

Evaluación Numérica del Efecto de la Reactividad de Crudos Pesados Sobre el Factor de
Recobro en Procesos de Inyección de Vapor con Catalizadores

Deivit Hernández Jiménez

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Adán Yovani León Bermúdez

Doctor en Ingeniería Química

Codirector

Paola Andrea León Naranjo

Magíster En ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de ingeniería Físicoquímicas

Escuela de ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2022

Dedicatoria

A Dios, por brindarme la oportunidad de vivir esta grata experiencia

A mis padres y a mis hermanos, por su incondicional apoyo y motivación

A mi tía Sofia Mercedes Doria y a su esposo Armando Callante por su gran apoyo

durante toda mi carrera

A mis abuelos por enseñarme a perseguir mis sueños

A mis amigos y demás familiares por su ayuda incondicional

Agradecimientos

El autor de este trabajo expresa agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos

El Grupo de investigación de Recobro Mejorado (GRM)

EL laboratorio del Grupo de investigación en Corrosión (GIC)

El doctor Adán Yovani León Bermúdez y la magister Paola Andrea León Naranjo, Por su gran Orientación.

Contenido

| | Pág. |
|--|-------------|
| Introducción | 14 |
| 1. Uso de Catalizadores en Procesos de Inyección de vapor | 19 |
| 1.1 Crudos Pesados | 19 |
| 1.2 Inyección de Vapor | 20 |
| 1.2.1 Inyección cíclica de vapor | 21 |
| 1.2.2 Inyección continua de vapor | 22 |
| 1.3 Criterios de aplicación y ventana operativa | 23 |
| 1.4 Acuatermolisis. | 25 |
| 1.5 Acuatermolisis catalítica | 29 |
| 1.6 Simulación numérica in situ upgrading | 33 |
| 1.6.1 Modelo estático | 34 |
| 1.6.2 Modelo dinámico | 34 |
| 2. Caracterización de las propiedades Físicoquímicas de las muestras | 44 |
| 2.1 Medición de Densidad | 44 |
| 2.2 Medición de Viscosidad..... | 45 |
| 2.3 Destilación simulada..... | 46 |
| 3. Modelos de Simulación Numérica para la Representación del Proceso de Inyección de Vapor | 47 |
| 3.1 Descripción del modelo conceptual simulación | 47 |
| 3.2 Descripción y Ajustes de los modelos de fluidos | 50 |
| 4. Resultados | 57 |
| 4.1 Caracterización de las propiedades físicoquímicas de los crudos base | 57 |

| | |
|--|-----|
| 4.2 Caracterización de las propiedades fisicoquímicas de los crudos mejorados..... | 59 |
| 4.2.1 Gravedad API..... | 59 |
| 4.2.2 Viscosidad..... | 60 |
| 4.2.3 Destilación simulada..... | 63 |
| 4.3 Resultados de la simulación numérica de yacimiento | 69 |
| 4.3.1 Simulación numérica del proceso de inyección continua de vapor para el crudo 1 | 70 |
| 4.3.1.1 Simulación numérica del mejoramiento catalítico para el crudo 1..... | 72 |
| 4.3.2 Simulación numérica del proceso de inyección continua de vapor para el crudo 2. | 79 |
| 4.3.2.1 Simulación numérica del mejoramiento catalítico para el crudo 2..... | 81 |
| 4.3.3 Simulación numérica del proceso de inyección continua de vapor para el crudo 3. | 86 |
| 4.3.3.1 Simulación numérica del mejoramiento catalítico para el crudo 3..... | 88 |
| 5. Análisis de resultados | 96 |
| 6. Conclusiones..... | 98 |
| 7. Recomendaciones | 99 |
| Referencias Bibliográficas | 100 |

Lista de Tablas

| | Pág. |
|--|------|
| Tabla 1. Criterio de aplicación para procesos de inyección de vapor..... | 24 |
| Tabla 2. Efecto de la acuatermólisis sobre la viscosidad y fraccionamiento SARA | 28 |
| Tabla 3. Composición del crudo inicial y mejorado para (Vakhin et al., 2018)..... | 33 |
| Tabla 4. Partición de los pseudocomponentes para Chávez & Pereira (2016) | 37 |
| Tabla 5. Parámetros cinéticos establecidos por Nguyen et al., (2017) | 39 |
| Tabla 6. Pseudocomponentes establecidos para la representación del crudo base para (León et al., 2019) | 42 |
| Tabla 7. Datos de entradas para la construcción del modelo estático de simulación; Datos recopilados de estudios previos de simulación numérica en el campo de interés | 48 |
| Tabla 8. Condiciones operacionales para el modelo de explotación del yacimiento..... | 49 |
| Tabla 9. Fracción molar de los pseudocomponentes establecidos para la representación de los crudos bases. | 52 |
| Tabla 10. Propiedades ajustadas de los pseudocomponentes del crudo 1 | 56 |
| Tabla 11. Propiedades de los pseudocomponentes del crudo 2 | 56 |
| Tabla 12. Propiedades de los pseudocomponentes del crudo 3 | 56 |
| Tabla 13. Fracción molar de los pseudocomponentes establecidos para las muestras del crudo 1 | 67 |
| Tabla 14. Fracción molar de los pseudocomponentes establecidos para las muestras del crudo 2 | 68 |

| | |
|--|----|
| Tabla 15. Fracción molar de los pseudocomponentes establecidos para las muestras del crudo 3 | 69 |
| Tabla 16. Parámetros cinéticos utilizados para generar las reacciones en el crudo 1..... | 73 |
| Tabla 17. Parámetros cinéticos utilizados para generar las reacciones en el crudo 2..... | 82 |
| Tabla 18. Parámetros cinéticos utilizados para generar las reacciones en el 3..... | 89 |
| Tabla 19. Cuadro comparativo de los tres esquemas de explotación | 97 |

Lista de Figuras

| | Pág. |
|---|-------------|
| Figura 1. Representación del proceso de inyección cíclica de vapor | 21 |
| Figura 2. Representación del proceso de inyección continua de vapor | 23 |
| Figura 3. Rango de temperatura para la ocurrencia de reacciones de acuatermólisis..... | 26 |
| Figura 4. Representación de los subprocesos de acuatermólisis..... | 27 |
| Figura 5. Cambio permanente en la viscosidad del crudo debido a las reacciones de acuatermólisis | 30 |
| Figura 6. Esquema de reacciones utilizado por Nguyen et al., (2017) | 39 |
| Figura 7. Comportamiento de la viscosidad antes y después de las reacciones de acuatermólisis | 41 |
| Figura 8. Influencia de los parámetros involucrados en el análisis de sensibilidad sobre el factor de recobro de hidrocarburos | 43 |
| Figura 9. Vista 3D del modelo cartesiano..... | 50 |
| Figura 10. Comportamiento del factor volumétrico de formación de los crudos vs Presión..... | 53 |
| Figura 11. Comportamiento de la densidad de los crudos vs Presión del modelo cartesiano. | 53 |
| Figura 12. Comportamiento de la viscosidad de los crudos vs Presión para el modelo cartesiano | 54 |
| Figura 13. Curva de permeabilidades relativas para un sistema agua-crudo..... | 55 |
| Figura 14. Curva de permeabilidades relativas para un sistema gas-liquido..... | 55 |
| Figura 15. Viscosidad base de los crudos medidos en el reómetro Antonn Parr a 14.7 psi | 58 |
| Figura 16. Gravedad API de las muestras de crudo base medidas a condiciones de 26.7°C | 58 |

| | |
|---|----|
| Figura 17. Comparación de la Gravedad API de las muestras de crudo base con respecto a los crudos mejorados medidas a condiciones de 26.5°C | 60 |
| Figura 18. Viscosidades medidas para el crudo 1 | 61 |
| Figura 19. Viscosidades medidas para el crudo 2..... | 62 |
| Figura 20. Viscosidades medidas para el crudo 3..... | 62 |
| Figura 21. Porcentaje de reducción de la Viscosidad para los crudos mejorados en comparación con los crudos bases. | 63 |
| Figura 22. Curva de destilación para el crudo 1 | 64 |
| Figura 23. Curva de destilación para el crudo 2 | 65 |
| Figura 24. Curva de destilación para el crudo 3 | 65 |
| Figura 25. Porcentaje en pesos de pseudocomponentes destilados la muestra base, en blanco (AQ) y mejorado del crudo 1 (AQC). | 67 |
| Figura 26. Porcentaje en pesos de pseudocomponentes destilados para la prueba en blanco y mejorado del crudo 2 | 68 |
| Figura 27. Porcentaje en pesos de pseudocomponentes destilados para la prueba en blanco y mejorado del crudo 3 | 69 |
| Figura 28. Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el esquema de producción primaria para el crudo 1 | 71 |
| Figura 29. Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el esquema de producción con el método térmico implementado para el crudo 1 | 72 |
| Figura 30. Factor de recobro alcanzado por la implementación de catalizadores al proceso de inyección de vapor en comparación con la técnica convencional para el crudo 1 | 74 |

| | |
|--|----|
| Figura 31. Relación vapor-aceite de la implementación de catalizador en procesos de inyección de vapor en comparación con la técnica convencional para el crudo 1 | 75 |
| Figura 32. Comparación de los cambios de la viscosidad del crudo 1 a nivel yacimiento en función del tiempo para ambas técnicas | 76 |
| Figura 33. Cambios del Pseudocomponente VR a nivel yacimiento en función del tiempo en el crudo 1..... | 77 |
| Figura 34. Cambios del Pseudocomponente Destilado a nivel yacimiento en función del tiempo en el crudo1..... | 78 |
| Figura 35. Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el esquema de producción primaria para el crudo 2 | 80 |
| Figura 36. Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el esquema de producción con el método térmico implementado para el crudo 2 | 80 |
| Figura 37. Factor de recobro alcanzado por la implementación del catalizador al proceso de inyección de vapor en comparación con la técnica convencional para el crudo 2. | 83 |
| Figura 38. Relación vapor-aceite de la implementación de catalizador en procesos de inyección de vapor en comparación con la técnica convencional para el crudo 2. | 83 |
| Figura 39. Cambios de la viscosidad del crudo 2 a nivel de yacimiento en función del tiempo | 84 |
| Figura 40. Cambios del Pseudocomponente (VR) a nivel de yacimiento en función del tiempo del crudo 2 | 85 |
| Figura 41 Fracción molar de Destilado en función del tiempo a nivel de yacimiento en el crudo 2 | 86 |

| | |
|--|----|
| Figura 42. Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el esquema de producción primaria para el crudo 3 | 87 |
| Figura 43. Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el esquema de producción con el método térmico implementado para el crudo 3 | 88 |
| Figura 44. Factor de recobro alcanzado por la implementación del catalizador al proceso de inyección de vapor en comparación con la técnica convencional para el crudo 3. | 90 |
| Figura 45. Relación vapor-aceite de la implementación de catalizador en procesos de inyección de vapor en comparación con la técnica convencional para el crudo 3. | 91 |
| Figura 46. Cambios de la viscosidad del crudo 3 a nivel de yacimiento en función del tiempo .. | 92 |
| Figura 47. Cambios del Pseudocomponente (VR) a nivel de yacimiento en función del tiempo en el crudo 3..... | 93 |
| Figura 48. Cambios del Pseudocomponente destilados de destilados a nivel de yacimiento para el crudo 3..... | 94 |
| Figura 49. Cambios del Pseudocomponente de nafta a nivel de yacimiento para el crudo 3..... | 95 |

Resumen

Título: Evaluación Numérica del Efecto de la Reactividad de Crudos Pesados Sobre el Factor de Recobro en Procesos de Inyección de Vapor con Catalizadores*

Autor: Deivit Hernández Jiménez**

Palabras Clave: Simulación numérica, acuatermolisis catalítica, pseudocomponentes, crudos pesados, factor de recobro

Descripción:

Esta Investigación presenta un estudio experimental y de simulación numérica sobre el efecto de la composición de tres crudos pesados colombianos en el mejoramiento in situ de los mismos y el factor de recobro en procesos de inyección de vapor con catalizadores. Para ello, se realizaron mediciones directas de la densidad, viscosidad y destilación simulada mediante técnicas experimentales de caracterización fisicoquímica para cada uno de los tres crudos, antes y después de las reacciones de acuatermolisis catalítica. El desarrollo del modelo de simulación numérica comprende la construcción de un modelo conceptual de simulación mediante el software STARS para un campo colombiano en donde actualmente se realizan trabajos de inyección de vapor. Por su parte, los modelos de fluidos se realizaron en la herramienta Winprop y consistió en la separación de cada crudo en cinco pseudocomponentes para representar el crudo inicial y la generación de reacciones entre ellos a través de parámetros cinéticos para representar la adición del catalizador al proceso. Los resultados experimentales mostraron que los crudos que logran aumentar su fracción molar en pseudocomponentes livianos como destilados y nafta debido a la adición del catalizador al proceso de inyección de vapor convencional, tienen un cambio de manera permanente en las propiedades fisicoquímicas medidas, ya que aumentan la gravedad API hasta en 2.9 °API en comparación con el crudo base, reduciendo a su vez la viscosidad hasta en un 53% y logrando producir un mayor porcentaje de líquido. Por su parte este mismo efecto causa un aumento hasta de 8.9% en el factor de recobro en comparación con la técnica convencional. Por el contrario, los crudos con un mayor porcentaje de pseudocomponentes pesados no logran aumentar su gravedad API, y el porcentaje de reducción en la viscosidad es solo del 10%. En este tipo de crudos el aumento en el factor de recobro es solo del 2%, ya que estos a las condiciones de acuatermolisis catalítica no logran romper sus moléculas, lo que conlleva a que el porcentaje de destilado sea menor.

* Proyecto de Grado

** Facultad de ingeniería Fisicoquímicas Escuela de ingeniería de Petróleos Director Adán Yovani León Bermúdez Doctor en Ingeniería Química Codirector Paola Andrea León Naranjo Magíster En ingeniería de Hidrocarburos

Abstract

Title: Numerical Evaluation of the Effect of Heavy Crude Reactivity on the Recovery Factor in Steam Injection Processes with Catalysts*

Author(s): Deivit Hernandez Jiménez**

Key Words: Numerical simulation, catalytic aquathermolysis, pseudocomponents, heavy crude oil, recovery factor

Description:

This research presents an experimental and numerical simulation study on the effect of the composition of three Colombian heavy crudes on their in situ upgrading and the recovery factor in steam injection processes with catalysts. For this purpose, direct measurements of density, viscosity and simulated distillation were carried out by means of experimental physicochemical characterization techniques for each of the three crudes, before and after the catalytic aquathermolysis reactions. The development of the numerical simulation model comprises the construction of a conceptual simulation model using STARS software for a Colombian field where steam injection works are currently being carried out. On the other hand, the fluid models were made in the Winprop tool and consisted of the separation of each crude oil in five pseudocomponents to represent the initial crude oil and the generation of reactions between them through kinetic parameters to represent the addition of the catalyst to the process. The experimental results showed that the crudes that manage to increase their mole fraction in light pseudocomponents such as distillates and naphtha due to the addition of the catalyst to the conventional steam injection process, have a permanent change in the physicochemical properties measured, since they increase the API gravity by up to 2.9 °API compared to the base crude, reducing in turn the viscosity by up to 53% and managing to produce a higher percentage of liquid. In turn, this same effect causes an increase of up to 8.9% in the recovery factor compared to the conventional technique. On the contrary, crudes with a higher percentage of heavy pseudocomponents do not manage to increase their API gravity, and the percentage reduction in viscosity is only 10%. In this type of crude oil, the increase in the recovery factor is only 2%, since under the conditions of catalytic aquathermolysis they do not manage to break their molecules, which leads to a lower percentage of distillate.

* Project of Grade

** Facultad de ingeniería Fisicoquímicas Escuela de ingeniería de Petróleos Director Adán Yovani León Bermúdez Doctor en Ingeniería Química Codirector Paola Andrea León Naranjo Magíster En ingeniería de Hidrocarburos

Introducción

En los últimos años, el constante crecimiento de la demanda energética mundial ha llevado a que los recursos convencionales de hidrocarburos sean insuficientes. Bajo este panorama y teniendo en cuenta que el crudo pesado, extra- pesado y bitumen comprenden cerca del 70% de las reservas mundiales, hace que la explotación de este tipo de hidrocarburos sea cada vez más interesante (García & Pérez, 2020). El panorama nacional es aún más favorable para el desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías enfocadas a la producción de crudo pesado, debido a que al menos el 50% de la producción nacional corresponde a crudos pesados. Por ello, la industria energética ha optado por incursionar en los diferentes tipos de energías renovables, así como también por la implementación de los diversos métodos de recuperación mejorada de petróleo (EOR). No obstante, el porcentaje de energías renovables sigue avanzando muy lentamente y se enfrenta a problemas de sostenibilidad y almacenamiento. Por lo tanto, los hidrocarburos seguirán siendo la principal fuente de energía en las próximas décadas, siendo los hidrocarburos no convencionales como el petróleo pesado y extrapesado las fuentes de energía alternativas más prometedoras para suplir la demanda energética global, esto debido a la gran proporción existente de sus reservas probadas (Vakhin et al., 2021).

Las propiedades que presentan este tipo de hidrocarburos, como la baja gravedad API, la alta viscosidad, el alto contenido de componentes de alto peso molecular como los asfaltenos y resinas, y la baja relación de H/C, hacen que la recuperación de crudo pesado y extrapesado por métodos primarios y secundarios, sea técnica y económicamente inviable en la mayoría de los casos (Castillo et al., 2018). Bajo estas circunstancias, la industria ha optado por la implementación de los métodos de recobro térmico como una de las mejores alternativas para su explotación.

Dentro de los métodos de recobro térmico, se encuentran la inyección cíclica y continua de vapor, drenaje por gravedad asistido con vapor y combustión *in situ*, de las cuales la inyección de vapor ha sido la técnica más implementada por la industria. En esta técnica, el vapor inyectado transfiere energía al crudo y aumenta consecuentemente su temperatura disminuyendo su viscosidad, esto reduce la resistencia al flujo y mejora la movilidad del mismo (Muraza & Galadima, 2015). También, este mejoramiento se atribuye a una serie de reacciones químicas que ocurren en la interacción del vapor de agua con el crudo. Hyne (1986) definió estas reacciones como acuatermólisis, las cuales ocasionan que los componentes pesados se descompongan en componentes más ligeros y que la viscosidad se reduzca en gran medida (Shijun et al., 2017). Sin embargo, la reducción de la viscosidad depende en gran medida de que se genere el hidrogeno suficiente para lograr estabilizar los radicales libres a partir de las reacciones de acuatermólisis (León et al., 2022), por el contrario, se van a producir moléculas más grandes y más viscosas que el petróleo pesado mismo (Muraza & Galadima, 2015). Sin duda, lo anterior, representa una gran limitante para la implementación de este método de recobro. En consecuencia, la industria se ha visto en la necesidad de implementar técnicas de recuperación híbridas, con el fin de contrarrestar este tipo de problemas. Dentro de estas técnicas sobresale la adición de catalizadores al proceso de inyección de vapor. Con la adición de catalizadores al proceso de inyección de vapor, surge la acuatermólisis catalítica, la cual permite inhibir la polimerización ácida, aumentando la velocidad de reacción y estabilizando los radicales libres, alcanzando el mejoramiento *in situ* del petróleo y catalogándose como un mecanismo adicional de recuperación (Salas et al., 2020).

Diversas investigaciones se han realizado en relación con esta nueva técnica, sin embargo, existe gran incertidumbre sobre los efectos que tiene la reactividad de los crudos pesados ante la presencia de un catalizador, sobre la eficiencia y rendimiento de estas reacciones. Por lo anterior,

esta investigación se centró en realizar una evaluación numérica del efecto que tiene la reactividad de los crudos pesados en el factor de recobro, para tres muestras de crudos pesados colombianos. Es decir, el efecto que tiene la composición de los crudos sobre las reacciones de acuatermolisis catalítica y el factor de recobro.

Para cumplir a cabalidad con esta propuesta se decidió dividir la investigación en dos fases. Una de las fases comprende una caracterización de las propiedades fisicoquímica de los tres crudos en laboratorio y la segunda fase una evaluación experimental numérica. Para el desarrollo de la primera fase se realizaron mediciones directas en el laboratorio de las propiedades fisicoquímicas como la densidad, viscosidad y destilación simulada, tanto para los crudos bases como para los crudos mejorados, esto con el fin de poder analizar los cambios permanentes en estas propiedades.

En la segunda fase se desarrolló un modelo conceptual de simulación numérica para un campo colombiano, en donde es factible implementar un proceso de inyección continua de vapor. Este modelo trae consigo la representación de un yacimiento con tres arenas productoras, donde el parámetro a cambiar fue el modelo de fluidos, debido a que el objetivo fue representar el mejoramiento in situ de los crudos sin cambiar el modelo estático de simulación.

Ambas fases de investigación fueron aplicadas a cada uno de los tres crudos colombianos pesados. El capítulo 1 expone una breve revisión bibliográfica sobre estudios de simulación numérica in situ upgrading en procesos de inyección de vapor con catalizadores. En el capítulo 2 se describe las técnicas de caracterización fisicoquímicas evaluadas. Por su parte el capítulo 3 muestra el modelo de simulación numérica establecido para la representación del proceso, donde se describe tanto el modelo estático de simulación, como el ajuste del modelo de fluidos, el cual es el eje central de esta investigación. El fluido se separó en cinco pseudocomponentes con el fin de poder representar el crudo base y establecer reacciones entre ellos para mostrar el mejoramiento

in situ que tienen. Finalmente, el capítulo 4 expone los resultados y el análisis de los mismos, obtenidos a partir de la metodología empleada, de manera que se pudo obtener valores de producción y factores de recobro para cada uno de los tres crudos, y con esto fue posible representar una relación directa del factor de recobro con la naturaleza misma de los crudos, y por último se procede con las conclusiones de la investigación y las recomendaciones para futuros estudios.

Objetivo general

Evaluar numéricamente el efecto de la reactividad de crudos pesados sobre el factor de recobro en procesos de inyección de vapor con catalizadores.

Objetivos específicos

Evaluar los cambios en las propiedades fisicoquímicas de tres crudos pesados colombianos sometidos a pruebas experimentales de inyección de vapor con catalizadores.

Construir un modelo conceptual de yacimiento que represente propiedades de yacimiento de un campo colombiano de crudo pesado, mediante el software STARS de la compañía CMG.

Desarrollar los modelos de fluidos composicionales para los tres crudos evaluados a nivel experimental mediante el ajuste de las propiedades, en la herramienta WinProp de la compañía CMG.

Evaluar el proceso de inyección de vapor con catalizadores en los tres crudos pesados, mediante la inclusión de los modelos de fluidos, en el modelo estático de yacimiento desarrollado previamente.

1. Uso de Catalizadores en Procesos de Inyección de vapor

1.1 Crudos Pesados

En general, un crudo con una viscosidad superior a 100 mPa-s o una gravedad API que oscile entre 10° y 20° se clasifica como petróleo pesado; además, la proporción de componentes pesados (resinas y asfaltenos) suele ser mayor que en el crudo común. Sumado a esto, los abundantes hidrocarburos macromoleculares con un peso molecular que oscila entre (100 - 500) g/mol, y las múltiples agrupaciones moleculares que contienen, establecen fuerzas intermoleculares e interacciones relativamente fuertes (Li et al., 2019). En el crudo pesado existen componentes ricos en heteroátomos (azufre, nitrógeno y oxígeno, etc.) con una elevada polaridad. Todas esas composiciones tan complejas y las interacciones internas del crudo pesado es lo que da origen a la alta viscosidad.

El crudo pesado y el bitumen pueden ser una mezcla compleja de 10^5 - 10^6 diferentes hidrocarburos, que normalmente se divide en cuatro fracciones principales, los cuales son: hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (Zhao et al., 2021). La composición y las propiedades del crudo pesado cambian según el tipo de origen. En la condición de yacimiento se encuentran con una viscosidad entre mil y decenas de miles de pascales, lo cual en mucho de los casos hace que el crudo no pueda fluir hacia la cara del pozo. Por esto, uno de los objetivos al implementar técnicas de recuperación mejorada de petróleo es reducir su viscosidad de forma económicamente viable y respetuosa con el medio ambiente.

Los métodos de recuperación térmica han sido los más aplicados en muchos procesos de recuperación mejorada (EOR) para los crudos pesados. Dentro de estos métodos se encuentran las técnicas convencionales como inyección de vapor, el drenaje gravitacional asistido por vapor y la combustión in situ (Zhao et al., 2021), de las cuales la inyección de vapor es la técnica de interés en la presente investigación.

1.2 Inyección de Vapor

Este método de recobro térmico ha sido el más utilizado para la producción de crudo pesado a nivel mundial. Se considera uno de los más efectivos debido a su fácil implementación y costos relativamente bajos (Chan & Sarioglu, 1992). El proceso consiste en inyectar vapor a la formación de manera directa, con el fin de recuperar eficientemente los hidrocarburos que aún permanecen en la formación productora. Una vez el vapor entra en contacto con los fluidos presentes en el yacimiento se presentan una serie de mecanismos de recuperación que incrementan el factor de recobro tales como: la expansión térmica de los fluidos, reducción de la viscosidad del crudo, destilación de las fracciones livianas y cambios mínimos en la mojabilidad de la roca. La energía con la que actúa cada uno de estos mecanismos se relaciona directamente con la energía suministrada y el tipo de crudo que esté presente en el medio poroso; es decir si es un crudo pesado prima la reducción de la viscosidad y si es un crudo más liviano se hace más notable la destilación de las fracciones livianas (volátiles) (León et al., 2022).

Existen dos métodos principales para la implementación de esta técnica los cuales son:

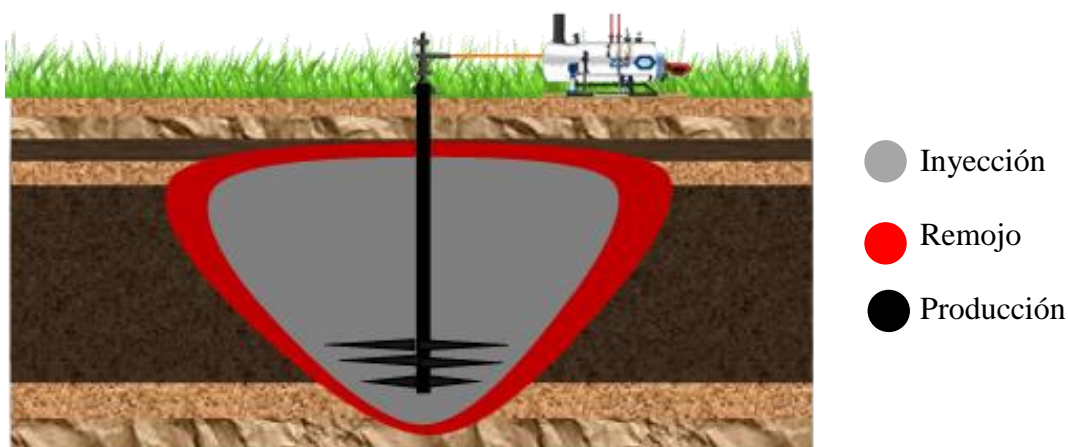
- Inyección cíclica de vapor en un pozo productor logrando su estimulación
- Inyección continua de vapor a un pozo para incrementar la producción en pozos vecinos.

1.2.1 Inyección cíclica de vapor

Como su nombre lo indica la ICV es un proceso que se desarrolla por ciclos, un ciclo de inyección de vapor está compuesto por tres etapas: una inyección, una de remojo y finalmente una de producción (González et al., 2007) como se muestra en la *figura 1*. Durante la etapa de inyección se suministra calor en forma de vapor húmedo a la formación productora, por varios días o semanas según sean los requerimientos estimados por el ingeniero de yacimiento. Una vez inyectado el volumen de vapor deseado en el yacimiento, se inicia el periodo de remojo, el objetivo es cerrar el pozo para que la energía contenida en el vapor sea transferida hacia la formación y su fluido (González et al., 2007). Inmediatamente después del periodo de remojo, el pozo es abierto a producción hasta que alcanza el caudal económico y en este punto se repite todo el ciclo, este proceso se puede repetir hasta por cuatro o cinco ciclos o a veces hasta que la respuesta de producción de crudo disminuya a un valor económicamente no viable (Ahmed & Nathan, 2012).

Figura 1.

Representación del proceso de inyección cíclica de vapor



Nota. La figura esquematiza las tres fases que incluye un proceso de inyección cíclica de vapor. Adaptado de González Roa, D., Muñoz Navarro, S., Barrios Ortiz, W., & Mercado Sierra, D. (2007). Problemas operacionales frecuentes durante procesos de inyección cíclica de vapor. In *Fuentes: El reventón energético* (Vol. 5, Issue 2, p. 2).

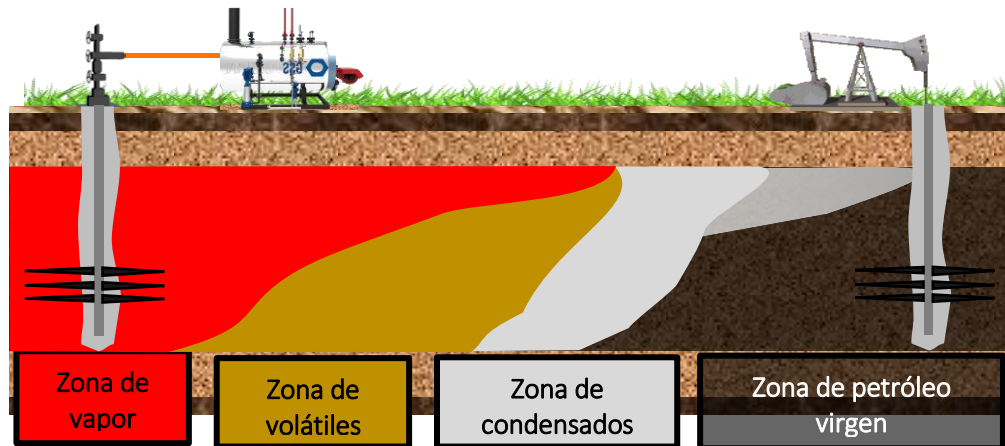
1.2.2 Inyección continua de vapor

Al igual que la ICV es un proceso de recobro térmico que tiene como objetivo reducir la viscosidad del crudo para aumentar su movilidad, esta técnica consiste en inyectar vapor de agua de forma continua por un pozo inyector para producir aceite pesado por un pozo productor (Ardila & Hoyos, 2014). A medida que el vapor se desplaza por el yacimiento entre el pozo inyector y el productor, causa la formación de varias regiones o zonas de diferentes temperaturas y saturaciones (Ahmed & Nathan, 2012), como se muestra en la *figura 2*:

- Zona de vapor: Con el aumento del tiempo de inyección, el vapor forma una zona saturada con una temperatura similar a la temperatura de inyección. Esta zona posee la saturación mínima de aceite.
- Zona de aceite destilados: El aceite que se vaporiza y se condensa crea un banco de destilados ligeros formado por los componentes más livianos del crudo.
- Zona de agua caliente: A medida que el vapor de agua se adentra en la formación, pierde calor y consecuentemente se condensa.
- Zona de petróleo: El petróleo movilizado es empujado hacia adelante por el avance de los frentes de vapor y agua caliente, lo que hace que se origine un banco de petróleo con una saturación mayor a la inicial. El desplazamiento que ocurre es análogo al de un proceso de inyección de agua.
- Zona virgen: La formación de esta zona depende de qué tan eficiente sea el proceso. Representa la región que no ha sido afectada por el calor, ni los mecanismos de recuperación.

Figura 2.

Representación del proceso de inyección continua de vapor



Nota. La figura muestra las diferentes zonas representativas que se forman en el yacimiento al implementar un proceso de inyección continua de vapor. Tomado y modificado de (Bernal et al., 2015) *Evaluación técnico financiera de la implementación de proceso de inyección continua de vapor en un yacimiento de crudo medio-caso colombiano*. Universidad Industrial de Santander.

1.3 Criterios de aplicación y ventana operativa

Al momento de realizar un proyecto de inyección de vapor es importante tener presente ciertos criterios de aplicación y una ventana operativa. Estos criterios de selección se utilizan en el primer paso de desarrollo de un proyecto de inyección de vapor para seleccionar los yacimientos candidatos, utilizando los datos disponibles sobre las propiedades del yacimiento y de los fluidos. Sin embargo, debido a que los criterios tienen un amplio rango de aplicación, no es posible garantizar un éxito total del método (Sheng, 2013). En la *tabla 1* se encuentran algunos criterios de operación tanto del yacimiento como del fluido, realizada por autores mediante resultados de laboratorio, correlaciones, datos de campo y análisis de literatura, y fue compilada por (Hama et

al., 2014). En la práctica, para los yacimientos de crudo pesado más viscosos es necesario realizar la fase de remojo antes del desplazamiento con vapor (Sheng, 2013). La viabilidad técnica y económica se encuentra relacionada a las propiedades del yacimiento y a parámetros operacionales como la tasa de inyección y espaciamento (Chavez & Pereira, 2016).

Tabla 1.

Criterio de aplicación para procesos de inyección de vapor

| Autor | Año | °API | μo (cP) | Φ (%) | Soi (%) | K (mD) | T (°F) | D (ft) | h (ft) |
|---------------------|------|-------|--------------|-------|--------------------------|---------|--------|-----------|--------|
| Geffen | 1973 | >10 | | | ** | ** | | <4000 | >20 |
| Farouq Ali | 1974 | 12-25 | <1000 | >30 | 1200-1700 (bbl/ac-ft) | 1000 | | <3000 | >30 |
| Lewin & Assocs | 1976 | >10 | NC | | >50 | NC | NC | <5000 | >20 |
| Iyoho | 1978 | 10-20 | 200-1000 | >30 | >50 | >1000 | | 2500-5000 | 30-400 |
| Chu | 1985 | <36 | | >20 | >40 | | | >400 | >10 |
| Barshear & Kuuskraa | 1978 | >10 | NC | | 42 | NC | NC | <5000 | >20 |
| Taber & Martin | 1997 | 8-25 | <100,000 | | >40 | >200 | NC | <5000 | >20 |
| Dickson | 2010 | 8-20 | 1,000-10,000 | | >40 | >250 | | 400-4500 | 15-150 |
| Aladasani & Bai | 2010 | 8-30 | | 12-65 | 35-90 | 1-15000 | 10-300 | 200-9000 | >20 |

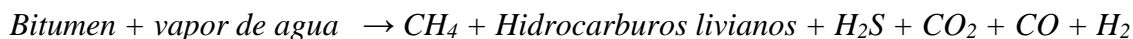
NC= No Critico

** Requiere pruebas de laboratorio

Nota: La tabla muestra la ventana operativa sobre procesos de inyección de vapor; Tomado de: Hama, M. Q., Wei, M., Saleh, L. D., & Bai, B. (2014). *SPE-170031-MS Updated Screening Criteria for Steam Flooding Based on Oil Field Projects Data*. <http://onepetro.org/SPECHOC/proceedingsdf/14HOCC/34HOCC/D031S021R005/1546276/spe-170031-ms.pdf/1>

1.4 Acuatermolisis.

En un proceso de inyección de vapor ocurren ciertas reacciones químicas producto de la interacción entre el vapor y el crudo presente en el yacimiento, dichas interacciones ocasionan la ruptura de los compuestos organosulfurosos presentes en el hidrocarburo (Castillo et al., 2018), estas reacciones se les conoce como acuatermolisis. Hyne (1986), define la acuatermolisis como todo proceso químico que resulta del contacto del crudo pesado con agua a alta temperatura sin importar su fase. En la *ecuación 1* se muestra la reacción general del proceso de acuatermolisis, resaltando la producción de dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, monóxido de carbono e hidrocarburos de menor peso molecular. Estas reacciones son promovidas por cambios en las propiedades químicas y físicas del agua a medida que aumenta la temperatura. En esta química el agua participa como catalizador, reactivo y solvente (Zhang et al., 2020).

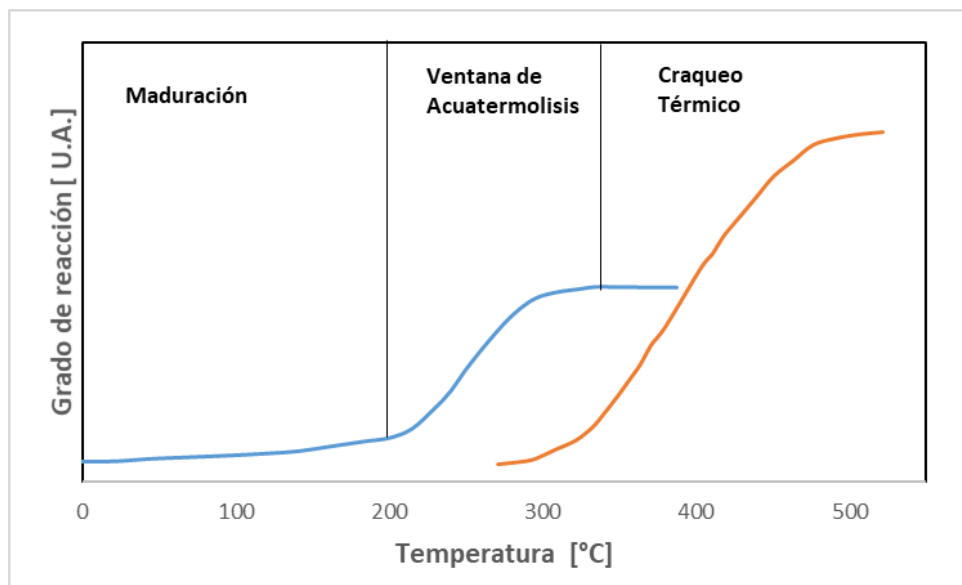


Ecuación 1

Estas reacciones solo ocurren a ciertas condiciones adecuadas de temperatura y presión logrando romper enlaces como (C-S) y mejorar la concentración de hidrocarburos saturados y aromáticos más ligeros (Muraza & Galadima, 2015), En la *figura 3* se logra mostrar la ventana de temperatura en la que se genera las reacciones de acuatermolisis. Adicional, también se ha evidenciado que reacciones intermedias involucradas en las reacciones de acuatermolisis pueden asociarse a subprocesos de pirólisis, hidrólisis, reacciones Water Gas Shift e hidrodeshulfuración, que conllevan a los productos generados en la *ecuación 1* (Muraza & Galadima, 2015).

Figura 3.

Rango de temperatura para la ocurrencia de reacciones de acuatermolisis



Nota. El gráfico muestra los diferentes procesos que ocurren con el crudo en yacimiento en ciertos rangos de temperatura cuando se decide aplicar un proceso de recobro térmico. Tomado y adaptado de Hyne, J. Aquathermolysis: A Synopsis of Work on the Chemical Reaction between Water (Steam) and Heavy Oil Sands during Simulated Steam Stimulation; AOSTRA Library and Information Service, 1986.

A pesar del mejoramiento que puede tener el crudo existe también unas reacciones de polimerización que ocasionan el agrupamiento de radicales libres formando agregados moleculares muchos más complejo y más pesados que el crudo original, este fenómeno se presenta debido a que en las reacciones de acuatermolisis no se genera el hidrógeno suficiente que logre estabilizar los radicales libres y de esta manera evitar las reacciones de polimerización. Sin duda esto significa un problema para para la aplicación de esta técnica. En la *figura 4* se esquematiza las reacciones ocurridas durante el proceso de acuatermolisis.

Las reacciones de acuatermolisis han sido estudiadas por diversos autores, entre ellos se destaca el estudio experimental realizado por (Huang et al., 2018), en donde llevaron a cabo un gran número de experimentos para estudiar la acuatermolisis de cuatro crudos pesado de diferentes viscosidades con vapor sobrecalentado, los experimentos se llevaron a cabo en un reactor autoclave en un rango de temperatura de 240 a 300 °C, en tiempos de reacción entre 0 y 48 horas a una presión máxima de 40 MPa, utilizando 100 g de crudo y 30 de agua destilada. Los resultados arrojaron que en cuanto mayor es el contenido de resinas y asfaltenos, mayor es el tiempo de reacción para el equilibrio de la acuatermolisis. La temperatura de inicio de la acuatermolisis para cada uno de los 4 crudos es diferente; sin embargo, la temperatura de reacción para el equilibrio de la acuatermolisis es la misma. El craqueo de las resinas es el mecanismo principal para la acuatermolisis de los crudos de media y baja viscosidad. También el rompimiento de las moléculas de las resinas y asfaltenos es el mecanismo dominante para el crudo de mayor viscosidad. En cuanto a cambios de viscosidad y en las fracciones SARA se muestran en la *tabla 2*, donde se observa que el crudo que presenta un mayor porcentaje en reducción de la viscosidad es el crudo No. 4, el cual es el más pesado. Por otro lado, también se puede apreciar que el contenido de saturados y aromáticos aumentan y el contenido de resinas y asfaltenos disminuyen, lo que demuestra que los componentes pesados se dividen en componentes más ligeros.

Tabla 2.

Efecto de la acuatermolisis sobre la viscosidad y fraccionamiento SARA

| Muestra de crudo | SARA (%) | | | | Viscosidad (cP) | % reducción |
|---------------------|-----------|------------|---------|------------|--------------------|----------------|
| | Saturados | Aromáticos | Resinas | Asfaltenos | | |
| No. 1 | Antes | 63.37 | 25 | 10.98 | 0.65 | 28.08 |
| | Después | 66.18 | 25.10 | 8.39 | 0.45 | |

| Muestra de crudo | | SARA (%) | | | | Viscosidad (cP) | % reducción |
|---------------------|---------|-----------|------------|---------|------------|--------------------|----------------|
| | | Saturados | Aromáticos | Resinas | Asfaltenos | | |
| No. 2 | Antes | 53.31 | 19.92 | 24.46 | 2.31 | 700 | 50.29 |
| | Después | 58.76 | 23.03 | 16.26 | 1.95 | 348 | |
| No. 3 | Antes | 27.38 | 27.79 | 42.54 | 2.27 | 4000 | 41.25 |
| | Después | 34.94 | 29.96 | 33.05 | 2.04 | 2350 | |
| No. 4 | Antes | 30.54 | 25.15 | 41.08 | 3.23 | 12000 | 59.99 |
| | Después | 40.67 | 27.43 | 29.04 | 2.86 | 4801 | |

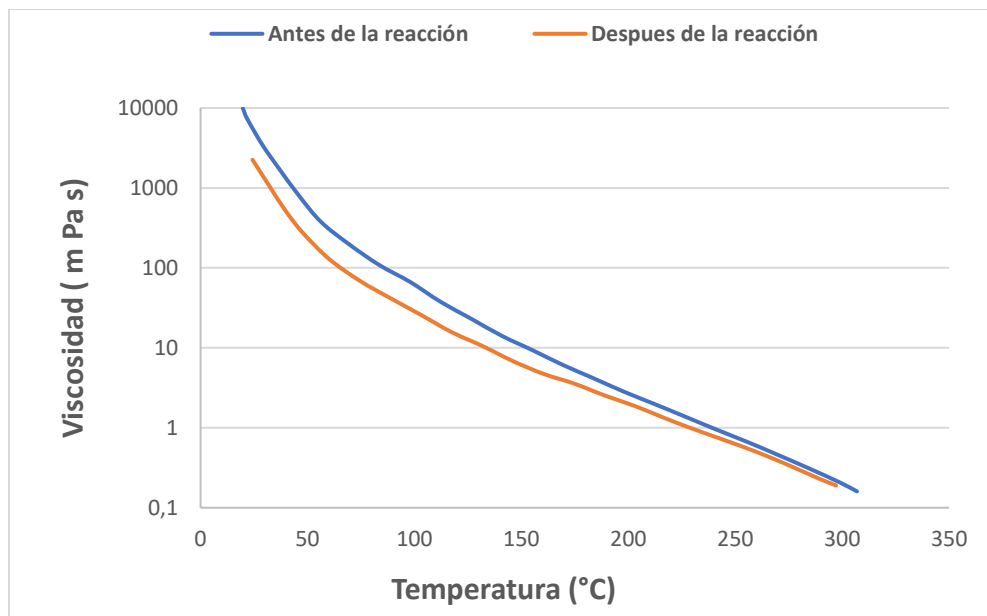
Nota: Adaptado de: Huang, S., Cao, M., & Cheng, L. (2018). Experimental Study on Aquathermolysis of Different Viscosity Heavy Oil with Superheated Steam. *Energy and Fuels*, 32(4), 4850–4858. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b00181>

1.5 Acuatermolisis catalítica

La acuatermolisis catalítica que se produce en la interacción del crudo pesado bajo efectos de catalizador y a condiciones propicias de temperatura y composición ocasionan un incremento en las fracciones de saturados y aromáticos, y en simultaneo una disminución del porcentaje de asfaltenos y resinas, disminuyendo a su vez el peso molecular aparente del crudo y su viscosidad (Salas et al., 2020). Sumado a esto, según (Wang et al., 2010), durante la acuatermolisis catalítica del petróleo pesado se presenta siete tipos de acciones; pirolisis; despolimerización; hidrogenación; isomerización; apertura de anillos; oxigenación; alcoholización y esterificación., efectos que junto con las reacciones de acuatermolisis favorecen la reducción permanente de la viscosidad del crudo, como se observa en la *figura 5*.

Figura 5.

Cambio permanente en la viscosidad del crudo debido a las reacciones de acuatermolisis



Nota. El gráfico muestra el cambio permanente en la viscosidad de un crudo debido a las reacciones de acuatermolisis. Adaptado de Shijun, H., Qian, H., Hao, L., Linsong, C., Zifei, F., & Lun, Z. (2017). A modified model for aquathermolysis and its application in numerical simulation. *Fuel*, 207, 568–578. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.06.127>

Estudios recientes han demostrado que el uso de catalizadores en procesos de inyección de vapor es capaz de lograr un mayor nivel de mejoramiento in situ del crudo. La acuatermolisis catalítica permite romper más fácilmente los enlaces CS, CO, CN, así como algunos enlaces C-C a una temperatura más baja, reduciendo el contenido de resinas y asfaltenos y aumentando el contenido de saturados y aromáticos, lo que en consecuencia conduce a una mejora en las características físicas y químicas del crudo pesado (Suwaid et al., 2020). Sin duda que este mejoramiento se cataloga como un mecanismo de recuperación adicional, ya que la reducción en la viscosidad de forma permanente facilitaría el flujo de fluidos en el yacimiento, lo que aumenta la producción. Además, se estarían produciendo hidrocarburos con un mayor valor comercial.

Las mejoras que ocasiona la aplicación de catalizadores en las reacciones de acuatermólisis fueron inicialmente reportadas por (Hyne et al., 1982), en este estudio utilizaron dos tipos de reactores: uno de ellos era un tubo de cuarzo y el otro un recipiente fabricado con níquel y cobalto. Al comparar los resultados encontraron que la reducción en la viscosidad era mayor en el recipiente con níquel y cobalto, por lo que se aseguró que los metales, níquel y cobalto influían en las reacciones de acuatermólisis.

Posterior a este estudio, varios investigadores empezaron a estudiar el efecto de los catalizadores en las reacciones de acuatermólisis. En la literatura se han logrado encontrar estudios relacionados con el uso de catalizadores divididos en cuatro categorías: minerales, catalizadores solubles en agua, catalizadores solubles en aceite y catalizadores dispersos (Maity et al., 2010)

Algunos de los estudios relacionados con esta técnica son los siguientes:

(Fan et al., 2001) estudiaron los efectos sinérgicos de los minerales y el vapor sobre la viscosidad y los cambios de composición de los crudos pesados. Para ello, a la muestra de aceite le añadieron 10% en peso de agua y 10% en peso de mineral en un reactor autoclave de 500 ml, el sistema fue calentado a 240 °C y 24 h, adicional usaron como catalizador los siguientes metales (VO^{2+} ; Ni^{2+} ; Fe^{3+}) en una relación molar (1:1:5). los resultados demostraron que el mineral tiene un efecto catalizador en las reacciones de acuatermólisis de los crudos pesados, aumentando las fracciones de saturado y aromáticos, y disminuyendo las resinas y asfaltenos, además de que el contenido de azufre también disminuyo. Adicional a esto, la viscosidad se redujo en un rango del (23,4% -25,6%) sin la presencia del catalizador y en un (84,2% -86,3%) cuando el mineral y el catalizador coexisten en el sistema.

(Zhong et al., 2003) realizaron un estudio sobre los cambios de viscosidad con respecto a la variación en la concentración del hierro (Fe) como catalizador para una muestra del campo

Liaohe y con un donante de hidrogeno, con rangos de temperatura entre 160°C a 260°C y tiempos de prueba entre 24 horas a 240 horas. Los resultados mostraron que el Fe llevo a una reducción de la viscosidad de casi el 60% a 240°C y 72 horas. Sin embargo, al adicionar el hidrogeno al proceso se observó una disminución de la viscosidad cercana al 90%, lo que indica el efecto sinérgico del donante de hidrogeno y el catalizador.

(Vakhin et al., 2018) Investigaron la transformación de las fracciones del crudo pesado tras tratamiento térmico con y sin catalizador mediante análisis SARA, para ello realizaron un experimento utilizando un reactor de alta presión de 300 ml de volumen con un agitador. El sistema modelo consistía en una mezcla de crudo y agua con una proporción de masa 70:30, a una temperatura de (250 °C) con y sin catalizadores, a una presión de 9 MPa por 6 horas y una concentración del catalizador de 1.0% en peso. En la *tabla 3* se muestran los resultados encontrados, donde se puede evidenciar que la mayor variación se observa en el contenido de resinas bajo la influencia del catalizador, la disminución de esta fracción es del 25%. Los catalizadores investigados tienen cierta influencia en la destrucción de las moléculas de resinas y asfaltenos, esto se debe a la ruptura del enlace químico carbono-heteroátomo y a la escisión de los sustituyentes alquilos. El aumento en la fracción aromática se debe a los productos de la destrucción de las resinas. Por su parte, el aumento del contenido de asfaltenos se explica por las reacciones de ruptura de alquilos de las resinas y su transformación en las fracciones de asfaltenos por reacciones de recombinación (Vakhin et al., 2018). Además, después del tratamiento térmico en presencia de los catalizadores la fracción de saturado se enriquece con alcanos más ligeros en comparación con el crudo tratado sin catalizador. Sin duda que estos resultados demuestran que el crudo tratado mediante procesos de acuatermolisis catalítica será de mejor calidad que el crudo original.

Tabla 3.

Composición del crudo inicial y mejorado para (Vakhin et al., 2018)

| Objeto y condiciones del experimento | Fracciones determinadas por el análisis SARA (%) | | | | |
|--------------------------------------|--|------------|---------|------------|-------|
| | Saturado | Aromáticos | Resinas | Asfaltenos | |
| Crudo Inicial | 19.69 | 20.17 | 42.82 | 17.32 | |
| Tratamiento térmico | 18.44 | 21.18 | 43.46 | 16.98 | |
| Tratamiento térmico con catalizador | Co | 17.85 | 25.40 | 37.98 | 18.77 |
| | Ni | 19.51 | 23.44 | 37.04 | 20.01 |
| | Fe | 17.87 | 20.06 | 40.91 | 21.16 |
| | Cu | 17.76 | 22.50 | 39.33 | 20.41 |

Nota: Adaptado de: Vakhin, A. v., Aliev, F. A., Kudryashov, S. I., Afanasiev, I. S., Petrashov, O.v., Sitnov, S. A., Mukhamatdinov, I. I., Varfolomeev, M. A., & Nurgaliev, D. K. (2018). Aquathermolysis of heavy oil in reservoir conditions with the use of oil-soluble catalysts: part I—changes in composition of saturated hydrocarbons. *Petroleum Science and Technology*, 36(21), 1829–1836. <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1514411>

1.6 Simulación numérica in situ upgrading

Cuando se decide implementar una nueva tecnología de recobro mejorado se involucran dos fases, en una de las fases se desarrolla una evaluación experimental y en la otra fase la simulación numérica. En el caso de inyección de vapor los modelos físicos son aplicados en el laboratorio de tal manera que se pueda reproducir o tener una estimación de la interacción fluido-fluidos y/o roca-fluido, durante y después del proceso. Los resultados obtenidos arrojan una aproximación relacionada con la eficiencia de desplazamiento y con los cambios o efectos a los que se someten los fluidos presentes en el medio poroso (León et al., 2019).

La simulación numérica para procesos de inyección de vapor con catalizadores constituye un desafío para los simuladores convencionales, ya que estos no presentan módulos que permitan representar de manera directa los cambios permanentes en las propiedades del crudo a manera composicional. Esto radica en los efectos en diferentes proporciones que generan los agentes

químicos sobre las reacciones entre el crudo y el vapor a diferentes condiciones de presión y temperatura (Salas et al., 2022). Es por esto que antes de simular numéricamente un proceso de inyección de vapor con catalizadores se debe especificar un gran número de variables. Estas variables están relacionadas con las propiedades fisicoquímicas, datos petrofísicos, y las reacciones químicas que ocurren en el proceso (Ado et al., 2021).

1.6.1 Modelo estático

En esta etapa se desarrolla el modelo de yacimiento el cual requiere de una amplia descripción física del mismo, conocimiento sobre los mecanismo o mecanismos de desplazamiento que operan en el yacimiento, propiedades petrofísicas de las capas de interés, propiedades PVT de los fluidos y otros parámetros como saturaciones, permeabilidades relativas y presiones capilares las cuales son fundamentales para la inicialización del modelo. Toda esta información es posible obtenerla a través de registros eléctricos, pruebas de laboratorio, y análisis de núcleos (Sepulveda & Escobar, 2005).

1.6.2 Modelo dinámico

Cuando se termina de recopilar toda la información y se da por finalizado la construcción del modelo estático, se continua con la predicción del comportamiento de producción y presión del modelo en función del tiempo y del espacio. En este punto se debe analizar el comportamiento obtenido, de manera que este sea coherente con los mecanismos de producción que están actuando, constantemente el modelo dinámico debe ser ajustado por un proceso de ajuste histórico integrado,

esto se lleva a cabo comparando la producción real con lo que logra reproducir el modelo. Este ajuste se realiza a través del control de las propiedades de la roca, propiedades de los fluidos y los datos de los pozos (León et al., 2019)

En la simulación de procesos de inyección de vapor con catalizadores es necesario simular las reacciones de acuatermólisis que ocurren. Para realizar la representación de este fenómeno químico se requiere del desarrollo de un modelo cinético el cual guarda relación con el modelo de fluidos mediante los pseudocomponentes establecidos.

A continuación, se relacionan algunos estudios realizados con simulación numérica de yacimiento para representar el mejoramiento *in situ* al que es sometido el crudo con la adición de un catalizador al proceso de inyección de vapor entre otros procesos térmicos.

(Ovalles & Rodríguez, 2008) realizaron experimentos de simulación física en laboratorio donde representaban el mejoramiento del crudo asociado a un proceso de inyección cíclica de vapor, a condiciones de 280°C y tiempos mayores a 24 h, para ello adicionaron al proceso un donador de hidrógeno, el cual junto con la mineralogía y la presencia de metano, producía un aumento de 3 °API del crudo, una reducción en aproximadamente 65% de la viscosidad original y una disminución aproximada del 8% en el contenido de asfaltenos con respecto al crudo original.

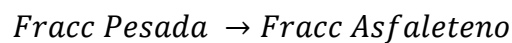
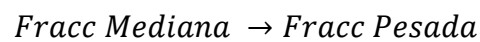
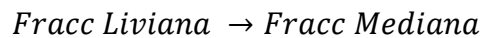
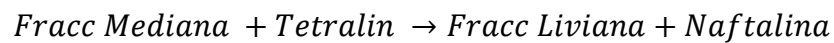
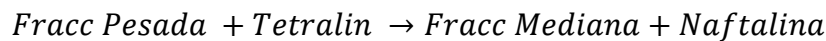
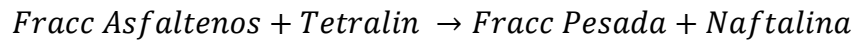
Posteriormente, la simulación física fue escalada a nivel numérico mediante la construcción de una malla cilíndrica.

Para el desarrollo del modelo dinámico el cual se incluye en el proceso de simulación numérica, realizaron la separación del fluido en cinco pseudocomponentes tomados de la curva de destilación y la caracterización de los asfaltenos.

Para poder modelar el proceso de inyección cíclica de vapor los autores plantearon un esquema de reacción entre los cinco pseudocomponentes el cual se muestra en la *ecuación 2*. los

resultados de la simulación numérica mostraron buen ajuste con respecto a los resultados obtenidos en las pruebas experimentales realizadas en un reactor de flujo continuo.

Los parámetros cinéticos del esquema de reacción planteado fueron estimados mediante el rendimiento de los pseudocomponentes a diferentes condiciones de temperatura y tiempo. Los resultados mostraron un cambio de la gravedad API del crudo de 9° API a 11.9°.



Ecuación 2

Chávez & Pereira (2016) llevaron a cabo un estudio de simulación numérica orientado a la tecnología de mejoramiento in situ en un yacimiento mexicano naturalmente fracturado. El modelo de fluido fue representado mediante el agrupamiento del crudo en cinco pseudocomponentes, los cuales fueron entrelazados por la herramienta WinProp de la compañía CMG (Computer Modelling group).

La partición del crudo en pseudocomponentes se realizó con base en los puntos de ebullición como se muestra en la *tabla 4*. Para representar las reacciones, Chávez & Pereira (2016) tuvieron en cuenta la adición de H₂ durante su simulación debido a que este reacciona con los radicales libres evitando así la polimerización y también la producción de coque en el yacimiento.

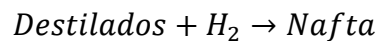
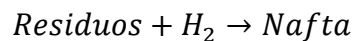
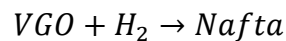
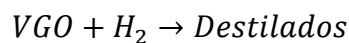
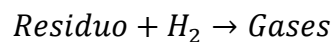
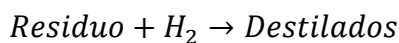
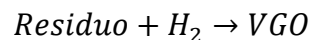
El esquema de reacción presentado para la realización de su simulación es el presentado en la ecuación 3

Tabla 4.

Partición de los pseudocomponentes para Chávez & Pereira (2016)

| Pseudocomponentes | Punto de ebullición °C | Componentes de hidrocarburos |
|-------------------|------------------------|------------------------------|
| Gases | < IBP | C1 -C4 |
| Nafta | IBP – 216 | C5 - C12 |
| Destilado | 216.1 - 343 | C13 – C20 |
| VGO | 343.1 - 545 | C21 – C44 |
| VR | 545.1> | C45+ |

Nota: Tomado de: Chavez-Morales, S., & Pereira-Almao, P. (2016). Experimental and numerical simulation of combined enhanced oil recovery with in situ upgrading in a naturally fractured reservoir. *Society of Petroleum Engineers - SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference 2016*, 643–661. <https://doi.org/10.2118/181207-ms>



Ecuación 3

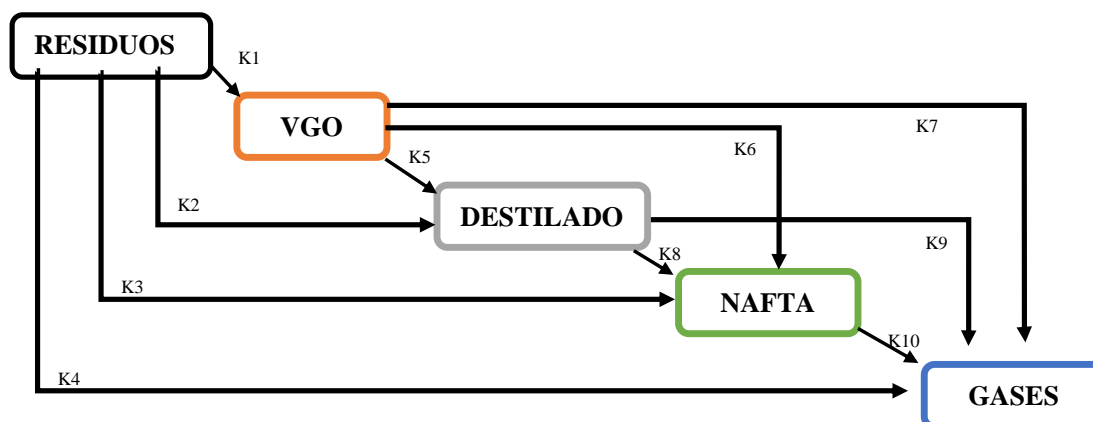
Como se observa en el esquema de reacción establecido por el efecto del mejoramiento se representa mediante la conversión de un pseudocomponentes pesado en uno más liviano. Los resultados de la simulación encontrados por estos autores muestran que el componente más pesado

(VR) tiende a no producirse con el tiempo, producto del mejoramiento que está ocurriendo en el crudo, mientras que la producción de nafta y destilados incrementó considerablemente.

Uno de los estudios de simulación más representativos en crudos pesados relacionado con mejoramiento in situ fue el realizado por (Nguyen et al., 2017), los cuales investigaron la tecnología de mejoramiento in situ aplicado a un piloto de SAGD con varios patrones de inyección a nivel de laboratorio para el crudo de Athabasca. Estos autores representaron el mejoramiento del crudo según un estudio realizado por (Silva et al., 2014), mediante el uso de un modelo cinético el cual involucró el agrupamiento de cinco pseudocomponentes para la representación del crudo inicial, y la ocurrencia de reacciones entre estos para la representación del efecto de mejoramiento (*Figura 6*). El modelo cinético implementado por estos autores para el crudo de Athabasca solo incluyó las reacciones 1,2,3,4,5 y 8. En la *tabla 5* se muestra los parámetros cinéticos para el hidro procesamiento catalítico utilizado por los mismos. Las energías de activación y los factores de frecuencia de estas reacciones fueron obtenidos a partir del tratamiento estadístico de los resultados experimentales obtenidos a diferentes tiempos de reacción y temperatura de prueba. Según el estudio realizado por (Silva et al., 2014), las reacciones 7, 9 y 10 en las cuales es donde se producen gases a partir de VGO, destilados y nafta, respectivamente y la reacción 6 fueron ignoradas. En resultado, las reacciones de los residuos (VR) y la conversión de VGO en destilados son dominantes y las tasas de conversión de un residuo en VGO y de VGO en destilados son del mismo nivel. Los autores concluyeron que, a baja temperatura, la producción de nafta solo proviene de las reacciones de los residuos; sin embargo, a mayor temperatura, la conversión de destilado en nafta es más significativa. Por último, en comparación con la técnica convencional, los resultados obtenidos mostraron que en términos de factor de recobro la tecnología de mejoramiento es más eficiente con un incremento de 30 %.

Figura 6.

Esquema de reacciones utilizado por Nguyen et al., (2017)



Nota. En el esquema se muestra las reacciones entre los pseudocomponentes utilizados en el estudio realizado por Nguyen et al., (2017).

Tabla 5.

Parámetros cinéticos establecidos por Nguyen et al., (2017)

| Reacción | Factor de frecuencia | Energía de activación (kJ/kmol) |
|----------|-----------------------|---------------------------------|
| K1 | 6.831×10^3 | 76.6 |
| K2 | 3.745 | 43.2 |
| K3 | 16.145 | 58.1 |
| K4 | 5.486×10^7 | 146.6 |
| K5 | 7.045×10^2 | 70.8 |
| K8 | 9.15×10^{25} | 362.7 |

Nota: Tomado y adaptado de: Nguyen, N., Chen, Z., Pereira Almaso, P., Scott, C. E., & Maini, B. (2017). Reservoir Simulation and Production Optimization of Bitumen/Heavy Oil via Nanocatalytic in Situ Upgrading. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 56(48), 14214–14230. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.7b03819>

Huang et al., (2017) realizaron un estudio de simulación numérica en donde el crudo pesado es dividido según el análisis SARA, donde el efecto de la acuatermólisis catalítica es representada mediante la transformación de estas fracciones en fracciones más livianas. Durante una prueba realizada se pudo apreciar que las fracciones de resinas y asfáltenos presentaron la mayor

conversión, incrementando el rendimiento de aromáticos y saturados, y generando conjuntamente H₂, CO, CO₂, H₂S, CH₄. El esquema de reacción planteado se describe en la ecuación 4.

Resinas → *Saturados*

Resinas → *Aromaticos*

Resinas → H₂

Resinas → CH²

Resinas → CO

Resinas → CO²

Resinas → H₂S

Asfaltenos → *Aromaticos*

Asfaltenos → *Saturados*

Asfaltenos → H₂

Asfaltenos → CH²

Asfaltenos → CO

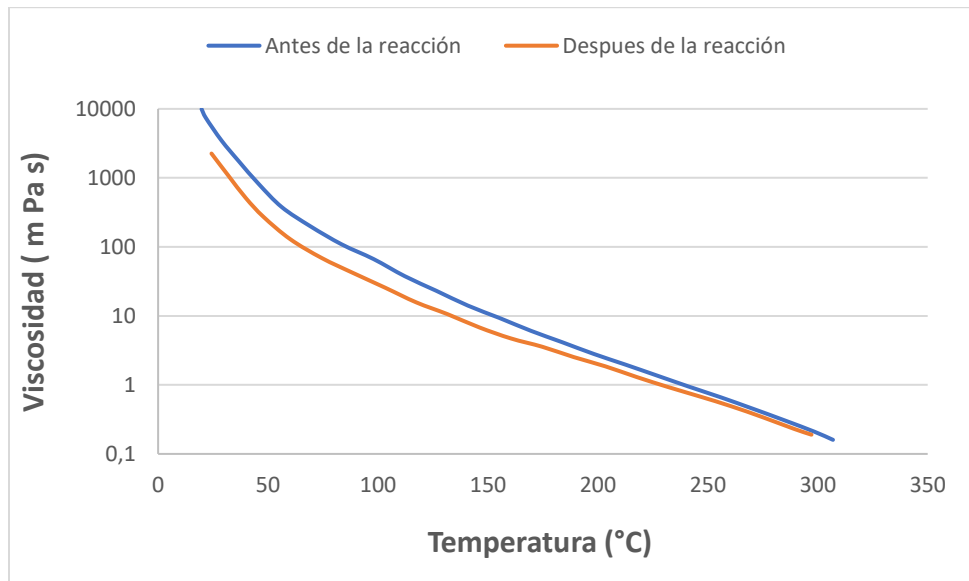
Asfaltenos → CO₂

Ecuación 4

El mejoramiento del crudo en términos de reducción de viscosidad y en comparación con el crudo base se muestra en la *figura 7*.

Figura 7.

Comportamiento de la viscosidad antes y después de las reacciones de acuatermolísis



Nota. La grafica muestra los cambios permanentes en la viscosidad del crudo debido a las reacciones de acuatermolísis catalíticas. Adaptado de Shijun, H., Qian, H., Hao, L., Linsong, C., Zifei, F., & Lun, Z. (2017). A modified model for aquathermolysis and its application in numerical simulation. *Fuel*, 207, 568–578. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.06.127>

(León et al., 2019) realizaron una evaluación experimental de los efectos de la acuatermolísis catalítica en un crudo pesado colombiano de 12.8 °API, donde se analizaron los cambios en el comportamiento reológico, densidad, destilación simulada y estructura química a partir de parámetros moleculares promedio (AMP) obtenidos por resonancia magnética nuclear 1H-RMN. Para lo anterior, se analizó la influencia del catalizador, el tiempo, y la temperatura de reacción en un microrreactor tipo *batch*. De igual manera realizaron la evaluación del efecto de la tecnología sobre el factor de recobro a nivel de yacimiento mediante el desarrollo de modelos numéricos de inyección cíclica y continua de vapor. Para esto se definió el modelo de fluidos mediante el agrupamiento de cinco pseudocomponentes y con ellos se establecieron reacciones químicas que permitieron modelar el mejoramiento in situ del hidrocarburo, en la *tabla 6* se

muestran los pseudocomponentes establecidos y la *ecuación 5* muestra el esquema de reacción planteado que representa el mejoramiento del crudo en la herramienta computacional (Winprop).

Tabla 6.

Pseudocomponentes establecidos para la representación del crudo base para (León et al., 2019)

| pseudocomponentes | Temperatura de ebullición °C | Componentes |
|--------------------|------------------------------|-------------|
| Gases | < IBP | C1 -C4 |
| Nafta | IBP – 216 | C5 - C12 |
| Destilado | 216 - 343 | C13 – C20 |
| Vacuum gas oil VGO | 343 - 545 | C21 – C44 |
| Residuos VR | 545 > | C45+ |

Nota: Tomado de: León Naranjo, P. A., Muñoz Navarro, S. F., León Bermudez, A. Y., & Bottia Ramirez, H. (2019). *Efecto del uso de catalizadores sobre la recuperación mejorada de crudos pesados en procesos de inyección de vapor* [Trabajo de grado]. Universidad Industrial de Santander.

$$(1) VR \rightarrow 1.5349 \text{ VGOs}$$

$$(2) VR \rightarrow 2.2456 \text{ Destilados}$$

$$(3) VR \rightarrow 3.39394 \text{ Naftenos}$$

$$(4) VR \rightarrow 26.7707 \text{ Gases}$$

$$(5) VGO \rightarrow 1.46305 \text{ Destilados}$$

$$(6) \text{ Destilados} \rightarrow 1.5114 \text{ Nafta}$$

Ecuación 5

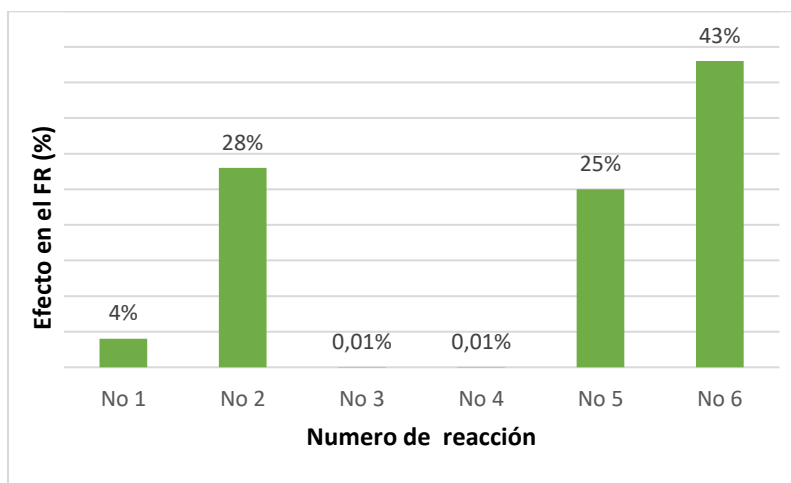
Los parámetros cinéticos utilizados por (León et al., 2019) fueron los establecido por (Nguyen et al., 2017) los cuales se presentan en la *tabla 5*. Sin embargo, los autores sometieron los valores de energía de activación a un análisis de sensibilidad mediante la herramienta CMOST. En total, realizaron 33 experimentos que buscaban evaluar como función objetivo el factor de recobro y la tasa de producción a partir de las 6 reacciones establecidas, la *figura 8* muestra la

influencia de cada una de las reacciones que ocurre entre los pseudocomponentes sobre el factor de recobro, que van desde la reacción No 1 hasta la No 6, donde se observa que las reacciones No 2 y No 6, es decir la conversión de residuos en destilados y la conversión de destilados en nafta respectivamente son las que más aportan al factor de recobro.

Los resultados experimentales de este estudio mostraron que los catalizadores aumentan la gravedad API y disminuyen la viscosidad de 10 °API y 80%, respectivamente. Estos cambios se asociaron a las modificaciones de la estructura química debido a la ruptura de las cadenas alquílicas y la conversión de la fracción 300°C + de hasta el 8%. Por último, los resultados obtenidos mediante simulación numérica mostraron que una reducción de las energías de activación del 25% podría aumentar el factor de recobro en un 8%, en comparación con el proceso convencional.

Figura 8.

Influencia de los parámetros involucrados en el análisis de sensibilidad sobre el factor de recobro de hidrocarburos



Nota: adaptado de: León Naranjo, P. A., Muñoz Navarro, S. F., León Bermudez, A. Y., & Bottia Ramirez, H. (2019). *Efecto del uso de catalizadores sobre la recuperación mejorada de crudos pesados en procesos de inyección de vapor* [Trabajo de grado]. Universidad Industrial de Santander.

2. Caracterización de las propiedades Físicoquímicas de las muestras

Considerando que los crudos tienen cambios en sus propiedades Físicoquímicas debido a las reacciones de acuatermolisis catalítica, se propuso realizar la caracterización de algunas de las propiedades más importantes como la densidad, viscosidad y destilación simulada debido a que estas propiedades muestran de manera global las variaciones composicionales de los crudos.

La caracterización se realiza a tres muestras representativa de campos colombianos, cada muestra fue sometida procesos de acuatermolisis y acuatermolisis catalítica las condiciones de operación fueron 270°C, 69 h y 720 psi tanto para la prueba en blanco como para la prueba con el Naftenato de hierro a 100 ppm como catalizador. A continuación, se presenta una breve descripción de las pruebas de caracterización seleccionadas.

2.1 Medición de Densidad

Como consecuencia de las reacciones de acuatermolisis catalítica producto de la adición del catalizador al proceso de inyección de vapor se espera que la densidad de los crudos disminuya, esta propiedad se encuentra directamente relacionada con la gravedad específica de los crudos y que a su vez esta se puede relacionar con la gravedad API de los mismo mediante la *ecuación 7* (Salas et al., 2021). La medición de esta propiedad se realizó tanto a los crudos base, crudos con prueba en blanco y también a los crudos mejorados con el Naftenato de hierro a 100 ppm como catalizador, esta propiedad se mide mediante la aplicación de la norma ASTM D70-09, siendo el método estándar para medición de densidades bituminosos comúnmente conocido como el método

del (Picnómetro). Este método consiste en pesar la muestra en un picnómetro el cual tiene un volumen establecido, posterior a esto se calcula la densidad mediante la *ecuación 6*.

$$^{\circ}\rho_{fluido} = \frac{W(muestra)}{Vol_{picnometro}}$$

Ecuación 6

$$^{\circ}API_{fluido} = \frac{141.5}{SG_{fluido@SC}} - 131.5$$

Ecuación 7

2.2 Medición de Viscosidad

Para la evaluación de proyectos EOR térmicos híbridos es indispensable evaluar la viscosidad ya que es una propiedad física fundamental para la caracterización de un crudo mejorado, además que en esta propiedad es donde se refleja aún más el mejoramiento al que es sometido el crudo con la adicción de un catalizador al proceso de inyección de vapor (Núñez et al., 2021).

La medición de la viscosidad fue llevada a cabo en un reómetro Anton Parr con geometría de platos paralelos de 20 mm de diámetro. El equipo se encuentra equipado con un baño de temperatura (Julabo F 32) y funciona bajo el software RheoPlus V3.62. Para cada ensayo se requirió alrededor de 1 g de muestra, la cual se ubicó sobre el plato fijo del reómetro. Las curvas de viscosidad fueron construidas en función de la temperatura, en el intervalo comprendido entre 25°C y 50 °C, con una tasa de enfriamiento de 0.64 °C/min y una velocidad de deformación constante de 1 s⁻¹.

2.3 Destilación simulada

La destilación simulada también conocida como cromatografía gaseosa es una práctica generalizada que sirve para caracterizar el crudo, esto se logra a través de una curva de destilación (Temperatura frente a porcentaje acumulado de líquido destilado) y que es realizada de acuerdo a procedimientos estandarizados por normas (Tarifa et al., 2008).

En esta técnica de separación las moléculas de una mezcla se distribuyen entre la fase estacionaria y la fase móvil como helio, hidrogeno, argón nitrógeno, entre otros. los compuestos se desplazan en un equilibrio de fases a lo largo de una columna permitiendo que se presenten diferentes tiempos de retención dependiendo de la afinidad de los compuestos con la fase y la temperatura de vaporización (Salas et al., 2020). Los datos obtenidos pueden ser agrupados en pseudocomponentes por intervalos de temperatura, permitiendo observar cambios como la ganancia de componentes más livianos, evidenciada en un aumento del porcentaje en peso destilado.

La destilación simulada se realiza bajo la norma ASTM D7169 la cual se aplica para muestras con puntos de ebullición de hasta 720° C. En general, este análisis permite obtener la distribución de puntos de ebullición de componentes hidrocarburos que pueden ser crudos pesados, crudos extrapesados, fondos de vacío, entre otros. La prueba de caracterización es realizada en un cromatógrafo de gases HP 6890, y se requiere alrededor de 0.2 gr de muestra.

3. Modelos de Simulación Numérica para la Representación del Proceso de Inyección de Vapor

Una vez terminada la caracterización de las muestras, se continuo con el desarrollo del modelo conceptual de simulación numérica que representa el proceso de adición de catalizadores a la inyección continua de vapor convencional. Con los resultados obtenidos se procedió a evaluar de forma cuantitativa el mejoramiento in situ al que son sometidos los crudos producto de las reacciones de acuatermolisis catalítica. En este capítulo se describe tanto el desarrollo del modelo estático como dinámico utilizados en la presente investigación.

3.1 Descripción del modelo conceptual simulación

Con el objetivo de estimar el efecto del uso de catalizadores sobre el factor de recobro de petróleo, se construyó un modelo conceptual que permitiera simplificar o contrarrestar el efecto de otras variables sobre el proceso. El software comercial utilizado en la presente investigación fue el simulador de procesos térmicos STARS (Thermal & Advanced Processes Simulator) desarrollado por la compañía canadiense CMG (Computer Modelling Group) el cual se encuentra licenciado en la Escuela de Ingeniería de Petróleos (UIS). Este software permite la representación de procesos de recobro térmico como inyección de vapor, inyección de aire, solventes y químicos.

En primer lugar, para la representación del proceso de inyección de vapor se decidió partir del diseño establecido por (León et al., 2019) el cual consiste en un modelo cartesiano de 10 acres con un patín de 5 puntos invertidos de 5 acres, el tamaño de celda fue de 5 ft en todas las

direcciones, fue empleada una malla de dimensiones 132*132*23 para un total de 400752 celdas. Por su parte la distribución de las propiedades petrofísicas, los datos PVT de los fluidos y mojabilidad corresponden a las características de un campo colombiano de interés, en donde se realizan pilotos de inyección de vapor.

El espesor bruto representado es de alrededor de 115 ft donde el tope de la formación fue establecido a 1920 ft de profundidad. Se representaron tres areniscas separadas consecuentemente por dos formaciones de arcilla. La diferenciación entre estos dos tipos de roca se realizó mediante la caracterización de sus propiedades térmicas y petrofísicas, en la *figura 9* ilustra el modelo cartesiano implementado. Las propiedades petrofísicas de los tipos de roca y parámetros de yacimiento se recopilan en la *tabla 7*. El modelo de explotación que se decidió implementar consistió en primera instancia en un esquema de producción primaria por 1 año para cada uno de los crudos, seguido de un proceso de inyección cíclica por 10 ciclos con 10 días de inyección, 2 días de remojo y 180 días de producción, posterior al proceso de inyección cíclica se implementa un esquema de inyección continua por 10 años, las condiciones operacionales de este modelo de explotación se muestran en la *tabla 8*.

Tabla 7.

Datos de entradas para la construcción del modelo estático de simulación; Datos recopilados de estudios previos de simulación numérica en el campo de interés

| Parámetro | Valor |
|---|--|
| Porosidad | 26% |
| Permeabilidad (mD) | Arena 1: I: 920 J: 920 K: 276 Arena 2: 1225 (I:1225 J:1225 K:367.5) Arena 3: 1015 (I:1015 J: 1015 K:304.5) |
| Compresibilidad de la formación (1/psi) | Arenisca: 0.0005 Arcillas: 0.00003467 |
| Temperatura (°F) | 112 |

| Parámetro | Valor |
|--|--|
| Presión de referencia (psi) | 950 |
| Presión de fondo de pozos productores (psi) | 600 |
| Conductividad Térmica (BTU/ ft*día*°F) | Areniscas: 24 Arcillas: 30 |
| Capacidad Volumétrica de Calentamiento (BTU/ft ³ *°F) | Areniscas: 30 Arcillas: 40 Crudo: 1.6 Agua: 12.6 Gas: 0.25 |

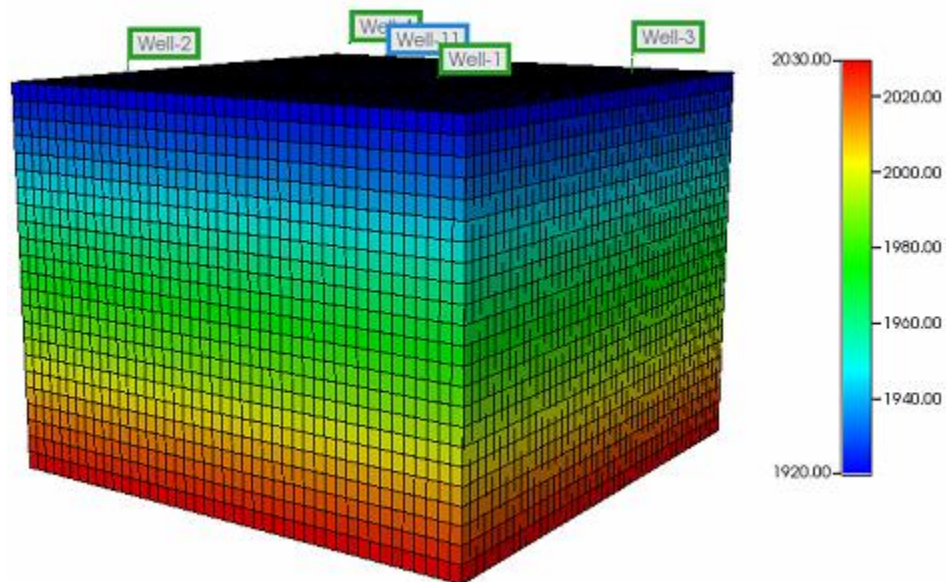
Nota: Parámetros establecidos para la construcción del modelo conceptual de simulación; adaptado de: León Naranjo, P. A., Muñoz Navarro, S. F., León Bermudez, A. Y., & Bottia Ramirez, H. (2019). *Efecto del uso de catalizadores sobre la recuperación mejorada de crudos pesados en procesos de inyección de vapor* [Trabajo de grado]. Universidad Industrial de Santander.

Tabla 8.

Condiciones operacionales para el modelo de explotación del yacimiento

| Condiciones de operación | Valor |
|--|-------|
| Presión de inyección (psi) | 1200 |
| Temperatura de inyección (°F) | 572 |
| Calidad del vapor en fondo | 0.65 |
| Presión de fondo (psi) | 600 |
| Tiempo de inyección (días) | 10 |
| Tiempo de remojo (días) | 2 |
| Tiempo de producción (días) | 180 |
| Tasa de Inyección etapa cíclica (bbl/días) | 1000 |
| Numero de ciclos | 10 |
| Tasa de inyección etapa continua (bbl/día) | 700 |

Nota: Condiciones operacionales establecidos para el esquema de explotación planteado; adaptado de: León Naranjo, P. A., Muñoz Navarro, S. F., León Bermudez, A. Y., & Bottia Ramirez, H. (2019). *Efecto del uso de catalizadores sobre la recuperación mejorada de crudos pesados en procesos de inyección de vapor* [Trabajo de grado]. Universidad Industrial de Santander.

Figura 9.*Vista 3D del modelo cartesiano*

Nota. En la figura se muestra el modelo cartesiano a utilizar en el proceso de simulación con sus respectivos valores de profundidad.

3.2 Descripción y Ajustes de los modelos de fluidos

Reproducir las reacciones de acuatermólisis convencional y acuatermólisis catalítica a nivel de simulación numérica es indispensable para la industria, ya que este es un paso necesario para el estudio de factibilidad de una técnica. Sin embargo, pocos son los estudios que han podido migrar la caracterización experimental del fluido a un simulador convencional. Esta situación se debe a que la caracterización PVT convencional del crudo, la cual es una medición de propiedades físicas dependientes de variables como presión, volumen y temperatura, no incluye caracterización de los cambios composicionales del fluido (Salas et al., 2022). Una de las limitantes de la herramienta STARS es que no permite el modelamiento de crudos composicionales, por lo que se usó como herramienta complementaria el software WinProp (Fluid Property Characterization

Tool) de la compañía CMG. WinProp es un componente integral en el modelado avanzado en la simulación de yacimientos, y es invaluable para los procesos multifásico y especiales, en donde existen variaciones de composición.

En el presente trabajo de investigación, cada uno de los tres crudos fueron representados mediante cinco pseudocomponentes los cuales fueron seleccionados a partir de los estudios de simulación numérica de la tecnología de mejoramiento in situ realizados por (Chavez & Pereira, 2016) (Nguyen et al., 2017) (León et al., 2019). Cada uno de estos pseudocomponentes tienen un rango composicional asociado los cuales son mostrados en la *tabla 5*.

Primeramente, los crudos son modelados mediante la ecuación de estado de Peng Robinson. El ajuste de algunas propiedades como la relación gas – aceite, presión de saturación, factor volumétrico y densidad, se realiza mediante la regresión de pruebas PVT como la prueba de liberación diferencial y separador, en las *figuras 10 y 11* se muestra el comportamiento del factor volumétrico de formación y la densidad de los crudos respectivamente.

Finalmente, los valores experimentales de viscosidad se ajustan mediante el uso del modelo de Pedersen modificado (1987) (*figura 12*). La fracción molar de cada uno de los pseudocomponentes establecidos se muestran en la *tabla 9*, las cuales fueron generadas con base a las curvas de destilación obtenidas de la caracterización experimental.

El procedimiento para el desarrollo del modelo de fluidos fue el siguiente:

En la opción component Lumping de WinProp se realiza el Agrupamiento de los componentes que corresponde a cada Pseudocomponente en particular a partir de los rangos establecidos por (Chavez & Pereira, 2016) mostrados en la *tabla 4*.

Se agregan la fracción molar de cada Pseudocomponente que fueron obtenidos de las curvas de destilación de los crudos bases los cuales se muestran en la *tabla 9*.

Se comienza con la regresión: en la opción Characterization se adiciona start regrestions, y posterior two phases, en esta ventana se agregan los valores de densidad calculados a partir de la caracterización experimental a las condiciones que se midieron, se corre y se ajusta a hasta un porcentaje de error menor a 10^{-3} , una vez ajustado se actualiza y se continua con la regresión.

Terminado el ajuste de la densidad se procede a ajustar los valores de viscosidad, al igual que la densidad se toma los valores medidos en la caracterización experimental. El ajuste de la viscosidad se logró con el modelo de Pedersen modificado (1986).

Terminado el ajuste se importa este modelo de fluido al modelo conceptual de yacimiento desarrollado previamente.

Este procedimiento se realiza para cada uno de los tres crudos.

Las *tablas 10, 11 y 12* muestra los resultados arrojados por Winprop para el ajuste de sus propiedades en cada uno de los crudos.

Tabla 9.

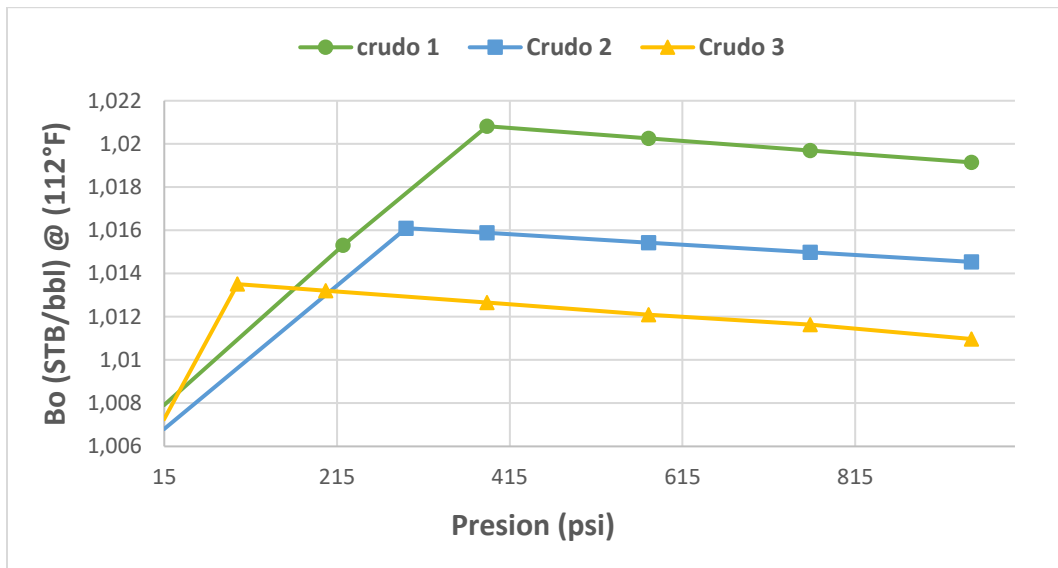
Fracción molar de los pseudocomponentes establecidos para la representación de los crudos bases.

| Pseudocomponentes | Crudo 1 | Crudo 2 | Crudo 3 |
|--------------------------|----------------|----------------|----------------|
| Gases | 0.0654 | 0,0566 | 0,0478 |
| Naftenos | 0.0226 | 0,0485 | 0 |
| Destilados | 0.1316 | 0,1259 | 0,1234 |
| Vacuum gas oil (VGO) | 0.3327 | 0,2474 | 0,2530 |
| Residuos (VR) | 0.4475 | 0,5213 | 0,5756 |

Nota. La tabla muestra la fracción molar de cada Pseudocomponente de los crudos bases, estos datos fueron obtenidos a partir de la curva de destilación.

Figura 10.

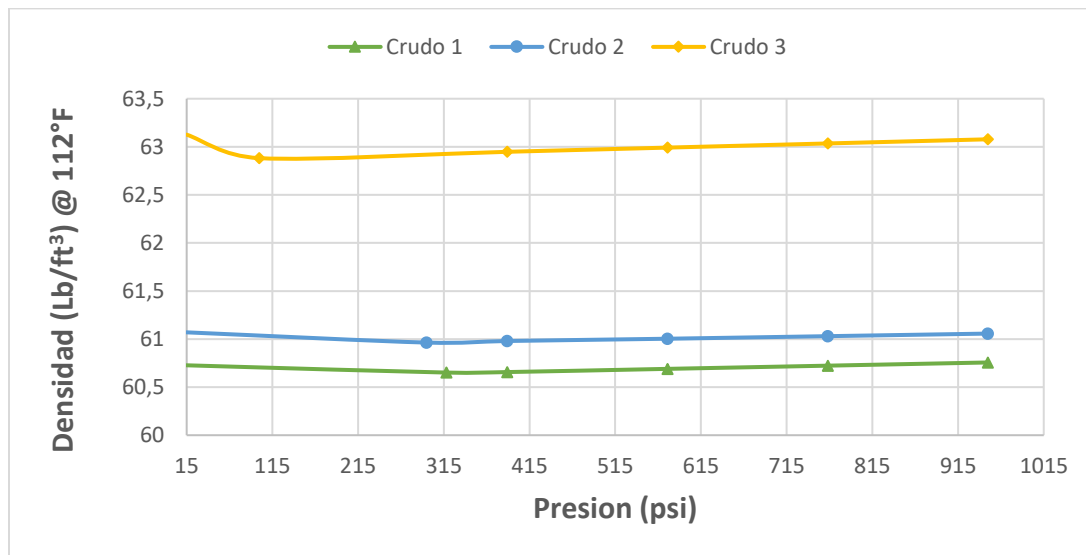
Comportamiento del factor volumétrico de formación de los crudos vs Presión



Nota. El grafico muestra el factor volumétrico de formación para cada uno de los tres crudos. Tomado y adaptado de Builder CMG

Figura 11.

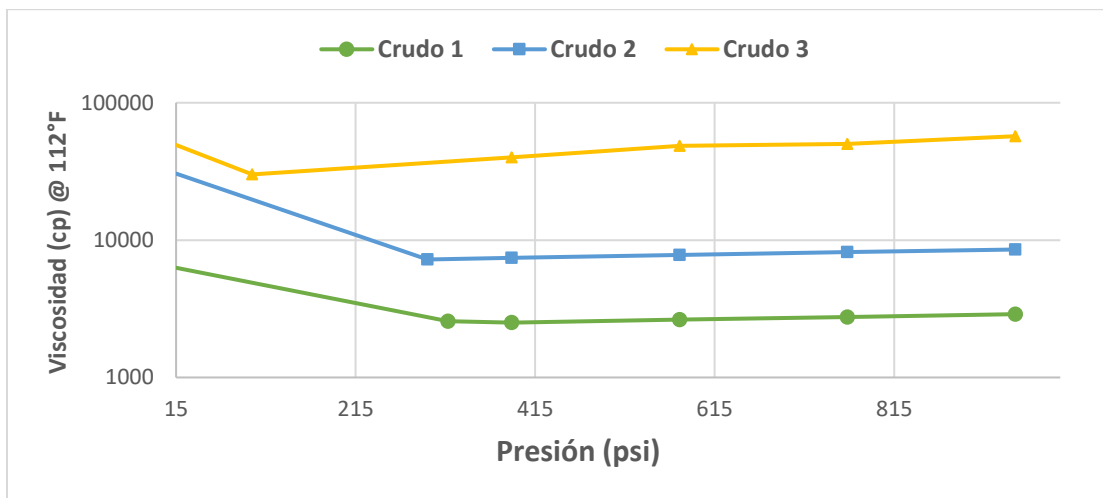
Comportamiento de la densidad de los crudos vs Presión del modelo cartesiano.



Nota. El grafico muestra la densidad vs presión para cada uno de los tres crudos. Tomado y adaptado de Builder CMG.

Figura 12.

Comportamiento de la viscosidad de los crudos vs Presión para el modelo cartesiano

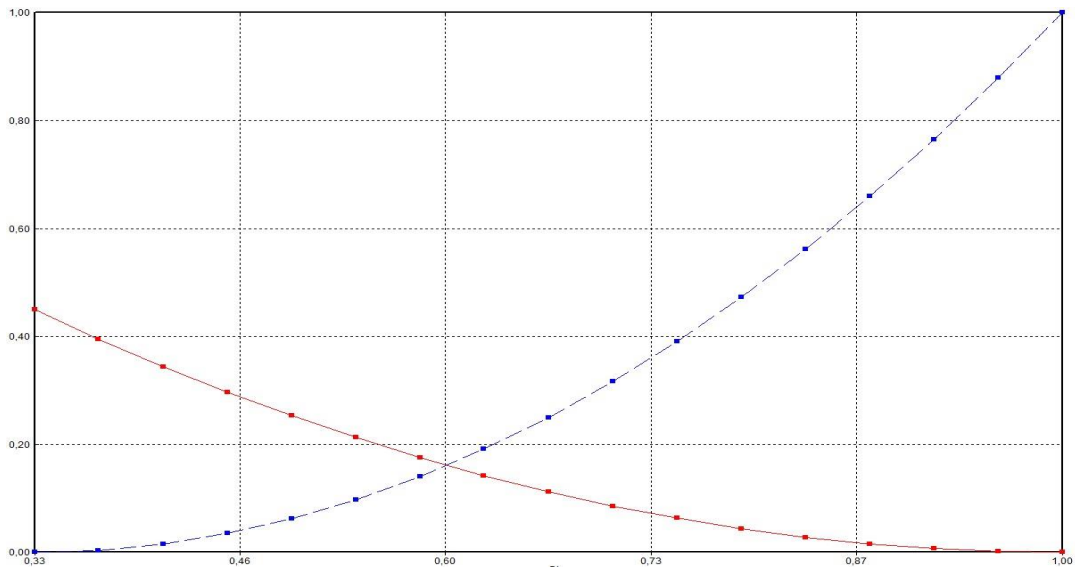


Nota. El grafico muestra la viscosidad vs presión para cada uno de los tres crudos. Tomado y adaptado de Builder CMG

Por último, se ingresaron las curvas de permeabilidades relativas, donde se representa la interacción de las fases caracterizadas de los modelos de fluidos. *Las figuras 13 y 14*, corresponden a las interacciones agua-crudo y liquido-gas, respectivamente, estas curvas se utilizaron para los tres crudos. Según las curvas, el modelo de fluido corresponde a un yacimiento mojado por agua.

Figura 13.

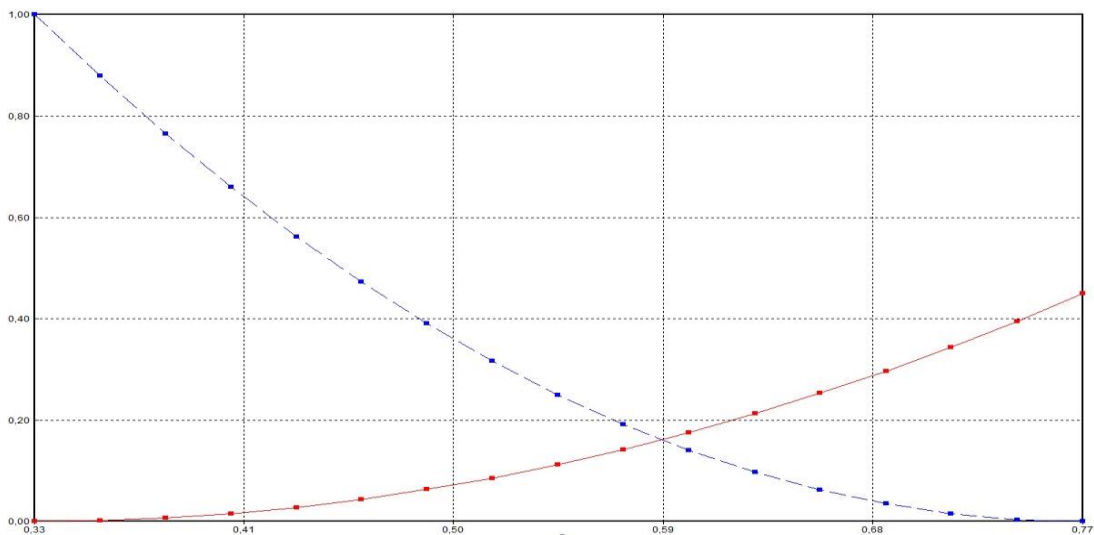
Curva de permeabilidades relativas para un sistema agua-crudo



Nota. La figura muestra las curvas de permeabilidades relativa utilizadas en el modelo cartesiano para cada uno de los tres crudos. Tomado de Builder CMG

Figura 14.

Curva de permeabilidades relativas para un sistema gas-liquido



Nota. La figura muestra las curvas de permeabilidades relativa para un sistema gas-liquido utilizadas en el modelo cartesiano para cada uno de los tres crudos. Tomado de Builder CMG

Tabla 10.*Propiedades ajustadas de los pseudocomponentes del crudo 1*

| Pseudocomponente | Pc | Tc | Factor Acéntrico | MW |
|-------------------------|-----------|-----------|-------------------------|-----------|
| Gases | 46.3664 | 213.252 | 0.0237 | 18.8421 |
| Nafta | 23.0628 | 295.737 | 0.4838 | 148.620 |
| Destilado | 17.0929 | 764.860 | 0.6928 | 224.624 |
| VGO | 13.457 | 675.895 | 1.0807 | 328.63 |
| Residuos | 8.91679 | 1289.02 | 1.4015 | 504.41 |

Nota. La tabla muestra las propiedades de los pseudocomponentes del crudo 1 posterior al ajuste realizado en WinProp.

Tabla 11.*Propiedades de los pseudocomponentes del crudo 2*

| Pseudocomponente | Pc | Tc | Factor Acéntrico | MW |
|-------------------------|-----------|-----------|-------------------------|-----------|
| Gases | 46.3664 | 195.213 | 0.0237 | 18.8421 |
| Nafta | 23.0628 | 351.751 | 0.4838 | 148.620 |
| Destilado | 17.0929 | 718.35 | 0.6928 | 269.54 |
| VGO | 13.457 | 1019.66 | 1.0807 | 394.35 |
| Residuos | 8.2053 | 1114.439 | 1.4015 | 605.314 |

Nota. La tabla muestra las propiedades de los pseudocomponentes del crudo 2 posterior al ajuste realizado en WinProp.

Tabla 12.*Propiedades de los pseudocomponentes del crudo 3*

| Pseudocomponente | Pc | Tc | Factor Acéntrico | MW |
|-------------------------|-----------|-----------|-------------------------|-----------|
| Gases | 46.3664 | 245.072 | 0.0237 | 18.8421 |
| Nafta | 23.0628 | 515.02 | 0.4838 | 148.620 |
| Destilado | 17.0929 | 736.530 | 0.6928 | 224.624 |
| VGO | 13.457 | 930.29 | 1.0807 | 328.63 |
| Residuos | 8.2053 | 734.878 | 1.4015 | 621.8541 |

Nota. La tabla muestra las propiedades de los pseudocomponentes del crudo 3 posterior al ajuste realizado en WinProp.

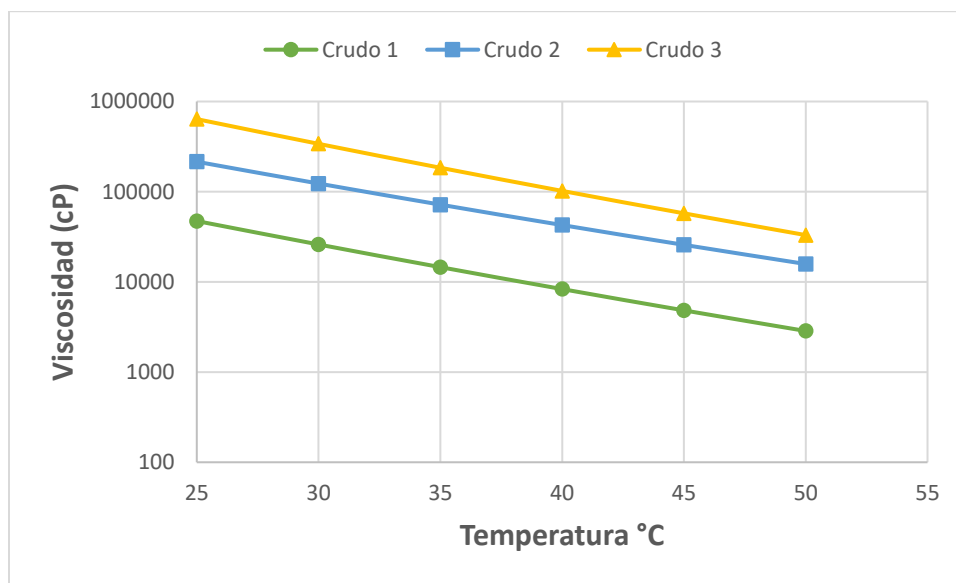
4. Resultados

4.1 Caracterización de las propiedades fisicoquímicas de los crudos base

Los tres crudos fueron caracterizados mediante análisis de viscosidad, densidad y destilación simulada como se detalla en el capítulo 3. En general, estos crudos se caracterizan por tener un altas viscosidades y baja gravedad API lo que los hace candidatos ideales para la aplicación de un proceso de mejoramiento con catalizadores. La *figura 15* presenta la viscosidad, y la *figura 16* la gravedad API de los crudos base. Como se observa en las gráficas presentadas, los crudos seleccionado se caracteriza por tener altas viscosidades, con valores a presión atmosférica y temperatura de yacimiento (112 °F) de alrededor de (4832 cP para el crudo 1 - 25741,9 cP para el crudo 2 y 57548,2 cP para el crudo 3). Por otro lado, la densidad medida mediante el método descrito en el capítulo 2 fue de (13.2 – 12.5– 8,1) API respectivamente para cada crudo a una temperatura de 26,5 °C.

Figura 15.

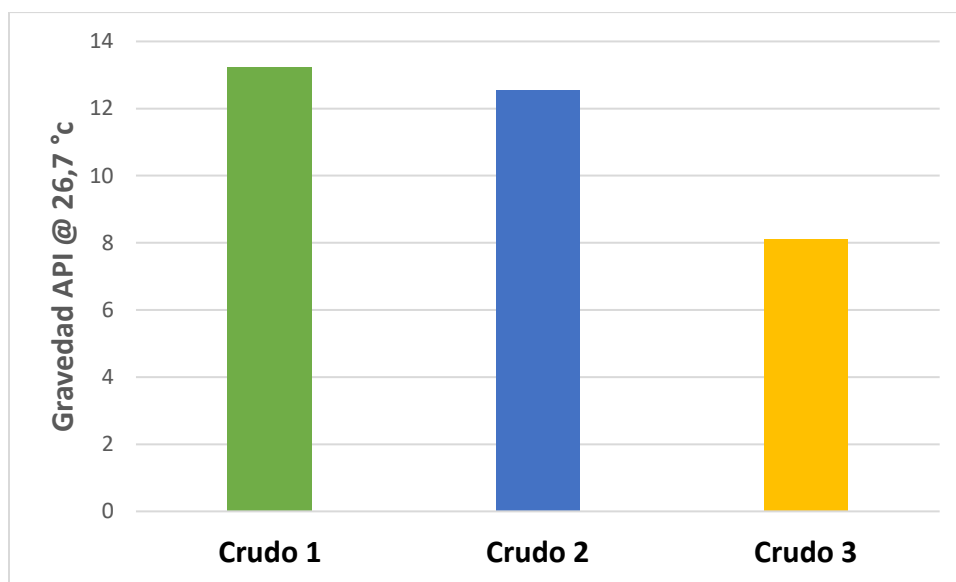
Viscosidad base de los crudos medidos en el reómetro Antonn Parr a 14.7 psi



Nota. El gráfico muestra la viscosidad de los crudos bases medidas en el reómetro anton paar.

Figura 16.

Gravedad API de las muestras de crudo base medidas a condiciones de 26.7°C



Nota. El gráfico representa la gravedad API de los crudos base medida en laboratorio bajo el método del picnómetro.

4.2 Caracterización de las propiedades fisicoquímicas de los crudos mejorados

4.2.1 Gravedad API.

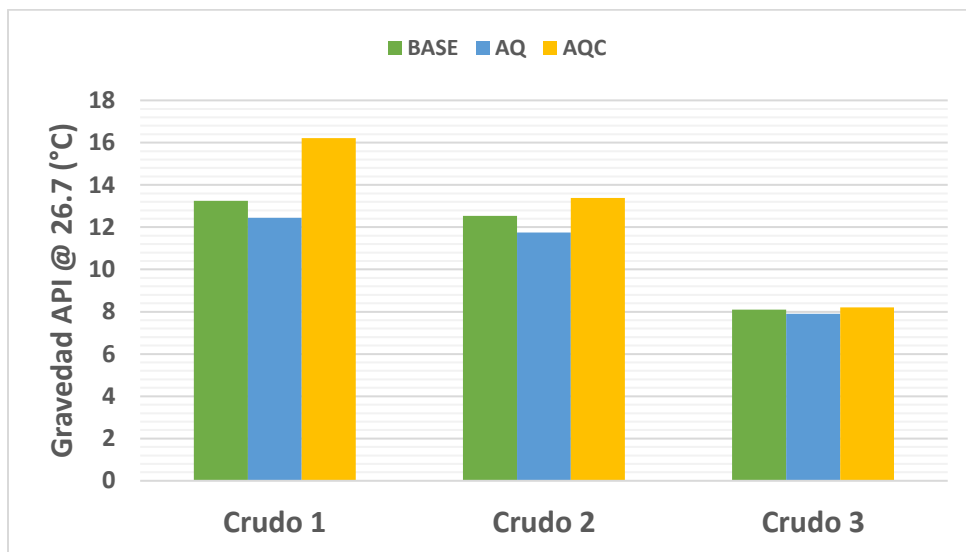
A través de la cuantificación de la densidad fue posible obtener de forma indirecta los cambios presentados en la gravedad API de los crudos mejorados. La *Figura 17* muestra gráficamente esta propiedad para los tres crudos. Al comparar los resultados de los crudos bases con respecto a la prueba en blanco (solo vapor) se puede observar que existe una disminución en esta propiedad para cada uno de los crudos, Sin embargo, se aprecia que el crudo 3 tiene una disminución de solo 0.2 grados, lo cual indica que la técnica en solo vapor no disminuye en un porcentaje considerable esta propiedad para este crudo. Esta disminución se debe al efecto de la polimerización ácida, donde existe un rompimiento de las cadenas complejas a causa de la temperatura del vapor, pero posterior a esto se genera un entrelazamiento de estas estructuras formando moléculas más complejas.

Con respecto a los crudos mejorados es decir cuando se adiciona el catalizador, se observa un leve incremento en esta propiedad para el crudo uno y dos, esto se debe a que el catalizador evita el entrelazamiento que se presenta posterior al rompimiento de las cadenas complejas a causa de la temperatura, generando hidrocarburos de menor peso molecular.

El crudo que mayor mejoría presenta es el crudo 1, el cual alcanza a aumentar su gravedad en 2.9 unidades al pasar de 13.24 a 16.21 °API, por otro lado, el crudo que tuvo menor efecto fue el crudo 3, el cual por los resultados obtenido se puede decir que el catalizador no causo ningún efecto en esta propiedad.

Figura 17.

Comparación de la Gravedad API de las muestras de crudo base con respecto a los crudos mejorados medidas a condiciones de 26.5°C



Nota. Las gráficas muestran la gravedad API medida en el laboratorio para el crudo base, crudo con solo vapor (AQ) y crudo con catalizador (AQC) a y después de implementar el catalizador.

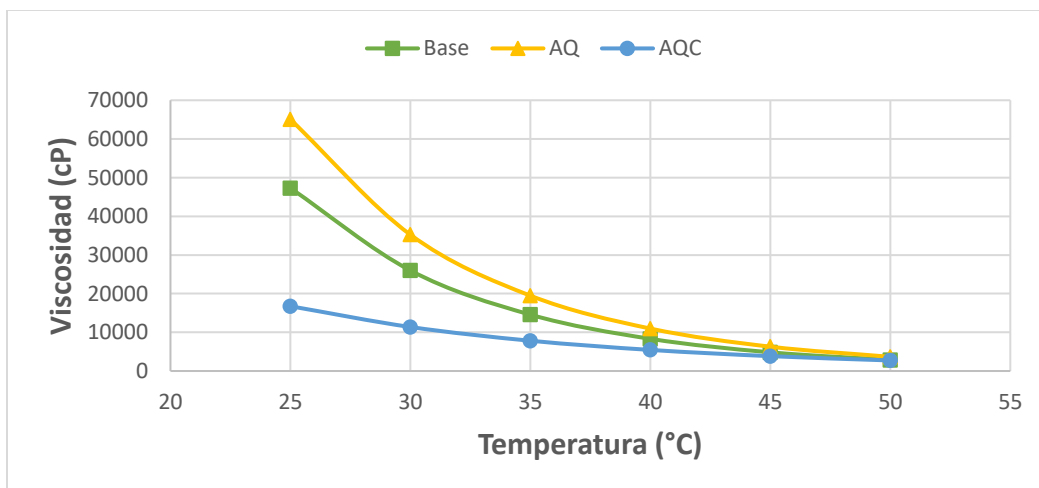
4.2.2 Viscosidad.

En las *figuras 18, 19 y 20* se muestra los resultados obtenidos a partir de la medición de esta propiedad en el reómetro Anton parr de los crudos mejorados (AQC), con respecto a las muestras obtenidas de las pruebas en blanco (AQ) y la muestra del crudo base (Base), por su parte la *figura 21* muestra el porcentaje de reducción de la viscosidad de los crudos cuando ocurren las reacciones de acuatermólisis catalítica. Como se observa, las muestras en presencia del catalizador. Es decir, las que habían sido sometida a condiciones de 270°C, 69 horas y 100 ppm de Naftenato de hierro presentó valores menores de viscosidad para cada uno de los tres crudos en comparación con las muestras bases. En el caso del crudo 1 el porcentaje de reducción permanente en la

viscosidad medida a una temperatura de 30 °C fue del 56.23% y de 20.58% medida a 45°C. Por su parte el crudo 2 alcanzo una reducción en la viscosidad medida a 30 °C del 33.76% y de 33.06% a 45°C, estos resultados afirman una vez más la eficiencia del catalizador, ya que genera un mejoramiento en esta propiedad del crudo. Sin embargo, para el crudo 3 el panorama no es el más alentador ya que presenta los valores más bajos en el porcentaje de reducción, alcanzado valores de solo 10.81% a una temperatura de medición de 30°C y de 9.83% a 45°C, lo cual demuestra que para este crudo el catalizador fue ineficiente.

Figura 18.

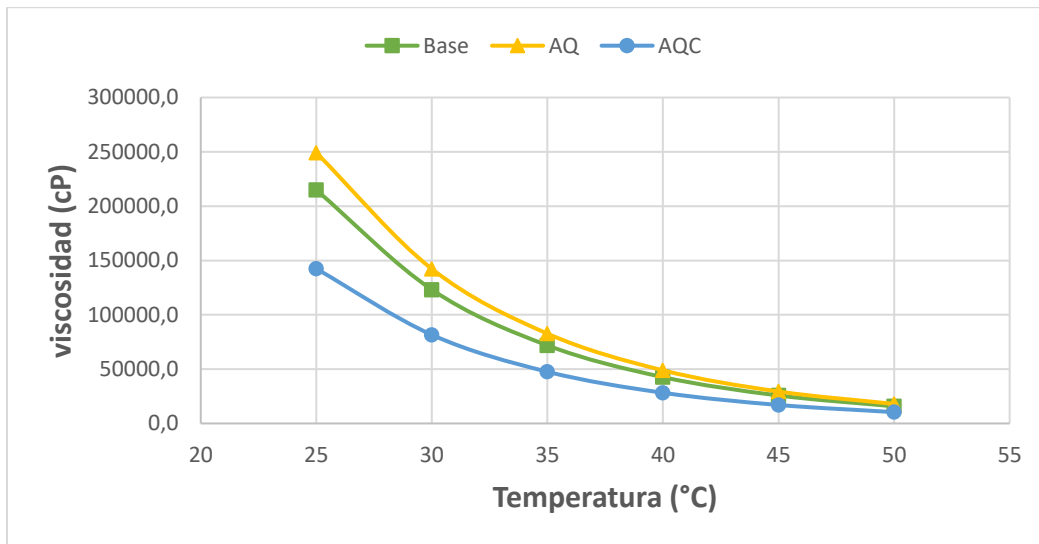
Viscosidades medidas para el crudo 1



Nota. Las curvas muestran la viscosidad medida en un reómetro anton parr para las tres muestras del crudo 1 (Base, AQ, AQC), a una presión 14.7 psi

Figura 19.

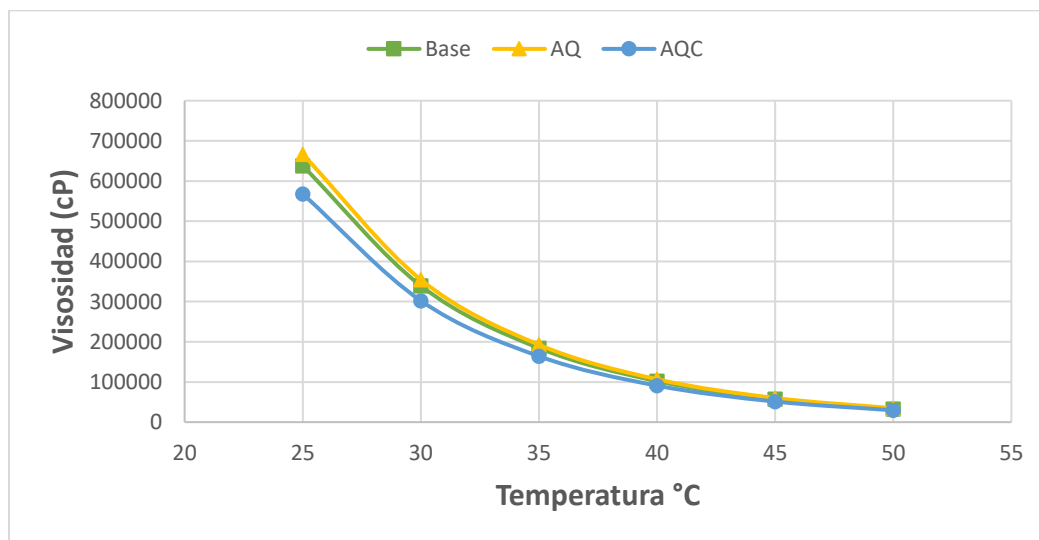
Viscosidades medidas para el crudo 2



Nota. Las curvas muestran la viscosidad medida en un reómetro anton parr para las tres muestras del crudo 2 (Base, AQ, AQC), a una presión 14.7 psi

Figura 20.

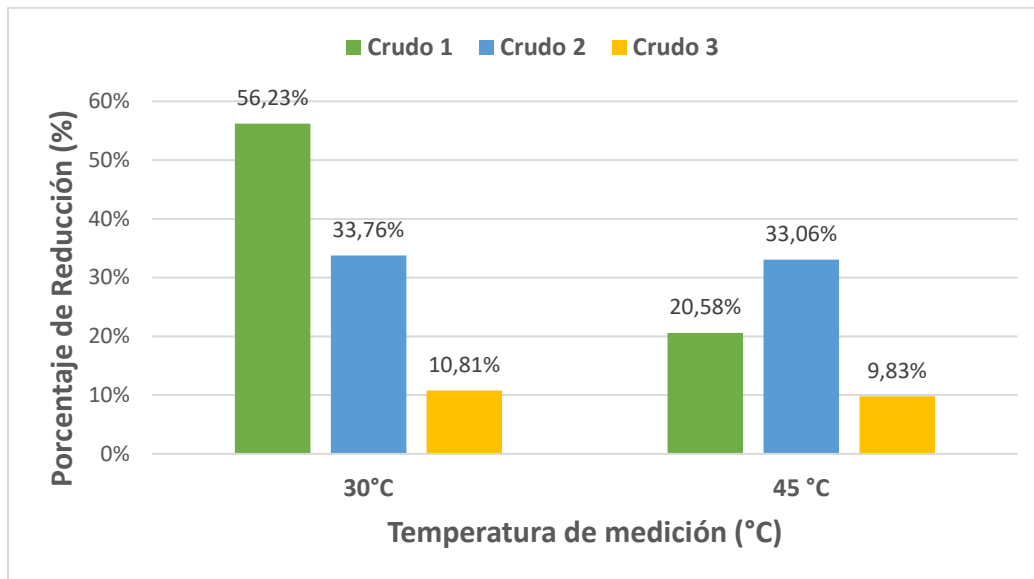
Viscosidades medidas para el crudo 3



Nota. Las curvas muestran la viscosidad medida en un reómetro anton parr para las tres muestras del crudo 3 (Base, AQ, AQC), a una presión 14.7 psi

Figura 21.

Porcentaje de reducción de la Viscosidad para los crudos mejorados en comparación con los crudos bases.



Nota. El grafico evidencia el porcentaje de reducción en la viscosidad, al comparar las muestras de los crudos bases con las muestras que se les adiciono el catalizador (AQC).

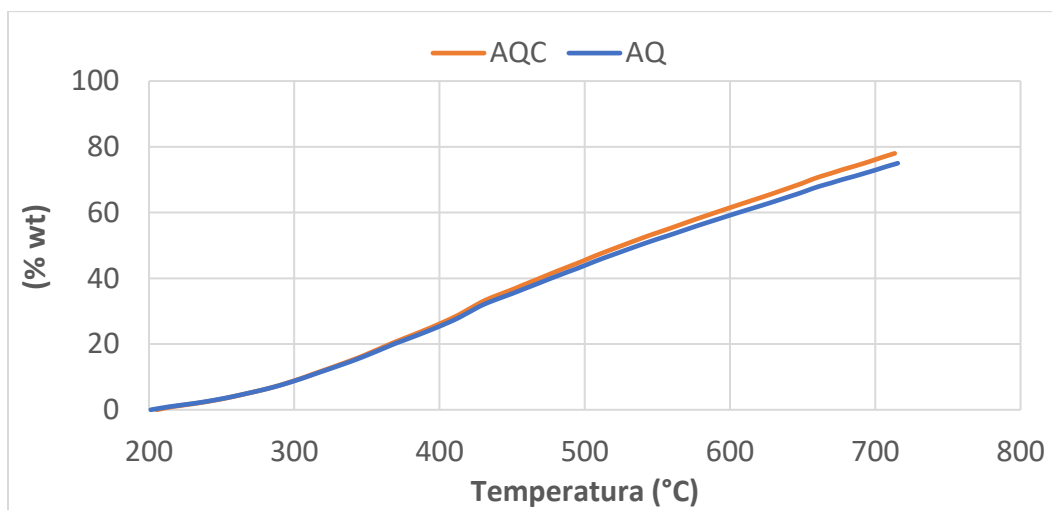
4.2.3 Destilación simulada

En las *Figuras 22, 23 y 24* se encuentran las curvas de destilación simulada para las muestras. En estas gráficas se pueden evidenciar tanto las ganancias de livianos para la prueba en blanco como para la prueba con el catalizador, la prueba en presencia del catalizador muestra una ligera disminución en la temperatura requerida para la destilación tanto para el crudo 1 como para el crudo 2, este comportamiento sigue obedeciendo a las reacciones de despolimerización ácida, ya que el catalizador logra una estabilización de los radicales libres que se han separado por efecto de la temperatura. Además, se observa que el crudo que presenta una mayor ganancia en el porcentaje de destilado es el crudo 2, lo cual induce que el catalizador tuvo una gran afinidad y

reactividad con este crudo. Para las curvas de destilación del crudo 3 se puede evidenciar que no se presenta cambio alguno entre las curvas lo que significa que el catalizador no causo ningún efecto en el crudo, lo que es coherente con los resultados obtenidos tanto en la gravedad API, como en la viscosidad.

Figura 22.

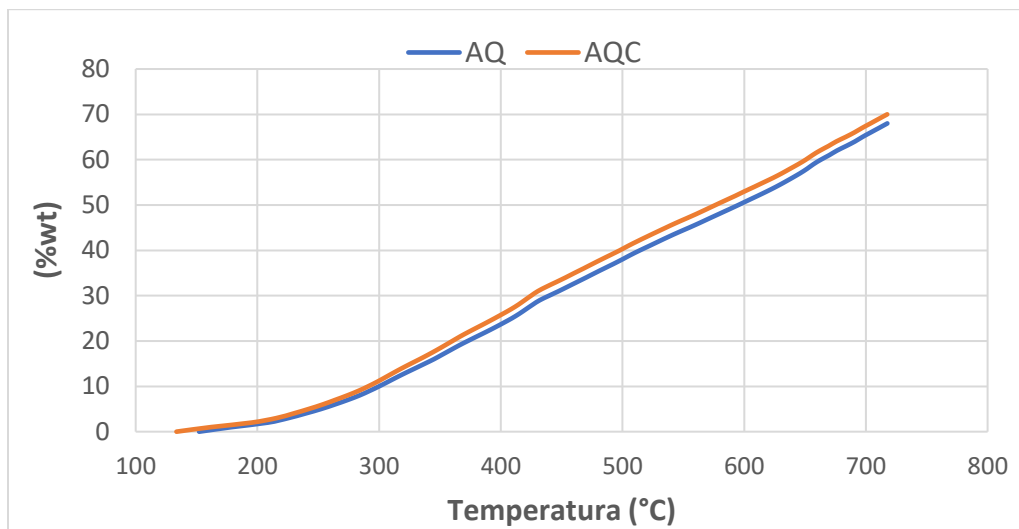
Curva de destilación para el crudo 1



Nota. Las curvas muestran la destilación simulada del crudo 1, para la muestra de la prueba en blanco (AQ) y la muestra con el catalizador (AQC), esta propiedad fue medida en el cromatógrafo de gases HP 6869

Figura 23.

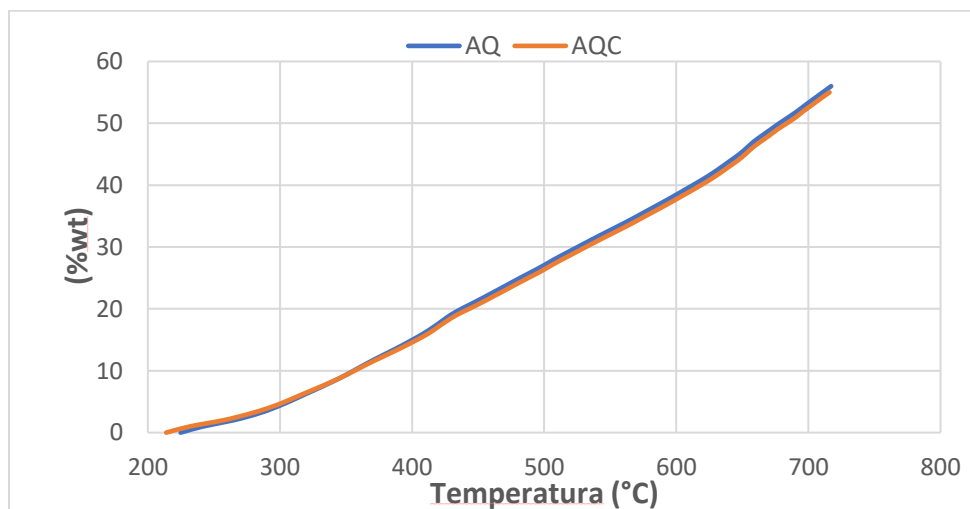
Curva de destilación para el crudo 2



Nota. Las curvas muestran la destilación simulada del crudo 1, para la muestra de la prueba en blanco (AQ) y la muestra con el catalizador (AQC), esta propiedad fue medida en el cromatógrafo de gases HP 6869

Figura 24.

Curva de destilación para el crudo 3

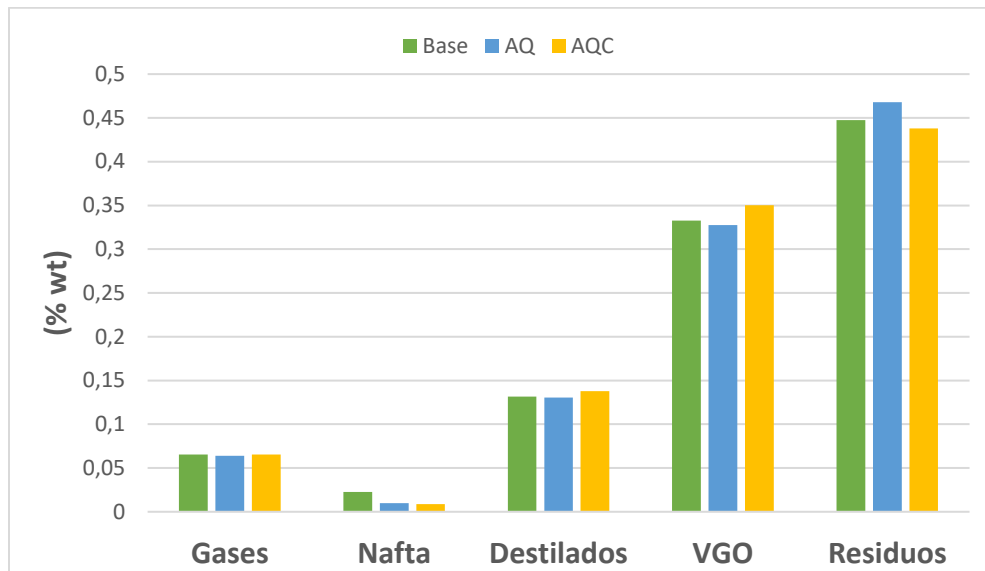


Nota. Las curvas muestran la destilación simulada del crudo 1, para la muestra de la prueba en blanco (AQ) y la muestra con el catalizador (AQC), esta propiedad fue medida en el cromatógrafo de gases HP 6869

En las *figuras 25, 26 y 27* se presentan los cambios en los porcentaje de los pseudocomponentes para los tres procesos, tanto para el crudo base, y el crudo de la prueba en blanco (270°C y 69 horas), como para el crudo mejorado con el catalizador (270°C, 69 horas, 100 ppm NaFe⁺³), y en las *tablas 13,14 y 15* se pueden evidenciar los cambios en la fracción molar de los pseudocomponentes cuando se compara la recuperación de líquidos de los crudos base con los de los crudos mejorados con el catalizador. Los resultados muestran que para el crudo 1 y 2 existe un aumento en las fracciones de destilados y VGO, y una disminución en el porcentaje de residuos, lo cual indica que el catalizador inhibe las reacciones de polimerización acida. Por otro lado, el crudo 3 es el que arroja el peor escenario, ya que presenta una disminución en los Pseudocomponente de destilados y VGO y un aumento del 13% en el porcentaje de residuos lo cual deja en evidencia que el catalizador no causa una mejoría en este crudo ya que se estarían generando agrupaciones moleculares mucho más pesadas y complejas que el crudo base. Sin embargo, se evidencia la presencia de un pequeño porcentaje de nafta lo cual puede contribuir en la recuperación mejorada.

Figura 25.

Porcentaje en pesos de pseudocomponentes destilados la muestra base, en blanco (AQ) y mejorado del crudo 1 (AQC).



Nota. La grafica compara los cambios composicionales que presenta el crudo 1 cuando es sometido a reacciones de acuatermólisis (AQ) y acuatermólisis catalítica (AQC)

Tabla 13.

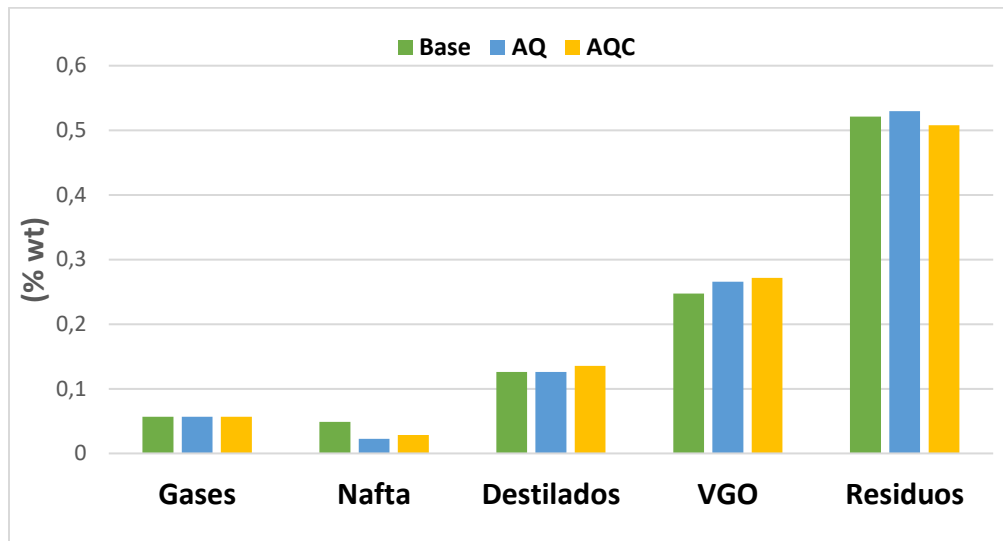
Fracción molar de los pseudocomponentes establecidos para las muestras del crudo 1

| Muestra | Gases | Naftenos | Destilados | VGO | Residuo |
|---------|--------|----------|------------|--------|---------|
| Base | 0,0654 | 0,0226 | 0,1316 | 0,3327 | 0,4475 |
| AQ | 0,0639 | 0,0099 | 0,1305 | 0,3275 | 0,4680 |
| AQC | 0,0654 | 0,0086 | 0,1376 | 0,3501 | 0,4380 |

Nota. La tabla muestra los cambios en la fracción molar que tiene cada pseudocomponentes cuando se adiciona un proceso de mejoramiento ya sea con la prueba en blanco (AQ) o con la prueba en blanco más el catalizador (AQC)

Figura 26.

Porcentaje en pesos de pseudocomponentes destilados para la prueba en blanco y mejorado del crudo 2



Nota. La grafica compara los cambios composicionales que presenta el crudo 2 cuando es sometido a reacciones de acuatermólisis (AQ) y acuatermólisis catalítica (AQC)

Tabla 14.

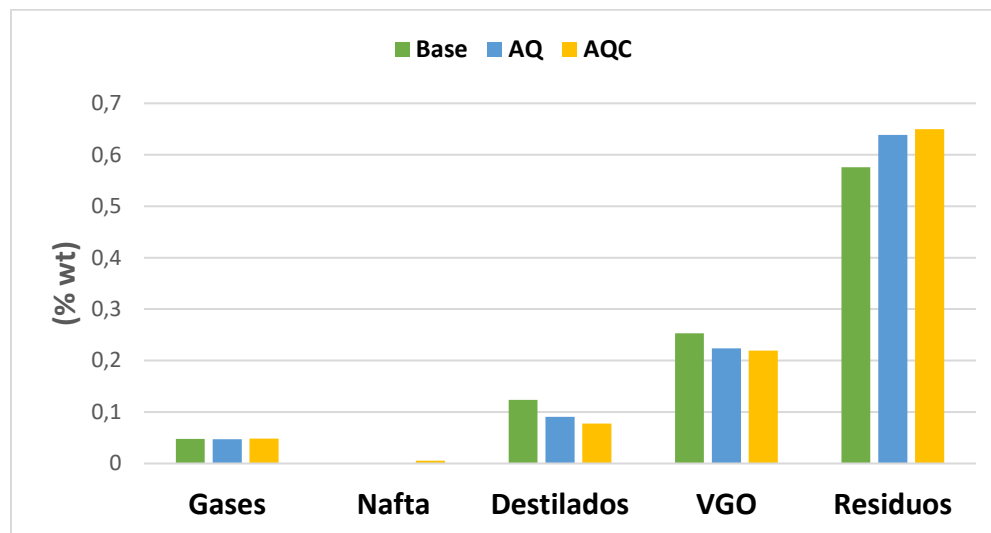
Fracción molar de los pseudocomponentes establecidos para las muestras del crudo 2

| Muestra | Gases | Naftenos | Destilados | VGO | Residuo |
|---------|--------|----------|------------|--------|---------|
| Base | 0,0566 | 0,0485 | 0,1259 | 0,2474 | 0,5213 |
| AQ | 0,0566 | 0,0223 | 0,1258 | 0,2655 | 0,5295 |
| AQC | 0,0566 | 0,0284 | 0,1353 | 0,2717 | 0,5078 |

Nota. La tabla muestra los cambios en la fracción molar que tiene cada pseudocomponentes cuando se adiciona un proceso de mejoramiento ya sea con la prueba en blanco (AQ) o con la prueba en blanco más el catalizador (AQC)

Figura 27.

Porcentaje en pesos de pseudocomponentes destilados para la prueba en blanco y mejorado del crudo 3



Nota. La grafica compara los cambios composicionales que presenta el crudo 3 cuando es sometido a reacciones de acuatermólisis (AQ) y acuatermólisis catalítica (AQC)

Tabla 15.

Fracción molar de los pseudocomponentes establecidos para las muestras del crudo 3

| Muestra | Gases | Naftenos | Destilados | VGO | Residuo |
|---------|--------|----------|------------|--------|---------|
| Base | 0,0478 | 0 | 0,1234 | 0,2530 | 0,5756 |
| AQ | 0,0473 | 0 | 0,0905 | 0,2235 | 0,6386 |
| AQC | 0,0481 | 0,0053 | 0,0772 | 0,2196 | 0,6495 |

Nota. La tabla muestra los cambios en la fracción molar que tiene cada pseudocomponentes cuando se adiciona un proceso de mejoramiento ya sea con la prueba en blanco (AQ) o con la prueba en blanco más el catalizador (AQC)

4.3 Resultados de la simulación numérica de yacimiento

A continuación, se muestran los resultados obtenidos a partir de la simulación para cada uno de los crudos en los tres esquemas de explotación, los cuales son:

El primer esquema consiste en mantener los 5 pozos en producción primaria (flujo natural) durante 16 años.

El segundo esquema de explotación consiste en poner a producir los pozos en flujo natural por 1 año. Posterior a esto, se aplica el proceso de inyección cíclica de vapor simultáneamente en los 5 pozos, con las condiciones expuestas en la *tabla 8*. Terminada la inyección cíclica se procede con el proceso de inyección continua con un patrón de cinco puntos invertidos durante diez años con las condiciones expuestas en la *tabla 9*.

El tercer esquema consiste en aplicar las reacciones al modelo de fluidos del segundo esquema de explotación el cual se describe en el capítulo 3, y de esta manera analizar el aporte de las reacciones de acuatermolisis catalítica en el factor de recobro.

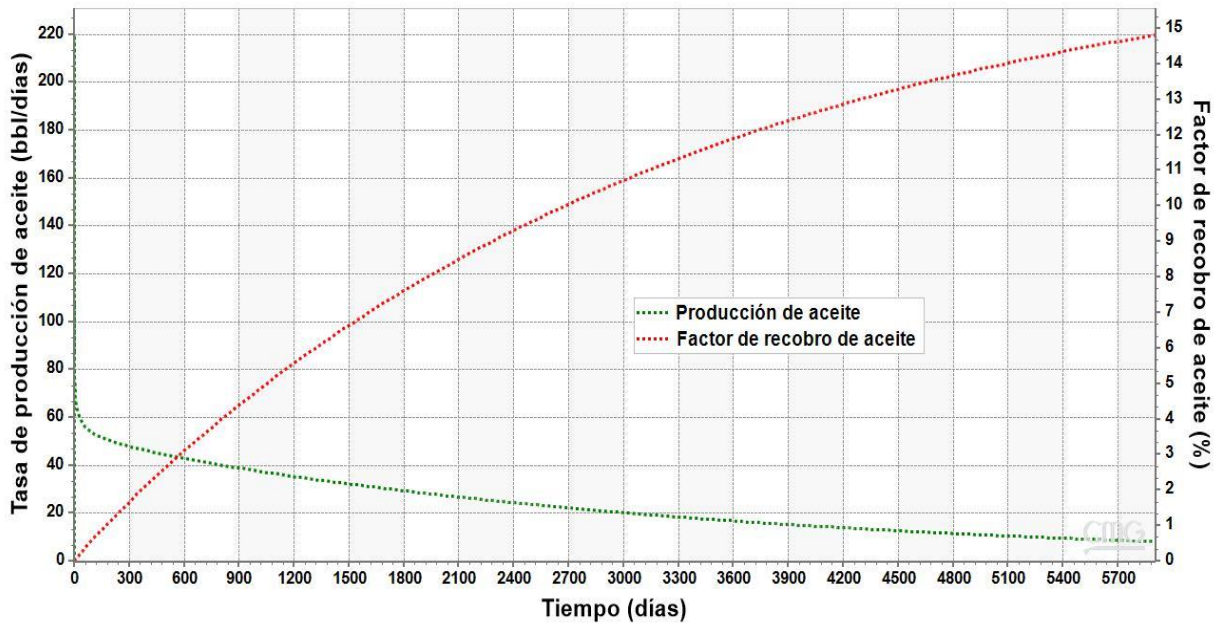
4.3.1 Simulación numérica del proceso de inyección continua de vapor para el crudo 1

Una vez terminadas las corridas en el simulador se procede a analizar los resultados arrojados por el mismo. La *figura 28* muestra el comportamiento del primer esquema de explotación planteado, el cual alcanza un factor de recobro de 14.82% en 16 años de explotación. La *figura 29* muestra el comportamiento de la producción y factor de recobro una vez implementado el proceso de recuperación térmica planteado en el esquema dos. Se puede observar que la producción de crudo aumento notablemente y después de diez ciclos de inyección y diez años de inyección continua el factor de recobro alcanzado fue aproximadamente de 45.2%, este resultado deja en evidencia la eficiencia de la implementación de los métodos térmicos en crudos pesados. Asimismo, el comportamiento de la relación vapor-aceite se mantuvo aproximadamente

en 2 bbl/bbl durante la inyección cíclica y posterior se presenta un aumento hasta 7 bbl/bbl una vez se ha finalizado la inyección continua como se muestra en la *figura 30*.

Figura 28.

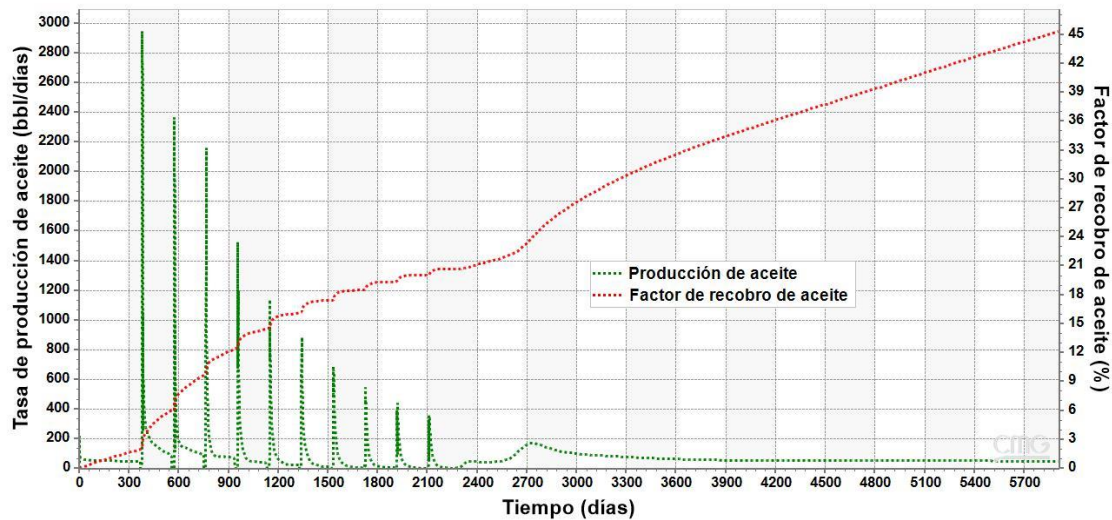
Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el esquema de producción primaria para el crudo 1



Nota. La grafica presenta el comportamiento de la producción y el factor de recobro para el esquema de producción primaria del crudo 1.

Figura 29.

Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el esquema de producción con el método térmico implementado para el crudo 1



Nota. La grafica presenta el comportamiento de la producción y el factor de recobro para el segundo esquema de explotación planteado, el cual consiste en implementar el proceso de inyección de vapor de manera convencional.

4.3.1.1 Simulación numérica del mejoramiento catalítico para el crudo 1. Para modelar el mejoramiento del crudo se establecieron reacciones entre los diferentes pseudocomponentes. La ecuación 8 reúne el esquema de reacción generado por el preprocesador Builder para representar este efecto. Los parámetros cinéticos utilizados en las reacciones se muestran en la tabla 16, los cuales fueron establecidos a partir de estudios realizados por (Nguyen et al., 2017) y (León et al., 2019). La ocurrencia de las reacciones descritas en la ecuación 8 incrementa el factor de recobro hasta en un 8.3% (figura 30) en comparación con la técnica convencional es decir el esquema dos de explotación y disminuye la relación vapor aceite a 6 bbl/bbl (figura 31).

Por otro lado, en las figuras 32, 33,34 se observan los cambios de viscosidad y cambios en las fracciones molares de los pseudocomponentes a nivel de yacimiento en función del tiempo.

Como se puede observar el efecto generado por el catalizador muestra una notable disminución de la viscosidad del crudo en las zonas cercanas a los pozos inyectoros que es donde se encuentran los valores más altos de temperatura, este resultado se muestra una vez se ha terminado el proceso de inyección cíclica (2285 días). En comparación con la zona afectada por la técnica convencional, la técnica híbrida muestra una expansión de esta misma con valores de viscosidad más bajos, esto debido no solo al mejoramiento del crudo sino también a la expansión de la zona de vapor. Sumado a esto, la *figura 33* muestra que la fracción molar del Pseudocomponente residuos disminuye considerablemente al aplicar el catalizador al proceso, ya que muestra valores por debajo del 0,1 en fracción molar con una mayor expansión de esta zona en comparación con la técnica convencional. Además de esto, en la *figura 34* la adición del catalizador ocasiona un aumento en la fracción de destilado en el frente de invasión con una expansión de su perímetro, alcanzando saturaciones cercanas al 99%, lo cual influye directamente en el factor de recobro. Sin embargo, el aumento en este porcentaje va a depender en gran medida de la composición del crudo, la afinidad y reactividad del catalizador con el mismo.

Tabla 16.

Parámetros cinéticos utilizados para generar las reacciones en el crudo 1.

| Reacción | Energía de activación (Btu/lbmol) | Factor de frecuencia |
|----------|-----------------------------------|-----------------------|
| 1 | 34579,28 | 6831 |
| 2 | 13929,7 | 3.745 |
| 3 | 18734,2 | 16.145 |
| 4 | 50422,18 | 5.486×10^7 |
| 5 | 27395,15 | 704.5 |
| 6 | 136443 | 9.15×10^{25} |

Nota. La tabla muestra los parámetros cinéticos utilizados para generar las reacciones en el crudo 1, estos datos fueron obtenidos a partir del estudio de sensibilización realizado por (Nguyen et al., 2017) y (León et al., 2019).

$VR \rightarrow 1.5349 \text{ VGO}$

$VR \rightarrow 2.2455 \text{ Destilados}$

$VR \rightarrow 3.394 \text{ Naftenos}$

$VR \rightarrow 26.7703 \text{ Gases}$

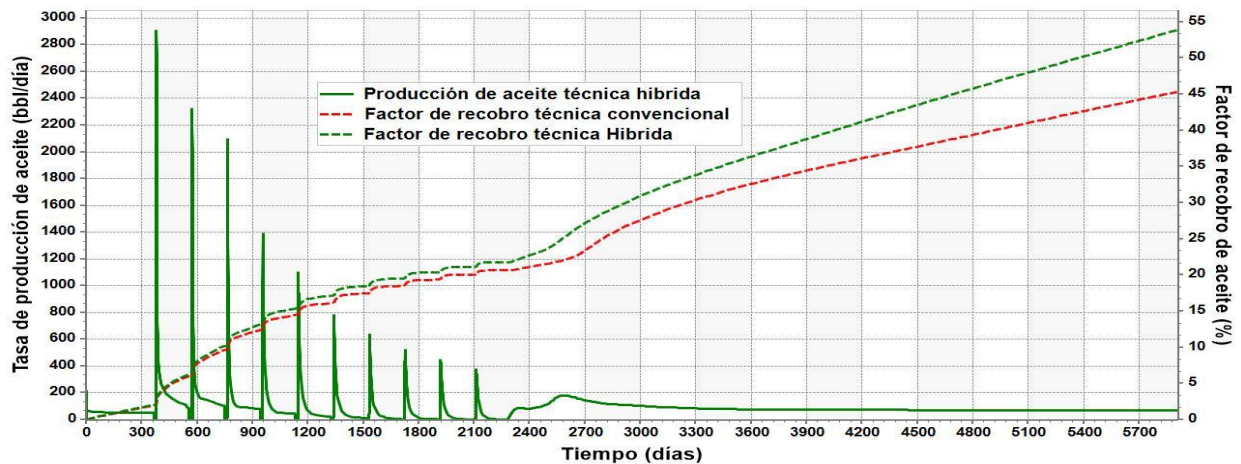
$VGO \rightarrow 1.46305 \text{ Destilados}$

$\text{Destilados} \rightarrow 1.5114 \text{ Nafta}$

Ecuación 8

Figura 30.

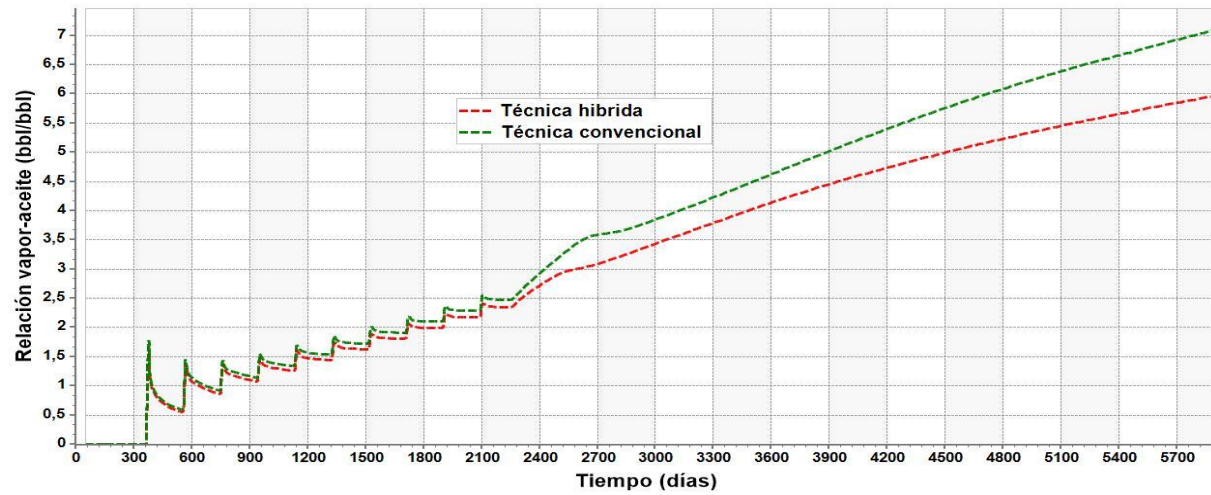
Factor de recobro alcanzado por la implementación de catalizadores al proceso de inyección de vapor en comparación con la técnica convencional para el crudo 1



Nota. La grafica compara el comportamiento y el factor de recobro alcanzado por la técnica convencional y la técnica híbrida es decir la implementación de las reacciones al proceso, lo cual se traduce en adicionar el catalizador a la técnica de inyección convencional.

Figura 31.

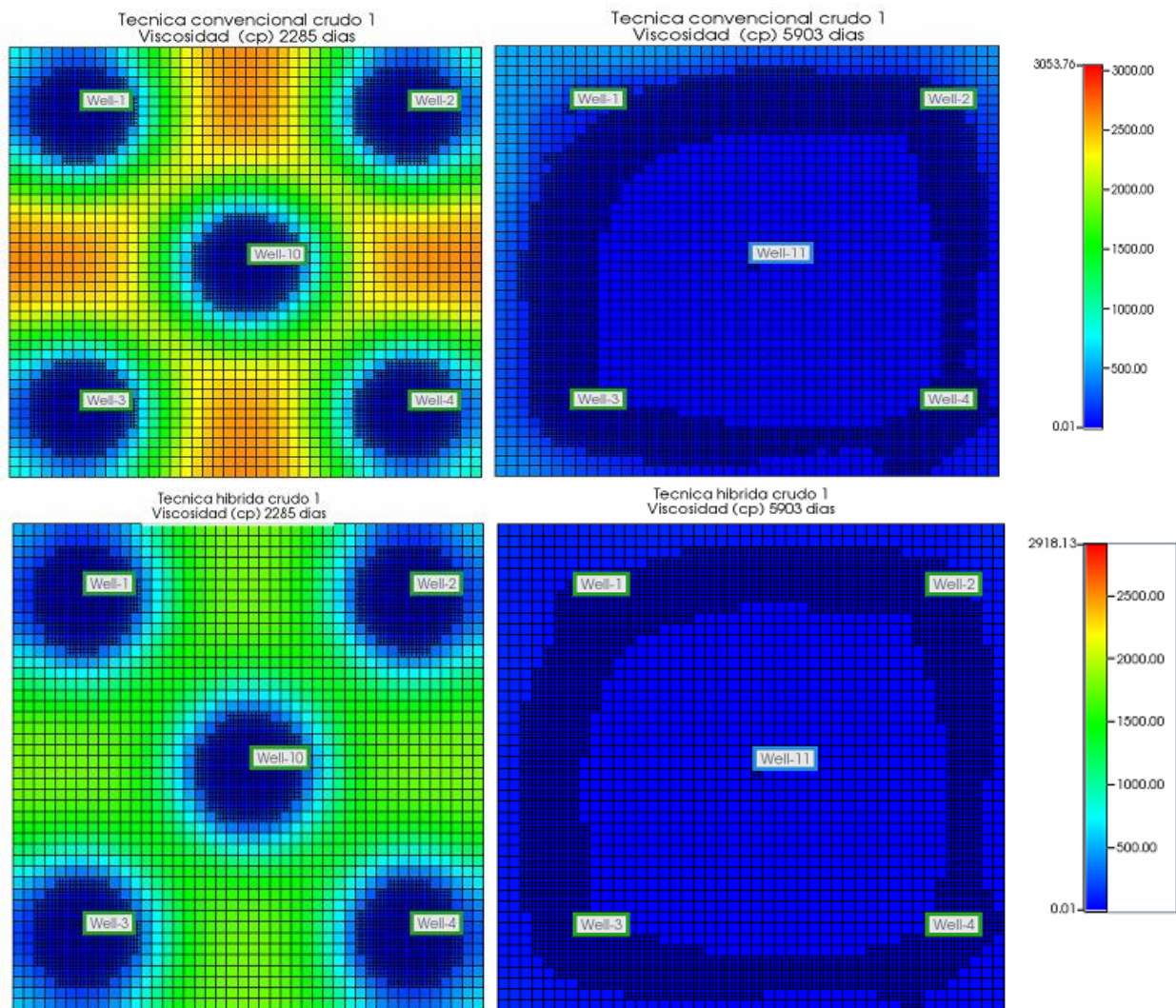
Relación vapor-aceite de la implementación de catalizador en procesos de inyección de vapor en comparación con la técnica convencional para el crudo 1



Nota. La grafica compara el comportamiento de la relación vapor aceite entre la técnica convencional y la técnica híbrida.

Figura 32.

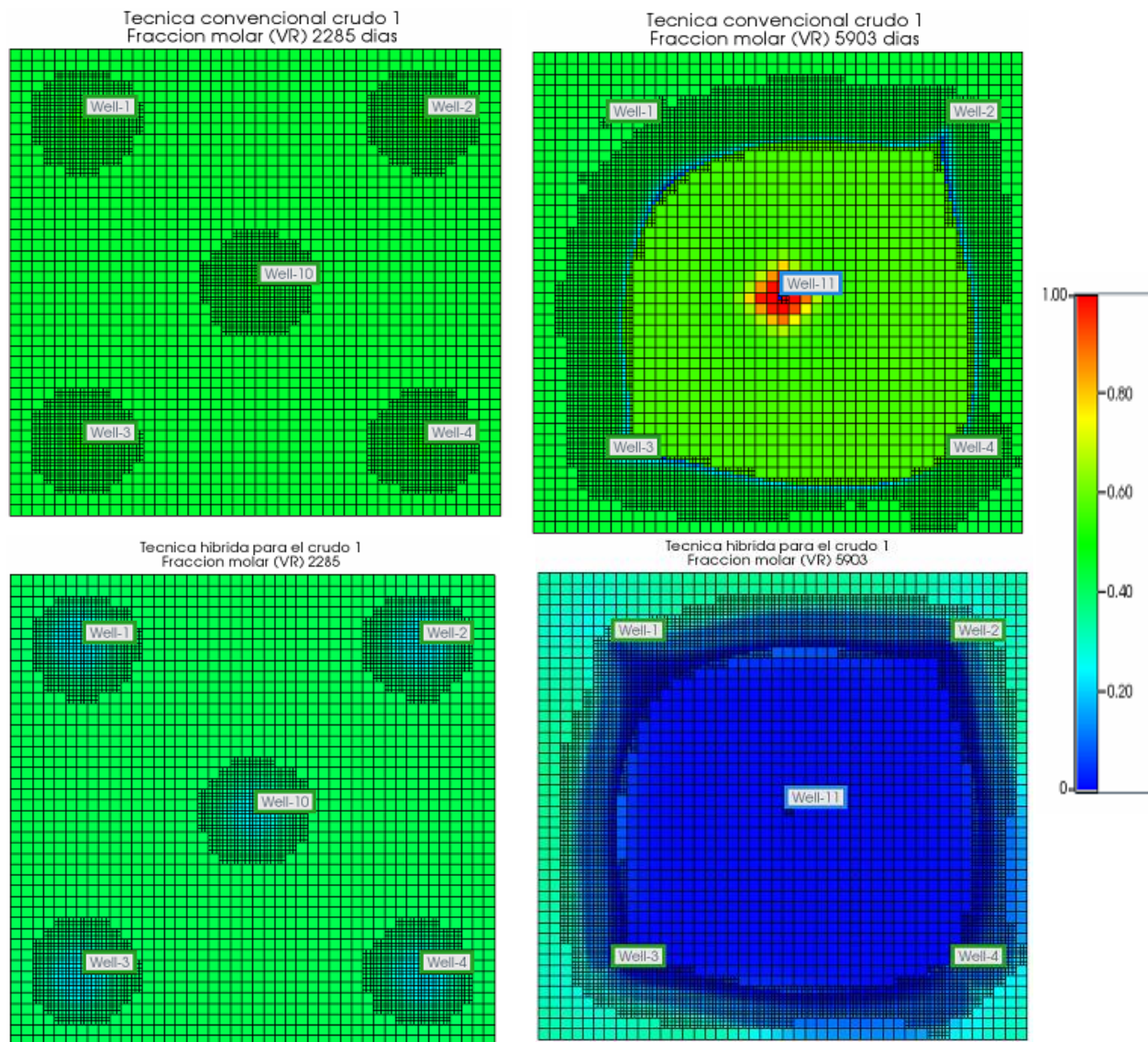
Comparación de los cambios de la viscosidad del crudo 1 a nivel yacimiento en función del tiempo para ambas técnicas



Nota. Las imágenes muestran el comportamiento de la viscosidad en la técnica convencional en función del tiempo y debajo los cambios de viscosidad en la técnica híbrida, es decir la implementación de las reacciones al proceso, lo cual se traduce en adicionar el catalizador al proceso de inyección convencional.

Figura 33.

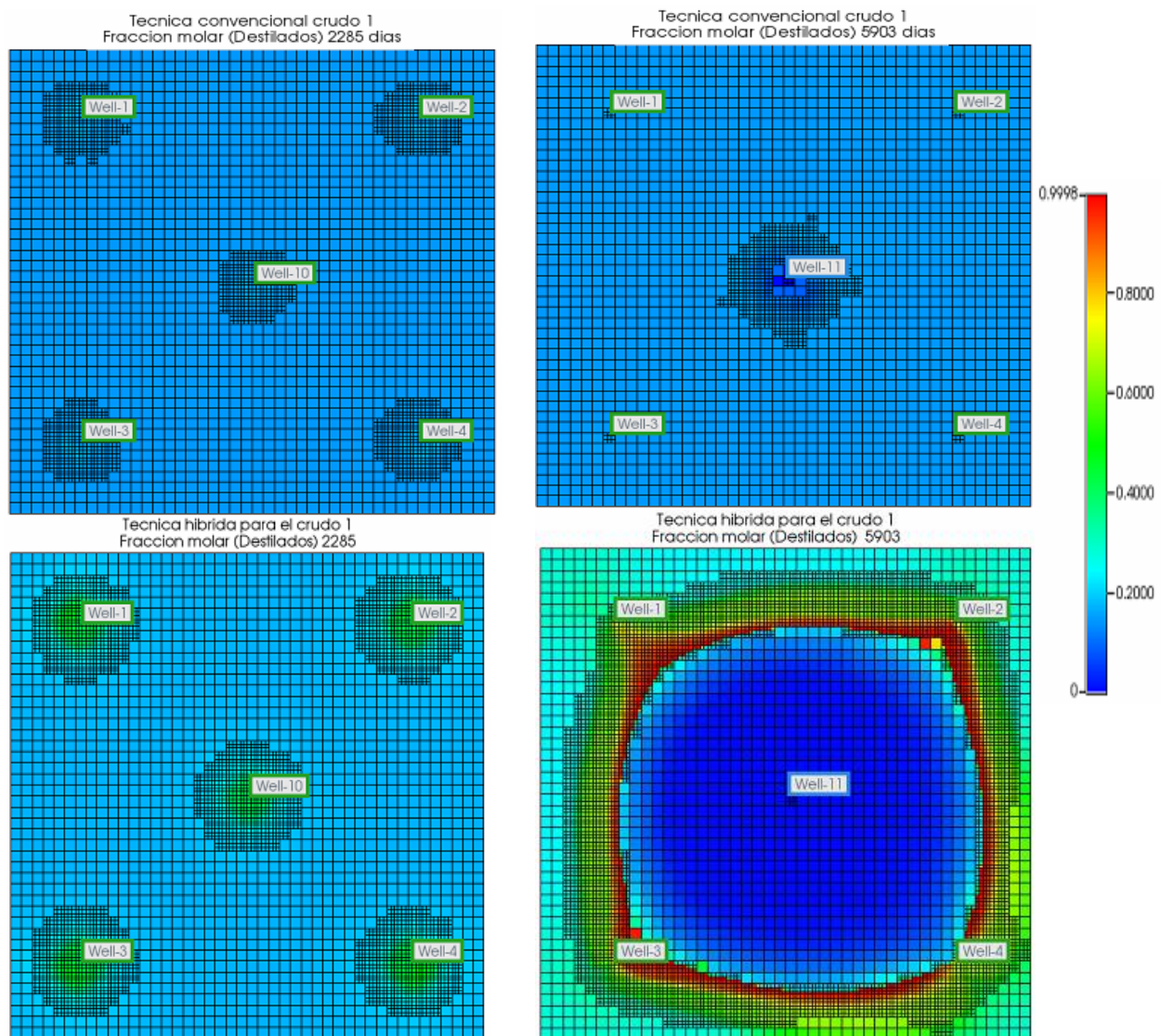
Cambios del Pseudocomponente VR a nivel yacimiento en función del tiempo en el crudo 1



Nota. Las imágenes muestran el comportamiento de los cambios en la fracción molar del Pseudocomponente Residuos (VR) función del tiempo y de la técnica, arriba el cambio en la técnica convencional y abajo el cambio en la técnica híbrida, es decir la implementación de las reacciones al proceso, lo cual se traduce en adición del catalizador al proceso de inyección convencional.

Figura 34.

Cambios del Pseudocomponente Destilado a nivel yacimiento en función del tiempo en el crudo 1



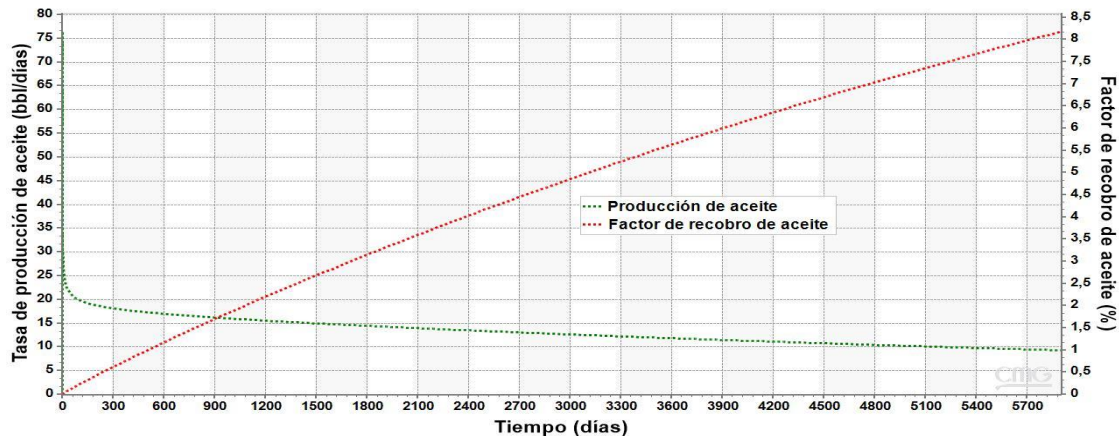
Nota. Las imágenes muestran el comportamiento de los cambios en la fracción molar del Pseudocomponente Destilados en función del tiempo y de la técnica, arriba el cambio en la técnica convencional y abajo el cambio en la técnica híbrida, es decir la implementación de las reacciones al proceso, lo cual se traduce en adición del catalizador al proceso de inyección convencional.

4.3.2 Simulación numérica del proceso de inyección continua de vapor para el crudo 2.

Al igual que en el crudo uno para este crudo también se realizó el respectivo análisis de los resultados. Siendo un crudo más pesado que el anterior es de esperarse que tenga una menor movilidad en el medio poroso. La *figura 37* presenta el comportamiento del primer esquema de producción planteado, el cual alcanza un factor de recobro de 8.17%, siendo este un valor muy bajo en comparación con el crudo uno, esto se debe en gran medida a que es un crudo más pesado y más viscoso que el crudo uno. Por ende, se procede a realizar el método de recuperación térmica planteado anteriormente, en la *figura 38* se puede observar el comportamiento de la producción y factor de recobro una vez implementado. Se puede observar un aumento en la producción lo cual hace que después de diez ciclos de inyección y diez años de inyección continua el factor de recobro alcanzado sea aproximadamente de 39.47%, lo cual representa un aumento del 31.17% en comparación con el esquema de producción primaria. Adicionalmente, el comportamiento de la relación vapor-aceite se mantuvo aproximadamente en 2.5 bbl/bbl durante la inyección cíclica y posterior se presenta un aumento hasta 8 bbl/bbl una vez se ha finalizado la inyección continua como se muestra en la *figura 38*.

Figura 35.

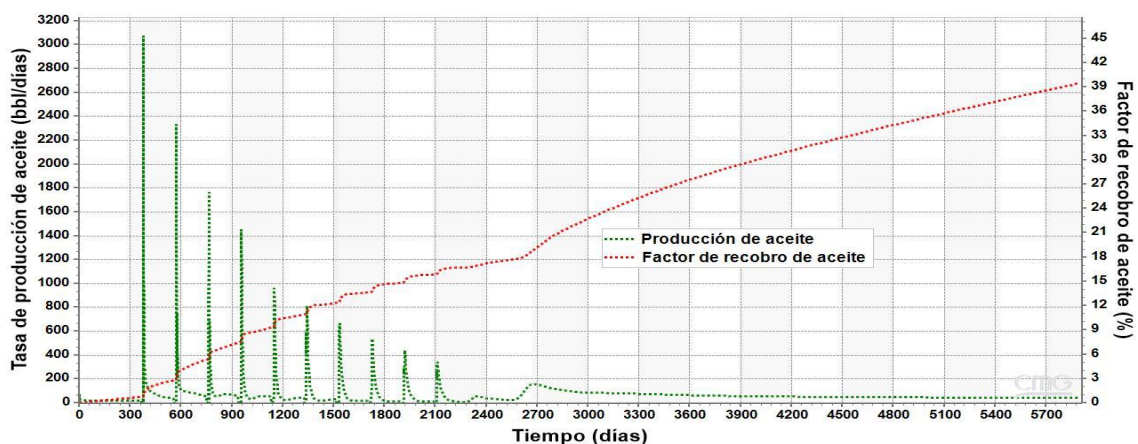
Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el esquema de producción primaria para el crudo 2



Nota. La grafica presenta el comportamiento de la producción y el factor de recobro para el esquema de producción primaria del crudo 2.

Figura 36.

Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el esquema de producción con el método térmico implementado para el crudo 2



Nota. La grafica presenta el comportamiento de la producción y el factor de recobro para el segundo esquema de explotación planteado, el cual consiste en implementar el proceso de inyección de vapor de manera convencional.

4.3.2.1 Simulación numérica del mejoramiento catalítico para el crudo 2. La *ecuación 9* reúne el esquema de reacción planteado para representar este efecto. Los parámetros cinéticos utilizados en las reacciones fueron los mostrados anteriormente en la *tabla 17*. La ocurrencia de las reacciones descritas en la *ecuación 8* incrementa el factor de recobro hasta en 8.9% (*figura 40*) y disminuye la relación vapor aceite a 6 bbl/bbl (*figura 41*).

Por otro lado, en las *figuras 37, 38, 39* se observan los cambios de viscosidad y cambios en las fracciones molares de los pseudocomponentes a nivel de yacimiento en función del tiempo, para la implementación de la técnica convencional y la técnica híbrida.

Como se puede observar el efecto generado por la adición del catalizador a la técnica convencional muestra una notable disminución de la viscosidad del crudo en las zonas cercanas a los pozos inyectoros que es donde se encuentran los valores más altos de temperatura, este resultado se muestra una vez se ha terminado el proceso de inyección cíclica (2285 días), en comparación con la zona de la técnica convencional la técnica híbrida muestra una expansión de esta misma con valores de viscosidad más bajos esto debido no solo al mejoramiento del crudo sino también a la expansión de la zona de vapor. Sin embargo, en comparación con los resultados de viscosidad arrojados por el crudo 1 estos valores son más altos por la naturaleza misma del crudo, pero el porcentaje de reducción que se alcanza en zonas que con la técnica convencional no alcanzaba a reducir, es mayor que con el crudo 1, esto induce a que la composición del crudo está influyendo en las reacciones de acuatermolisis catalítica. Sumado a esto, las imágenes de la *figura* muestran que la fracción molar del pseudocomponente residuo disminuye considerablemente al aplicar el catalizador al proceso, ya que muestra valores por debajo del 0,1 en fracción molar con una mayor expansión de esta zona, en comparación con la técnica convencional. Además de esto en las imágenes presentes en la *figura 34* la adición del catalizador ocasiona un aumento en la

fracción de destilado en el frente de invasión con una expansión de su perímetro alcanzando saturaciones cercanas al 99%, lo cual influye directamente en el factor de recobro. Sin embargo, el aumento en este porcentaje va a depender en gran medida de la composición del crudo, la afinidad y reactividad del catalizador con el mismo.

Tabla 17.

Parámetros cinéticos utilizados para generar las reacciones en el crudo 2

| Reacción | Energía de activación (Btu/lbmol) | Factor de frecuencia |
|----------|--------------------------------------|-----------------------|
| 1 | 34579,28 | 6831 |
| 2 | 13929,7 | 3.745 |
| 3 | 24978 | 16.145 |
| 4 | 50422,18 | 5.486×10^7 |
| 5 | 30439 | 704.5 |
| 6 | 136443 | 9.15×10^{25} |

Nota. La tabla muestra los parámetros cinéticos utilizados para generar las reacciones en el crudo 2, estos datos fueron obtenidos a partir del estudio de sensibilización realizado por (Nguyen et al., 2017) y (León et al., 2019).

$$VR \rightarrow 1.53498 \text{ VGO}$$

$$VR \rightarrow 2.2456 \text{ Destilados}$$

$$VR \rightarrow 4.0729 \text{ Naftenos}$$

$$VR \rightarrow 32.126 \text{ Gases}$$

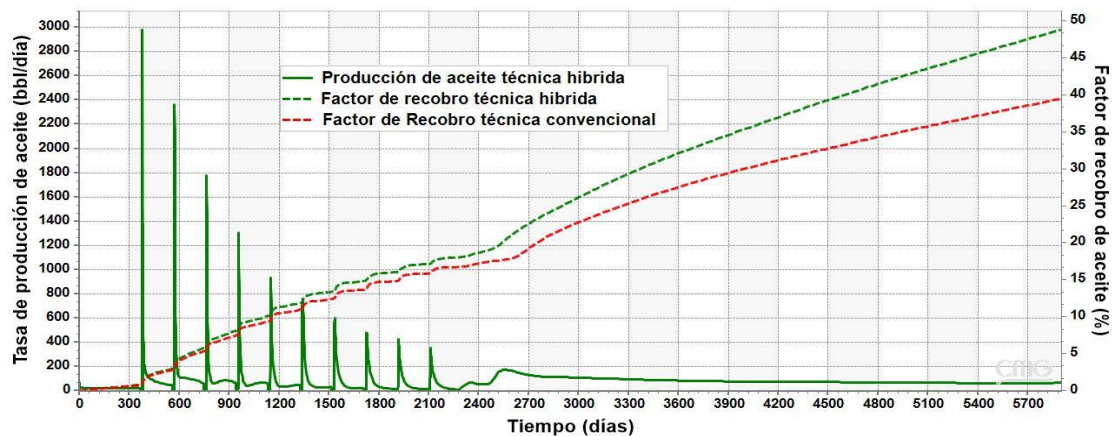
$$VGO \rightarrow 1.46306 \text{ Destilados}$$

$$\text{Destilados} \rightarrow 1.81364 \text{ Nafta}$$

Ecuación 9

Figura 37.

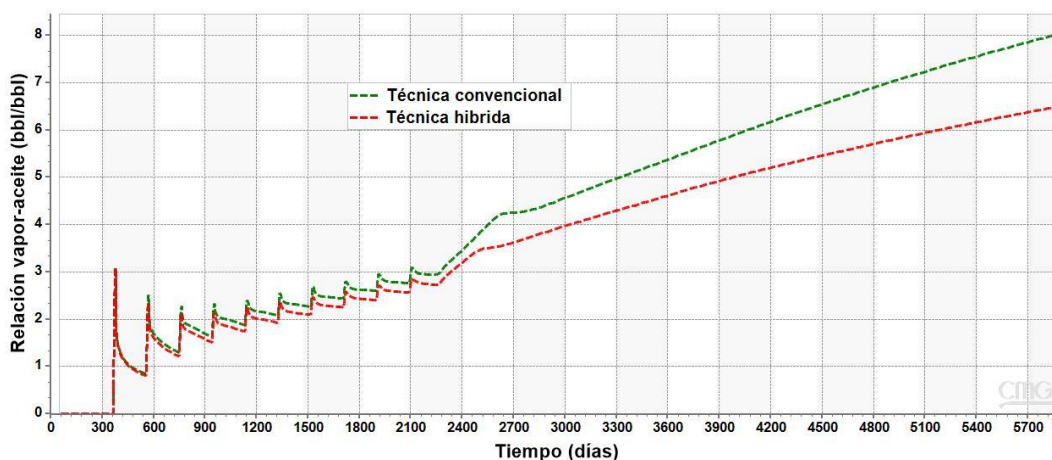
Factor de recobro alcanzado por la implementación del catalizador al proceso de inyección de vapor en comparación con la técnica convencional para el crudo 2.



Nota. La grafica compara el comportamiento y el factor de recobro alcanzado por la técnica convencional y la técnica híbrida es decir la implementación de las reacciones al proceso, lo cual se traduce en adicionar el catalizador a la técnica de inyección convencional.

Figura 38.

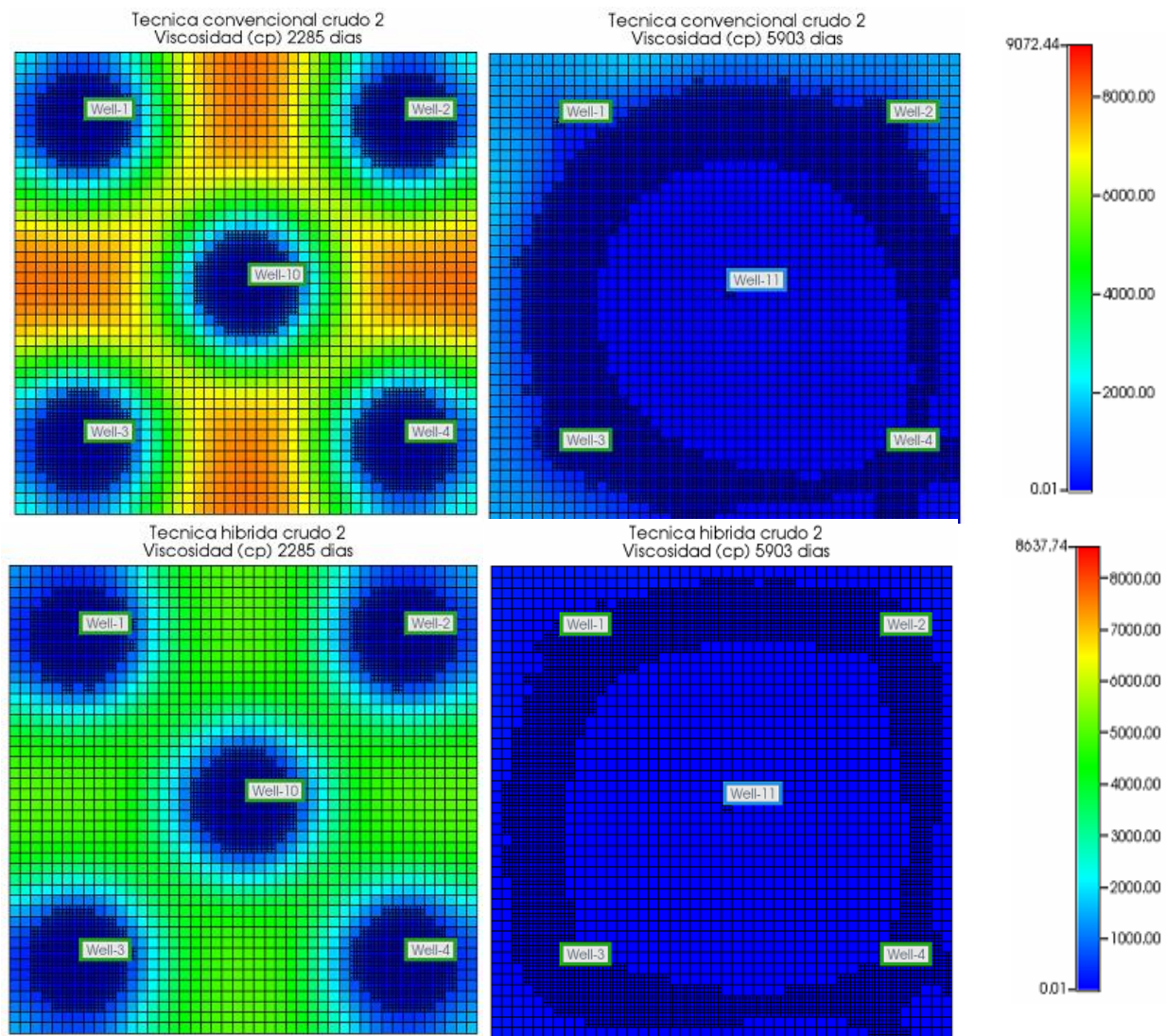
Relación vapor-aceite de la implementación de catalizador en procesos de inyección de vapor en comparación con la técnica convencional para el crudo 2.



Nota. La grafica compara el comportamiento de la relación vapor aceite entre la técnica convencional y la técnica híbrida.

Figura 39.

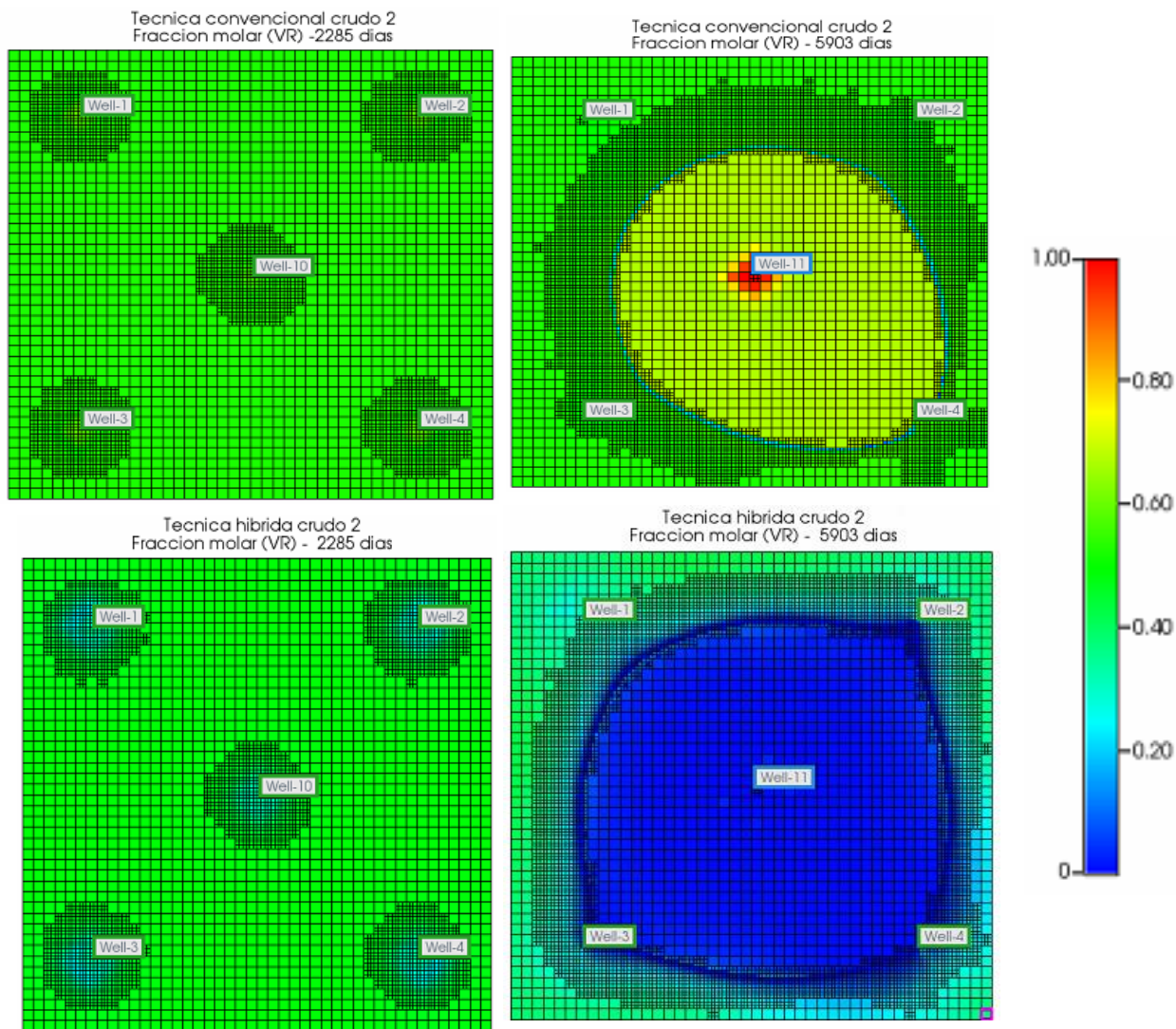
Cambios de la viscosidad del crudo 2 a nivel de yacimiento en función del tiempo



Nota. Las imágenes muestran el comportamiento de la viscosidad en la técnica convencional en función del tiempo y debajo los cambios de viscosidad en la técnica híbrida, es decir la implementación de las reacciones al proceso, lo cual se traduce en adicionar el catalizador al proceso de inyección convencional.

Figura 40.

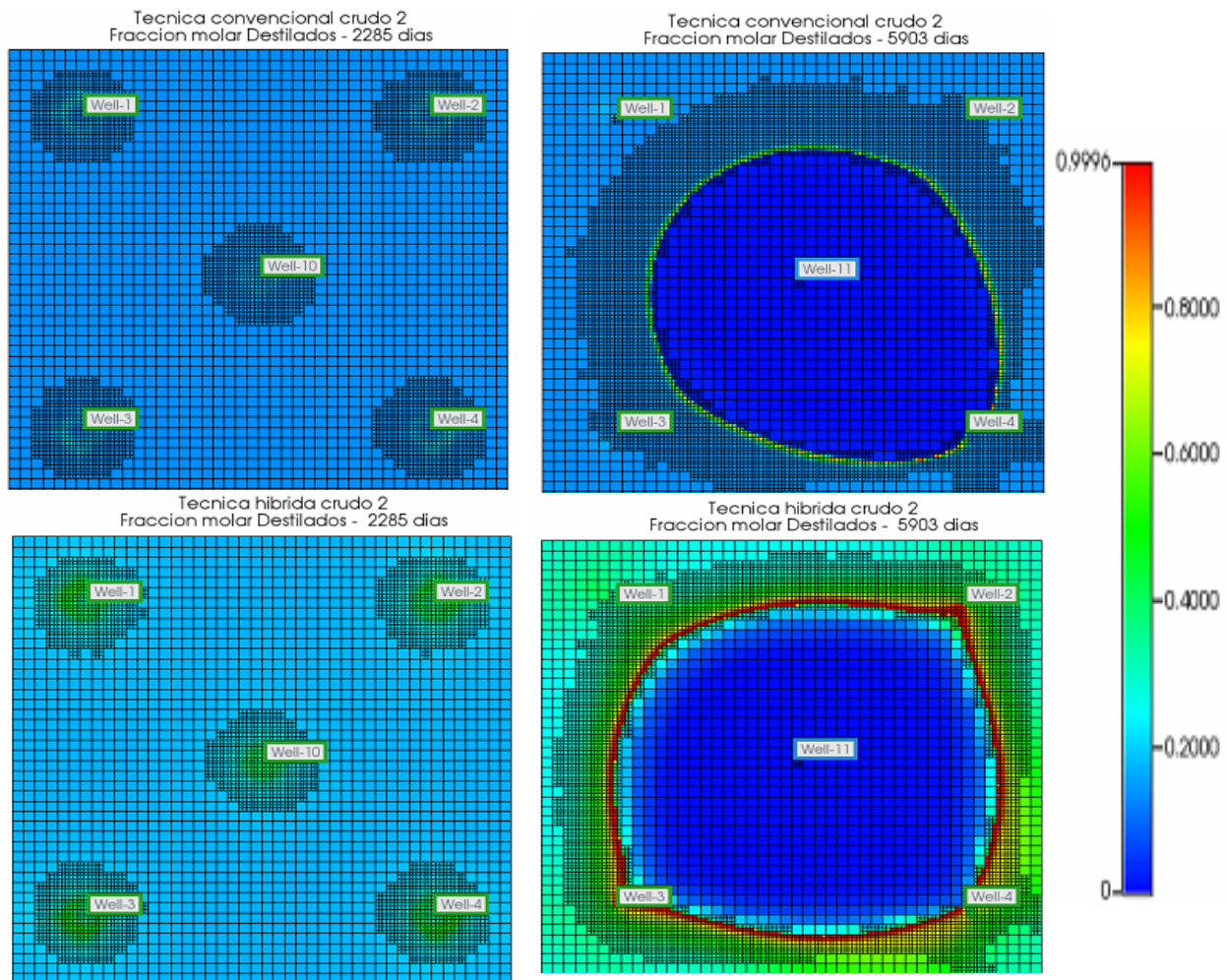
Cambios del Pseudocomponente (VR) a nivel de yacimiento en función del tiempo del crudo 2



Nota. Las imágenes muestran el comportamiento de los cambios en la fracción molar del Pseudocomponente Destilados en función del tiempo y de la técnica, arriba el cambio en la técnica convencional y abajo el cambio en la técnica híbrida, es decir la implementación de las reacciones al proceso, lo cual se traduce en adición del catalizador al proceso de inyección convencional.

Figura 41

Fracción molar de Destilado en función del tiempo a nivel de yacimiento en el crudo 2



Nota. Las imágenes muestran el comportamiento de los cambios en la fracción molar del Pseudocomponente Destilados en función del tiempo y de la técnica, arriba el cambio en la técnica convencional y abajo el cambio en la técnica híbrida, es decir la implementación de las reacciones al proceso, lo cual se traduce en adición del catalizador al proceso de inyección convencional.

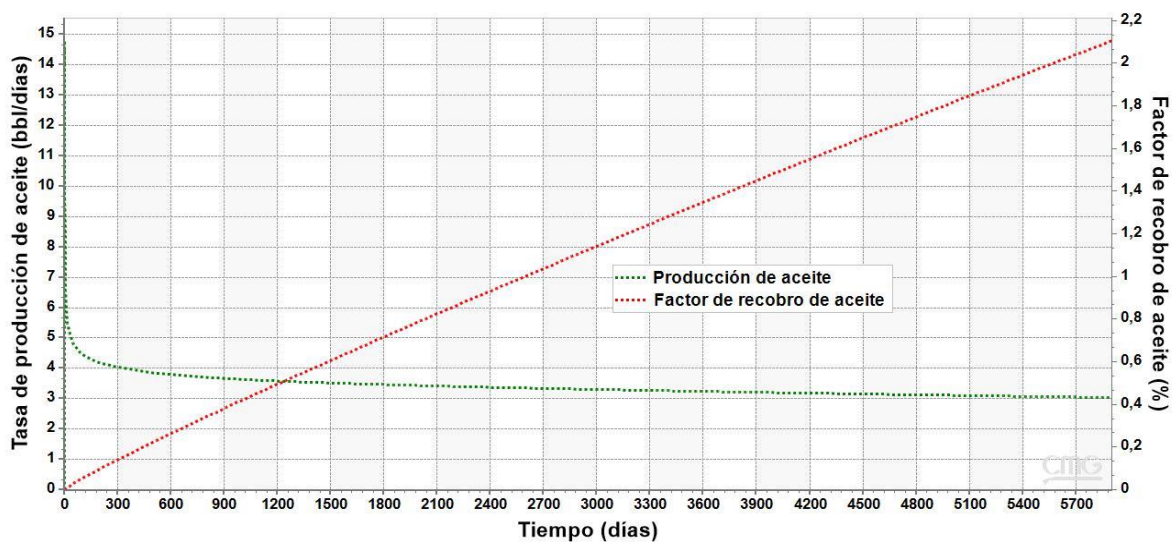
4.3.3 Simulación numérica del proceso de inyección continua de vapor para el crudo 3.

Siendo un crudo más pesado que los anteriores es de esperarse que tenga una menor movilidad en el medio poroso. En la *figura 42* se observa el comportamiento del primer esquema

de producción planteado, el cual alcanza un factor de recobro de 2.3% un valor muy por debajo de los crudos anteriores. La *figura 43* muestra el comportamiento de la producción y factor de recobro una vez implementado el proceso de recuperación térmica planteado en el esquema dos. Se puede observar que la producción de crudo aumento notablemente y después de diez ciclos de inyección y diez años de inyección continua el factor de recobro alcanzado fue aproximadamente de 33.26%.

Figura 42.

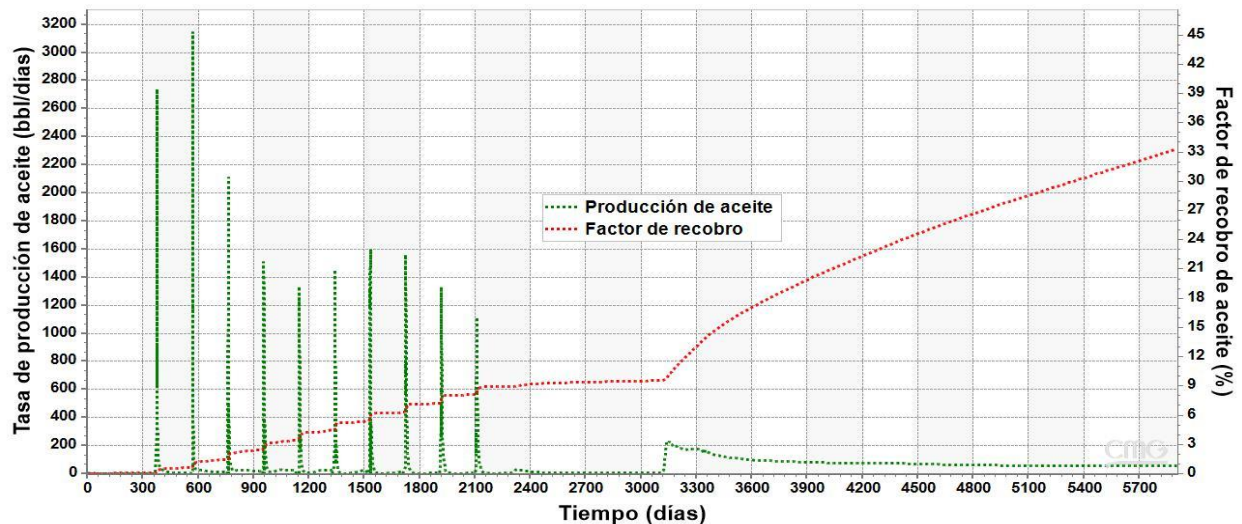
Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el esquema de producción primaria para el crudo 3



Nota. La grafica presenta el comportamiento de la producción y el factor de recobro para el esquema de producción primaria del crudo 2.

Figura 43.

Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el esquema de producción con el método térmico implementado para el crudo 3



Nota. La grafica presenta el comportamiento de la producción y el factor de recobro para el segundo esquema de explotación planteado, el cual consiste en implementar el proceso de inyección de vapor de manera convencional.

4.3.3.1 Simulación numérica del mejoramiento catalítico para el crudo 3. La ecuación

10 reúne el esquema de reacción planteado para representar este efecto. Los parámetros cinéticos utilizados en las reacciones son los mostrados en la *tabla 18*. La ocurrencia de las reacciones descritas en la ecuación 10 incrementa el factor de recobro hasta en 2% (*figura 44*) y disminuye la relación vapor aceite a 6 bbl/bbl (*figura 45*). Por otro lado, en las *figuras 46, 47, 48 y 49* se observan los perfiles de viscosidad y cambios en las fracciones molares de los pseudocomponentes a nivel de yacimiento en función del tiempo.

Los resultados arrojados por el simulador muestran que el efecto generado por la adición del catalizador a la técnica convencional no muestra una disminución considerable en la viscosidad del crudo en comparación con la técnica convencional, este resultado es acorde con los obtenidos

de la caracterización experimental, ya que este crudo se caracteriza por su alto peso molecular, baja gravedad API y alto porcentaje en pseudocomponentes pesados lo que hace que la temperatura alcanzada en el yacimiento no alcance a romper sus moléculas y no produzca un porcentaje considerable de líquidos destilados. Sin embargo, esto también puede deberse a que el porcentaje de hidrogeno generado por la reacción con el catalizador no sea lo suficiente para lograr estabilizar los pocos radicales libres que se logren romper. Además de esto en las imágenes presentes en la *figura 49*, la adición del catalizador ocasiona un ligero aumento en la fracción de nafta, lo cual influye directamente en el aumento del 2% del factor de recobro alcanzado por la técnica híbrida.

Tabla 18.

Parámetros cinéticos utilizados para generar las reacciones en el 3.

| Reacción | Energía de activación (Btu/lbmol) | Factor de frecuencia |
|----------|--------------------------------------|-----------------------|
| 1 | 32932 | 6831 |
| 2 | 18572 | 3.745 |
| 3 | 24978 | 16.145 |
| 4 | 63027 | 5.486×10^7 |
| 5 | 30439 | 704.5 |
| 6 | 136443 | 9.15×10^{25} |

Nota. La tabla muestra los parámetros cinéticos utilizados para generar las reacciones en el crudo 2, estos datos fueron obtenidos a partir del estudio de sensibilización realizado por (Nguyen et al., 2017) y (León et al., 2019).

$$VR \rightarrow 1.89228 \text{ VGO}$$

$$VR \rightarrow 2.76843 \text{ Destilados}$$

$$VR \rightarrow 4.1841 \text{ Naftenos}$$

$$VR \rightarrow 33.0029 \text{ Gases}$$

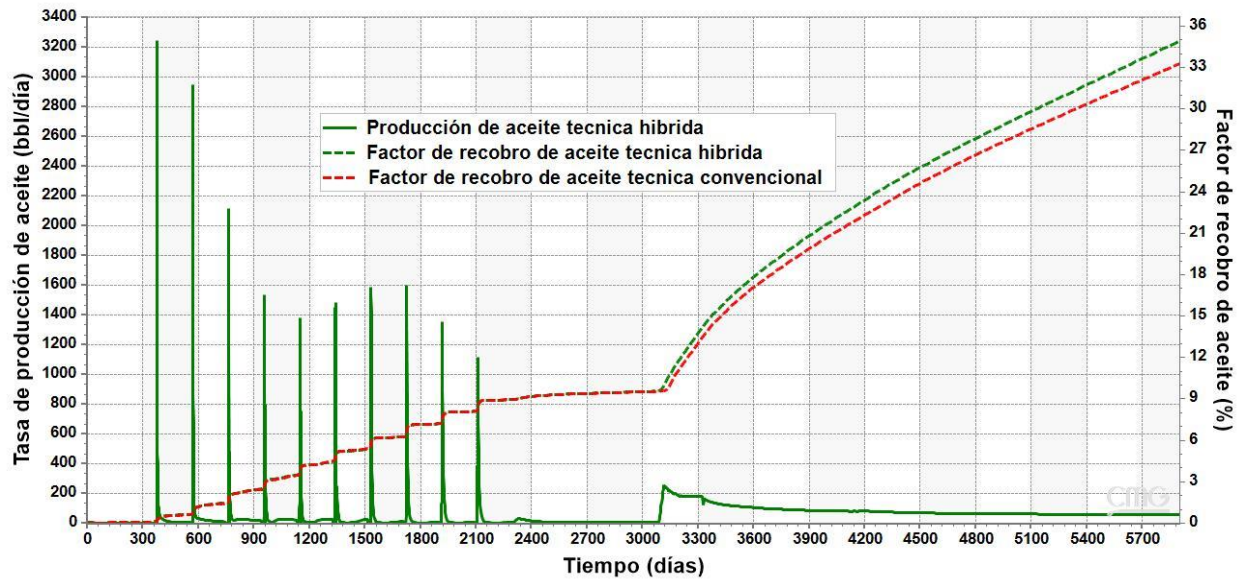
$$VGO \rightarrow 1.46304 \text{ Destilados}$$

Destilados → 1.5114 Nafta

Ecuación 10

Figura 44.

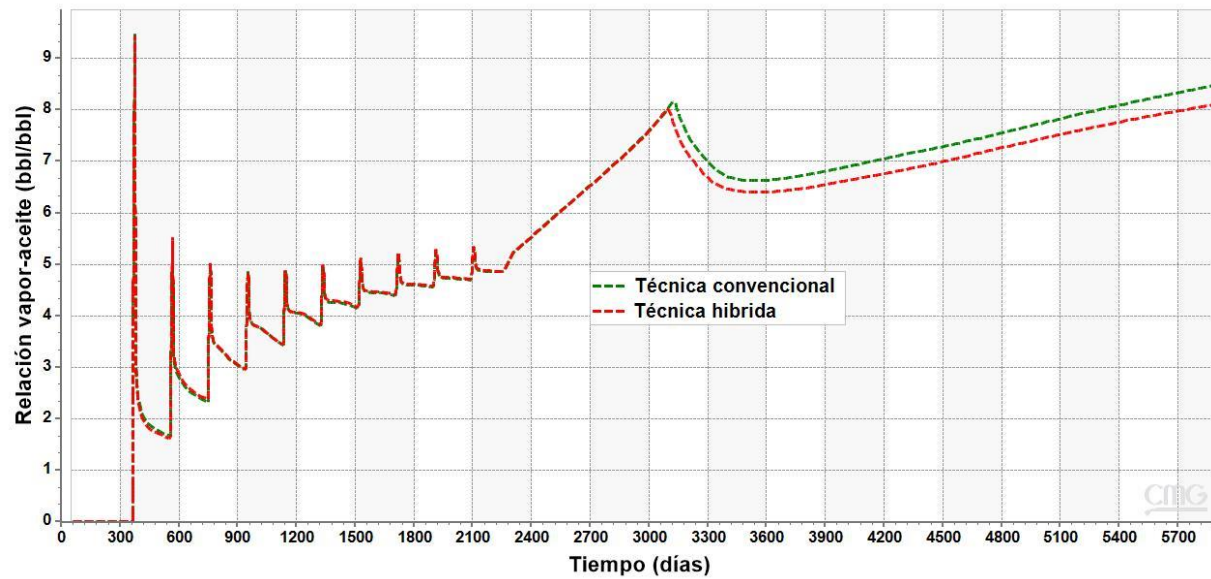
Factor de recobro alcanzado por la implementación del catalizador al proceso de inyección de vapor en comparación con la técnica convencional para el crudo 3.



Nota. La grafica compara el comportamiento y el factor de recobro alcanzado por la técnica convencional y la técnica híbrida es decir la implementación de las reacciones al proceso, lo cual se traduce en adicionar el catalizador a la técnica de inyección convencional.

Figura 45.

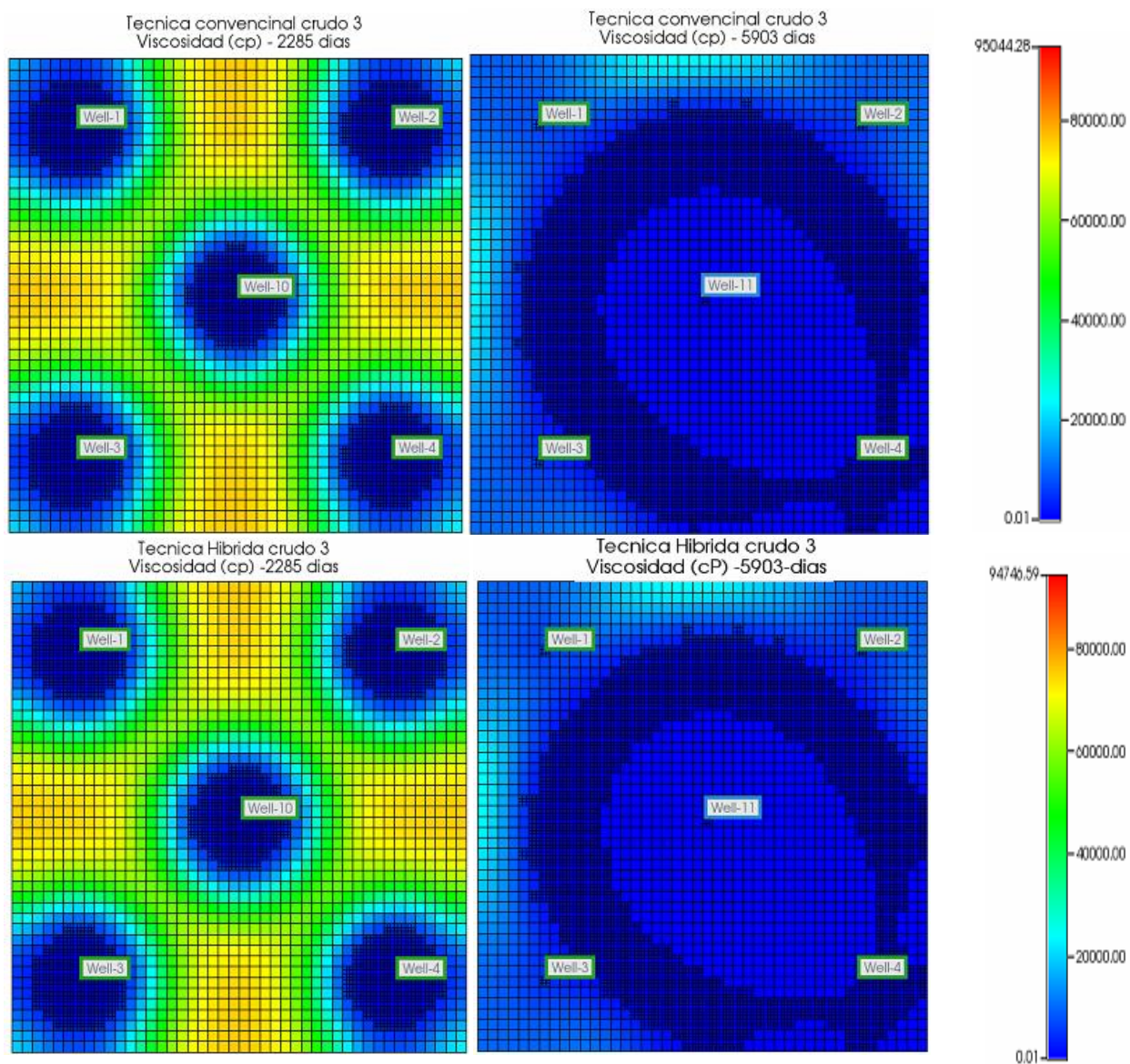
Relación vapor-aceite de la implementación de catalizador en procesos de inyección de vapor en comparación con la técnica convencional para el crudo 3.



Nota. La grafica compara el comportamiento de la relación vapor aceite entre la técnica convencional y la técnica híbrida.

Figura 46.

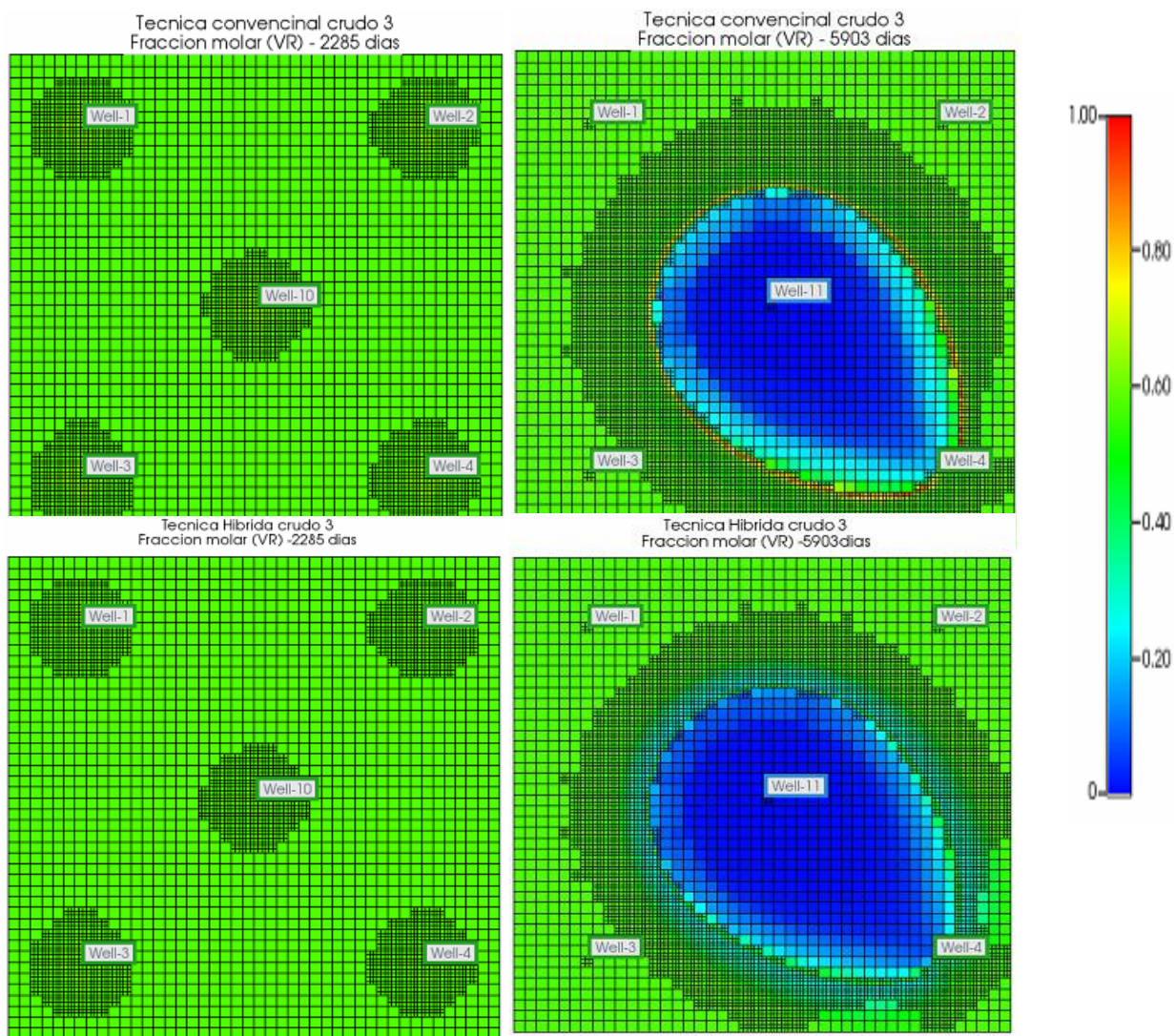
Cambios de la viscosidad del crudo 3 a nivel de yacimiento en función del tiempo



Nota. Las imágenes muestran el comportamiento de la viscosidad en la técnica convencional en función del tiempo y debajo los cambios de viscosidad en la técnica híbrida, es decir la implementación de las reacciones al proceso, lo cual se traduce en adicionar el catalizador al proceso de inyección convencional.

Figura 47.

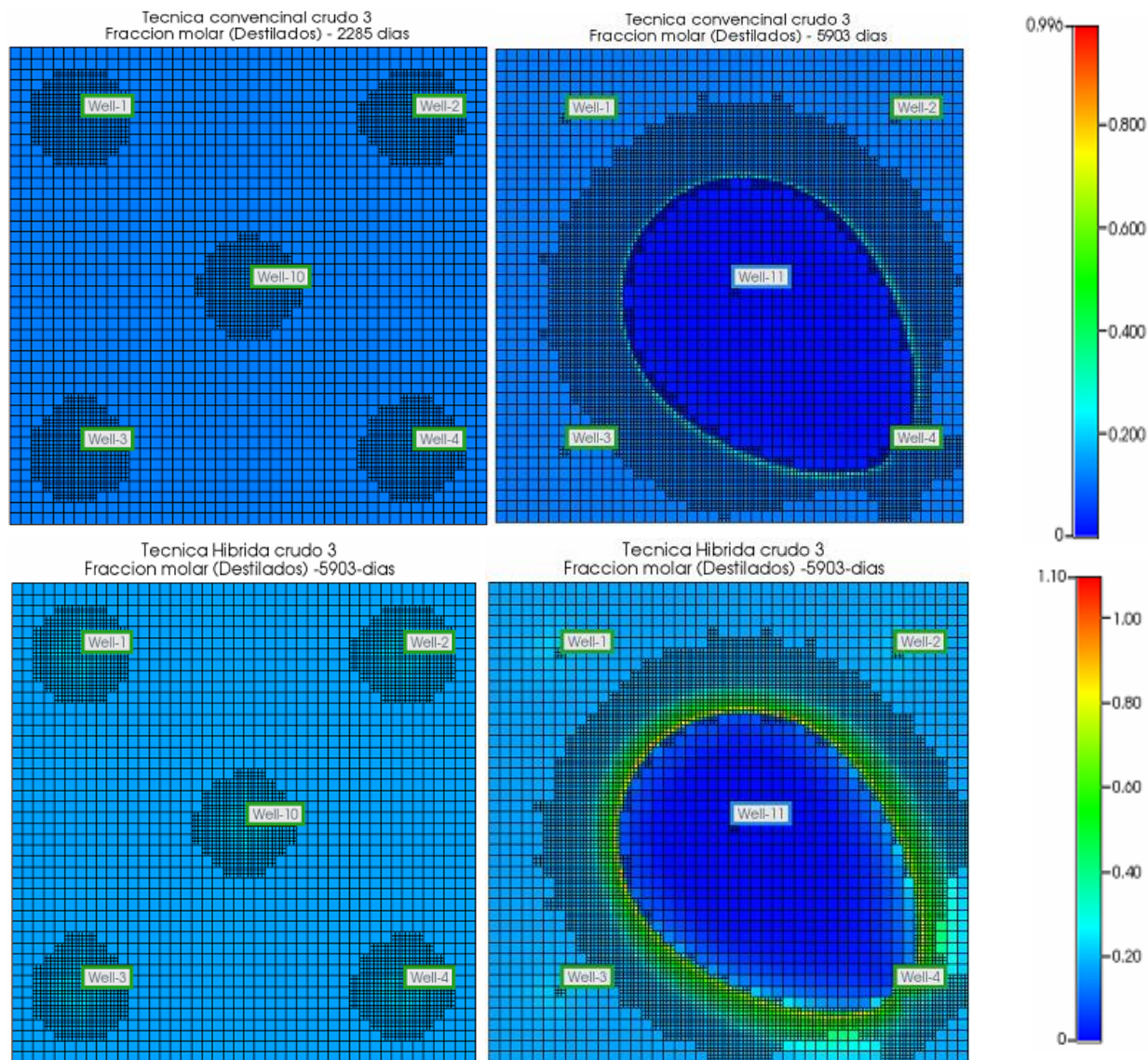
Cambios del Pseudocomponente (VR) a nivel de yacimiento en función del tiempo en el crudo 3



Nota. Las imágenes muestran el comportamiento de los cambios en la fracción molar del Pseudocomponente Destilados en función del tiempo y de la técnica, arriba el cambio en la técnica convencional y abajo el cambio en la técnica híbrida, es decir la implementación de las reacciones al proceso, lo cual se traduce en adición del catalizador al proceso de inyección convencional.

Figura 48.

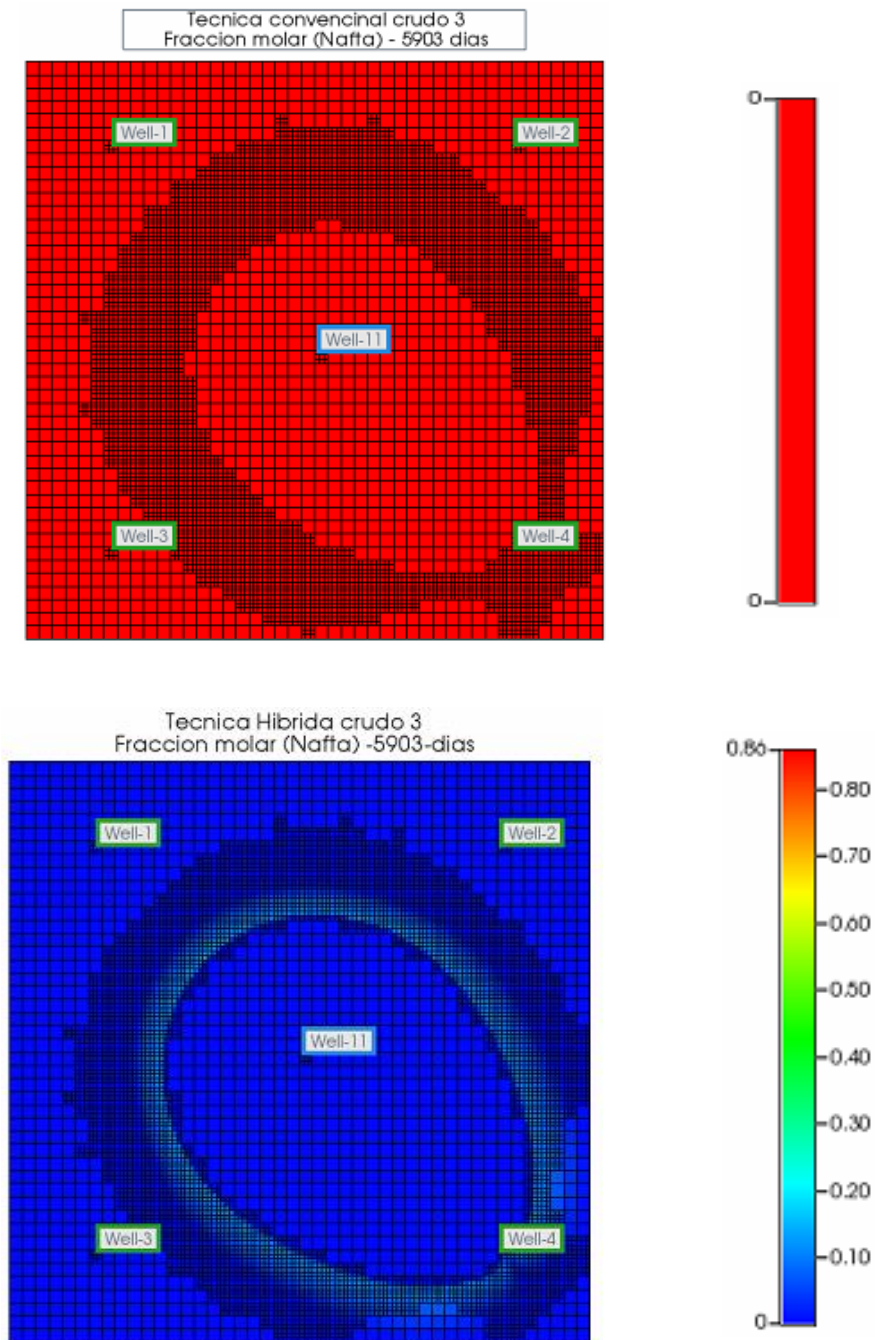
Cambios del Pseudocomponente destilados de destilados a nivel de yacimiento para el crudo 3



Nota. Las imágenes muestran el comportamiento de los cambios en la fracción molar del Pseudocomponente Destilados en función del tiempo y de la técnica, arriba el cambio en la técnica convencional y abajo el cambio en la técnica hibrida, es decir la implementación de las reacciones al proceso, lo cual se traduce en adición del catalizador al proceso de inyección convencional.

Figura 49.

Cambios del Pseudocomponente de nafta a nivel de yacimiento para el crudo 3



Nota. Las imágenes muestran el comportamiento de los cambios en la fracción molar del Pseudocomponente Destilados en función del tiempo y de la técnica, arriba el cambio en la técnica convencional y abajo el cambio en la técnica híbrida, es decir la implementación de las reacciones al proceso, lo cual se traduce en adición del catalizador al proceso de inyección convencional

5. Análisis de resultados

La simulación numérica de procesos de inyección de vapor, así como también la caracterización experimental de muestras de crudos que han sido sometidos a simulación física de inyección de vapor con catalizadores, permiten evidenciar los cambios que tienen los crudos tanto en propiedades como la densidad y viscosidad, como en los cambios a nivel composicional que tienen los crudos con la adición de un catalizador al proceso, ya que esto afecta el resultado final en el FR de recobro alcanzado. Esta investigación demostró que los crudos con un mayor porcentaje en pseudocomponentes pesados (C_{45+}) y bajo porcentaje en destilados ($C_{13}-C_{19}$) y nafta ($C_5 -C_{12}$) tienden a disminuir la eficiencia del catalizador lo cual afecta directamente en el factor de recobro. Sin embargo, los crudos que logran aumentar el porcentaje en destilados y nafta tienden a tener un efecto positivo en el factor de recobro, esto significa que el catalizador en este tipo de crudos logra inhibir las reacciones de polimerización evitando que se formen agregados moleculares muchos más complejos y más pesados. Cabe resaltar que el aumento en el factor de recobro también depende en gran medida del esquema de explotación que se decida implementar, por ellos la *tabla 19* muestra los cambios que sufre un crudo pesado tanto en la viscosidad y densidad, como en los cambios en la fracción molar de los pseudocomponentes de los crudos para cada uno de los tres esquemas planteados en el capítulo 3.

Este estudio también demostró que no en todos los crudos pesados el efecto del catalizador es positivo, ya que a medida que el crudo tiene una viscosidad alta, y una gravedad API baja y sobre todo un alto porcentaje de pseudocomponentes pesados la reactividad del catalizador disminuye.

Tabla 19.*Cuadro comparativo de los tres esquemas de explotación*

| Propiedades | Producción primaria | Esquema dos de explotación | Esquema tres de explotación |
|--------------------|--|---|--|
| Destilados | Su fracción molar no se ve afectada | Su fracción molar disminuye | Aumenta su fracción molar en comparación con el esquema dos de explotación |
| Residuos | Su fracción molar no se ve afectada | Su fracción molar aumenta | Disminuye su fracción molar en comparación con el esquema dos de explotación. |
| Viscosidad | Se mantiene constante durante todo el tiempo de explotación | Tiende a aumentar de manera permanente debido a la falta de generación de hidrógeno en el crudo, lo que ocasiona reacciones de polimerización. | Disminuye significativamente en comparación con el esquema dos, ya que el catalizador hace que se genere mayor cantidad de hidrógeno, y de esta manera evita las reacciones de polimerización mediante la estabilización de los radicales libres. |
| API | No se ve afectada | Tiende a disminuir de manera permanente en comparación con el crudo inicial | Tiende a aumentar de manera permanente, esto se debe a que el catalizador inhibe las reacciones de polimerización. |
| Factor de Recobro | El porcentaje es muy bajo debido a la baja movilidad que presentan los crudos pesados en el medio poroso | Aumenta un porcentaje significativo en comparación con la producción primaria. Esto se debe en gran parte a la reducción de la viscosidad que tiene el crudo, debido a la transferencia de calor que se genera en el momento en que el vapor inyectado contacta con el crudo. | Puede aumentar hasta en un 8.9% en comparación con el esquema dos. Esto se debe en gran medida al mejoramiento <i>in situ</i> del crudo, debido a las reacciones de acuatermolisis catalítica. Sin embargo, este porcentaje puede variar según sea la composición del crudo. |

Nota. La tabla muestra la comparación en cada propiedad para cada esquema de explotación.

6. Conclusiones

Los resultados de la simulación para un crudo vivo permiten evidenciar, que para un crudo con gravedad API de 12.3 y con una fracción molar de destilados de 0.13 y 0.52 de residuos, el uso de catalizadores en procesos de inyección de vapor continua, podría genera un incremento del factor de recobro de hasta 8.9%, en comparación con la técnica convencional.

Para un crudo vivo con una gravedad API de 7.9 y con una fracción molar de residuo de 0.57, la influencia del catalizador es insignificante. Este comportamiento puede asociarse a que el rompimiento de componentes más pesados requiere de temperaturas más elevadas y mayor producción de hidrogeno que inhiba la polimerización de las nuevas moléculas orgánicas.

Para la simulación numérica del mejoramiento in situ del crudo, es de vital importancia el correcto desarrollo y ajuste de un modelo de fluido composicional, mediante la generación de 5 pseudocomponentes en la herramienta Winprop y la ocurrencia de reacciones entre los mismos para representar el efecto del catalizador.

La evaluación de la acuatermólisis catalítica a 270 °C en un reactor tipo batch y de una sola corrida, ocasiona cambios permanentes en la viscosidad de los crudos que tienen un mayor porcentaje de destilados, alcanzando un porcentaje de reducción hasta del 53% y un aumento de hasta 22.4% en la gravedad API con referencia al crudo base.

7. Recomendaciones

Evaluar otro tipo de reformulación del catalizador para crudos extrapesados de manera que pueda ser técnicamente viable aplicar el proceso de inyección de vapor con catalizadores

Realizar un análisis de sensibilidad sobre los parámetros cinéticos asociados a las reacciones de acuatermólisis de manera que se pueda correlacionar con alguna de las técnicas de caracterización.

Realizar un balance económico sobre la energía que se gasta en el reactor y la ganancia que se obtiene por la mejora que tiene la muestra de crudo con el uso del catalizador.

Analizar desde el punto de vista financiero la factibilidad del uso de catalizadores en procesos de recobro mejorado térmico, teniendo en cuenta los cambios a nivel de infraestructura, costos de operación, la mejora de la calidad del crudo y el incremento de producción.

Referencias Bibliográficas

- Ado, M. R., Greaves, M., & Rigby, S. P. (2021). Simulation of catalytic upgrading in CAPRI, an add-on process to novel in-situ combustion, THAI. *Petroleum Research*. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.10.002>
- Ahmed, T., & Nathan, D. M. (2012). *Advanced Reservoir Management and Engineering*. *Advanced Reservoir Management and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-813604-1.00001-8>
- Ardila, L., & Hoyos, R. (2014). *EVALUACION DE DIFERENTES ESTRATEGIAS PARA LA INYECCION SELECTIVA DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO. APLICACIÓN CAMPO COLOMBIANO*; Universidad Industrial de Santander.
- Bernal, D., Leon, P., & Muñoz, S. (2015). *Evaluación técnico financiera de la implementación de proceso de inyección continua de vapor en un yacimiento de crudo medio-caso colombiano*. Universidad Industrial de Santander.
- Castillo, A. M., Muñoz Navarro, S. F., & Salazar Barrero, H. (2018). *Predicción de la generación de H₂S asociada a la implementación de vapor en procesos de recobro térmico a través del modelamiento numérico de un patrón característico de inyección*; Universidad Industrial de Santander [Trabajo de grado]. Universidad Industrial de Santander.
- Chan, M. Y. S., & Sarioglu, G. (1992). Numerical modelling of cyclically steamed and fractured oil-sand reservoirs. *SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers)* 2236.

- Chavez, S., & Pereira, P. (2016). Experimental and numerical simulation of combined enhanced oil recovery with in situ upgrading in a naturally fractured reservoir. *Society of Petroleum Engineers - SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference 2016*, 643–661. <https://doi.org/10.2118/181207-ms>
- Fan, H. F., Liu, Y. J., & Zhong, L. G. (2001). Studies on the synergetic effects of mineral and steam on the composition changes of heavy oils. *Energy and Fuels*, 15(6), 1475–1479. <https://doi.org/10.1021/ef0100911>
- Garcia, E. O., & Pérez, G. E. (2020). *Aplicación de fluidificantes como agentes reductores de viscosidad para mejorar la producción de crudos pesados colombianos Application of fluidifiers as viscosity reduction agents to improve Colombian heavy crude oil production Aplicação de fluidificador*. 33(2), 111–122. <https://doi.org/10.18273/revion.v33n2-2020009>
- González, D., Muñoz, S., Barrios, W., & Mercado, D. (2007). Problemas operacionales frecuentes durante procesos de inyección cíclica de vapor. In *Fuentes: El reventón energético* (Vol. 5, Issue 2, p. 2).
- Hama, M. Q., Wei, M., Saleh, L. D., & Bai, B. (2014). *SPE-170031-MS Updated Screening Criteria for Steam Flooding Based on Oil Field Projects Data*. <http://onepetro.org/SPECHOC/proceedings-pdf/14HOCC/3-14HOCC/D031S021R005/1546276/spe-170031-ms.pdf/1>
- Hyne, J. B. (1986). Aquathermolysis: a synopsis of work on the chemical reaction between water (steam) and heavy oil sands during simulated steam stimulation. AOSTRA Publication Series, (not 50), 55. [27] leaves.

- Huang, S., Cao, M., & Cheng, L. (2018). Experimental Study on Aquathermolysis of Different Viscosity Heavy Oil with Superheated Steam. *Energy and Fuels*, 32(4), 4850–4858. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b00181>
- León, P. A., Bottía, H., Molina V, D., Martínez, J. J., Muñoz, S. F., & León, A. Y. (2022). Catalytic upgrading evaluation under steam injection conditions with spectroscopy 1H-NMR. *Petroleum Science and Technology*, 40(13), 1622–1639. <https://doi.org/10.1080/10916466.2022.2025834>
- León, P. A., Muñoz, S. F., León, A. Y., & Bottia, H. (2019). *Efecto del uso de catalizadores sobre la recuperación mejorada de crudos pesados en procesos de inyección de vapor* [Trabajo de grado]. Universidad Industrial de Santander.
- Maity, S. K., Ancheyta, J., & Marroquín, G. (2010). Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: A review. *Energy and Fuels*, 24(5), 2809–2816. <https://doi.org/10.1021/ef100230k>
- Muraza, O., & Galadima, A. (2015). Aquathermolysis of heavy oil: A review and perspective on catalyst development. *Fuel*, 157, 219–231. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.04.065>
- Nguyen, N., Chen, Z., Pereira, P., Scott, C. E., & Maini, B. (2017). Reservoir Simulation and Production Optimization of Bitumen/Heavy Oil via Nanocatalytic in Situ Upgrading. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 56(48), 14214–14230. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.7b03819>
- Núñez, K. S., Salas, L. M., Molina V, D., Muñoz, S. F., León, P. A., & León, A. Y. (2021). Effect of the Catalytic Aquathermolysis Process on the Physicochemical Properties of a Colombian Crude Oil. *Energy and Fuels*, 35(6), 5231–5240. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c04142>

- Ovalles, C., & Rodríguez, H. (2008). Extra heavy crude oil downhole upgrading using hydrogen donors under cyclic steam injection conditions: Physical and numerical simulation studies. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 47(1), 43–50. <https://doi.org/10.2118/08-01-43>
- Salas, L. M., Núñez, K. S., León, P. A., Muñoz, S. F., & León, A. Y. (2022). Metodología para la simulación numérica de la adición de agentes catalíticos en procesos de inyección de vapor. *Revista ION*, 35(1). <https://doi.org/10.18273/revion.v35n1-2022002>
- Salas, L. M., V, D. M., Mun, S. F., Leon, P. A., & Leon, A. Y. (2021). *Effect of the Catalytic Aquathermolysis Process on the 2 Physicochemical Properties of a Colombian Crude Oil*. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c04142>
- Salas, Luis, Nuñez, K., León, A., Leon, P. A., & Muñoz, S. (2020). Efecto de la concentración de catalizador sobre la acuatermolisis catalítica en procesos de inyección de vapor; Universidad Industrial de Santander. In *Orphanet Journal of Rare Diseases* (Vol. 21, Issue 1).
- Sepulveda, J. Antonio, & Escobar, F. Humberto. (2005). *SIMULACION DE YACIMIENTOS: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas*.
- Sheng, J. J. (2013). Steam Flooding. In *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies* (pp. 361–388). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00015-4>
- Silva, D., Andrade, D., Da, F. J., & de Andrade, S. (2014). *Kinetic modeling of catalytic in situ upgrading for Athabasca bitumen, deasphalting pitch and vacuum residue*. <https://doi.org/10.11575/PRISM/26703>
- Suwaid, M. A., Varfolomeev, M. A., Al-muntaser, A. A., Yuan, C., Starshinova, V. L., Zinnatullin, A., Vagizov, F. G., Rakhmatullin, I. Z., Emelianov, D. A., & Chemodanov, A. E. (2020).

- In-situ catalytic upgrading of heavy oil using oil-soluble transition metal-based catalysts. *Fuel*, 281. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118753>
- Tarifa, E. E., Erdmann, E., Humana, D., Franco Domínguez, S., Lorgio, Y., & Fuentes, M. (2008). Determinación de la curva de destilación flash para cortes de petróleo utilizando simuladores comerciales Using commercial simulators for determining flash distillation curves for petroleum fractions. In *ABRIL DE* (Vol. 28, Issue 1).
- Vakhin, A. v., Aliev, F. A., Kudryashov, S. I., Afanasiev, I. S., Petrashov, O. v., Sitnov, S. A., Mukhamatdinov, I. I., Varfolomeev, M. A., & Nurgaliev, D. K. (2018). Aquathermolysis of heavy oil in reservoir conditions with the use of oil-soluble catalysts: part I—changes in composition of saturated hydrocarbons. *Petroleum Science and Technology*, 36(21), 1829–1836. <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1514411>
- Wang, Y., Chen, Y., He, J., Li, P., & Yang, C. (2010). *Mechanism of Catalytic Aquathermolysis: Influences on Heavy Oil by Two Types of Efficient Catalytic Ions: Fe 3 p and Mo 6 p. 1*, 1502–1510. <https://doi.org/10.1021/ef901339k>
- Zhang, J., Han, F., Yang, Z., Zhang, L., Wang, X., Zhang, X., Jiang, Y., Chen, K., Pan, H., & Lin, R. (2020). Significance of Aquathermolysis Reaction on Heavy Oil Recovery during the Steam-Assisted Gravity Drainage Process. *Energy and Fuels*, 34(5), 5426–5435. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b04004>
- Zhao, F., Liu, Y., Lu, N., Xu, T., Zhu, G., & Wang, K. (2021). A review on upgrading and viscosity reduction of heavy oil and bitumen by underground catalytic cracking. In *Energy Reports* (Vol. 7, pp. 4249–4272). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.06.094>
- Zhong, L. G., Liu, Y. J., & Fan, H. F. (2003). Liaohe extra-heavy crude oil aquathermolytic treatments using catalyst and hydrogen donors under injection conditions. *SPE*.