

EVALUACIÓN DE LA COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE EN UN  
PROCESO DE MEJORAMIENTO DE CRUDO PESADO A CONDICIONES DE  
INYECCIÓN DE VAPOR

Luis Miguel Salas Chia

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

Director

Adan Yovani León Bermúdez

Doctor en Ingeniería Química

Codirectora

Paola Andrea León Naranjo

Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas  
Universidad Industrial de Santander  
Bucaramanga  
2023

## Resumen

**Título:** Evaluación de la colocación de un catalizador liposoluble en un proceso de mejoramiento de crudo pesado a condiciones de inyección de vapor \*

**Autor:** Luis Miguel Salas-Chia \*\*

**Palabras Clave:** crudo pesado, inyección de vapor, método de colocación.

**Descripción:** En los últimos años, la industria de los hidrocarburos ha visto que sus reservas de crudo convencional han disminuido y por ende la opción de producción de hidrocarburo de yacimientos de crudos pesados ha aumentado su interés. En el mundo las mayores reservas de este tipo de fluido se encuentran en la región de Sudamérica como lo indica el estudio de Meyer et al. (2007). Si bien, Colombia no se encuentra ajeno a esta realidad debido a que los indicadores de los últimos años presentan que más del 50% de la producción nacional son aportados por crudos pesados a la canasta nacional de energía. La presente investigación se realizó con el objetivo de poder realizar un proceso de inyección de vapor con catalizadores en un crudo pesado colombiano. La investigación permite en una etapa inicial conocer la compatibilidad del sistema crudo-catalizador-agua-agente transportador. Las pruebas realizadas fueron llevadas a cabo bajo diferentes configuraciones de temperatura, dosificación y relación agua crudo. Los resultados presentaron un comportamiento favorable para la colocación del catalizador en procesos estáticos bajo condiciones de inyección de vapor. Esto se ve evidenciado con las reducciones de viscosidad que van desde los 58,25 hasta un 93.15%. Esto se debe a que la adición de la nafta además de generar una dilución al crudo del sistema aportando reducciones cercanas a un 70%, presentó una sinergia con el agente químico liposoluble agregado obteniendo una reducción adicional de casi un 20% por efecto de la actividad catalítica del naftenato de hierro

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fiscoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Director: Adan Yovani León Bermúdez. Doctor en Ingeniería Química. Codirector: Paola Andrea León Naranjo. Magister en Ingeniería de Hidrocarburos.

## Abstract

**Title:** X Evaluation of the placement of a liposoluble catalyst in a heavy oil upgrading process at steam injection conditions\*

**Author(s):** Luis Miguel Salas-Chia <sup>1</sup>

**Key Words:** heavy oil, steam injection, placement method

**Description:** In recent years, the hydrocarbon industry has seen that its conventional crude oil reserves have decreased and therefore the option of producing hydrocarbons from heavy crude oil fields has increased its interest. In the world, the largest reserves of this type of fluid are found in the South American region, as indicated in the study by Meyer et al (2007). Colombia is no stranger to this reality, since the indicators of the last years show that more than 50% of the national production is contributed by heavy crude oil to the national energy basket. The present research was carried out with the objective of being able to perform a steam injection process with catalysts in a Colombian heavy crude oil. The research allows in an initial stage to know the compatibility of the crude-catalyst-water-transporting agent system. The tests were carried out under different configurations of temperature, dosage and raw water ratio. The results showed favorable behavior for catalyst placement in static processes under steam injection conditions. This is evidenced by viscosity reductions ranging from 58.25 to 93.15%. This is due to the fact that the addition of naphtha, besides generating a dilution to the crude oil of the system, providing reductions close to 70%, presented a synergy with the added liposoluble chemical agent, obtaining an additional reduction of almost 20% due to the effect of the catalytic activity of the iron naphthenate.

---

\* Degree Work

<sup>1</sup>Physico chemical faculty. School of Petroleum Engineering. Petroleum Engineering School. Master's Degree in Hydrocarbon Engineering. Director: Adan Yovani León Bermúdez. D. in Chemical Engineering. Co-director: Paola Andrea León Naranjo. Master in Hydrocarbon Engineering.

**TABLA DE CONTENIDO**

1.	Introducción .....	9
2.	Inyección de Vapor con Catalizadores.....	12
2.1.	Generalidades de la inyección de vapor.....	12
2.1.1.	Inyección ciclica de vapor.....	13
2.1.2.	Inyección continua de vapor .....	15
2.2.	Reacciones de acuatermólisis .....	16
2.3.	Agentes químicos agregados en procesos de inyección de vapor.....	18
2.4.	Métodos de colocación de catalizadores.....	20
3.	Procedimiento experimental.....	23
3.1.	Diseño experimental .....	23
3.1.1.	Fase I – Selección del catalizador a emplear.....	23
3.1.2.	Fase II – Efecto de los parámetros operacionales .....	23
3.1.3.	Fase III – Evaluación del método colocación en el proceso .....	25
3.2.	Materiales y equipos .....	26
3.3.	Protocolo de carga y descarga de la prueba .....	27
3.4.	Técnicas de caracterización de las muestras.....	29
3.4.1.	Densidad.....	29
3.4.2.	Viscosidad .....	29

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

3.4.3.	Resonancia magnética nuclear .....	29
3.4.1.	Análisis estadístico .....	31
4.	Resultados .....	32
4.1.	Caracterización del crudo base .....	32
4.2.	Cambios en las propiedades físicas del crudo.....	33
4.2.1.	Fase I – Selección del catalizador a emplear.....	33
4.2.2.	Fase II – Efecto de los parámetros operacionales .....	34
4.2.3.	Fase III – Evaluación del método colocación en el proceso .....	43
4.3.	Cambios en las propiedades químicas del crudo .....	48
5.	Conclusiones .....	54
6.	Recomendaciones.....	56
7.	Referencias.....	57
	ANEXO 1 – Resultado del análisis estadístico de las pruebas de viscosidad de los diseños experimentales propuestos .....	66

TABLA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Mecanismos de producción asociados a un proceso de inyección de vapor.....	13
<b>Figura 2.</b> Esquema de los estados de un proceso de inyección cíclica de vapor. ....	15
<b>Figura 3.</b> Esquema de las zonas en un proceso de inyección continua de vapor.....	16
<b>Figura 4.</b> Reacciones y grado de reacción en un yacimiento respecto a la temperatura.....	17
<b>Figura 5.</b> Bases metálicas empleadas en pruebas de acuatermolisis reportadas en literatura.....	20
<b>Figura 6.</b> Formas en que los catalizadores se han dispuestos en los antecedentes analizados ....	21
<b>Figura 7.</b> Diseño de experimentos de la Fase I.....	23
<b>Figura 8.</b> Diseños de experimentos de la Fase II.....	24
<b>Figura 9.</b> Diseños de experimentos de la Fase II.....	25
<b>Figura 10.</b> Equipo de calentamiento empleado en las pruebas.....	27
<b>Figura 11.</b> Curva de viscosidad del crudo base.....	32
<b>Figura 12.</b> Espectro 1H RMN del crudo base.....	32
<b>Figura 13.</b> Valores de viscosidad obtenidos en las pruebas de la Fase I.....	34
<b>Figura 14.</b> Valores de gravedad API obtenidos en las pruebas de la Fase I.....	34
<b>Figura 15.</b> Valores de viscosidad obtenidos en las pruebas de la Fase II-1.....	36
<b>Figura 16.</b> Reducciones de viscosidad obtenidos en las pruebas de la Fase II-1.....	36
<b>Figura 17.</b> Diagramas de Pareto analizando las incidencias de los factores de las pruebas de la Fase II-1 sobre la variable respuesta de viscosidad.....	37
<b>Figura 18.</b> Valores de gravedad API obtenidos en las pruebas de la Fase II-2.....	38
<b>Figura 19.</b> Diagramas de Pareto analizando las incidencias de los factores de las pruebas de la Fase II-1 sobre la variable respuesta de gravedad API.....	39

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

<b>Figura 20.</b> Valores de viscosidad obtenidos en las pruebas de la Fase II-2.....	40
<b>Figura 21.</b> Reducciones de viscosidad obtenidos en las pruebas de la Fase II-2.....	40
<b>Figura 22.</b> Diagramas de Pareto analizando las incidencias de los factores de las pruebas de la Fase II-2 sobre la variable respuesta viscosidad. ....	41
<b>Figura 23.</b> Valores de gravedad API obtenidos en las pruebas de la Fase II-2 .....	42
<b>Figura 24.</b> Diagramas de Pareto analizando las incidencias de los factores de las pruebas de la Fase II-2 sobre la variable respuesta de gravedad API. ....	43
<b>Figura 25.</b> Valores de viscosidad obtenidos en las pruebas de la Fase III.....	44
<b>Figura 26.</b> Reducciones de viscosidad obtenidos en las pruebas de la Fase III.....	45
<b>Figura 27.</b> Diagramas de Pareto analizando las incidencias de los factores de las pruebas de la Fase III sobre la variable respuesta viscosidad. ....	46
<b>Figura 28.</b> Valores de gravedad API obtenidos en las pruebas de la Fase III .....	47
<b>Figura 29.</b> Diagramas de Pareto analizando las incidencias de los factores de las pruebas de la Fase III sobre la variable respuesta gravedad API. ....	48
<b>Figura 30.</b> Espectro del crudo base y prueba con mayor reducción obtenida en los diseños experimentales.....	49
<b>Figura 31.</b> Parámetros de tipo de protón para las pruebas de la Fase II-1. ....	52
<b>Figura 32.</b> Parámetros de tipo de protón para las pruebas de la Fase II-2. ....	52
<b>Figura 33.</b> Parámetros de tipo de protón para las pruebas de la Fase III. ....	52
<b>Figura 34.</b> Parámetros moleculares promedios para las pruebas de la Fase II-1. ....	53
<b>Figura 35.</b> Parámetros moleculares promedios para las pruebas de la Fase II-2. ....	53
<b>Figura 36.</b> Parámetros moleculares promedios para las pruebas de la Fase III. ....	53

**TABLA DE TABLAS**

<b>Tabla 1</b> Información técnica de los catalizadores a emplear en diseño experimental .....	26
<b>Tabla 2</b> Asignaciones estructurares en el espectro <sup>1</sup> H RMN.....	30
<b>Tabla 3</b> Correlaciones de tipo de protón para hidrocarburos .....	30
<b>Tabla 4</b> Parámetros moleculares promedios del espectro <sup>1</sup> H RMN .....	31
<b>Tabla 5</b> Asignaciones estructurares en el espectro <sup>1</sup> H RMN de las pruebas Fase II-1.....	50
<b>Tabla 6</b> Asignaciones estructurares en el espectro <sup>1</sup> H RMN de las pruebas Fase II-2.....	50
<b>Tabla 7</b> Asignaciones estructurares en el espectro <sup>1</sup> H RMN de las pruebas Fase III.....	50

### 1. Introducción

En los últimos años, la industria de los hidrocarburos ha visto que sus reservas de crudo convencional han disminuido y por ende la opción de producción de hidrocarburo de yacimientos de crudos pesados ha aumentado su interés. En el mundo las mayores reservas de este tipo de fluido se encuentran en la región de Sudamérica como lo indica el estudio de Meyer et al. (2007). Si bien, Colombia no se encuentra ajeno a esta realidad debido a que los indicadores de los últimos años presentan que más del 50% de la producción nacional son aportados por crudos pesados a la canasta nacional de energía (Garcia-Navas & Perez-Ayala, 2020). Diversos métodos se han desarrollado en el mundo para la producción de este tipo de crudos. Ahmadi y Chen (2020) exponen que estas técnicas se pueden dividir principalmente en tres grupos como lo son los métodos en frío, los métodos térmicos y los métodos basados en solventes. En Colombia se ha implementado principalmente los métodos térmicos para la producción de este tipo de crudos, resaltando la inyección cíclica de vapor localizada especialmente en el Valle Medio del Magdalena en los campos Teca-Cocorná, Nare, Jazmín, Girasol y Moriche (Castro et al., 2010). El campo Teca inició su primer piloto de inyección cíclica hacia el año 1989 y en 1999 fue puesto en marcha la segunda etapa luego de un cierre del campo por los bajos precios del crudo (Trigos et al., 2010). Los campos Nare, el cual inició métodos térmicos en 1990, y Jazmín son activos en etapa avanzada de explotación con más de 12 ciclos de inyección hasta el momento (Mansarovar Energy, 2020). Respecto a los campos Girasol, con inyección de vapor desde el 2008 (Cuadros et al., 2010); Moriche, bajo métodos térmicos desde el 2009 (Higuera et al., 2012); Abarco y Under River son catalogados con una etapa media de producción con ciclos que van del número 8 al 12 (Mansarovar Energy, 2020).

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

Si bien, el Valle Medio del Magdalena no es la única zona con presencia de crudos pesados, la cuenca de los llanos orientales, con campos como Rubiales, Quifa y Caño Sur, las limitaciones recaen en un alto valor de corte de agua haciendo inviable esta técnica. De igual manera los campos de crudo pesado como Castilla, Apiay, y Chichimene no son viables para la aplicación de la técnica por presentar una alta profundidad ocasionando que la calidad del vapor que alcanza la formación sea baja. En cuanto a la cuenca del Caguán-Putumayo existe documentación de estudio para la puesta en marcha de un piloto de inyección de vapor en el campo Capella (Valbuena Amaris et al., 2014). De igual manera, en el país se han evaluado a nivel de laboratorio muestras de otros campos como lo han sido Carbonera, Tibú, Palagua, Santa Clara y La Cira (Castro et al., 2010).

Si bien la inyección de vapor ha permitido la viabilidad de producir crudos pesados, el requerimiento energético que esta demanda es alto. Por esta razón ha surgido la implementación de agentes químicos como técnicas híbridas de recobro mejorado. La inyección de catalizadores ha sido una de estas opciones ya que permite obtener resultados adicionales como pirólisis, isomerización, apertura de anillos, oxigenación, alcoholización, esterificación y despolimerización (Wang et al., 2010). Esta técnica ya ha sido evaluada a escala 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). Sin embargo, en el país solo se tiene reportes de pruebas llevadas a cabo a escala de laboratorio en reactores *batch* de tipo estático (León et al., 2022a; Mecón Méndez et al., 2022; Núñez-Méndez, Salas-Chia, Molina V, et al., 2021). Estas pruebas han considerado la adición del catalizador de una manera directa, sin embargo, al momento de generar la implementación de una prueba dinámica es necesario considerar un fluido que actúe como portador del catalizador durante la inyección. Ante

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

esta necesidad surge la presente investigación, la cual tiene como objetivo la evaluación del efecto de la adición de un medio de colocación al sistema mediante pruebas fluido-fluido.

La presente investigación se encuentra plasmada en tres capítulos principales. En el primer capítulo se encuentra una revisión de las generalidades de la inyección de vapor, la ocurrencia de las reacciones durante el proceso y la adición de agentes químicos a las pruebas de este tipo de recobro mejorado. Posteriormente en el capítulo dos se plasma la metodología empleada en la realización de las pruebas, especificando los diseños experimentales propuestos, así como las técnicas de caracterización aplicadas a las muestras de la investigación. El capítulo de resultados plasmado como el tercero, plasma los valores obtenidos en las caracterizaciones para cada una de las fases establecidas en el diseño experimental. Por último, se encuentran las conclusiones y recomendaciones encontradas en la ejecución de la presente investigación.

## 2. Inyección de Vapor con Catalizadores

### 2.1. Generalidades de la inyección de vapor

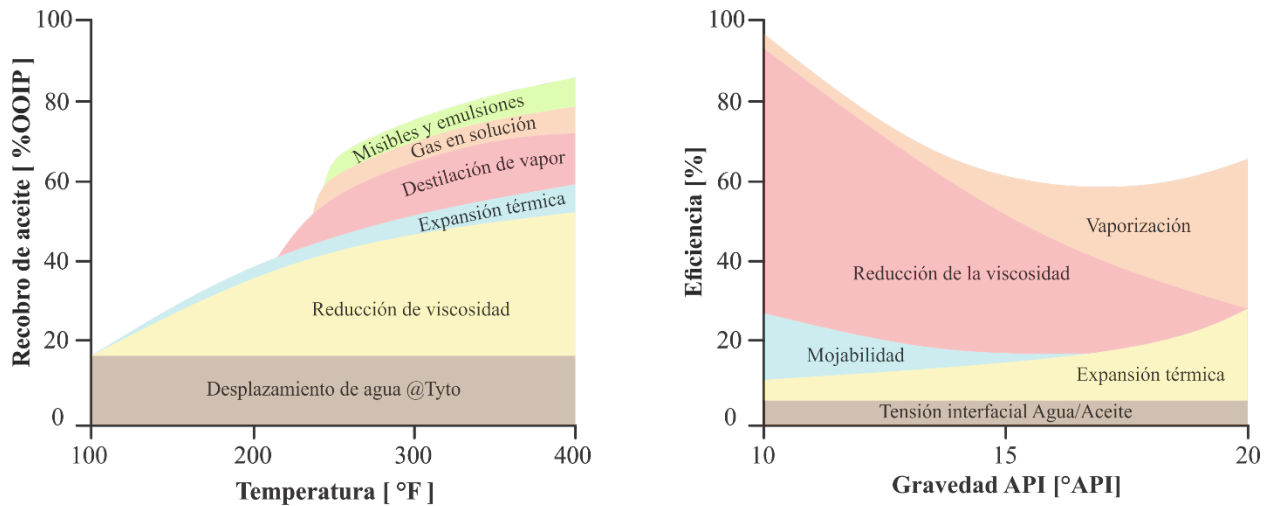
La inyección de vapor puede remontarse hacia el año 1923 cuando Schaller y Bjornsson se planteaban la posibilidad de inyectar un fluido caliente al yacimiento con el objetivo de generar un mejoramiento en la producción de crudo (Ramey, 1967). Pero no fue sino hasta 10 años después, en un campo localizado en cercanías a The Woodlands – Texas que se dio el primer reporte de un proceso de inyección de vapor con un proyecto de 235 días aplicado a una profundidad de 380 ft en una arena de espesor de 18 ft (Wegis, 2001). Una vez se conoce este método de recobro, rápidamente se genera un crecimiento a nivel experimental de la técnica con el objetivo de aumentar el bajo factor de recobro que presentaban los yacimientos de crudo pesado antes de la aparición de la técnica (Green & Willhite, 1998).

Este método es empleado principalmente en yacimientos que contienen crudos pesados o bitúmenes, y son aplicados usualmente como método inicial de producción por las características de los fluidos en las formaciones (Speight, 2019). La inyección del vapor en el yacimiento permite generar la transferencia de calor y entregar energía al sistema, generando la aparición de mecanismos que permiten generar un aumento en la producción del crudo. En la **Figura 1** se aprecia la incidencia de los mecanismos de producción asociados a un proceso de inyección de vapor respecto a la temperatura del sistema roca-fluido y la gravedad API del crudo.

Como se observa, el mecanismo con mayor repercusión en la recuperación de crudo es la reducción de viscosidad, el cual se ve altamente influenciado por el aumento de la temperatura del yacimiento y crudos de menor gravedad API. Altas temperaturas y grados API bajos son condiciones típicas en los procesos de inyección de vapor, puesto que las temperaturas alcanzadas

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

superiores a los 200 °C, así como de los crudos pesados los cuales presentan valores menores a 22 °API (Guo et al., 2016). Esta técnica presenta dos tipos de aplicación principales que son la inyección cíclica y la inyección continua de vapor.



**Figura 1.** Mecanismos de producción asociados a un proceso de inyección de vapor. Modificado de: Suhag et al. (2017) Optimization of Steamflooding Heavy Oil Reservoirs.

### 2.1.1. Inyección cíclica de vapor

También denominado CCS por sus siglas en inglés (*Cyclic Steam Stimulation*); es un proceso que involucra la inyección de vapor saturado a la formación, seguido de una fase de remojo con el cierre del pozo y una etapa final de producción (Prats, 1978) (**Figura 2**). Durante el proceso de inyección se puede disponer el vapor de diversas maneras considerando el tipo de formación geológica en la cual se está aplicando: inyección convencional a través de la tubería de producción; por el espacio anular empleando una bomba de inyección en subsuelo permitiendo no retirar el equipo del pozo; y selectiva cuando se presenta alta estratificación del yacimiento (Boton Garcia & Pachecho Gómez, 2007). La tasa de inyección debe procurar evitar las pérdidas del calor en

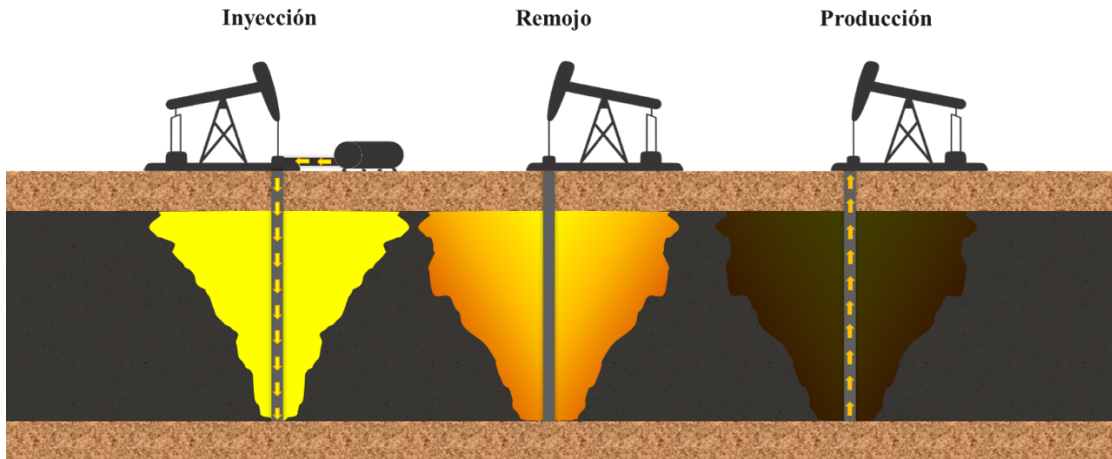
## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

tubería y cara de pozo, con el objetivo de minimizar el tiempo de cierre de pozo y maximizar el radio de calentamiento. De igual manera, se debe considerar el tipo de crudo para así prevenir fracturas en la formación y efectos de sobrepresión disminuyendo la inyectividad (Ardila Morales & Rodríguez Patiño, 2015).

En la fase de remojo el pozo se cierra el flujo por un periodo para promover la transferencia del calor desde el vapor hacia el sistema roca/fluido del yacimiento, ocasionando disminución de la viscosidad, aumento en la movilidad y estabilización de la presión en la formación (Cuy Cipamocha, 2013). La duración del cierre depende de la presión y temperatura que alcance el yacimiento durante el proceso de inyección. De igual manera es importante considerar el espesor de la formación y las propiedades térmicas con el objetivo de maximizar la transferencia de calor y minimizar así las pérdidas de este durante el proceso (Sheng, 2013).

Como etapa final se encuentra el inicio de la producción al abrir de nuevo el pozo, donde el corte de agua decrece a medida que el caudal de aceite aumenta en tiempos tempranos. Este comportamiento se encuentra principalmente relacionado a la viscosidad del aceite, permeabilidad del medio poroso en cara de pozo, presión en el yacimiento, radio de calentamiento y las pérdidas de calor en el medio (Rodríguez et al., 2008). Cuando el incremento en producción es muy bajo, similar a los caudales alcanzados en producción en frío, se da finalización al ciclo. La periodicidad y cantidad de ciclos a generar dependen de la respuesta generada por la formación como lo son altos cortes de agua, bajos caudales de hidrocarburo y el depletamiento del yacimiento alcanzando el límite económico de la técnica (Isaza Franco & Martínez Ardila, 2015).

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

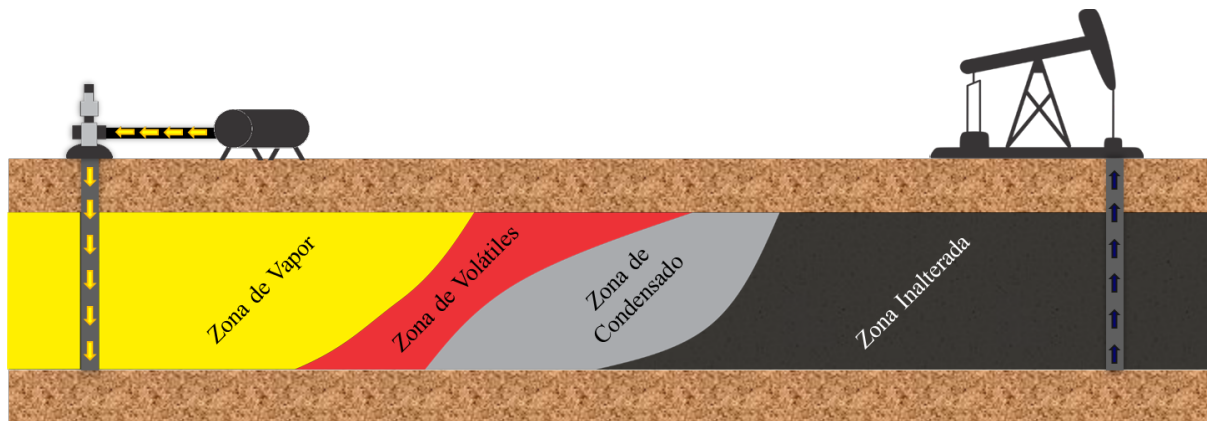


**Figura 2.** Esquema de los estados de un proceso de inyección cíclica de vapor. Adaptado de: Alvarado y Banzér, (2002) Recuperación Térmica del Petróleo.

### 2.1.2. Inyección continua de vapor

Es un proceso en el cual el vapor saturado producido en superficie se inyecta de manera continua en el yacimiento. Esta técnica ha sido aplicada desde 1960 y ocurre en dos etapas principales, la estimulación directa con el vapor en el pozo al momento de inyectar y el empuje generado por los fluidos en las zonas asociadas permitiendo el aumento de producción en los pozos aledaños (Speight, 2016). En la **Figura 2** se observa las zonas típicas generadas en el yacimiento durante un proceso de inyección continua de vapor. Cercano al pozo inyector se encuentra una región en donde el vapor se encuentra en mayor proporción y se dispone el frente de vapor. La presencia de esta fase gaseosa genera que los compuestos con bajo punto de ebullición presentes en el crudo se destilen y se agrupan en una zona denominada volátiles. Conforme avanza el frente, la temperatura va disminuyendo al tener una interacción con el fluido del yacimiento ocasionando que una zona de condensados aparezca los cuales permiten reducir la viscosidad del crudo al generar una dilución. Esto permite que el proceso de desplazamiento sea más eficiente y mejore el barrido.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

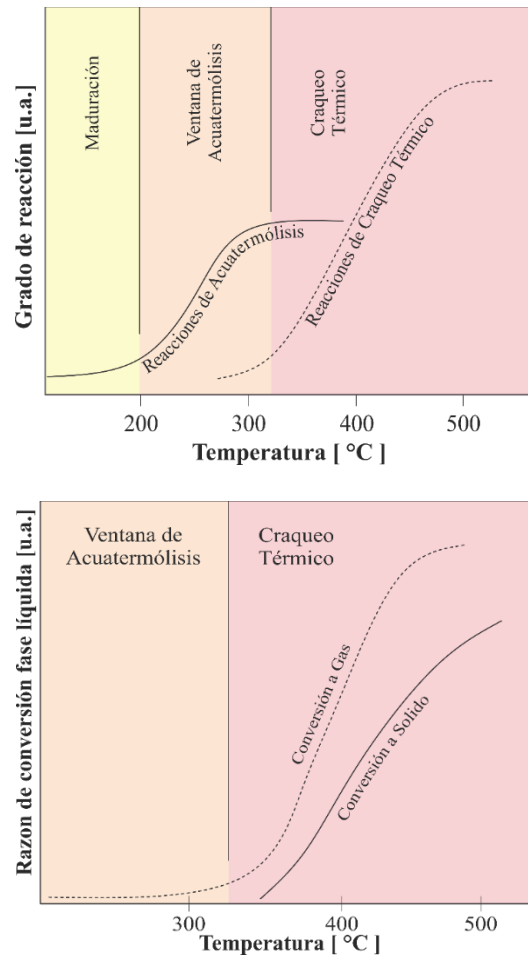


**Figura 3.** Esquema de las zonas en un proceso de inyección continua de vapor. Adaptado de: Alikhlalov y Dindoruk, (2011) Conversion of Cyclic Steam Injection to Continuous Steam Injection.

### 2.2. Reacciones de acuatermólisis

Si bien los procesos de inyección de vapor habían sido catalogados inicialmente como procesos físicos, a inicios de los años 80 los procesos fueron abordados desde una perspectiva química adentrándose en las reacciones que ocurrían en el yacimiento (Hyne, 1986; Hyne et al., 1982). A raíz de esta información, Hyne propuso un nuevo término que denominó acuatermólisis, el cual deriva de la unión de palabras donde el agua “aqua” involucrada en un evento térmico “thermo” genera un rompimiento o descomposición “lysis”. Estas reacciones representan el rompimiento de los componentes de las arenas bituminosas o crudos pesados a través de eventos químicos en la presencia de agua en fase vapor o agua caliente. El rango de ocurrencia de estas reacciones fue catalogado como la ventana de acuatermólisis, la cual comprende una región entre los 200 a 325 °C (Figura 4).

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE



**Figura 4.** Reacciones y grado de reacción en un yacimiento respecto a la temperatura. Modificado de: Hyne (1986) Aquathermolysis: a synopsis of work on the chemical reaction between water (steam) and heavy oil sands during simulated steam stimulation.

Este proceso es relativamente menos destructivo comparado con los procesos de craqueo térmico los cuales ocurren a temperaturas más altas (Kapadia et al., 2015). Esto se ve evidenciado en la capacidad del rompimiento de los enlaces, donde C-S-C pueden ser separados durante la acuatermolisis, mientras que enlaces como C-O-C, C-N-C y C-C son asociados a las reacciones de craqueo térmico. En la Ecuación 1 (Ec. 1) se observa la transformación del hidrocarburo en los productos que se generan producto de las reacciones de acuatermolisis. Como consecuencia de la

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

energía suministrada por la temperatura y la presencia de los minerales de la formación, se obtiene una serie de compuestos donde destacan gases ácidos, como ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>S), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO), hidrocarburos, como metano (CH<sub>4</sub>) e hidrocarburos de menor peso molecular (HCS) y otros compuestos como hidrógeno (H<sub>2</sub>).



De manera paralela a las reacciones de acuatermólisis ocurren las reacciones de *Water Gas Shift* (WGSR) en donde el monóxido de carbono interactúa con el agua presente generando como producto moléculas de dióxido de carbono e hidrogeno y esto puede darse de manera reversible como se aprecia en la ecuación 2 (Ec. 2). La ocurrencia de estas reacciones permite la generación de hidrógeno en sitio, el cual es producto de la interacción de las moléculas de agua con el monóxido de carbono generado por la descomposición de los aldehídos y cetonas presentes en el crudo (Tumanyan et al., 2015).



### 2.3. Agentes químicos agregados en procesos de inyección de vapor

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 acuatermólisis 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 una menor temperatura (Hamedi Shokrlu & Babadagli, 2014). A su vez, durante el proceso se

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

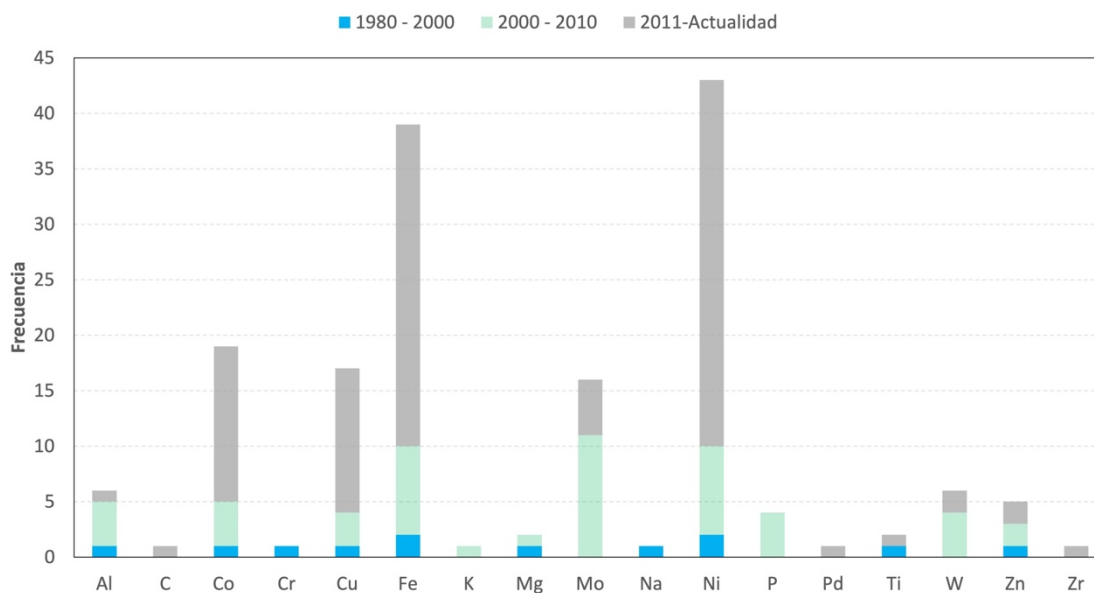
manifiestan efectos adicionales asociados a la reacción como pirólisis, isomerización, apertura de anillos, oxigenación, alcoholización, esterificación y despolimerización (Wang et al., 2010). Como consecuencia, los hidrocarburos transformados mantienen los cambios en sus propiedades de manera permanente, lo que se ve evidenciado en la variación de propiedades fisicoquímicas como viscosidad, gravedad API y cambio estructural en el crudo (Chávez Morales, 2016; Núñez-Méndez et al., 2021; Xu et al., 2018). Esta técnica ha sido evaluada a escala 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).

Maity et al. (2010) clasifican los catalizadores en cuatro grupos principales: solubles en agua, solubles en aceite, dispersos y minerales. Este primer grupo de agentes químicos son sales las cuales son disueltas en el agua permitiendo que al calentarse el fluido entre en contacto con el hidrocarburo. Sin embargo, al no ser solubles en este último, el efecto alcanzado presenta limitaciones en la interacción ocasionando que los cambios obtenidos sean poco efectivos. Es por esta razón que el uso de los catalizadores liposolubles permite que el agente químico tenga un mayor contacto con el crudo generando cambios considerables en las propiedades fisicoquímicas. El tercer tipo de catalizadores son los dispersos y estos están representados principalmente por los nanomateriales los cuales no son ni solubles en agua ni en el crudo ocasionando que se encuentren suspendidos en los fluidos. Por último, se encuentra los minerales presentes en la roca, los cuales diversos estudios han considerado que presentan un efecto catalítico sobre el proceso.

En la **Figura 5** se aprecia las principales bases metálicas empleadas en las pruebas de laboratorio como agentes catalíticos en un proceso de mejoramiento bajo condiciones de inyección de vapor. Si bien, en literatura se ha evaluado un gran espectro de metales, las pruebas con hierro y níquel han sido las más empleadas. Jiang et al. (2005) aplicaron una variedad de especies

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

metálicas a un crudo pesado del campo Liaohe en reacciones a 240°C y 72 horas, obteniendo como resultado que reducciones de viscosidad fueron generadas de mayor a menor por hierro > molibdeno > cobalto > níquel.

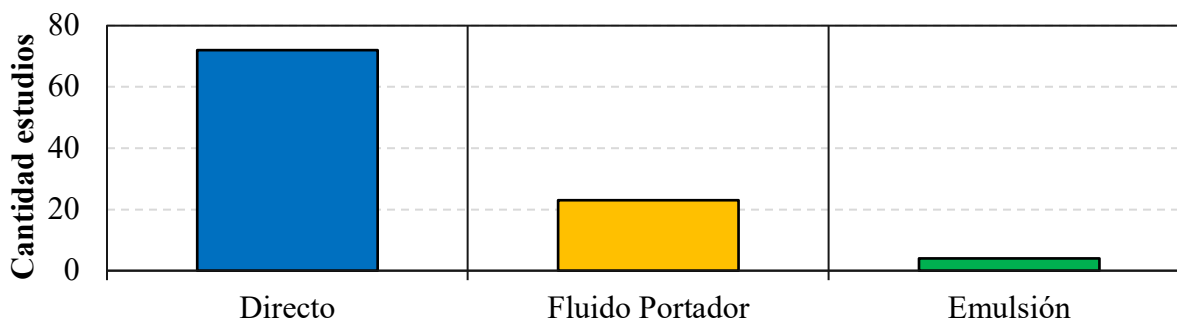


**Figura 5.** Bases metálicas empleadas en pruebas de acuatermolisis reportadas en literatura. Modificado de: Salas-Chia et al. (2023) Influencia de parámetros operacionales de la inyección de vapor sobre las propiedades de crudos pesados sometidos a reacciones de acuatermolisis.

### 2.4. Métodos de colocación de catalizadores

Una revisión detallada de la literatura enfocada en el análisis de las pruebas de laboratorios aplicadas a el estudio de las reacciones de acuatermolisis, fue llevada a cabo (Salas-Chia et al., 2023). Como resultado, se obtuvo la **Figura 6** la cual refleja las maneras en las cuales se han dispuesto los catalizadores en las pruebas analizadas. Tres métodos principales fueron encontrados, sin embargo, como se puede apreciar la mayoría de las pruebas han realizado la disposición del agente químico de manera directa.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE



**Figura 6.** Formas en que los catalizadores se han dispuestos en los antecedentes analizados

Este primer medio de colocación consiste en que el catalizador es adicionado directamente en el reactor al momento de cargar los fluidos, sin importar la naturaleza del agente químico. Este método es empleado en las pruebas estáticas, en las cuales se puede adicionar directamente al sistema, sin embargo, una aplicación directa en un proceso dinámico no es viable. Como segundo método analizado, el empleo de un fluido portador o *carrier fluid* se ha realizado conforme a la naturaleza del catalizador y su solubilidad. Diferentes tipos de fluidos portadores se han empleado en literatura, desde la dilución de sales aplicadas como catalizadores en fase acuosa (Franco et al., 2016; Rivas et al., 1988; Yi et al., 2009), hasta el uso de solventes (Shuwa et al., 2015) y donantes de hidrógeno (Mohammad & Mamora, 2008; Nares et al., 2006; Petrukhina et al., 2014) para el uso de agentes catalíticos de tipo liposolubles. Por último, se encuentra el uso de emulsiones en la colocación durante las pruebas, sin embargo, su aplicación ha sido considerada en muy baja proporción. Este proceso no considera solo una interacción portador-catalizador, sino que involucra también la adición de un agente surfactante y una fracción de roca con la cual generan una mezcla para cargar en el reactor (Elahi et al., 2019; Hashemi et al., 2013; Hashemi & Pereira, 2011; Hassanzadeh et al., 2009; Yeletsky et al., 2019).

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

Si bien en la literatura se han presentado investigaciones con catalizadores de tipo liposolubles, estas no han considerado el efecto sobre las propiedades fisicoquímicas del crudo al ser sometido a diferentes condiciones operacionales durante la interacción en un sistema fluido portador-catalizador-agua-crudo. Con base en esta información, la presente investigación permite conocer el efecto sobre las propiedades fisicoquímicas de un crudo pesado colombiano que presenta la sensibilización de los parámetros operacionales, como lo son temperatura, tiempo de reacción, presión de carga, cantidad de fluidos y adición de agentes químicos, en un proceso de inyección de un catalizador liposoluble.

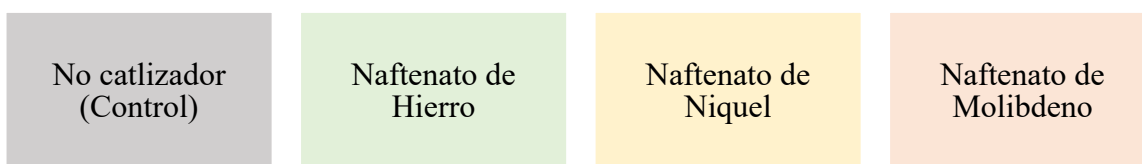
## 3. Procedimiento experimental

### 3.1. Diseño experimental

#### 3.1.1. Fase I – Selección del catalizador a emplear

Con el objetivo de establecer cual base metálica, de catalizadores liposolubles, genera un mayor efecto en la reducción de la viscosidad del crudo muestra, se estableció un diseño experimental sencillo, el cual es descrito en la **Figura 7**. Como resultado de esta fase se seleccionará el catalizador a emplear en las pruebas de las siguientes fases. Las condiciones de las pruebas son 66 h, 270°C y una carga de 25g de crudo con 12.5g agua para una relación 2:1. El aire dentro del reactor será removido empleando nitrógeno, realizando al menos 3 purgas, y una carga final de 430 psi para asegurar las condiciones de vapor saturado. Estas condiciones han sido tomadas de trabajos previos realizados con catalizadores a crudos pesados de la misma cuenca (León et al., 2022b; Mecón Méndez et al., 2022; Núñez-Méndez, Salas-Chia, Molina V, et al., 2021).

**Figura 7.** Diseño de experimentos de la Fase I



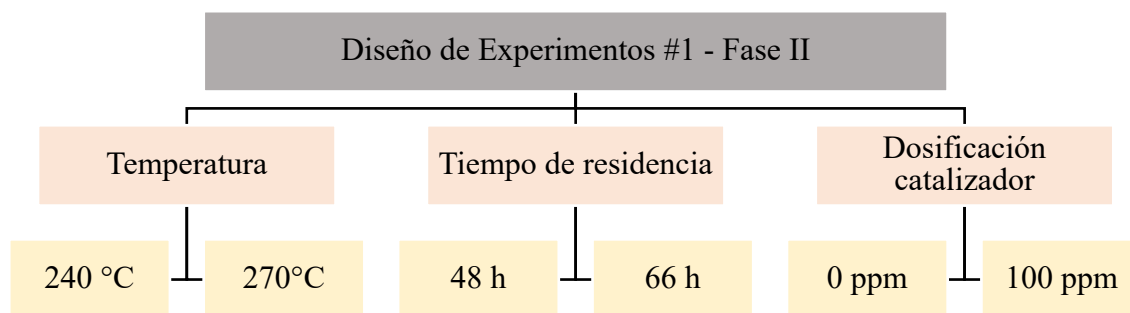
#### 3.1.2. Fase II – Efecto de los parámetros operacionales

Una vez determinado el catalizador a emplear en las pruebas, se procede a determinar el efecto de los parámetros operacionales sobre las propiedades del crudo mejorado. Si bien, en literatura la temperatura de operación y el tiempo de reacción han sido los parámetros que más se han evaluado

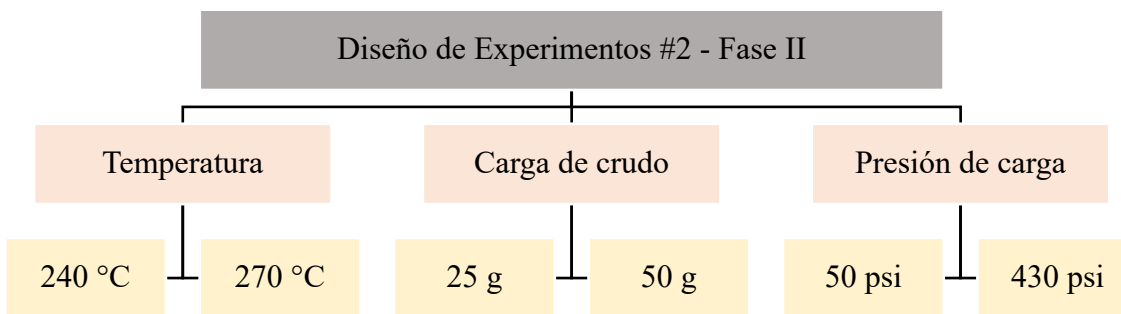
## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

en pruebas (Salas-Chia et al., 2023); la presión de carga inicial, así como la cantidad de crudo cargado se proponen adicionalmente para su evaluación en el presente diseño de experimentos. En la **Figura 8** se observa el esquema determinado para el desarrollo de esta fase, en la cual dos diseños de experimentos fueron planteados. El primer conjunto de pruebas permitirá establecer la incidencia de estos parámetros, en presencia o ausencia de un agente químico como lo es el catalizador seleccionado en la Fase I. El catalizador fue agregado a 100 ppm del ión metálico considerando antecedentes de investigación (Núñez-Méndez, Salas-Chia, Molina, et al., 2021). Una vez analizada la incidencia de los factores, las mejores condiciones obtenidas en el proceso serán consideradas constantes para el segundo diseño de experimentos. Si bien, este diseño contempla la temperatura debido a que el parámetro es un factor fundamental en el desarrollo de las reacciones y afecta directamente la viscosidad de un crudo pesado. El protocolo de remoción de aire es igual al descrito en la fase anterior y la presión de carga es 430 psi para el primer diseño de experimentos. En cuanto la presión del segundo diseño de experimentos, esta fue considerada como un factor con dos niveles de estudio 50 y 430 psi.

**Figura 8.** Diseños de experimentos de la Fase II



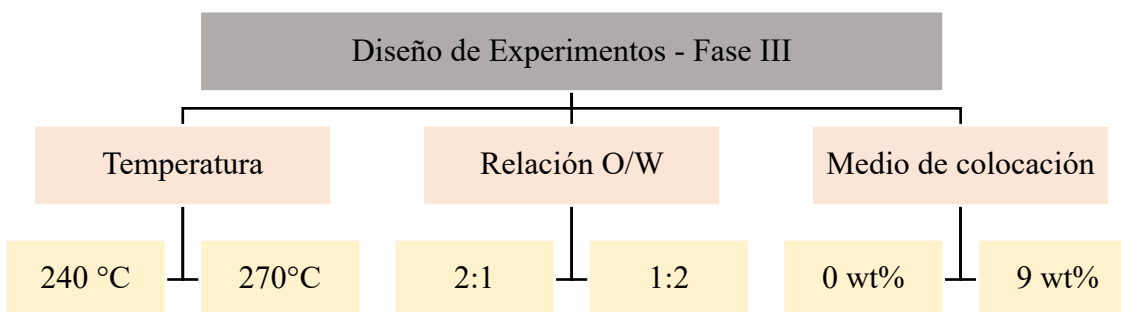
## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE



### 3.1.3. Fase III – Evaluación del método colocación en el proceso

Una vez obtenido los resultados de la Fase II, las mejores condiciones de presión, tiempo y cantidad de crudo adicionado fueron consideradas como constantes en el desarrollo de la nueva fase. Estas pruebas tienen como objetivo evaluar mediante un diseño factorial el efecto del medio de colocación a una concentración de 9 wt% naftas conforme antecedentes de investigación (Guerrero Gómez et al., 2021), así como la incidencia de parámetros operacionales como temperatura y la relación agua-aceite en el sistema.

**Figura 9.** Diseños de experimentos de la Fase II



### 3.2. Materiales y equipos

Una muestra de crudo pesado del Valle Medio del Magdalena, con una gravedad API de 11.8° y viscosidad de 16921 cP a 30 °C fue utilizada en el presente estudio. Adicionalmente, agua desionizada fue empleada como la fase acuosa del sistema. Los catalizadores liposolubles empleados fueron naftenatos de diferente base metálica con las características que se observan en la **Tabla 1**. Nafta fue empleada como agente transportador para el método de colocación evaluado. Este fluido fue seleccionado conforme a la naturaleza liposoluble del catalizador, y la necesidad de tener un fluido portador de tipo solvente para poder generar una sola fase.

**Tabla 1** Información técnica de los catalizadores a emplear en diseño experimental

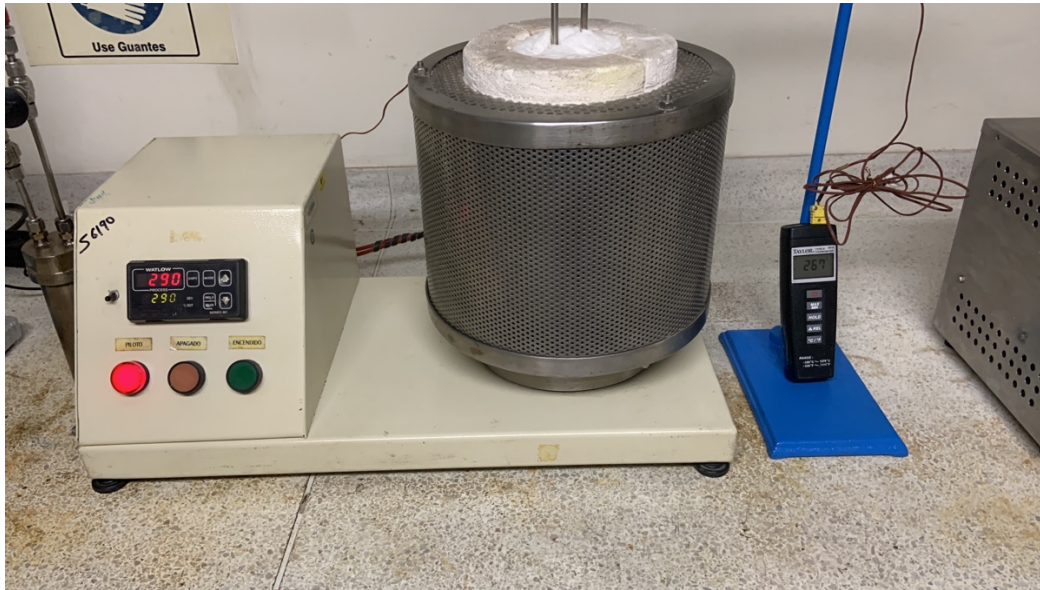
Catalizador	Naturaleza	Densidad [g/cm <sup>3</sup> ]	Concentración ion metálico [wt%]
Naftenato de hierro	Liposoluble	0.8664	6
Naftenato de níquel	Liposoluble	0.8675	6
Naftenato de molibdeno	Liposoluble	1.4464	6.5

El reactor empleado es tipo *Batch* estático con una capacidad interna de 168 cm<sup>3</sup>, manufacturado con acero inoxidable AISI 316 y acoplado con accesorios del mismo tipo de la marca Swagelok®, entre los cuales sobresale un enchufe rápido para la carga de gases. El reactor a su vez cuenta con termo pozo el cual dispone de una termocupla de tipo K que permite tener una lectura de la temperatura del sistema.

Un equipo de calentamiento fue empleado en la realización de las pruebas. Este equipo consta de una serie de resistencias eléctricas a lo largo del espacio dispuesto para colocar el reactor. Estas se encuentran dentro de una pared de yeso el cual permite generar una mejor transmisión del calor a lo largo del sistema. El equipo cuenta con un controlador de temperatura el cual puede ser ajustado conforme la condición necesaria. En la parte superior del equipo una vez dispuesto el

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

reactor, se agregan una serie de capas de fibra de vidrio con el objetivo de tener un aislante térmico que permita que no se genere una alta dispersión del calor del sistema. En la **Figura 10** se observa el esquema del equipo de calentamiento empleado en las pruebas realizadas conforme el diseño experimental desarrollado en la presente investigación.



**Figura 10.** Equipo de calentamiento empleado en las pruebas

### 3.3. Protocolo de carga y descarga de la prueba

Los experimentos realizados en el diseño experimental planteado fueron llevadas a cabo empleando el siguiente protocolo:

- 1) Verificar que el reactor, tanto la base como su respectiva tapa, se encuentren en buen estado, así como libre de impurezas, las cuales fueron removidas empleando un solvente previamente para la limpieza del equipo.
- 2) Agregar grasa protectora térmica a las roscas del reactor, con el objetivo de evitar que las altas temperaturas generen una pega de la tapa con la base durante la prueba.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

- 3) Pesar el reactor para tener el registro de su masa inicial, tanto de la base como su respectiva tapa y accesorios adicionales empleados durante la prueba que se encuentren anclados al reactor.
- 4) Cargar los fluidos en el reactor teniendo un registro de sus pesos para poder tener un control de la cantidad de fluidos agregados al sistema, conforme se haya determinado en el diseño de experimento respectivo.
- 5) Cerrar el reactor empleando una llave de 24" aplicando el torque necesario para asegurar un cierre y adecuado sello del reactor.
- 6) Realizar la remoción del oxígeno presente en el reactor, empleando la carga de nitrógeno a la presión determinada en el diseño experimental, repitiendo tres veces el procedimiento para asegurar una atmosfera inerte.
- 7) Verificar que no exista fugas en el sistema sumergiendo el reactor en un baño de agua con el objetivo de facilitar la presencia de fugas mediante la aparición de burbujas.
- 8) Secar el reactor y disponerlo en el equipo de calentamiento el cual ha sido configurado con el controlador de temperatura a la condición necesaria para cada prueba conforme el diseño de experimentos.
- 9) Monitorear la temperatura empleando la termocupla instalada en el termo pozo del reactor y establecer el tiempo de inicio de la prueba cuando alcanza la temperatura estipulada en el diseño experimental.
- 10) Bajar el reactor del equipo de calentamiento transcurrido el tiempo de reacción determinado en el diseño de experimentos y dejar enfriar hasta conseguir una lectura de temperatura de condiciones cercanas al valor ambiente.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

- 11) Verificar la presión del sistema para evidenciar que no se presentaran fugas durante la reacción en el tiempo y a la temperatura establecidas.
- 12) Abrir el reactor y disponer los fluidos de la prueba en tubos de centrifuga.
- 13) Centrifugar las muestras a 6.000 rpm por un tiempo de 20 minutos.
- 14) Retirar el agua de los tubos de centrifuga y trasvasar el crudo resultante a un recipiente final el cual se encuentra rotulado con las condiciones a las cuales fue realizada la prueba.

### 3.4. Técnicas de caracterización de las muestras

#### 3.4.1. Densidad.

La medición de la densidad, valor necesario para hacer el cálculo de la gravedad API, fue calculada empleando un picnómetro calibrado marca Marienfeld de 5 cm<sup>3</sup> siguiendo el protocolo determinado en la norma ASTM D70-09 para la determinación de densidades de materiales bituminosos.

#### 3.4.2. Viscosidad

La medición de viscosidad fue realizada empleando un viscosímetro rotacional First Pro Plus de marca Lamy Reology Instruments mediante el protocolo de medición de la norma ASTM D2196. El equipo cuenta con un baño de temperatura de la marca VWR el cual permite obtener la medición de la propiedad en un amplio rango de temperaturas.

#### 3.4.3. Resonancia magnética nuclear

Las muestras de crudo pesado fueron caracterizadas empleando un espectrofotómetro Buker ACP con una frecuencia de resonancia de 300 MHz y un campo magnético de 9.4 T. Los espectros

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

obtenidos fueron procesados en el software MestReNova V. 14.1.2. el cual es suministrado por el laboratorio de resonancia donde fueron analizadas las muestras y fueron separados en 12 segmentos de grupos de frecuencia a partir de los rangos y especies químicas de H descritos en la **Tabla 2** (Poveda & Molina, 2012). Además, los espectros se analizaron teniendo en cuenta una correlación de desplazamiento químico de protones para hidrocarburos como se muestra en la **Tabla 3** (Fergoug & Bouhadda, 2014). Por último, los cambios estructurales en las muestras se estudiaron utilizando parámetros moleculares medios (Daniel Molina et al., 2007; Mecón Méndez et al., 2022; Poveda & Molina, 2012) calculados con las ecuaciones de la **Tabla 4**.

**Tabla 2** Asignaciones estructurares en el espectro <sup>1</sup>H RMN

Rango del espectro [ppm]	Segmento	Tipo de hidrógeno
0.5-1.0	H1	$\gamma$ CH <sub>3</sub> y algunos CH nafténicos y CH <sub>2</sub>
1.0-1.7	H2	$\beta$ CH <sub>3</sub> s y algunos $\beta$ CH
1.7-1.9	H3	Principalmente CH y CH <sub>2</sub> en posiciones $\beta$
1.9-2.1	H4	$\alpha$ CH <sub>3</sub> en olefinas
2.1-2.4	H5	$\alpha$ CH <sub>3</sub> en hidrocarburos aromáticos
2.4-3.5	H6	$\alpha$ CH y $\alpha$ CH <sub>2</sub> en carbonos aromáticos
3.5-4.5	H7	Puentes CH <sub>2</sub>
4.5-6.0	H8	Olefinas
6.0-7.2	H9	Anillos mono-aromáticos
7.2-8.3	H10	Anillos di aromáticos y algunos tri y tetra aromáticos
8.3-8.9	H11	Algunos anillos tri y tetra aromáticos
8.9-9.3	H12	Algunos anillos tetra aromáticos

**Tabla 3** Correlaciones de tipo de protón para hidrocarburos

Rango del espectro [ppm]	Segmento	Tipo de hidrógeno
0.50-1.00	H $\gamma$	Protones asociados a un carbono saturado $\gamma$

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

1.00-1.85	H $\beta$	Protones asociados a un carbono saturado $\beta$
1.85-4.50	H $\alpha$	Protones asociados a un carbono saturado $\alpha$
6.30-9.30	Har	Protones aromáticos

**Tabla 4** Parámetros moleculares promedios del espectro 1H RMN

Parámetro	Nomenclatura	Ecuación
Hidrógenos alifáticos	Hal	$H_{al} = H_{\alpha} + H_{\beta} + H_{\gamma}$
Factor de aromaticidad	fa	$f_a = \left( \frac{H_{ar}}{H_{ar} + H_{al}} \right)$
Longitud promedio de cadenas parafínicas	n	$n = \left( \frac{H_{\alpha} + H_{\beta} + H_{\gamma}}{H_{\alpha}} \right)$
Anillos substituidos	r	$r = \left[ 0,25 \left( 4,12 + \frac{H_{\gamma}}{H_{\beta}} \right) - 1 \right] \left[ \frac{n-1}{2} \right]$

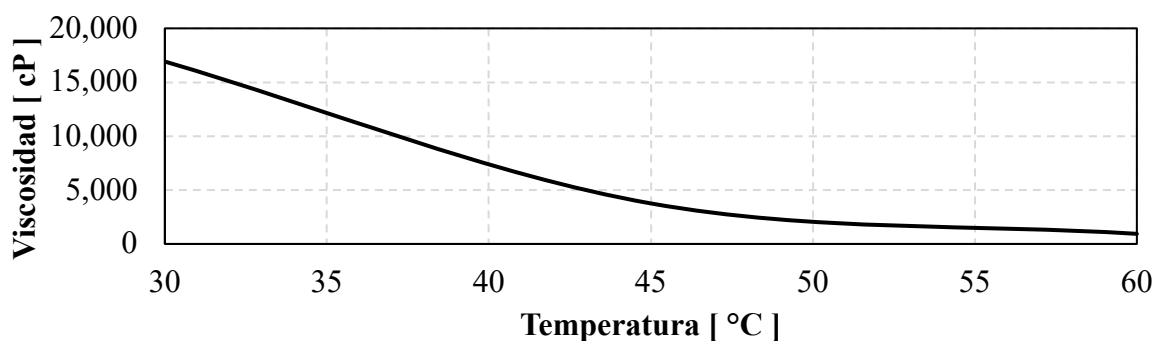
### 3.4.1. Análisis estadístico

Los resultados de las pruebas fueron analizados mediante pruebas ANOVA y pruebas Tukey las cuales permitieron conocer la incidencia de los factores sobre las variables respuestas evaluadas. Estas pruebas fueron llevadas a cabo en el software STATGRAPHIC 18, el cual fue adquirido en su versión de prueba directamente de la página de la compañía.

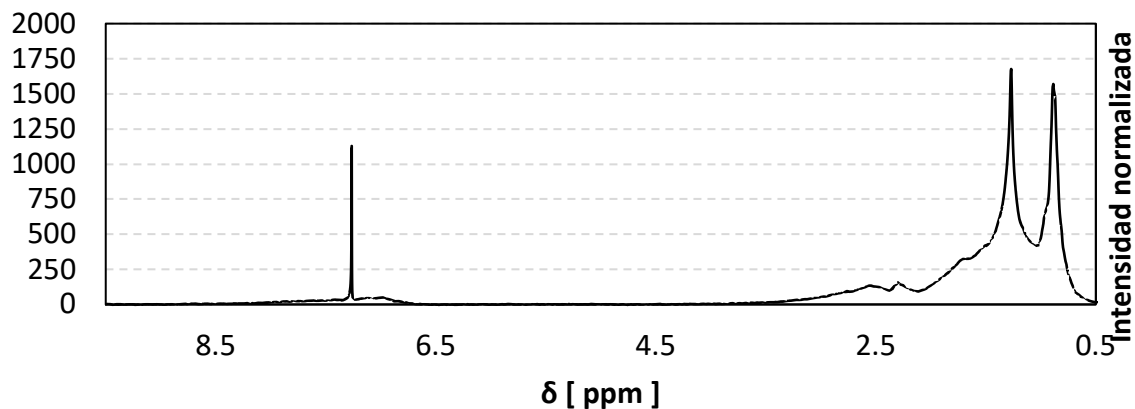
## 4. Resultados

### 4.1. Caracterización del crudo base

El crudo base fue previamente caracterizado mediante análisis de viscosidad, densidad y pruebas de resonancia magnética nuclear. En la **Figura 11** se aprecia la curva de viscosidad, en la cual se puede observar que el crudo es de tipo pesado con un valor de 3760 cP @ 45°C. Las mediciones de densidad obtuvieron un valor de 0.9867 g/cm<sup>3</sup> lo que representa una gravedad API de 11.9 °API. La **Figura 12** representa el espectro 1H RMN, donde se puede apreciar los principales picos correspondientes a las posiciones H $\alpha$ , H $\beta$ , H $\gamma$  y H $\alpha$ r.



**Figura 11.** Curva de viscosidad del crudo base



**Figura 12.** Espectro 1H RMN del crudo base

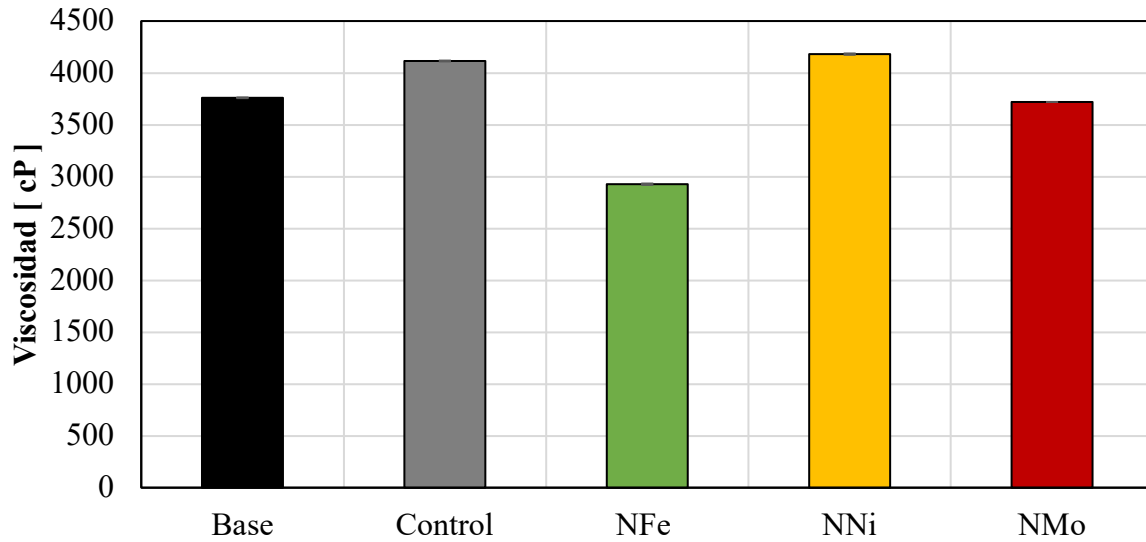
### 4.2. Cambios en las propiedades físicas del crudo

#### 4.2.1. Fase I – Selección del catalizador a emplear

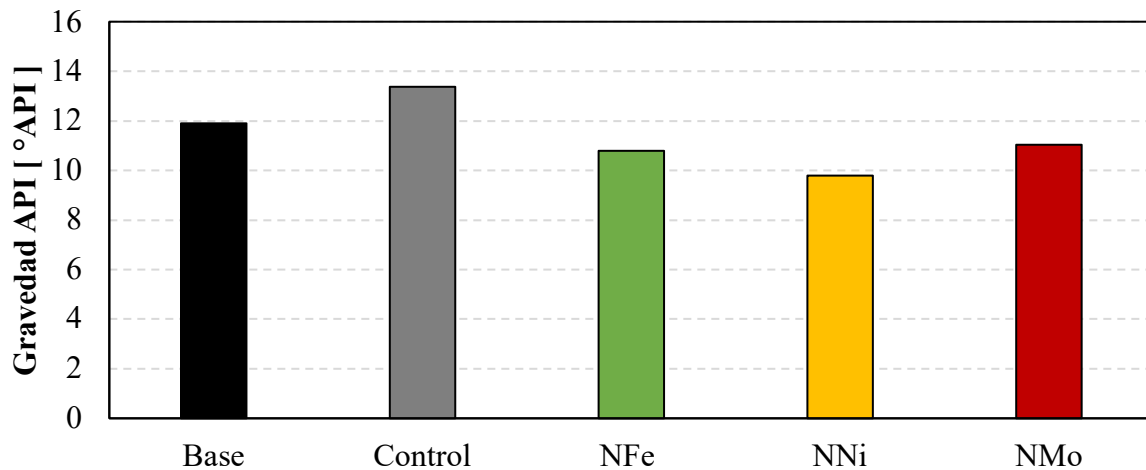
La **Figura 13** presenta los valores de viscosidad a 45°C obtenidos como resultado de la Fase I planteada. Como se observa en la figura, una prueba de inyección de vapor genera un aumento de la viscosidad debido a la falta de estabilización de los radicales libres producto de la policondensación que ocurre en el sistema debido a la ausencia de hidrógeno. El uso del catalizador permite que las reacciones disminuyan sus requerimientos energéticos y a su vez mejora las condiciones para poder obtener un mejor valor de viscosidad. Sin embargo, en el crudo empleado en las presentes pruebas solo dos de los tres agentes exhibieron una disminución en la viscosidad. Los cambios de viscosidad de menor a mayor fueron generados por el naftenato de níquel (NNi) con un aumento del 11.21%, seguido por el naftenato de molibdeno (NMO) con una reducción del 1.07% y el naftenato de hierro (NFe) con una reducción del 22.16%. Estos resultados fueron analizados mediante pruebas de Tukey y se encontró que los resultados obtenidos son significativamente diferentes entre sí.

En cuanto a los valores de densidad, se obtuvo la **Figura 14** la cual muestra las gravedades API resultantes de las pruebas. Los datos indican un aumento del 12.39% respecto al crudo inicial en el resultado de la prueba control sin catalizador. Sin embargo, el uso de los agentes químicos no presentó una mejora en las gravedades API ocasionando una reducción de hasta 17.72% con el NNi, seguido por el NMO y NFe. Los resultados de la caracterización física de esta fase permitieron seleccionar el agente catalítico a emplear en las pruebas siguientes, el cual fue el naftenato de hierro a partir de los resultados obtenidos en términos de reducción de viscosidad.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE



**Figura 13.** Valores de viscosidad obtenidos en las pruebas de la Fase I



**Figura 14.** Valores de gravedad API obtenidos en las pruebas de la Fase I

### 4.2.2. Fase II – Efecto de los parámetros operacionales

En la **Figura 15** se observa los valores obtenidos en las pruebas de viscosidad para el primer diseño experimental de la Fase II en el cual se esperaba conocer la influencia de la temperatura de operación, del tiempo de reacción y la adición de un agente químico. En la **Figura 16** se aprecian

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

los cambios de viscosidad alcanzadas en cada una de las pruebas, donde las reducciones se ven representadas en valores positivos y los aumentos en valores negativos. La gran mayoría de las pruebas presentó una disminución de la viscosidad, solo una de estas presentó un aumento en esta propiedad, como también se pudo observar en la Fase I con la prueba de control. De igual manera se observa que la presencia del catalizador genera una mayor reducción de la viscosidad, esto debido al efecto de policondensación o polimerización ácida.

Para poder establecer la incidencia de los factores considerados en este diseño de experimentos, se realizó un análisis estadístico el cual se puede detallar a mayor profundidad en el **ANEXO 1 – Resultado del análisis estadístico de las pruebas de viscosidad de los diseños experimentales propuestos**. Como resultado se obtuvo la **Figura 17a**, donde se puede observar que la concentración, representada por la adición del catalizador, es el factor que mayor incidencia tiene sobre las pruebas en interacción con la temperatura y el tiempo. Con esto en mente y teniendo en consideración que la investigación contemplará es el uso del agente químico, un nuevo análisis fue planteado en donde solo se evaluaron las pruebas con presencia del catalizador y se obtuvo la **Figura 17b**. En el nuevo diagrama de Pareto se observa que la temperatura es el factor que más incide sobre la viscosidad, seguida por el tiempo en menor medida. Esto permite confirmar la selección de la temperatura para el segundo diseño de experimentos de la Fase II como uno de los parámetros a analizar por su importancia sobre los cambios en la viscosidad. En cuanto al tiempo de reacción, si bien es un factor que incide sobre el proceso, no logró realizar cambios de más del 5% en los valores de viscosidad obtenidos (**Figura 16**). Por esta razón, se seleccionó 48 horas como un valor constante para la aplicación de la siguiente fase experimental.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

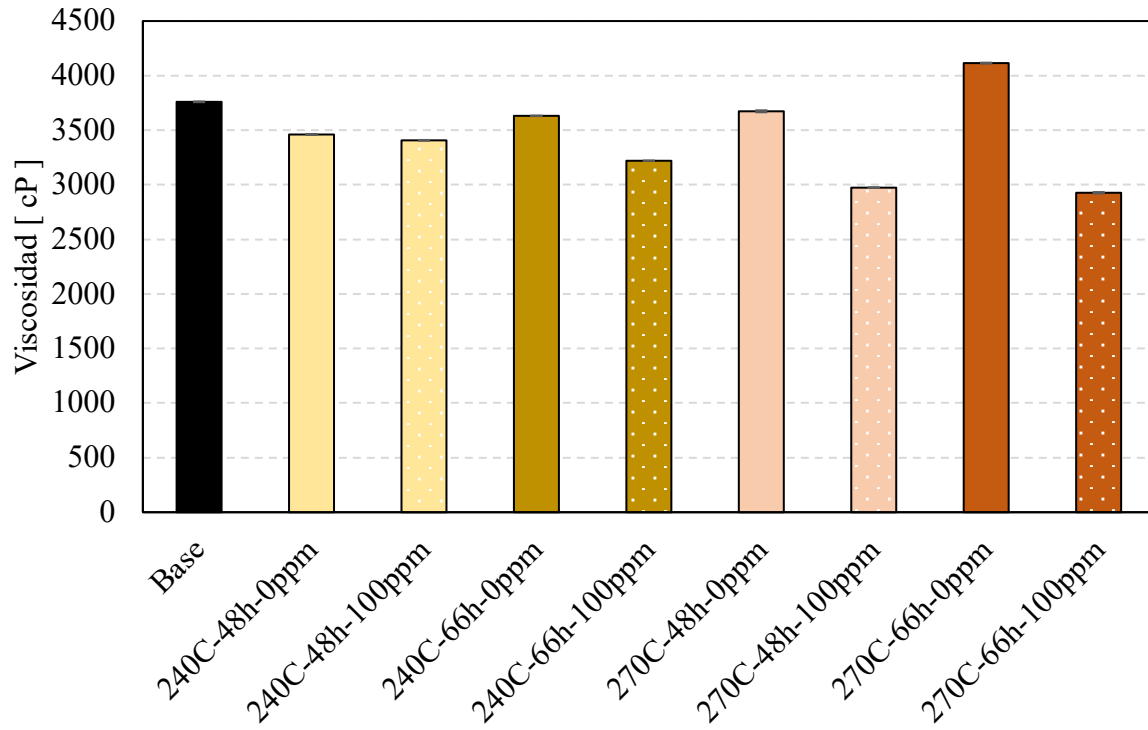


Figura 15. Valores de viscosidad obtenidos en las pruebas de la Fase II-1

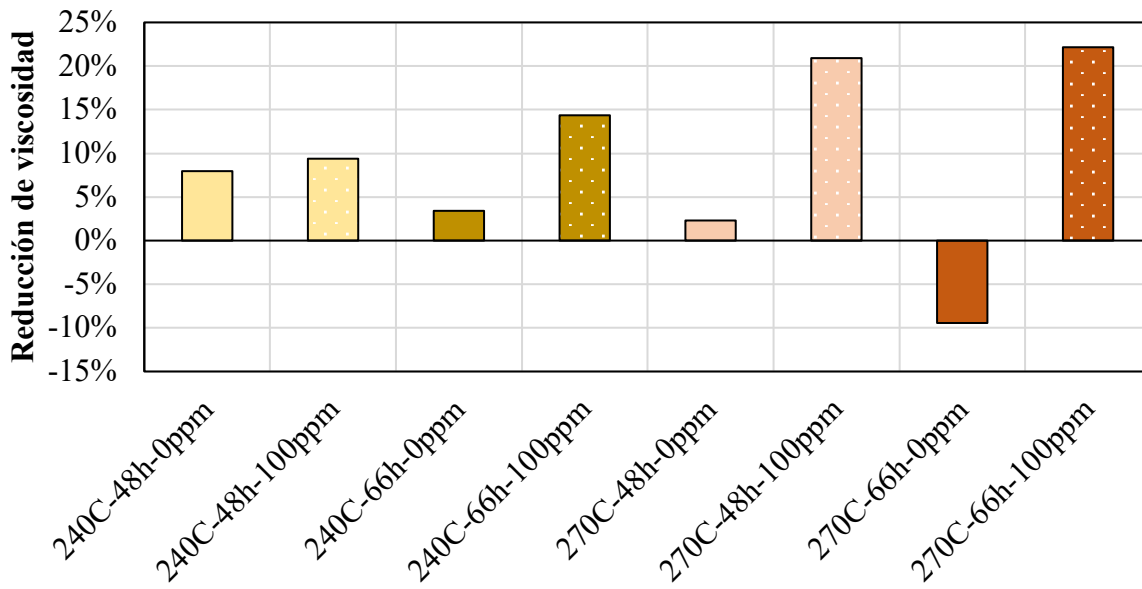
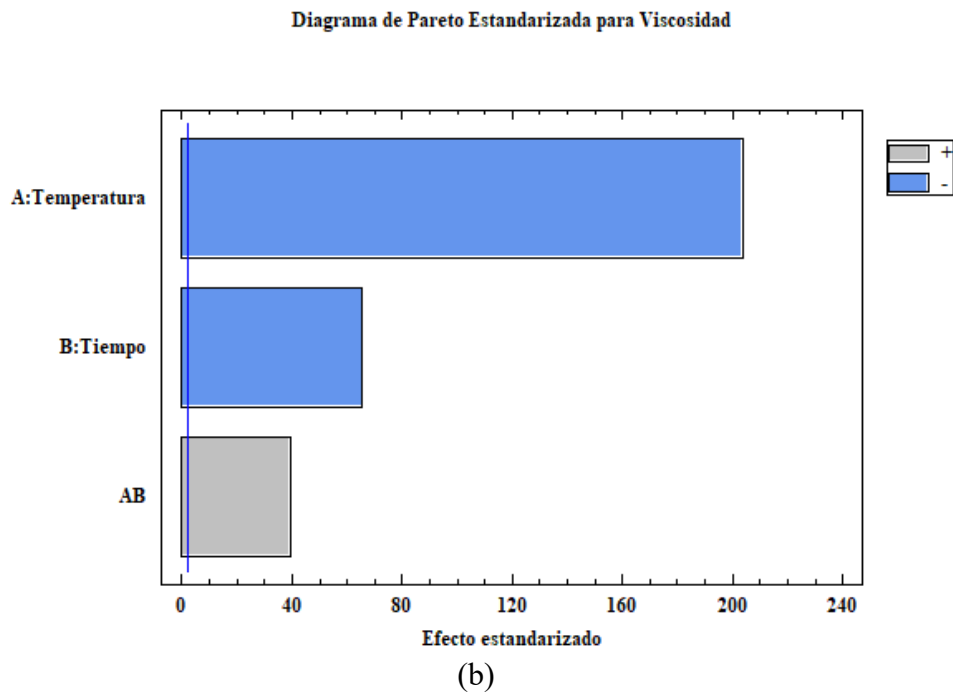
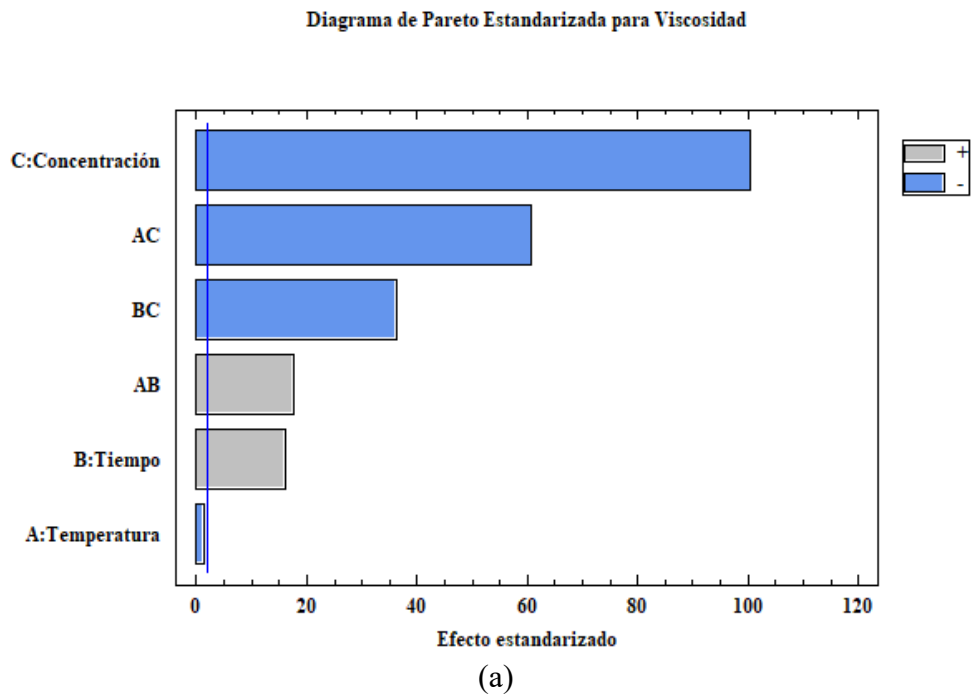


Figura 16. Reducciones de viscosidad obtenidos en las pruebas de la Fase II-1

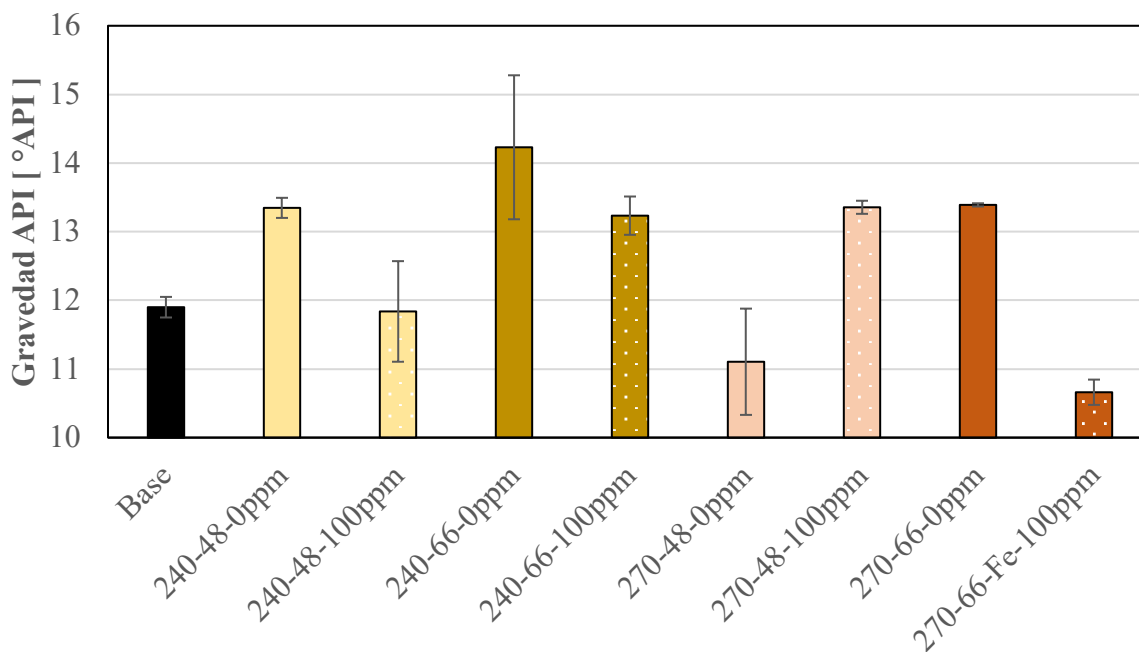
# COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE



**Figura 17.** Diagramas de Pareto analizando las incidencias de los factores de las pruebas de la Fase II-1 sobre la variable respuesta de viscosidad

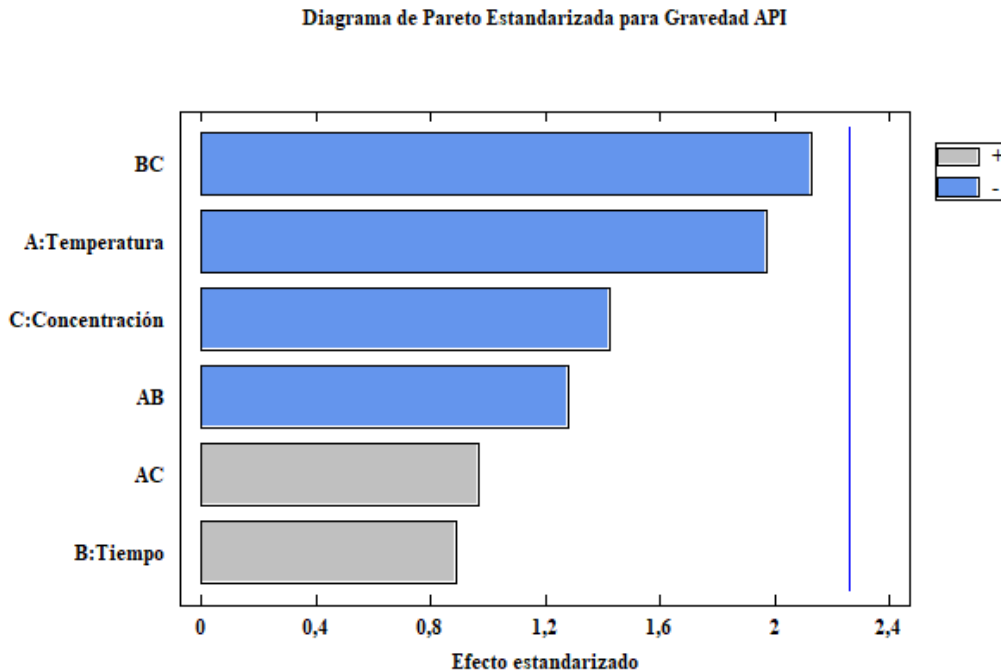
## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

De igual manera fueron medidas las densidades de los crudos obtenidos en esta fase experimental, valores con los cuales fue calculada la gravedad API de las pruebas y se observan en la **Figura 18**. Como se puede apreciar, los valores obtenidos presentan una tendencia a disminuir cuando se tiene la presencia de los catalizadores respecto a la prueba con las mismas condiciones en ausencia del agente químico, excepto en la prueba de 270 °C por 48 h. Con el objetivo de poder analizar la incidencia de los factores evaluados fue realizado el análisis estadístico de estos resultados el cual se observa en la **Figura 19**. Al considerar la gravedad API como variable respuesta se puede apreciar que ningún factor, ni interacción entre factores genera una incidencia significativa sobre la propiedad. Esto puede verse evidenciado en el diagrama de Pareto en donde todos los factores e interacciones se encuentran a la izquierda de la línea trazada por la estadística. Con base en estos resultados, se puede indicar que la densidad no es una medición que aporte información significativa para el análisis del presente diseño de experimentos.



**Figura 18.** Valores de gravedad API obtenidos en las pruebas de la Fase II-2

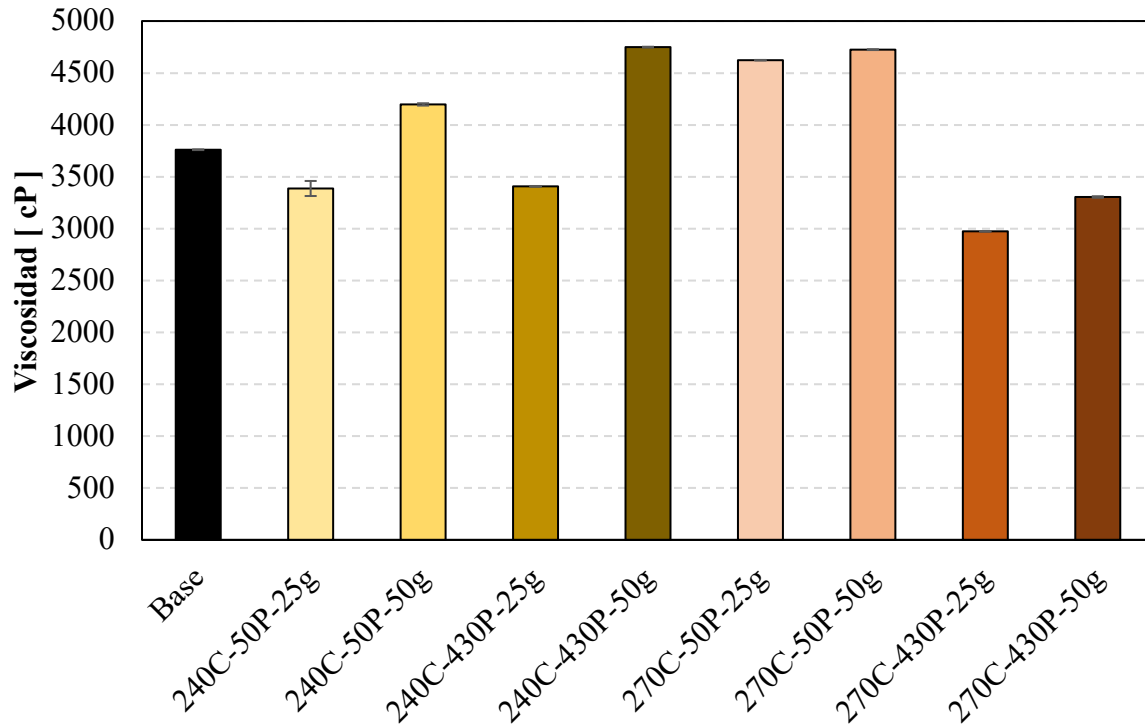
## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE



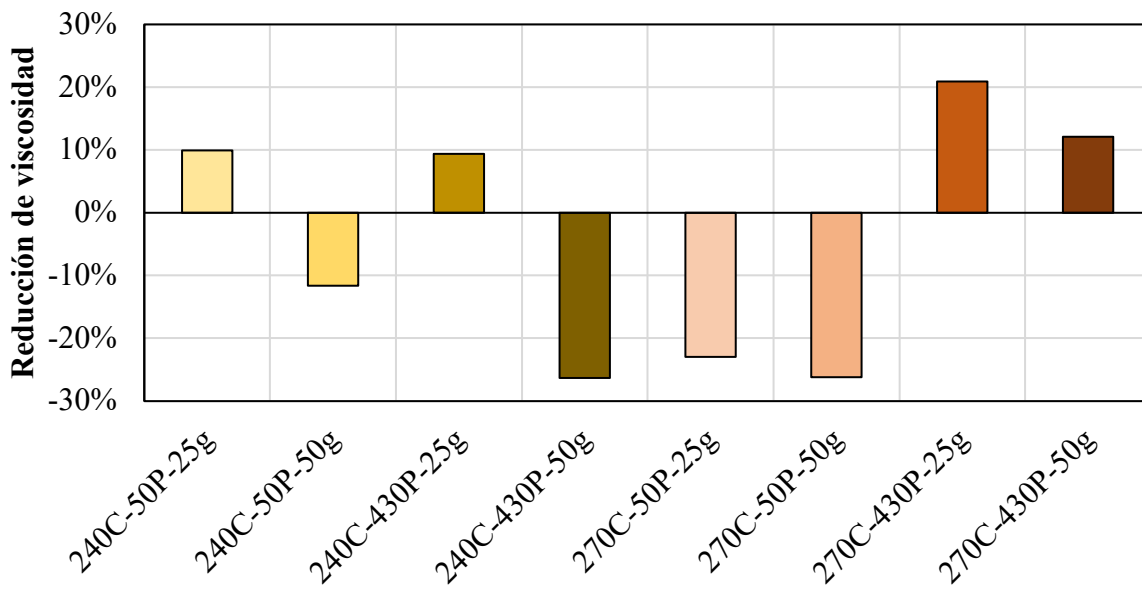
**Figura 19.** Diagramas de Pareto analizando las incidencias de los factores de las pruebas de la Fase II-1 sobre la variable respuesta de gravedad API.

En la **Figura 20** se observa los valores de viscosidad encontrados para las pruebas del segundo diseño de experimentos de la Fase II. Se puede apreciar que la adición de una mayor cantidad de crudo cargado a las pruebas genera un efecto del aumento de viscosidad en relación con una carga de 25 g, aun cuando la relación másica de crudo-agua se mantuvo. De igual manera se puede observar que una menor presión genera un crudo con mayor viscosidad respecto a las pruebas con una carga de 430 psi para asegurar un sistema con vapor saturado. En la **Figura 21** se presentan las reducciones de viscosidad obtenidas en las pruebas de este diseño experimental. Como se puede observar, las condiciones que presentaron una mayor reducción de viscosidad fueron 270°C a 430 psi con una carga de 25 g.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE



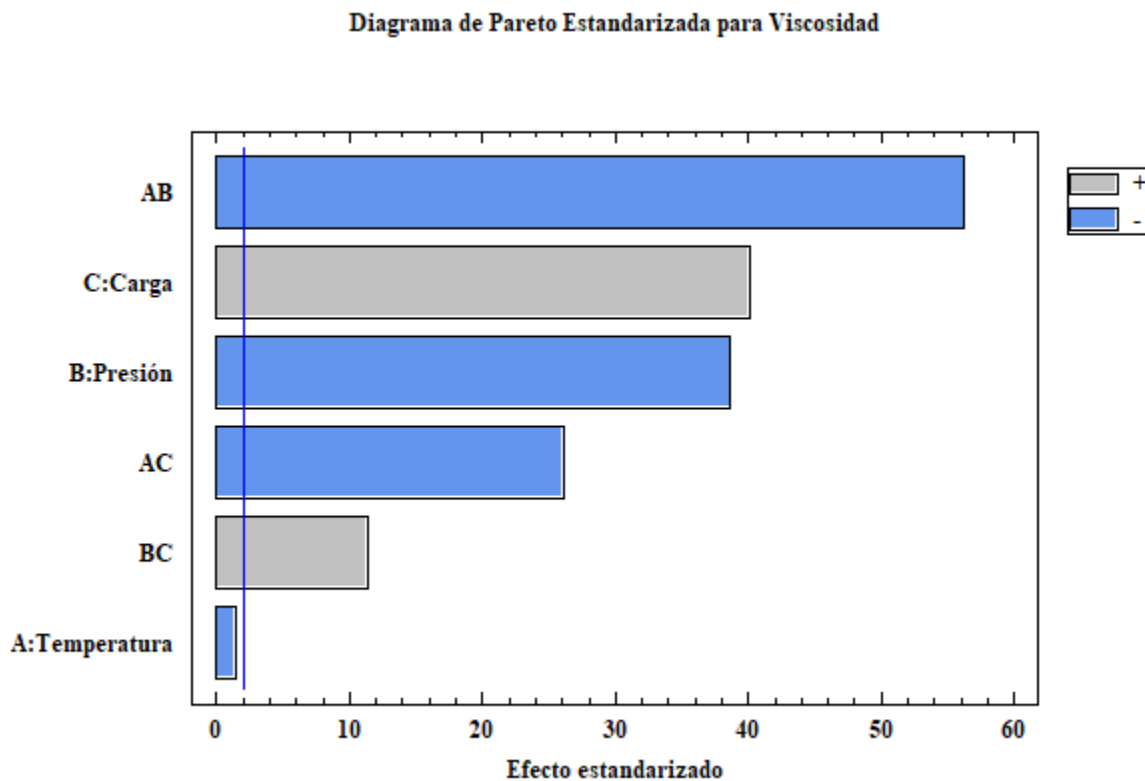
**Figura 20.** Valores de viscosidad obtenidos en las pruebas de la Fase II-2



**Figura 21.** Reducciones de viscosidad obtenidos en las pruebas de la Fase II-2

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

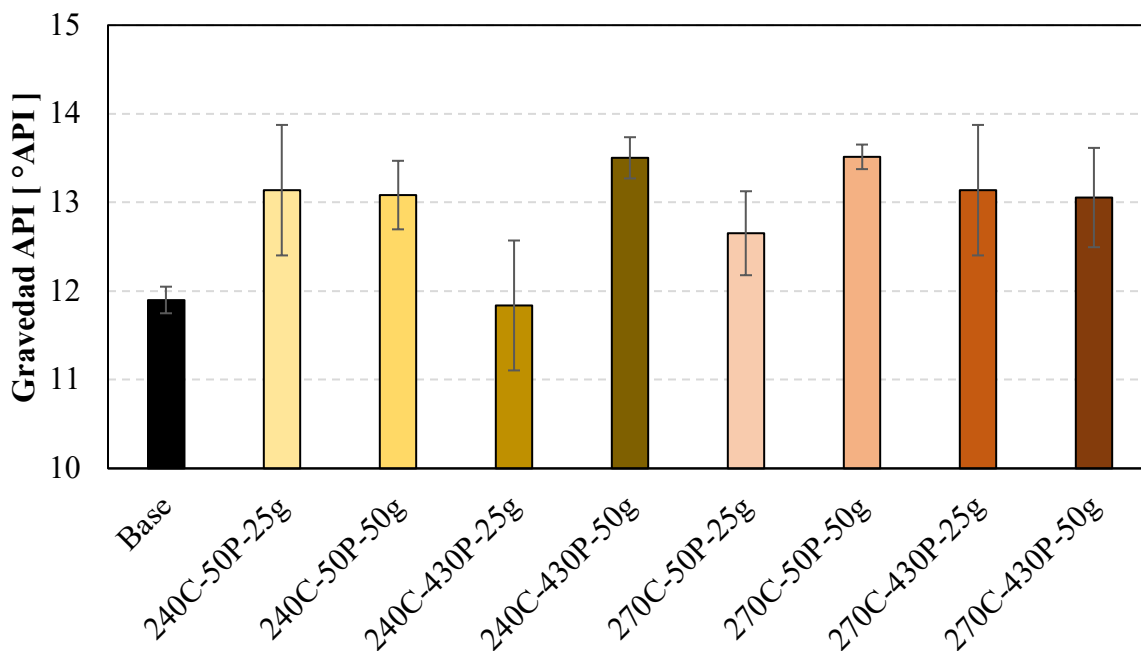
Con el objetivo de poder observar la incidencia de los factores sobre la viscosidad, se realizó el análisis estadístico de estos resultados. El diagrama de Pareto, el cual se aprecia en la **Figura 22**, indicó que la interacción de temperatura con la presión es la que mayor incidencia tiene sobre los valores de viscosidad. De igual manera los factores de carga y presión; y las interacciones temperatura-carga y presión carga presentan un aporte sobre los comportamientos de la viscosidad en el crudo resultante. Sin embargo, en este caso se observa que la temperatura no es uno de los factores que incidió en mayor medida sobre la propiedad. Con base en esta información y los valores de viscosidad obtenidos, se seleccionó una presión de 430 psi que permitirá asegurar un sistema con condiciones de vapor saturado, y una carga de 25 g con el objetivo de poder obtener mejores valores en las propiedades de los crudos resultantes.



**Figura 22.** Diagramas de Pareto analizando las incidencias de los factores de las pruebas de la Fase II-2 sobre la variable respuesta viscosidad.

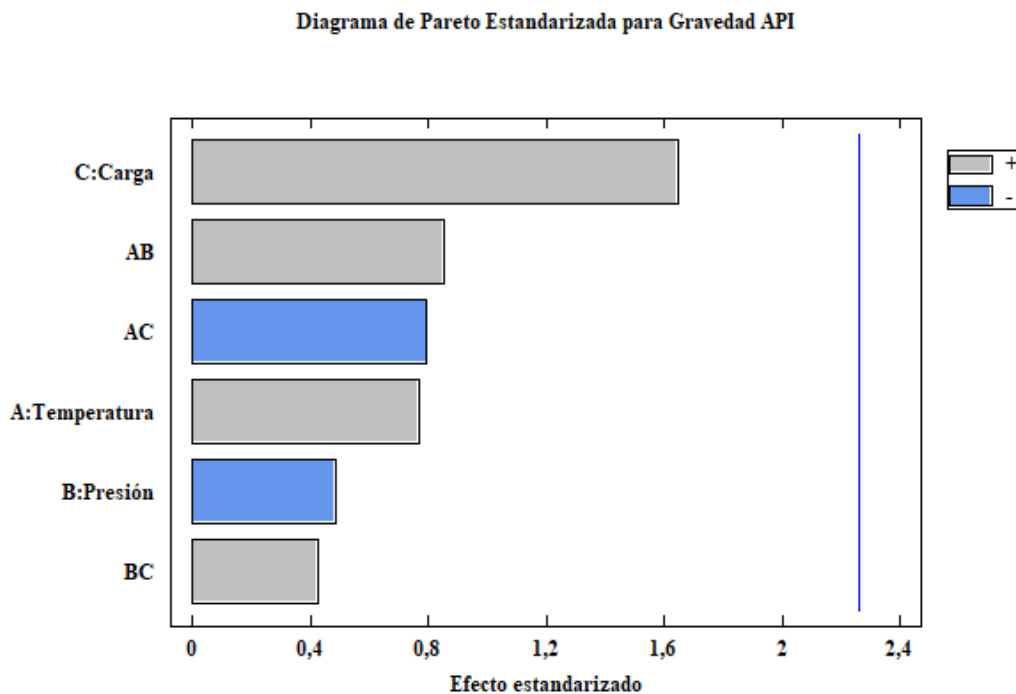
## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

La **Figura 23** muestra los valores de gravedad obtenidos para las pruebas del segundo diseño experimental de la Fase II. Como se observa, la mayoría de las pruebas presentaron una gravedad API superior al crudo base, excepto para el caso de la prueba llevada a cabo a 240°C con una presión de 430 psi y una carga de 25 g, la cual debido a la desviación obtenida no puede asegurar una diferencia significativa respecto al crudo base. En cuanto al análisis estadístico de estos resultados, se obtuvo la **Figura 24**, la cual muestra que los factores no generan una incidencia importante sobre los valores de gravedad API para este segundo diseño de experimentos. Con esta información, se puede establecer que la medición de la densidad en la Fase II no representó una prueba importante para analizar las variaciones en las propiedades físicas obtenidas en las pruebas donde factores como temperatura de operación, tiempo de reacción, carga de fluidos y presión del reactor fueron considerados.



**Figura 23.** Valores de gravedad API obtenidos en las pruebas de la Fase II-2

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE



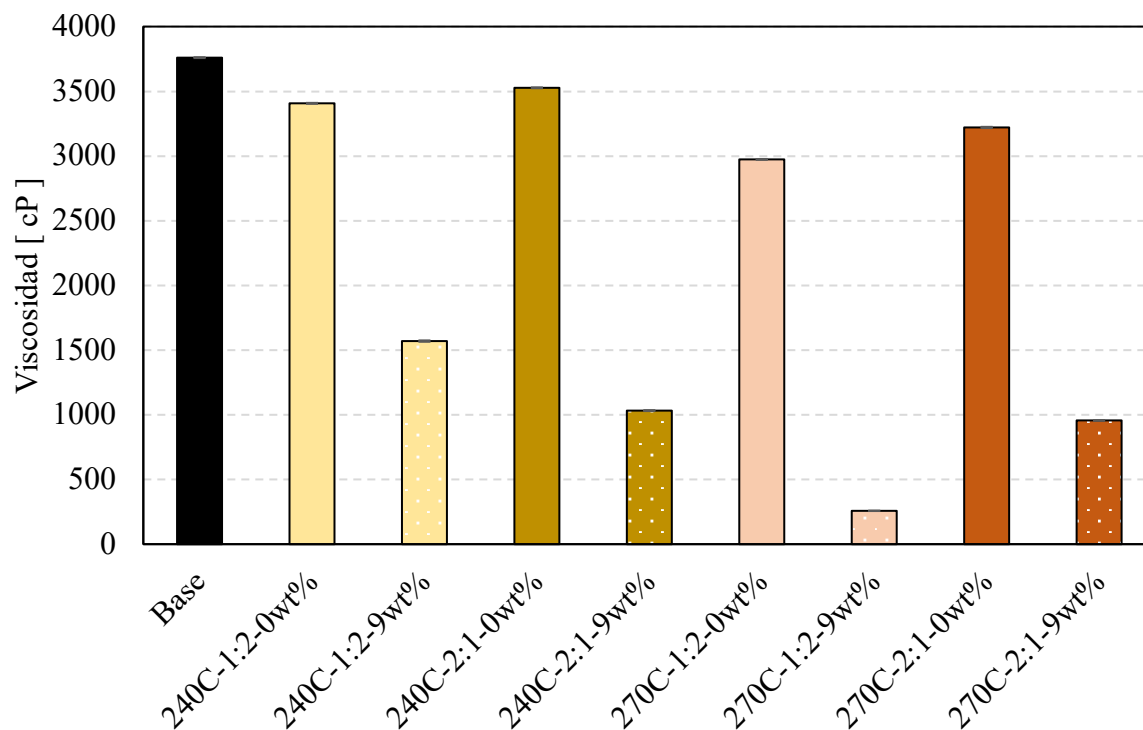
**Figura 24.** Diagramas de Pareto analizando las incidencias de los factores de las pruebas de la Fase II-2 sobre la variable respuesta de gravedad API.

### 4.2.3. Fase III – Evaluación del método colocación en el proceso

Los resultados de las viscosidades obtenidas en esta fase, en la cual se deseaba analizar la adición de un solvente como nafta para representar el fluido portador, se presentan en la **Figura 25**. Se observa que la adición de la nafta como método de colocación tiene una incidencia importante sobre los valores finales de viscosidad obtenidos. En cuanto a la relación W/O se puede observar que, en ausencia de nafta, los valores obtenidos de viscosidad en pruebas con mayor presencia de agua son mayores respecto a los obtenidos cuando se tiene una mayor carga de crudo. Estos cambios en la viscosidad se pueden observar mejor en la **Figura 26** que representa las reducciones obtenidas en las pruebas. Es importante resaltar que la adición de la nafta generó reducciones significativas de viscosidad con valores superiores a 50%, respecto a las obtenidas en

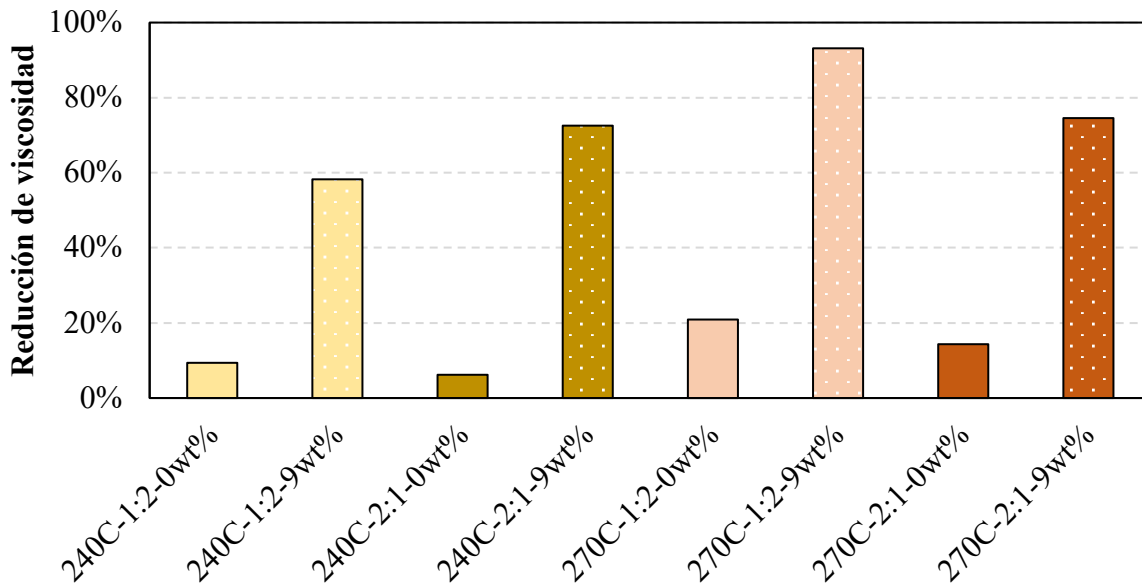
## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

ausencia de la nafta la cual alcanzó un valor máximo de 21%. Sin embargo, como la nafta es un solvente en el proceso fue necesario realizar una prueba en blanco que permitirá corroborar que existía un efecto en conjunto resultado de la interacción del portador y el catalizador. Para esto fue seleccionado el mejor escenario obtenido en la Fase III el cual fue la prueba lleva a cabo a 270°C, con una relación 1:2 W/O y una adición de nafta al 9 wt% con un tiempo de reacción de 48 horas, sin la presencia de NFe. La viscosidad obtenida con esta prueba fue de 950.58 cP, lo que indica que la nafta genera una dilución del crudo al actuar como solvente en el proceso. Sin embargo, al compararlo con la prueba en presencia de catalizador, se observa que el agente catalítico genera una reducción adicional del 18.43% indicando que si existe una interacción en el sistema asociada al catalizador y su naturaleza.



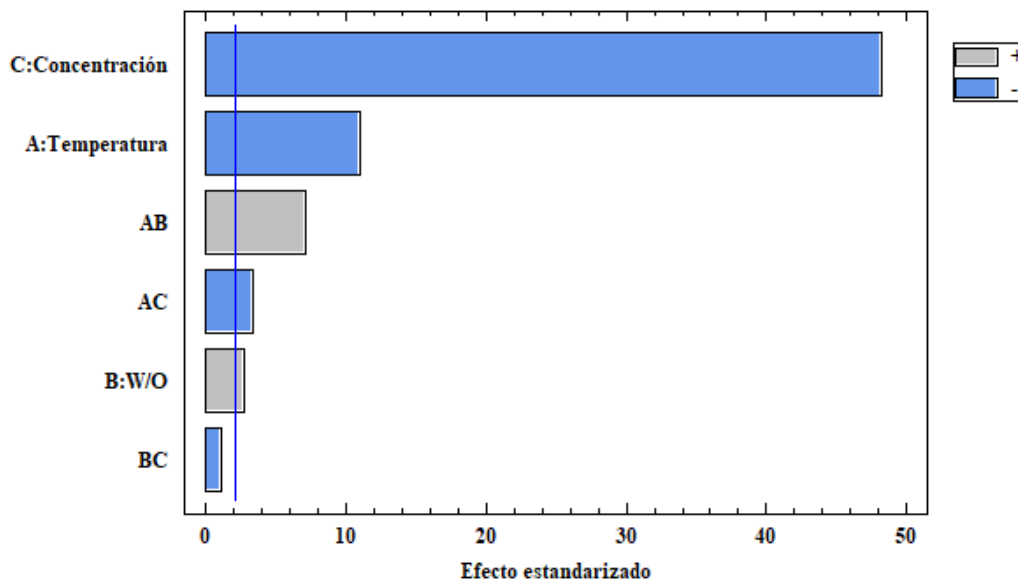
**Figura 25.** Valores de viscosidad obtenidos en las pruebas de la Fase III

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE



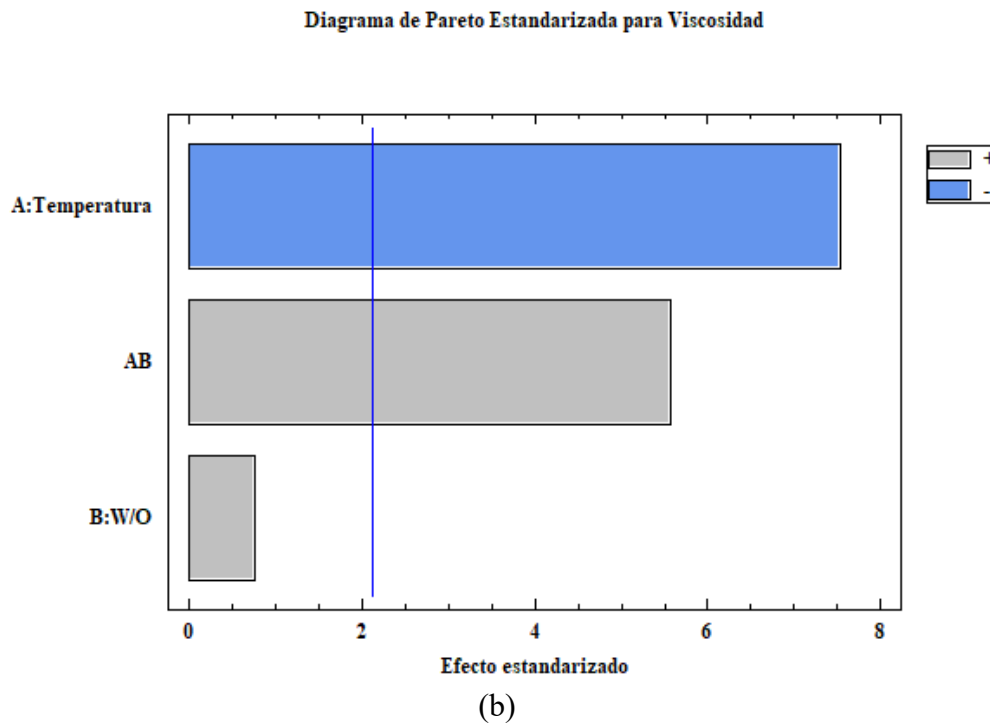
**Figura 26.** Reducciones de viscosidad obtenidos en las pruebas de la Fase III

**Diagrama de Pareto Estandarizada para Viscosidad**



(a)

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE



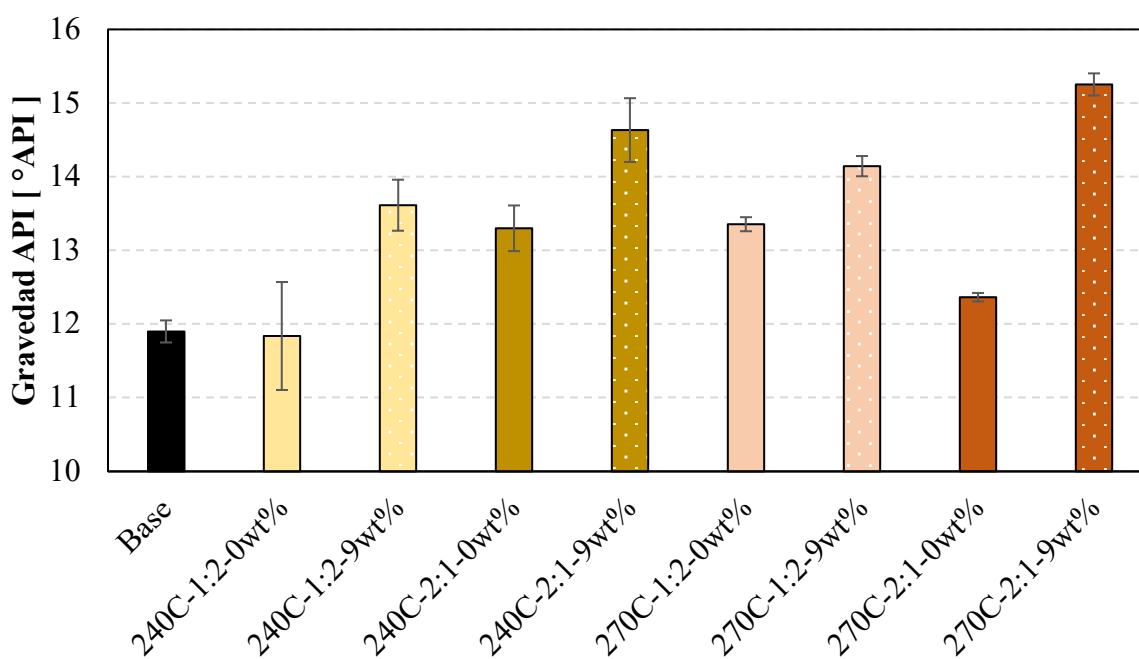
**Figura 27.** Diagramas de Pareto analizando las incidencias de los factores de las pruebas de la Fase III sobre la variable respuesta viscosidad.

La **Figura 27a** representa los resultados del análisis estadístico de las pruebas de la Fase III. Como se puede observar, aunque los tres factores inciden en los resultados de la viscosidad, el más importante es la concentración de la nafta. Esta información permite soportar lo encontrado en las reducciones de viscosidad cuando en el sistema se encuentra la nafta como método de colocación como efecto generado por la dilución del solvente en el crudo del sistema. Como las diferencias en las viscosidades generadas por este mecanismo son significativas, un segundo análisis considerando solo las pruebas realizadas con la interacción del fluido portador fue realizado y los resultados se observan en la **Figura 27b**. Estos resultados indican que bajo un sistema de crudo-agua-catalizador-nafta el factor que mayor incidió fue la temperatura y su interacción con la

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

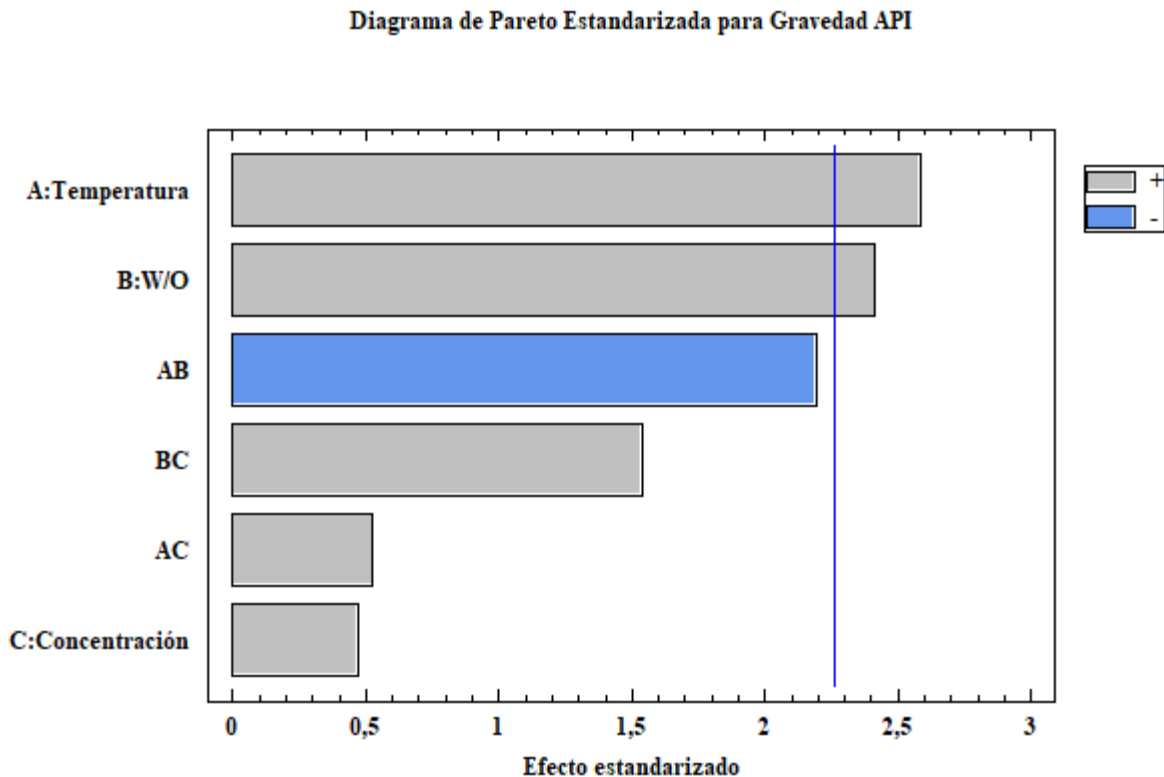
cantidad de agua disponible en el medio. Sin embargo, el factor de relación agua-crudo por si solo no genera una incidencia mayor sobre los valores de viscosidad.

En cuanto a los valores de gravedad API, estos se pueden apreciar en la **Figura 28**. Todas las muestras presentaron un aumento de la gravedad, a excepción de la primera prueba llevada a cabo a 240°C con una relación 1:2 de W/O y en ausencia de nafta. Es posible observar un aumento notable de la gravedad en las pruebas en las cuales se tiene la adición de la nafta.



**Figura 28.** Valores de gravedad API obtenidos en las pruebas de la Fase III

En cuanto al análisis estadístico de estos resultados, el diagrama de Pareto se puede apreciar en la **Figura 29**. Como se observa en este caso dos de los tres factores presentaron una incidencia sobre los valores de la gravedad API obtenidos. Sin embargo, la concentración de la nafta no fue un factor incidente a diferencia de su efecto sobre la viscosidad como se observó en los análisis previos.

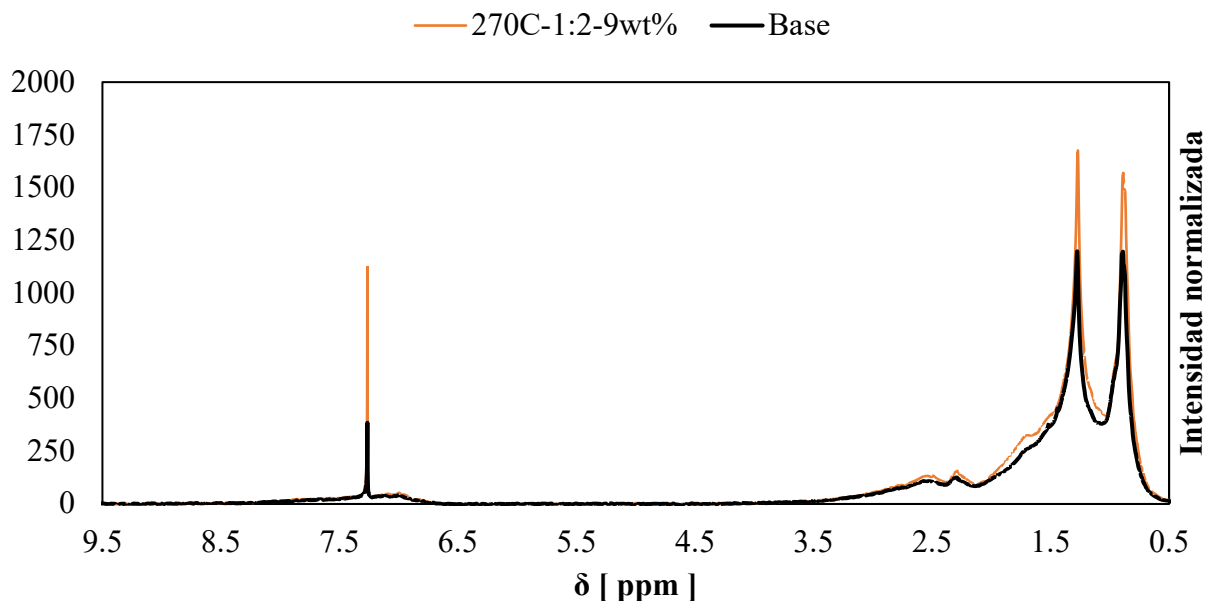


**Figura 29.** Diagramas de Pareto analizando las incidencias de los factores de las pruebas de la Fase III sobre la variable respuesta gravedad API.

### 4.3. Cambios en las propiedades químicas del crudo

Una vez analizado los cambios físicos en las propiedades de viscosidad y densidad, se procedió a analizar los cambios químicos de las pruebas empleando la prueba de resonancia magnética nuclear. La **Figura 30** muestra el espectro del crudo base y el espectro que obtuvo la mayor reducción de viscosidad donde se puede observar las diferencias en las curvas las cuales permitirán evaluar los cambios químicos empleando los parámetros descritos en la metodología.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE



**Figura 30.** Espectro del crudo base y prueba con mayor reducción obtenida en los diseños experimentales.

En primera medida, fueron analizadas las 12 asignaciones estructurales del hidrógeno propuestas en la **Tabla 2**. De la **Tabla 5** a la **Tabla 7** se puede observar las variaciones que presentaron las pruebas en estos 12 parámetros obtenidos de la normalización de los espectros. Como se aprecia, las asignaciones H2, H5 y H11 son las que presentan una mayor dispersión de sus datos lo cual puede evidenciarse por las desviaciones estándar que se obtuvieron. Estas regiones corresponden a hidrógenos asociados a  $\text{CH}_3$  y CH beta,  $\text{CH}_3$  alfa aromáticos y anillos tri y tetra aromáticos respectivamente. Estos cambios permiten indicar que la estructura química de los crudos resultantes presenta una variación la cual se ve reflejada en sus propiedades como lo son la intensidad de los picos presentes en el espectro de RMN.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

**Tabla 5** Asignaciones estructurares en el espectro 1H RMN de las pruebas Fase II-1

	MIN	MAX	PROMEDIO	DESV
H 1	0,01	0,11	0,04	0,04
H 2	45,75	47,49	46,69	0,62
H 3	3,10	4,01	3,52	0,32
H 4	3,83	4,42	4,16	0,22
H 5	8,03	9,99	9,13	0,66
H 6	0,47	1,17	0,85	0,24
H 7	0,04	0,09	0,07	0,02
H 8	1,43	1,97	1,74	0,19
H 9	3,41	4,14	3,64	0,24
H 10	0,22	0,51	0,30	0,10
H 11	20,87	25,77	23,58	1,45
H 12	5,93	6,69	6,29	0,28

**Tabla 6** Asignaciones estructurares en el espectro 1H RMN de las pruebas Fase II-2

	MIN	MAX	PROMEDIO	DESV
H 1	0,03	0,11	0,07	0,04
H 2	45,62	46,70	46,08	0,45
H 3	3,65	3,90	3,76	0,12
H 4	4,29	4,41	4,37	0,05
H 5	9,42	9,99	9,71	0,25
H 6	0,99	1,25	1,13	0,11
H 7	0,03	0,14	0,07	0,05
H 8	1,43	1,70	1,59	0,12
H 9	3,51	4,14	3,78	0,28
H 10	0,29	0,51	0,37	0,10
H 11	20,87	23,73	22,51	1,24
H 12	6,35	6,75	6,56	0,19

**Tabla 7** Asignaciones estructurares en el espectro 1H RMN de las pruebas Fase III

	MIN	MAX	PROMEDIO	DESV
H 1	0,01	0,11	0,05	0,03
H 2	46,00	47,98	46,65	0,62
H 3	3,09	3,90	3,56	0,26
H 4	4,06	4,40	4,28	0,12

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

H 5	8,43	9,99	9,32	0,47
H 6	0,70	1,17	0,93	0,16
H 7	0,04	0,09	0,06	0,02
H 8	1,43	1,89	1,70	0,14
H 9	3,45	4,14	3,63	0,22
H 10	0,26	0,51	0,32	0,08
H 11	20,87	25,49	23,28	1,44
H 12	5,78	6,69	6,22	0,28

Posteriormente fueron calculados los tipos de protones de los hidrógenos aplicando las correlaciones indicadas en la **Tabla 3**. Con el objetivo de poder encontrar una relación entre la reducción de viscosidad con los valores encontrados para estos parámetros, se procedió a ordenar de izquierda a derecha las pruebas con mayor viscosidad a las de menor para cada una de las fases analizadas. Desde la **Figura 31** a la **Figura 33** se pueden observar los resultados para los parámetros de tipo de protón. De estos parámetros es posible observar que la reducción de viscosidad puede estar relacionada con el aumento en los protones asociados a un carbono saturado  $\gamma$ , ya que los valores de  $H\gamma$  aumentan conforme disminuye los valores de viscosidad en las pruebas analizadas. En cuanto a los otros parámetros, los cambios son ligeros como lo es el caso de un aumento en los  $H\alpha$ , y reducciones en los  $H\beta$  y  $H\alpha$ .

De igual manera fueron calculados los parámetros moleculares promedios de cada una de las pruebas analizadas, y los resultados se plasmaron de la **Figura 34** a la **Figura 36**. En este escenario fue posible observar que el factor de aromaticidad de las pruebas disminuyó conforme decrecía la viscosidad. Este comportamiento puede verse relacionado con la reducción que ocurrió en los  $H\alpha$  calculados previamente. De igual manera, se observó una disminución en la longitud de las cadenas alquílicas ( $n$ ) en las pruebas lo cual permite generar un fluido con menor viscosidad debido a que los compuestos con una menor cantidad de carbonos en su cadena aumentaron. En cuanto a los anillos sustituidos ( $r$ ) no se presentó una tendencia en su variación en las pruebas.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

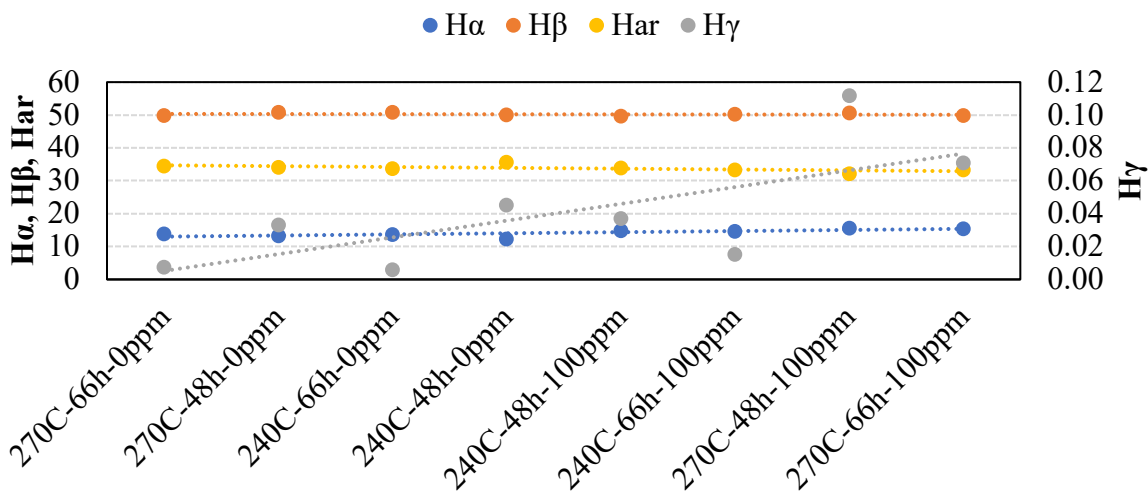


Figura 31. Parámetros de tipo de protón para las pruebas de la Fase II-1.

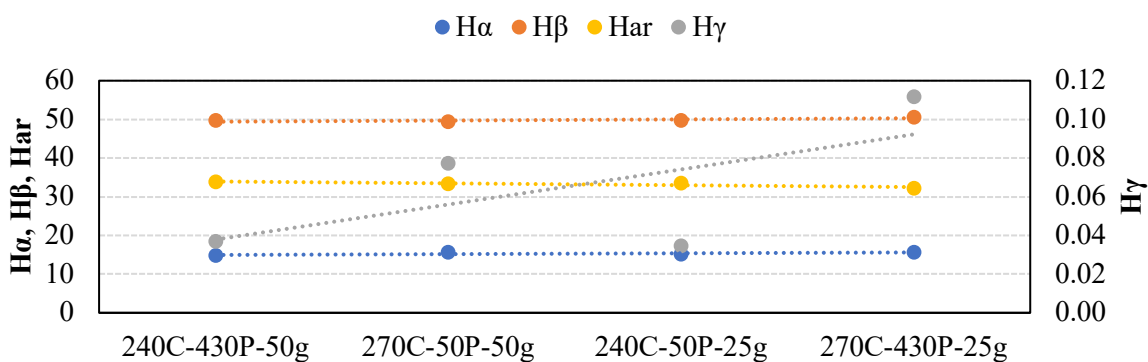


Figura 32. Parámetros de tipo de protón para las pruebas de la Fase II-2.

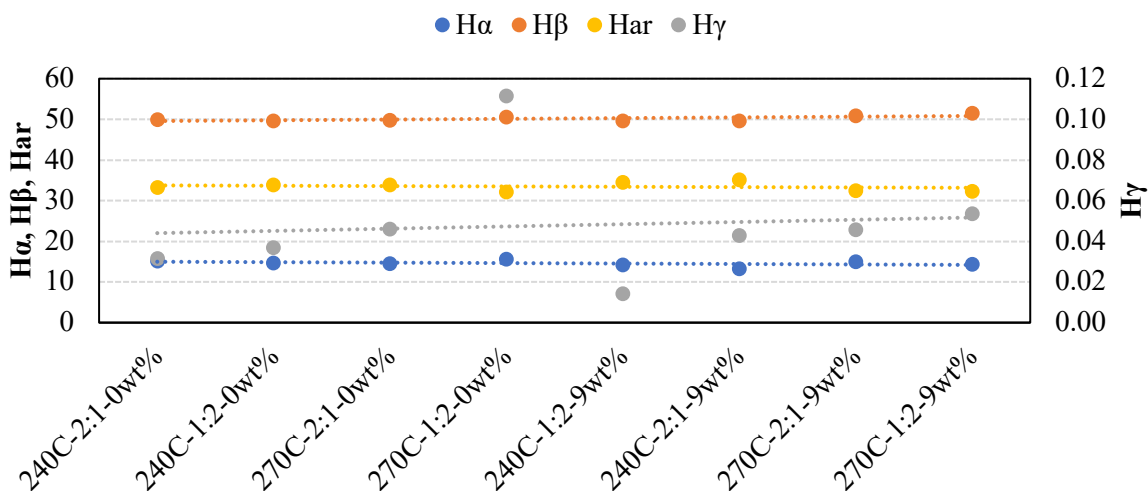
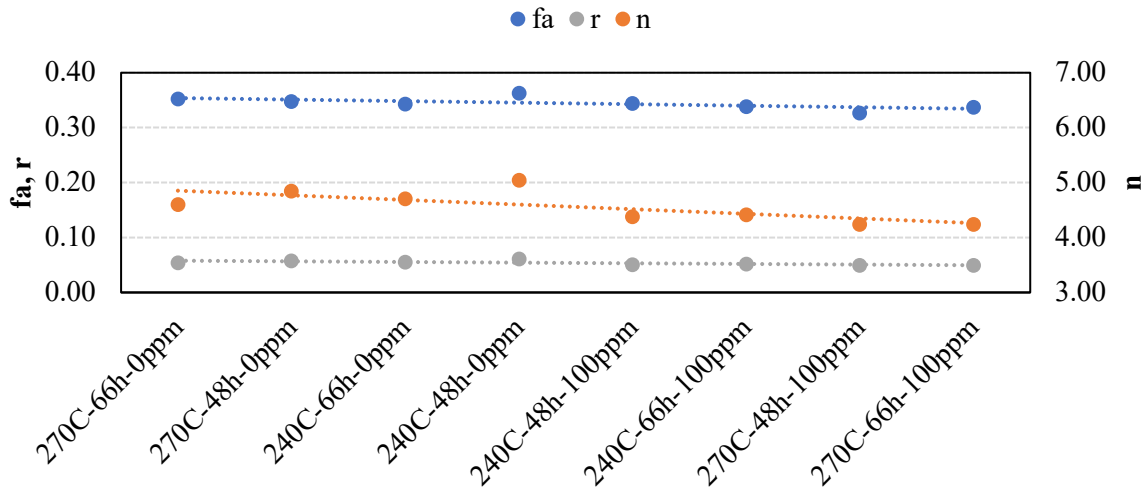
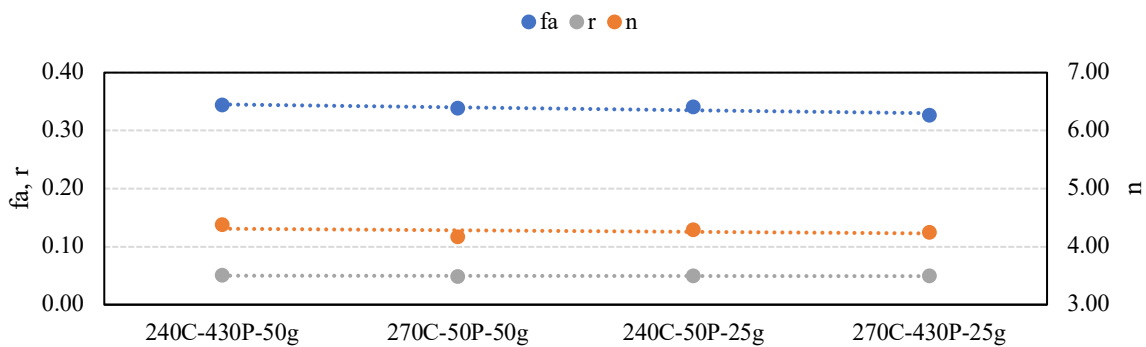


Figura 33. Parámetros de tipo de protón para las pruebas de la Fase III.

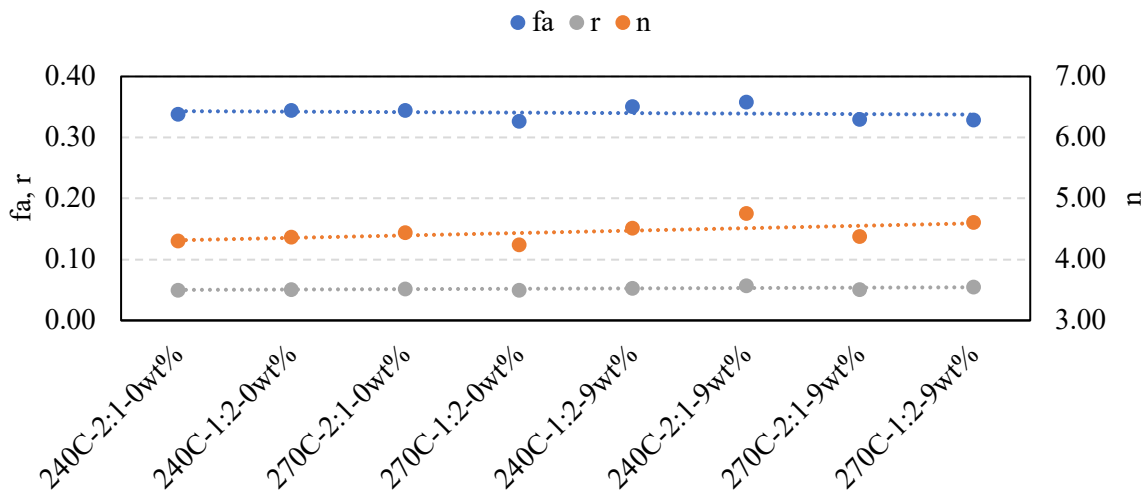
## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE



**Figura 34.** Parámetros moleculares promedios para las pruebas de la Fase II-1.



**Figura 35.** Parámetros moleculares promedios para las pruebas de la Fase II-2.



**Figura 36.** Parámetros moleculares promedios para las pruebas de la Fase III.

### 5. Conclusiones

Del presente trabajo de investigación surgen las siguientes conclusiones:

- El fluido portador seleccionado en la presente investigación presentó un comportamiento favorable para la colocación del catalizador en procesos estáticos bajo condiciones de inyección de vapor. Esto se ve evidenciado con las reducciones de viscosidad que van desde los 58,25 hasta un 93.15%. Esto se debe a que la adición de la nafta además de generar una dilución al crudo del sistema aportando reducciones cercanas a un 70%, presentó una sinergia con el agente químico liposoluble agregado obteniendo una reducción adicional de casi un 20% por efecto de la actividad catalítica del naftenato de hierro. Sin embargo, es necesario considerar factores como lo son la temperatura del sistema, así como la relación agua-crudo presente en el sistema los cuales fueron parámetros incidentes en los cambios de la viscosidad y densidad de las muestras.
- La temperatura es un factor que debe ser considerado en las pruebas de inyección de vapor debido a su alta incidencia sobre los resultados. Esto se debe a que la reducción de viscosidad está directamente relacionada con el aumento de temperatura. De igual manera, este parámetro incide en el desarrollo de las reacciones como se pudo evidenciar en los resultados obtenidos en las pruebas de análisis estadístico de los factores considerados en las pruebas de los diseños experimentales.
- Las propiedades físicas fueron las que mayores cambios presentaron en el desarrollo de las pruebas. La viscosidad fue la propiedad que exhibió una variación considerable y por esta razón permitió establecer la incidencia de los factores en los diseños experimentales desarrollados. La densidad, por el contrario, no presentó cambios considerables y sus

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

mediciones fueron afectadas por desviaciones entre los datos encontrados producto de la sensibilidad que presenta su medición mediante el uso de picnómetros.

- Para la presente investigación, los cambios químicos incidieron en la variación de las propiedades físicas. Esto se puede observar con las disminuciones en la viscosidad las cuales se vieron afectadas principalmente por las variaciones en los parámetros químicos de hidrógenos de tipo aromático, el grado de aromaticidad y la longitud de las cadenas alquílicas.

### 6. Recomendaciones

Del presente trabajo de investigación surgen las siguientes recomendaciones a tener en cuenta:

- Si bien, se realizó una evaluación de los parámetros experimentales en pruebas fluido-fluido, se recomienda analizar bajo un sistema roca-fluido, los parámetros más influyentes encontrados en los mejores escenarios y observar el comportamiento de la variable respuesta sobre el proceso final.
- Evaluar el efecto de la dosificación de nafta sobre las pruebas y su interacción con los agentes químicos como lo son los catalizadores liposolubles, considerando que el efecto que se presenta en la dilución es un factor muy incidente en el cambio de la viscosidad del crudo.
- Analizar la incidencia de una combinación de bases metálicas en una solución bimetálica que permita aportar las ventajas encontradas en catalizadores como lo son la reducción de viscosidad del naftenato de hierro y el aumento en la gravedad API del naftenato de níquel.
- Identificar un nuevo portador que sea compatible con un catalizador de tipo liposoluble y evaluar el efecto que presentaría sobre las propiedades fisicoquímicas empleando el diseño experimental propuesto para analizar su comportamiento bajo diferentes escenarios de condiciones de operación.

## 7. Referencias

- Ahmadi, M., & Chen, Z. (2020). Challenges and future of chemical assisted heavy oil recovery processes. *Advances in Colloid and Interface Science*, 275, 102081. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2019.102081>
- Alikhlalov, K., & Dindoruk, B. (2011). Conversion of Cyclic Steam Injection to Continuous Steam Injection. *Annual Technical Conference and Exhibition*, 1–16. <https://doi.org/10.2118/146612-ms>
- Alvarado, D., & Banzér, C. (2002). *Recuperación Térmica del Petróleo* (A. Rincón Mora, Ed.).
- Ardila Morales, K. A., & Rodríguez Patiño, R. (2015). *Evaluación técnica de la implementación de un proceso de inyección cíclica de vapor mejorado con solvente aplicado a un crudo colombiano*. Universidad Industrial de Santander.
- Boton Garcia, L., & Pachecho Gómez, E. A. (2007). *Simulación numérica de la influencia de la inyección cíclica de vapor previa a procesos de inyección continua*. Universidad Industrial de Santander.
- Castro, R., Maya, G., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., Pérez, H., & Lobo, A. (2010). *Enhanced Oil Recovery ( EOR ) Status - Colombia*.
- 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>
- Chávez Morales, S. M. (2016). *Experimental and Numerical Simulation of Combined Enhanced Oil Recovery with In Situ*. University of Calgary.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

- 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>
- Cuadros, J., Ossa, N., Cuadros, G., & Rojas, E. (2010). Horizontal Well Placement Optimization for Heavy Oil Production in Girasol Field. *Trinidad and Tobago Energy Resources Conference*, 1–15. <https://doi.org/10.2118/132884-MS>
- Cuy Cipamocha, A. (2013). *Incidencia de los parámetros operacionales y de yacimiento en el desempeño de los procesos de inyección de vapor*. Universidad Industrial de Santander.
- Daniel Molina, V., Uribe, U. N., & Murgich, J. (2007). Partial least-squares (PLS) correlation between refined product yields and physicochemical properties with the <sup>1</sup>H nuclear magnetic resonance (NMR) spectra of Colombian crude oils. *Energy and Fuels*, 21(3), 1674–1680. <https://doi.org/10.1021/ef060335n>
- 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>
- Elahi, S. M., Khoshooei, M. A., Scott, C. E., Ortega, L. C., Chen, Z., & Pereira-Almao, P. (2019). Enhanced recovery of heavy oil by a nano-catalytic in-situ upgrading process. *Society of Petroleum Engineers - SPE Europec Featured at 81st EAGE Conference and Exhibition 2019, 2040*, 1–11. <https://doi.org/10.2118/195474-ms>
- Fergoug, T., & Bouhadda, Y. (2014). Determination of Hassi Messaoud asphaltene aromatic structure from <sup>1</sup>H & <sup>13</sup>C NMR analysis. *Fuel*, 115, 521–526. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.07.055>

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

- Franco, C., Cardona, L., Lopera, S., Mejia, J., & Cortés, F. (2016). Heavy Oil Upgrading and Enhanced Recovery in a Continuous Steam Injection Process Assisted by Nanoparticulated Catalysts. *Catalysts*, 8(4), 132. <https://doi.org/10.3390/catal8040132>
- 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.
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery* (Vol. 6). Society of Petroleum Engineers.
- Guerrero Gómez, N. A., León Bermúdez, A. Y., Muñoz Navarro, S. F., & Pérez Romero, R. A. (2021). *Efecto De La Nafta En Adición A Un Proceso De Inyección Cíclica De Vapor Sobre La Composición De Un Crudo Pesado* [Master Thesis]. Universidad Industrial de Santander.
- Guo, K., Li, H., & Yu, Z. (2016). In-situ heavy and extra-heavy oil recovery: A review. In *Fuel* (Vol. 185, pp. 886–902). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.08.047>
- Hamedi 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>
- Hashemi, R., Nassar, N. N., & Pereira Almaso, P. (2013). Enhanced heavy oil recovery by in situ prepared ultradispersed multimetallic nanoparticles: A study of hot fluid flooding for Athabasca bitumen recovery. *Energy and Fuels*, 27(4), 2194–2201. <https://doi.org/10.1021/ef3020537>

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

- Hashemi, R., & Pereira, P. (2011). Experimental Study of Simultaneous Athabasca Bitumen Recovery and Upgrading Using Ultradispersed Catalysts Injection. *SPE The Canadian Unconventional Resources Conference, 2011, November*, 1–13.
- Hassanzadeh, H., Galarraga, C. E., Abedi, J., Scott, C. E., Chen, Z., & Pereira-Almao, P. (2009). Modelling of Bitumen Ultradispersed Catalytic Upgrading Experiments in a Batch Reactor. *Canadian International Petroleum Conference, 1*, 1–5. <https://doi.org/10.2118/2009-158>
- Higuera, D., Pachano, K., Sur, S., Useche, J., & Serna, A. (2012). Optimization of Cyclic Steam Stimulation in Highly Stratified Heavy Oil Reservoir of Middle Magdalena Basin: Moriche Field. *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*, 1–13. <https://doi.org/10.2118/153234-MS>
- 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.
- Hyne, J. B., Clark, P. D., Clarke, R. A., Koo, J., & Greidanus, J. W. (1982). Aquathermolysis of heavy oils. *INTEVEP*, 2(2), 87–94.
- Isaza Franco, L. F., & Martínez Ardila, M. J. (2015). *Evaluación de alternativas para lograr una mejor distribución del vapor en procesos de inyección cíclica. Aplicado a un campo colombiano*. Universidad Industrial de Santander.
- Jiang, S., Liu, X., Liu, Y., & Zhong, L. (2005a). In Situ Upgrading Heavy Oil by Aquathermolytic Treatment Under Steam Injection Conditions. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, 8.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

- Jiang, S., Liu, X., Liu, Y., & Zhong, L. (2005b). In Situ Upgrading Heavy Oil by Aquathermolytic Treatment Under Steam Injection Conditions. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, 8.
- 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>
- León, P. A., Bottía, H., Molina V, D., Martínez Vertel, J. J., Muñoz, S. F., & León, A. Y. (2022a). Catalytic upgrading evaluation under steam injection conditions with spectroscopy 1H-NMR. *Petroleum Science and Technology*, 40(13), 1622–1639. <https://doi.org/10.1080/10916466.2022.2025834>
- León, P. A., Bottía, H., Molina V, D., Martínez Vertel, J. J., Muñoz, S. F., & León, A. Y. (2022b). Catalytic upgrading evaluation under steam injection conditions with spectroscopy 1H-NMR. *Petroleum Science and Technology*. <https://doi.org/10.1080/10916466.2022.2025834>
- 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>
- Mansarovar Energy. (2020). *Desarrollo*.
- 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>
- 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/>

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

- 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>
- Nares, H. R., Schacht-Hernandez, P., Cabrera-Reyes, M. C., Ramirez-Garnica, M., & Cazarez-Candia, O. (2006). Upgrading of Heavy Crude Oil with Supported and Unsupported Transition Metals. *Canadian International Petroleum Conference*, 1–10. <https://doi.org/10.2118/2006-060>
- Núñez-Méndez, K. S., Salas-Chia, L. M., Molina, Daniel., 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>
- Núñez-Méndez, K. S., Salas-Chia, L. M., Molina V, D., Muñoz, S. F., León, P. A., & León, A. Y. (2021). Effect of the Catalytic Aquathermolysis Process on the Physicochemical Properties of a Colombian Crude Oil. *Energy and Fuels*, 35(6), 5231–5240. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c04142>
- 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>
- Poveda, J. C., & Molina, D. R. (2012). Average molecular parameters of heavy crude oils and their fractions using NMR spectroscopy. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 84–85, 1–7. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.01.005>

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

- 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>
- Prats, M. (1978). A Current Appraisal of Thermal Recovery. *Journal of Petroleum Technology*, 30(08), 1129–1136. <https://doi.org/10.2118/7044-PA>
- 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>
- 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>
- Rodríguez, E., Barrios, W., Sandoval, R., Santos, N., & Cortes, I. (2008). Numerical simulation for cyclic steam injection at santa clara field. *Ciencia, Tecnología y Futuro*, 3(4), 107–128.
- Salas-Chia, L. M., Naranjo, P. A., Diaz, V. E., Gambús-Ordaz, M., & Bermúdez, A. Y. (2023). *INFLUENCIA DE PARÁMETROS OPERACIONALES DE LA INYECCIÓN DE VAPOR SOBRE LAS PROPIEDADES DE CRUDOS PESADOS SOMETIDOS A REACCIONES DE ACUATERMÓLISIS*. 21(1), 65–81. <https://doi.org/10.18273/revfue.v21n1-2023005>
- Sheng, J. J. (2013). Chapter 16- Cyclic Steam Stimulation. In *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies* (First Edit, pp. 389–412). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00016-6>
- Shuwa, S. M., Al-Hajri, R. S., Jibril, B. Y., & Al-Waheibi, Y. M. (2015). Novel Deep Eutectic Solvent-Dissolved Molybdenum Oxide Catalyst for the Upgrading of Heavy Crude Oil. *Energy & Fuels*, 54(14), 3589–3601. <https://doi.org/10.1021/ie5050082>

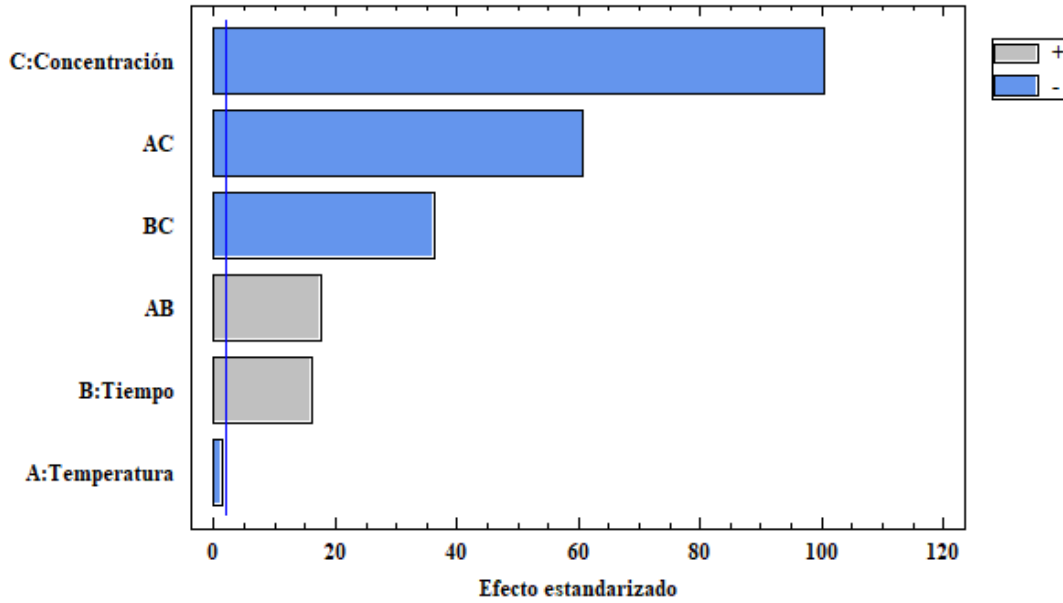
## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

- Speight, J. G. (2016). General Methods of Oil Recovery. In *Introduction to Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands* (pp. 253–322). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-849906-1.00006-0>
- Speight, J. G. (2019). Thermal Methods of Recovery. In *Heavy Oil Recovery and Upgrading* (pp. 113–168). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-813025-4.00003-9>
- 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>
- Trigos, E. M., Gonzalez, A. R., Pinilla, J. M., Muñoz, S. F., & Mercado, D. P. (2010). Feasibility Study of Applying Steamflooding in a Reservoir With High Shale/Sand: Teca Field. *Trinidad and Tobago Energy Resources Conference*, 1–13. <https://doi.org/10.2118/132775-MS>
- Tumanyan, B. P., Petrukhina, N. N., Kayukova, G. P., Nurgaliev, D. K., Foss, L. E., & Romanov, G. V. (2015). Aquathermolysis of crude oils and natural bitumen: chemistry, catalysts and prospects for industrial implementation. *Russian Chemical Reviews*, *84*(11), 1145–1175. <https://doi.org/10.1070/rcr4500>
- Valbuena Amaris, O. H., Bernal, M. E., Ramón, J. C., & Xiuxia, T. (2014). First Extra-Heavy-Oil Development in Caguan-Putumayo Basin, Colombia, Capella Field. *Heavy and Extra Heavy Oil Conference - Latin America*, 1–11. <https://doi.org/10.2118/171077-MS>
- 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>

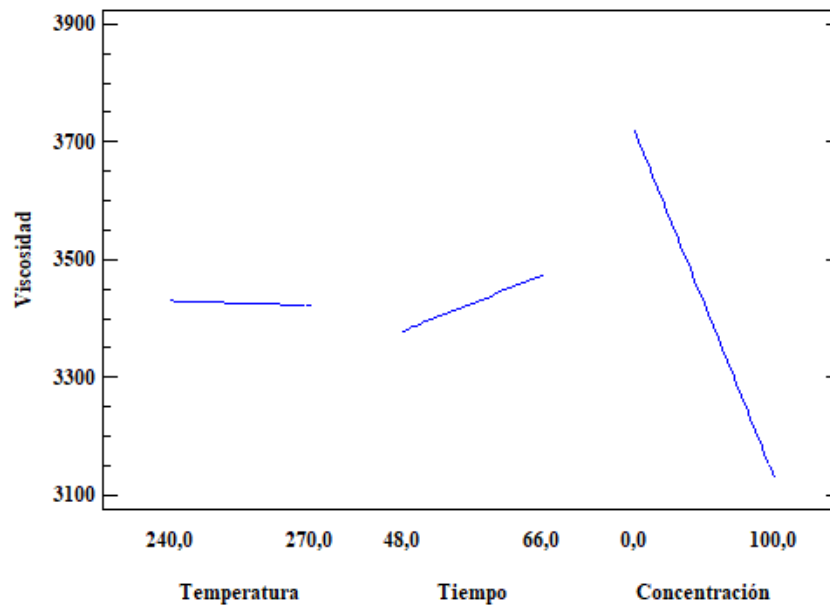
## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

- Wegis, A. (2001). Multi-Zone Injection by Limited-Entry Through Tubing. *SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environmental Conference*, 1–6. <https://doi.org/10.2118/66752-MS>
- 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>
- 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>
- 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>
- Yeletsky, P. M., Zaikina, O. O., Sosnin, G. A., Kukushkin, R. G., & Yakovlev, V. A. (2019). *Heavy oil cracking in the presence of steam and nanodispersed catalysts based on different metals*. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2019.106239>
- Yi, Y., Li, S., Ding, F., & Yu, H. (2009). Change of asphaltene and resin properties after catalytic aquathermolysis. *Petroleum Science*, 6(2), 194–200. <https://doi.org/10.1007/s12182-009-0031-y>

**ANEXO 1 – Resultado del análisis estadístico de las pruebas de viscosidad de los diseños experimentales propuestos**

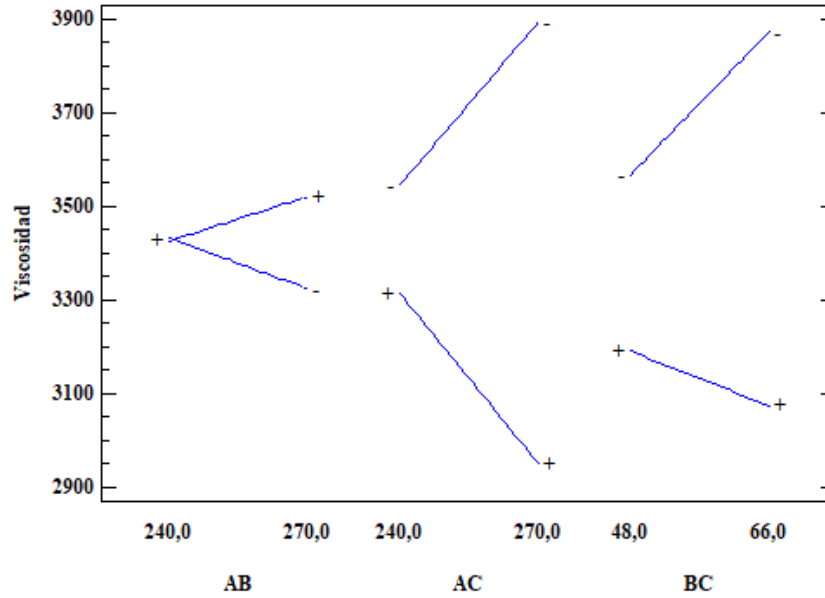


**Figura A 1.** Diagrama de Pareto para los factores e interacciones del diseño de experimentos de la Fase II-1 para la viscosidad como variable respuesta.

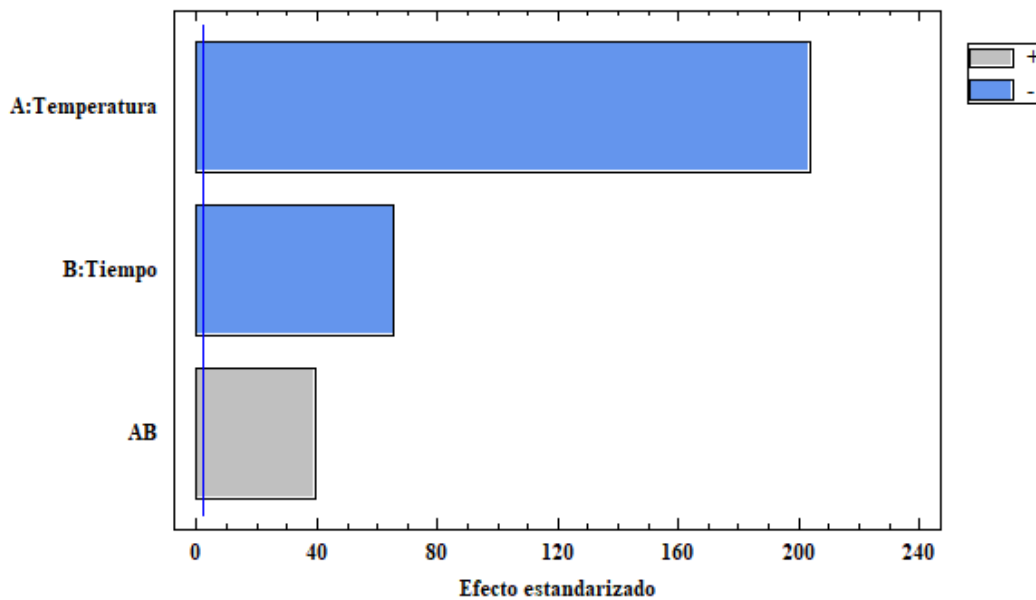


**Figura A 2.** Diagrama de efectos principales del diseño de experimentos de la Fase II-1 para la viscosidad como variable respuesta.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

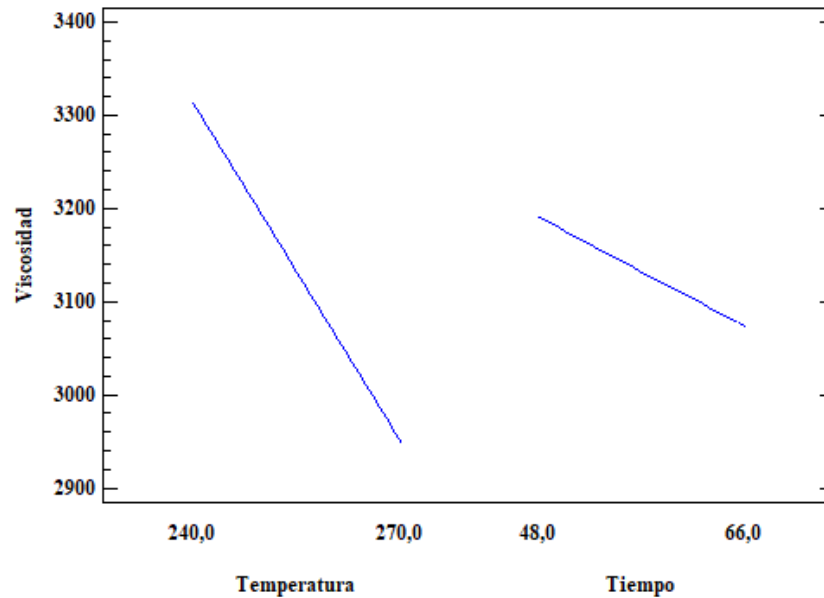


**Figura A 3.** Diagrama de interacción de los efectos del diseño de experimentos de la Fase II-1 para la viscosidad como variable respuesta.

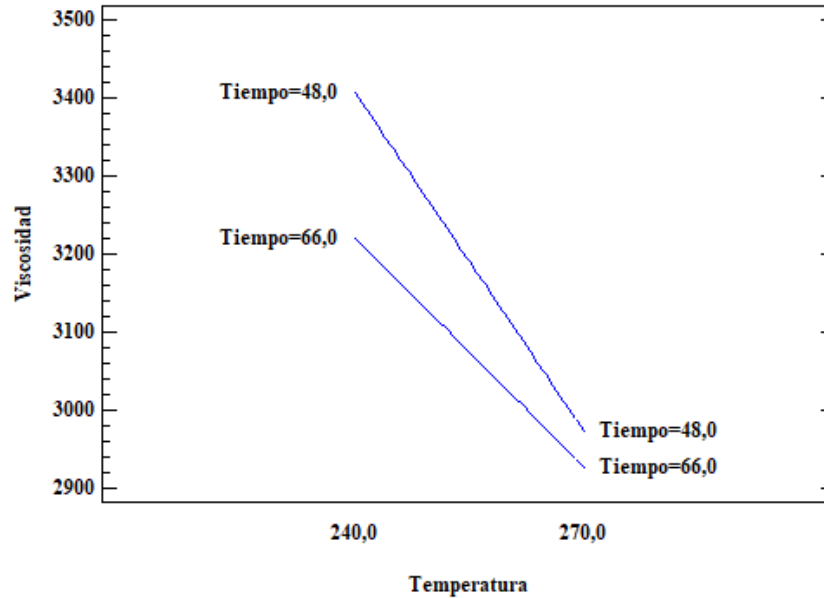


**Figura A 4.** Diagrama de Pareto para los factores e interacciones de las pruebas con NFe 100 ppm del diseño de experimentos de la Fase II-1 para la viscosidad como variable respuesta.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

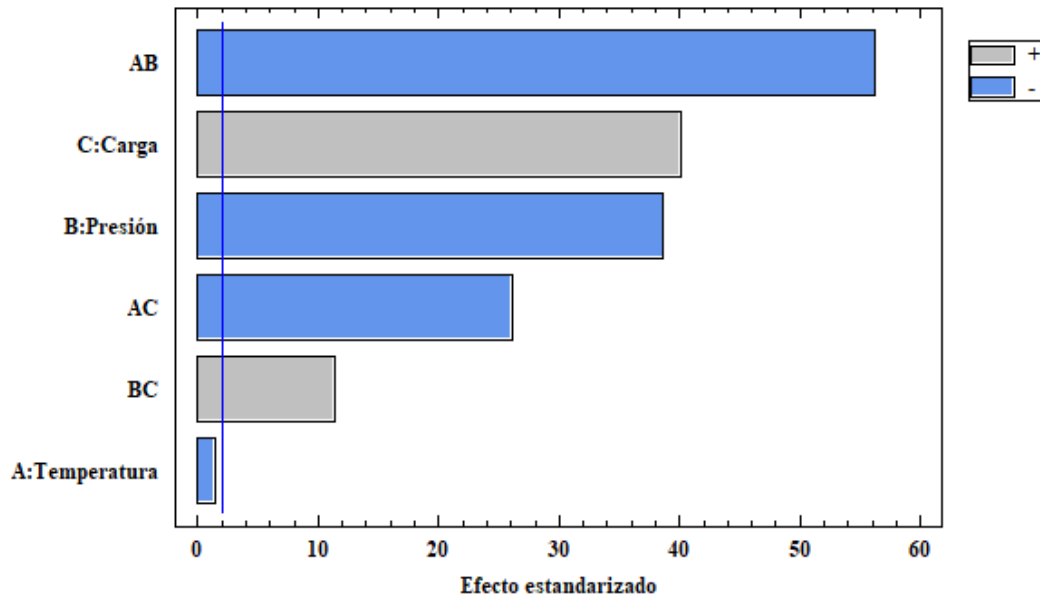


**Figura A 5.** Diagrama de efectos principales de las pruebas con NFe 100 ppm del diseño de experimentos de la Fase II-1 para la viscosidad como variable respuesta.

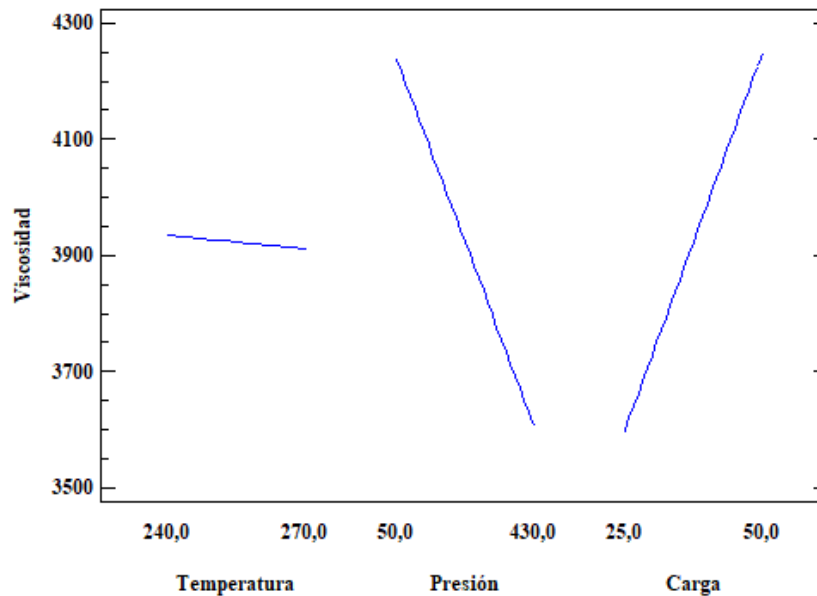


**Figura A 6.** Diagrama de interacción de los efectos de las pruebas con NFe 100 ppm del diseño de experimentos de la Fase II-1 para la viscosidad como variable respuesta.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

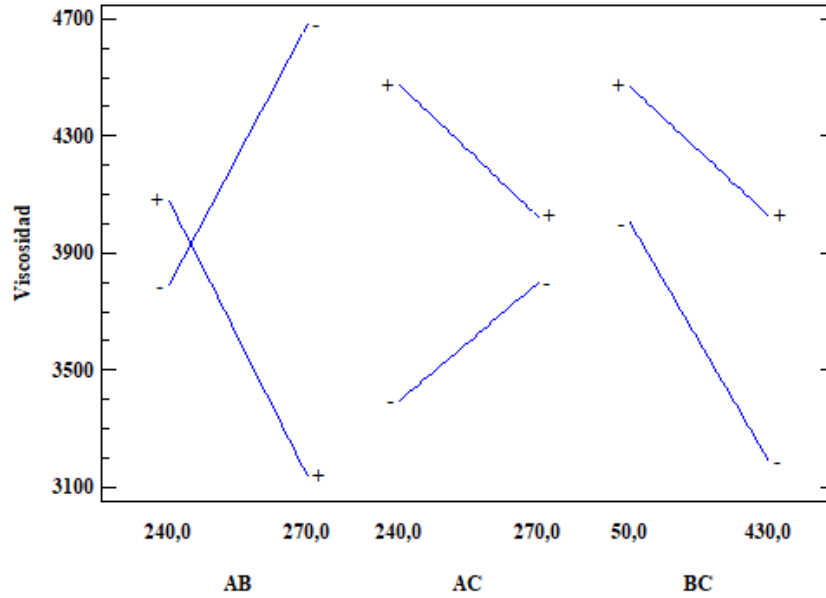


**Figura A 7.** Diagrama de Pareto para los factores e interacciones del diseño de experimentos de la Fase II-2 para la viscosidad como variable respuesta.

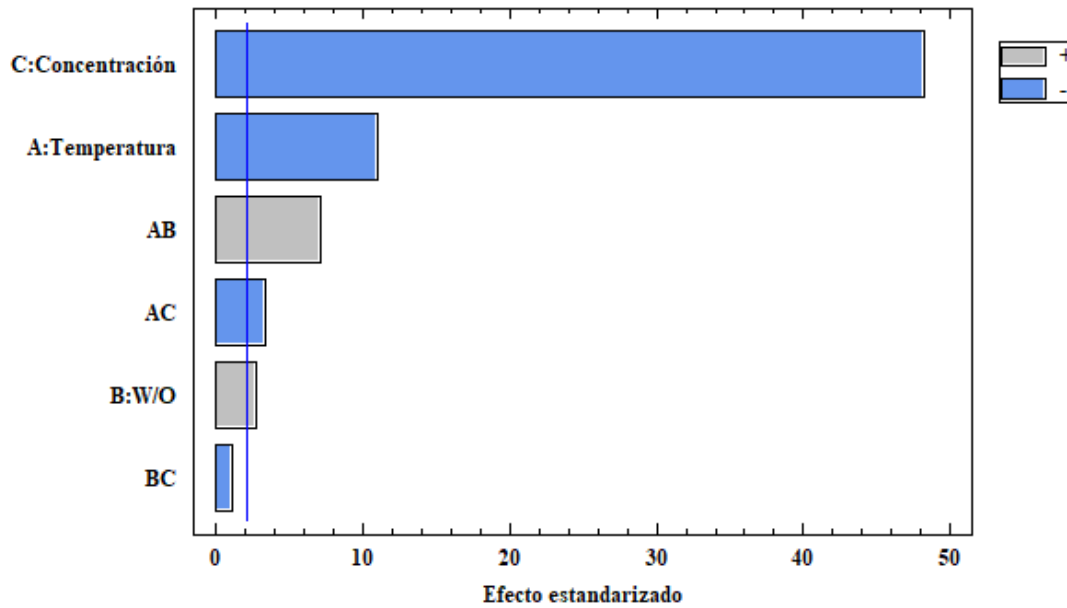


**Figura A 8.** Diagrama de efectos principales del diseño de experimentos de la Fase II-2 para la viscosidad como variable respuesta.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

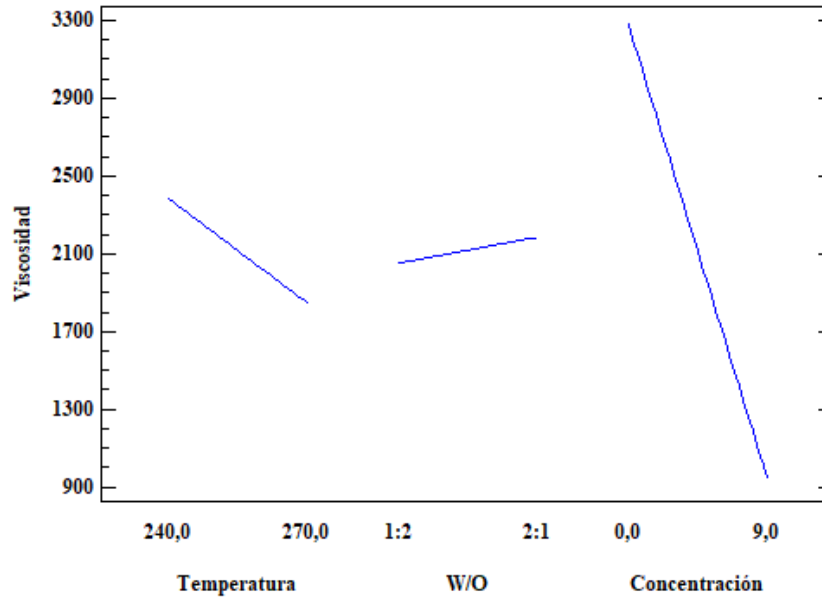


**Figura A 9.** Diagrama de interacción de los efectos del diseño de experimentos de la Fase II-2 para la viscosidad como variable respuesta.

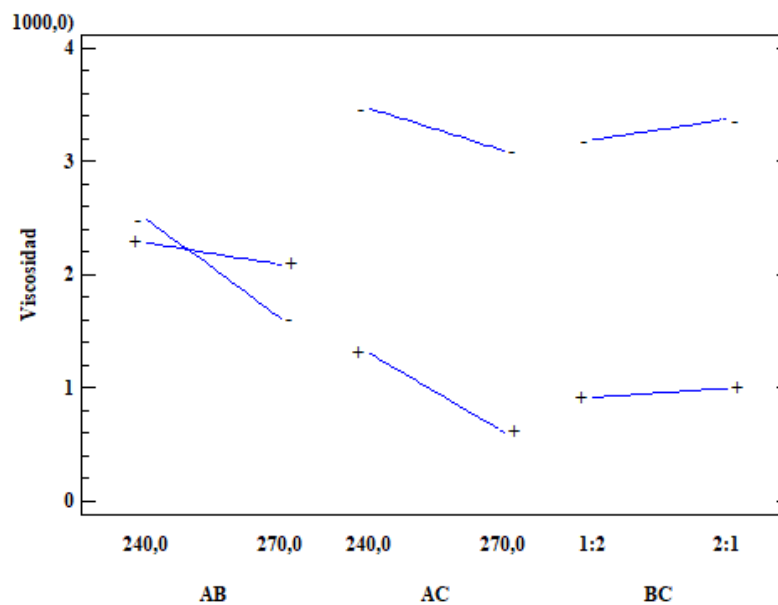


**Figura A 10.** Diagrama de Pareto para los factores e interacciones del diseño de experimentos de la Fase III para la viscosidad como variable respuesta.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

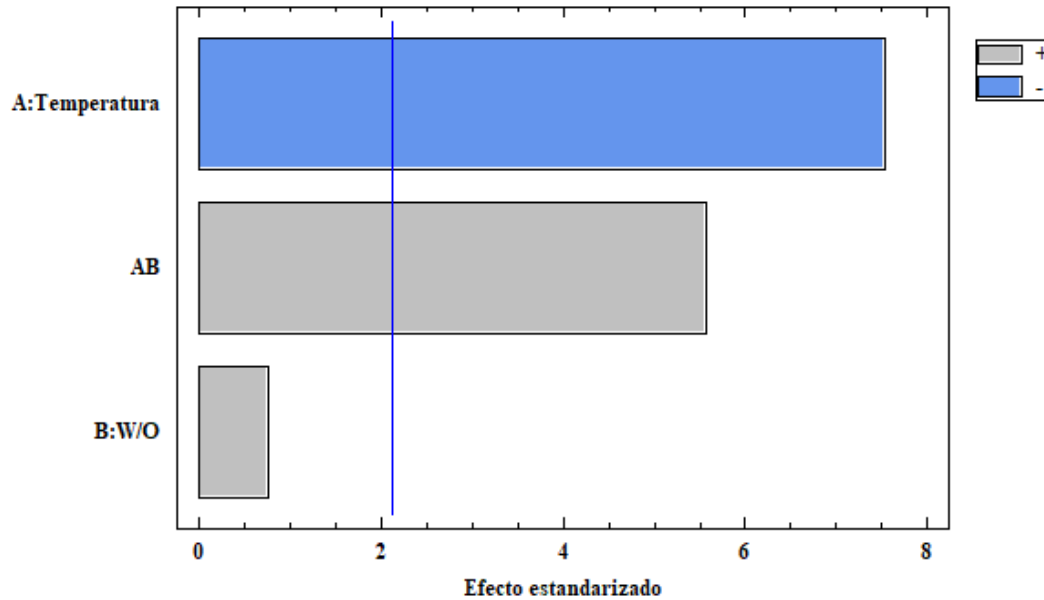


**Figura A 11.** Diagrama de efectos principales del diseño de experimentos de la Fase III para la viscosidad como variable respuesta.

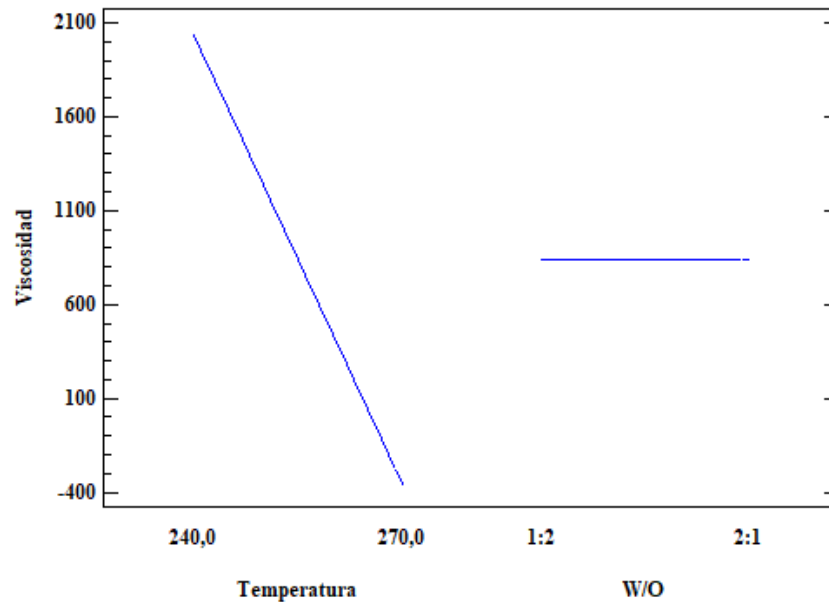


**Figura A 12.** Diagrama de interacción de los efectos del diseño de experimentos de la Fase III para la viscosidad como variable respuesta.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

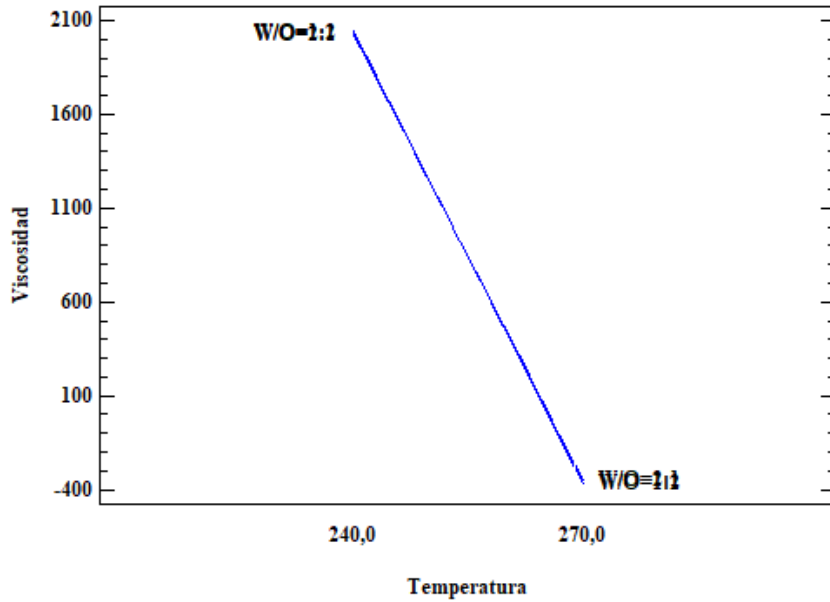


**Figura A 13.** Diagrama de Pareto para los factores e interacciones de las pruebas con 9wt% de nafta del diseño de experimentos de la Fase III para la viscosidad como variable respuesta.

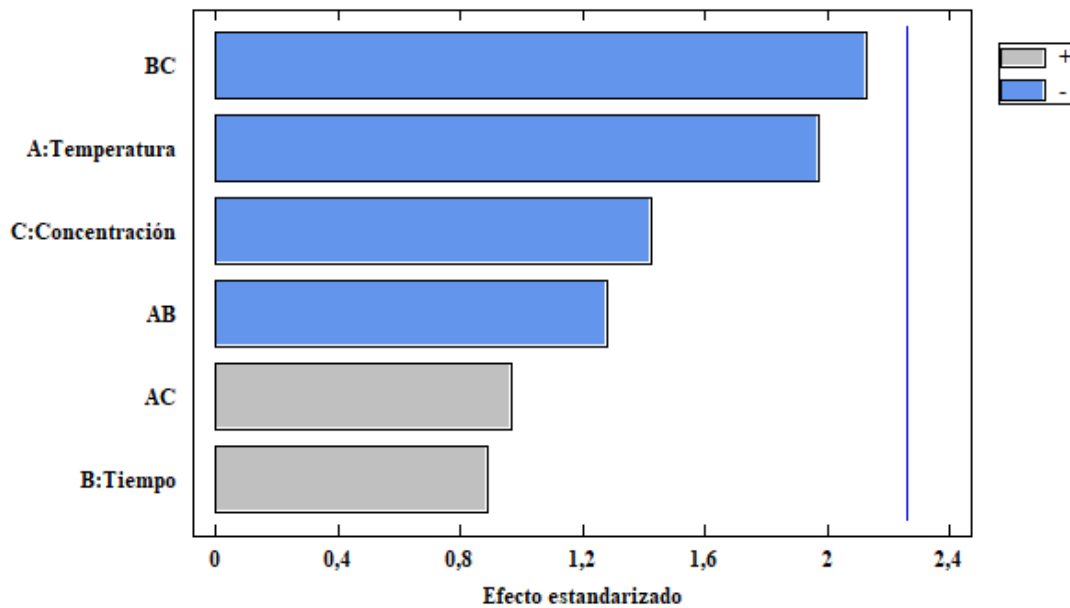


**Figura A 14.** Diagrama de efectos principales de las pruebas con 9wt% de nafta del diseño de experimentos de la Fase III para la viscosidad como variable respuesta.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

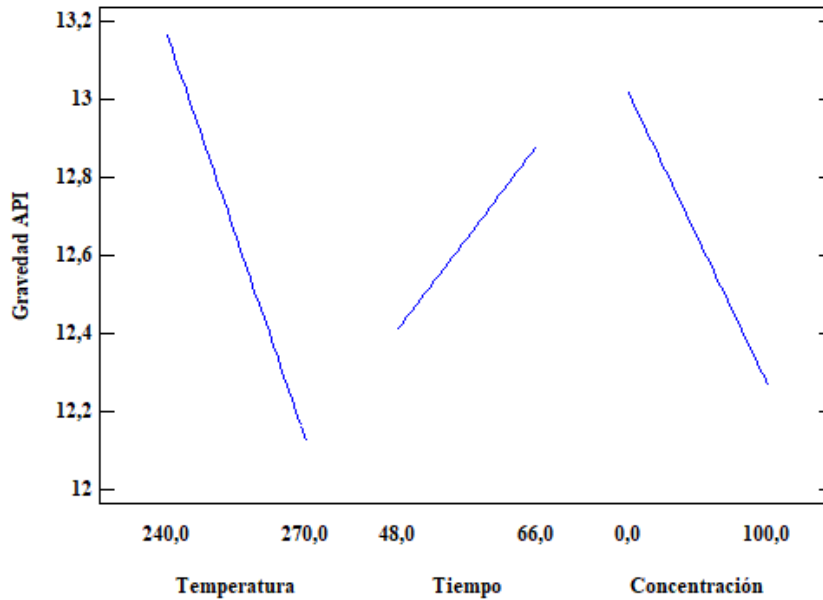


**Figura A 15.** Diagrama de interacción de los efectos de las pruebas con 9wt% de nafta del diseño de experimentos de la Fase III para la viscosidad como variable respuesta.

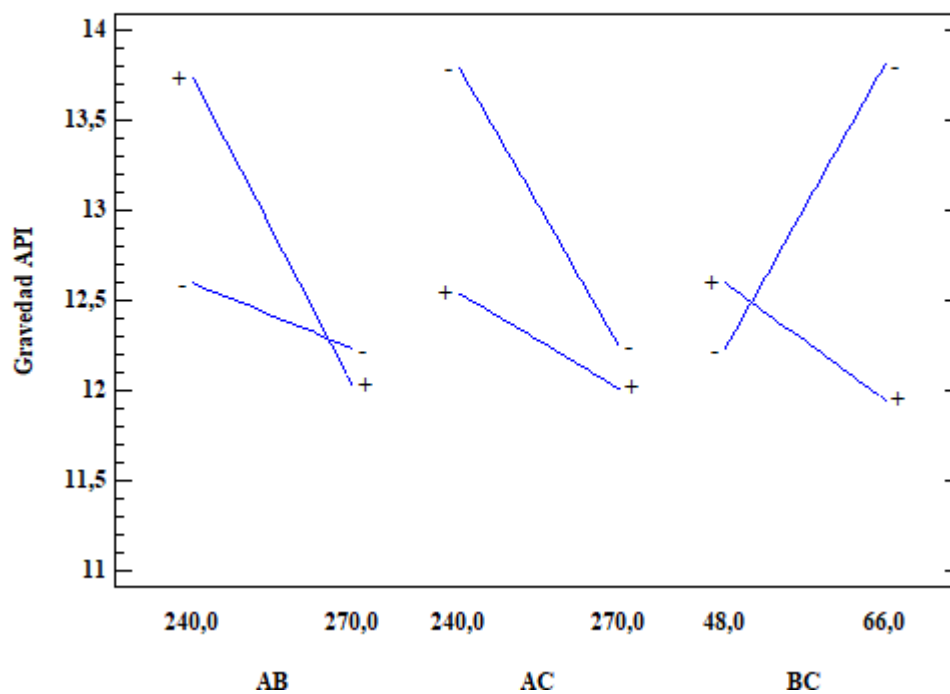


**Figura A 16.** Diagrama de Pareto para los factores e interacciones del diseño de experimentos de la Fase II-1 para la gravedad API como variable respuesta.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

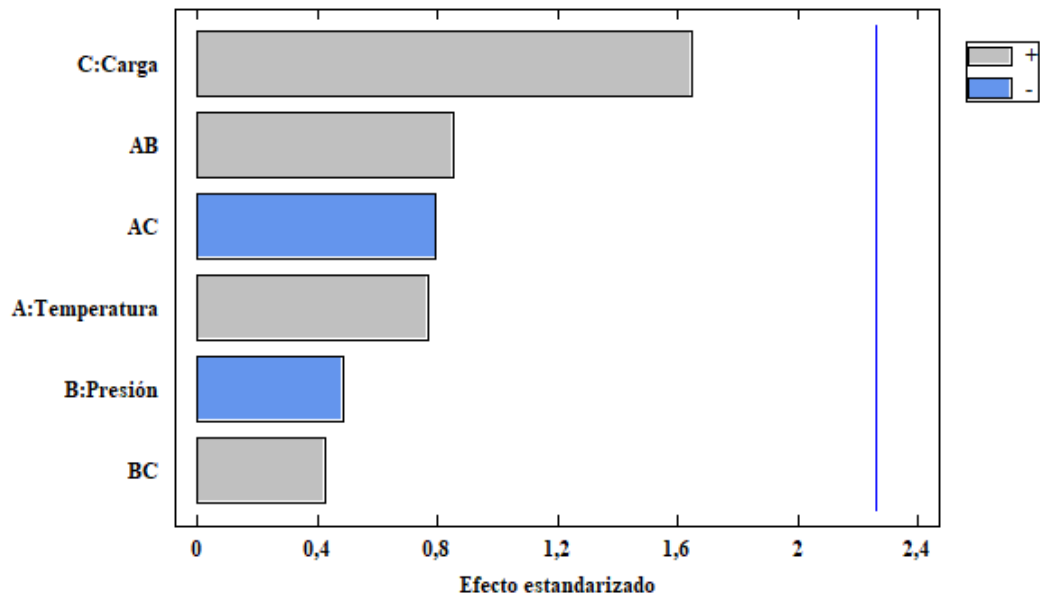


**Figura A 17.** Diagrama de efectos principales del diseño de experimentos de la Fase II-1 para la gravedad API como variable respuesta.

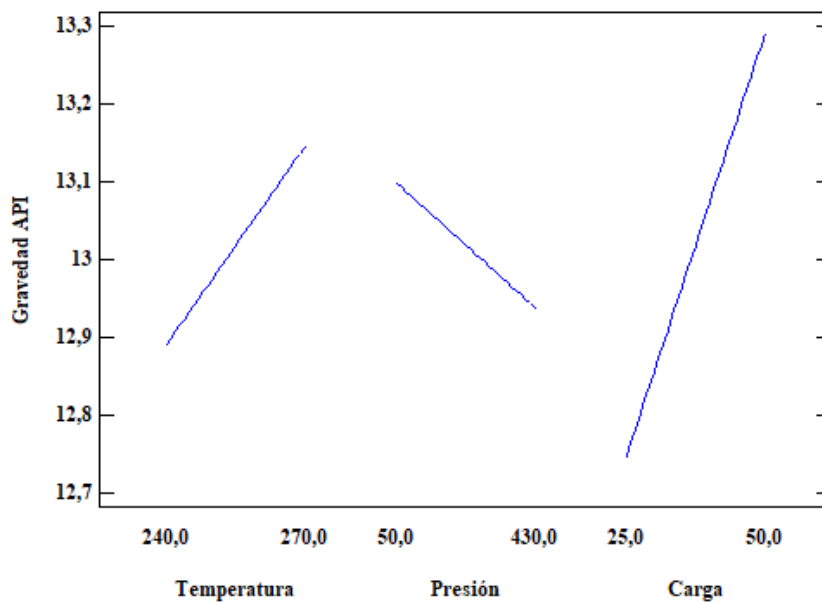


**Figura A 18.** Diagrama de interacción de los efectos del diseño de experimentos de la Fase II-1 para la gravedad API como variable respuesta.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

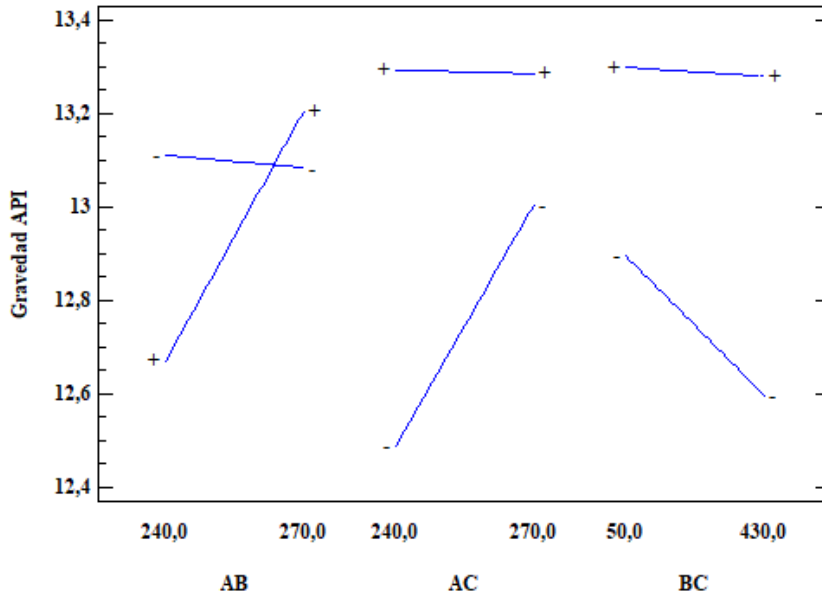


**Figura A 19.** Diagrama de Pareto para los factores e interacciones del diseño de experimentos de la Fase II-2 para la gravedad API como variable respuesta.

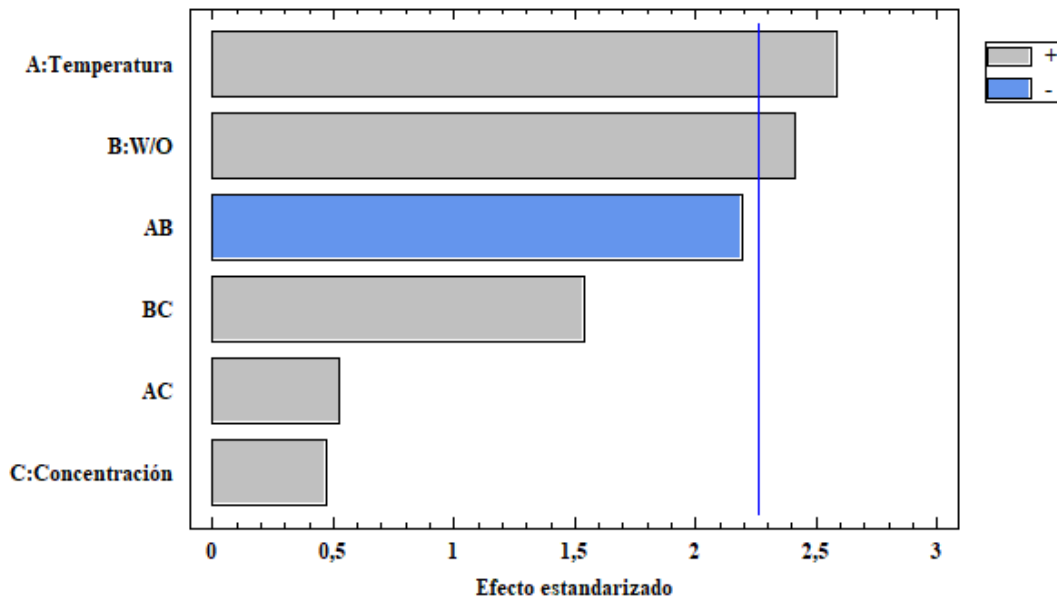


**Figura A 20.** Diagrama de efectos principales del diseño de experimentos de la Fase II-2 para la gravedad API como variable respuesta.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE

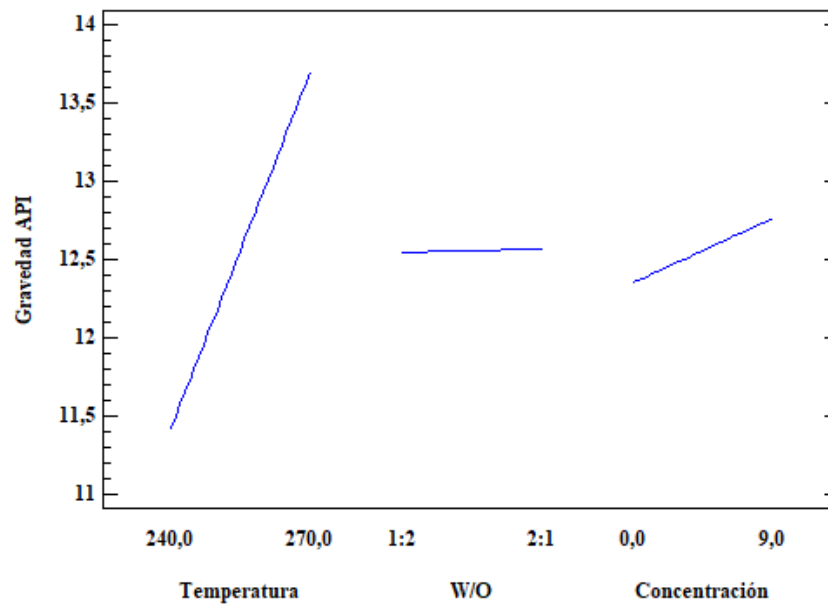


**Figura A 21.** Diagrama de interacción de los efectos del diseño de experimentos de la Fase II-2 para la gravedad API como variable respuesta.

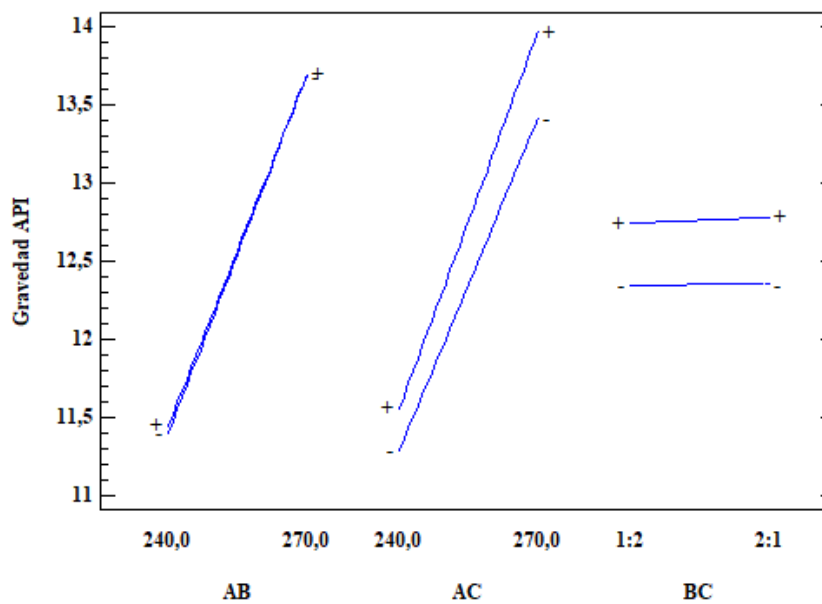


**Figura A 22.** Diagrama de interacción de los efectos del diseño de experimentos de la Fase III para la gravedad API como variable respuesta.

## COLOCACIÓN DE UN CATALIZADOR LIPOSOLUBLE



**Figura A 23.** Diagrama de efectos principales del diseño de experimentos de la Fase III para la gravedad API como variable respuesta.



**Figura A 24.** Diagrama de interacción de los efectos del diseño de experimentos de la Fase III para la gravedad API como variable respuesta.