

La influencia de la nanotecnología en la recuperación mejorada del petróleo.

Linda Julieth Pinzón Sarmiento y Juan Sebastián Soto Ortegón.

Trabajo de grado, presentado como requisito para optar el título de ingeniero Metalúrgico

Director

Dr. Darío Yesid Peña Ballesteros.

Codirector

Dr. Adan Yovani Leon Bermudez.

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela De Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales

Bucaramanga

2024

### **Dedicatoria**

Dedico este proyecto principalmente a Dios por su infinito amor, por brindarme la sabiduría y fortaleza necesaria para culminar esta etapa de mi vida. A mis padres Jairo Pinzón y Carmen Sarmiento por ser mi refugio, por aconsejarme y brindarme su apoyo incondicional. A mi compañero Sebastián por acompañarme en este proyecto y hacer de este un proceso muy bonito, y finalmente a mí y a mi pasado, ya que soy el resultado de las experiencias que he vivido, siempre he tratado de ver el lado bueno de las cosas y eso es lo que me ha llevado a donde estoy hoy y me siento profundamente orgullosa de la mujer que soy.

*Linda Pinzón*

Dedico la culminación de este proyecto de mi vida especialmente a mi mamá María por ser el pilar de mi fortaleza, la fuente de mi confianza y transmitirme tanta inspiración. Dedico este logro a mis hermanos (Adriana, Jenifer, Luzma, José, Edwin y Stiven) que a lo largo del camino han sido referentes de resiliencia y auto percepción positiva, también a mi compañera Linda, que además de ser una excelente Ingeniera es una excepcional persona. Finalmente me dedico este triunfo, porque además de que he estado rodeado de personas tan especiales, también he puesto de mi parte para mantenerme con la fortaleza de lograr los grandes desafíos que se me han atravesado a lo largo de la vida.

*Sebastián Soto*

### **Agradecimientos**

Expresamos nuestro agradecimiento a:

La escuela de ingeniería metalúrgica y ciencia de los materiales, a todo el personal docente y a todos los que contribuyeron en nuestra formación, especialmente a nuestro director Darío Yesid Peña Ballesteros por su apoyo y asesoría en el desarrollo de este proyecto y finalmente a nuestra alma mater, la Universidad industrial de Santander por brindarnos una educación de excelente calidad.

**Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	14
1. Objetivos .....	15
1.1 Objetivo general .....	15
1.2 Objetivos específicos .....	15
2. Recuperación del petróleo.....	15
2.1 Recuperación primaria .....	16
2.2 Recuperación secundaria .....	17
2.3 Recuperación terciaria o recuperación mejorada .....	17
2.3.1 Métodos térmicos.....	17
2.3.2 Método por inyección de gases.....	17
2.3.3 Método químico .....	18
2.3.3.1 Inundación con polímeros.....	18
2.3.3.2 Inundaciones con soluciones alcalinas.....	19
2.3.3.3. Surfactantes.....	19
3. Propiedades fisicoquímicas del petróleo y reservorio. ....	20
3.1. Densidad .....	20
3.1.1 Grados API.....	20
3.2 Viscosidad.....	20
3.3 Masa molecular.....	21

3.4 Contenido de agua y sedimentos.....	21
3.4.1 Emulsiones.....	21
3.5 Propiedades de las rocas .....	21
3.5.1 Rocas sedimentarias.....	21
3.5.2 Porosidad.....	22
3.5.3 Permeabilidad .....	22
3.5.4 Fuerzas capilares .....	22
3.5.4.1 Mojabilidad.....	22
3.5.4.2 Tensión interfacial.....	23
3.5.4.3 Presión capilar.....	23
4. Nanotecnología .....	23
4.1 Tipos de nanomateriales usados en la recuperación mejorada del petróleo. ....	23
4.1.1 Nanopartículas .....	24
4.1.2 Nanocompuestos .....	24
4.1.3 Nanofluidos.....	25
5. Aceros utilizados en la industria del petróleo.....	25
5.1 Aceros al carbono .....	25
5.1.1 Acero API P110.....	26
5.2 Aceros inoxidables.....	26
5.3 Propiedades superficiales nanopartículas- metales.....	26
5.3.1 Tribología.....	26
5.3.2 Fricción .....	26
5.3.3 Desgaste .....	27

5.3.3.1 Abrasión.....	27
5.3.3.2 Corrosión.....	27
5.3.4 Caída de presión.....	27
5.3.5 Reducción de arrastre.....	28
6. Metodología.....	28
7. Artículos relacionados con el tema de nanotecnología.....	28
7.1 Artículos sobre la recuperación mejorada del petróleo.....	29
7.1.1 Nanocompuesto SiO <sub>2</sub> -KCl-Xanthan .....	29
7.1.2. Nanocompuesto de sílice funcionalizado con terpolímero anfótero termosensible verde derivado de triglicéridos de aceite vegetal residual .....	30
7.1.3 Nanocompuesto de alúmina y sílice a base de poliacrilamida.....	31
7.1.4 Efectos del nanocompuesto de óxido de grafeno/TiO <sub>2</sub> , nanoláminas de óxido de grafeno.....	33
7.1.5 Nanopartículas de Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub> como portadores de tensioactivos para mejorar la recuperación de petróleo y la prevención de incrustaciones .....	34
7.2 Artículos relacionados con la tribología de interacción de los materiales metálicos y nanomateriales .....	35
7.2.1 Mejora de las propiedades termofísicas y reológicas del petróleo crudo (CO) mediante el nanocompuesto sintetizado de CuO/SiO <sub>2</sub> /CaP para la reducción de la resistencia a través de tuberías horizontales .....	35
7.2.2 Reducción de arrastre relacionada con el control de la capa límite en Transporte de petróleo crudo pesado por oleoducto: una revisión .....	37
7.2.3 Reducción de arrastre de nanofluido de alúmina en tubería espiral con condiciones de flujo turbulento .....	38

8. Discusión.....	39
8.1 Desplazamiento del crudo por medio de la reducción de la tensión interfacial.....	39
8.2 Modificación de la humectabilidad para aumentar la eficiencia de desplazamiento del petróleo .....	40
8.3 Efecto de la movilidad en la efectividad de barrido en medios porosos.....	40
8.4 Modelos modernos de recuperación .....	41
8.5 Permeabilidad en la roca calcita para la recuperación de petróleo .....	41
8.6 La viscosidad y las propiedades tribológicas de las tuberías de transporte de crudo .....	42
8.7 Factores modernos para la modificación del flujo de petróleo.....	42
8.8 Efectos pasivos sobre la reducción de arrastre .....	43
9. Clasificación de los nanomateriales.....	43
10. Conclusiones.....	47
Referencias Bibliográficas .....	49
Apéndices.....	55

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Tabla de clasificación de los nanomateriales.....	44

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Clasificación de los métodos de recuperación del petróleo.....	16
Figura 2. Partes de un surfactante. ....	19

### Lista de Apéndices

	<b>Pág.</b>
Apéndice A. Histograma referentes al porcentaje de reducción de la tensión interfacial a diferentes condiciones de agua, disolvente y temperatura.....	55
Apéndice B. Viscosidad aparente en función de la temperatura para diferentes concentraciones de polímero (Cp ) de solución de AGPC en salmueras sintéticas de (a) 150.000 ppm (b) 230.000 ppm .....	556
Apéndice C. Mecanismo propuesto de desplazamiento de crudo por solución AGPC.....	57
Apéndice D. IFT de soluciones en crudos ligeros y pesados.....	58
Apéndice E. Resultados de las mediciones del ángulo de contacto de fluidos con muestras de petróleo ligero y pesado. ....	59
Apéndice F. Porcentaje de recuperación de petróleo para procesos secundarios y terciarios a partir de experimentos de inundación en el medio poroso no consolidado utilizando el nanofluido Mag con CTAB en agua, salmuera y salmuera con concentraciones más altas de cationes divalentes. ....	60
Apéndice G. Imágenes ópticas de una gota de agua sobre calcita HDR. ....	61
Apéndice H. Influencia de la temperatura en la conductividad térmica del nanofluido híbrido ternario en diferentes concentraciones de volumen de nanocompuestos.....	62
Apéndice I. Influencia de la temperatura en la viscosidad dinámica del nanofluido SiO <sub>2</sub> -CaP-CuO/CO en diferentes concentraciones de volumen de nanocompuestos.....	63

Apéndice J. Variaciones del porcentaje de reducción de arrastre del nanofluido de SiO <sub>2</sub> - CaP- CuO/CO en diferentes concentraciones de volumen para un diámetro de tubería rugosa de 1 pulgada.....	64
Apéndice K. Comparación del porcentaje de reducción de arrastre del nanofluido SiO <sub>2</sub> -CaP- CuO/ CO en diferentes concentraciones de volumen para tuberías horizontales lisas y rugosas con un diámetro de 0,5 pulgadas.....	65
Apéndice L. Porcentajes de reducción de arrastre para tuberías en espiral y circular.....	66
Apéndice M. Mecanismo de reducción de humectabilidad del petróleo.....	67
Apéndice O. Variación de porcentaje de reducción de arrastre para diferentes concentraciones de nanofluido en una tubería rugosa de 1 pulgada de diámetro. ....	68

## Resumen

**Título:** La influencia de la nanotecnología en la recuperación mejorada del petróleo\*.

**Autores:** Linda Julieth Pinzón Sarmiento y Juan Sebastián Soto Ortegón\*\*.

**Palabras clave:** nanotecnología, nanopartículas, recuperación mejorada del petróleo, tribología, cinética.

**Descripción:** A continuación, por medio de la siguiente revisión bibliográfica se presenta el impacto de la nanotecnología en los procesos de extracción del petróleo tanto en recuperación mejorada como en el transporte por medio de tuberías, se estudiaron principalmente los mecanismos de interacción de las nanopartículas en términos de la reducción de la tensión interfacial, alteración de humectabilidad y viscosidad, también se categorizó al nanomaterial según su composición o especie, además se estudió la influencia de las nanopartículas en el desplazamiento del crudo por medio de las tuberías, los indicadores que se tuvieron en cuenta para valorar la eficiencia de la nanopartícula fueron: el porcentaje de recuperación mejorada y el porcentaje de reducción de arrastre, donde se concluyó que las nanopartículas que demostraron tener mejores resultados en condiciones versátiles incluyendo yacimientos de alta salinidad y densidad fueron las de  $\text{SiO}_2$ , con un porcentaje de recuperación del 70,55%, por otra parte se identificaron las variables que proporcionan la reducción de arrastre del crudo, incluidas: tamaño de nanopartículas, diseño de la tubería y número de Reynolds.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad De Ingenierías Fisicoquímicas Escuela De Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales Director Dr. Darío Yesid Peña Ballesteros. Codirector Dr. Adan Yovani Leon Bermudez

**Abstract**

**Title:** The Influence of Nanotechnology on Improved Oil Recovery \*.

**Authors:** Linda Julieth Pinzón Sarmiento y Juan Sebastián Soto Ortegón \*\*.

**Keywords:** nanotechnology, nanoparticles, enhanced oil recovery, tribology, kinetics.

**Description:** Next, through the following bibliographic review, the impact of nanotechnology in oil extraction processes is presented, both in improved recovery and in transportation through pipelines. The interaction mechanisms of nanoparticles were mainly studied in terms of the reduction of interfacial tension, alteration of wettability and viscosity, the nanomaterial was also categorized according to its composition or species, in addition, the influence of nanoparticles on the displacement of crude oil through the pipes was studied, the indicators that were taken into account to assess the efficiency of the nanoparticle were: the percentage of improved recovery and the percentage of drag reduction, where it was concluded that the nanoparticles that demonstrated the best results in versatile conditions including high salinity and density reservoirs were those of SiO<sub>2</sub>, with a recovery percentage of 70.55%, on the other hand, the variables that provide the reduction of crude oil drag were identified, including: nanoparticle size, pipe design and Reynolds number.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad De Ingenierías Fisicoquímicas Escuela De Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales Director Dr. Darío Yesid Peña Ballesteros. Codirector Dr. Adan Yovani Leon Bermudez

## Introducción

Actualmente, el petróleo sigue siendo una fuente primaria de energía en el mundo y se proyecta una tendencia de demanda mundial con aumento de hasta el 50% en el año 2030, contemplando el desarrollo de energías renovables (ShamsiJazeyi et al., 2014).

Tradicionalmente, en el proceso de recuperación del petróleo se consideran 3 etapas, las cuales son: primaria, secundaria y terciaria o mejor conocida como recuperación mejorada (EOR). “Por lo general, entre el 40% y el 50% del petróleo crudo se puede recuperar a través de la etapa primaria (impulsada por energía natural) y secundaria (impulsada por agua), respectivamente” (Ahmed, 2010). Esta baja eficiencia de recuperación implica la importancia del proceso de recuperación mejorada (EOR), el cual consiste en la utilización de compuestos químicos (polímeros y surfactantes) que alteran la atracción intermolecular, impulsando la recuperación de gran parte del petróleo que queda atrapado en los poros de los canales del yacimiento. Sin embargo, las técnicas de EOR convencionales presentan algunos limitantes como: la degradación de los compuestos químicos, la gran variedad de productos utilizados nada amigables con el medio ambiente y alto costo.

Uno de los aspectos importantes en la recuperación mejorada, en donde se aplican tecnologías avanzadas de nanomateriales, es el estudio de la interacción del nanocompuesto utilizado en el transporte del crudo y las tuberías, ya que es de suma importancia reconocer los efectos en el ciclo de vida, pues se espera que no haya pérdidas económicas por detención de producción.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo general**

Analizar mediante revisión bibliográfica los efectos del uso de la nanotecnología en la recuperación mejorada en la industria del petróleo.

### **1.2 Objetivos específicos**

Clasificar los nanomateriales según las diferentes líneas de extracción del petróleo.

Analizar las propiedades fisicoquímicas de interacción entre el nanomaterial y la influencia que tiene en la recuperación mejorada del crudo.

Determinar los efectos de los nanomateriales sobre los materiales metálicos empleados en el proceso de extracción del petróleo.

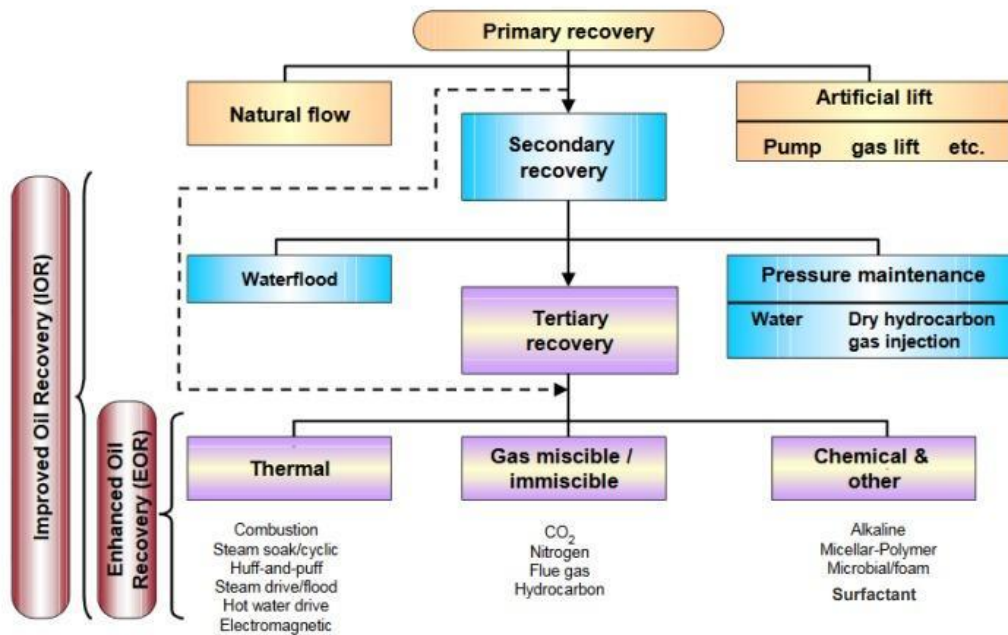
## **2. Recuperación del petróleo**

La extracción de petróleo involucra dos métodos importantes: El primero, es la perforación, método por el cual se permite tener información acerca del yacimiento en función de características como: la presión y muestras de rocas; el segundo, es la explotación, este depende del comportamiento del pozo para la aplicación de las diferentes técnicas de extracción, que generalmente se clasifican en 3 (Rivero Juárez, n.d.).

En la figura 1, se ilustra la clasificación de los procesos de extracción de petróleo y los diferentes componentes.

**Figura 1.**

*Clasificación de los métodos de recuperación del petróleo*



*Nota.* Tomado de: Villarreal Pozo, J. (2019). Análisis de la influencia de balance hidrofílico-lipofílico en los surfactantes usados para la recuperación mejorada del petróleo (p. 9)

## 2.1 Recuperación primaria

Proceso donde comienza la extracción, toma en cuenta las propiedades que afectan al fluido, tales como: fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares; este proceso se caracteriza porque almacena información del yacimiento: variaciones de presión, ritmos de extracción, relación entre gas y petróleo (Rivero Juárez, n.d.).

Con base a las características mencionadas, el petróleo se extrae en la fase primaria utilizando fuentes naturales de energía como bombas de levantamiento, donde su funcionamiento se basa en el principio de diferencia de presión entre el fondo del pozo y el seno del yacimiento.

## **2.2 Recuperación secundaria**

Etapa durante la cual un fluido externo, se inyecta en el yacimiento para mantener la presión y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo, comúnmente se usa agua debido a que es un fluido no costoso. La etapa culmina cuando el fluido de inyección se está usando en altas cantidades para extraer poco hidrocarburo (De Ferrer, 2001).

## **2.3 Recuperación terciaria o recuperación mejorada**

Los métodos de recuperación mejorada se describen como aquellos que utilizan fuentes externas de energía (inyección de gases miscibles o inmiscibles a altas presiones) o materiales (uso de surfactantes y polímeros), cuyo objetivo es incitar el desplazamiento de petróleo no recuperado en las etapas convencionales, (De Ferrer, 2001) este se puede clasificar según los diferentes métodos, donde los más generales se describen a continuación:

### ***2.3.1 Métodos térmicos***

Este método se aplica generalmente a yacimientos de crudo pesado y viscoso (entre 200 a 2000 cP), bajo el principio de transferencia de energía térmica por medio de inyección de agua caliente, inyección cíclica de vapor, inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD) y combustión (Kokal & Al-Kaabi, 2010). Al realizar la inyección, se eleva la temperatura del crudo, por lo que sus propiedades cambian, el fluido se expande, la viscosidad se reduce y la velocidad de desplazamiento aumenta (Rivero Juárez, n.d.).

### ***2.3.2 Método por inyección de gases***

Este método se aplica generalmente a yacimientos de crudo ligero, incrementando el número capilar, es decir, reduce la tensión interfacial, reduce las fuerzas capilares, aumenta la densidad de los gases de impulsión, funciona bajo el principio de transferencia de masa por medio de gases miscibles como: hidrocarburos, gases naturales, nitrógeno (N<sub>2</sub>), dióxido de carbono CO<sub>2</sub> a condiciones adecuadas de presión y temperatura (Alagorni et al., 2015).

El CO<sub>2</sub> es el método más frecuente ya que es el más económico.

### ***2.3.3 Método químico***

Este método se aplica por medio de inyección, se adicionan uno a más compuestos a un fluido, tienden a disminuir la saturación residual de petróleo e incrementa la eficiencia de barrido modificando la tensión interfacial (disminuyendo), la viscosidad (disminuyendo) o la mojabilidad (Pogaku et al., 2018).

Existen 3 métodos generales:

**2.3.3.1 Inundación con polímeros.** Se aplica comúnmente en yacimientos de arenisca, los sistemas poliméricos más utilizados para EOR son: poliacrilamida, poliacrilamida parcialmente hidrolizada, copolímeros de acrilamida, polímeros asociados de manera hidrofóbica, polímeros termo viscosificantes, polímeros catiónicos y biopolímeros; desde el punto de vista de la reología, adsorción y estabilidad (Pogaku et al., 2018).

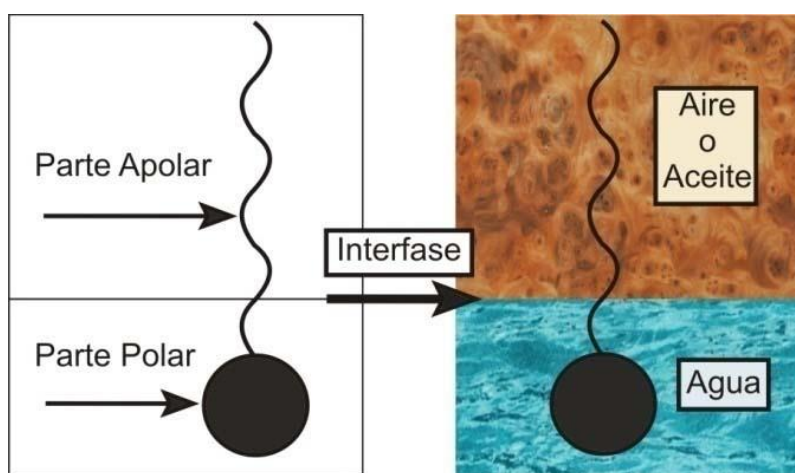
Las características esperadas son que sus moléculas tengan gran peso molecular y en solución con salmuera eleven la viscosidad de la salmuera, con el fin de permitir una alta inyectividad, resistir la degradación mecánica, microbiana y de productos químicos del yacimiento; además durabilidad de 5-10 años en altas condiciones de temperatura (hasta 200°C) (Rivero Juárez, n.d.).

**2.3.3.2 Inundaciones con soluciones alcalinas.** Las soluciones alcalinas constan de sales iónicas básicas de un metal alcalino, las más comunes: hidróxido de sodio NaOH, carbonato de sodio,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , metaborato de sodio  $\text{NaBO}_2$ ; que puede ser mezclado con surfactantes y polímeros; estos químicos reaccionan con compuestos ácidos del crudo de modo que reducen la tensión interfacial, se usa en crudos con densidades pesadas (Alagorni et al., 2015).

**2.3.3.3. Surfactantes.** En la figura 2, se ilustra la dualidad de una molécula de surfactante.

**Figura 2.**

*Partes de un surfactante.*



*Nota:* Adaptado de Balderas, (2010).

El surfactante es un agente activo superficial, que como su nombre lo indica, altera las propiedades interfaciales y superficiales; está compuesto de una parte polar, también denominada hidrófila, con alta afinidad con solventes polares, en la figura 2 representada como una cabeza, generalmente compuesta por Oxígeno o Nitrógeno; además, se compone de una parte hidrófoba (la cola) no polar que tiene afinidad con solventes orgánicos, generalmente hidrocarburos (Massarweh & Abushaikha, 2020).

La unión de muchas moléculas de surfactantes, en un medio acuoso forman unas estructuras llamadas micelas; las cuales permiten la interacción entre la solución y el crudo, a su vez reduciendo la tensión interfacial, con el fin de aumentar la movilidad del crudo (Massarweh & Abushaikha, 2020).

### **3. Propiedades fisicoquímicas del petróleo y reservorio.**

Los métodos EOR van más allá del mantenimiento de la presión dentro y fuera del yacimiento, tienen el potencial de modificar las propiedades de los fluidos para mejorar la movilidad del petróleo para su recuperación; dichas propiedades como: densidad, viscosidad, y, por otro lado, están las características propias del yacimiento.

#### **3.1. Densidad**

La densidad es una propiedad física que indica la cantidad de masa que hay en determinado volumen de una sustancia; en la industria del petróleo crudo se clasifica dependiendo de los grados API (American Petroleum Institute), considerando valores menores a 30 como pesados (densos) y por arriba de 30 ligeros (Wauquier, 2004).

##### **3.1.1 Grados API**

Es una medida de densidad, que usa como estándar el agua a condiciones iguales para determinar si el petróleo es liviano o pesado. Un valor superior a 10 indica que el crudo es más liviano que el agua (Correa Pabón & de Souza Filho, 2019).

#### **3.2 Viscosidad**

La viscosidad es la resistencia que tienen las moléculas de los fluidos de deformarse o separarse las unas de las otras por la fuerza de adherencia, esta propiedad depende de algunas

variables como la temperatura y en algunos casos la presión; un aumento de la temperatura disminuye la viscosidad de un fluido (Correa Pabón & de Souza Filho, 2019).

### **3.3 Masa molecular**

Esta propiedad se define como la suma de los pesos moleculares de cada átomo que compone el fluido; en este caso, el petróleo es una mezcla de diferentes moléculas, por lo que se usan diferentes métodos de caracterización para calcular un estimado y determinar esta propiedad.

### **3.4 Contenido de agua y sedimentos**

En los yacimientos generalmente hay presencia de agua e hidrocarburos, estos no se mezclan debido a su diferencia de enlaces; pues el agua posee enlace iónico y los hidrocarburos enlaces covalentes, sin embargo, la presencia de sedimentos o asfáltenos promueven la formación de emulsiones, estas deben separarse por diferentes métodos como: añadir desemulsificantes, temperatura o destilación (Rivero Juárez, n.d.).

#### ***3.4.1 Emulsiones***

La emulsión es la dispersión de dos líquidos no miscibles entre sí que están unidos por un emulsificante (compuesto orgánico con parte hidrofóbica e hidrofílica); uno de los líquidos forma la fase continua y el otro la fase dispersa, este último posee una dimensión lineal desde 1 nm hasta 1 micra (Rodríguez Talavera et al., 2001).

### **3.5 Propiedades de las rocas**

Las propiedades de las rocas están en función de variables o condiciones controladas por el tamaño de grano, composición, cantidad de cementación y compactación. El medio donde el petróleo es extraído es sedimentario, formado debido a varios procesos, incluyendo actividades biogénicas (Rivero Juárez, n.d.).

#### ***3.5.1 Rocas sedimentarias***

Rocas de tipo exógenas (generadas en la superficies de la corteza terrestre), que se forman por la acumulación y precipitación de materia orgánica mineral que se transforman en granos sueltos; estas se clasifican según su composición, generalmente en 3 tipos diferentes de rocas: rocas areniscas (cementadas por sílice), rocas carbonatadas (altas porcentaje de porosidad, formadas por carbonatos de calcio y magnesio) y rocas lutitas (compuestas por minerales como caolinita, cuarzo y feldespatos) (Rivero Juárez, n.d.).

### ***3.5.2 Porosidad***

Propiedad más conocida de un yacimiento, se define como la relación entre el volumen de espacio poroso sobre el volumen total; debido a este volumen poroso se conoce el volumen de petróleo presente (Escobar, 2012).

### ***3.5.3 Permeabilidad***

Capacidad que la roca posee para permitir el movimiento de los fluidos por los poros conectados, si los poros no están comunicados, no existe la permeabilidad; esta propiedad depende de la geometría de los poros y de su distribución (Escobar, 2012).

### ***3.5.4 Fuerzas capilares***

Se producen en los yacimientos por el efecto de tensiones combinadas entre la roca y los fluidos en el medio poroso.

**3.5.4.1 Mojabilidad.** Se define como la preferencia de la superficie sólida a ser cubierta por uno de los fluidos con los cuales se encuentra en contacto, en el yacimiento la mojabilidad se conoce como la preferencia que tiene la roca por el crudo o el agua depositado, generalmente la roca puede ser: caliza, arenisca o dolomita; cada roca tiene un comportamiento diferente con el mismo fluido, es decir diferente ángulo de contacto, cuando este disminuye, la mojabilidad aumenta (Salgado & Gonzalez, 2005).

**3.5.4.2 Tensión interfacial.** Esta se produce por la interacción de una molécula con la interfaz, está siempre es diferente a la interacción de las moléculas dentro del fluido. Se calcula como la energía de Gibbs por unidad de área de la interfaz (Villarreal Pozo, 2019).

**3.5.4.3 Presión capilar.** Es la diferencia de presión de la interfase entre dos fluidos inmiscibles, donde el de menor presión moja la roca, se relaciona directamente con la mojabilidad y la tensión interfacial.

## 4. Nanotecnología

La nanotecnología es comúnmente conocida como las aplicaciones de materiales manipulados a escalas nanométricas (entre aproximadamente 1 y 100 nanómetros) y se ha implementado en varios sectores, especialmente en la recuperación de la mejora del petróleo, donde las tecnologías aplicadas han mostrado mejoras a lo largo del tiempo con el uso de nanomateriales, superando las limitaciones de las tecnologías convencionales (Liang et al., 2022).

### 4.1 Tipos de nanomateriales usados en la recuperación mejorada del petróleo.

Los nanomateriales tienen diferentes propiedades y estas dependen de: su tamaño, a escala nanométrica, efectos cuánticos y área superficial (Liang et al., 2022).

En la industria se utilizan diferentes tipos de nanomateriales como: nanopartículas (comúnmente más utilizado), nanocompuestos y nano fluidos.

Los nanomateriales, son sustancias, partículas sólidas o coloidales que se pueden clasificar según su tamaño: Dimensión cero (nanopartículas), mono-dimensionales (nanotubos o nanobarras), bidimensionales (nanoplacas) o tridimensionales y según su composición: Orgánicas

(proteínas, virus, polisacáridos, etc.) e inorgánicas (metales, aluminosilicatos, oxihidróxidos de hierro, etc.).

#### ***4.1.1 Nanopartículas***

Las nanopartículas están compuestas de 3 capas: I. núcleo. II. Capa cubierta. III. Capa superficial (se puede adherir a las moléculas, tensioactivos, iones metálicos, etc.) (Ali et al., 2020).

Existen varios métodos para la preparación de nanopartículas, incluidos: salinización, emulsión y polimerización en mini emulsiones y evaporación de solventes. Este último es el más comúnmente utilizado y durante este proceso, se preparan soluciones compuestas en las emulsiones y solventes volátiles, donde la emulsión preparada se convierte en una suspensión de nanopartículas al evaporarse el solvente, seguidamente, por agitación magnética continua a temperaturas elevadas y eliminando los tensioactivos (lavados), da como resultado la formación de partículas magnéticas coaguladas (Talele et al., 2016).

Según Shamsi Jazeyi et al. (2014) “las nanopartículas tienen propiedades que ayudan a reducir la tensión interfacial y la adsorción de surfactantes en la superficie de la roca del yacimiento, estabilizando las espumas y emulsión, alterando la humectabilidad y reduciendo la viscosidad del petróleo”, siendo esto útil en procesos de recuperación mejorada de petróleo.

#### ***4.1.2 Nanocompuestos***

Los nanocompuestos son mezclas de dos o más sustancias que se convierten en una mezcla original con características mejoradas, están compuestos por una fase discontinua llamada “refuerzo” y otra continua llamada “matriz”, en donde una de las sustancias debe tener un tamaño a escala menor a 100 nm, los nanocompuestos se clasifican básicamente según el material de su matriz; este puede ser: metálica, polimérica y cerámica (Ali et al., 2020).

Los nanocompuestos se emplean como agentes de desplazamiento en la producción mejorada del petróleo (Ali et al., 2020).

#### **4.1.3 Nanofluidos**

Los nanofluidos son una nueva clase de fluidos de transferencia de calor que contienen nanopartículas sólidas, después de la caracterización de las nanopartículas, el paso más importante es preparar el nanofluido, ya que las partículas se mantienen dispersas en el fluido. Los nanofluidos poseen propiedades termofísicas mejoradas como conductividad térmica, difusividad térmica, viscosidad y coeficiente de transferencia de calor por convección en comparación con los fluidos básicos como aceite y agua (Das & Stephen, 2009).

### **5. Aceros utilizados en las tuberías de la industria del petróleo.**

Los aceros son los materiales más comunes utilizados para aplicaciones de petróleo y gas. El uso más común del acero es para aplicaciones estructurales, como estructuras de soporte, pilotes, superestructuras, tuberías subterráneas, tanques de almacenamiento, tuberías, etc. Los principales requisitos del acero estructural son: propiedades mecánicas, facilidad de disponibilidad, rentabilidad y resistencia a la corrosión (Javaherdashti et al., 2016).

#### **5.1 Aceros al carbono**

Es un tipo de acero que contiene carbono, el cual es el principal componente de este tipo de acero y otros tipos de elementos aleantes, es el principal producto siderúrgico utilizado en la industria, además sus propiedades también dependen de la cantidad de carbono, los aceros con bajo carbono no adquieren dureza, los de medio carbono adquieren dureza y resistencia y los aceros alto carbono se endurecen y se hacen frágiles.

Una gran parte de la producción de los aceros son utilizados en la industria de la construcción, máquinas y tuberías para la industria del petróleo (Gandy, 2007).

### **5.1.1 Acero API P110.**

Es un tipo de acero utilizado principalmente para tuberías y frecuentemente usada para reforzar la pared de los pozos de petróleo ya que es resistente a químicos, bacterias, oxidación, altas presiones y corrosión, tiene larga vida útil, se prepara por tratamiento térmico de enfriamiento y templado y posee aproximadamente 0,03% de P y S (Huang et al., 2012).

## **5.2 Aceros inoxidables**

El acero inoxidable se ha utilizado durante décadas en la industria del petróleo y gas, tienen una elevada resistencia a la corrosión y protege contra los cloruros y materiales químicamente agresivos que causan un efecto negativo en las operaciones de la industria del petróleo. El cromo es el principal elemento aleante y este debe estar como mínimo en una cantidad de 11%, el cromo es un elemento agresivo pero las aleaciones que contienen cromo se pasivan lo que significa una increíble resistencia a los ambientes (Kelly, 2004, p.40).

## **5.3 Propiedades superficiales nanopartículas- metales**

### **5.3.1 Tribología**

Los estudios de tribología (estudio de desgaste, fricción y lubricación) son necesarios para los equipos especialmente en las tuberías cuando se trata de la industria del petróleo, en la etapa de transporte de petróleo es imprescindible para garantizar una reducción en el desgaste de las tuberías y un movimiento suave del petróleo (Mang et al., 2011, pp.1-4).

### **5.3.2 Fricción**

La fricción es un aspecto para tener en cuenta cuando se trata de la industria del petróleo, especialmente en el transporte por medio de oleoductos, es un aspecto inevitable en sistemas en

movimiento, es causado principalmente por: reducción de diámetro, aumento de la velocidad, carencia de lubricación, pérdida de energía a energía en forma de calor debido al rozamiento, rugosidad de la tubería, etc. (Gómez Cuenca et al., 2008).

El control de la fricción en oleoductos es primordial, ya que garantiza mayor integridad y vida útil de las tuberías.

### **5.3.3 Desgaste**

Se da debido a la fricción de dos o varias superficies en contacto, lo cual causa daños en los mismos componentes, especialmente en las asperezas de la superficie, no implica pérdida del material y ocurre de manera mecánica (abrasión) o química (corrosión). En las tuberías de petróleo tiene implicaciones importantes en la eficiencia de transporte.

**5.3.3.1 Abrasión.** La abrasión es un tipo de desgaste, este se da de forma mecánica por contacto, en las tuberías de petróleo, es más usual que suceda por el desplazamiento del crudo viscoso, generalmente resulta en pérdida de material.

**5.3.3.2 Corrosión.** La corrosión de acero al carbono en tuberías de petróleo es un problema grave ya que deriva en pérdidas económicas, esto puede ocurrir debido a la interacción con el agua o contaminantes como CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S agregados para la recuperación del petróleo, velocidad del fluido, presencia de microorganismos. Por eso, la necesidad de evaluar la corrosividad de un medio para garantizar la utilización segura de los aceros, que tienen amplia aplicación en las áreas de extracción (Cueli-Corugedo et al., 2013).

### **5.3.4 Caída de presión**

La caída de presión es el cambio de la presión en los diferentes puntos de una tubería, esta pérdida de presión puede deberse a varios factores, cuando se habla de un fluido o específicamente del transporte de petróleo en las tuberías, un factor de aumento de la caída de la presión puede ser

la alta viscosidad del fluido que proporciona pérdidas superficiales por fricción entre el fluido y el metal de la tubería, generalmente en la industria se busca que este fenómeno se pueda evitar (Karami & Mowla, 2012).

### **5.3.5 Reducción de arrastre**

La fricción en una tubería se da por el esfuerzo cortante que se genera entre la pared de esta y el flujo, haciendo que este pierda presión y cada vez sea más difícil transportarlo, los crudos pesados producen un esfuerzo cortante alto comparado con un crudo liviano dando como resultado mayores pérdidas de presión y energía; la reducción de arrastre se refiere a la disminución de la resistencia para que un fluido pueda fluir (Karami & Mowla, 2012).

## **6. Metodología**

En respuesta a la metodología citada en el plan, la herramienta utilizada para la selección y filtración de información fue Scopus, base de datos disponible en la biblioteca virtual de la universidad Industrial de Santander, en donde los criterios principales se basaron en yacimientos con condiciones de crudo pesado, alta temperatura y presión. Los artículos seleccionados de la base de datos Scopus tienen similitudes en cuanto a periodos de publicación actuales, experimentos de laboratorio y pruebas de campo a nivel internacional y nacional.

A continuación, en la sección 7 se plasman los artículos en respuesta a los objetivos específicos planteados.

## **7. Artículos relacionados con el tema de nanotecnología.**

A continuación, en la sección 7.1 y 7.2 se plasman los resultados de la revisión bibliográfica, en donde se citan objetivos, resultados y conclusiones sobre artículos relacionados con nanotecnología aplicada en diferentes áreas de extracción; principalmente en: recuperación mejorada de petróleo y la tribología en el transporte de crudo por tuberías.

## **7.1 Artículos sobre la recuperación mejorada del petróleo**

### **7.1.1 Nanocompuesto $SiO_2$ -KCl-Xanthan**

Según Motraghi et al. (2023), se hicieron estudios sobre nanocompuestos de  $SiO_2$ -KCl-Xanthan, donde el  $SiO_2$  está presente como nanopartícula, KCl como sal común y el Xanthan como polímero estabilizador natural; su objetivo consistió en desplazar el crudo reduciendo la tensión interfacial, por medio del nanocompuesto, disuelto en soluciones mutuas.

Para la medición de la tensión interfacial se tomaron en cuenta las siguientes condiciones: concentraciones del solvente, temperatura del solvente y concentraciones de los nanofluidos y a continuación se enumeran todas las variables:

- Disolvente de etanol (5%, 10% y 15%)
- Disolvente metiletilcetona (5%, 10% y 15%)
- Temperaturas de 25, 50 y 75 °C.
- Concentraciones de los nanofluidos (500,1000, 1500 ppm).
- Agua en formación 0% (100% agua destilada), 3%, 10%, 25%, 50%, 100% (0% agua destilada)

Respecto a los resultados obtenidos, las condiciones óptimas para reducir la tensión interfacial se dieron con la mezcla del nanocompuesto a una concentración de 1000 ppm, con el disolvente mutuo metiletilcetona al 15%, 50% agua de formación, 50% agua destilada y una

temperatura de 75°C; donde se logró reducir la tensión interfacial hasta un 3,9%, como se observa en el apéndice A.

### ***7.1.2. Nanocompuesto de sílice funcionalizado con terpolímero anfótero termosensible verde derivado de triglicéridos de aceite vegetal residual***

Por otra parte, en el artículo “síntesis de nanocompuesto de sílice funcionalizado con terpolímero anfótero termosensible verde derivado de triglicéridos de aceite vegetal residual para la recuperación mejorada del petróleo” (Mahran et al., 2022) Se sintetizó un monómero termosensible de acrilato de fenoxipropilo oleico (OPA) derivado de WVO (Desechos de aceite vegetal), a través de radicales libres y seguidamente, se sintetizó el nanocompuesto de sílice funcionalizado con polímero verde anfótero (AGPC) por medio de polimerización con emulsión, su objetivo fue alterar la humectabilidad y capacidad para mejorar la recuperación de petróleo utilizando una baja concentración de nanocompuestos.

Las condiciones que se emplearon para este estudio fueron:

- Para medios de alta salinidad (230.000 ppm), temperatura (100°C) y densidad (HTHS).
- Se hicieron experimentos de soluciones de nanocompuesto con bajas concentraciones de polímero OPA de: 0,04%, 0,06% y 0,1% y se midió el porcentaje de recuperación.

Con respecto a los resultados que se obtuvieron los experimentos con nanocompuesto de 0,04%, 0,06% y 0,1% de monopolímero de OPA, obtuvieron un porcentaje de recuperación de: 15,4%, 22,6% y 25 % respectivamente.

En el apéndice B, se observa el comportamiento de la viscosidad aparente en función de la temperatura y a diferentes condiciones de concentración y salinidad (150.000 ppm figura a y 230.000 ppm figura b), de aquí se concluyó que a temperaturas de 100°C, los nanocompuestos con bajas concentraciones de OPA, tienden a aumentar la viscosidad aparente de la solución en ambas

condiciones de salinidad; sin embargo, a condiciones de salinidad alta, el nanocompuesto con 0,1% de OPA es el que presenta un aumento más óptimo. Esto debido al aumento de la permeabilidad, ya que a mayor concentración de nanocompuesto el crudo sufre un aumento de la caída de presión lo que causa una mejora de la eficiencia de desplazamiento, lo que favorece la inundación del polímero.

En el apéndice C, en la figura a, se muestra el comportamiento de la superficie entre la roca y el petróleo, la superficie de la roca está cargada negativamente debido a la presencia de átomos de oxígeno cargados negativamente unidos con silicatos, de este modo, los cationes de sodio provenientes de la salmuera son atraídos a la superficie de la roca y finalmente, el grupo carboxilo de petróleo forma un enlace fuerte con cationes de sodio, por lo que esto explica la naturaleza de la mojabilidad de la roca con aceite sin aplicación de nanomaterial. En la figura b y c, se explica la alteración de la mojabilidad, esto ocurre debido a que la lámina del nanocompuesto (AGPC) cargada positivamente interactúa con los silicatos de la roca, y la zona cargada negativamente (grupo sulfonato) interactúa con los cationes de sodio de agua salada, separando el enlace con el petróleo, permitiendo que este fluya.

### ***7.1.3 Nanocompuesto de alúmina y sílice a base de poliacrilamida***

Según el artículo “Efecto de un nanocompuesto de alúmina y sílice a base de poliacrilamida en la recuperación de petróleo liviano y pesado en presencia de agua de formación usando un micromodelo” (Maleki et al., 2023). Se investigó el efecto de seis soluciones en la recuperación de petróleo liviano y pesado con la presencia de dos concentraciones de salmueras diferentes como agua de formación utilizando un micromodelo de vidrio homogéneo. El objetivo de este estudio fue evaluar la efectividad de las seis soluciones en la recuperación mejorada del petróleo en condiciones de alta salinidad. Las soluciones y condiciones utilizadas fueron:

- Poliacrilamida a base de sílice nanocompuesta (NCSP).
- Poliacrilamida a base de alúmina nanocompuesta (NCAP).
- Combinación de nanocompuesto de sílice y alúmina a base de poliacrilamida (NCSAP).

- Surfactante (CTAB).
- Poliacrilamida (PAM)
- Solución de salmuera como muestra de control: con 250.000 ppm.

Con respecto a los resultados que se obtuvieron se tiene que:

- Para las inundaciones de agua de mar sintética se obtuvo a condiciones de 40.000 ppm en un medio de 250.000 ppm ligero recupera un 62,11% y en un medio pesado 9,54%.
- Para la inundación de solución NCSP se obtuvo una recuperación en el medio ligero de 70,55% y en el medio pesado de 12,88%.
- Para la inundación de solución NCAP se obtuvo una recuperación en el medio ligero de 72,76% y en el medio pesado 15,24%.
- Para la inundación de solución NCSAP se obtuvo una recuperación en el medio ligero de 95,83% y en el medio pesado de 14,55%.
- Para la inundación de solución CTAB se obtuvo una recuperación en el medio ligero de 84,35% y en el medio pesado de 10,08%.
- Para la inundación de solución PAM se obtuvo una recuperación en el medio ligero de 77,80% y en el medio pesado de 17,33%.

Comparando los resultados, se obtuvieron mejores tasas de recuperación de petróleo liviano en la solución con mezcla de nanocompuesto (NCSAP) y en el surfactante (CTAB), esto se debe a la reducción de las propiedades superficiales, como se puede ver en el apéndice D, el que

presenta mayor reducción de IFT es la solución con inundación de surfactante (CTAB), sin embargo, en el apéndice E se observa un alto ángulo de contacto, lo que implica una débil alteración en la humectabilidad.

Con respecto a los experimentos realizados con petróleo pesado, el surfactante tuvo el peor rendimiento; esto debido a sus propiedades ya mencionadas en el apéndice E, misma razón por la cual los nanocompuestos tuvieron mayores porcentajes de recuperación, que se le atribuyen a la viscosidad y fuerza de cizallamiento.

En resumen, se puede decir que el mecanismo más influyente para la recuperación de petróleo liviano es la reducción del IFT, pero en el caso de la recuperación de petróleo pesado, se necesita más que sólo el IFT, añadiendo control de movilidad y alteración de humectabilidad.

#### ***7.1.4 Efectos del nanocompuesto de óxido de grafeno/TiO<sub>2</sub>, nanoláminas de óxido de grafeno.***

Según el artículo “Efectos del nanocompuesto de óxido de grafeno/TiO<sub>2</sub>, nanoláminas de óxido de grafeno y solución de extracción de Cedro en la reducción de IFT y la recuperación final de petróleo en una roca carbonatada” (Garmroudi et al., 2022). Se estudiaron los efectos de nanocompuestos de GO/TiO<sub>2</sub>, y nanolamina de GO en una solución de cedro natural que funciona como surfactante para la reducción de IFT, la adsorción en la roca y la recuperación mejorada de petróleo. Para este experimento se usaron las siguientes condiciones:

- 0,01; 0,05 y 0,1% wt de ambos nanocompuestos (GO/TiO<sub>2</sub>, y nanoláminas de GO).
- Se usó el surfactante natural solo, también como medio de solución en nanocompuestos.

Con respecto a los resultados obtenidos, se obtuvo mayor reducción de IFT en la solución con 0,05% en ambos nanocompuestos, en donde, se realizaron mediciones y se hallaron los

siguientes valores: para la solución GO/TiO<sub>2</sub>, fue de 10,5 mN/m y para el GO de 12,3 mN/m, mientras que la solución sola de cedro 23,8 mN/m

Por otra parte, se hicieron comparaciones entre el nanocompuesto GO/TiO<sub>2</sub>, 0,05%, las nanoláminas de GO a 0,05% y el surfactante natural solo, en cuanto a el porcentaje de recuperación y se obtuvo lo siguiente: En la solución con GO/TiO<sub>2</sub> un 65%, en la solución con nanoláminas de GO 56% y en el caso de la solución con cedro puro se recuperó un 40%.

#### ***7.1.5 Nanopartículas de Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> como portadores de tensioactivos para mejorar la recuperación de petróleo y la prevención de incrustaciones***

Según el artículo “Nanopartículas de Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> como portadores de tensioactivos para mejorar la recuperación de petróleo y la prevención de incrustaciones” (Pereira et al., 2020). Se estudió la capacidad del nanofluido para invertir la humectabilidad de calcita hidrofóbica (yacimientos carbonatados), investigada mediante la medición del ángulo de contacto, también se investigó el efecto del nanofluido en la formación de incrustaciones de CaCO<sub>3</sub> su permeabilidad y la capacidad de desplazar petróleo en medios porosos.

Los fragmentos de calcita hidrofóbica se sumergieron en soluciones acuosas con los siguientes agentes:

- 0,1% w de CTAB.
- 0,3% w de CTAB.
- 1,2% w de CTAB.
- 0,1% w de Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> con CTAB (0,1%).
- 0,1% w de Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> con CTAB (0,3%).
- 0,1% w de Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> con CTAB (1,2%).

Donde CTAB es un tensioactivo llamado: Bromuro de cetiltrimetilamonio.

Para investigar el comportamiento de estos sistemas, se hicieron pruebas de desplazamiento de petróleo en un medio poroso, logrando resultados como se observa en el apéndice F, donde el nanofluido de  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  con CTAB en un medio acuoso obtuvo las mejores condiciones de recuperación de petróleo (60%), ya que la mezcla de estos dos compuestos proporciona características hidrofílicas sobre la roca, como se refleja en el apéndice G, donde a mayor concentración de CTAB, menor ángulo de contacto, por lo tanto mayor mojabilidad, proporcionando mejores capacidades para separar el crudo aprovechando su propiedad hidrofóbica.

Para los nanofluidos en solventes de salmuera ocurren dos escenarios diferentes; la salmuera con catión divalente ( $\text{NaCl} + \text{Ba}^{2+}$ ) reacciona con el tensioactivo CTAB, disminuyendo la eficiencia del nanofluido para EOR con un 35% de recuperación, en el caso de la salmuera ( $\text{NaCl}$ ) tiene menos influencia de separación comparada con el agua sobre el crudo con el nanomaterial disuelto, con un 48% de recuperación.

Como conclusión, los nanofluidos de  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  con tensioactivos CTAB en medio acuoso, poseen mejores propiedades de humectabilidad sobre las rocas carbonatadas que en medios de alta salinidad para separar el crudo con una recuperación del 60% en procesos de EOR.

## **7.2 Artículos relacionados con la tribología de interacción de los materiales metálicos y nanomateriales**

### ***7.2.1 Mejora de las propiedades termofísicas y reológicas del petróleo crudo (CO) mediante el nanocompuesto sintetizado de $\text{CuO}/\text{SiO}_2/\text{CaP}$ para la reducción de la resistencia a través de tuberías horizontales***

Según Choi, (2009), se ha revelado que la dispersión de nanopartículas mejora las propiedades termofísicas y reológicas de los fluidos, por lo que el mejorar la transferencia de calor

y reducción de resistencia entre el fluido y la pared de la tubería, ha sido atractivo debido a los ahorros de energía y disminución del desgaste del material, prolongando su ciclo de vida.

El objetivo de este artículo consistió en evaluar las propiedades tribológicas del nanocompuesto sintetizado de  $\text{SiO}_2$ -CaP-CuO a través de una tubería lisa de hierro galvanizado, las nanopartículas que se sintetizaron tienen propiedades anti fricción, alta conductividad y un precio bajo ya que según estudios, han demostrado que las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  tienen propiedades únicas anti desgaste, reducción de la fricción y una alta capacidad de lubricación y la tribología causa una menor caída de presión en los fluidos de tuberías.

Se realizaron las mediciones en condiciones de volumen a 0,05, 0,25, 0,5 y 0,75% a una temperatura de 25 a 55 °C, a un rango de número de Reynolds (6500-24000) para las condiciones del número de Reynolds, se puede observar que las pruebas se hicieron siempre a condiciones de flujo turbulento, también se evaluaron los impactos del diámetro 0,5 pulgadas y 1 pulgada (Mansourian et al., 2021).

De acuerdo con los resultados obtenidos, se encuentra lo siguiente:

A mayor porcentaje de volumen y mayor temperatura, mayor conductividad térmica como podemos ver en el apéndice H. De igual modo, a mayor concentración de nanofluido, mayor viscosidad, sin embargo, este efecto es contrarrestado por el aumento de la temperatura que disminuye la viscosidad del fluido, como se puede observar en el apéndice I.

Teniendo en cuenta, que, a mayor conductividad, mayor transferencia de calor en el fluido habrá una reducción de la resistencia, así mismo, de la fricción, ya que se requiere de menos presión (energía) para que haya movimiento.

Las condiciones óptimas para el mayor porcentaje de reducción de la resistencia son a un alto número de Reynold (24.000) cómo se puede observar en el apéndice J y a menor diámetro (5 pulgadas) como se observa en el apéndice K.

Esto se explica desde la premisa de que, a mayor turbulencia, el contacto entre el fluido y la tubería tendrá menos fuerza cortante y la movilidad de las partículas será mucho mejor, por otra parte, disminuir el diámetro proporciona menos probabilidad de que parte del fluido se estabilice, es decir, disminuye el número de Reynolds.

En conclusión, en este estudio, las condiciones óptimas para disminuir la fricción y así mismo el desgaste de manera abrasiva, son el nanofluido a 0,75% de volumen, temperatura de 55°C, un alto número de Reynolds y una tubería que en lo posible su diámetro sea lo más pequeño posible y se ajuste a las condiciones de diseño.

### ***7.2.2 Reducción de arrastre relacionada con el control de la capa límite en Transporte de petróleo crudo pesado por oleoducto: una revisión***

Según los autores Jing et al., 2023, la fricción generada por el fluido se deriva principalmente de la fuerza viscosa entre el fluido y la pared de la tubería o de la tensión adicional de la turbulencia, el flujo de crudo es laminar en el rango de viscosidad elevada y turbulento a una viscosidad baja. Por tanto, la industria de transporte de petróleo se enfrenta a un problema de pérdida de resistencia a la fricción.

El objetivo de este artículo fue estudiar los métodos de reducción de arrastre relacionado con el control de la capa límite en lugar del enfoque del cambio de la viscosidad para evitar la fricción, dentro de estos métodos se incluye: reducción de arrastre de nanofluido magnético.

El nanofluido está hecho de partículas magnéticas y surfactante que cumplen la función de solución coloidal, en comparación con otros métodos, no necesita de lubricación, sólo es necesario

exponer el nanofluido a un campo magnético externo fijado alrededor de la tubería, de este modo el nanofluido se adhiere a la pared interior de la tubería.

Según Dunne et al., (2020), se construyó un conjunto de instalaciones experimentales para comprobar la reducción de la resistencia, el montaje se llevó a cabo en una tubería de medidas 3 m de longitud y 5 mm de diámetro, al aplicar un campo magnético de baja intensidad a lo largo de la dirección del flujo, la tasa de resistencia al arrastre alcanzó un 80,8%.

En conclusión, este tipo de estudios ponen en evidencia que no siempre es necesario manipular las propiedades del fluido (viscosidad) para que se logre un efecto positivo en la tribología entre el metal y el transporte de crudo.

### ***7.2.3 Reducción de arrastre de nanofluido de alúmina en tubería espiral con condiciones de flujo turbulento***

Según Yanuar et al., (2017), existen diferentes métodos para tratar el sistema de transporte de petróleo en tuberías y reducir las pérdidas de presión; entre estos el método pasivo, se realiza modificando la geometría del sistema, mientras que el método activo es mediante la modificación del fluido por adición de nanopartículas, polímeros y tensioactivos, dicha alteración produce generalmente un aumento en la viscosidad del fluido, por lo que se requiere de un flujo turbulento.

El objetivo principal de este artículo fue valorar los efectos de los flujos de nanofluidos a través del tubo espiral sobre la reducción de la resistencia en condiciones de flujo turbulento.

En este estudio se realizaron mediciones a diferentes condiciones de concentración de nanofluido: 100 ppm, 200 ppm y 300 ppm, el nanofluido circula por medio de una bomba, tubo circular de 3 mm de diámetro y variaciones de tiempo de mezcla entre 30, 60 y 120 minutos (Yanuar et al., 2017).

Como se puede observar en el apéndice L, la caída de la presión disminuye en un fluido turbulento a mayor número de Reynolds, por lo que en la gráfica se puede observar que, a mayor número de Reynolds, mayor porcentaje de reducción de arrastre. Por otra parte, los nanofluidos con mayor composición (300 ppm) aumentan la viscosidad del fluido, por lo que se requiere de más energía para que el flujo se mantenga turbulento y así mismo se relacionan linealmente con el aumento del porcentaje de reducción de arrastre.

Otra propiedad importante es el tiempo de mezcla del nanofluido, se observa que, al aumentar el tiempo de mezcla, aumentó la homogeneidad y permitió que la reducción de arrastre aumentará.

Finalmente, las tuberías en forma de espiral (SP) proporcionan que la caída de presión del fluido sea insignificante a comparación de una tubería circular (CP), esto se le atribuye a su geometría y cómo esta permite que el comportamiento del fluido se mantenga turbulento.

Para concluir, las condiciones óptimas de reducción de arrastre, que llegó hasta un 38% son a un tiempo de 120 minutos de mezcla, 300 ppm, tuberías en forma de espiral y con un alto número de Reynolds (20.000).

## **8. Discusión**

### **8.1 Desplazamiento del crudo por medio de la reducción de la tensión interfacial**

Un valor alto de tensión interfacial involucra un comportamiento inmisible entre el petróleo y el agua que obstaculiza el desplazamiento del petróleo, es por esto por lo que en el artículo 7.1.1. Nanocompuesto  $\text{SiO}_2$ -KCl-Xanthan, se busca reducir la IFT, debido a la combinación de los efectos interfaciales del nanocompuesto y las disoluciones mutuas.

Las disoluciones mutuas son aquellas que presentan una estructura conformada por una parte hidrófila polar OH e hidrofóbica no polar que es compatible con el crudo, en este artículo se realizaron estudios con el etanol y metiletilcetona.

Los disolventes mutuos al interactuar con el agua disminuyen su densidad debido a que debilitan los enlaces de hidrógeno, formando un medio que causa menos efecto de tensión interfacial sobre el crudo depositado en las rocas, así mismo la parte hidrofóbica se adhiere al petróleo y es rodeado por las moléculas hidrofílicas, permitiendo su fluidez.

Las nanopartículas cumplen una función mediadora entre la capa del agua y el petróleo, permitiendo la mezcla de los líquidos inmiscibles, proporcionando una reducción interfacial adicional.

## **8.2 Modificación de la humectabilidad para aumentar la eficiencia de desplazamiento del petróleo**

Con respecto al artículo 7.1.2. naturalmente el petróleo se mantiene adherido a la roca debido al ángulo contacto pequeño, es por esto que para que su separación sea efectiva se requiere de un agente humectante con ángulos de contacto mucho menor, en este caso la presencia de nanopartículas de sílice en la cadena polimérica otorga esta capacidad y permite que por la acción del nanocompuesto AGPC interactuando en la interfaz petróleo-roca, su ángulo de contacto aumente permitiendo la movilidad, esto se ve reflejado en el apéndice M.

## **8.3 Efecto de la movilidad en la efectividad de barrido en medios porosos**

Según el artículo 7.1.3. Se evidenció que el efecto de la mezcla de los nanocompuestos de sílice y alúmina tienen características positivas para reducir la tensión interfacial y modificar la humectabilidad permitiendo un desplazamiento óptimo para recuperar petróleo pesado en medios porosos.

Los nanocompuestos de sílice-alúmina, tienen un efecto de reducción de la humectabilidad debido a la grande energía superficial, esto les permite depositarse sobre superficies porosas de hasta una micra para alterar la interfaz del petróleo aumentando el ángulo de contacto.” La adsorción de una materia activa y energética sobre una superficie sólida cambia significativamente la energía superficial y la humectabilidad del sistema”. (Maleki et al., 2023). Por lo tanto, es necesario identificar de qué clase de crudo se trata (liviano o pesado) ya que partiendo de esto se determina que mecanismo es el más favorable.

#### **8.4 Modelos modernos de recuperación**

El nuevo nanocompuesto permite una recuperación de aproximadamente un 9% más de petróleo con respecto a la solución surfactante esto ocurre debido a una mayor capacidad del nanocompuesto para reducir la IFT. Esta reducción es causada por “El acoplamiento de nanopartículas de  $TiO_2$  al plano basal de las nanoláminas GO aumenta la capacidad anfifílica, por lo que aumenta su tendencia a ensamblarse en la interfaz agua-petróleo”. (Garmroudi et al., 2022). Lo que logra una reducción en la inmiscibilidad de las fases, sumándole la eficiencia económica comparado con las nanoláminas de GO.

#### **8.5 Permeabilidad en la roca calcita para la recuperación de petróleo**

La calcita es una roca porosa y dado que la eficiencia de las nanopartículas como agente de la recuperación del petróleo, está relacionado por el tamaño de nanopartícula y por el tamaño de poro; por ende, el tamaño de la garganta de poro debe ser adecuado o las nanopartículas deben ser lo necesariamente pequeñas.

Con respecto al artículo 7.1.5. Se puede evidenciar que existe un limitante para la recuperación de petróleo en medios salinos, esto se les atribuye a las reacciones superficiales que los cationes pueden tener sobre la nanopartícula por sobre los tensoactivos.

### **8.6 La viscosidad y las propiedades tribológicas de las tuberías de transporte de crudo**

En el artículo 7.2.1. el nanocompuesto  $\text{SiO}_2\text{-CuO-CaP}$  otorga propiedades tribológicas como: formación de nanocompuestos cerámicos sobre la estructura del metal, depositados en los microporos permitiendo que la capacidad anti desgaste mejore, debido a factores como: “pequeñas nanopartículas esféricas ruedan entre la superficie de fricción y convierten la fricción de deslizamiento en fricción de rodadura (efecto de rodadura), nanopartículas pule la superficie de contacto, reduciendo así la rugosidad de la superficie (efecto de pulido), las nanopartículas forman una película física y compensan la pérdida de masa (efecto de reparación) y las nanopartículas más pequeñas forman una película protectora entre los pares de fricción” (Thampi et al., 2021).

En este caso la nanopartícula de CuO es la encargada del efecto de deposición sobre los poros de la tubería.

Como ya se mencionó, la viscosidad aumenta con el aumento de % de volumen del nanocompuesto y esta propiedad se ve compensada con el aumento de la temperatura y el hecho de agregar la suficiente presión que permita que el fluido se encuentre constantemente en turbulencia.

Por otra parte, es necesario identificar que hay condiciones en las que la reducción del porcentaje de arrastre cambia de manera insignificante, como se puede observar en el apéndice O, en donde a partir de 0,5% de volumen, la estabilidad se mantiene, esta asunción es importante teniendo en cuenta los gastos que se pueden ahorrar por síntesis del nanomaterial.

### **8.7 Factores modernos para la modificación del flujo de petróleo**

Como ya se mencionó en el artículo 7.2.2., las nanopartículas se depositan en los poros de la tubería lo que aumenta la superficie de contacto que permite la movilidad, en este caso, no sólo se añaden a los poros, la acción magnética producida por el campo magnético genera una capa

sobre la tubería netamente de nanopartículas, resulta un método novedoso debido a que no se debe agregar energía térmica para reducir la viscosidad del crudo, sólo es necesario de presión para mantener el flujo turbulento, igualmente, por el efecto de las nanopartículas resulta con menos pérdidas por la caída de presión, ya que gran parte de la superficie de la tubería se modifica.

Otra ventaja de las nanopartículas sobre los surfactantes son las posibles reacciones químicas que se pueden afectar la superficie de la tubería, como ya se mencionó, los surfactantes son poco activos en medios porosos con petróleo pesado y pueden ocasionar corrosión sobre la superficie interna de las tuberías utilizadas en el transporte de crudo por sus partículas aniónicas.

### **8.8 Efectos pasivos sobre la reducción de arrastre**

Los efectos pasivos que permiten la reducción de arrastre del crudo se ven reflejados en factores que no modifican el fluido, sin embargo, en el artículo 7.2.3. Se evidencia que la mezcla entre un factor activo (nanofluido) y pasivo (geometría de la tubería) hacen más efectivo la reducción de arrastre.

Como se ha mencionado, la rugosidad de una tubería representa un factor importante para que las nanopartículas tengan más área disponible donde depositarse, esto permite que la superficie de contacto petróleo-tubería sea más suave y haya menos pérdidas debido a la fricción, así mismo una tubería en geometría de espiral tiene menos área uniforme debido a los cambios de sección que además de proporcionar más turbulencia, proporciona mayor área para el depósito de las nanopartículas.

## **9. Clasificación de los nanomateriales**

En la siguiente tabla se clasifican los nanomateriales según el tipo de nanopartícula, la especie de la nanopartícula, la característica fisicoquímica alterada y finalmente, los resultados obtenidos en cuanto a % de recuperación.

**Tabla 1.**

*Tabla de clasificación de los nanomateriales.*

Tipo de nanopartículas	NP	Tema de estudio	Resultados
Óxidos metálicos	CuO	Viscosidad	Se usaron nanopartículas de CuO para mejorar la recuperación de petróleo pesado con una gravedad API de 15. Los resultados mostraron que las nanopartículas de CuO con un tamaño de 23 a 40 nm podrían reducir la viscosidad del petróleo pesado, en un experimento de inundación del núcleo de nanofluido de CO <sub>2</sub> . Esta mezcla recuperó el 71% (Shah, 2009).
	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	IFT y Viscosidad	Las nanopartículas de óxido de aluminio son buenas para la recuperación de petróleo cuando se usan con agua destilada y salmuera como agentes dispersantes. Además, las nanopartículas de aluminio se pueden absorber fácilmente en las paredes de los poros del yacimiento. (Davoodi et al., 2022). Esto los hace altamente efectivos para cambiar la humectabilidad de la superficie y mejorar la recuperación de petróleo, tal como Tarek determinó, donde hubo un porcentaje de recuperación de 60,5% (Tarek, 2015).
	TiO <sub>2</sub>	Humectabilidad	Las mediciones del ángulo de contacto revelaron la capacidad de las nanopartículas de TiO <sub>2</sub> para alterar la humectabilidad de los núcleos de arenisca de húmedos con aceite a húmedos con agua. Por lo tanto, utilizando nanopartículas de TiO <sub>2</sub> se puede obtener un aumento en la recuperación del crudo pesado del 41% al 55% (Ehtesabi et al., 2015).

Tipo de nanopartículas	NP	Tema de estudio	Resultados
	$Fe_3O_4$	Humectabilidad y viscosidad	Los campos magnéticos pueden ayudar a desplazar el petróleo de las formaciones porosas del subsuelo en varias técnicas de EOR. El óxido de hierro, cuando se dispersa en salmuera, funciona como un agente EOR razonablemente bueno en yacimientos de arenisca (Ogolo et al., 2012). Además, se evidenció que la mezcla de nanopartículas de $Fe_3O_4$ con tensoactivos aumenta la recuperación mejorada del petróleo alcanzado un 60% de recuperación (Pereira et al., 2020).
<b>Orgánicas</b>	Carbono	Tensión interfacial y humectabilidad	Se realizaron estudios a diferentes concentraciones de nanotubos de carbono donde a 0,05 y 0,3% en peso, se obtuvo un factor adicional de recuperación de 12,22% y 18,57% respectivamente, sin embargo, a concentraciones superiores a la óptima, 0,4%, la eficiencia de recuperación disminuyó un 14,44% esto ocurrió debido a la obstrucción o atascamiento en los poros de la roca, por lo cual se disminuyó la permeabilidad de esta. (Soleimani et al., 2018).
<b>Inorgánicas</b>	$SiO_2$	IFT y humectabilidad	Las nanopartículas de sílice poseen grandes áreas de superficie, lo que las hace útiles y eficientes para el mecanismo de disipación de energía y les proporciona tolerancia a la temperatura y la sal. Según (Lu et al., 2017) Las pruebas de desplazamiento de nanofluidos mostraron que se pueden obtener incrementos adicionales de 4,48 a 10,33 % en la recuperación de petróleo en comparación con la inyección de agua convencional. Por otra parte, en el artículo “Nanocompuesto de sílice y alúmina a base de poliacrilamida” en el experimento de Poliacrilamida a base de sílice, se obtuvieron los siguientes resultados: para los medios ligeros se obtuvo una recuperación de 70,55% de recuperación. Además, se ha demostrado que las

Tipo de nanopartículas	NP	Tema de estudio	Resultados
			nanopartículas de SiO <sub>2</sub> tienen una gran influencia en la reducción de viscosidad en yacimientos de petróleo pesado de acuerdo con los resultados obtenidos en una prueba realizada en campo (Montes, 2020).

Según la tabla anterior, es importante tener en cuenta que cada estudio involucra a nanomateriales expuestos a diferentes condiciones de: diferentes especies de roca, diferentes tipos de crudo, diferentes condiciones de temperatura y presión.

Por otra parte, la mayoría de los estudios se han realizado solo a nivel de laboratorio donde se ha demostrado que las nanopartículas de TiO<sub>2</sub> han venido ganando importancia debido a su potencial en el mecanismo de alteración de la humectabilidad, pese a que su influencia sobre la viscosidad y la tensión interfacial no ha presentado resultados relevantes. Otro escenario se presenta en el artículo (Al-Yaari et al., 2023,) en el que se realizaron comparaciones de las nanopartículas de SiO<sub>2</sub>, CuO y Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> para catalogar una como la ideal en las siguientes condiciones: yacimiento de alta presión, temperatura y salinidad del agua. De este estudio se obtuvo que las nanopartículas de SiO<sub>2</sub> representaron el resultado más satisfactorio, con un 37% de recuperación, esto se atribuye a que tienen la densidad más baja y la capacidad térmica más alta que las demás, su eficiencia en condiciones de yacimiento y su capacidad para resistir la precipitación de asfaltenos, la hace una candidata llamativa para inundación de nanopartículas en los procesos de recuperación mejorada del petróleo. De otro modo en el artículo (Montes, 2020), se realizaron pruebas en un campo colombiano de inyección continua de nanofluido con una concentración de 3200 ppm a 2700 ppm, en esta prueba se utilizaron diferentes nanopartículas de Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y SiO<sub>2</sub>, los ensayos se realizaron en un yacimiento de petróleo pesado con asfalteno,

en donde se obtuvo un porcentaje de disminución de viscosidad de 18, 21 y 30 % respectivamente, siendo el  $\text{SiO}_2$  la nanopartícula con mejor resultado, esto se le atribuye a que las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  tienen una mayor disponibilidad de sitios activos capaces de interactuar con los compuestos asfaltenos (Guzmán et al. 2016 ). Esto último se explica por la superficie de los nanomateriales, que aumenta el área libre de contacto con los asfaltenos, y el tamaño de las nanopartículas, que según estudios previos es capaz de dificultar y/o aumentar la disponibilidad de sitios activos.

Finalmente, el filtro más importante para seleccionar un nanomaterial como apto es la rentabilidad, ya que con el uso de nanomateriales se ahorra en gastos de agentes que disminuyen la viscosidad y surfactantes, sumándole mayor eficiencia de recuperación; por otra parte,  $\text{SiO}_2$  ha demostrado ser un nanomaterial que se ajusta a diferentes condiciones de yacimiento y ha proporcionado excelentes resultados, pues se trata de un compuesto con el que se cuenta con alto recurso.

## 10. Conclusiones

La importancia del estudio de la nanotecnología aplicada en los procesos de EOR a nivel nacional y global, involucra un desarrollo significativo ya que el petróleo es un recurso limitado y se requiere de métodos de recuperación óptimos considerando la demanda de energía, por lo cual es este estudio de recopilación de información se concluye lo siguiente:

Se clasificaron los nanomateriales según su composición, con base en los estudios se manifiesta un alto desarrollo tecnológico en recuperación mejorada de petróleo sobre las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$ , que comparada con los óxidos metálicos ha proporcionado resultados más satisfactorios en pruebas de campo. Sumándole su característica económica, que la hace más

atractiva para iniciar la implementación tanto a nivel local como global, por otra parte, las nanopartículas orgánicas, especialmente compuestas de carbono, demuestran ser un buen candidato, sin embargo, se requiere de más investigación.

Se analizó que las diversas nanopartículas alteran diferentes tipos de propiedades fisicoquímicas como: viscosidad (desplazamiento), mojabilidad (modificación del ángulo de contacto) y tensión interfacial (fuerzas de la interfaz) y que las propiedades a modificar dependen directamente del tipo de crudo, de la salinidad, de la especie de roca presente en el yacimiento (permeabilidad), el tamaño de la nanopartícula y su composición y que el híbrido entre todas estas características permite obtener el mayor porcentaje de recuperación.

Se determinó un aspecto positivo entre la interacción de la nanopartícula y la superficie de la tubería en el momento de desplazamiento del petróleo, esto se atribuye a su geometría y deposición sobre las irregularidades microscópicas de la tubería que genera un barrido y una protección superficial que además de que aumentó la movilidad, disminuyó la fricción y el desgaste.

**Referencias Bibliográficas**

- Alagorni, A. H., Yaacob, Z. Bin, & Nour, A. H. (2015). An overview of oil production stages: enhanced oil recovery techniques and nitrogen injection. *International Journal of Environmental Science and Development*, 6(9), 693.
- Ali, J. A., Kalhury, A. M., Sabir, A. N., Ahmed, R. N., Ali, N. H., & Abdullah, A. D. (2020). A state-of-the-art review of the application of nanotechnology in the oil and gas industry with a focus on drilling engineering. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 191, 107118. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107118>
- Al-Yaari, A., Ching, D. L. C., Sakidin, H., Muthuvalu, M. S., Zafar, M., Alyousifi, Y., Saeed, A. A. H., & Haruna, A. (2023). Optimum Volume Fraction and Inlet Temperature of an Ideal Nanoparticle for Enhanced Oil Recovery by Nanofluid Flooding in a Porous Medium. *Processes*, 11(2), 401.
- Balderas, J. (2010). Efectos de los surfactantes en la biorremediación de suelos contaminados con hidrocarburos. [Figura]. Tomado de: <http://www.quimicaviva.qb.fcen.uba.ar/v9n3/riojas.htm>
- Chandran, K. (2013). *Multiwalled carbon nanotubes (MWNT) fluid in EOR using core flooding method under the presence of electromagnetic waves*.
- Choi, Y., Lee, C., Hwang, Y., Park, M., Lee, J., Choi, C., & Jung, M. (2009). Tribological behavior of copper nanoparticles as additives in oil. *Current Applied Physics*, 9(2), e124–e127.
- Correa Pabón, R. E., & de Souza Filho, C. R. (2019). Crude oil spectral signatures and empirical models to derive API gravity. *Fuel*, 237, 1119–1131. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.09.098>

- Cueli-Corugedo, A., Adames-Montero, Y., Rivera-Beltrán, Y., & Davis-Harriett, J. (2013). Efecto corrosivo del agua acompañante del petróleo, contaminada con H<sub>2</sub>S, sobre el acero (API 5L X<sub>52</sub>). *Revista Cubana de Química*, 25(2), 154–164.
- Davoodi, S., Al-Shargabi, M., Wood, D. A., Rukavishnikov, V. S., & Minaev, K. M. (2022). Experimental and field applications of nanotechnology for enhanced oil recovery purposes: A review. *Fuel*, 324, 124669.
- Das, S. K., & Stephen, U. S. (2009). A review of heat transfer in nanofluids. *Advances in Heat Transfer*, 41, 81–197.
- De Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Ediciones astro data SA Maracaibo, Venezuela.
- Dunne, P., Adachi, T., Dev, A. A., Sorrenti, A., Giacchetti, L., Bonnin, A., Bourdon, C., Mangin, P. H., Coey, J. M. D., & Doudin, B. (2020). Liquid flow and control without solid walls. *Nature*, 581(7806), 58–62.
- Ehtesabi, H., Ahadian, M. M., & Taghikhani, V. (2015). Enhanced heavy oil recovery using TiO<sub>2</sub> nanoparticles: investigation of deposition during transport in core plug. *Energy & Fuels*, 29(1), 1–8.
- Escobar, F. (2012). Fundamentos de ingeniería de yacimientos. *Universidad Sur Colombiana. Neiva*.
- Gandy, D. (2007). Carbon steel handbook. *Electric Power Research Institute (EPRI)*, 1–172.
- Garmroudi, A., Kheirollahi, M., Mousavi, S. A., Fattahi, M., & Mahvelati, E. H. (2022). Effects of graphene oxide/TiO<sub>2</sub> nanocomposite, graphene oxide nanosheets and Cedr extraction solution on IFT reduction and ultimate oil recovery from a carbonate rock. *Petroleum*, 8(4), 476–482. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petlm.2020.10.002>

- Gómez Cuenca, F., Gómez Marín, M., & Folgueras Díaz, M. B. (2008). Energy-savings modeling of oil pipelines that use drag-reducing additives. *Energy & Fuels*, 22(5), 3293–3298
- Guzmán, J. D., Betancur, S., Carrasco-Marín, F., Franco, C. A., Nassar, N. N., & Cortés, F. B. (2016). Importance of the adsorption method used for obtaining the nanoparticle dosage for asphaltene-related treatments. *Energy & Fuels*, 30(3), 2052–2059.
- Huang, W., Asmann, M., & Asher, S. (2012). Evaluation of a Cr-Mo Type P110 Steel for Application in Mild Sour Environments. *NACE CORROSION*, NACE-2012.
- Javaherdashti, R., Nwaoha, C., & Tan, H. (2016). *Corrosion and materials in the oil and gas industries*. CRC Press.
- Jing, J., Guo, Y., Karimov, R., Sun, J., Huang, W., Chen, Y., & Shan, Y. (2023). Drag Reduction Related to Boundary Layer Control in Transportation of Heavy Crude Oil by Pipeline: A Review. *Industrial & Engineering Chemistry Research*.  
<https://doi.org/10.1021/acs.iecr.3c02212>
- Karami, H. R., & Mowla, D. (2012). Investigation of the effects of various parameters on pressure drop reduction in crude oil pipelines by drag reducing agents. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 177, 37–45.
- Kelly, J. (2004). *Stainless steels*.
- Kokal, S., & Al-Kaabi, A. (2010). Enhanced oil recovery: challenges & opportunities. *World Petroleum Council: Official Publication*, 64, 64–69.
- Liang, T., Hou, J.-R., Qu, M., Xi, J.-X., & Raj, I. (2022). Application of nanomaterial for enhanced oil recovery. *Petroleum Science*, 19(2), 882–899.  
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.11.011>

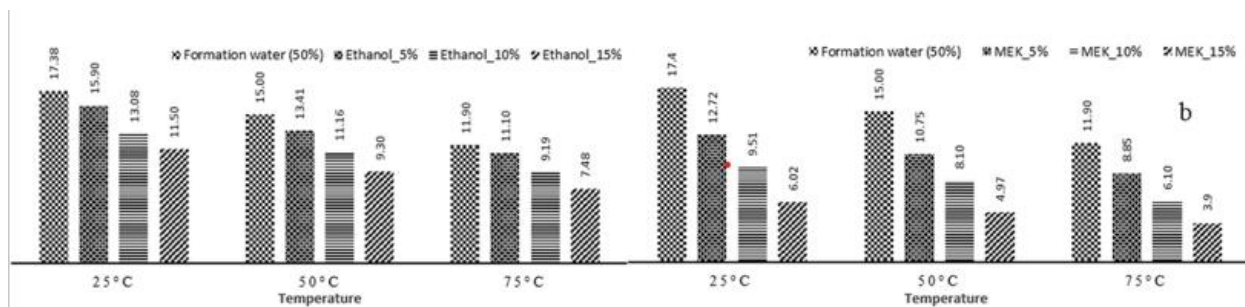
- Lu, T., Li, Z., Zhou, Y., & Zhang, C. (2017). Enhanced oil recovery of low-permeability cores by SiO<sub>2</sub> nanofluid. *Energy & Fuels*, *31*(5), 5612–5621.
- Mahran, S., Attia, A., & Saha, B. (2022). Synthesis of green thermo-responsive amphoteric terpolymer functionalized silica nanocomposite derived from waste vegetable oil triglycerides for enhanced oil recovery (EOR). *Journal of Cleaner Production*, *380*, 135024. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.135024>
- Maleki, A., Sedaei, B., Bahramian, A., Gharechelou, S., Sarlak, N., Mehdizad, A., reza Rasaei, M., & Dehghan, A. (2023). Effect of alumina and silica nanocomposite based on polyacrylamide on light and heavy oil recovery in presence of formation water using micromodel. *Petroleum*. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2023.03.001>
- Mang, T., Bobzin, K., & Bartels, T. (2011). *Industrial tribology: Tribosystems, friction, wear and surface engineering, lubrication*. John Wiley & Sons.
- Mansourian, R., Mousavi, S. M., & Michaelides, E. E. (2021). Improving the thermo-physical and rheological properties of crude oil (CO) by the synthesized CuO/SiO<sub>2</sub>/CaP nanocomposite for drag reduction through horizontal pipelines. *Applied Nanoscience (Switzerland)*, *11*(2), 347–362. <https://doi.org/10.1007/s13204-020-01597-3>
- Massarweh, O., & Abushaikha, A. S. (2020). The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances. *Energy Reports*, *6*, 3150–3178.
- Montes, D. (2020). Upscaling process for nanofluids usage for heavy oil mobility enhancement: experimental design and field trial application. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?*, D023S100R015.
- Motraghi, F., Khaksar Manshad, A., Akbari, M., Ali, J. A., Sajadi, S. M., Iglauer, S., & Keshavarz, A. (2023). Interfacial tension reduction of hybrid crude-oil/mutual-solvent systems under

- the influence of water salinity, temperature and green SiO<sub>2</sub>/KCl/Xanthan nanocomposites. *Fuel*, 340, 127464. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.127464](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.127464)
- Ogolo, N. A., Olafuyi, O. A., & Onyekonwu, M. O. (2012). Enhanced oil recovery using nanoparticles. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, SPE-160847.
- Pereira, M. L. de O., Maia, K. C. B., Silva, W. C., Leite, A. C., Francisco, A. D. dos S., Vasconcelos, T. L., Nascimento, R. S. V., & Grasseschi, D. (2020). Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> nanoparticles as surfactant carriers for enhanced oil recovery and scale prevention. *ACS Applied Nano Materials*, 3(6), 5762–5772.
- Pogaku, R., Mohd Fuat, N. H., Sakar, S., Cha, Z. W., Musa, N., Awang Tajudin, D. N. A., & Morris, L. O. (2018). Polymer flooding and its combinations with other chemical injection methods in enhanced oil recovery. *Polymer Bulletin*, 75, 1753–1774.
- Rivero Juárez, C. (n.d.). *Evaluación de surfactantes de tipo aniónico en el desplazamiento de un aceite crudo pesado adsorbido sobre una roca de tipo caliza*.
- Rodríguez Talavera, R., Castaño Meneses, V. M., & MARTINEZ MADRID, M. (2001). Emulsiones asfálticas. *DOCUMENTO TECNICO*, 23.
- Salgado, B. M., & Gonzalez, L. A. (2005). Efecto de la Mojabilidad en las Propiedades Petrofísicas y Operaciones de Recobro Secundario. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Universidad Industrial de Santander. Santander, Spain, 12, 2014.
- Shah, R. D. (2009). *Application of Nanoparticle Saturated Injectant Gases for EOR of Heavy Oils*. *All Days*, SPE-129539-STU
- ShamsiJazeyi, H., Miller, C. A., Wong, M. S., Tour, J. M., & Verduzco, R. (2014). Polymer-coated nanoparticles for enhanced oil recovery. *Journal of Applied Polymer Science*, 131(15).

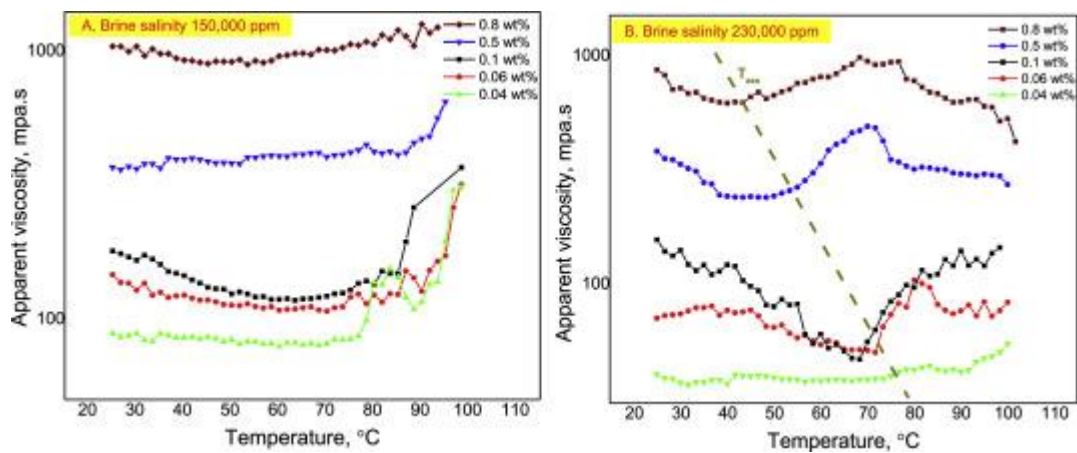
- Soleimani, H., Baig, M. K., Yahya, N., Khodapanah, L., Sabet, M., Demiral, B. M. R., & Burda, M. (2018). Impact of carbon nanotubes based nanofluid on oil recovery efficiency using core flooding. *Results in Physics*, 9, 39–48. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rinp.2018.01.072>
- Talele, S. G., Gudsoorkar, V. R., & Pharmacy, M. (2016). Novel approaches for solidification of SMEDDS. *Int J Pharm Biosci*, 15, 90–101.
- Tarek, M. (2015). *Investigating Nano-Fluid Mixture Effects to Enhance Oil Recovery*. Day 2 Tue, September 29, 2015, D023S099R015. <https://doi.org/10.2118/178739-STU>
- Thampi, A. D., Prasanth, M. A., Anandu, A. P., Sneha, E., Sasidharan, B., & Rani, S. (2021). The effect of nanoparticle additives on the tribological properties of various lubricating oils – Review. *Materials Today: Proceedings*, 47, 4919–4924. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.03.664>
- Villarreal Pozo, J. B. (2019). *Análisis de la influencia del Balance Hidrofílico-Lipofílico en los surfactantes usados para recuperación mejorada de petróleo*. Quito: UCE.
- Wauquier, J.-P. (2004). *El refino del petróleo: petróleo crudo, productos petrolíferos, esquemas de fabricación*. Ediciones Díaz de Santos.
- Yanuar, Mau, S., Waskito, K. T., Putra, O. A., & Hanif, R. (2017). Drag reduction of alumina nanofluid in spiral pipe with turbulent flow conditions. *AIP Conference Proceedings*, 1826. <https://doi.org/10.1063/1.4979237>

Apéndices

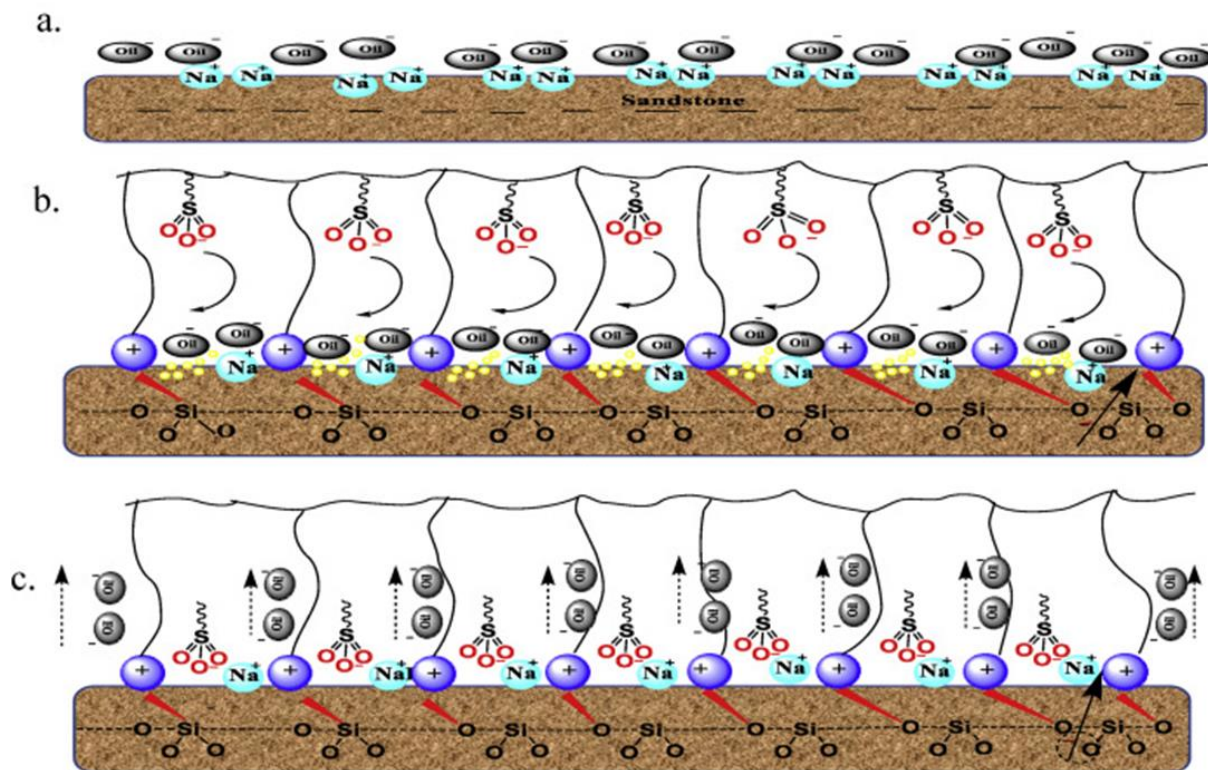
**Apéndice A. Histograma referentes al porcentaje de reducción de la tensión interfacial a diferentes condiciones de agua, disolvente y temperatura**



Apéndice B. Viscosidad aparente en función de la temperatura para diferentes concentraciones de polímero ( $C_p$ ) de solución de AGPC en salmueras sintéticas de (a) 150.000 ppm (b) 230.000 ppm



Apéndice C. Mecanismo propuesto de desplazamiento de crudo por solución AGPC.



**Apéndice D. IFT de soluciones en crudos ligeros y pesados.**

<b>Soluciones</b>	<b>Petróleo crudo ligero</b>	<b>Petróleo crudo pesado</b>
NaCl	22.2	20.8
NCSP	14.5	15.2
NCAP	19.1	18.3
NCSAP	16.4	17
CTAB	1.5	1.5
PAM	18.6	17.9

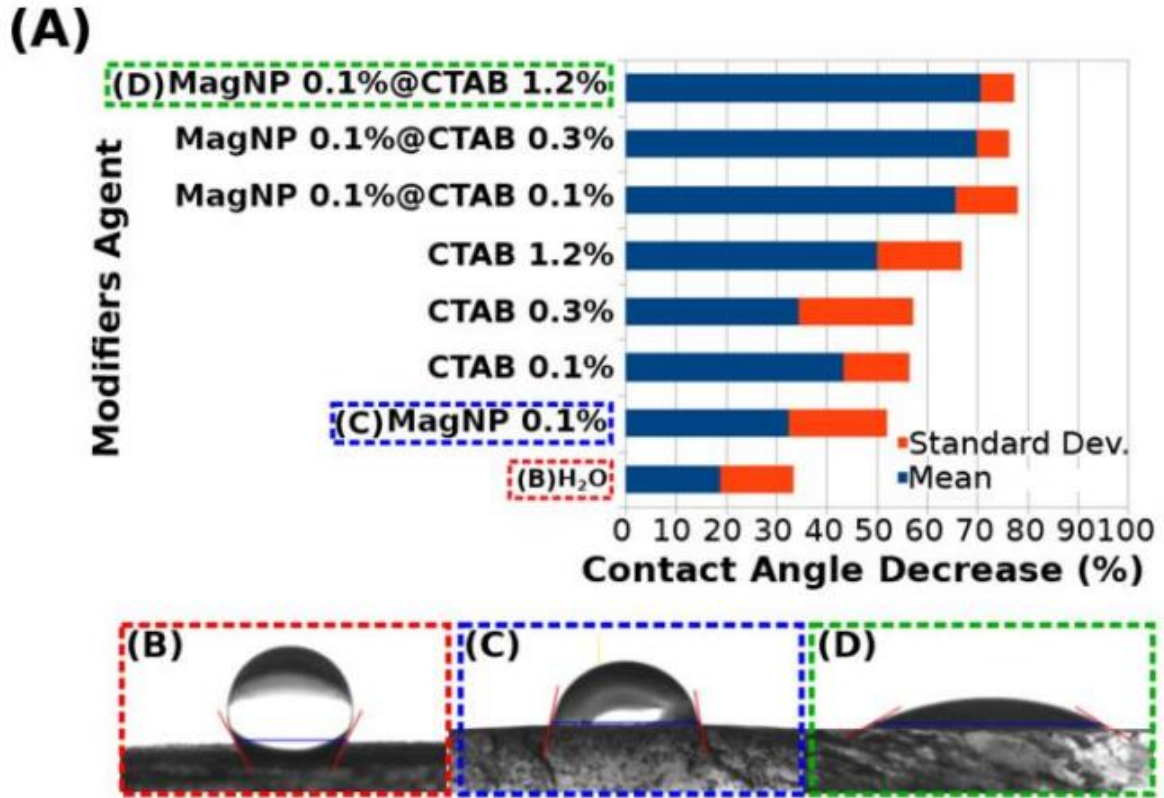
**Apéndice E. Resultados de las mediciones del ángulo de contacto de fluidos con muestras de petróleo ligero y pesado.**

<b>Soluciones medidas</b>	<b>Ángulo de contacto en aceite ligero</b>	<b>Ángulo de contacto en petróleo pesado</b>
NaCl	102	99.1
NCSP	74.2	78.5
NCAP	69	71.3
NCSAP	70.7	75
CTAB	85.3	89.1
PAM	77.5	81.5

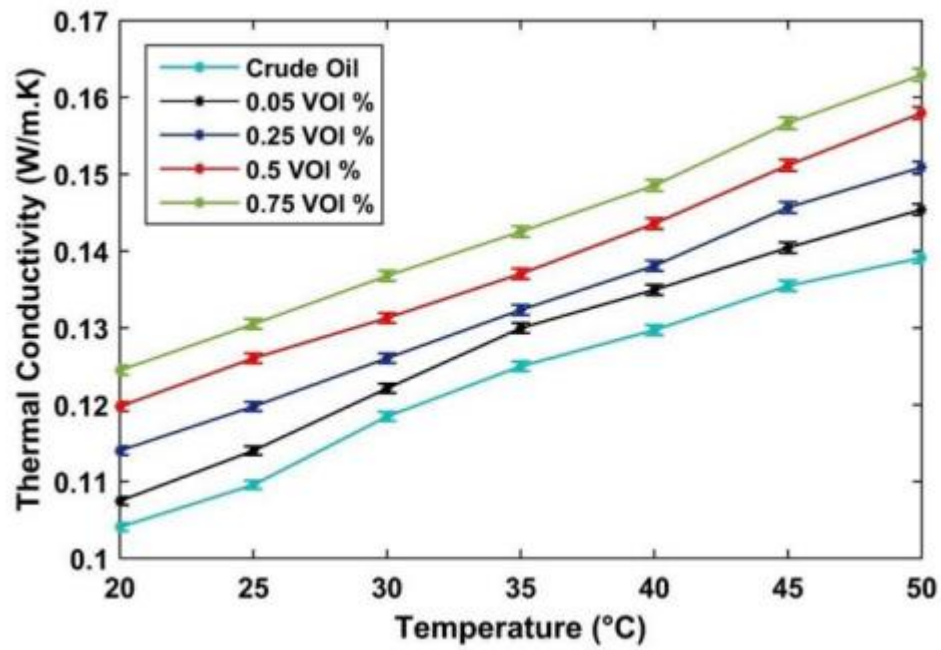
**Apéndice F. Porcentaje de recuperación de petróleo para procesos secundarios y terciarios a partir de experimentos de inundación en el medio poroso no consolidado utilizando el nanofluido Mag con CTAB en agua, salmuera y salmuera con concentraciones más altas de cationes divalentes.**

	Secundaria (%)	EOR (%)	Total (%)
CTAB - H <sub>2</sub> O	24.0	25.0	43.0
Mag@CTAB - H <sub>2</sub> O	30.0	42,8	60.0
CTAB - NaCl	28.0	24.0	48.0
Mag@CTAB - NaCl	18.0	24.0	37.0
CTAB - NaCl + Ba <sup>2+</sup>	27,8	8.0	34.0
Mag@CTAB - NaCl + Ba <sup>2+</sup>	29.4	9.0	35.0

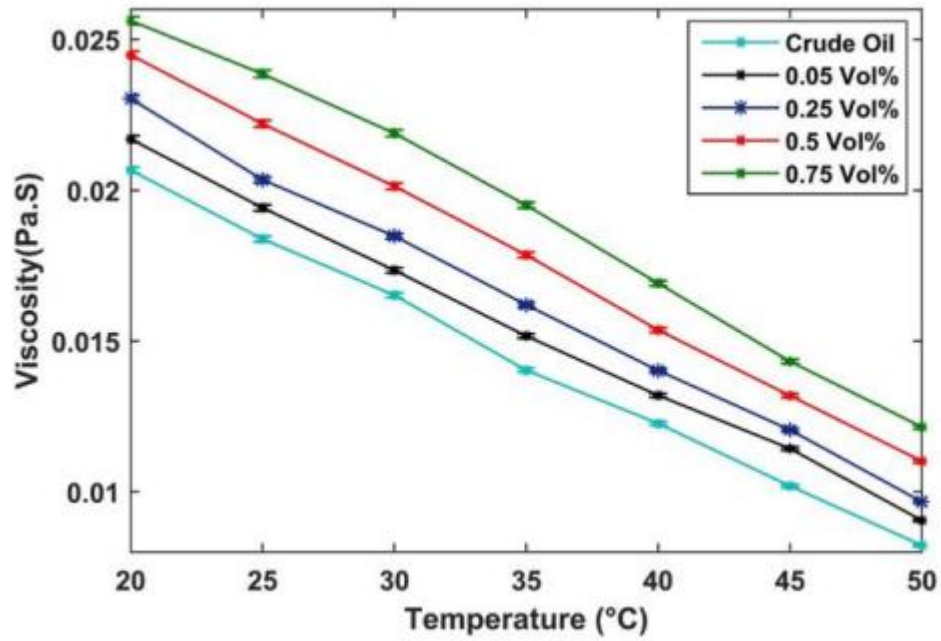
Apéndice G. Imágenes ópticas de una gota de agua sobre calcita HDR.



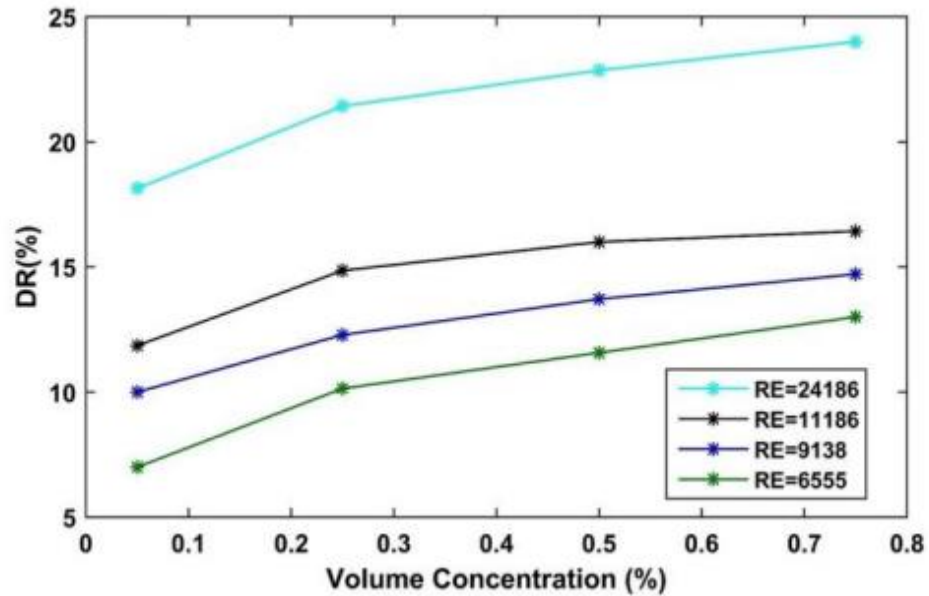
Apéndice H. Influencia de la temperatura en la conductividad térmica del nanofluido híbrido ternario en diferentes concentraciones de volumen de nanocompuestos.



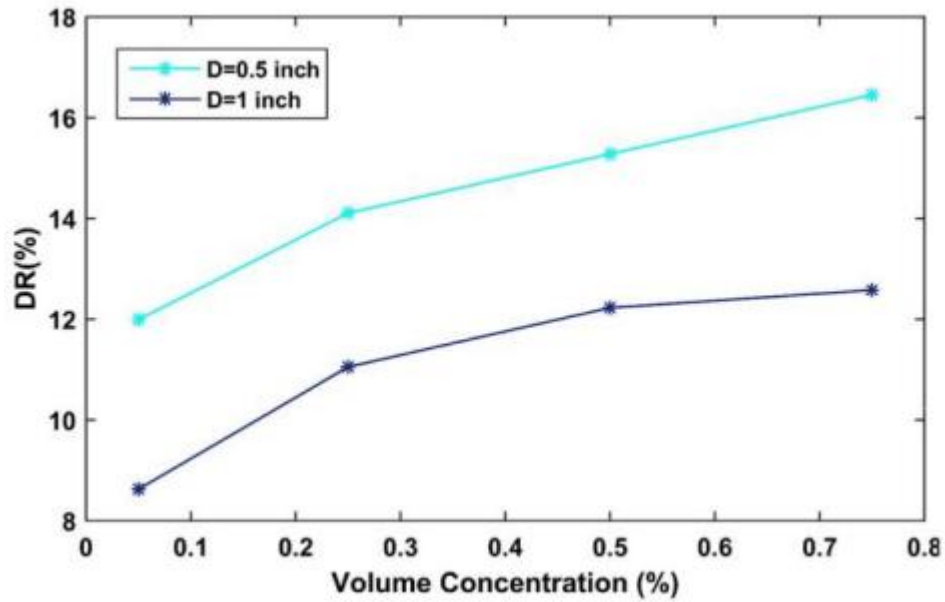
Apéndice I. Influencia de la temperatura en la viscosidad dinámica del nanofluido SiO<sub>2</sub>-CaP-CuO/CO en diferentes concentraciones de volumen de nanocompuestos.



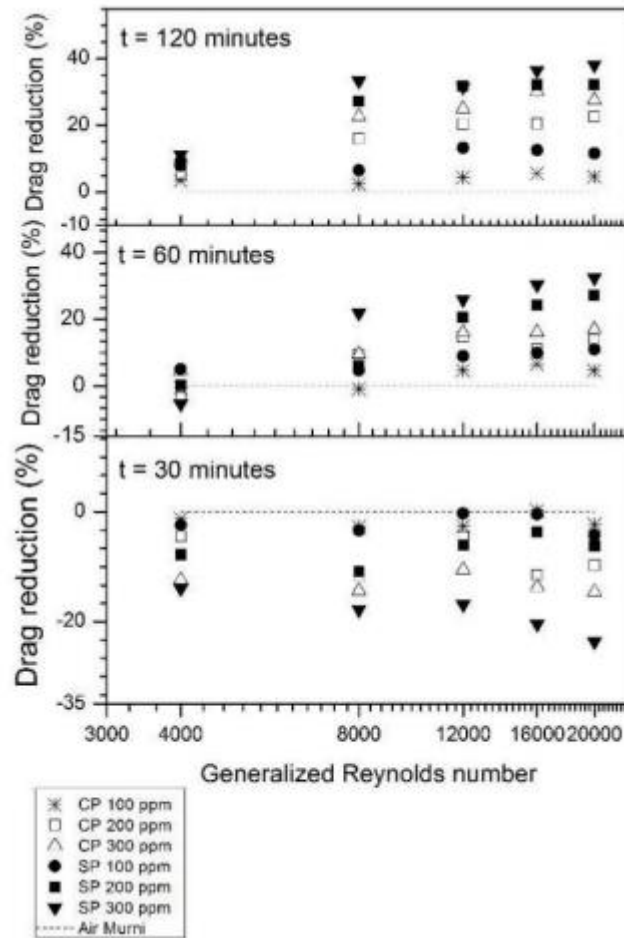
Apéndice J. Variaciones del porcentaje de reducción de arrastre del nanofluido de SiO<sub>2</sub>-CaP-CuO/CO en diferentes concentraciones de volumen para un diámetro de tubería rugosa de 1 pulgada.



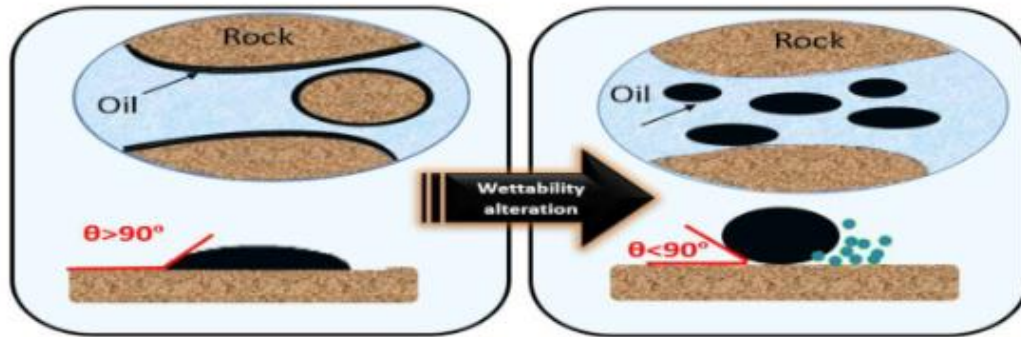
**Apéndice K. Comparación del porcentaje de reducción de arrastre del nanofluido SiO<sub>2</sub>-CaP-CuO/ CO en diferentes concentraciones de volumen para tuberías horizontales lisas y rugosas con un diámetro de 0,5 pulgadas.**



Apéndice L. Porcentajes de reducción de arrastre para tuberías en espiral y circular.



Apéndice M. Mecanismo de reducción de humectabilidad del petróleo.



Apéndice O. Variación de porcentaje de reducción de arrastre para diferentes concentraciones de nanofluido en una tubería rugosa de 1 pulgada de diámetro.

