

Métodos térmicos de recobro mejorado y valorización catalítica de crudos pesados:  
identificación de brechas entre los estudios a escala de laboratorio y los procesos en el  
yacimiento.

Elda Juliana Jimenez Avila

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Químico

Modalidad investigación

Director

Víctor Gabriel Baldovino Medrano

Codirectores

Luisa Fernanda Acevedo Córdoba

Edgar Mauricio Morales Valencia

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería Química

Bucaramanga

2024

## Contenido

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	10
1. Objetivos .....	12
1.1 Objetivo general .....	12
1.2 Objetivos específicos .....	12
2. Marco conceptual .....	12
2.1 Recuperación de crudo .....	13
2.2 Métodos térmicos .....	14
2.2.1 Inyección de vapor .....	15
2.2.2 Inyección cíclica de vapor (CSI) .....	16
2.2.3 Drenaje por gravedad asistida por vapor (SAGD) .....	16
2.2.4 Combustión in situ (ISC) .....	17
2.2.5 Inyección de aire Toe-to-Heel (THAI) y THAI-CAPRI .....	18
2.3 Acuatermolisis .....	20
2.4 Uso de catalizadores en métodos térmicos .....	21
2.4.1 Catalizadores sólidos ácidos .....	21
2.4.2 Catalizadores dispersos .....	21
2.4.3 Catalizadores súper dispersos .....	22
3. Estado del arte .....	22
4. Metodología .....	24

5. Resultados y análisis .....	26
5.1 Métodos térmico-catalíticos de recobro mejorado para la valorización de crudos pesados ...	26
5.2 Montajes experimentales utilizados para pruebas catalíticas de laboratorio y sus parámetros críticos.....	30
5.2.1 Inyección de vapor .....	30
5.2.1.1 Montaje tipo SI1. ....	30
5.2.1.2 Montaje tipo SI2. ....	32
5.2.1.3 Montaje tipo SI3. ....	34
5.2.2 Combustión in situ .....	34
5.2.2.1 Montaje tipo ISC1.....	35
5.2.2.2 Montaje tipo ISC2.....	36
5.2.2.3 Montajes tipo ISC3 e ISC4. ....	38
5.3 Diferencias esenciales entre las condiciones de operación de las pruebas de laboratorio y las de yacimientos de crudo pesado.....	38
5.3.1 Análisis de montajes de inyección de vapor .....	39
5.3.1.1 Diferencias con montaje SI1.....	40
5.3.1.2 Diferencias con montaje SI2.....	41
5.3.1.3 Diferencias con montaje SI3.....	41
5.3.2 Análisis de montajes de combustión in situ.....	42
5.3.2.1 Diferencias con montaje ISC1.....	42
5.3.2.2 Diferencias con montaje ISC2.....	42
5.3.2.3 Diferencias con montaje ISC3 e ISC4.....	43
6. Conclusiones.....	43

MÉTODOS TÉRMICOS DE RECOBRO MEJORADO Y VALORIZACIÓN CATALÍTICA DE  
CRUDOS PESADOS 4

Referencias Bibliográficas ..... 45

Apéndices..... 60

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Resumen de evaluación de montajes a escala laboratorio .....	40
Tabla 2. Resumen de parámetros críticos de artículos de inyección de vapor .....	61
Tabla 3. Resumen de parámetros críticos de artículos de combustión in situ .....	64

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Mecanismos de recuperación del crudo .....	14
Figura 2. Ilustración del funcionamiento de la inyección de vapor .....	15
Figura 3. Ilustración del funcionamiento de la inyección cíclica de vapor .....	16
Figura 4. Ilustración del funcionamiento de la gravedad asistida de vapor (SAGD) .....	17
Figura 5. Ilustración del funcionamiento de la combustión in situ.....	18
Figura 6. Ilustración del funcionamiento de la técnica Toe-to-Heel .....	19
Figura 7. Metodología de la revisión sistemática .....	24
Figura 8. Categorización de artículos encontrados por tipo de método térmico .....	28
Figura 9. Categorización de resultados por tipo de método térmico y catalizador .....	29
Figura 10. Montaje experimental tipo SI1 .....	31
Figura 11. Montaje experimental tipo SI2 .....	33
Figura 12. Montaje experimental tipo SI3 .....	34
Figura 13. Montaje experimental tipo ISC1 .....	36
Figura 14. Montaje ISC2. Equipos de medición gravimétrica DSC 204 HP y STA 449 F1 .....	37

**Lista de Apéndices**

	<b>Pág.</b>
Apéndice A. Metodología.....	60
Apéndice B. Tablas de resultados.....	61

## Resumen

**Título:** Métodos térmicos de recobro mejorado y valorización catalítica de crudos pesados: identificación de brechas entre los estudios a escala de laboratorio y los procesos en el yacimiento\*.

**Autor:** Jimenez Avila, Elda Juliana\*\*

**Palabras Clave:** Valorización in situ, Crudos pesados, Catalizadores sólidos, Inyección de vapor, Combustión in situ, Montajes experimentales, Escala Industrial.

### Descripción

Se realizó una revisión bibliográfica en la cual se buscó analizar qué tan representativas son las pruebas catalíticas de laboratorio con relación a los procesos de recobro mejorado térmicos con catalizadores. Inicialmente, se encontraron y se categorizaron 82 artículos científicos. Se analizó los tipos de técnicas de valorización in situ de crudos pesados en las cuales se implementan catalizadores sólidos. Resaltando inyección de vapor y combustión in situ como métodos mayormente utilizados. Posteriormente, se clasificaron los tipos de catalizadores sólidos, siendo los nanocatalizadores los más utilizados para los métodos mencionados. Además, se identificaron los diferentes tipos de montajes utilizados para los métodos térmicos evaluados. Los tipos de montajes fueron evaluados y ordenados. Más adelante, se realizó una segunda búsqueda bibliográfica, en la cual se buscó los principales factores que afectan las pruebas a escala industrial. Finalmente, se analizó la relación entre los montajes de laboratorio utilizados y los factores que afectan las pruebas a escala industrial. Cada tipo de montaje fue evaluado y dos tipos de montajes fueron recomendados para realizar pruebas de valorización in situ de crudos pesados con catalizadores a través de combustión in situ y a través de inyección de vapor.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director Víctor Gabriel Baldovino Medrano  
Codirectores Luisa Fernanda Acevedo Córdoba Edgar Mauricio Morales Valencia

### Abstract

**Title:** Thermal methods for enhanced oil recovery and catalytic upgrading of heavy crude oil: identification of gaps between laboratory-scale studies and industrial scale \*

**Author:** Jimenez Avila, Elda Juliana\*\*

**Keywords:** In situ upgrading, Heavy crudes, Solid catalysts, Steam injection, In situ combustion, Experimental set-ups, Industrial scale.

### Description

A literature review was carried out to evaluate how representative laboratory catalytic tests are, in relation to thermal enhanced recovery processes with catalysts. Initially, 82 scientific articles were found and categorized. The types of in-situ valorization techniques for heavy oils in which solid catalysts are implemented were studied. Steam injection and in-situ combustion were highlighted as the most used methods. Subsequently, the types of solid catalysts were classified, being the nanocatalysts the most used for the mentioned methods. In addition, the different types of laboratory set-ups used for the thermal methods evaluated were identified. These types of set-ups were evaluated and analyzed. Later, a second literature search was performed, in which the main factors affecting industrial scale testing were studied and discussed. Finally, a comparison between the laboratory setups used and the factors affecting industrial-scale testing was performed. Each type of set-up was evaluated and two types of set-ups were recommended to perform in situ valorization tests of heavy oils with catalysts using in situ combustion and steam injection methods.

---

\* Final Project.

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering, School of Chemical Engineering. Director: Víctor Gabriel Baldovino Medrano, PH.D. Codirectors: Luisa Fernanda Acevedo Córdoba, Edgar Mauricio Morales Valencia

## Introducción

Para suplir la creciente demanda de petróleo, el sector energético se enfoca en el desarrollo de tecnologías para la explotación de las reservas de crudo pesado, las cuales representan el 70% de las reservas del mundo (Y. Li et al., 2021) (C. Li et al., 2019). Estos crudos poseen una densidad entre 10° y 20° API y una viscosidad mayor que 100cP. Por lo tanto, poseen una baja movilidad bajo las temperaturas típicas de los yacimientos (Shah et al., 2010a). Debido a estas características se hace necesario implementar métodos de recobro mejorado para su extracción, siendo los métodos térmicos los más usados por su eficiencia y costos de operación (Hart, 2014).

Los métodos térmicos reducen la viscosidad del crudo pesado mediante un aumento de la temperatura del yacimiento, facilitando su flujo hacia los pozos productores. Sin embargo, estas técnicas pueden estar limitadas por una baja eficiencia energética e incluso por posibles efectos de reversibilidad de la viscosidad. (Shah et al., 2010b) (Castañeda et al., 2014).

Por lo tanto, se ha planteado la implementación de estrategias de recobro mejorado por medio de la valorización in situ de los crudos. Estas técnicas, podrían bajar los costos de producción de los crudos, mientras que su explotación y refinación podrían tener menor impacto ambiental gracias a una reducción de sus contenidos de heteroátomos y metales. (Shah et al., 2010b) (Castañeda et al., 2014).

Una de las estrategias para la valorización de in situ de crudos pesados es la acuatermólisis, que ocurre por la interacción entre el vapor de agua presente en el yacimiento y los compuestos

orgánicos del crudo provocando reacciones como pirólisis, hidrólisis, hidrosulfuración y reacciones del gas al agua (Shah et al., 2010b) (Castañeda et al., 2014).

Las reacciones asociadas con la acuatermólisis, pueden ser favorecidas con la adición de catalizadores. Se han estudiado diferentes tipos de catalizadores y entre estos los denominados nanocatalizadores son llamativos debido a su relación entre su alta área superficial y volumen (Wu et al., 2023). Siguiendo procesos de investigación, los nanocatalizadores se evalúan primero a escala laboratorio, por razones económicas, de integridad del yacimiento, para estudiar su reactividad en un ambiente controlado y para buscar estrategias de mejora en su desempeño bajo condiciones simuladas del yacimiento. No obstante, la escalabilidad de dichas pruebas se ve afectada por la complejidad, la heterogeneidad de las condiciones del yacimiento y la carencia de modelos matemáticos precisos para su escalado (Rezk & Allam, 2019) (Nicolás Bueno & Mejía, 2021).

En consideración de lo expuesto arriba, este trabajo hace un análisis de la literatura para determinar las brechas entre los estudios de catalizadores para métodos térmicos de recobro mejorado y valorización catalítica de crudos pesados mediante una revisión y análisis sistemático de la literatura para recobro mejorado a escala laboratorio y los procesos que ocurrirían bajo las condiciones de los yacimientos.

## 1. Objetivos

### 1.1 Objetivo general

Analizar qué tan representativas son las pruebas catalíticas de laboratorio con relación a los procesos de recobro mejorado térmicos con catalizadores.

### 1.2 Objetivos específicos

Especificar los métodos térmicos de recobro mejorado con catalizadores para la valorización de crudos pesados.

Determinar los tipos de montajes experimentales utilizados para pruebas catalíticas de laboratorio y sus parámetros críticos.

Identificar las diferencias esenciales entre las condiciones de operación de las pruebas de laboratorio y las de yacimientos de crudo pesado.

## 2. Marco conceptual

Los crudos pesados o extrapesados se diferencian de los crudos livianos al poseer una mayor resistencia a fluir bajo las condiciones normales de los yacimientos. Esta característica puede cuantificarse utilizando dos propiedades estándares: la gravedad específica y la viscosidad dinámica. La gravedad específica se acostumbra a medir en unidades de °API o American Petroleum Institute, y la viscosidad en centipoise (cP) (Guo et al., 2016).

Los crudos pesados o extrapesados poseen una gravedad específica entre 10° y 20° API y una viscosidad mayor que 100cP (Shah et al., 2010b). Esto se debe a la presencia de hidrocarburos con cadenas largas de carbono (>60 átomos), lo que resulta en altos pesos moleculares y

temperaturas de ebullición. Adicionalmente, los crudos pesados se caracterizan por la presencia de componentes polares como asfaltenos y resinas, los cuales aumentan la dificultad del proceso de extracción de crudo del yacimiento, también conocido como recuperación (Guo et al., 2016) (Shah et al., 2010a).

## 2.1 Recuperación de crudo

Los procesos de recuperación de crudos se dividen en tres fases, tal como se ilustra en la Figura 1. Recobro primario, efectuado por mecanismos de desplazamiento natural. Para crudos pesados, este tipo de recobro lleva a recuperar aproximadamente un 5% de Petróleo Original en Sitio (POES). Recobro secundario, realizado mediante inyección de fluidos y recobro terciario, también llamado recobro mejorado o *Enhanced Oil Recovery* (**EOR**). El recobro mejorado se basa en la adición de una fuente de energía o en la inyección de un fluido que normalmente no está presente en el yacimiento buscando mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante la reducción de la viscosidad del crudo. Esto contribuye a una recuperación estimada del 90% POES para crudos pesados (Hart, 2014).

Una forma de evaluar la eficiencia de las técnicas de recuperación terciarias es determinando el factor de recobro, conocido en inglés como *oil recovery factor* (RF). De forma general, éste puede definirse como la fracción de reservas de crudo extraídas ( $Q_{ext}$ ) en relación con las reservas de crudo disponibles ( $Q_{disp}$ ), tal como se ve en la ecuación 1 (Vishnyakov et al., 2020).

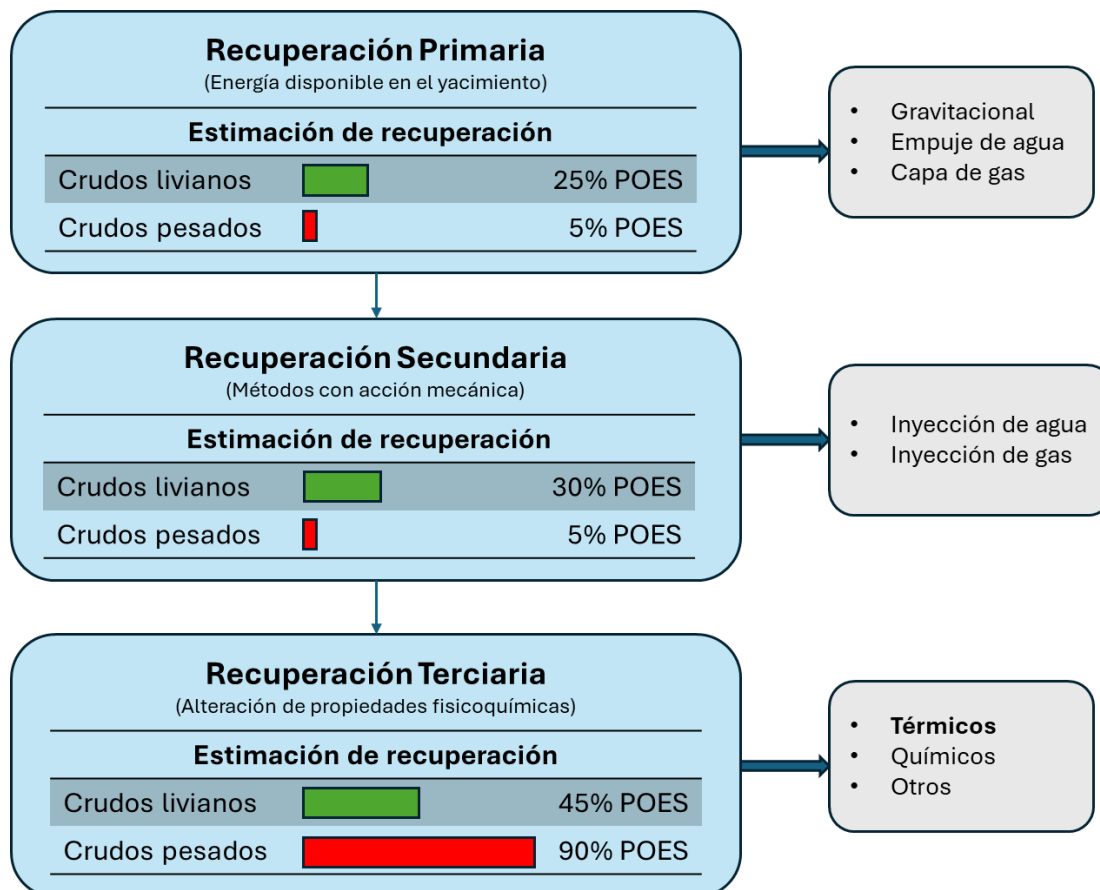
$$RF = \frac{Q_{ext}}{Q_{disp}} \quad \text{Ec. 1}$$

Las técnicas de recobro mejorado pueden clasificarse según el tipo de fluido que se adiciona y la forma en la cual se realizan, entre ellas tenemos: Inyección de gas, inyección química (con solventes o compuestos que reaccionan con el crudo) y métodos térmicos (Vishnyakov et al.,

2020). Este trabajo se ocupa de analizar los métodos térmicos mientras que los otros métodos pueden ser consultados en la literatura (Vishnyakov et al., 2020).

**Figura 1.**

*Mecanismos de recuperación del crudo*



*Nota.* Adaptado de (Vishnyakov et al., 2020) (Ahmed & Meehan, 2012).

## 2.2 Métodos térmicos

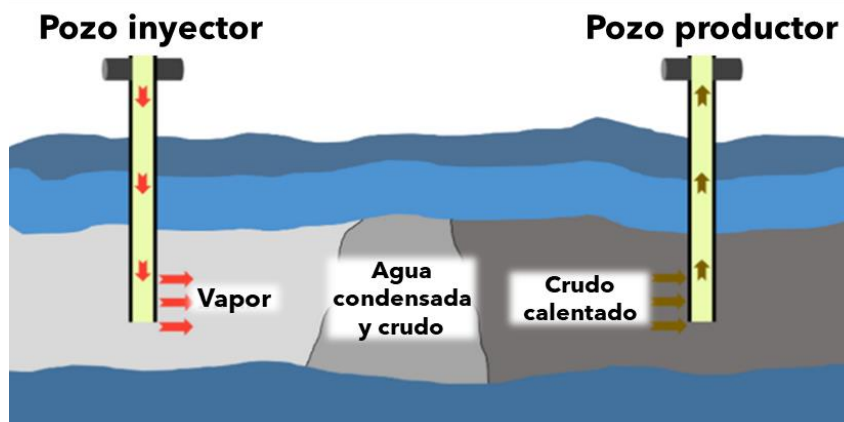
Los métodos térmicos se fundamentan en la transferencia de energía térmica para aumentar la temperatura del yacimiento. Como consecuencia, se vaporizan compuestos livianos y se reduce la viscosidad del crudo, mejorando así la movilidad para su extracción (Shah et al., 2010b). Los métodos térmicos son los más utilizados para el recobro mejorado de crudo pesados y extrapesados y se clasifican según la fuente de energía que se adiciona.

### 2.2.1 Inyección de vapor

Consiste en la inyección continua de vapor (entre 300 y 400°C) mediante un pozo inyector. La Figura 2 ilustra el funcionamiento general de esta técnica, donde la energía térmica del vapor es transferida al pozo y eventualmente al crudo pesado, el cual se calienta, reduce su viscosidad y es extraído a través de un pozo productor. Además, el condensado que se forma genera un desplazamiento físico del crudo, análogo al desplazamiento que ocurre por inyección de agua. Sin embargo, un factor de recobro típico de la inyección de vapor está entre el 50 y 70%. La mayor desventaja de esta técnica son las pérdidas de energía y altos costos de operación que estos representan (Guo et al., 2016) (Shah et al., 2010b) (Vishnyakov et al., 2019).

#### Figura 2.

*Ilustración del funcionamiento de la inyección de vapor*



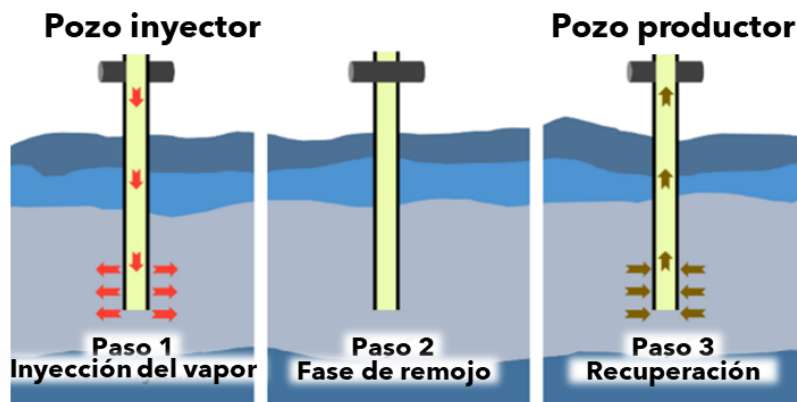
*Nota.* Adaptado de (Guo et al., 2016).

### 2.2.2 Inyección cíclica de vapor (CSI)

A diferencia de la inyección de vapor, la inyección cíclica o en inglés *Steam Cyclic Injection* (CSI), utiliza el mismo pozo inyector como pozo productor. La Figura 3 ilustra su funcionamiento general, donde el vapor es inyectado en una primera etapa, posterior a esta existe un periodo de remojo en el cual el vapor y sus condensados incrementan la temperatura del crudo pesado, el cual a su vez es extraído finalmente en una etapa de producción. Este ciclo puede ser repetido tanto como sea necesario. Sin embargo, cada ciclo contiene una relación agua/crudo más alta, lo que dificulta su eficiencia operacional. El tiempo de remojo y la cantidad de vapor son altamente dependientes de propiedades del pozo como permeabilidad, espesor y viscosidad del crudo. Los factores de recobro suelen ser bajos (<50%) y comparte las mismas dificultades de la técnica de inyección de vapor (Shah et al., 2010b) (Guo et al., 2016).

**Figura 3.**

*Ilustración del funcionamiento de la inyección cíclica de vapor*



*Nota.* Adaptado de (Guo et al., 2016).

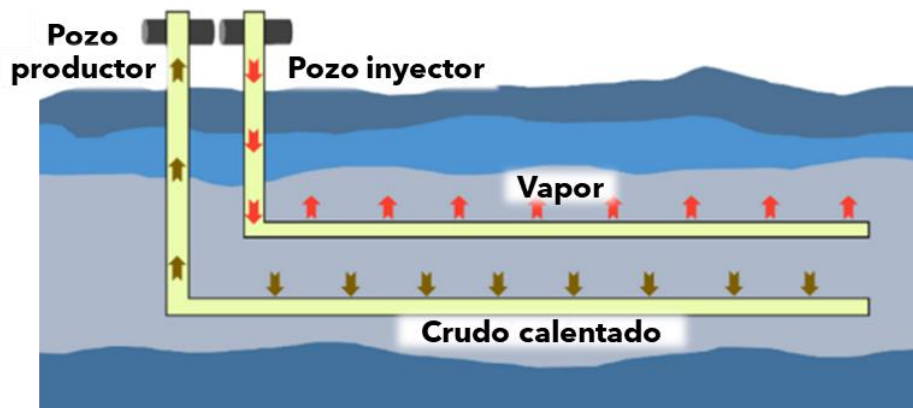
### 2.2.3 Drenaje por gravedad asistida por vapor (SAGD)

Esta técnica, también conocida como *Steam-Assisted Gravity Drainage* (SAGD) representa una versión mejorada de la inyección de vapor. Donde, tanto el pozo inyector como el pozo

productor se posicionan horizontalmente y paralelos, de tal manera que la distancia del uno al otro sea de 4 a 6 metros, como se muestra en la Figura 4. El vapor es inyectado por el pozo superior, calienta el crudo, reduce su viscosidad y lo desplaza al pozo productor (pozo inferior) por efecto de la formación gradual de una cámara de vapor, que permite la movilidad del crudo para ser extraído a la superficie. Estos efectos permiten reducir la tendencia del vapor de fluir directamente al pozo productor, presente en inyección de vapor. Esta reducción permite incrementar la eficiencia del factor de recobro hasta un 70%. Sin embargo, esta técnica está limitada a yacimientos de amplio espesor para el posicionamiento de los pozos, alta homogeneidad para favorecer la formación de la cámara de vapor y buena permeabilidad que facilite el flujo de fluidos (Guo et al., 2016).

**Figura 4.**

*Ilustración del funcionamiento de la gravedad asistida de vapor (SAGD)*



*Nota.* Adaptado de (Guo et al., 2016).

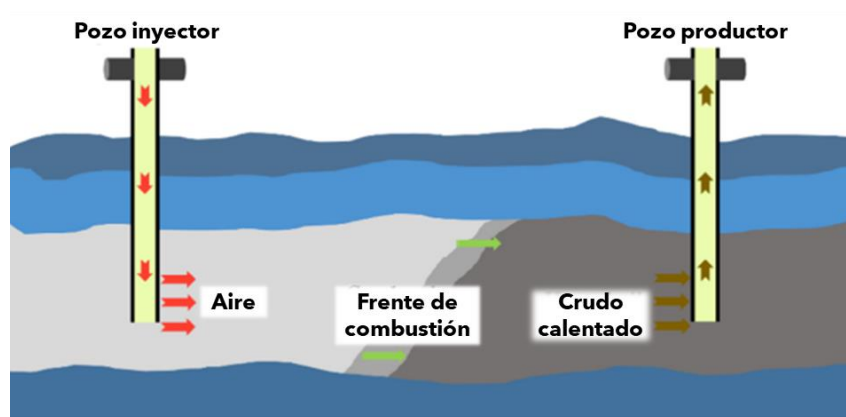
**2.2.4 Combustión in situ (ISC)**

Una alternativa a la inyección de vapor es la combustión in situ (ISC), una técnica que se fundamenta en la ignición (autoignición o ignición asistida) de una fracción de crudo a partir de aire comprimido inyectado al yacimiento mediante un pozo inyector como se muestra en la Figura 5. Las reacciones de combustión generadas in situ (exotérmicas) liberan energía de tal forma que

se genera un frente de combustión que se expande y desplaza el crudo sin quemarlo hacia el pozo productor. Al generarse energía en el yacimiento, la eficiencia energética es mayor comparada con las técnicas de inyección de vapor. Sin embargo, la combustión in situ suele ser considerada de alto riesgo particularmente por el difícil control de proceso y por el posible daño de la formación del yacimiento. Además, su aplicación se ve limitada por características del yacimiento tales como su profundidad y permeabilidad (Shah et al., 2010b) (Guo et al., 2016).

**Figura 5.**

*Ilustración del funcionamiento de la combustión in situ*



*Nota.* Adaptado de (Guo et al., 2016).

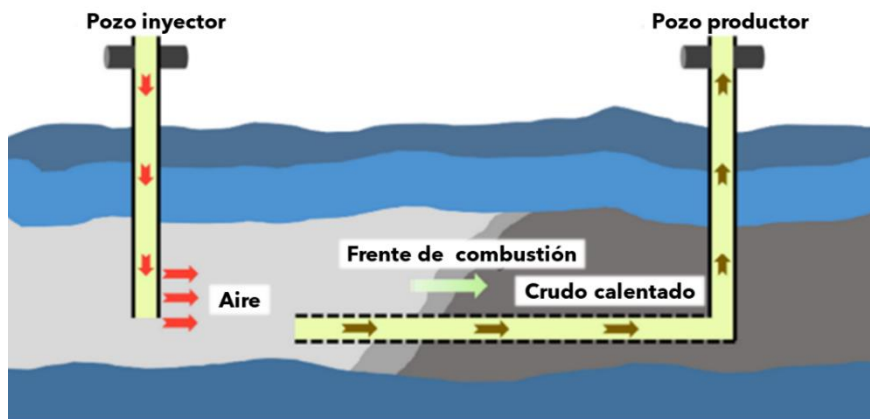
**2.2.5 Inyección de aire Toe-to-Heel (THAI) y THAI-CAPRI**

En esta técnica se busca realizar una combustión de manera más controlada comparada con el mecanismo de combustión in situ, mediante un pozo inyector vertical y un pozo productor horizontal, tal como se ilustra en la Figura 6. El mecanismo de ignición es equivalente al de la combustión in situ. Sin embargo, en esta técnica el frente de combustión se propaga horizontalmente desde el dedo del pie “toe” hasta el talón o tacón “heel” guiando el crudo hacia el pozo horizontal, mejorando la eficiencia del proceso, reduciendo la distancia que debe recorrer el frente de combustión para llegar al pozo productor. Estas características hacen de esta técnica

objeto de múltiples experimentos de laboratorio en los cuales se han obtenido factores de recobro entre el 80 y 85%. Además, la técnica es viable para un rango más amplio de tipos de yacimientos, incluso para los cuales han usado previamente alguna técnica de vapor (Shah et al., 2010b).

**Figura 6.**

*Ilustración del funcionamiento de la técnica Toe-to-Heel*



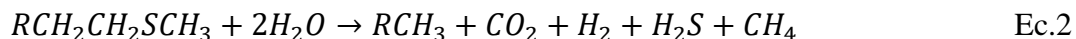
*Nota.* Adaptado de (Guo et al., 2016).

El método THAI-CAPRI consiste en una versión mejorada del método THAI, en el cual se adapta un lecho catalítico al pozo productor, aprovechando el frente de propagación para extraer y al mismo tiempo realizar una mejora del crudo. Es decir, ocurre un proceso de craqueo termo catalítico in situ, reduciendo en principio costos de operación. Este proceso se denomina en inglés, “catalytic upgrading process in-situ” otorgándole el nombre THAI-CAPRI (Guo et al., 2016).

Los métodos de recobro térmicos expuestos anteriormente, no solo reducen la viscosidad del crudo a partir de la temperatura, sino que también realizan una mejora in situ del crudo a través de diferentes reacciones químicas bajo ciertas condiciones, siendo una de éstas la acuatermolisis (Guo et al., 2016).

### 2.3 Acuatermolisis

La acuatermolisis o craqueo térmico en presencia de agua es un proceso donde a través del contacto del vapor de agua a alta temperatura ( $>300^{\circ}\text{C}$ ) se logra un cambio en la estructura molecular de los compuestos orgánicos del crudo, obteniendo una reducción de la viscosidad y una mejora in situ del crudo (Maity et al., 2010). Se postula que el proceso de acuatermolisis inicia con el rompimiento de las moléculas de resinas y asfaltenos presentes en los crudos pesados mediante reacciones de pirólisis en ausencia de agua y oxígeno. Cuando existe presencia de agua se producen reacciones de hidrólisis, la reacción del gas al agua o *Water Gas Shift* en inglés (WGS) y de hidrodesulfuración (HDS), las cuales reducen los contenidos de heteroátomos de oxígeno y azufre, produciendo crudos más livianos y subproductos de reacción de mayor valor agregado. Se ha propuesto que la reacción general de acuatermolisis es la que muestra en la ecuación 2 (Arboleda et al., 2018) (Maity et al., 2010).



En consideración con ello, la mejora de las propiedades de flujo se genera a través de la ruptura de una fracción de los enlaces C-S y de la reducción de la viscosidad (Maity et al., 2010). Sin embargo, esta técnica está limitada por las pérdidas de calor y eficiencia, e incluso por un posible efecto de reversibilidad de la viscosidad debido a que los radicales heteroátomos (S, N y O) pueden formar moléculas más grandes mediante polimerización. Una alternativa de mejora para este proceso es la adición de catalizadores, denominada acuatermolisis catalítica (Y. Li et al., 2021) (Muraza & Galadima, 2015).

## **2.4 Uso de catalizadores en métodos térmicos**

La mejora catalítica del crudo, o *catalytic upgrading*, en inglés, consiste en la inyección de catalizadores al yacimiento mediante una técnica térmica que permita tener las condiciones adecuadas para obtener una reducción in-situ de la viscosidad del crudo mediante rompimiento de moléculas y reacomodamiento de átomos (Wu et al., 2023).

Un catalizador es un material que altera la tasa de una reacción química sin ser consumido (Schaschke, n.d.). Los catalizadores se pueden clasificar en homogéneos y heterogéneos, según la fase en la que se encuentra junto a los reactantes. Normalmente, se asume que los catalizadores heterogéneos son sólidos. De igual forma, los catalizadores se pueden clasificar según su solubilidad en: catalizadores minerales, solubles en agua, solubles en aceite, sólidos ácidos, líquidos iónicos, anfifílicos, dispersos y súperdispersos. Teniendo en cuenta que los catalizadores sólidos presentan una mayor eficiencia, estos se tomarán como objeto de estudio para este trabajo (Wu et al., 2023)(F. Zhao et al., 2021).

### **2.4.1 Catalizadores sólidos ácidos**

Son sólidos que presentan alta acidez y son utilizados para reacciones de hidrogenación, desulfuración, entre otras. Las zeolitas, los heteropoliácidos, y los óxidos metálicos son algunos de los sólidos usados en acuatermolisis. El área superficial, tipo de acidez, selección de forma, estructura de poro, estabilidad y la ruta de preparación son algunos de los factores críticos en la elección de un catalizador sólido, ya que de estos depende que las reacciones catalíticas en crudos pesados tomen la ruta más conveniente (Wu et al., 2023) (F. Zhao et al., 2021).

### **2.4.2 Catalizadores dispersos**

Son sólidos (>100 nm) que se mezclan directamente con el fluido reactivo, por lo que se pueden inyectar al crudo de manera directa o previamente mezclado con un fluido que le sirva como vehículo de transporte. Están compuestos de una fase heterogénea (polvo) y una fase homogénea (soluble en agua o soluble en aceite). Su principal ventaja es que al estar dispersos en agua o en aceite, e incluso en ambas fases, pueden presentar un contacto más íntimo con los crudos y pueden llegar a reducir la producción y reactividad de los radicales libres generados durante el proceso (F. Zhao et al., 2021).

#### ***2.4.3 Catalizadores súper dispersos***

También denominados nanocatalizadores, son aquellos que poseen al menos una dimensión nanométrica (0,1 – 100 nm) o los que están compuestos de materiales a escala nano (nanomateriales). Gracias a sus características (pequeño volumen, amplia área superficial, mayor número de sitios activos) estos materiales poseen más ventajas comparados con los catalizadores dispersos, como son su fácil dispersión, transporte en el yacimiento y eficiencia. Algunos tipos de nanocatalizadores, pueden incluso recuperarse después del proceso de recobro, mediante centrifugación o destilación, haciendo su implementación más atractiva (F. Zhao et al., 2021) (C. Li et al., 2019).

Debido a la variedad de tipos de catalizadores y funcionamiento de estos, múltiples investigaciones se han realizado, en las que se busca la evaluación de catalizadores e implementación a escala laboratorio e industrial.

### **3. Estado del arte**

En el año 2016, Guo et al. (Guo et al., 2016) realizaron una revisión bibliográfica en la cual se evaluaron las diferentes técnicas existentes para la recuperación de crudo pesado en cuanto a

sus principios fundamentales, ventajas, aplicabilidad y limitaciones. También se presentaron técnicas que implementan el uso de nanocatalizadores heterogéneos para *in-situ upgrading* como una alternativa con alto potencial de ejecución a escala industrial. Sin embargo, destaca la necesidad de mayor investigación en esta rama.

La implementación de nanomateriales y catalizadores en el recobro mejorado de crudo es el enfoque principal de la revisión bibliográfica de Hashemi et al (Hashemi et al., 2014). En ésta, se presenta la síntesis de nanocatalizadores, requisitos para su aplicación, su transporte en el yacimiento, el modelamiento de la reacción, entre otros. Los autores concluyeron que el *in-situ upgrading* con catalizadores multimetálicos se presentan como una tecnología prometedora por su alta eficiencia y bajo impacto ambiental. Además, resaltaron que el gran reto hacia su implementación es escalamiento de esta técnica debido a factores como: el transporte de nanopartículas en un medio poroso y la tendencia de su deposición en la superficie. Considerando el potencial del uso de nanocatalizadores en el recobro mejorado de crudos pesados, múltiples investigaciones se han realizado utilizando diversos tipos de materiales catalíticos compuestos por diversas fases metálicas dispersas sobre óxidos varios usados como soportes, así como de montajes experimentales. En este sentido, Simão et al (Simão et al., 2022). presentaron una revisión bibliográfica con una gran variedad de ejemplos de diferentes experimentos y parámetros de evaluación de catalizadores. Los autores categorizaron los tipos de catalizadores y analizaron sus ventajas y desventajas. A pesar de encontrar ejemplos con alta eficiencia en el factor de recobro, el trabajo resaltó la dificultad de hacer una comparación directa entre los diversos estudios realizados y la necesidad de adoptar estándares para comparar tanto el comportamiento catalítico en función de diversos sustratos como para comparar los métodos de prueba de los catalizadores. Por otro lado, Medina et al. (Medina et al., n.d.) analizaron la aplicabilidad de diferentes tipos de

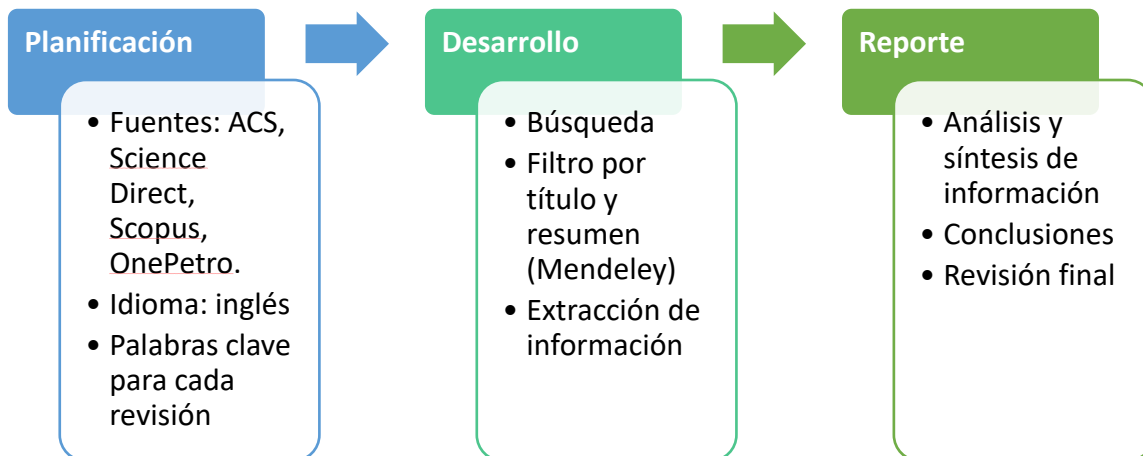
catalizadores en los métodos térmicos de recobro. Los autores analizaron la aplicación de catalizadores heterogéneos en métodos de inyección de vapor e inyección de aire dando ejemplos tanto experimentales como de campo sobre la evaluación de su capacidad de disminución de viscosidad y factor de recuperación. En cuanto a los montajes experimentales utilizados, Wang et al. (Wang, Han, et al., 2023) realizaron una compilación de varios de ellos que son usados tanto para métodos térmicos como químicos. Sin embargo, hasta donde se revisó la literatura para este trabajo, no se ha hecho aún una revisión bibliográfica crítica donde se analice cómo se comparan los montajes experimentales estudiados hasta la fecha con las características y condiciones que se encuentran en los yacimientos de crudo pesado.

#### 4. Metodología

Teniendo en cuenta los objetivos de este trabajo, se usó una metodología que consistió en hacer una revisión sistemática de la literatura, basada en el algoritmo planteado por Flórez et. al (Flórez Becerra & Rojas Leguizamo, 2021). El procedimiento es detallado en la Figura 7.

**Figura 7.**

*Metodología de la revisión sistemática*



De acuerdo con el diagrama mostrado y con el objetivo de especificar los métodos térmico-catalíticos de recobro mejorado para la valorización de crudos pesados, se realizó una búsqueda sistemática de la literatura, en las bases de datos Science Direct, Scopus y ACS – American Chemical Society las cuales están disponibles en la Biblioteca Virtual de la Universidad Industrial de Santander.

Para la búsqueda, se usó la siguiente combinación de palabras clave: (In situ combustion OR steam injection OR Thermal methods) AND (In situ catalytic upgrading OR catalytic aquathermolysis) AND (Enhanced oil recovery OR Heavy oil recovery). Con el fin de limitar los resultados a los últimos cinco años, se aplicó un filtro para incluir solamente artículos publicados después de 2017. Una vez realizada la búsqueda, se refinaron los resultados basándose en la relevancia del título y el resumen (*abstract*) en referencia al objetivo, agregando los artículos seleccionados al gestor de referencias bibliográficas Mendeley versión 1.19.8. Una vez identificados los artículos por fuente bibliográfica, se procedió a eliminar los duplicados y a categorizarlos de acuerdo con el tipo de método térmico y el tipo de catalizador utilizado.

Para determinar los tipos de montajes experimentales utilizados para pruebas catalíticas de laboratorio y sus parámetros críticos, se tomaron en cuenta los resultados obtenidos en la anterior revisión sistemática; Cabe resaltar que este objetivo se centra en el uso de catalizadores sólidos. Los resultados se categorizaron por tipo de técnica. Posteriormente, se realizó una revisión en detalle del montaje de laboratorio utilizado y los parámetros de operación de éste. Luego, se analizaron las similitudes entre los montajes, así como sus rangos generales de operación. Se identificaron también los montajes más utilizados de acuerdo con el tipo de técnica y catalizador.

Con el fin de identificar las diferencias esenciales entre las condiciones de operación de las pruebas de laboratorio y las de los yacimientos de crudo pesado, se buscó separar aquellos artículos encontrados en la primera revisión sistemática en los que se realizaran pruebas a gran escala y comparar los parámetros críticos usados en dichas pruebas con las pruebas de laboratorio. Sin embargo, dada la no disponibilidad de artículos a escala industrial, se procedió a realizar una revisión de los parámetros críticos del yacimiento que más tienen influencia en el desempeño de las técnicas térmicas a escala real con o sin catalizador y se compararon dichos parámetros con los considerados en las pruebas de laboratorio. Esto último se hizo a través de una nueva revisión sistemática de la literatura utilizando las palabras clave: (In situ combustion OR steam injection) AND (Enhanced oil recovery) AND (Oilfield test OR large scale) AND (Operational parameters OR Reservoir conditions) NOT (Experimental study OR Laboratory test). Para limitar los resultados de igual manera que con los objetivos 1 y 2, se filtraron los artículos publicados después de 2017. Se refinaron los resultados obtenidos con base en la relevancia del título y el resumen en referencia al objetivo, agregando los artículos seleccionados al gestor de referencias bibliográficas Mendeley versión 1.19.8. Una vez identificados los artículos por fuente bibliográfica, se procedió a eliminar los duplicados y a categorizarlos de acuerdo con el tipo de método térmico y con los parámetros estudiados.

## **5. Resultados y análisis**

### **5.1 Métodos térmico-catalíticos de recobro mejorado para la valorización de crudos pesados**

Con las palabras clave y los criterios establecidos para la revisión sistemática descrita en la sección 4, se obtuvieron como resultados (considerando las bases de datos indicadas en la

metodología) 1132 artículos científicos. Posteriormente, se aplicaron criterios de exclusión basados en: tipo de publicación, área de investigación y relevancia del título con el objetivo. Como resultado se obtienen 125 artículos, de los cuales se eliminaron los duplicados y se obtuvieron 101 artículos. Finalmente, se revisó el contenido de los artículos, excluyendo los que no correspondían al enfoque de interés, para tener un total de 72 artículos.

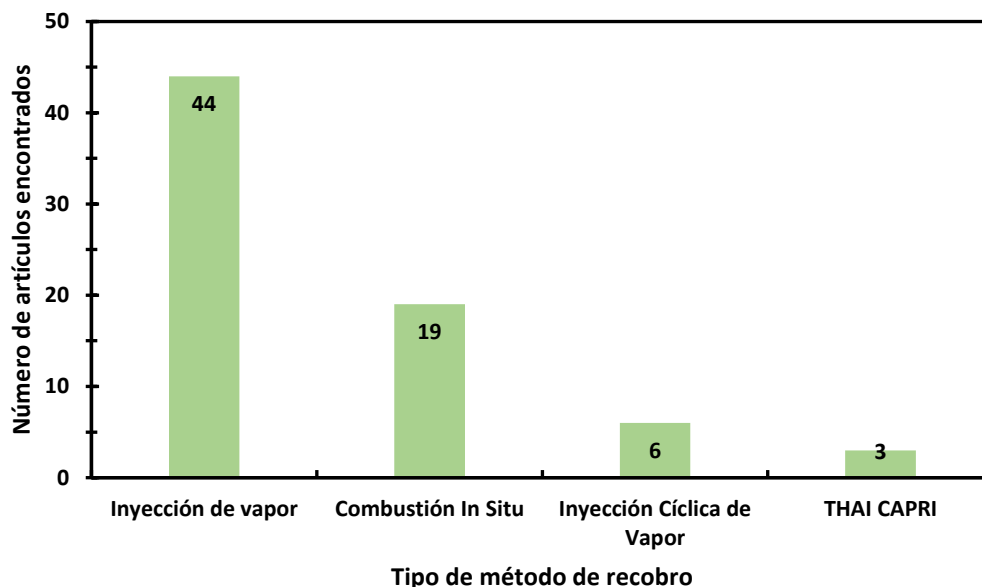
Los artículos fueron posteriormente categorizados de acuerdo con el tipo de técnica térmico-catalítica implementada y el tipo de catalizador usado.

Como se aprecia en la figura 8, la técnica más implementada es la inyección de vapor, representando el 61% de los artículos estudiados. En segundo lugar, en cuanto al uso de catalizadores, se encontró la técnica de combustión in situ que representa un 26% de los artículos obtenidos. Es importante resaltar que estas dos técnicas son las más ampliamente utilizadas de acuerdo con los resultados de la revisión. De hecho, el 88% de los artículos encontrados utiliza alguna de estas dos técnicas. Estos resultados son congruentes con las búsquedas bibliográficas de la sección “Estado del arte”.

Una técnica menos utilizada es la inyección cíclica de vapor (8% de los artículos encontrados usan esta técnica). En algunas investigaciones (4% de los artículos encontrados) se utiliza lecho catalítico para simular el comportamiento de la técnica THAI-CAPRI. Para la técnica de SAGD no se encontraron investigaciones con el uso de catalizadores, una posible razón es la difícil configuración del efecto de gravedad asistida en el laboratorio.

**Figura 8.**

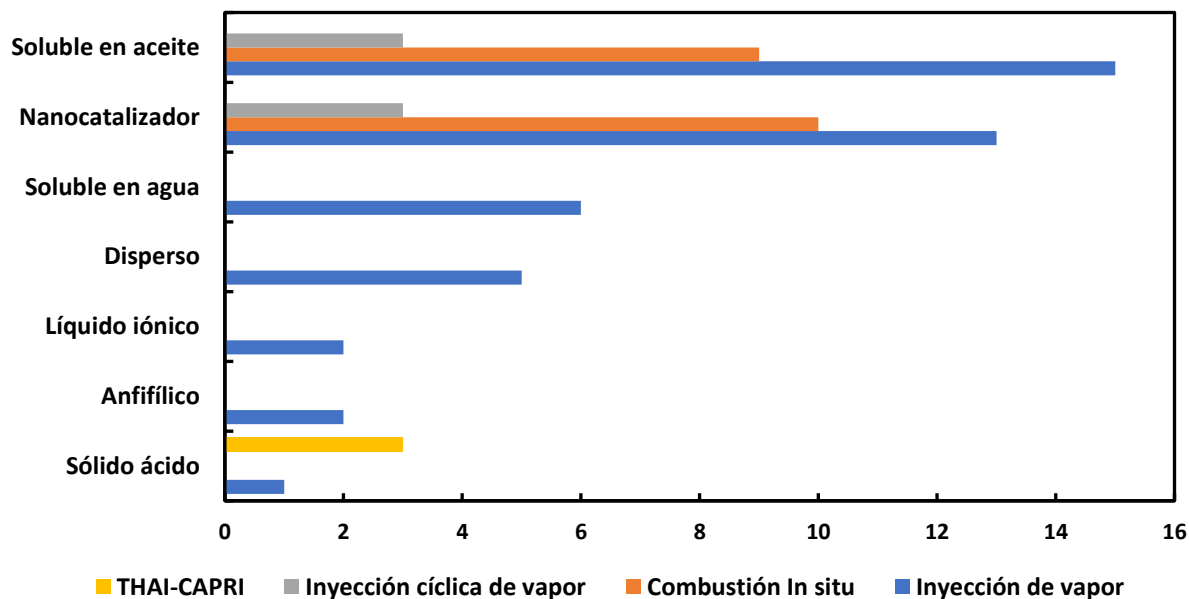
*Categorización de artículos encontrados por tipo de método térmico*



Además de categorizar por el tipo de método térmico, se estudió el tipo de catalizador para cada técnica. Los resultados pueden indicarse en la Figura 9. De manera general, puede observarse que los catalizadores más estudiados son catalizadores solubles en aceite y nanocatalizadores, representando 38% y 36% del total respectivamente. Una posible razón es la fácil dispersión de estos en el crudo y mayor eficiencia de catalizador en comparación con catalizadores solubles en agua. Los líquidos iónicos y los catalizadores anfífilos son los menos utilizados según los resultados de la revisión.

**Figura 9.**

*Categorización de resultados por tipo de método térmico y catalizador*



Por el tipo de técnica, varias observaciones pueden realizarse. En inyección de vapor, los catalizadores sólidos mayormente utilizados son los nanocatalizadores, predominantemente óxidos de hierro  $Fe_3O_4$  y óxidos de níquel  $Ni_xO_x$  (Cardona et al., 2018) (Afzal et al., 2018) (D. Lin et al., 2018) (Zou et al., 2019) (Alonso et al., 2023) (de la Cruz Parejas et al., 2021) (Sitnov et al., 2022). Aunque es importante resaltar que todos los tipos de catalizador pueden utilizarse para esta técnica. En cuanto a combustión in situ e inyección cíclica de vapor, se resalta el uso de ferrita de cobalto  $CoFe_2O_4$  como nanocatalizador (Amanam et al., 2020). En cuanto a THAI-CAPRI, únicamente óxidos de cobalto y molibdeno  $CoMo/\gamma - Al_2O_3$  fueron reportados en pruebas catalíticas (Ado, 2022).

Con base en resultados expuestos, los métodos térmico-catalíticos para la valoración de crudos pesados son: inyección de vapor, inyección cíclica de vapor (CSI), combustión in situ (ISC)

y THAI-CAPRI. Con base en estos hallazgos, se dará continuidad con la revisión sistemática para determinar los montajes experimentales para pruebas catalíticas en el laboratorio.

## **5.2 Montajes experimentales utilizados para pruebas catalíticas de laboratorio y sus parámetros críticos**

Se encontraron estudios con montajes a escala laboratorio únicamente para los métodos de inyección de vapor y combustión in situ. Se identificaron diferentes montajes para cada método térmico-catalítico, se analizaron sus parámetros críticos y se realizó un esquema general del diseño de cada montaje.

En cuanto a la técnica THAI-CAPRI, se encontró que en los estudios en los cuales se implementan catalizadores sólidos se evalúan a través de simulaciones numéricas dada la complejidad de adaptar este método a un montaje de escala laboratorio.

### **5.2.1 Inyección de vapor**

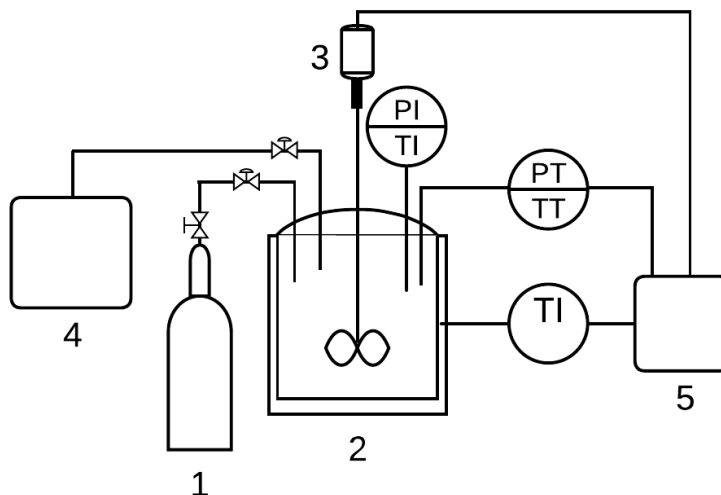
Para las pruebas catalíticas de inyección de vapor se identificaron tres montajes diferentes, se analizó el modo de operación de cada uno y sus parámetros críticos. Los resultados detallados pueden observarse en la Tabla 2 del Apéndice. A continuación, se discuten los tipos de montaje encontrados.

**5.2.1.1 Montaje tipo SI1.** El primer tipo (Tipo SI1), se encuentra ilustrado en la Figura 10. De manera general, el montaje busca replicar condiciones de presión, temperatura y atmosfera libre de oxígeno que se podría encontrar en el yacimiento. El montaje consiste en un reactor (o autoclave) de alta presión y temperatura (generalmente de acero inoxidable), en el cual se adiciona el crudo pesado, junto con agua y catalizador. El catalizador, generalmente se dispersa en un paso anterior en alguna de las fases. Para lograr una atmósfera sin oxígeno, se adiciona un gas inerte (por lo general nitrógeno). El aumento de temperatura se genera a través de adición de calor por

una fuente externa, por lo regular, se usa una chaqueta de calentamiento. Para lograr una distribución homogénea de las fases en la mezcla de reacción, ésta se mezcla constantemente con un agitador, que puede ser magnético o con motor eléctrico. Las condiciones que generalmente son monitoreadas durante el proceso son la presión y temperatura, para lo cual se adicionan termopares y medidores de presión. En algunas ocasiones, un transmisor de temperatura envía una señal a un controlador para ajustar y controlar las condiciones deseadas. El investigador puede (de acuerdo con la disponibilidad) monitorear los gases generados en línea a través de cromatografía de gas o alguna técnica análoga. Como resultado, al terminar la reacción, se miden propiedades fisicoquímicas del crudo y se realiza una comparación con las condiciones iniciales (D. Lin et al., 2018) (D. Lin et al., 2019) (Zou et al., 2019) (De La et al., 2021) (Sitnov et al., 2022) (Alonso et al., 2023) (Shi et al., 2023).

**Figura 10.**

*Montaje experimental tipo SII*



*Nota.* Nomenclatura: (1) Tanque de nitrógeno, (2) autoclave, (3) motor del agitador, (4) analizador de gases, (5) controlador de temperatura, presión y agitación.

De los artículos estudiados para inyección de vapor, 71% utilizan este tipo de montaje. Este tipo de montaje puede ser usado para todos los tipos de catalizador que se usan en esta técnica.

Los parámetros críticos del montaje encontrados fueron:

- **Porcentaje de agua con relación al peso total añadido al reactor o autoclave.**

Se encontró que el porcentaje de agua varía entre en 9% y 30%. Sin embargo, más del 60% de los artículos con este montaje realizaron pruebas con un porcentaje de agua de  $30 \pm 3\%$ .

- **Porcentaje de catalizador en peso con respecto al crudo**

El 75% de los artículos encontrados con este montaje, usó un porcentaje de catalizador en peso respecto al crudo de igual o menos del 3%. El porcentaje más bajo encontrado fue del 0,2% y el máximo del 5,9%.

- **Presión**

Dos rangos de presión fueron identificados para las pruebas catalíticas, el 91% de las pruebas se realizaron en el rango de baja presión (8 a 35 bar), el 9% restante en el rango de presión alta (36 a 72 bar).

- **Temperatura y tiempo de reacción**

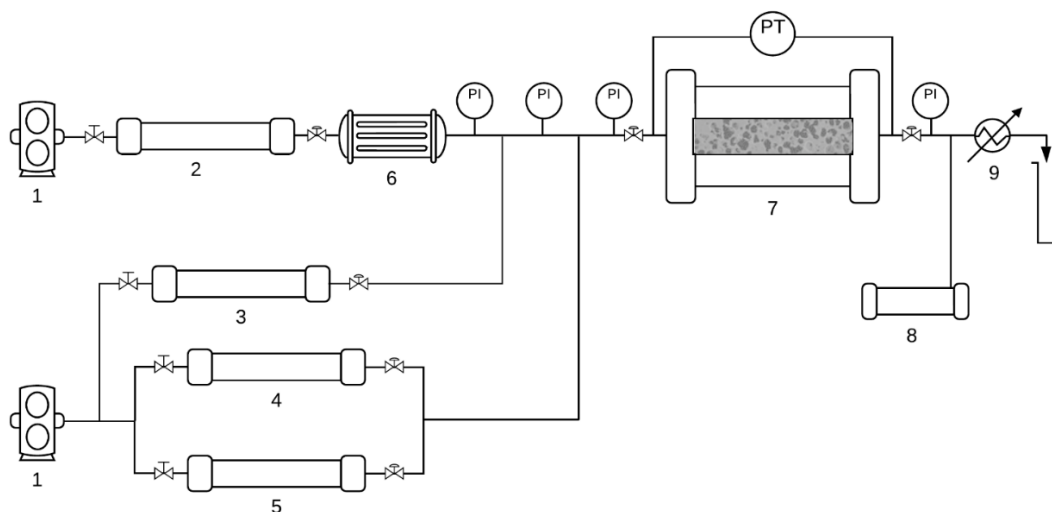
Las pruebas estudiadas se hicieron con una temperatura mínima de 130°C y con una máxima de 300°C. Dentro de este intervalo, el 92% de los estudios hicieron pruebas entre 130°C y 290°C, temperaturas a las cuales se realiza acuatermolisis. En cuanto al tiempo de reacción, éste varió entre 6 y 60 h.

**5.2.1.2 Montaje tipo SI2.** El segundo tipo de montaje identificado se ilustra en la Figura 11 (Tipo SI2). Este montaje consta de un reactor tubular con control de temperatura y presión, en el cual, los diferentes fluidos; crudo, nanocatalizador y agua pueden ser añadidos a la roca que se encuentra en el interior del reactor. El montaje busca replicar el patrón de flujo del vapor en la roca

y las posibles interacciones con los metales presentes en la misma. Mediante un sistema de generación de vapor y de una bomba de desplazamiento positivo (con la cual se controla el flujo), se inyecta vapor de manera constante a condiciones de presión y temperatura seleccionadas por el investigador y controladas por transmisores. El producto, es condensado y la fracción de crudo en el agua medida de manera continua. Por lo general, la prueba termina cuando la fracción de crudo es cercana a cero. Al final de la prueba, la recuperación de crudo es medida y se realiza su caracterización (Afzal et al., 2018) (Cardona et al., 2018) (Medina et al., 2019) (Cardona et al., 2021).

**Figura 11.**

*Montaje experimental tipo SI2*



*Nota.* Nomenclatura: (1) bomba de desplazamiento positivo, (2) contenedor de agua, (3) contenedor de fluido catalizador, (4) contenedor de crudo, (5) contenedor de otro fluido, (7) tubo con lecho de roca, (8) separador, (9) condensador y recipiente de muestra.

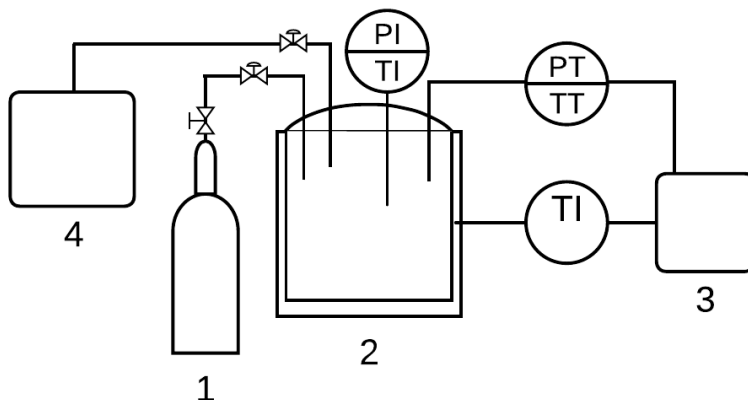
Cerca de un cuarto (24%) de las pruebas estudiadas utilizan un montaje análogo al tipo SI2 y se encuentra limitado a pruebas que utilizan nanocatalizadores. Las temperaturas típicamente se

controlan entre 197 y 300°C, con presiones máximas de 89 bar. Cuando el nanocatalizador es inyectado y no previamente disperso en el crudo, se inyecta con una tasa del 0,5 mL/min. En algunas pruebas, uno de los parámetros corresponde a diferentes tipos de rocas (con permeabilidades y porosidades diferentes) así como diferentes calidades de vapor.

**5.2.1.3 Montaje tipo SI3.** El tercer tipo de montaje identificado para inyección de vapor se encuentra ilustrado en la Figura 12 y se nombró Tipo S13. De manera general, es análogo al tipo SI1 con la diferencia que este montaje no utiliza un mezclador o agitador, ya que por lo general se tritura la roca con una saturación de crudo previamente identificada o se inserta en el reactor un medio poroso. En la revisión realizada, no se reportó este tipo de montaje para nanocatalizadores o para catalizadores solubles en aceite (Meng et al., 2021).

**Figura 12.**

*Montaje experimental tipo SI3*



*Nota.* Nomenclatura: (1) Tanque de nitrógeno, (2) reactor, (3) controlador de temperatura, presión y agitación, (4) analizador de gases)

### 5.2.2 Combustión in situ

Con respecto a los montajes para realizar pruebas de combustión in situ se identificaron cuatro tipos diferentes.

**5.2.2.1 Montaje tipo ISC1.** El primer tipo de montaje encontrado se ilustra en la Figura 13 y se denominó tipo ISC1. El cual consiste en un reactor tubular, con chaqueta de calentamiento, el cual cuenta con un sistema de monitoreo de temperatura en diferentes puntos del eje horizontal del reactor. En el reactor se inserta una roca muestra del yacimiento con un porcentaje de saturación de crudo pesado, previamente identificado. La inyección de aire se realiza mediante una capsula de aire (compresor) y una válvula de control. El flujo se monitorea con un medidor de flujo y de presión. Los productos de la reacción son analizados por cromatografía de gas o por técnicas análogas. El montaje busca replicar las condiciones del yacimiento, así como la estabilidad del frente de reacción de acuerdo con el tipo de roca y los patrones de flujo (Khelkhal, Eskin, & Vakhin, 2019) (Yuan et al., 2018) (Khelkhal, Eskin, Mukhamatdinov, et al., 2019) (R. Zhao et al., 2021) (Farhadian et al., 2021) (Farhadian et al., 2021) (Mehrabi-Kalajahi et al., 2022) (Saifullin et al., 2022) (Tajik et al., 2023) (Yuan et al., 2022). Se encontró que este montaje es usado por el 45% de los estudios analizados.

En cuanto a los parámetros críticos de este tipo de montajes, se identificaron los siguientes:

- **Temperatura y tasa de calentamiento**

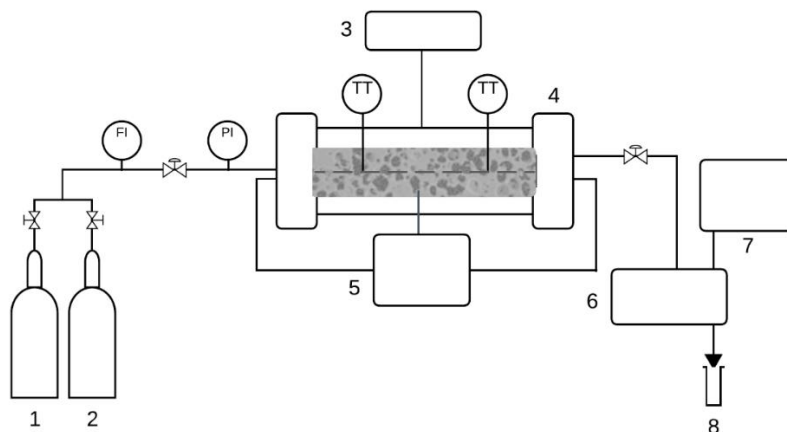
Se implementa precalentamiento una temperatura entre 30°C y 40°C, posterior a esto, se realiza un calentamiento a una tasa entre el 1,92 y 40 °C/min. La temperatura máxima reportada fue de 700°C y la mínima de 500°C.

- **Flujo de aire y porcentaje de catalizador en peso respecto al crudo**

En cuanto a la inyección de aire, se encontraron valores entre 0,21 y 0,25 mL/min en la revisión. El catalizador, previamente disperso en la roca o crudo, se reportó un intervalo entre 0.1 y 1%.

**Figura 13.**

*Montaje experimental tipo ISC1*



*Nota.* Nomenclatura: (1) tanque de aire, (2) tanque de nitrógeno, (3) Controlador de calentamiento, (4) reactor, (5) colector y procesador de datos, (6) separador gas-líquido, (7) analizador de gas, (8) muestra.

**5.2.2.2 Montaje tipo ISC2.** El segundo tipo, tipo ISC2, se centra en la caracterización de la reacción de oxidación del crudo en presencia de catalizador. Consiste por lo general, en un sistema de medición gravimétrico de calorimetría de barrido diferencial (o DSC por sus siglas en inglés), o en su versión de alta presión (HP-DSC). Para el montaje, se han utilizado equipos comerciales como el STA 449 F1 Jupiter Thermo Analyzer (NETZSCH) para DSC y DSC 204 HP Phoenix (NETZSCH) para HP-DSC. Ambos equipos son ilustrados en la Figura 14. El objetivo principal es determinar parámetros relevantes de la combustión in situ tales como mínima temperatura de frente, capacidad calórica del crudo, cantidad de combustible depositado, relación H/C y tasa de combustión de carbón. En ocasiones puede complementarse con técnicas de caracterización tales como *Fourier Transform Infrared Spectroscopy* para evaluar el efecto catalítico de los catalizadores (Varfolomeev et al., 2021) (Mehrabi-Kalajahi et al., 2021) (Esmailnezhad et al., 2019).

**Figura 14.**

*Montaje ISC2. Equipos de medición gravimétrica DSC 204 HP y STA 449 F1*



*Nota.* Tomado de <https://analyzing-testing.netzsch.com/es>

El 33 % de las pruebas encontradas en la revisión de la literatura usan este tipo de montaje y en el cual se emplean nanocatalizadores. Entre los parámetros críticos de los montajes se encontró

- **Temperatura y tasa de calentamiento**

Por lo general, la muestra de crudo o roca con crudo junto con el catalizador se precalienta a una temperatura entre 30 y 50°C. Posterior a esto, se realiza un calentamiento a una tasa entre el 5 y 20 °C/min. La tasa de calentamiento suele ser variada durante las pruebas. La temperatura máxima reportada fue de 600°C.

- **Flujo de aire y porcentaje de catalizador en peso respecto al crudo**

Se inyecta aire a la muestra bajo condiciones de presión y temperatura especificadas por el investigador. Típicamente, se utilizan nanocatalizadores con este montaje y se aplica una tasa de flujo de aire de alrededor de 30 mL/min y con una concentración de catalizador del 1% en peso con respecto al crudo.

**5.2.2.3 Montajes tipo ISC3 e ISC4.** Los montajes del tipo ISC3 e ISC4, fueron identificados en dos artículos particulares. (Akhmadiyarov et al., 2022) (Orrego-Ruiz et al., 2023). El montaje tipo ISC3, corresponde a un montaje de calorimetría acelerada y consistió en un equipo llamado Accelerating Rate Calorimeter 305 (ARC® 305), que se usa para medir velocidades de reacción aparentes durante las pruebas. Este equipo proporciona datos de calorimetría adiabática en un entorno seguro y controlado de laboratorio (Akhmadiyarov et al., 2022).

Por su parte, el montaje tipo ISC4 consiste en un reactor discontinuo donde se dispone una mezcla de arena con crudo bajo condiciones de temperatura, presión y tiempo específicas para el proceso de oxidación estudiado. Las variables identificadas para los montajes ISC1 e ISC2 también son monitoreadas en estos montajes (Orrego-Ruiz et al., 2023).

### **5.3 Diferencias esenciales entre las condiciones de operación de las pruebas de laboratorio y las de yacimientos de crudo pesado.**

Partiendo de los criterios de búsqueda y los filtros definidos para la segunda revisión sistemática, se obtuvieron 1209 artículos. Posteriormente se excluyeron los resultados de áreas fuera del enfoque y se seleccionaron artículos científicos y revisiones bibliográficas como tipos de publicación, obteniéndose 31 resultados. Usando el gestor de bibliografías Mendeley se analizaron títulos y resúmenes para finalmente obtener un total de 20 resultados.

De manera general, no se obtuvieron resultados en los cuales se implemente a gran escala el uso de catalizadores sólidos con métodos de recobro térmicos. Sin embargo, se estudiaron los diferentes parámetros que tienen un efecto en el factor de recuperación al realizar pruebas a gran escala. Entre estos se encuentran:

- **Condiciones iniciales del yacimiento:** En la bibliografía estudiada, se hace énfasis en la gran dependencia de las condiciones iniciales del yacimiento en la selección de la técnica, lo que indica que el mismo tipo de técnica, podría tener resultados diferentes en yacimientos diferentes.

- **Características de fluido inyectado:** En los artículos encontrados, se resalta cómo varían en diferentes investigaciones la calidad de vapor, la tasa de inyección y la temperatura, generando resultados variables. Además, la interacción entre fluidos inyectados y minerales presentes en el yacimiento pueden afectar la eficiencia de recuperación, debido a efectos como emulsificación, generación de cal, y reacciones no deseadas.

- **Condiciones geológicas del yacimiento:** a este respecto, los estudios evalúan el impacto de la heterogeneidad del yacimiento; regiones muertas, diferentes permeabilidades en diferentes puntos, ubicación de los pozos y cómo estas características afectan los patrones de flujo del fluido inyectado, generando, por ejemplo, escapes de vapor, o zonas con alta concentración de agua y cómo esto dificulta la predicción de la técnica térmica en escala real.

- **Distribución de temperatura en el yacimiento:** La transferencia de calor entre el fluido inyectado y el yacimiento y su relación con el de perfil de flujo del crudo, se estudió por parte de (H. Liu et. Al). En estos estudios se resaltó la importancia del efecto de la distribución de temperatura en el yacimiento sobre la recuperación del crudo. En particular, los autores modelaron los perfiles de temperatura considerando la transferencia de calor por conducción y convección.

### ***5.3.1 Análisis de montajes de inyección de vapor***

Basándonos en la descripción de los montajes a escala laboratorio realizada en la sección 5.2 de este documento y en los parámetros y observaciones encontradas en los resultados de la

revisión mostrada en la sección 5.3; se pueden hacer observaciones en cuanto al posible escalamiento de los montajes analizados y la potencial implementación a gran escala de los resultados obtenidos. Estas observaciones están resumidas en la tabla 1. En la cual, se evalúa el tipo de montaje con respecto a su capacidad de simular los factores que podrían tener un efecto en los resultados a escala industrial

**Tabla 1.**

*Resumen de evaluación de montajes a escala laboratorio*

Tipo de montaje	Capacidad de predecir factores a escala industrial		
	Interacciones con minerales en el yacimiento	Patrones de flujo	Transferencia de calor
SI1	Baja	Baja	Baja
SI2	Alta	Media	Baja
SI3	Media	Baja	Baja
ISC1	Alta	Media	Baja
ISC2	Baja	Baja	Baja
ISC3	Baja	Baja	Baja
ISC4	Baja	Baja	Baja

*Nota.* Esta tabla muestra una evaluación cualitativa de la capacidad de montajes para predecir o estudiar factores críticos de escalamiento a escala industrial, categorizando dicha capacidad en Alta, Media o Baja.

**5.3.1.1 Diferencias con montaje SI1.** De manera general, al realizar experimentos con el tipo de montaje SI1, se recomienda considerar que las interacciones entre las calidades de vapor y tasa de inyección no pueden ser evaluadas, además, al no utilizarse roca, no es posible apreciar el posible efecto de factores como la permeabilidad y la porosidad del yacimiento en el factor de recuperación. Efectos dependientes del patrón de flujo tales como deposición de catalizador o efectos de aglomeración, no pueden estudiarse con este montaje. En cuanto a la transferencia de

calor, con el montaje SI1, se utiliza una chaqueta de calentamiento y un mezclador, lo que permite calentar el reactor de manera homogénea. Esta última es una condición ideal porque en investigaciones a gran escala, uno de los factores relevantes para la recuperación, es la distribución de temperatura en el pozo, que a su vez depende de la transferencia de calor entre la cámara de vapor y la roca.

Además, al realizar una evaluación 1:1 con diferentes tipos de catalizador deben mantenerse constantes variables como temperatura, porcentaje de agua, y calidad del vapor, las cuales tienen efectos sobre la eficiencia de la recuperación de crudo. Sin embargo, con este montaje se pueden evaluar en detalle los efectos de la reacción de acuatermólisis de manera aislada y relativamente sencilla, lo cual puede ser una ventaja para el investigador.

**5.3.1.2 Diferencias con montaje SI2.** El montaje SI2, cuenta con parámetros en común con los experimentos a escala industrial, y los resultados de los experimentos, pueden ser altamente representativos a escala industrial. Al utilizarse una muestra roca, las interacciones con los minerales del yacimiento pueden ser estudiadas. Sin embargo, debido a la heterogeneidad del yacimiento en propiedades como por ejemplo porosidad, la muestra podría no ser representativa, causando variaciones en los resultados. Por último, el montaje utiliza cámara de calentamiento lo que permite una distribución de temperatura más homogénea en la roca que lo que se esperaría en un yacimiento. Sin embargo, el efecto del perfil de flujo en el calentamiento no puede apreciarse con este montaje, esto podría causar que los experimentos tengan mejor factor de recuperación que la implementación a escala industrial.

**5.3.1.3 Diferencias con montaje SI3.** El montaje SI3 de manera análoga al montaje SI1 brinda información representativa en cuanto a las reacciones de la acuatermólisis y los efectos causados por los minerales presentes en el yacimiento. Sin embargo, podrían presentarse

desviaciones a escala industrial al implementar esta técnica debido a la incapacidad del montaje de evaluar el perfil de flujo de fluido inyectado y de temperatura en el yacimiento. Ya que este montaje usa chaqueta de calentamiento y no varía las tasas de adición de vapor.

### ***5.3.2 Análisis de montajes de combustión in situ***

**5.3.2.1 Diferencias con montaje ISC1.** El montaje ISC1 posee características significativas para el estudio del uso de catalizadores en combustión in situ. El efecto de diferentes tasas de inyección de aire puede ser apreciado con este montaje. Al utilizar muestra de roca, la interacción con los minerales y el efecto de propiedades como la porosidad y la permeabilidad pueden ser estudiados. La presencia de una chaqueta de calentamiento permite una distribución uniforme de calor, lo que puede influir en la estabilidad del frente de combustión en el experimento. Sin embargo, como se ha dicho antes, no se espera que el calor se distribuya de manera homogénea en un yacimiento.

La muestra de roca debe ser representativa para el escalamiento de efectos del modo de contacto entre el aire y el crudo. Sin embargo, algunas desviaciones se podrían apreciar dado que la posición del pozo inyector y productor no se tienen como variable en este montaje.

**5.3.2.2 Diferencias con montaje ISC2.** Como lo mencionado en la sección 5.2, este montaje se basa en la caracterización de la reacción de oxidación del crudo junto con el catalizador en un sistema de medición gravimétrico de calorimetría de barrido diferencial. Con estas técnicas se logran obtener parámetros de reacción importantes para entender el efecto del catalizador en la reacción de combustión. No obstante, factores como la heterogeneidad del yacimiento no pueden ser evaluados de forma efectiva con las técnicas gravimétricas. Los efectos del contacto entre el aire y el crudo y el perfil de flujo a través del yacimiento afectan la estabilidad del frente de

combustión, por lo tal, se pueden producir desviaciones con las recuperaciones evaluadas en el montaje ISC2 y las pruebas a escala real.

**5.3.2.3 Diferencias con montaje ISC3 e ISC4.** El montaje ISC3, al ser una técnica de calorimetría, proporciona información de la reacción de combustión, sin embargo, posee las mismas limitaciones que el montaje ISC2 y podrían presentarse diferencias significativas en el comportamiento del catalizador en pruebas a gran escala. En cuanto al montaje ISC4, al mezclarse arena y crudo en un ambiente controlado para producir la oxidación, no pueden observarse la influencia de la porosidad, permeabilidad de la roca, así como de los patrones de flujo de aire dentro del yacimiento. Teniendo esto en cuenta, los resultados de las pruebas catalíticas podrían variar, en especial con relación a la estabilidad del frente de combustión.

## 6. Conclusiones

Se realizó una búsqueda sistemática de la literatura para identificar las técnicas térmicas para la valorización de crudos pesados en las cuales se utiliza catalizador. Se encontró, que la técnica de inyección de vapor, junto con la técnica de combustión in situ, son las técnicas altamente utilizadas, representando 61% y 26% de los artículos encontrados, respectivamente. Además, se identificó que las técnicas utilizan principalmente catalizadores solubles en aceite y nano catalizadores. De manera general, estos tipos de catalizadores pueden ser usados para todas las técnicas encontradas.

Con el fin de encontrar los montajes más utilizados y parámetros críticos, se centró la búsqueda en catalizadores sólidos, encontrando montajes para las técnicas de combustión in situ e

inyección de vapor. Los montajes se categorizaron y su funcionamiento general, así como variables de proceso utilizadas, fueron resumidas y explicadas.

Para evaluar que tan representables son estos montajes con respecto a las pruebas en campo, se realizó una nueva revisión sistemática, en la cual los retos, parámetros, y principales condiciones que afectan las pruebas en campo fueron encontradas y categorizadas. Posteriormente cada montaje fue comparado con estos parámetros para entregar recomendaciones de cada tipo de montaje. Para la inyección de vapor y para combustión in situ, los montajes SI2 e ISC1 fueron los más recomendables para realizar pruebas catalíticas de laboratorio. Esto debido a que factores como interacciones con minerales presentes en el yacimiento pueden ser evaluadas.

Para pruebas de laboratorio de combustión in situ y de inyección de vapor, se recomienda estandarizar factores como tasas de inyección, tiempos de reacción, y concentración de catalizador, lo cual permita una comparación directa entre diferentes catalizadores. Además, se recomienda evaluar los efectos mencionados en la sección 5.3 antes de una potencial prueba a escala industrial ya que estos efectos pueden generar desviaciones en los resultados esperados.

### Referencias Bibliográficas

- Abdelsalam, Y. I. I., Akhmetzyanova, L. A., Galiakhmetova, L. K., Baimukhametov, G. F., Davletshin, R. R., Dengaev, A. V., Aliev, F. A., & Vakhin, A. V. (2023). SA - The Catalytic Upgrading Performance of NiSO<sub>4</sub> and FeSO<sub>4</sub> in the Case of Ashal'cha Heavy Oil Reservoir. *Processes* 2023, Vol. 11, Page 2426, 11(8), 2426. <https://doi.org/10.3390/PR11082426>
- Abdelsalam, Y. I. I., Aliev, F. A., Mirzayev, O. O., Sitnov, S. A., Katnov, V. E., Akhmetzyanova, L. A., Mukhamatdinova, R. E., & Vakhin, A. V. (2023). SA - Aquathermolysis of Heavy Crude Oil: Comparison Study of the Performance of Ni(CH<sub>3</sub>COO)<sub>2</sub> and Zn(CH<sub>3</sub>COO)<sub>2</sub> Water-Soluble Catalysts. *Catalysts* 2023, Vol. 13, Page 873, 13(5), 873. <https://doi.org/10.3390/CATAL13050873>
- Ado, M. R. (2022). *Sol A - Detailed investigations of the influence of catalyst packing porosity on the performance of THAI-CAPRI process for in situ catalytic upgrading of heavy oil and bitumen*. 12, 661–678. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01327-7>
- Afzal, S., Ehsani, M. R., Nikookar, M., & Roayaei, E. (2018). N- Effect of Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> and WO<sub>3</sub> nanoparticle on steam injection recovery. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 40(3), 251–258. <https://doi.org/10.1080/15567036.2013.870612>
- Ahmed, T., & Meehan, D. N. (2012). *Advanced Reservoir Management and Engineering* (2nd Edition). Elsevier.

[http://app.knovel.com/web/toc.v/cid:kpARMEE003/viewerType:toc/root\\_slug:advanced-reservoir-management/url\\_slug:kt0097BZO1](http://app.knovel.com/web/toc.v/cid:kpARMEE003/viewerType:toc/root_slug:advanced-reservoir-management/url_slug:kt0097BZO1)

Akhmadiyarov, A. A., Rakipov, I. T., Salikhov, R. Z., Petrov, A. A., & Varfolomeev, M. A. (2022).

N - Oxidation of heavy crude oils under reservoir conditions: Influence of catalysts and the gas phase. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 214, 110507. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2022.110507>

Al-Muntaser, A. A., Varfolomeev, M. A., Suwaid, M. A., Saleh, M. M., Djimasbe, R., Yuan, C.,

Zairov, R. R., & Ancheyta, J. (2021). SO - Effect of decalin as hydrogen-donor for in-situ upgrading of heavy crude oil in presence of nickel-based catalyst. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122652>

Aliev, F., Ali Akhunov, A., Mirzaev, O., & Vakhin, A. (2022). AMP - Development of New

Amphiphilic Catalytic Steam Additives for Hydrothermal Enhanced Oil Recovery Techniques. *Catalysts* 2022, Vol. 12, Page 921, 12(8), 921. <https://doi.org/10.3390/CATAL12080921>

Alonso, J. P. P., Djimasbe, R., Zairov, R., Yuan, C., Al-Muntaser, A. A., Stepanov, A., Nizameeva,

G., Dovzhenko, A., Suwaid, M. A., Varfolomeev, M. A., & Zinnatullin, A. L. (2023). N - Use of Nickel Oxide Catalysts (Bunsenites) for In-Situ Hydrothermal Upgrading Process of Heavy Oil. *Nanomaterials*, 13(8), 1351. <https://doi.org/10.3390/NANO13081351/S1>

Amanam, U. U., Koh Yoo, K. H., Castanier, L., & Kovsky, A. R. (2020). N - Investigation of the

Effects of Select Metal Nanoparticles on Heavy Oil Combustion in Porous Media. *Energy and Fuels*, 34(1), 130–141. [https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.9B03252/ASSET/IMAGES/MEDIUM/EF9B03252\\_M008.GIF](https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.9B03252/ASSET/IMAGES/MEDIUM/EF9B03252_M008.GIF)

- Arboleda, J., Castillo, Á., & Muñoz, S. (2018). Estudio de la acuatermolisis catalítica en procesos de upgrading de crudos pesados como método complementario en el recobro térmico de hidrocarburos. *Fuentes, El Reventón Energético*, 16(1), 57–69. <https://doi.org/10.18273/REVFUE.V16N1-2018005>
- Betiha, M. A., Elmetwally, A. E., Al-Sabagh, A. M., & Mahmoud, T. (2020). LI - Catalytic Aquathermolysis for Altering the Rheology of Asphaltic Crude Oil Using Ionic Liquid Modified Magnetic MWCNT. *Energy and Fuels*, 34(9), 11353–11364. <https://dx.doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c02062>
- Cardona, L., Arias-Madrid, D., Cortés, F. B., Lopera, S. H., & Franco, C. A. (2018). N - Heavy Oil Upgrading and Enhanced Recovery in a Steam Injection Process Assisted by NiO- and PdO-Functionalized SiO<sub>2</sub> Nanoparticulated Catalysts. *Catalysts 2018*, Vol. 8, Page 132, 8(4), 132. <https://doi.org/10.3390/CATAL8040132>
- Cardona, L., Medina, O. E., Céspedes, S., Lopera, S. H., Cortés, F. B., & Franco, C. A. (2021). N - Effect of steam quality on extra-heavy crude oil upgrading and oil recovery assisted with PdO and NiO-functionalized Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> nanoparticles. *Processes*, 9(6), 1009. <https://doi.org/10.3390/PR9061009/S1>
- Castañeda, L. C., Muñoz, J. A. D., & Ancheyta, J. (2014). Current situation of emerging technologies for upgrading of heavy oils. *Catalysis Today*, 220–222, 248–273. <https://doi.org/10.1016/J.CATTOD.2013.05.016>
- D. Alharthy, R., El-Nagar, R. A., & Ghanem, A. (2022). LI - Laboratory Experiments on the In Situ Upgrading of Heavy Crude Oil Using Catalytic Aquathermolysis by Acidic Ionic Liquid. *Materials*, 15(17), 5959. <https://doi.org/10.3390/MA15175959/S1>

de la Cruz Parejas, R., Moura, F. J., de Avillez, R. R., & de Souza Mendes, P. R. (2021). N -

Effects of Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-NiO, TiO<sub>2</sub> and (Mg,Ni)O particles on the viscosity of heavy oil during aquathermolysis. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 625, 126863. <https://doi.org/10.1016/J.COLSURFA.2021.126863>

De La, R., Parejas, C., Moura, F. J., Ribeiro De Avillez, R., Roberto, P., & Mendes, S. (2021). N

- Effects of Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-NiO, TiO<sub>2</sub> and (Mg,Ni)O particles on the viscosity of heavy oil during aquathermolysis. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 625, 126863. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2021.126863>

Du, Y., Zhang, L., Jing, R., Li, Y., Yang, B., & Chen, G. (2023). SA - Aquathermolysis of heavy

oil catalyzed by transition metal salts and clay. *Comptes Rendus Chimie*, 26(G2), 145–155. [https://doi.org/10.5802/CRCHIM.237/FILE/SRC/TEX/CRCHIM\\_2023\\_\\_26\\_G2\\_145\\_0](https://doi.org/10.5802/CRCHIM.237/FILE/SRC/TEX/CRCHIM_2023__26_G2_145_0).

TEX

Esmailnezhad, E., Karimian, M., & Choi, H. J. (2019). N - Synthesis and thermal analysis of

hydrophobic iron oxide nanoparticles for improving in-situ combustion efficiency of heavy oils. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 71, 402–409. <https://doi.org/10.1016/J.JIEC.2018.11.052>

Farhadian, A., Khelkhal, M. A., Tajik, A., Lapuk, S. E., Rezaeisadat, M., Eskin, A. A., Rodionov,

N. O., & Vakhin, A. V. (2021). SO - Effect of Ligand Structure on the Kinetics of Heavy Oil Oxidation: Toward Biobased Oil-Soluble Catalytic Systems for Enhanced Oil Recovery. *60*(41), 14713–14727. <https://pubs-acsc.org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/doi/full/10.1021/acs.iecr.1c03276>

Félix, G., Tirado, A., Varfolomeev, M. A., Al-Muntaser, A., Suwaid, M., & Ancheyta, J. (2023).

SO - New Approach to Simulate Long-Term In Situ Aquathermolysis Reaction Combining

- Noncatalytic and Catalytic Kinetic Models. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 63, 1349–1358.  
[https://doi.org/10.1021/ACS.IECR.3C04086/ASSET/IMAGES/LARGE/IE3C04086\\_0006.JPEG](https://doi.org/10.1021/ACS.IECR.3C04086/ASSET/IMAGES/LARGE/IE3C04086_0006.JPEG)
- Flórez Becerra, C. A., & Rojas Leguizamo, B. E. (2021). *Análisis de la aplicación de catalizadores de óxido de manganeso sintetizados a partir de procesos de recuperación de desechos de baterías y de otras fuentes industriales*. Universidad Industrial de Santander.
- Foss, L., Petrukhina, N., Kayukova, G., Amerkhanov, M., Romanov, G., & Ganeeva, Y. (2018). SO - Changes in hydrocarbon content of heavy oil during hydrothermal process with nickel, cobalt, and iron carboxylates. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 169, 269–276. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2018.04.061>
- Guo, K., Li, H., & Yu, Z. (2016). *In-situ heavy and extra-heavy oil recovery: A review*. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.08.047>
- Hart, A. (2014). A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 4(3), 327–336. <https://doi.org/10.1007/S13202-013-0086-6/FIGURES/8>
- Hashemi, R., Nassar, N. N., & Pereira Almao, P. (2014). *Nanoparticle technology for heavy oil in-situ upgrading and recovery enhancement: Opportunities and challenges*. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.069>
- Kayukova, G. P., Mikhailova, A. N., Kosachev, I. P., Feoktistov, D. A., & Vakhin, A. V. (2018). AMP - Conversion of Heavy Oil with Different Chemical Compositions under Catalytic Aquathermolysis with an Amphiphilic Fe-Co-Cu Catalyst and Kaolin. *Energy and Fuels*, 32(6), 6488–6497.

[https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.8B00347/ASSET/IMAGES/LARGE/EF-2018-003474\\_0007.JPEG](https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.8B00347/ASSET/IMAGES/LARGE/EF-2018-003474_0007.JPEG)

Khamieva, A. N., Al-Muntaser, A. A., Suwaid, M. A., Djimasbe, R., Reyimkulyyeva, S. U., Emelianov, D. A., & Varfolomeev, M. A. (2024). *D - Synthesis and Application of a Ni-Based Dispersed Catalyst for Hydrothermal Upgrading of Heavy Crude Oil*.  
<https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c04400>

Khelkhal, M. A., Eskin, A. A., Mukhamatdinov, I. I., Feoktistov, D. A., & Vakhin, A. V. (2019). SO - Comparative Kinetic Study on Heavy Oil Oxidation in the Presence of Nickel Tallate and Cobalt Tallate. *Energy and Fuels*, 33(9), 9107–9113.  
[https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.9B02200/ASSET/IMAGES/LARGE/EF9B02200\\_0008.JPEG](https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.9B02200/ASSET/IMAGES/LARGE/EF9B02200_0008.JPEG)

Khelkhal, M. A., Eskin, A. A., Nurgaliev, D. K., & Vakhin, A. V. (2020). SO - Thermal Study on Stabilizing the Combustion Front via Bimetallic Mn@Cu Tallates during Heavy Oil Oxidation. *Energy and Fuels*, 34(5), 5121–5127.  
[https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.9B02385/ASSET/IMAGES/LARGE/EF9B02385\\_0008.JPEG](https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.9B02385/ASSET/IMAGES/LARGE/EF9B02385_0008.JPEG)

Khelkhal, M. A., Eskin, A. A., Sitnov, S. A., & Vakhin, A. V. (2019). SO - Impact of Iron Tallate on the Kinetic Behavior of the Oxidation Process of Heavy Oils. *Energy and Fuels*, 33(8), 7678–7683.  
[https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.9B01393/ASSET/IMAGES/LARGE/EF-2019-01393Y\\_0007.JPEG](https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.9B01393/ASSET/IMAGES/LARGE/EF-2019-01393Y_0007.JPEG)

Khelkhal, M. A., Eskin, A. A., & Vakhin, A. V. (2019). SO - Kinetic Study on Heavy Oil Oxidation by Copper Tallates. *Energy and Fuels*, 33(12), 12690–12695.

[https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.9B03185/ASSET/IMAGES/LARGE/EF9B03185\\_0008.JPEG](https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.9B03185/ASSET/IMAGES/LARGE/EF9B03185_0008.JPEG)

Kholmurodov, T., Vakhin, A., Aliev, F., Galyametdinov, Y., Mirzayev, O., Tajik, A., & Gafurov, M. (2023). SO - Influence of Anionic and Amphoteric Surfactants on Heavy Oil Upgrading Performance with Nickel Tallate under Steam Injection Processes. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 62(27), 10277–10289. [https://doi.org/10.1021/ACS.IECR.3C01131/ASSET/IMAGES/LARGE/IE3C01131\\_0018.JPEG](https://doi.org/10.1021/ACS.IECR.3C01131/ASSET/IMAGES/LARGE/IE3C01131_0018.JPEG)

León, P. A., Bottía, H., Molina, D., José, J., Vertel, M., Muñoz, S. F., León, A.-Y., Le, P. A., Bottía, H., Jos, J., Inez Vertel, M., Muñoz, S. F., & León, A.-Y. (2022). SO - 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>

Li, Y., Wang, Z., Hu, Z., Xu, B., Li, Y., Pu, W., & Zhao, J. (2021). A review of in situ upgrading technology for heavy crude oil. *Petroleum*, 7(2), 117–122. <https://doi.org/10.1016/J.PETLM.2020.09.004>

Lin, D., Feng, X., Wu, Y., Ding, B., Lu, T., Liu, Y., Chen, X., Chen, D., & Yang, C. (2018). N- Insights into the synergy between recyclable magnetic Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> and zeolite for catalytic aquathermolysis of heavy crude oil. *Applied Surface Science*, 456, 140–146. <https://doi.org/10.1016/J.APSUSC.2018.06.069>

Lin, D., Zhu, H., Wu, Y., Lu, T., Liu, Y., Chen, X., Peng, C., Yang, C., & Feng, X. (2019). *N -*

*Morphological insights into the catalytic aquathermolysis of crude oil with an easily prepared high-efficiency Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>-containing catalyst.*

<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.02.063>

Lin, R., Wang, Y., Han, X., Xie, K., Liu, R., Zheng, W., Li, J., Huang, C., Wang, X., & Zhang, L.

(2024). *D - Experimental study on modified lotus stem biochar-based catalysts for heavy oil aquathermolysis.* <https://doi.org/10.1016/j.mcat.2024.113848>

Maity, S. K., Ancheyta, J., & Marroquín, G. (2010). Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: A review. *Energy and Fuels*, 24(5), 2809–2816.

[https://doi.org/10.1021/EF100230K/ASSET/IMAGES/EF-2010-00230K\\_M003.GIF](https://doi.org/10.1021/EF100230K/ASSET/IMAGES/EF-2010-00230K_M003.GIF)

Mecón Méndez, S. G., Salas-Chia, L. M., Martínez Vertel, J. J., Molina Velasco, D. R., León, A.

Y., & León, P. A. (2022). *SO - Effect of Mineralogy on the Physicochemical Properties of a Heavy Crude Oil in Hybrid Steam Injection Technologies Using 1H NMR.* *Energy and Fuels.* <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c01027>

Medina, O. E., Hurtado, Y., Caro-Velez, C., Cortés, F. B., Riazi, M., Lopera, S. H., & Franco, C.

A. (2019). *N- Improvement of Steam Injection Processes Through Nanotechnology: An Approach through in Situ Upgrading and Foam Injection.* *Energies 2019, Vol. 12, Page 4633, 12(24), 4633.* <https://doi.org/10.3390/EN12244633>

Medina, O. E., Olmos, C., Lopera, S. H., Cortés, F. B., & Franco, C. A. (n.d.). *Nanotechnology*

*Applied to Thermal Enhanced Oil Recovery Processes: A Review.* <https://doi.org/10.3390/en12244671>

Mehrabi-Kalajahi, S., Hadavimoghaddam, F., Varfolomeev, M. A., Salari, R., Zinnatullin, A. L.,

& Vagizov, F. G. (2022). *N - Effect of Different Water Content and Catalyst on the*

- Performance of Heavy Oil Oxidation in Porous Media for In Situ Upgrading CoFe<sub>2</sub>O<sub>4</sub> > heavy oil + CoFe<sub>2</sub>O<sub>4</sub> @OA + 20% H<sub>2</sub>O > heavy oil +20% H<sub>2</sub>O > heavy oil +10% H<sub>2</sub>O > heavy oil +30% H<sub>2</sub>O > h.* <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.2c01007>
- Mehrabi-Kalajahi, S., Varfolomeev, M. A., Yuan, C., Zinnatullin, A. L., Rodionov, N. O., Vagizov, F. G., Osin, Y. N., & Yakimova, L. S. (2021). N - Improving heavy oil oxidation performance by oil-dispersed CoFe<sub>2</sub>O<sub>4</sub> nanoparticles in In-situ combustion process for enhanced oil recovery. *Fuel*, 285, 119216. <https://doi.org/10.1016/J.FUEL.2020.119216>
- Meng, X., Qi, Z., Yu, C., Bian, J., Ma, Z., Long, Q., & Su, J. (2021). *SOLA - Solid-Acid Catalytic Conversion of Oil Shale: Effects of Sulfonic Acid Grafting on Oil Yield Enhancing and Quality Improvement*. 6, 5845. <https://doi.org/10.1021/acsomega.0c06264>
- Mikhailova, A. N., Al-Muntaser, A. A., Suwaid, M. A., Zairov, R. R., Kadhim, I. T., Djimasbe, R., Dovzhenko, A., Bezkishko, I. A., Zinnatullin, A., Emelianov, D. A., Umarkulyevna, R. S., Vagizov, F. G., Yuan, C., & Varfolomeev, M. A. (2023). *SO - Ferrocene-based catalysts for in-situ hydrothermal upgrading of heavy crude oil: Synthesis and application*. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128585>
- Mukhamatdinov, I. I., Khaidarova, A. R., Mukhamatdinova, R. E., Affane, B., & Vakhin, A. V. (2021). *D - Development of a catalyst based on mixed iron oxides for intensification the production of heavy hydrocarbon feedstocks*. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.123005>
- Mukhamatdinov, I., ShS Salih, I., Rakhmatullin, I., Sitnov, S., Laikov, A., Klochkov, V., & Vakhin, A. (2020). *SO - Influence of Co-based catalyst on subfractional composition of heavy oil asphaltenes during aquathermolysis*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 186, 106721. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106721>

- 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>
- Nicolás Bueno, & Mejía, J. M. (2021). Heavy oil in-situ upgrading evaluation by a laboratory-calibrated EoS-based reservoir simulator. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *196*, 107455. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2020.107455>
- Núñnúñ Ez-Méndez, K. S., Salas-Chia, L. M., Molina, D., Muñ Oz, S. F., León, P. A., León, A. Y., Núñez-Méndez, K. S., Salas-Chia, L. M., Molina V, D., Muñoz, S. F., León, P. A., & León, A. Y. (2021). SO - Effect of the Catalytic Aquathermolysis Process on the Physicochemical Properties of a Colombian Crude Oil. *Energy and Fuels*, *35*(6), 5231–5240. <https://pubs-acsc-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/doi/full/10.1021/acs.energyfuels.0c04142>
- Orrego-Ruiz, J. A., Rojas-Ruiz, F. A., Bottia, H., Naranjo, C., Ordoñ Ez, A., & Ballesteros-Rueda, L. M. (2023). N - Compositional Effect on the Low-Temperature Oxidation of Crude Oils Subjected to In Situ Combustion. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c03599>
- Razavifar, M., & Qajar, J. (2022). N - Synergistic effects of ultrasonic irradiation and  $\alpha$ -Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> nanoparticles on the viscosity and thermal properties of an asphaltenic crude oil and their application to in-situ combustion EOR. *Ultrasonics*, *120*, 106655. <https://doi.org/10.1016/j.ultras.2021.106655>
- Rezk, M. Y., & Allam, N. K. (2019). Impact of Nanotechnology on Enhanced Oil Recovery: A Mini-Review. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, *58*(36), 16287–16295. [https://doi.org/10.1021/ACS.IECR.9B03693/ASSET/IMAGES/LARGE/IE9B03693\\_0008.JPEG](https://doi.org/10.1021/ACS.IECR.9B03693/ASSET/IMAGES/LARGE/IE9B03693_0008.JPEG)

Saifullin, E. R., Mehrabi-Kalajahi, S., Yuan, C., Varfolomeev, M. A., Rodionov, N. O., Talipov,

S., & Sadikov, K. G. (2022). N - Catalytic combustion of heavy crude oil by oil-dispersed copper-based catalysts: Effect of different organic ligands. *Fuel*, 316, 123335.

<https://doi.org/10.1016/J.FUEL.2022.123335>

Schaschke, C. (n.d.). *A dictionary of chemical engineering*. 432.

Shah, A., Fishwick, R., Wood, J., Leeke, G., Rigby, S., & Greaves, M. (2010a). A review of novel techniques for heavy oil and bitumen extraction and upgrading. *Energy & Environmental Science*, 3(6), 700–714. <https://doi.org/10.1039/B918960B>

Shah, A., Fishwick, R., Wood, J., Leeke, G., Rigby, S., & Greaves, M. (2010b). A review of novel techniques for heavy oil and bitumen extraction and upgrading. *Energy & Environmental Science*, 3(6), 700–714. <https://doi.org/10.1039/B918960B>

Shi, H., Mao, Z., Ran, L., Ru, C., Guo, S., & Dong, H. (2023). N - Heavy oil viscosity reduction through aquathermolysis catalyzed by Ni<sub>20</sub>(NiO)<sub>80</sub> nanocatalyst. *Fuel Processing Technology*, 250, 107911. <https://doi.org/10.1016/J.FUPROC.2023.107911>

Simão, A., Domínguez-´ Alvarez, E., Yuan, C., Suwaid, M. A., Varfolomeev, M. A., Ancheyta, J., Al-Mishaal, O. F., Kudryashov, S. I., Afanasiev, I. S., Antonenko, D. A., Petrashov, O. V., & Dubrovin, K. A. (2022). On the use of metallic nanoparticulated catalysts for in-situ oil upgrading. *Fuel*, 313, 122677. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122677>

Sitnov, S. A., Khelkhal, M. A., Mukhamatdinov, I. I., Feoktistov, D. A., & Vakhin, A. V. (2022). *N - Iron oxide nanoparticles impact on improving reservoir rock minerals catalytic effect on heavy oil aquathermolysis*. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124956>

Sitnov, S. A., Mukhamatdinov, I. I., Feoktistov, D. A., Onishchenko, Y. V., Sudakov, V. A., Amerkhanov, M. I., & Vakhin, A. V. (2021). SO - Underground Upgrading of the Heavy

- Crude Oil in Content-Saturated Sandstone with Aquathermolysis in the Presence of an Iron Based Catalyst. *Catalysts* 2021, Vol. 11, Page 1255, 11(10), 1255. <https://doi.org/10.3390/CATAL11101255>
- Sitnov, S. A., Mukhamatdinov, I. I., Vakhin, A. V., Ivanova, A. G., & Voronina, E. V. (2018). SO - Composition of aquathermolysis catalysts forming in situ from oil-soluble catalyst precursor mixtures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 169, 44–50. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2018.05.050>
- Suwaid, M. A., Al-Mishaal, O. F., Al-Muntaser, A. A., Varfolomeev, M. A., Djimasbe, R., Reyimkulyyeva, S. U., Abdullah, M. A., Al-Qaili, A. M., Mikhailova, A. N., Zinnatullin, A. L., Zairov, R. R., Aliev, F. A., & Vagizov, F. G. (2023). SA - Water-Soluble Catalysts Based on Nickel and Iron for In Situ Catalytic Upgrading of Boca de Jaruco High-Sulfur Extra-Heavy Crude Oil. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c03868>
- Suwaid, M. A., Varfolomeev, M. A., Al-Muntaser, A. A., Abdaljalil, N. I., Djimasbe, R., Rodionov, N. O., Zinnatullin, A., & Vagizov, F. G. SO - Using the oil-soluble copper-based catalysts with different organic ligands for in-situ catalytic upgrading of heavy oil. *Fuel*, 312, 122914. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122914>
- Suwaid, M. A., Varfolomeev, M. A., Al-Muntaser, A. A., Yuan, C., Starshinova, V. L., Zinnatullin, A., Vagizov, F. G., Rakhmatullin, I. Z., Emelianov, D. A., & Chemodanov, A. E. (2020). SO - In-situ catalytic upgrading of heavy oil using oil-soluble transition metal-based catalysts. *Fuel*, 281, 118753. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118753>
- Tajik, A., Farhadian, A., Khelkhal, M. A., Rezaeisadat, M., Petrov, S. M., Eskin, A. A., Vakhin, A. V., Golafshani, M. B., Lapuk, S. E., Buzurov, A. E., Kiiamov, A., Ancheyta, J., Babapour Golafshani, M., Lapuk, S. E., Buzurov, A. E., Kiiamov, A., & Ancheyta, J.

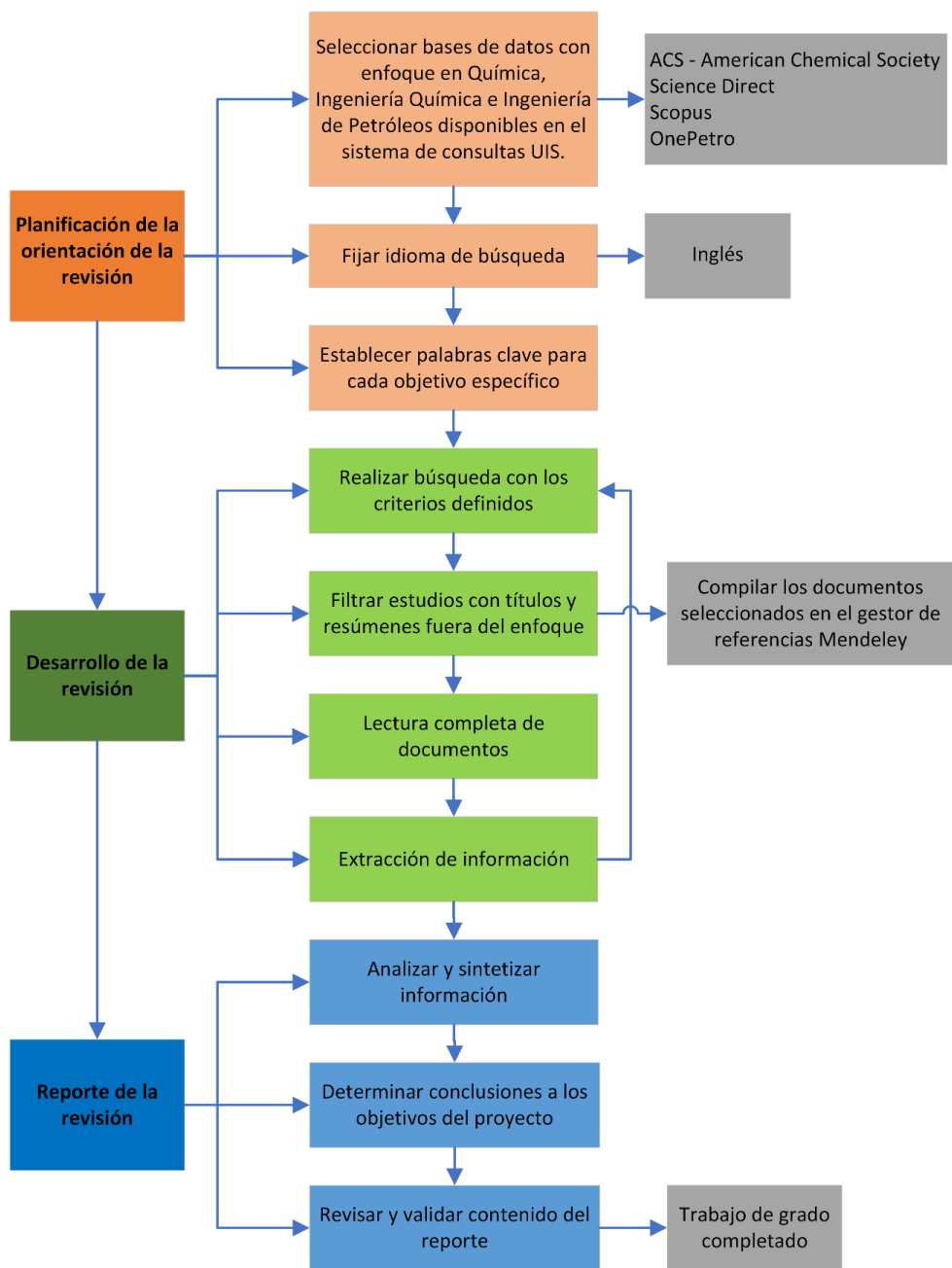
- (2023). SO - Sunflower oil as renewable biomass source to develop highly effective oil-soluble catalysts for in-situ combustion of heavy oil. *Chemical Engineering Journal*, 453, 139813. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2022.139813>
- Vakhin, A. V., Aliev, F. A., Kudryashov, S. I., Afanasiev, I. S., Petrashov, O. V., Sitnov, S. A., Mukhamatdinov, I. I., Varfolomeev, M. A., & Nurgaliev, D. K. (2018). SO-Aquathermolysis of heavy oil in reservoir conditions with the use of oil-soluble catalysts: part I – changes in composition of saturated hydrocarbons. *Petroleum Science and Technology*, 36(21), 1829–1836. <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1514411>
- Varfolomeev, M. A., Yuan, C., Bolotov, A. V., Minkhanov, I. F., Mehrabi-Kalajahi, S., Saifullin, E. R., Marvanov, M. M., Baygildin, E. R., Sabiryanov, R. M., Rojas, A., Emelianov, D. A., Al-Muntaser, A. A., Ganiev, B. G., Zaripov, A. T., Beregovoi, A. N., & Shaihutdinov, D. K. (2021). SO - Effect of copper stearate as catalysts on the performance of in-situ combustion process for heavy oil recovery and upgrading. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207, 109125. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109125>
- Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., & Zeynalov, E. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Primer on Enhanced Oil Recovery*, 1–211. <https://doi.org/10.1016/C2017-0-03909-5>
- Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., & Zeynalov, E. (2020). Oil recovery stages and methods. *Primer on Enhanced Oil Recovery*, 53–63. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817632-0.00007-4>
- Wang, Y., Han, X., Li, J., Liu, R., Wang, Q., Huang, C., Wang, X., Zhang, L., & Lin, R. (2023). Review on Oil Displacement Technologies of Enhanced Oil Recovery: State-of-the-Art

- and Outlook. *Energy and Fuels*, 37(4), 2539–2568.  
<https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.2C03625>
- Wang, Y., Lin, R., Zhang, L., Han, X., Li, J., Huang, C., Dong, Q., Chen, P., Li, H., & Wang, X. (2023). D - ZrO<sub>2</sub>-MoO<sub>3</sub> /modified lotus stem biochar catalysts for catalytic aquathermolysis of heavy oil at low-temperature. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129597>
- Wu, Z., Chen, H., Cai, X., Gou, Q., Jiang, L., Chen, K., Chen, Z., & Jiang, S. (2023). Current Status and Future Trends of In Situ Catalytic Upgrading of Extra Heavy Oil. *Energies*, 16(12), 4610. <https://doi.org/10.3390/EN16124610>
- Xiong, P., Yang, H., Wu, P., Liao, Y., Tan, D., Ma, Z., & Yan, X. (2022). D - Study on catalytic aquathermolysis of heavy oil by simple synthesis of highly dispersed nickel-loaded nitrogen-doped carbon catalysts. *Molecular Catalysis*, 529, 112528. <https://doi.org/10.1016/J.MCAT.2022.112528>
- Yuan, C., Rodionov, N., Mehrabi-Kalajahi, S., Emelianov, D. A., Zinnatullin, A. L., Varfolomeev, M. A., Zairov, R., Stepanov, A., Mustafina, A. R., Al-Muntaser, A., & Vagizov, F. G. (2022). N - Catalytic combustion of heavy oil using  $\gamma$ -Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> nanocatalyst in in-situ combustion process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 209, 109819. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2021.109819>
- Yuan, C., Varfolomeev, M. A., Emelianov, D. A., Suwaid, M. A., Khachatryan, A. A., Starshinova, V. L., Vakhitov, I. R., & Al-Muntaser, A. A. (2018). SO- Copper stearate as a catalyst for improving the oxidation performance of heavy oil in in-situ combustion process. *Applied Catalysis A: General*, 564, 79–89. <https://doi.org/10.1016/J.APCATA.2018.07.021>

- Zhao, F., Liu, Y., Lu, N., Xu, T., Zhu, G., & Wang, K. (2021). A review on upgrading and viscosity reduction of heavy oil and bitumen by underground catalytic cracking. *Energy Reports*, 7, 4249–4272. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.06.094>
- Zhao, R., Heng, M., Chen, C., Li, T., Shi, Y., & Wang, J. (2021). N - Catalytic effects of Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> nano-particles on thermal cracking of heavy oil during in-situ combustion process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 205, 108978. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2021.108978>
- Zheng, Y., Lei, G., Yao, C., Meng, F., Liu, Y., Qi, J., & Meng, X. (2023). SA - Study on the kinetic analysis and pyrolysis evolution in transition zone of metal salt catalyzed steam injection in-situ maoming oil shale upgrading. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211576>
- Zhou, Y., Zhao, Q., Miao, Y., Wang, X., Zhang, Y., Wang, Y., & Guo, L. (2023). SA - Study on the synergistic effect of NaOH and CuSO<sub>4</sub> in aquathermolysis upgrading. *Fuel Processing Technology*, 244, 107715. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2023.107715>
- Zou, R., Xu, J., Kuffner, S., Becker, J., Li, T., Guan, X., Zhang, X., Li, L., Cohen Stuart, M. A., & Guo, X. (2019). N- Spherical Poly(vinyl imidazole) Brushes Loading Nickel Cations as Nanocatalysts for Aquathermolysis of Heavy Crude Oil. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b03964>

### Apéndices

#### Apéndice A. Metodología



**Apéndice B. Tablas de resultados**

**Tabla 2.**

*Resumen de parámetros críticos de artículos de inyección de vapor*

Tipo de montaje	Tipo de catalizador	T mín. [°C]	T máx. [°C]	P mín. [bar]	P máx. [bar]	% catalizador [w/w]	% agua [w/w]	Autor
SI1	SO	250	300	35	75	0,2	30	(Suwaid et al.)
SI2	N	197	290	13,8	75,8	0,2	Inyección continua 0-99%	(Afzal et al., 2018)
SI1	SO	250	250	90	90	1	30	(Vakhin et al., 2018)
SI1	N	280	280	30	30	5,9	20	(D. Lin et al., 2018)
SI1	SO	250	250	38	38	2,2	30	(Sitnov et al., 2018)
SI1	SO	250	350	10	10	NE	NE	(Foss et al., 2018)
SI2	N	300	300	89,6	89,6	500 mg/L	Inyección continua 0-100%	(Cardona et al., 2018)
SI1	N	280	280	30	30	5,9	20	(D. Lin et al., 2019)
SI1	N	240	240	20	60	0,6	30	(Zou et al., 2019)
SI2	N	210	210	14,5	14,5	0,5 mL/min	Inyección continua 0-100%	(Medina et al., 2019)
SI1	SO	250	300	36	76	2	30	(Suwaid et al., 2020)

Tipo de montaje	Tipo de catalizador	T mín. [°C]	T máx. [°C]	P mín. [bar]	P máx. [bar]	% catalizador [w/w]	% agua [w/w]	Autor
SI1	SO	250	250	3	3	2	30	(I. Mukhamatdinov et al., 2020)
SI1	SO	270	270	55,1	55,1	50-300 ppm	33	(Núñnún Ez-Méndez et al., 2021)
SI1	N	230	250	8	8	0,3	30	(De La et al., 2021)
SI1	SO	200	200	22	22	2,2	9,1	(Sitnov et al., 2021)
SI2	N	210	210	14	19	0,5 mL/min	Inyección continua 0-100%	(Cardona et al., 2021)
SI1	SO	300	300	72	72	2	30	(Al-Muntaser et al., 2021)
SI1	SO	240	300	55	55	1670 ppm	33	(León et al., 2022)
SI1	SO	270	270	55	55	1670 ppm	33	(Mecón Méndez et al., 2022)
SI1	SO	200	200	90	90	2	30	(Kholmurodov et al., 2023)
SI1	N	200	300	10	10	0,3	9,1	(Sitnov et al., 2022)
SI1	SO	300	300	72	72	0,2	30	(Mikhailova et al., 2023)
SI1	N	300	300	62	72	0,21	30	(Alonso et al., 2023)
SI1	SO	250	300	80	80	2	30	(Félix et al., 2023)
SI1	N	240	240	20	20	0,4	30	(Shi et al., 2023)
SI3	AMP	300	300	90	90	0,3	30	(Kayukova et al., 2018)

Tipo de montaje	Tipo de catalizador	T mín. [°C]	T máx. [°C]	P mín. [bar]	P máx. [bar]	% catalizador [w/w]	% agua [w/w]	Autor
SI1	LI	200	200	NE	NE	0,2	10	(Betiha et al., 2020)
SI1	D	200	300	20	60	1	30	(I. I. Mukhamatdinov et al., 2021)
SI3	SolA	240	240	NE	NE	1	68,9	(Meng et al., 2021)
SI1	AMP	250	250	10	90	2	30	(Aliev et al., 2022)
SI1	LI	125	200	100	100	0,12	50	(D. Alharthy et al., 2022)
SI1	D	240	240	NE	NE	0,5	28,5	(Xiong et al., 2022)
SI1	SA	300	300	NE	NE	2	30	(Abdelsalam, Akhmetzyanova, et al., 2023)
SI1	SA	300	300	NE	NE	0,2	30	(Suwaid et al., 2023)
SI3	SA	350	550	30	30	1	NE	(Zheng et al., 2023)
SI1	D	200	300	10	10	0,2	30	(Khamieva et al., 2024)
SI1	SA	180	180	NE	NE	0,05	NE	(Du et al., 2023)
SI1	SA	300	300	80	80	12,5	50	(Zhou et al., 2023)
SI1	D	130	200	20	20	5	NE	(R. Lin et al., 2024)
SI1	D	140	200	20	20	3	25	(Wang, Lin, et al., 2023)
SI1	SA	300	300	NE	NE	2	NE	(Abdelsalam, Aliev, et al., 2023)

**Tabla 3.**

*Resumen de parámetros críticos de artículos de combustión in situ*

Montaje	Catalizador	T precalentamiento [°C]	T máx. [°C]	Presión [bar]	Flujo de aire [mL/min]	Catalizador [w/w]	Rata calentamiento Mín. [K/min]	Rata calentamiento máx. [K/min]	Autor
ISC1	SO	30	600	-	50	2	5	20	(Khelkhal, Eskin, & Vakhin, 2019)
ISC1	SO	30	600	50	30	1	5	15	(Yuan et al., 2018)
ISC1	SO	30	600	-	50	2	5	20	(Khelkhal, Eskin, Mukhamatdinov, et al., 2019)
ISC1	SO	30	600	-	50	2	5	20	(Khelkhal, Eskin, Sitnov, et al., 2019)
ISC1	SO	30	600	-	50	2	5	20	(Khelkhal et al., 2020)
ISC2	SO	15	680	100	3000	1	-	-	(Varfolomeev et al., 2021)
ISC1	N	30	550	7	-	0,1	1,92	3,19	(R. Zhao et al., 2021)
ISC1	SO	30	600	-	50	2	5	20	(Farhadian et al., 2021)
ISC2	N	30	600	50	30	1	20	20	(Mehrabi-Kalajahi et al., 2021)
ISC3	N	30	300	50	NE	2	NE	NE	(Akhmadiyarov et al., 2022)
ISC1	N	30	700	NE	0,21	1	10	10	(Mehrabi-Kalajahi et al., 2022)
ISC1	N	40	500	-	0,25	NE	40	-	(Saifullin et al., 2022)

Montaje	Catalizador	T precalentamiento [°C]	T máx. [°C]	Presión [bar]	Flujo de aire [mL/min]	Catalizador [w/w]	Rata calentamiento Mín. [K/min]	Rata calentamiento máx. [K/min]	Autor
ISC4	N	40	180	25	74 cm <sup>3</sup> /g aceite	2	Temperatura constante en diferentes niveles	Temperatura constante en diferentes niveles	(Orrego-Ruiz et al., 2023)
ISC1	SO	30	600	50	50	2	5	20	(Tajik et al., 2023)
ISC2	N	50	600	NE	NE	1	5	20	(Esmailnezhad et al., 2019)
ISC2	N	30	500	NE	NE	1	-	NE	(Razavifar & Qajar, 2022)
ISC1	N	30	550	1	0,25	1	6	14	(Yuan et al., 2022)