

# INFLUENCIA DE PARÁMETROS OPERACIONALES DE LA INYECCIÓN DE VAPOR SOBRE LAS PROPIEDADES DE CRUDOS PESADOS SOMETIDOS A REACCIONES DE ACUATERMÓLISIS

## INFLUENCE OF STEAM INJECTION OPERATIONAL PARAMETERS ON THE PROPERTIES OF HEAVY CRUDES UNDERGOING AQUATHERMOLYSIS REACTIONS

Luis Miguel Salas-Chia<sup>1</sup> \*, Paola Andrea León Naranjo<sup>1</sup>, Victoria Eugenia Mousalli Diaz<sup>1</sup>,  
Maika Gambús-Ordaz<sup>1,3</sup>, Adan Yovani León Bermúdez<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Grupo de Recobro Mejorado, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander (UIS)  
Carrera 27 Calle 9. Bucaramanga, Colombia.

<sup>2</sup>Grupo de Investigación en Corrosión, Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales,  
Universidad Industrial de Santander (UIS). Carrera 27 Calle 9. Bucaramanga, Colombia.

<sup>3</sup>Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozos, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial  
de Santander (UIS) Carrera 27 Calle 9. Bucaramanga, Colombia.


\*Email: luis.salas@correo.uis.edu.co

Recibido: 07 de julio, 2022. Aprobado: 07 de julio, 2022. Versión final: 18 de mayo, 2023.

### Resumen

La inyección de vapor ha sido una de las técnicas de recobro mejorado térmico más empleadas para la explotación de crudos pesados en los campos petroleros. Estos procesos presentan mecanismos de recuperación físicos, como la disminución de viscosidad, y químicos relacionados principalmente a la ocurrencia de reacciones *in-situ*. La producción de gases como H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y CO asociados a la implementación de la inyección de vapor planteó la posibilidad de la ocurrencia de reacciones químicas en el yacimiento, las cuales han sido tema de investigación durante los últimos años. La acuatermolisis es el nombre que se da a las reacciones que se generan de la interacción del hidrocarburo con el agua entre rangos de temperatura de 200 a 300 °C. La presente investigación tiene como objetivo ejecutar una revisión documental sobre las reacciones de acuatermolisis mediante pruebas de laboratorio. Para llevar a cabo este estudio se establece una metodología de revisión sistemática, con el propósito de abarcar gran cantidad de investigaciones encontradas la literatura. Como resultado, se logró encontrar y analizar comportamientos en los parámetros operacionales empleados en las pruebas de laboratorio como el efecto de la relación agua/crudo, la temperatura de operación, el tiempo de residencia y la adición de agentes catalíticos y minerales.

**Palabras claves:** acuatermolisis, revisión sistemática, pruebas experimentales, recobro mejorado

**Cómo citar:** Salas-Chia, L. M., Naranjo, P. A. L., Diaz, V. E. M., Gambús-Ordaz, M., & Bermúdez., A. Y. L. (2023). INFLUENCIA DE PARÁMETROS OPERACIONALES DE LA INYECCIÓN DE VAPOR SOBRE LAS PROPIEDADES DE CRUDOS PESADOS SOMETIDOS A REACCIONES DE ACUATERMÓLISIS. *Fuentes, el reventón energético*, 21(1), 65-81. <https://doi.org/10.18273/revfue.v21n1-2023005> 

## Abstract

Steam injection has been one of the most widely used thermal enhanced recovery techniques for the exploitation of heavy crudes in oil fields. These processes present physical recovery mechanisms, such as viscosity decrease, as well as chemical ones mainly associated to the occurrence of in-situ reactions. The production of gases such as H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> and CO associated with the implementation of steam injection raised the possibility of the occurrence of chemical reactions in the reservoir, which have been the subject of research in recent years. Aquathermolysis is the name given to the reactions that are generated with the interaction of hydrocarbon and water during steam injection processes carried out in temperature ranges from 200 to 300 °C. The current research aims to perform a literature review on aquathermolysis reactions by means of laboratory tests. In order to carry out this study, a systematic review methodology was established, with the purpose of covering a large amount of research found in different databases. As a result, it is possible to find behaviors in the operational parameters used in the laboratory tests, such as the effect of the water/crude ratio, the operating temperature, the residence time and the addition of catalytic agents and minerals.

**Keywords:** aquathermolysis, systematic review, experimental test, enhance oil recovery

---

## 1. Introducción

En la actualidad, la industria petrolera ha incrementado su interés en el fortalecimiento de tecnologías que le permitan incorporar y aumentar sus volúmenes de reservas probadas de crudos pesados y extrapesados. Esta tendencia ha sido efecto de la disminución de la producción de hidrocarburos livianos y medianos, así como el bajo éxito de exploración de nuevos yacimientos que permitan suplir la demanda energética mundial (Babadagli, 2020). Según estudios generados por el Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS), Suramérica es la región con mayores reservas de crudos pesados, seguida por Medio Oriente y América del Norte (Meyer et al., 2007). Considerando que Colombia se encuentra en esta zona geográfica, la importancia de conocer las técnicas y procesos que permiten la producción de estos recursos es de gran interés. Prueba de esto son los indicadores de los últimos años, puesto que al menos el 50 % de la producción nacional es derivada de crudos pesados aportados a la canasta energética nacional (García-Navas & Pérez-Ayala, 2020).

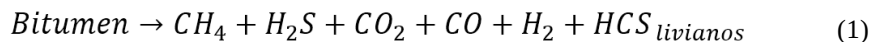
La aplicación de procesos de inyección de vapor se ha masificado durante las últimas décadas, consolidándose como una de las principales técnicas para producir crudos pesados y extrapesados a nivel mundial (Alvarez & Han, 2013; Hanzlik & Mims, 2003; Liu et al., 2022a; Ramey, 1967). Diferentes modalidades del proceso han sido desarrolladas, resaltando la inyección cíclica, continua y asistida por drenaje gravitacional (Hama et al., 2014; Liu et al., 2022b; Singhal et al., 1998; Trigos et al., 2018). Durante la interacción del vapor con los

fluidos encontrados en la formación, una serie de mecanismos como lo son la reducción de viscosidad, la destilación de fracciones livianas y la expansión térmica de la roca y los fluidos ocurren en el medio (Suhag et al., 2017). Entre estos mecanismos, el que presenta un mayor aporte a la recuperación del hidrocarburo en yacimiento al aumentar la temperatura es la reducción de viscosidad, por lo cual ha sido la propiedad predilecta para evaluar los procesos en las pruebas encontradas en literatura. Al pasar los años, diferentes estudios se realizaron observando los cambios físicos que generaban estos mecanismos sobre los efluentes. Sin embargo, hacia los años 80 se empezó a estudiar esta técnica no solo como un proceso físico, sino también químico al adentrarse en la observación de las reacciones que ocurrían dentro del yacimiento las cuales se denominaron acuatermolisis (Hyne, 1986; Hyne et al., 1982).

Durante su implementación, con temperaturas entre los 200 y 300°C, se genera una interacción entre el agua inyectada y el hidrocarburo localizado en el yacimiento, dando lugar a un proceso químico el cual agrupa una serie de reacciones. Estas reacciones generan una transformación del petróleo, alcanzada por la energía suministrada mediante el vapor y el efecto de la mineralogía presente en el yacimiento, originando una serie de productos en los cuales se destacan compuestos químicos como el metano (CH<sub>4</sub>), ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>S), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO), hidrógeno (H<sub>2</sub>) e

hidrocarburos de menor peso molecular (HCS) como se aprecia en la Ecuación 1 (Kapadia et al., 2015). De igual manera, asociada a estas reacciones ocurre una transformación paralela denominada *water gas shift*

en donde el monóxido de carbono interacciona con el agua formando dióxido de carbono e hidrogeno y esto puede darse de manera reversible como se aprecia en la Ecuación 2 (Kapadia et al., 2013).



El entendimiento de esta técnica es de interés para la industria de hidrocarburos en Colombia, ya que los yacimientos de crudo pesado nacionales se han venido explotando mediante los métodos térmicos, principalmente la inyección cíclica de vapor en los campos Teca-Cocorná, Nare, Jazmín, Girasol y Moriche del Valle Medio del Magdalena (Castro et al., 2010). La presente investigación se enfoca en la recopilación de los estudios dirigidos a la evaluación experimental de las reacciones de acuatermolisis en condiciones de inyección de vapor. Para dar cumplimiento, se establece una metodología de revisión sistemática con el objetivo de tener un procedimiento estructurado que permita indagar la basta información que se encuentra en la literatura. Como resultado, la presente investigación logró encontrar comportamientos en parámetros operacionales empleados en las pruebas de laboratorio, permitiendo evidenciar los efectos que tienen estas variables sobre el crudo resultante de las pruebas bajo condiciones de inyección de vapor.

## 2. Metodología

Si bien diversos estudios han desarrollado revisiones bibliográficas relacionadas con los procesos de acuatermolisis (Guo et al., 2016; Kapadia et al., 2015; Maity et al., 2010; Muraza & Galadima, 2015; Weissman, 1997), estas investigaciones se encuentran enfocadas en conocer el estado y avance de la tecnología de manera global. El presente trabajo tiene como objetivo realizar una revisión de las pruebas de laboratorio enfocadas en el estudio de las reacciones de acuatermolisis, tanto convencional como catalítica, aplicadas a muestras de crudo de diferente naturaleza encontradas en la literatura para estudiarlos mediante un análisis estadístico descriptivo centrado en sus

parámetros operacionales. Para llevar a cabo esta revisión se plantea una ecuación de búsqueda, que permita tener una metodología estructurada para encontrar la información. Su construcción tiene en consideración palabras claves, así como sus sinónimos, alineadas bajo tres focos principales: acuatermolisis, petróleo y pruebas experimentales. Como resultado, la ecuación empleada en la revisión es (*aquathermolysis OR aquathermolytic AND (petroleum OR oil OR crude) AND (test OR experiment?)*). Con el objetivo de evitar sesgo en el proceso de selección de los artículos para la presente investigación, se emplea la metodología propuesta por *Preferred Reporting Items for Systematic Reviews and Meta-Analyses (PRISMA)* para la búsqueda en bases de datos, registros y otras fuentes en revisiones de tipo sistemática (Cochrane, 2019). Para la selección de las bases de datos, se realiza un análisis previo en diferentes portales con el objetivo de identificar cuáles arrojan artículos de interés y contribución a la investigación. Como resultado, el presente estudio abarcó OnePetro, ScienceDirect, Taylor Francis, EBSCOHost, ACS Publications y Scopus. Como criterio de exclusión de las investigaciones, la ausencia de resultados experimentales es considerado como el principal parámetro para la selección de los trabajos. A su vez, se excluyen los estudios incompletos y que solo cuentan con el resumen por razones prácticas. Igualmente, no son considerados los trabajos que no se enfocan en la recuperación de hidrocarburos y aquellos que se centran únicamente en el componente geológico. La Figura 1, representa un esquema del resumen de la revisión realizada, así como el proceso de selección y sus resultados.

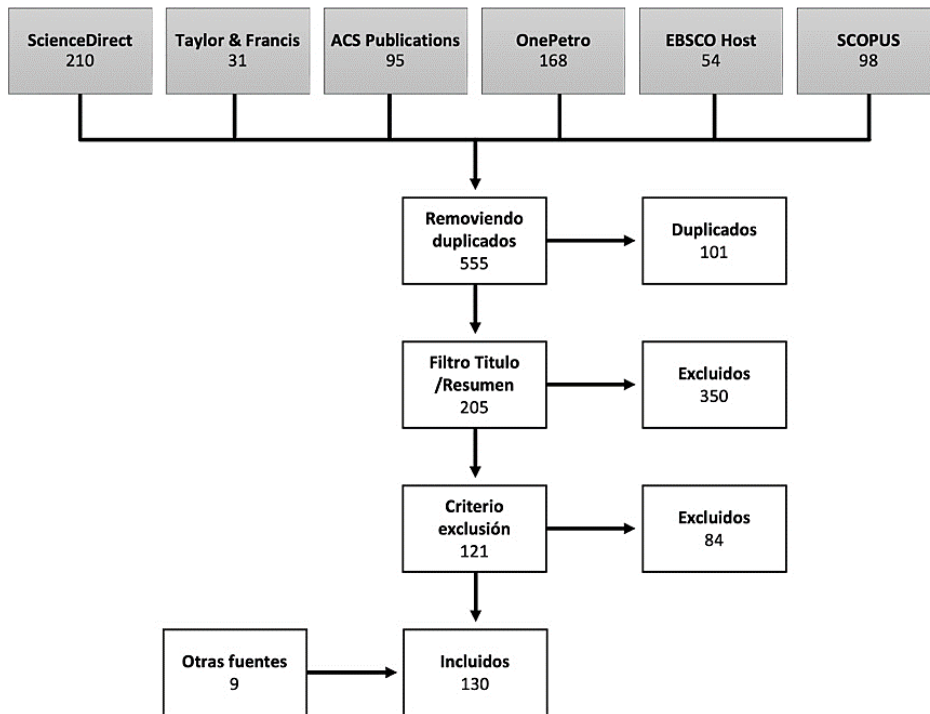


Figura 1. Flujo de trabajo resultado de la metodología PRISMA

### 3. Análisis de los Resultados

Una vez seleccionados los documentos que se obtuvieron como resultado de aplicar la metodología PRISMA, se procedió a revisar cuales eran los parámetros operacionales que los autores abordaron en sus estudios. Se evidenció que la concentración de crudo y agua, así como las temperaturas y tiempos de residencias fueron las variables que más información presentaron en las pruebas encontradas logrando obtener una base de datos de información al respecto. Por esta razón se logró graficar los valores empleados en los estudios analizados para estos parámetros operacionales. De igual manera, se analizó el uso de agentes químicos empleados en gran parte de las pruebas estudiadas, así como el uso de arena y su efecto sobre el proceso. A continuación, se evidencian la importancia de los parámetros operacionales identificados sobre las propiedades del crudo, principalmente la viscosidad al ser la propiedad con mayor sensibilidad a las variaciones de temperatura y la más estudiada por los autores para establecer los resultados de sus pruebas.

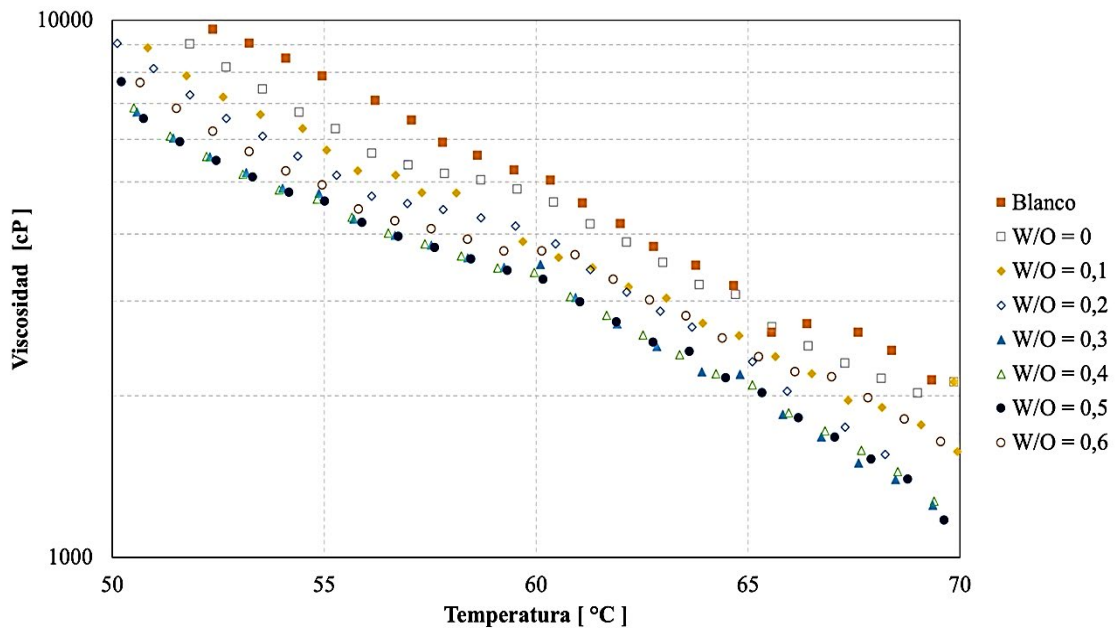
#### 3.1 Efecto de la Adición del Agua

La evaluación mediante pruebas estáticas empleando en su mayoría reactores tipo *batch*, ha sido ampliamente estudiada. Diversos estudios han analizado los efectos

que genera la presencia de agua bajo diferentes proporciones sobre las reacciones que ocurren en los procesos de inyección de vapor (Chao, Chen, Li, et al., 2012; Chao, Chen, Liu, et al., 2012; Chen et al., 2010; Ivanova et al., 2020; Petrov et al., 2021; Yusuf et al., 2016b; Zou et al., 2019). Hao et al. (2015) realizaron una sensibilización a la relación de agua-crudo (W/O) presente en la reacción por medio de una prueba de 24 horas a 180 °C y evaluaron su efecto sobre la viscosidad de la muestra. La Figura 2, representa el comportamiento de la viscosidad, contra diferentes temperaturas de medición, de crudos sometidos a varias concentraciones de agua, empezando con el crudo inicial o blanco, y relaciones másicas de 0 a 0.6 W/O. Como resultado los autores evidenciaron que con la adición de agua se presenciaba la disminución en la viscosidad del crudo entre los rangos de 0 a 0.3. En el intervalo de 0.3 a 0.5 se evidenció la máxima reducción, sin embargo, la variación de la reducción es mínima. La relación de 0.6 generó un cambio en la tendencia obtenida con las relaciones anteriores y la magnitud en la reducción de la viscosidad disminuye, motivo por el cual la presencia de agua en estas cantidades ocasiona efectos similares a los alcanzados a bajas relaciones. Comportamientos similares en los valores de viscosidad fueron obtenidos en investigaciones posteriores realizadas bajo las mismas condiciones por otros autores (Chen et al., 2017; Song et al., 2017).

Este comportamiento se puede asociar a una mayor acción del vapor en el rompimiento de los radicales libres presentes en el crudo, sin embargo, la cantidad de hidrogeno disponible en el medio no aumenta proporcionalmente lo que genera una policondensación en el proceso ocasionando un aumento no deseado en la viscosidad del efluente afectando el mecanismo asociado a la reacción de acuatermolisis (Jiang et al., 2005; Nuñez-Méndez et al., 2021). Esta información puede ser evidenciada mediante análisis composicionales, ya que permite conocer cuál es el

efecto que se tiene sobre la composición del crudo al ser sometido a las pruebas. Hao et al. (2015) encontraron que luego de una inyección de vapor, la composición del crudo cambió al igual que su proporción elemental. Los autores observaron que el contenido de carbono e hidrogeno aumenta, mientras que la concentración de nitrógeno, azufre y otros elementos disminuye. Esto indica que las cadenas C-R fueron rotas y algunos compuestos como aminas moleculares pequeñas, alcoholes y sulfuros se diluyeron en la fase acuosa.



**Figura 2.** Efecto de la relación aceite/agua sobre la viscosidad del crudo.

Nota: modificado de “Viscosity Reduction of Heavy Oil by Aquathermolysis with Coordination Complex at Low Temperature” (Hao et al., 2015)

La Figura 3 resume las cantidades de crudo y agua empleados en las pruebas analizadas. En la Tabla 1, se disponen los parámetros estadísticos de los datos obtenidos en la revisión de literatura sobre la carga del crudo y agua. Como se puede apreciar, las proporciones de agua-crudo empleadas en gran parte de los estudios encontrados se localizan por encima de la relación 1:1, representada por la línea continua en la Figura 3. Esto significa que se ha empleado una mayor cantidad de crudo al momento de evaluar los procesos, de acuerdo con los perfiles de saturación que se pueden generar en el yacimiento durante el proceso. Esto se puede corroborar con los datos encontrados en los cuartiles correspondiente a los porcentajes de agua y crudo agregados a los reactores en las pruebas.

Si bien, el agua presenta un valor máximo de 90 wt%, su tercer cuartil no supera el 40 wt% indicando que comúnmente este fluido es agregado en menor proporción que el crudo, como se observa en la figura. De igual manera, se puede apreciar que gran parte de las pruebas se encuentran en las regiones de bajas cargas de crudo y agua, producto de los equipos empleados en las pruebas donde gran parte de ellas son llevadas a cabo en reactores *batch* de volúmenes inferiores a 1 L. Sin embargo, este parámetro presenta una amplia desviación en los datos encontrados, y esto puede deberse a los objetivos de las pruebas y los equipos que empleen durante el escalamiento de los procesos.

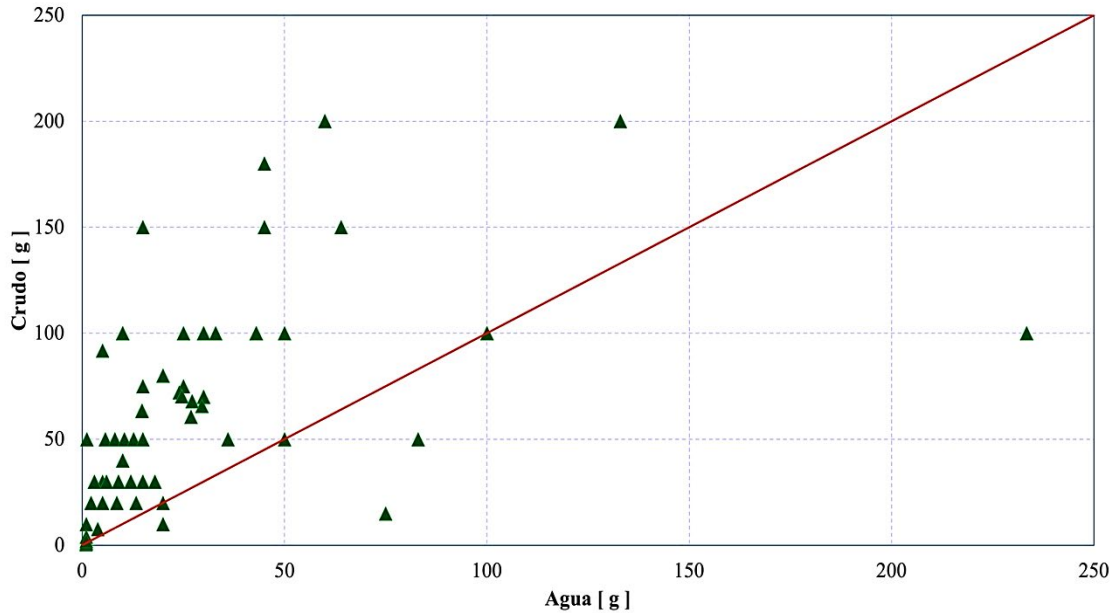


Figura 3. Proporción crudo-agua empleados en pruebas de acuatermolisis en laboratorio

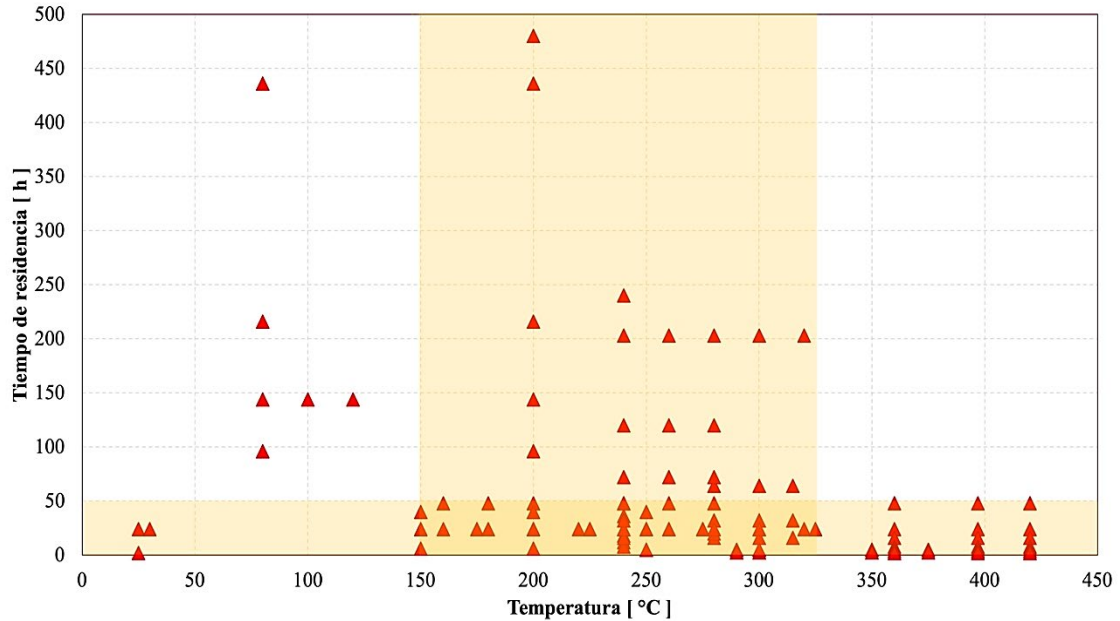
Tabla 1. Variables estadísticas de los datos carga de fluidos encontrados

	Mín.	Q1	Q2	Q3	Máx.	Moda	Promedio	Desviación
Agua [g]	0.94	10	24.60	43	900	30	53.70	134.14
Crudo [g]	0.50	30	70	100	200	100	67.01	43.98
Carga [g]	1.44	45	95.1	133	1000	100	120.71	151.97
W/O	0.02	0.25	0.43	0.50	9	0.43	0.75	1.39
Agua [wt%]	2.25	20	30	33.33	90	0.3	0.31	0.18
Crudo [wt%]	10	66.67	70	80	97.75	0.7	0.69	0.18

### 3.2 Efecto de la Temperatura y Tiempo de Residencia

Durante los procesos de inyección de vapor en el yacimiento se generan perfiles de temperatura, los cuales van desde el valor alcanzado en cara de pozo hasta el estado inicial del yacimiento (Gu et al., 2015; Safari et al., 2020; Willman et al., 1961). Este comportamiento puede ser replicado en laboratorio mediante las pruebas dinámicas con el uso de medios porosos. Sin embargo, en las pruebas estáticas estas condiciones pueden ser simuladas mediante el uso de baños térmicos que generan rampas de temperatura y calientan de forma uniforme el reactor (Brons & Siskin,

1994; León et al., 2022; Mecón Méndez et al., 2022; Nuñez-Méndez et al., 2021). Hyne (1986) propone un rango de temperaturas en las cuales evidenció que ocurrían con mayor intensidad las reacciones de acuatermolisis. Esta región la denominó ventana de acuatermolisis y comprende una zona desde los 200°C hasta los 300°C. La Figura 4, recopila los valores que han sido empleados en las pruebas de acuatermolisis referente a la temperatura y los tiempos de residencia, los cuales son valores contados desde el momento en que el sistema alcanza la temperatura de operación hasta que se da inicio al enfriamiento del equipo. La Tabla 2, recopila las variables estadísticas de los datos recopilados de temperatura y tiempo de reacción.



**Figura 4.** Temperaturas de operación y tiempos de residencia empleados en pruebas de acuatermolisis.

De la figura anterior es importante resaltar que existe una alta densidad de pruebas desarrolladas bajo condiciones comprendidas entre los 150 °C a 325 °C, cercanas a los procesos de inyección de vapor, con tiempos menores de 50 h. Respecto a las temperaturas de operación empleadas sus valores variaron entre 25 °C a 420 °C, teniendo un 78 % en temperaturas empleadas menores a 325 °C. Esta tendencia puede verse asociada a los rangos de operación empleados comúnmente en la inyección de vapor y en la ventana de acuatermolisis propuesta por Hyne (1986).

Como se observa en la tabla de las variables estadísticas (Tabla 2), la temperatura presenta un primer cuartil con

un valor de 240°C, el cual coincide con la moda del parámetro. De igual manera, el tercer cuartil se ubica ligeramente por encima de la ventana de acuatermolisis con un valor de 315°C. Esto indica que otros estudios han evaluado a su vez las condiciones límites de los procesos, en este caso hasta temperaturas de 420°C donde la reacción de craqueo térmico tiene una mayor incidencia. En cuanto a los valores de los tiempos de residencia, se observa una moda de 24 h con rangos entre 8 y 48 h. Aunque se tiene una consolidación de los datos en estos intervalos, autores reportados en los antecedentes encontrados han evaluado también procesos con valores máximos de 70 días como los realizados por Brons & Siskin (1994).

**Tabla 2.** Variables estadísticas de los datos de temperatura y tiempo de residencia encontrados

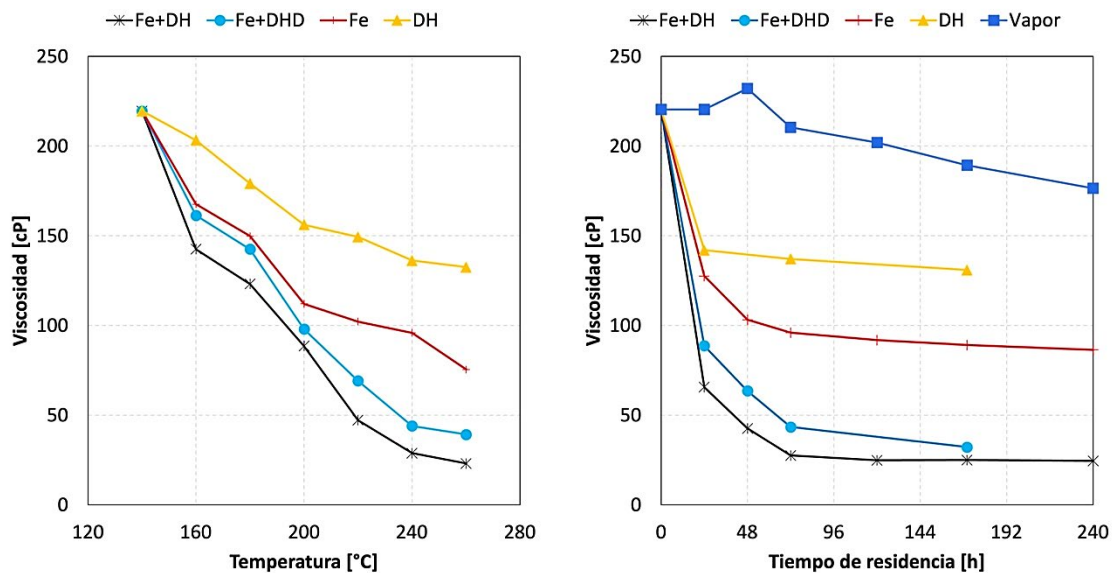
	Mín.	Q1	Q2	Q3	Máx.	Moda	Promedio	Desviación
Temperatura [°C]	25	240	275	315	420	240	268.88	80.56
Tiempo [h]	2	8	24	48	1680	24	85.08	227.67

Jiang et al. (2005) realizaron un estudio en donde observaron que a temperaturas superiores a 200 °C se aprecia una gran disminución de los valores de viscosidad medidos. En la Figura 5 se observa el comportamiento

de la viscosidad bajo dos variables como lo son el tiempo de residencia y la temperatura de operación. Cabe resaltar que este comportamiento fue evidenciado en condiciones catalíticas y presencia

de donantes de hidrógeno. Referente a los tiempos de residencia, se aprecia que alrededor del 84 % de las pruebas fueron desarrolladas a menos de 100 h. Al inicio de los estudios de acuatermolisis, entre 1985 a 1997, las pruebas presentaban una tendencia a utilizar tiempos de residencia superiores a 100 horas (Belgrave et al., 1994; Karacan & Okandan, 1997; Rivas et al., 1988), comportamiento relacionado con la réplica de los tiempos empleados en las primeras pruebas realizadas por Hyne et al. (1982). En fechas posteriores al 1997, algunos estudios utilizaron tiempos de residencia inferiores a 24 horas (Foss et al., 2018; Ivanova et al., 2020; Kayukova et al., 2017, 2018; Lin et al., 2016; Mukhamatdinov et al., 2019; Petrov et al., 2020; Petrov et al., 2021; Petrukhina

et al., 2014). Estos valores bajos están asociados a diseños experimentales en los que se consideraron ensayos con pasos de tiempo cortos para evaluar los cambios que se producían en los primeros momentos de la reacción. Un mayor tiempo de residencia implica que el vapor pueda tener un mayor contacto con los fluidos en yacimiento, permitiendo un mejoramiento del crudo. Sin embargo, no existe una relación directa del tiempo con la reducción de viscosidad, ya que se llega a un punto en el cual la reacción se estanca ya que no hay hidrógeno adicional que permita continuar con el mecanismo de la acuatermolisis que permita agrupar los radicales libres fragmentados (Jiang et al., 2005).



**Figura 5.** Efecto del tiempo de residencia y temperatura de operación sobre el comportamiento de la viscosidad bajo adición de vapor, hierro (Fe), donante de hidrógeno (DH) y un donante de hidrógeno desarrollado (DHD).

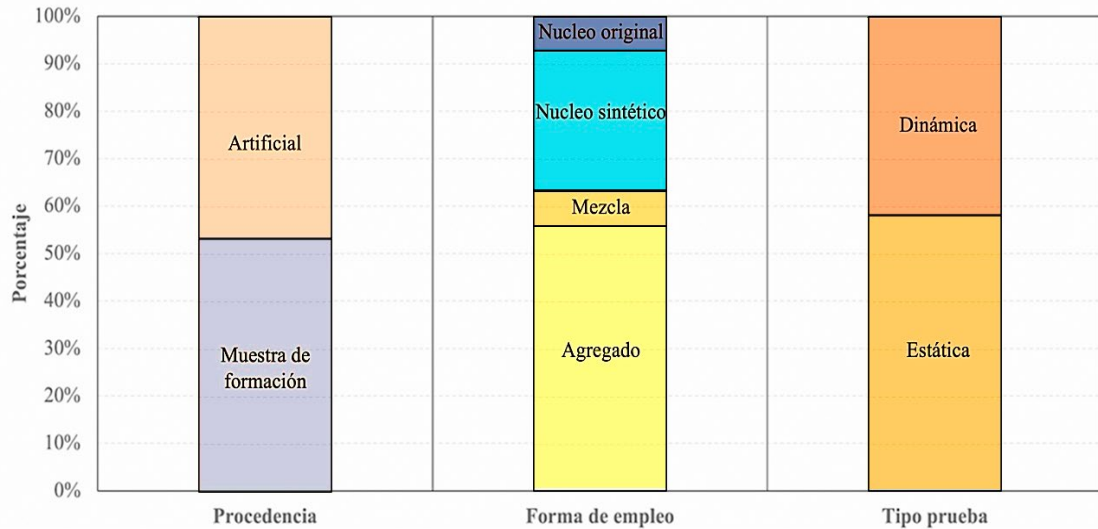
Nota: modificado de “In Situ Upgrading Heavy Oil by Aquathermolytic Treatment Under Steam Injection Conditions” (Jiang et al., 2005)

### 3.3 Efecto de la Presencia de Arena

Los campos de hidrocarburos en el mundo presentan diferencias de tipo estructural y estratigráfico, así como variación en la composición mineralógica de sus yacimientos, y variaciones de tipo composicional en los fluidos presentes en sus formaciones. Es por esto que surge la necesidad de tratar de conocer el comportamiento de los procesos a escala de campo empleando una aproximación a través de pruebas de laboratorio. En la literatura se encuentran estudios que han considerado como parámetro a analizar la representación del medio poroso mediante pruebas de interacción roca-fluido. Actualmente, estos estudios

corresponden al 40 % del total de los estudios analizados. Estas investigaciones permiten un entendimiento en el efecto de la mineralogía y los fragmentos de roca sobre las propiedades fisicoquímicas del crudo sometido a procesos de inyección de vapor con el objetivo de tener una representación adecuada del mejoramiento del crudo (Salas-Chia et al. 2023). En la Figura 6, se observa la distribución de las pruebas realizadas en los estudios analizados según tres clasificaciones principales: 1) procedencia de la muestra, 2) forma en que fueron dispuestas durante el experimento y 3) tipo de prueba, donde principalmente se han empleado sistemas de tipo estático en una proporción cercana al 60 %.

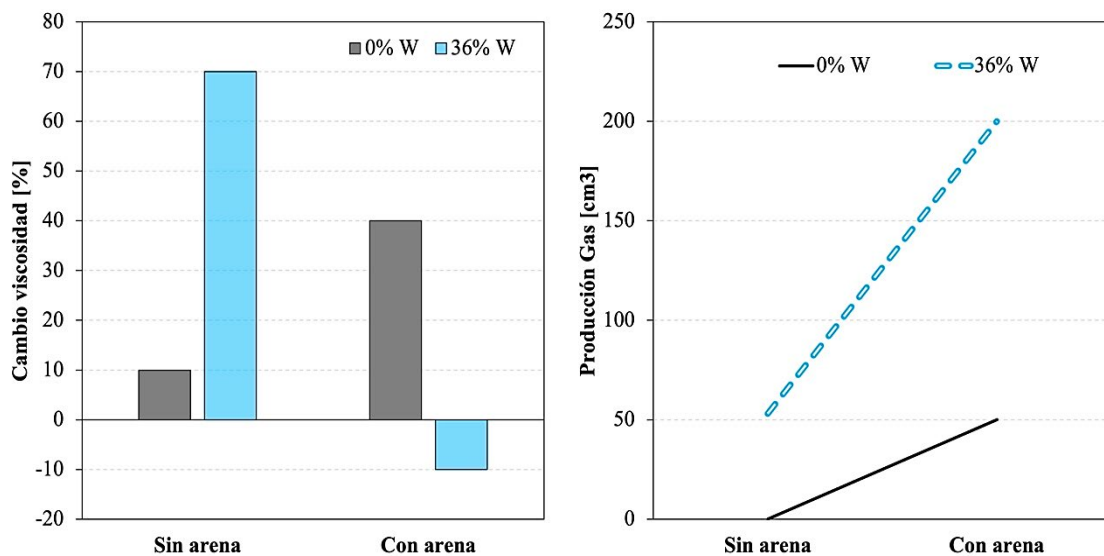




**Figura 6.** Fuente y disposición del medio poroso dentro del tipo de pruebas de laboratorio analizadas.

Rivas et al. (1988) evaluaron el efecto que tenía la presencia de arena sobre los crudos producidos sometidos a pruebas de inyección de vapor en reactores *batch* por 10 días a 240 °C. Para su investigación agregaron 50 g de crudo pesado y 100 g de arena, e hicieron una variación en el contenido de agua de 0 wt% y 36 wt%. Como resultado la presencia de arena generó cambios significativos en comparación a los obtenidos en su ausencia. La Figura 7, representa las variaciones en la viscosidad y producción de gas en presencia y ausencia de arena. Durante las pruebas de pirólisis, se pudo apreciar que la viscosidad del crudo aumenta ante el efecto catalítico que presenta la arena

en la reacción. En cuanto a las pruebas con presencia de agua se observó que, sin arena se genera un aumento en los valores de viscosidad producto de polimerización ácida al generarse la asociación de radicales libres que no se han podido estabilizar por ausencia de hidrógeno en el proceso. Este comportamiento no se presentó con la presencia de la arena ya que su efecto catalítico permite generar condiciones en la reacción que disminuyen la polimerización y produce una mejora en la calidad del crudo (Chen et al., 2011). En cuanto a la generación de gases, se apreció un aumento cuando se añade arena a la reacción. Esto permite corroborar el efecto catalítico que genera su presencia sobre las reacciones.



**Figura 7.** Efecto de la presencia de la arena sobre los cambios en viscosidad y producción de gases.

Nota: modificado de “Experimental Evaluation of Transition Metals Salt Solutions as Additives in Steam Recovery Processes” (Rivas et al., 1988).

Fan (2003) realizó un estudio en el cual empleó tres muestras diferentes de crudo pesado y las sometió a procesos de pirólisis y acuatermolisis, en ausencia y presencia de material rocoso representativo del yacimiento. Las pruebas fueron realizadas durante un tiempo de residencia de 24 horas a 240 °C, agregando 10 wt% de agua y 10 wt% material rocoso, compuesto principalmente por cuarzo (53,7%), feldespato potásico (19 %) y plagioclasas (13.9 %). Este autor empleó el análisis de fracciones SARA para observar los cambios composicionales del crudo, como se aprecia en la Tabla 3. Durante las reacciones de pirólisis, se observó que no hay cambios representativos en las fracciones respecto a sus valores originales. Sin embargo, es importante resaltar que, bajo la ausencia de agua en el proceso, las

fracciones de asfaltenos en sus estudios aumentaron ligeramente (Fan et al., 2001, 2004). Este pequeño cambio pudo ser producto de la transformación de saturados a coque, debido a que este presenta una mayor sensibilidad que los aromáticos en convertirse en coque bajo las temperaturas seleccionadas (Álvarez et al., 2011). En un ambiente con presencia de agua, se observó que hay una mejora en la calidad del crudo, al generarse un aumento en las fracciones de saturados y aromáticos de las muestras. La adición de roca al proceso potenció las conversiones entre las fracciones del crudo, afectando hasta un 12 % adicional en el aumento de aromáticos y generando una disminución complementaria de hasta 10 % en las resinas.

**Tabla 3.** Variación de la fracción SARA bajo diferentes condiciones

Condición		Pirólisis (%)	Presencia de agua (%)	Presencia de agua y roca (%)
<b>Saturados</b>	M1	-0.45	19.37	25.23
	M2	0.00	9.12	20.80
	M3	0.43	8.66	18.18
<b>Aromáticos</b>	M1	0.00	6.93	17.52
	M2	0.32	2.55	11.15
	M3	0.36	1.08	8.60
<b>Resinas</b>	M1	0.00	-13.53	-22.48
	M2	-0.58	-26.16	-27.03
	M3	0.24	-4.99	-14.25
<b>Asfaltenos</b>	M1	1.47	-4.41	-8.82
	M2	2.94	-1.47	-5.88
	M3	1.45	-2.90	-8.70

Fuente: The effects of reservoir minerals on the composition changes of heavy oil during steam stimulation (Fan, 2003).

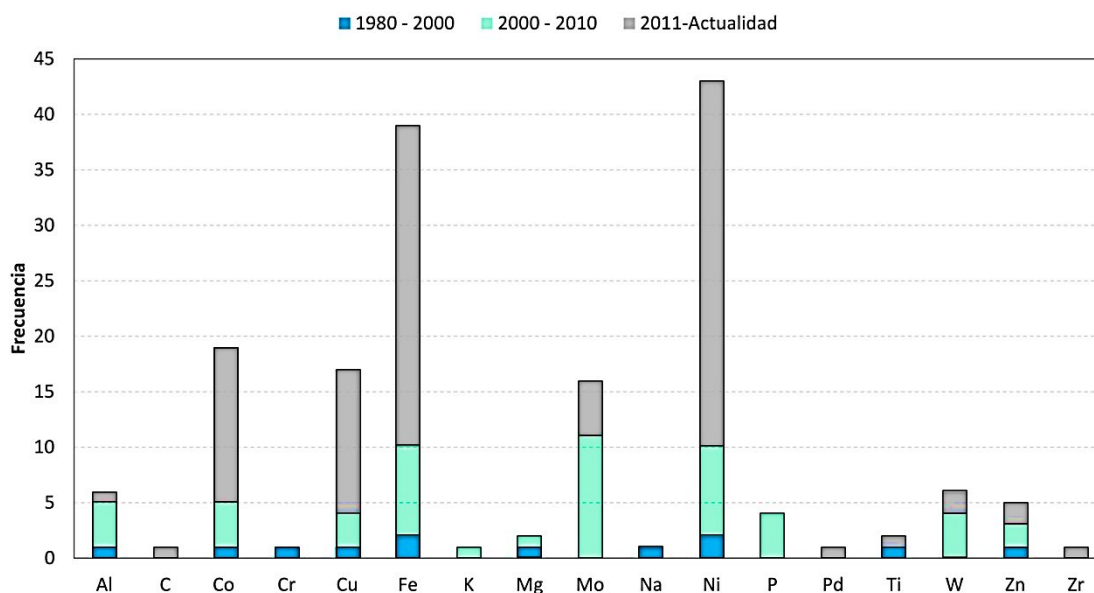
### 3.4 Efecto de la Adición de Agentes Químicos

Diversos autores han estudiado la adición de agentes químicos al proceso con el objetivo de disminuir los altos requerimientos energéticos, haciendo posible la ocurrencia, aceleración y mejoramiento de la reacción (Pratama & Babadagli, 2022). Debido a esto, la acuatermolisis catalítica surge como una técnica en la que se agrega un catalizador a un proceso de inyección de vapor generando un menor requerimiento energético para la obtención de sus productos con un menor tiempo (Hamedi Shokrlu & Babadagli, 2014). A su vez, durante el proceso se manifiestan efectos adicionales asociados a la reacción como pirólisis, isomerización, apertura de anillos, oxigenación, alcoholización,

esterificación y despolimerización (Wang et al., 2010). Como consecuencia, los hidrocarburos transformados mantienen los cambios en sus propiedades de manera permanente, lo que se ve evidenciado en la variación de propiedades fisicoquímicas como viscosidad, gravedad API y cambio estructural en el crudo respecto a sus condiciones originales (Chávez Morales, 2016; Núñez-Méndez et al., 2021; Xu et al., 2018). Esta técnica ha sido llevada a escenario piloto, principalmente en los campos Shengli y Liaohe ubicados en la República Popular China (Chao, Chen, Liu, et al., 2012; Chen et al., 2008; Dong et al., 2013; Jiang et al., 2005; Wen et al., 2007; Xu & Pu, 2018). Los resultados

encontrados en los estudios evidencian que el uso de un agente químico en yacimiento presenta un mejoramiento de mayor magnitud en los productos en comparación con un proceso de inyección de vapor convencional. La acción combinada del catalizador, el agua a altas temperaturas y las presencias de minerales en la formación permite que los efectos adicionales se manifiesten, permitiendo la disminución del peso molecular promedio de la muestra, el contenido de heteroátomos y fracciones pesadas del crudo (Xu & Pu, 2018). Sin embargo, es importante resaltar que la efectividad en reducción de viscosidad de los crudos producidos presenta una disminución en su magnitud respecto a los obtenidos en laboratorio, esto debido a que en una prueba piloto las condiciones del proceso pueden verse afectadas por la heterogeneidad del yacimiento, así como en los perfiles de temperatura y concentración que se maneja en los frentes de inyección del proceso (Chen et al., 2008; Wen et al., 2007).

Si bien la técnica presenta una viabilidad técnica, su factibilidad financiera no ha sido un tópico explorado en gran medida. La rentabilidad del proceso debe ser analizada de manera particular considerando variables como los costos incurridos durante la operación y puesta en marcha del proyecto, así como los valores de venta del crudo y reducción de costos por la mejora del hidrocarburo. Estos indicadores deben ser considerados para poder encontrar los escenarios en los cuales generar el mejoramiento del hidrocarburo mediante esta técnica es rentable. La recopilación de los iones metálicos empleados en los catalizadores a lo largo del tiempo se ven plasmadas en la Figura 8. Como resultado se evidencia que en los estudios realizados antes del 2000, se enfocan en analizar el efecto de diferentes bases metálicas sobre las propiedades del crudo. Pero al pasar los años, los catalizadores que han predominado han sido agentes químicos con base de cobalto, cobre, hierro, molibdeno y níquel.



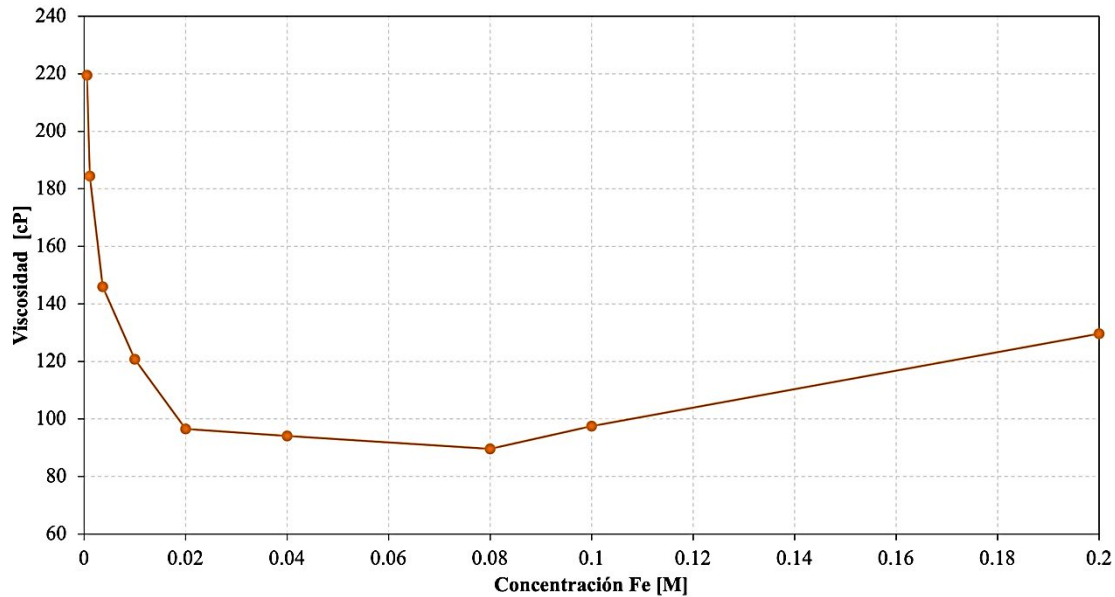
**Figura 8.** Variación de iones empleados como catalizadores en las pruebas analizadas.

Chao, Chen, Li, et al. (2012) indican que el uso de catalizadores puede ser agrupados bajo cuatro principales categorías: minerales, solubles en agua, solubles en aceite y dispersos. Dentro de los estudios encontrados en la literatura, se destaca el realizado por Zhong et al. (2003), el cuál empleó una muestra de crudo pesado del Campo Liaohe sometida a 240 °C por 72 horas. Inicialmente realizó una evaluación de ocho catalizadores de diferente base metálica con el objetivo

de seleccionar el más adecuado para su investigación. Aunque obtuvo los mejores cambios en la viscosidad en el orden de molibdeno>cobalto>hierro, seleccionó este último por su costo al ser un agente químico no tan costoso en el mercado. Una vez seleccionado el catalizador, procedió a evaluar el efecto de la concentración sobre la viscosidad del crudo. La Figura 9, representa el comportamiento de la viscosidad bajo diferentes concentraciones del agente químico.

Se aprecia que a bajas concentraciones la disminución de viscosidad se da en gran magnitud, pero a medida que se incrementa la concentración, se observa una estabilización en la reducción de la viscosidad. A su

vez se observa que a altas concentraciones se aprecia un aumento en los valores de viscosidad, concluyendo que a la concentración no mantiene una relación directa con la reducción de viscosidad.



**Figura 9.** comportamiento de la viscosidad al variar la concentración de un catalizador.

Nota: modificado de “Liaohe Extra-Heavy Crude Oil Underground Aquathermolitic Treatments Using Catalyst and Hydrogen Donors under Steam Injection Conditions” (Zhong et al., 2003).

No solo se han adicionado catalizadores como agentes químicos a los procesos de inyección de vapor, sino también el uso de donantes de hidrógeno ha tenido gran interés en diversas investigaciones (Mohammad & Mamora, 2008; Mukhamatdinov et al., 2019; Ren et al., 2015; Yuan et al., 2017; Yusuf et al., 2016a). La adición de este compuesto permite aumentar la concentración de hidrógeno disponible en el proceso, la cual normalmente es obtenida mediante las reacciones de *water gas shift* y acuatermolisis (Aleman-Vázquez et al., 2016). Bajo condiciones de solo inyección de vapor, la cantidad de hidrógeno presente no es suficiente para poder estabilizar los radicales libres generados del rompimiento de las cadenas de hidrocarburos lo que ocasiona un aumento no deseado de la viscosidad. Es por esto, que el uso de agentes químicos que aporten hidrógeno adicional al proceso permite que las reacciones químicas no generen efectos adversos como la policondensación (Liu & Fan, 2002). Zhang et al. (2012) evaluaron el efecto que tenía emplear dos de los donantes de hidrogeno más comunes en la literatura, tetralina y decalina, a 300 °C por 48 horas. Como resultado

observaron que el uso de decalina generó mayores cambios en la calidad del crudo, al obtener un aumento de hasta casi 2 °API, en comparación a la tetralina que solo generó un aumento cercano a 1 °API.

#### 4. Conclusiones

Un amplio rango de valores ha sido empleado en los distintos parámetros del proceso; sin embargo, es posible notar ciertas tendencias en el comportamiento de las propiedades. La temperatura, tiempo de residencia y relación agua/aceite pueden ser consideradas como propiedades directamente proporcionales, ya que a medida que aumentan la calidad del crudo incrementa también. En contraste, parámetros como la adición de agentes químicos y su concentración no presentan una tendencia que permita clasificar su comportamiento respecto a la calidad de las muestras. Cabe resaltar que parámetros como la presión de inyección, calidad de vapor generado y profundidad del yacimiento deben ser considerados en la planeación de los procesos de inyección de vapor.

Las reacciones de acuatermolisis han sido un tema de interés y estudio, evidenciando un número considerable de investigaciones. Es por esto que emplear mecanismos de revisión estructurados, como la revisión sistemática, permite determinar los escenarios operacionales que han sido utilizados en pruebas de laboratorio durante la representación física del proceso de inyección de vapor.

Con base en la revisión es posible encontrar y definir tendencias sobre los comportamientos de los efluentes bajo ciertas condiciones experimentales. Sin embargo, es necesario resaltar que estas tendencias son de tipo cualitativo, debido a que las muestras de los estudios no presentan similitudes entre ellas. Esto es resultado de la alta variación que genera la reactividad de los crudos y su naturaleza.

## 5. Agradecimientos

Los autores agradecen el apoyo brindado por la Universidad Industrial de Santander y el Grupo de Investigación Recobro Mejorado. De igual manera, agradecen al Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación de Colombia (Minciencias) por el apoyo suministrado.

## 6. Financiación

Minciencias bajo la Convocatoria No. 891 de 2020 – Vocaciones y Formación en CTeI para la Reactivación Económica en el marco de la Postpandemia.

## Referencias

- [1] Alemán-Vázquez, L. O., Torres-Mancera, P., Ancheyta, J., & Ramírez-Salgado, J. (2016). Use of Hydrogen Donors for Partial Upgrading of Heavy Petroleum. *Energy & Fuels*, 30, 9050–9060. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b01656>
- [2] Alvarez, E., Marroquín, G., Trejo, F., Centeno, G., Ancheyta, J., & Díaz, J. A. I. (2011). Pyrolysis kinetics of atmospheric residue and its SARA fractions. *Fuel*, 90(12), 3602–3607. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.11.046>
- [3] Alvarez, J., & Han, S. (2013). Current Overview of Cyclic Steam Injection Process. *Journal of Petroleum Science Research*, 2(3), 116–127.
- [4] Babadagli, T. (2020). Philosophy of EOR. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 188, 1–24. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.106930>
- [5] Belgrave, J. D. M., Moore, R. G., & Ursenbach, M. G. (1994). Gas Evolution From the Aquathermolysis of Heavy Oils. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 72, 511–516.
- [6] Brons, G., & Siskin, M. (1994). Bitumen chemical changes during aquathermolytic treatments of Cold Lake tar sands. *Fuel*, 73(2), 183–191. [https://doi.org/10.1016/0016-2361\(94\)90112-0](https://doi.org/10.1016/0016-2361(94)90112-0)
- [7] Castro, R., Maya, G., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., Pérez, H., & Lobo, A. (2010). *Enhanced Oil Recovery (EOR) Status - Colombia*.
- [8] Cochrane. (2019). *Cochrane Handbook for Systematic Reviews of Interventions* (J. P. T. Higgins, J. Thomas, J. Chandler, M. Cumpston, T. Li, M. J. Page, & V. A. Welch, Eds.; Second). Wiley-Blackwell.
- [9] Chao, K., Chen, Y., Li, J., Zhang, X., & Dong, B. (2012). Upgrading and visbreaking of super-heavy oil by catalytic aquathermolysis with aromatic sulfonic copper. *Fuel Processing Technology*, 104, 174–180. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2012.05.010>
- [10] Chao, K., Chen, Y., Liu, H., Zhang, X., & Li, J. (2012). Laboratory Experiments and Field Test of a Difunctional Catalyst for Catalytic Aquathermolysis of Heavy Oil. *Energy & Fuels*, 26(2), 1152–1159. <https://doi.org/10.1021/ef2018385>
- [11] Chávez Morales, S. M. (2016). *Experimental and Numerical Simulation of Combined Enhanced Oil Recovery with In Situ*. University of Calgary.
- [12] Chen, G., Yan, J., Bai, Y., Gu, X., Zhang, J., Li, Y., & Jeje, A. (2017). Clean aquathermolysis of heavy oil catalyzed by Fe (III) complex at relatively low temperature. *Petroleum Science and Technology*, 35(2), 113–119. <https://doi.org/10.1080/10916466.2016.1255644>
- [13] Chen, Q. Y., Liu, Y. J., & Zhao, J. (2011). Intensified viscosity reduction of heavy oil by using reservoir minerals and chemical agents in aquathermolysis. *Advanced Materials Research*, 236–238, 839–843. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.236-238.839>

- [14] Chen, Y., Wang, Y., Wu, C., & Xia, F. (2008). Laboratory Experiments and Field Tests of an Amphiphilic Metallic Chelate for Catalytic Aquathermolysis of Heavy Oil. *Energy & Fuels*, 22(3), 1502–1508. <https://doi.org/10.1021/ef8000136>
- [15] Chen, Y., Yang, C., & Wang, Y. (2010). Gemini catalyst for catalytic aquathermolysis of heavy oil. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 89(2), 159–165. <https://doi.org/10.1016/j.jaap.2010.07.005>
- [16] Dong, L., Liu, Y. J., Xu, K. M., Zhao, F. J., Liu, W. W., & Kong, X. W. (2013). Laboratory experiment research and field tests on catalyst of aquathermolysis of heavy oils. *Advanced Materials Research*, 773, 298–303. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.773.298>
- [17] Fan, H. (2003). The effects of reservoir minerals on the composition changes of heavy oil during steam stimulation. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 42(3), 11–14. <https://doi.org/10.2118/03-03-TN1>
- [18] Fan, H., Liu, Y.-J., & Zhong, L.-G. (2001). Studies on the Synergetic Effects of Mineral and Steam on the Composition Changes of Heavy Oils. *Energy & Fuels*, 15(6), 1475–1479. <https://doi.org/10.1021/ef0100911>
- [19] Fan, H., Zhang, Y., & Lin, Y. (2004). The catalytic effects of minerals on aquathermolysis of heavy oils. *Fuel*, 83(14-15 SPEC. ISS.), 2035–2039. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2004.04.010>
- [20] Foss, L., Petrukhina, N., Kayukova, G., Amerkhanov, M., & Romanov, G. (2018). 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>
- [21] Garcia-Navas, E. O., & Perez-Ayala, G. E. (2020). Aplicación de fluidificantes como agentes reductores de viscosidad para mejorar la producción de crudos pesados colombianos. *Revista ION*, 33(2), 111–122.
- [22] Gu, H., Cheng, L., Huang, S., Li, B., Shen, F., Fang, W., & Hu, C. (2015). Steam injection for heavy oil recovery: Modelling of wellbore heat efficiency and analysis of steam injection performance. *Energy Conversion and Management*, 97, 166–177. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.03.057>
- [23] Guo, K., Li, H., & Yu, Z. (2016). In-situ heavy and extra-heavy oil recovery: A review. *Fuel*, 185, 886–902. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.08.047>
- [24] Hama, M. Q., Wei, M., Saleh, L. D., & Bai, B. (2014). Updated Screening Criteria for Steam Flooding Based on Oil Field Projects Data. *SPE Heavy Oil Conference-Canada*, 1–20. <http://onepetro.org/SPECHOC/proceedings-pdf/14HOCC/3-14HOCC/D031S021R005/1546276/spe-170031-ms.pdf>
- [25] Hamed Shokrlu, Y., & Babadagli, T. (2014). Kinetics of the In-Situ Upgrading of Heavy Oil by Nickel Nanoparticle Catalysts and Its Effect on Cyclic-Steam-Stimulation Recovery Factor. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17(03), 355–364. <https://doi.org/10.2118/170250-PA>
- [26] Hanzlik, E. J., & Mims, D. S. (2003). Forty Years of Steam Injection in California - The Evolution of Heat Management. *SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific*, 1–8. <https://doi.org/10.2118/84848-MS>
- [27] Hao, H., Su, H., Chen, G., Zhao, J., & Hong, L. (2015). Viscosity Reduction of Heavy Oil by Aquathermolysis with Coordination Complex at Low Temperature. *The Open Fuels & Energy Science Journal*, 8(1), 93–98. <https://doi.org/10.2174/1876973x01508010093>
- [28] Hyne, J. B. (1986). Aquathermolysis: A synopsis of work on the chemical reaction between water (steam) and heavy oil sands during simulated steam stimulation. In *AOSTRA Publication Series* (Vol. 50). AOSTRA Publication Series.
- [29] Hyne, J. B., Clark, P. D., Clarke, R. A., Koo, J., & Greidanus, J. W. (1982). Aquathermolysis of heavy oils. *INTEVEP*, 2(2), 87–94.
- [30] Ivanova, I., Kutlizamaev, R., Safin, B., Grishko, A., Sitnov, S., Slavkina, O., & Shchekoldin, K. (2020). Influence of metal oxides and their precursors on the composition of final products of aquathermolysis crude oil. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 516(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/516/1/012037>
- [31] Jiang, S., Liu, X., Liu, Y., & Zhong, L. (2005). In Situ Upgrading Heavy Oil by Aquathermolytic Treatment Under Steam Injection Conditions. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, 8.

- [32] Kapadia, P. R., Kallos, M. S., & Gates, I. D. (2013). A new reaction model for aquathermolysis of Athabasca bitumen. *Canadian Journal of Chemical Engineering*, 91(3), 475–482. <https://doi.org/10.1002/cjce.21662>
- [33] Kapadia, P. R., Kallos, M. S., & Gates, I. D. (2015). A review of pyrolysis, aquathermolysis, and oxidation of Athabasca bitumen. *Fuel Processing Technology*, 131, 270–289. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2014.11.027>
- [34] Karacan, C. Ö., & Okandan, E. (1997). Change of physical and thermal decomposition properties of in situ heavy oil with steam temperature. *Petroleum Science and Technology*, 15(5–6), 429–443. <https://doi.org/10.1080/10916469708949668>
- [35] Kayukova, G. P., Feoktistov, D. A., Mikhailova, A. N., Kosachev, I. P., Musin, R. Z., & Vakhin, A. v. (2018). Influence of the Nature of Metals and Modifying Additives on Changes in the Structure of Heavy Oil in a Catalytic Aquathermolysis System. *Petroleum Chemistry*, 58(3), 190–196. <https://doi.org/10.1134/S0965544118030118>
- [36] Kayukova, G. P., Foss, L. E., Feoktistov, D. A., Vakhin, A. v., Petrukhnina, N. N., & Romanov, G. v. (2017). Transformations of hydrocarbons of Ashal'hinskoe heavy oil under catalytic aquathermolysis conditions. *Petroleum Chemistry*, 57(8), 657–665. <https://doi.org/10.1134/S0965544117050061>
- [37] León, P. A., Bottía, H., Molina V, D., Martínez Vertel, J. J., Muñoz, S. F., & León, A. Y. (2022). Catalytic upgrading evaluation under steam injection conditions with spectroscopy 1H-NMR. *Petroleum Science and Technology*. <https://doi.org/10.1080/10916466.2022.2025834>
- [38] Lin, R., Song, D., Wang, X., & Yang, D. (2016). Experimental Determination of In Situ Hydrogen Sulfide Production during Thermal Recovery Processes. *Energy & Fuels*, 30(7), 5323–5329. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b02646>
- [39] Liu, J., Wu, X., Sun, S., & Hao, L. (2022a). The Application of Complex Displacement in Cyclic Steam Stimulation CSS & Steam Flooding SF Development in Liaohe Oilfield: A Field Performance Study. *SPE Canadian Energy Technology Conference*, 1–8.
- [40] Liu, J., Wu, X., Sun, S., & Hao, L. (2022b). The Application of Complex Displacement in Cyclic Steam Stimulation CSS & Steam Flooding SF Development in Liaohe Oilfield: A Field Performance Study. *SPE Canadian Energy Technology Conference*, 1–8. <https://doi.org/10.2118/208940-MS>
- [41] Liu, Y., & Fan, H. (2002). The Effect of Hydrogen Donor Additive on the Viscosity of Heavy Oil during Steam Stimulation. *Energy & Fuels*, 16(4), 842–846. <https://doi.org/10.1021/ef010247x>
- [42] 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>
- [43] Mecón Méndez, S. G., Salas-Chia, L. M., Martínez Vertel, J. J., Velasco, D. R. M., León, A. Y., & León, P. A. (2022). Effect of Mineralogy on the Physicochemical Properties of a Heavy Crude Oil in Hybrid Steam Injection Technologies Using 1H NMR. *Energy and Fuels*, 36(17), 10315–10326. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c01027>
- [44] Meyer, R. F., Attanasi, E. D., & Freeman, P. A. (2007). *Heavy Oil and Natural Bitumen Resources in Geological Basins of the World*. <http://pubs.usgs.gov/of/2007/>
- [45] Mohammad, A. A. A., & Mamora, D. D. (2008). Insitu Upgrading of Heavy Oil Under Steam Injection With Tetralin and Catalyst. *SPE/PS/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium This*, 11. <https://doi.org/10.2118/117604-ms>
- [46] Mukhamatdinov, I. I., Salih, I. S., & Vakhin, A. v. (2019). Changes in the subfractional composition of heavy oil asphaltenes under aquathermolysis with oil-soluble CO-based catalyst. *Petroleum Science and Technology*, 37(13), 1589–1595. <https://doi.org/10.1080/10916466.2019.1594287>
- [47] Muraza, O., & Galadima, A. (2015). Aquathermolysis of heavy oil: A review and perspective on catalyst development. In *Fuel* (pp. 219–231). <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.04.065>

- [48] Nuñez-Méndez, K. S., Salas-Chia, L. M., Daniel, M. v., Muñoz Navarro, S. F., León Naranjo, P. A., & León Bermúdez, A. Y. (2021). Effect of the Catalytic Aquathermolysis Process on the Physicochemical Properties of a Colombian Crude Oil. *Energy&Fuels*, 35(6), 5231–5240. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c04142>
- [49] Petrov, S., Lahova, A., Sitnov, S., Slavkina, O., & Shchekoldin, K. (2020). Hydrothermal influence of heavy oil in the presence of minerals of carbonate rock. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 516(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/516/1/012035>
- [50] Petrov, S. M., Safiulina, A. G., Bashkirtseva, N. Y., Lakhova, A. I., & Islamova, G. G. (2021). Influence of metal oxides and their precursors on the composition of final products of aquathermolysis of raw ashalchin oil. *Processes*, 9(2), 1–19. <https://doi.org/10.3390/pr9020256>
- [51] Petrukhina, N. N., Kayukova, G. P., Romanov, G. v., Tumanyan, B. P., Foss, L. E., Kosachev, I. P., Musin, R. Z., Ramazanova, A. I., & Vakhin, A. v. (2014). Conversion processes for high-viscosity heavy crude oil in catalytic and noncatalytic aquathermolysis. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 50(4), 315–326. <https://doi.org/10.1007/s10553-014-0528-y>
- [52] Pratama, R. A., & Babadagli, T. (2022). A review of the mechanics of heavy-oil recovery by steam injection with chemical additives. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109717. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109717>
- [53] Ramey, H. J. (1967). A current review of oil recovery by steam injection. *7th World Petroleum Congress*, 471–476. <http://onepetro.org/WPCONGRESS/proceedings-pdf/WPC07/All-WPC07/2084257/wpc-12247.pdf>
- [54] Ren, R., Liu, H., Chen, Y., Li, J., & Chen, Y. (2015). Improving the Aquathermolysis Efficiency of Aromatics in Extra-Heavy Oil by Introducing Hydrogen-Donating Ligands to Catalysts. *Energy & Fuels*, 29(12), 7793–7799. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b01256>
- [55] Rivas, O. R., Campos, R. E., & Borges, L. G. (1988). Experimental Evaluation of Transition Metals Salt Solutions as Additives in Steam Recovery Processes. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 9. <https://doi.org/10.2118/18076-MS>
- [56] Safari, M., Gholami, R., Khajehvandi, E., & Mohammadi, M. (2020). Temperature profile estimation: A study on the Boberg and Lantz steam stimulation model. *Petroleum*, 6(1), 92–97. <https://doi.org/10.1016/J.PETLM.2019.07.002>
- [57] Salas-Chia, L.M., Naranjo, P.A.L. & Bermúdez, A.Y.L. Effect of Rock on Aquathermolysis Reactions at Laboratory Scale (A Review). *Pet. Chem.* (2022). <https://doi.org/10.1134/S0965544122100164>
- [58] Singhal, A. K., Ito, Y., & Kasraie, M. (1998). Screening and Design Criteria for Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Projects. *SPE International Conference On Horizontal Well Technology*, 1–7.
- [59] Song, S.-F., Guo, Z., Bai, Y., Gu, X.-F., Chen, G., Zhang, J., Li, B.-Q., Zhang, & Z.-F., & Zhang, Z.-F. (2017). The use of a tartaric-Co (II) complex in the catalytic aquathermolysis of heavy oil. *Petroleum Science and Technology*, 35(7), 661–666. <https://doi.org/10.1080/10916466.2016.1273239>
- [60] Suhag, A., Ranjith, R., Balaji, K., Peksaglam, Z., Malik, V., Zhang, M., Biopharm, F., Putra, D., Energy, R., Wijaya, Z., Dhannoon, D., Temizel, C., & Aminzadeh, F. (2017). Optimization of Steamflooding Heavy Oil Reservoirs. *SPE Western Regional Meeting*, 1–35. <https://doi.org/10.2118/185653-ms>
- [61] Trigos, E., Lozano, E., & Jimenez, A. M. (2018). CSS: Strategies to Recovery Optimization. *SPE Europec*, 1–13. <http://onepetro.org/SPEEURO/proceedings-pdf/18EURO/4-18EURO/D041S011R003/1208740/spe-190791-ms.pdf>
- [62] Wang, Y., Chen, Y., He, J., Li, P., & Yang, C. (2010). Mechanism of catalytic aquathermolysis: Influences on heavy oil by two types of efficient catalytic ions: Fe<sup>3+</sup> and Mo<sup>6+</sup>. *Energy & Fuels*, 24(3), 1502–1510. <https://doi.org/10.1021/ef901339k>
- [63] Weissman, J. G. (1997). Review of processes for downhole catalytic upgrading of heavy crude oil. *Fuel Processing Technology*, 50(2–3), 199–213. [https://doi.org/10.1016/S0378-3820\(96\)01067-3](https://doi.org/10.1016/S0378-3820(96)01067-3)



- [64] Wen, S., Zhao, Y., Liu, Y., & Hu, S. (2007). A Study on Catalytic Aquathermolysis of Heavy Crude Oil During Steam Stimulation. *International Symposium on Oilfield Chemistry*, 1–5. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/106180-MS>
- [65] Willman, B. T., Valleroy, V. v., Runberc, C. W., Cornelius, A. J., & Powers L. W. (1961). Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection ABSTRACT. *Journal of Petroleum Technology*, 13(7), 681–690. <http://onepetro.org/JPT/article-pdf/13/07/681/2237442/spe-1537-g-pa.pdf/1>
- [66] Xu, H., & Pu, C. (2018). Mechanism of Underground Heavy Oil Catalytic Aquathermolysis. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 53(6), 913–921. <https://doi.org/10.1007/s10553-018-0881-3>
- [67] Xu, Y., Ayala-Orozco, C., & Wong, M. S. (2018). Heavy Oil Viscosity Reduction Using Iron III para-Toluenesulfonate Hexahydrate. *SPE Western Regional Meeting*, 2011–2016. <https://doi.org/10.2118/190020-MS>
- [68] Yuan, L., Wang, X., Zhao, K., Pan, H., Li, Q., Yang, J., & Zhang, Z. (2017). Effect of reaction temperature and hydrogen donor on the Ni 0 @ graphene-catalyzed viscosity reduction of extra heavy crude oil. *Petroleum Science and Technology*, 35(2), 196–200. <https://doi.org/10.1080/10916466.2016.1241805>
- [69] Yusuf, A., Al-Hajri, R. S., Al-Waheibi, Y. M., & Jibril, B. Y. (2016a). In-situ upgrading of Omani heavy oil with catalyst and hydrogen donor. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 121, 102–112. <https://doi.org/10.1016/j.jaap.2016.07.010>
- [70] Yusuf, A., Al-Hajri, R. S., Al-Waheibi, Y. M., & Jibril, B. Y. (2016b). Upgrading of Omani heavy oil with bimetallic amphiphilic catalysts. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, 67, 45–53. <https://doi.org/10.1016/j.jtice.2016.07.020>
- [71] Zhang, Z., Barrufet, M. A., Lane, R. H., & Mamora, D. D. (2012). Experimental Study of In-Situ Upgrading for Heavy Oil Using Hydrogen Donors and Catalyst Under Steam Injection Condition. *SPE Heavy Oil Conference Canada*, 1–7. <https://doi.org/10.2118/157981-MS>
- [72] Zhong, L. G., Liu, Y. J., Fan, H. F., & Jiang, S. J. (2003). Liaohe Extra-Heavy Crude Oil Underground Aquathermolytic Treatments Using Catalyst and Hydrogen Donors under Steam Injection Conditions. *SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific*, 6. <https://doi.org/10.2118/84863-MS>
- [73] Zou, R., Xu, J., Kuffner, S., Becker, J., Li, T., Guan, X., Zhang, X., Li, L., Cohen Stuart, M. A., & Guo, X. (2019). Spherical Poly (vinyl imidazole) Brushes Loading Nickel Cations as Nanocatalysts for Aquathermolysis of Heavy Crude Oil. *Energy & Fuels*, 32(2), 998–1006. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b03964>