

Análisis del efecto de la acuatermólisis catalítica y dióxido de carbono sobre las propiedades fisicoquímicas de un crudo pesado colombiano.

Luis Julio Vergara Caro

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos e Ingeniero Químico

Director

Adan Yovani León Bermúdez

Doctor en Ingeniería Química

Codirectores

Ronald Alfonso Mercado Ojeda

Doctor en Ingeniería Química

Michell Andrey Jiménez Caballero

Magíster en Química

Julian Ernesto Sanabria Becerra

Magíster en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Programa de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

A mis padres, Eduardo Vergara Arroyo y Narlis Caro Puella, quienes han estado para mí en cada
paso que doy a lo largo de todos estos años.

A mi familia, por su paciencia, constante dedicación y apoyo, quienes con su esfuerzo hicieron
posible este logro.

A mis compañeros por acompañarme en este proceso de formación.

A mis profesores, quienes me guiaron a lo largo de este camino con su experiencia y
conocimientos.

A la universidad, por brindar el apoyo a nivel académico durante toda la carrera.

A mí mismo, por no permitirme rendirme en los momentos más difíciles.

Agradecimientos

Agradezco de manera especial a mi director de trabajo de grado, Adan Yovani León Bermúdez, por su orientación, apoyo constante y valiosos aportes durante el desarrollo de esta investigación.

De igual forma, expreso mi sincero agradecimiento a mis codirectores, Ronald Alfonso Mercado Ojeda, Michell Andrey Jiménez Caballero y Julian Ernesto Sanabria Becerra por su acompañamiento, disposición y contribuciones técnicas, las cuales fueron fundamentales para la realización de este trabajo.

Al Ministerio de Ciencia y Tecnología (Minciencias), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Universidad Industrial de Santander, por el apoyo financiero a través del Proyecto 135-2024 con código 107593 de la Convocatoria 941-2023, Fortalecimiento del Sector Hidrocarburos en Colombia, Mecanismo 1. Asimismo, al laboratorio del Grupo de Investigaciones en Corrosión GIC donde se llevaron a cabo los ensayos experimentales, por facilitar los equipos y el espacio requerido para la ejecución de la investigación.

Finalmente, agradezco a mi familia por su apoyo incondicional y motivación a lo largo de este proceso académico.

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción	13
1 Objetivos	15
1.1 Objetivo general	15
1.2 Objetivos específicos	15
2 Marco teórico	16
2.1 Crudos pesados	16
2.2 Catalizadores	16
2.3 Inyección de vapor	17
2.3.1 Inyección cíclica de vapor.....	19
2.3.2 Inyección continua de vapor	20
2.3.3 Inyección de vapor con catalizadores	21
2.4 Propiedades del dióxido de carbono (CO ₂).....	23
2.5 Inyección de CO ₂	24
2.6 Desplazamiento del CO ₂ en el yacimiento.....	25
2.7 Simulación numérica en procesos de inyección de vapor.....	25
2.8 Marco de Antecedentes	27
3 Metodología experimental	30

3.1	Viscosidad.....	33
3.2	Densidad.....	33
3.3	Análisis composicional SARA.....	34
3.4	Espectroscopía de transformada de Fourier infrarroja (FTIR).....	37
3.5	Espectroscopía de resonancia magnética nuclear (RMN).....	39
3.6	Modelo de simulación numérica (CMG)	41
4	Resultados	50
4.1	Viscosidad.....	50
4.1.1	Análisis estadístico.....	53
4.2	Densidad.....	55
4.3	Análisis composicional SARA.....	57
4.4	Espectroscopía FTIR.....	61
4.5	Espectroscopía de resonancia magnética nuclear (RMN).....	65
4.6	Simulación por CMG©.....	67
4.6.1	Escenario de producción primaria.....	68
4.6.2	Escenario de inyección cíclica de vapor.	69
4.6.3	Escenario de inyección cíclica de vapor y aditivos modificadores.....	70
4.6.4	Escenario de inyección de CO ₂	74
5	Conclusiones	78
6	Recomendaciones.....	80

Referencias Bibliográficas	82
----------------------------------	----

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Análisis FT-IR de crudos y de sus fracciones.....	38
Tabla 2. Tipos de hidrógeno presentes en los espectros RMN en los crudos.....	39
Tabla 3. Regiones y desplazamientos de los tipos de átomos de hidrógeno.....	40
Tabla 4. Datos de entrada para la construcción del modelo de simulación.	42
Tabla 5. Composición del crudo base.....	43
Tabla 6. Pseudocomponentes establecidos para el crudo base.	46
Tabla 7. Propiedades de los pseudocomponentes del crudo.....	47
Tabla 8. ANOVA de los resultados de reducción de viscosidad.	53
Tabla 9. Condiciones de operación.....	67
Tabla 10. Parámetros cinéticos de las reacciones de pseudocomponentes.....	71

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Etapas características de un proceso de inyección cíclica de vapor.	20
Figura 2. Zonas características de un proceso de inyección continua de vapor.	21
Figura 3. Mecanismo de reacción en acuatermolisis catalítica.	22
Figura 4. Diagrama de fase P-T del CO ₂	24
Figura 5. Montaje de las pruebas de acuatermolisis.	31
Figura 6. Diseño de experimentos.	32
Figura 7. Metodología del fraccionamiento SARA.	34
Figura 8. Montaje de la cromatografía de columna abierta.	36
Figura 9. Vista 3D del modelo.	42
Figura 10. Comportamiento de la densidad del crudo con la presión.	44
Figura 11. Comportamiento del factor volumétrico con la presión.	44
Figura 12. Comportamiento de la relación Gas-Aceite con la presión.	45
Figura 13. Comportamiento de la viscosidad con la presión.	45
Figura 14. Comportamiento de la viscosidad con la temperatura.	46
Figura 15. Permeabilidades relativas del sistema agua-aceite.	47

Figura 16. Permeabilidades relativas del sistema líquido-gas.	48
Figura 17. Comparación de los esquemas de inyección de vapor con flue gas.	49
Figura 18. Gráfico de reducción de viscosidad en función de la concentración de catalizador. .	50
Figura 19. Reducción de viscosidad en función del porcentaje de dióxido de carbono inyectado.	51
Figura 20. Diagrama de Pareto.	54
Figura 21. Influencia de los efectos principales para la reducción de la viscosidad.	55
Figura 22. Gráfico la gravedad API en función de la concentración de OFe.	56
Figura 23. Gráfico de la gravedad API en función del porcentaje de CO ₂	56
Figura 24. Fracción de saturados.	58
Figura 25. Fracción de aromáticos.	59
Figura 26. Fracción de resinas.	60
Figura 27. Fracción de asfaltenos.	61
Figura 28. Espectro FT-IR del crudo base y del crudo mejorado a 2000ppm de OFe.	62
Figura 29. Parámetros moleculares promedio en función de la concentración de catalizador. ...	63
Figura 30. Parámetros moleculares promedio en función de la concentración de CO ₂	64
Figura 31. Parámetros moleculares promedio en función de la concentración de catalizador. ...	66

Figura 32. Parámetros moleculares promedio en función de la concentración de CO ₂	66
Figura 33. Producción de aceite y factor de recobro bajo el escenario de producción primaria.	68
Figura 34. Producción de aceite y factor de recobro en el escenario de inyección cíclica de vapor.	69
Figura 35. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento en el tiempo.....	70
Figura 36. Análisis de sensibilidad de las energías de activación.	72
Figura 37. Perfil de viscosidad.....	73
Figura 38. Análisis de sensibilidad de la tasa de inyección de CO ₂	74
Figura 39. Factor de recobro con inyección de CO ₂	75
Figura 40. Factor de recobro de la inyección cíclica de vapor bajo diferentes escenarios.	76

Resumen

Título: Análisis del efecto de la acuatermólisis catalítica y dióxido de carbono sobre las propiedades fisicoquímicas de un crudo pesado colombiano*

Autor: Luis Julio Vergara Caro**

Palabras clave: Acuatermólisis catalítica, CO₂, crudos pesados, viscosidad, recobro mejorado.

Descripción:

El presente trabajo analiza el efecto de la acuatermólisis catalítica en presencia de dióxido de carbono (CO₂) sobre las propiedades fisicoquímicas de un crudo pesado colombiano, con el fin de evaluar su potencial como técnica de recobro mejorado. Se realizaron pruebas experimentales a escala laboratorio variando las concentraciones de CO₂ y oleato de hierro (OFe). Se caracterizaron los productos obtenidos mediante análisis SARA, espectroscopía FTIR y RMN. Así mismo, y con los resultados de caracterización, se implementó un modelo de simulación numérica para evaluar el impacto del proceso en la eficiencia de recuperación. Los resultados evidencian una reducción significativa de la viscosidad y densidad del crudo. Se identificó una concentración ideal de catalizador cercana a 2000 ppm, así como un efecto positivo del CO₂ hasta concentraciones aproximadas del 25%, a partir de las cuales se presentan fenómenos de inhibición. El análisis composicional mostró una disminución en resinas y asfaltenos y un incremento en fracciones más livianas. Estos cambios se reflejan en un aumento del factor de recobro en la simulación numérica. Se concluye que la combinación de acuatermólisis catalítica y CO₂ constituye una alternativa viable para el mejoramiento de crudos pesados, con un impacto significativo en sus propiedades y en la eficiencia de recuperación.

*Tesis de grado.

**Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos.
Director: PhD Adan Yovani León Bermúdez.

Abstract

Title: Analysis of the Effect of Catalytic Aquathermolysis and Carbon Dioxide on the Physicochemical Properties of a Colombian Heavy Crude Oil.*

Author: Luis Julio Vergara Caro.**

Keywords: catalytic aquathermolysis, CO₂, heavy crude oil, viscosity, enhanced oil recovery.

Description:

This study analyzes the effect of catalytic aquathermolysis in the presence of carbon dioxide (CO₂) on the physicochemical properties of a Colombian heavy crude oil, with the aim of evaluating its potential as an enhanced oil recovery technique. Laboratory-scale experiments were conducted by varying CO₂ and iron oleate concentrations (Ofe). The obtained products were characterized through SARA analysis, FTIR spectroscopy, and NMR, and a numerical simulation model was implemented to assess the impact of the process on recovery efficiency. The results show a significant reduction in crude oil viscosity and density. An optimal catalyst concentration of approximately 2000 ppm was identified, along with a positive effect of CO₂ up to concentrations of about 25%, beyond which inhibition phenomena occur. Compositional analysis revealed a decrease in resins and asphaltenes and an increase in lighter fractions. Likewise, and based on the characterization results, a numerical simulation model was implemented to evaluate the impact of the process on recovery efficiency. It is concluded that the combination of catalytic aquathermolysis and CO₂ represents a viable alternative for heavy oil upgrading, with a significant impact on its properties and recovery efficiency.

*Bachelor Thesis

**Faculty of Physic – Chemical Engineering.Petroleum Engineering School.
Director: PhD Adan Yovani León Bermúdez

Introducción

A nivel mundial, el proceso de inyección de vapor ha sido uno de los más eficientes para la producción de crudos pesados, debido a que reduce la viscosidad de los hidrocarburos, permite la destilación de las fracciones livianas y produce cambios mínimos en la mojabilidad de la roca. Colombia posee alrededor de 2.035 millones de barriles en reservas probadas (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2024), entre las cuales los crudos pesados y extrapesados constituyen un recurso clave para la sostenibilidad energética del país. Sin embargo, la explotación de estos recursos enfrenta ciertas limitaciones debido a la naturaleza de los hidrocarburos, como su alta viscosidad, la presencia de heteroátomos, la baja gravedad API y/o el alto contenido de fracciones pesadas (resinas y asfaltenos). Estas propiedades dificultan su extracción, transporte y refinación y hacen que los métodos convencionales de recuperación resulten poco eficientes (Arboleda et al., 2018).

El conjunto general de procesos químicos que resultan del contacto entre el crudo o arenas bituminosas con agua a alta temperatura sin importar su fase es conocido como el proceso de acuatermólisis (Hyne, 1986). El resultado de estos procesos químicos es una serie de productos, entre los cuales se destacan: hidrocarburos de menor peso molecular, dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S), monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂). Para llevar a cabo el proceso de inyección de vapor, se requiere de yacimientos someros debido a que la gran pérdida de calor hacia las capas adyacentes y acuíferos limita la profundidad a la que se puede inyectar el vapor, además de que se pueden presentar problemas de canalización debido a la heterogeneidad del yacimiento (He et al., 2022).

Por otra parte, el dióxido de carbono (CO₂) se considera una de las principales problemáticas ambientales debido a su papel predominante en el calentamiento global y el cambio

climático. Las emisiones globales procedentes de combustibles fósiles y procesos industriales superaron los 37 mil millones de toneladas de CO₂ por año, lo que constituye uno de los principales motores de este incremento (International Energy Agency, 2025). Se han desarrollado diversas metodologías para la captura (absorción química, sistemas PSA, procesos de adsorción y captura con membranas), almacenamiento (formaciones salinas, capas de carbón, yacimientos de hidrocarburos) y uso de este gas, entre las cuales la inyección de CO₂ como método de recobro mejorado resalta, ya que, además de mitigar el impacto ambiental, se utiliza como medio para mejorar la eficiencia de recuperación de hidrocarburos.

En este contexto, la combinación de procesos de acuatermólisis catalítica con la inyección de dióxido de carbono surge como una alternativa prometedora, ya que permite no solo mejorar las propiedades fisicoquímicas del crudo, sino también aprovechar un gas de efecto invernadero de alto impacto ambiental. Sin embargo, el efecto sinérgico entre la acuatermólisis catalítica y el CO₂ aún no ha sido ampliamente estudiado, especialmente en crudos pesados colombianos, donde las características específicas del fluido pueden influir significativamente en la eficiencia del proceso. Por lo tanto, el presente trabajo tiene como objetivo analizar el efecto de la acuatermólisis catalítica en presencia de dióxido de carbono sobre las propiedades fisicoquímicas de un crudo pesado colombiano, evaluando parámetros como la viscosidad, la densidad y los cambios en su composición, con el fin de realizar un proyecto de investigación cuyos resultados puedan aportar al conocimiento técnico de la tecnología.

1 Objetivos

1.1 Objetivo general

Analizar el efecto de la acuatermólisis catalítica y dióxido de carbono sobre las propiedades fisicoquímicas de un crudo pesado colombiano.

1.2 Objetivos específicos

Evaluar el efecto del dióxido de carbono sobre un proceso termoquímico de inyección de vapor con catalizador en un crudo pesado colombiano a partir de pruebas experimentales a escala laboratorio.

Analizar los productos obtenidos durante el proceso de acuatermólisis catalítica con dióxido de carbono sobre un crudo pesado usando técnicas contempladas de caracterización como análisis composicional SARA, espectroscopia FTIR y espectroscopia RMN.

Evaluar el efecto de la estimulación térmica de inyección de vapor en presencia de catalizador y dióxido de carbono sobre la eficiencia de recuperación mediante un modelo conceptual de simulación numérica.

2 Marco teórico

2.1 Crudos pesados

Un crudo pesado se define generalmente como un hidrocarburo con una viscosidad superior a 100 mPa-s (100 cP, centipoise) o una gravedad API que se encuentra entre 10° y 20°. Además, la proporción de componentes pesados (resinas y asfaltenos) suele ser mayor que en el crudo común. También, los abundantes hidrocarburos macromoleculares con un peso molecular que varían 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 se presentan heteroátomos como el azufre, el nitrógeno y el oxígeno, con una elevada polaridad. La complejidad de la composición y las interacciones internas del crudo pesado es lo que origina su alta viscosidad. Por esta razón, la explotación de yacimientos de crudo pesado por métodos de producción primaria y secundaria es limitada e ineficiente, por lo que es necesaria la implementación de métodos de recobro mejorado para su extracción (León Naranjo, 2019).

2.2 Catalizadores

Un catalizador es una sustancia que acelera la velocidad de una reacción química sin consumirse de forma permanente durante la reacción. De igual manera, reduce la energía de activación necesaria, dirige la selectividad, permite que ciertas reacciones se lleven a cabo en condiciones de temperatura o de presión menores y puede mejorar la eficiencia de conversión.

En procesos de inyección de vapor, los catalizadores se emplean para optimizar la acuatermólisis. Estos generalmente cuentan con propiedades como resistencia térmica, liposubilidad y afinidad con ambientes ácidos, observándose una mejora de la recuperación en la

inyección continua de vapor con nanopartículas de NiO y PdO sobre sílice (Cardona et al., 2018). Adicionalmente, se reporta que el uso de catalizadores metálicos y donadores de hidrógeno se logra una reducción de viscosidad de hasta el 90% (Arboleda et al., 2018).

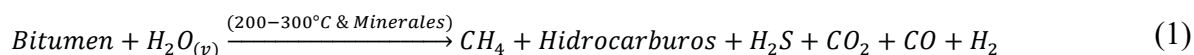
2.3 Inyección de vapor

La inyección de vapor es el método de recobro térmico más utilizado para la producción de crudo pesado a nivel mundial. Se considera uno de los más efectivos debido a su fácil implementación y a costos relativamente bajos, así como a su alta capacidad de aumentar la relación de movilidad (Dong et al., 2019). Este método consiste en inyectar vapor directamente en la formación, con el fin de recuperar eficientemente los hidrocarburos que aún permanecen en la formación productora. Una vez que el vapor entra en contacto con los fluidos presentes en el yacimiento, se producen una serie de efectos, como la expansión térmica de los fluidos, la reducción de la viscosidad del crudo, la destilación de las fracciones livianas del crudo y cambios mínimos en la mojabilidad de la roca (Alikhlalov & Dindoruk, 2011). La energía con la que actúa cada uno de estos mecanismos se relaciona directamente con la energía suministrada y con el tipo de crudo 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.

Durante la inyección de vapor, en un volumen determinado del yacimiento se generan las condiciones de presión y temperatura adecuadas para que el vapor de agua inyectado reaccione con algunos hidrocarburos y minerales del yacimiento. Esto genera efectos adicionales, como cambios permanentes en la composición y las propiedades del crudo. De esta manera, aunque durante más de treinta años este proceso térmico fue considerado netamente físico, los resultados

de investigaciones y proyectos a escala comercial comprobaron la hipótesis de la ocurrencia de estas reacciones químicas.

Hyne (1986) definió como acuatermólisis a las reacciones químicas que se llevan a cabo como resultado del contacto del aceite pesado o de las arenas petrolíferas con agua a altas temperaturas, independientemente de la fase del agua. Diferentes investigadores han enfocado sus esfuerzos en establecer un esquema de reacción para este fenómeno químico, pero el esquema con mayor aceptación ha sido el planteado por Hyne (1986), que considera las condiciones de las pruebas experimentales realizadas y los productos observados, tanto en laboratorio como en los primeros proyectos piloto (Kapadia et al., 2015). La Ecuación 1 esquematiza la reacción general de la acuatermólisis, resaltando la producción de dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, monóxido de carbono, hidrógeno e hidrocarburos de menor peso molecular (Hyne, 1986).



Las reacciones intermedias involucradas en las reacciones de acuatermólisis están asociadas a subprocesos de pirólisis, hidrólisis, reacciones *Water Gas Shift* (WGS) e hidrosulfuración, donde las dos últimas consisten en la reducción del contenido de heteroátomos de oxígeno y azufre, dando paso a la generación de los productos anteriormente descritos (Muraza & Galadima, 2015). Se ha reportado que los compuestos organosulfurados, especialmente aquellos con grupos funcionales tipo tiol, así como sulfuros, disulfuros y heterociclos sulfurados como el tiolano y el tiofeno, desempeñan un papel clave como especies iniciadoras en las reacciones de acuatermólisis. (Hyne, 1986). De esta manera, la presencia de este tipo de estructuras químicas en el crudo es de vital importancia para la ocurrencia de los subprocesos mencionados. Existen dos

métodos principales para implementar esta técnica: la inyección cíclica y la inyección continua de vapor.

Las Ecuaciones 2 a 4 muestran el mecanismo de descarbonilación térmica de algunos grupos funcionales. Este sistema de reacciones produce el CO necesario para el proceso de reacción WGS.



La formación de hidrógeno en el medio es de gran importancia en el proceso de acuatermólisis ya que facilita la ruptura de componentes pesados y evita la recombinación de radicales reduciendo de forma significativa la formación de coque mediante hidrogenación (Rui Guo et al., 2022). La presencia de un medio ácido acelera la hidrólisis favoreciendo la ruptura de enlaces éster, amida y tioéter presentes en resinas y asfaltenos, así como la descomposición de componentes sulfurados (Zhao et al., 2008).

2.3.1 Inyección cíclica de vapor

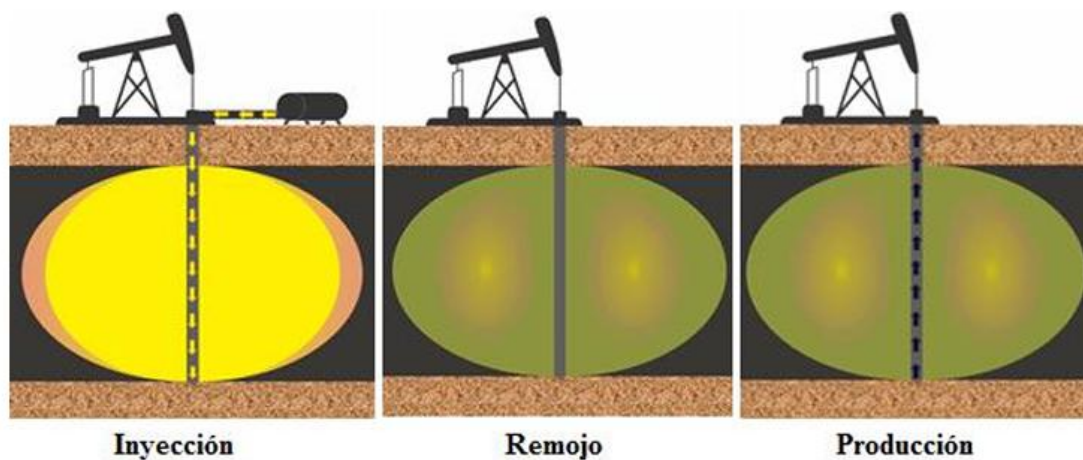
La inyección cíclica de vapor (ICV) es un proceso que se desarrolla por ciclos, donde un ciclo de inyección de vapor está compuesto por tres etapas, una etapa de inyección, seguido de una de remojo y finalmente, la etapa de producción (González Roa et al., 2007).

Durante la etapa de inyección, se suministra calor en forma de vapor húmedo a la formación productora durante varios días o semanas, según los requerimientos estimados por el ingeniero de yacimiento. Una vez inyectado el volumen de vapor deseado en el yacimiento, se inicia el período de remojo, el objetivo en esta etapa es cerrar el pozo para que la energía contenida en el vapor sea

transferida hacia la formación y sus fluidos. 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, tal como se muestra en la Figura 1. Este proceso se puede repetir hasta por cuatro o cinco ciclos o a veces hasta que la producción de crudo disminuya a un valor económicamente no viable (Ahmed & Meehan, 2012).

Figura 1.

Etapas características de un proceso de inyección cíclica de vapor.



Nota: Adaptado de: Recuperación Térmica de Petróleo, por: Alvarado & Banzer S (2002).

Caracas, Venezuela.

2.3.2 Inyección continua de vapor

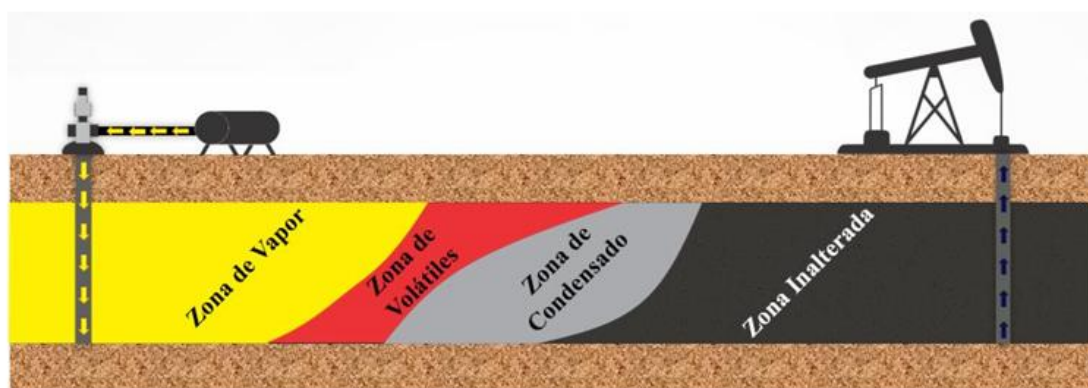
La inyección continua de vapor busca inyectar vapor de forma continua en las formaciones de interés mediante un arreglo geométrico de pozos productores e inyectores. De esta forma, se generan efectos significativos de desplazamiento derivados de la condensación de vapor de agua. Al ingresar el vapor al yacimiento, este se eleva por la diferencia de densidad hasta encontrar una

barrera impermeable. Con el transcurso del tiempo y con la continuidad de la inyección, se forma la zona de vapor, donde las fracciones livianas del aceite que se encontraban en este espacio se vaporizan, formando conjuntamente una sola fase en estado de vapor.

A medida que esta fase se mueve en el yacimiento, transfiere calor y su temperatura disminuye, lo que da lugar a fenómenos de condensación que forman el banco de agua caliente y el aceite destilado. La vaporización, el transporte y la condensación de las fracciones de aceite constituyen un proceso dinámico que mantiene un banco de destilado que empuja el aceite del yacimiento hacia los pozos de producción, como se representa en la Figura 2 (Bernal, 2015).

Figura 2.

Zonas características de un proceso de inyección continua de vapor.



Nota: Adaptado de: Recuperación Térmica de Petróleo, por Alvarado & Banzer S (2002).

Caracas, Venezuela.

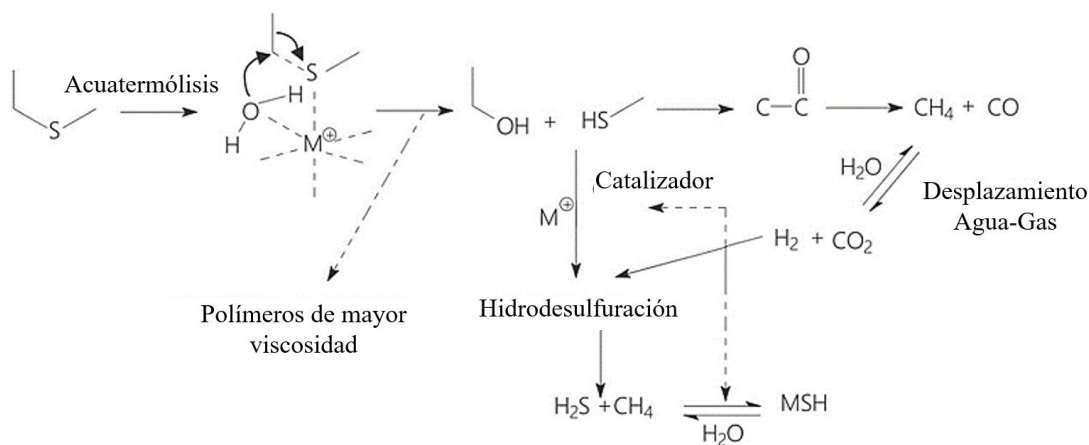
2.3.3 Inyección de vapor con catalizadores

Cuando se introducen catalizadores y vapor de agua simultáneamente en el yacimiento, se producen reacciones que rompen los enlaces de carbono de estas fracciones pesadas y viscosas,

como se muestra en la Figura 3. La destrucción de estas fracciones pesadas es irreversible empleándose un catalizador adecuado, provocando cambios en la composición y una reducción permanente en la viscosidad del crudo (Muraza & Galadima, 2015).

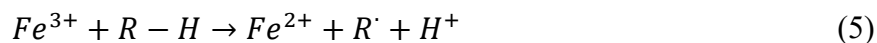
Figura 3.

Mecanismo de reacción en acuatermólisis catalítica.



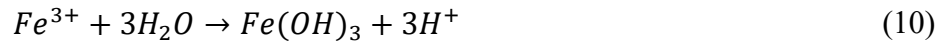
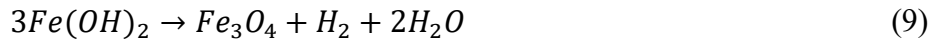
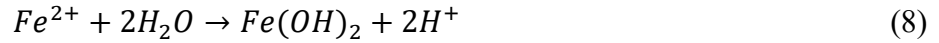
Nota: Adaptado de: *Effect of the Catalytic Aquathermolysis Process on the 2 Physicochemical Properties of a Colombian Crude Oil*, por Núñez-Méndez et al. (2021).

La acuatermólisis con catalizadores de hierro presenta ciclos de óxido-reducción (Fe²⁺ y Fe³⁺), tal como se muestra en las Ecuaciones 5 y 6.



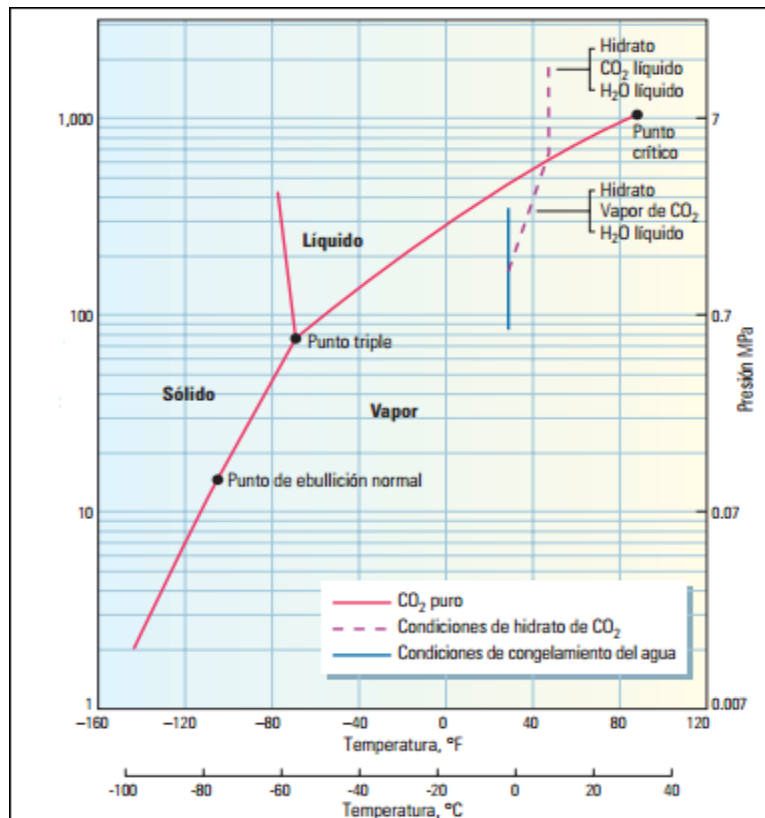
La formación de óxidos es una posibilidad que puede presentarse en ambientes oxidantes con abundancia de iones Fe²⁺ y Fe³⁺, y la formación de carbonatos de hierro puede producirse debido a la disociación de iones carbonato (CO₃²⁻) en el medio, como se presenta en las Ecuaciones

7 a 12. Estas reacciones deben evitarse, ya que disminuyen la acción catalítica de los iones de hierro (Zhao et al., 2011).



2.4 Propiedades del dióxido de carbono (CO₂)

En condiciones atmosféricas, el CO₂ es un gas termodinámicamente estable y más denso que el aire. El estado físico del CO₂ varía con la temperatura y la presión, como se muestra en la Figura 4. A bajas temperaturas y presiones, el CO₂ es un sólido denominado hielo seco, que se evapora a -78,5 °C (-110,7 °F) a la presión de 1 atm; incrementando la presión, la fase líquida se presenta en primera instancia y coexiste con la fase sólida y la fase de vapor en el punto triple, cuya temperatura y presión son de -56,6 °C (-70,9 °F) 5,28 atm (77,6 psia), respectivamente. Por último, la fase líquida y la fase vapor del CO₂ coexisten en el punto crítico, donde la temperatura es 31,1 °C (87,8 °F) y la presión es 73 atm (1.073 psia). En la Figura 4 se muestra el diagrama de fases del dióxido de carbono.

Figura 4.*Diagrama de fase P-T del CO₂.*

Nota: Adaptado de datos de equilibrio de fases de CO₂ reportados en *Clathrate Hydrates of Natural Gases*, por C.A. Sloan y C.A. Koh, 2008, CRC Press, y *GPSA Engineering Data Book* (Sloan & Koh, 2008).

2.5 Inyección de CO₂

Whorton et al. (1952) obtuvieron la primera patente para la recuperación de aceite mediante CO₂ como fluido desplazante. El CO₂ incrementa la tasa de producción mediante mecanismos como la reducción de la viscosidad del crudo, el incremento de la energía del yacimiento, que mantiene la presión, el hinchamiento del crudo, la generación de vapor y agua caliente, la limpieza

de hidrocarburos sólidos, el aumento de la permeabilidad por disolución de carbonatos y la estabilización de arcillas (Tamayo Ramírez, 2011). A partir de esta fecha, han surgido diversas formas de inyectar el CO₂, entre las cuales se encuentran la inyección continua de CO₂, inyección alternada de CO₂ y agua, inyección de CO₂ seguida por agua, inyección simultánea de CO₂ y agua e inyección de CO₂ seguida de una espuma.

2.6 Desplazamiento del CO₂ en el yacimiento

El CO₂ inyectado dentro de yacimientos de crudo con características adecuadas puede alcanzar la recuperación mejorada a través de dos procesos, desplazamiento miscible o inmisible. El proceso miscible es más eficiente y común en proyectos de recobro mejorado (EOR, por sus siglas en inglés, *Enhanced Oil Recovery*) debido a que la solubilidad del CO₂ en el crudo genera varios mecanismos que contribuyen a la recuperación de aceite, como la reducción de la viscosidad, la disminución de la densidad por expansión del crudo y disminución de la tensión interfacial entre el aceite y el CO₂ (Tamayo Ramírez, 2011).

2.7 Simulación numérica en procesos de inyección de vapor

Cuando se decide implementar cualquier tipo de tecnología de recobro mejorado, se incluyen tanto una fase de evaluación experimental como una de simulación numérica. En el caso de la inyección de vapor, se aplican modelos físicos en laboratorio de manera que se pueda reproducir la interacción fluido–fluido y/o roca–fluido, durante y después de la aplicación del proceso.

Los modelos físicos en un proceso de inyección de vapor se aplican en el laboratorio con el fin de obtener una estimación de la interacción fluido-fluido y/o roca-fluido durante y después

de su aplicación. Estos resultados permiten obtener una aproximación de las eficiencias de desplazamiento y de los cambios o efectos en los fluidos presentes en el medio poroso. Sin embargo, gran parte de los resultados obtenidos a escala de laboratorio no son escalables debido a la heterogeneidad de las propiedades de los yacimientos en escala real, donde agrupar todas estas variables en un modelo físico constituye una gran limitación (Cremon & Gerritsen, 2022).

La simulación numérica de yacimientos ha sido aplicada por diversos autores para representar el mejoramiento in situ producido de la presencia de un catalizador en procesos de inyección de vapor y otros procesos térmicos. Ovalles & Rodriguez (2008) realizaron la simulación física del fenómeno mediante la adición de un donador de hidrógeno (Tetralina), el cual, junto con la presencia de metano y la mineralogía de la formación, bajo condiciones de inyección de vapor de 280 °C y con tiempos mayores a 24 h, logró incrementar la gravedad API en aproximadamente tres grados. Posteriormente, la simulación física se escaló a nivel numérico mediante la construcción de una malla cilíndrica.

Para el desarrollo de modelos de simulación numérica que representen un proyecto de inyección de vapor, es necesario obtener datos significativos del sistema roca–fluido, a fin de predecir con precisión el comportamiento del proceso. La elaboración del modelo permite reproducir el comportamiento de presión y producción del yacimiento tantas veces como se desee, donde la precisión de los resultados obtenidos es proporcional a la calidad de los datos ingresados y la relación entre ellos (Bernal, 2015). Adicionalmente, la selección del tipo y dimensionamiento del modelo dependen tanto de aspectos económicos como del objetivo del estudio y de la cantidad de datos disponibles. Este proceso involucra la adquisición de datos, la construcción de modelos

estáticos y dinámicos de simulación, la predicción del comportamiento y el análisis de ajuste de resultados.

2.8 Marco de Antecedentes

Whorton et al. (1952) desarrollaron una de las primeras patentes sobre el uso de dióxido de carbono como fluido desplazante en procesos de recuperación de petróleo, lo que constituye uno de los antecedentes más tempranos del EOR mediante gases. Este aporte sentó las bases para el desarrollo de tecnologías posteriores basadas en la inyección de CO₂, en las que se ha evidenciado su capacidad para reducir la viscosidad del crudo, mejorar su movilidad y aumentar la eficiencia de recuperación.

Hyne (1986) definió como acuatermólisis a las reacciones químicas que se llevan a cabo como resultado del contacto del aceite pesado o de las arenas petrolíferas con agua a altas temperaturas, independientemente de la fase del agua. Asimismo, definió el sistema de reacciones principales que ocurren durante el proceso de acuatermólisis. Este aporte constituyó un fundamento teórico clave que permitió el desarrollo de investigaciones posteriores orientadas a optimizar los procesos de inyección de vapor, tales como la adición de catalizadores y el uso de gases de combustión.

Tamayo Ramírez (2011) analizó el uso del dióxido de carbono (CO₂) como agente de recobro mejorado, identificando diversos mecanismos responsables del incremento en la tasa de producción de hidrocarburos. Entre estos se destacan la reducción de la viscosidad del crudo, el mantenimiento de la presión del yacimiento, el hinchamiento del crudo, la generación de vapor y agua caliente, la remoción de hidrocarburos sólidos, el aumento de la permeabilidad por disolución

de carbonatos y la estabilización de arcillas. Estos resultados evidencian el potencial del CO₂ como fluido desplazante en la mejora de la eficiencia de recuperación de crudos.

Muraza & Galadima (2015) estudiaron el proceso de acuatermólisis empleando diferentes catalizadores, evidenciando que la descomposición de fracciones pesadas, como resinas y asfaltenos, puede volverse irreversible en presencia de un catalizador adecuado. Este comportamiento se traduce en cambios significativos en la composición del crudo y en una reducción permanente de su viscosidad. Estos resultados resaltan la importancia de la selección del catalizador en función de las características específicas del crudo, ya que su naturaleza influye directamente en la eficiencia del proceso y en el grado de mejoramiento alcanzado.

Cardona et al. (2018) evaluó las características principales que deben poseer los catalizadores en procesos de acuatermólisis, destacando que propiedades como la liposolubilidad y la resistencia térmica son determinantes para su desempeño. En particular, el estudio evidenció que el uso de nanopartículas de NiO y PdO soportadas sobre sílice favorece el mejoramiento del crudo en procesos de inyección continua de vapor, al mantener su actividad catalítica bajo condiciones de operación severas. Estos resultados ponen de manifiesto la importancia del diseño y la selección del catalizador, ya que propiedades como su afinidad con la fase orgánica y su estabilidad térmica influyen directamente en la eficiencia del proceso y en la magnitud

Arboleda et al. (2018) analizó el efecto del uso de catalizadores metálicos y donadores de hidrógeno en procesos de acuatermólisis, evidenciando reducciones de hasta el 90% en la viscosidad del crudo mediante la aplicación de catalizadores basados en hierro, níquel y molibdeno. Estos resultados se atribuyen a la promoción de reacciones de ruptura de cadenas de hidrocarburos y de estabilización de radicales libres, favorecidas por la presencia de donadores de

hidrógeno. En este sentido, el estudio resalta la relevancia de la sinergia entre catalizadores y agentes donadores de hidrógeno, ya que su combinación no solo mejora la eficiencia del proceso, sino que también potencia la conversión de fracciones pesadas en compuestos más livianos.

León Naranjo (2019) analizó el efecto de la inyección de vapor en el yacimiento, evidenciando que, al entrar en contacto con los fluidos presentes, se generan diversos fenómenos fisicoquímicos. Entre estos se destacan la expansión térmica de los fluidos, la reducción de la viscosidad del crudo, la destilación de sus fracciones más livianas y los cambios poco significativos en la mojabilidad de la roca. Estos resultados permiten comprender los mecanismos mediante los cuales los procesos térmicos mejoran la movilidad del crudo, lo que resalta la relevancia del vapor como agente fundamental en técnicas de recobro mejorado.

Abdelsalam et al. (2025) analizaron los mecanismos del dióxido de carbono (CO₂) en procesos de acuatermólisis catalítica de crudos pesados, evaluando su efecto tanto en condiciones de termólisis no catalítica como en presencia de catalizadores solubles en agua a 300 °C durante 24 h. Los resultados evidenciaron que el incremento de la presión inicial de CO₂ mejora su solubilidad en el crudo y favorece su hinchamiento, lo que contribuye significativamente a reducir la viscosidad. Asimismo, en condiciones de acuatermólisis catalítica, se observó una alta eficiencia del catalizador basado en Na₃VO₄, lo que permitió reducciones del 35,5 % en el contenido de asfaltenos, del 72,8 % en la viscosidad y del 41,2 % en el contenido de azufre. Adicionalmente, la incorporación de tetralina como donador de hidrógeno potenció la producción de fracciones livianas, como gasolina y diésel. Estos resultados evidencian una marcada sinergia entre el CO₂ y los catalizadores solubles en agua, lo que destaca su potencial para mejorar significativamente las propiedades fisicoquímicas del crudo pesado.

3 Metodología experimental

Para realizar las pruebas de acuatermólisis catalítica con CO₂ en reactores *batch* a escala de laboratorio, se construye el sello de grafoil con las dimensiones de la tapa del reactor. El propósito de este sello consiste en generar hermeticidad entre la tapa y el cilindro y, de esta manera, evitar la fuga de gases en el sistema. Se prepara la carga para el reactor, para la cual se adicionan al cilindro 25 g de crudo, 12,5 g de agua destilada y la concentración requerida del precursor Oleato de hierro, OFe. Para esta etapa se utilizan la balanza y la micropipeta.

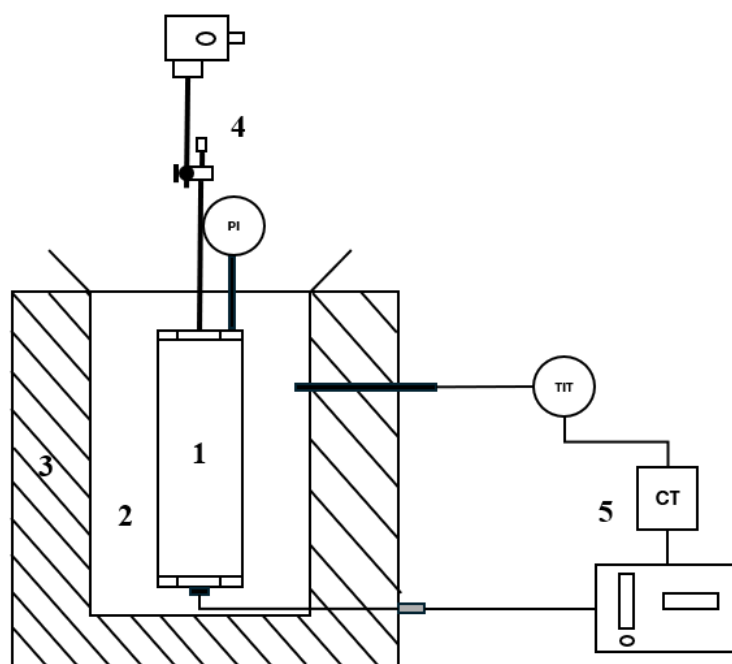
Inicialmente, se realiza un precalentamiento del reactor a baja temperatura (50-70 °C) para facilitar la movilidad y homogeneizar los fluidos. Para ello se emplean la plancha de calentamiento y el agitador magnético. Luego, el sistema o la mezcla de fluidos se dejan homogeneizar durante 15 minutos. Se coloca el reactor en la prensa y se asegura. Se agrega grasa protectora térmica a las roscas del reactor para evitar que las altas temperaturas causen daños en el mecanizado de las roscas durante la prueba. Se limpia el exceso de grasa que quede fuera de la rosca, se coloca el sello encima del reactor, seguidamente se coloca la tapa y se cierra el reactor empleando una llave apropiada, aplicando el torque necesario para asegurar un cierre y un sellado hermético adecuado del reactor.

Posteriormente, se pesa el reactor antes de presurizar y se realiza la remoción del oxígeno presente en él empleando la carga de nitrógeno y CO₂ a la presión determinada en el diseño experimental. Se verifica que no existen fugas en el sistema, sumergiendo el reactor en un baño de agua para facilitar su detección mediante la aparición de burbujas. Se seca el reactor, se pesa y se dispone en el equipo de calentamiento, el cual ha sido configurado con el controlador de temperatura a la condición necesaria para cada prueba conforme al diseño de experimentos. Se

monitorea la temperatura del reactor y se establece el momento de inicio de la prueba cuando la temperatura alcance la estipulada en el diseño experimental. Además, se verifica la presión del sistema para evidenciar que no se presentarán fugas durante la reacción bajo las condiciones de tiempo y temperatura establecidas (66 h y 270 °C). La Figura 5 muestra un diagrama del montaje.

Figura 5.

Montaje de las pruebas de acuatermólisis.



Nota: El esquema muestra 1. Reactor batch. 2. Medio de calentamiento. 3. Aislamiento. 4. Sistema de presurización. 5. Sistema de control de temperatura.

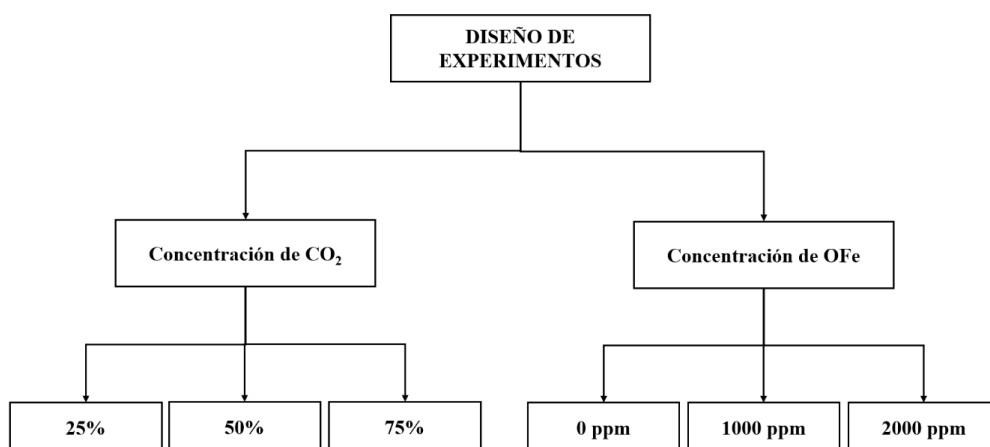
Finalmente, se baja el reactor del equipo de calentamiento, transcurrido el tiempo de reacción, y se deja enfriar hasta obtener una lectura de temperatura cercana al valor ambiente. Se abre el reactor y se disponen los fluidos de la prueba en tubos de centrifuga. Se centrifugan las muestras a 6000 rpm durante 15 minutos, con 3 ciclos de centrifugado. Se retira el agua de los

tubos de centrifuga y se trasvasa el crudo resultante a un recipiente final, el cual se encuentra rotulado con las condiciones a las cuales fue realizada la prueba.

Para determinar la influencia del CO₂ y del OFe en las propiedades fisicoquímicas del crudo, se realizó un diseño de experimentos 3² mostrado en la Figura 6. En las pruebas se fue variando la concentración de catalizador (0 ppm, 1000 ppm y 2000 ppm) y la concentración de CO₂ (25 %, 50 % y 75 %), para un total de 9 pruebas. La variable de respuesta es la viscosidad del crudo mejorado, puesto que es una propiedad fisicoquímica que afecta directamente el factor de movilidad dentro del yacimiento. Además, se realizaron pruebas sobre el crudo base y el blanco (acuatermolisis sin catalizador y sin CO₂) para determinar una base sobre la cual comparar.

Figura 6.

Diseño de experimentos.



3.1 Viscosidad

Para la medición de viscosidad se utilizó un viscosímetro rotacional First Pro Plus, marca Lamy Rheology Instruments. Debido a la limitación en la cantidad de muestra, se seleccionó el husillo MK-SV418 el cual está diseñado para mediciones reológicas de bajos volúmenes (8 mL). Se realizaron mediciones bajo condiciones de temperatura de 30, 45 y 60 °C manteniendo el par en 6500 ± 100 mN.m con una calibración inicial del equipo en 200 rpm. El equipo cumple certificación con las normas ASTM D789, ASTM D2196, ISO 1652.

3.2 Densidad

La densidad del crudo se determinó mediante el método del picnómetro de vidrio, siguiendo la norma ASTM D1250-80 a una temperatura controlada de 20 °C. Se utilizó un picnómetro de vidrio calibrado (marca LMS, fabricado en Alemania), con capacidad de 5,015 mL, provisto de un tapón esmerilado con capilar que permite eliminar el exceso de muestra y asegurar un volumen constante. El procedimiento consistió en limpiar y secar el picnómetro con solvente orgánico y aire caliente, pesar el picnómetro vacío y seco (masa m_1), llenar el picnómetro con el crudo previamente atemperado (20 ± 0.1 °C) evitando burbujas de aire, colocar el tapón, secar el exterior y registrar la masa total (m_2). Repetir el procedimiento con agua destilada a la misma temperatura para la calibración y calcular la densidad del crudo mediante la Ecuación 13.

$$\rho_{crudo} = \frac{m_2 - m_1}{V} \quad (13)$$

Donde: V es el volumen calibrado del picnómetro.

Finalmente, la densidad obtenida a 20 °C se corrige a 60 °F (15.56 °C) utilizando las tablas de corrección ZIK bajo la norma ASTM D 1250-80 para posteriormente calcular los grados API según la Ecuación 14.

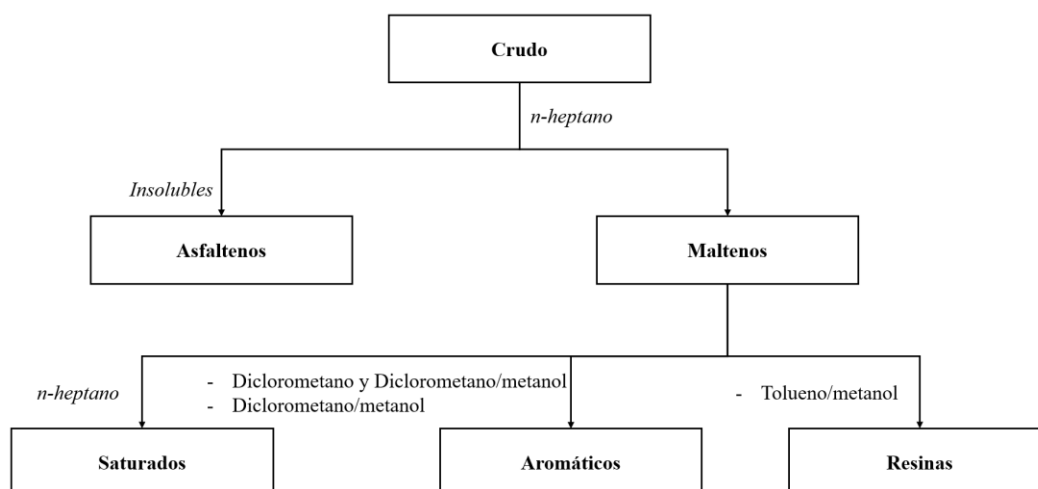
$$^{\circ}API = \frac{141.5 \rho_{agua,60^{\circ}F}}{\rho_{crudo,60^{\circ}F}} - 131.5 \quad (14)$$

3.3 Análisis composicional SARA

El proceso de separación SARA (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos) corresponde a los procedimientos descritos en las normas ASTM D6560 y ASTM D2007 como se ilustra en la Figura 7.

Figura 7.

Metodología del fraccionamiento SARA.



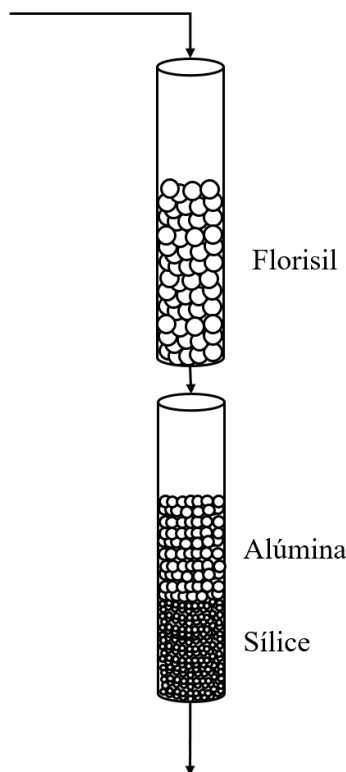
Nota: Adaptado de: *Thermal Cracking and Catalytic Hydrocracking of a Colombian Vacuum Residue and Its Maltenes and Asphaltenes Fractions in Toluene*, por A. Y. León et al. (2017)

En el proceso de separación, se adicionan 40 mL de *n*-heptano sobre 1 g de crudo previamente pesado en un balón esmerilado de 250 mL. Luego, el balón con la mezcla se somete a calentamiento bajo reflujo durante 1 hora. Una vez terminado el proceso de calentamiento, la mezcla se deja en reposo durante 24 horas. Posteriormente, la mezcla se filtra en papel Whatman No. 42 con ayuda de una bomba de vacío, donde se retiene la fracción de asfaltenos. El papel filtro y los asfaltenos se calientan en un Horno a 110 °C durante 24 h. Finalmente, el *n*-heptano se separa de los asfaltenos mediante rotoevaporación.

El fraccionamiento de los máltenos (saturados, aromáticos y resinas) se realizó mediante cromatografía de columna abierta con disolventes de polaridades diferentes. En este montaje se utilizaron dos columnas, una encima de la otra, cada una con una fase estacionaria distinta. La columna superior se empacó con Florisil (~10 cm de altura), mientras que la columna inferior fue empacada con óxido de silicio o sílice (~10 cm de altura, en la parte inferior de la columna) y óxido de aluminio o alúmina (~10 cm de altura, en la parte superior de la columna), como se muestra en la Figura 8.

Figura 8.

Montaje de la cromatografía de columna abierta.



Se acondiciona la columna con *n*-heptano para humedecer completamente la fase estacionaria, eliminar burbujas de aire y establecer las condiciones iniciales de separación. Se agregaron los máltenos en la columna superior, disueltos en 100 mL de *n*-heptano como eluyente, para separar la fracción de saturados. La separación de los aromáticos se llevó a cabo en dos fases, cada una en una columna diferente. Primero se utilizaron 10 mL de diclorometano, seguidos de 10 mL de una mezcla de diclorometano/metanol al 7:3 en la columna superior, con el fin de extraer los aromáticos de mayor peso molecular, estructura molecular más compleja, mayor polaridad o presencia de heteroátomos, que tienden a quedar retenidos en las resinas, los cuales se denominaron como Aromáticos II. Luego, se utilizaron 100 mL de una mezcla de

diclorometano/metanol en una proporción 7:3 en la columna inferior, con el fin de separar la fracción de aromáticos más liviana y menos polar, denominada como Aromáticos I. Luego, para la separación de las resinas, se utilizaron 100 mL de una mezcla de tolueno/metanol en proporción 7:3 en la columna superior, con el fin de extraerlas. Los tiempos de retención son de aproximadamente 70 minutos. Finalmente, cada una de las fracciones fue separada libre de disolvente mediante rotoevaporación (Leon et al., 2017).

3.4 Espectroscopía de transformada de Fourier infrarroja (FTIR)

Los espectros de infrarrojo FTIR-ATR de los crudos originales y de los crudos mejorados en condiciones de acuatermólisis catalítica se registraron en un espectrómetro NicoletTM SummitTM FTIR con una celda ATR y un cristal de reflexión de diamante.

La medición de los espectros se realizó en un solo paso, en el rango de números de onda entre 400 y 4000 cm⁻¹. En la Tabla 1 se muestran las principales señales del espectro de infrarrojo, asociadas a grupo funcional y tipo de compuesto, para los crudos y sus fracciones.

Tabla 1.*Análisis FT-IR de crudos y de sus fracciones.*

Longitud de onda, cm ⁻¹	Tipo de compuesto
720	Movimiento (CH ₂) _n cadenas alifáticas con $n \geq 4$
745	Deformación de enlaces CH aromático fuera del plano =CH (4H)
810	Deformación de enlaces CH aromáticos fuera del plano =CH (2H, 3H)
860	Deformación de enlaces CH aromáticos fuera del plano =CH
1.030	Grupo Sulfoxido, S=O
1.375	Flexión simétrica del grupo metil, -CH ₃
1.455	Flexión simétrica grupo metileno, -CH ₂
1.600	Estiramiento del enlace aromático, C=C
1.710	Estiramiento del grupo carboxílico, -C=O
2.850	Estiramiento simétrico, -RCH ₂
2.860	Estiramiento simétrico -RCH ₃
2.920	Estiramiento asimétrico, -RCH ₂
2.950	Estiramiento asimétrico, -RCH ₃

Nota: Adaptado de *Change in the structural-group composition of bitumen asphaltenes upon thermal bitumen recovery*, por Yusupova et al. (2017).

Para el análisis y comparación de los crudos antes y después del proceso de acuatermólisis, se seleccionaron los parámetros moleculares promedio P₁ a P₅ calculados a partir de las amplitudes de los espectros infrarrojos en números de onda específicos mediante las Ecuaciones 15 a 19 (Vakhin et al., 2018).

$$P_1(\text{Aromaticidad}) = \frac{A_{1600}}{A_{720}} \quad (15)$$

$$P_2(\text{Oxidación}) = \frac{A_{1710}}{A_{1465}} \quad (16)$$

$$P_3(\text{Ramificación}) = \frac{A_{1380}}{A_{1465}} \quad (17)$$

$$P_4(\text{Sulfuración}) = \frac{A_{1030}}{A_{1465}} \quad (18)$$

$$P_5(\text{Parafinidad}) = \frac{A_{720} + A_{1380}}{A_{1600}} \quad (19)$$

3.5 Espectroscopía de resonancia magnética nuclear (RMN)

Los espectros de RMN-¹H fueron obtenidos por el equipo Bruker Avance III 9.4 T de la Universidad Industrial de Santander, con una frecuencia de resonancia de 400 MHz, empleando una solución de 4% p/p de cloroformo deuterado (CDCl₃). Toda la información fue tratada con el software Mestre-Nova R v 3.0, aplicando el tratamiento de corrección de línea base, ajuste de fase manual, selección de regiones e integración; el tratamiento se realizó tres veces para cada muestra y se emplearon las regiones de integración reportadas en la Tabla 2.

Tabla 2.

Tipos de hidrógeno presentes en los espectros RMN en los crudos.

No.	δH (ppm)	Tipo de hidrógeno
H ₁	0.5-1.0	CH ₃ de parafinas (n- e iso-); hidrógenos parafínicos y más a sistemas aromáticos
H ₂	1.0-1.7	CH ₂ de parafinas (n- e iso-); CH de isoparafinas, CH y CH ₂ de naftenos, hidrógenos parafínicos β a sistemas aromáticos.
H ₃	1.7-1.9	CH y CH ₂ de naftenos; primordialmente β-CH y β-CH ₂ a sistemas aromáticos
H ₄	1.9-2.1	α-CH ₂ de olefinas
H ₅	2.1-2.4	α-CH ₃ a carbonos aromáticos
H ₆	2.4-3.5	α-CH y α-CH ₂ a carbonos aromáticos
H ₇	3.5-4.5	Puente CH ₂ o CH
H ₈	4.5-6.0	CH y CH ₂ de olefinas
H ₉	6.0-7.2	CH de anillos mono-aromáticos
H ₁₀	7.2-8.3	CH de anillos di-aromáticos y algunos tri y tetra-aromáticos
H ₁₁	8.2-8.9	CH de algunos anillos tri y tetra-aromáticos
H ₁₂	8.9-9.3	CH de algunos anillos tetra-aromáticos

Nota: Adaptado de Catalytic upgrading evaluation under steam injection conditions with

spectroscopy ¹H-NMR, por P. A. León et al. (2022).

Algunos autores han clasificado los grupos funcionales presentes en las estructuras moleculares de los hidrocarburos basándose en las regiones y desplazamiento químico de los diferentes tipos de átomos de hidrógeno (δH), clasificando así las regiones de los espectros

obtenidos del RMN en subgrupos de tipo de hidrógeno observados en la Tabla 3 (León Naranjo, 2019).

Tabla 3.

Regiones y desplazamientos de los tipos de átomos de hidrógeno.

Tipo de H	Definición	Desplazamiento
H_{α}	Átomo de hidrógeno α de cadenas alquílicas en anillos aromáticos.	0.5-1.0
H_{β}	Átomo de hidrógeno β de cadenas alquílicas en anillos aromáticos.	1.0-1.9
H_{γ}	Átomo de hidrógeno del grupo metil (CH ₃) terminal de cadenas alquílicas en anillos aromáticos	1.9-4.5
H_{ar}	Átomos de hidrógeno aromático.	6.0-9.0
H_m	Átomos de hidrógeno en mono aromáticos.	6.0-7.2
H_{D-M}	Átomos de hidrógeno en di-tetra aromáticos.	7.2-9.0
R_{CH_2}	Átomos de hidrógeno en carbonos CH ₂ (Puentes CH ₂ en anillos aromáticos)	3.5-4.5

Nota: Adaptado de León Naranjo (2019).

León Naranjo (2019) expone tres parámetros promedio por intensidad de los átomos de hidrógeno para facilitar y simplificar el análisis composicional de los hidrocarburos. El primero de estos parámetros es el factor “n”, que determina el número promedio de carbonos alifáticos en cadenas alquílicas y se expone en la Ecuación 20. El segundo es el factor “r”, que indica el número de anillos sustituidos y se determina por la Ecuación 21. Finalmente, está el factor “f_a”, que se refiere al factor de aromaticidad y se obtiene mediante la Ecuación 22.

$$n = \frac{H_{\alpha} + H_{\beta} + H_{\gamma}}{H_{\alpha}} \quad (20)$$

$$r = \left[0.25 \left(4.12 + \frac{H_{\beta}}{H_{\gamma}} \right) - 1 \right] \left[\frac{n-1}{2} \right] \quad (21)$$

$$f_a = \frac{H_{ar}}{H_{ar} + H_{\alpha} + H_{\beta} + H_{\gamma}} \quad (22)$$

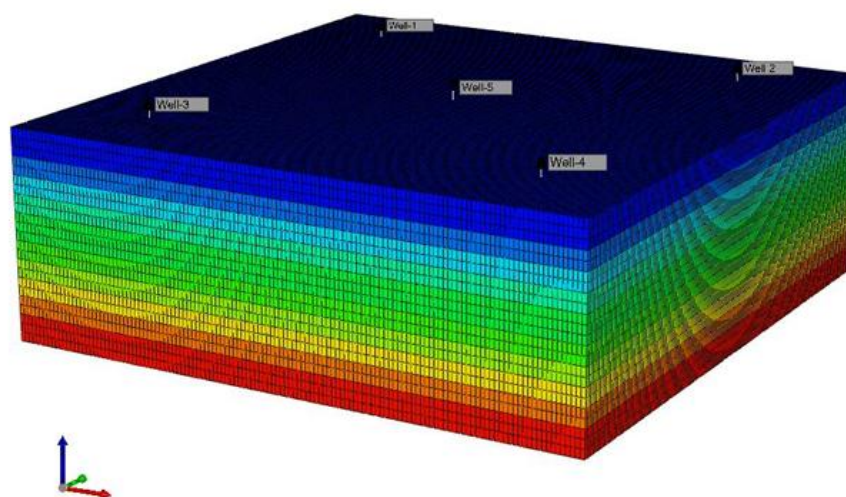
3.6 Modelo de simulación numérica (CMG)

Se construyó un modelo conceptual de simulación numérica con el fin de representar la implementación de un piloto de la tecnología, simulando un proceso de inyección cíclica de vapor, dado que las pruebas realizadas a escala de laboratorio fueron de tipo *batch*.

Para ello, se utilizó la herramienta comercial STARS® (Thermal & Advanced Processes Simulator) de CMG© (Computer Modelling Group), que permite representar los procesos de recobro térmico mediante inyección de vapor o de aire. Se construyó un modelo cartesiano (135x135x23) cuyas dimensiones y valores de entrada están basados en estudios de simulación numérica previamente realizados sobre crudos pesados del valle medio magdalena con el fin de obtener una representación tanto del yacimiento como de los fenómenos térmicos (Hernandez et al., 2022), y se presentan en la Tabla 4. Así mismo, el esquema de la malla resultante se presenta en la Figura 9.

Tabla 4.*Datos de entrada para la construcción del modelo de simulación.*

Área (Acres)	10	Temperatura (°F)	112
Pozos perforados	5	Presión de referencia (Psi)	950
Porosidad	0.26	BHP (psi)	600
Compresibilidad	0.00005	Conductividad térmica (BTU/ft×día×°F)	Areniscas: 24 Arcillas: 30
Espesor bruto (ft)	115	Conductividad volumétrica (BTU/ft ³ ×°F)	Areniscas: 30 Arcillas: 40 Crudo: 1.6 Agua: 12.6 Gas: 0.25
Tope de la formación (ft)	1920	Permeabilidad (mD)	1000

Nota: Adaptado de Hernandez et al. (2022)**Figura 9.***Vista 3D del modelo.*

Inicialmente, se modelan los hidrocarburos mediante la ecuación de Peng-Robinson a partir de la composición inicial del crudo mostrada en la tabla 5. El ajuste de propiedades como el factor volumétrico, la viscosidad, densidad y relación gas aceite se realiza mediante la regresión de

pruebas PVT del grupo de recobro mejorado GRM como las pruebas de liberación diferencial e hinchamiento en la herramienta Winprop® como se muestra en las Figuras 10 a 13. Utilizando los valores de viscosidad calculados en la fase experimental, se realiza el ajuste mediante el modelo de Pedersen modificado (1987), el resultado se presenta en la Figura 14.

Tabla 5.

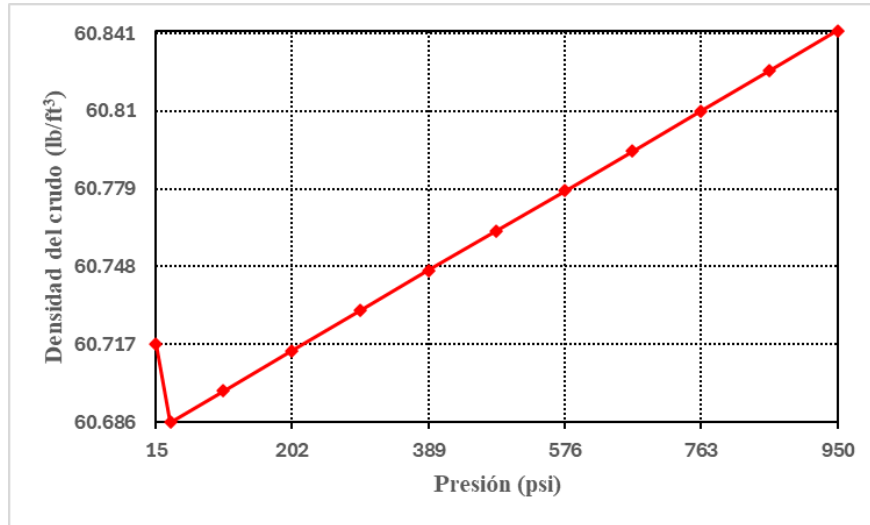
Composición del crudo base.

Componente	Porcentaje Molar (%)	Componente	Porcentaje Molar (%)
C1	0,8499	C15	2.0212
C2	0,0979	C16	2.0722
C3	0,0339	C17	2.2499
i-C4	0,00529	C18	2.2028
n-C4	0,053	C19	2.13117
i-C5	0,00084	C20	2.4446
n-C5	0,000459	C21	2.4675
C6	0,00017	C22	2.5332
C7	0,00005	C23	2.1382
C8	0.0585	C24	2.102
C9	0.01316	C25	2.221
C10	0.3959	C26	2.0249
C11	0.6247	C27	2.245
C12	1.0459	C28	1.634
C13	1.4628	C29	2.0672
C14	1.7035	C30+	60.9955

Nota: Adaptado de Evaluación de la inyección localizada de vapor con la técnica huff and puff para ocho pozos en el campo teca-cocorná mediante simulación numérica, por Fonseca Gomez & Sánchez Burbano (2017).

Figura 10.

Comportamiento de la densidad del crudo con la presión.

**Figura 11.**

Comportamiento del factor volumétrico con la presión.

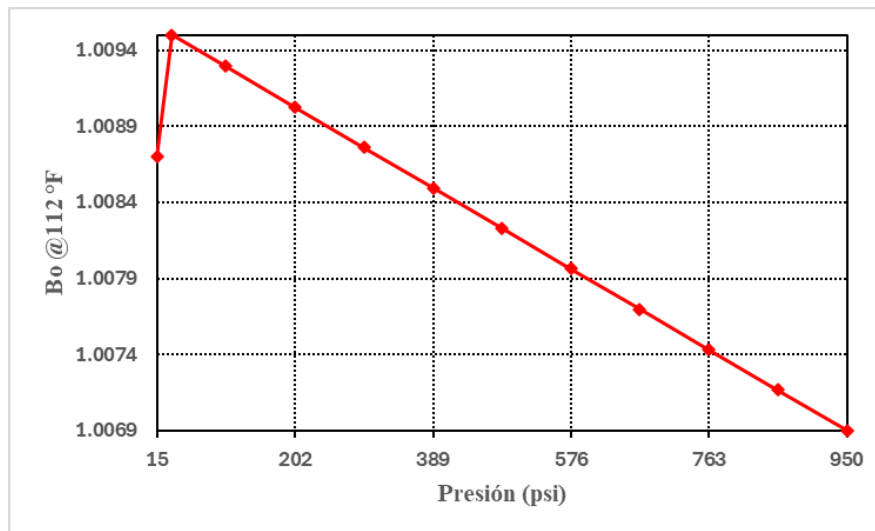
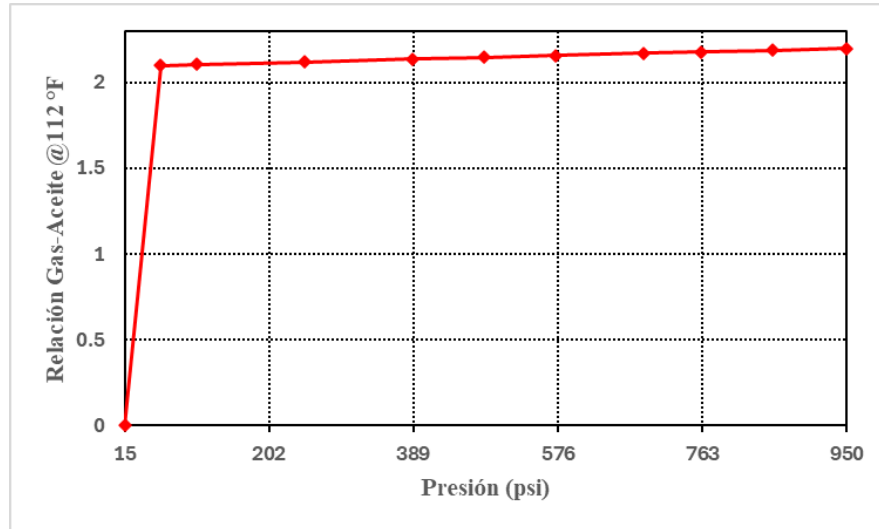


Figura 12.

Comportamiento de la relación Gas-Aceite con la presión.

**Figura 13.**

Comportamiento de la viscosidad con la presión.

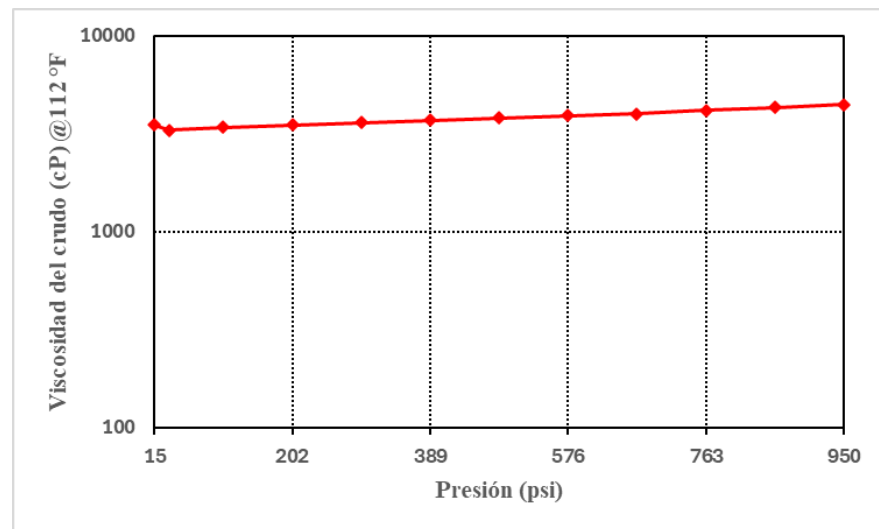
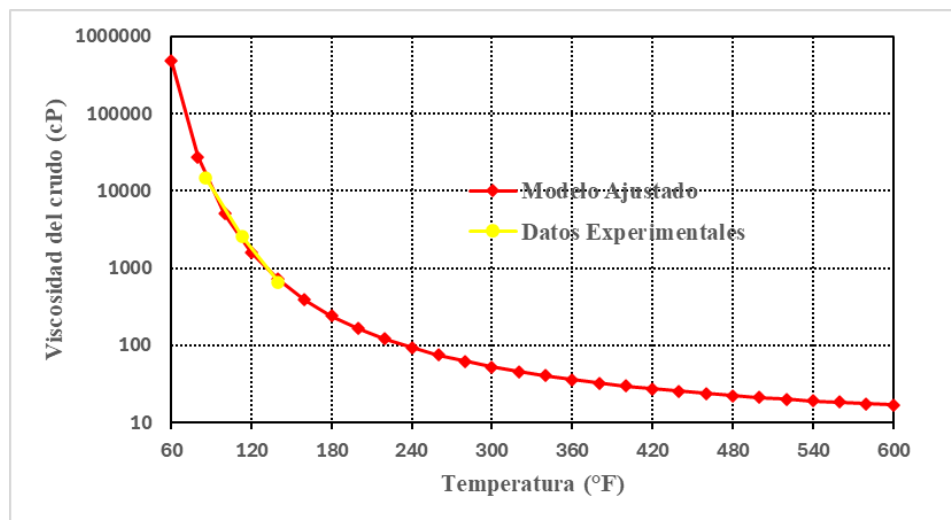


Figura 14.

Comportamiento de la viscosidad con la temperatura.



A partir de estudios previos realizados de simulación numérica de la tecnología de mejoramiento in situ (Chávez-Morales & Pereira- Almao, 2016), el crudo puede ser representado mediante cinco pseudocomponentes, los cuales permiten construir un modelo cinético representativo de las reacciones de *upgrading* que se llevan a cabo sobre el crudo y cuyos rangos composicionales están presentados en la Tabla 6. De tal manera, mediante el ajuste realizado con la herramienta Winprop®, es posible determinar la distribución de los pseudocomponentes en el crudo, como se presenta en la Tabla 7.

Tabla 6.

Pseudocomponentes establecidos para el crudo base.

Pseudocomponente	Temperatura de ebullición (°C)	Componente
Gases	<IBP (Initial Boiling Point)	C ₁ -C ₄
Naftenos	IBP-216	C ₅ -C ₁₂
Destilados	216-343	C ₁₃ -C ₂₀
VACUUM GAS OIL (VGO)	343-545	C ₂₁ -C ₄₄
RESIDUO (VR)	>545	C ₄₅ +

Tabla 7.

Propiedades de los pseudocomponentes del crudo.

Pseudocomponente	P _C (psia)	T _C (R)	Factor acéntrico	Peso molecular	Fracción molar
Gases	681.4	383.8	0.024	18.842	0.0099
Naftenos	338.9	1162	0.484	148.621	0.02262
Destilados	251.2	1325.8	0.693	224.624	0.1402
Vacuum Gas Oil (VGO)	197.8	1674.5	1.081	328.63	0.63038
Residuo (VR)	120.6	1933.5	1.401	504.41	0.19682

Finalmente, para representar la interacción de las fases caracterizadas en el modelo, se registraron las curvas de permeabilidad relativa del sistema agua-crudo y del sistema líquido-gas, como se muestra en las Figuras 15 y 16. Estas curvas fueron construidas a partir de los datos de estudios de inyección de vapor realizadas en el campo TECA (Gonzales & Pinilla, 2009), del cual procede también el crudo que se utilizó en la acuatermólisis experimental.

Figura 15.

Permeabilidades relativas del sistema agua-aceite.

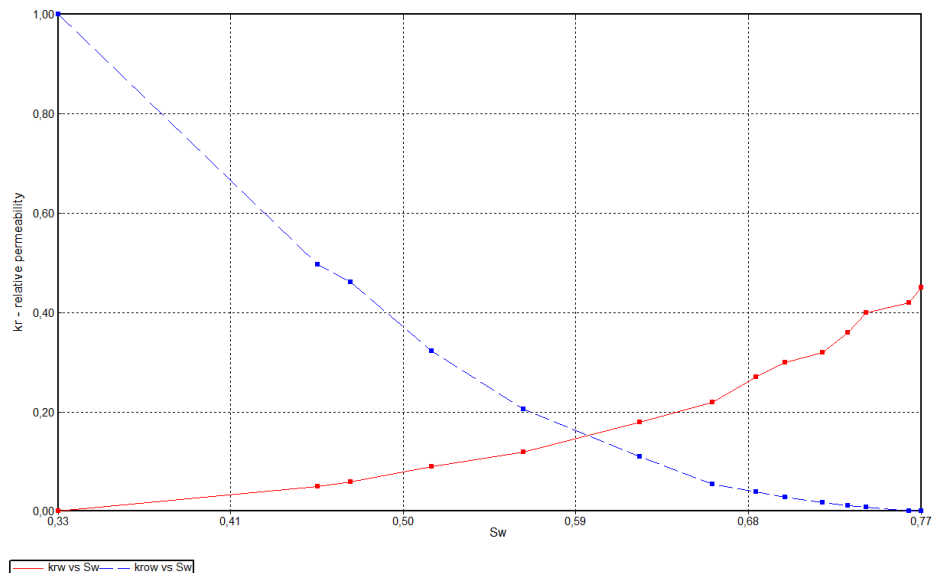
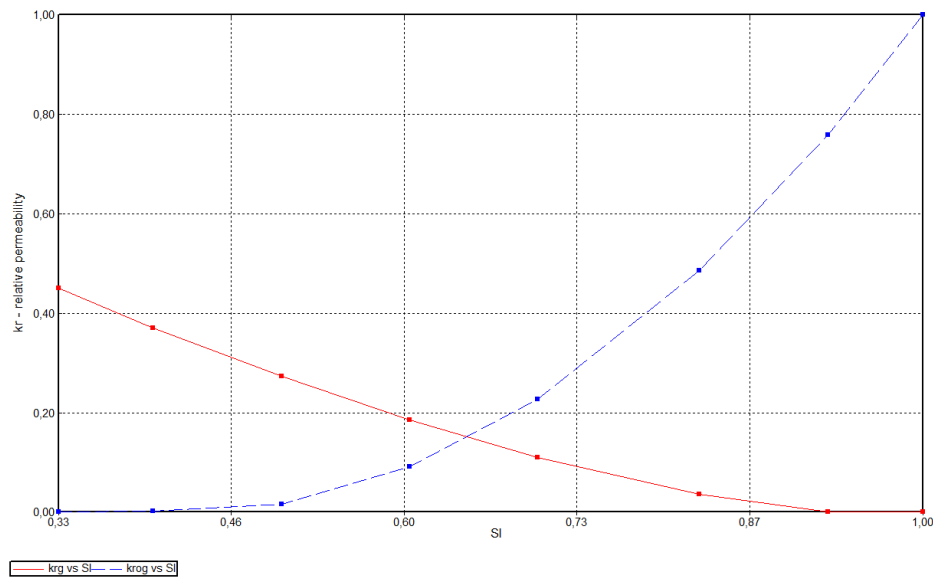


Figura 16.

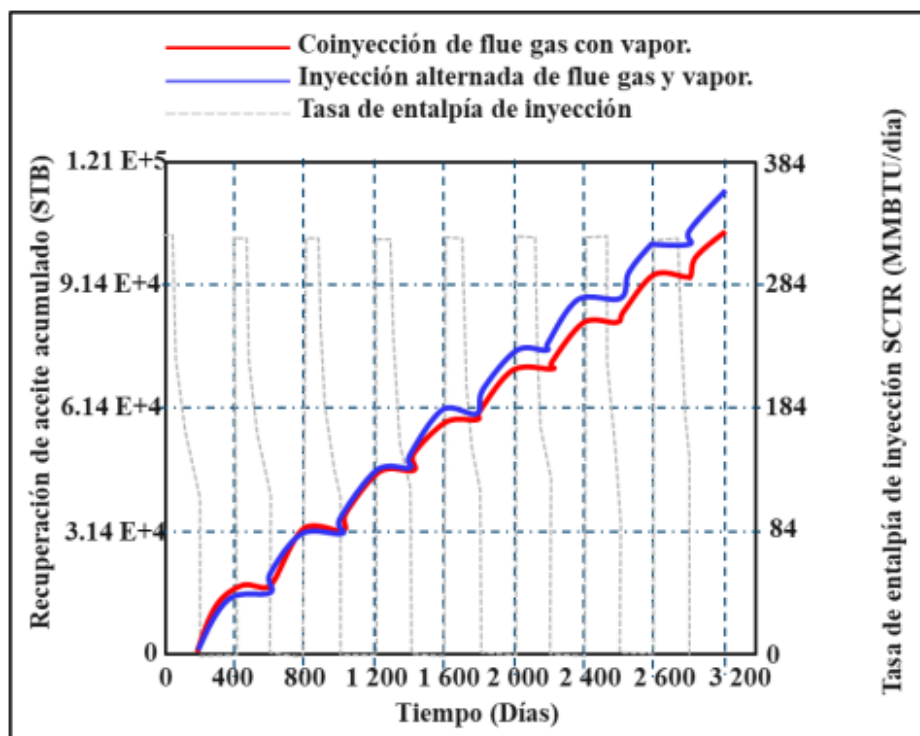
Permeabilidades relativas del sistema líquido-gas.



En la evaluación de procesos de inyección de vapor y *flue gas*, se consideran tres esquemas operativos principales: pre-inyección, co-inyección y post-inyección. Caicedo Avellaneda & Patiño Martínez (2021) realizaron una evaluación técnica de la inyección cíclica de vapor con *flue gas* en pozos verticales, encontrando que el esquema de co-inyección presentó el mayor factor de recobro entre las alternativas analizadas, como se muestra en la Figura 17. Debido a que en la fase de experimentación se realizó la inyección de vapor de agua, catalizadores y CO₂ de manera simultánea, se consideró que el esquema de co-inyección sería el más adecuado.

Figura 17.

Comparación de los esquemas de inyección de vapor con flue gas.



Nota: Tomado de “Gas injection assisted steam huff-n-puff process for oil recovery from deep heavy oil reservoirs with low-permeability”, por Wan et al. (2020)

No obstante, la influencia de especies ácidas como el ácido carbónico sobre la actividad de catalizadores de hierro, así como los posibles fenómenos de inhibición asociados, no han sido reportados en la literatura desde el punto de vista de la cinética de reacción ni de modelos de equilibrio químico. En consecuencia, no fue posible simular el efecto químico del CO₂ en el proceso de acuatermólisis.

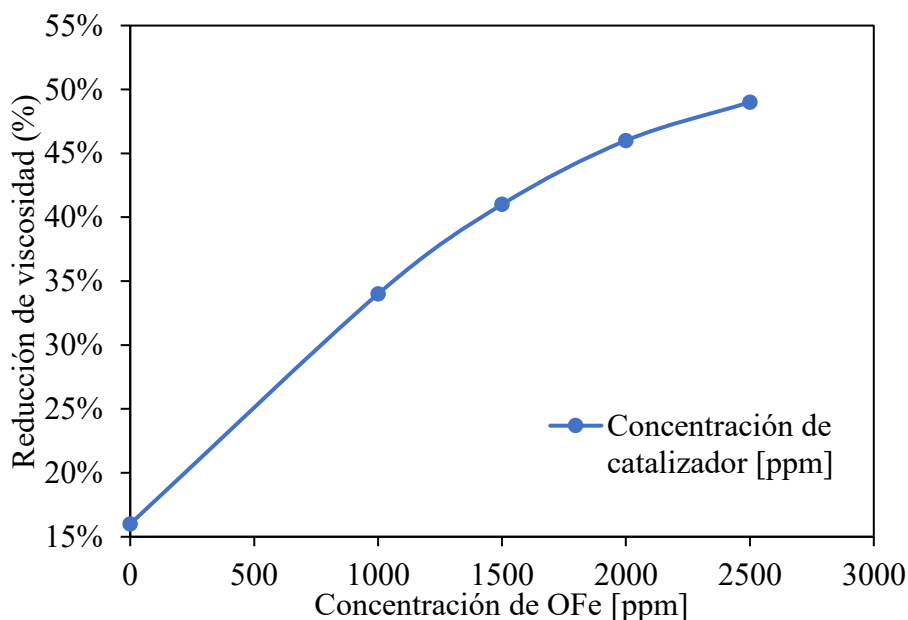
4 Resultados

4.1 Viscosidad

La Figura 18 muestra la variación en la reducción de la viscosidad en función de la concentración de catalizador. Este comportamiento indica que, a bajas concentraciones de OFe, cada incremento en la cantidad de catalizador genera un aumento significativo en la reducción de la viscosidad, debido a la mayor disponibilidad de sitios activos capaces de promover la ruptura de cadenas pesadas, la desagregación de agregados de asfaltenos y la conversión parcial de fracciones de alto peso molecular (Wang et al., 2014). Sin embargo, a partir de aproximadamente 2000 ppm, la pendiente de la curva disminuye y se alcanza una zona de rendimientos decrecientes (<1%/100ppm), lo cual sugiere que el sistema se aproxima a una saturación de sitios activos en relación con la cantidad de materia orgánica presente en el reactor.

Figura 18.

Gráfico de reducción de viscosidad en función de la concentración de catalizador.

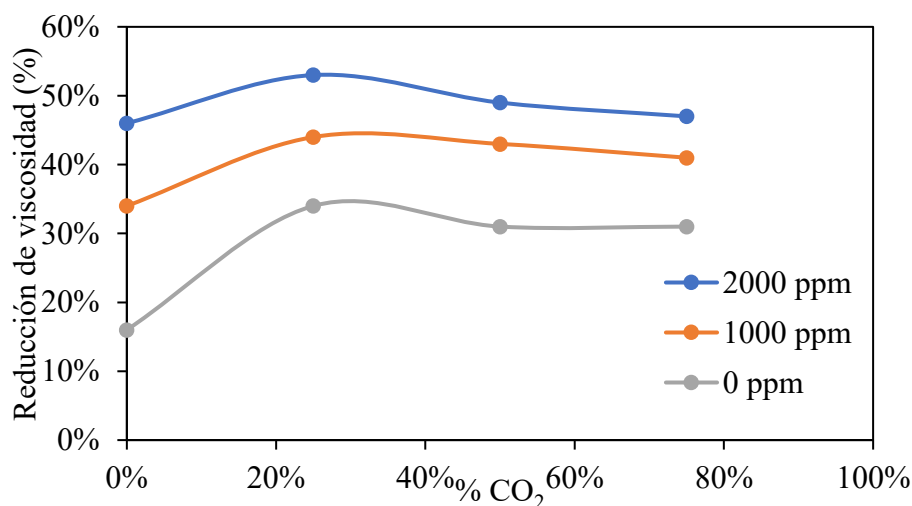


Esta tendencia se explica porque, más allá de dicha concentración, la cantidad de centros activos disponibles supera la fracción reactiva del crudo, por lo que el catalizador adicional ya no participa de manera efectiva en las reacciones. Además, en esta etapa, el proceso puede estar limitado por fenómenos como la difusión dentro de agregados de asfaltenos, la transferencia de masa entre las fases agua–aceite y la posible precipitación o aglomeración de especies de hierro bajo las condiciones de reacción (Wang et al., 2014). En conjunto, estos factores generan que la eficiencia de conversión no aumente significativamente a concentraciones superiores a 2000 ppm, indicando que este valor constituye una concentración ideal para el sistema evaluado.

Adicionalmente, con el fin de evaluar la influencia del CO₂ sobre la eficiencia del proceso de acuatermolisis catalítica, se realizaron ensayos variando la fracción molar de CO₂ en el reactor, manteniendo constantes las condiciones de operación y utilizando diferentes concentraciones del precursor de hierro (0, 1000 y 2000 ppm). La Figura 19 muestra la relación entre la reducción de la viscosidad obtenida y el porcentaje de CO₂ inyectado en el sistema.

Figura 19.

Reducción de viscosidad en función del porcentaje de dióxido de carbono inyectado.



En todos los casos se observó un incremento inicial en la reducción de la viscosidad con 0% y con aproximadamente 20–30% de CO₂, seguido de una disminución gradual a mayores concentraciones. Este comportamiento se ajusta a los mecanismos fisicoquímicos descritos para sistemas de *upgrading* termocatalítico asistido por CO₂ (Abdelsalam et al., 2025).

En la región inicial (hasta 30% de CO₂), la presencia moderada de CO₂ favorece la reducción de viscosidad debido a la acidificación del medio acuoso mediante la formación de H₂CO₃ y HCO₃⁻, lo cual desestabiliza agregados de asfaltenos y facilita su fragmentación térmica; el estímulo a reacciones asociadas al *water–gas shift* (WGS) promoviendo la generación de pequeñas cantidades de H₂, lo cual contribuye a la hidrogenólisis suave de fracciones pesadas; y la mejora en la dispersión del catalizador de hierro, generando más contactos efectivos entre los sitios activos y los compuestos de alto peso molecular (Muraza & Galadima, 2015).

Sin embargo, a concentraciones superiores a 30-40 % de CO₂, se observa una disminución de la eficiencia del proceso. Esto puede atribuirse a varios factores inhibitorios, como la formación de coque o de especies químicas como los carbonatos y bicarbonatos de hierro, reduciendo la disponibilidad de Fe²⁺/Fe³⁺ en ciclos redox y disminuyendo la actividad catalítica (Pham et al., 2023).

El efecto combinado entre CO₂ y catalizador también se evidencia en la Figura 12, tanto a 1000 como a 2000 ppm de OFe la reducción de viscosidad es superior en todo el rango evaluado, lo que confirma que el hierro potencia las rutas de craqueo catalítico y la disgregación de asfaltenos. No obstante, la tendencia descendente de los porcentajes de CO₂ a altos niveles se observa independientemente de la concentración de catalizador, lo que indica que el exceso de CO₂ introduce limitaciones fisicoquímicas inherentes al medio y a la química del hierro.

4.1.1 Análisis estadístico

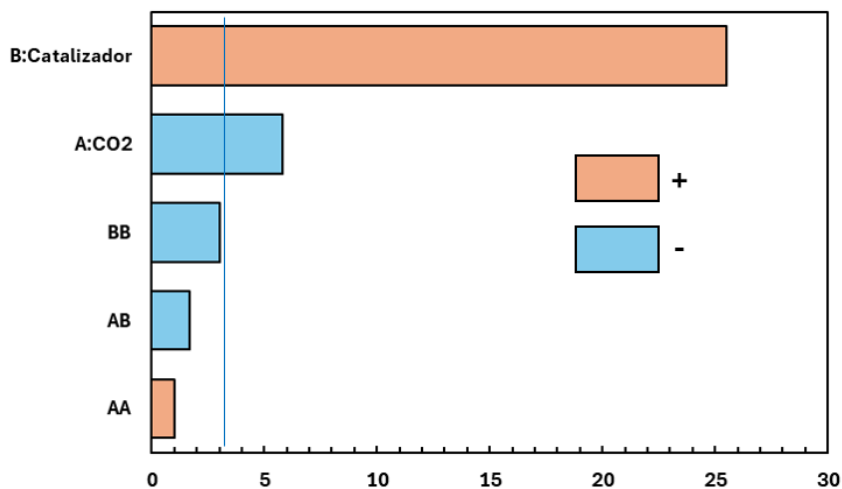
La Tabla 8 muestra el análisis de varianza realizado para la concentración de catalizador y la concentración de CO₂ sobre la reducción de viscosidad del crudo mejorado tras el proceso de acuatermólisis. Se evidencia que ambas fuentes de variación tienen un efecto estadísticamente significativo sobre la reducción de viscosidad. Sin embargo, la concentración de catalizador presenta una influencia considerablemente mayor con respecto a la concentración de CO₂, presentando un papel dominante en el comportamiento del sistema.

Tabla 8.

ANOVA de los resultados de reducción de viscosidad.

Fuente de variación	SS	GL	MS	F	p-value
CO ₂	24.90	2	12.45	11.32	0.008
Catalizador (ppm)	474.90	2	237.45	215.86	<0.001
Error	4.40	4	1.10		
Total	504.20	8			

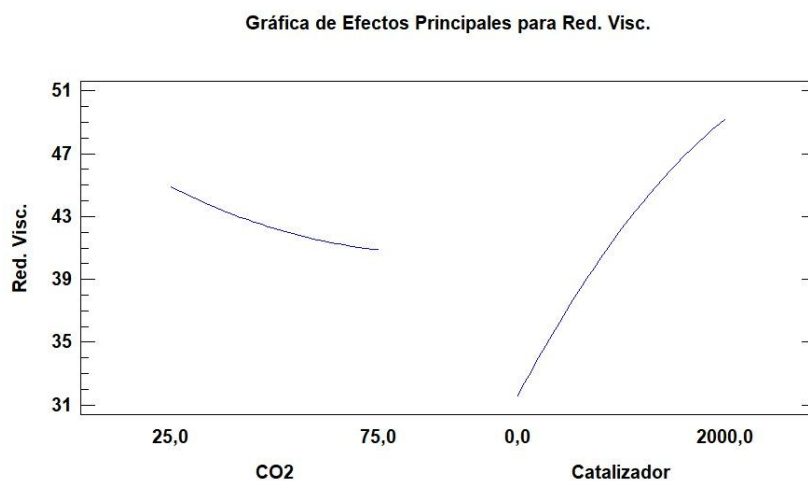
En la Figura 20 se muestra el diagrama de Pareto correspondiente a los resultados de la reducción de viscosidad para las pruebas de acuatermólisis catalítica con CO₂ presentados en el diseño de experimentos. Este diagrama muestra que el factor más influyente en la reducción de viscosidad es la concentración de catalizador, evidenciando un efecto altamente significativo y dominante sobre la respuesta del sistema, consistente con el ANOVA realizado anteriormente. El porcentaje de CO₂ también presenta un efecto significativo, aunque de menor magnitud y con tendencia negativa en el modelo. Por otro lado, los términos de interacción y los efectos cuadráticos no resultan estadísticamente significativos, lo que sugiere que la respuesta está principalmente gobernada por efectos lineales, con una ligera evidencia de comportamiento no lineal asociada al catalizador.

Figura 20.*Diagrama de Pareto.*

Por otra parte, en la Figura 21 se presenta una gráfica comparando los efectos de las variables de entrada sobre la variable de respuesta. La gráfica de efectos principales muestra que la concentración de catalizador tiene una influencia significativamente mayor sobre la reducción de viscosidad en comparación con el porcentaje de CO₂. Mientras que el incremento en la concentración de catalizador genera un aumento pronunciado en la respuesta, el CO₂ presenta una tendencia ligeramente decreciente, indicando un efecto negativo moderado. Estos resultados confirman que el comportamiento del sistema está dominado por el efecto del catalizador, mientras que el CO₂ actúa como un factor secundario que modifica la respuesta del proceso.

Figura 21.

Influencia de los efectos principales para la reducción de la viscosidad.



4.2 Densidad

En la Figura 22 se presenta la variación de la gravedad API del crudo en función de la concentración de catalizador utilizada, sin efecto del CO₂. Se evidencia un incremento progresivo a medida que aumenta la proporción de OFe respecto al crudo base. Por otra parte, en la Figura 23 se muestra el comportamiento de la gravedad API del crudo en función de la concentración de dióxido de carbono en el medio a una concentración de 2000 ppm de OFe. Este resultado muestra una disminución en la densidad (aumento en la gravedad API) hasta el valor del 25%, seguido de una disminución gradual para concentraciones mayores a 25%.

Figura 22.

Gráfico la gravedad API en función de la concentración de OFe.

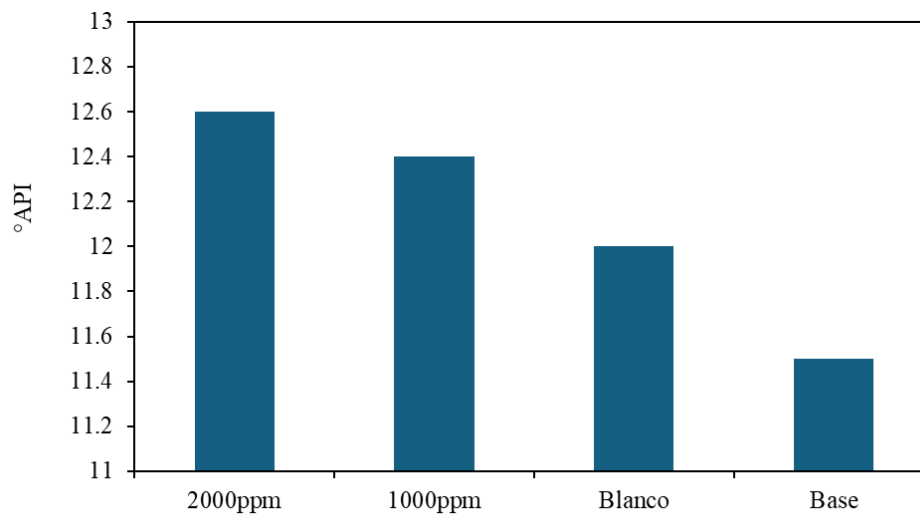
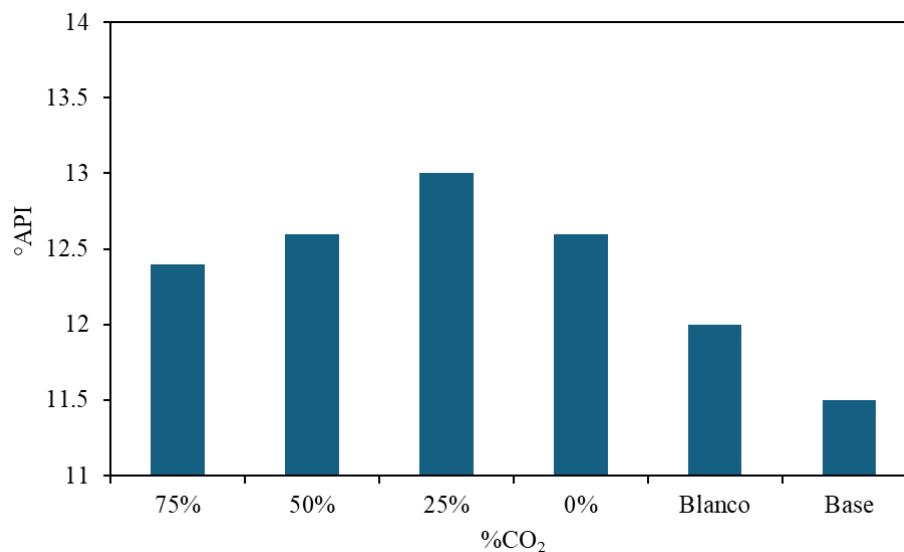
**Figura 23.**

Gráfico de la gravedad API en función del porcentaje de CO₂.

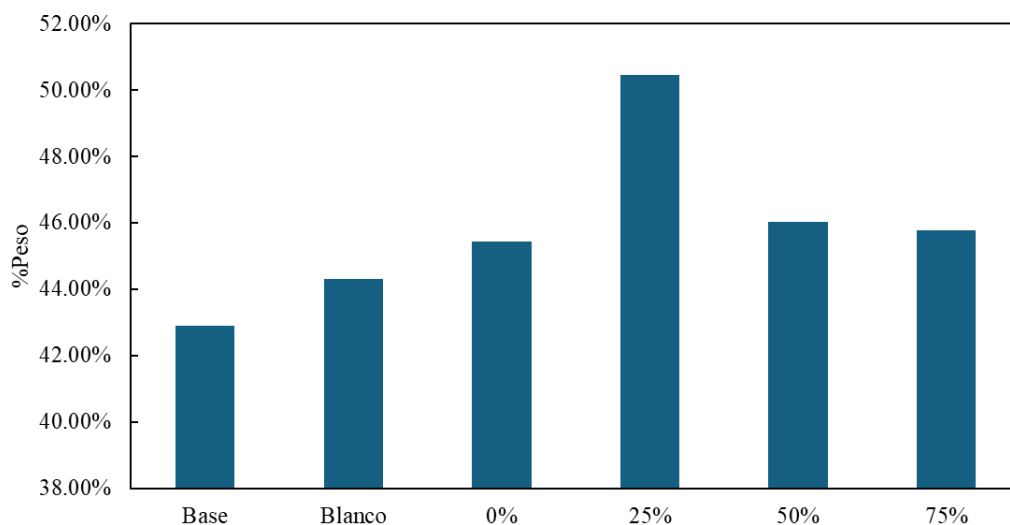


Los resultados obtenidos para la gravedad API son consistentes con las variaciones de viscosidad previamente observadas, evidenciando una relación directa entre la densidad y la

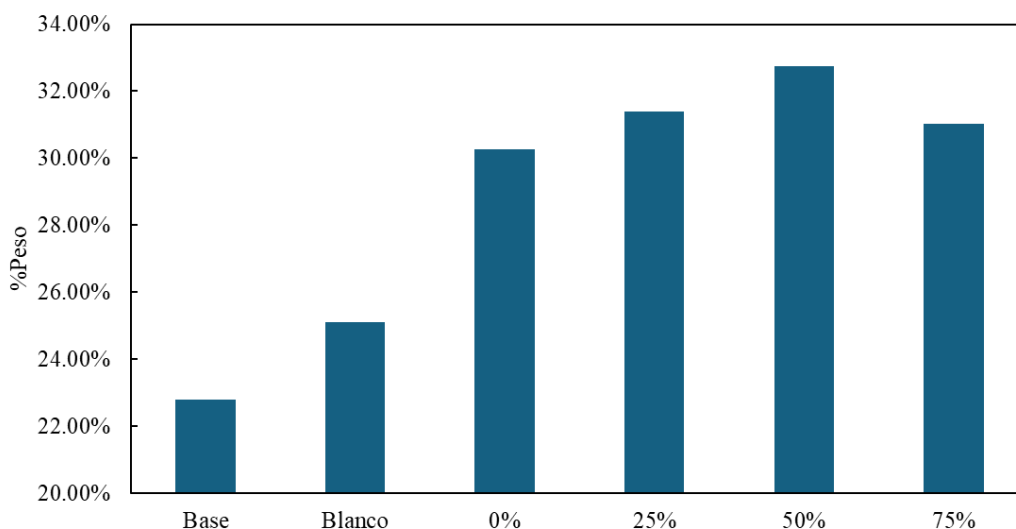
viscosidad del crudo. En particular, el incremento máximo de la gravedad API (13% con respecto al crudo base), en comparación con el incremento en la reducción de viscosidad (53% con respecto al crudo base), donde los procesos de acuatermólisis generan cambios más significativos en la viscosidad que en la densidad. Esto se debe a que el rompimiento de cadenas hidrocarbonadas de alto peso molecular modifica principalmente la distribución de fracciones pesadas, como resinas y asfaltenos, favoreciendo la formación de compuestos más livianos. Sin embargo, estos cambios estructurales no siempre se traducen en variaciones proporcionales de la densidad ya que los cambios en los componentes de mayor peso molecular (asfaltenos) no son tan significativos en comparación con las redistribuciones de las fracciones (Speight, 2014), lo que explica la menor sensibilidad de la gravedad API frente a los procesos de mejoramiento termoquímicos.

4.3 Análisis composicional SARA

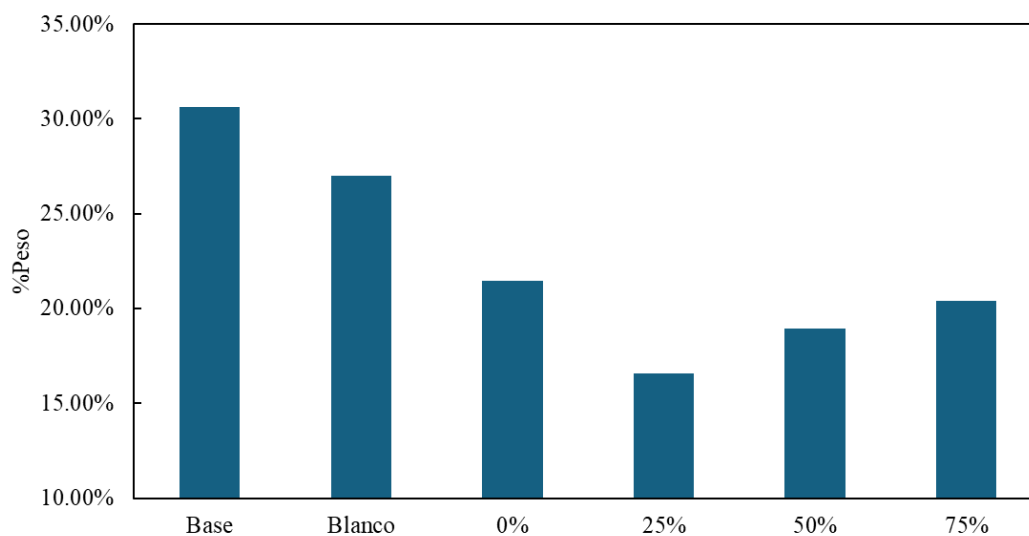
En la Figura 24 se presentan los resultados del análisis SARA de los crudos mejorados a diferentes concentraciones de CO₂ para una concentración de 2000 ppm, además del crudo base y el blanco. Se observa un incremento significativo de los saturados hasta el 25%, seguido de una disminución moderada a concentraciones más altas de CO₂. La fracción de saturados es la más liviana del crudo, por lo que un incremento de la fracción de saturados implica que la acuatermólisis actuó de forma más eficiente sobre los asfaltenos y las resinas a una concentración de CO₂ del 25%. Por otra parte, se observa un aumento de la cantidad de saturados del blanco con respecto a la base, lo que evidencia la acción del efecto térmico sin catalizador ni dióxido de carbono, y la acción del dióxido de carbono sobre la acuatermólisis catalítica.

Figura 24.*Fracción de saturados.*

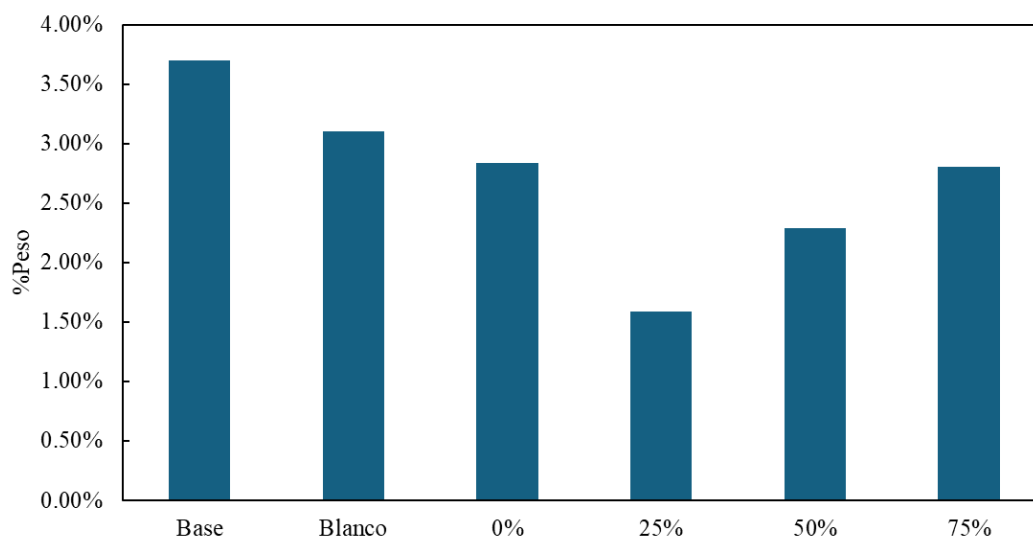
A diferencia de la fracción de saturados, la fracción de aromáticos presenta un comportamiento creciente hasta el 50% de condición, seguido de un posterior decrecimiento, como se muestra en la Figura 25. Este comportamiento puede explicarse considerando que dicha fracción corresponde a la suma de los aromáticos de tipo I y tipo II, que presentan características distintas, asociadas a componentes más livianos y pesados, respectivamente. En este sentido, las variaciones observadas en el contenido total de aromáticos pueden estar influidas por cambios en cualquiera de estas subfracciones, lo que dificulta interpretar la eficiencia del proceso de acuatermolisis. Por tanto, el aumento o disminución de la fracción aromática no constituye, por sí solo, un indicador concluyente del grado de mejoramiento del crudo.

Figura 25.*Fracción de aromáticos.*

La disminución inicial de las resinas mostrada en la Figura 26 está asociada al rompimiento de estructuras complejas y a la conversión de estas fracciones en compuestos más livianos, como los saturados y los aromáticos, lo cual es consistente con los mecanismos típicos de la acuatermólisis catalítica. Por otro lado, el aumento posterior podría estar relacionado con procesos de recombinación molecular o con la formación de estructuras intermedias derivadas de la degradación de asfaltenos. En conjunto, estos resultados evidencian la existencia de una condición favorable alrededor del 25%, en la que se maximiza la conversión de resinas y, por ende, el mejoramiento del crudo.

Figura 26.*Fracción de resinas.*

El comportamiento de los asfaltenos mostrado en la Figura 27 sigue la misma tendencia y es acorde a los resultados mostrados en los gráficos de las fracciones de saturados y resinas, evidenciando que a la condición de 25% se presenta la mayor eficiencia del proceso de acuatermolisis, lo cual también es consistente con los resultados de viscosidad y densidad obtenidos previamente.

Figura 27.*Fracción de asfaltenos.*

A partir de los resultados de las mediciones de viscosidad y densidad, y el análisis composicional SARA, se puede demostrar una interacción sinérgica entre el CO₂ y el catalizador, reflejada en el incremento de la reducción de viscosidad, gravedad API y fracción de saturados cuando ambos factores se combinan, alcanzando un máximo del 53%, 13° y 50.5% respectivamente, a 25% CO₂ y 2000 ppm. De la misma manera se observa una reducción más significativa en la fracción de resinas y asfaltenos a estas condiciones, reflejando la acción de la acuatermólisis sobre estos compuestos pesados. Sin embargo, esta sinergia no es lineal, observándose una disminución en la eficiencia a mayores concentraciones de CO₂, lo que sugiere la existencia de un valor óptimo de interacción.

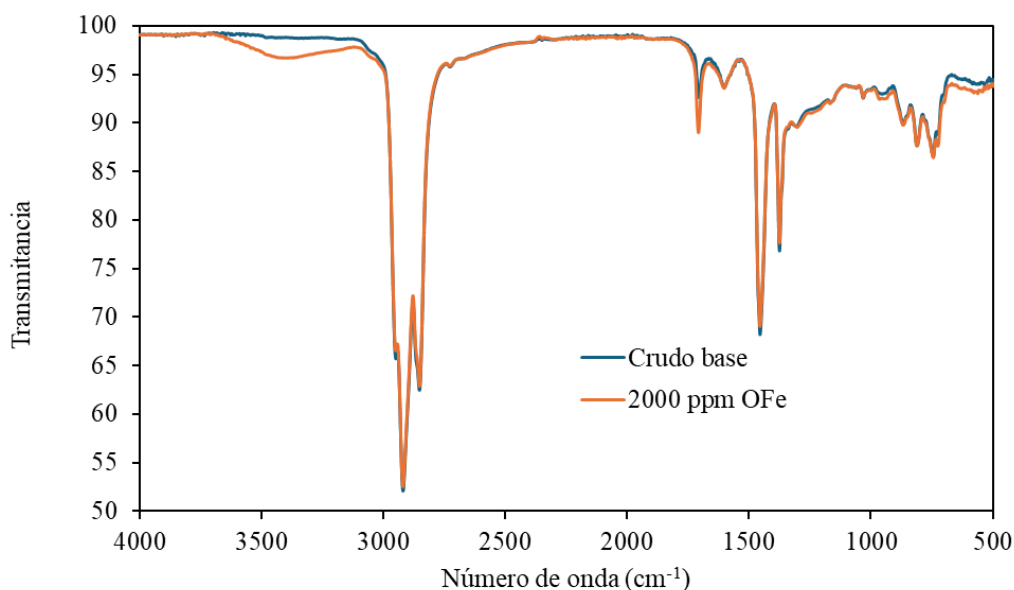
4.4 Espectroscopía FTIR

La Figura 28 muestra los espectros FT-IR del crudo base y del crudo tratado con 2000 ppm de OFe, presentados en términos de transmitancia en función del número de onda. En el espectro

se exhiben zonas características, entre 4000 -2500 cm⁻¹ se encuentra la región de estiramientos, entre 1800 -1500 cm⁻¹ se encuentra la región de dobles enlaces y grupos funcionales, entre 1500 – 1300 cm⁻¹ se encuentra la región de deformaciones y entre 1300 – 600 cm⁻¹ se encuentra la huella dactilar del crudo. Este espectro muestra información cualitativa del crudo con respecto al ligero aumento del carácter alifático y variaciones en la huella dactilar que se pueden deber a cambios en la proporción de estructuras aromáticas y oxigenadas. Sin embargo, estas variaciones, aunque sutiles a nivel espectral, pueden ser cuantificadas mediante el cálculo de parámetros moleculares promedio, los cuales permiten una mejor interpretación de los cambios químicos inducidos por el proceso.

Figura 28.

Espectro FT-IR del crudo base y del crudo mejorado a 2000ppm de OFe.

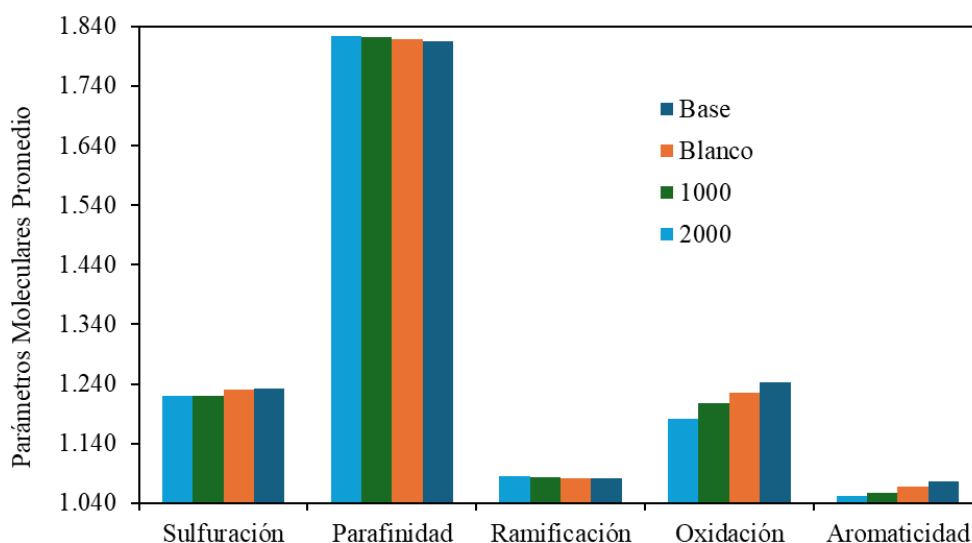


En la figura 29 se muestra el comportamiento de los parámetros moleculares promedio (PMP) derivados de espectroscopía FTIR. Estos permiten evaluar de manera integral los cambios

en la estructura química del crudo durante la acuatermólisis catalítica. En este estudio se analizaron cinco índices representativos: aromaticidad, oxidación, ramificación, parafinidad y sulfuración, según la concentración de catalizador (0 ppm, 1000 ppm y 2000 ppm de OFe).

Figura 29.

Parámetros moleculares promedio en función de la concentración de catalizador.

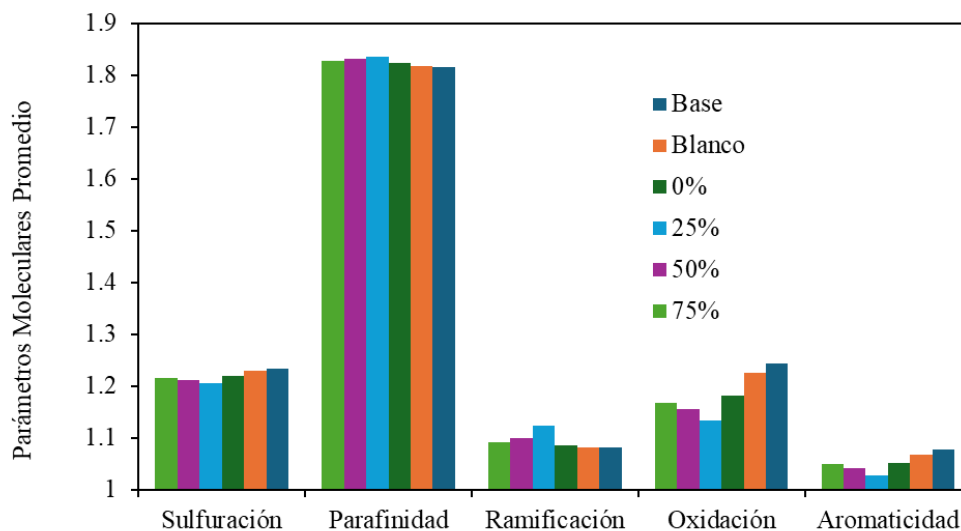


Los parámetros moleculares promedio derivados de FTIR evidencian una disminución de la oxidación, la sulfuración y la aromaticidad del crudo a medida que aumenta la concentración de catalizador. Esto es consistente, ya que al mejorar la eficiencia de la acuatermólisis se produce un mayor rompimiento de cadenas complejas, lo que elimina una mayor cantidad de componentes sulfurados y de grupos oxigenados en el crudo. Además, se reduce la cantidad de estructuras aromáticas, lo que da lugar a nuevas cadenas alquílicas y se traduce en un aumento de la parafinidad y la ramificación del crudo, comportamiento que también se evidencia en los parámetros moleculares promedio.

En la Figura 30 se presenta la influencia del CO₂ sobre los parámetros moleculares promedio, determinados mediante FT-IR, a una concentración de 2000 ppm de OFe. Se observa que el comportamiento de estos parámetros es consistente con los resultados mostrados en la Figura 24, evidenciándose una disminución en los valores de sulfuración, oxidación y aromaticidad en los escenarios de mayor eficiencia del proceso de acuatermolisis. De manera complementaria, se registra un incremento en los parámetros de parafinidad y ramificación, lo cual se atribuye al efecto químico del proceso sobre los grupos funcionales asociados a especies oxigenadas y azufradas, promoviendo su transformación hacia estructuras más saturadas y ramificadas.

Figura 30.

Parámetros moleculares promedio en función de la concentración de CO₂.



En los resultados de FT-IR se observa que el parámetro de oxidación es el que presenta la mayor variación como resultado del proceso de acuatermolisis. Este comportamiento puede atribuirse a que la eficiencia del proceso está fuertemente asociada a la generación de hidrógeno

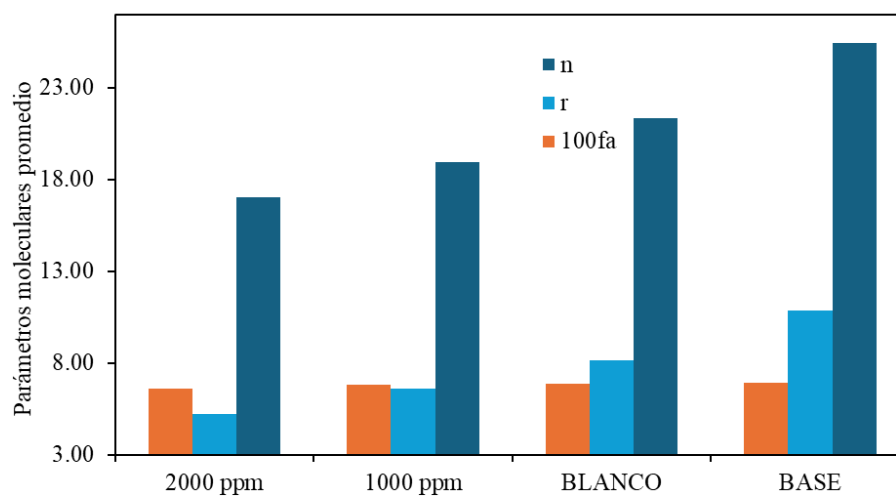
in situ mediante la reacción de desplazamiento Agua-Gas (Water-Gas Shift, Ecuación 4). Dicho hidrógeno se produce a partir del monóxido de carbono generado durante reacciones de descarbonilación de grupos funcionales oxigenados, tales como aldehídos, cetonas y ésteres (Ecuaciones 2 y 3). En este sentido, resulta coherente que el parámetro molecular promedio relacionado con los grupos oxigenados del crudo sea el más afectado, ya que estas especies participan directamente en las rutas de reacción que gobiernan el proceso termocatalítico.

4.5 Espectroscopía de resonancia magnética nuclear (RMN)

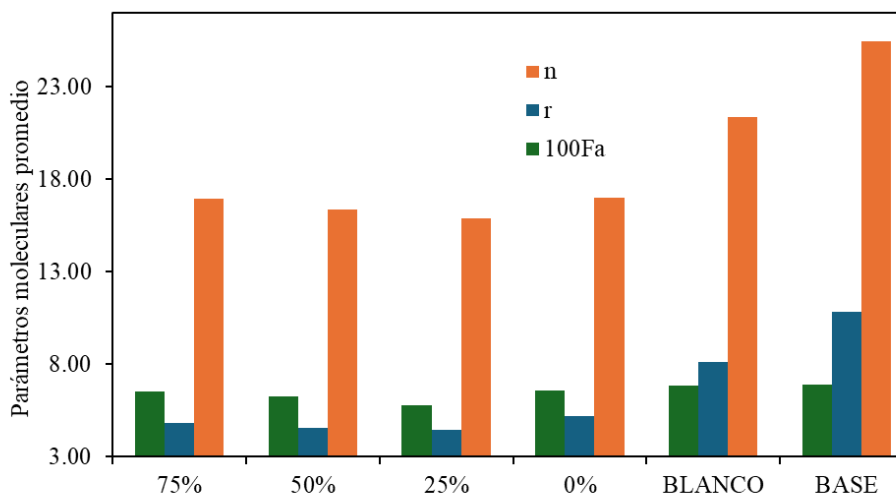
Los parámetros moleculares promedio resultantes de la espectroscopía RMN se muestran en las figuras 31 y 32. En estas se muestra que acuatermólisis catalítica promueve la ruptura de estructuras aromáticas condensadas, evidenciada por la disminución del factor de hidrógenos aromáticos (fa) y el número de anillos sustituidos (r), así como una disminución en el parámetro molecular (n) que muestra cómo el crudo pasó a tener de 26 carbonos promedio por cadena a solamente 16. Además, la adición de CO₂ potencia estos efectos a bajas concentraciones mediante la generación de ácido carbónico en el medio y el mejoramiento en la movilidad del crudo, llegando a disminuir la cantidad de carbonos promedio por cadena a 11. Sin embargo, a concentraciones elevadas induce fenómenos de recombinación y/o inhibición limitando el grado de *upgrading*.

Figura 31.

Parámetros moleculares promedio en función de la concentración de catalizador.

**Figura 32.**

Parámetros moleculares promedio en función de la concentración de CO₂.



En conjunto, los resultados de las dos técnicas espectroscópicas se complementan con el análisis SARA para evidenciar la acción de la acuatermólisis sobre los cambios a nivel molecular del crudo.

La disminución en el número de anillos sustituidos y en el factor de aromaticidad, observadas en la espectroscopia RMN, se asocia al rompimiento de estructuras complejas como resinas y asfaltenos. Este fenómeno conduce a un incremento en la parafinidad y en la ramificación, que se observa en la espectroscopía FT-IR.

Por otra parte, la ruptura de cadenas alquílicas largas que contienen grupos funcionales oxigenados y compuestos azufrados se evidencia en la disminución de los parámetros moleculares promedio de oxidación y sulfración determinados mediante FT-IR. Estos cambios se ven reflejados, a su vez, en el aumento de la fracción de hidrocarburos saturados y la disminución del número promedio de carbonos por cadena alquílica, de acuerdo con los resultados obtenidos por RMN.

4.6 Simulación por CMG©

Se establecieron las condiciones operativas del pozo productor e inyector para la aplicación del proceso de inyección cíclica, con base en la ventana operacional de la técnica, como se muestra en la Tabla 9.

Tabla 9.

Condiciones de operación.

Valores de operación	
Presión de inyección (Psi)	1200
Temperatura de inyección (°F)	570
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 (bbl/día)	1000
Número de ciclos	10

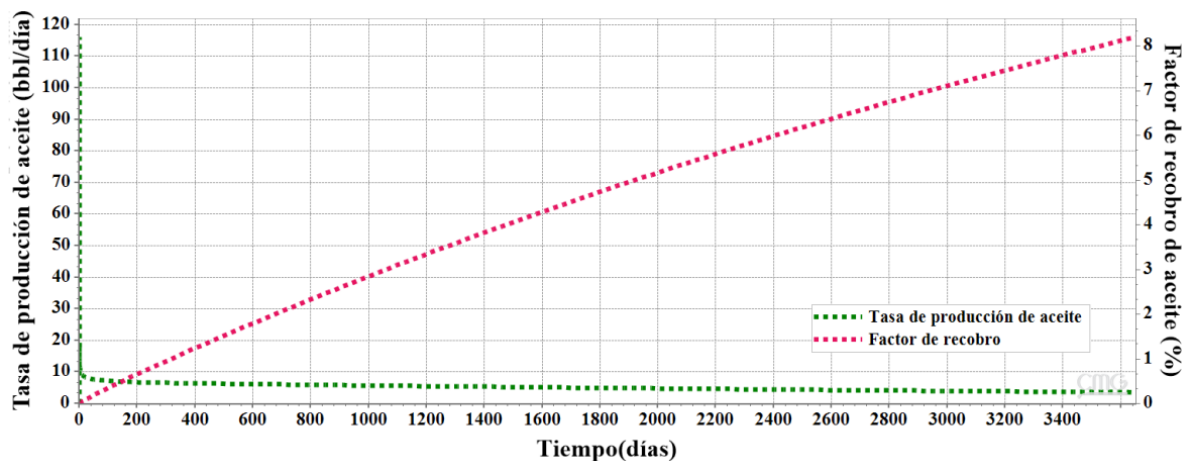
Nota: Adaptado de Hernandez et al. (2022)

4.6.1 Escenario de producción primaria.

Teniendo en cuenta el modelo cartesiano descrito en la metodología, se analizó el comportamiento del yacimiento bajo un esquema de producción primaria. Considerando las propiedades del crudo modelado y los mecanismos de producción dominantes, se evidenciaron bajas tasas de producción de aceite. En consecuencia, se planteó como estrategia de explotación la implementación de un proceso cíclico de vapor, que se iniciaría tras un año de producción en frío (Figura 33). En esta figura se observa cómo la tasa de producción de aceite disminuye progresivamente con el tiempo. A medida que se extraen crudo y agua desde la formación hacia la superficie, se produce una caída de presión en el yacimiento debido a la depleción de fluidos. Esto conlleva una reducción en el gradiente de presión, que constituye la principal fuerza impulsora del flujo hacia el pozo, resultando en una disminución de la producción de aceite. Asimismo, el factor de recobro obtenido, del 8%, corresponde al volumen de crudo que puede ser extraído únicamente mediante la energía natural del yacimiento.

Figura 33.

Producción de aceite y factor de recobro bajo el escenario de producción primaria.

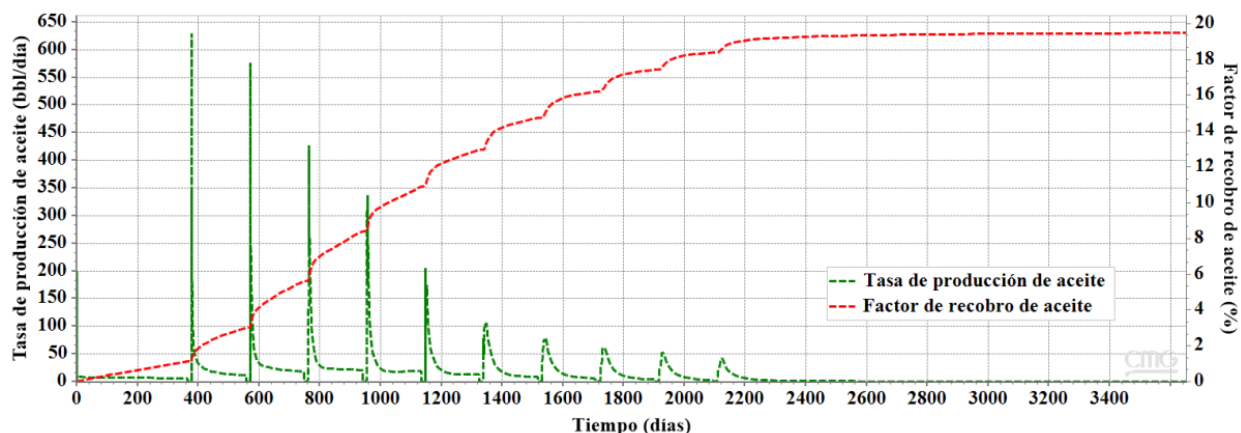


4.6.2 Escenario de inyección cíclica de vapor.

En la Figura 34 se muestra el comportamiento de la producción y del factor de recobro una vez implementado el proceso de recuperación térmica. Se observa un aumento significativo en la producción de crudo y un factor de recobro adicional del 11% por encima del sistema de producción primaria. La inyección cíclica de vapor muestra un incremento significativo en la tasa de producción y el factor de recobro en comparación con la recuperación primaria, evidenciado por la aparición de picos periódicos de producción asociados a cada ciclo de inyección. Sin embargo, la eficiencia del proceso tiende a disminuir con el tiempo, lo cual se atribuye a la depleción del yacimiento, pérdidas térmicas hacia la formación, cambios en la saturación de fluidos y una menor efectividad del contacto del vapor con el crudo remanente. El análisis del comportamiento cíclico permite identificar la reducción progresiva en la magnitud de los picos de producción y la disminución en la pendiente del factor de recobro, lo que sugiere la existencia de un número óptimo de ciclos a partir del cual los beneficios adicionales son marginales.

Figura 34.

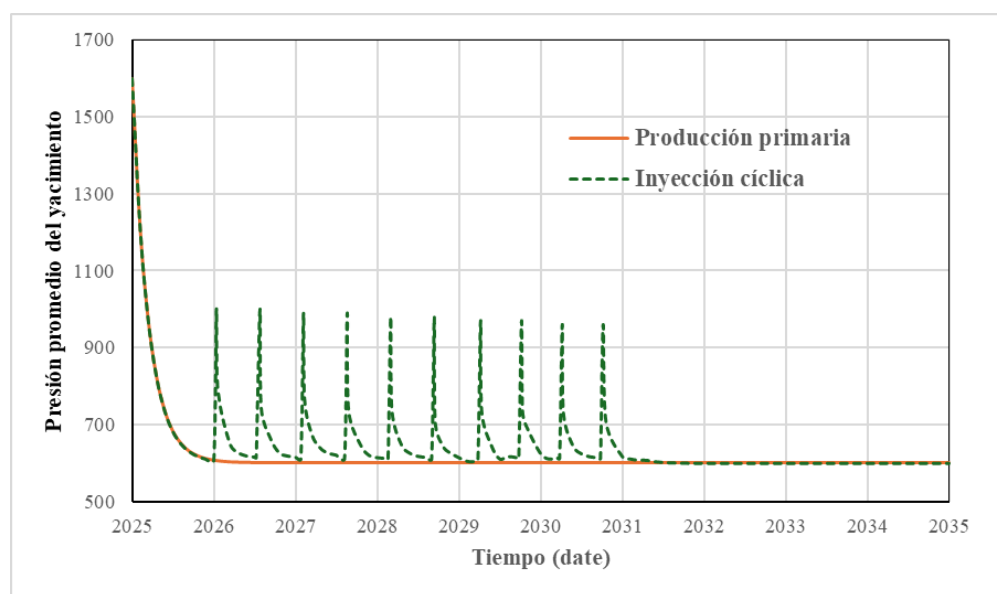
Producción de aceite y factor de recobro en el escenario de inyección cíclica de vapor.



Adicionalmente, en la Figura 35 se presenta la evolución de la presión del yacimiento durante los escenarios de producción primaria e inyección cíclica. Se observa que, tras aproximadamente un año de producción, la energía natural del yacimiento deja de ser suficiente para sostener el empuje necesario para la extracción eficiente del crudo. En este punto, se da inicio al proceso de inyección cíclica de vapor. Como resultado de la inyección, se evidencia un incremento en la presión promedio del yacimiento, lo cual se traduce en una mejora en la capacidad de desplazamiento del fluido y, en consecuencia, en un aumento en la producción de crudo.

Figura 35.

Comportamiento de la presión promedio del yacimiento en el tiempo.



4.6.3 Escenario de inyección cíclica de vapor y aditivos modificadores.

Con base en el modelo de fluidos descrito en la metodología, se estableció el sistema de reacciones entre los distintos pseudocomponentes. Las Ecuaciones 23 a 28 muestran la estequiometría calculada por la herramienta STARS®.

$$VR \rightarrow 1.5349VGO \quad (23)$$

$$VR \rightarrow 2.2456Destilados \quad (24)$$

$$VR \rightarrow 3.39394Naftenos \quad (25)$$

$$VR \rightarrow 26.7707Gases \quad (26)$$

$$VGO \rightarrow 1.46305 Destilados \quad (27)$$

$$Destilados \rightarrow 1.5114 Nafta \quad (28)$$

Los parámetros cinéticos del sistema de reacciones que se presentan en la Tabla 10 fueron establecidos a partir de estudios anteriores aplicados al mejoramiento del bitumen en Athabasca, Canadá (Da Silva De Andrade, 2014).

Tabla 10.

Parámetros cinéticos de las reacciones de pseudocomponentes.

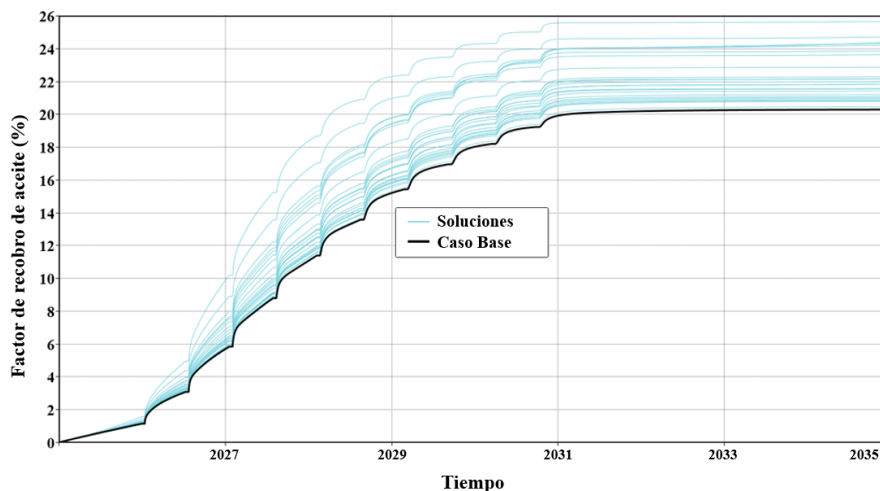
Reacción	Energía de activación (Btu/lbmol)	Factor de frecuencia	Entalpía (Btu/lbmol)
<i>VR → 1.5349VGO</i>	32.932	6831	55890
<i>VR → 2.2456Destilados</i>	18.572	3.745	55890
<i>VR → 3.39394Naftenos</i>	24.978	16.145	55890
<i>VR → 26.7707Gases</i>	63.027	5.486x10 ⁷	55890
<i>VGO → 1.46305 Destilados</i>	30.439	704.5	55890
<i>Destilados → 1.5114 Nafta</i>	155.935	9.15x10 ²⁵	55890

Para simular el efecto del catalizador en el proceso de inyección cíclica de vapor, se realizó un análisis de sensibilidad con respecto a las energías de activación de las reacciones de los pseudocomponentes. Esto se debe a que el catalizador promueve la formación de productos mediante rutas de reacción alternas con menor energía de activación, permitiendo que las especies reaccionen más fácilmente. Mediante la herramienta CMOST, que es un software inteligente de análisis y optimización del programa CMG, y estableciendo como función objetivo el factor de

recobro, se obtuvieron los resultados que se presentan en la Figura 36. Se puede observar cómo el software de optimización calcula un incremento en el factor de recobro de más del 5%. Este valor podría considerarse el equivalente al de agregarle 2000 ppm de OFe al reactor puesto que experimentalmente también se mostró que, por encima de esta concentración, la reducción de viscosidad ya no es tan significativa.

Figura 36.

Análisis de sensibilidad de las energías de activación.

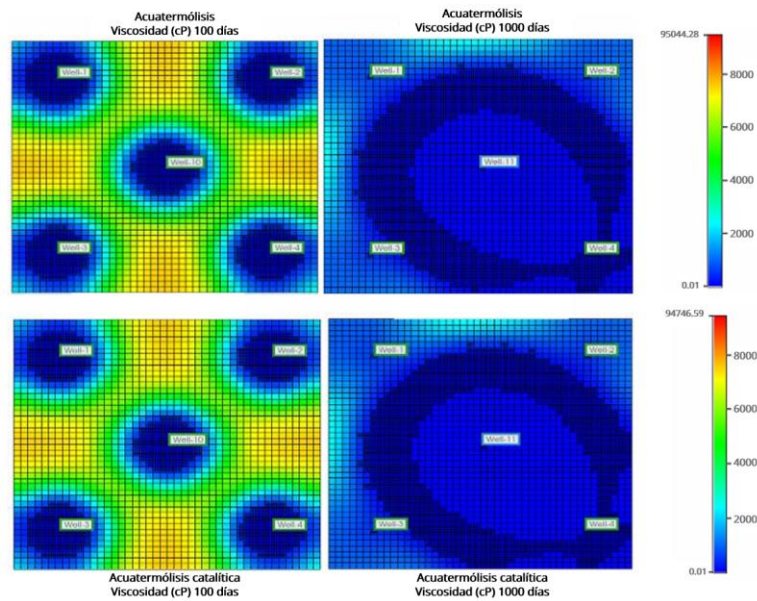


Por otra parte, en la Figura 37 se muestra el perfil de viscosidad en el yacimiento para dos tiempos de remojo diferentes. Debido a magnitud del yacimiento, el tiempo de remojo establecido de 2 días no es lo suficientemente largo como para que se evidencie en el diagrama de forma significativa. Sin embargo, el efecto es suficiente como para realizar un ciclo de producción de forma efectiva ya que los tiempos de remojo muy largos no garantizan una producción creciente de la misma magnitud. Esto se debe a que la transferencia de calor por difusión es lenta y se acumulan más pérdidas de calor a las formaciones adyacentes, mientras que los tiempos de remojo

más cortos reducen la viscosidad en la zona crítica cerca del pozo y permite ciclos de producción a un ritmo aceptable.

Figura 37.

Perfil de viscosidad.



El gráfico muestra la distribución de la viscosidad del crudo en el yacimiento para tiempos de remojo de 100 y 1000 días. Se observa que un incremento de un orden de magnitud en el tiempo de remojo no se traduce en un aumento proporcional del radio de la zona con viscosidad reducida. Esto es consistente con la naturaleza difusiva de la transferencia de calor, donde la propagación térmica crece con la raíz del tiempo y no de forma lineal. Asimismo, se identifican regiones con viscosidades superiores a 2000 cP, particularmente hacia la parte superior e izquierda del dominio, lo que evidencia que el calentamiento no ha alcanzado de manera efectiva todo el yacimiento incluso para tiempos tan prolongados.

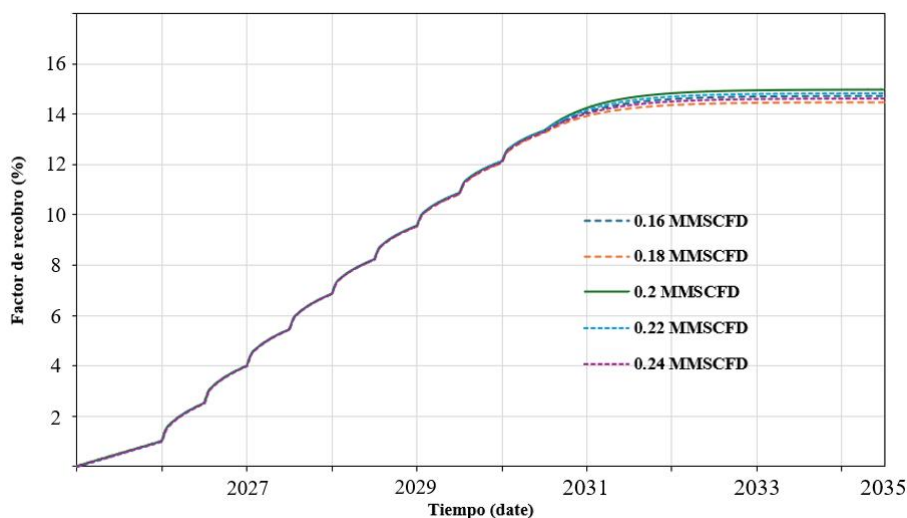
Por otro lado, la distribución espacial de la viscosidad no es uniforme. Se aprecia una mayor reducción de viscosidad en las proximidades de los pozos, mientras que esta aumenta progresivamente con la distancia. Este comportamiento indica que el tiempo requerido para lograr una reducción significativa de la viscosidad se incrementa a medida que se avanza radialmente desde el pozo, debido tanto a la atenuación del frente térmico como a la disminución de la tasa de transferencia de calor.

4.6.4 Escenario de inyección de CO₂.

Se llevó a cabo un análisis de sensibilidad de la tasa de inyección de CO₂ con el objetivo de identificar el valor óptimo que maximiza el factor de recobro, como se presenta en la Figura 38. Los resultados indican que una tasa de inyección de 0.2 MM ft³/día permite alcanzar un factor de recobro del 13%, evidenciando su efectividad en la mejora de la recuperación de crudo bajo las condiciones evaluadas.

Figura 38.

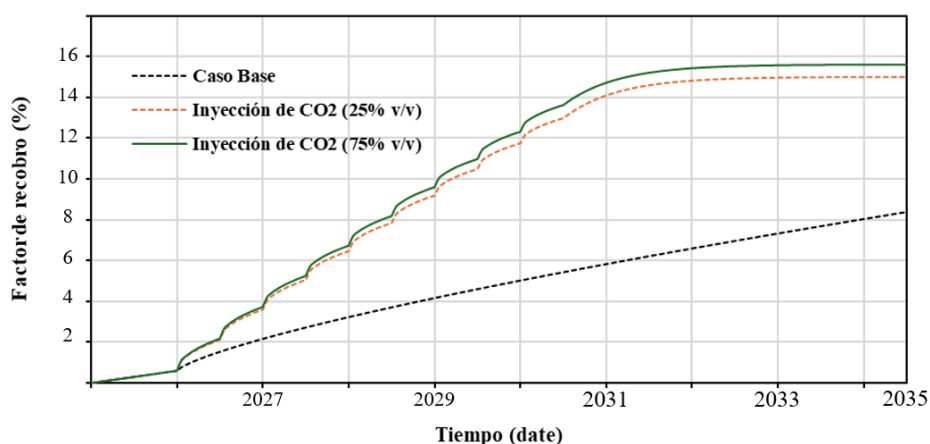
Análisis de sensibilidad de la tasa de inyección de CO₂.



En la Figura 39 se observa que, como resultado de la inyección de CO₂ en el yacimiento, el factor de recobro se incrementa en más del 5% cuando la fracción de CO₂ en las condiciones de inyección alcanza el 75%. No obstante, esta mejora resulta poco significativa en términos prácticos. Adicionalmente, se ha demostrado experimentalmente que, a una concentración de CO₂ del 25%, los efectos de la aquatermólisis catalítica se ven considerablemente favorecidos, lo que sugiere una alternativa más eficiente desde el punto de vista operativo y de mejoramiento del crudo.

Figura 39.

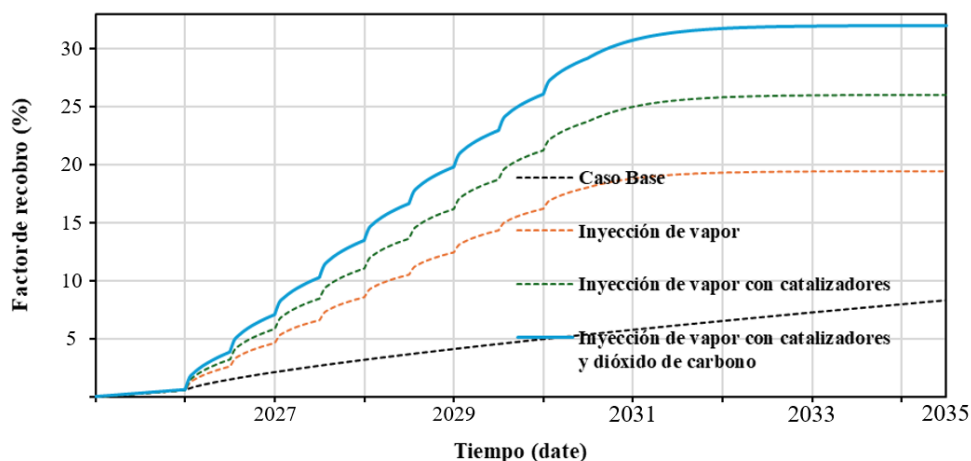
Factor de recobro con inyección de CO₂.



Finalmente, en la Figura 40 se evidencia un aumento de más del 5% en el factor de recobro utilizando catalizador y de más del 12% utilizando catalizador y CO₂ con respecto a una inyección cíclica de vapor convencional. Este modelamiento se realizó utilizando el mejor escenario de los análisis de sensibilidad realizados, obteniendo una representación a nivel de ejecución técnica de las mejores condiciones obtenidas en las pruebas batch realizadas a escala de laboratorio (25% CO₂, 2000 ppm OFe).

Figura 40.

Factor de recobro de la inyección cíclica de vapor bajo diferentes escenarios.



En conjunto, los resultados experimentales y de simulación evidencian que la acuatermolisis catalítica asistida con CO₂ constituye una estrategia efectiva para el mejoramiento de crudos pesados, al inducir transformaciones significativas tanto a nivel macroscópico como molecular. La reducción de la viscosidad, el incremento de la gravedad API y los cambios en la distribución SARA confirman la conversión de fracciones pesadas (resinas y asfaltenos) hacia compuestos más livianos, lo cual es consistente con los mecanismos de ruptura de estructuras aromáticas condensadas y cadenas alquílicas largas identificados mediante espectroscopía de Resonancia Magnética Nuclear y Espectroscopía Infrarroja por Transformada de Fourier.

El análisis integral permitió identificar una condición ideal de operación en torno a 2000 ppm de precursor de hierro y aproximadamente 25% de CO₂, donde se maximiza la eficiencia del proceso. A estas condiciones, se favorecen fenómenos como la desagregación de asfaltenos, la generación de especies reactivas y la mejora en la interacción catalítica, mientras que a concentraciones

superiores se presentan limitaciones asociadas a saturación de sitios activos, restricciones de transferencia de masa y posibles efectos inhibitorios del CO₂.

Desde el punto de vista aplicado, la incorporación de estos cambios en un modelo de simulación de yacimientos demuestra que el mejoramiento in situ del crudo tiene un impacto directo en el desempeño productivo, evidenciado en incrementos adicionales del factor de recobro superiores al 12% respecto a procesos térmicos convencionales. Esto resalta el potencial de la acuatermolisis catalítica asistida con CO₂ como una alternativa tecnológica viable para optimizar la explotación de crudos pesados, especialmente en escenarios donde la movilidad del crudo limita la eficiencia de los métodos tradicionales.

En este sentido, el presente estudio no solo aporta evidencia experimental sobre los mecanismos de mejoramiento, sino que también establece una conexión clara entre los cambios moleculares del crudo y su impacto a escala de yacimiento, contribuyendo al desarrollo de estrategias más eficientes y sostenibles para la industria petrolera.

5 Conclusiones

En la evaluación del efecto del dióxido de carbono sobre el proceso termoquímico de inyección cíclica de vapor con catalizador, mediante pruebas experimentales a escala de laboratorio, se evidenció la influencia estadísticamente significativa tanto de la concentración de catalizador como de la de CO₂ sobre la variable de respuesta. En particular, la reducción de la viscosidad mostró una relación directa con la cantidad de catalizador empleada, atribuible a su capacidad de promover la generación in situ de hidrógeno, que desempeña un papel fundamental en las reacciones de acuatermólisis. Los resultados indican la existencia de una saturación ideal de sitios catalíticos activos alrededor de 2000 ppm de oleato de hierro, bajo las condiciones experimentales de crudo y de agua evaluadas.

Por su parte, la presencia de CO₂ favorece la formación de un medio ácido, lo que potencia el proceso de acuatermólisis hasta concentraciones cercanas al 25%. A partir de este valor, se observa una disminución de la eficiencia del proceso, posiblemente asociada a fenómenos de inhibición catalítica derivados de la formación de especies que interfieren con la actividad del catalizador. Este comportamiento puede dar lugar a reacciones secundarias, como la recombinación radicalaria y la condensación, que limitan el grado de *upgrading* del crudo. Los resultados de densidad presentan una tendencia similar a la observada para la viscosidad, aunque de diferente magnitud, lo cual es consistente con los estudios de la química de los hidrocarburos.

El análisis SARA evidencia una disminución del contenido de resinas y asfaltenos respecto al crudo base, atribuible a la acción de la acuatermólisis sobre dichas fracciones pesadas, lo que promueve su transformación en compuestos más livianos. Este comportamiento se refleja en un incremento relativo de las fracciones saturadas y de las aromáticas más ligeras. Adicionalmente,

se observa una mayor eficiencia del proceso en los crudos mejorados con menores viscosidades, evidenciada por una reducción más significativa del contenido de resinas y asfaltenos.

Los parámetros moleculares promedio obtenidos a partir de las espectroscopías FTIR y RMN respaldan estos resultados, mostrando tendencias coherentes con el análisis SARA, la densidad y la viscosidad. En particular, los crudos mejorados más livianos presentan una disminución en el factor de aromaticidad, así como en los índices de sulfuración y oxidación, mientras que los crudos menos livianos conservan una mayor proporción de estructuras aromáticas y compuestos sulfurados.

El incremento de la relación de movilidad del crudo, asociado a la disminución de la viscosidad, se refleja directamente en un aumento del factor de recobro en el modelo de simulación numérica. Si bien las propiedades de la roca y las interacciones roca–fluido introducen una mayor complejidad en la dinámica del proceso de acuatermólisis, debido a la necesidad de considerar factores como gradientes térmicos, pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes, permeabilidades relativas y condiciones de mojabilidad, los resultados obtenidos muestran una tendencia consistente con los observados a escala de laboratorio. En este sentido, la simulación numérica logra reproducir adecuadamente los efectos principales del proceso de *upgrading* del crudo, lo que evidencia que la tecnología es viable tanto desde el punto de vista conceptual como en su aplicación técnica.

6 Recomendaciones

Se recomienda evaluar el uso de catalizadores alternativos, como compuestos basados en níquel o molibdeno, para comparar su desempeño con el oleato de hierro empleado en este estudio. Esta propuesta surge debido a la posible inhibición del catalizador de hierro por la formación de carbonatos en presencia de CO₂, lo que podría limitar la eficiencia del proceso. En este sentido, el uso de otros metales de transición podría favorecer una mayor estabilidad catalítica y mejorar las reacciones de upgrading del crudo.

Asimismo, se recomienda extender la investigación a distintos tipos de crudos pesados, a fin de evaluar la influencia de sus propiedades fisicoquímicas en el desempeño del proceso de acuatermólisis catalítica en presencia de CO₂. Esto permitiría determinar la variabilidad de parámetros como la concentración ideal de catalizador, el efecto del CO₂ y la eficiencia del proceso, contribuyendo a una mejor comprensión de su aplicabilidad en distintos escenarios de yacimiento.

Se recomienda complementar la caracterización de los productos del proceso de acuatermólisis catalítica mediante técnicas analíticas avanzadas, tales como la cromatografía de gases para el análisis de los compuestos gaseosos generados, y la espectrometría de masas MALDI-TOF para evaluar cambios en la distribución de pesos moleculares y caracterizar los efluentes acuosos producidos durante el proceso. Estas técnicas permitirían obtener una comprensión más detallada de los mecanismos de reacción involucrados, en particular en relación con la liberación de compuestos sulfurados, la transformación de fracciones pesadas y la evolución estructural del crudo. Asimismo, el análisis de las fases acuosas contribuiría a evaluar el posible impacto

ambiental asociado al proceso, especialmente en términos de la composición de las aguas de producción y de la presencia de especies potencialmente contaminantes.

Referencias Bibliográficas

- Abdelsalam, Y., Galiakhmetova, L., Katnov, V., Mukhamatdinov, I., Davletshin, R., & Vakhin, A. (2025). Mechanisms of CO₂ and water soluble sodium-based catalysts in the aquathermolysis of heavy oil. *Energy Conversion and Management*.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2024). *Recursos y Reservas IRR 2024*.
- Ahmed, T., & Meehan, N. (2012). *Advanced Reservoir Management and Engineering*. Elsevier.
<https://doi.org/10.1016/C2009-0-64035-6>
- Alikhlalov, K., & Dindoruk, B. (2011, October 30). Conversion of Cyclic Steam Injection to Continuous Steam Injection. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
<https://doi.org/10.2118/146612-MS>
- Alvarado, D. A., & Banzer S, C. (2002). *Recuperación térmica de petróleo*.
- Arboleda, J., Castillo, Á., & Muñoz, S. (2018). Estudio de la acuatermólisis catalítica en procesos de upgrading de crudos pesados como método complementario en el recobro térmico de hidrocarburos. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 16(1), 57–69.
<https://doi.org/10.18273/revfue.v16n1-2018005>
- Bernal, A. (2015). *Evaluación técnico financiera de la implementación de un proceso de inyección continua de vapor en yacimientos de crudo mediano y su aplicación en un campo colombiano*. [Tesis de pregrado]. Universidad Industrial de Santander.

- Caicedo Avellaneda, J. A., & Patiño Martinez, R. (2021). *Evaluación técnica de esquemas de inyección cíclica de vapor con flue gas en un modelo conceptual de crudo pesado mediante simulación numérica.*
- Cardona, L., Arias-Madrid, D., Cortés, F. B., Lopera, S. H., & Franco, C. A. (2018). Heavy Oil Upgrading and Enhanced Recovery in a Steam Injection Process Assisted by NiO- and PdO- Functionalized SiO₂ Nanoparticulated Catalysts. *Catalysts*, 8(4), 132. <https://doi.org/10.3390/catal8040132>
- Chávez-Morales, S., & Pereira- Almas, P. (2016). Experimental and Numerical Simulation of Combined Enhanced Oil Recovery with In Situ Upgrading in a Naturally Fractured Reservoir. *One Petro.*
- Cremon, M. A., & Gerritsen, M. G. (2022). Compositional effects in thermal, compositional and reactive simulation. *Computational Geosciences*, 26(4), 727–738. <https://doi.org/10.1007/s10596-021-10103-9>
- Da Silva De Andrade, F. J. (2014). *Kinetic modeling of catalytic in situ upgrading for Athabasca bitumen, deasphalting pitch and vacuum residue.*
- Fonseca Gomez, J. M., & Sánchez Burbano, M. Á. (2017). *EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN LOCALIZADA DE VAPOR CON LA TÉCNICA HUFF AND PUFF PARA OCHO POZOS EN EL CAMPO TECA-COCORNÁ MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.*
- Gonzales, A., & Pinilla, J. (2009). *EVALUACIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EFICIENCIA TÉRMICA: APLICACIÓN CAMPO TECA.*

González Roa, D., Muñoz Navarro, S. F., Barrios Ortiz, W., & Mercado Sierra, D. (2007).

Problemas operacionales frecuentes durante procesos de inyección cíclica de vapor. *Vol. 5 Núm. 2 (2007): Fuentes, El Reventón Energético.*

He, X., Zhao, L., Lu, X., Ding, F., Wang, Z., Han, R., & Liu, P. (2022). A Critical Review Using CO₂ and N₂ of Enhanced Heavy-Oil-Recovery Technologies in China. *Applied Sciences*, 12(24), 12585. <https://doi.org/10.3390/app122412585>

Hernandez, D., Leon, A. Y., & Leon, P. A. (2022). *EVALUACIÓN NUMÉRICA DEL EFECTO DE LA REACTIVIDAD DE CRUDOS PESADOS SOBRE EL FACTOR DE RECOBRO EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR CON CATALIZADORES NUMERICAL EVALUATION OF THE EFFECT OF HEAVY CRUDE OIL REACTIVITY ON THE RECOVERY FACTOR IN STEAM INJECTION PROCESSES WITH CATALYSTS.*

Hyne, J. B. (1986). *Aquathermolysis : a synopsis of work on the chemical reaction between water (steam) and heavy oil sands during simulated steam stimulation.* University of Alberta Libraries.

International Energy Agency. (2025). *Informe global de energía 2025.*

Kapadia, P. R., Kallos, M. S., & Gates, I. D. (2015). A review of pyrolysis, aquathermolysis, and oxidation of Athabasca bitumen. *Fuel Processing Technology*, 131, 270–289. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2014.11.027>

Leon, A., Guzman, A., Laverde, D., Chaudhari, R., Subramaniam, B., & Bravo-Suárez, J. (2017). Thermal Cracking and Catalytic Hydrocracking of a Colombian Vacuum Residue and Its Maltenes and Asphaltenes Fractions in Toluene. *Energy & Fuels.*

- León, A. Y., Guzman, A., Laverde, D., Chaudhari, R. V., Subramaniam, B., & Bravo-Suárez, J. J. (2017). Thermal Cracking and Catalytic Hydrocracking of a Colombian Vacuum Residue and Its Maltenes and Asphaltenes Fractions in Toluene. *Energy & Fuels*, 31(4), 3868–3877. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b00078>
- León Naranjo, P. A. (2019). *Efecto del uso de catalizadores sobre la recuperación mejorada de crudos pesados en procesos de inyección de vapor* [Tesis de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos]. Universidad Industrial de Santander.
- León, P. A., Bottía, H., Molina V., D., Martínez Vertel, 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>
- Li, C., Huang, W., Zhou, C., & Chen, Y. (2019). Advances on the transition-metal based catalysts for aquathermolysis upgrading of heavy crude oil. *Fuel*, 257, 115779. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.115779>
- 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>
- Núñez-Méndez, K. S., Salas-Chia, 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 & Fuels*, 35(6), 5231–5240. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c04142>

- Ovalles, C., & Rodriguez, H. (2008). Extra Heavy Crude Oil Downhole Upgrading Using Hydrogen Donors Under Cyclic Steam Injection Conditions: Physical and Numerical Simulation Studies. *OnePetro*.
- Pham, D. Van, Seo, P. W., Yun, D., Kang, K. H., & Park, S. (2023). Aquathermolysis of heavy oil using a mixed nickel-oxide/iron-oxide catalyst: Effects induced by crystal phase of iron oxide. *Fuel*, 353, 129197. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129197>
- Rui Guo, Wei Fu, Yongfei Li, Weigua Yuan, & Gang Chen. (2022). *Methanol-Enhanced Fe(III) Oleate-Catalyzed Aquathermolysis of Heavy Oil. Processes*.
- Sloan, D., & Koh, C. (2008). *Clathrate Hydrates of Natural Gases* (H. Heinemann & J. G. Speight, Eds.; 3rd ed.).
- Speight, J. G. (2014). *The Chemistry and Technology of Petroleum, Fifth Edition*.
- Tamayo Ramírez, P. A. (2011). *Estudio de la factibilidad de la inyección de CO₂ en el campo Sucumbios como mejoramiento de la producción de la superintendencia de operaciones Putumayo* [Tesis de especialización en producción de hidrocarburos]. Universidad Industrial de Santander.
- Vakhin, A. V., Sitnov, S. A., Mukhamatdinov, I. I., Aliev, F. A., Kudryashov, S. I., Afanasiev, I. S., Petrashov, O. V., Varfolomeev, M. A., & Nurgaliev, D. K. (2018). Aquathermolysis of heavy oil in reservoir conditions with the use of oil-soluble catalysts: part III – changes in composition resins and asphaltenes. *Petroleum Science and Technology*, 36(22), 1857–1863. <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1514413>

- Wan, T., Wang, X., Jing, Z., & Gao, Y. (2020). Gas injection assisted steam huff-n-puff process for oil recovery from deep heavy oil reservoirs with low-permeability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 185, 106613. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106613>
- Wang, J., Liu, L., Zhang, L., & Li, Z. (2014). Aquathermolysis of Heavy Crude Oil with Amphiphilic Nickel and Iron Catalysts. *Energy & Fuels*.
- Yusupova, T. N., Ganeeva, Yu. M., Romanov, G. V., Barskaya, E. E., Morozov, V. I., Okhotnikova, E. S., & Vakhin, A. V. (2017). Change in the structural-group composition of bitumen asphaltenes upon thermal bitumen recovery. *Petroleum Chemistry*, 57(3), 198–202. <https://doi.org/10.1134/S0965544117020256>
- Zhao, J., Liu, Y. J., & Chen, Q. Y. (2011). Upgrading Heavy Oil by Catalytic Aquathermolysis Using Formic Acid as Hydrogen Donor. *Scientific*.
- Zhao, J., Liu, Y.-J., & Chen, Q.-Y. (2008). Upgrading Heavy Oil by Catalytic Aquathermolysis Using Formic Acid as Hydrogen Donor. *Researchgate*.