

Estudio de Factibilidad Técnica para la Utilización de Nanopartículas de SiO<sub>2</sub> Como Alternativa  
de Reducción de Viscosidad en Crudos Pesados y Extrapesados Colombianos

Daimer Miguel Cruz Garzón

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Edison Odilio García Navas

Magíster en Ingeniería de hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías físico-químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2019

### **Dedicatoria**

*A mis padres, Miguel Antonio Cruz Díaz y Blanca Margarita Garzón Bobadilla, quienes me han apoyado incondicionalmente desde que emprendí esta meta.*

*A mis hermanas, Katherine y Tatiana, que con sus palabras me motivan a ser mejor cada día.*

*A mi Madrina, Carmen Cruz, por ser ejemplo a seguir y gracias a su ayuda y confianza en mí, me permitió culminar este gran sueño.*

*A mi familia en general porque este logro es nuestro, dado que cada uno de ustedes puso su granito de arena para verme convertido en profesional.*

*A mi novia, Alejandra por ser un gran apoyo durante la realización de este trabajo, confiar en mi y motivarme a ser el mejor.*

**Daimer Miguel Cruz Garzón**

## **Agradecimientos**

Quiero expresar mis agradecimientos a Universidad Industrial de Santander, alma mater y de manera especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por la formación brindada durante estos años que me permitieron formarme como un excelente profesional y persona.

A mi director, M.Sc. Edison Odilio García Navas, por su ayuda, acompañamiento, asesoría y disposición para enseñarme y aclarar todas las inquietudes que me permitieron culminar este proyecto de grado.

Al laboratorio de Análisis petrofísicos y Daño de Formación del Parque Tecnológico Guatiguará y a todas las personas que trabajan en él, especialmente a Daniel Morales por el acompañamiento durante la realización de las pruebas de laboratorio.

Al laboratorio de Microscopía del Parque Tecnológico Guatiguará y especialmente a Carlos Alberto Villarreal por su colaboración durante el desarrollo de la prueba.

Al laboratorio de Rayos X del Parque Tecnológico Guatiguará y especialmente a Silvia Juliana Medina Guevara por su ayuda durante el desarrollo de la prueba.

A todo el equipo de Well Services de Mansarovar Energy en Campo Moriche por su colaboración durante el desarrollo de este trabajo de grado.

## Contenido

|                                                                     | Pág. |
|---------------------------------------------------------------------|------|
| Introducción .....                                                  | 14   |
| 1. Objetivos .....                                                  | 16   |
| 1.1 Objetivo General .....                                          | 16   |
| 1.2 Objetivos Específicos.....                                      | 16   |
| 2. Crudos pesados y extra pesados en Colombia .....                 | 18   |
| 2.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena .....                      | 18   |
| 2.1.1 Teca-Cocorná .....                                            | 18   |
| 2.1.2 Nare.....                                                     | 19   |
| 2.1.3 Jazmín. ....                                                  | 20   |
| 2.1.4 Moriche. ....                                                 | 20   |
| 2.2 Cuenca de los llanos Orientales .....                           | 20   |
| 2.2.1 Apiay.....                                                    | 20   |
| 2.2.2 Castilla. ....                                                | 21   |
| 2.2.3 Chichimene. ....                                              | 21   |
| 2.2.4 Rubiales.....                                                 | 22   |
| 2.2.5 Quifa. ....                                                   | 22   |
| 2.3 Esquema general de los campos de crudo pesado en Colombia. .... | 23   |

|                                                                                                                         |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3. Propiedades de la nano-partícula del dióxido de silicio y su aplicación a crudos pesados y extra pesados.....        | 23 |
| 3.1 Teoría sobre la disminución de viscosidad .....                                                                     | 24 |
| 3.2 Variación general de las propiedades reológicas con la adición de nanopartícula .....                               | 25 |
| 3.3 Disminución de viscosidad .....                                                                                     | 26 |
| 3.3.1 Relación concentración del nanofluido con disminución de viscosidad. ....                                         | 27 |
| 4. Metodología y diseño experimental.....                                                                               | 29 |
| 4.1 Materiales y equipos. ....                                                                                          | 29 |
| 4.1.1 Crudo.....                                                                                                        | 29 |
| 4.1.2 Nafta.....                                                                                                        | 29 |
| 4.1.3 Surfactante. ....                                                                                                 | 30 |
| 4.1.4 Nanopartículas de Óxido de Sílice.....                                                                            | 30 |
| 4.1.4.1 Microscopía electrónica de barrido SEM-EDS (Scanning Electron Microscopy – Energy Dispersive spectroscopy)..... | 31 |
| 4.1.4.2 Difracción de Rayos X (DRX).....                                                                                | 33 |
| 4.1.5 Microscopio electrónico de barrido FEG (Field Emission Gun) QUANTA FEG 650.....                                   | 34 |
| 4.1.6 Viscosímetro Brookfield DVT2.....                                                                                 | 34 |
| 4.2 Metodología experimental. ....                                                                                      | 35 |
| 4.2.1 Caracterización de los crudos y definición de las concentraciones de nanopartículas de SiO <sub>2</sub> .....     | 35 |
| 4.2.2 Preparación de los nanofluidos. ....                                                                              | 40 |
| 4.2.3 Desarrollo de las pruebas. ....                                                                                   | 42 |

|                                                                                                                 |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.2.4 Diseño experimental. ....                                                                                 | 43 |
| 5. Análisis de resultados .....                                                                                 | 45 |
| 5.1 Análisis resultados pruebas de viscosidad crudo pesado. ....                                                | 45 |
| 5.1.1 Resultados de las mediciones de viscosidad para el crudo pesado en presencia de nanofluido.<br>.....      | 45 |
| 5.1.2 Resultados de las mediciones de viscosidad para el crudo pesado en presencia de nanonafta.<br>.....       | 47 |
| 5.1.3 Resultados de las mediciones de viscosidad para el crudo pesado en presencia de nafta. ..                 | 48 |
| 5.1.4 Esquema resultados generales de las mediciones de viscosidad para el crudo pesado. ....                   | 49 |
| 5.2 Análisis resultados de las mediciones de viscosidad para el crudo extra pesado. ....                        | 53 |
| 5.2.1 Resultados de las mediciones de viscosidad para el crudo extra pesado en presencia de<br>nanofluido. .... | 53 |
| 5.2.2 Resultados de las mediciones de viscosidad para el crudo extra pesado en presencia de<br>nanonafta. ....  | 55 |
| 5.2.3 Resultados de las mediciones de viscosidad para el crudo extra pesado en presencia de nafta.<br>.....     | 56 |
| 5.2.4 Esquema resultados generales de las mediciones de viscosidad para el crudo pesado. ....                   | 57 |
| 6. Conclusiones .....                                                                                           | 60 |
| 7. Recomendaciones .....                                                                                        | 61 |
| Referencias Bibliográficas .....                                                                                | 62 |

### Lista de Tablas

|                                                                                                                                  | Pág. |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| Tabla 1. Propiedades petrofísicas del campo Teca-Cocorná .....                                                                   | 19   |
| Tabla 2. Contrato Asociación Nare.....                                                                                           | 19   |
| Tabla 3. Propiedades de campos de crudo pesado en Colombia. ....                                                                 | 23   |
| Tabla 4. Comparación reológicas con el uso de nanoparticulas. ....                                                               | 25   |
| Tabla 5. Propiedades del crudo antes de aplicar nanoparticulas.....                                                              | 26   |
| Tabla 6. Viscosidad del crudo.....                                                                                               | 37   |
| Tabla 7. Listado de pruebas de viscosidad a las concentraciones que serán estudiadas para una muestra de crudo pesado. ....      | 38   |
| Tabla 8. Listado de pruebas de viscosidad a las concentraciones que serán estudiadas para una muestra de crudo extra pesado..... | 39   |
| Tabla 9. Parámetros diseño experimental para el crudo pesado. ....                                                               | 43   |
| Tabla 10. Parámetros del diseño experimental para el crudo extrapesado. ....                                                     | 44   |
| Tabla 11. Resultados pruebas de viscosidad crudo pesado con adición de nanofluido.....                                           | 45   |
| Tabla 12. Resultados pruebas de viscosidad crudo pesado con adición de nanonafta. ....                                           | 47   |
| Tabla 13. Resultados pruebas de viscosidad crudo pesado con adición de nafta. ....                                               | 48   |
| Tabla 14. Esquema general de los resultados de las pruebas de viscosidad al crudo pesado. ....                                   | 50   |
| Tabla 15. Resultados pruebas de viscosidad crudo extra pesado con adición de nanofluido.....                                     | 53   |
| Tabla 16. Resultados pruebas de viscosidad crudo extra pesado con adición de nanonafta. ....                                     | 55   |
| Tabla 17. Resultados pruebas de viscosidad crudo extra pesado con adición de nafta. ....                                         | 56   |
| Tabla 18. Esquema general de los resultados de las pruebas de viscosidad al crudo pesado. ....                                   | 58   |

## Lista de Figuras

|                                                                                                                                         | Pág. |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| Figura 1. Viscosidad a diferentes concentraciones del nanofluido.....                                                                   | 27   |
| Figura 2. Viscosidad con distintos diámetros de nanopartícula.....                                                                      | 28   |
| Figura 3. Muestra de algunos surfactantes usados en pruebas preliminares.....                                                           | 30   |
| Figura 4. Nanopartículas SiO <sub>2</sub> análisis de microscopía electrónica.....                                                      | 32   |
| Figura 5. Elementos presentes en el análisis químico.....                                                                               | 33   |
| Figura 6. Difractograma con patrones de referencia para comparación visual.....                                                         | 33   |
| Figura 7. Microscopio Electrónico de Barrido: QUANTA FEG 650 .....                                                                      | 34   |
| Figura 8. Viscosímetro Brookfield DV2T con baño de temperatura Laboratorio 106 Daño a la Formación, Parque Tecnológico Guatiguará ..... | 35   |
| Figura 9. Prueba de gravedad °API por método de hidrómetro.....                                                                         | 36   |
| Figura 10. Prueba BSW crudo pesado. ....                                                                                                | 37   |
| Figura 11. Medición de Nanopartículas de SiO <sub>2</sub> .....                                                                         | 40   |
| Figura 12. Preparación de nanofluido.....                                                                                               | 41   |
| Figura 13. Nanonafta preparada a diferentes concentraciones de nanopartículas de SiO <sub>2</sub> .....                                 | 41   |
| Figura 14. Procedimiento pruebas de viscosidad.....                                                                                     | 42   |
| Figura 15. Grafica de resultados pruebas de viscosidad crudo pesado con adición de nanofluido .....                                     | 46   |
| Figura 16. Grafica de resultados pruebas de viscosidad crudo pesado con adición de nanonafta.....                                       | 48   |
| Figura 17. Grafica de resultados pruebas de viscosidad crudo pesado con adición de nafta. ....                                          | 49   |

|                                                                                                                             |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 18. Grafica de resultados mediciones de viscosidad con mayor reducción para el crudo pesado. ....                    | 50 |
| Figura 19. Grafica reducción de viscosidad con el nanofluido de mejor rendimiento al 2% v/v para el crudo pesado. ....      | 51 |
| Figura 20. Grafica reducción de viscosidad con la nanonafta de mejor rendimiento al 2% v/v para el crudo pesado. ....       | 52 |
| Figura 21. Grafica reducción de viscosidad con la nafta de mejor rendimiento al 2% v/v para el crudo pesado. ....           | 52 |
| Figura 22. Grafica de resultados pruebas de viscosidad crudo extra pesado con adición de nanofluido. ....                   | 54 |
| Figura 23. Grafica de resultados pruebas de viscosidad crudo extra pesado con adición de nanonafta. ....                    | 56 |
| Figura 24. Grafica de resultados pruebas de viscosidad crudo extra pesado con adición de nafta. ....                        | 57 |
| Figura 25. Grafica de resultados mediciones de viscosidad con mayor reducción para el crudo extra pesado. ....              | 58 |
| Figura 26. Grafica reducción de viscosidad con el nanofluido de mejor rendimiento al 2% v/v para el crudo extrapesado. .... | 59 |
| Figura 27. Grafica reducción de viscosidad con la nanonafta de mejor rendimiento al 2% v/v para el crudo extrapesado. ....  | 59 |
| Figura 28. Grafica reducción de viscosidad con la nafta de mejor rendimiento al 2% v/v para el crudo extrapesado. ....      | 60 |

## Resumen

**Título:** Estudio de factibilidad técnica para la utilización de nanopartículas de SiO<sub>2</sub> como alternativa de reducción de viscosidad en crudos pesados y extrapesados colombianos\*

**Autor:** Daimer Miguel Cruz Garzón\*\*

**Palabras Claves:** Viscosidad, nafta, nanopartículas, crudo pesado, crudo extra pesado.

### Descripción:

La viscosidad es una característica de vital importancia cuando se habla de crudos pesados y extrapesados ya que define en gran medida la dificultad y la manera por la cual será producido y transportado el hidrocarburo desde el pozo hasta las unidades de tratamiento, así como las acciones necesarias para su comercialización. Existen muchas tecnologías que se han venido desarrollando en el transcurso de los años con el fin de buscar una solución a esta problemática como lo son la adición de surfactantes, temperatura, la dilución con nafta entre otros, sin encontrar una alternativa económica y que sea amigable con el medio ambiente.

La utilización de nafta como diluyente es uno de los métodos más utilizados para generar la reducción de viscosidad necesaria que permita la producción de este recurso, sin embargo, este proceso resulta ser altamente costoso por lo cual la industria petrolera y la comunidad científica viene buscando y desarrollando alternativas que permitan sustituir o mejorar el rendimiento de esta técnica.

Por lo anterior, este trabajo de grado presenta los resultados de un estudio de laboratorio compuesto por alrededor de 90 pruebas en las cuales se investiga el comportamiento de la viscosidad del crudo pesado y extra pesado al ser sometido a la adición nanopartículas de SiO<sub>2</sub> a diferentes concentraciones, empleando surfactante y nafta para dispersar este nanocompuesto junto con la variación de la temperatura con el objetivo de obtener un conocimiento representativo en una gran variedad de escenarios y así presentar las nanopartículas de SiO<sub>2</sub> como alternativa de reducción de viscosidad.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Edison Odilio García Navas, M.Sc. Ingeniería de hidrocarburos.

## Abstract

**Title:** Study of technical feasibility using SiO<sub>2</sub> nanoparticles as a viscosity reduction alternative in heavy and extra heavy Colombian crudes\*

**Author:** Daimer Miguel Cruz Garzón\*\*

**Keywords:** Viscosity, naphtha, nanoparticles, heavy oil, extra heavy oil.

### Description:

Viscosity is a vitally important feature when talking about heavy and extra heavy crude oils since it defines the difficulty and the way in which the hydrocarbon will be produced and transported from the well until the treatment units as well as the necessary actions for its commercialization. There are many technologies that have been developed over the years in order to find a solution to this problem such as the addition of surfactants, temperature, dilution with naphtha, among others, without finding an economical alternative that is environmentally friendly.

The use of naphtha as a diluent is one of the most used methods to generate the necessary viscosity reduction that allows the production of this resource. However, this process turns out highly expensive, then the oil industry and the scientific community has been developing and looking for alternatives that allow replacing or improving the performance of this technique.

Therefore, this thesis presents the laboratory study results composed of about 90 tests in which the viscosity behavior of heavy and extra heavy crude oil is investigated when different concentrations of SiO<sub>2</sub> nanoparticles are added to them, using surfactant and naphtha to disperse this nanocomposite with temperature variation in order to obtain a representative knowledge in a wide variety of scenarios and present the SiO<sub>2</sub> nanoparticles as a viscosity reduction alternative.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Faculty of Physical-chemical engineering, School of Petroleum Engineering. Director: Edison Odilio García Navas. M.Sc. Ingeniería de hidrocarburos.

## **Introducción**

El consumo de hidrocarburos en el mundo continúa sosteniendo su tendencia creciente desde los últimos años, lo cual ha generado una preocupación sobre el futuro que tendrá el abastecimiento de crudo junto con un afán de los países para suplir su demanda de petróleo en el transcurrir de los años venideros. Colombia a pesar de ser un país exportador de petróleo no es ajeno a esta situación, el país depende de la industria petrolera para fortalecer sus finanzas. Según reportes de 2019, Colombia tiene reservas probadas de 1958 MMbp (Portafolio, 2019) las cuales proveen tan solo 6,2 años de abastecimiento.

Las reservas que tiene el país están representadas en un mayor porcentaje por crudos pesados y extra pesados, siendo estos un camino prometedor para soportar la producción petrolera del país. Según datos de la ANH, la producción diaria promedio en Colombia fue de 858 kbpd para el 2018 y en el primer semestre de este año se mantuvo en al alrededor de 892 kbpd, (Tiempo, 2019) la cual está sustentada en un alto porcentaje por estos hidrocarburos pesados que representan alrededor del 45% de la producción nacional (Taborda, Franco, Ruiz, Alvarado, & Cortés, 2017) y se caracterizan por tener viscosidades significativamente altas, lo cual hace más compleja su producción y por lo tanto, generan un aumento tanto en los costos de producción como en los costos de tratamiento y transporte. Gran parte de estos crudos son producidos, transportados y comercializados por medio de dilución con nafta, siendo un claro ejemplo, la cuenca de los Llanos Orientales en los campos Rubiales, el campo con mayor producción del país, (UPME, 2018). Campos como Castilla, Apiay entre otros y en algunos de Valle Medio del Magdalena como lo son Teca y Jazmín (Peñuela, 2017), por ejemplo, para las operadoras la dilución con nafta resulta

de vital importancia en el desarrollo de sus operaciones ya que estas compañías utilizan ampliamente la dilución con nafta para producir sus hidrocarburos, para el caso específico de Ecopetrol, según reportes en 2016 utilizaba aproximadamente 70,000 bpd de nafta con un costo de alrededor de USD\$ 5.5 millones diarios (Taborda et al., 2017). Gracias a significativas inversiones y estudios encaminados a la optimización de la producción de crudos pesados como: La comercialización de crudos a mayor viscosidad, el transporte de crudo extrapesado por oleoductos desde Apiay hasta Coveñas, el transporte de crudos a viscosidades de hasta 600 cSt (Ecopetrol, 2018) y la instalación de sistemas de dilución en Coveñas, se ha logrado disminuir este consumo hasta aproximadamente 50,000 bpd en 2018 (Ecopetrol & Casa de Bolsa, 2018) sin embargo, el costo del proceso de dilución de crudos pesados sigue teniendo gran impacto.

En esta investigación se estudió el efecto en la viscosidad que tiene la adición a diferentes concentraciones de nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  en un crudo pesado y un crudo extrapesado, para ello se realizaron alrededor de 90 pruebas de laboratorio y se analizó el impacto en la viscosidad que tienen estas nanopartículas al ser dispersas en un surfactante y trabajando en conjunto con nafta, determinando su comportamiento a diferentes concentraciones y temperaturas para así dar una posible solución a esta problemática y contribuir con la disminución de costos, tener mayores rentabilidades y ser más amigables con el medio ambiente.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Evaluar la factibilidad técnica para la utilización de nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  como alternativa de reducción de viscosidad a fin de disminuir el consumo de nafta como diluyente en crudos pesados y extrapesados colombianos.

### **1.2 Objetivos Específicos**

➤ Realizar una recopilación y organización de la información de los principales campos productores de crudo pesado y extrapesado en Colombia detallando las características fisicoquímicas más importantes de los fluidos producidos a fin de seleccionar el crudo base de estudio.

➤ Realizar una revisión sistemática sobre las principales propiedades de las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  y su aplicación en el tratamiento de crudos pesados y extrapesados a fin de mejorar los parámetros reológicos para su producción y transporte.

➤ Desarrollar un diseño experimental que permita comparar a escala de laboratorio la incidencia de la aplicación a diferentes concentraciones de nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  y los cambios obtenidos con la aplicación de naftas en los parámetros reológicos de la muestra de crudo seleccionada.

➤ Determinar la factibilidad técnica de la aplicación de las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$ , las condiciones óptimas para su aplicación y los cambios en las concentraciones de nafta usadas para el tratamiento de crudos pesados y extrapesados, mediante el análisis de los resultados obtenidos.

## **2. Crudos pesados y extra pesados en Colombia**

El 42% del crudo producido en Colombia es considerado crudo pesado (Semana, 2018), siendo una parte considerable del país a tener en cuenta en cuanto su transporte y tratamiento.

### **2.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena**

Para esto se tuvieron en cuenta todos los campos de crudo pesado y extra pesado que producen más de 1000 Bbl/día y cuya información se encuentren en otras tesis, artículos académicos, libros, informes académicos e informes de empresas del sector minero-energético.

**2.1.1 Teca-Cocorná.** Este campo se encuentra localizado en el extremo sur de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) entre las cordilleras Oriental y Central, en el corregimiento del Municipio de Puerto Perales, Departamento de Antioquia. Tiene una extensión aproximada de 150 hectáreas (Camargo García & Galeano Ravelo, 2018, pág. 31.).

Las zonas productoras provienen de la formación Lizama, Esmeralda, La Paz, Mugrosa y Colorado, dividiéndose a su vez en campo en dos zonas, la zona A y la Zona B, cuyas propiedades petrofísicas se describen en la Tabla 1.

Tabla 1.

*Propiedades petrofísicas del campo Teca-Cocorná*

| Parámetros                                  | Zona A          | Zona B                              |
|---------------------------------------------|-----------------|-------------------------------------|
| Porosidad (%)                               | 25              | 27                                  |
| Espesor Neto (ft)                           | 50-80           |                                     |
| Saturación de agua                          | 44              | 34                                  |
| Permeabilidad (D)                           | 0,6-1           |                                     |
| Viscosidad                                  | N/A             | 700-900 a condiciones de yacimiento |
| Gravedad API                                | 11,5            | 12,5                                |
| Presión inicial de yacimiento               | 875 psi         |                                     |
| Temperatura de yacimiento (F)               | 106             | 109                                 |
| Mecanismo de producción                     | Gas en solución |                                     |
| Salinidad (ppm CL-)                         | 18000-46000     |                                     |
| Producción promedio del campo el 2018 STB/D | 1289            |                                     |
| BSW (%)                                     | 75 aprox.       |                                     |
| Viscosidad en superficie cP                 | 15000 aprox.    |                                     |

Fuente: (Fonseca Gómez & Sánchez Burbano, 2017) & (Camargo García & Galeano Ravelo, 2018, pág. 45-46.) Modificada por autor

**2.1.2 Nare.** El contrato de asociación de NARE se encontraba dividido según lo ilustrado en la Tabla 2.

Tabla 2.

*Contrato Asociación Nare*

| Bloque | Campo               | Área (Acre) |
|--------|---------------------|-------------|
| A      | Chicalá             | 830         |
|        | Moriche             | 1085        |
|        | Nare norte (Jazmín) | 1700        |
| B      | Underriver          | 630         |
|        | Nare sur            | 660         |

Fuente: (Ardila Zipa & Barrera González, 2016, pág. 35)

Siendo la producción de Underriver y Nare sur en el año 2018 inferior a 1000 STB/D. Actualmente, el contrato de asociación de Nare se encuentra dividido en los siguientes campos: Nare Sur, Underriver, Abarco (con una producción para el 2018 de un poco más de 3600 STB/D),

Girasol (con una producción para el 2018 de un poco más de 3200 STB/D), Jazmín (con una producción para el 2018 de un poco más de 4000 STB/D) y Moriche (con una producción para el 2018 de un poco más de 15000 STB/D) (ANH, 2018)

Con la información del párrafo anterior se establece que el Campo Jazmín y Moriche son los más representativos del contrato de asociación mencionada.

**2.1.3 Jazmín.** Se localiza 25 Km al norte del municipio de puerto Boyacá, departamento de Boyacá, las formaciones productoras son la Cira, Mugrosa, la Paz, Esmeralda y Lizama, posee una profundidad que va desde 1200 ft hasta 2500 ft, una gravedad API que oscila entre 11,5-12, Una porosidad del 15% al 28%, permeabilidad entre los 600-1200 mD. (Ardila Zipa & Barrera González,) y viscosidad alrededor de 16000 cP (Trigos, Lozano, & Jimenez, 2018)

**2.1.4 Moriche.** Localizado a 31 Km ruta desde puerto Boyacá hasta puerto Nare, las formaciones productoras son la Cira, Mugrosa, la Paz, Esmeralda y Lizama, posee una profundidad que va desde 1300 ft hasta 2450 ft, una gravedad API que oscila entre 12 -15 (Álvarez Díaz & Gama Gutiérrez, 2017), Una porosidad del 20% al 25%, permeabilidad entre los 50-2000 mD (Huimin, Patarroyo, Pérez Moreno, & López, 2011, pág. 2), viscosidad del aceite muerto cerca de 17000 cP (Higuera, Pachano Pelaez, Useche, Serna, & Sur, 2012, pág. 8) y BSW de 1,4% (Pacific, 2015).

## **2.2 Cuenca de los llanos Orientales**

**2.2.1 Apiay.** El contrato Apiay se divide en los siguientes campos: Apiay, Apiay Este, Austral, Gaván, Guatiquía, Guayuriba, Libertad Norte, Pompeya, Surio, Suria, Suria sur y Tanane,

siendo Apiay, Guatiquía y Suria productores de más de 2000STB/D, Gaván y Suria campos productores de un poco más de 1400 STB/D, en total el contrato Apiay, dirigido por Ecopetrol produjo en el año 2018 12002 STB/D (ANH, 2018).

Para representar las propiedades del campo Apiay, se va a utilizar el campo Suria. Las formaciones productoras son la Carboneras y mirador, posee una profundidad promedio de 12500 ft, una gravedad API de 11,6, una porosidad del 17%, permeabilidad de 300mD (Bonilla Patiño & Medina León, 2018), viscosidad del orden de los 23000 cP (Jaimes, Pachon, Villar, & Dorado, 2014) y BSW del 30% (Otavo, s. f, 2008).

**2.2.2 Castilla.** Ubicado a 50 Km al sur de Villavicencio, posee un área de 10300 acres, las formaciones productoras son la Carbonera y Mirador, una gravedad API de 13,7 Una porosidad del 18% al 20%, permeabilidad entre los 600-1200 (Mercado, Velez, & Fipke, 2009), producción promedio para el 2018 de 70863 STB/D (ANH, 2018), viscosidad cerca de 9000 cP, contenido de asfalteno del 8 % y BSW del 1% (Zabala, Franco, & Cortés, 2016)

**2.2.3 Chichimene.** Chichimene, al igual que el campo castilla hace parte del contrato Cubarral, existiendo dos campos: Chichimene y Chichimene SW, siendo este último el mayor productor, con una producción promedio de 17954 STB/D en el año 2018 (ANH, 2018), posee una extensión de 750 hectáreas en jurisprudencia del municipio Acacias, a 47 Km al sur de Villavicencio, posee una profundidad que va desde 6000 ft hasta 7000 ft, una gravedad API que oscila entre 7-10, Una porosidad del 9% al 18%, permeabilidad entre los 500-1600 mD (Céspedes & Mónica, 2017), contenido de asfalteno del 16%, viscosidad alrededor de 325000 cP y BSW del 25% (Zabala et al., 2016).

**2.2.4 Rubiales.** El campo Rubiales pertenece al contrato Rubiales, se encuentra ubicado en el municipio de Puerto Gaitán, departamento del Meta con una producción de 119.468 STB/D en el año 2018 (ANH, 2018) la formación productora es Carbonera, posee una profundidad que va desde 1635 ft hasta 1998 ft, una gravedad API promedio de 12,3, Una porosidad del 25% al 32%, permeabilidad entre los 5-20 mD (Arvilla, Doval Dorado, & Medina Lozano, 2007), viscosidad alrededor de 120000 cP, BSW alrededor del 65% al 85% (Gualdrón et al., 2015), contenido de asfaltenos de 6,47%, Resinas del 5,38%, Aromáticos del 23,55% y Saturados del 64,6% (Ríos, 2015).

**2.2.5 Quifa.** El campo Quifa pertenece al contrato Quifa, con 4 campos, siendo este más aventajado en producción, la cual en el 2018 estuvo en promedio de 43882 STB/D (ANH, 2018). La formación productora es Carbonera, una profundidad de perforación alrededor de 2200 ft (Ramírez & Nicolás, 2017), una porosidad entre 25% y 33%, permeabilidad del orden de 5-10 mD, gravedad API que oscila entre 13 y 15 (Prieto et al., 2015), viscosidad del aceite muerto alrededor de los 300000 cP y BSW del 0,5% (Prieto et al., 2015).

### 2.3 Esquema general de los campos de crudo pesado en Colombia.

A continuación, se ilustra la Tabla 3 que reúne la información descrita en el presente capítulo.

Tabla 3.

*Propiedades de campos de crudo pesado en Colombia.*

| Campo        | Formación productora                          | Gravedad API | BSW (%) | Viscosidad cond. Sup cP. | a | Producción 2018 (STB/D) |
|--------------|-----------------------------------------------|--------------|---------|--------------------------|---|-------------------------|
| Teca-Cocorná | Lizama, Esmeralda, La Paz, Mugrosa y Colorado | 11,5-12,5    | 75      | 15000                    |   | 1289                    |
| Jazmín       | Cira, Mugrosa, la Paz, Esmeralda y Lizama     | 11,5-12      | ---     | 16000                    |   | 4230                    |
| Moriche      | Cira, Mugrosa, la Paz, Esmeralda y Lizama     | 12-15        | 1,4     | 17000                    |   | 15320                   |
| Apiay        | Carboneras y mirador                          | 11,6         | 30      | 23000                    |   | 12002                   |
| Castilla     | Carbonera y Mirador                           | 13,7         | 1       | 9000                     |   | 70863                   |
| Chichimene   | Guadalupe y mirador                           | 7-10         | 25      | 325000                   |   | 17954                   |
| Rubiales     | Carbonera                                     | 12,3         | 65-85   | 120000                   |   | 119468                  |
| Quifa        | Carbonera                                     | 13-15        | 0,5     | 300000                   |   | 43882                   |

### 3. Propiedades de la nano-partícula del dióxido de silicio y su aplicación a crudos pesados y extra pesados

El dióxido de silicio ( $\text{SiO}_2$ ) o sílice es bastante abundante en la naturaleza en forma de arena o cuarzo, compuesto como se muestra en la formula general de oxígeno y silicio, su uso como nano partícula aplicable a la industria petrolera lleva poco uso relativo, ha sido usada de distintas maneras en la industria (Fakoya & Shah, 2017), entre los usos que se le ha dado está perforación, fluido fracturamiento hidráulico, mejoramiento de la cementación, recobro mejorado (Ogolo,

Olafuyi, & Onyekonwu, 2012), inhibidor de corrosión, control de producción para formaciones finas, reducción de viscosidad del crudo (Namburu, Kulkarni, Dandekar, & Das, 2007) y liberación de hidratos de gas.

### 3.1 Teoría sobre la disminución de viscosidad

El crudo pesado se caracteriza por tener gran cantidad de asfaltenos, el cual se ha demostrado que aumenta la viscosidad al formar mayores agregados de sí mismo, un modelo matemático que explica dicho fenómeno es el propuesto por Pal and Rhodes, ilustrado en la ecuación 1.

$$n_r = (1 - K_o \emptyset)^{-2,5} \quad \text{Ec. 1.}$$

En donde  $n_r$  es la viscosidad relativa,  $\emptyset$  a la fracción volumétrica de la partícula dispersa y  $K$  es la constante de solvatación, mostrando claramente que a un mismo tipo de resina (manteniendo constante  $K_o$ ) y aumentando el contenido de asfaleno (aumento de  $\emptyset$ ) hay un aumento de viscosidad drástico.

La nanopartícula, debido a su bajo tamaño puede ocupar bastante espacio con poca masa, teóricamente se puede explicar que la constante de solvatación decrece con el incremento de la concentración de nanofluido y a demás disminuye la concentración de asfaltenos (siendo está muy poco relevante al sistema en general), con lo cual se puede explicar cómo disminuye la viscosidad.

Hay un modelo modificado de Pal and Rhodes que ayuda a comprender mejor el fenómeno de disminución de viscosidad, este modelo modificado se ilustra en la Ecuación 2.

$$n_r = (1 - K_o \emptyset)^{-V} \quad \text{Ec. 2.}$$

La modificación real es el factor  $V$ , denominado factor forma de la partícula dispersa, el cual al aumentar la concentración del nanofluido, este aumenta, logrando una mayor disminución en la viscosidad, que junto con lo descrito anteriormente se puede esperar sea bastante (Taborda et al., 2017).

### 3.2 Variación general de las propiedades reológicas con la adición de nanopartícula

El crudo al disminuir la viscosidad varía otras propiedades reológicas, como lo es el API (por la acción de la nanopartícula sobre los asfaltenos), (Ospina G, 2015, pág. 47). porcentaje de aromáticos, saturados, asfaltenos; dado que la aplicación de nanopartículas en superficie ha sido poco documentada, se podría comparar una muestra experimental para cuantificar dicho fenómeno.

Para este ejemplo se usa un crudo cuyas características se encuentran en la Tabla 1 y se usan 5 ml del nanofluido PRNF B 5000™ con concentración de 1000 ppm (cuya composición y tamaño de partícula es confidencial) a 500 ml de crudo, mostrando una mejora en las propiedades descrita anteriormente (Tabla 4).

Tabla 4.

*Comparación reológicas con el uso de nanopartículas.*

| Muestra        | Saturados | Aromáticos | Asfaltenos | API |
|----------------|-----------|------------|------------|-----|
| Sin Nanofluido | 17,64     | 16,34      | 13         | 13  |
| Con Nanofluido | 13,9      | 18,58      | 15         | 9   |

Fuente: (Ospina G, 2015, pág. 47).

La cantidad de crudo inicial era de 500 ml, este se encierra en un cilindro hermético y se calienta durante 8 horas a 100 °C.

Hay una disminución de saturados, de asfáltenos y aumento de Aromáticos, probablemente hubo degradación del Asfaleno (siendo este una combinación de aromáticos y compuestos alifáticos) lo que mostraría el aumento de Aromáticos y el aumento de la gravedad API; en paralelo esto genera un valor agregado al valor del crudo (Ospina G, 2015, pág. 51) .

Aunque las condiciones mencionadas anteriormente se asemejan más a inyección cíclica de vapor, este permite inferir que la adición de energía térmica tiene un efecto bastante favorecedor, por lo cual se podría pensar en utilizarlo, tanto en superficie como en fondo de pozo.

### 3.3 Disminución de viscosidad

La reducción de la viscosidad en el crudo se puede realizar con el dióxido de silicio en superficie y en yacimiento, no obstante, en yacimiento se obtendría reacciones químicas, siendo un proceso de recobro mejorado (Ogolo et al., 2012).

El ejemplo que se sigue para disminución de viscosidad en condiciones de superficie es el realizado por (Taborda et al., 2017), el cual consta de dos crudos, uno pesado (HO) y otro extra pesado(EHO), ilustrado en la Tabla 5.

Tabla 5.

*Propiedades del crudo antes de aplicar nanoparticulas*

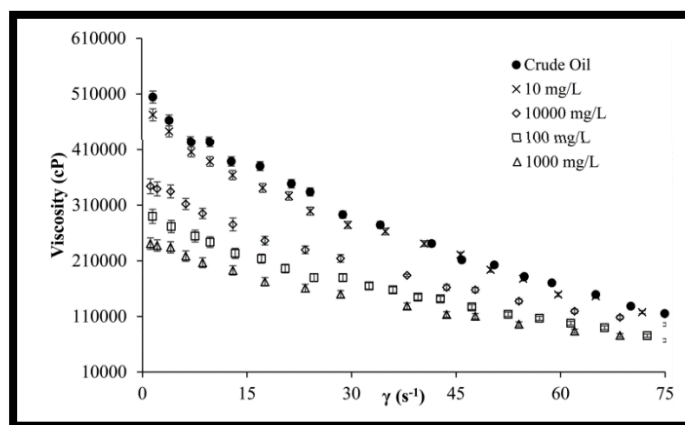
| Material | API | Viscosidad (cP)     | Contenido de asfaltenos (%w) | C (%w) | H (%w) | N (%w) | O (%w) |
|----------|-----|---------------------|------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| HO       | 13  | 1,2*10 <sup>5</sup> | 12,3                         | 80,4   | 9,46   | 2,3    | 7,84   |
| EOH      | 6,4 | 2,2*10 <sup>6</sup> | 16,5                         | 84,8   | 7,5    | 0,88   | 6,82   |

Fuente: (Taborda et al., 2017, pág. 1330)

El contenido de asfaltenos es bastante grande al igual que el valor de la viscosidad, siendo prácticamente inmóvil de forma natural a condiciones de superficie.

A estas muestras se le aplica solución de nanofluido de dióxido de silicio con tamaño promedio de la nanopartículas que varías desde 8 nm hasta 285 nm, siendo 4 nanofluidos: S8 (dióxido de silicio con tamaño de nanopartícula de diámetro de 8 nm), S12 (dióxido de silicio con tamaño de nanopartícula de diámetro de 12 nm), S97 (dióxido de silicio con tamaño de nanopartícula de diámetro de 97 nm) y S285 (dióxido de silicio con tamaño de nanopartícula de diámetro de 285 nm) a distintas concentraciones.

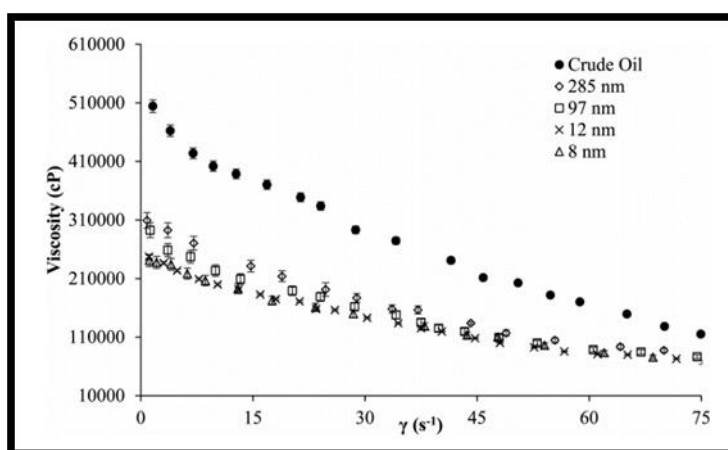
**3.3.1 Relación concentración del nanofluido con disminución de viscosidad.** Para ello se usó el nanofluido S8 a concentraciones de 10 mg/L, 100 mg/L, 1000 mg/L y 10000 mg/L, como se ilustra en la Imagen 1.



*Figura 1.* Viscosidad a diferentes concentraciones del nanofluido. Adaptado de: (Taborda et al., 2017, pág. 1332)

La Figura 1 muestra que a 10 mg/L es muy poca la variación de viscosidad y a 10000 mg/L es poco técnico y económico, siendo la concentración de 100 mg/L y 1000 mg/L los más adecuados, no obstante, la última concentración es la tomada por el artículo dado es la que mayor reduce de viscosidad.

Luego de obtener una concentración que disminuya la viscosidad en mayor medida, se analiza los diámetros de la nanopartícula en el nanofluido, con lo cual se obtiene la siguiente gráfica.



*Figura 1.* Viscosidad con distintos diámetros de nanopartícula.. Adaptado de: (Taborda et al., 2017, pág. 1332)

Se muestra en la Figura anterior que el tamaño de la nanopartícula juega un rol importante al seleccionar el adecuado, pues a menor diámetro, mayor es la eficiencia del mismo, no obstante, la reducción de viscosidad no es tan marcada como en la concentración del nanofluido, por lo cual un análisis económico es importante para seleccionar la idónea.

## 4. Metodología y diseño experimental

En el presente capítulo se exponen los equipos que fueron necesarios durante el desarrollo de esta investigación, así como los materiales utilizados y la metodología que se siguió junto con el procedimiento para la preparación de los nanofluidos y todo relacionado con la definición de las concentraciones de nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  que estuvieron bajo estudio.

### 4.1 Materiales y equipos.

**4.1.1 Crudo.** Para este estudio se seleccionaron 2 crudos, el primero proveniente de un Campo Colombiano ubicado en el Valle medio del Magdalena, con una gravedad  $13,7^\circ$  API la cual lo clasifica como un crudo pesado; de igual modo el segundo crudo proviene de un Campo Colombiano con una gravedad de  $8,5^\circ$  API siendo este un crudo extrapesado.

**4.1.2 Nafta.** La nafta hace referencia al destilado de petróleo no tratado proveniente de la refinación de petróleo crudo, o gas natural, es un derivado del petróleo, usado comúnmente como material base para la producción de gasolina de alto octanaje, de igual manera su uso se ha ampliado hacia el tratamiento y dilución de crudos pesados con el fin de aumentar la movilidad y reducir la viscosidad de estos aprovechando una de las características que posee la nafta, su alta gravedad API, la cual se encuentra en un rango de  $\text{API } 54^\circ - 84^\circ$ .

**4.1.3 Surfactante.** Un surfactante es una sustancia química que tiene la característica generar una reducción de la tensión superficial o tensión interfacial entre los fluidos, existe una multitud de materiales que son usados con este fin; en la industria de los hidrocarburos están presentes en espumantes, antiespumantes, emulsionantes, mojantes de petróleo o como dispersantes, que para el caso de este estudio es la función que desempeñó el surfactante ya que las Nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  necesitan ser dispersadas antes de poder ser adicionadas al crudo.

Para este caso se seleccionó un surfactante con base hidrocarbonada por su afinidad con las nanopartículas logrando dispersar hasta una concentración 40000 ppm.

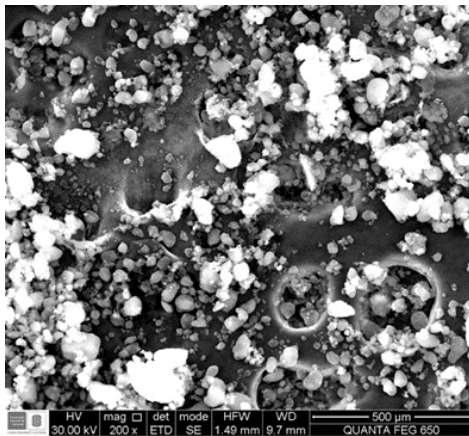


*Figura 2.* Muestra de algunos surfactantes usados en pruebas preliminares

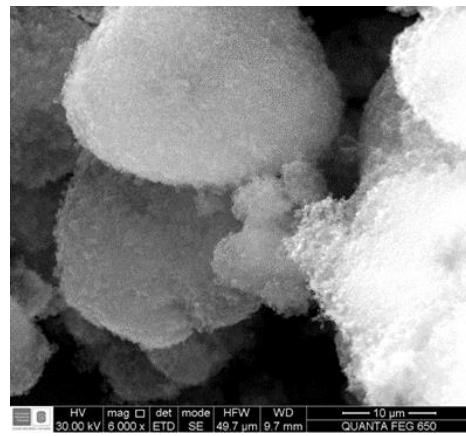
**4.1.4 Nanopartículas de Óxido de Sílice.** Las Nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  seleccionadas para este estudio fueron donadas por una compañía. Luego de su recepción se realizaron pruebas con el fin de obtener características más detalladas del material, dichas pruebas se mencionan a continuación.

**4.1.4.1 Microscopía electrónica de barrido SEM-EDS (Scanning Electron Microscopy – Energy Dispersive spectroscopy).** Se llevó a cabo en las instalaciones del laboratorio de microscopía de la Universidad industrial de Santander, esta prueba se realizó con el fin de obtener imágenes detalladas de la morfología de las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$ , así como su tamaño aproximado. Se colocó la muestra sobre stubs metálicos con cinta adhesiva de carbón y recubiertas con oro. Las imágenes que se obtuvieron fueron tomadas con las siguientes características:

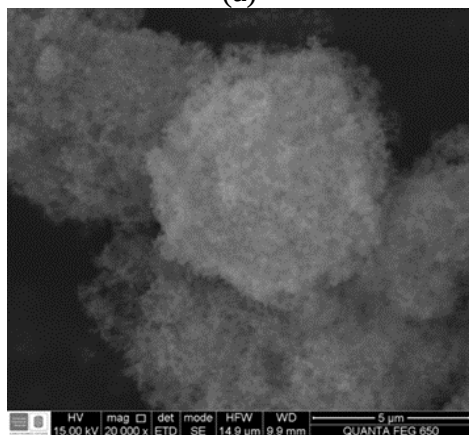
- Alto vacío.
- Voltaje de aceleración 15y30kV.
- Detector para imágenes: Electrones secundarios (SE) Everhart Thornley detector ETD (para observar morfología).



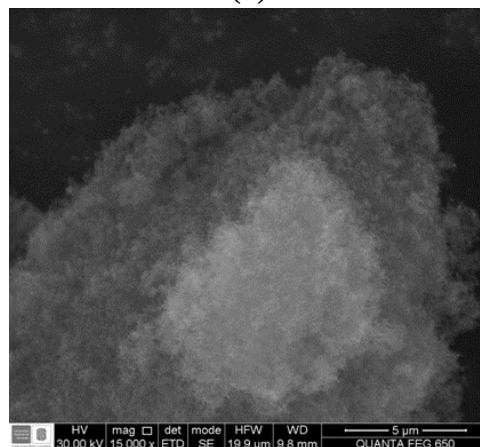
(a)



(b)



(c)



(d)

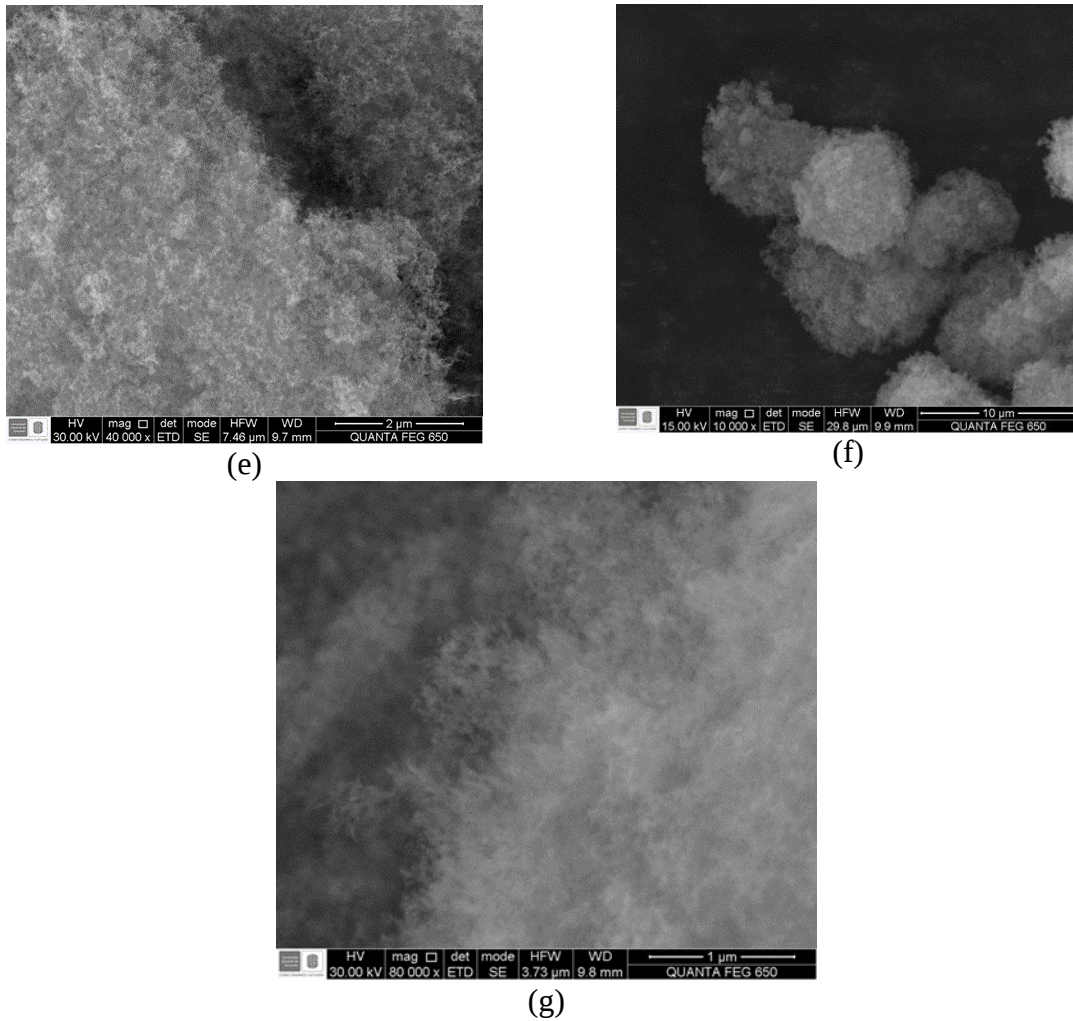


Figura 3. Nanopartículas  $\text{SiO}_2$  análisis de microscopía electrónica.

Este análisis también permite realizar un análisis químico (Figura 4) de la muestra de acuerdo al potencial de los electrones presentes. Los datos se obtuvieron con un voltaje de aceleración de 15y30Kv.

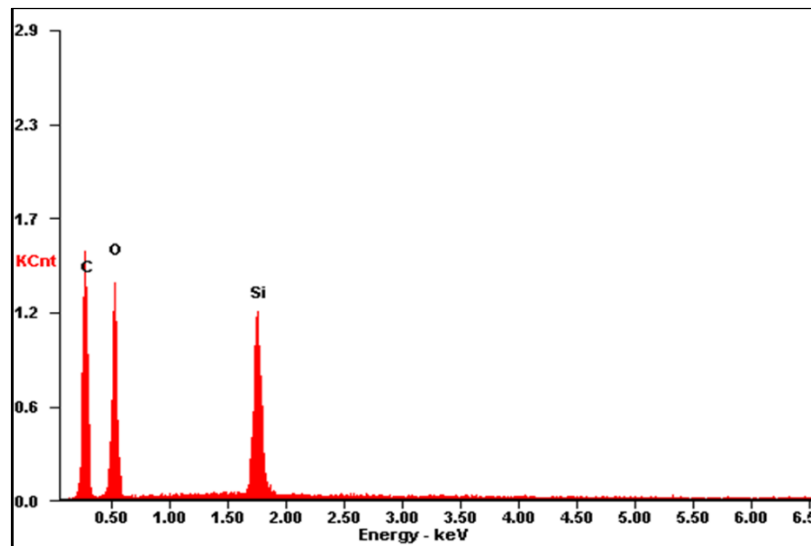


Figura 4. Elementos presentes en el análisis químico.

**4.1.4.2 Difracción de Rayos X (DRX).** En este análisis se estudiaron 3 muestras de las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  con el fin de determinar su composición. El estudio se realizó con el apoyo del laboratorio de Rayos - X de la Universidad Industrial de Santander ubicado en las instalaciones del Parque Tecnológico Guatiguará. Los resultados obtenidos se relacionan a continuación.

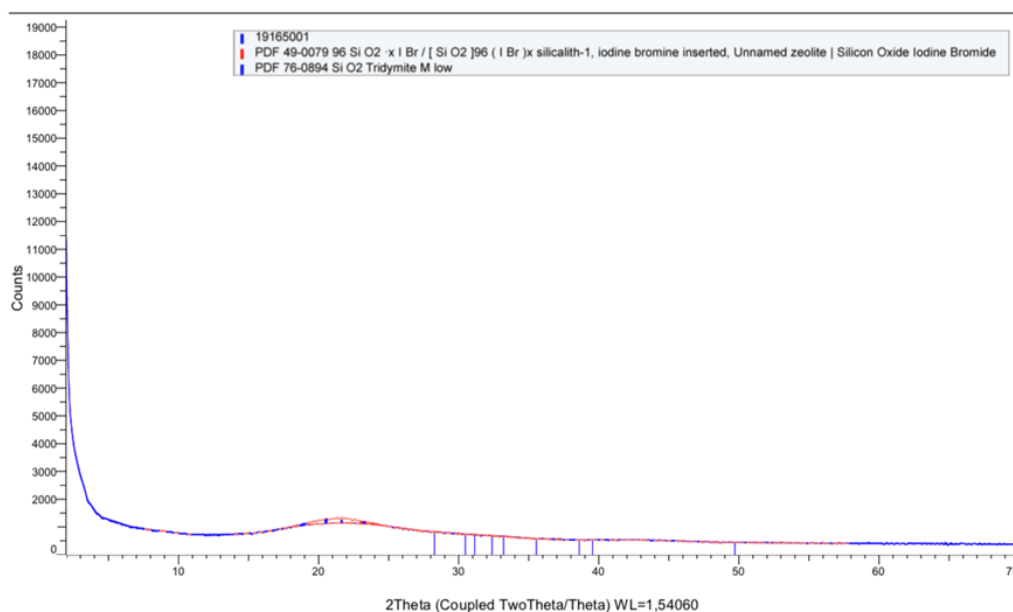


Figura 5. Difractograma con patrones de referencia para comparación visual.

#### 4.1.5 Microscopio electrónico de barrido FEG (Field Emission Gun) QUANTA FEG

**650.** Este equipo hace parte del laboratorio de microscopía de la Universidad industrial de Santander ubicado en el edificio de investigación del Parque Tecnológico Guatiguará.

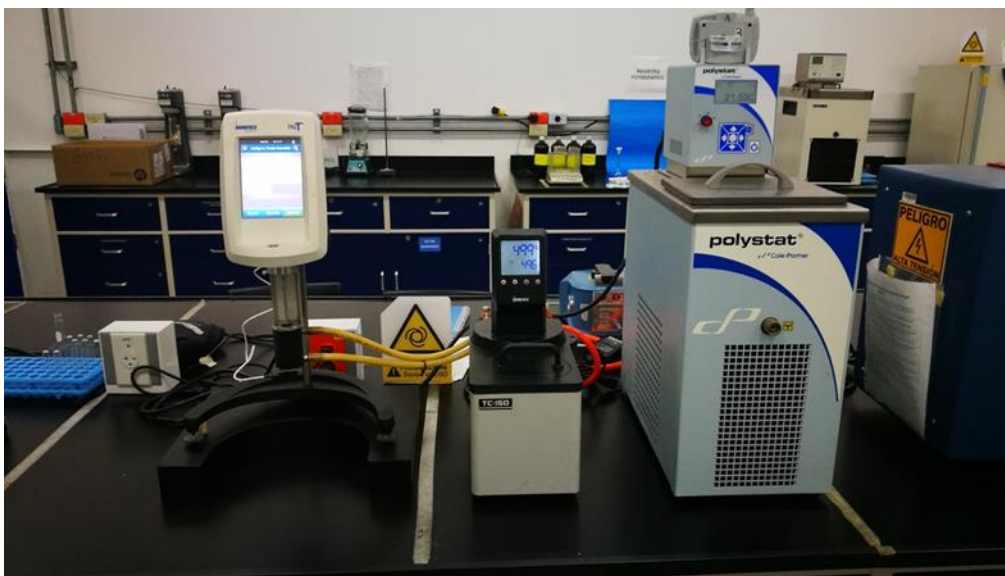
Está equipado con un Detector EDAX Apolo X de resolución de 126.1 eV (en. Mn  $K\alpha$ ) para realizar el análisis EDS (Energy Dispersive Spectroscopy) y un Software EDX Genesis. Información semi-cuantitativa de los elementos químicos.



*Figura 6.* Microscopio Electrónico de Barrido: QUANTA FEG 650 (THERMO SCIENTIFIC-FEG 650) “SEM”

**4.1.6 Viscosímetro Brookfield DVT2.** Este viscosímetro se encuentra ubicado en el edificio de investigación del Parque Tecnológico Guatiguará en las instalaciones del laboratorio 106, Daño a la formación de la Universidad Industrial de Santander. Funciona a 125 V 50/60 Hz, tiene un rango de velocidad de 0,1 – 200 RPM, sensible a un rango de temperaturas desde -100 °C

hasta 300 °C (-148 °F hasta 572 °F). Condiciones ambientales de operación 0 °C hasta 40 °C. 20% - 80% R.H. atmosferas no condensadas. Repetitividad de viscosidad  $\pm 2\%$  en el rango de escala completa. Precisión de temperatura  $\pm -100$  °C hasta  $+ 149$  °C y  $\pm 2$  °C de 150 °C hasta 300 °C. Este viscosímetro cuenta con un rango de medición desde 0 – 10,000,000,000 cP.



*Figura 7.* Viscosímetro Brookfield DV2T con baño de temperatura Laboratorio 106 Daño a la Formación, Parque Tecnológico Guatiguará.

## 4.2 Metodología experimental.

La metodología experimental comprende la caracterización de los crudos utilizados, la definición de las concentraciones de nanopartículas de SiO<sub>2</sub> a ser estudiadas, la preparación de los nanofluidos y el desarrollo de las pruebas de laboratorio.

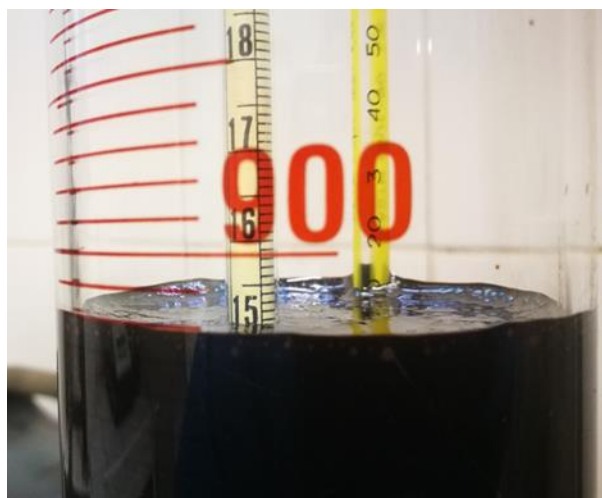
**4.2.1 Caracterización de los crudos y definición de las concentraciones de nanopartículas de SiO<sub>2</sub>.** En esta sección de la metodología, se presentan los pasos que se siguieron

para la caracterización de los crudos y el procedimiento que se realizó para la selección de las concentraciones de nanopartículas de SiO<sub>2</sub> junto con la definición de las temperaturas.

Para iniciar con esta sección se llevaron a cabo mediciones de gravedad °API, BSW y viscosidad a la muestra de crudo pesado que fue seleccionado para la realización de este estudio.

La medición de la gravedad °API se realizó por el método del hidrómetro de acuerdo a la norma ASTM D287.

En la Figura 8 se puede observar que se obtuvo una medición de gravedad °API de 15.1 a una temperatura de 25 °C, así que se procedió a realizar la corrección por las tablas “**API GRAVITY AT OBSERVED TEMPERATURE**” obteniendo como resultado una gravedad °API de 13,7. De igual manera se realizó la medición de gravedad °API para el crudo extrapesado, obteniendo como resultado una gravedad °API de 8,7.



*Figura 8.* Prueba de gravedad °API por método de hidrómetro

Se continuó realizando las mediciones de BSW al crudo pesado y extra pesado por el método de la centrifuga, de acuerdo a la norma ASTM D 96-88.

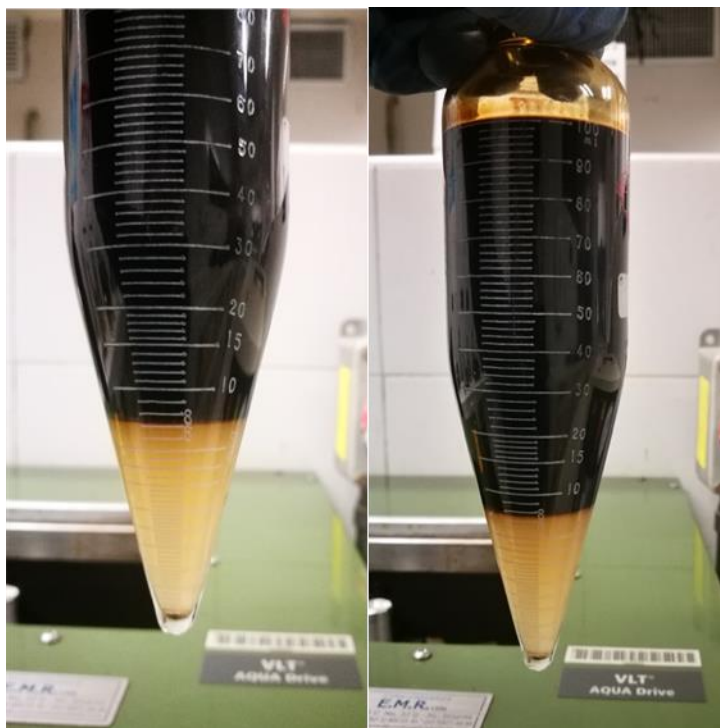


Figura 9. Prueba BSW crudo pesado.

El resultado de esta prueba se evidencia en la Figura 9, la cual arrojó un BSW de 14% para el crudo pesado. Siguiendo el mismo procedimiento se realizó la prueba de BSW al crudo extrapesado obteniendo como resultado un BSW de 16%.

Para finalizar este paso se realizaron las mediciones de viscosidad dinámica a los crudos utilizando el viscosímetro Brookfield DV2T, a continuación, los resultados obtenidos para el crudo pesado y crudo extra pesado se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6.

*Viscosidad del crudo.*

| Crudo pesado     |                 | Crudo extra pesado |                 |
|------------------|-----------------|--------------------|-----------------|
| Temperatura (°C) | Viscosidad (cP) | Temperatura (°C)   | Viscosidad (cP) |
| 30               | 11382           | 40                 | 142200          |
| 40               | 4590            | 50                 | 45080           |
| 60               | 1416            | 50                 | 18000           |

Para definir las concentraciones a ser utilizadas durante el estudio se llevó a cabo una revisión bibliográfica y se realizaron una serie de pruebas preliminares con el fin de contrastar la información encontrada con la obtenida experimentalmente. Se realizó una prueba preliminar adicionando 100 mg de Nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  a una muestra de 100 ml de crudo pesado con el fin de obtener una concentración de 1000 ppm de nanopartículas de  $\text{SiO}_2$ , esta se deja en agitación magnética por 1 hora y luego se realiza la medición de viscosidad encontrando un aumento en la viscosidad debido a una mala dispersión de las nanopartículas en este fluido por lo cual se decide utilizar un surfactante para que realice la función de carrier y así lograr una mejor dispersión de las nanopartículas.

Luego de varias pruebas con diferentes surfactantes se escoge un surfactante con base hidrocarbonada el cual generó la mayor dispersión de nanopartículas logrando dispersar una concentración de 40,000 ppm en la cual el fluido se gelifica. Adicionalmente se define usar la nafta como “carrier” para dispersar las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  con el fin de estudiar su comportamiento en conjunto. Para objeto de este estudio se define como “nanofluido”, al surfactante con nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  dispersas y como “nanonafta” a la nafta con nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  dispersas.

Las concentraciones definidas para el crudo pesado se muestran en la Tabla 7, cada una de estas pruebas se realizó a tres (3) temperaturas, 30°C, 40°C, y 60 °C.

Tabla 7.

*Listado de pruebas de viscosidad a las concentraciones que serán estudiadas para una muestra de crudo pesado.*

| # | Descripción                                 |
|---|---------------------------------------------|
| 1 | Crudo pesado blanco (sin química)           |
| 2 | Crudo pesado + 2% v/v carrier (surfactante) |

| #  | Descripción                                  |
|----|----------------------------------------------|
| 3  | Crudo pesado + 2% v/v nanofluido 100 ppm.    |
| 4  | Crudo pesado + 2% v/v nanofluido 500 ppm.    |
| 5  | Crudo pesado + 2% v/v nanofluido 1,000 ppm.  |
| 6  | Crudo pesado + 2% v/v nanofluido 5,000 ppm.  |
| 7  | Crudo pesado + 2% v/v nanofluido 10,000 ppm. |
| 8  | Crudo pesado + 2% v/v nanofluido 15,000 ppm. |
| 9  | Crudo pesado + 2% v/v nanonafta 100 ppm.     |
| 10 | Crudo pesado + 2% v/v nanonafta 500 ppm.     |
| 11 | Crudo pesado + 2% v/v nanonafta 1,000 ppm.   |
| 12 | Crudo pesado + 2% v/v nanonafta 5,000 ppm.   |
| 13 | Crudo pesado + 2% v/v nanonafta 10,000 ppm.  |
| 14 | Crudo pesado + 2% v/v nanonafta 15,000 ppm.  |
| 15 | Crudo pesado + 2% v/v nafta .                |
| 16 | Crudo pesado + 5% v/v nafta.                 |
| 17 | Crudo pesado + 10% v/v nafta.                |
| 18 | Crudo pesado + 15% v/v nafta.                |

Las concentraciones a ser estudiadas para el crudo extra pesado se definieron luego de realizar las pruebas con el crudo pesado, estas concentraciones se muestran en la Tabla 8, cada una de estas pruebas se realizó a tres (3) temperaturas, 40°C, 50°C, y 60 °C.

Tabla 8.

*Listado de pruebas de viscosidad a las concentraciones que serán estudiadas para una muestra de crudo extra pesado.*

| #  | Descripción                                        |
|----|----------------------------------------------------|
| 1  | Crudo extra pesado blanco (sin química)            |
| 2  | Crudo extra pesado + 2% v/v carrier (surfactante)  |
| 3  | Crudo extra pesado + 2% v/v nanofluido 500 ppm.    |
| 4  | Crudo extra pesado + 2% v/v nanofluido 1,000 ppm.  |
| 5  | Crudo extra pesado + 2% v/v nanofluido 5,000 ppm.  |
| 6  | Crudo extra pesado + 2% v/v nanofluido 10,000 ppm. |
| 7  | Crudo extra pesado + 2% v/v nanonafta 1,000 ppm.   |
| 8  | Crudo extra pesado + 2% v/v nanonafta 5,000 ppm.   |
| 9  | Crudo extra pesado + 2% v/v nanonafta 10,000 ppm.  |
| 10 | Crudo extra pesado + 2% v/v nafta.                 |
| 11 | Crudo extra pesado + 5% v/v nafta.                 |
| 12 | Crudo extra pesado + 10% v/v nafta.                |

**4.2.2 Preparación de los nanofluidos.** La preparación de los nanofluidos se inició dispersando la concentración de nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  más baja de las seleccionadas anteriormente, dentro del surfactante con base hidrocarbonada la cual corresponde a 100 ppm y se continuó con la preparación de los otros fluidos de acuerdo al orden descrito en la Tabla 7.

Para la preparación de los nanofluidos siguió el procedimiento se que visualiza a continuación, donde se reflejan los cálculos realizados para concentración de 10,000 ppm a manera de ejemplo. Se definió utilizar un volumen de 20 ml fluido dispersante para cada concentración.

$$\text{concentración en ppm} = \frac{\text{mg de soluto}}{\text{Litros de solución}}$$

$$10,000 \text{ ppm} = \frac{X \text{ mg de soluto}}{0,02 \text{ l de surfactante}}$$

$$\text{mg de soluto} = 10,000 \text{ ppm} * 0,02 \text{ l de surfactante}$$

$$200 \text{ mg de Solute} = 10,000 \text{ ppm} * 0,02 \text{ l de surfactante}$$



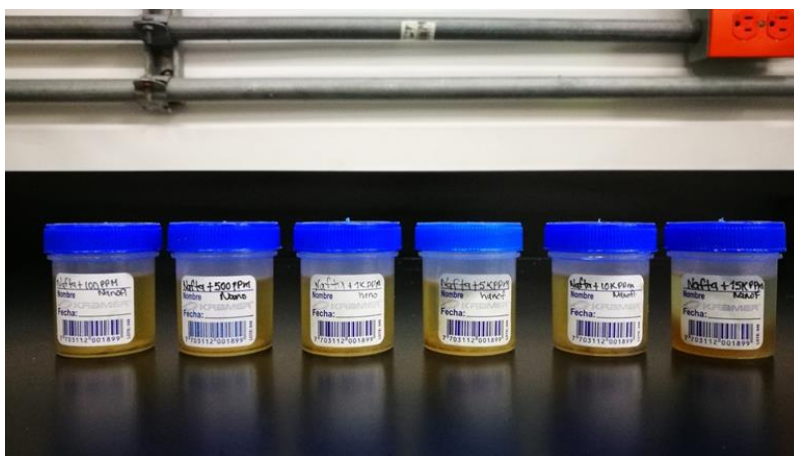
Figura 10. Medición de Nanopartículas de  $\text{SiO}_2$

Luego se realizó la respectiva medición de la cantidad de nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  como se muestra en la Figura 10. Se adicionaron los 200 mg al surfactante y se dejó en agitación magnética durante por 4 horas a una temperatura de  $25^\circ\text{C}$  como se muestra en la Figura 11.



*Figura 11.* Preparación de nanofluido.

Este procedimiento se realizó tanto para las muestras de nanofluido como para las muestras de nafta con la única diferencia que el proceso de agitación para la nafta se realizó en un recipiente cerrado con el fin de evitar la evaporación de la esta, en la Figura 12 se muestra el resultado final de la nanonafta a diferentes concentraciones de nanopartículas de  $\text{SiO}_2$ .



*Figura 12.* Nanonafta preparada a diferentes concentraciones de nanopartículas de  $\text{SiO}_2$ .

**4.2.3 Desarrollo de las pruebas.** Las pruebas de laboratorio se ejecutaron comenzando por las mediciones de viscosidad al crudo pesado adicionando el nanofluido con menor concentración, 100 ppm de Nanofluido, en una proporción de 2% en volumen a una temperatura de 30 °C, se dejó en agitación magnética por 30 min con el fin de garantizar una buena mezcla y luego se procede montar la muestra en el viscosímetro, donde se deja por 40 min con el fin de asegurar que la temperatura se halla estabilizado en toda la muestra, a continuación se realiza la medición de viscosidad durante 20 min para obtener un valor representativo. Luego de esta medición se aumenta la temperatura a 40 °C y se deja de nuevo 40 min con el fin de que la temperatura se estabilice en toda la muestra y se procede a realizar la medición durante 20 minutos, de igual manera se ejecutó el procedimiento a la temperatura de 60 °C. En la Figura 13 se representa este procedimiento completo.

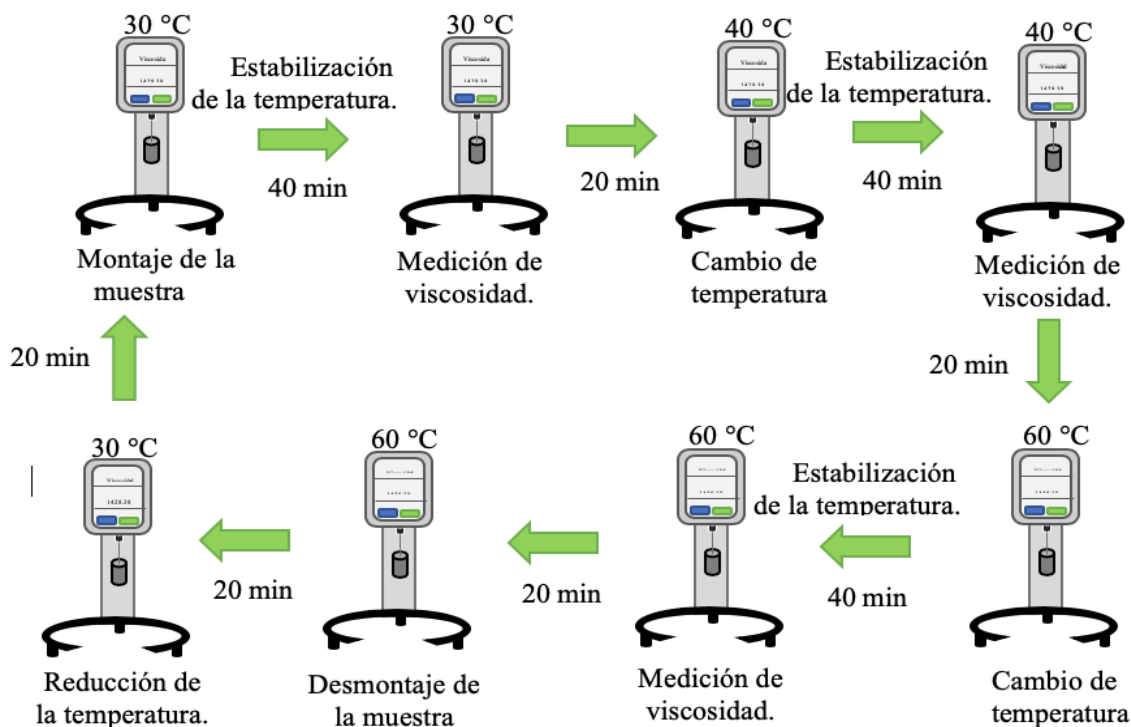


Figura 13. Procedimiento pruebas de viscosidad.

Para la realización de las pruebas de viscosidad en la muestra de crudo extrapesado se utilizó el mismo procedimiento con las temperaturas de 40, 50 y 60 °C.

**4.2.4 Diseño experimental.** El diseño experimental para el crudo pesado está compuesto por un arreglo factorial 3x6x3 con 54 experimentos. El primer factor (A) es el tipo de reductor de fluido reductor de viscosidad y cuenta con 3 niveles, que son nanofluido, nanonafta y nafta. El segundo factor (B) pertenece a la concentración de nanopartículas de SiO<sub>2</sub> a ser dispersas en el fluido y posee 6 niveles: 100, 500, 1000, 5000, 10000, 15000 ppm. El tercer factor definido es la temperatura y tiene 3 niveles, 30, 40 y 60 °C. Estos parámetros se resumen en la Tabla 9.

Tabla 9.

*Parámetros diseño experimental para el crudo pesado.*

| Variables respuesta  | Factores                                               | Tipo de factor | Niveles                                                                                      |
|----------------------|--------------------------------------------------------|----------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|
| Viscosidad del crudo | A) Tipo fluido reductor de viscosidad                  | Catagórico     | 1) Nanofluido.<br>2) Nanonafta.<br>3) Nafta.                                                 |
|                      | B) Concentración de nanopartículas de SiO <sub>2</sub> | Continuo       | 1) 100 ppm.<br>2) 500 ppm.<br>3) 1000 ppm.<br>4) 5000 ppm.<br>5) 10000 ppm.<br>6) 15000 ppm. |
|                      | C) Temperatura                                         | Continuo       | 1) 30 °C.<br>2) 40 °C.<br>3) 60 °C.                                                          |

Para el crudo extra pesado se definió un diseño experimental con algunas variaciones considerando que las concentraciones se definieron a partir de los resultados obtenidos con el crudo pesado, este diseño experimental se compone por un arreglo factorial 3x4x3 con 36 experimentos. El primer factor (A) es el tipo de reductor de fluido reductor de viscosidad y cuenta

con 3 niveles, que son nanofluido, nanonafta y nafta. El segundo factor (B) pertenece a la concentración de nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  a ser dispersas en el fluido y posee 4 niveles: 500, 1000, 5000, 10000 ppm. El tercer factor definido es la temperatura y tiene 3 niveles, 40, 50 y 60 °C. Estos parámetros se resumen en la Tabla 10.

Tabla 10.

*Parámetros del diseño experimental para el crudo extrapesado.*

| Variables respuesta  | Factores                                             | Tipo de factor | Niveles                                                      |
|----------------------|------------------------------------------------------|----------------|--------------------------------------------------------------|
| Viscosidad del crudo | A) Tipo fluido reductor de viscosidad                | Categorico     | 1) Nanofluido.<br>2) Nanonafta.<br>3) Nafta.                 |
|                      | B) Concentración de nanopartículas de $\text{SiO}_2$ | Continuo       | 1) 500 ppm.<br>2) 1000 ppm.<br>3) 5000 ppm.<br>4) 10000 ppm. |
|                      | C) Temperatura                                       | Continuo       | 1) 40 °C.<br>2) 50 °C.<br>3) 60 °C.                          |

Para cada uno de estos diseños experimentales se pretende medir el cambio en la viscosidad que genera cada una de las concentraciones de nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  y a su vez comparar el potencial que tiene cada fluido como “carrier” o dispersante de las nanopartículas definiendo la reducción de viscosidad correspondiente a cada uno de sus componentes con el objetivo de comparar la reducción de viscosidad que se tendrá con volúmenes de nafta diluyente, junto con el efecto que tiene la temperatura en el rendimiento de estos fluidos.

## 5. Análisis de resultados

En este capítulo se evidencian los datos obtenidos después de la realización de alrededor de 90 pruebas de laboratorio junto con su respectivo análisis y las graficas que evidencian el comportamiento de la viscosidad del crudo luego de la adición de las nanopartículas de SiO<sub>2</sub>

### 5.1 Análisis resultados pruebas de viscosidad crudo pesado.

Se desarrollaron un total de 54 mediciones de viscosidad para la muestra de crudo pesado y los resultados fueron clasificados de acuerdo a los tres (3) niveles del factor (A), tipo de fluido reductor de viscosidad según el diseño experimental, los cuales son: Nanofluido, Nanonafta y Nafta.

**5.1.1 Resultados de las mediciones de viscosidad para el crudo pesado en presencia de nanofluido.** En la Tabla 11 y Figura 14, se relacionan los resultados obtenidos de las mediciones realizadas utilizando el nanofluido (surfactante + Nanopartículas de SiO<sub>2</sub>) como reductor de viscosidad.

Tabla 11.

*Resultados pruebas de viscosidad crudo pesado con adición de nanofluido.*

| <b>Resultados mediciones de viscosidad crudo pesado adición de nanofluido.</b> |                                      |                         |                         |
|--------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|-------------------------|
| #                                                                              | Descripción                          | Viscosidad [cP] a 30 °C | Viscosidad [cP] a 40 °C |
| 1                                                                              | Crudo pesado blanco                  | 7956                    | 4590                    |
| 2                                                                              | Crudo pesado + 2% carrier            | 4455                    | 2284                    |
| 3                                                                              | Crudo pesado + 2% nanofluido 100 ppm | 3330                    | 1320                    |
| 4                                                                              | Crudo pesado + 2% nanofluido 500 ppm | 3655                    | 1479                    |

| Resultados mediciones de viscosidad crudo pesado adición de nanofluido. |                                         |      |      |     |
|-------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|------|------|-----|
| 5                                                                       | Crudo pesado + 2% nanofluido 1,000 ppm  | 3023 | 1424 | 336 |
| 6                                                                       | Crudo pesado + 2% nanofluido 5,000 ppm  | 2219 | 1035 | 235 |
| 7                                                                       | Crudo pesado + 2% nanofluido 10,000 ppm | 4200 | 1819 | 489 |
| 8                                                                       | Crudo pesado + 2% nanofluido 15,000 ppm | 2503 | 1240 | 295 |

Se realizó la medición adicionando únicamente el surfactante con el fin de determinar la reducción a causa de este componente, el cual generó una reducción de 44% en la viscosidad del crudo a una temperatura de 30 °C, luego de aumentar la temperatura se evidencia una mayor reducción, 50,2% a 40 °C y 59% a 60 °C, por lo cual se concluye que el surfactante tiene mayor rendimiento a las temperaturas más altas estudiadas.

La mayor reducción de viscosidad fue generada por el nanofluido a una concentración de 5000 ppm de Nanopartículas de SiO<sub>2</sub> donde se obtuvo una reducción de 72,1% a 30 °C, esta tendencia se ve reflejada también para las temperaturas más altas del estudio en las que se generó una disminución de 77,5% a 40 °C y 83,4% a 60 °C, sin embargo al revisar el porcentaje de reducción debido a cada componente se concluye que a las mayores temperaturas estudiadas, las Nanopartículas de SiO<sub>2</sub> tienen menor impacto en la reducción de la viscosidad del crudo pesado.

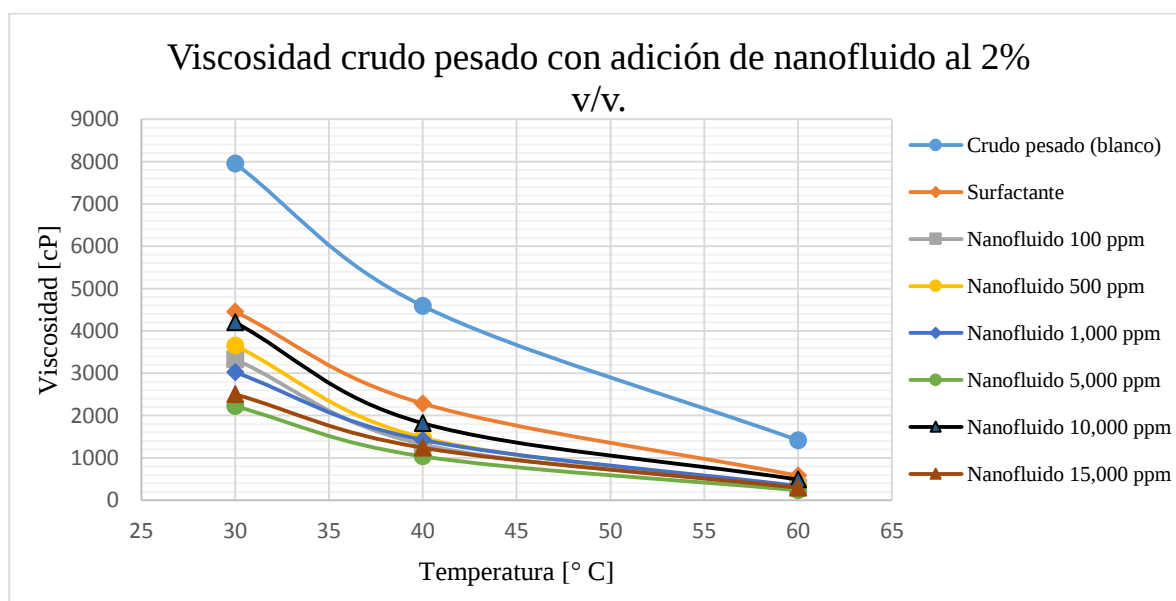


Figura 14. Grafica de resultados pruebas de viscosidad crudo pesado con adición de nanofluido

### 5.1.2 Resultados de las mediciones de viscosidad para el crudo pesado en presencia de nanonafta. En la

Tabla 12 y en la Figura 15, se relacionan los resultados obtenidos de las mediciones realizadas utilizando la nanonafta (nafta + Nanopartículas de SiO<sub>2</sub>) como reductor de viscosidad.

Tabla 12.

*Resultados pruebas de viscosidad crudo pesado con adición de nanonafta.*

| <b>Resultados mediciones de viscosidad crudo pesado adición de nanonafta.</b> |                                        |                         |                                 |
|-------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|-------------------------|---------------------------------|
| #                                                                             | Descripción                            | Viscosidad [cP] a 30 °C | Viscosidad [cP] a 40 °C a 60 °C |
| 1                                                                             | Crudo pesado blanco                    | 7956                    | 4590                            |
| 2                                                                             | Crudo pesado + 2% nanonafta 100 ppm    | 4128                    | 1644                            |
| 3                                                                             | Crudo pesado + 2% nanonafta 500 ppm    | 4300                    | 1662                            |
| 4                                                                             | Crudo pesado + 2% nanonafta 1,000 ppm  | 4902                    | 1527                            |
| 5                                                                             | Crudo pesado + 2% nanonafta 5,000 ppm  | 3875                    | 1530                            |
| 6                                                                             | Crudo pesado + 2% nanonafta 10,000 ppm | 4335                    | 1671                            |
| 7                                                                             | Crudo pesado + 2% nanonafta 15,000 ppm | 4260                    | 1570                            |
| 8                                                                             | Crudo pesado + 2% nafta                | 3750                    | 1428                            |

Con el objetivo de identificar la reducción generada por cada uno de componentes de realizó la medición de viscosidad adicionando solo nafta al 2% v/v con la cual se obtuvo una reducción en la viscosidad de 52,9% a 30 °C, 68,9% a 40 °C y de 76,4% a 60 °C.

Cuando se realizó la adición de nanonafta (nafta con nanopartículas de SiO<sub>2</sub>) al crudo pesado se evidenció una reducción en la viscosidad en todas las concentraciones estudiadas menor a la obtenida al adicionar únicamente nafta por lo cual se concluye que las nanopartículas de SiO<sub>2</sub> dispersas en nafta generan una pequeña disminución en la efectividad de la nafta como reductor de viscosidad para crudo pesado a las concentraciones estudiadas.

La concentración de nanonafta a 5000 ppm generó una reducción en la viscosidad de 51,3% a 30°C, 66,7% a 40 °C y de 75,9% a 60 °C, siendo esta, la concentración que mejor efecto tuvo

sobre la disminución de la viscosidad, generando una reducción cercana a la producida por la nafta a una concentración de 2% v/v, siendo esto acorde a los resultados obtenidos con el nanofluido, por esta razón se concluye que la concentración de 5000 ppm de Nanopartículas de SiO<sub>2</sub> mejor concentración de las seleccionadas en este estudio.

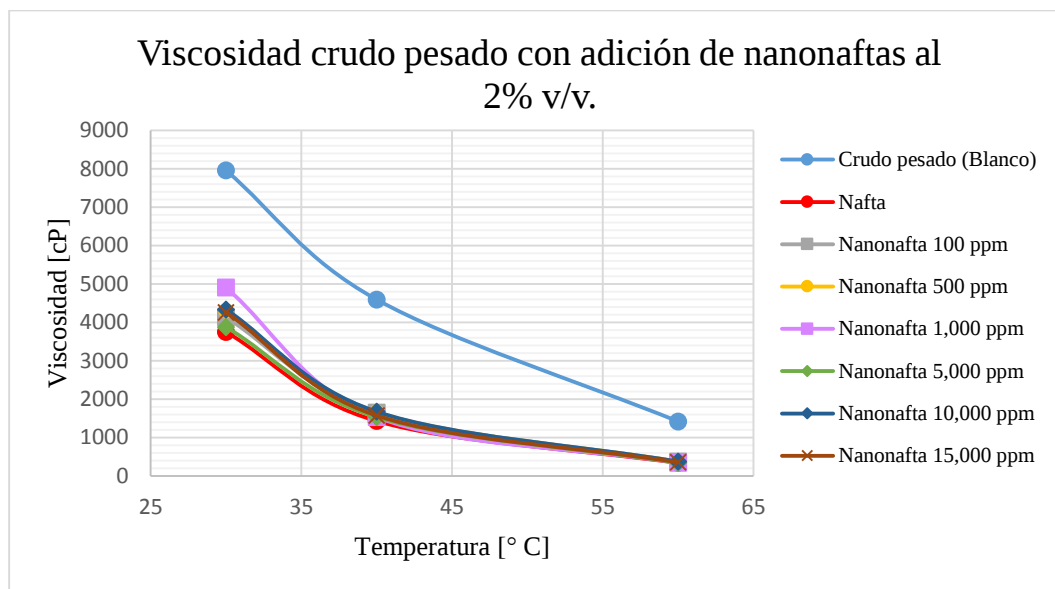


Figura 15. Grafica de resultados pruebas de viscosidad crudo pesado con adición de nanonafta.

**5.1.3 Resultados de las mediciones de viscosidad para el crudo pesado en presencia de nafta.** En la Tabla 13 y en la Figura 16 se relacionan los resultados obtenidos de las mediciones realizadas utilizando nafta como reductor de viscosidad.

Tabla 13.

*Resultados pruebas de viscosidad crudo pesado con adición de nafta.*

| Resultados mediciones de viscosidad crudo pesado adición de nafta. |                          |                         |                         |                         |
|--------------------------------------------------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| #                                                                  | Descripcion              | Viscosidad [cP] a 30 °C | Viscosidad [cP] a 40 °C | Viscosidad [cP] a 60 °C |
| 1                                                                  | Crudo pesado blanco      | 7956                    | 4590                    | 1416                    |
| 2                                                                  | Crudo pesado + 2% nafta  | 3750                    | 1428                    | 334                     |
| 3                                                                  | Crudo pesado + 5% nafta  | 2005                    | 870                     | 230                     |
| 4                                                                  | Crudo pesado + 10% nafta | 519                     | 278                     | 97,6                    |

|   |                          |       |     |       |
|---|--------------------------|-------|-----|-------|
| 5 | Crudo pesado + 15% nafta | 227,7 | 134 | 59,25 |
|---|--------------------------|-------|-----|-------|

Al adicionar 15% v/v de nafta se genera una reducción en la viscosidad superior al 90%, la cual es superior a todas las disminuciones de viscosidad obtenidas con las concentraciones de nanopartículas de SiO<sub>2</sub> que se plantearon en este estudio. Al ser un porcentaje tan elevado se considera una disolución por lo cual las concentraciones de nafta más representativas para este estudio fueron 2% y 5% v/v, generando una disminución en la viscosidad de 52,9% a 30°C, 68,9% a 40 °C y de 76,4% a 60 °C para la concentración de 2% y de 74,8% a 30°C, 81% a 40 °C y de 83,8% a 60 °C para la concentración de 5% v/v.

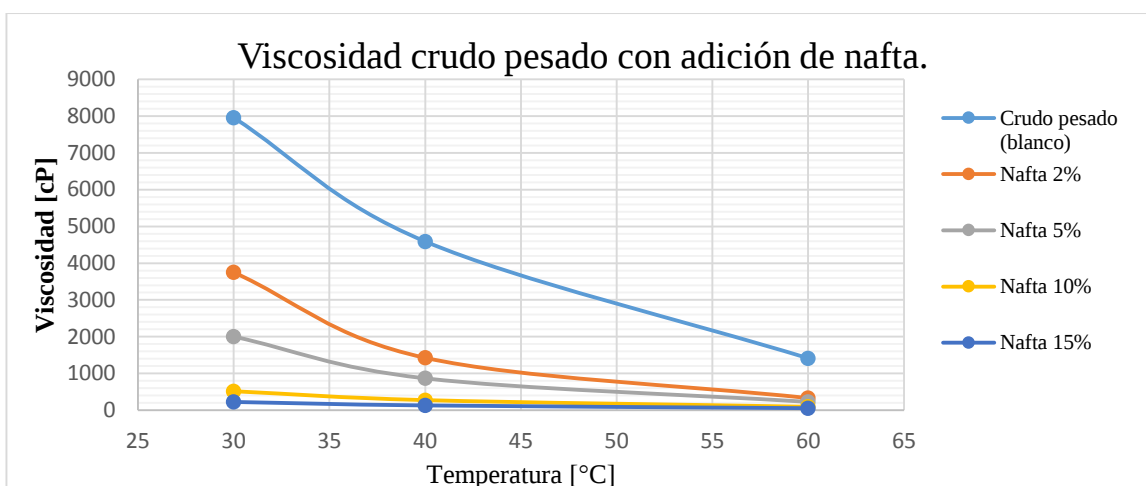


Figura 16. Grafica de resultados pruebas de viscosidad crudo pesado con adición de nafta.

#### 5.1.4 Esquema resultados generales de las mediciones de viscosidad para el crudo pesado. En la Tabla 14.

Esquema general de los resultados de las pruebas de viscosidad al crudo pesado. Se realizó un compilado de los resultados de las mediciones de viscosidad obtenidas para el crudo pesado. Con el objetivo de estudiar el rendimiento de la nafta como reductor de viscosidad y el de los

nanofluidos, se seleccionaron las concentraciones con mayor reducción de viscosidad para ser comparadas entre sí, como lo muestra la Figura 17.

Tabla 14.

*Esquema general de los resultados de las pruebas de viscosidad al crudo pesado.*

| Pruebas de viscosidad crudo pesado. |                                        |                         |                         |                         |
|-------------------------------------|----------------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| #                                   | Descripción                            | Viscosidad [cP] a 30 °C | Viscosidad [cP] a 40 °C | Viscosidad [cP] a 60 °C |
| 1                                   | Crudo pesado blanco                    | 7956                    | 4590                    | 1416                    |
| 2                                   | Crudo pesado + 2% carrier              | 4455                    | 2284                    | 580                     |
| 3                                   | Crudo pesado + 2% nanofluido 100 ppm   | 3330                    | 1320                    | 301,1                   |
| 4                                   | Crudo pesado + 2% nanofluido 500 ppm   | 3655                    | 1479                    | 324                     |
| 5                                   | Crudo pesado + 2% nanofluido 1000 ppm  | 3023                    | 1424                    | 336                     |
| 6                                   | Crudo pesado + 2% nanofluido 5000 ppm  | 2219                    | 1035                    | 235                     |
| 7                                   | Crudo pesado + 2% nanofluido 10000 ppm | 4200                    | 1819                    | 489                     |
| 8                                   | Crudo pesado + 2% nanofluido 15000 ppm | 2503                    | 1240                    | 295                     |
| 9                                   | Crudo pesado + 2% nanonafte 100 ppm    | 4128                    | 1644                    | 369,3                   |
| 10                                  | Crudo pesado + 2% nanonafte 500 ppm    | 4300                    | 1662                    | 372                     |
| 11                                  | Crudo pesado + 2% nanonafte 1000 ppm   | 4902                    | 1,527                   | 339,3                   |
| 12                                  | Crudo pesado + 2% nanonafte 5000 ppm   | 3875                    | 1530                    | 341,3                   |
| 13                                  | Crudo pesado + 2% nanonafte 10000 ppm  | 4335                    | 1671                    | 371,3                   |
| 14                                  | Crudo pesado + 2% nanonafte 15000 ppm  | 4260                    | 1570                    | 352,7                   |
| 15                                  | Crudo pesado + 2% nafta                | 3750                    | 1428                    | 334                     |
| 16                                  | Crudo pesado + 5% nafta                | 2005                    | 870                     | 230                     |
| 17                                  | Crudo pesado + 10% nafta               | 519                     | 278                     | 97,6                    |
| 18                                  | Crudo pesado + 15% nafta               | 227,7                   | 134                     | 59,25                   |

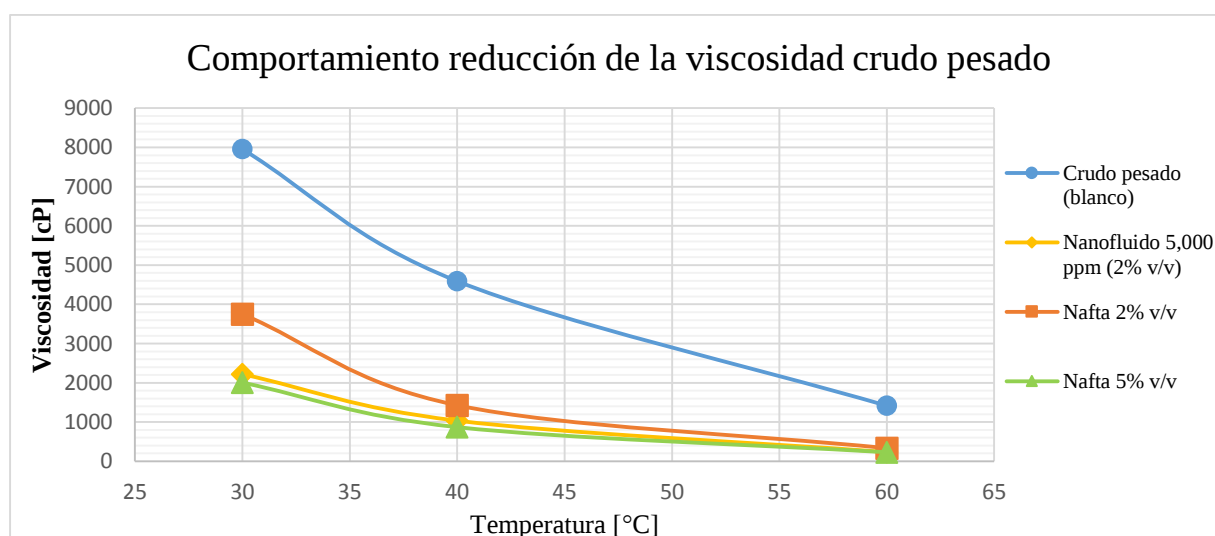
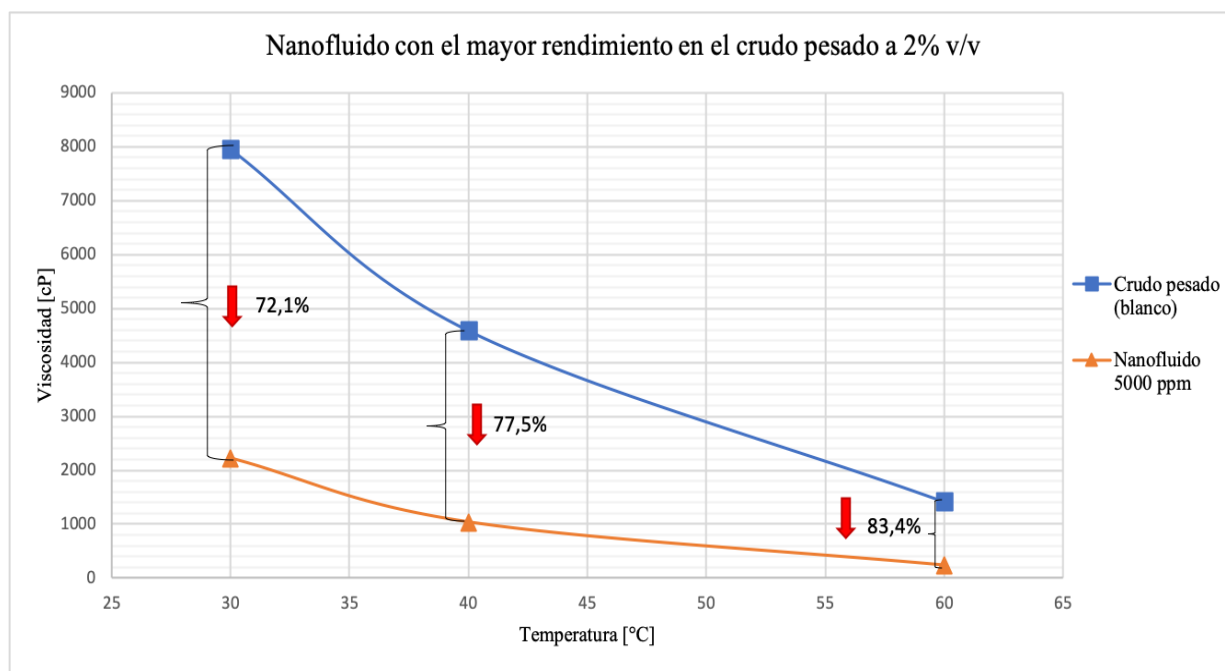


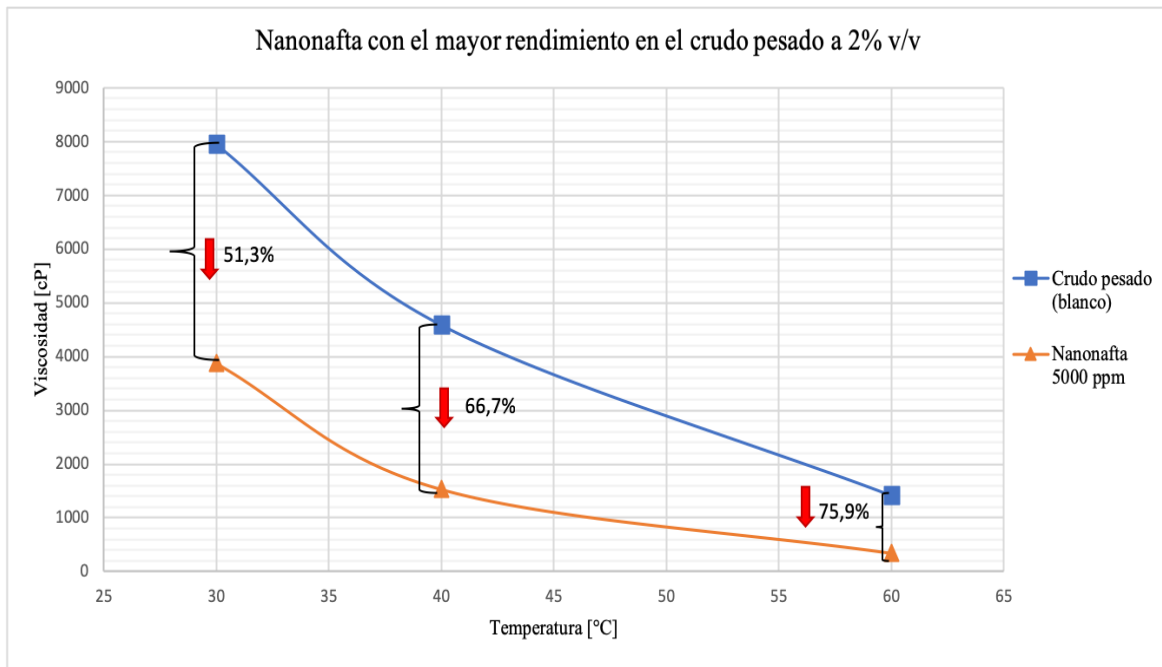
Figura 17. Grafica de resultados mediciones de viscosidad con mayor reducción para el crudo pesado.

Luego del análisis de las concentraciones con mayor rendimiento se concluye que el nanofluido con una concentración de 5000 ppm adicionado a un 2% v/v al crudo pesado genera una mayor reducción de viscosidad que la nafta adicionada a la misma proporción, siendo del 77,7% en promedio para el nanofluido y de 66,1% para la nafta, siendo la reducción producida por el nanofluido casi comparable con la generada por la nafta a una concentración del 5% v/v, la cual produjo una disminución de 79,9% siendo esta mas del doble de la concentración adicionada de nanofluido.

Para finalizar el análisis de los resultados obtenidos durante las pruebas realizadas al crudo pesado, a continuación, visualiza la grafica de la mejor configuración de cada producto que evidenció el mayor rendimiento junto con el porcentaje de reducción que obtuvo para cada temperatura que fue analizada durante este estudio.



*Figura 18.* Grafica reducción de viscosidad con el nanofluido de mejor rendimiento al 2% v/v para el crudo pesado.



*Figura 19.* Grafica reducción de viscosidad con la nanonafta de mejor rendimiento al 2% v/v para el crudo pesado.

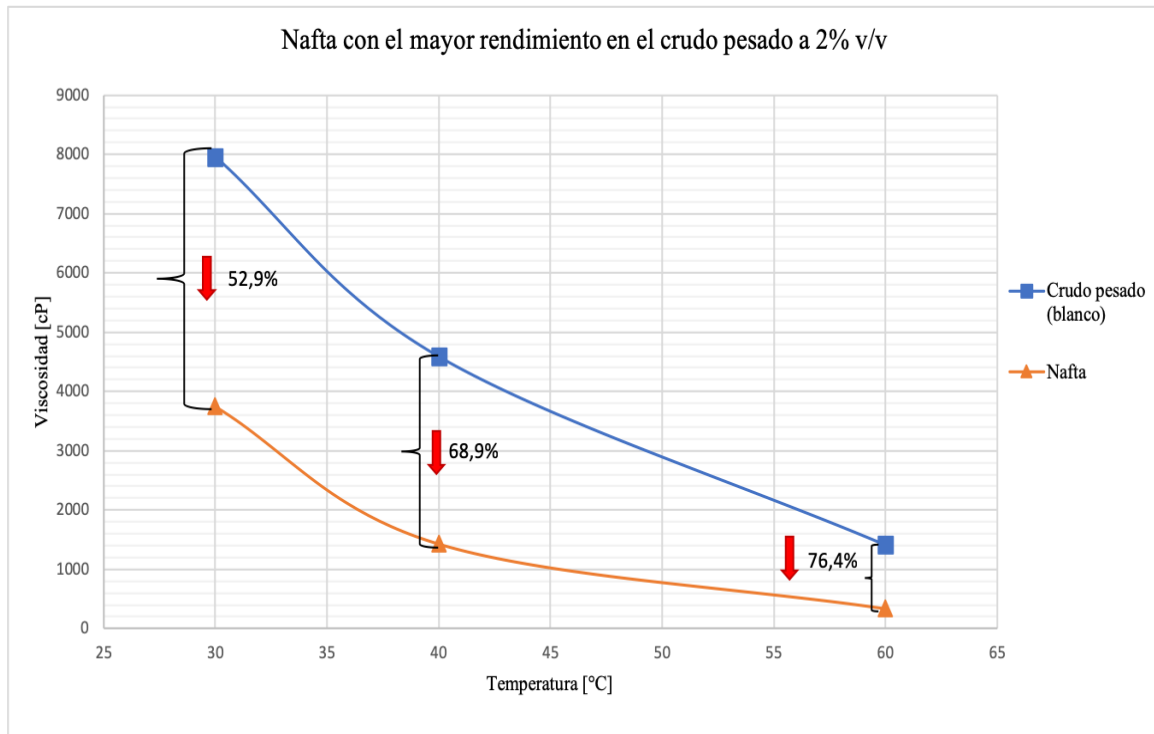


Figura 20. Grafica reducción de viscosidad con la nafta de mejor rendimiento al 2% v/v para el crudo pesado.

## 5.2 Análisis resultados de las mediciones de viscosidad para el crudo extra pesado.

Se desarrollaron un total de 36 mediciones de viscosidad para la muestra de crudo extra pesado y los resultados fueron clasificados de acuerdo a los tres (3) niveles del factor (A), tipo de fluido reductor de viscosidad según el diseño experimental, los cuales son: Nanofluido, Nanonafta y Nafta.

### 5.2.1 Resultados de las mediciones de viscosidad para el crudo extra pesado en presencia de nanofluido. En la

Tabla 15 y en la Figura 21 se visualizan los resultados arrojados por las mediciones de viscosidad realizadas utilizando el nanofluido (surfactante + Nanopartículas de SiO<sub>2</sub>) como reductor de viscosidad.

Tabla 15.

*Resultados pruebas de viscosidad crudo extra pesado con adición de nanofluido.*

| Pruebas de viscosidad crudo extra pesado |                                              |                         |                         |                         |
|------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| #                                        | Lista de pruebas                             | Viscosidad [cP] a 40 °C | Viscosidad [cP] a 50 °C | Viscosidad [cP] a 60 °C |
| 1                                        | Crudo extra pesado (blanco)                  | 142200                  | 45080                   | 18000                   |
| 2                                        | Crudo extra pesado + 2% carrier              | 90000                   | 31200                   | 13000                   |
| 3                                        | Crudo extra pesado + 2% nanofluido 500 ppm   | 60200                   | 22500                   | 9160                    |
| 4                                        | Crudo extra pesado + 2% nanofluido 1000 ppm  | 65600                   | 23630                   | 9880                    |
| 5                                        | Crudo extra pesado + 2% nanofluido 5000 ppm  | 88600                   | 30750                   | 12280                   |
| 6                                        | Crudo extra pesado + 2% nanofluido 10000 ppm | 91400                   | 31650                   | 12240                   |

Se inició por conocer la reducción en la viscosidad debido a la adición de surfactante como componente único, el cual generó una reducción de 36,7% en la viscosidad del crudo a una temperatura de 40 °C, luego de aumentar la temperatura se evidencia una menor reducción, 30,8% a 50 °C y 27,8% a 60 °C, por lo cual se concluye que el surfactante tiene mejor rendimiento en el crudo pesado ya que generó una mayor reducción, equivalente al 56,4 % en promedio a las temperaturas analizadas en este estudio.

La reducción más significativa fue generada por el nanofluido a una concentración de 500 ppm de Nanopartículas de SiO<sub>2</sub> donde se obtuvo una reducción de 57,7 % a 40 °C, esta tendencia se ve reflejada también para las temperaturas más altas del estudio en las que se generó una disminución de 50,1% a 50 °C y 49,1% a 60 °C, al revisar el porcentaje de reducción debido a

cada componente se puede observar que la reducción debido a las Nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  mantiene aproximadamente constante en un promedio de 20, 5% sin tener mayor efecto la temperatura.

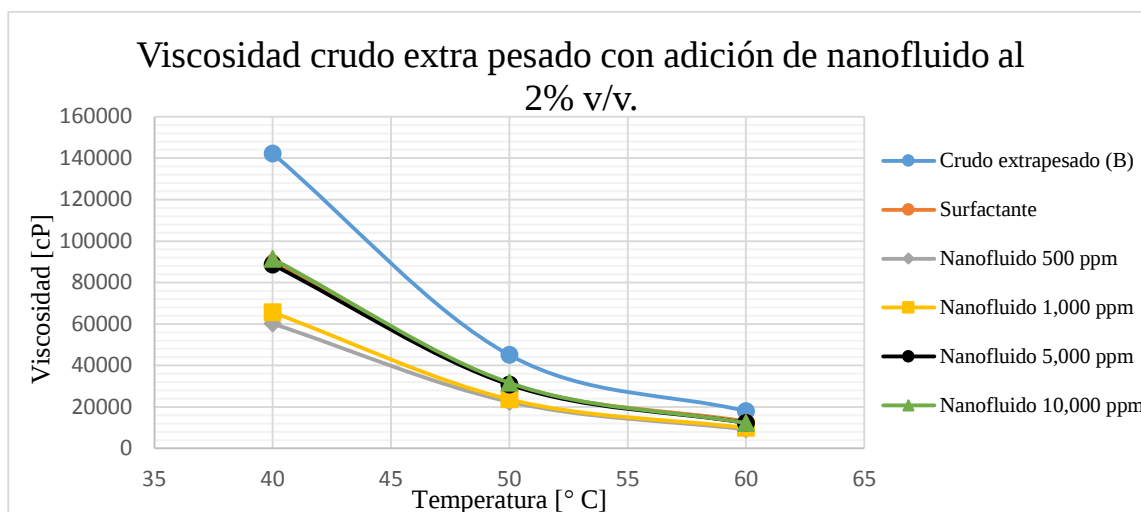


Figura 21. Grafica de resultados pruebas de viscosidad crudo extra pesado con adición de nanofluido.

Las mediciones de viscosidad arrojaron dos concentraciones con una reducción de viscosidad muy cercana, siendo estas, Nanofluido con 500 y 1000 ppm, generaron una reducción de 57,7% y 53,9% respectivamente, a una temperatura de 40 °C. Se concluye que la concentración de nanofluido con 500 ppm genera la mayor disminución en la viscosidad de los nanofluidos (surfactante + Nanopartículas de  $\text{SiO}_2$ ) estudiados.

**5.2.2 Resultados de las mediciones de viscosidad para el crudo extra pesado en presencia de nanonafta.** En la Tabla 16 y en la Figura 22 se muestran los resultados obtenidos de las mediciones realizadas utilizando la nanonafta (nafta + Nanopartículas de  $\text{SiO}_2$ ) como reductor de viscosidad para crudos extrapesados.

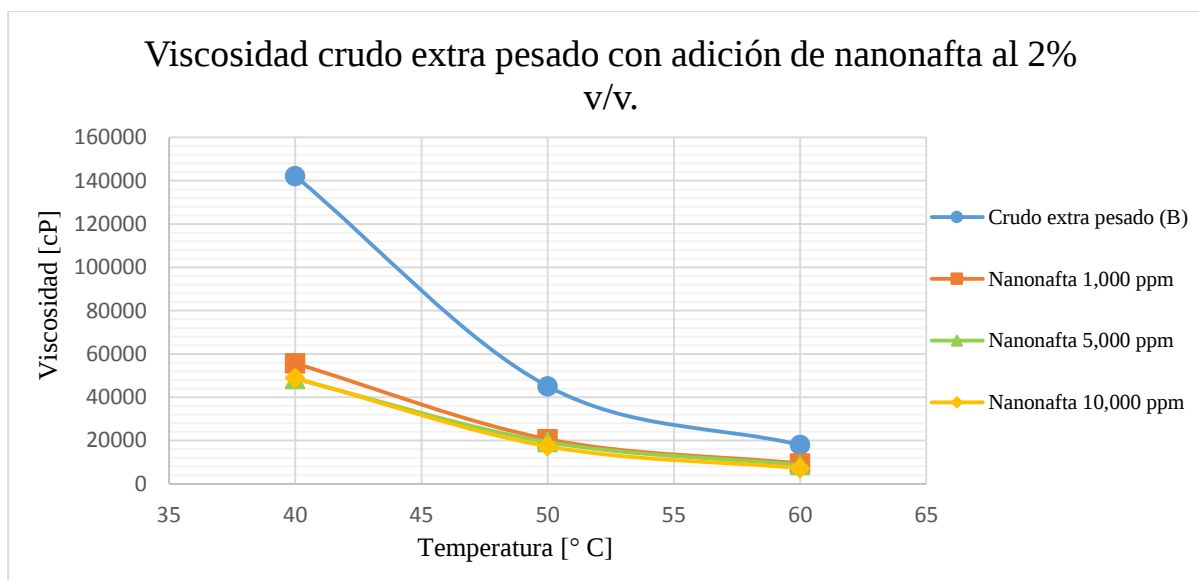
Tabla 16.

*Resultados pruebas de viscosidad crudo extra pesado con adición de nanonafta.*

| Pruebas de viscosidad crudo extra pesado |                                             |                         |                         |                         |
|------------------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| #                                        | Lista de pruebas                            | Viscosidad [cP] a 40 °C | Viscosidad [cP] a 50 °C | Viscosidad [cP] a 60 °C |
| 1                                        | Crudo extra pesado (blanco)                 | 142200                  | 45080                   | 18000                   |
| 2                                        | Crudo extra pesado + 2% nanonafta 1000 ppm  | 55600                   | 20630                   | 9400                    |
| 3                                        | Crudo extra pesado + 2% nanonafta 5000 ppm  | 48450                   | 19280                   | 8720                    |
| 4                                        | Crudo extra pesado + 2% nanonafta 10000 ppm | 48800                   | 17330                   | 7240                    |

Se realizaron las pruebas adicionando nanonafta (nafta + nanopartículas de SiO<sub>2</sub>) al crudo extra pesado y se evidenció una disminución de la viscosidad en todas las concentraciones estudiadas obteniendo reducciones de 65,7% a 10000 ppm y de 60,9% a 1000 ppm de Nanopartículas de SiO<sub>2</sub> a una temperatura de 40 °C

Cabe destacar que la concentración de 5000 ppm generó una reducción de 65,9% a una temperatura de 40 °C siendo mayor reducción obtenida por los nanofluidos adicionados al crudo extra pesado.



*Figura 22.* Grafica de resultados pruebas de viscosidad crudo extra pesado con adición de nanonafta.

En la Figura 19 podemos visualizar que todas las concentraciones de nanonafta tienen un valor cercano entre sí, lo cual podría ser indicio del límite de reducción de viscosidad que se pueda alcanzar al adicionar nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  a la nafta como dispersante de estas.

### 5.2.3 Resultados de las mediciones de viscosidad para el crudo extra pesado en presencia de nafta. En la

Tabla 17 y en la Figura 23, se relacionan los resultados obtenidos de las mediciones realizadas utilizando nafta como reductor de viscosidad para el crudo extrapesado.

Tabla 17.

*Resultados pruebas de viscosidad crudo extra pesado con adición de nafta.*

| Pruebas de viscosidad crudo extra pesado |                                |                         |                         |                         |
|------------------------------------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| #                                        | Lista de pruebas               | Viscosidad [cP] a 40 °C | Viscosidad [cP] a 50 °C | Viscosidad [cP] a 60 °C |
| 1                                        | Crudo extra pesado (blanco)    | 142200                  | 45080                   | 18000                   |
| 2                                        | Crudo extra pesado + 2% nafta  | 80000                   | 27080                   | 11000                   |
| 3                                        | Crudo extra pesado + 5% nafta  | 42600                   | 16130                   | 6540                    |
| 4                                        | Crudo extra pesado + 10% nafta | 20400                   | 7840                    | 3200                    |

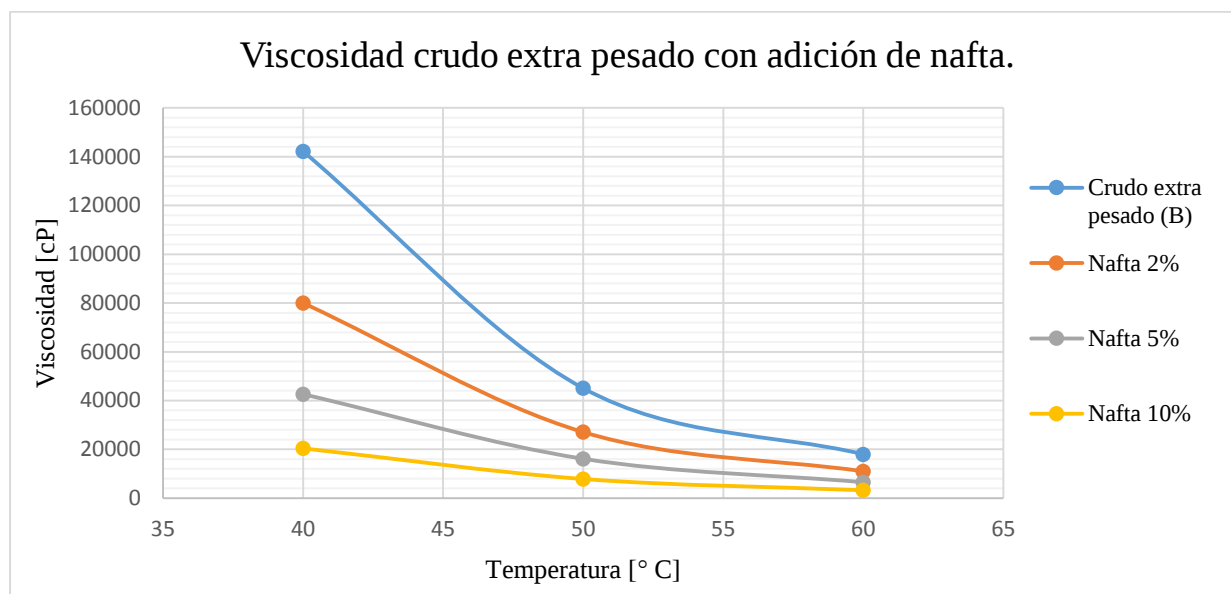


Figura 23. Grafica de resultados pruebas de viscosidad crudo extra pesado con adición de nafta.

Luego de desarrolladas las pruebas de laboratorio se puede apreciar la tendencia de que a mayor volumen de nafta adicionada se genera mayor reducción de viscosidad, esto debido a la gran afinidad que tiene la nafta como diluyente.

**5.2.4 Esquema resultados generales de las mediciones de viscosidad para el crudo pesado.** En la

Tabla 18 se realizó un compilado de los resultados de las mediciones de viscosidad obtenidas para el crudo extra pesado. Con el objetivo de estudiar el rendimiento de la nafta como reductor de viscosidad y el de nanofluidos, se seleccionaron las concentraciones con mayor disminución de viscosidad para ser comparadas entre sí, como lo muestra la Figura 24.

Tabla 18.

*Esquema general de los resultados de las pruebas de viscosidad al crudo pesado.*

| <b>Pruebas de viscosidad crudo extra pesado</b> |                                             |                         |                         |                         |
|-------------------------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| #                                               | Lista de pruebas                            | Viscosidad [cP] a 40 °C | Viscosidad [cP] a 50 °C | Viscosidad [cP] a 60 °C |
| 1                                               | Crudo extra pesado (blanco)                 | 142200                  | 45080                   | 18000                   |
| 2                                               | Crudo extra pesado + 2% carrier             | 90000                   | 31200                   | 13000                   |
| 3                                               | Crudo extra pesado + 2% nanofluido 500 ppm  | 60200                   | 22500                   | 9160                    |
| 4                                               | Crudo extra pesado + 2% nanofluido 1000 ppm | 65600                   | 23630                   | 9880                    |
| 5                                               | Crudo extra pesado + 2% nanofluido 5000 ppm | 88600                   | 30750                   | 12280                   |
| 6                                               | Crudo extra pesado + 2% nanofluido 10000ppm | 91400                   | 31650                   | 12240                   |
| 7                                               | Crudo extra pesado + 2% nanonafta 1000 ppm  | 55600                   | 20630                   | 9400                    |
| 8                                               | Crudo extra pesado + 2% nanonafta 5000 ppm  | 48450                   | 19280                   | 8720                    |
| 9                                               | Crudo extra pesado + 2% nanonafta 10000ppm  | 48800                   | 17330                   | 7240                    |
| 10                                              | Crudo extra pesado + 2% nafta               | 80000                   | 27080                   | 11000                   |
| 11                                              | Crudo extra pesado + 5% nafta               | 42600                   | 16130                   | 6540                    |
| 12                                              | Crudo extra pesado + 10% nafta              | 20400                   | 7840                    | 3200                    |

Analizando el comportamiento de las concentraciones graficadas en la Figura 21, se visualiza que la adición al 2% v/v de la concentración de nanonafta con 10000 ppm de Nanopartículas de SiO<sub>2</sub> genera una mayor reducción el mismo porcentaje de nafta adicionada por lo cual se puede concluir que a bajas concentraciones las nanopartículas generan un aumento en la reducción de la viscosidad al ser dispersadas en nafta y adicionas al crudo extrapesado.

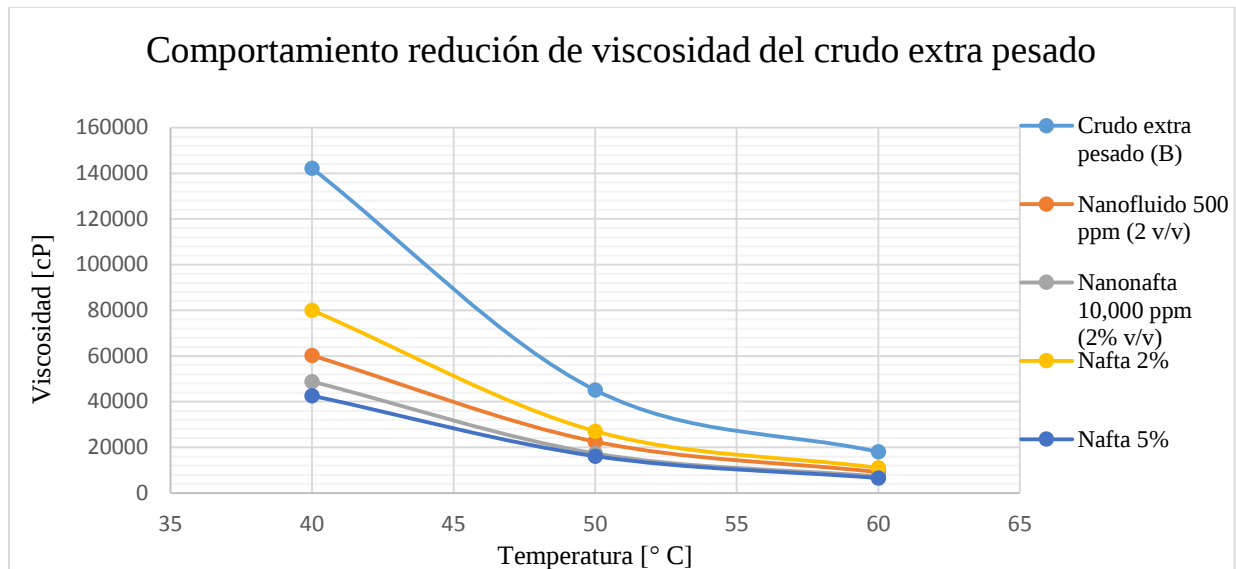


Figura 24. Grafica de resultados mediciones de viscosidad con mayor reducción para el crudo extra pesado.

Para dar por terminado el análisis de los resultados obtenidos durante las pruebas realizadas al crudo extra pesado, a continuación, evidencia la gráfica de la mejor configuración de cada producto que evidenció el mayor rendimiento junto con el porcentaje de reducción que obtuvo para cada temperatura que fue analizada durante el estudio.

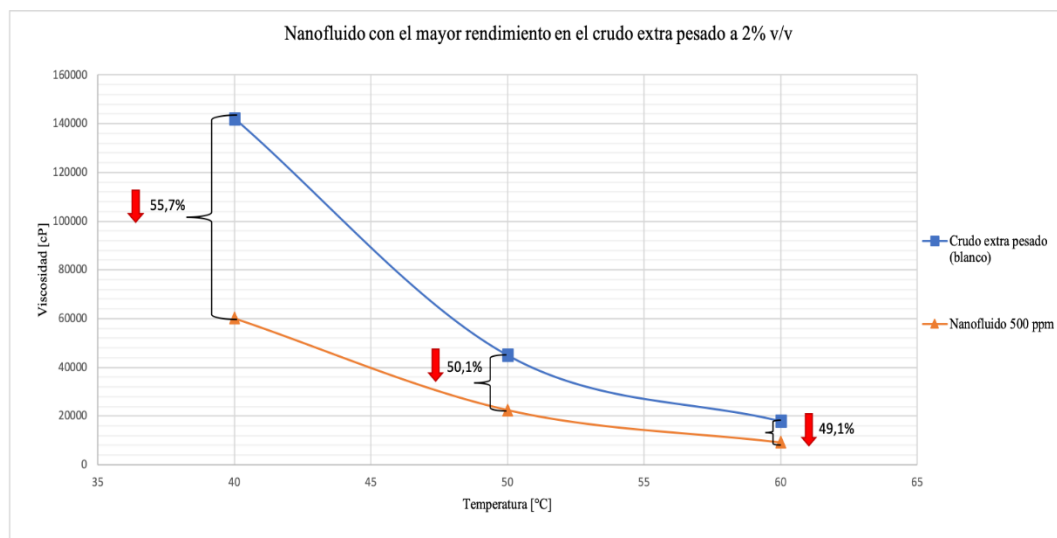


Figura 25. Grafica reducción de viscosidad con el nanofluido de mejor rendimiento al 2% v/v para el crudo extrapesado.

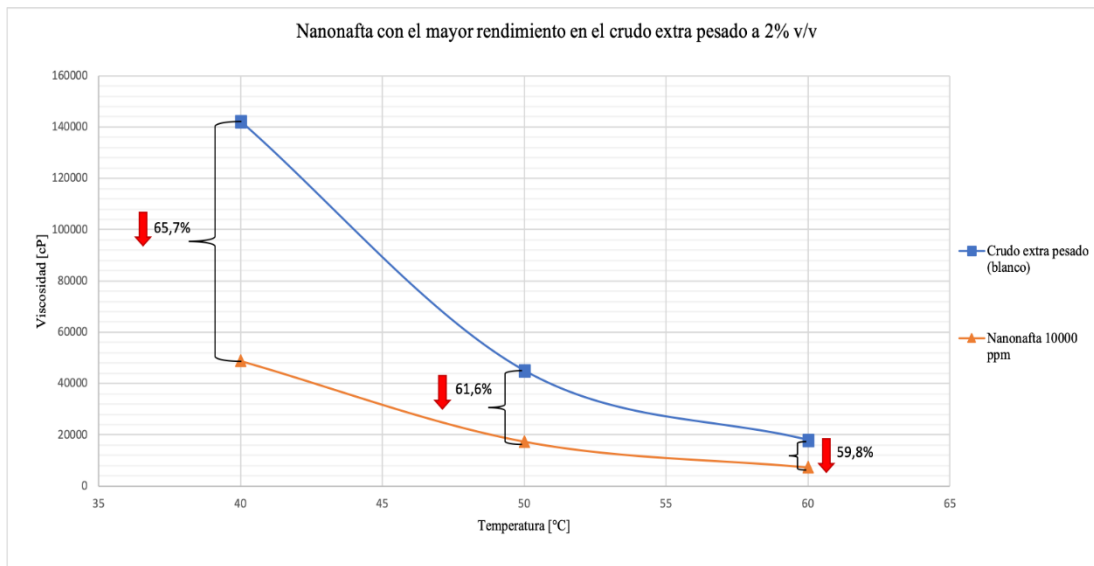


Figura 26. Grafica reducción de viscosidad con la nanonaftha de mejor rendimiento al 2% v/v para el crudo extrapesado.

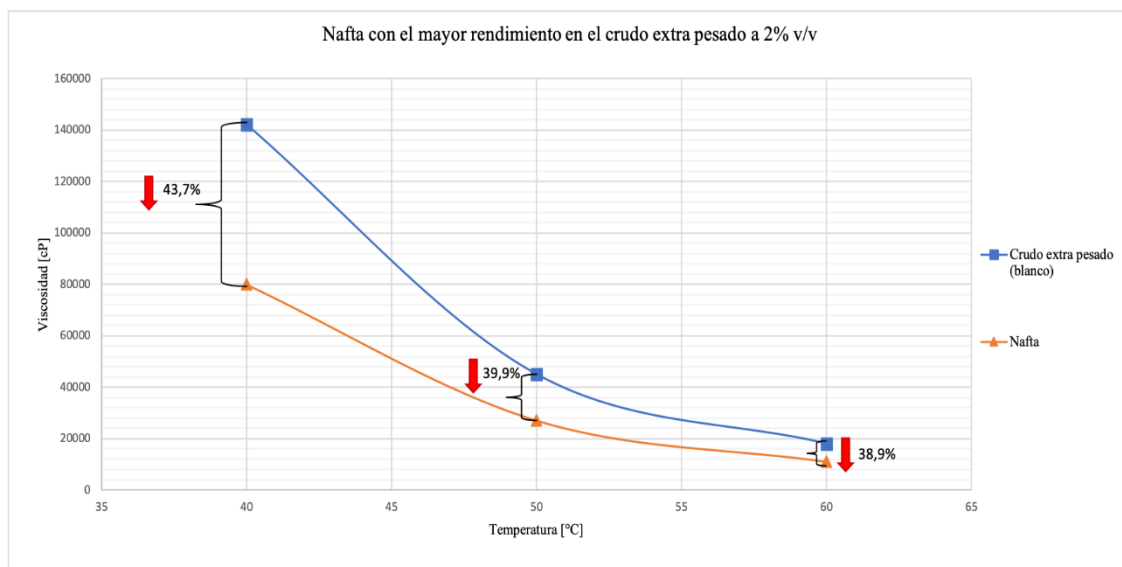


Figura 27. Grafica reducción de viscosidad con la nafta de mejor rendimiento al 2% v/v para el crudo extrapesado.

## 6. Conclusiones

Se demostró que las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  son factibles técnicamente ya que generan una reducción de viscosidad adicional a la obtenida con nafta lo que permite una disminución en el volumen utilizado de esta y de igual manera aumentan el rendimiento del surfactante como reductor de viscosidad, por lo tanto, se visualizan como una buena alternativa para ser implementada en campo.

Según los resultados obtenidos, las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  dispersas en un surfactante base hidrocarbonada son la mejor opción para la reducción de viscosidad a bajas concentraciones ya que permitió las mayores disminuciones de viscosidad en el crudo pesado a todas las temperaturas estudiadas, las cuales fueron de 72,1% a 30°C, 77,5% a 40°C y de 83,4% a 60°C.

Se comprobó que las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  deben de ser dispersadas en un fluido antes de que se puedan adicionar al crudo y de este fluido depende en gran medida el rendimiento de las nanopartículas debido a que debe garantizar una buena dispersión de estas.

Se determinó que la concentración de Nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  con mayor rendimiento en crudos pesados es la 5,000 ppm, debido a que obtuvo el porcentaje de reducción más alto con un 72% al adicionar 2% v/v a la muestra.

## 7. Recomendaciones

Estudiar más a fondo el efecto que tiene cada clase de surfactante en el comportamiento de las Nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  con el objetivo poder determinar su máximo rendimiento.

Continuar con el estudio de la aplicación de las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  en una mayor cantidad de crudos con el fin de conocer el efecto que tiene la composición de estos sobre comportamiento de las nanopartículas.

Se recomienda realizar un estudio de factibilidad económica con el propósito de conocer las oportunidades que tienen las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  de ser aplicadas en campo.

Verificar el comportamiento de las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  y su influencia en el proceso de deshidratación de crudos, para descartar posibles interrupciones en los procesos de tratamiento de crudo establecidos.

Realizar un estudio composicional al crudo antes y después del tratamiento de reducción de viscosidad con nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  con el fin de verificar si existe algún cambio composicional en el fluido.

### Referencias Bibliográficas

- Álvarez Díaz, D. A., & Gama Gutierrez, J. F. (2017). *Análisis técnico-financiero de las estadísticas obtenidas de los reportes de servicio a pozo, de una base de datos en los campos de la Asociación Nare*. Recuperado de <http://repository.uamerica.edu.co>
- Ardila Zipa, C. A., & Barrera González, C. D. (2016). *Evaluación técnico – financiera de compatibilidad de secuestrantes de H<sub>2</sub>S en fluidos de perforación y completamiento en operaciones del Campo Jazmín mediante pruebas de laboratorio*. Recuperado de <http://repository.uamerica.edu.co>
- Arvilla, C. A. R., Doval Dorado, J. M., & Medina Lozano, J. A. (2007, enero 1). *Rubiales Oil Field: A Heavy-Oil Colombian Example of Excellent Operative PCP Systems Development*. Presentado en Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference. <https://doi.org/10.2118/107953-MS>
- Bonilla Patiño, A. F., & Medina León, C. A. (2018). *Integración de los modelos de flujo de fluidos en yacimiento y tubería para la determinación de la longitud óptima de la sección horizontal en un pozo horizontal del campo Suria*. Recuperado de <http://repository.uamerica.edu.co>
- BP Statistical Review of World Energy (Oil N.º 67; p. 56). (2018). Recuperado de <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>
- Camargo García, A., & Ravelo, J. G. (2018). *Estudio de la viabilidad técnica de la inyección continua de vapor asistida por químicos (surfactante, álcali-surfactante) como método de*

*recobro mejorado mediante simulación numérica para el campo Teca-Cocorná.*

Recuperado de <http://repository.uamerica.edu.co>

Céspedes, S., & Mónica, M. (2017). *Evaluación técnica financiera del sistema de bombeo hidráulico para dos pozos tipo del campo Chichimene.* Recuperado de <http://repository.uamerica.edu.co>

Ecopetrol. (2018, marzo 1). Reporte integrado de Gestión Sostenible. Recuperado 17 de octubre de 2019, de [https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/relacion-inversionistas/para-el-accionista/asamblea-general-accionistas/reunion-ordinaria/reporte-integrado-gestion-sostenible!/ut/p/z0/04\\_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljo8ziLf0N3d09gg28\\_Z3cjAwcA80tnPycHA3dg8z1C7IdFQFhJ16p/](https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/relacion-inversionistas/para-el-accionista/asamblea-general-accionistas/reunion-ordinaria/reporte-integrado-gestion-sostenible!/ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljo8ziLf0N3d09gg28_Z3cjAwcA80tnPycHA3dg8z1C7IdFQFhJ16p/)

Ecopetrol, & Casa de Bolsa. (2018). *Segmento de Transporte, un salvavidas en caso de tormenta Midstream, pieza clave en la generación de EBITDA.* Recuperado de <https://www.casadebolsa.com.co/wps/wcm/connect/casadebolsa/01b9b94a-2fc6-435b-9fc0-09da495e72fe/Mayo+2018+Ecopetrol+l+Midstream+un+salvavidas+en+caso+d+e+tormenta-2.pdf?MOD=AJPERES>

Fakoya, M. F., & Shah, S. N. (2017). Emergence of nanotechnology in the oil and gas industry: Emphasis on the application of silica nanoparticles. *Petroleum*, 3(4), 391-405. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2017.03.001>

Fonseca Gómez, J. M., & Sánchez Burbano, M. A. (2017). *Evaluación de la inyección localizada de vapor con la técnica Huff and Puff ocho pozos en el campo Teca-Cocorná mediante simulación numérica.* Recuperado de <http://repository.uamerica.edu.co>

- Gualdrón, M. B. G., Anaya, A. F., Araujo, Y. E., Parra, W., Uzcategui, M., Bolaños, V., ... Porturas, F. A. (2015, septiembre 15). *Autonomous Inflow Control Devices (AICD) Application in Horizontal Wells Completions in Rubiales Area, Heavy Oil Reservoir*. Presentado en SPE Middle East Intelligent Oil and Gas Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/176752-MS>
- Higuera, D., Pachano Pelaez, K. L., Useche, J., Serna, A. J., & Sur, S. (2012, enero 1). *Optimization of Cyclic Steam Stimulation in Highly Stratified Heavy Oil Reservoir of Middle Magdalena Basin: Moriche Field*. Presentado en SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/153234-MS>
- Jaimes, M. G., Pachon, Z., Villar, A., & Dorado, R. (2014, mayo 21). *Increasing the Efficiency of Artificial Lifting System in the Production of Heavy Crude: A Colombian Field Application*. Presentado en SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. <https://doi.org/10.2118/169404-MS>
- Mercado, O., Velez, J. E., & Fipke, S. R. (2009, enero 1). *Multilateral Wells in the Castilla Field of Eastern Colombia: A Case History of the Guadalupe Reservoir*. Presentado en SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/119458-MS>
- Namburu, P. K., Kulkarni, D. P., Dandekar, A., & Das, D. K. (2007). Experimental investigation of viscosity and specific heat of silicon dioxide nanofluids. *Micro & Nano Letters*, 2(3), 67-71. <https://doi.org/10.1049/mnl:20070037>
- Ogolo, N. A., Olafuyi, O. A., & Onyekonwu, M. O. (2012, enero 1). *Enhanced Oil Recovery Using Nanoparticles*. Presentado en SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/160847-MS>

- Ospina G. (2015). *Evaluación de la aplicación de nanofluidos para mejoramiento in-situ del crudo pesado* (Masters, Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín). Recuperado de <http://bdigital.unal.edu.co/50067/>
- Otavo, A. E. R. (s. f.). *ESTUDIOS DE CONTROL DE POZOS DURANTE LAS OPERACIONES DE MANTENIMIENTO Y WORKOVER EN EL CAMPO APIAY Y CASTILLA LA NUEVA*. 137.
- Peñuela, M. (2017). *Crudos pesados: La realidad del sector hidrocarburos de Colombia* (p. 3). Recuperado de Universidad Industrial de Santander website: <https://www.virtualpro.co/editoriales/20170501-ed.pdf>
- Portafolio. (2019). Suben las reservas de crudo, pero bajan las de gas natural. Recuperado 17 de octubre. de Suben las reservas de crudo, bajan las de gas natural website: [www.portafolio.co/economia/reservas-de-petroleo-en-colombia-suben5-7-a-6-2-anos-529499](http://www.portafolio.co/economia/reservas-de-petroleo-en-colombia-suben5-7-a-6-2-anos-529499)
- Prieto, H., Lima, E., Gaviria, M. R., Gil, E., Benitez, N., & Fuenmayor, M. (2015, septiembre 28). *Design And Operation Of Production Facilities Of The Quifa Field In-situ Combustion Project*. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/174970-MS>
- Ramírez, H., & Nicolás, J. (2017). *Evaluación técnica financiera de la perforación del pozo piloto horizontal Quifa 417H en dos secciones de la campaña 2015 en el campo Quifa SW*. Recuperado de <http://repository.uamerica.edu.co>
- Ríos, O. E. V. (2015). *PROPUESTA PARA REDUCIR EL TIEMPO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO RUBIALES EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO EN EL CENTRO DE PRODUCCIÓN Y FACILIDADES (CPF1)*.

- Semana. (2018). Colombia se adaptó al mercado de los crudos pesados. Recuperado 17 de octubre de 2019, de Colombia se adaptó al mercado de los crudos pesados website: <https://www.semana.com/contenidos-editoriales/hidrocarburos-son-el-futuro/articulo/colombia-se-adapto-al-mercado-de-los-crudos-pesados/590038>
- Taborda, E. A., Franco, C. A., Ruiz, M. A., Alvarado, V., & Cortés, F. B. (2017). Experimental and Theoretical Study of Viscosity Reduction in Heavy Crude Oils by Addition of Nanoparticles. *Energy & Fuels*, 31(2), 1329-1338. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b02686>
- Tiempo, C. E. E. (2019). El país cerraría el año con 900.000 barriles de petróleo al día. Recuperado 17 de octubre de 2019, de Portafolio.co website: <https://www.portafolio.co/economia/el-pais-cerraria-el-ano-con-900-000-barriles-de-petroleo-al-dia-533302>
- Trigos, E. M., Lozano, M. E., & Jimenez, A. M. (2018, abril 14). *Cyclic Steam Stimulation Enhanced with Nitrogen*. Presentado en SPE Improved Oil Recovery Conference. <https://doi.org/10.2118/190173-MS>
- UPME. (2018). *Plan indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos*. Recuperado de [http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan\\_liquidos\\_2018/Plan\\_de\\_Abastecimiento\\_de\\_Combustibles\\_Liquidos.pdf](http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_liquidos_2018/Plan_de_Abastecimiento_de_Combustibles_Liquidos.pdf)
- Zabala, R., Franco, C. A., & Cortés, F. B. (2016, abril 11). *Application of Nanofluids for Improving Oil Mobility in Heavy Oil and Extra-Heavy Oil: A Field Test*. Presentado en SPE Improved Oil Recovery Conference. <https://doi.org/10.2118/179677-MS>