

Análisis de la reducción de la viscosidad de crudos colombianos usando D-Limoneno y
espectroscopia de Infrarrojo FTIR-ATR.

Cristian Daniel González Enciso

José David Reyes Pérez

Director

Adan Yovani León Bermúdez
Ph.D. en Ingeniería Química

Codirectores

Emiliano Ariza León
Ph.D. en Ingeniería Química

Félix Arenas Rueda
Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

2024

Dedicatoria

A Dios, por acompañarme en este camino y permitirme cumplir esta meta tan anhelada, que siempre se haga tu voluntad y no la mía.

A mis padres Maria Edilma y José Rigoberto por su apoyo incondicional de principio a fin, por creer en mí cuando ni yo mismo podía hacerlo, por enseñarme a no rendirme y por su inmenso amor. Son el pilar de todo y este logro es para ustedes.

A mi hermana Laura Camila, por su amor, por sus palabras de aliento y por estar siempre presente. Espero seguir mejorando para ti.

A mi novia María Paula, por su amor incondicional, por su apoyo 24/7 cuando más lo necesité, por ser mi compañera y por ordenar mi caos. Sin ti esto no hubiese sido posible.

Al Doctor Adán Yovani, por ser mi director en este proyecto, por compartirme su conocimiento, por sus consejos y enseñanzas. Para mí es un honor haber trabajado con usted.

A cada familiar, amigo, compañero y todas las personas que aportaron su grano de arena a lo largo de toda mi carrera universitaria.

A ese niño que ha soñado con este momento desde que tiene uso de razón ¡Lo lograste Cristian Daniel!

Cristian Daniel González Enciso.

Agradecimientos

Los autores de este trabajo expresan sus agradecimientos:

Al profesor *Ph.D Adan Yovani León Bermúdez*, director de este trabajo de grado, por acogernos en su equipo de trabajo, por su apoyo, por su nobleza, por su sabiduría, por su amor a la ciencia y por guiarnos hasta el final en nuestro proyecto.

A nuestros codirectores *Ph.D Emiliano Ariza Leon* e *Ing. Felix Arenas Rueda*, por hacer parte de nuestro proyecto de grado y por su apoyo.

Al *Grupo de Investigaciones en Corrosión (GIC)*, por permitirnos realizar nuestro proyecto de grado en su laboratorio y a cada integrante de este grupo que de manera directa o indirecta aportaron positivamente en nuestro trabajo.

A la *Universidad Industrial de Santander (UIS)*, por formarnos de una manera ética e integral. Nos sentimos orgullosos de ser parte de esta alma mater.

Tabla de Contenido

1. Introducción	14
2. Objetivos	16
2.1 Objetivo General	16
2.2 Objetivos Específicos	16
3. Fundamentos teóricos y estado del arte	17
3.1 Generalidades acerca del petróleo	17
3.2 Clasificación según su gravedad API	18
3.3 Petróleo liviano.....	18
3.4 Crudo pesado	19
3.5 Crudo extrapesado	19
3.6 Clasificación según su composición química.....	19
3.7 Viscosidad	24
3.7.1 Comportamiento de la viscosidad de los crudos respecto a cambios de temperatura y presión	25
3.8 Reductores de viscosidad	29
3.8.1 Reductores de viscosidad a base agua	30
3.8.2 Reductores de viscosidad a base polímero	30
3.8.3 Reductores de viscosidad a base solvente	31
3.9 D-Limoneno	32
3.15 Análisis composicional SARA	33
3.16 Espectroscopia Infrarroja con Reflectancia Total Atenuada (FTIR-ATR)	37
3.17 Aplicación de reductores naturales.....	43
4. Materiales y métodos	47
4.1 Reactivos	47
4.2 Diagrama experimental	48
4.3 Diseño del montaje experimental de la medición de viscosidad	49
4.4 Caracterización de las muestras de crudo.....	50
4.4.1 Fraccionamiento SARA.....	50
4.4.2. Caracterización Espectral FTIR-ATR	51
4.4.3 Adquisición de espectros	52
4.5 Preparación de las muestras para la medición de la viscosidad	52

4.6 Medición de la viscosidad de las muestras	52
5. Resultados y análisis	53
5.1 Análisis Fraccionamiento SARA	53
5.2 Clasificación de los crudos según su gravedad API.....	54
5.3 Determinación de la viscosidad de los crudos.....	55
5.4 Determinación de la reducción de viscosidad usando D-Limoneno	56
6. Conclusiones	67
7. Recomendaciones	68
8. Referencias bibliográficas	69

Lista de tablas

Tabla 1 Valor de gravedad API de cada tipo de crudo	18
Tabla 2 Tipos de crudos y su composición principal.....	19
Tabla 3 Composición en el intervalo de temperaturas de ebullición 250-300 °C	23
Tabla 4 Composición del petróleo convencional, petróleo pesado y residuos	23
Tabla 5 Valores de viscosidad para ciertos tipos de fluidos sometidos a temperatura y presión ambiente.....	25
Tabla 6 Ejemplos de hidrocarburos saturados encontrados en el crudo	33
Tabla 7 Ejemplos de hidrocarburos aromáticos encontrados en el crudo.....	34
Tabla 8 Asignación bandas IR para crudos y fracciones	42
Tabla 9 Concentraciones y cantidades de disolvente y crudo.....	44
Tabla 10 Propiedades de los crudos.....	48
Tabla 11 Propiedades del D-Limoneno	48
Tabla 12 Clasificación del petróleo según su gravedad API	54
Tabla 13 Viscosidades promedio medidas de los cuatro crudos estudiados.....	55
Tabla 14 Viscosidades promedio en Cp.....	56

Lista de figuras

Figura 1 Relación inversamente proporcional de la viscosidad y la gravedad API	24
Figura 2 Variación de la viscosidad de un crudo de 1000 cP con cambios de presión a diferentes temperaturas.....	26
Figura 3 Flujo de Poiseuille en el interior de un tubo.....	27
Figura 4 Viscosímetro rotacional con juego de husillos.....	27
Figura 5 Viscosímetro de cuerpo móvil.....	28
Figura 6 Curvas de viscosidad con dosificación de 700ppm de diferentes reductores	29
Figura 7 Estructura molecular del D-Limoneno.	32
Figura 8 Modelo 2D de la estructura molecular de una resina de petróleo	35
Figura 9 Ejemplo estructura química de un asfalteno.....	36
Figura 10 Esquema de cristal de Reflectancia Total Atenuada.	38
Figura 11 Característica de la reflexión en dependencia al ángulo de incidencia.	38
Figura 12 Ángulo crítico para una reflexión total interna.	39
Figura 13 Diagrama Experimental.....	49
Figura 14 Diagrama del sistema de medición de viscosidades.....	50
Figura 15 Esquema fraccionamiento SARA.....	51
Figura 16 Diagrama del sistema de espectrometría infrarroja.....	52
Figura 17 Fraccionamiento SARA de los cuatro crudos estudiados	53

Figura 18 Diagrama de barras de la gravedad API de las muestras de crudo.....	55
Figura 19 Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura de las muestras del crudo X1.....	58
Figura 20 Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura de las muestras del crudo X2.....	58
Figura 21 Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura de las muestras del crudo X3.....	59
Figura 22 Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura de las muestras del crudo X4.....	59
Figura 23 Porcentaje de reducción de la viscosidad del crudo X1 bajo el efecto de D-Limoneno respecto al crudo sin aditivo.	61
Figura 24 Porcentaje de reducción de la viscosidad del crudo X2 bajo el efecto de D-Limoneno respecto al crudo sin aditivo.	61
Figura 25 Porcentaje de reducción de la viscosidad del crudo X3 bajo el efecto de D-Limoneno respecto al crudo sin aditivo.	62
Figura 26 Porcentaje de reducción de la viscosidad del crudo X4 bajo el efecto de D-Limoneno respecto al crudo sin aditivo.	62
Figura 27 Parámetros α para el ajuste de viscosidades de mezclas de crudos con reductor: a. 500 μ l de D-Limoneno y b. 1000 μ l de D-Limoneno.	63
Figura 28 Espectros de infrarrojo FTIR-ATR para crudos y D-Limoneno	64

Tabla de apéndices

Apéndice A Relación inversamente proporcional de la viscosidad y la gravedad API	76
Apéndice B Flujo de Poiseuille en el interior de un tubo.....	77

GLOSARIO

Reductor de viscosidad: aditivo utilizado ampliamente en la industria petrolera durante el tratamiento del crudo y tiene como objetivo disminuir la viscosidad para mejorar el transporte y calidad del crudo.

D-Limoneno: sustancia química que se extrae de las cascara de los cítricos, es una molécula apolar y no posee diferencia de cargas a lo largo de su estructura, por lo que es un buen disolvente de sustancias con esa misma característica. Su composición química $C_{10}H_{16}$.

Crudo pesado: es cualquier tipo de crudo que no fluye con capacidad. Se conoce como “pesado” debido a que su densidad o peso específico es superior a la del petróleo crudo ligero. El petróleo pesado constituye una fuente abundante de energía, pero es más caro de producir que el petróleo liviano o convencional.

Análisis SARA: es una prueba composicional que se desarrolla en base de la polaridad y solubilidad del crudo y normalmente sobre fracciones pesadas, mediante el cual es posible conocer el porcentaje muestra.

Viscosímetro: es un instrumento de laboratorio, que a través de distintos principios, mide la viscosidad, una propiedad física de los fluidos determinada por la adherencia de las moléculas que lo componen, lo cual resultara en mayor o menor resistencia para fluir o deformarse.

Espectroscopia infrarroja: es la medida de interacción de la radiación infrarroja con la materia por medio de la absorción, reflexión y emisión. Se emplea para estudiar grupos funcionales en forma sólida o líquida.

Concentración: es la proporción de sustancia que se disuelve (soluto) en relación con la cantidad total de la solución. En este sentido la cantidad de soluto siempre será menor al solvente para que se considere una solución.

Máltenos: son sustancias solubles en normal h-heptano y está constituido por resinas, saturados y aromáticos, es la fracción soluble en hidrocarburos saturados de bajo punto de ebullición.

Viscosidad: es la propiedad que tienen los fluidos a presentar resistencia al movimiento y a la deformación. Cuando se aplica una fuerza a un fluido las partículas que lo forman generan cierta fricción interna para resistir el flujo.

Cadenas parafínicas: son cadenas de hidrocarburos saturados, formados principalmente por cadenas entre C18 y C60+ con temperaturas de fusión de 64°F a 211°F Las parafinas son moléculas apolares cuya interacción se debe a fuerzas Vander Waals; es importante resaltar que las parafinas son de naturaleza cristalina y precipitan del crudo por debajo del punto de cristalización.

Aromáticos: son hidrocarburos que tienen propiedades especiales que están asociado al anillo del benceno. Las principales fuentes de hidrocarburos aromáticos son la destilación de la hulla y procesos petroquímicos como la destilación del petróleo crudo.

Resumen

Titulo: Análisis de la reducción de la viscosidad de crudos colombianos usando D-Limoneno y espectroscopia de Infrarrojo FTIR-ATR.

Autores: Cristian Daniel González Enciso y José David Reyes Pérez

Palabras claves: Viscosidad, crudos pesados, reductor de viscosidad, D-Limoneno, Espectroscopia FTIR – ATR.

Descripción: En Colombia cerca del 70% del crudo que se produce es pesado lo que genera diferentes retos en la industria de los hidrocarburos; principalmente relacionados al proceso de producción, tratamiento y transporte, por tal razón es importante que se empleen diluyentes que puedan reducir la viscosidad del crudo. Dichos procesos ocurren principalmente en las estaciones de tratamiento y producción que se encuentran en los campos petroleros.

La nafta es uno de los principales diluyentes que se utilizan en la reducción de viscosidad en crudos pesados del país, si bien ayuda mucho durante el proceso de producción su elevado costo hace que se destine grandes cantidades de recursos para su compra y almacenamiento; por tal razón es importante plantearse el uso o la aplicación de aditivos naturales que puedan reducir la viscosidad de crudos pesados. Por tanto, en este trabajo se utilizó D-Limoneno como extracto de frutos cítricos, el cual ha venido mostrando gran interés en diferentes sectores de los hidrocarburos debido a su carácter reductor de la viscosidad en un amplio margen de crudos pesados. En la fase de pruebas experimentales se estudiaron cuatro crudos de diferente naturaleza (X1, X2, X3 Y X4), los cuales están clasificados en el intervalo de gravedad API entre 11,9 y 16,3°API.

Adicionalmente los crudos fueron caracterizados con el análisis SARA (saturados, aromáticos, resinas, asfaltenos) para conocer principalmente la cantidad de asfaltenos, que hacen parte de los principales responsables de la alta viscosidad del crudo. Se midió la viscosidad de los cuatro crudos utilizando un viscosímetro rotacional LAMY REOLOGHY a tres temperaturas diferentes (25°C, 45°C y 60°C). Luego se le agregó diferentes concentraciones de D-Limoneno, entre 500 ppm hasta los 1500 ppm. Finalmente, los resultados permitieron evidenciar que los crudos X1, X2, X3 y X4 mostraron reducciones de viscosidad en el intervalo de 20.6 a 26.7, 2.5 a 11.6, 9.1 a 16.2 y de 16.2 a 81.7 %, respectivamente. Adicionalmente, los resultados de espectroscopia de infrarrojo FTIR-ATR permitieron evidenciar que la eficiencia del D-Limoneno está relacionado con la estructura molecular promedio de los crudos seleccionados.

** Trabajo de Grado

¥¥ Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ingeniería de Petróleos. Director: Adan Yovani León Bermúdez, Ph.D. en Ingeniería Química. Codirectores: Emiliano Ariza León, Ph.D. en Ingeniería Química, y Félix Arenas Rueda, Ingeniero de Petróleos.

Abstract

Title: Analysis of the viscosity reduction of Colombian crude oils using D-Limonene and FTIR-ATR Infrared spectroscopy.

Authors: Cristian Daniel González Enciso and José David Reyes Pérez

Keywords: Viscosity, heavy crude oil, viscosity reducer, D-Limonene, ATR-FTIR Spectroscopy

Description: In Colombia about 70% of the crude oil produced is heavy which generates different challenges in the hydrocarbon industry; mainly related to the production, treatment and transport process, for this reason it is important to use diluents that can reduce the viscosity of crude oil. Such processes occur mainly in the treatment and production stations found in the oil fields.

Naphtha is one of the main diluents used in the reduction of viscosity in heavy crudes in the country, although it helps a lot during the production process its high cost makes large amounts of resources used for its purchase and storage; for this reason, it is important to consider the use or application of natural additives that can reduce the viscosity of heavy crudes. Therefore, in this work D-Limonene was used as an extract of citrus fruits, which has been showing great interest in different sectors of hydrocarbons due to it reducing the viscosity in a wide range of heavy crudes. In the experimental testing phase four crudes of different nature were studied (X1, X2, X3 and X4), which are classified in the API gravity interval between 11.9 and 16.3°API.

In addition, the crudes were characterized with the SARA analysis (saturated, aromatic, resins, asphaltenes) to know mainly the amount of asphaltenes, which are part of the main responsible for the high viscosity of the crude. The viscosity of the four crudes was measured using a rotational LAMY REOLOGHY viscometer at three different temperatures (25°C, 45°C and 60°C). Different concentrations of D-Limonene were then added, ranging from 500ppm to 1500ppm. Finally, the results showed that the crude X1, X2, X3 and X4 showed viscosity reductions in the range of 20.6 to 26.7, 2.5 to 11.6, 9.1 to 16.2 and 16.2 to 81.7 %, respectively. Additionally, the results of FTIR-ATR infrared spectroscopy showed that the efficiency of D-Limonene is related to the average molecular structure of the selected crudes.

** Degree Work

†† Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ingeniería de Petróleos. Director: Adan Yovani León Bermúdez, Ph.D. in Chemical Engineering. Codirectors: Emiliano Ariza León, Ph.D. in Chemical Engineering, and Felix Arenas Rueda, Petroleum Engineer

1. Introducción

El aumento en la demanda energética mundial ha llevado a que se busquen alternativas a los combustibles fósiles; sin embargo, en la actualidad las energías limpias enfrentan problemas de sostenibilidad, viabilidad y almacenamiento por lo que ninguna energía renovable ha logrado reemplazar al petróleo, que seguirá siendo la principal fuente de energía hasta 2040 (Alotaibi et al, 2018). En Colombia, al menos el 50% de la producción nacional corresponde a crudo pesado (Garcia-Navas et al., 2020), haciendo que el petróleo no convencional juegue un papel fundamental en la canasta energética.

El agotamiento en las reservas convencionales de petróleo convencional (liviano y mediano) ha llevado a que sea necesaria la explotación de reservas no convencionales (petróleo pesado y extrapesado). Los crudos pesados (gravedad API 21.9-10) y extra pesados (gravedad API menor a 10) presentan altas viscosidades que dificultan su extracción y transporte. Los reductores de viscosidad actúan modificando las propiedades físicas y químicas del crudo, lo que resulta en una disminución de la cohesión entre las moléculas de hidrocarburos. Esto, a su vez, reduce la fricción interna del crudo y permite que fluya más fácilmente a través de las tuberías y equipos de procesamiento.

Estos reductores suelen ser polímeros especiales o surfactantes que se mezclan con el crudo para alterar su estructura molecular. Al hacerlo, facilitan el flujo del crudo a través de las instalaciones de producción y transporte, lo que no solo simplifica las operaciones, sino que también reduce los costos asociados con el manejo de crudos pesados.

La fracción pesada de crudo (asfaltenos) es la más difícil de caracterizar debido a la variedad de compuestos orgánicos de gran tamaño influyendo directamente en la viscosidad del crudo.

Generalmente, la caracterización se realiza a través del método de caracterización SARA que clasifica las fracciones de crudo en: saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. A su vez buscando optimizar la determinación de propiedades fisicoquímicas y características del petróleo, la industria ha diseñado diferentes métodos a lo largo de la historia. Desde los años 80 la espectroscopia infrarroja con reflectancia total atenuada (FTIR-ATR) se ha implementado en la identificación de grupos químicos presentes en moléculas y muestras de diferente naturaleza (Lotta, et al., 1988): Del mismo modo la determinación de cambios estructurales consecuencia de procesos químicos y físicos (Giroux & Cooper, 1990).

El presente trabajo de investigación tuvo como objetivo principal evaluar de forma cuantitativa y cualitativa la reducción de la viscosidad de crudos colombianos. Para ello, se caracterizaron los crudos mediante espectrometría FTIR-ATR y se sometieron a la acción del D-Limoneno como agente reductor de origen natural.

2. Objetivos

2.1. Objetivo General

Realizar el análisis de la reducción de viscosidad en crudos colombianos usando D-Limoneno y espectroscopia de Infrarrojo FTIR-ATR.

2.2. Objetivos Específicos

- Caracterizar cuatro crudos colombianos mediante pruebas de viscosidad, contenidos de asfaltenos y espectroscopia de infrarrojo FTIR-ATR.
- Evaluar la incidencia de D-Limoneno como el reductor natural sobre el efecto de la reducción de viscosidad en crudos colombianos mediante pruebas experimentales.
- Analizar la relación de reducción de viscosidad en crudos colombianos en presencia de D-Limoneno, mediante parámetros moleculares promedio de espectroscopia de infrarrojo FTIR-ATR.

3. Fundamentos teóricos y estado del arte

3.1 Generalidades acerca del petróleo

El petróleo es una mezcla de una variedad compuestos químicos de origen natural, que está principalmente conformado por compuestos orgánicos llamados hidrocarburos, los cuales se encuentran constituidos principalmente por átomos de carbono (C) e hidrogeno (H) y en proporciones menores de heteroátomos como azufre (S), oxígeno (O). Este compuesto puede existir de forma gaseosa, líquida y sólida (SENER, 2015).

Con relación a sus características físicas la apariencia del petróleo puede tener diferentes apariencias en el color, textura y olor; el color puede variar desde rojo hasta negro; la textura puede variar desde el bitumen hasta su forma líquida o gas y con lo que respecta al olor puede cambiar dependiendo de la composición del crudo; es decir si el crudo posee ácido sulfhídrico es probable que se tenga un olor desagradable.

El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos, que son moléculas no polares. El peso específico del petróleo depende de su composición química, lo cual se traduce que aumenta mientras más porcentajes de determinados compuestos existan como los asfáltenos.

El petróleo se forma de manera natural en las rocas sedimentarias, las cuales se encuentran a miles de metros de profundidad; la formación de hidrocarburo está dada por factores como la presión, la temperatura y largos periodos de tiempo de depositación. El petróleo luego de su formación suele migrar hacia otras formaciones superiores lo que la convierte en crudo convencional mientras que también puede permanecer en la formación generadora convirtiéndola en yacimientos no convencionales. Un aspecto importante para la formación de los hidrocarburos

es que hayan existido grandes cantidades de agua ya que la existencia de organismos como el plancton y las algas hace posible la formación de los hidrocarburos.

3.2 Clasificación según su gravedad API

Esta es una escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. La fórmula arbitraria utilizada para obtener este efecto es: Gravedad API = $(141,5/GE \text{ a } 60 \text{ }^\circ\text{F}) - 131,5$; donde GE es la gravedad específica del fluido. (SLB, s.f.)

Tabla 1. Valor de gravedad API de cada tipo de crudo.

Crudo	Densidad (g/cm ³)	Gravedad API
Extrapesado	> 1.0	10 ≤
Pesado	1.0-0.92	10-22
Mediano	0.92-0.87	22-31
Ligero	0.87-0.83	≥ 31.

Nota: Tomado y adaptado de “Análisis del número ácido que presentan crudos de diferente gravedad api y sus fracciones típicas.” Cárdenas C.G., (2015).

3.3 Petróleo liviano

Tiene una gravedad API mayor a los 31.1° (Velíz, 2017) es el crudo que presenta mayor calidad y es el que tiene un precio mayor; su método de extracción es relativamente económico ya que no se necesita emplear métodos que logren desplazar el crudo o energía para su debido desplazamiento. En muchas ocasiones el crudo liviano se utiliza como disolventes en crudos pesados para reducir la viscosidad de estos. Se ha observado en la práctica, que los crudos livianos con pequeñas cantidades de asfaltenos, son más propensos a ocasionar problemas durante la producción que los crudos más pesados con mayores cantidades de asfaltenos (Sandoval, 2017)

3.4 Crudo pesado

Los crudos pesados poseen una gravedad API entre 10° a 22.3° (Alboudwarej, 2006). En Colombia la mayoría del crudo que se produce es pesado. La inyección de agua, vapor son unos de los principales métodos principales de recuperación de crudo pesado (De Ferrer, 2001). La extracción de crudo pesado es más costosa que la de crudo liviano ya que se necesita emplear técnicas para empujar el crudo por su poca movilidad. Debido a su composición es necesario el uso de aditivos y diferentes métodos de extracción para alterar sus propiedades y lograr llevarlo a superficie.

3.5 Crudos extrapesados

Los crudos extrapesados tienen una gravedad API menor de 10° , se encuentran principalmente en Canadá y en la Faja del Orinoco en Venezuela donde se encuentran las mayores reservas de crudo a nivel mundial (Alboudwarej, 2006). La extracción de este tipo de crudo es de las más complejas y se necesita un alto nivel técnico para realizar, su coste de producción de un coste muy elevado por diferentes tratamientos que debe pasar para cumplir con las condiciones óptimas.

3.6 Clasificación según su composición química

Tabla 2. *Tipos de crudos y su composición principal*

Tipo de crudo	Concentración		Contenido de azufre
Parafínico		$P > NP > 40\%$	
Parafínico Nafténico	$S > 50\%$	$P \leq 14\%$ $N \leq 40\%$	$< 1\%$
Nafténico	$AA < 50\%$	$N > PN > 40\%$	
Aromático		$P > 10\%$	
Aromático Asfáltico	$S \leq 50\%$	$P < 10\%$ $N \leq 25\%$	$> 1\%$

Aromático Nafténico	AA \geq 50%	P < 10% \geq 25%	Generalmente < 1%
---------------------	---------------	--------------------	-------------------

Nota: Tomado y adaptado de “Petroleum Formation and Occurrence” Tissot y Welte, (1984)

Donde, S: Saturados, AA: Aromáticos, P: Parafinas, N: Naftenos

Como se mencionó anteriormente el petróleo está formado principalmente por carbono e hidrogeno. La composición de los elementos mencionados se debe a la naturaleza y a los de materiales que es el origen de los hidrocarburos. Adicionalmente, el petróleo de puede formar debido a los cambios físicos y químicos que sufre el ambiente. Los contenidos de hidrocarburos contenidos en el petróleo se dividen en:

- **Parafinas**

Las parafinas son una mezcla de hidrocarburos alcanos, de fórmula general C_nH_{2n+2} donde n es el número de átomos de carbono (Ariza, 2011). Son hidrocarburos saturados con cadenas lineales que no presentan anillos; que tiene un peso molecular que varía entre los 320 y 560 y presentan una estructura sólida a una temperatura ambiente.

El proceso de obtención de la parafina se debe a partir del fraccionamiento de la destilación en vacío de crudo reducido con un rango que oscila entre los 350° y 650° los cuales están sometidos a procesos de dilución con solvente, cristalización y filtración para poder separar las parafinas de los aceites. La parafina es poco soluble en alcohol mientras que, en el benceno es soluble (Aranda, 2020).

- **Tipos de parafinas**

- **Parafinas livianas**

Pertenece al grupo de medios destilados (destilándose a la temperatura de entre 200° y 300° C) la mayoría de los compuestos de azufre se eliminan mediante hidrogenación. Este tipo de parafina bien sea refinado o semirrefinado es usado para la fabricación de velas. (Luisa, 2008).

- **Parafina media**

Se usa principalmente como carburante para la industria y en menor medida para las centrales eléctricas y las plantas de calefacción.

- **Clasificación de parafinas**

- **Micro cristalinas**

Su estructura molecular ramificada le brinda a la cera microcristalina una gran viscosidad y elasticidad. Además, al ser altamente cohesivas, tienen un gran poder de adhesión y resistencia al agua y el vapor de agua, lo que le confiere propiedades aislantes y protectoras.

- **Macro cristalinas**

Hay una gran presencia de cadenas moleculares lineales que dan paso a cristales grandes y bien estructurados; se caracterizan principalmente por la aglomeración de cristales, propiedades aislantes, la rigidez y un punto de fusión más bajo que el de las micro cristalinas.

- **Ciclo parafinas**

Dentro de la industria oil and gas son conocidos como naftenos; son hidrocarburos saturados y se diferencian de las parafinas por presentar dos o más anillos.

- **Aromáticos**

Son hidrocarburos que tienen por lo menos un anillo aromático que suelen ser reemplazados por anillos aromáticos y cadenas de parafinas.

- **Nafténicos**

Los hidrocarburos nafténicos son hidrocarburos con una alta concentración de compuestos cíclicos saturados). Generalmente, este tipo de compuestos son más ligeros que el crudo parafínico y tiene una mayor viscosidad. El principal uso de estos hidrocarburos es para la producción de gasolina, gasóleo y fueloil. Un tipo de compuesto orgánico de carbono e hidrógeno que contiene una o más estructuras cíclicas (de anillo) saturadas, o que contiene tales estructuras como una parte importante de la molécula. La fórmula general es C_nH_{2n} . Los compuestos nafténicos a veces son llamados naftenos, cicloparafinas o bencenos hidrogenados. La nafta es una fracción del petróleo refinado que contiene un alto porcentaje de estos tipos de hidrocarburos. En los fluidos de perforación, en particular en los lodos a base de aceite, las cantidades y los tipos de hidrocarburos en el lodo pueden ser un parámetro importante del rendimiento general del lodo. Un tipo de compuesto orgánico de carbono e hidrógeno que contiene una o más estructuras cíclicas (de anillo) saturadas, o que contiene tales estructuras como una parte importante de la molécula. Los compuestos nafténicos a veces son llamados naftenos, cicloparafinas o bencenos hidrogenados. La nafta es una fracción del petróleo refinado que contiene un alto porcentaje de estos tipos de hidrocarburos. En los fluidos de perforación, en particular en los lodos a base de aceite, las cantidades y los tipos de hidrocarburos en el lodo pueden ser un parámetro importante del rendimiento general del lodo. (Schlumberguer, s.f.)

Tabla 3. *Composición en el intervalo de temperaturas de ebullición 250-300 °C.*

<i>Tipo de crudo</i>	<i>% Parafinas</i>	<i>% Naftenos</i>	<i>%Aromáticos</i>	<i>% Ceras</i>	<i>% Asfaltenos</i>
Parafínico	46-61	22-32	12.25	1.5-10	0-6
Parafínico-nafténico	42-45	38-39	16.20	1-6	0-6
Nafténico parafínico	15-26	61-76	8-13	Trazas	0-6
Nafténico, aromático	27-35	36-47	26-33	0.05-1	0-10
Aromáticos	0-8	57-78	20-25	0-0.5	0-20

Nota: La tabla representa los porcentajes de parafinas, naftenos, aromáticos, ceras y asfaltenos de cada tipo de crudo en un intervalo de temperaturas.

La *Tabla 4* muestra las diferencias de composición de asfaltenos y resinas, que se encuentra en la literatura para aceites convencionales, pesados aceites y residuos (Santos, 2014). Estas fracciones son de suma importancia en la composición de crudos pesados, ya que estos dos son los principales actores en el aumento de la viscosidad de dichos fluidos.

Tabla 4. *Composición del petróleo convencional, petróleo pesado y residuos.*

Muestra	Rango de composición típica (% en peso)	
	Asfaltenos	Resinas
Aceite Convencional	0,1-12	3-22
Aceite Pesado	11-45	14-39
Residuos	11-29	29-39

Nota: Tomado y adaptado de Santos (2014)

3.7. Viscosidad

La viscosidad es una propiedad física característica de todos los fluidos, ya sean líquidos, gases o incluso sólidos deformables. Se define como la resistencia que presenta un fluido a fluir y deformarse. En otras palabras, es una medida de la fricción interna del fluido Carballo (2018).

Existen cuatro tipos de viscosidad descritas a continuación:

- Viscosidad dinámica (μ)

Se define como la relación entre el esfuerzo de cizalladura y la tasa de deformación.

- Viscosidad relativa

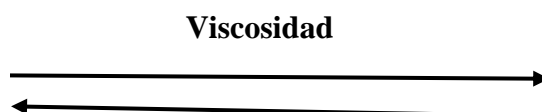
Es la relación de la viscosidad del fluido respecto a la viscosidad del agua. A 20°C la viscosidad del agua es de 1002cP (Barberii, 1998).

- Viscosidad cinemática

Equivale a la viscosidad expresada en cP dividida entre la gravedad específica a la misma temperatura y se expresa en Stokes (St) o Centistokes(CSt).

Existe una relación muy estrecha entre la viscosidad y la gravedad específica expresada en °API, un claro ejemplo está en la siguiente figura donde se representa la relación inversamente proporcional de la viscosidad y la gravedad API.

Figura 1. *Relación inversamente proporcional de la viscosidad y la gravedad API.*



API

En la *Tabla 5* se relaciona algunos fluidos con su valor de viscosidad a temperatura ambiente.

Tabla 5. *Valores de viscosidad para ciertos tipos de fluidos sometidos a temperatura y presión ambiente. (Brown,2006).*

Fluido	Viscosidad (Cp)
Aire	0.01
Metanol	0.50
Agua	1.00
Leche	3.00
Vino	25.00
SAE 10 Aceite	85-140
SAE 20 Aceite	140-120
SAE 30 Aceite	420-650
SAE 40 Aceite	650-900
Miel	10,000.00
Chocolate	25,000.00
Salsa de Tomate	50,000.00
Mostaza	70,000.00
Crema	100,000.00
Mantequilla de Maní	250,000.00
Asfalto	500,000.00
Compuestos de Caucho	5,000,000.00

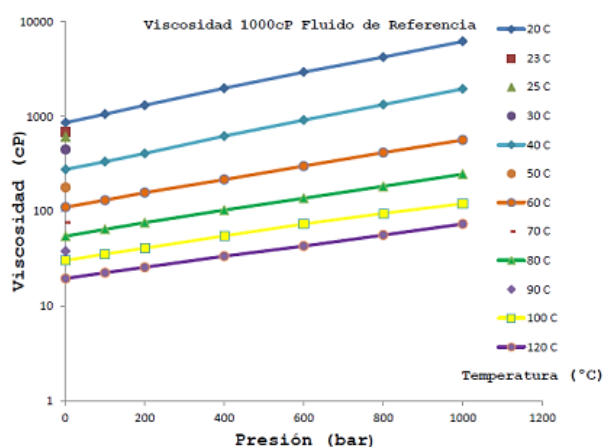
3.7.1 Comportamiento de la viscosidad de los crudos respecto a cambios de temperatura y presión

Las diferentes condiciones a las que puede estar sometido un crudo, da paso a una modificación en diferentes parámetros, entre estos la viscosidad. En el caso del crudo, esta propiedad se reduce a medida que aumenta la temperatura a la que está siendo sometido, es decir existe una relación inversamente proporcional; mientras que, si aumenta la presión a la que está sometido el crudo por consiguiente aumenta la viscosidad, relación directamente proporcional. En síntesis, tenemos que:

- La viscosidad aumenta si: incrementa la presión; disminuye la gravedad API; disminuye la relación gas/crudo; si incrementa el peso molecular de sus componentes.
- La viscosidad disminuye si y solo si aumenta la temperatura.

En la *Figura 2* se ilustra un ejemplo de como varia la viscosidad de un crudo de viscosidad de 1000 cP a diferentes temperaturas variando su presión.

Figura 2. Variación de la viscosidad de un crudo de 1000 cP con cambios de presión a diferentes temperaturas.



• Técnica de medición de viscosidad en el laboratorio

Para estudiar las propiedades de flujo de un fluido se debe seleccionar un viscosímetro acorde a las necesidades de un proyecto y en casos particulares diseñar un viscosímetro. Los viscosímetros ampliamente usados en la industria se pueden clasificar en tres tipos: capilares, rotacionales y de cuerpo móvil. La elección del tipo de viscosímetro es una función de las necesidades y del dinero disponible. (Universidad de Alicante, s.f.)

- Viscosímetros capilares

El viscosímetro capilar es el instrumento más empleado y el más antiguo utilizado para la medición de viscosidad. En este el fluido es obligado a pasar a través de un tubo donde su velocidad se vuelve de tipo parabólico, donde el fluido que está pegado a las paredes del tubo es igual a cero y el fluido del centro tiene una velocidad máxima. En la *Figura 3* se ilustra este fenómeno.

Figura 3. *Flujo de Poiseuille en el interior de un tubo. (Universidad de Alicante, s.f.)*



Estos viscosímetros son eficaces en la medición de viscosidades de un sin número de fluidos abarcando un rango de viscosidades entre 0.3 cP hasta 10000 Cp. Las normas ASTM D3835 Y D5099 dan un panorama de como se deben realizar los procedimientos experimentales para el correcto uso de estos reómetros capilares.

- Viscosímetros rotacionales

Estos constan de dos partes separadas por el fluido al que se le desea medir la viscosidad. Su funcionamiento se basa en ir midiendo el par necesario para girar un husillo a una velocidad constante sumergido en el fluido. La viscosidad del fluido se calcula a partir del par medido y la velocidad de rotación del husillo.

Figura 4. *Viscosímetro rotacional con juego de husillos (Lamy B-One Plus).*



- Viscosímetros de cuerpo móvil

Estos miden la viscosidad por medio de una esfera dentro del fluido. La esfera cae y esta se soporta en la ley de Stokes, que relaciona la viscosidad de un fluido con velocidad de caída.

Figura 5. Viscosímetro de Cuerpo Móvil. (Modificado de 3BScientific)

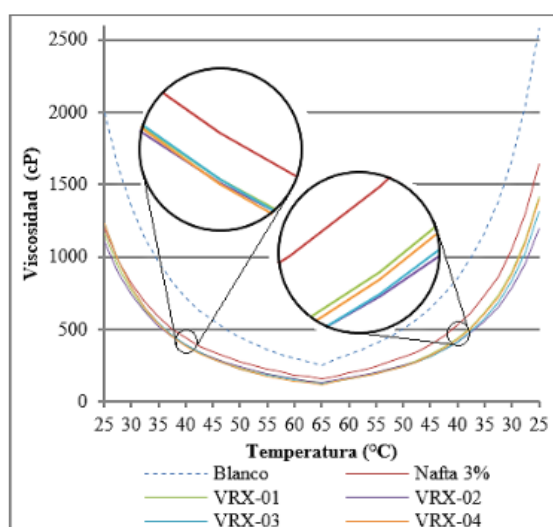


3.8 Reductores de Viscosidad

Al explotar un yacimiento de crudo pesado y extrapesado, una fracción del volumen significativo de petróleo no puede ser llevado a superficie. Los reductores de viscosidad son productos químicos que son utilizados para mejorar la calidad del petróleo, lo cual se traduce en una mejor producción del mismo, la función principal de los reductores de viscosidad es mejorar la fluidez del crudo para una mejor extracción y una eficiencia en su transporte. Basado en estudios previos a la explotación del hidrocarburo se ha estimado el desempeño de estos productos químicos, donde se ha determinado que lo más efectivo para lograr la efectividad del proceso de recobro es atacar esta característica (viscosidad) del fluido a producir. Los productos químicos reductores de viscosidad son base polimérica, base agua y base solvente. (García-Pérez & Orjuela-Sierra, 2016).

En la *Figura 6* se ilustra el comportamiento de la viscosidad de un crudo bajo diferentes reductores.

Figura 6. Curvas de viscosidad con dosificación de 700ppm de diferentes reductores.



Nota: Tomado de de “Estudio del Efecto de Reductores de Viscosidad en Crudo Pesado. Revista Tecnológica-ESPOL, 32(1), 9-9.” Abarca et al., (2020).

En la *Figura 6* se ilustra el comportamiento de un crudo bajo el efecto de diferentes aditivos donde el químico VRX-02, en una dosis de 700ppm logró reducir la viscosidad original hasta 413 cP (Abarca et al., 2020).

Los reductores de viscosidad se pueden clasificar según su base, dividiéndolos en tres grandes grupos descritos a continuación.

3.8.1 Reductores de viscosidad a base agua

Los reductores de viscosidad base agua trabajan de diferentes maneras. Una de ellas es por medio del empuje que se logre obtener por medio del agua que no se encuentra emulsionada con el hidrocarburo. Estos reductores pueden tener surfactantes en su composición, para lograr ejercer funciones como: humedecer, emulsificar, dispersar, solubilizar, y atrapar la mayor cantidad de agua libre en el yacimiento haciendo que en esto se encuentre la efectividad de estos productos químicos, pero esto puede presentar una desventaja en el manejo en facilidades de superficie (Garcia et al., 2016)

Los reductores de viscosidad en base agua hacen que el fluido de producción sea re-emulsionado, alargando el tiempo de retención en las facilidades de superficie, generando que la deshidratación sea más larga y completa representando un aumento en el costo de producción.

3.8.2 Reductores de viscosidad a base polímero

Por medio de la adición de cantidades pequeñas de ciertos polímeros se puede alcanzar una reducción significativa en las pérdidas de energía en corrientes de flujo. Las soluciones poliméricas

poseen una viscosidad extensional que hacen que se logre una reducción de arrastre, resultando en una generación de energía menos turbulenta y por consiguiente una menor disipación de la misma. La reducción de arrastre por fricción lograda por la adición de polímeros y surfactantes es consecuencia de la interacción entre la viscoelasticidad y la turbulencia en el fluido. Debido a las reacciones de estos polímeros con la parte acuosa de los fluidos de producción, suelen generarse geles producto de este proceso. De este modo también en la corriente de hidrocarburo pueden aparecer “borras” que son sustancias sólidas que deben ser llevadas a disposición final y que por su fase arrastran una fracción volumétrica de crudo generando pérdidas de fluido. Esto hace que se incremente el costo operacional ya que para lograr el tratamiento de los fluidos se hace mucho más complicado por la generación de emulsiones más fuertes y estables. (García et al., 2016).

3.8.3 Reductores de viscosidad a base de solvente

Los reductores en base solvente tienen agentes químicos llamados surfactantes. Son compuestos orgánicos que, al mezclarse con el medio acuoso, pasan a la superficie acuosa haciendo que el componente hidrosoluble, y el hidrófobo queden por fuera de esa fase (García et al., 2016). Esto influye directamente en las interfases agua-aceite, buscando generar un carácter antiestático y lubricación en la mezcla.

Los surfactantes presentes en los reductores de viscosidad de base solvente actúan directamente sobre la emulsión del fluido desestabilizándola y rompiéndola: por último, el agua que ha sido separada ayude en el proceso de transporte de hidrocarburos, haciendo que se reduzca la cantidad

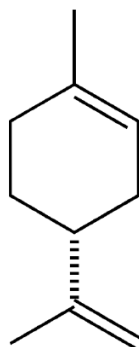
de productos químicos para la deshidratación de hidrocarburos. Estos reductores también son conocidos como reductores de emulsión.

A su vez buscando evitar la generación de tapones de parafinas en los crudos pesados y extrapesados, se busca encapsular la fase oleosa de la acuosa por medio del componente hidrófobo del surfactante. El reductor tiene a formar una capa delgada sobre la cara interna de la tubería, gracias a la afinidad polar en las cabezas de esta, haciendo que sirva como lubricante haciendo que el crudo tenga un deslizamiento más eficaz a través de la tubería. De esta manera el coeficiente de fricción entre tubería-fluido se reduce de manera significativa.

3.9 D-Limoneno

El D-Limoneno es uno de los terpenos más comunes en la naturaleza, es un líquido incoloro con un olor cítrico y posee evaporación lenta. Su bajo costo viene relacionado a su extracción, este es obtenido de la cascara de frutas como los limones y las naranjas, entre otros. Su estructura química es la siguiente ilustrada en la *Figura 7*:

Figura 7. Estructura molecular del D-Limoneno.



El D-Limoneno puede reemplazar disolventes indeseables como la acetona, tolueno, n-hexano y compuestos orgánicos clorados. En la industria de hidrocarburos se ha utilizado como agente


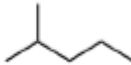
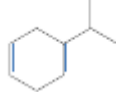
limpiador de residuos de crudo en el Golfo de México (Cortez et al., 2012). En Canadá y Estados Unidos se ha usado como mejorador de recuperación de bitumen de arenas petrolíferas, recuperando hasta 96% del petróleo total (Lazenby, 2014). Por lo que este terpeno puede ser una alternativa verde en diferentes campos de la industria.

3.15 Análisis composicional SARA

El análisis SARA es una técnica utilizada para caracterizar la composición de las fracciones del petróleo, especialmente el crudo pesado. La forma práctica de caracterizar la composición química del petróleo es separándolo en cuatro fracciones, a saber, Saturados (S), Aromáticos (A), Resinas (R), Asfaltenos (A), también conocidas como fracciones SARA (Lesueur, 2009). Entre ellos, los asfaltenos generalmente tienen la polaridad más alta, seguidos por las resinas, los aromáticos y los Saturados (Li et al., 2022). De acuerdo con (Jeweel et al., 1972), esta separación se realiza en estos grupos según la solubilidad de sus componentes en diversos solventes, polaridad y peso molecular, como se describe a continuación:

- **Saturados (S):** Moléculas lineales o ramificadas sin enlaces dobles en su estructura. Son la fracción más ligera, con menor viscosidad y punto de ebullición más bajo. Son compuestos no polares formados por *n*-parafinas, iso-parafinas y naftenos. (Tissot y Welte, 1984). La *Tabla 6* muestra ejemplos de hidrocarburos saturados encontrados en el crudo.

Tabla 6. Ejemplos de hidrocarburos saturados encontrados en el crudo.

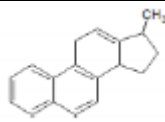
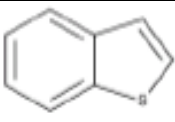
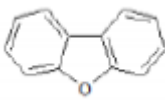
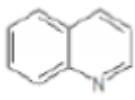
<i>n</i> -alcano lineal	<i>n</i> -alcano ramificado	Cicloalcanos/Naftenos
		
Hexano	2-metilpentano	1-isopropilciclohexano

Nota: Adaptado de “Caracterización de la fracción de hidrocarburos aromáticos obtenida por variaciones en la fase móvil en la metodología de separación sara en un crudo”, García et al., (2017).

Estos son definidos operacionalmente como el material que en presencia de solventes parafínicos de bajo peso molecular no son absorbidos por la fase estacionaria (García et al, 2017)

- **Aromáticos (A):** Son hidrocarburos también llamados aromáticos nafténicos que poseen de uno a cinco anillos aromáticos condensados (Tissot y Welte, 1984). Tienen una viscosidad y punto de ebullición mayores que los saturados y estos se definen según la norma ASTM D 4124 como el material absorbido por la fase estacionaria en presencia de un solvente parafínico, y extraído con tolueno, después de remover a los hidrocarburos saturados (García et al 2022). El peso promedio de los aromáticos es de 408g/mol y presentan una relación H/C de 1,5 en promedio (Peramonu et al., 1999). La *Tabla 7* muestra la clasificación de los aromáticos en aromáticos-nafténicos y compuestos con azufre, nitrógeno y oxígeno.

Tabla 7. Ejemplos de hidrocarburos aromáticos encontrados en el crudo.

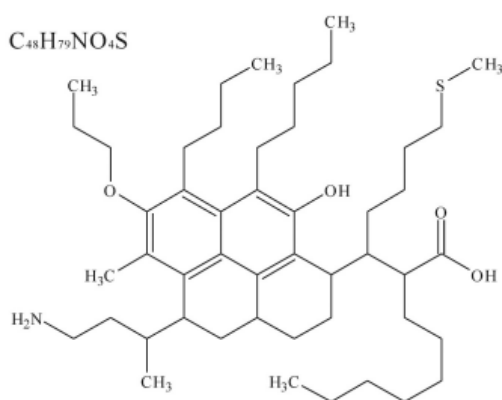
Compuestos aromáticos nafténicos	Compuestos aromáticos con azufre
	
Metilciclopentanofenantreno	Benzotiofeno
Compuestos aromáticos con oxígeno	Compuestos aromáticos con nitrógeno
	
Dibenzofurano	Quinolina

Nota: Adaptado de “Caracterización de la fracción de hidrocarburos aromáticos obtenida por variaciones en la fase móvil en la metodología de separación sara en un crudo”, García et al., (2017).

Los compuestos aromáticos-nafténicos poseen varios anillos aromáticos con cadenas alifáticas y anillos nafténicos como sustituyentes. El azufre es el componente más abundante en el crudo después del carbono y el hidrogeno, encontrándose en cuatro compuesto: sulfuros, disulfuros, tioles y tiofeno. Y no menos importante los aromáticos en presencia de nitrógeno forman estructuras policíclicas como piridinas y quinolinas (Tissot y Welte, 1984).

- **Resinas (R):** También llamadas aromáticos polares, estos contienen grupos polares, definida como los compuestos químicos extraídos de la fase estacionaria posterior a la remoción de los hidrocarburos saturados y aromáticos (García et al., 2017). Estos son compuestos polares más pesados que los aromáticos. Son solubles en algunos solventes orgánicos, pero no en n-heptano.

Figura 8. Modelo 2D de la estructura molecular de una resina de petróleo.

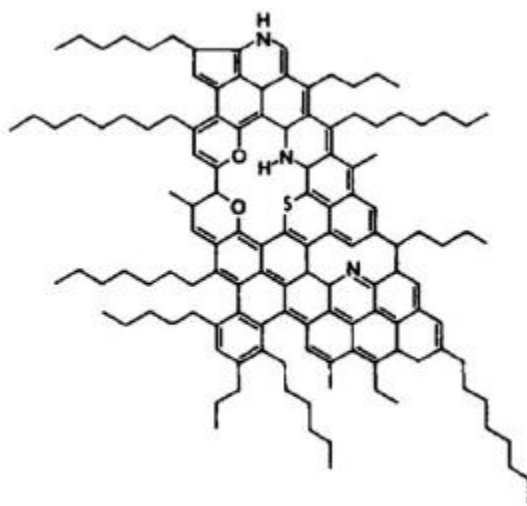


Nota: Tomado de “Elucidating the chemical structures of petroleum resin using solid-state ^{13}C NMR. *Chemical Geology*, 630, 121492.” Liang et al., (2023).

La composición de los aromáticos es similar a la de los asfáltenos, con una relación H/C de 1,31 a 1,5 y gracias a esto presentan una solubilidad mayor en solventes alifáticos. A su vez el peso molecular promedio es 1100 g/mol. Teniendo en cuenta lo anterior, esta fracción juega un papel importante en la separación de los asfáltenos como una fase aislada (Speight, 1999).

- **Asfaltenos (A):** Según la norma ASTM D6560 son materiales orgánicos libres de cera que son insolubles en heptano, pero solubles en benceno. Los asfáltenos son los componentes orgánicos de mayor masa molecular y relación carbono-hidrógeno que se encuentran comúnmente en el petróleo crudo. Se caracterizan por su alta solubilidad en solventes aromáticos como el tolueno y su insolubilidad en alcanos ligeros como el heptano. Son sólidos en polvo de color negro obtenidos de la separación en un disolvente no polar. Los contenidos de asfáltenos que se encuentran comúnmente en la naturaleza se encuentra en el rango de 4% a 25% (Branthaver, 2024)., Estos hidrocarburos están compuestos por moléculas altamente polares y de alto peso molecular (Speight, 1981) y, además son insolubles en la mayoría de los solventes comunes.

Figura 9. *Ejemplo estructura química de un asfalteno.*



Nota: Tomado de “Asphaltenes and maltenes in crude oil and bitumen: A comprehensive review of properties, separation methods, and insights into structure, reactivity and aging. Fuel, 368, 131616.” Primerano et al., (2024).

En cuanto al peso molecular (McKay et al., 1978) encontró que los altos pesos moleculares se correlacionan a agregados y no con moléculas individuales. Estos hidrocarburos poseen una tendencia a auto asociarse y formar agregados en solventes. A raíz de esto los pesos moleculares obtenidos dependen del método aplicado, ya que el fenómeno de agregación va de la mano con la polaridad del solvente y la concentración de asfaltenos (Primerano, 2024).

Existen diferentes métodos para realizar la separación, pero generalmente involucran el uso de solventes como n-heptano y otros con polaridades crecientes. La proporción de las diferentes fracciones SARA puede ayudar a predecir el comportamiento del crudo durante el procesamiento y transporte, como su tendencia a la formación de depósitos o la estabilidad de los asfáltenos.

Si bien es una herramienta valiosa, el análisis SARA tiene algunas limitaciones. Por ejemplo, no proporciona información detallada sobre la composición química individual de cada fracción. Lo que hace necesario la implementación de diferentes técnicas de caracterización.

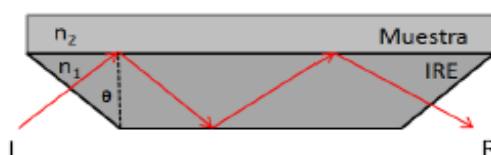
3.16 Espectroscopia Infrarroja con Reflectancia Total Atenuada (FTIR-ATR)

La espectroscopia FTIR-ATR es ampliamente utilizada en síntesis orgánica, ciencia de polímeros, ingeniería petroquímica, industria farmacéutica y análisis de alimentos y estimación de contaminantes atmosféricos provenientes de procesos industriales. La espectroscopia infrarroja (IR) permite identificar grupos funcionales de muestras sólidas y líquidas, en la región de 4000 a 400 cm^{-1} . Esta nos permite obtener espectros infrarrojos en muestras que presentan alguna dificultad analítica utilizando pastillas de KBr, y es especialmente útil en el caso de muestras

viscosas y de baja transmitancia como el crudo, porque se obtiene un mejor contacto entre la muestra y el cristal y se generan caminos ópticos cortos, difíciles de alcanzar y manipular utilizando simple transmisión (Quintero et al. 2014).

La radiación infrarroja es enfocada sobre el elemento de reflexión interna (IRE) donde es reflejada y finalmente es dirigida a un detector adecuado (*Figura 10*). (Meléndez, 2014)

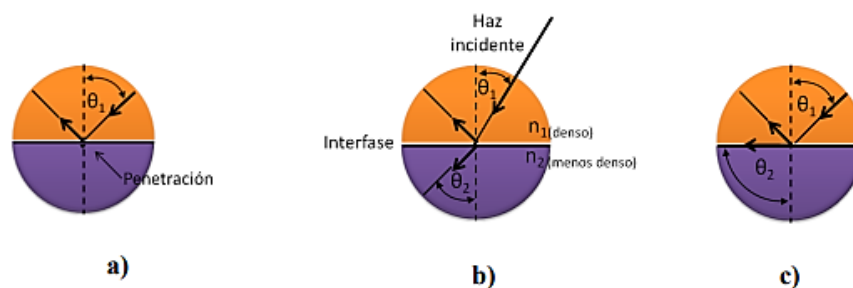
Figura 10. Esquema de cristal de Reflectancia Total Atenuada. I = Radiación Incidente, R = Radiación reflejada.



Nota: Tomado y adaptado de predicción de propiedades fisicoquímicas de productos destilados del delayed coking de fondos de vacío a partir de parámetros estructurales determinados por espectroscopia infrarroja FTIR-ATR y métodos quimiométricos, Melendez, (2014)

Esta técnica se fundamenta en el fenómeno de reflexión interna, el cual es un efecto que se produce cuando se proyecta un haz de luz desde un medio que tenga un índice de refracción mayor hacia otro medio que posea un índice de refracción menor. Un ejemplo se puede evidenciar en la *Figura 11*.

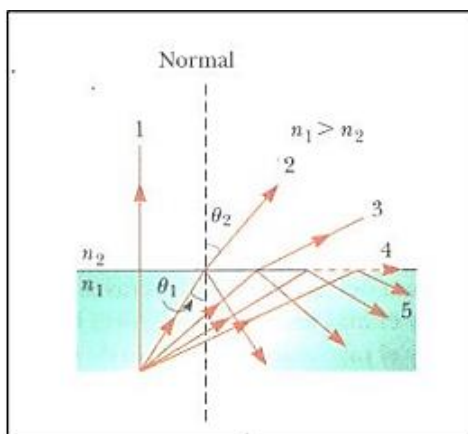
Figura 11. Característica de la reflexión en dependencia al ángulo de incidencia.



Nota: Adoptado de "Desarrollo de una metodología para la determinación de besilato de amlodipina en tabletas mediante espectroscopía FTIR-ATR", Guerrero et al., (2014).

En la figura 12 se muestra un haz de luz que pasa de un medio 1 hacia un medio 2, en donde como se comentó anteriormente, el índice de radiación en el medio 1 es mayor que en el medio 2, lo que ocurre es que el haz de luz al llegar a la frontera entre los dos medios se disipa en diferentes direcciones, como se puede observar los rayos del 1 al 5. En algún ángulo en particular de incidencia θ_c denominado ángulo crítico, el haz de radiación refractado se moverá en paralelo a la frontera, de modo que θ_c será de 90° . Entonces para ángulos de incidencia mayores al ángulo crítico θ_c , el haz se refleja totalmente en la frontera como lo muestra el haz 5, donde nuevamente se refleja en la frontera cuando caiga sobre la superficie del segundo medio, obedeciendo la ley de reflexión, en la que dice que el ángulo de incidencia será igual al ángulo de reflexión (Guerrero, 2016).

Figura 12. *Ángulo crítico para una reflexión total interna.*



Nota: Adoptado de "Desarrollo de una metodología para la determinación de besilato de amlodipina en tabletas mediante espectroscopía FTIR-ATR", Guerrero, (2016).

Dado que la radiación electromagnética es ondulatoria, la radiación no se da en la interfase entre los dos medios, más bien durante el proceso de reflexión, el haz sale del primer medio y penetra una parte del segundo medio antes de reflejarse. Esta radiación recibe el nombre como onda evanescente y su frecuencia es igual a la onda reflejada y su amplitud baja de manera logarítmica; su profundidad está relacionada con la amplitud de la onda incidente. La siguiente fórmula representa la profundidad de la penetración de la radiación incidente y se conoce como la ecuación de Harrick:

$$d = \frac{\lambda_1}{2\pi \left[\text{sen}^2 \theta_1 - \left(\frac{n_2}{n_1} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}}$$

Donde,

λ_1 : longitud de onda de la radiación incidente.

θ_1 : ángulo de incidencia.

n_1 : índice de refracción de la muestra.

n_2 : índice de refracción del cristal ATR.

La reflectancia total atenuada ocurre cuando el haz de radiación atraviesa el cristal (que es un medio más denso y por ende mayor índice de refracción), absorbe la radiación evanescente, lo cual produce un fenómeno de atenuación del haz en longitudes de la onda en bandas de absorción. (Guerrero, 2016)

Para producir ATR, la muestra se coloca sobre la cara del cristal de geometría adecuada, el ángulo incidente es ajustado para que la radiación sufra múltiples reflexiones en sus caras internas antes de salir del cristal al detector, produciéndose en cada reflexión la absorción y atenuación de la onda evanescente en las regiones del infrarrojo donde la muestra absorba energía. (Guerrero, 2016). Diferentes autores sugieren que para que ocurra el fenómeno de ATR los dos medios en contactos deben tener una amplia diferencia en sus índices de refracción, generalmente las sustancias orgánicas tienen índices de refracción entre 1 y 2, y los cristales utilizados tienen valores de índice de refracción entre 2,38 y 4,01 en 2000 cm^{-1} . Dentro de los cristales más utilizados están KRS-5 (mezcla de bromuro y yoduro de talio), cloruro y bromuro de plata, germanio y seleniuro de zinc (Guerrero, 2016).

Teniendo en cuenta que el espectro IR de mezclas complejas generan múltiples señales que en su mayoría se encuentran solapadas y que presentan corrimientos por efecto del ambiente químico en el que se encuentran los grupos funcionales; se ha analizado una gran variedad de crudos y fracciones obtenidas por diferentes tratamientos, con lo cual se ha hecho posible asignar ciertas bandas típicas de este tipo muestras (Correa, 2014); relacionadas en la *Tabla 8*.

Tabla 8. Asignación bandas IR para crudos y fracciones.

Señal (cm ⁻¹)	Asignación	Referencia	Comentario
3600-3100	Presencia de enlaces O- H o N-H	(Liu, <i>et al.</i> , 2010)	Muestra. Residuos de asfaltenos
3090-3000	Estiramiento C-H aromático	(Orrego-Ruiz, <i>et al.</i> , 2011)	Fondos de vacío
2951-2943	Estiramiento asimétrico R-CH ₃		
2924-2916	Estiramiento asimétrico R ₂ CH ₂		
2870-2872	Estiramiento simétrico R-CH ₃	(Orrego-Ruiz, <i>et al.</i> , 2011), (Castro & Vasquez, 2009)	Muestras de crudos pesados y FV
2850-2830	Estiramiento simétrico R ₂ CH ₂		
2729, 2659	Vib. Simétrica de CH ₃ de anillo fenilico metil sustituido	(Li, <i>et al.</i> , 2013)	Muestras de crudos pesados. Por ATR
2728	Vib. C-H de aldehído	(Stanislaus, <i>et al.</i> , 2005)	Muestras: residuo de Hidrocracking de FV
1800-1630	Estiramiento de grupo carbonilo C=O	(Castro & Vasquez, 2009), (Orrego-Ruiz, <i>et al.</i> , 2011)	FV y crudo pesado
1750-1730	Ester (R-COO-R, Ar-COO-Ar)		
1740-1730	Estiramiento aldehídos C=O		
1735-1705	Estiramiento cetona C=O		Muestra. Crudo pesado
1760 o 1720	Estiramiento C=O ácido (R-COOH o Ar-COOH)	(Castro & Vasquez, 2009)	
1690-1650	Estiramiento C=O de amida libre		Asociada 1650-1640cm ⁻¹
1650-1600	C=C conjugado		
1600	Estiramiento de C=C aromático	(Muller, <i>et al.</i> , 2012)	Residuos de destilación
1460	Flexión simétrica de R ₂ CH ₂ - o RCH ₃ -	(Castro & Vasquez, 2009), (Li, <i>et al.</i> , 2013)	Deformaciones
1376	Flexión simétrica de RCH ₃ -		

Nota: Tomado y adaptado de Meléndez, (2014).

El uso de la reflectancia total atenuada en el infrarrojo medio (FTIR-ATR) es una alternativa prometedora para reemplazar los métodos tradicionales porque requiere de un tratamiento mínimo de la muestra, la toma de espectros toma unos pocos minutos y presenta una repetibilidad aceptable en muestras líquidas (Sastry, et al., 1998) y sólidas que requieren ser pulverizadas para el correcto análisis.

3.17 Aplicación de reductores naturales

Se realizó una revisión bibliográfica con el fin de traer a colación trabajos de investigación donde se hubiese manejado el uso de reductores, principalmente buscando investigaciones donde se hubiese experimentado con reductores naturales y D-Limoneno. A continuación, se presenta una breve descripción de la aplicación de algunos reductores naturales en otras investigaciones:

- Estudio de la viscosidad en un crudo aditivado con dispersantes y disolventes asfaltenicos:

Piedra et al., (2020) Buscaron en su proyecto el estudio de la reducción de la viscosidad de un crudo pesado para el transporte a través de un oleoducto mediante el uso de compuestos dispersantes y disolventes de asfaltenos con la finalidad de plantear soluciones a las problemáticas económicas y ambientales para reducir las importaciones de aditivos que ayudan a reducir la viscosidad del crudo. Para el desarrollo de dicho trabajo se tomaron en cuenta tres aditivos comerciales de reductores de viscosidad (M01-X, M02-A y M03-S). Se realizaron pruebas para observar el comportamiento de las propiedades del crudo con los aditivos empleados; se realizó una comparación de los resultados que se obtuvieron con el crudo sin aditivos y se determinó cual era más eficiente.

De los resultados obtenidos utilizando los reductores seleccionados se evidenciaron que dos son reductores disolventes de asfaltenos y uno es reductor dispersante de asfaltenos. El crudo utilizado

es de 2590 cP, en el análisis que realizaron el aditivo M01-X fue el más efectivo con un porcentaje de reducciones de 40, 51 y 65% respectivamente a concentraciones de 1000, 2000 y 3000 ppm, a su vez se formuló una mezcla entre dos aditivos (M02-A + M03-S) alcanzando una reducción de viscosidad de 69%.

Por otra parte, se encontró que mientras que el aditivo M02-A obtuvo los porcentajes mas bajos de reducción a las mismas concentraciones; 26, 43 y 55%. Ambos reductores poseen a la misma categoría de solvente, pero su diferente composición hace que la efectividad varié entre ellos.

- Estudio de la densidad y viscosidad liquida de mezclas de crudos pesados en diferentes disolventes: Eustaquio et al., (2020). Buscó en este trabajo evaluar que tan eficaz fueron cuatro disolventes reductores de viscosidad que fueron aplicados a tres tipos de crudos pesados y extrapesados que se encuentran en el intervalo de 7.7 a 11.2 °API. El viscosímetro (modelo SVM 3000 Stabinger) fue la herramienta utilizada para medir la viscosidad de los diferentes crudos, cabe resaltar que dicho viscosímetro se rige por la norma ASTM D7042.

Tabla 9. *Concentraciones y cantidades de disolvente y crudo.*

Concentración de disolvente	Gramos de disolventes	Gramos de petróleo crudo	Peso total de la muestra
0	0	30	30
5	1.5	28.5	30
10	3	27	30
15	4.5	25.5	30

Los aditivos que se utilizaron para la mezcla con el crudo fueron tolueno, escualeno, condensados y escualeno para una condición de temperatura de 20 °C.

- Una mirada al desarrollo de aditivos reductores de viscosidad y sus aplicaciones en el transporte de crudos pesados: Remolina et al., (2019) durante este trabajo trataron el diseño de aditivos reductores de viscosidad; en los cuales se estudia su composición y estructura. Los aditivos reductores se forman a partir de una mezcla de disolventes o compuestos similares a las resinas. En esta investigación se citaron a diferentes autores que habían tratado la temática con anterioridad; donde cada uno a partir de experimentos científicos elabora una propuesta sobre la composición y la estructura que debe tener un aditivo.

El autor enuncia el trabajo de (Llanos et al., 2008) quienes estudiaron un bioreductor no iónico (BRV) hecho a base de ésteres de aceite vegetal, con reducciones de viscosidad similares a las obtenidas por xilenos con la ventaja que el BRV es un recurso renovable con bajas cantidades de azufre y metales pesados. Con este reductor se obtuvieron que con cantidades e 1 a 5% de reductor BRV en crudos pesados y extrapesados se alcanzaron reducciones de viscosidad de 32 a 74%

Al final del trabajo se concluye que el uso de moléculas como agentes reductores que tienen grupos funcionales como las amidas, aminas, ácidos y alcoholes tiene una gran efectividad en la reducción de la viscosidad en crudos pesados.

- Evaluación, mediante pruebas de laboratorio, del desempeño de un aditivo reductor de viscosidad del crudo del pozo tilo-2, en el campo Tilodirán: García Perez et al., (2016) tuvieron como objetivo de este proyecto evaluar mediante pruebas de laboratorio el desempeño de un aditivo reductor de viscosidad específicamente en el campo Tilodirán que se encuentra ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales. Durante la presentación se explicó las generalidades del campo como su localización, columna estratigráfica, su perfil estructural, las propiedades del crudo del cual se va a tratar y su historial de producción. Se mencionaron tres tipos de reductor según su base; base agua, base polímeros y base solvente.

Luego se realizó el diseño de la prueba de laboratorio en la cual se permitió conocer las propiedades físicas de la muestra de crudo. Algunas de las pruebas que se realizaron en el laboratorio fue caracterización de la muestra a temperatura ambiente; medición de viscosidad de la muestra. Luego obtuvieron los resultados de las pruebas los cuales se obtuvieron utilizando la norma (ASTM D1298). El reductor que se utilizó fue el Chemiflow 3575 a cinco concentraciones diferentes (250 ppm, 500 ppm, 750 ppm, 1000 ppm y 1250 ppm), donde se obtuvo que las reducciones de viscosidad más representativas se dieron a partir de 750 ppm donde se alcanzaron viscosidad de 132cP a 140 °F con un porcentaje de reducción del 60%.

- Recuperación mejorada de petróleo con D-Limoneno diluido en salmuera: Gaitan, (2020) en su trabajo de grado, plantea el uso de este solvente como alternativa química para la recuperación mejorada del petróleo (EOR), evaluando su potencial como reductor de viscosidad. Por lo anterior, se utilizó un crudo extra pesado proveniente de la cuenca sureste de México (Samaria), cuya viscosidad era de 120,000 cP. La adición del 3 % v/v de D-Limoneno disminuyó la viscosidad hasta 13,000 cP, y redujo el porcentaje de asfaltenos e incrementó el de aromáticos (de acuerdo al análisis SARA), además de mejorar el rendimiento en la destilación simulada. Gracias al D-Limoneno se obtuvo un factor de recuperación del 49,56%

- Productos ecológicos para reducir la viscosidad del petróleo pesado: Rodrigues et al., (2014) Tuvieron como objetivo de este artículo desarrollar productos que trabajen en la dispersión de asfaltenos y aumenten el tamaño de las gotas de agua en el petróleo, con el fin de promover la reducción de la viscosidad. Se desarrollaron productos que contienen mezclas de diferentes agentes químico-poliméricos verdes llamados A y B. Los resultados obtenidos con la reducción de la viscosidad son significativos, ya que el aceite utilizado en este estudio sin ningún tratamiento

previo tuvo una viscosidad de aproximadamente 180000 cP, y luego del desarrollo y aplicación del producto se alcanzan viscosidades de hasta 25 cP obteniéndose reducciones de hasta el 90%. Cabe mencionar que las dosis de este producto verde fueron de 3000, 5000 y 8000 mg/L.

- Evaluación de una proteína derivada de un proceso de abarajado de ADN del gen ompN como reductor de viscosidad en emulsiones petróleo-agua: Rojas et al., (2017) evaluó en su trabajo de grado la efectividad de la proteína producida por el gen ompN en la reducción de viscosidad e emulsiones crudo-agua. Se inició con la producción de la proteína durante siete horas utilizando una curva de crecimiento de E. Coli con cloranfenicol para obtener una concentración de 41.48 mg/ml. Se preparó emulsiones a diferentes porcentajes donde para una concentración del 80% e petróleo en agua se obtuvo una reducción del 51% a tazas de cizallas de 300 Hz.

4. Materiales y métodos

4.1 Reactivos

Cuatro muestras de crudos colombianos proporcionados por el Grupo de Investigación en Corrosión de la Universidad Industrial de Santander fueron empleados en esta investigación y D-Limoneno como reductor.

Estas propiedades fueron medidas de manera experimental en el laboratorio del GIC. Cada viscosidad fue medida con el viscosímetro rotacional *FIRST PRO-PLUS®* (Lamy Rheology©, Francia) en el intervalo de 25 a 60 °C y la gravedad API de los crudos por el método del picnómetro. En la *Tabla 10* se presentan las propiedades de los crudos y en la *Tabla 11* las propiedades de interés del D-Limoneno.

Tabla 10. *Propiedades de los crudos.*

<i>Crudos</i>	<i>Viscosidad @25°C</i>	<i>Gravedad API (°)</i>
X1	968	19,7
X2	2207	18,3
X3	4062	14,9
X4	16018	11,9

Tabla 11. *Propiedades del D-Limoneno @25 °C.*

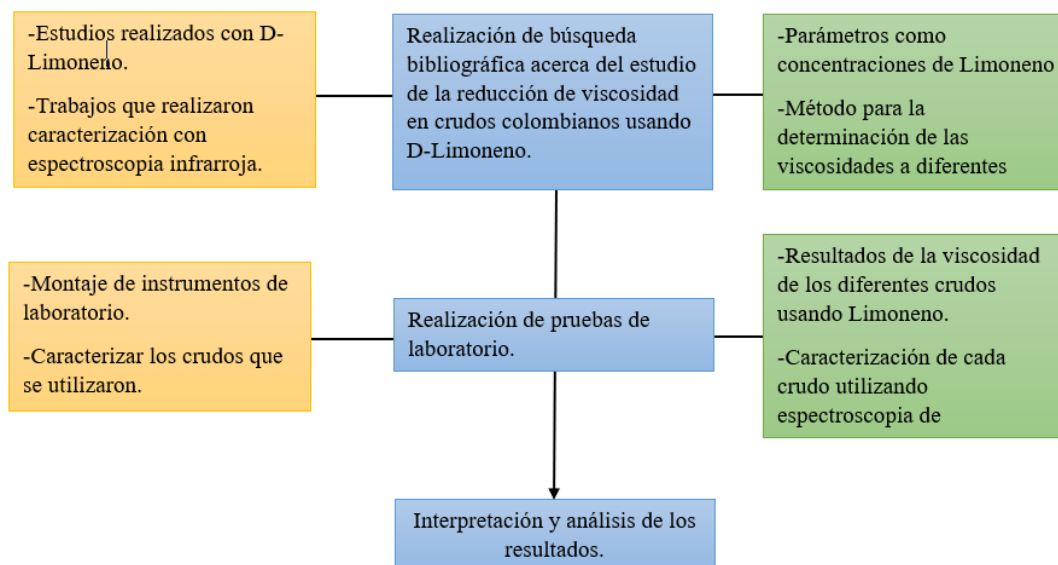
<i>Reductor</i>	<i>Viscosidad (Cp)</i>	<i>Densidad (Kg/m3)</i>
D-Limoneno	1,2	841,1

Del mismo modo se utilizaron reactivos de limpieza como Varsol, Heptano y detergente.

4.2 Diagrama experimental

El proyecto consta de tres etapas; iniciando por una revisión bibliográfica, seguida de un diseño experimental y finalizando con el análisis, procesamiento y modelamiento de datos, como se ilustra en la figura 5. En la fase inicial se realizó un estudio bibliográfico con el fin de generar un estado del arte y las bases suficientes para el desarrollo del proyecto de investigación. En cuanto a la segunda fase se realizó el montaje de los equipos para la toma de datos necesarios, esto con el fin de tener todo lo necesario para que en la tercera se pueda desarrollar modelos estadísticos utilizando parámetros moleculares promedios por medio de espectroscopia FTIR-ATR para relacionar la reducción de la viscosidad con esta técnica.

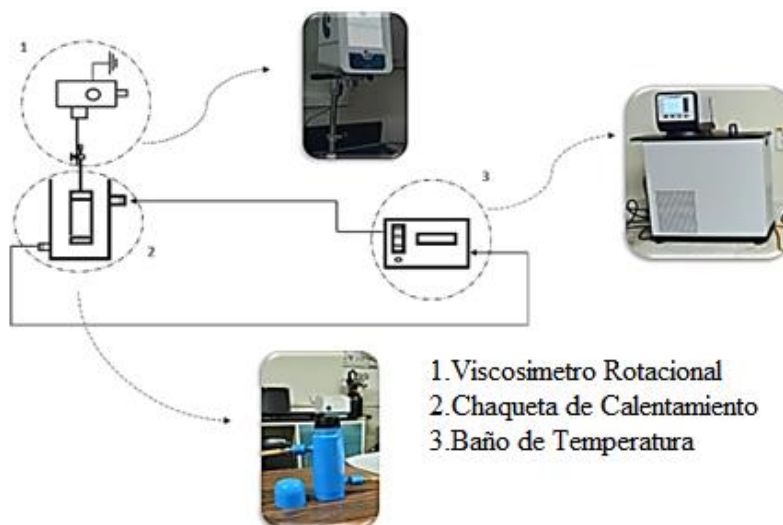
Figura 13. Diagrama Experimental



4.3 Diseño del montaje experimental de la medición de viscosidad

Para poder llevar a cabo la medición de las viscosidades a diferentes temperaturas y concentraciones de D-Limoneno, se diseñó un equipo adicional análogo a una chaqueta de circulación, que fue instalado a un baño de temperatura VWR AD07R-20-V12E® (VWR International, EE. UU.) refrigerado con propilenglicol, logrando con esto mediciones de viscosidad a diferentes temperaturas entre $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ por medio del viscosímetro rotacional FIRST PRO-PLUS® (Lamy Rheology©, Francia), el cual debe ser usado siguiendo el procedimiento descrito en el Apéndice A. La toma de viscosidades a diferentes temperaturas se realiza con el fin de realizar todas las pruebas necesarias para este proyecto de investigación. En la *Figura 14* se presenta el diagrama del sistema de medición de viscosidades instalado en el laboratorio del GIC en el PARQUE TECNÓLOGICO GUATIGUARÁ.

Figura 14. Diagrama del sistema de medición de viscosidades.



Nota: Adaptado de “Determinación de la Temperatura de Cristalización de Crudos Parafínicos a partir de la Viscosidad y Espectroscopia de RMN-1H” (p. 47), A. Álzate et al. (2023).

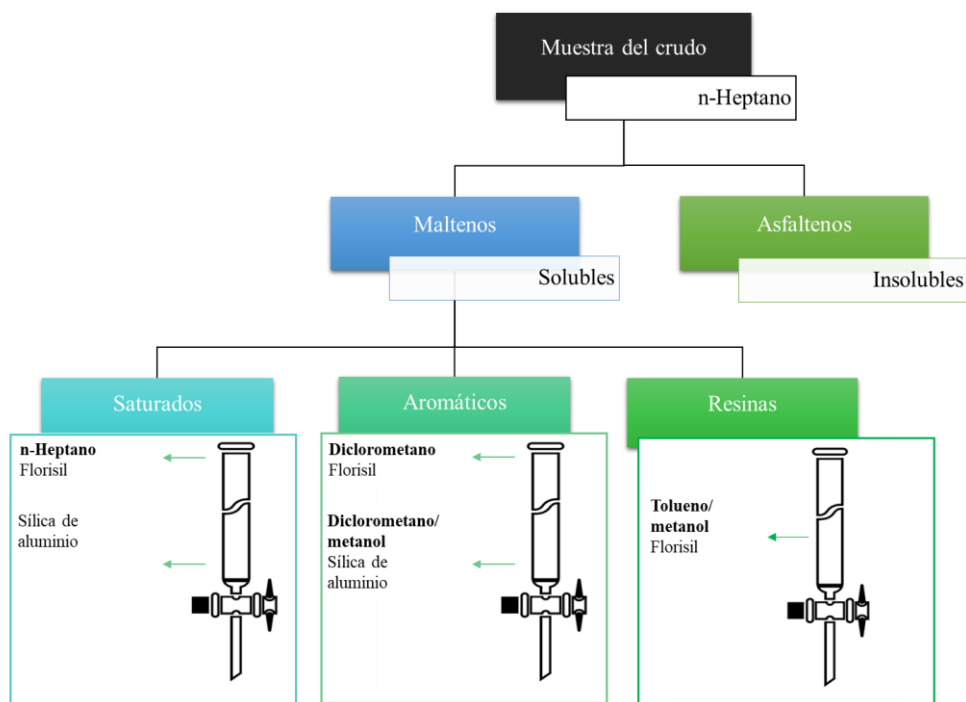
4.4 Caracterización de las muestras de crudo

Cada crudo fue sometido a fraccionamiento SARA y espectroscopia infrarroja con reflectancia total atenuada (FTIR-ATR).

4.4.1 Fraccionamiento SARA

El fraccionamiento SARA se llevó a cabo en el laboratorio de GIC (Grupo de investigaciones en corrosión) del Parque Tecnológico Guatiguará de la Universidad Industrial de Santander (UIS); el siguiente esquema representa el proceso del fraccionamiento SARA. El procedimiento de separación de asfaltenos se adhiere a los lineamientos establecidos en la norma ASTM D6560, tal como se presenta en la Figura 15.

Figura 15. Esquema Fraccionamiento SARA.

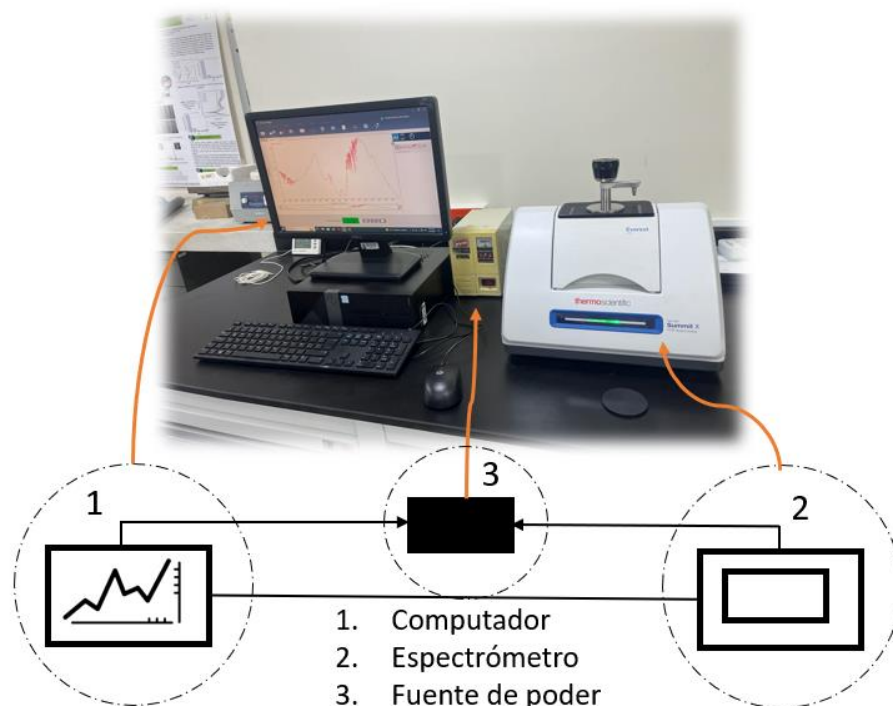


Nota: Adaptado de “Thermal Cracking and Catalytic Hydrocracking of a Colombian Vacuum Residue and Its Maltenes and Asfaltenes Fractions in Toluene” (p. 3870), A. Y. León et al., (2017).

4.4.2 Caracterización Espectral FTIR-ATR

Los espectros infrarrojos fueron adquiridos en un equipo marca Nicolet™ Summit™ X FTIR de ThermoFisher, en la región 400-4000cm⁻¹ correspondiente al rango de infrarrojo medio (MIR), se utilizó el accesorio ATR equipado con un cristal de reflexión de diamante, con ángulo de incidencia de 45°. Las muestras solidas debieron ser pulverizadas para poder adquirir los espectros de las mismas y se debió utilizar la prensa incorporada al equipo para adquirir de una forma correcta los espectros. El manejo adecuado del equipo se encuentra descrito en el apéndice B.

Figura 16. Diagrama del sistema de espectrometría infrarroja.



Nota: Creación propia de los autores

4.4.3 Adquisición de Espectros

Los espectros IR de las muestras de crudo fueron adquiridos por medio del software OMNIC PARADIGM en formato. TSV y de acuerdo a la literatura se definió un total de 32 scans y cada pasó fue de 4cm^{-1} en absorbancia.

4.5 Preparación de las muestras para la medición de la viscosidad

Cada muestra de 60 ml de crudo, posterior a la agregación de la concentración requerida de D-Limoneno, fue pasada por un agitador mecánico con el fin de que el reductor se distribuyera de manera uniforme en toda la muestra a trabajar.

4.6 Medición de la viscosidad de las muestras

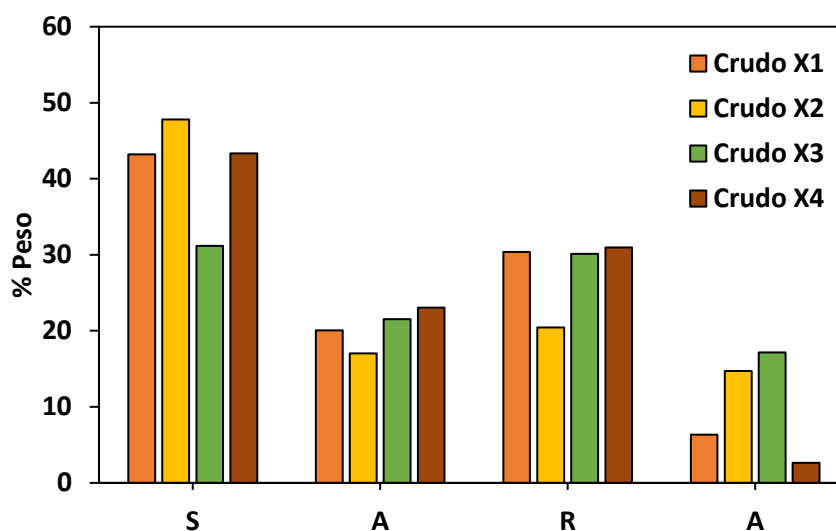
Para medir la viscosidad de los cuatro crudos se utilizó el viscosímetro rotacional *FIRST PRO-PLUS®* (*Lamy Rheology©, Francia*), el husillo R-5 y una velocidad de rotación de 300 rpm. Se midieron viscosidades de cada crudo a tres temperaturas diferentes 25, 45 y 60 °C, cuatro concentraciones diferentes de D-Limoneno; 500, 750, 1000, 1500 ppm y diez repeticiones por cada medición. Esto se midió con el fin de entender el comportamiento de la viscosidad de los crudos bajo el efecto de este reductor natural a diferentes condiciones de concentración y temperatura.

5. Resultados y análisis

5.1 Análisis Fraccionamiento SARA

Para continuar con la caracterización de las muestras de crudo se empleó el fraccionamiento SARA. En la *Figura 14* se reporta el porcentaje en peso de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos de las cuatro muestras de crudo sin adición de D-Limoneno.

Figura 17. Fraccionamiento SARA de los cuatro crudos estudiados.



Dado que las propiedades del petróleo cambian aleatoriamente con una gran cantidad de variables la composición SARA para ciertos crudos puede ser muy diferente de la de la *Tabla 4*, como es el

caso de estas cuatro muestras que poseen una composición variada principalmente en los álfatenos y resinas que no corresponden valores a lo establecido en la literatura, haciendo que se busquen otras formas de clasificación para lograr su caracterización (Al-Dahhan, et al 2019).

5.2 Clasificación de los crudos según su gravedad API

De acuerdo a la literatura estudiada, Santos (2014) enuncia que “el crudo se puede clasificar de acuerdo a su gravedad API”. Esta clasificación se encuentra dada de la siguiente manera en la *Tabla 12*:

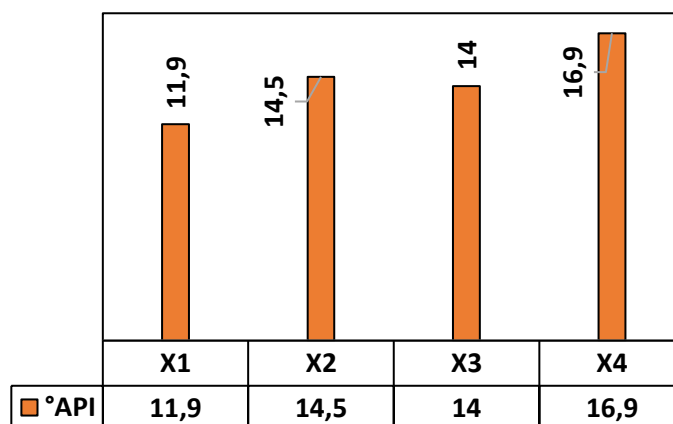
Tabla 12. *Clasificación del petróleo según su gravedad API.*

Crudo	°API
Extrapesado	≤ 10
Pesado	10 - 22
Mediano	22 - 31
Ligero	≥ 31

Nota: Tomado y adaptado de Santos (2014).

De acuerdo a la clasificación del crudo según su gravedad API que se encuentra en la *Tabla 12* y según los valores de API de las cuatro muestras que se relaciona en la figura 18, los crudos seleccionados hacen parte del grupo de los crudos pesados ya que estos están en un rango entre 16,9 a 11,9 °API, siendo el X1 el de menor gravedad API y el X4 el de mayor gravedad API.

Figura 18. Diagrama de barras de la gravedad API de las muestras de crudo.



De acuerdo a los resultados anteriores se puede indicar que los crudos seleccionados presentan una amplia variedad en la composición de sus fracciones SARA y su valor de gravedad °API, lo cual indica que estas diferencias en sus propiedades fisicoquímicas los hacen adecuados para evaluar el efecto de su reducción de viscosidad frente a la aplicación de diferentes dosificaciones de D-Limoneno.

5.3 Determinación de la viscosidad de los crudos

En este primer momento se midió la viscosidad de los crudos a 25 °C, a cada crudo se le realizaron 10 corridas con el fin de calcular una viscosidad promedio que se encuentra relacionada en la *tabla 13*.

Tabla 13. Viscosidades promedio medidas de los cuatro crudos estudiados.

Crudo	Viscosidad @25°C	Viscosidad @45°C
X1	968,3 ± 5.6	232.4 ± 1.3
X2	2207 ± 12.5	472.6 ± 2.7
X3	4062,7 ± 19.3	795.1 ± 5.1
X4	16018,4 ± 40.7	4068.5 ± 11.6

En la tabla 13 se puede observar la viscosidad promedio reportada luego de realizar las 10 repeticiones para cada muestra. Los crudos se encuentran organizados de menor a mayor valor de viscosidad, donde el crudo X1 posee el menor valor de viscosidad y el X4 el valor más alto de viscosidad entre las cuatro muestras. Los resultados permiten observar que, aunque los crudos de mayor viscosidad presentan una mayor desviación, también los resultados indican que las mediciones a 25 y 45 °C presentaron porcentaje de error de 0.25 a 0.48 % y de 0.29 a 0.64 %, respectivamente. Entre tanto, estos valores de porcentaje de error inferiores a 1 % indica que las mediciones de las pruebas de viscosidad presentan un alto grado de confiabilidad.

5.4 Determinación de la reducción de viscosidad usando D-Limoneno

Una vez caracterizadas las cuatro muestras de crudo se procede a realizar las pruebas de viscosidad a las condiciones expuestas en la sección de metodología. En la *tabla 14* se presenta las viscosidades promedio tomadas luego de realizar 10 corridas por cada prueba establecida.

Tabla 14. *Viscosidades promedio en Cp de cada muestra de crudo a diferentes concentraciones de D-Limoneno y diferentes temperaturas.*

Crudo X1					
T	0 ppm	500 ppm	750 ppm	1000 ppm	1500 ppm
25	968,3	769,1	726	712,4	709,6
45	226,5	206,9	198,5	187	177,3
60	102,5	99,21	97,4	92,9	89,5
Crudo X2					
T	0 ppm	500 ppm	750 ppm	1000 ppm	1500 ppm
25	2207	2151,3	1983,3	1996,7	1950,5
45	491	325	403	355	451
60	234	199,1	219,8	210,5	201,7
Crudo X3					
T	0 ppm	500 ppm	750 ppm	1000 ppm	1500 ppm

25	4062,6	3690,8	3585,8	3492,5	3402,1
45	811,7	761	737	730	717,3
60	315,5	305	291,8	243,4	228,6
Crudo X4					
T	0 ppm	500 ppm	750 ppm	1000 ppm	1500 ppm
25	16018,4	13430,2	5037,6	3800,2	2925
45	4068,5	761	737	730	466,6
60	829	342,4	291,8	243,4	275,2

Las características inherentes de los crudos pesados les confieren valores de viscosidad elevados. En consecuencia, resulta de fundamental importancia llevar a cabo el análisis del comportamiento de esta propiedad al exponer los crudos a una reducción de viscosidad inducida por la adición de D-Limoneno. Las *Figura 19 a Figura 22* muestran el comportamiento de la viscosidad de los cuatro crudos a las diferentes concentraciones de D-Limoneno en función de la temperatura. La viscosidad es una de las propiedades físicas con mayor importancia en los crudos, pero para la predicción y ajuste de la viscosidad en función de la temperatura se aplican correlaciones, siendo la ecuación de Andrade una de las más sobresalientes (Ramírez et al., 2009, Alomair et al., 2016). Para lograr observar este fenómeno y su comportamiento fue necesario aplicar la ecuación de Andrade $\mu = Ae^{B/T}$ y linealizarla con el fin de generar una curva con comportamiento exponencial.

En las curvas se logra observar la reducción de la viscosidad en las cuatro muestras de crudo. La tendencia de los resultados permite evidenciar que el uso del D-Limoneno es una alternativa eficaz para el mejoramiento de la propiedad. A su vez la temperatura y las características del disolvente son dos factores interactivos principales que controlan la viscosidad de los hidrocarburos (Dehaghani et al., 2016).

Figura 19. Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura de las muestras del crudo X1 a diferentes concentraciones de D-Limoneno.

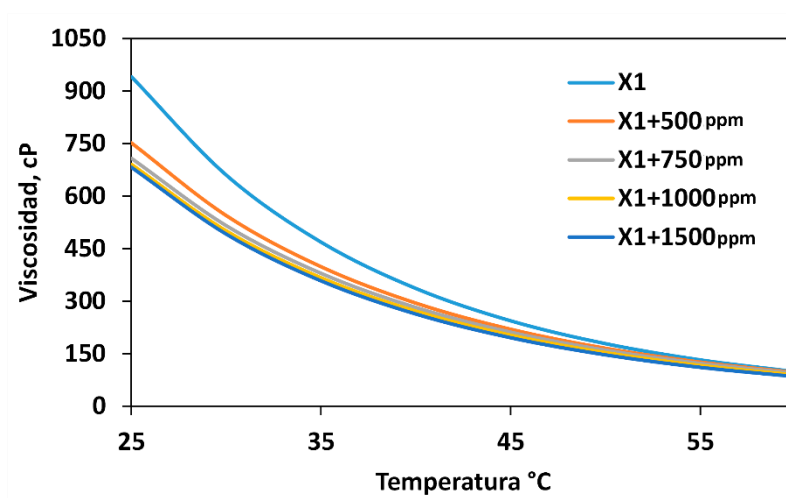


Figura 20. Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura de las muestras del crudo X2 a diferentes concentraciones de D-Limoneno.

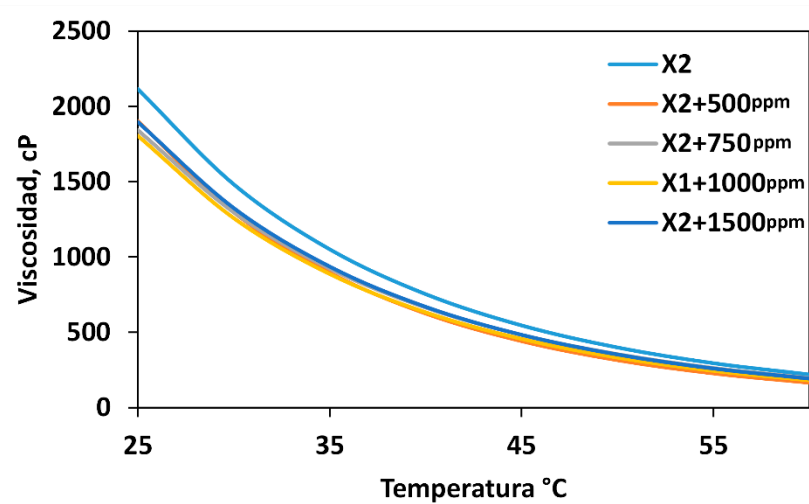


Figura 21. Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura de las muestras del crudo X3 a diferentes concentraciones de D-Limoneno.

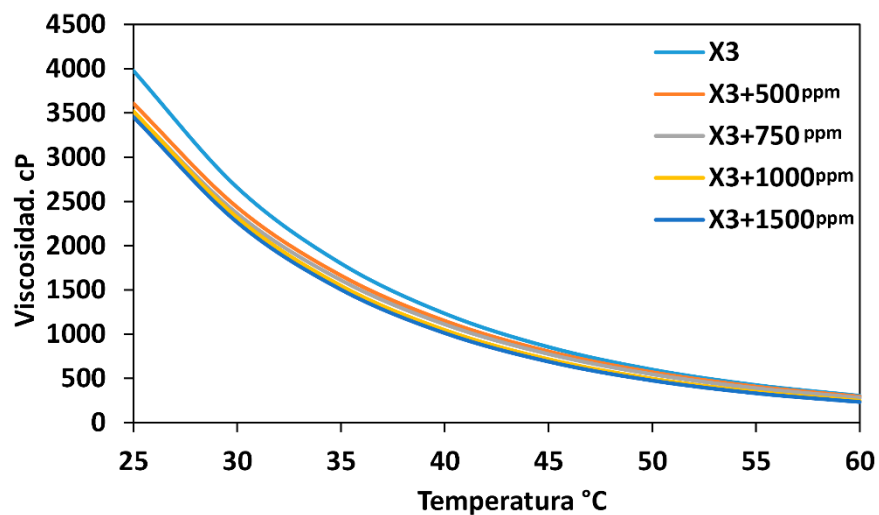
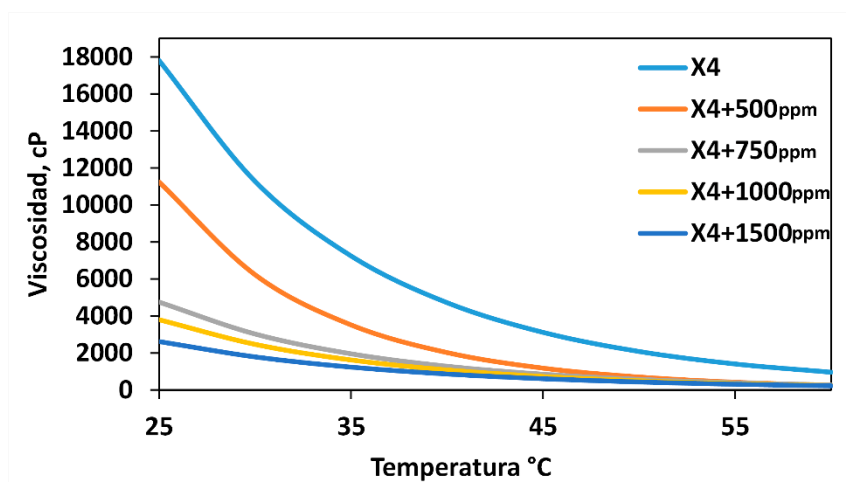


Figura 19. Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura de las muestras del crudo X4 a diferentes concentraciones de D-Limoneno.



A partir de los resultados se puede indicar que la adición del D-Limoneno presenta un efecto en la disminución de la viscosidad de los crudos en el orden $X4 > X1 > X3 > X2$. Por otra parte, los

análisis de SARA reportan que los crudos X1, X2, X3 y X4 presentan un contenido de resinas/asfaltenos como 30.4/6.3, 20.5/14.7, 30.1/17.2 y 30.9/2.7, respectivamente. Lo anterior permite esclarecer que el efecto del D-Limoneno tiene una estrecha tendencia con la relación del contenido de resinas/asfaltenos, y esta tendencia en los crudos se da en el orden de $X4 > X1 > X3 > X2$. En este trabajo se encontró que el D-Limoneno influye en la reducción de la viscosidad de los crudos; sin embargo, esta influencia está relacionada con la composición de los crudos.

Con la aplicación del D-Limoneno usado como reductor de viscosidad se encontraron los siguientes resultados:

- Para el crudo X1 el porcentaje de reducción mayor se consiguió a una concentración de 1500ppm de D-Limoneno y 25°C, siendo esta reducción de un 26,72%.
- Para el crudo X2 el porcentaje de reducción mayor se consiguió a una concentración de 500ppm de D-Limoneno y 25°C, siendo esta reducción de un 33,81%.
- Para el crudo X3 el porcentaje de reducción mayor se consiguió a una concentración de 500ppm de D-Limoneno y 25°C, siendo esta reducción de un 27.54%.
- Finalmente, el crudo X4 fue la muestra que mejor respuesta generó al D-Limoneno, consiguiendo reducciones mayores al 50% en todas las concentraciones de reductor natural con las que se experimentó, y su reducción máxima de 88,53% se obtuvo a una concentración de 1500ppm de D-Limoneno a 45°C.

Lo anterior demuestra la eficiencia de los reductores de viscosidad como alternativa para mejorar esta propiedad de los crudos estudiados, lo cual sustenta las investigaciones realizadas por Gaitán (2019), donde se reporta una disminución por arriba del 50% en la viscosidad de los crudos pesados en presencia de D-Limoneno.

Figura 23. Porcentaje de reducción de la viscosidad del crudo X1 bajo el efecto de D-Limoneno respecto al crudo sin aditivo.

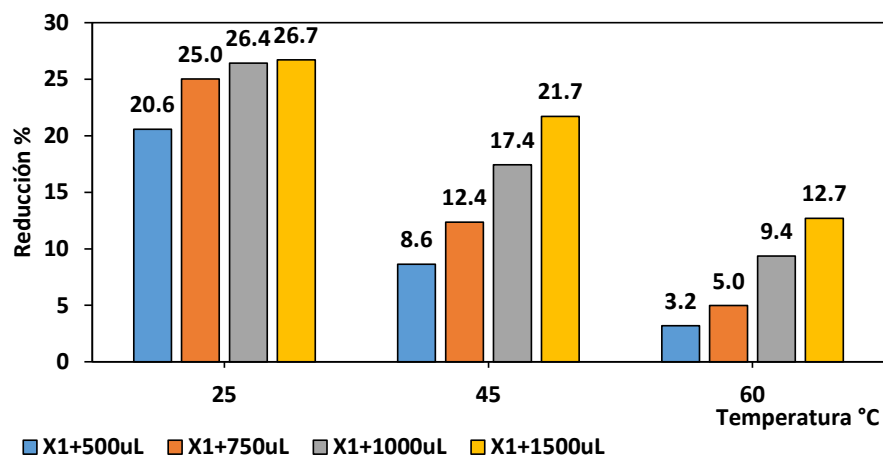


Figura 24. Porcentaje de reducción de la viscosidad del crudo X2 bajo el efecto de D-Limoneno respecto al crudo sin aditivo.

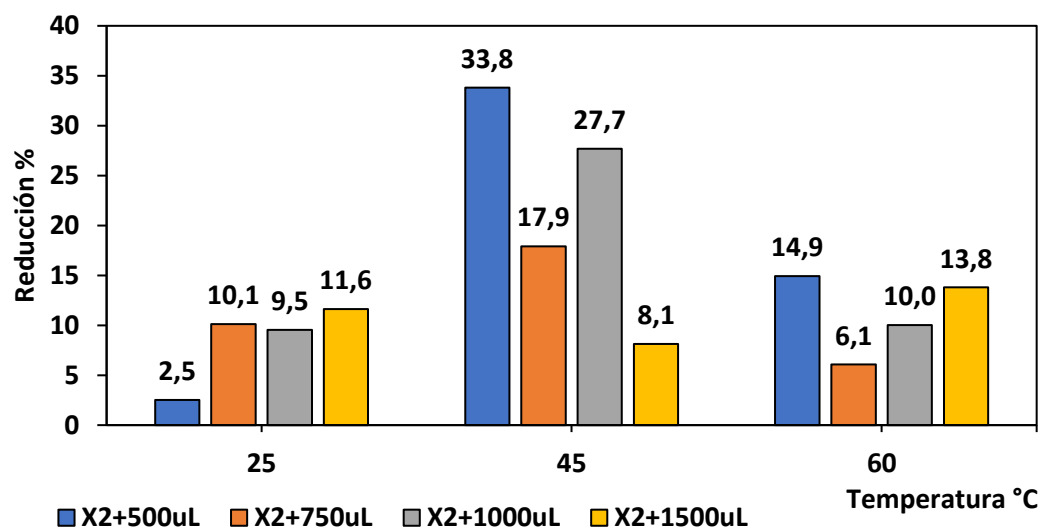


Figura 25. Porcentaje de reducción de la viscosidad del crudo X3 bajo el efecto de D-Limoneno respecto al crudo sin aditivo.

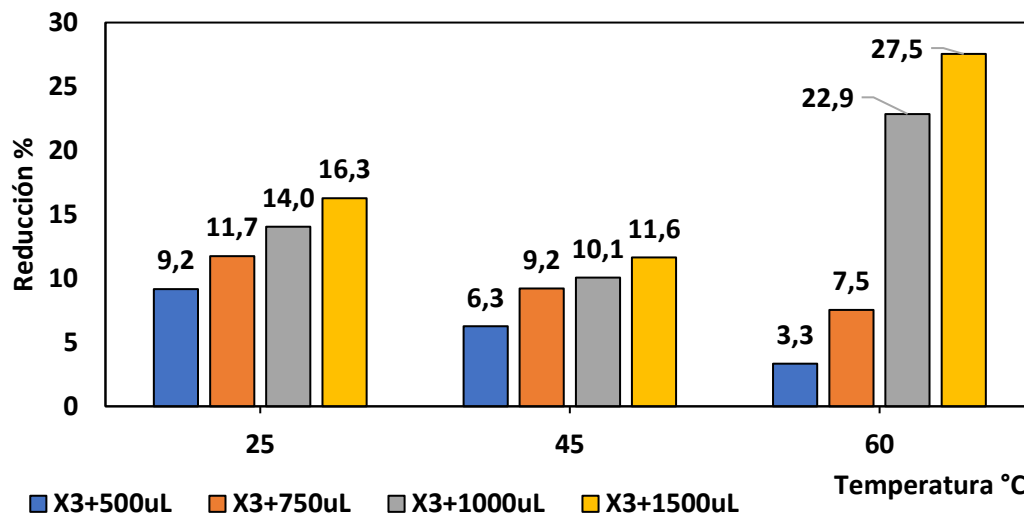
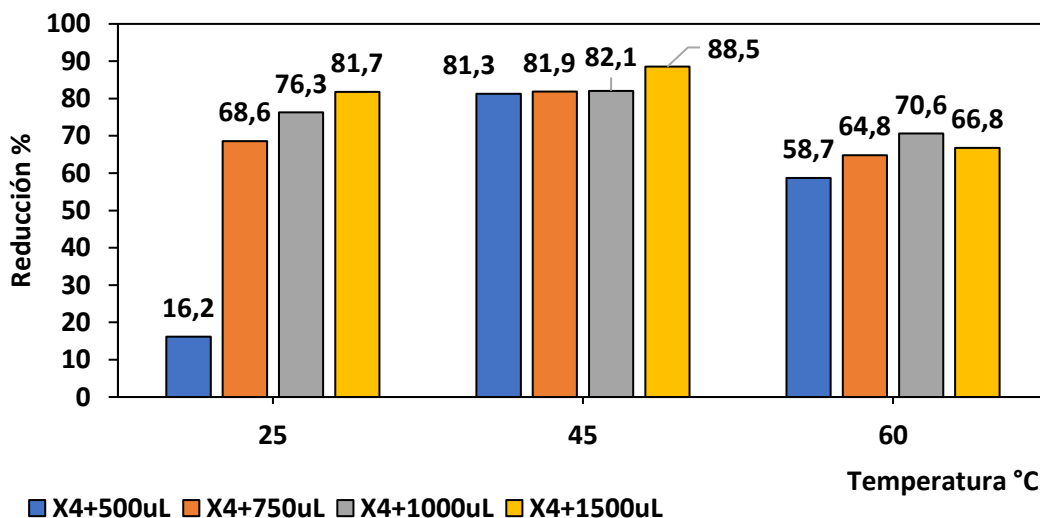


Figura 26. Porcentaje de reducción de la viscosidad del crudo X4 bajo el efecto de D-Limoneno respecto al crudo sin aditivo.



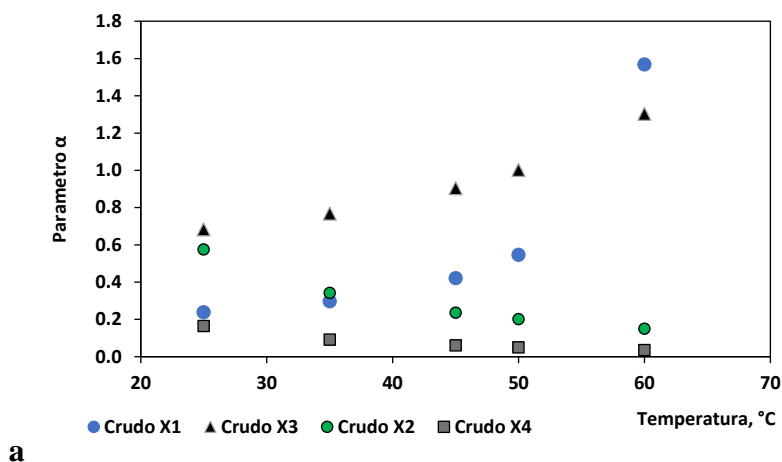
Para complementar los modelos de viscosidad en función de la temperatura, en este trabajo se incluyó el efecto de la concentración del D-Limoneno y del crudo sobre la viscosidad de la

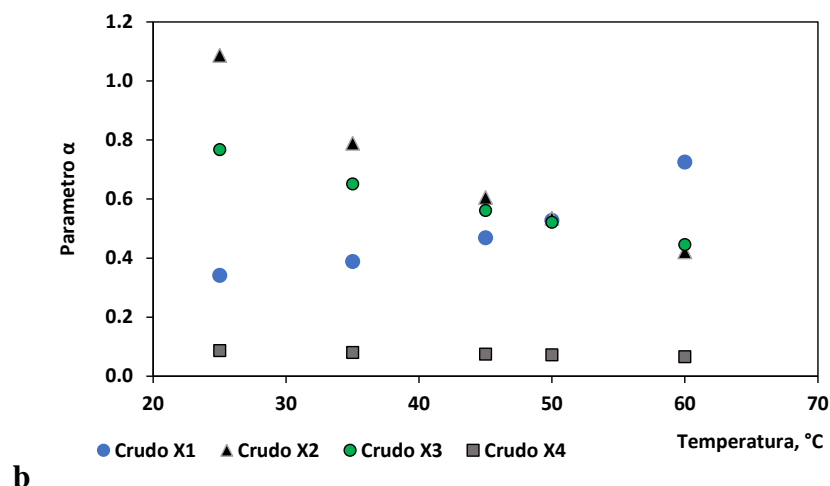
mezcla usando el modelo de Lederer (Sheng et al., 2015), representado con la siguiente expresión:

$$\log\mu_m = \left(1 - \frac{\alpha V_o}{\alpha V_o + V_s}\right) \log\mu_s + \left(\frac{\alpha V_o}{\alpha V_o + V_s}\right) \log\mu_o$$

Donde V_o y V_s corresponden a los volúmenes del crudo y el D-Limoneno en ml, μ_o , μ_s y μ_m son las viscosidades del crudo, D-Limoneno y la mezcla. Finalmente, α es un parámetro característico que depende de la interacción del reductor D-Limoneno y el crudo. En la *Figura 27* se muestra el los parámetros α obtenidos en función de la temperatura.

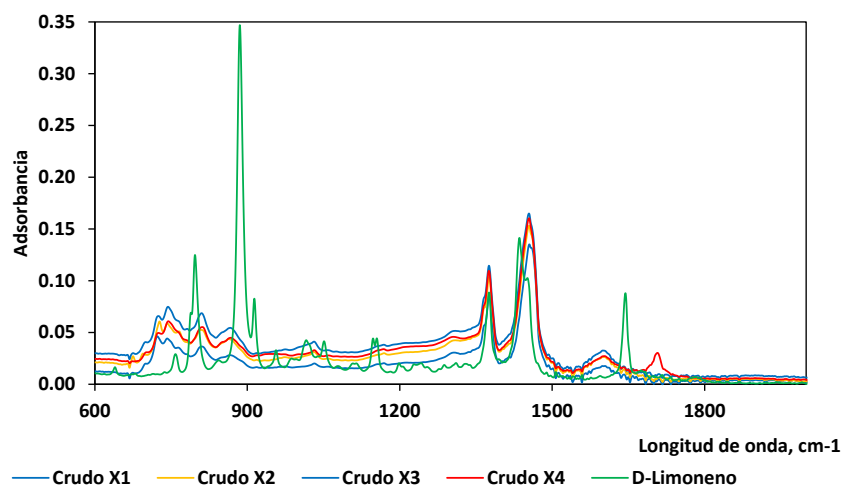
Figura 27. Parámetros α para el ajuste de viscosidades de mezclas de crudos con reductor: a. 500 μ l de D-Limoneno y b. 1000 μ l de D-Limoneno.

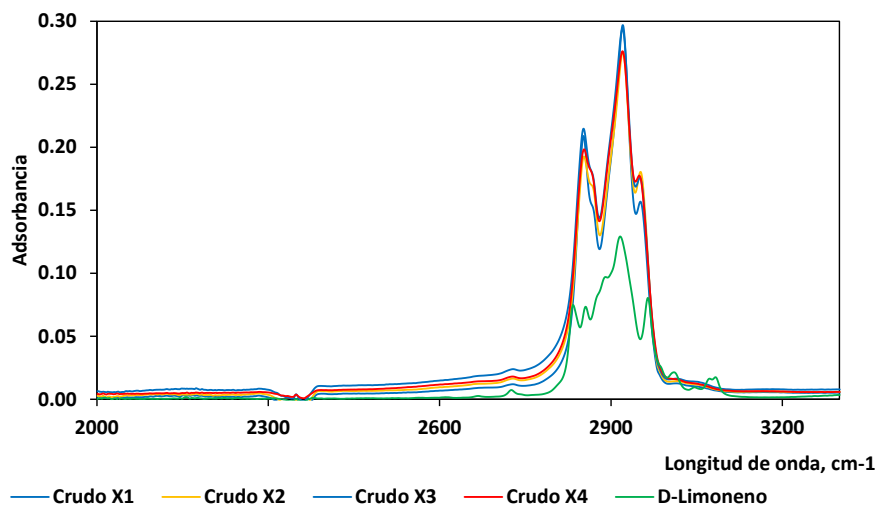




En algunos trabajos cuando se aplican solventes orgánicos como tolueno, nafta, heptano, gas condensado y metanol a temperatura ambiente se ha logrado establecer que el parámetro α toma valores entre 0 y 1 (Dehaghani et al., 2016). Sin embargo, en este trabajo se observa de acuerdo a la figura 27 que el parámetro α cambia con la temperatura y naturaleza del crudo. En la *Figura 28* se muestran los espectros de infrarrojo para cada uno de los crudos seleccionados en esta investigación y para el D-Limoneno.

Figura 28. Espectros de infrarrojo FTIR-ATR para crudos y D-Limoneno.





Los espectros muestran que los crudos presentan una variación alrededor de la longitud de onda de 1600 cm^{-1} atribuida principalmente a enlaces $\text{C}=\text{C}$ de anillos aromáticos, mostrando mayor intensidad para el crudo X2, X3 y X4, posiblemente por el alto contenido de resinas y aromáticos. Por otra parte, en la región comprendida entre 2800 y 3000 cm^{-1} , se observa que los crudos presentan una variación estiramientos simétricos y asimétricos correspondientes a estructura alquílicas con enlaces tipo $-\text{C}-\text{H}$, $-\text{CH}_2$ y $-\text{CH}_3$. Adicionalmente, se observa que a diferencias de los crudos X1, X2 y X3 el crudo X4 presenta una intensidad característica alrededor de 1710 cm^{-1} la cual corresponde posiblemente a los grupos funcionales característicos asociados a estiramiento de grupo carbonilo $\text{C}=\text{O}$ posiblemente atribuido a la presencia de grupos asociados a esterres, ácidos o cetonas presentes las estructuras químicas de las especies presentes.

Para el D-Limoneno el espectro es muy similar al espectro de FTIR reportado en literatura (Carmona et al., 2015, Dardar et al., 2019). En el espectro FTIR-ATR se observan intensidades alrededor de $800, 880\text{ cm}^{-1}$ correspondientes grupos oxigenados, el doble enlace terminal $=\text{CH}_2$. Adicionalmente aparecen una señal característica a la familia del terpineol alrededor de 915 cm^{-1} . En forma general el espectro FTIR-ATR del D-Limoneno presenta picos alrededor de $1375,$

1250 cm^{-1} , correspondientes a los dobles enlaces del limoneno. También se muestra la presencia de una banda característica correspondiente a la banda de estiramiento del doble enlace C=C a 1643 cm^{-1} y una banda intensa a 2920 cm^{-1} correspondiente a la vibración de valencia del enlace metileno C – H.

A partir de los resultados de espectroscopia de infrarroja FTIR-ATR se puede indicar la mayor reducción de viscosidad de los crudos se obtuvo en el crudo X4, debido posiblemente a la alta relación de resinas y asfaltenos. Sin embargo, en términos de composición química se puede decir que el crudo X4 tiene mayor afinidad con el D-Limoneno debido al mayor contenido de grupos tipo -C=O.

Finalmente, los resultados de la presente investigación permiten evidenciar que el D-Limoneno puede ser aplicado como un potencial reductor de viscosidad en crudos pesados. Sin embargo, su afinidad depende de la composición del crudo, la naturaleza química de las especies del crudo y su sinergia con la temperatura.

6. Conclusiones

Según el análisis de composición se comprobó que no siempre los crudos se apegan a los valores definidos por la literatura para definir el tipo de crudo: Por lo tanto, se hace necesario la implementación de otras técnicas de caracterización como la medición de viscosidades de manera convencional y la espectroscopia infrarroja FTIR-ATR que es un método rápido, sencillo y económico.

Se observaron disminuciones de viscosidad en las cuatro muestras de crudo en presencia del reductor utilizado, principalmente en el crudo X4, donde alcanzó reducciones hasta de más del 80%. Estos resultados tienen una afinidad favorable con otros trabajos de investigación realizados con D-Limoneno.

Los resultados permiten evidenciar que los crudos presentan mayores reducciones de viscosidad cuando se emplean dosificaciones de D-Limoneno alrededor de 500 ppm. Sin embargo, para mayores concentraciones la diferencia en la reducción de viscosidad es menor. Así mismo, se puede indicar que el D-Limoneno es un buen reductor de viscosidad hasta temperaturas cercanas a 45 °C. Sin embargo, para mayores valores de temperatura el efecto del D-Limoneno como reductor es menor.

Los resultados de espectroscopia de infrarroja FTIR-ATR muestran que el D-Limoneno presenta algunos grupos funcionales (parámetros moleculares) a la reportada por los hidrocarburos, los cuales lo hacen se potenciales candidatos como reductores de viscosidad. Entre tanto, el crudo X4 presenta una mayor afinidad con el D-Limoneno posiblemente a su alta relación en el contenido de resinas/asfaltenos y al contenido de grupos tipo -C=O.

7.Recomendaciones

Ampliar los estudios de reducción de viscosidad con formulaciones de D-Limoneno y nanopartículas y otros aditivos.

Ampliar la caracterización con técnicas como resonancia magnética nuclear (RMN) y Destilación Simulada para interpretar el comportamiento o efecto del D-Limoneno como reductor de viscosidad.

Para futuras investigaciones para las mezclas de petróleo con D-Limoneno realizar pruebas fisicoquímicas de punto de fluidez y densidad.

Evaluar la rentabilidad económica del uso de D-Limoneno a escala industrial.

8. Referencias bibliográficas

- Abarca, A., Guzmán-Beckmann, L., & Castillo, J. (2020). Estudio del Efecto de Reductores de Viscosidad en Crudo Pesado. *Revista Tecnológica-ESPOL*, 32(1), 9-9.
- Alboudwarej, H., Felix, J., Taylor, S., Badry, R., Bremner, C., Brough, B., ... & West, C. (2006). La importancia del petróleo pesado. *Oilfield review*, 18(2), 38-58.
- Al-Dahhan, W. H., & Mahmood, S. M. (2019). Classification of crude oils and its fractions on the basis of Paraffinic, Naphthenic and Aromatics. *Al-Nahrain Journal of Science*, 22(3), 35-42.
- Alomair, O., Jumaa, M., Alkorie, A., & Hamed, M. (2016). Heavy oil viscosity and density prediction at normal and elevated temperatures. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 6, 253-263.
- Alotaibi, FM, González-Cortés, S., Alotibi, MF, Xiao, T., Al-Megren, H., Yang, G. y Edwards, PP (2018). Mejorar la producción de olefinas ligeras a partir de petróleos crudos pesados: convertir los desafíos en oportunidades. *Catálisis hoy* , 317 , 86-98.
- Aranda López, D. (2020). Optimización del proceso molex de obtención de parafinas lineales por adsorción.
- Branthaver, J. F., & Huang, S. C. (2015). Analytical separation methods in asphalt research. In *Advances in Asphalt Materials* (pp. 31-57). Woodhead Publishing. Experimental study of Iranian heavy crude oil viscosity reduction by diluting with heptane, methanol, toluene, gas condensate and naphtha. *Petroleum*, 2(4), 415-424.

Carballo, C. A. (2018). repositorio tec. (Instituto Tecnológico de Costa Rica, Ed.) Recuperado el 19 de septiembre de 2022, de <https://repositoriotec.tec.ac.cr/bitstream/handle/2238/10194/Din%C3%A1mica%20de%20fluidos%20viscosos.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Cárdenas, C. G. (2015). Análisis del número ácido que presentan crudos de diferente gravedad api y sus fracciones típicas. Tesis de pregrado. Instituto Politécnico Nacional.

Carmona Hernández, P. (2015). Análisis por métodos espectroscópicos y estudio del proceso de envejecimiento de aceites esenciales de cítricos.

CHANG, J. & Ivory, J. Proceso de inyección cíclica de solventes para recobro de crudo pesado: Exploration & Production Publications. 9 de enero de 2012. Volumen 9 issue II, p. 36.

Coello, C., & Gabriela, A. (2023). Evaluación de mezclas de crudos extranjeros y nacionales con crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco (Doctoral dissertation).

Colorado. 37-40.

Cristancho-Velasco, D.M. & Hoyos-Román, J.M. (2008). Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del campo

Cuervo López, J. A. (2020) Evaluación de la implementación de un reductor de viscosidad en el proceso de tratamiento de crudo de la estación A1 del campo CS-E de la empresa Ecopetrol S.A.

De Ferrer, M. P. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Ediciones astro dat-a SA.

- Dehaghani, A. H. S., & Badizad, M. H. (2016). Experimental study of Iranian heavy crude oil viscosity reduction by diluting with heptane, methanol, toluene, gas condensate and naphtha. *Petroleum*, 2(4), 415-424.
- Derdar, H., Belbachir, M., & Harrane, A. (2019). A green synthesis of polylimonene using Maghnite-H⁺, an exchanged montmorillonite clay, as eco-catalyst. *Bulletin of Chemical Reaction Engineering & Catalysis*, 14(1), 69-78.
- Figuroa Ricaurte, O. O., & Tibaduisa Carrillo, D. A. (2016). Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo Torcaz 3 (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América).
- Gaitan-Espinosa, M. (2020). Recuperación mejorada de petróleo con D-Limoneno diluido en salmuera (Master's thesis).
- Gaitan-Espinosa, M. (2020). Recuperación mejorada de petróleo con D-Limoneno diluido en salmuera (Master's thesis).
- García Pérez, R. A., & Orjuela Sierra, J. P. (2016). Evaluación, mediante pruebas de laboratorio, del desempeño de un aditivo reductor de viscosidad del crudo del pozo Tilo 2, en el campo Tilodiran (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América).
- García Quesada, J. C. (2008). TEMA 5. Técnicas reométricas. Reología.
- García, C., & Sthephania, G. (2017). Caracterización de la fracción de hidrocarburos aromáticos obtenida por variaciones en la fase móvil en la metodología de separación sara en un crudo (Doctoral dissertation).

- Garcia-Navas, E. O., & Pérez-Ayala, G. E. (2020). Aplicación de fluidificantes como agentes reductores de viscosidad para mejorar la producción de crudos pesados colombianos. *Revista Ion*, 33(2), 111-122.
- Guerrero, Z., & Yulaska, Y. (2016). Desarrollo de una metodología para la determinación de besilato de amlodipina en tabletas mediante espectroscopía FTIR-ATR (Doctoral dissertation)
- Jewell, D., Weber, J., Bunger, J., Plancher, H., y Latham, D. (1972). Ionexchange, coordination, and adsorption chromatographic separation of heavy-end petroleum distillates. *Analytical Chemistry* 44(8), 1391-1395.
- Leon, A. Y., Guzman, A., Laverde, D., Chaudhari, R. V., Subramaniam, B., & Bravo-Suárez, J. J. (2017). Thermal cracking and catalytic hydrocracking of a Colombian vacuum residue and its maltenes and asphaltenes fractions in toluene. *Energy & Fuels*, 31(4), 3868-3877.
- Lesueur, D. (2009). The colloidal structure of bitumen: Consequences on the rheology and on the mechanisms of bitumen modification. *Advances in colloid and interface science*, 145(1-2), 42-82.
- Li, J., Xing, X., Hou, X., Wang, T., Wang, J., & Xiao, F. (2022). Determination of SARA fractions in asphalts by mid-infrared spectroscopy and multivariate calibration. *Measurement*, 198, 111361.
- Liang, T., Lin, X. H., Zou, Y. R., & Zhan, Z. W. (2023). Elucidating the chemical structures of petroleum resin using solid-state ^{13}C NMR. *Chemical Geology*, 630, 121492.

- López, L., & Lo Mónaco, S. (2010). Geoquímica de crudos de la faja petrolífera del Orinoco, Cuenca Oriental de Venezuela. *Revista de la Facultad de Ingeniería Universidad Central de Venezuela*, 25(2), 41-50.
- McKay, J. F., Amend, P. J., Cogswell, T. E., Harnsberger, P. M., Erickson, R. B., & Latham, D. R. (1978). *Petroleum asphaltenes: chemistry and composition*.
- MCMILLEN, J. (1985, Julio 30). Método de estimulación con solventes en yacimientos de crudo pesado. 4 de Enero de 2012. Patente de Estados Unidos N° 4.531.586, 3 p.
- Meléndez, C., Lesly V, (2014) Predicción de propiedades fisicoquímicas de productos destilados del delayed coking de fondos de vacío a partir de parámetros estructurales determinados por espectroscopia infrarroja FTIR-ATR y métodos quimiométricos.
- Perez-Sanchez, J. F., Gallegos-Villella, R. R., Gomez-Espinoza, J., & Suarez-Dominguez, E. J. (2019). Determining the effect of a viscosity reducer on water-heavy crude oil emulsions. *Int. J. Eng. Adv. Technol*, 8, 844-848.
- Primerano, K., Mirwald, J., & Hofko, B. (2024). Asphaltenes and maltenes in crude oil and bitumen: A comprehensive review of properties, separation methods, and insights into structure, reactivity and aging. *Fuel*, 368, 131616.
- Quintero, K., López, L., & De Lima, L. (2014). Espectroscopía infrarroja con transformadas de Fourier-Reflectancia total atenuada (IRTF/RTA) aplicada a la caracterización de crudos y su relación con la gravedad API. *Revista de la Facultad de Ingeniería Universidad Central de Venezuela*, 29(2), 93-102.

Ramírez-González, P. V., Aguayo, J. P., Quiñones-Cisneros, S. E., & Deiters, U. K. (2009). Non-newtonian viscosity modeling of crude oils—comparison among models. *International Journal of Thermophysics*, 30, 1089-1105.

Sandoval Venegas, K. Determinación de la importancia de los compuestos atrapados en las propiedades de los asfaltenos (Doctoral dissertation).

Santos, R. G., Loh, W., Bannwart, A. C., & Trevisan, O. V. (2014). An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, 31(3), 571–590.

Sheng, J. J. (2015). Status of surfactant EOR technology. *Petroleum*, 1(2), 97-105.

SLB. (s.f.). Gravedad API

https://glossary.slb.com/es/terms/a/api_gravity#:~:text=Escala%20de%20gravedad%20es%20p%C3%A9fica%20desarrollada,de%20petr%C3%B3leo%2C%20expresada%20en%20grados

Speight JG, Moschopedis SE. On the Molecular nature of petroleum asphaltenes. In: *Chemistry of Asphaltenes*. American Chemical Society; 1982. p. 1–15.

Speight, J. (1999). *The chemistry and technology of petroleum*. New York: Marcel Dekker. Fourth edition, 955p.

Suárez, E., Rivera, M., Coronel, A., Pérez. A. (2015). Rheological coefficient Study of an extra heavy crude oil dosage with a viscosity bioreducer. *Ingeniería Mecánica*. Vol. 18. No. 2, p. 87-92.

Tissot, B.P. y Welte, D.H. 1984. *Petroleum formation and occurrence*. New York: Springer-Verlag,. Second edition, 699p.

Véliz Muñiz, D. (2017). Propuesta de reducción del tiempo de intervención en los pozos de extracción de petróleo con sistema de bombeo por cavidades progresivas (Doctoral dissertation, Universidad de Matanzas. Facultad de Ciencias Técnicas. Departamento de Química e Ingeniería Química).

Apéndices

Apéndice A. Procedimiento para el uso adecuado del viscosímetro

Para la medición de las viscosidades a diferentes concentraciones de reductor se realiza un montaje en el cual se pueda obtener una temperatura constante con ayuda de un baño de temperatura, esto con el fin de garantizar un porcentaje de error mínimo en cada corrida. Mediante correlaciones se estableció que el husillo R5 era el adecuado, se procede a hacer el cambio de husillo y a fijar el viscosímetro. El tiempo de cada medición fue de 60 segundos, a una velocidad de 300rpm y una cantidad de muestra de 60ml.

Al alcanzar la temperatura deseada para la medición se deja reposar el equipo 30 minutos buscando una estabilización térmica para obtener un dato con un porcentaje de error mínimo, posterior a esto se hacen 10 repeticiones para la muestra para obtener un valor promedio de viscosidad.

Posterior a esto se realiza el desmonte del husillo, primeramente, sacándolo de la muestra de crudo y elevándolo para su limpieza con Varsol y papel biodegradable de limpieza para retirar todas las trazas de crudo. Luego de verificar la correcta limpieza se puede seguir con la siguiente medición.

Apéndice B. Procedimiento para el uso adecuado del espectrómetro

Para la medición de los espectros en el viscosímetro se debe tener en cuenta que el equipo debe estar en un ambiente controlado de humedad con el fin de no dañar las ventanas, las muestras se deben preparar teniendo en cuenta su naturaleza; si es sólido este debe ser pulverizado y en caso de líquidos estos se deben disolver en un solvente o colocarlos directamente sobre un accesorio teniendo en cuenta los requerimientos de la medición y por último instalar el accesorio que para el caso de este trabajo de investigación fue el ATR (reflectancia total atenuada).

Posterior a esto, se configuran los parámetros en el software OMNIC PARADIGM, dichos parámetros involucran la resolución espectral, número de escaneos y el rango de barrido. Cuando se ha terminado de configurar los parámetros se procede a hacer blancos o background antes de realizar las mediciones de interés con el fin de eliminar el CO₂ y poder generar los espectros de manera correcta.

Cuando se ha realizado el background se coloca la muestra sobre el accesorio elegido y se asegura de forma adecuada, teniendo en cuenta que si es un sólido se debe hacer uso de la prensa incorporada al equipo. Una vez hecho esto se inicia la medición de los espectros a través del software.

Para la limpieza del equipo se debe hacer con Propilenglicol y un paño suave con el fin de no rayar el diamante del equipo.