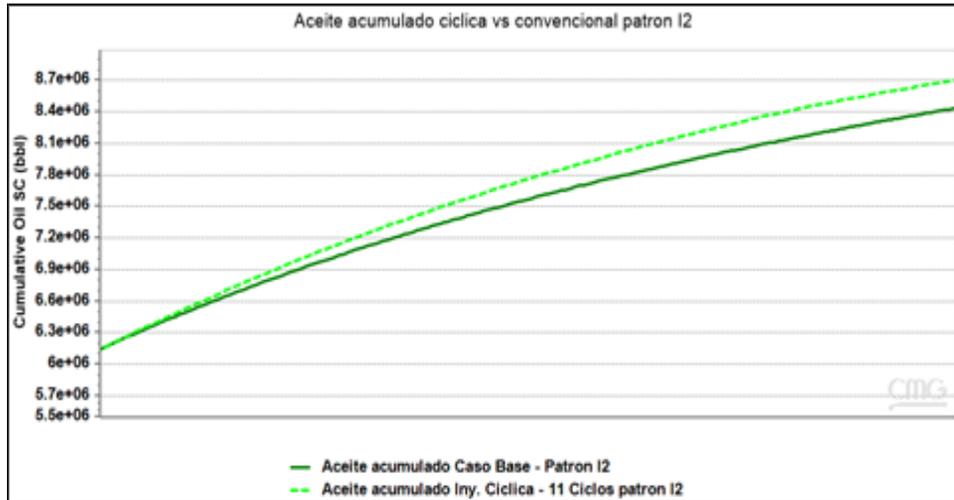


**Fuente:** elaboración propia.

Adicionalmente se puede observar que las curvas de declinación tanto de la inyección cíclica de agua como de la inyección convencional de agua siguen presentando una variación y no presentan la misma tendencia a la fecha en que finaliza el ciclo número 11, con lo cual se analiza que en el patrón I2 se podría continuar el proceso de la inyección cíclica de agua.

En la **Gráfica 21** se representan las curvas de petróleo producido por inyección convencional de agua versus la misma curva si se implementara la inyección cíclica de agua en los términos mencionados anteriormente. La inyección cíclica de agua para el patrón I2 presenta un valor de producción acumulada de 8.532.572 barriles, mientras que la inyección convencional de agua presenta un valor de 8.436.872 barriles acumulados de aceite, lo que representa un porcentaje incremental de aceite de 3.165%

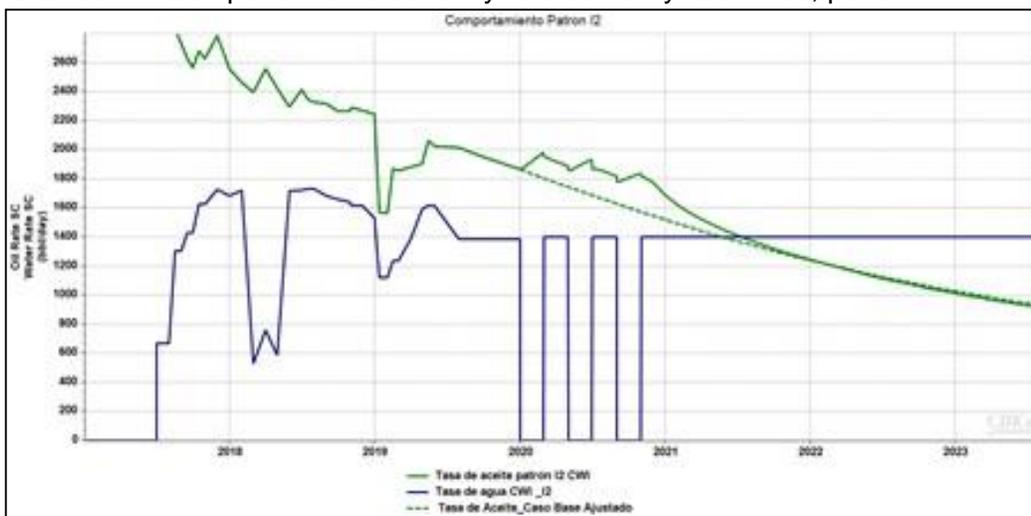
**Gráfica 21.** Np inyección cíclica vs inyección convencional patrón I2



**Fuente:** elaboración propia.

Al comparar el comportamiento del patrón I2 ante la aplicación de la inyección cíclica con la inyección continua se ve una respuesta positiva desde el inicio de su aplicación, como se observa en la **Gráfica 22**, la inyección cíclica de agua en el patrón I2, presenta una curva de declinación que perdura por más tiempo que la observada en el patrón I1, esto permite que se tenga una mayor tasa de aceite incremental por más tiempo, en vista de que la curva de declinación una vez se reanuda la inyección, se demora más en encontrar nuevamente la declinación base.

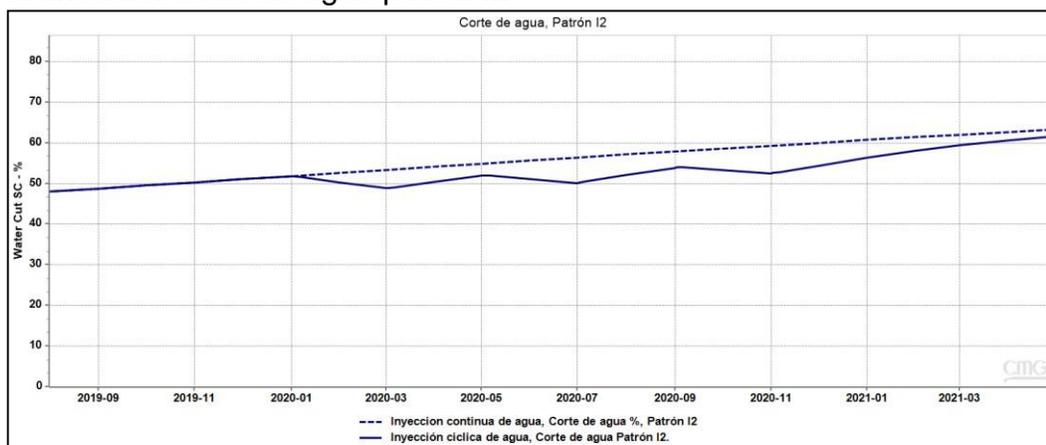
**Gráfica 22.** Comportamiento de la iny. cíclica vs iny. Continua, patrón I2.



**Fuente:** elaboración propia.

Al realizar la comparación en corte de agua de la inyección cíclica de agua versus la inyección continua, La **Gráfica 23** expone una reducción significativa en la producción de agua con la aplicación de la inyección por ciclos, lo que recalca el éxito de dicha técnica al producir menos cantidad de agua con mayor proporción de aceite, ahorrando costos asociados al tratamiento de agua y generando ingresos por la producción adicional de aceite.

**Gráfica 23.** Corte de agua patrón I2

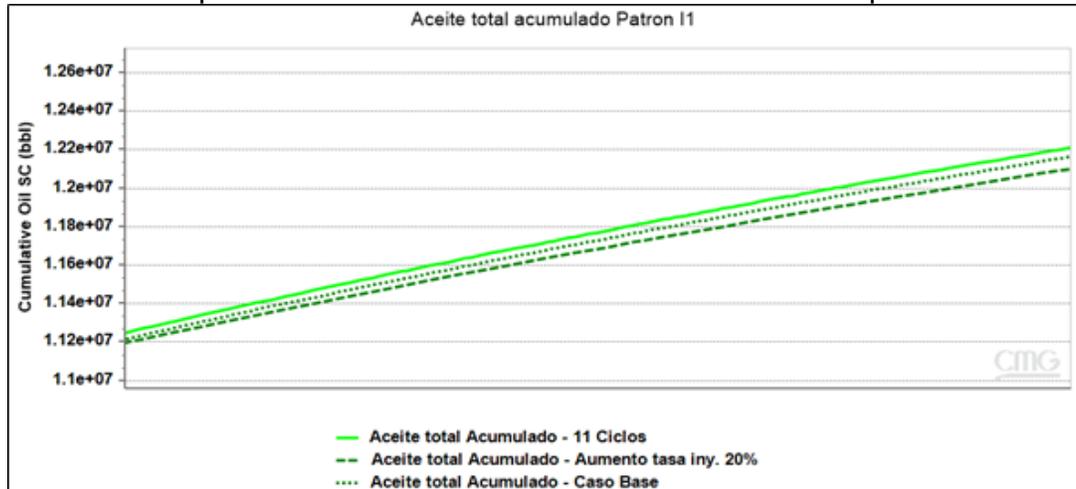


**Fuente:** elaboración propia.

Estimando la viabilidad de la inyección cíclica de agua para todos los escenarios posibles, se realizaron sensibilidades en donde las tasas de inyección de agua para cada inyector iban aumentando con respecto a las tasas anteriores de acuerdo a algunos autores quienes explicaban que al reanudar la inyección era recomendable aumentar las tasas de inyección con el objetivo de brindar mayor

soporte de energía al yacimiento. No obstante, se debió contemplar el hecho de los problemas de canalización propias del campo de estudio.

**Gráfica 24.** Np en tasas constantes vs incrementos en tasas patrón I1

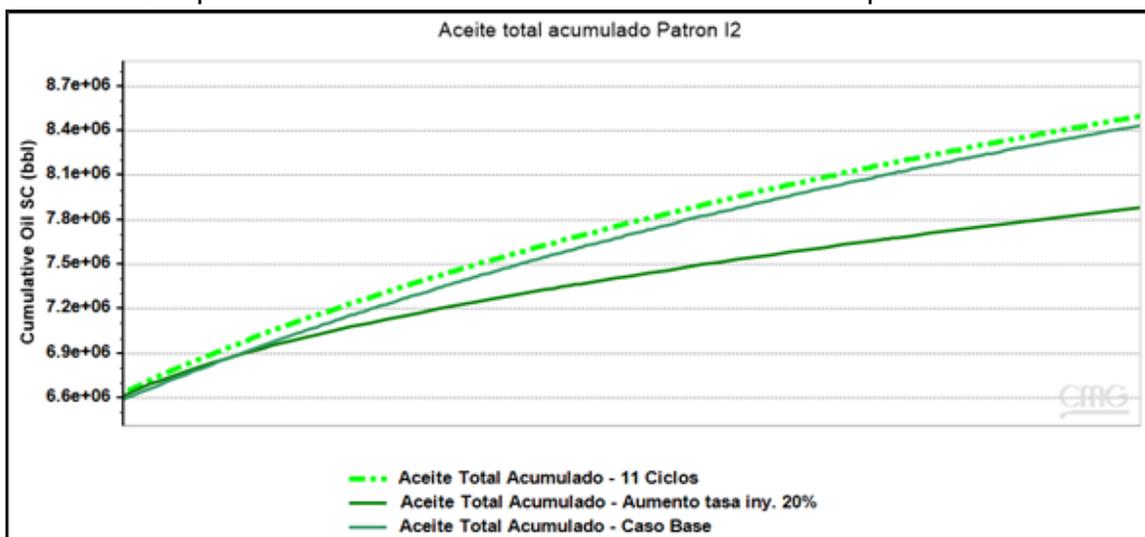


**Fuente:** elaboración propia.

En la anterior gráfica se logra observar que el escenario con menos favorabilidad para el patrón I1 es el de aumentar las tasas en un 20%, debido a que tanto el escenario de la inyección de agua continua como el escenario de inyección cíclica de agua explicado anteriormente presentan mayores volúmenes de aceite acumulado. Lo anterior comprueba los problemas de canalización que existen en el campo, evidenciando de esta manera que el hecho de aumentar las tasas de inyección genera una reducción en producción de aceite al aumentar repentinamente la producción de agua.

Asimismo, se realizó el escenario de aumentar las tasas en un 20% para el inyector I2 cuyo resultado fue similar al comportamiento del patrón I1 ante el aumento de tasas dado que el escenario menos favorable para la inyección de agua en patrón I2 fue el de aumentar las tasas.

**Gráfica 25.** Np en tasas constantes vs incrementos en tasas patrón I1.



**Fuente:** elaboración propia.

En resumen, los resultados obtenidos para los diferentes escenarios simulados para la inyección de agua en los dos patrones seleccionados se muestran en la **Tabla 7** y **Tabla 8**, allí se comprueba la viabilidad de la implementación de la inyección cíclica para los dos patrones seleccionados del campo castilla en la Formación K1 inferior y la desfavorabilidad que presenta el escenario de aumentar las tasas de inyección para los dos patrones de estudio.

**Tabla 7.** Comparación de escenarios para Patrón I1

PATRÓN I1	Caso Base	Caso CWI Qi cte	Aumento de Qi (20%)
<b>Caudal de Inyección (Bbls/día)</b>	820	820	985
<b>Tiempo del Ciclo (Meses)</b>	0	3	3
<b>Np (Bbls)</b>	12.164.235	12.209.638	12.101.181
<b>Diferencia Vs Caso Base (Bbls)</b>	0	45.403	-63.054

**Fuente:** elaboración propia, con base en datos obtenidos del programa CMG 2018

**Tabla 8.** Comparación de escenarios para Patrón I2

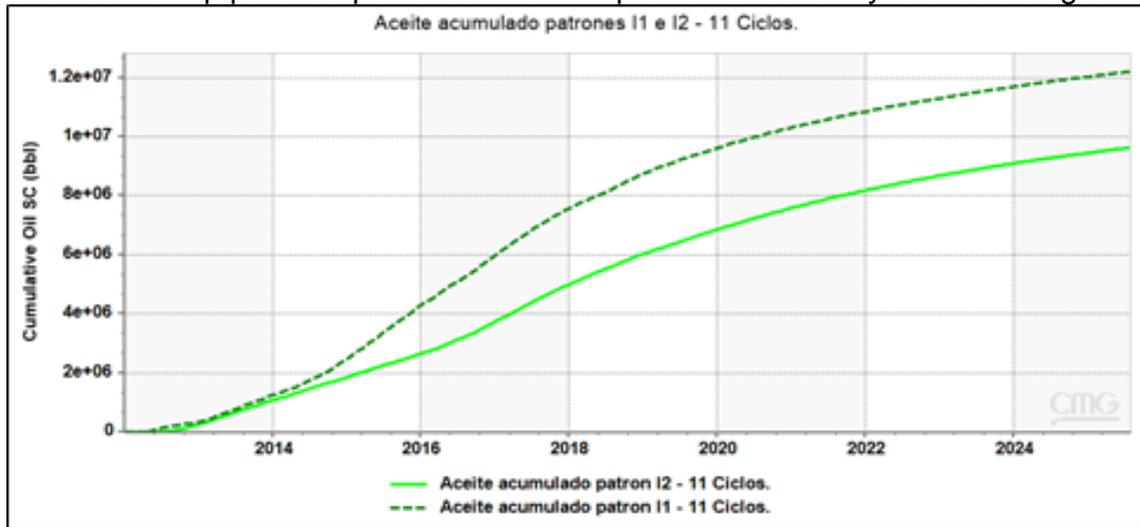
PATRÓN I2	Caso Base	Caso CWI Qi cte	Aumento de Qi (20%)
<b>Caudal de Inyección (Bbls/día)</b>	1400	1400	1680
<b>Tiempo del Ciclo (Meses)</b>	0	2	2
<b>Np (Bbls)</b>	8.436.458	8.500.437	7.885.281
<b>Diferencia Vs Caso Base (Bbls)</b>	0	63.979	-551.177

**Fuente:** elaboración propia, con base en datos obtenidos del programa CMG 2018

En el momento en el cual se realizaron las sensibilidades de aumento de tasas de inyección se evidenció que tanto para el patrón I1 como para el patrón I2 dicha opción fue la menos recomendada, esto se debe a que el yacimiento presenta graves problemas de canalización en pozos que son cercanos a los inyectores, lo que genera un incremento en la producción de agua y una reducción notable en la producción de aceite en corto tiempo.

Continuando con los resultados del presente trabajo, en la **Gráfica 26**, se comparó el volumen de aceite recuperado para los dos patrones ante la aplicación de la inyección cíclica de agua, en la siguiente gráfica se puede observar que el mayor volumen de aceite recuperado se presenta en el caso del patrón I1, el cual en agosto de 2025 presenta un volumen de 12.282.593 barriles, mientras que el patrón I2 en la misma fecha presenta un volumen de 8.535.872 barriles acumulados de aceite.

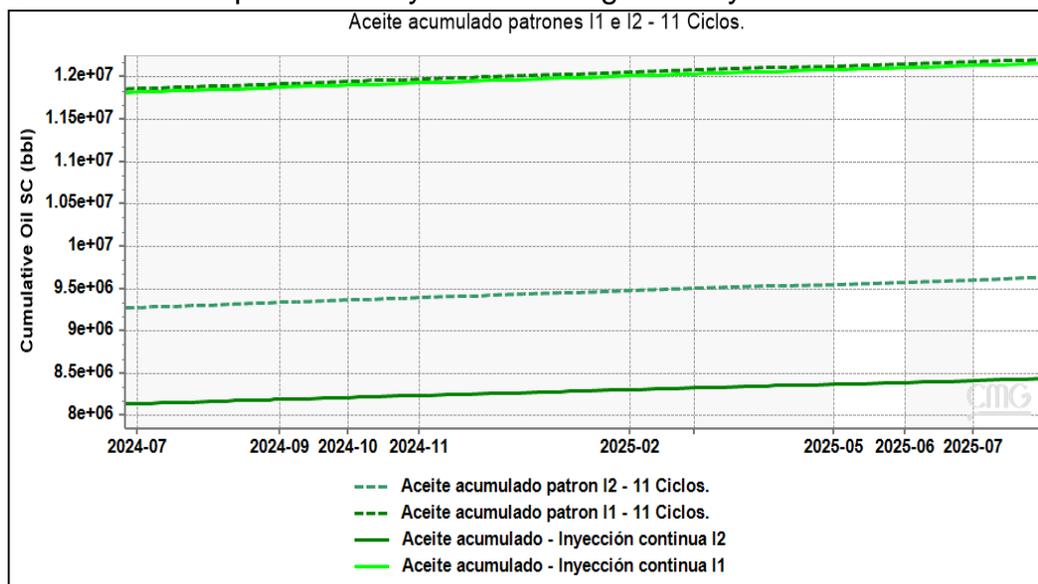
**Gráfica 26.** Np para los patrones I1 e I2 implementando la iny. cíclica de agua



**Fuente:** elaboración propia.

A pesar de que los resultados demostraron que se generó mayor aceite incremental en la implementación de la inyección cíclica de agua con la implementación del patrón I1, con una producción reportada a agosto de 2025 de 12.282.593 barriles acumulados de aceite, mientras que la inyección cíclica con el patrón I2 reportó 8.532.572 barriles a la misma fecha, esto no indica que este sea el patrón más óptimo para la aplicación de la inyección cíclica de agua, puesto que se debe considerar el hecho de que el patrón I1 incluye más pozos analizados y mayor caudal de aceite producido respecto al patrón I2.

**Gráfica 27.** Respuesta de iny. cíclica de agua vs iny. continua en I1 e I2



**Fuente:** elaboración propia.

En este sentido y como se logra observar en la **Gráfica 27**, el mayor porcentaje de aceite incremental respecto a la curva base de inyección continua lo consigue el patrón I2 puesto que presenta un porcentaje de aceite incremental de 3.16% respecto a la inyección continua mientras que la inyección cíclica para el patrón I1 exhibió un aceite incremental del 0.37%, esto puede ser producto de que el patrón I2 presenta mayores características petrofísicas para la creación de un flujo cruzado adicional y la migración del aceite de la capa menos permeable a la más permeable.

#### 4. CONCLUSIONES

- Se demostró la viabilidad mediante simulación numérica para la aplicación de la inyección cíclica de agua en los dos patrones seleccionados de la zona Centro Norte del Campo Castilla debido a que, al comparar los caudales recuperados por la inyección continua respecto a la cíclica, esta última generó mayor recuperación de aceite con una diferencia de 118.358 barriles a enero del 2025 para el patrón I1 y 95.700 barriles a la misma fecha para el patrón I2 en producción de aceite.
- La inyección cíclica de agua presenta importantes ventajas con respecto a la inyección continua en vista de que se generan ingresos por la producción adicional de aceite y se reducen costos durante los ciclos al reducir la inyección y la producción de agua.
- Las diferentes sensibilidades realizadas para la determinación de los tiempos de apertura y cierre en los dos inyectores analizados demostraron que los tiempos óptimos para el patrón I1 son tres meses y para el patrón I2 dos meses dado que estos resultados arrojaron mayores valores de aceite incremental al ser comparados con otros tiempos con un incremento entre el 1% y 2% con la realización de tres ciclos.
- El número óptimo de ciclos durante los cuales se pueden obtener incrementos de producción para ambos casos de estudio es de 11 ciclos debido a que en este punto la declinación de la inyección continua y la inyección los cuales fueron 12.282.593 para el patrón I1 a enero del 2025 y 8.532.572 para el patrón I2 a la misma fecha.
- El patrón con mejores resultados para la implementación de la inyección cíclica de agua es el patrón I2 debido a que presenta una declinación menos pronunciada respecto a la curva base de inyección continua de agua, generando un mayor aceite incremental (3.16%) respecto a la inyección continua, mientras que el patrón I2 presenta una declinación similar a la inyección convencional de agua con un aceite incremental de 0.37%.
- La razón de movilidad es uno de los parámetros con mayor afectación en la inyección de agua, esto debido a que, razones de movilidad superiores a 10, generan canalizaciones tempranas del agua hacia los pozos productores. En este orden de ideas se demostró que un aumento del 20% en las tasas de inyección, generan una rápida canalización de los pozos productores, disminuyendo el petróleo producido en el tiempo.

- Se comprobó que la falta de información de los pozos inyectoros cercanos, dificulta realizar el ajuste histórico de manera precisa, debido a que estos pozos aportan presión y fluidos que no pudieron ser modelados en este modelo.
- La implementación de tratamientos y/o intervenciones realizadas a los pozos durante su vida productiva, como lo son fracturamiento hidráulico, acidificaciones, aislamientos y demás intervenciones que cambien las propiedades del yacimiento y que conlleven a un aumento en la producción de fluidos alteran el comportamiento predictivo del simulador.
- Se observó que los resultados de la inyección cíclica de agua con cierres de tiempos cortos presentan valores muy cercanos a la inyección de agua convencional, esto puede estar relacionado con el tamaño de las celdas puesto que al relacionar el caudal de inyección de los pozos respecto al volumen de una celda se analizó que estos valores no representan un cambio de saturación significativo en los pozos productores de los patrones que se encuentran más alejados a los inyectoros.
- El hecho de trabajar patrones irregulares implica que los frentes de agua no puedan dirigirse uniformemente a los pozos productores asociados, generando tiempos de ruptura diferentes para cada pozo.

## 5. RECOMENDACIONES

- Para realizar una mejor simulación de los procesos de inyección, se aconseja realizar pruebas de presión de fondo fluyente de forma periódica, que permitan realizar un ajuste histórico más confiable, determinado por un menor porcentaje de error o desviación de los datos.
- Se recomienda tener en cuenta la presencia del acuífero infinito que se encuentra presente en la Formación K2, dado que este brinda un soporte de presión de forma indirecta y no se pudo analizar por la delimitación del modelo.
- Se recomienda realizar un modelo mecanístico en donde se represente el cambio de saturación de los fluidos en tiempos cortos.
- Se recomienda ajustar el modelo estático y adicionar datos de presión capilar, tipos de roca, transmisibilidad de fallas a futuras simulaciones con el objetivo de reproducir más detalladamente el comportamiento de los fluidos en el tiempo.
- Se sugiere realizar el cambio de métodos de inyección a la implementación de la inyección cíclica de agua con un monitoreo constante de BS%W, niveles y fluidos, lo anterior con el objetivo de confirmar los valores obtenidos mediante la simulación numérica.
- Evaluar cuales pozos productores se encuentran cerca del límite económico, y convertirlos en pozos inyectoros que permitan realizar más ciclos de inyección de agua sin tener una alta caída de presión asociada al cierre de los demás pozos inyectoros.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de Llanos Orientales, Estudio integrado crudos pesados. [En Línea]. Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>>. [Citado el 24 de septiembre de 2019].

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales, Open Round Colombia 2010. [En línea]. Disponible en: <[http://www.anh.gov.co/Informacion-Geológica-y-Geofísica/Estudios-IntegradosModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geológica-y-Geofísica/Estudios-IntegradosModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)> [Citado 24 de septiembre de 2019].

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 P.

KHUZEEV Y, ISHIMOV I, FEDOROV K. Predictions of Cyclic Water Injection on Urnenskoe oil field. 2012.

PARIS DE FERRER, MAGDALENA. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Editorial Astro Data S.A. Segunda edición.

PEREZ D, SALICIONI F, UCAN S. Cyclic Water Injection in San Jorge Gulf Basin, Argentina. Argentina. 2014.

QINFENG Y., BINGYU J. AND JIPING Y. MECHANISM OF CYCLIC IN WATERFLOODING IN VERTICALLY HETEROGENEOUS RESERVOIRS. 1995.

RAZA S. Water and Gas Cyclic Pulsing Method for Improved Oil Recovery. 1971.

STRIPE M, GUZMAN J, ALVARADO. Cyclic Water Injection Simulations for Evaluation of its Potential in Lagocino Field. 2004.

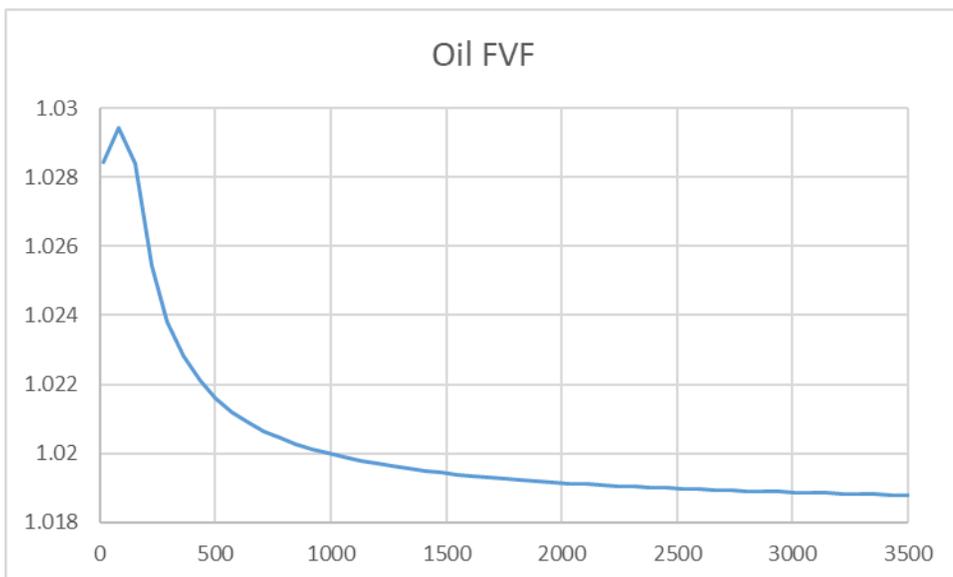
SURGUCHEV L. M., KOUNDIN A., MELBERG O, ROLFSVAG T. A., MENARD W. P. Cyclic Water Injection: Improved Oil Recovery at Zero Cost. 2002.

SURGUCHEV L, KOUNDIN A, MELBERG O, ROLFSVAG A & WENDELL P. Cyclic Water Injection: Improved Oil Recovery at Zero Cost. 1999.

## **ANEXOS**

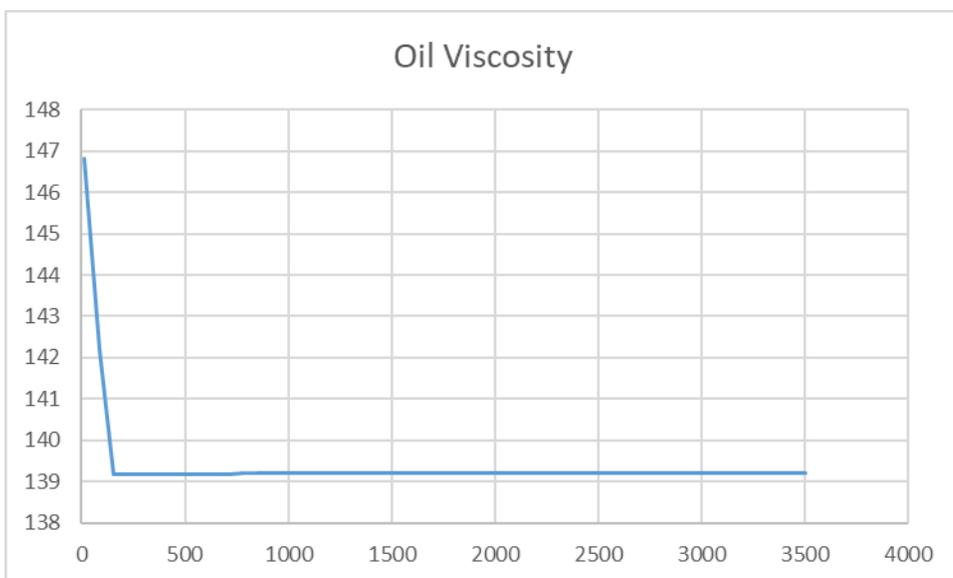
**ANEXO A.**  
**PARÁMETROS ANALIZADOS POR LOS DATOS PVT.**

**Factor volumétrico del petróleo:**



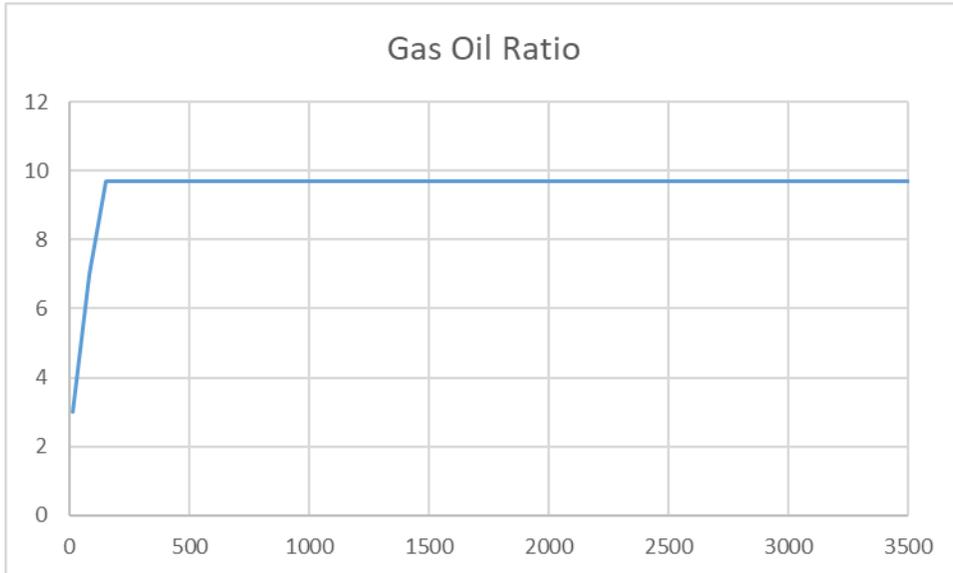
**Fuente:** elaboración propia.

**Viscosidad del petróleo:**



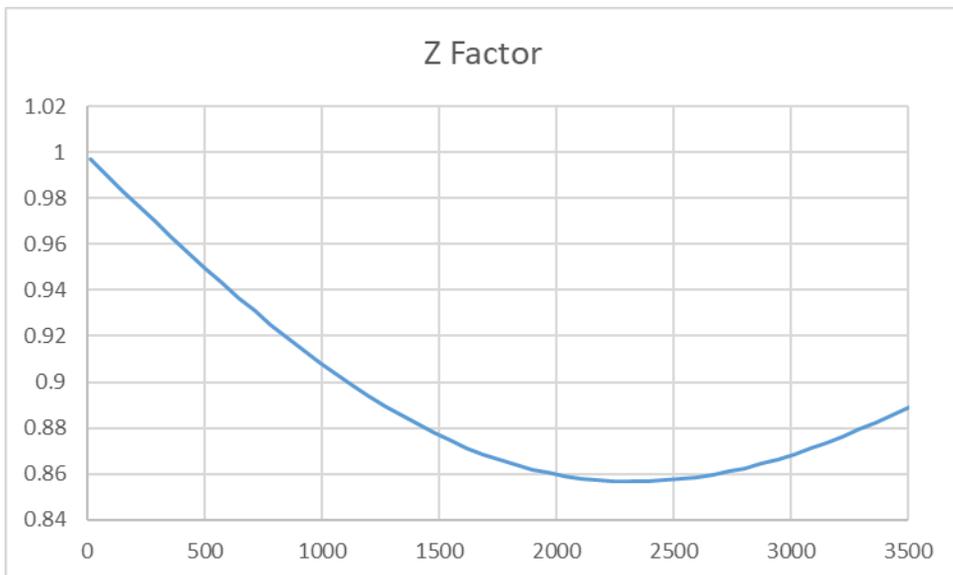
**Fuente:** elaboración propia.

**Gas Oil Relation (GOR):**



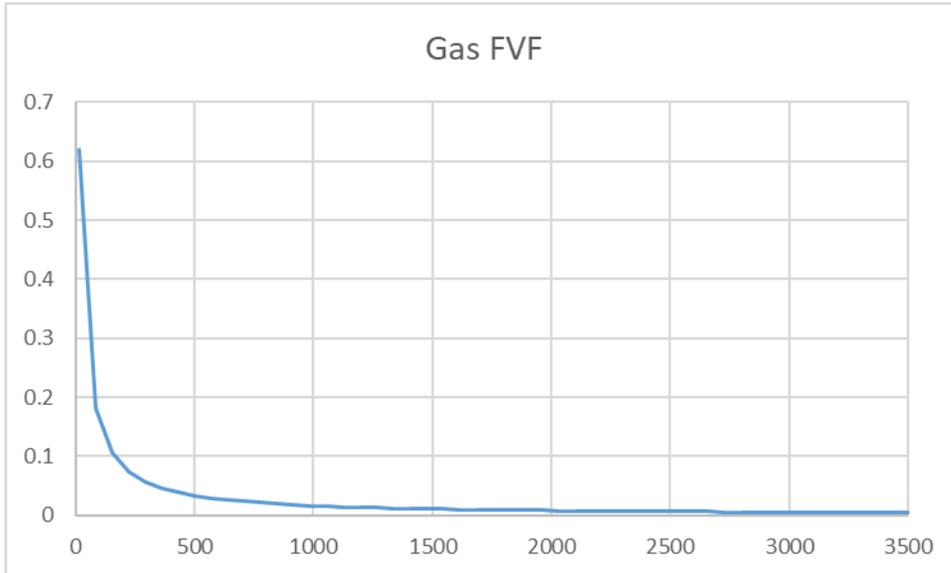
**Fuente:** elaboración propia.

**Factor de compresibilidad del gas (Z):**



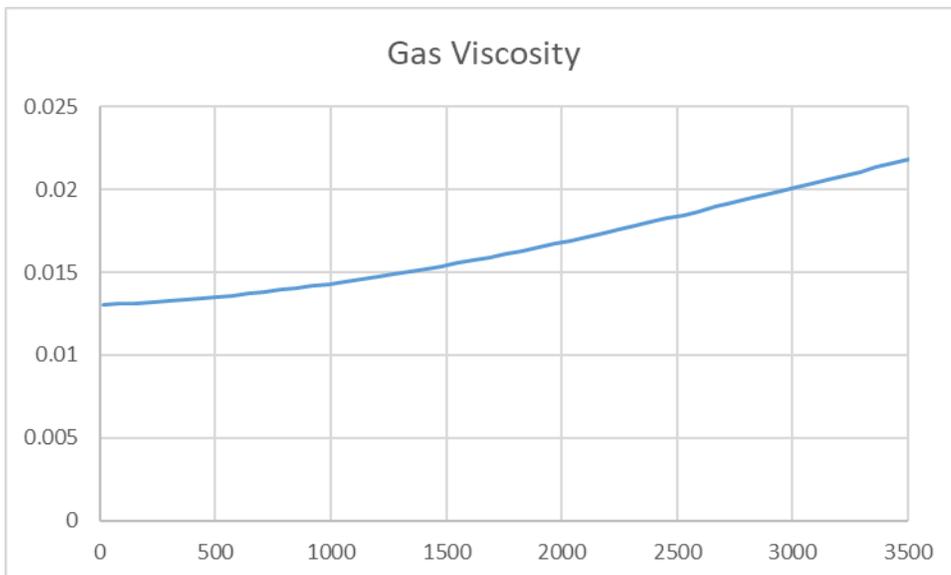
**Fuente:** elaboración propia.

**Factor volumétrico del gas (Bg):**



**Fuente:** elaboración propia.

**Viscosidad del gas (Mug):**



**Fuente:** elaboración propia

## ANEXO B.

### CAUDALES Y PRESIÓN DE INYECCIÓN DE LOS POZOS I1 E .

#### Caudal de Inyección Pozo Inyector I1.

Fecha	Pozo	qwiP [bbl/DC]	diasP [d]	pwiP [PSI]
jul-17	I1	335	6.2	764
ago-17	I1	1625	29	518
sep-17	I1	1775	27.8	199
oct-17	I1	1897	30.8	278
nov-17	I1	1875	29.5	351
dic-17	I1	1797	29.4	664
ene-18	I1	1936	31	1028
feb-18	I1	818	12.1	929
mar-18	I1	1919	31	975
abr-18	I1	1846	28.6	765
may-18	I1	1943	31	796
jun-18	I1	1889	29.6	925
jul-18	I1	1630	27.1	1134
ago-18	I1	1562	28	1632
sep-18	I1	820	14.6	1397
oct-18	I1	650	11.9	1250
nov-18	I1	1663	29.8	1441
dic-18	I1	1488	26.9	1646
ene-19	I1	1594	28.9	1699
feb-19	I1	1548	25.4	1345
mar-19	I1	799	16.2	946
abr-19	I1	1159	25.5	1049
may-19	I1	701	15.5	835

**Fuente:** elaboración propia.

### Caudal de Inyección Pozo Inyector I2.

Fecha	Pozo	qwiP [bbl/DC]	diasP [d]	pwiP [PSI]
jul-17	I2	671	12.1	568
ago-17	I2	1304	30.7	202
sep-17	I2	1431	29.1	174
oct-17	I2	1626	30.4	583
nov-17	I2	1726	30	928
dic-17	I2	1683	30.3	574
ene-18	I2	1722	30.9	408
feb-18	I2	530	8.6	415
mar-18	I2	759	14.1	548
abr-18	I2	587	10.1	956
may-18	I2	1718	30.8	1474
jun-18	I2	1721	29.7	1599
jul-18	I2	1730	30.9	1829
ago-18	I2	1685	29.9	1675
sep-18	I2	1662	29.1	1449
oct-18	I2	1639	29.8	1387
nov-18	I2	1615	29.3	1333
dic-18	I2	1532	28	1321
ene-19	I2	1123	21.9	991
feb-19	I2	1236	21.1	1047
mar-19	I2	1388	26.5	582
abr-19	I2	1593	29.3	630
may-19	I2	1615	30.5	645

**Fuente:** elaboración propia.