

**Modelo analítico de predicción de la producción de petróleo en procesos de inyección
cíclica de vapor con pozos horizontales en yacimientos de crudo pesado**

Max Bradley Gómez Gualdrón

Trabajo de grado presentado para optar por el título de Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Directora

Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco

MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

Jorge Mario Padilla Reyes

MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

José Chiquinquirá Ferrer González

PhD. en Petróleo y Gas Natural

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Maestría en ingeniería de hidrocarburos
Bucaramanga**

2020

Agradecimiento

A DIOS.

A mi Papá y a mi Mamá. Quienes durante todos estos años han sido el motor que impulsa la consecución de metas como la de este trabajo. Mis logros serán y son siempre suyos.

A los amigos y personas que al largo de los últimos años aportaron su granito de arena.

A la familia del Grupo de Investigación Recobro Mejorado, y especialmente al profesor Samuel Fernando Muñoz, quien deposito su confianza en mí para la realización de este proyecto (MSc). Gracias por todos los consejos y permitir ser parte de la familia GRM.

A mis compañeros de Maestría Yohan, Raúl y Ángel. ¡Se logró con la curva de aprendizaje, Éxitos y Bendiciones papá!

A los codirectores y amigos Jorge Mario Padilla y José Chínco Ferrer quienes me brindaron toda la asesoría necesaria para la realización de este trabajo.

A todo el personal de la coordinación de posgrados de la Escuela de Ingeniería de Petróleos para la obtención del título de MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos, especialmente a Mónica, María Isabel y el profesor Emiliano por toda la entrega brindada durante estos años.

A lo largo de nuestra vida he conocido personas, y muchas se han ganado un lugar especial en mi corazón. En honor, comparto mi gratitud y agradecimiento quienes me ayudaron y compartieron un pedacito de su felicidad, ya que comprendí y aprendí que con su apoyo todo es

posible, gracias por enseñarme que todos los sueños pueden hacerse realidad si tienes el coraje de perseguirlos.

Y finalmente, a mi churrita que siempre dice Piensa, cree, sueña y atrévete....

Dedicatoria

“Pero lo que soy, lo soy por la gracia de Dios. Y su gracia no ha sido en vano, porque he trabajado más que todos ellos, si bien es cierto que no he sido yo, sino la gracia de Dios que ha obrado por medio de mí”:1C 15:10

Dedico este trabajo en primer lugar a Dios, artífice de todo lo bueno y de las enseñanzas que ha ocurrido en mi vida.

A mi familia, porque todo lo que soy se lo debo a mi Papá y a mi Mamá, cuyo amor, dedicación, sacrificio, apoyo incondicional, consejos y templanza con la que me educaron, me permitieron alcanzar todos los logros que he conseguido, mi gratitud y amor hacia ustedes traspasa el tiempo y la distancia, porque mis triunfos son y serán siempre suyos.

A la Universidad Industrial de Santander, por fomentar un ambiente académico e investigativo propicio para el desarrollo de este proyecto y permitir que me formara tanto en la parte académica como en la parte personal.

A el Grupo de Investigación en Recobro Mejorado (GRM) por todo su apoyo, aportes y sugerencias durante el desarrollo de este trabajo.

En especial a el profesor Samuel Fernando Muñoz, a Astrid Xiomara Rodríguez, a Chínco Ferrer, a Jorge Palma y a Jorge Mario Padilla por su apoyo, ayuda y consejos que permitieron desarrollar este trabajo.

A cada una de las personas que me brindaron su amistad y apoyo de cada granito de arena en el lugar y momento que debía estar para que al final, se pudiera desarrollar este trabajo, debido que el tiempo de Dios es perfecto.

Lo maravilloso no es que haya obstáculos en este mundo, lo maravilloso es poder sortearlos para encontrar a Dios y al amor. He aquí mi secreto, que no puede ser más simple: solo con el corazón se puede ver bien; lo esencial es invisible a los ojos.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	18
1. Marco referencial.....	20
1.1. Marco teórico.....	20
1.1.1. Inyección cíclica en pozo vertical.....	20
1.1.2. Inyección cíclica en pozo horizontal.....	22
1.2. Marco de antecedentes.....	22
2. Modelo conceptual de simulación.....	27
2.1. Resultados.....	34
2.1.1. Escenario A: pozo ubicado a la altura media del yacimiento.....	35
2.1.2. Escenario B: pozo localizado en la base del yacimiento.....	39
2.1.3. Diferencia entre el escenario A y el escenario B.....	43
2.1.4. Diferencia de producción en frío y el caso A.....	44
2.2. Diseño experimental.....	48
2.3. Análisis de los parámetros de yacimiento.....	49
2.3.1. Producción de petróleo.....	49
2.3.2. Producción de agua.....	52
2.3.3. Acumulado de producción de petróleo.....	54
2.3.4. Acumulado de producción de agua.....	57
2.3.5. Factor de recobro (% FR).....	59
2.3.6. Temperatura promedio del yacimiento.....	62

2.4.	Análisis de los parámetros operacionales	64
2.4.1.	Acumulado de producción de petróleo	65
2.4.2.	Acumulado de producción de agua.....	67
2.4.3.	Factor de recobro (%FR)	69
2.4.4.	Temperatura promedio del yacimiento	71
3.	Desarrollo del modelo analítico	73
3.1.	Volumen de la zona de vapor.....	73
3.1.1.	Balance de materia.....	74
3.1.2.	Ley de Darcy.....	74
3.1.3.	Balance de energía al vapor inyectado.....	75
3.1.4.	Balance de energía al volumen entrando a la formación	75
3.2.	Tiempo de remojo	80
3.3.	Tiempo de producción	81
3.3.1.	Diagrama de flujo	85
4.	Validación del modelo analítico	86
5.	Manual del usuario.....	90
5.1.	Requerimientos del sistema operativo	90
5.2.	Modo de ejecución.....	90
6.	Análisis de resultados	101
7.	Conclusiones	103
8.	Recomendaciones	106
	Referencias bibliográficas	108

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas del modelo base de simulación a escala de campo.	28
Tabla 2. Curvas de permeabilidad relativa para sistema roca-fluido de estudio.	31
Tabla 3. Propiedades PVT del crudo.	33
Tabla 4. Cambio de viscosidad del aceite con respecto a la temperatura.	33
Tabla 5. Parámetros operacionales y de yacimiento en el análisis CMOST	47
Tabla 6. Parámetros para el uso del factor de corrección.	83

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Esquema general de la inyección cíclica de vapor en pozo vertical.....	21
<i>Figura 2.</i> Sección transversal según el modelo de Diwan & Kovsky, (1999).....	25
<i>Figura 3.</i> Modelo base de simulación a escala de campo. CMG 2018.10	28
<i>Figura 4.</i> Curvas de permeabilidad relativa Agua-Aceite. CMG 2018.10.....	31
<i>Figura 5.</i> Curvas de permeabilidad relativa Gas-Líquido. CMG 2018.10.....	31
<i>Figura 6.</i> Ubicación del pozo Inyector/Productor. (a) ubicado en la altura media. (b) ubicado en la base del modelo a escala de campo. CMG 2018.10	35
<i>Figura 7.</i> Tasa de producción de petróleo para el escenario A respecto al histórico de producción de petróleo del pozo Bachaquero-1. CMG 2018.10	36
<i>Figura 8.</i> Tasa de producción de agua para el escenario A respecto al histórico de producción de agua del pozo Bachaquero-1. CMG 2018.10	36
<i>Figura 9.</i> Acumulado de producción de petróleo para el escenario A respecto al histórico de producción del pozo Bachaquero-1. CMG 2018.10	37
<i>Figura 10.</i> Acumulado de producción de agua del escenario A respecto al histórico de producción del pozo Bachaquero-1. CMG 2018.10	37
<i>Figura 11.</i> Perfil de temperatura en el talón del pozo en el escenario A respecto al perfil histórico del pozo Bachaquero-1. CMG 2018.10	38
<i>Figura 12.</i> Perfil de temperatura en la punta del pozo en el escenario A respecto al perfil histórico del pozo Bachaquero-1. CMG 2018.10	38
<i>Figura 13.</i> Tasa de producción de petróleo para el escenario B respecto al histórico de producción de petróleo de Ravago 2004. CMG 2018.10	39
<i>Figura 14.</i> Tasa de producción de agua para el escenario B respecto al histórico de producción de petróleo de Ravago 2004. CMG 2018.10	40
<i>Figura 15.</i> Acumulado de producción de petróleo del escenario B respecto al histórico de producción de petróleo de Ravago 2004. CMG 2018.10	40

Figura 16. Acumulado de producción de agua del escenario B respecto al histórico de producción de petróleo de Ravago 2004. CMG 2018.10 41

Figura 17. Perfil de temperatura en el talón del pozo en el escenario B respecto al histórico de producción de petróleo de Ravago 2004. CMG 2018.10 41

Figura 18. Perfil de temperatura en la punta del pozo en el escenario B respecto al histórico de producción de petróleo de Ravago 2004. CMG 2018.10 42

Figura 19. Factor de recobro para los dos escenarios del modelo conceptual de simulación numérica de pozo para los tres ciclos de inyección..... 42

Figura 20. Perfil de temperatura en el día 15 de inyección. CMG 2018.10 43

Figura 21. Vectores de flujo del aceite para el día 45 de producción. CMG 2018.10..... 43

Figura 22. Diferencia producción de petróleo en frío y proceso de inyección cíclica..... 45

Figura 23. Diferencia factor de recobro de petróleo en frío y proceso de inyección cíclica. 45

Figura 24. Diferencia producción de agua en frío y proceso de inyección cíclica. 46

Figura 25. Diagrama de flujo para la construcción de un modelo Proxy..... 47

Figura 26. Análisis de tornado para parámetros operacionales en la producción de aceite..... 50

Figura 27. Modelo QC para parámetros operacionales en la producción de petróleo. 51

Figura 28. Análisis Sobol para la producción de petróleo. 51

Figura 29. Análisis de tornado para parámetros operacionales en la producción de agua. 52

Figura 30. Modelo QC para parámetros operacionales en la producción de agua. 53

Figura 31. Análisis Sobol para la producción de agua..... 54

Figura 32. Análisis de tornado para parámetros operacionales en el acumulado de producción de petróleo. 55

Figura 33. Modelo QC para parámetros operacionales en el acumulado de producción de petróleo. 56

Figura 34. Análisis Sobol para el acumulado de producción de petróleo..... 56

Figura 35. Análisis de tornado para parámetros operacionales en el agua acumulada..... 57

Figura 36. Modelo QC para parámetros operacionales en el agua acumulada. 58

Figura 37. Análisis Sobol para el agua acumulada. 58

Figura 38. Análisis de tornado para parámetros operacionales en el factor de recobro. 60

Figura 39. Modelo QC para parámetros operacionales en el factor de recobro. 61

Figura 40. Análisis Sobol para el factor de recobro. 61

Figura 41. Análisis de tornado para parámetros operacionales en la temperatura promedio del yacimiento. 63

Figura 42. Modelo QC para parámetros operacionales en la temperatura promedio del yacimiento. 63

Figura 43. Análisis Sobol para la temperatura promedio del yacimiento. 64

Figura 44. Análisis de tornado para parámetros operacionales en el acumulado de producción de petróleo. 65

Figura 45. Análisis Sobol para el aceite acumulado. 67

Figura 46. Análisis de tornado para parámetros operacionales en el agua acumulada. 67

Figura 47. Modelo QC para parámetros operacionales en el agua acumulada. 68

Figura 48. Análisis Sobol para el agua acumulada. 69

Figura 49. Análisis de tornado para parámetros operacionales en el factor de recobro. 69

Figura 50. Modelo QC para parámetros operacionales en el factor de recobro. 70

Figura 51. Análisis Sobol para el factor de recobro. 71

Figura 52. Análisis de tornado para parámetros operacionales en la temperatura promedio del yacimiento. 72

Figura 53. Análisis Sobol para la temperatura promedio del yacimiento. 72

Figura 54. Desplazamiento del fluido y energía en fondo. 78

Figura 55. Desplazamiento total. 80

Figura 56. Diagrama de flujo del modelo analítico ajustado 85

<i>Figura 57.</i> Producción de aceite del modelo analítico, modelo de Gunadi y caso base	86
<i>Figura 58.</i> Acumulación de aceite del modelo analítico, modelo de Gunadi y caso base	87
<i>Figura 59.</i> Producción de agua del modelo analítico, modelo de Gunadi y caso base	88
<i>Figura 60.</i> Agua acumulada del modelo analítico, modelo de Gunadi y caso base.....	88
<i>Figura 61.</i> Indicar el separador decimal.....	91
<i>Figura 62.</i> Habilitar marcos	92
<i>Figura 63.</i> Pestaña programador.	93
<i>Figura 64.</i> Clic habilitar Marcos	94
<i>Figura 65.</i> Pantalla de Inicio del Sistema.....	94
<i>Figura 66.</i> Interfaz Gráfica de entrada de datos del Pozo (Ficha 1)	96
<i>Figura 67.</i> Interfaz Gráfica de entrada de datos de la Viscosidad del Petróleo (Ficha 2)	97
<i>Figura 68.</i> Interfaz Gráfica de Menú de Gráficas (Ficha 3)	98
<i>Figura 69.</i> Modelo de cuatro (4) Gráficas	99
<i>Figura 70.</i> Modelo de Gráficas Independientes	100
<i>Figura 71.</i> Resultados en forma de tabla	100
<i>Figura 72.</i> Caída de presión según modelo analítico, Gunadi y modelo base.....	102

Lista de apéndices

(Los apéndices están adjuntos en el CD y puede visualizarlos en base de datos de la biblioteca

UIS)

Apéndice A. Modelo caso base.dat

Apéndice B. Modelo caso base.irf

Apéndice C. Modelo caso base.log

Apéndice D. Modelo caso base.mrf

Apéndice E. Modelo caso base.out

Apéndice F. HCSS-GRM

Resumen

Título: Modelo analítico de predicción de la producción de petróleo en procesos de inyección cíclica de vapor con pozos horizontales en yacimientos de crudo pesado *

Autor: Max Bradley Gómez Gualdrón **

Palabras claves: Crudos pesados, inyección cíclica de vapor, pozo horizontal, modelos analíticos.

Descripción:

El presente trabajo de investigación tiene por objetivo principal determinar un modelo analítico para predecir la producción de petróleo en procesos de inyección cíclica de vapor con pozos horizontales en yacimientos de crudo pesado, el cual, para hallarlo se empieza por adoptar un modelo caso base, después se procede a determinar las variables operacionales y de yacimiento que más influyen mediante la herramienta CMOST, ajustándose de manera aceptable a más de 50 modelos numéricos según las curvas proxys y finalmente se modifica el modelo analítico propuesto por Gunadi en 1999.

El modelo analítico de Gunadi se compara con el modelo caso base, mostrando alta desviación para la producción de petróleo y agua, sin embargo, dado el análisis en CMOST se determinó que la saturación de agua es una de las variables más influyentes en la producción y mediante un análisis del método que Gunadi uso para determinarla, se halla que el cálculo es poco acertado, modificándolo para el nuevo modelo analítico, después se analiza la caída de presión y se concluye que Gunadi sobre valora la presión que el yacimiento experimenta al inyectarle vapor y producirlo, por lo cual, con ayuda de la producción en frío se agrega un factor de corrección en el cálculo relacionado con la presión del yacimiento cuando se produce líquido, mostrando un mejor ajuste en el cálculo de producción y acumulado de agua y petróleo, concluyendo el presente modelo analítico como válido según el modelo caso base.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de petróleos. Director: M.Sc. Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco en ingeniería de hidrocarburos.

Abstract

Title: Development of an analytical model of prediction of oil production in processes of cyclic steam injection with horizontal wells in heavy oil fields, based on the numerical simulation of deposits*

Author: Max Bradley Gómez Gualdrón **

Key word: Heavy crudes, cyclic steam injection, horizontal well, analytical models.

Description:

The main objective of this research work is to determine an analytical model to determine the production and accumulation of oil and water in the cyclic injection of steam in a horizontal well, which, to find it, begins by adopting a base case model, then proceeds to determine the operational and reservoir variables that most influence by means of the CMOST tool, accepting in an acceptable way more than 50 numerical models according to the proxies curves and finally the analytical model proposed by Gunadi in 1999 is modified.

The Gunadi analytical model is compared with the base case model, showing high deviation for oil and water production, however, given the CMOST analysis, it was determined that water saturation is one of the most influential variables in production and by means of an analysis of the method that Gunadi used to determine it, it is found that the calculation is not successful, modifying it for the new analytical model, then the pressure drop is analyzed and it is concluded that Gunadi overvalues the pressure that the reservoir experiences when injecting steam and produce it, therefore, with the help of cold production a correction factor is added in the calculation related to the reservoir pressure when liquid is produced, showing a better adjustment in the calculation of accumulated production of water and oil, concluding the present analytical model as valid according to the base case model.

* Bachelor Thesis

** Faculty of physicochemical engineering. School of Petroleum engineering. Director: M.Sc. Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco. Hydrocarbon engineering.

Introducción

La industria petrolera colombiana ha sido en los últimos años el motor de la economía del país, actualmente produce aproximadamente 900 KBOPD (ANH, 2018), en donde el 53% corresponden a las principales cuencas de crudo pesado (Cuenca de los Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena y Caguán-Putumayo), siendo estas las principales áreas que contienen el 40% (aproximadamente 50.000 MMBbl de petróleo) del recurso petrolero del país (Malagón, 2016). El desarrollo de yacimientos de crudo pesado por métodos convencionales (producción primaria, inyección de agua) usualmente es ineficiente debido a la alta viscosidad y baja movilidad que tiene el petróleo respecto al agua en el yacimiento; sin embargo, mediante la aplicación de procesos de recobro térmicos se logra disminuir la viscosidad, con el objetivo de facilitar el flujo del crudo hacia el punto de mayor caída presión, que por lo general es en la cara del pozo productor.

Entre los distintos métodos térmico (Combustión In Situ, Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor SAGD, Inyección Cíclica de Vapor o Inyección Alternada de Vapor, Inyección Continua de Vapor, entre otros. (Wang, Ren, & Zhang, 2019)) se destaca la inyección cíclica de vapor, cuyo fundamento teórico es el efecto de la temperatura sobre la viscosidad del petróleo, y debido a que la productividad de un pozo de petróleo es inversamente proporcional a la viscosidad del crudo, en donde cualquier reducción de su viscosidad, se estima que genera un impacto positivo en la producción de petróleo en el pozo.

La inyección cíclica de vapor convencionalmente suele realizarse en pozos verticales, no obstante, esto genera altas pérdidas de calor con las zonas adyacentes (Wang et al., 2019), por esta razón la industria petrolera ha ido implementando la tecnología de pozos horizontales, en donde tiene grandes ventajas respecto a la convencional, debido que mejora la eficiencia de barrido

(aumentando el área de exposición al flujo en el yacimiento y una mayor área de drenaje) y permite una mejor distribución de calor. Además, debido a que los pozos horizontales generan una menor caída de presión por unidad de longitud, reduce las probabilidades de conificación y daño del pozo.

Predecir el comportamiento de la inyección cíclica de vapor en pozos horizontales es un aspecto fundamental para determinar la factibilidad de la implementación de este tipo de procesos en campo. Una de las herramientas más valiosas con la que cuenta la ingeniería de petróleos para evaluar la respuesta de un yacimiento a un proceso de recuperación son los modelos analíticos.

Por esta razón, el desarrollo del modelo propuesto parte de modelos analíticos existentes, de los cuales se toman los principios físicos que gobiernan el flujo de calor y fluidos en el medio poroso (Gunadi, 1999; Ravaga, 2004). (Ravaga, 2004), durante sus investigaciones, realizó un estudio de simulación de inyección cíclica de vapor en un pozo horizontal utilizando datos del Campo Bachaquero-01 (Venezuela), y de esta manera, validó el modelo de inyección de vapor cíclico desarrollado por Gunadi. Identificando que en el modelo base, para los ciclos posteriores al primero, se presenta una sobre estimación de la tasa de producción de petróleo respecto a la reportada de los históricos de producción del campo.

Por lo cual, surge la necesidad de realizar un ajuste para mejorar su capacidad de predicción con mayor exactitud. Adicionalmente se desarrolló una herramienta computacional "HCSS Estimated" que reproduce el modelo analítico ajustado, con el objetivo de facilitar su uso en el desarrollo de futuros proyectos de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, garantizando un estudio más detallado. Conllevando a una mejor toma de decisiones para proyectos térmicos, al minimizar la incertidumbre y los riesgos asociados en la implementación de estos procesos.

1. Marco referencial

1.1. Marco teórico

Los métodos de recobro mejorado térmico tienen por objetivo principal disminuir la viscosidad del petróleo por intercambio térmico entre fluidos; los principales métodos son: combustión in situ, inyección cíclica y continua de vapor, inyección de agua caliente y SAGD (Wang et al., 2019).

La inyección cíclica de vapor es una técnica de recobro mejorado que empieza a aplicarse en la década de los 50 para crudo pesado y ha tenido variaciones en algunos casos, mediante la aplicación de aditivos químicos, el uso de pozos horizontales y el fracturamiento hidráulico (Alvarez, 2010). Esta se compone de tres etapas. Cada ciclo se compone de tres etapas (Hou et al., 2016).

1.1.1. Inyección cíclica en pozo vertical. El vapor es inyectado a la formación por varios días e incluso semanas, luego el pozo es encerrado por un cierto periodo de tiempo denominado periodo de remojo. El vapor se condensa en la formación, dicha acción permite el intercambio de energía latente y sensible al hidrocarburo y roca, disminuyendo de esta manera la viscosidad del petróleo. La cantidad de petróleo producido en un ciclo depende mayormente de que tanto se redujo la viscosidad, siendo este controlado a su vez por la cantidad de calor transferido que el hidrocarburo puede aceptar.

En el yacimiento se encuentra la formación, petróleo y agua, siendo el primero y ultimo los mayores responsables de atenuar la absorción de energía térmica. El hidrocarburo y demás fluidos

son expulsados cuando disminuye la presión en cara del pozo, o sea, cuando se produce (Wang et al., 2017); Un esquema tradicional se representa en la *Figura 1*.

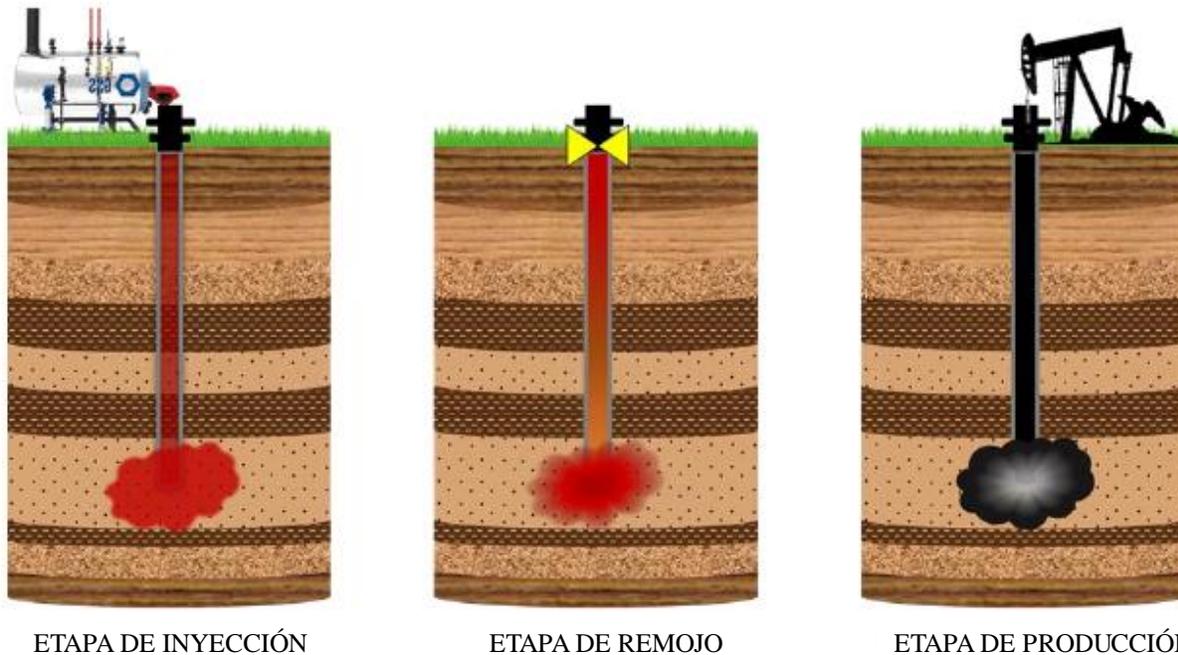


Figura 1. Esquema general de la inyección cíclica de vapor en pozo vertical. Adaptado de Saripalli, Hari, Salari, H., Saeedi, M., & Hassan, H. (2018). Analytical modelling of cyclic steam stimulation (CSS) process with a horizontal well configuration. The Canadian Journal of Chemical Engineering, 96(2), 573-589. <https://doi.org/10.1002/cjce.22958>

Existen distintos mecanismos de producción cuando se inyecta vapor al yacimiento, en zonas con alta presión suele presentarse altas tasas de producción, las fuerzas gravitacionales también ayudan al proceso de movilidad, la compactación y el fracturamiento de las formaciones contribuyen en su producción. El vapor se puede inyectar a presiones por encima del gradiente de fractura, esto ocasiona mayor producción, no obstante, puede fracturar zonas no deseadas, generando invasión de fluidos, como migración de petróleo a acuíferos, requiriendo, por consiguiente un estudio para aplicarlo (Ganzer & Reinicke, 2017).

1.1.2. Inyección cíclica en pozo horizontal. Este tipo de inyección cíclica de vapor es similar a la tradicional, exceptuando que se realiza mediante la tecnología en pozo horizontal. Hay dos factores importantes para aplicar inyección cíclica de vapor en pozo horizontal:

- La eficiencia térmica es mayor, haciéndolo más atractivo.
- El vapor suele inyectarse a un caudal y calidad conocida en un corto periodo de tiempo, ingresando al yacimiento y permitiendo una distribución más uniforme a lo largo de la sección horizontal del pozo, abarcando un mayor volumen en yacimiento. El procedimiento es igual que el de pozos vertical: inyección, remojo y producción (Diwam, A; Kovsek, 1999)

1.2. Marco de antecedentes

Jones, (1977) Presentó un modelo de inyección cíclica en pozo horizontal aplicado a crudo pesado, teniendo presente únicamente la caída de presión y la fuerza gravitacionales del yacimiento. El cálculo de la temperatura y forma de yacimiento contra el tiempo se calcularon empleando el método de matemático propuesto por (Boberg & Lantz, 1966). Este modelo tiende a calcular bajas tasas de producción de petróleo inicialmente, poco probables y es realizado empleando parámetros empíricos.

Myhill & Stegemeier, (1978) presentaron un modelo para la corrección y predicción del manejo de vapor en yacimiento, suponiendo un desplazamiento tipo pistón. Se identifica un tiempo crítico, más allá del cual, en el frente la zona de calentamiento (frente de condensación) se ocasiona un movimiento de agua. La eficiencia térmica de la zona de vapor es calculada en función del tiempo adimensional y el radio del calor latente para la energía total inyectada.

Butter, R; Stephen, (1979) presentó una ecuación teórica para el drenaje gravitacional de crudo pesado durante el calentamiento de vapor en sitio. El método consiste en una zona de vapor en expansión como resultado de la inyección de vapor y producción de petróleo, ocasionado por drenaje gravitacional a lo largo de la interfaz petróleo/vapor en la cámara de vapor. El petróleo es producido a través del pozo horizontal localizado al fondo de la cámara de vapor, similar a la *Figura 2* y el flujo es derivado de la ley de Darcy. La transferencia de calor toma en cuenta la difusividad térmica del yacimiento y es proporcional a la raíz cuadrada de la fuerza que lo impulsa. Para el supuesto de un yacimiento infinito, se deriva una expresión adimensional, la cual describe la posición de la interfaz (zona de vapor y petróleo) y el flujo de producción de petróleo para cálculos numéricos. La producción de petróleo es proporcional a la raíz cuadrada de la altura del vapor en yacimiento. También se presenta una ecuación que describe el crecimiento de la cámara de vapor. El método se limita únicamente a drenaje gravitacional y flujo lineal de crudo pesado en pozos horizontales.

van Lookeren, (1983) Presentó un método para calcular el flujo de vapor en forma lineal y radial, se supone que en la zona de vapor actúan fuerzas gravitacionales y presentó una expresión analítica para describir la cámara de vapor. La forma de la zona de vapor es gobernada por factores adimensionales A_{LD} y A_{RD} , los cuales representan el grado de anulación del vapor para flujo lineal y radial respectivamente. Es una ecuación para el cálculo del espesor promedio de la zona de vapor

Vogel, (1984) consideró el cálculo de calentamiento similar a (van Lookeren, 1983). Este modelo trabajo en el supuesto de subir el vapor instantáneamente al tope del yacimiento (h_t en la *Figura 2*), después la cámara de vapor decrece lentamente en dirección a la cara de pozo. Las pérdidas de calor a formaciones adyacentes son calculadas resolviendo problemas de conducción

térmica para planos infinitos. La producción es ocasionada por dos factores: Drenaje gravitacional y arrastre de vapor. Una conclusión importante es que, por encima de cierto límite de inyección de vapor, este afecta muy poco la producción de petróleo.

Gontijo & Aziz, (1984) Presentaron un modelo que considera el potencial de flujo combinando las fuerzas gravitacionales y caída de presión. Esta ecuación de flujo es derivada de la producción de agua obtenida en el modelo de (Butter, R; Stephen, 1979). Ellos combinan la ecuación de Darcy y problemas de conducción de calor.

Gunadi, (1999) Desarrolló un modelo analítico para predecir la producción de petróleo y agua en el proceso de inyección cíclica en pozo horizontal y lo verificó con información experimental a escala de laboratorio, dicho modelo lo divide en dos submodelos:

- El primer submodelo es usado para calcular el radio de la zona de vapor durante la inyección. El crecimiento de la cámara de vapor es calculada utilizando la ecuación de balance de materiales, energía y ley de Darcy.
- El segundo submodelo calcula la temperatura y producción durante la etapa de remojo y producción respectivamente. La pérdida de calor a las zonas aledañas es calculado con el método de (Boberg & Lantz, 1966).

(Diwan & Kovscek, 1999) desarrolló un modelo analítico asumiendo que la zona de vapor adopta una forma triangular como se ilustra en la *Figura 2*.

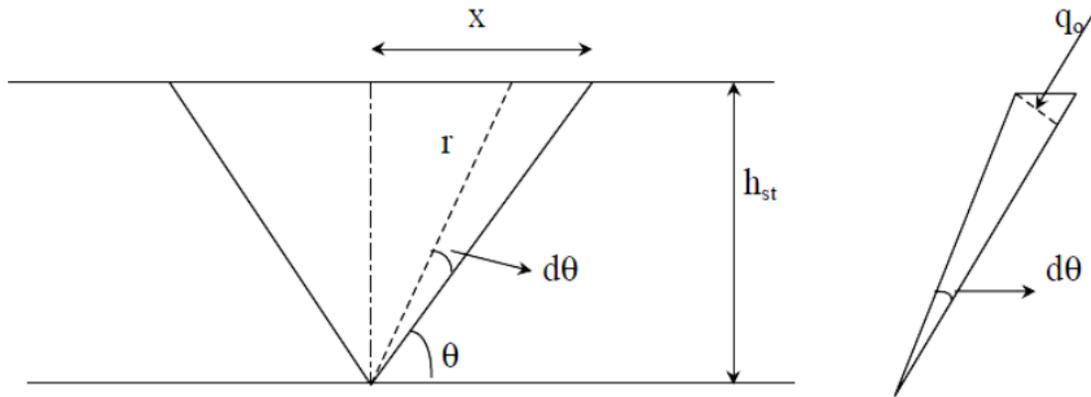


Figura 2. Sección transversal según el modelo de Diwan & Kovscek, (1999).

Como se muestra en la *Figura 2*, cada ciclo permite un crecimiento de la zona de vapor y el pozo se encuentra en la zona inferior, esto hace que las fuerzas relacionadas con la gravedad jueguen un papel importante en la producción.

El vapor inyectado aumenta el potencial de producción del yacimiento al aumentar la presión del mismo y durante el drenaje se genera un aumento en la producción del petróleo. La zona triangular se denomina cámara de vapor.

Cuando llega al tope de la capa en que se inyecta vapor, se procede a expandir la cámara de vapor, aumentando la producción; La teoría de drenaje es similar a la presentada por (Butter, R; Stephen, 1979), pues usa las fuerzas viscosas y gravitacionales, no obstante, la sección triangular cambia.

Wu, Vasantharajan, El-Mandouh, & Suryanarayana, (2011) Presentaron un modelo para calcular el flujo en la estimulación de inyección cíclica en pozo horizontal bajo la influencia del drenaje gravitacional, también está incluido la reducción de presión y el flujo de dos fases. El modelo se acopla al modelo multifásico del yacimiento y las pérdidas de presión por fricción en

cara del pozo. Se considera un yacimiento homogéneo e isotrópico con porosidad y permeabilidad constante. El flujo de fluido entra a la cara del pozo a lo largo del eje radial. También se asume que, durante el periodo de inyección, la cámara que se forma es cilíndrica, si el yacimiento es altamente heterogéneo, este no se podrá aplicar.

H. Saripalli, (2013) En su tesis de maestría de ciencias del departamento de química e ingeniería de petróleo de la Universidad de Calgary propuso un modelo analítico para inyección cíclica de vapor en pozo horizontal, primero estima el radio de la zona calentada teniendo en cuenta el caudal de inyección y la capacidad calorífica de la roca, posterior a ello resuelve la ecuación (1) para determinar la variación de temperatura y finalmente aplica la ecuación de flujo, estimando la caída de presión según el método de Boberg & Lantz.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (1)$$

Chen et al., (2019) formula un modelo asumiendo que existen pérdidas en las capas adyacentes superior e inferior, por lo cual, la cámara de vapor presenta una forma elíptica y no cilíndrica; se tiene presente el caudal de inyección, la capacidad calorífica de la roca, en cuanto a la producción, se basa en el método de Boberg & Lantz.

2. Modelo conceptual de simulación

Para la construcción del modelo conceptual de simulación numérica (modelo base de simulación numérica) se emplearon las propiedades del sistema roca-fluido y las condiciones operacionales del modelo numérico elaborado por (Ravaga, 2004), por tanto, este modelo base representa un proceso evaluado previamente de inyección cíclica de vapor con pozos horizontales; a partir del cual, empleando la herramienta CMOST de la compañía CMG, se realizó un análisis de sensibilidad a parámetros operaciones y del yacimiento para identificar las variables de mayor incidencia en el desempeño del proceso y los mecanismos físicos involucrados.

Para el desarrollo del estudio propuesto, se generó un modelo conceptual de simulación correspondiente a un sector del pozo Bachaquero-1 bajo los criterios desarrollados por (Ravaga, 2004). El enmallado de simulación representa la mitad de un área de drenaje aproximada de 5 acres, con el objetivo de representar las disertaciones desarrolladas por Gunadi, (1999). Para llevar a cabo la simulación de un proceso de recobro mejorado es necesario el entendimiento y buen desarrollo del mismo, donde ciertas variables como la visualización y cálculo de las propiedades promedio en el grid de simulación son de gran importancia. Dentro de los tipos de refinamiento que existen podemos tener el refinamiento radial, cartesiano e híbrido, que se selecciona teniendo en cuenta el flujo de fluidos, el área de drenaje de cada pozo, la visualización y el tiempo de cómputo. Para llevar a cabo el refinamiento del modelo generalmente se refina en las cercanías del pozo, con el fin de representar el comportamiento del proceso que se está implementando, reducir los tiempos de cómputo y gastos en memoria del computador, donde se lleva a cabo la simulación. Por esta razón, a pesar de que el flujo de fluidos en las cercanías del pozo presenta una forma radial y en las lejanías es de forma líneal, el refinamiento híbrido no es viable debido a

que con pozos horizontales no es posible representar este comportamiento en sentido horizontal, resulta en tiempos de computo mayores y la visualización no es adecuada para describir el comportamiento del yacimiento ante una estimulación con vapor. Por lo anterior, el refinamiento usado es el cartesiano, permitiendo una mejor visualización y cálculo de las propiedades en el yacimiento. El grid de simulación corresponde a un enmallado cartesiano con 50*50*20 celdas en las direcciones i, j, k como se observa en la *Figura 3*. Este modelo presenta un total de 50.000 celdas activas y dos pozos horizontales, uno inyector y el otro productor. A partir de este enmallado se plantearon dos escenarios, el primero ubicando el pozo horizontal (inyector – productor) en la sección media del yacimiento, y el segundo escenario ubicado en la base del modelo. Las propiedades petrofísicas se muestran a continuación en la Tabla 1.

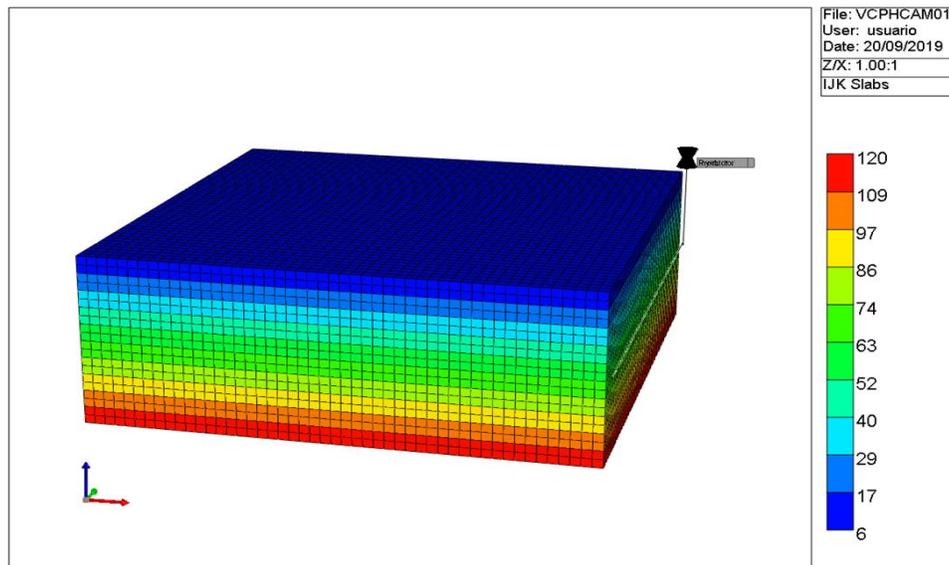


Figura 3. Modelo base de simulación a escala de campo. CMG 2018.10

Tabla 1. Propiedades petrofísicas del modelo base de simulación a escala de campo.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Grid Top	0	ft

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Grid Bottom	120	ft
ΔX	6	ft
ΔY	6.6	ft
ΔZ	6.6	ft
Porosidad	0.335	fracción
Permeabilidad i,j,k	2000	mD
Presión del modelo @ profundidad media 3000 pies	1319	psi
Temperatura	128	°F
Saturación de aceite	0.8	fracción
Saturación de agua	0.2	fracción
Saturación de gas	0	fracción
Capacidad calorífica volumétrica	32.7	Btu/(ft ³ *°F)
Conductividad térmica de la roca	26.4	Btu/(ft*day*°F)
Conductividad térmica de la fase acuosa	0.40616	Btu/(ft*day*°F)
Conductividad térmica de la fase oleica	0.00204	Btu/(ft*day*°F)
Compresibilidad de la formación	6.00E-05	1/psi
Capacidad calorífica volumétrica (Overburden-Underburden)	1	Btu/(ft ³ *°F)
Conductividad térmica (Overburden-Underburden)	1	Btu/(ft*day*°F)
Temperatura inicial de la formación adyacente	128	°F
Aceite Original In-Situ	7.037	BSTB
Diferencia de temperatura mínima para el cálculo de las pérdidas de calor	0.01	°F

Adaptado de Ravaga, D. (2004). A comparative analysis of numerical simulation and analytical modeling of horizontal well cyclic steam injection (MSc Thesis). A&M University, Texas.

Las curvas de permeabilidad relativa se construyeron a partir de las ecuaciones desarrolladas por (Honarpour, 1982). Esta correlación es implementada bajo los mismos criterios investigativos desarrollados por Ravago y Gunadi, debido que estas ecuaciones son derivadas empíricamente de campos de petróleo y gas en el continente americano y del medio oriente.

$$K_{rw} = 0.035388 \frac{(S_w - S_{wi})}{(1 - S_{wi} - S_{or})} - 0.010874 \left[\frac{(S_w - S_{or})}{(1 - S_{wi} - S_{or})} \right]^{2.9} + 0.56556(S_w)^{3.6}(S_w - S_{wi}) \quad (2)$$

$$K_{ro} = 0.76067 \left\{ \frac{\left(\frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right) - S_{or}}{1 - S_{or}} \right\}^{1.8} \left[\frac{(S_o - S_{or})}{(1 - S_{wi} - S_{or})} \right]^{2.0} + 2.6318\emptyset(1 - S_{or})(S_o - S_{or}) \quad (3)$$

$$K_{rg} = 1.1072 \left(\frac{(S_g - S_{gc})}{(1 - S_{wi})} \right)^2 K_{rg(S_{org})} + 2.7794 \frac{S_{org}(S_g - S_{gc})}{(1 - S_{wi})} K_{rg(S_{org})} \quad (4)$$

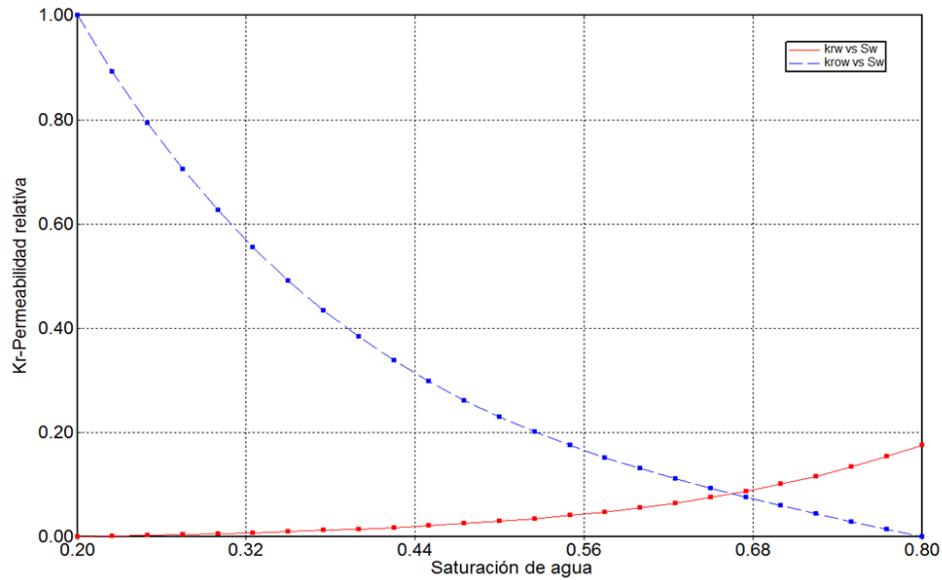


Figura 4. Curvas de permeabilidad relativa Agua-Aceite. CMG 2018.10

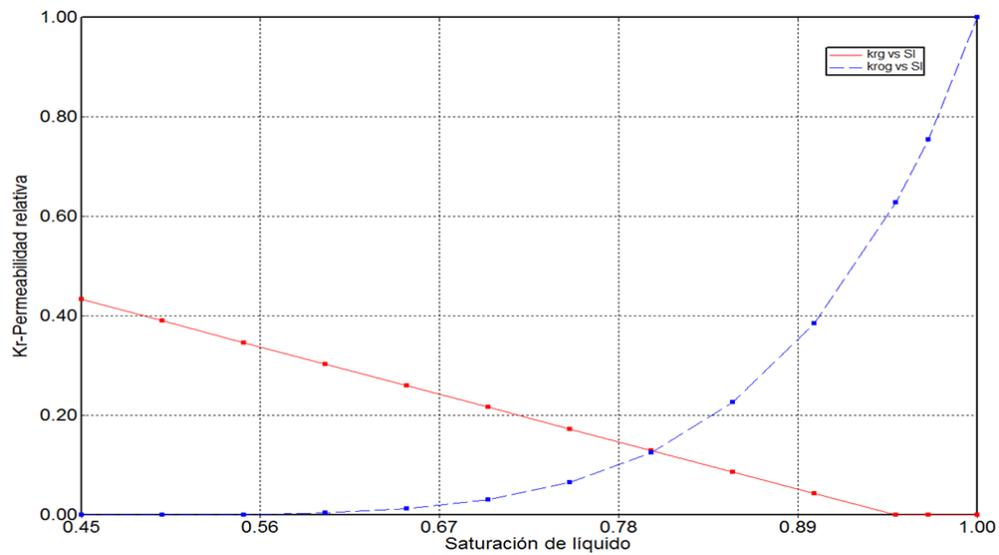


Figura 5. Curvas de permeabilidad relativa Gas-Líquido. CMG 2018.10

Tabla 2. Curvas de permeabilidad relativa para sistema roca-fluido de estudio.

ROCA-FLUIDO					
Sw	Krw	Krow	Sl	Krg	Krog
0.2	0	1	0.45	0.4341	0
0.225	0.0015403	0.8918351	0.5	0.3906	0.0001608

ROCA-FLUIDO					
Sw	Krw	Krow	Sl	Krg	Krog
0.25	0.0031333	0.7940455	0.55	0.3472	0.0011914
0.275	0.0048039	0.7058584	0.6	0.3038	0.0045731
0.3	0.0065793	0.6265275	0.65	0.2604	0.0130226
0.325	0.0084939	0.5553337	0.7	0.217	0.0310132
0.35	0.0105892	0.491585	0.75	0.1736	0.0653852
0.375	0.0129139	0.4346167	0.8	0.1302	0.1260455
0.4	0.0155241	0.383792	0.85	0.0868	0.2267564
0.425	0.018484	0.3385022	0.9	0.0434	0.3860143
0.45	0.0218661	0.2981669	0.95	0	0.6280168
0.475	0.0257513	0.2622346	0.97	0	0.7546677
0.5	0.0302296	0.2301826	1	0	1
0.525	0.0354001	0.201518			
0.55	0.0413716	0.1757778			
0.575	0.0482627	0.1525294			
0.6	0.056202	0.1313715			
0.625	0.0653288	0.111934			
0.65	0.075793	0.0938794			
0.675	0.0877555	0.0769034			
0.7	0.1013886	0.0607355			
0.725	0.1168761	0.0451404			
0.75	0.1344137	0.0299196			
0.775	0.1542091	0.0149127			
0.8	0.1764826	0			

Adaptado de Ravaga, D. (2004). A comparative analysis of numerical simulation and analytical modeling of horizontal well cyclic steam injection (MSc Thesis). A&M University, Texas.

El modelo de fluidos consta de dos componentes, crudo muerto y agua. Las propiedades de los fluidos fueron obtenidas de estudios previos realizados al pozo Bachaquero-1 (Rodríguez, 1999) y se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Propiedades PVT del crudo.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Gravedad API	11.7	° API
Presión Burbuja	1319	psi
Viscosidad Inicial del aceite	635	cp
Relación Gas-Aceite	87	Scf/STB

Adaptado de Ravaga, D. (2004). A comparative analysis of numerical simulation and analytical modeling of horizontal well cyclic steam injection (MSc Thesis). A&M University, Texas.

El cambio de la viscosidad respecto a la temperatura se ingresó mediante tablas para una presión de referencia de 14.7 psi, según se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4. Cambio de viscosidad del aceite con respecto a la temperatura.

TEMPERATURA, °F	VISCOSIDAD, CP
63	7600
128	635
160	351.74
163	335.04
190	86.2
220	66.29
250	46.36
280	26.42
310	12.68
340	11.42
370	10.17
400	8.91
430	7.66
490	5.15
520	3.9
600	2.9

Adaptado de Ravaga, D. (2004). A comparative analysis of numerical simulation and analytical modeling of horizontal well cyclic steam injection (MSc Thesis). A&M University, Texas.

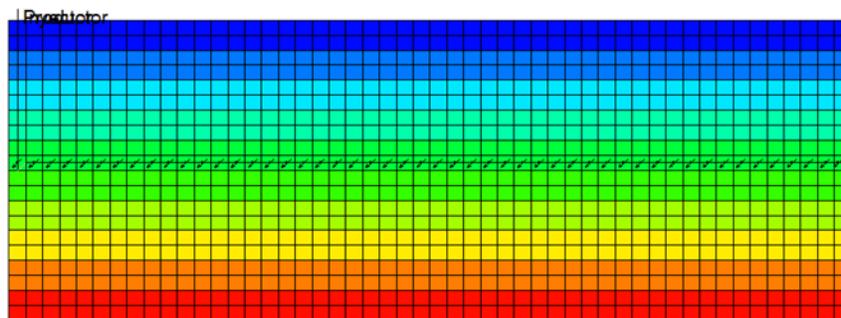
Tres ciclos de inyección de vapor fueron simulados mediante el modelo conceptual de simulación numérica. Los parámetros operacionales del pozo inyector y productor se muestran en la siguiente tabla:

PARÁMETROS OPERACIONALES	UNIDAD	INYECTOR	PRODUCTOR
Temperatura de inyección	°F	640	
Presión máxima de inyección	psi	3000	
Tasa de inyección de vapor	Bbl/día	1500	
Periodo de inyección	días	20	
Periodo de remojo	días	10	
Periodo de producción	días	180	
Calidad del vapor	fracción	0.8	
Presión mínima de fondo de pozo	psi		230
Tasa máxima de producción de líquidos	Bbl/día		2500

Adaptado de Ravaga, D. (2004). A comparative analysis of numerical simulation and analytical modeling of horizontal well cyclic steam injection (MSc Thesis). A&M University, Texas.

2.1. Resultados

A continuación, se muestran los resultados del modelo conceptual de simulación numérica, dos escenarios fueron evaluados. En el caso (a) el pozo inyector/Productor se ubica en la mitad del espesor de la zona productora y a un costado del modelo. En el caso (b) el pozo inyector/productor se ubica en la base del modelo y de igual manera que en el caso (a) hacia el mismo costado, como se muestra en la *Figura 6*.



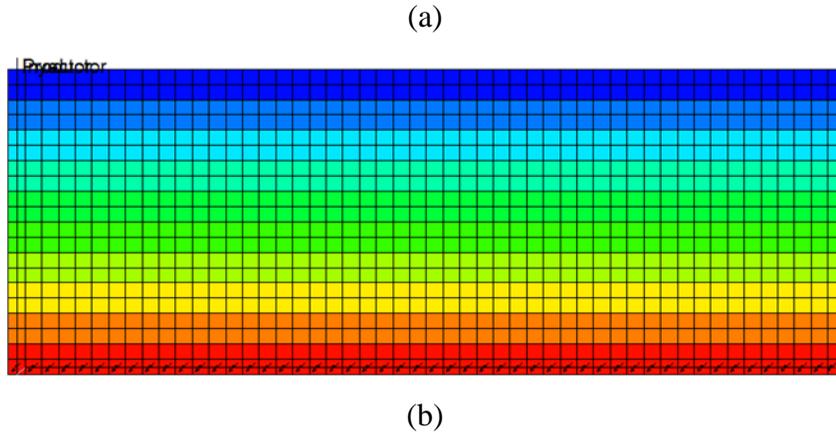


Figura 6. Ubicación del pozo Inyector/Productor. (a) ubicado en la altura media. (b) ubicado en la base del modelo a escala de campo. CMG 2018.10

2.1.1. Escenario A: pozo ubicado a la altura media del yacimiento. Con todos los datos anteriores se construye un modelo numérico conceptual representativo, el cual, después de realizar los respectivos ajustes, se muestran las tasas de producción de petróleo (BOPD), tasa de producción de agua (BWPD), acumulado de producción de petróleo (N_p , Bbl), acumulado de producción de agua (W_p , Bbl), perfil de temperatura tanto en la punta como en el talón y el factor de recobro, este último no está en lo expuesto por (Ravaga, 2004), sin embargo, el ajuste permite estimar que el factor de recobro es correcto. La línea sólida es el modelo numérico y los puntos son los datos de (Ravaga, 2004).

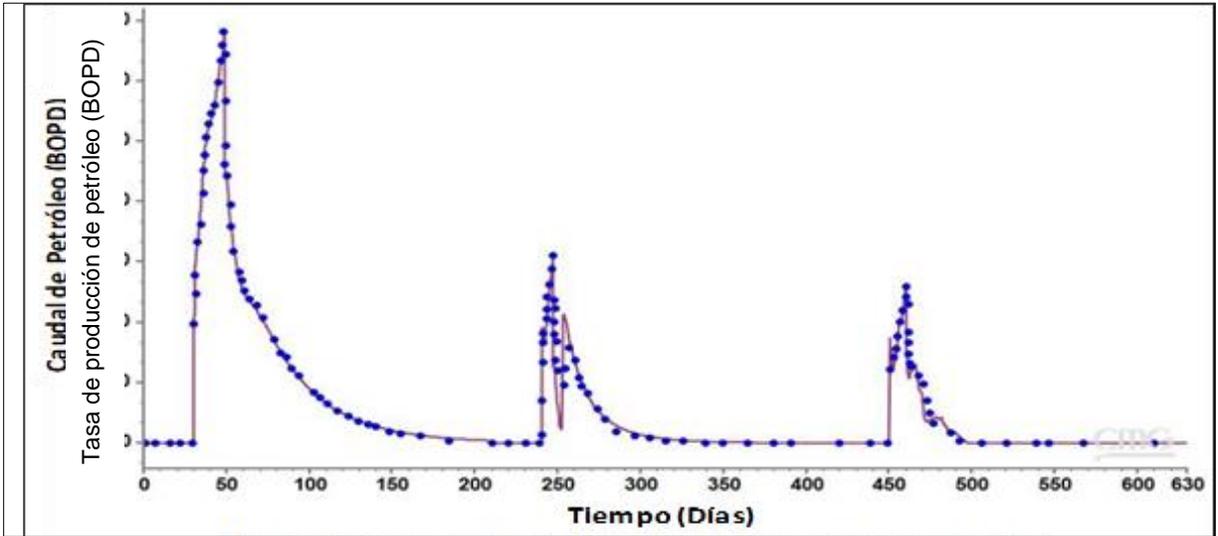


Figura 7. Tasa de producción de petróleo para el escenario A respecto al histórico de producción de petróleo del pozo Bachaquero-1. CMG 2018.10

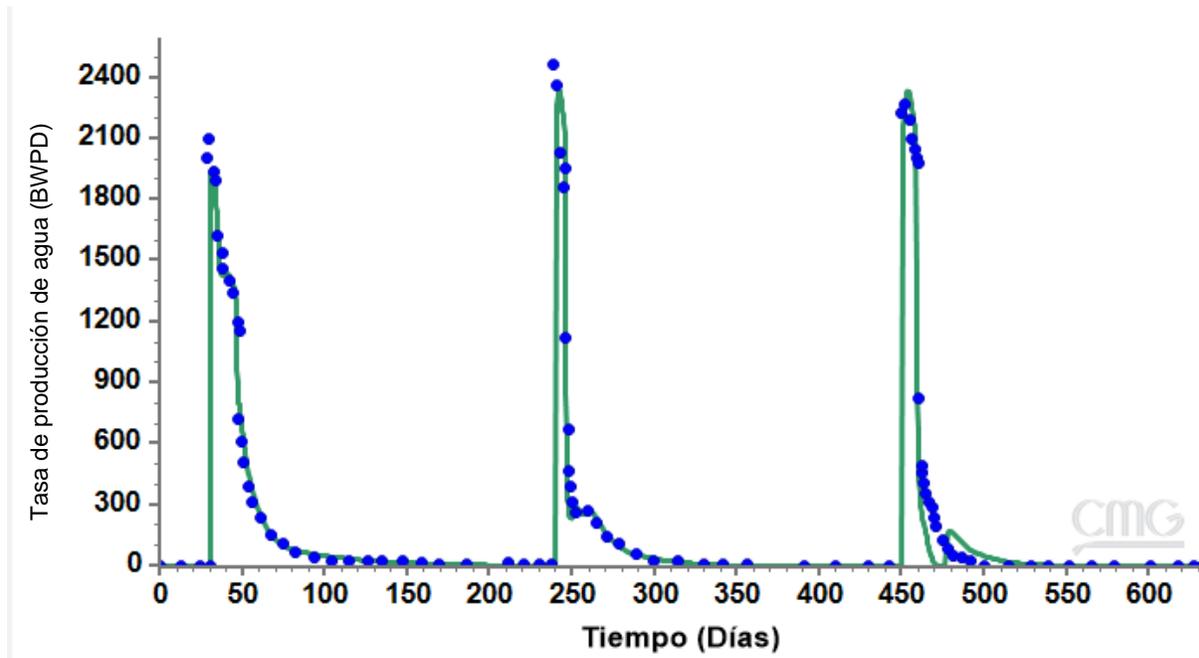


Figura 8. Tasa de producción de agua para el escenario A respecto al histórico de producción de agua del pozo Bachaquero-1. CMG 2018.10

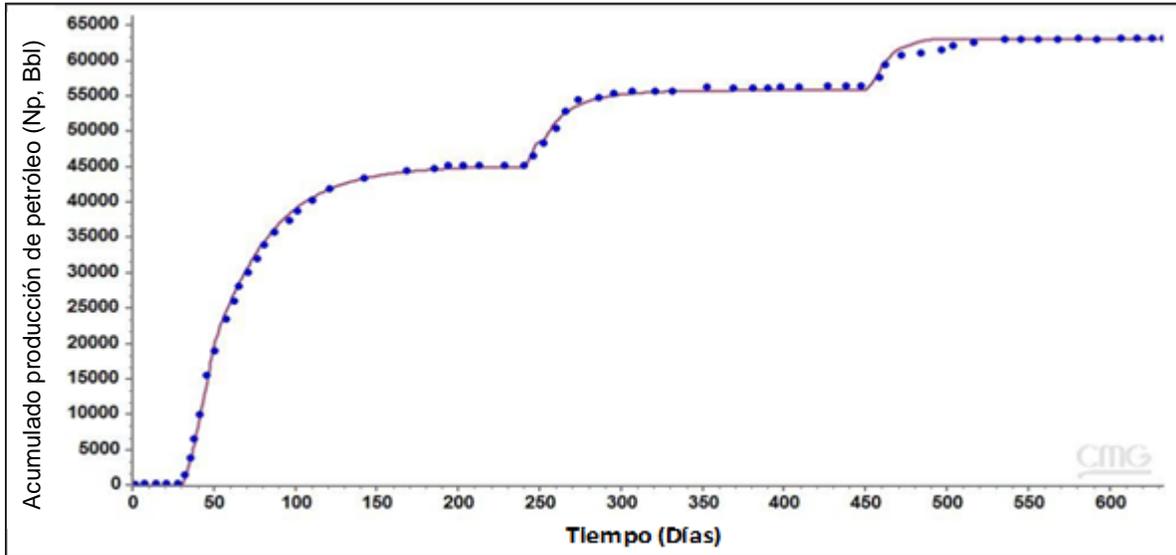


Figura 9. Acumulado de producción de petróleo para el escenario A respecto al histórico de producción del pozo Bachaquero-1. CMG 2018.10

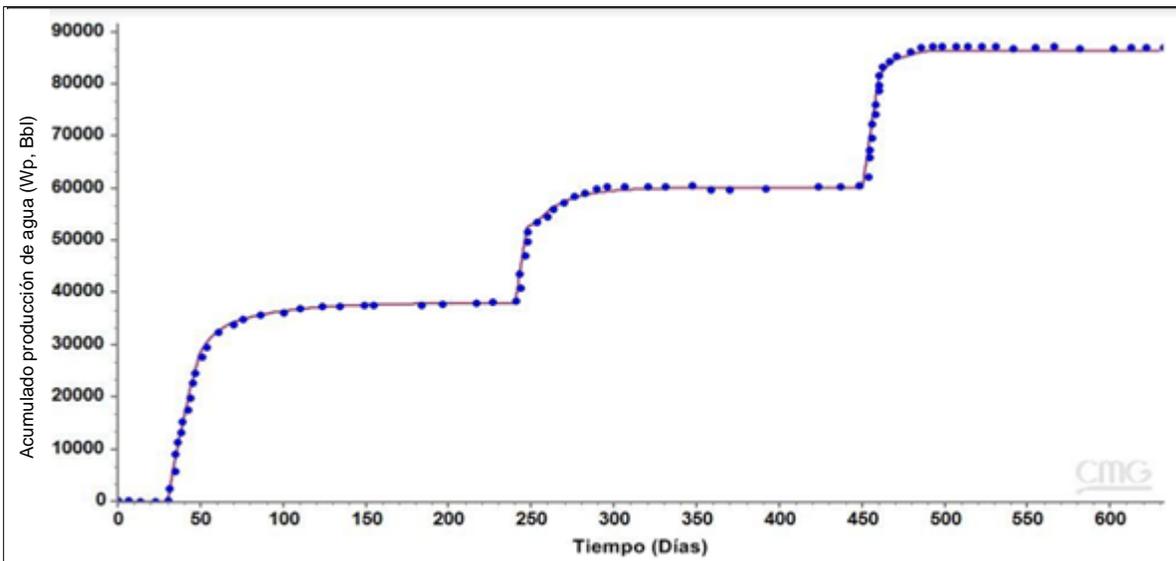


Figura 10. Acumulado de producción de agua del escenario A respecto al histórico de producción del pozo Bachaquero-1. CMG 2018.10

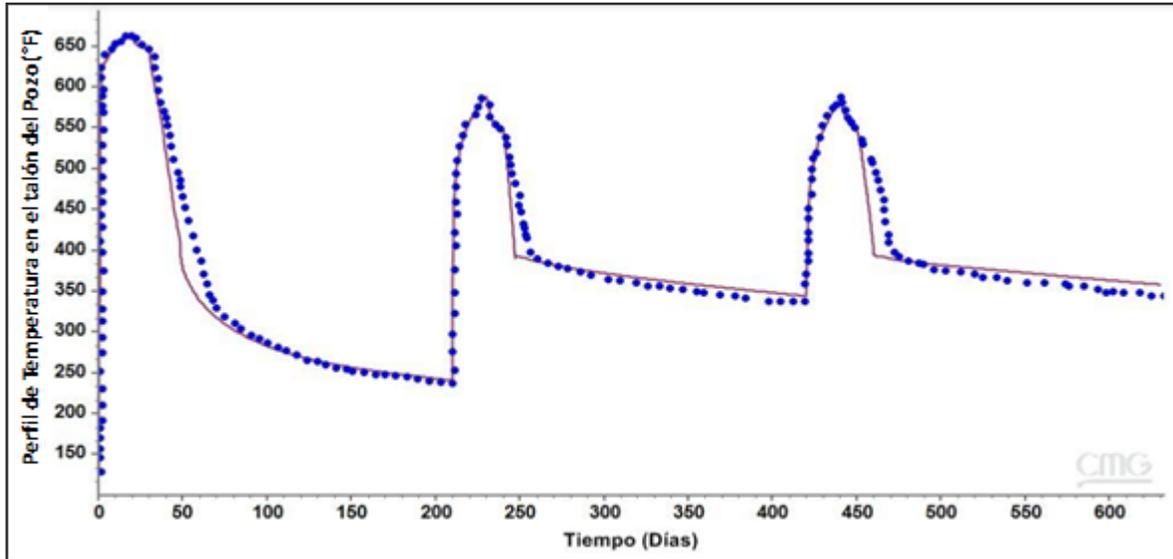


Figura 11. Perfil de temperatura en el talón del pozo en el escenario A respecto al perfil histórico del pozo Bachaquero-1. CMG 2018.10

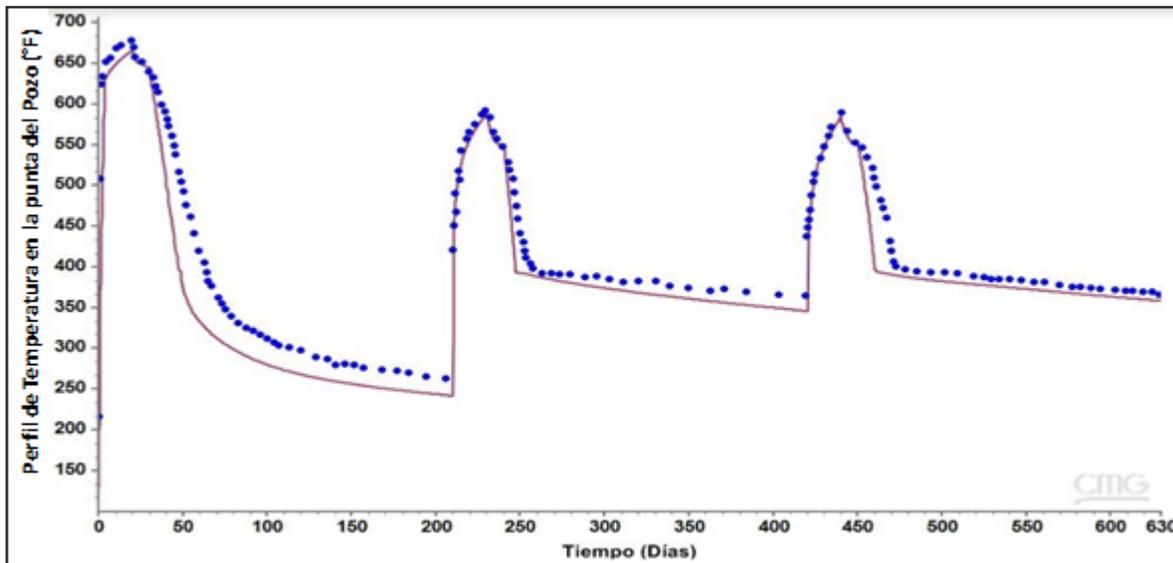


Figura 12. Perfil de temperatura en la punta del pozo en el escenario A respecto al perfil histórico del pozo Bachaquero-1. CMG 2018.10

2.1.2. Escenario B: pozo localizado en la base del yacimiento. A continuación se hará la evaluación en la ubicación del pozo, teniendo las premisas de Ravago y Gunadi en sus investigaciones. Con todos los datos anteriores se construye un modelo numérico conceptual, el cual, después de realizar los respectivos ajustes, se muestran las tasas de producción de petróleo (BOPD), tasa de producción de agua (BWPD), acumulado de producción de petróleo (N_p , Bbl), acumulado de producción de agua (W_p , Bbl), perfil de temperatura tanto en la punta como en el talón y el factor de recobro, este último no está en lo expuesto (Ravaga, 2004), sin embargo, el ajuste permite estimar que el factor de recobro es correcto.

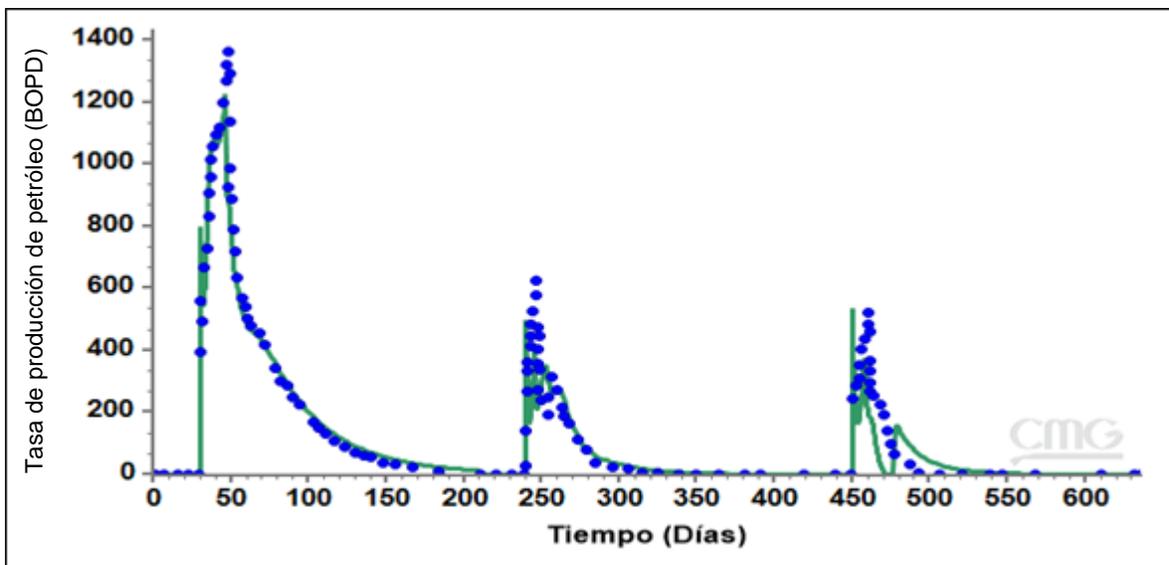


Figura 13. Tasa de producción de petróleo para el escenario B respecto al histórico de producción de petróleo de Ravago 2004. CMG 2018.10

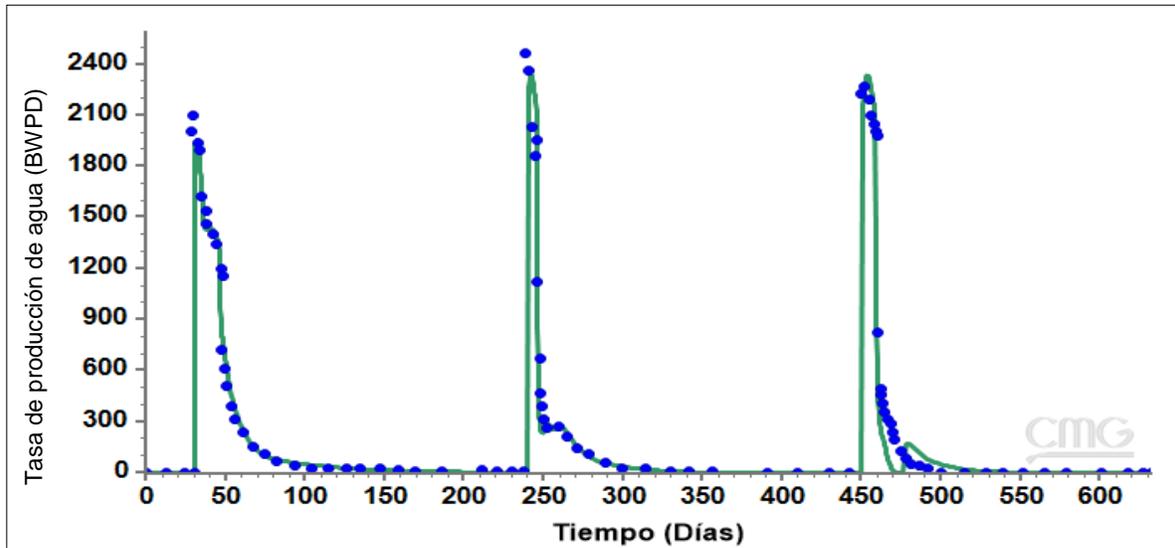


Figura 14. Tasa de producción de agua para el escenario B respecto al histórico de producción de petróleo de Ravago 2004. CMG 2018.10

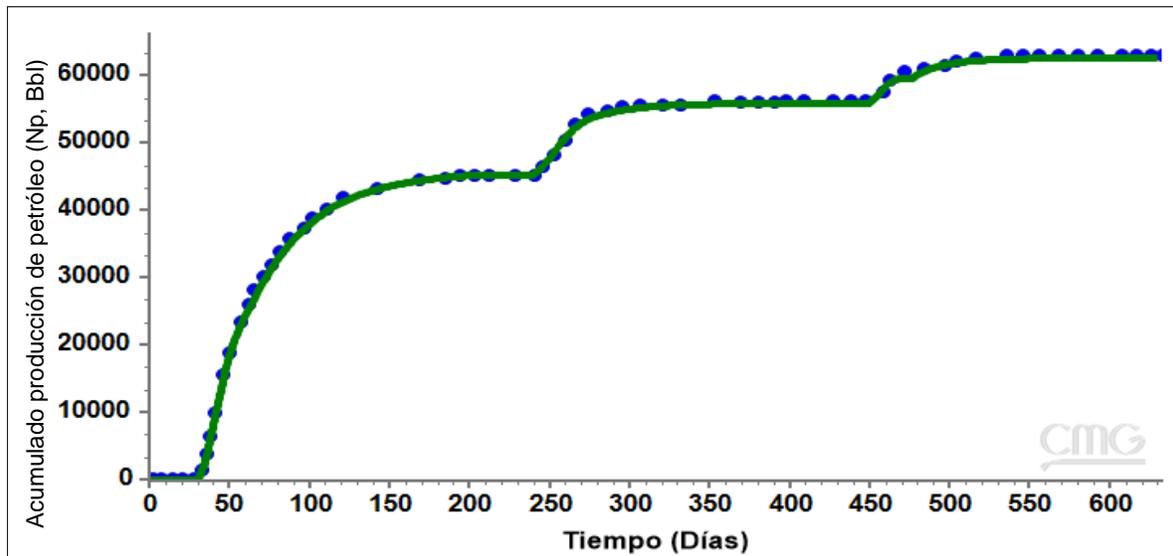


Figura 15. Acumulado de producción de petróleo del escenario B respecto al histórico de producción de petróleo de Ravago 2004. CMG 2018.10

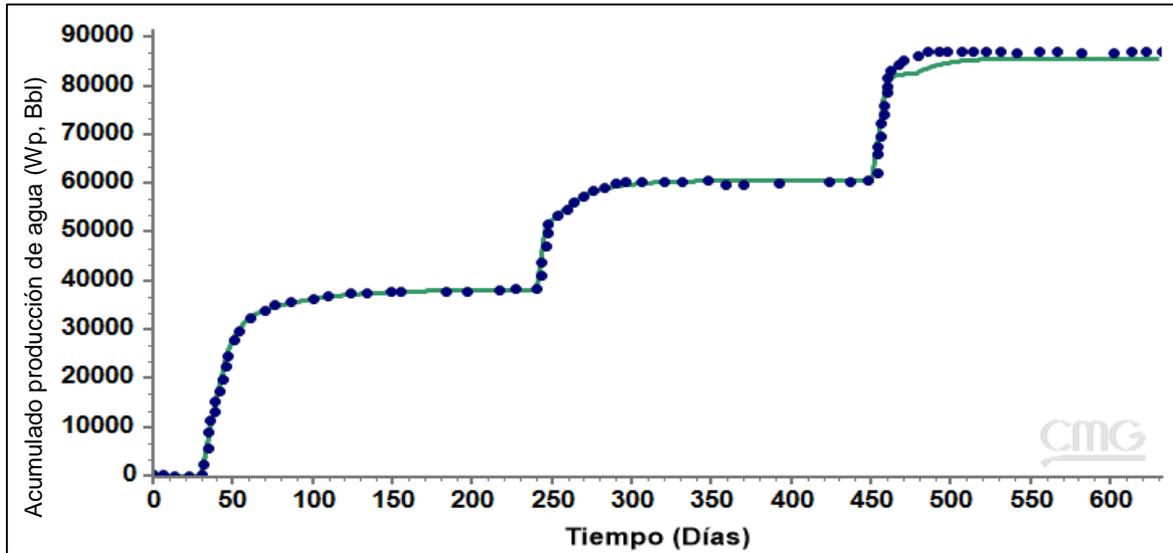


Figura 16. Acumulado de producción de agua del escenario B respecto al histórico de producción de petróleo de Ravago 2004. CMG 2018.10

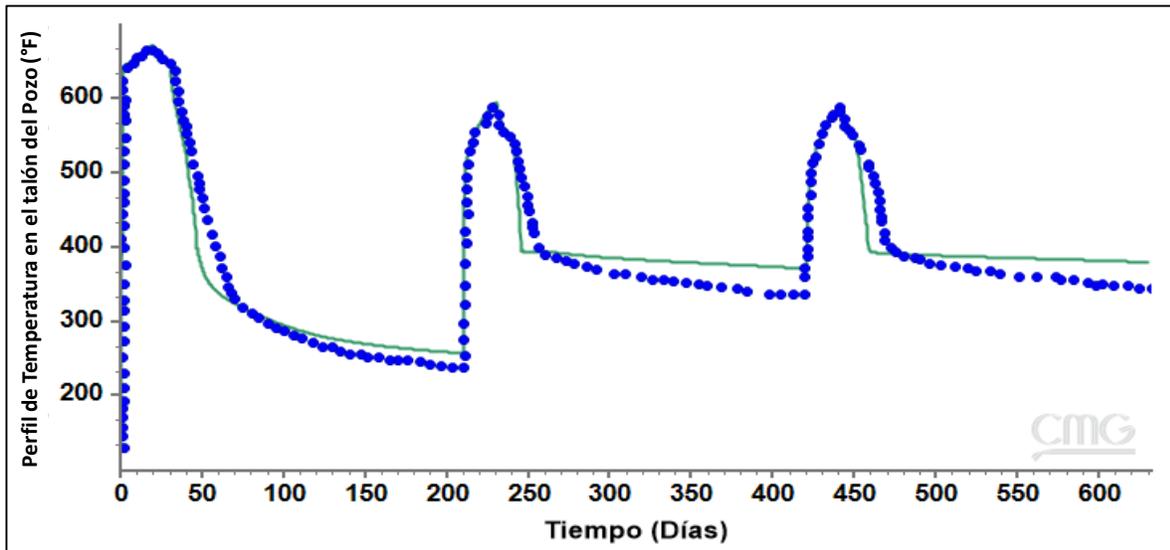


Figura 17. Perfil de temperatura en el talón del pozo en el escenario B respecto al histórico de producción de petróleo de Ravago 2004. CMG 2018.10

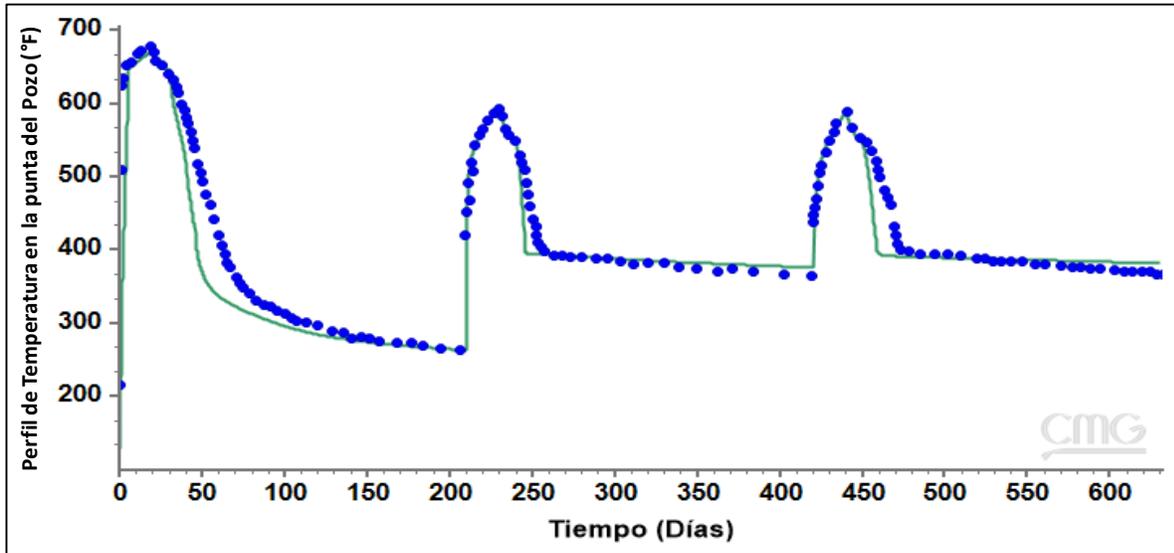


Figura 18. Perfil de temperatura en la punta del pozo en el escenario B respecto al histórico de producción de petróleo de Ravago 2004. CMG 2018.10

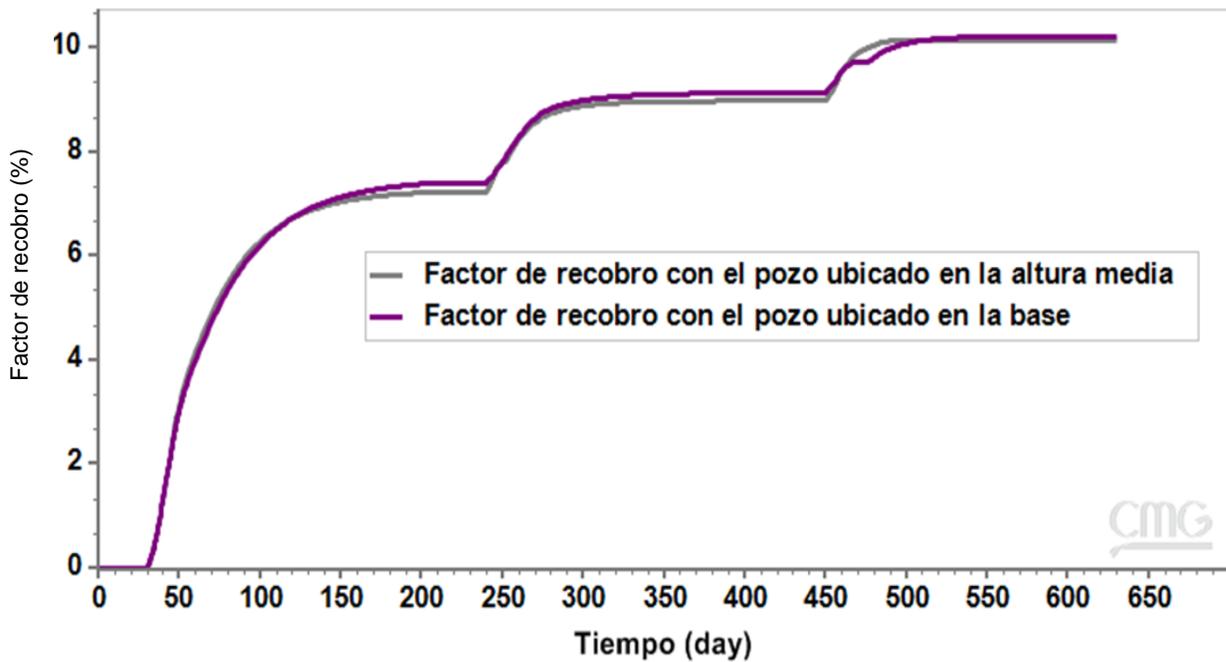


Figura 19. Factor de recobro para los dos escenarios del modelo conceptual de simulación numérica de pozo para los tres ciclos de inyección.

2.1.3. Diferencia entre el escenario A y el escenario B. En la *Figura 20* se muestra la distribución de temperatura para el día 15, y en la *Figura 21* se muestra los vectores de flujo de aceite a los 45 días.

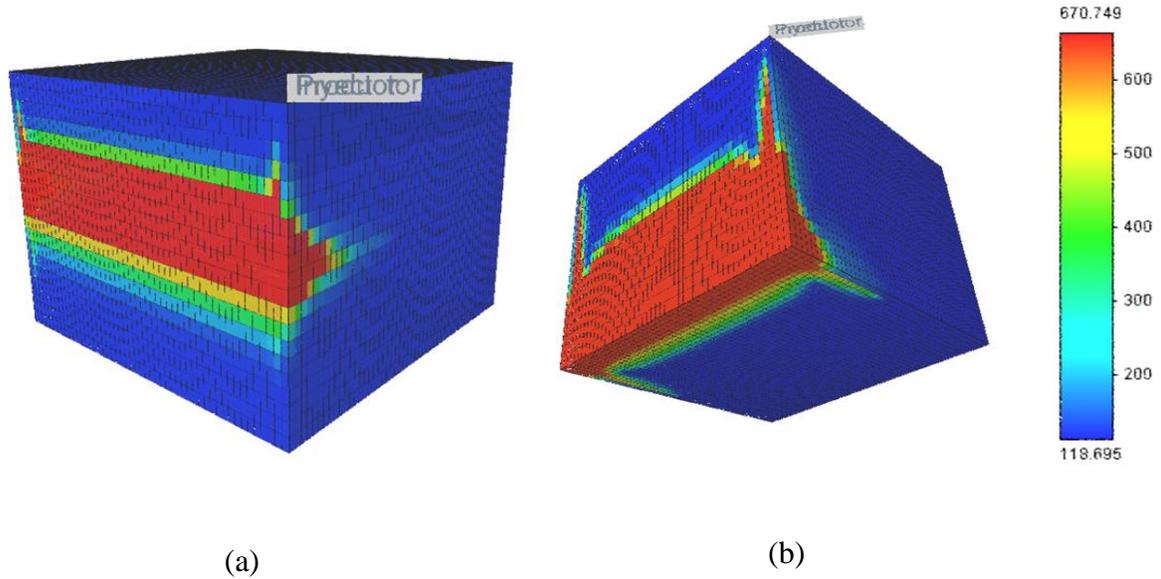


Figura 20. Perfil de temperatura en el día 15 de inyección. CMG 2018.10

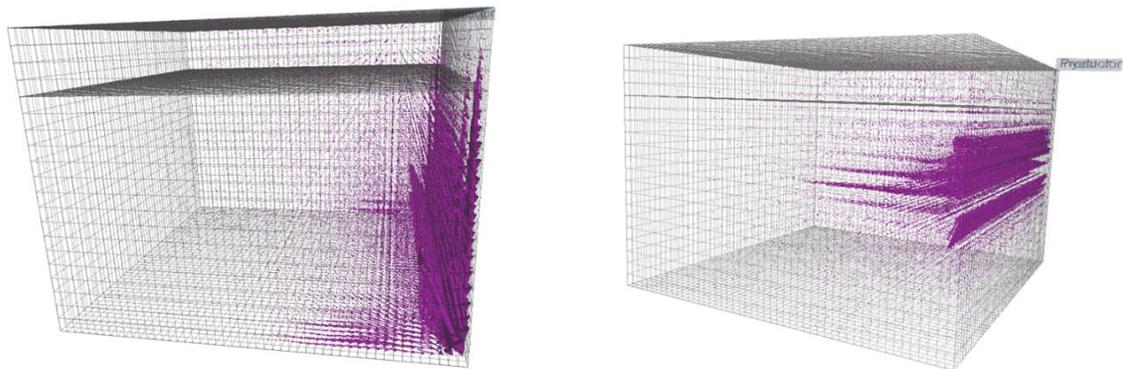


Figura 21. Vectores de flujo del aceite para el día 45 de producción. CMG 2018.10

A partir de los resultados obtenidos se evidencia que, bajo las mismas condiciones operacionales de yacimiento, ambos casos de simulación (escenario A y escenario B) alcanzaron factores de recobro similares y mostraron un comportamiento con la misma tendencia en cuanto a las tasas de producción y el perfil de temperatura a lo largo del pozo horizontal.

Por otra parte, se puede observar un correcto ajuste entre los datos simulados y los históricos de producción y temperatura, por tanto, el modelo conceptual de simulación numérica permite evaluar diferentes escenarios de simulación, realizando análisis de sensibilidad a parámetros operacionales y de yacimiento con la finalidad de identificar los parámetros que generan una mayor incidencia en la tasa de producción de petróleo asociada en el desempeño de la inyección cíclica de vapor mediante pozos horizontales. Para ello se utilizará la herramienta CMOST de la compañía CMG.

2.1.4. Diferencia de producción en frío y el caso A. Según se muestra en la *Figura 22*, el proceso de inyección cíclica aumenta considerablemente la producción de petróleo, mejorando el factor de recobro en más de 3% (*Figura 23*).

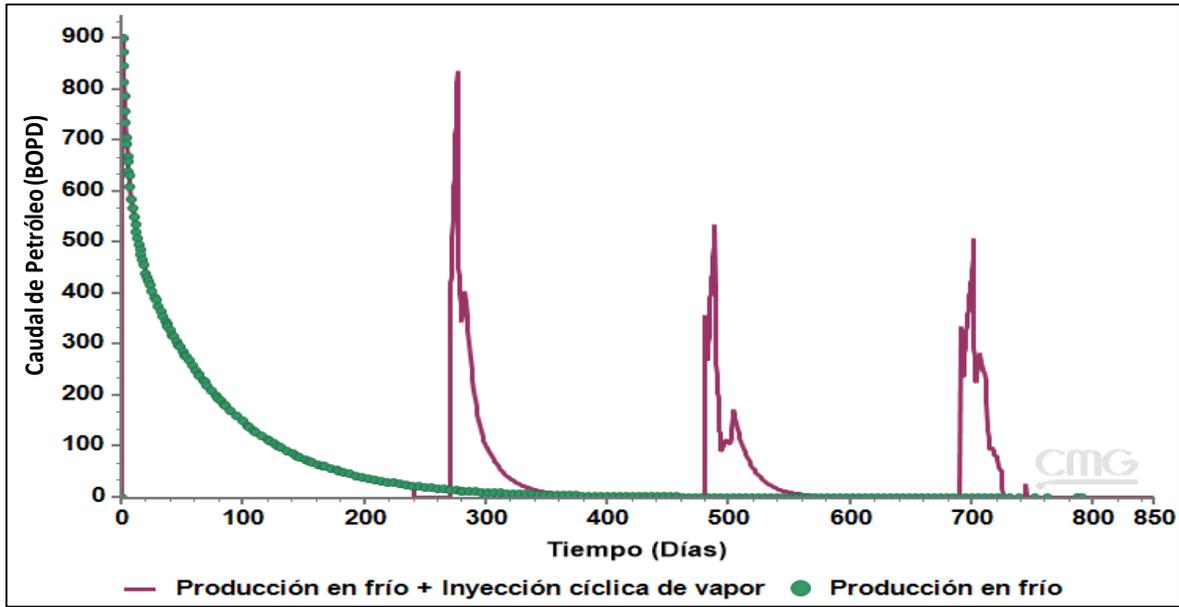


Figura 22. Diferencia producción de petróleo en frío y proceso de inyección cíclica.

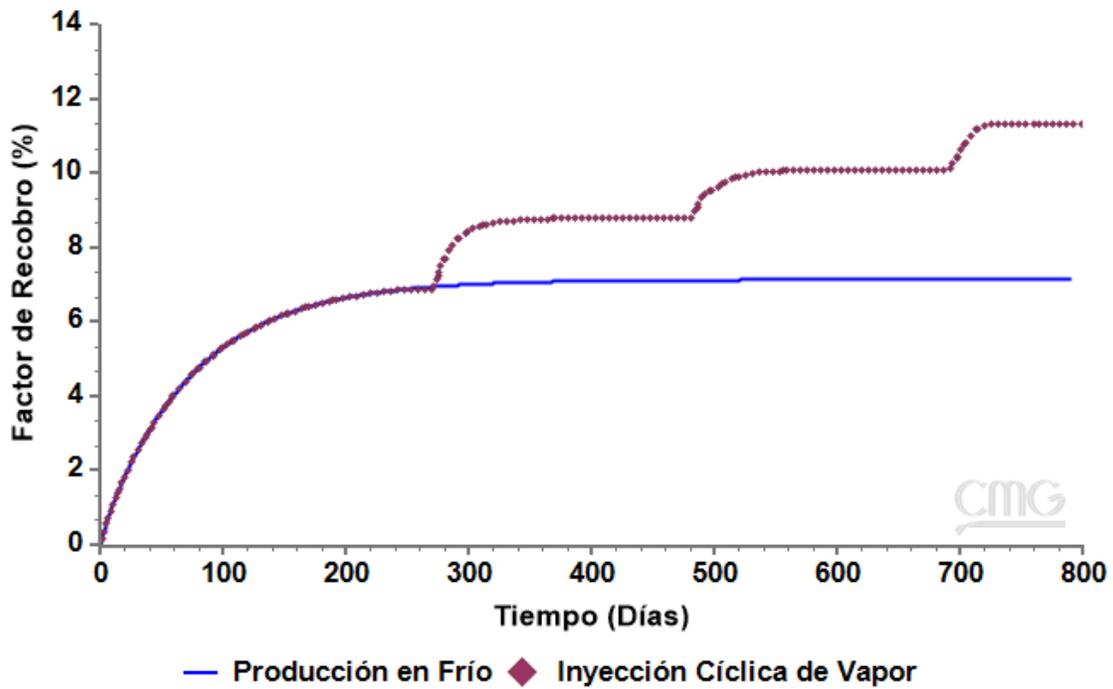


Figura 23. Diferencia factor de recobro de petróleo en frío y proceso de inyección cíclica.

Por otra parte, la producción de agua, dado la baja saturación de la misma al comienzo de la implementación del proceso de inyección cíclica de vapor, es despreciable, mostrando un aumento considerable en la producción de agua a partir de la implementación del proceso térmico.

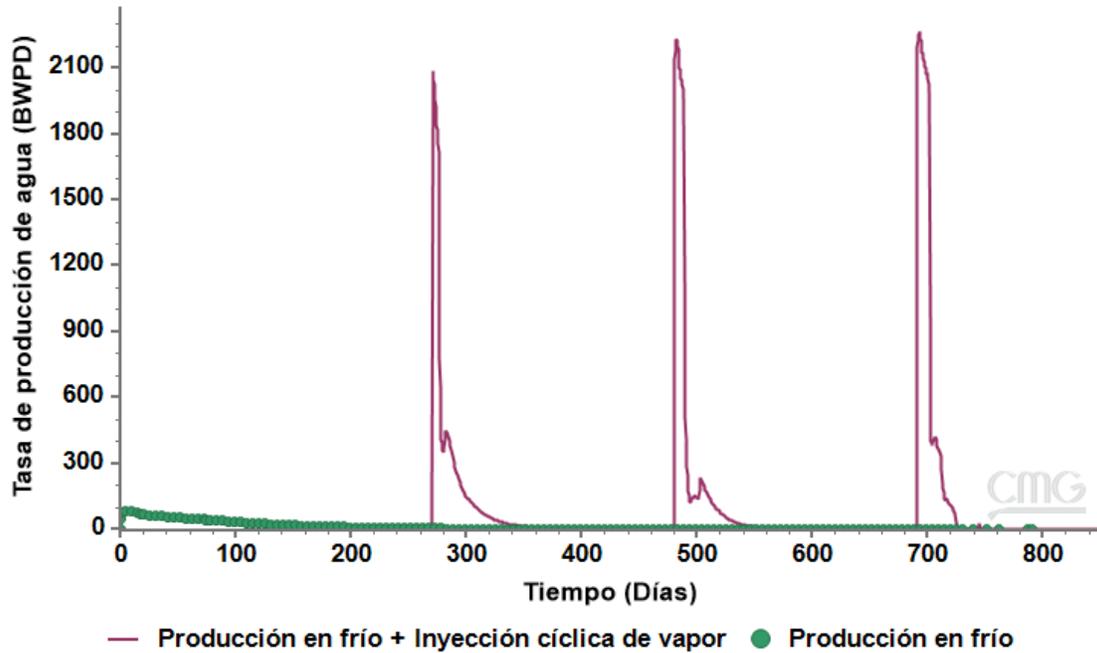


Figura 24. Diferencia producción de agua en frío y proceso de inyección cíclica.

Los modelos numéricos se realizaron en un computador Inter Core I-7 de 4 núcleos, cada uno con 3.60 GHz, 8 Gb de memoria RAM y procesador de 64 bits, obteniendo un tiempo de computo para el modelo base de 1 hora, 9 minutos con 4 segundos. Después de obtener un modelo conceptual de simulación numérica representativo, se procede a realizar un análisis con la herramienta CMOST de CMG, esto con la intención de realizar un diseño experimental (ANEXO) a partir de modelo proxy (Figura 25) que permite identificar los parámetros operacionales y de yacimiento más influyentes en la producción de crudo y agua, afectando, por consiguiente, el acumulado y el factor de recobro, con el objetivo de reducir los tiempos de computo en estudios de simulación numérica, obteniendo un modelo proxy adecuado con 102 simulaciones, 52 para

parámetros operacionales y 50 para parámetros de yacimiento con; los parámetros que se analizaran se ilustran en la Tabla 5. En promedio, cada modelo numérico tardó 1 hora con 10 minutos, tiempo cercano al modelo caso base.

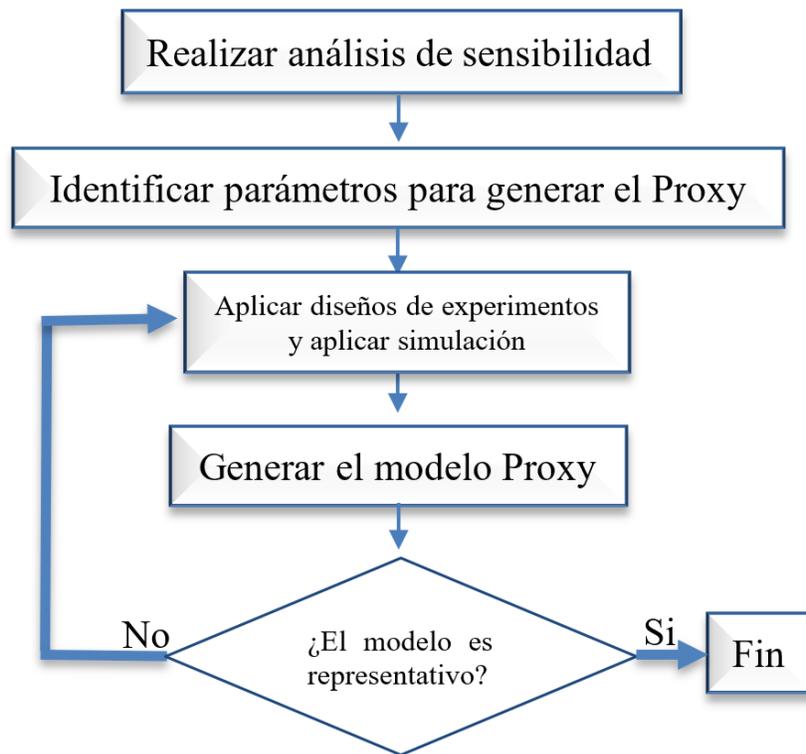


Figura 25. Diagrama de flujo para la construcción de un modelo Proxy. Adaptado de Monsalve Parra, L.C., et al. (2016). Modelo Proxy Alternativa Para Reducir Los Tiempos de Computo Durante La Simulación Numérica. Revista Fuentes: El reventón energético Vol. 14 No. 2.

Tabla 5. Parámetros operacionales y de yacimiento en el análisis CMOST

Parámetros	Rango	Tipo de variable
Espesor neto (NTG)	60%-125%	Continua
Saturación de aceite (SatOil)	0.6-0.9	Continua
Compresibilidad de la roca (ROCKCP)	24.525-40.875	Continua
Conductividad térmica de la roca (THCONR)	19.8-33	Continua

Parámetros	Rango	Tipo de variable
Permeabilidad relativa del aceite a saturación de agua crítica (KROCW)	0.65-0.1	Continua
Saturación de agua crítica (SWCRIT)	0.1-0.4	Continua
Permeabilidad (PERMI)	500-4000	Continua
Porosidad (Poro)	0.2-0.4	Continua
Multiplicador de viscosidad (MultViso)	0.2-2.5	Continua
Conductividad térmica del aceite (THCONO)	0.00153-0.00255	Continua
Conductividad térmica del agua (THCONW)	0.304623-0.507705	Continua
Saturación de agua residual (SORW)	0.1-0.35	

2.2. Diseño experimental

Para realizar el diseño experimental, se utiliza la herramienta CMOST del software CMG, la cual utiliza la metodología respuesta de superficie, esta metodología lo que busca es crear un modelo analítico o representativo en el menor número de corridas posible, o sea, la construcción del modelo Proxy, dicho modelo es del tipo polinómico y se basa en regresión lineal multivariable (Monsalve Parra, Padilla Reyes, & Muñoz Navarro, 2016), esto con la intención de disminuir el número de corridas necesaria para realizar el análisis de sensibilidad, pues cada corrida puede tardar 70 minutos. CMOST tiene integrado la metodología mencionada anteriormente, resumiéndose solo en programarlos para que pueda ejecutarlo.

La intención del análisis de sensibilidad es identificar cuales parámetros (operacionales y de yacimiento) inciden en la producción y acumulado del petróleo y agua, el factor de recobro y temperatura promedio del yacimiento, también medir el grado de incidencia. Lo primero que se realiza es el análisis de tornado, el cual permite identificar los parámetros influyentes en la función objetivo (estos pueden ser operacionales o de yacimiento) y comprender si incide de forma

positiva o negativa, posterior a esto se realiza un análisis Sobol, cuantificando así el peso de cada variable con respecto a la función objetivo. Cabe aclarar que esto lo realiza automáticamente la herramienta CMOST. Finalmente se realiza la curva proxy, cuya función es obtener un modelo QC según las variables identificadas en el diagrama de tornado, esto es con la intención de identificar si un modelo de regresión lineal multivariables del tipo polinómico se ajustaría a la función objetivo, también lo realiza automáticamente la herramienta CMOST. Los resultados del diseño experimental se encuentran en el apéndice F y G.

2.3. Análisis de los parámetros de yacimiento

Para esto se tiene en cuenta el diseño experimental, que permite obtener la mayor influencia de los parámetros más influyentes en un proceso de inyección cíclica de vapor con pozos horizontales un yacimientos de crudo pesado, a partir del modelo conceptual de simulación numérica de yacimiento sobre las funciones objetivos como lo son la producción de petróleo, producción de agua, acumulado de producción (petróleo, agua) y el factor de recobro según los parámetros ilustrados en la Tabla 5, y de esta manera optimizar el recurso computacional

2.3.1. Producción de petróleo. En la *Figura 26* se muestra el análisis de tornado para la producción de petróleo. El modelo QC (curva proxy) ilustrado en la *Figura 27*, muestra un buen comportamiento con la línea proxy de 45 grados, estando la mayoría de los puntos dentro del rango de aceptación delimitado, traduciéndose en datos suficientes para una predicción aceptable en caso de querer realizar una aproximación polinómica.

.La *Figura 26* muestra a la saturación de aceite, y el espesor como las más influyente, afectándola de forma positiva a medida que esta incrementa, mientras el cuadrado de la compresibilidad de la roca afecta negativamente la producción de petróleo, debido que causa una disminución del espacio poroso interconectado reduciendo la porosidad (Tarek Ahmed, 2005), y en menor proporción, la conductividad térmica y la saturación de agua crítica.

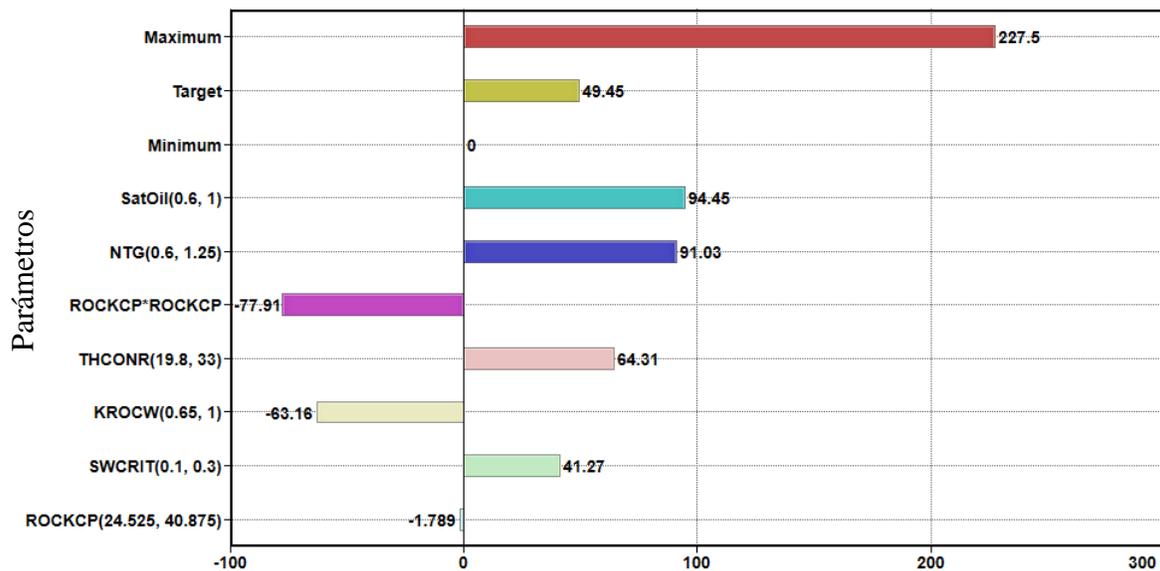


Figura 26. Análisis de tornado para parámetros operacionales en la producción de aceite.

Un aumento de saturación de aceite genera una disminución en la saturación de agua, provocando consigo una disminución en la permeabilidad relativa al agua, aumentando, por consiguiente, la producción de petróleo. La compresibilidad de la roca es inversamente proporcional a la presión según la ecuación (22), por ende, un aumento disminuye la presión que el yacimiento acepta cuando se inyecta vapor, generando una disminución en la producción de petróleo. El aumento del espesor neto incrementa el volumen poroso, por consiguiente, el volumen de crudo, mejorando la producción.

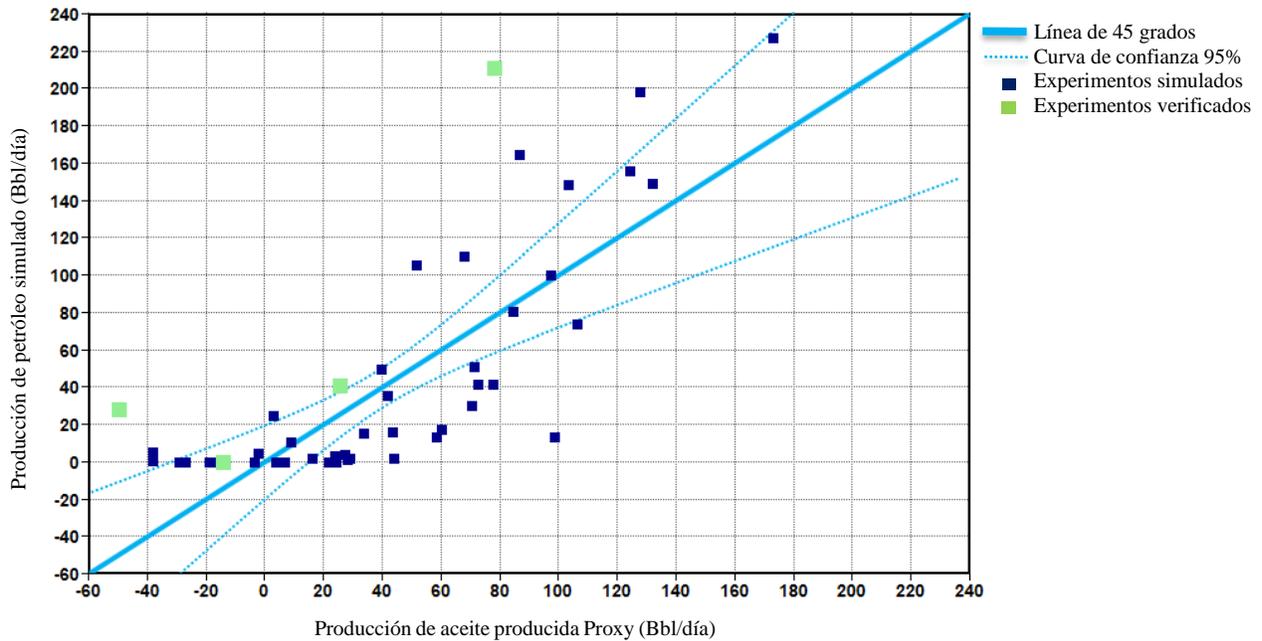


Figura 27. Modelo QC para parámetros operacionales en la producción de petróleo.

El análisis realizado según la Figura 27 no muestra el impacto real de cada variable, no obstante, CMOST permite para ello un análisis Sobol, ilustrado en la Figura 28.

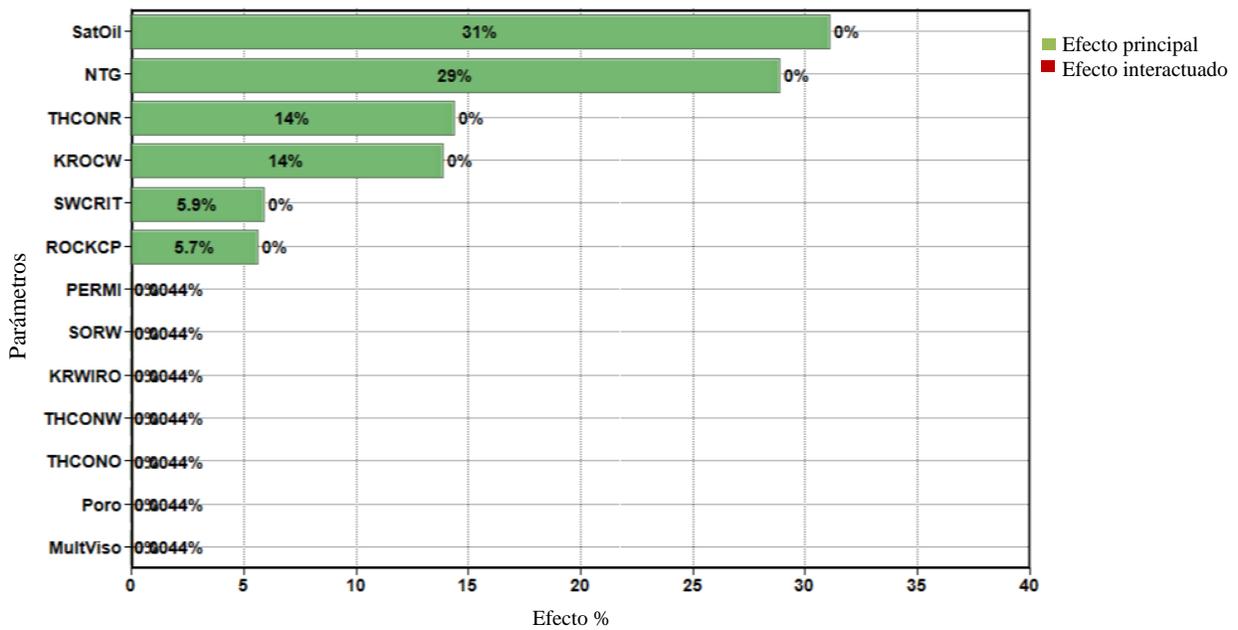


Figura 28. Análisis Sobol para la producción de petróleo.

Como se observa anteriormente, la saturación de aceite y espesor neto son los factores más influyentes, llegando a un 60%, concluyéndolos como los parámetros de mayor influencia a nivel de yacimiento, esto permite inferir que, en yacimientos con alto espesor neto y alta saturación de aceite, puede ser un buen candidato para la inyección cíclica en pozo horizontal.

2.3.2. Producción de agua. El análisis en CMOST muestra dos parámetros influyentes: permeabilidad y porosidad, según se muestra en la *Figura 29* y según la curva proxy (*Figura 30*), la mayoría de los datos se encuentra por fuera de la zona de confianza, esto se traduce en la poca relación analítica existente entre las variables permeabilidad y porosidad para el cálculo de la producción de agua.

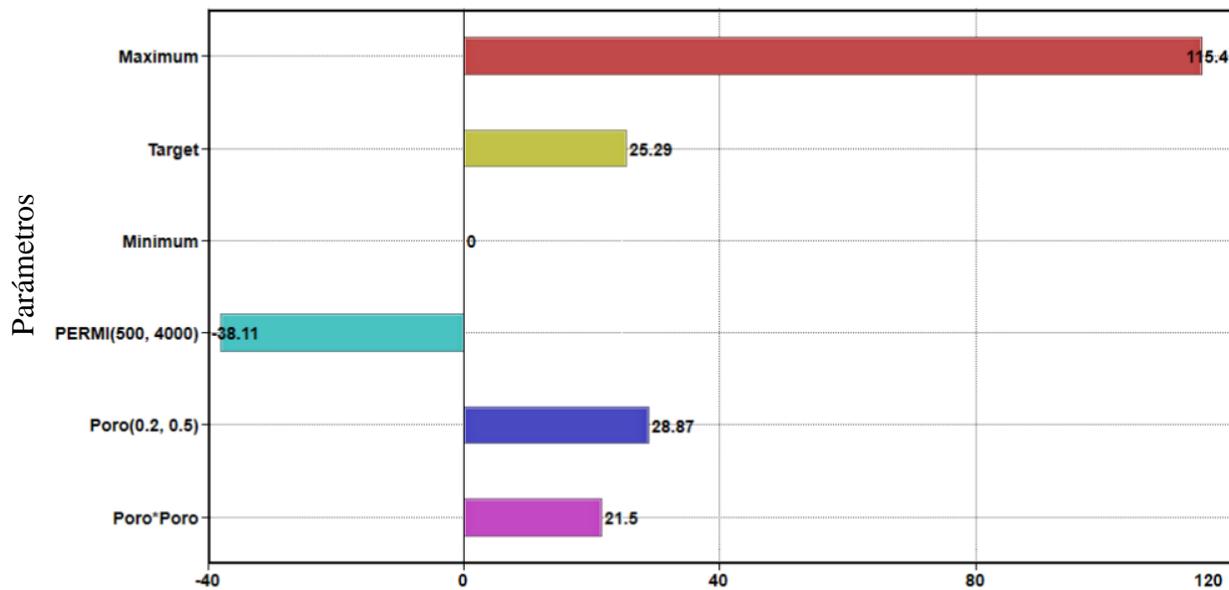


Figura 29. Análisis de tornado para parámetros operacionales en la producción de agua.

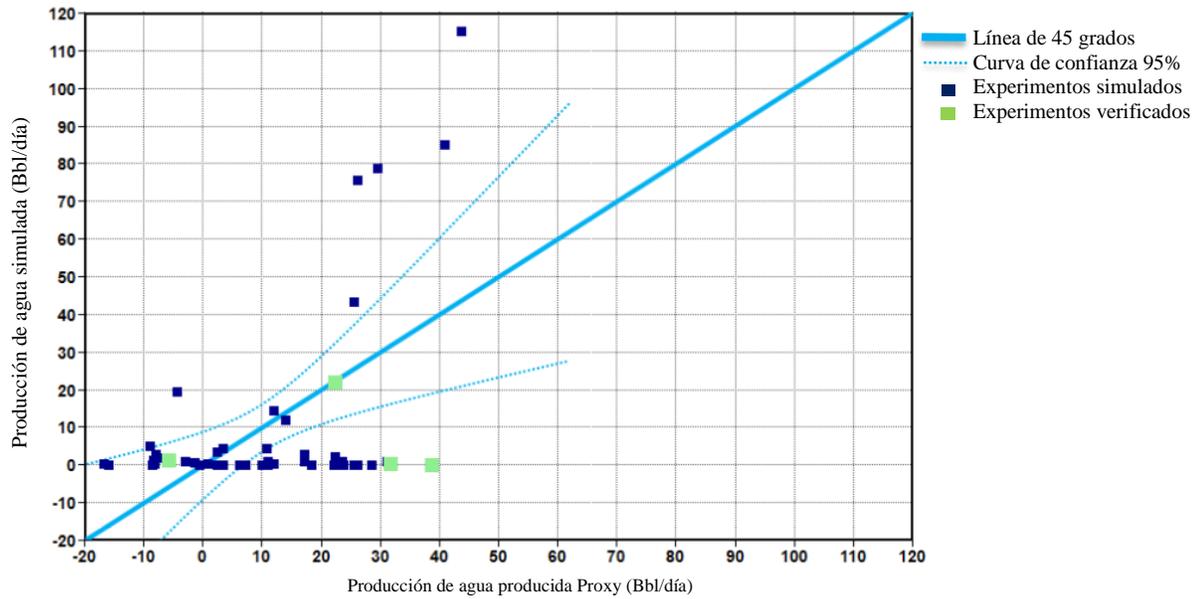


Figura 30. Modelo QC para parámetros operacionales en la producción de agua.

Según se muestra en la *Figura 29*, la permeabilidad afecta negativamente la producción de agua, esto se puede explicar comprendiendo que al disminuir la interconexión entre poros y sabiendo que hay mayor petróleo que agua en el yacimiento, permite que el flujo de petróleo sea mayor, restringiendo la producción de agua y como se puede observar en el análisis Sobol (*Figura 31*), son la permeabilidad y la porosidad las que afectan la producción de agua.

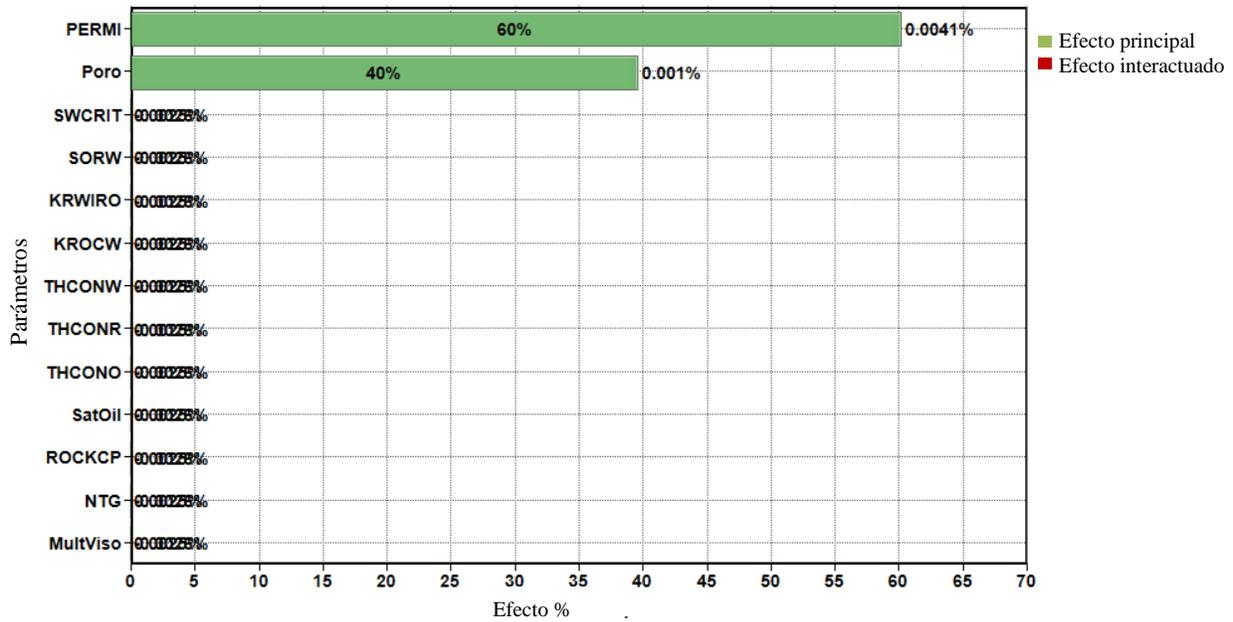


Figura 31. Análisis Sobol para la producción de agua.

La producción de petróleo es lo más importante en campo. Se puede identificar los siguientes parámetros que influyen positivamente:

- Aumento en la permeabilidad y el espesor neto
- Incremento en la saturación del aceite y la conductividad térmica de la roca.
- Disminución de la saturación de agua crítica y compresibilidad de la roca.

2.3.3. Acumulado de producción de petróleo. Es de esperar que la saturación de aceite, espesor neto, permeabilidad, saturación de agua crítica y porosidad afecten positivamente el acumulado de producción de petróleo, ya que estos parámetros determinan la movilidad del hidrocarburo en la formación, sin embargo, el análisis CMOST permitió para el presente apartado incluir dos variables más, la viscosidad y conductividad térmica del crudo.

Un incremento de estas dos propiedades disminuye el acumulado de producción de petróleo debido que tiene una relación inversa con la movilidad del hidrocarburo en la formación y se

observa en los resultados obtenidos al final de la simulación, según se muestra en el análisis de tornado (*Figura 32*).

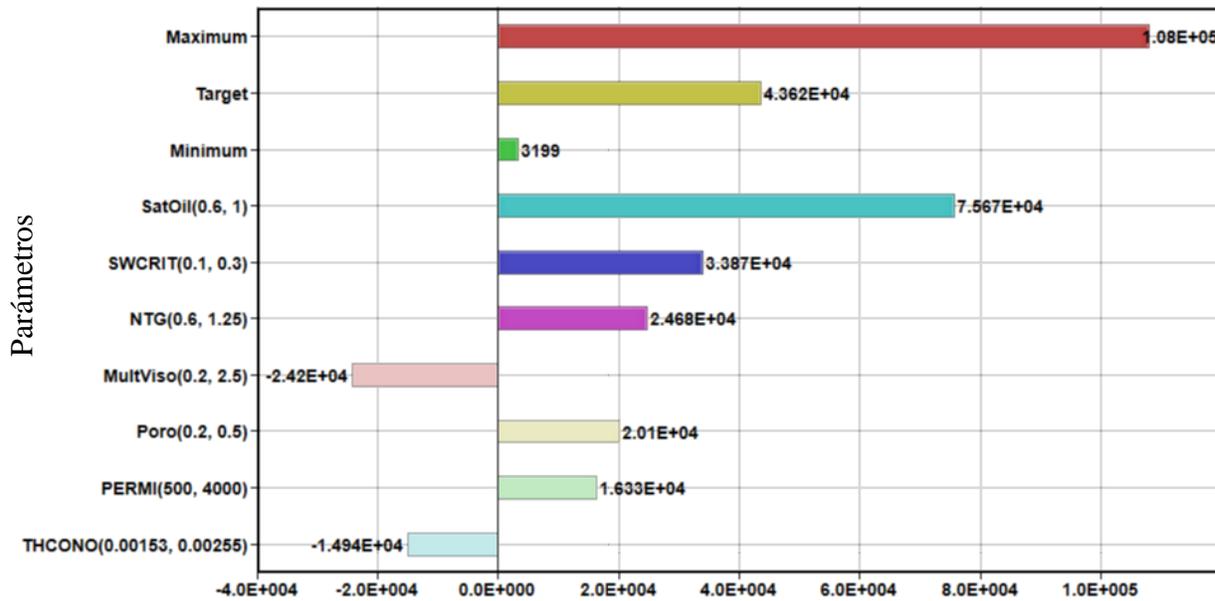


Figura 32. Análisis de tornado para parámetros operacionales en el acumulado de producción de petróleo.

El modelo QC (*Figura 33*) muestra a la mayoría de los valores en zonas próximas al rango de aceptación (dentro de la línea azul punteada), infiriendo en un buen ajuste si se desea adoptar un modelo analítico polinomial según los parámetros de la *Figura 32*. El análisis Sobol (*Figura 34*) muestra que el parámetro más influyente es la saturación de aceite, debido a que permite definir la cantidad de hidrocarburo presente en la formación, obteniendo un total de 64%, no obstante, el parámetro más influyente que impacta negativamente es la viscosidad de aceite, debido a la relación inversa con la movilidad del hidrocarburo, no obstante, en menor proporción se observa el parámetro de espesor neto, esto es ocasionado por la rápida caída de temperatura (*Figura 17* y *Figura 18*), haciendo que aumente rápidamente la viscosidad.

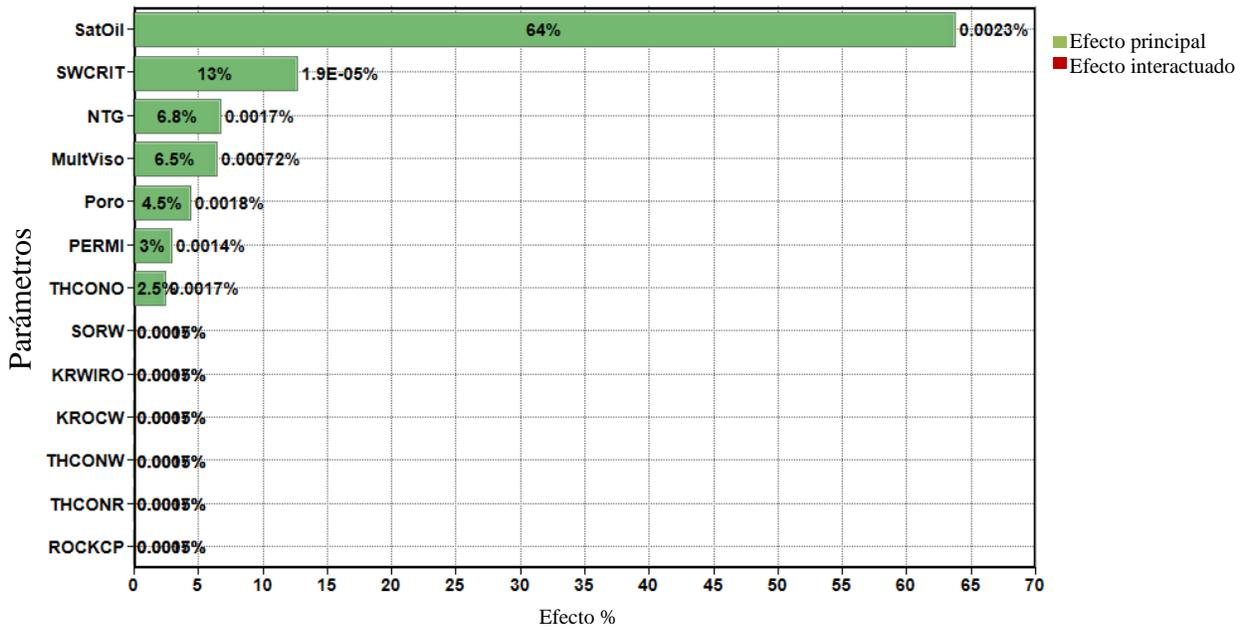
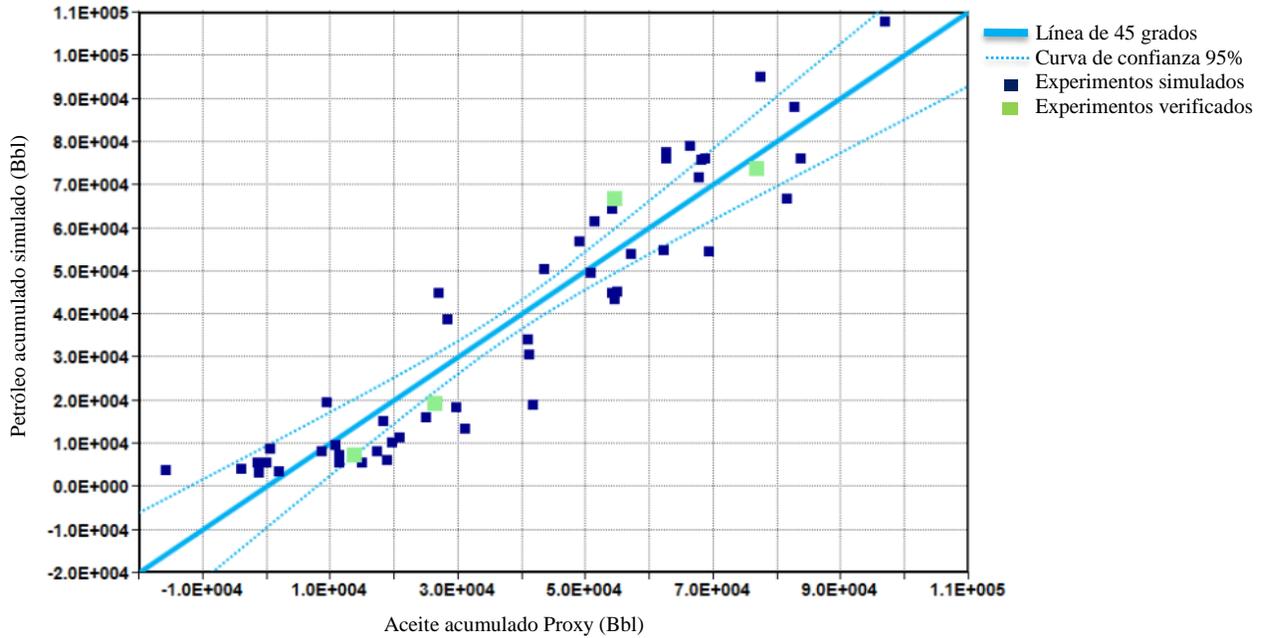


Figura 34. Análisis Sobol para el acumulado de producción de petróleo.

2.3.4. Acumulado de producción de agua. Se observa en el anterior análisis que los valores altos de viscosidad afectan negativamente la producción y acumulado de petróleo y en el presente análisis, al incrementar la viscosidad, se genera un incremento y acumulado de producción de agua (*Figura 35*). También se observa que la saturación de aceite impacta negativamente, pues al presentar un aumento de este parámetro, incrementa la producción de petróleo, o sea, disminuye la producción de agua.

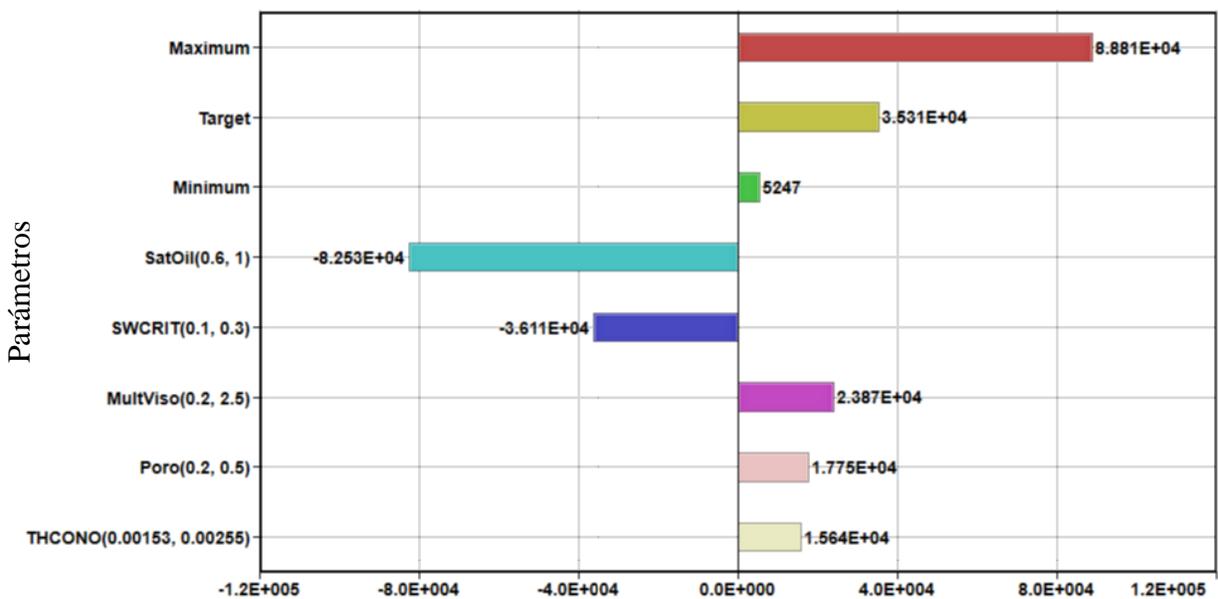


Figura 35. Análisis de tornado para parámetros operacionales en el agua acumulada.

El Modelo QC (*Figura 36*), muestra que la tendencia de los modelos numéricos está en un rango de aceptación, infiriendo que el modelo polinómico que se pueda generar sea aceptable. El factor más relevante es la saturación de aceite, ocupando un 74%, no obstante, como se muestra en la *Figura 35*, impacta negativamente.

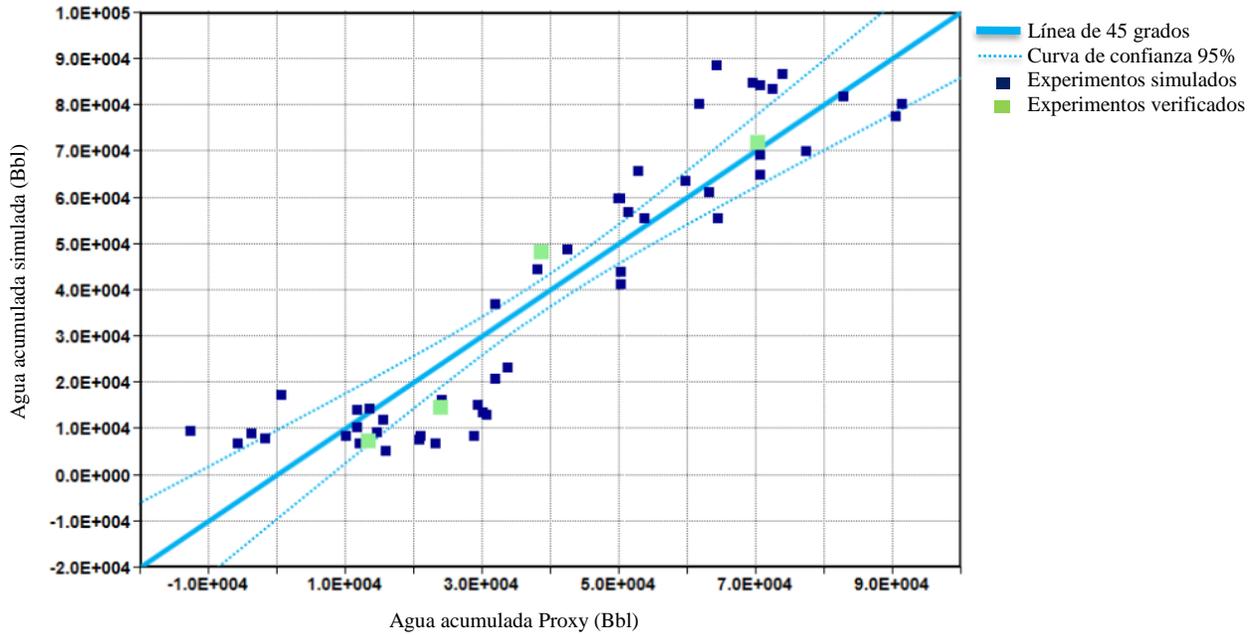


Figura 36. Modelo QC para parámetros operacionales en el agua acumulada.

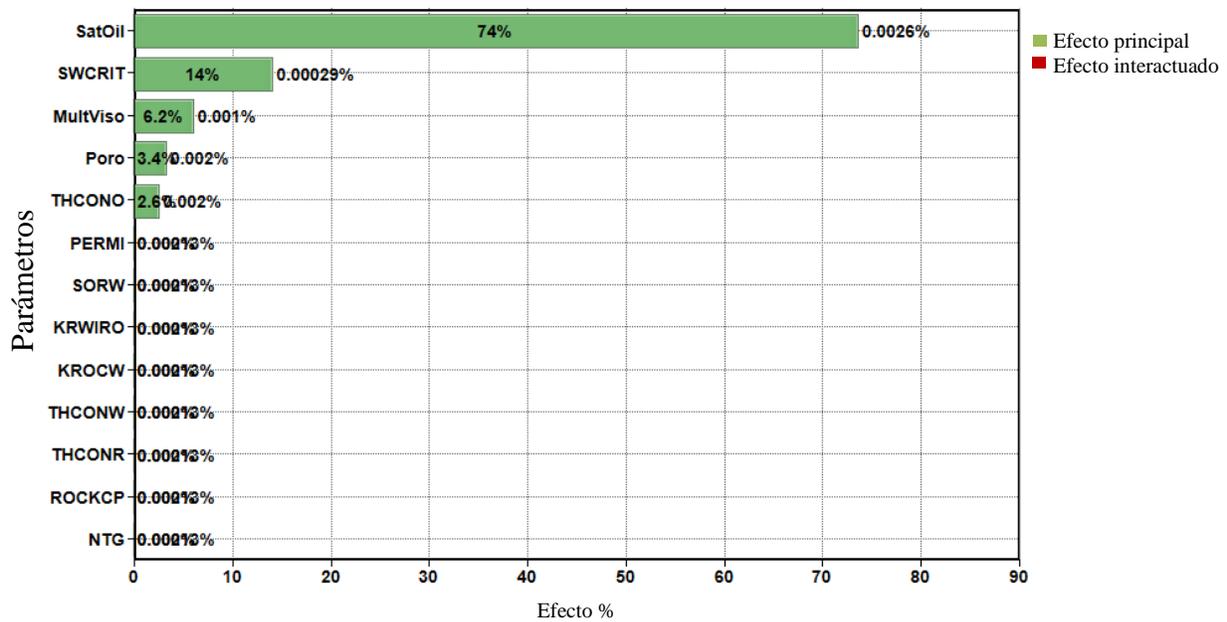


Figura 37. Análisis Sobolj para el agua acumulada.

A partir de los resultados obtenidos por medio de la metodología de superficie de respuesta, los parámetros que generan una mayor incidencia en la estimación de la tasa de producción de petróleo son:

- Permeabilidad
- Saturación de aceite.
- Espesor neto.
- Conductividad térmica de la roca.
- Saturación de agua crítica.
- Porosidad.

2.3.5. Factor de recobro (% FR). El factor de recobro está directamente relacionado con el acumulado de producción de petróleo, siendo predecible lo ilustrado en la *Figura 38*, no obstante, la porosidad es un parámetro de mayor incidencia en el acumulado de producción de petróleo, pero acá afecta en forma negativa, esto debido al incremento del volumen poroso de hidrocarburo en la formación, disminuyendo de esta manera el %FR.

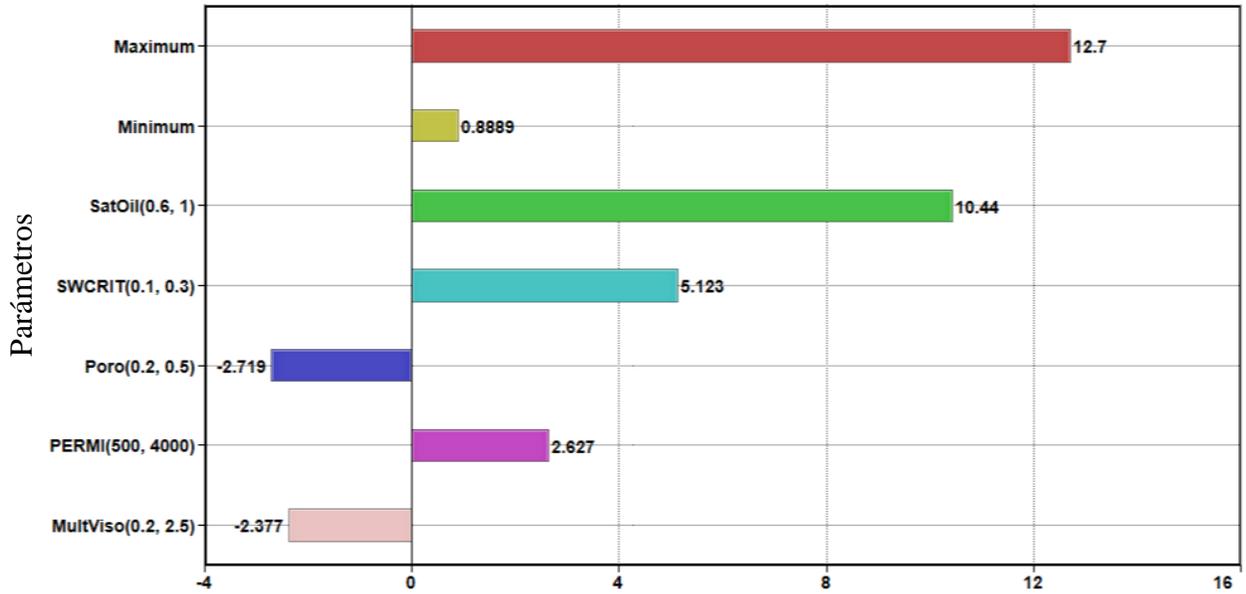


Figura 38. Análisis de tornado para parámetros operacionales en el factor de recobro.

La razón por la cual la porosidad impacta negativamente en el factor de recobro es por el aumento del volumen poroso en comparación con el crudo producido, pues este último crece en menor proporción al primero.

El modelo QC (Figura 38) permite mostrar un modelo analítico polinomial según los parámetros de la figura 38 como aceptables, pues los modelos numéricos están próximos a la curva de confianza.

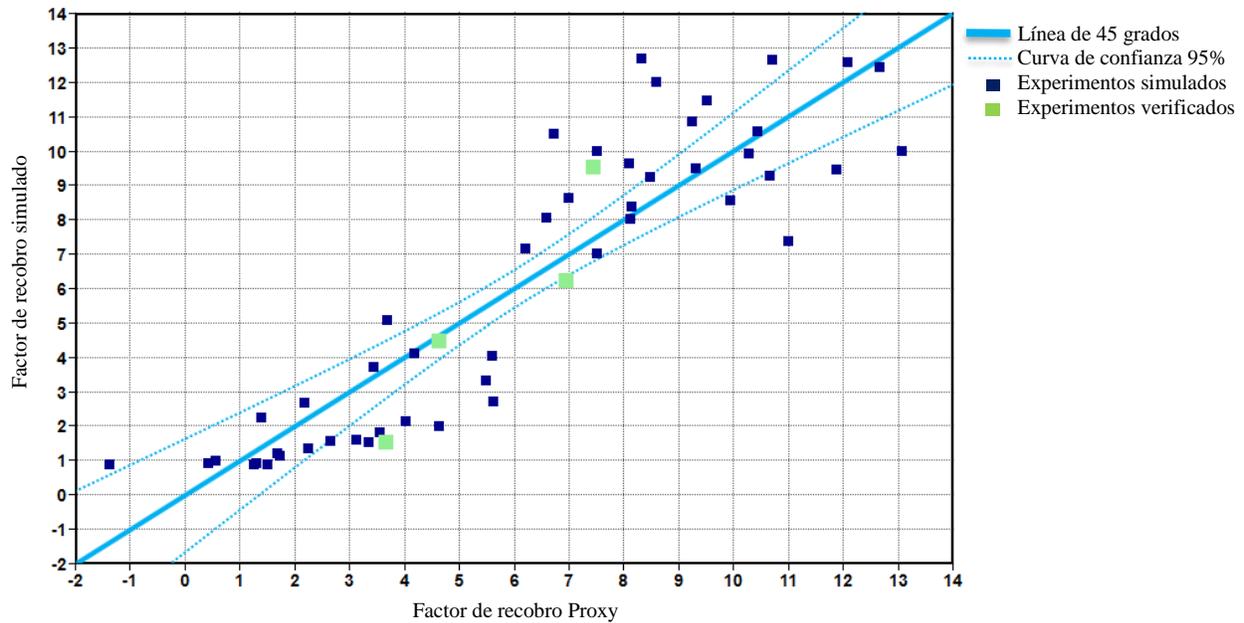


Figura 39. Modelo QC para parámetros operacionales en el factor de recobro.

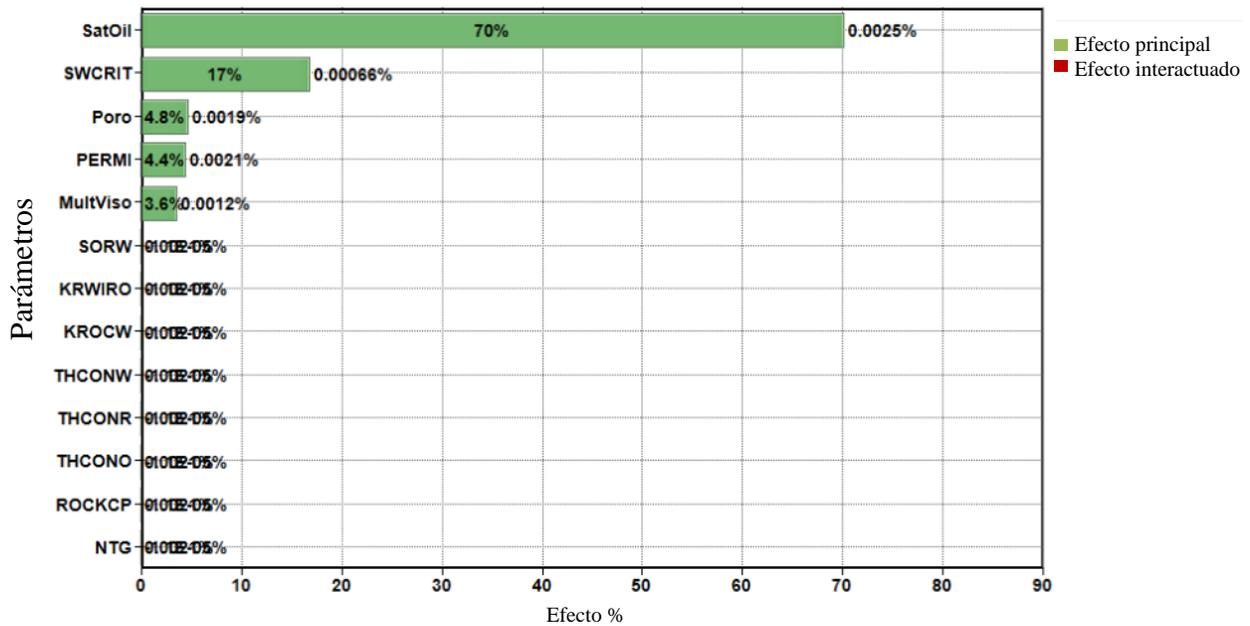


Figura 40. Análisis Sobol para el factor de recobro.

Como se ha observado en los análisis previos, en la producción acumulada de petróleo, la saturación de aceite es el factor de mayor incidencia, siendo para el factor de recobro igualmente importante, llegando hasta un 70% entre las variables de mayor impacto, como se muestra en la *Figura 40*.

2.3.6. Temperatura promedio del yacimiento. Un aumento en la temperatura promedio del yacimiento se refleja en una disminución de viscosidad y, por consiguiente, un incremento en la tasa de producción de petróleo.

A partir de los resultados obtenidos (Ver *Figura 41*), la saturación de aceite afecta positivamente en la temperatura promedio del yacimiento, mientras la porosidad y espesor neto afecta negativamente, esto se explica, para la porosidad que el vapor inyectado tiene más espacio para calentar, o sea, mayor área para la convección de calor, haciendo que disminuya la temperatura promedio del yacimiento y en el espesor neto, al haber mayor espesor, hay más volumen, haciendo que, por promedio, la temperatura disminuya, la saturación de agua crítica y residual aumenta la temperatura promedio del yacimiento, esto es debido a que posee mayor capacidad calorífica que las zonas adyacentes, manteniendo la temperatura en el yacimiento.

El modelo QC que mejor se ajusta hasta ahora es el de la *Figura 42*, mostrando los distintos modelos numéricos próximos a la zona de confianza, permitiendo aceptar, para futuros estudios, el modelo analítico polinomial que este genera

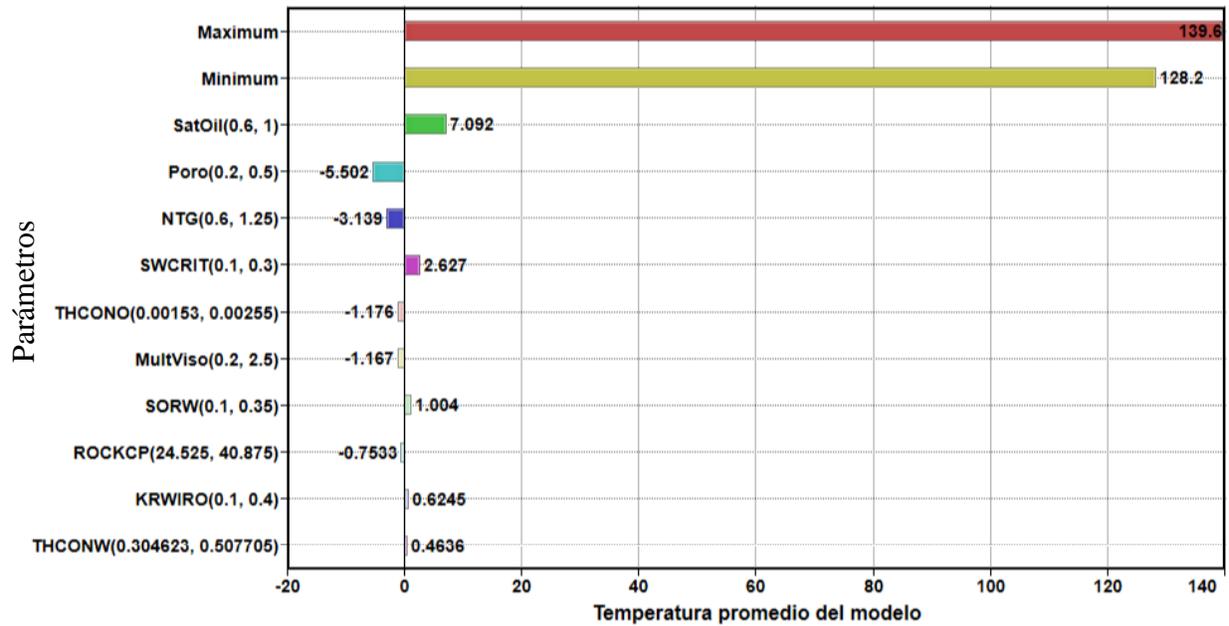


Figura 41. Análisis de tornado para parámetros operacionales en la temperatura promedio del yacimiento.

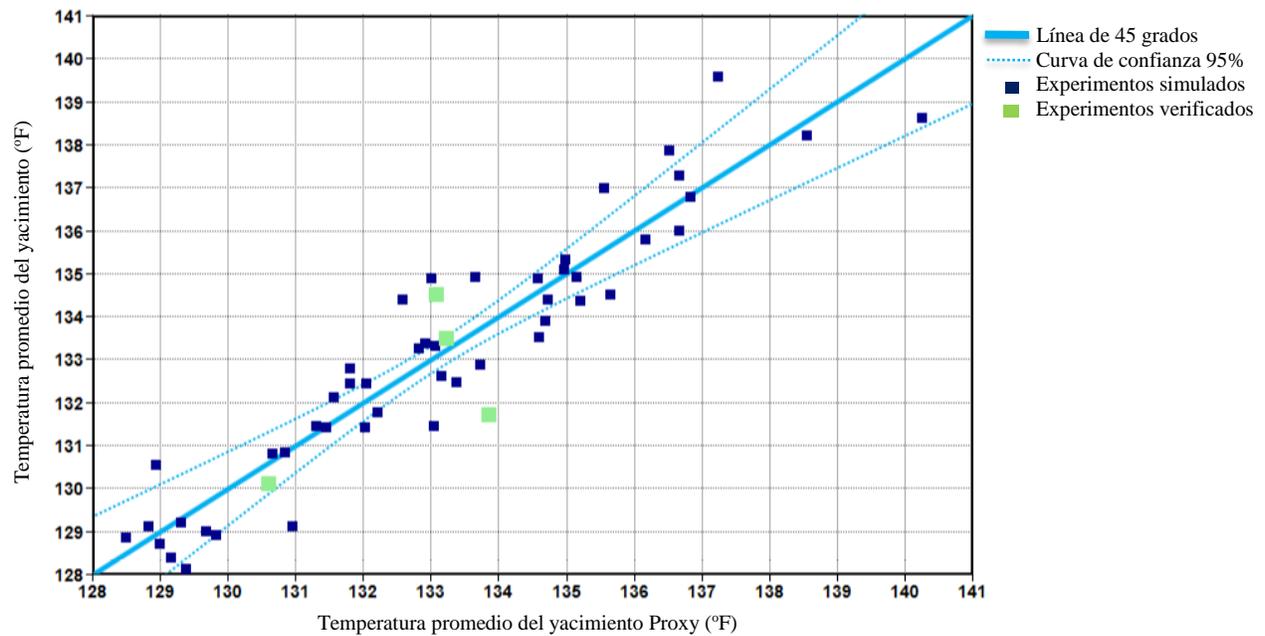


Figura 42. Modelo QC para parámetros operacionales en la temperatura promedio del yacimiento.

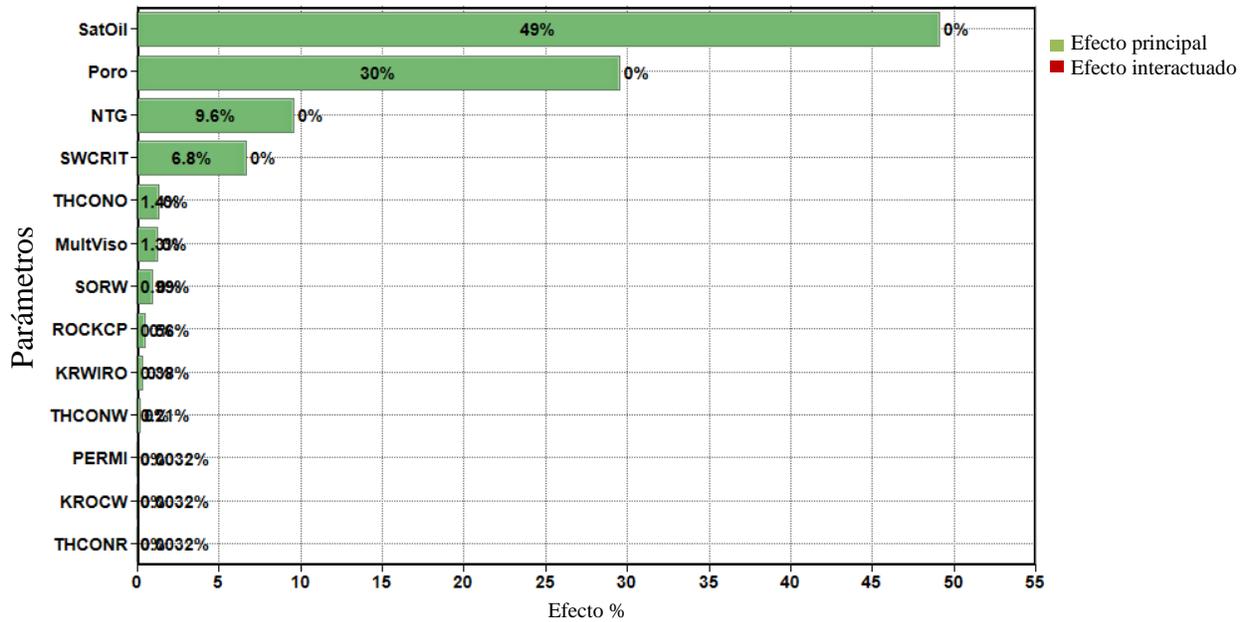


Figura 43. Análisis Sobol para la temperatura promedio del yacimiento.

A partir de los resultados obtenidos del análisis de tornado (Figura 41), la saturación de aceite, porosidad y espesor neto son los parámetros de mayor incidencia en los cálculos estimados del calor promedio del yacimiento, ilustrado ello en el análisis Sobol (Figura 43), en donde los 3 parámetros influyen más del 80% en comparación a todas las variables.

2.4. Análisis de los parámetros operacionales

Para esto se tendrá en cuenta el acumulado de producción de petróleo y agua, el factor de recobro y la temperatura promedio del yacimiento, cuyas variables se describen en la Tabla 5.

2.4.1. Acumulado de producción de petróleo. Según el análisis de tornado ilustrado en la *Figura 44*, la tasa de inyección de vapor es el factor más relevante, el incremento de la calidad del vapor mejora también el acumulado de producción de petróleo, no obstante, el periodo de producción lo afecta negativamente.

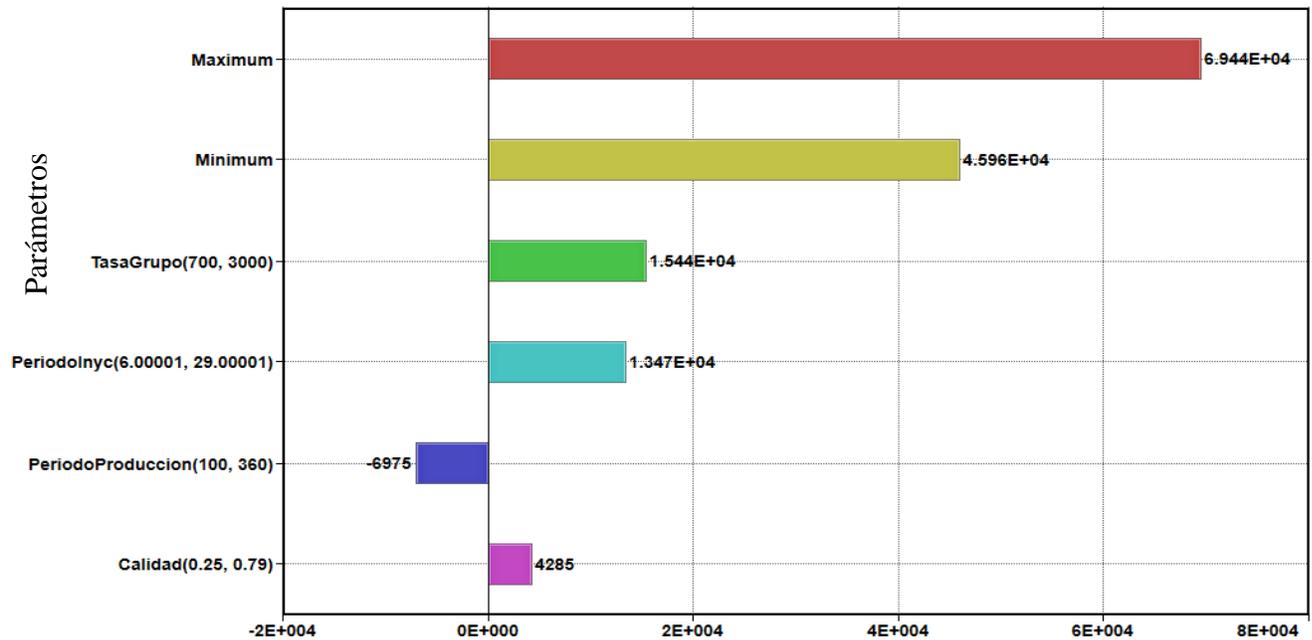


Figura 44. Análisis de tornado para parámetros operacionales en el acumulado de producción de petróleo.

Para comprender la razón del efecto negativo en el periodo de producción, se debe tener en cuenta que, al aumentar el periodo de producción, la presión del yacimiento alcanzará la presión de fondo fluyendo, lo cual afecta negativamente el siguiente ciclo, tanto de petróleo como de agua, explicando, por consiguiente, lo contraproducente que es dejar caer la presión del yacimiento a valores muy cercanos a la presión de fondo fluyendo.

el Modelo QC (*Figura*), muestra un buen comportamiento, estando la mayoría de los resultados dentro de la curva de confianza, o sea, el modelo analítico que esta curva proxy se puede usar para el cálculo del aceite acumulado.

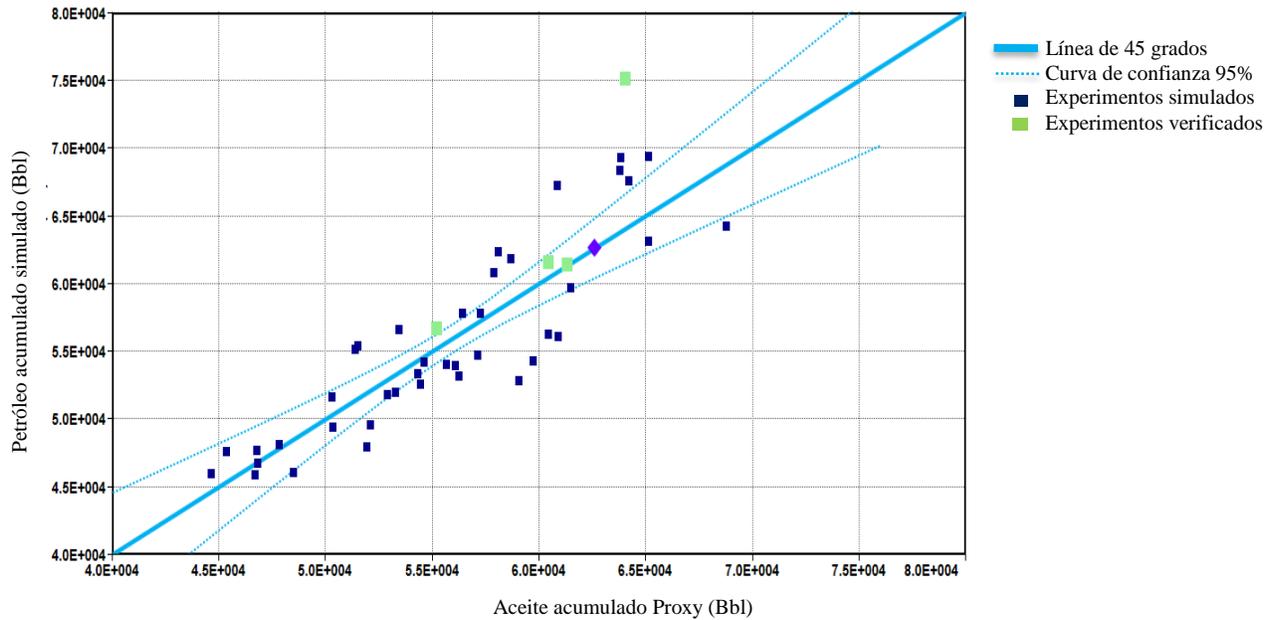


Figura. Modelo QC para parámetros operacionales en el aceite acumulado.

Para cuantificar el impacto de los parámetros operacionales se visualiza en el análisis Sobol (*Figura 45*) el valor de cada parámetro operacional, mostrando que el periodo y la tasa de producción son los más importantes, llegando al 86%, seguido por un 10% de impacto negativo en el incremento del periodo de producción y tan solo un 3,8% la calidad del vapor, concluyendo, a este último como el menos relevante para el acumulado producción de petróleo, aun siendo el que más se relaciona con el calor que el yacimiento acepta al inyectar vapor.

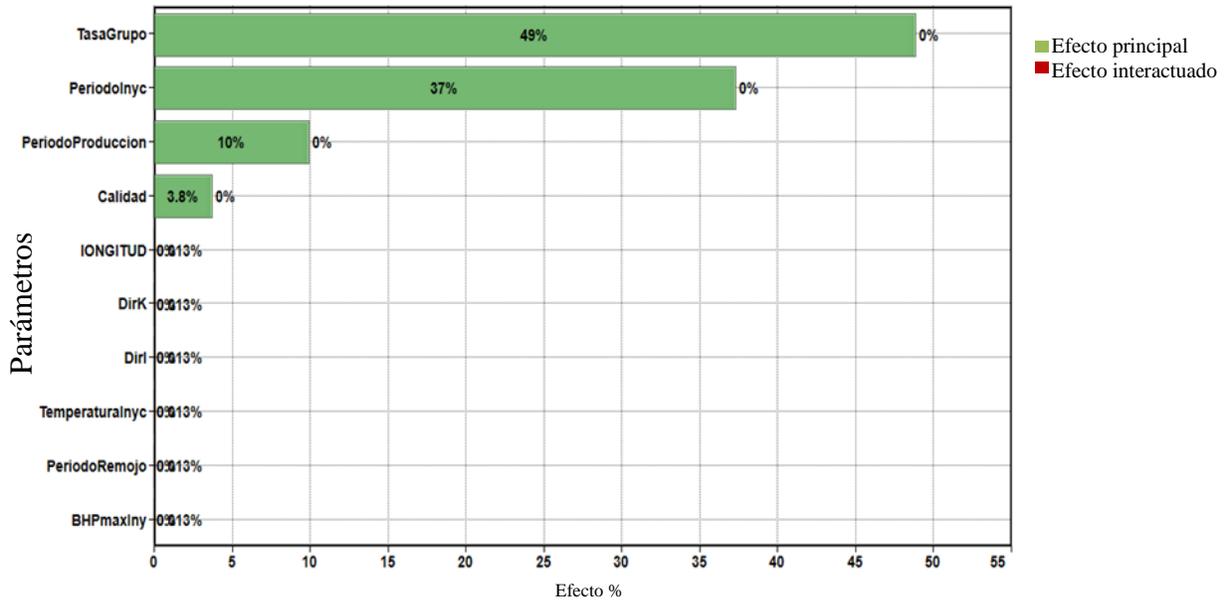


Figura 45. Análisis Sobol para el aceite acumulado.

2.4.2. Acumulado de producción de agua. Operacionalmente hablando, la producción de agua y petróleo están íntimamente relacionado, pues como se muestra en el análisis de tornado (Figura 46), tiene un comportamiento similar a la Figura 44.

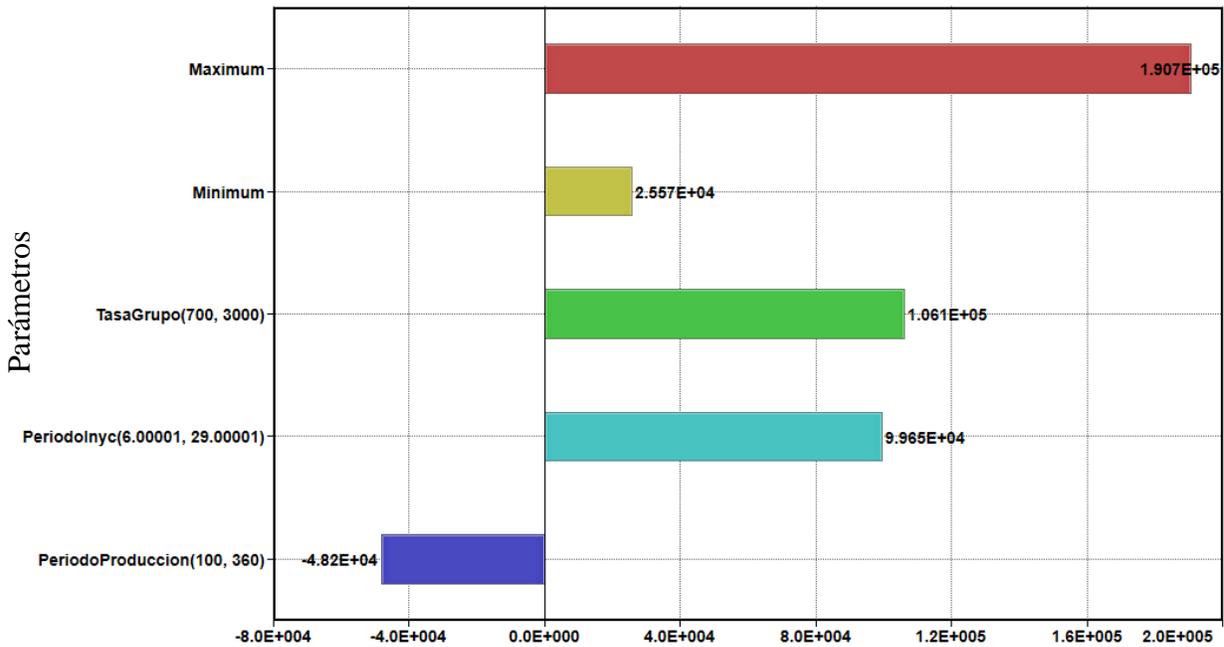


Figura 46. Análisis de tornado para parámetros operacionales en el agua acumulada.

El Modelo QC (*Figura 47*) muestra un buen comportamiento (están la mayoría en la zona de confianza), siendo aceptable el modelo analítico polinomial que este pueda generar. Como era de esperar, el periodo y la tasa de inyección son los más relevantes y afectan positivamente, sin embargo, nuevamente el periodo de producción lo afecta negativamente, esto fenómeno se explica igualmente que en el petróleo acumulado, sin embargo, a pesar de tener un impacto real entre las demás variables operacionales del 9.9% (*Figura 48*), este es más marcado en el agua acumulado, pues llega a un valor de -482000 en comparación al -6975 ilustrado en la *Figura 44*, concluyendo que hay mayor producción de agua en comparación la de petróleo según el modelo caso base.

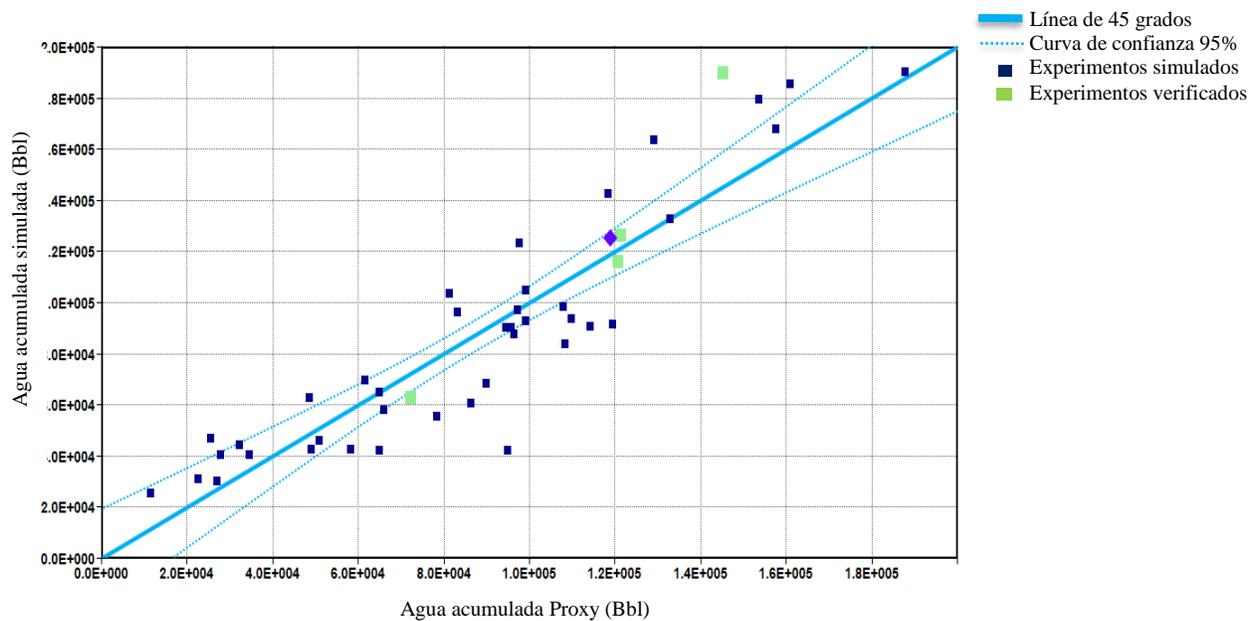


Figura 47. Modelo QC para parámetros operacionales en el agua acumulada.

Para cuantificar el impacto real de cada variable operacional se visualiza el análisis Sobol (*Figura 48*), mostrando, como era de esperar, que el incremento en la tasa y periodo de inyección lo afecte positivamente, no obstante, la calidad no llega a afectarlo en casi nada (menor del 0.5%), siendo esta una variable casi exclusiva del petróleo.

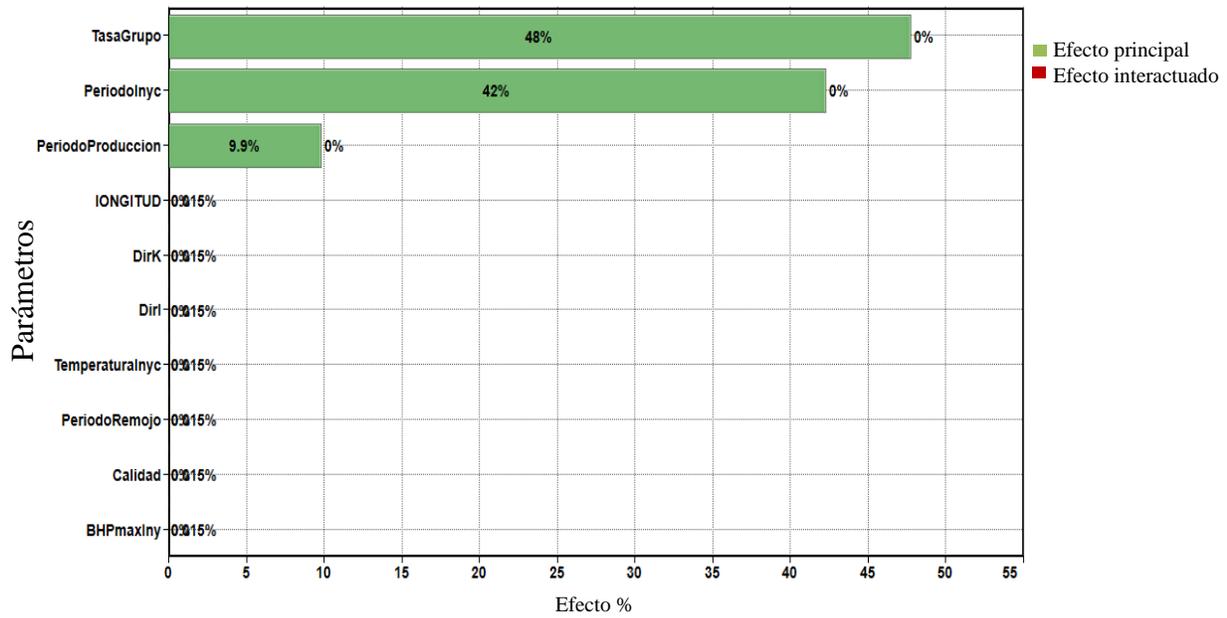


Figura 48. Análisis Sobol para el agua acumulada.

2.4.3. Factor de recobro (%FR). El factor de recobro está íntimamente relacionado con el acumulado de aceite, siendo predecible lo ilustrado en la Figura 49, sin embargo, el análisis CMOST permitió involucrar activamente a la altura del pozo como una variable influyente y según se muestra el modelo QC (Figura 50), se puede realizar estudios con el modelo analítico polinomial que este puede llegar a generar.

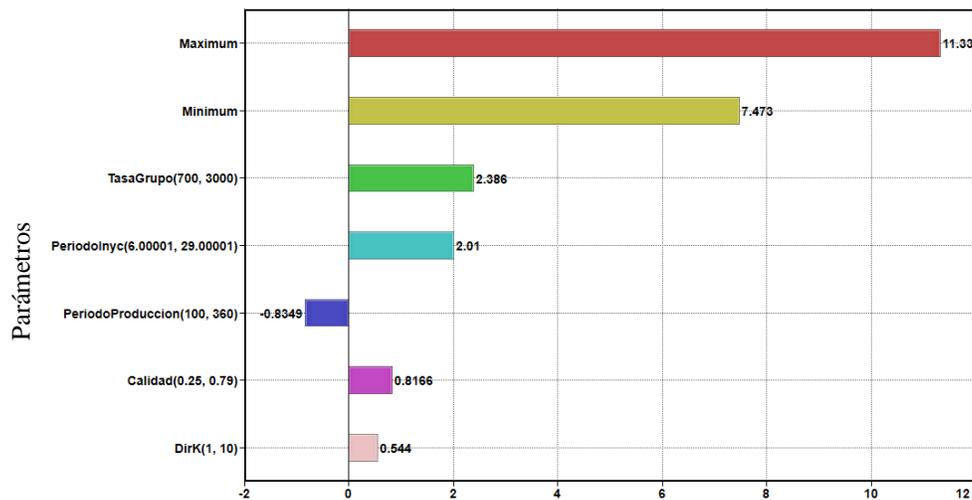


Figura 49. Análisis de tornado para parámetros operacionales en el factor de recobro.

A medida que se localiza el pozo horizontal hacia abajo, aumenta el factor de recobro, aunque muy poco, pues en la *Figura 19* es despreciable, no obstante, al variar otros parámetros operacionales (tasa de inyección, periodo de producción, calidad del vapor, etc.), puede llegar a ser de mayor peso la diferencia, explicando así el 2.7% que alcanza según el análisis Sobol de la *Figura 51*.

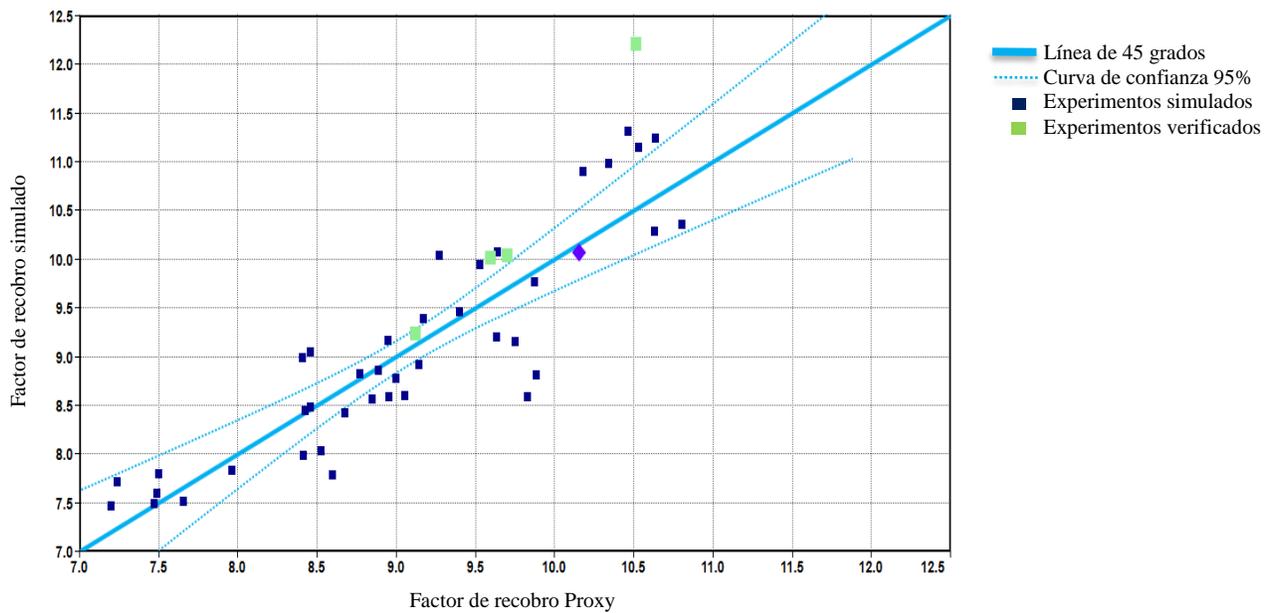


Figura 50. Modelo QC para parámetros operacionales en el factor de recobro.

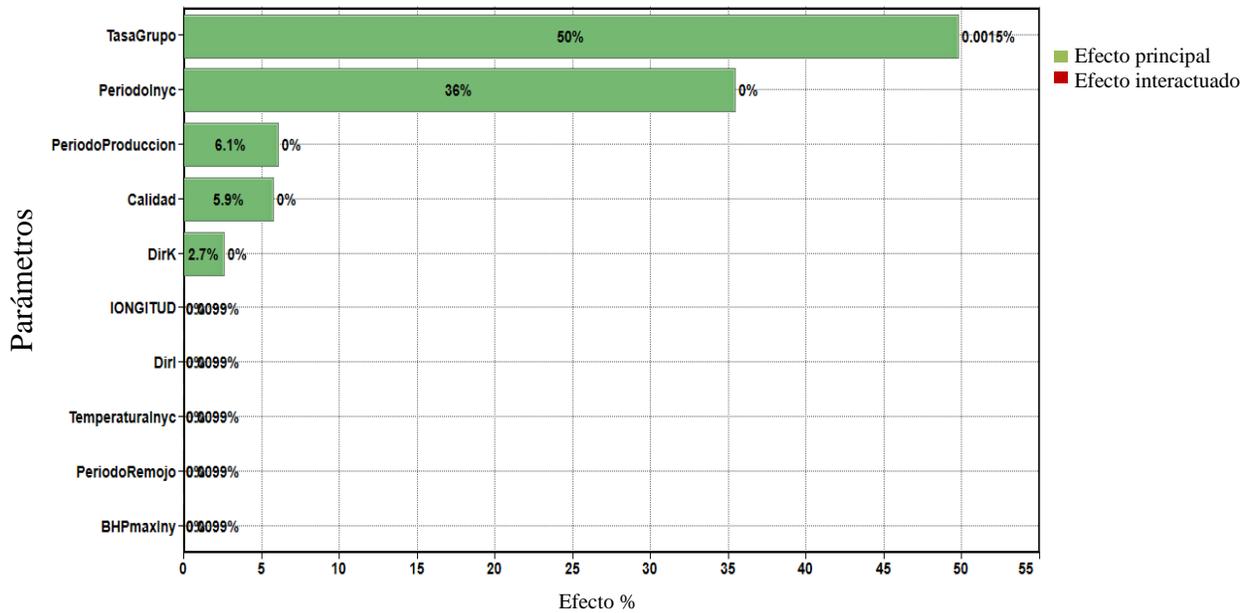


Figura 51. Análisis Sobol para el factor de recobro.

2.4.4. Temperatura promedio del yacimiento. Un aumento en la temperatura promedio del yacimiento se refleja en una disminución de viscosidad y, por consiguiente, en aumento de producción de petróleo. Según se muestra en la *Figura 52*, la tasa de producción, la calidad y el periodo de inyección son los que mayormente afectan la temperatura promedio del yacimiento si aumentan, la presión de inyección igualmente es beneficiosa para la temperatura, no obstante, el periodo de remojo lo afecta negativamente, esto se explica que al incrementar este, se disipa mayormente la energía que el vapor inyectado suministra al yacimiento.

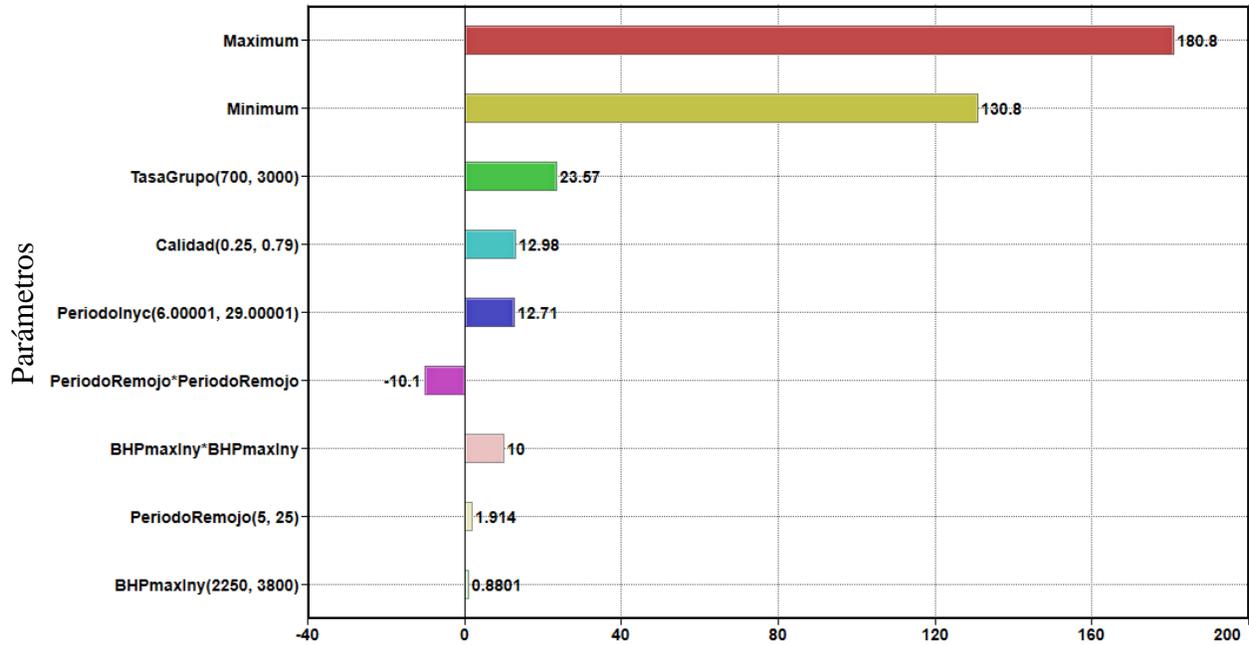


Figura 52. Análisis de tornado para parámetros operacionales en la temperatura promedio del yacimiento.

A partir del análisis Sobol (Figura 53), la tasa de inyección, periodo de inyección y la calidad del vapor son los más relevantes, llegando en conjunto a un 84% del impacto real del sistema.

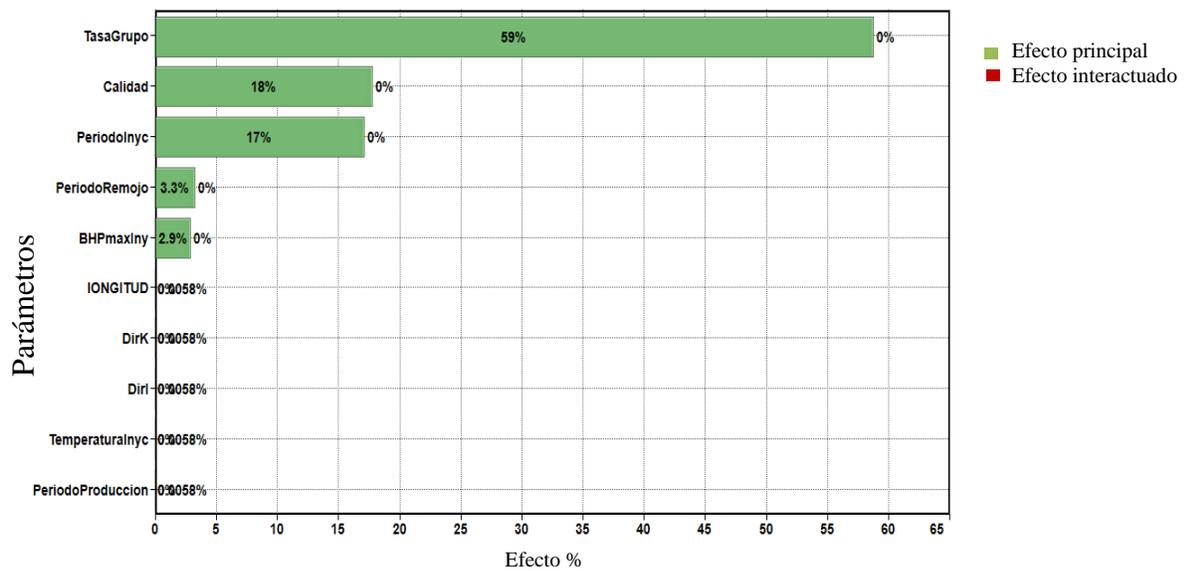


Figura 53. Análisis Sobol para la temperatura promedio del yacimiento.

3. Desarrollo del modelo analítico

El modelo analítico tiene las siguientes suposiciones:

- La saturación inicial es conocida, tanto del agua como del crudo.
- La geometría a manejar es cilíndrica, a pesar de que se considera cónica, debido que el mayor caída de presión se genera en el talón.
- Durante el periodo de inyección, El vapor se considera una fuente de calor a temperatura constante (Saripalli, 2013).
- El calor que acoge el crudo es por conducción del vapor al aceite.
- El yacimiento es isotrópico, o sea, porosidad y permeabilidad no varía.
- Solo se produce agua y petróleo.

El pozo navega en la sección horizontal del yacimiento, se desprecia la influencia por la excentricidad del pozo.

3.1. Volumen de la zona de vapor

Se comienza con la inyección de vapor al yacimiento, este llega al yacimiento, desplazando al fluido antes ocupado en dicho lugar, para hallarlo se procede primero a determinar un balance de materia, luego se aplica la ley de Darcy, posteriormente un balance de energía al vapor inyectado y el volumen entrando a la formación.

3.1.1. Balance de materia. El balance de materia se tiene presente que hay desplazamiento de fluido en la zona próxima al pozo, dicho desplazamiento debe ser equiparable al volumen inyectado y debe generar una longitud que empieza desde el “talón” del pozo (Gunadi, 1999).

$$\frac{I_w}{\rho_s} = q_{s11} + q_{o11} + \frac{\pi r_t^2 \Delta L_1}{\Delta t_1} \quad (5)$$

En donde:

- I_w es el caudal másico de vapor inyectado (Lb/día)
- ρ_s es la densidad del vapor inyectada (lb/bbl).
- q_{s11} es el volumen entrando a la formación (bbl/día).
- q_{o11} es el volumen de crudo desplazado (bbl/día).
- r_t^2 es el cuadrado del radio del liner ranurado o hueco abierto (ft).
- ΔL_1 es la longitud desplazada (ft).
- Δt_1 es el intervalo de tiempo (día).

3.1.2. Ley de Darcy. Dado la zona donde hay desplazamiento de fluido ocurre muy próxima entre ellas, se puede asumir que el gradiente de presión es el mismo para el crudo desplazado (q_{o11}) y el volumen que entra a la formación (q_{s11}), obteniendo la ecuación (6).

$$q_{o11} = q_{s11} \frac{\mu_s}{\mu_o} \quad (6)$$

En donde μ_s y μ_o son las viscosidades del vapor inyectado y el crudo, en cP.

3.1.3. Balance de energía al vapor inyectado. El balance de energía se realiza al caudal másico inyectado (I_w), como se muestra en la ecuación (7)

$$I_w H_s \Delta t_1 = q_{s11} \rho_s H_s \Delta t_1 + \pi r_t^2 \Delta L_1 (\rho_s H_s + C_o (T_s - T_r)) \quad (7)$$

Donde:

- H_s es la entalpía del vapor inyectado (BTU/lb).
- C_o es la capacidad volumétrica específica del aceite (BTU/oF-ft³).
- T_s es la temperatura del vapor inyectado (oF)
- T_r es la temperatura del yacimiento o zona de interés (oF).

3.1.4. Balance de energía al volumen entrando a la formación. Dado la energía se dispersa en varias direcciones, es importante cuantificar cuanta de la energía del volumen entrando a la formación se queda en ΔL_1 y cuanta energía se pierde en la parte de frente y de la parte posterior, surgiendo con ello la ecuación (8).|

$$q_{s11} \rho_s H_s \Delta t_1 = \pi (r_{11}^2 - r_t^2) C_{RF} (T_s - T_r) \Delta L_1 + HCF_{11} + HCB_{11} \quad (8)$$

Donde C_{RF} es la capacidad calorífica del yacimiento (BTU/ft³-°F), HCF_{11} es el calor conducido en frente de la zona de vapor (BTU), HCB_{11} es el calor conducido en la parte posterior de la zona de vapor (BTU), estos dos últimos están definidos por las ecuaciones

(9) y (10) respectivamente.

$$HCF_{11} = \int_0^{\Delta t_1} \frac{\pi(r_{11}^2 - r_t^2)\lambda_R(T_s - T_r)dt}{\sqrt{\pi\alpha t}} = \frac{2\pi(r_{11}^2 - r_t^2)\lambda_R(T_s - T_r)\sqrt{\Delta t_1}}{\sqrt{\pi\alpha}} \quad (9)$$

$$HCB_{11} = \int_0^{\Delta t_1} \frac{\pi r_{11}^2 \lambda_R(T_s - T_r)dt}{\sqrt{\pi\alpha t}} = \frac{2\pi r_{11}^2 \lambda_R(T_s - T_r)\sqrt{\Delta t_1}}{\sqrt{\pi\alpha}} \quad (10)$$

Donde λ_R es la conductividad térmica del yacimiento, α es la difusividad térmica del yacimiento (ft²/h). Si se reemplaza la ecuación (5) en la ecuación (7), y reacomodando terminos se obtiene la ecuación (11).

$$q_{s11} = \frac{\frac{I_w}{\rho_s} - \frac{\pi r_t^2 \Delta L_1}{\Delta t_1}}{\left(1 - \frac{\mu_s}{\mu_o}\right)} \quad (11)$$

Ahora, si se reemplaza la anterior ecuación con la ecuación (7), se obtiene la ecuación (12).

$$\Delta L_1 = \frac{I_w H_s \Delta t_1 - \frac{I_w H_s \Delta t_1}{1 - \frac{\mu_s}{\mu_o}}}{\pi r_t^2 \left(\rho_s H_s + C_o (T_s - T_r) - \frac{\rho_s H_s}{1 - \frac{\mu_s}{\mu_o}} \right)} \quad (12)$$

q_{s11} puede ser calculado al sustituir ΔL_1 desde la ecuación anterior en la ecuación (11). Se muestra que primero debe ser calculado ΔL_1 , luego q_{s11} , si se sustituye las ecuaciones (11) y (12) y reacomodando términos en la ecuación (7) e implementando las ecuaciones (9) y (10), se obtiene la ecuación (13).

$$q_{s11} \rho_s H_s \Delta t_1 = \pi (r_{11}^2 - r_t^2) C_{RF} (T_s - T_r) \Delta L_1 + \frac{2\pi (r_{11}^2 - r_t^2) \lambda_R (T_s - T_r) \sqrt{\Delta t_1}}{\sqrt{\pi \alpha}} \quad (13)$$

$$+ \frac{2\pi r_{11}^2 \lambda_R (T_s - T_r) \sqrt{\Delta t_1}}{\sqrt{\pi \alpha}}$$

La ecuación (13) se puede simplificar, obteniendo la ecuación (14).

$$r_{11} = \frac{\sqrt{-4ac}}{2a} \quad (14)$$

$$a = a_1 + a_2 + a_3$$

$$c = c_1 + c_2 + c_3$$

$$a_1 = \pi C_{RF} (T_s - T_r) \Delta L_1$$

$$a_2 = a_3 = \frac{2\pi \lambda_R (T_s - T_r) \sqrt{\Delta t_1}}{\sqrt{\pi \alpha}}$$

$$c_1 = -\pi r_t^2 C_{RF} (T_s - T_r) \Delta L_1$$

$$c_2 = -\frac{2\pi r_t^2 \lambda_R (T_s - T_r) \sqrt{\Delta t_1}}{\sqrt{\pi \alpha}}$$

$$c_3 = -q_{s11} \rho_s H_s \Delta t_1$$

Para evitar inconvenientes con la raíz cuadrada, es recomendable dejar el tiempo en 1, o sea, Δt de 1 día. La ilustración del fenómeno se muestra a continuación.



Figura 54. Desplazamiento del fluido y energía en fondo.

Este proceso debe repetirse a cada etapa del tiempo de inyección, obteniendo para el cálculo de ΔL_i , $q_{si,j}$ y $r_{i,j}$, según las ecuaciones (15), (16) y (17) respectivamente.

$$\Delta L_j = \frac{I_w H_s \Delta t_j - q_{s11} \rho_s H_s \Delta t_j}{\pi r_t^2 (\rho_s H_s + C_o (T_s - T_r))} \quad (15)$$

$$q_{si,j} = q_{si-1,i-1} \frac{\Delta L_{j-1}}{\Delta L_{j-1} + \Delta L_j} \quad (16)$$

$$r_{i,j} = \frac{\sqrt{-4ac}}{2a} \quad (17)$$

si $i = 1$

$$\mathbf{a} = \mathbf{a}_1 + \mathbf{a}_2 + \mathbf{a}_3$$

$$\mathbf{c} = \mathbf{c}_1 + \mathbf{c}_2 + \mathbf{c}_3 + c_4$$

$$a_1 = \pi C_{RF}(T_s - T_r)\Delta L_i$$

$$a_2 = \frac{2\pi\lambda_R(T_s - T_r)\sqrt{\Delta t_j}}{\sqrt{\pi\alpha}}$$

$$c_1 = -\pi r_{1,j-1}^2 C_{RF}(T_s - T_r)\Delta L_i$$

$$c_2 = -\frac{2\pi r_{2,j}^2 \lambda_R(T_s - T_r)\sqrt{\Delta t_j}}{\sqrt{\pi\alpha}}$$

$$c_3 = \frac{2\pi r_t^2 \lambda_R(T_s - T_r)\sqrt{\Delta t_j}}{\sqrt{\pi\alpha}}$$

$$c_3 = -q_{si,j}\rho_s H_s \Delta t_1$$

si $i \neq 1$

$$\mathbf{a} = \mathbf{a}_1 + \mathbf{a}_2$$

$$\mathbf{c} = \mathbf{c}_1 + \mathbf{c}_2 + \mathbf{c}_3$$

$$a_1 = \pi C_{RF}(T_s - T_r)\Delta L_i$$

$$a_2 = \frac{2\pi\lambda_R(T_s - T_r)\sqrt{\Delta t_j}}{\sqrt{\pi\alpha}}$$

$$c_1 = -\pi r_t^2 C_{RF}(T_s - T_r)\Delta L_i$$

$$c_2 = -\frac{2\pi r_t^2 \lambda_R(T_s - T_r)\sqrt{\Delta t_j}}{\sqrt{\pi\alpha}}$$

$$c_3 = -q_{si,j}\rho_s H_s \Delta t_j$$

Para representar el fenómeno se ilustra la *Figura 55*.

En los subíndices, el primero representa el ΔL , y el segundo es el tiempo. Lugo de esto se procede a determinar la temperatura promedio en la zona próxima al pozo con el periodo de remojo.

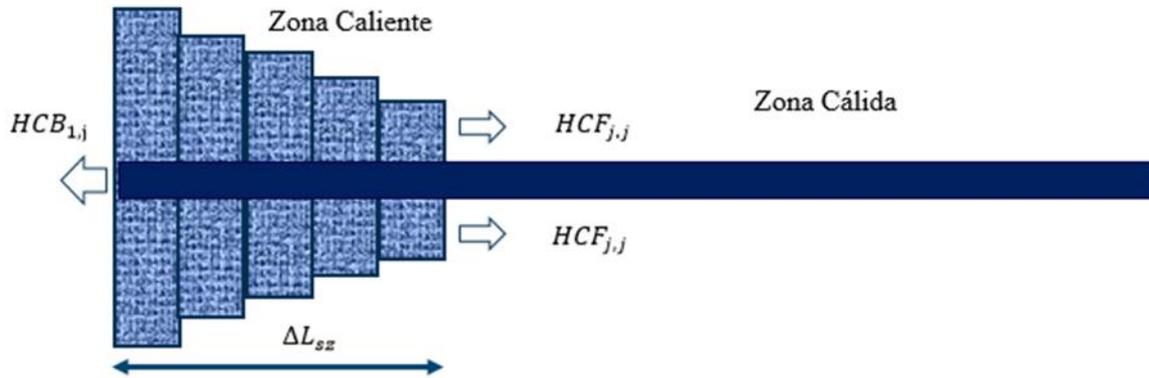


Figura 55. Desplazamiento total.

3.2. Tiempo de remojo

$$T_{avg} = T_i + (T_s - T_i)V_{ra}V_{za} \quad (18)$$

$$V_{ra} = \frac{1}{1 + 5\theta_{ra}}, \theta_{ra} = \frac{24\alpha t_b}{r_h^2} \quad (19)$$

$$V_{za} = \frac{1}{\sqrt{1 + 5\theta_{za}}}, \theta_{za} = \frac{24\alpha t_b}{h^2} \quad (20)$$

donde:

- V_{ra} es el porcentaje de pérdida de temperatura en el periodo de remojo por el calor radial disipado.
- V_{za} es el porcentaje de pérdida de temperatura en el periodo de remojo por el calor vertical disipado.
- t_b es el tiempo de remojo en días.
- T_{avg} es la temperatura final al proceso de inyección (°F).
- T_s es la temperatura de inyección (°F).

Para el cálculo del radio promedio, se aproxima a una forma cilíndrica según la ecuación

$$R_{avg} = \sqrt{\frac{\sum_1^n r_i^2 \Delta L_i}{L_{sz}}} \quad (21)$$

3.3. Tiempo de producción

Para efectos de cálculo, a condiciones de yacimiento el tiempo se divide en días, la temperatura es fundamental para el cálculo de viscosidad de del crudo y agua, por lo cual es indispensable analizar como varía, otro factor importante es la saturación de agua, pues esta hace cambiar la permeabilidad relativa, y por último es la presión, estos tres factores afectan la ecuación de flujo. La estimación de la presión del yacimiento iniciada la inyección de vapor inicialmente está dada por la ecuación (22).

$$P_{ri} = P_r + \Delta P \quad (22)$$

$$\Delta P F_{cor} = \frac{\Delta V}{V C_{tf}} \quad (23)$$

Donde P_{ri} es la presión inicial después de inyectar vapor (psi), P_r es la presión inicial del yacimiento (psi), ΔP es la presión causada por el fluido inyectado (psi), ΔV es el volumen inyectado (ft³), V es el volumen poroso (ft³), C_{tf} es la compresibilidad total de los fluidos (psi⁻¹) y F_{cor} es el factor de corrección, el cual es propio de cada yacimiento y se calcula con ayuda de la producción en frío, el cálculo se procede a realizar de la siguiente manera:

- Se obtiene dos valores de producción en frío de fluido con su volumen cuantificado (ΔV) y su respectiva caída de presión ΔP .
- Se reemplaza los valores obtenidos en la ecuación (22), despejando F_{cor} , anexando este valor en todos los cálculos de la caída de presión.

Este factor de corrección permite que no se sobredimensione la presión inyectada al yacimiento ni la caída de esta al producirlo.

Para el cálculo de la presión después de producir, el ΔP se convierte en negativo y se calcula con respecto a un volumen producido.

El cálculo de la saturación se asume que el agua, ya condensada llega a la zona cálida, por lo que casi todo el calor queda en la zona caliente, haciendo que la saturación esté en ambas zonas.

El cálculo de la temperatura en cada etapa de producción se calcula según la ecuación (24)

$$T_A = T_i + (T_h - T_i)(V_{rA}V_{zA}(1 - \varphi) - \varphi) \quad (24)$$

$$V_{rA} = \frac{1}{1 + 5\theta_{rA}}, \theta_{rA} = \frac{24\alpha(t_b + t_p)}{r_h^2} \quad (25)$$

$$V_{zA} = \frac{1}{\sqrt{1 + 5\theta_{zA}}}, \theta_{zA} = \frac{24\alpha(t_b + t_p)}{h^2} \quad (26)$$

$$\varphi = \frac{H_f}{4\pi r_h^2 h (24\lambda/\alpha)(T_h - T_i)} t_p \quad (27)$$

$$H_f = (Q_{of}\rho_{osc}C_o + Q_{wf}\rho_{wsc}C_w)(T_h + T_i) \quad (28)$$

Donde:

Tabla 6. Parámetros para el uso del factor de corrección.

Producción	Presión
900	1319
850	1300

- $V_{rA}V_{zA}$ son similares a $V_{ra}V_{za}$, con la excepción que hace referencia a producción y no remojo.
- H_f es el calor extraído de la producción, (BTU/día)

- Q_{of} y Q_{wf} es la producción de agua y petróleo respectivamente a condiciones estandar en la zona de calentamiento (bbl/día).
- ρ_{osc} y ρ_{wsc} son las densidades del agua y del crudo respectivamente a condiciones estándar (lb/bbl).
- C_o y C_w es la capacidad calorífica del crudo y el agua respectivamente (BTU/lb* °F)
- T_A es la temperatura final al proceso de producción (°F).

La producción está dada por las ecuaciones (29) y (30).

$$q_w = \frac{0.007078(\Delta L)kk_{rw}\Delta P}{\left(\mu_w \ln\left(\frac{r_h}{2r_w}\right)\right)} \quad (29)$$

$$q_o = \frac{0.007078(\Delta L)kk_{rw}\Delta P}{\left(\mu_o \ln\left(\frac{r_h}{2r_w}\right)\right)} \quad (30)$$

ΔL hace referencia a si es la zona caliente (ΔL_{sz}) o la zona cálida. Las viscosidades son a condiciones de yacimiento.

Este proceso se repite, adoptando la última temperatura del ciclo como la nueva temperatura del yacimiento, es claro que esto es solo debido a que la producción es cercana al pozo, pues en realidad el yacimiento no se ve afectado. El nuevo R_{avg} se puede asumir igual, pues el volumen inyectado es igual, por lo cual el proceso se repite desde tiempo de remojo.

3.3.1. Diagrama de flujo

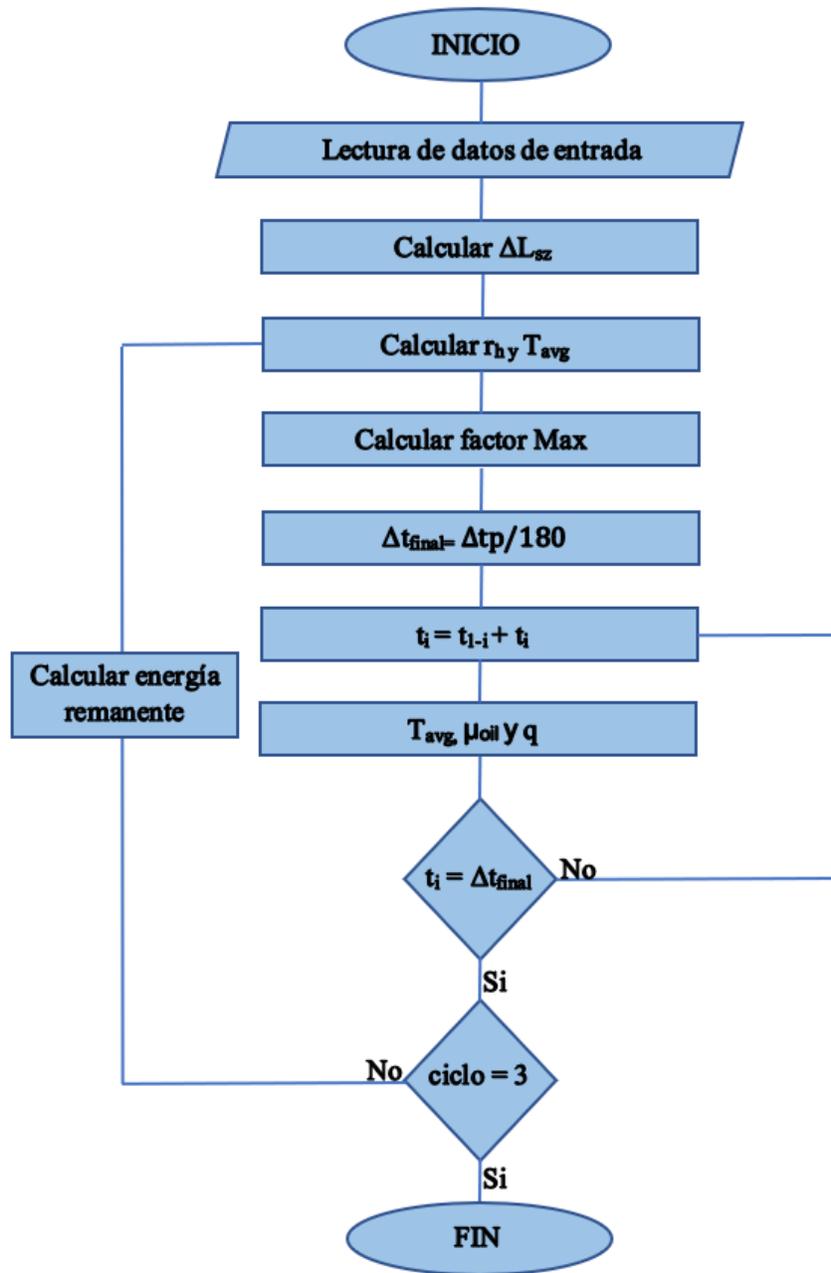


Figura 56. Diagrama de flujo del modelo analítico ajustado

4. Validación del modelo analítico

Para la validación se tiene presente el modelo conceptual de simulación numérica del capítulo 2, que representa un proceso ya evaluado previamente bajo los criterios desarrollados por (Ravaga, 2004) del pozo Bachaquero-1, por lo cual, implementando el escenario A según se muestra en el capítulo anterior y a partir de las premisas del modelo analítico de Gunadi, se realiza la derivación del presente modelo, con el objetivo de mejorar la capacidad de predicción con mayor exactitud en la estimación de la tasa de producción de petróleo en un proceso de inyección cíclica de vapor con pozos horizontal en un yacimiento de crudo pesado. Se realiza la superposición de los resultados obtenidos de las tres graficas como se observa en la *Figura 57*, donde CMG es el modelo conceptual de simulación numérica (caso base) y MA es el modelo analítico.

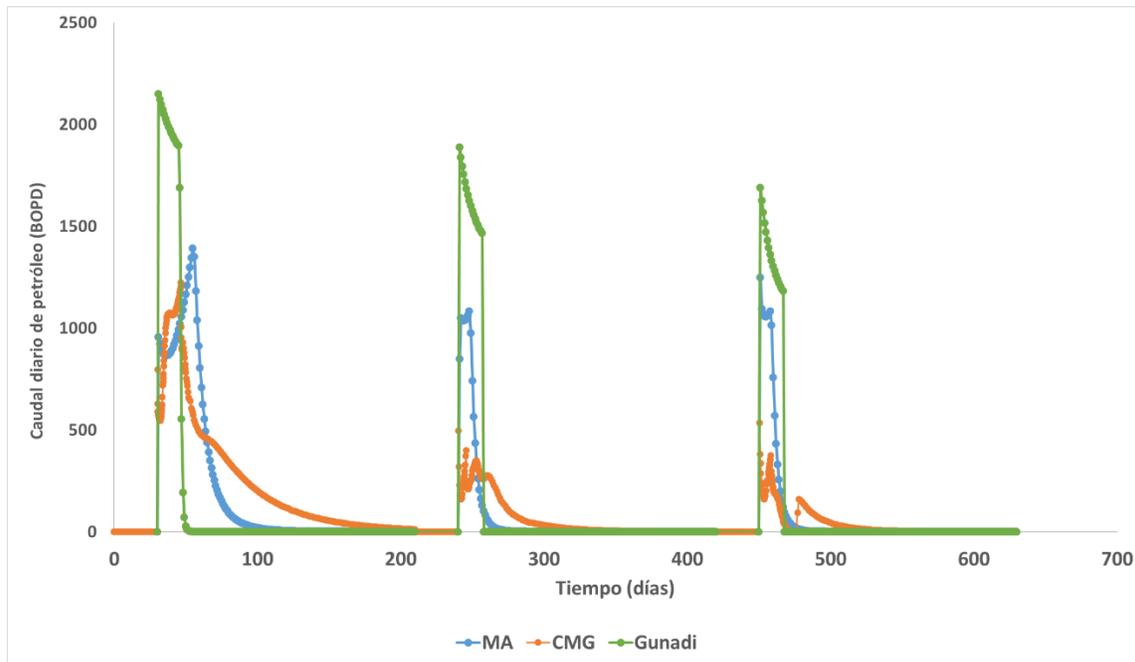


Figura 57. Producción de aceite del modelo analítico, modelo de Gunadi y caso base

Como se muestra en la anterior *Figura*, el modelo de Gunadi decae rápidamente, mientras que el presente modelo permite una declinación más tardía, afectando en el aceite acumulado, según se muestra en la *Figura 58*, ajustándose mejor a la producción acumulada de petróleo, aunque los picos de producción no se cumple, o sea, supera la tasa de producción máxima.

La producción de agua, para las tres modelos posee diferencias marcadas (*Figura 59*), siendo igualmente fácil notar la diferencia en el agua acumulada (*Figura 60*), mostrando un ajusta pobre con Gunadi, no obstante, el presente modelo se ajusta mejor al caso base (CMG).

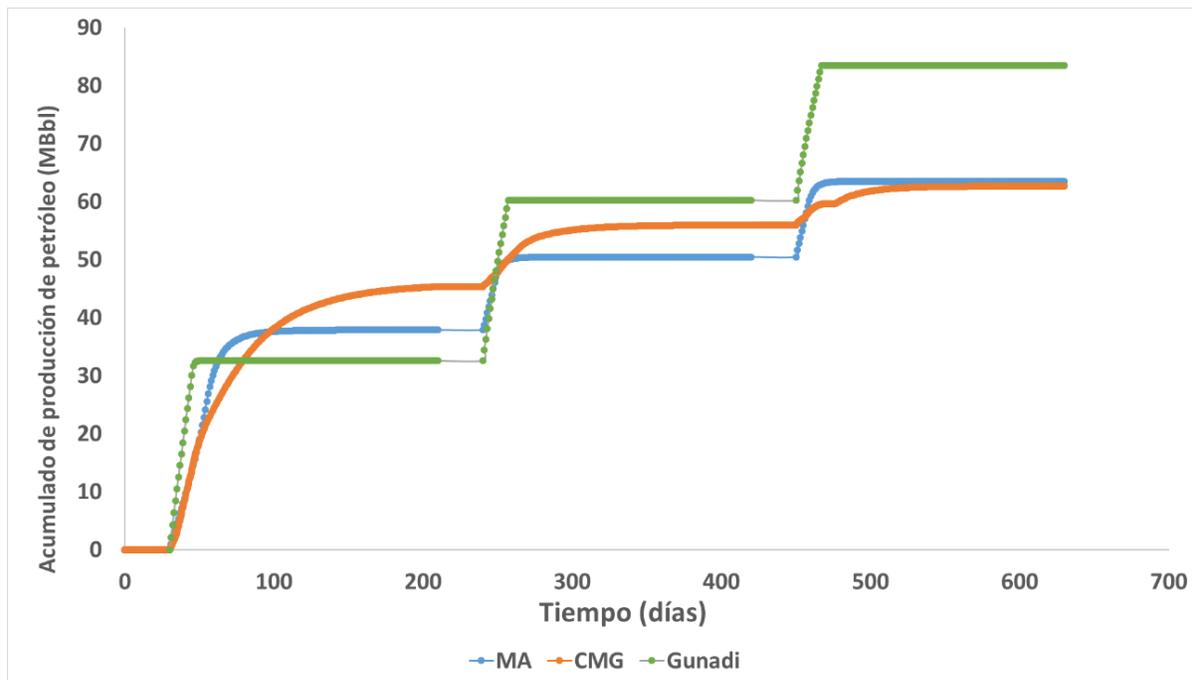


Figura 58. Acumulación de aceite del modelo analítico, modelo de Gunadi y caso base

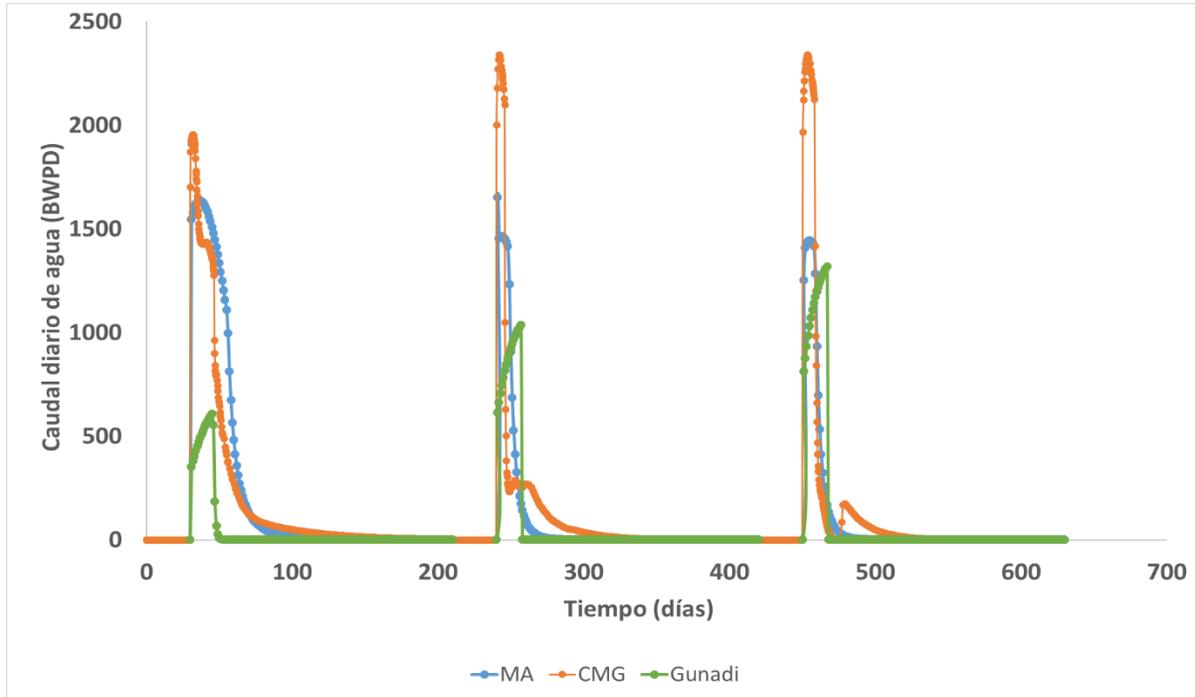


Figura 59. Producción de agua del modelo analítico, modelo de Gunadi y caso base

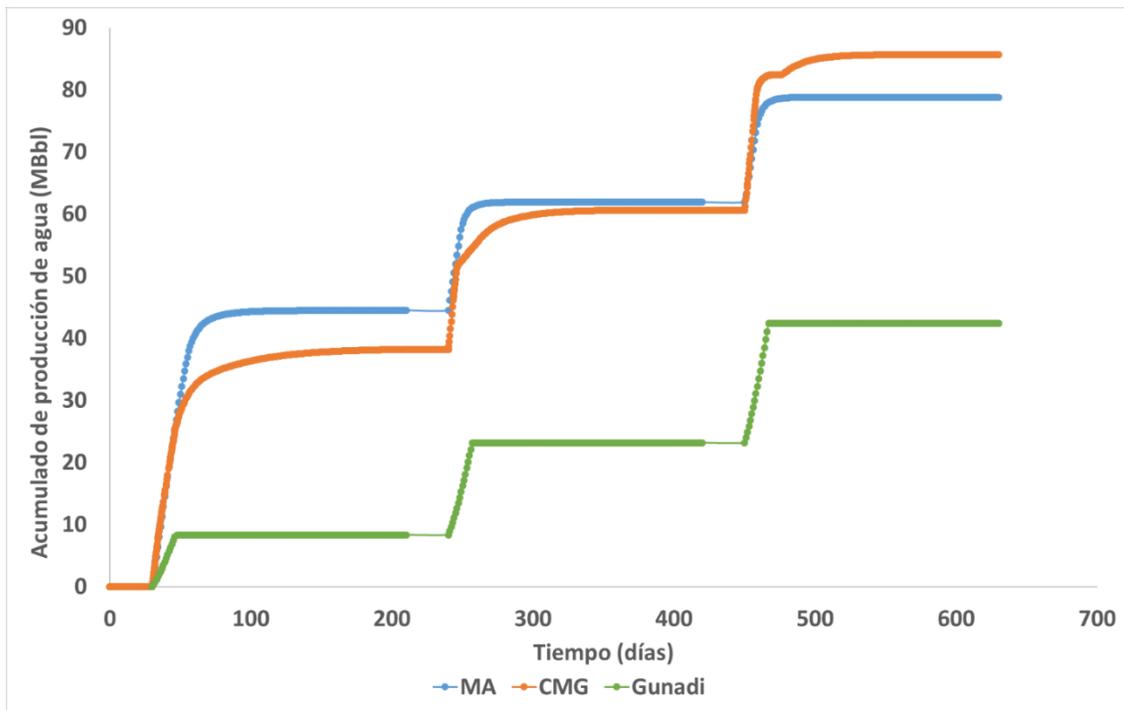


Figura 60. Agua acumulada del modelo analítico, modelo de Gunadi y caso base

Comparando el modelo de Gunadi y el presente, se muestra una mejor capacidad de predicción y con mayor exactitud en el comportamiento en las tasas de producción de fluidos (aceite y del agua).

5. Manual del usuario

5.1. Requerimientos del sistema operativo

Para poder ejecutar el programa “Modelo G&P” es necesario que el dispositivo cuente con la instalación de “Office 365”, para esto debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- **Procesador requerido:** Procesador a 1 gigahercio (Ghz) o más rápido, x86 o x64 bits con conjunto de instrucciones SSE2
- **Sistema operativo requerido:** Windows 8.1, Windows 8, Windows 7, Windows Server 2008 R2 o Windows Server 2012; Mac OS X 10.6 or later
- **Memoria requerida:** 1 GB RAM (32 bits); 2 GB de RAM (64 bits)
- **Espacio libre requerido en disco duro:** 3.0 GB de espacio disponibles
- **Requisitos de pantalla:** Para poder usar la aceleración por hardware de gráficos se necesita una tarjeta gráfica compatible con DirectX 10 y resolución de 1024 x 576
- **Versión de .NET requerida:** 3.5, 4.0 o 4.5

5.2. Modo de ejecución

a. Indicar el separador decimal: Modifique la configuración del separador decimal de la computadora para asegurar que sea el “.”, para esto, ingrese a “Panel de control”, una vez ahí, es posible configurar como se visualizan los iconos en “Ver por:”, escoja la opción “Categoría”. Busque la opción “Reloj, idioma y región” y de click en “Cambiar formatos de fecha, hora o número” como se muestra en la siguiente imagen.

Se habilita una venta titulada “Región”, de click en la opción “Configuración adicional” para habilitar la ventana “Personalizar formato”, modifique para que el “Símbolo decimal” sea el punto y el “Símbolo de separador de miles” sea la coma, después de click en “Aplicar” y posteriormente en “Aceptar” dos veces.

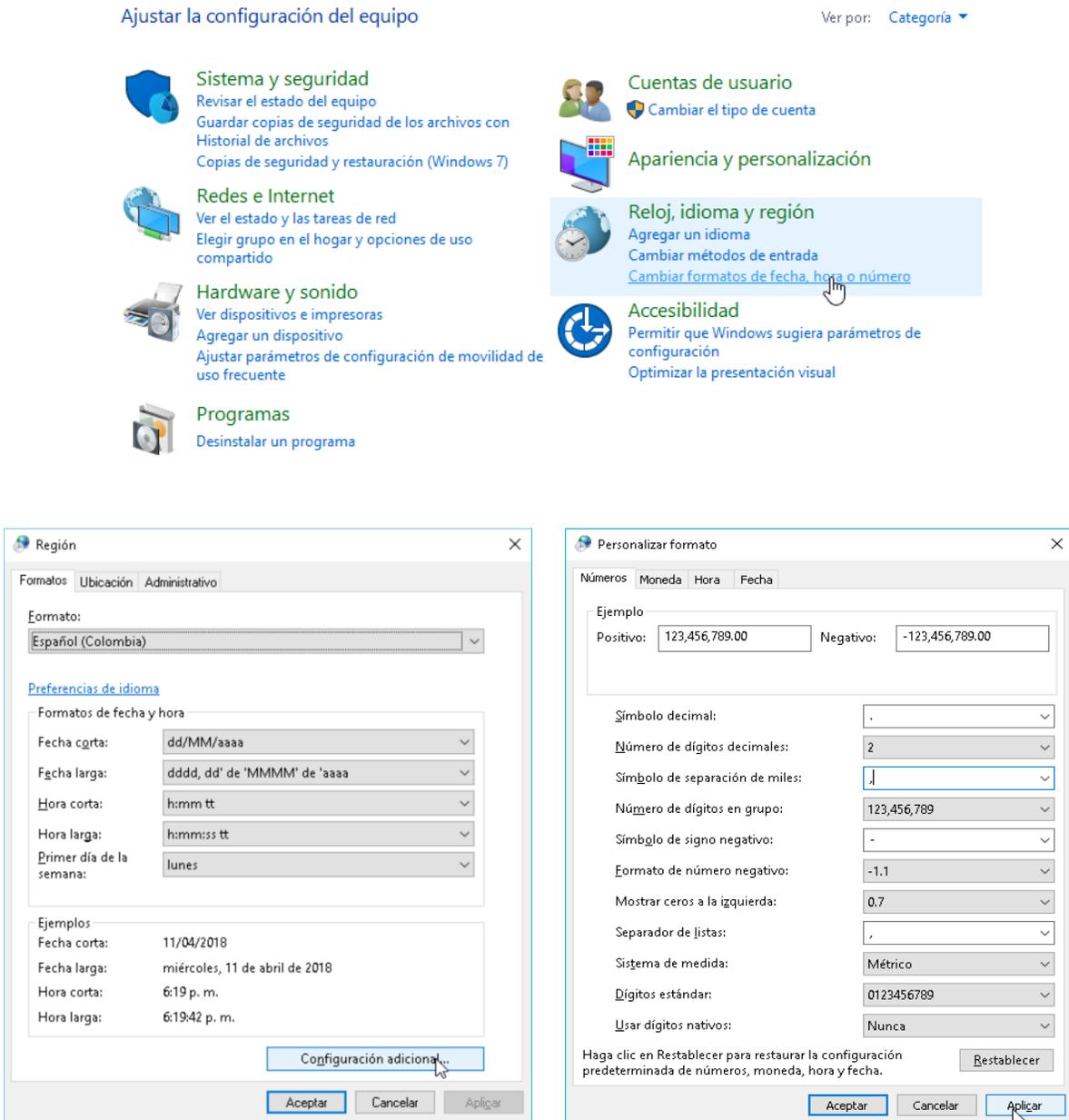


Figura 61. Indicar el separador decimal

b. Habilitar Macros: Busque el archivo “Modelobase” guárdelo en una carpeta de interés, tenga en cuenta que los resultados obtenidos utilizando esta herramienta computacional se guardaran en la misma ubicación. El nombre del archivo no puede ser modificado, en caso de que intente modificarlo al abrirlo el archivo el nombre del mismo retornara a “Modelobase.xlsm”, en caso de que la configuración del computador no muestre las extensiones de los documentos el nombre de la herramienta será “Modelobase”.

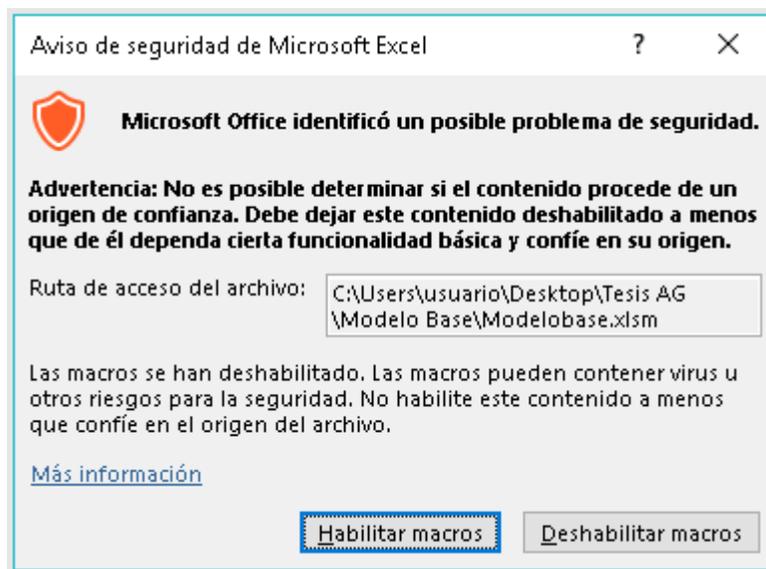


Figura 62. Habilitar marcos

Al abrir la herramienta es necesario habilitar las macros para que el programa se ejecute, si la configuración del Microsoft Excel en la computadora no tiene habilitadas las macros, se deben habilitar, una vez se abre la herramienta computacional es posible que aparezca la siguiente imagen, de ser así, de click en “Habilitar macros”.

En caso de que no aparezca el aviso de seguridad, las macros se pueden activar en la pestaña de “Programador”, para habilitar esta pestaña diríjase a la pestaña de “Archivo”, de click en

“Opciones” y se abre una ventana titulada “Opciones de Excel”, dentro de esta de click en “Personalizar cinta de opciones” y habilite “Programador”, luego de click en “Aceptar”.

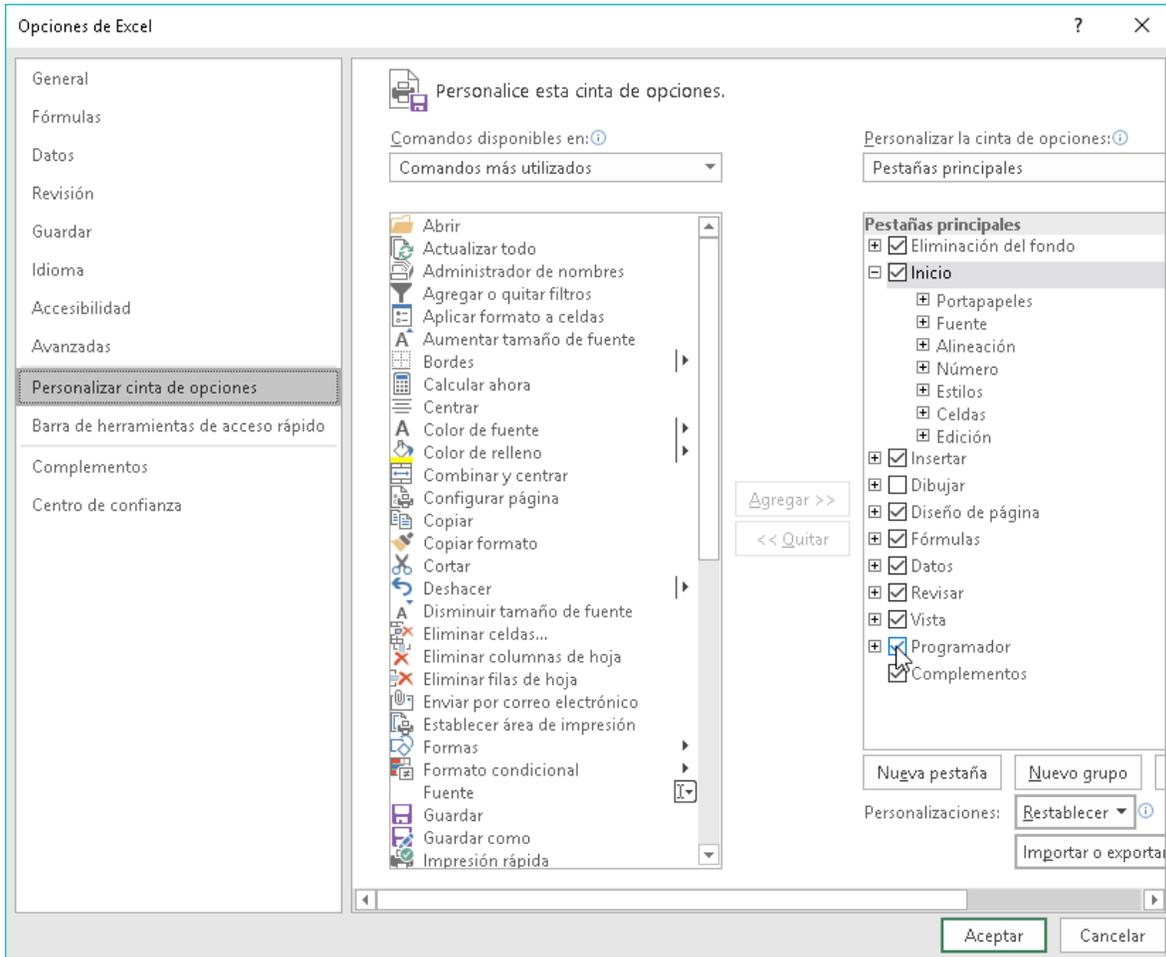


Figura 63. Pestaña programador.

Una vez ya tiene la ventana de “Programador” habilitada, diríjase a esta y seleccione la opción “Seguridad de macros”, se abrirá una ventana titulada “Centro de confianza”, en ella de click en “Configuración de macros” y escoja la opción “Habilitar todas las macros (...)”, finalmente de click en “Aceptar”.

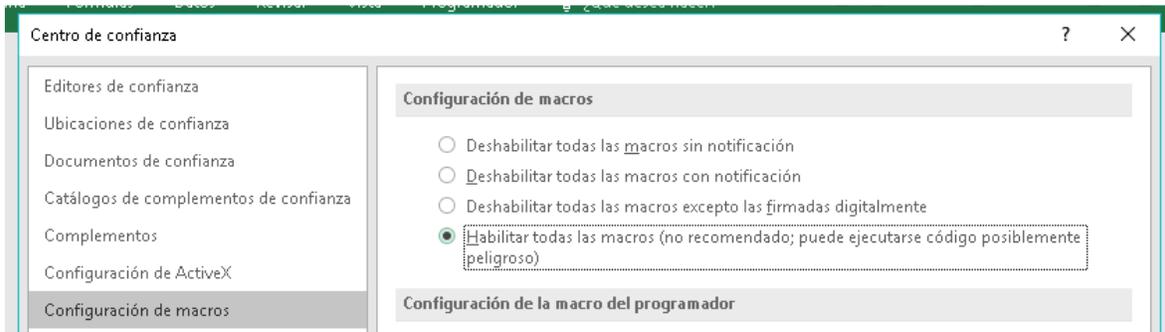


Figura 64. Clic habilitar Marcos

Una vez habilitadas las macros, se procede a ejecutar la interfaz de la herramienta.



Figura 65. Pantalla de Inicio del Sistema

c. Ingreso de datos de entrada: El ingreso de datos se divide en:

- A continuación, se muestra la imagen de la interfaz para el ingreso de las “Propiedades del yacimiento”.

Antes La herramienta permite ingresar los datos con unidades del sistema internacional;



Botón Home: Redirecciona la aplicación al Inicio del Sistema.



Botón Nuevo: Activa y Limpia las Cajas de Texto para nuevo ingreso



Botón Modifica: Activa las cajas de texto, para modificación.



Botón Guardar: Guarda los cambios realizados



Botón Siguiente: se desplaza hacia la ficha Viscosidad del Petróleo.

GRM - Modelo Analítico (Gunadi Modificado)



Datos del Pozo | Viscosidad del Petróleo | Gráficas

Longitud de Pozo	300	ft	Capacidad Calorífica Volumétrica de	0.8	BTU/ft ³ °F
Tiempo de Inyección	20	Días	Sor	0.2	
Tiempo de Remojo	10	Días	API	11.7	
Tiempo de Producción	180	Días	k	2000	mD
Conductividad Térmica	1	Btu/ft ² ·hr ² °F	Pwf	230	Psi
Disusividad Térmica	0.04	ft ² /hr	Xi	0.8	
Presión de Inyección	3000	Psi	Xf	0.7	
Temperatura del Vapor Saturado	640	°F	Presión del Yacimiento	1319	psi
Viscosidad del Aceite	635	cP	Calor Específico del Gas	0.000085	Btu/ft ³ °F
Viscosidad del Vapor	0.5	cP	Relación Agua / Petróleo	2	BBL/BBL
Entalpia del Agua a Ts	1100	Btu/lb	Rs	80	SCF/STB
Rata Masica	525000	lb/Dia	Caudal Máximo de Producción	2500	Bbl/Dia
Densidad del Vapor	0.5	lb/ft ³			
Radio del Pozo	0.9	ft			
Calor Específico Volumétrico del	0.5	Btu/ft ³ °F			
Temperatura de Yacimiento	128	°F			
Capacidad Calorífica Volumétrica de	0.8	Btu/ft ³ °F			
Altura	120	ft			
Porosidad	0.2				
Caudal del Fluido	0.000065	1/psi			
Swi	0.2				
FVF Agua	1.001				

Producción en Frío

Producción de Petróleo (BBL/Día)	Presión de Yacimiento (BBL/Día)
1290	1319
850	1290

Calcular

Constante MAX

6.89532370566854E-02

Figura 66. Interfaz Gráfica de entrada de datos del Pozo (Ficha 1)

En la interfaz de datos de entrada del pozo, se establecen los parámetros principales de las propiedades del pozo...

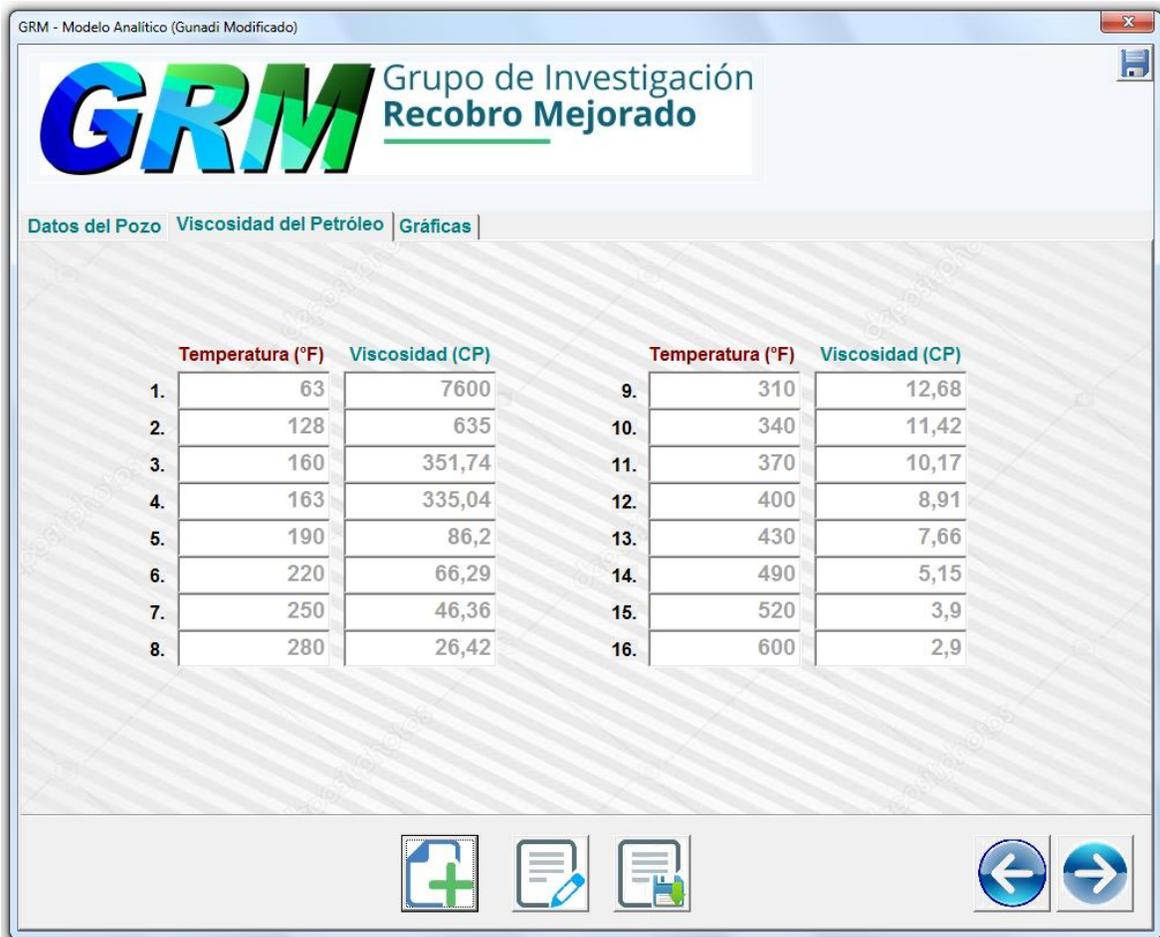


Figura 67. Interfaz Gráfica de entrada de datos de la Viscosidad del Petróleo (Ficha 2)

La interfaz referida a la ficha 2 o sobre la viscosidad del petróleo, se ingresan ...



Figura 68. Interfaz Gráfica de Menú de Gráficas (Ficha 3)

En la ficha 3 (Gráficas), se muestra el menú de opciones de presentación de las gráficas resultantes.



Botón Resultados: Muestra los resultados en tablas



Botón Generar Gráfica: Muestra las gráficas de acuerdo al criterio seleccionado

(Todas las Gráficas o por selección simple).

Una vez presionado el botón generar Gráfica, se visualiza la pantalla de gráficas, según la opción seleccionada, va a permitir mostrar el modelo de cuatro (4) gráficas o las gráficas individuales según opción.

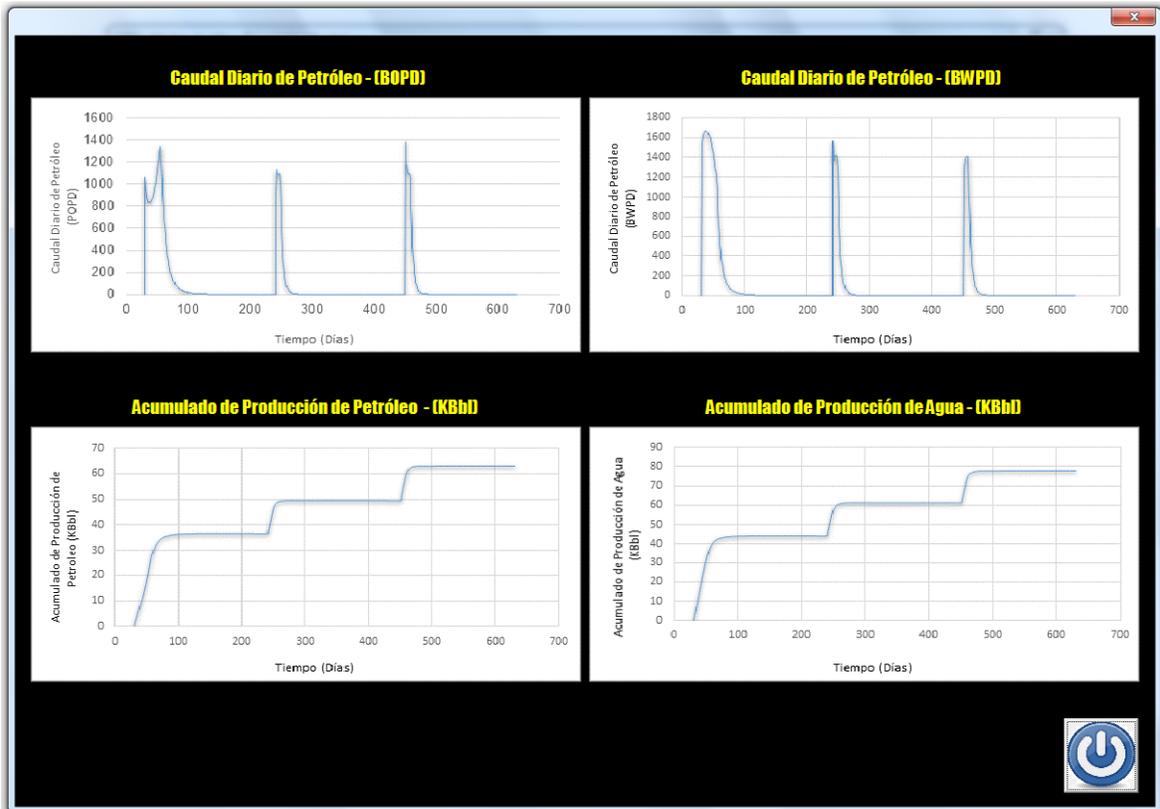


Figura 69. Modelo de cuatro (4) Gráficas

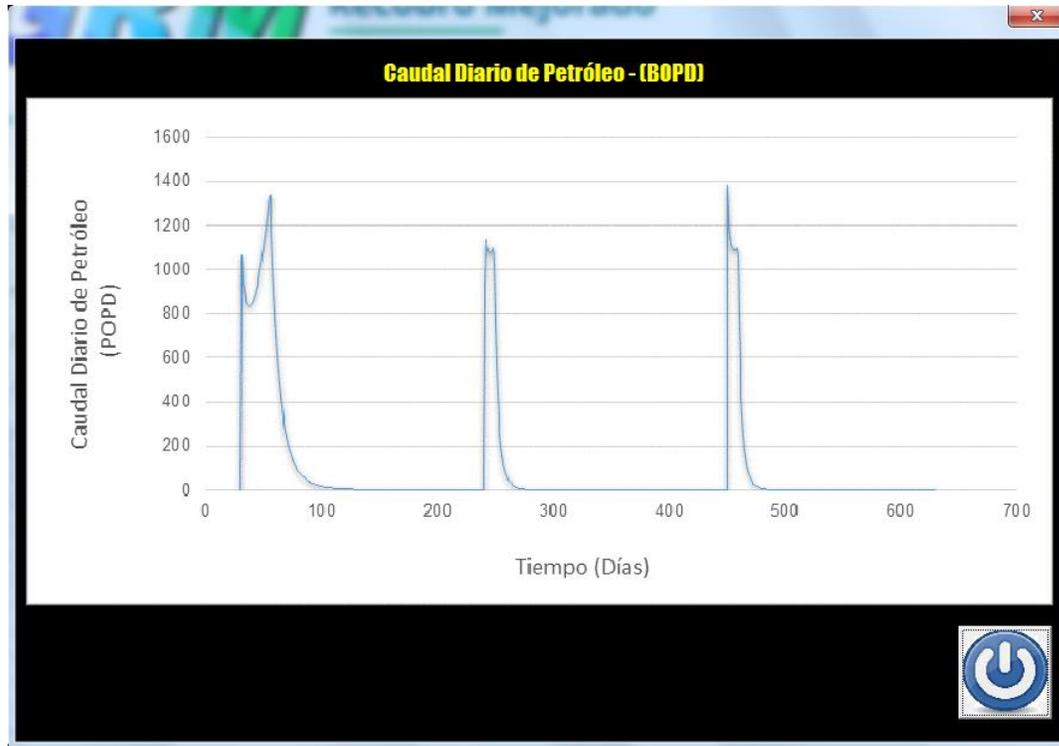


Figura 70. Modelo de Gráficas Independientes

También, se puede visualizar la generación de tablas de datos generados por la aplicación, mediante el botón de “Generar Resultados“(📄), donde se podrá apreciar con detalle los datos resultantes.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
			Tiempo	qo		Tiempo	qw		Tiempo	Petróleo Acumulado		Tiempo	Agua Acumulada	
1														
2			30	0		30	0		30	0		30	0	
3			31	1065,674483		31	1434,325517		31	1,065674483		31	0,001434326	
4			32	937,6720879		32	1562,327912		32	2,00334657		32	1,563762238	
5			33	899,728076		33	1600,271924		33	2,903074646		33	3,164034162	
6			34	872,0603592		34	1627,939641		34	3,775135006		34	4,791973802	
7			35	852,7333045		35	1647,266695		35	4,62786831		35	6,439240498	
8			36	840,3448857		36	1659,655114		36	5,468213196		36	8,098895612	
9			37	833,8677017		37	1666,132298		37	6,302080898		37	9,765027911	
10			38	832,5419849		38	1667,458015		38	7,134622882		38	11,43248593	
11			39	835,8021731		39	1664,197827		39	7,970425055		39	13,09668375	
12			40	843,2254357		40	1656,774564		40	8,813650491		40	14,75345832	
13			41	854,4947368		41	1645,505263		41	9,668145228		41	16,39896358	
14			42	869,3716219		42	1630,628378		42	10,53751685		42	18,02959196	
15			43	887,6755371		43	1612,324463		43	11,42519239		43	19,64191642	
16			44	909,2675297		44	1590,73247		44	12,33445992		44	21,23264889	
17			45	934,036844		45	1565,963156		45	13,26849676		45	22,79861205	
18			46	961,8893713		46	1538,110629		46	14,23038613		46	24,33672268	
19			47	992,7372157		47	1507,262784		47	15,22312335		47	25,84398546	
20			48	1026,488858		48	1473,511142		48	16,24961221		48	27,3174966	
21			49	1063,039574		49	1436,960426		49	17,31265178		49	28,75445703	
22			50	1102,261925		50	1397,738075		50	18,4149137		50	30,1521951	

Figura 71. Resultados en forma de tabla.

6. Análisis de resultados

Uno de las dificultades más grande del modelo de Gunadi para un buen ajuste es el cálculo de saturación de agua y la caída de presión del yacimiento, esto se observa en la *Figura 57* . Una alta producción de petróleo sucede con Gunadi, pues la saturación de agua la subestima, mejorando la permeabilidad relativa del petróleo y en cuanto a la presión, la sobreestima, tanto en la inyectada como la caída, mostrando, por consiguiente un alto flujo de petróleo, sin embargo, según se observa en la *Figura 72*, es bastante la diferencia de presión calculada con Gunadi y el modelo caso base.

La construcción del modelo analítico propuesto es a partir de la derivación del modelo analítico de Gunadi, con el objetivo de mejorar la capacidad de predicción en la estimación de la tasa de producción de petróleo en un proceso de inyección cíclica de vapor con pozos horizontal en un yacimiento de crudo pesado. El modelo analítico propuesto tiene en cuenta las siguientes características:

- El vapor inyectado se satura completamente en el yacimiento y de manera uniforme.
- La caída de presión se estima con ayuda de un factor de corrección; dado que la forma de hallarlo es con la compresibilidad de los fluidos de yacimiento y este valor fácilmente puede sobredimensionarse, es pertinente ajustarla para que la cantidad volumétrica de líquido producida sea más realista, para ello se usa la producción en frío y su caída de presión.

El factor de corrección aplicado al modelo de Gunadi permite que la producción de petróleo no se sobredimensione y la caída de presión sea más realista, como se muestra en la *Figura 72*. La

saturación de agua mayor al supuesto por Gunadi permite mayor producción de agua, lo cual permite un mejor ajuste en el acumulado del agua también (*Figura 59*), pues la permeabilidad relativa está directamente relacionada con dicha saturación.

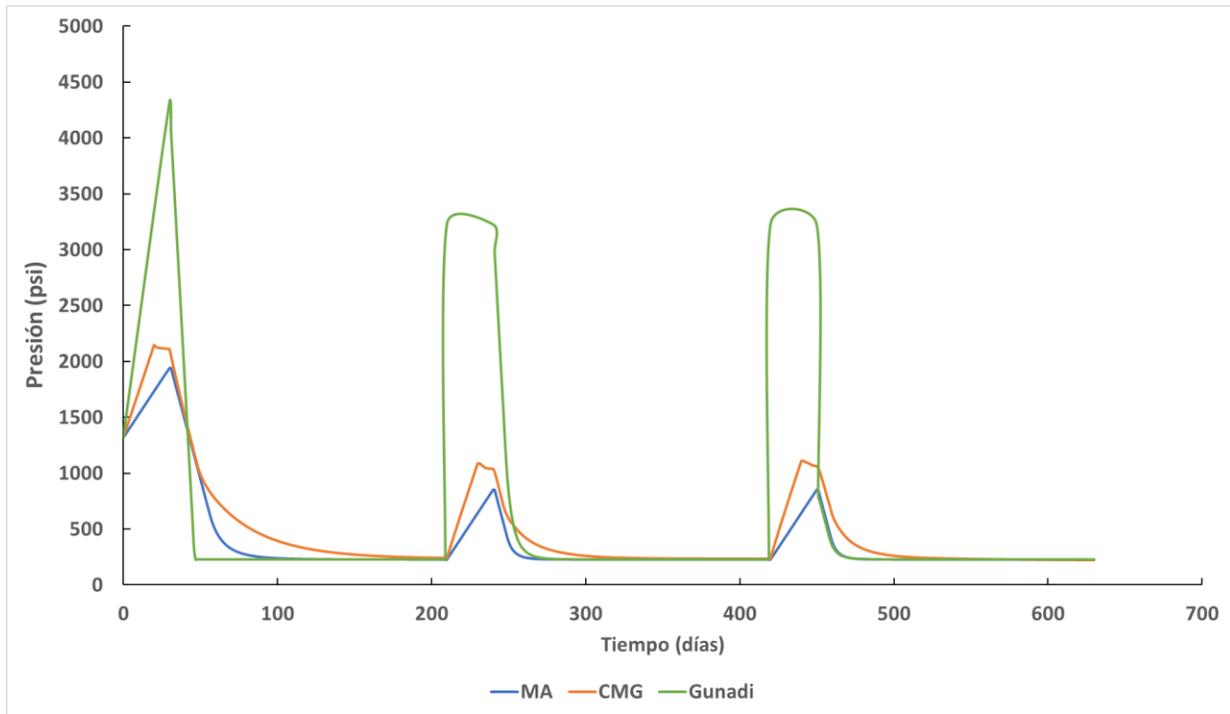


Figura 72. Caída de presión según modelo analítico, Gunadi y modelo base.

7. Conclusiones

El modelo base de simulación numérica cuenta con las características para representar correctamente el comportamiento termodinámico del proceso de inyección cíclica de vapor con pozos horizontales; ya que fue construido con información del yacimiento de crudo pesado Bachaquero-01, a partir de la metodología de escalamiento propuesta por (Gunadi,1999) y aplicada posteriormente por (Ravago,2015), evidenciando un correcto ajuste entre los datos simulados y los reportados en su investigación. A partir del modelo numérico ajustado se realizó la validación del modelo analítico propuesto en el presente trabajo.

El modelo analítico elaborado presenta resultados de tasas y acumulados de producción con una mejor aproximación que los modelos analíticos existentes y aplicables a un proceso de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales en crudos pesados. Es posible observar, como el modelo analítico propuesto se ajusta mejor a las curvas del modelo conceptual de simulación numérica, con respecto al modelo analítico de Gunadi, reduciendo el error relativo del 33% al 22% en la producción acumulada de aceite y del 33,33% al 4,6% en la producción acumulada agua.

El modelo analítico es derivado de Gunadi, (1999). El modelo propuesto presenta un factor de corrección que permite un mejor comportamiento de la presión del yacimiento, pues el modelo original (Gunadi, 1999), presenta falencias en ello, esto hace que (para el presente modelo) se logre un mejor ajuste en la producción de agua y petróleo, logrando un error inferior al 10%, comparándolo con el caso base (Ravago,2015), el cual presenta un error superior del 25 % para la producción de petróleo, se concluye en un modelo analítico optimizado.

Al programar y validar el modelo de Gunadi fue posible comprobar que este, para las condiciones del caso de estudio, no representa adecuadamente el comportamiento del potencial de producción, por lo cual se evidencio la alta influencia que tiene el factor de corrección propuesto por el autor (F_{cor}) al no permitir un sobredimensionamiento del comportamiento de la presión durante el proceso de inyección cíclica de vapor. Adicionalmente, el cálculo de la saturación de agua del modelo propuesto logra representar una distribución más uniforme del agua inyectada en el yacimiento, modelando un comportamiento en la producción de crudo y agua con mayor exactitud.

Los modelos analíticos como el de Gunadi para inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, están compuestos de ecuaciones matemáticas que al discretizarse en el tiempo se vuelven robustos; no obstante, con la herramienta computacional HCSS-GRM fue posible simplificar su implementación para futuros estudios de proyectos térmicos de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales. Logrando resultados con un porcentaje de error reducido y en menor tiempo en comparación con los métodos numéricos.

Los resultados del análisis de sensibilidad permitieron verificar que, de los factores estudiados (parámetros operacionales y de yacimiento), aquellos parámetros de yacimiento que más generan impacto en un proceso de inyección cíclica de vapor de forma positiva son el aumento de la saturación de aceite, el incremento del espesor neto y la disminución de la viscosidad del crudo. Por otra parte, un incremento de la conductividad térmica del petróleo, la saturación de agua crítica y la compresibilidad de la roca, afecta negativamente la producción de aceite, ya que al aumentar la saturación de agua se genera una disminución en la permeabilidad relativa del aceite y a mayor compresibilidad de la roca se reduce la porosidad.

Los parámetros operacionales que influyen positivamente en la producción y acumulado de petróleo son la tasa de inyección, periodo de inyección y calidad del vapor, mientras el periodo de producción lo afecta negativamente, esto es similar a la producción de agua, con la diferencia que la calidad del vapor influye en menor medida (inferior al 0.5%).

8. Recomendaciones

Según se muestra en la Figura 72, el factor de corrección para el cálculo de la caída de presión está sub-dimensionado, recomendado así analizar termodinámicamente como se relaciona la presión inyectada al yacimiento y el vapor inyectado.

Para futuros trabajos se tendrá presente las fuerzas gravitacionales, pues este podría ayudar a representar de forma más realista la producción de petróleo y agua.

Se recomienda realizar un estudio detallado que permita plantear que la productividad y la capacidad de flujo de los pozos afectados por procesos de recobro térmico no sólo dependen del efecto de la temperatura sobre la viscosidad del petróleo pesado, sino que también involucran el efecto de la temperatura sobre las propiedades tanto petrofísicas como mecánicas del medio poroso.

El presente modelo utiliza el desplazamiento total (ΔL_{SZ}), sin embargo, como se muestra en la Figura 20, esto no ocurre en la simulación numérica, siendo importante para futuras investigaciones hallar el radio de influencia con métodos distintos y analizar cuál es menos desfasado.

Teniendo en cuenta que los modelos analíticos pueden implementarse para predecir el comportamiento de yacimientos cuyas características sean similares a las consideradas en sus ecuaciones, se recomienda validar el modelo propuesto con otros prospectos, de esta manera se evidenciaría rangos de aplicación de este, fortalezas y debilidades frente a otros modelos.

Se identifica optimizaciones futuras del software "HCSS-GRM", al incluir una sección de sensibilidad de parámetros y facilitar al usuario interactuar con resultados, pues en el presente programa cada variación de algún parámetro se debe realizar con un nuevo ingreso de datos.

Con el propósito de comparar la representatividad de las predicciones obtenidas con el modelo analítico modificado frente a otras herramientas de predicción, se recomienda realizar simulación numérica de yacimientos de varios prospectos cuyas características sean acordes a las consideradas por el modelo, comparando los resultados obtenidos de la producción de petróleo con cada una de estas herramientas ingenieriles.

Referencias bibliográficas

- Alvarez, J. (2010). Current Overview of Cyclic Steam Injection Process. *Sports & Exercise Research*, 12(1). <https://doi.org/10.5297/ser.1201.002>
- Boberg, T. C., & Lantz, R. B. (1966). Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. *Journal of Petroleum Technology*, 18(12), 1613-1623. <https://doi.org/10.2118/1578-pa>
- Butter, R; Stephen, D. (1979). *The Gravity Drainage of Steam-heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells*. (1). <https://doi.org/10.2118/81-02-07>
- Chen, F., Liu, H., Dong, X., Wang, Y., Zhang, Q., Zhao, D., ... Qu, L. (2019, abril 22). *A New Analytical Model to Predict Oil Production for Cyclic Steam Stimulation of Horizontal Wells*. Presentado en SPE Western Regional Meeting. <https://doi.org/10.2118/195291-MS>
- Diwam, A; Kovsek, A. (1999). *An analytical model for simulating heavy-oil recovery by cyclic steam injection using horizontal wells* (Stanford University). <https://doi.org/DE-FG22-96BCI4994>
- Diwan, U., & Kovscek, A. R. (1999). *An Analytical Model for Simulating Heavy-Oil Recovery by Cyclic Steam Injection Using Horizontal Wells*, SUPRI TR-118. <https://doi.org/10.2172/9330>
- Ganzer, L., & Reinicke, K. M. (2017). Enhanced Oil Recovery. En *Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology* (pp. 1-57). <https://doi.org/10.1002/0471238961.0514080102151803.a01.pub3>

- Gontijo, J. E., & Aziz, K. (1984). A Simple Analytical Model for Simulating Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam in Pressure-Depleted Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/13037-MS>
- Gunadi, B. (1999). *Experimental and analytical studies of cyclic steam injection using horizontal wells*. Texas A & M University.
- Hou, J., Zhou, K., Zhao, H., Kang, X., Wang, S., & Zhang, X. (2016). Hybrid optimization technique for cyclic steam stimulation by horizontal wells in heavy oil reservoir. *Computers and Chemical Engineering*, 84, 363-370. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2015.09.016>
- Jones, J. (1977). Cyclic Steam Reservoir Model for Viscous Oil, Pressure Depleted Gravity Drainage Reservoirs. *SPE California Regional Meeting*. <https://doi.org/10.2118/6544-MS>
- Malagón, J. (2016). *La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia* (p. 82) [Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo PNUD]. Recuperado de PNUD website: <https://www.undp.org/content/dam/colombia/docs/MedioAmbiente/undp-co-La%20competitividad%20del%20sector%20de%20hidrocarburos%20en%20las%20diferentes%20regiones%20de%20Colombia-2016.pdf>
- Monsalve Parra, L. C., Padilla Reyes, J. M., & Muñoz Navarro, S. F. (2016). Modelos Proxy, Alternativa Para Reducir Los Tiempos De Cómputo Durante La Simulación Numérica. *PROXY MODELS, AN ALTERNATIVE TO REDUCE THE COMPUTATIONAL TIME*

DURING NUMERICAL RESERVOIR SIMULATION., 14(2), 19-27.

<https://doi.org/10.18273/revfue.v14n2-2016002>

Myhill, N. A., & Stegemeier, G. L. (1978). STEAM-DRIVE CORRELATION AND PREDICTION. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 30, 173-182.

<https://doi.org/10.2118/5572-PA>

Ravaga, D. (2004). *A comparative analysis of numerical simulation and analytical modeling of horizontal well cyclic steam injection* (MSc Thesis). A&M University, Texas.

Saripalli, H. (2013). *Analytical Modeling of Cyclic Steam Stimulation Process for a Horizontal Well Configuration*. University of Calgary.

van Lookeren, J. (1983). CALCULATION METHODS FOR LINEAR AND RADIAL STEAM FLOW IN OIL RESERVOIRS. *Society of Petroleum Engineers journal*, 23(3), 427-439.

<https://doi.org/10.2118/6788-PA>

Vogel, J. V. (1984). Simplified Heat Calculations for Steamfloods. *Journal of Petroleum Technology*, 36(07), 1127-1136. <https://doi.org/10.2118/11219-PA>

Wang, Y., Ren, S., & Zhang, L. (2019). Mechanistic simulation study of air injection assisted cyclic steam stimulation through horizontal wells for ultra heavy oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 172, 209-216.

<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.060>

Wang, Y., Zhang, L., Deng, J., Wang, Y., Ren, S., & Hu, C. (2017). An innovative air assisted cyclic steam stimulation technique for enhanced heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 151, 254-263. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.020>

Wu, Z., Vasantharajan, S., El-Mandouh, M., & Suryanarayana, P. V. (2011). Inflow performance of a cyclic-steam-stimulated horizontal well under the influence of gravity drainage. *SPE Journal*, 16(3), 494-502. <https://doi.org/10.2118/127518-PA>