

**DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA CURVA DE
VISCOSIDAD EN CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS DE COLOMBIA-
VENEZUELA**

ANNIE VALERIA OCAMPO HERNANDEZ

**Proyecto integral de grado para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director:

EDINSON ENRIQUE JIMENEZ BRACHO

MSc. Ingeniería de Gas

Ingeniero de Petróleos

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE ENERGÍAS
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C**

2022

NOTA DE ACEPTACIÓN

JURADO

Ingeniera Yatnielah Pirela

JURADO

Ingeniera Adriangela Romero

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMÁN

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretario General

Dr. JOSE LUIS MACIAS RODRIGUEZ

Decana de la Facultad de Ingeniería

Ing. NALINY PATRICIA GUERRA PRIETO

Decano Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios o ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

La presente investigación va dedicada a toda mi familia, quienes me acompañaron en este proceso y siempre me apoyaron desinteresadamente, para lograr lo que me propusiera.

A Dios y la virgen por permitirme culminar este proceso lleno de dificultades y esfuerzos, pero que hasta el día de hoy me doy cuenta que sin importar todos los sacrificios que se te presenten todo va a tener una recompensa y va a valer la pena para crecer en todos los aspectos de la vida.

A mi madre Diana Hernández, por siempre ser mi apoyo en todo momento y por permitirme soñar en grande, sin importar las circunstancias gracias por tanto amor y disciplina que me enseñaste, por hacerme la persona que hoy en día soy.

A mi padre Jhon Ocampo, por enseñarme el verdadero significado de la humildad y ser una persona integra, antes de ser una profesional por siempre estar dispuesto a hacer todo lo posible por darme lo que ha estado en tus posibilidades.

A mi tita Nora Parra, por ser esa guía fundamental en mi vida, gracias por cada enseñanza que me das, sin ti esto no hubiera podido ser posible, gracias por tanto esfuerzo , dedicación y amor. Por siempre confiar en mis capacidades y nunca dejar de creer en mí.

A mi abuelo Ramiro Ocampo, por ser ese ser humano tan increíble que me lleno de enseñanzas, por siempre estar dispuesto a ayudar a los demás, sin esperar nada a cambio. Por ser ese trabajador incansable y por luchar junto a mi hasta donde pudiste.

A mi familia por cada granito de arena que pusieron y por acompañarme estos años para que este sueño se hiciera realidad, a mis compañeros que me apoyaron y en esta etapa me llenaron de recuerdos, lecciones y amistad.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a la Fundación Universidad de América, a sus docentes y colaboradores que me formaron como una profesional integra. Gracias por la orientación, el compromiso y el tiempo que me dedicaron en todo este proceso.

Se agradece al Ing. Edinson Jiménez quien hizo parte de este proyecto desde el primer momento, por ser mi guía y brindarme las herramientas necesarias para el desarrollo exitoso de la presente investigación. Gracias por tanta paciencia y profesionalismo.

Finalmente se agradece al Ing. Richard Márquez, Ing. Jesús Rodríguez y el Ing. Nelson Fernández, por su conocimiento y colaboración durante la elaboración de la presente investigación.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	12
INTRODUCCIÓN	13
1. MARCO TEÓRICO	15
1.1 Propiedades del fluido involucradas en la investigación	15
1.1.1 Viscosidad (μ)	15
1.1.2 Gravedad API	15
1.1.3 Razón de movilidad	15
1.2 Flujo de fluidos en el medio poroso	16
1.2.1 Propiedades físicas en el medio poroso	16
1.2.2 Tasa de flujo	17
1.2.3 Generalidades de la ley de Darcy	18
1.3 Recuperación térmica	19
1.3.1 Inyección cíclica de vapor (<i>Huff and Puff</i>)	19
1.3.2 Inyección continua de vapor (<i>Steam Drive</i>)	21
1.3.3 Combustión In Situ	22
1.4 PRODUCTIVIDAD EN LOS CRUDOS PESADOS	23
1.4.1 Criterios generales para la aplicación de métodos EOR térmicos en la producción de crudos pesados	24
2. METODOLOGÍA Y DATOS	25
2.1 Pruebas evaluadas en la caracterización de los crudos	25
2.2 Pruebas evaluadas para la determinar la relación de la viscosidad vs temperatura	26
2.3 Análisis gráfico del comportamiento de la viscosidad (μ) vs temperatura (T)	27
2.4 Desarrollo gráfico de tendencia viscosidad (μ) vs temperatura (T)	27
2.5 Tendencias de producción	28
3. RESULTADOS Y ANALISIS	29

4. CONCLUSIONES	63
<i>Bibliografía</i>	66
ANEXOS	69

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<i>Figura 1. Diagrama de Inyección Cíclica de Vapor</i>	20
<i>Figura 2. Diagrama de Inyección Continua de Vapor</i>	21
<i>Figura 3. Diagrama de Combustión In Situ</i>	23
<i>Figura 4. Muestra Yarigui-57</i>	32
<i>Figura 5. Muestra Costayaco</i>	32
<i>Figura 6. Muestra Rubiales</i>	32
<i>Figura 8. Muestra Tilo-2</i>	32
<i>Figura 7. Muestra Castilla</i>	32
<i>Figura 9. Muestra Carabobo</i>	42
<i>Figura 10. Muestra Bare</i>	42
<i>Figura 11. Muestra Arecuna</i>	42
<i>Figura 12. Muestra Boyaca</i>	42
<i>Figura 13. Muestra Morichal</i>	42
<i>Figura 14. Muestra Ayacucho</i>	42
<i>Figura 15. Muestra Cerro Negro</i>	42
<i>Figura 16. Muestra Junín</i>	42
<i>Figura 17. Muestra Boyaca-8</i>	42
<i>Figura 18. Gráfica muestra Cabrutica</i>	43
<i>Figura 19. Gráfica muestra Arecuna</i>	44
<i>Figura 20. Gráfica muestra Boyaca-8</i>	45
<i>Figura 21. Gráfica muestra Junín</i>	46
<i>Figura 22. Gráfica muestra Santome</i>	47
<i>Figura 23. Gráfica muestra Carabobo</i>	48
<i>Figura 24. Gráfica muestra Boyaca</i>	49
<i>Figura 25. Gráfica muestra Bare</i>	50
<i>Figura 26. Gráfica muestra Cerro Negro</i>	51
<i>Figura 27. Gráfica muestra Ayacucho</i>	52
<i>Figura 28. Gráfica muestra Morichal</i>	53
<i>Figura 29. Gráfica dispersión con distintas sensibilidades μ vs T de las muestras de crudo pesado en Colombia</i>	54
<i>Figura 30. Gráfica de tendencia exponencial μ vs T de las muestras de crudo pesados de Colombia</i>	55
<i>Figura 31. Gráfica de evaluación de los rangos de interés térmico (RIT) para crudos pesados de Colombia</i>	56
<i>Figura 32. Gráfica dispersión con distintas sensibilidades μ vs T de las muestras de crudo pesado en Venezuela</i>	57
<i>Figura 33. Gráfica con tendencia exponencial μ vs T de las muestras de crudo pesados de Venezuela</i>	58
<i>Figura 34. Gráfica de evaluación de los rangos de interés térmico (RIT) para crudos pesados de Venezuela</i>	58
<i>Figura 35. Gráfica tendencia exponencial Colombia-Venezuela</i>	60

LISTA DE TABLAS

	Pág.
<i>Tabla 1. Tipos de crudo y su clasificación</i>	15
<i>Tabla 2. Data muestras de Colombia</i>	29
<i>Tabla 3. Data muestras de Venezuela</i>	29
<i>Tabla 4. Data μ y T muestras Colombia</i>	30
<i>Tabla 5. Data μ y T muestras Venezuela</i>	31
<i>Tabla 6. Muestra Yarigui-57</i>	33
<i>Tabla 7. Muestra Akacias</i>	34
<i>Tabla 8. Muestra Moriche</i>	35
<i>Tabla 9. Muestra Rubiales</i>	36
<i>Tabla 10. Muestra Costayaco</i>	37
<i>Tabla 11. Muestra Castilla</i>	38
<i>Tabla 12. Muestra tilo-2</i>	39
<i>Tabla 13. Muestra Girasol</i>	40
<i>Tabla 14. Muestra San Roque</i>	41
<i>Tabla 15. Muestra Cabrutica</i>	43
<i>Tabla 16. Muestra Arecuna</i>	44
<i>Tabla 17. Muestra Boyaca-8</i>	45
<i>Tabla 18. Muestra Junín</i>	46
<i>Tabla 19. Muestra Santome</i>	47
<i>Tabla 20. Muestra Carabobo</i>	48
<i>Tabla 21. Muestra Boyaca</i>	49
<i>Tabla 22. Muestra Bare</i>	50
<i>Tabla 23. Muestra Cerro Negro</i>	51
<i>Tabla 24. Muestra Ayacucho</i>	52
<i>Tabla 25. Muestra Morichal</i>	53
<i>Tabla 26. Rango de interés térmico Colombia</i>	56
<i>Tabla 27. Rangos de interés térmico Venezuela</i>	59
<i>Tabla 28. Datos campo Girasol</i>	60

ABREVIATURAS

API - *American Petroleum Institute*

EOR - *Enhanced oil-recovery*

CP - *Centipoises*

BY – *Barriles de yacimiento*

K – *Permeabilidad*

μ - *Viscosidad*

T - *Temperatura*

ΔP – *Delta de presiones*

$\Delta\mu$ – *Delta de viscosidades*

ΔT – *Delta de temperatura*

h- *Espesor de la arena*

q – *Caudal*

ASTM – *Sociedad Americana de Pruebas y Materiales*

BOPD – *Barriles de crudo por día*

BS&W – *Porcentaje de agua y sedimentos*

°F – *Grados Fahrenheit*

RIT – *Rango de interés térmico*

RESUMEN

La alta viscosidad de los crudos pesados y extrapesados (debido a su poca movilidad) tiende a dificultar la extracción y aumentar el costo de los procesos de producción de estos yacimientos, debido a la necesidad de implementar tanto inyección de químicos o calor que permitan la facilidad de movimiento de estos crudos desde el yacimiento hasta las facilidades de producción en superficie. Al hablar particularmente de los procesos de Recobro Mejorado Térmicos (EOR-Térmico), es importante entender como la generación de temperatura en estos procesos se traducen en un gasto vital para determinar la viabilidad o aplicación de estos mecanismos en la producción de crudos viscosos. Es por ello que estudiar la cerrada relación de comportamiento entre un incremento de temperatura versus viscosidad puede ser el punto de partida para entender que disminución de viscosidad en el crudo pudiera generar los mayores beneficios productivos con la menor tasa calórica o de energía implementada en el proceso de EOR-Térmico.

Es por lo tanto, que la presente investigación se enfocó en comprender como la relación directa que existe entre la viscosidad la aplicación de temperatura generando comportamiento específicos tanto de Colombia como de Venezuela, hasta el punto de obtener rangos de interés térmicos que serían los más aprovechables a nivel tanto operativo como económico para maximizar lo que es la movilidad de fluido en el espacio poroso y el aumento de productividad en los campos de Colombia y Venezuela respectivamente.

PALABRAS CLAVES: Viscosidad, Temperatura, EOR-Térmico, Crudo pesado, Crudo extrapesado, interés térmico.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera colombiana y venezolana ven como primordial optimizar la explotación de los yacimientos de crudo pesado y extrapesado dado que las mayores reservas de crudo descubiertas recientemente son de estas características para Colombia con un total 42 MBPE y para Venezuela 304.000 MMBPE [1]. Esta fuente de hidrocarburos obliga a mediano-corto plazo a los países a implementar de manera más reiterativa nuevas tecnologías e infraestructura que optimice el manejo de estos recursos.

La recuperación de los crudos pesados y extrapesados se identifican por ser altamente difíciles de explotar, esta dificultad se debe a su alta viscosidad la cual evita su gran movilidad y facilidades de explotación, lo cual repercute económicamente al desarrollar los proyectos de estos tipos de crudos, lo que hace menos factibles a la hora de la producción del pozo tanto técnica como económicamente. Es por lo que la implementación de proyectos térmicos en los últimos años ha podido determinar cómo su aplicación de manera efectiva puede reducir dicho efecto de la viscosidad aumentando así el aprovechamiento de la producción de los hidrocarburos para finalmente hacerlos más rentables y obtener los objetivos operativos esperados.

Por lo anteriormente mencionado, se puede llegar a la conclusión que la debida caracterización de los crudos pesados permitiría identificar como la viscosidad puede ir disminuyendo a medida que se va aplicando progresivamente una tasa de temperatura, que a su vez no solo permitiría mejorar la movilidad del crudo a través del medio poroso sino a través de todas las instalaciones de la producción, mejorando así las tasas de producción diaria y demostrando con la ecuación básica de Darcy un detrimento de la viscosidad que afecta directamente el incremento de la productividad. De manera consecuente, la principal característica de estos crudos lo representa su alta viscosidad que puede oscilar entre 20 cp y más de 1.000.000 cp [2], es por esta razón que esta investigación se centrará en estudiar el comportamiento de la viscosidad respecto a la variabilidad de temperatura, generando así curvas tipo μ vs T de distintas muestras de crudo pesado en Colombia y Venezuela.

OBJETIVOS

Objetivo general

Determinar el efecto de la temperatura en la curva de la viscosidad en crudos pesados y extrapesados de Colombia-Venezuela.

Objetivos específicos

- I. Caracterizar las propiedades físicas de las muestras de crudo pesado y extrapesado.
- II. Realizar prueba de viscosidad Saybolt a cada muestra de crudo en el laboratorio utilizando diferentes sensibilidades de temperatura.
- III. Analizar gráficamente el comportamiento de la viscosidad vs temperatura en las muestras de crudo evaluadas.
- IV. Desarrollar una gráfica de tendencia entre viscosidad vs temperatura de los crudos pesados entre Colombia-Venezuela estableciendo el rango de interés térmico.
- V. Determinar el comportamiento de producción de las tendencias entre viscosidad vs temperatura en crudos pesados y extrapesados mediante la ecuación de Darcy evaluado en el rango de interés térmico.

1. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentarán todas las referencias y fundamentos teóricos necesarios para el desarrollo y entendimiento de la presente investigación:

1.1 Propiedades del fluido involucradas en la investigación

1.1.1 Viscosidad (μ)

Se define como viscosidad de fluido a la fricción interna o resistencia ofrecida por el fluido al movimiento relativo de sus partes. Es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. [3] (Ver Tabla 1):

Tabla 1.

Tipos de crudo y su clasificación

TIPO DE CRUDO	GRAVEDAD API	RANGO DE VISCOSIDADES
Crudo Pesado	10 - 22.3	20 cp – 10.000 cp
Crudo Extra-Pesado	<10	10.000 cp -1.000.000cp

Nota. En esta tabla se muestran las clasificaciones de los tipos de crudo evaluados en esta investigación.

1.1.2 Gravedad API

De sus siglas en ingles *American Petroleum Institute*, es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Si lo grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en esta. La gravedad API también es usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. [4]

Ecuación 1. Gravedad API

$$\text{Gravedad API} = \left(\frac{141.5}{GE (60^\circ\text{F})} \right) - 131.5$$

1.1.3 Razón de movilidad

Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido.

– $M < 1$ Significa que el crudo se mueve más fácilmente que el agua, por ende será más uniforme y conveniente.

– $M = 1$ Significa que ambos fluidos tienen igual movilidad.

– $M > 1$ Significa que el agua se mueve más fácil que el petróleo.

Ecuación 1 Razón de movilidad

$$\lambda_f = \frac{K_f}{\mu_f}$$

1.2 Flujo de fluidos en el medio poroso

1.2.1 Propiedades físicas en el medio poroso

- **Porosidad**

La porosidad se refiere a la medida del espacio intersticial (espacio existente entre grano y grano), y se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, entendiéndose por volumen poroso al volumen total menos el volumen de los granos y sólidos contenidos en dicha roca. La porosidad puede expresarse indistintamente en fracción o porcentaje. [3]

Ecuación 2 Porosidad

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total}} = \frac{V_p}{V_t}$$

- **Humectabilidad**

Es la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida, en presencia de otro fluido inmisible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. Esta tensión de adhesión ocurre cuando existe más de un fluido saturando el yacimiento y es función de la tensión interfacial. Esta propiedad es importante dado que determina la localización y distribución de los fluidos, así como también dependen de ella las permeabilidades relativas y eficiencias de desplazamiento.

Los fluidos pueden ser humectantes o mojantes si tienen una mayor tendencia a adherirse a la roca y no mojantes si no presentan esta tendencia.

El ángulo de contacto formado por la interfase de dos fluidos inmiscibles con la superficie de la roca, medido a través del líquido de mayor densidad, varía entre 0° y 180° .

- Si el ángulo de contacto < 90 , humectado preferencialmente por agua.
- Si el ángulo de contacto $= 90$, humectabilidad intermedia o neutra.
- Si el ángulo de contacto > 90 , humectado preferencialmente por petróleo. [3]

Criterios fundamentales de humectabilidad de rocas

- La **fase mojan**te ingresa al medio poroso en forma espontánea, por lo tanto, es necesario entregar para sacarla del medio poroso.
- La **fase mojan**te tiende a ocupar lo capilares de menor diámetro dentro de la red poral, en consecuencia, la fase mojan
- La **fase no-mojante** es expulsada del medio poroso en forma espontánea, por lo tanto, no es necesario entregar energía para extraerla de la red poral. Solo es necesario disponer de una fuente de fase mojan
- La **fase no-mojante** tiende a ocupar los capilares de mayor diámetro dentro de la red poral. Y, en consecuencia, la fase no-mojante es más fácilmente movilizable.

***Importante:** En sistema ideales los medios porosos formados de capilares rectos, y en ausencia de fuerzas gravitatorias, el desplazamiento de la fase no-mojante por la fase mojan*te procede hasta que se produce un reemplazo total de una por otra. [3]

1.2.2 Tasa de flujo

El flujo de fluidos lo rigen 3 fuerzas principales que inciden en el comportamiento y el movimiento del crudo a través del medio poroso. Se puede establecer que el movimiento de los fluidos matemáticamente se indica a través de la siguiente ecuación [2]

Ecuación 3 Tasa de flujo

$$\text{Tasa de flujo} = \text{Fuerzas Gravitacionales} + \text{Fuerzas Capilares} + \text{Fuerzas Viscosas}$$

- **Fuerzas Gravitacionales**

La propiedad controlable del crudo es el $(\Delta\rho)$ la diferencia de densidad entre crudo y el fluido desplazante. Es importante mencionar que, durante el desarrollo de procesos térmicos, la densidad del crudo no cambia significativamente [2].

Ecuación 4 Fuerzas Gravitacionales

$$\frac{L * g * \Delta\rho * \text{Cos}\Theta}{\Delta P}$$

- **Fuerzas Capilares**

Las fuerzas capilares son las que conservan el crudo dentro de los poros, el factor $\sigma * \text{Cos}\theta c$ tiende a variar, esto conlleva a que el crudo pueda ser disuelto en la fase acuosa. Los procesos de disolución constituyen la inyección de químicos, es por ende que dicha investigación se enfoca en los crudos con viscosidades bajas [2].

Ecuación 5 Fuerzas Capilares

$$\frac{\sigma * \text{Cos}\theta c}{\sqrt{k * \Delta P}}$$

- **Fuerzas viscosas**

“La propiedad del crudo que se mantiene igual en este caso es la viscosidad. A medida que el flujo del crudo (v) aumenta la viscosidad (μ) disminuye. Hay dos formas físicas para reducir la viscosidad del crudo” [2].

- Con un solvente de baja viscosidad mezclar el crudo
- Con diferentes aumentos de temperatura calentar el crudo

Ecuación 6 Fuerzas Viscosas

$$\frac{K * \Delta P}{\mu * L * v}$$

1.2.3 Generalidades de la ley de Darcy

Se define la ley de Darcy como una ley experimental que define movimiento de filtración en un medio poroso saturado. Dicha ley dice que la velocidad del medio poroso es proporcional al gradiente hidráulico a través del coeficiente de permeabilidad.

El caudal de un fluido que circula por un medio poroso lineal depende de:

- Las propiedades geométricas del sistema: (**h**) Espesor de la arena
- Las características del fluido: Principalmente su viscosidad (**μ**)
- Las condiciones de flujo: Diferencia de Presión (**ΔP**) entre los extremos del sistema. [6]

Así mismo, el caudal (q) que circula en el medio poroso crece en forma directa con la diferencia de presión aplicada y con el espesor de arena disponible y decrece cuando aumenta la viscosidad del fluido.

Ecuación 7 Darcy

$$q = \frac{k * h}{\mu} \Delta P$$

Donde la constante que vincula ambos términos de la ecuación se conoce como permeabilidad (k) del medio poroso y constituye una propiedad de dicho medio. Cualquier modificación en la variable de viscosidad (μ) produce un cambio en las demás variables mencionadas, la permeabilidad es la única variable que permanece inalterada. [6]

1.3 Recuperación térmica

La recuperación térmica se utiliza para producir petróleos espesos y viscosos con gravedades API menores que 20. Estos petróleos no pueden fluir a menos que se los caliente y se reduzca su viscosidad lo suficiente para permitirles fluir hacia los pozos productores. Durante la recuperación térmica, el petróleo crudo sufre cambios físicos y químicos debido a los efectos del calor suministrado. Las propiedades físicas tales como la viscosidad, la gravedad específica y la tensión interfacial son alteradas, la recuperación térmica es una rama importante de los procesos de recuperación de petróleo mejorada. [4]

Los métodos térmicos más utilizados, se mencionarán a continuación:

1.3.1 Inyección cíclica de vapor (Huff and Puff)

La inyección cíclica de vapor es un proceso de recuperación térmica implementado con mucho éxito en yacimientos de crudo pesado. Como su nombre lo indica la inyección cíclica de vapor es un proceso que se desarrolla por ciclos, un ciclo de inyección de vapor está compuesto por tres etapas, una de inyección, una de remojo y finalmente una de producción.

Durante la etapa de inyección se suministra calor en forma de vapor húmedo a la formación productora por varios días o semanas según los requerimientos, el tiempo dependerá de la cantidad de vapor a inyectar y de la capacidad de los equipos destinados al proyecto. En este periodo se

recomienda que la tasa de inyección de vapor sea lo más alta posible, con el propósito de reducir las pérdidas de calor a lo largo del sistema de conducción de calor en superficie y del pozo.

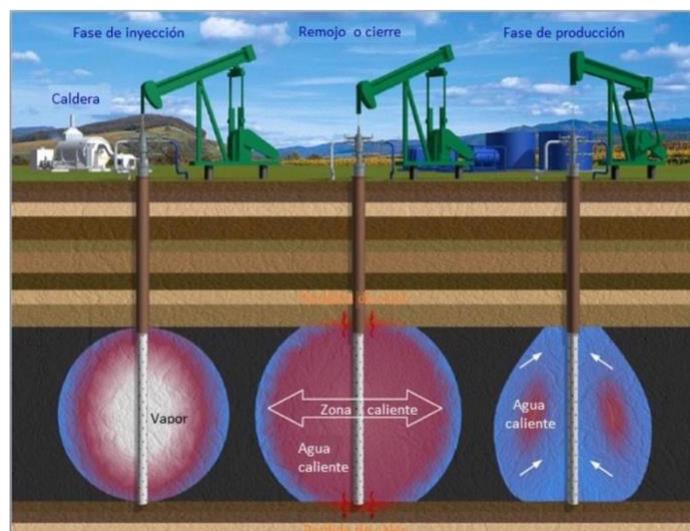
Una vez inyectado el volumen de vapor deseado en el yacimiento, se inicia el periodo de remojo, el objetivo es cerrar el pozo para que la energía contenida en el vapor sea transferida hacia la formación y sus fluidos; permitiendo una distribución más uniforme del calor inyectado.

La transferencia de calor genera un aumento en la temperatura promedio de la zona disminuyendo así la viscosidad del crudo en las cercanías de los pozos estimulados, lo cual facilita el flujo de aceite dentro de la formación. La duración del cierre del pozo depende de la cantidad de vapor inyectado.

Seguidamente después del periodo de remojo, el pozo es abierto a producción y empieza a producir una gran cantidad de agua a alta temperatura, como consecuencia de la condensación del vapor inyectado cerca de la cara del pozo. La tasa de producción de agua disminuye con el tiempo, originándose un aumento tanto en la tasa de producción de aceite como en su permeabilidad relativa cerca de la cara del pozo estimulado. Por tal razón, la respuesta del pozo a la estimulación dependerá principalmente de la viscosidad del petróleo y de otros parámetros. [5]

Figura 1.

Diagrama de Inyección Cíclica de Vapor



Nota. La figura presentada representa el proceso de un método térmico por Inyección Cíclica de Vapor. Tomado de: Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE,2013).

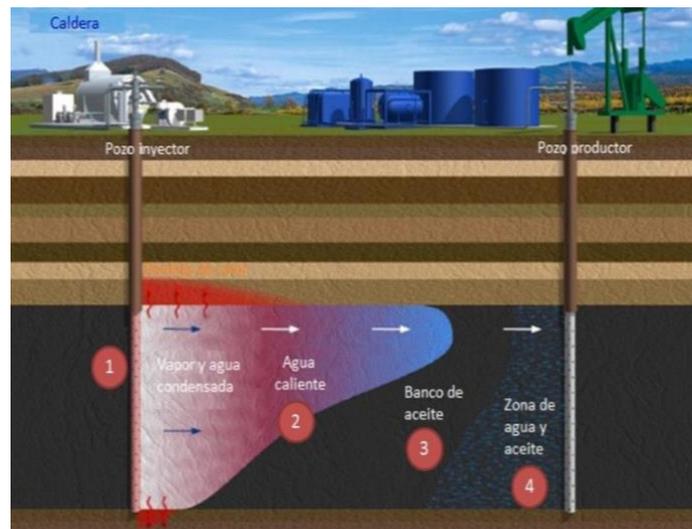
1.3.2 Inyección continua de vapor (Steam Drive)

La inyección continua de vapor es un proceso de recobro térmico que genera mecanismo de recuperación tales como la expansión de la roca y los fluidos, la reducción de la viscosidad del aceite y la destilación de las fracciones más livianas del mismo, siendo este último el efecto más representativo en yacimientos de crudo.

En este caso el vapor húmedo se pone en contacto con la formación a través de pozos inyectoros distribuidos en distintos arreglos. Al entrar en contacto el vapor con la zona cañoneada del pozo inyector, el vapor se eleva por diferencia de densidades hasta que encuentra una barrera impermeable. Al transcurrir el tiempo y teniendo en cuenta la continuidad de la inyección se forma la zona de vapor. Las fracciones de aceite que se encontraban en este espacio se empiezan a vaporizar formando conjuntamente una sola fase gaseosa. A medida que esta fase gaseosa se mueve en el yacimiento, se pierde calor, a la temperatura disminuye y se da lugar a fenómenos de condensación que forman el banco de agua caliente y aceite destilado. La vaporización, transporte y condensación de las fracciones de aceite conforman un proceso dinámico, y mantienen un banco de destilado que empuja el aceite del yacimiento hacia los pozos de producción. [6]

Figura 2.

Diagrama de Inyección Continua de Vapor



Nota. La figura presentada representa el proceso de un método térmico por Inyección Continua de Vapor. Tomado de: Departamento de energía de Estados Unidos (DOE,2013).

1.3.3 Combustión In Situ

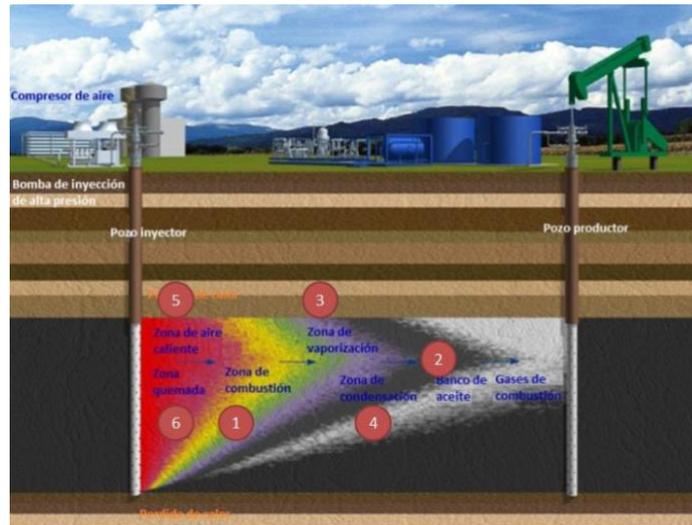
Es un proceso comercial para recuperación de petróleo pesado, aunque en los últimos años ha demostrado su aplicabilidad [7] a los yacimientos de petróleo medio y ligero. En este proceso se inyecta un gas que contiene oxígeno en la zona de petróleo con el fin de apoyar y propagar el frente de combustión previamente formado. El frente de combustión va en la dirección del flujo de aire, quemando una pequeña fracción de petróleo y proporcionando tanto un impulso de vapor como un intenso impulso de gas.

El proceso se inicia a veces bajando un calentador o encendedor en un pozo de inyección. A continuación, se inyecta aire en el pozo y el calentador se hace funcionar hasta que se logra la ignición. Tras calentar la roca circundante, se retira el calentador mientras se sigue inyectando aire para mantener el avance del frente de combustión. A veces se inyecta agua simultáneamente o alternativamente con el aire para formar vapor, lo que contribuye a un mejor aprovechamiento del calor y a reducir las necesidades de aire.

El proceso finalizará deteniendo la inyección de aire cuando se hayan quemado zonas previamente designadas o cuando el frente de combustión alcance los pozos productores. Normalmente, los vapores más ligeros y los gases de combustión tienden a subir a la parte superior de la zona petrolífera (este fenómeno se denomina Overriding o Bypassing) reduciendo así la eficacia del proceso de combustión. Alternativa o simultáneamente la inyección de aire-agua podría disminuir los efectos negativos de este fenómeno. [7]

Figura 3.

Diagrama de Combustión In Situ



Nota. La figura presentada representa el proceso de un método térmico por Combustión In Situ. Tomado de: Departamento de energía de Estados Unidos (DOE,2013).

Muchos de estos métodos térmicos se han aplicado en los campos de California y Venezuela, teniendo ya una amplia experiencia en la implementación de estos.

1.4 Productividad en los crudos pesados

El proceso de entender el comportamiento de un yacimiento requiere la identificación de los mecanismos que impulsan los fluidos hacia los pozos del yacimiento [3]. Cuando los pozos inician su vida productiva corresponde principalmente a la energía originada de dicho yacimiento, estos continúan produciendo las reservas de este durante periodos considerables, conllevando a una reducción de sus niveles energéticos. Cuando se origina un descenso en la capacidad de producción del yacimiento debido a la disminución de su presión interna, se denomina declinación de producción. Es por esta razón que se implementan los métodos de recobro secundario y terciario que permiten aumentar considerablemente esos niveles de producción, que se pierden al momento en que el yacimiento deja de producir con su propia energía.

En un estudio se demostró la situación y retos para el desarrollo de crudos pesados y extrapesados en México que se deben conocer para considerar este tipo de hidrocarburo como recurso energético

no convencional, cuando requieren tecnologías de producción diferentes a las practicas comunes de explotación, es decir cuando se necesitan métodos de recuperación térmica para movilizar los fluidos en el yacimiento. [8]

1.4.1 Criterios generales para la aplicación de métodos EOR térmicos en la producción de crudos pesados

-*Profundidad* – La mayoría se efectúa a menos de 2500 ft

-*Mínimo Petroleum in situ* – 1000 BY.

-*Porosidad* – Preferencialmente debe ser entre 18-20%

-*Saturación de agua* – La recuperación aproximada de un yacimiento es solo el 7% del petróleo in situ.

-*Segregación* – Esta característica es beneficiosa en la recuperación

-*Heterogeneidad del yacimiento* – Se refiere a la distribución de capas permeables y no permeables, esto permite saber si puede o no ser beneficiosa.

-*Espesor de la arena* – Para el método término de la inyección de vapor es conveniente tener espesores moderadamente altos.

-*Movilidad del petróleo* – El petróleo inmóvil es fundamental para crear un frete de calor.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

Para el desarrollo de la presente investigación se evaluarán y analizarán muestras de crudo pesado y extrapesado de las principales cuencas Venezuela y Colombia. Por lo cual para la investigación se contarán con 20 muestras de crudo que cumplan con la característica de la gravedad API (<18) y un valor de viscosidad de hasta 45.000 cp.

Por tal motivo, los procedimientos, datos y variables desarrollados para la caracterización y evaluación de las muestras de crudo anteriormente descritas se realizaron de la siguiente manera:

2.1 Pruebas evaluadas en la caracterización de los crudos

Inicialmente, se realiza el análisis de muestras de crudo de 500 ml que cumplan con las características específicas de gravedad (API <18) de las principales cuencas de Colombia-Venezuela cuyo crudo sea pesado y extrapesado, con el fin de analizarlas experimentalmente en el laboratorio. Se procede a caracterizar y evaluar las propiedades de los fluidos de cada una de las muestras tomando las siguientes pruebas:

- **Prueba de hidrómetro API:** Se basa en el principio de inmersión de un Termohidrómetro en una probeta graduada de 250ml que se lee registrando la graduación más cercana a la intersección del Termohidrómetro en la muestra, sin que toque las paredes de la probeta y soltarlo lentamente de manera que una vez se adhiera se lea la escala que tiene de manera vertical y después de transcurrido un tiempo sin cambio nos permite determinar la lectura de la gravedad API del crudo, este procedimiento se repitió con cada una de las muestras. [9]
- **Contenido de agua y sedimentos (BSW):** El procedimiento de esta prueba consiste en determinar el contenido de agua en una muestra de petróleo mediante el proceso de centrifugación, repartiendo equitativamente Varsol y muestra en el tubo de centrifuga de 100ml, agitando fuertemente hasta que se mezclen por completo, colocar los tubos en la centrifuga por 6 minutos, retirar los tubos y tomar la lectura analizando que porcentaje de agua y sedimentos tiene cada una de las muestras estudiadas en el laboratorio. [9]

2.2 Pruebas evaluadas para la determinar la relación de la viscosidad vs temperatura

- Diseño experimental de la selección de temperaturas

Las muestras de crudo van a ser sometidas a distintas sensibilidades de temperatura que van a estar relacionadas con las capacidades de los equipos donde sus viscosidades pueden ser medidas y variantes en función de las características de los crudos de Colombia y Venezuela. Existieron limitaciones en el equipo en cuanto a los límites de medición, pero se logró obtener un rango de temperatura muy similar y completo en ambos países que abarcara de (100 °F – 320 °F).

Una vez se caracterizaron las 20 muestras evaluadas, se procedió a realizar la prueba de Viscosidad Saybolt para determinar las viscosidades de cada muestra a diferentes sensibilidades de temperatura y posteriormente analizar los comportamientos de cada curva. Se procederá a organizar los resultados obtenidos en Excel según su gravedad API, Viscosidad y Temperatura. Para que de esta manera se coteje la data y se proceda hacer el respectivo análisis de cada una de ellas, identificando los diferentes comportamientos y curvaturas de las muestras evaluadas..

A continuación se darán a conocer los datos obtenidos en el laboratorio para cada una de las muestras de Colombia y Venezuela:

- **Prueba viscosímetro Saybolt:** Esta prueba consiste en un recipiente cilíndrico para la muestra de líquido (Celda Saybolt Universal) y de un frasco de contención (Copa Saybolt), colocado debajo para recibir y medir el líquido descargado del recipiente. El flujo de fluidos es controlado por un tapón que sella el orificio de la salida, la prueba consiste en dejar fluir una cantidad establecida (60ml) por las normas internacionales ASTM, si el tiempo que requiere el líquido para fluir este volumen es superior a los 1000 segundos, la prueba pasa a ser una aproximación con un margen de error muy alto. Esta prueba nos permitió reportar los cambios de la viscosidad respecto a varias sensibilidades de temperatura. [9]
- **Prueba viscosímetro rotatorio digital:** Los viscosímetros rotarios utilizan un eje giratorio para medir la resistencia del fluido al flujo. Este tipo de viscosímetros se componen de un cilindro que gira de vaso de medición donde el fluido se encuentra en su exterior. El movimiento del rotor es accionado por un motor de corriente continua con velocidad fija o programa (Mott,1996), esta prueba nos permitió corregir el margen de error que se lograba ver en la del viscosímetro Saybolt

para algunas de las muestras por sus viscosidades tan altas y evitar al máximo el posible margen de error cuando su tiempo de fluir fue superior a los 1000 segundos. [9]

2.3 Análisis gráfico del comportamiento de la viscosidad (μ) vs temperatura (T)

Se procederá a analizar visual y cuantitativamente los comportamientos gráficos de viscosidad y temperatura que tendrán las 20 muestras de crudo evaluadas en Colombia y Venezuela. La intención de la investigación sería identificar tendencias y/o comportamientos similares entre los crudos pesados y extrapesados evaluados de cada país. Esta comparación permitirá determinar los comportamientos μ vs T de las cuencas petrolíferas de crudo pesado más representativas de ambos países, otorgando así tendencias, similitudes y una guía general de como varían estas variables, otorgando temperaturas operativas alcanzables y rentables que se traduzcan en un rango óptimo de aprovechamiento en viscosidad que mejora la movilidad de los fluidos producidos, aumentando productividad en sistemas EOR-Térmicos.

2.4 Desarrollo gráfico de tendencia viscosidad (μ) vs temperatura (T)

En esta investigación se realizará una evaluación grafica de 20 muestras de crudo, generando las mismas a través de los datos obtenidos por laboratorio.

Para ello, se realizará el análisis de comportamiento de cada una de las muestras de crudo estudiadas, donde dividiéndose por cada país se realizaría inicialmente una curva tipo de Colombia y otra de Venezuela indicando la variabilidad que experimentan los crudos pesados y extrapesados en cada país a través de gráficos de tendencia (gráfica de cada muestra representando μ vs T) y dispersión (serie de puntos donde una línea exponencial representara el mejor comportamiento posible de μ vs T). Posteriormente, se procederá a plasmar los puntos de dispersión que representen las μ vs T de cada país sobre un mismo eje cartesiano para definir usando una gráfica de dispersión con línea de tendencia exponencial el comportamiento general que definiría a los crudos de ambos países. De igual, manera esta gráfica permitiría, en función de la dispersión entre puntos identificar una similitud o no entre crudos de ambos países.

Esta tendencia permitirá identificar un “rango de interés térmico” que representará la mejor viabilidad operativa a la hora de aplicar eficientemente métodos EOR-térmicos y una mejor producción (menor rango de temperatura aplicable con la mayor caída de viscosidad).

2.5 Tendencias de producción

Este objetivo se definiría con el rango de interés térmico ya obtenido en la gráfica de tendencia entre Colombia y Venezuela. Comprobando la importancia de los comportamientos de la curva conjunta, a través de la selección de cualquier temperatura dentro del rango de interés térmico obtenido en el gráfico anterior, corroborando como a la temperatura seleccionada se consigue una viscosidad óptima que permita el aumento de la productividad en un rango específico que puede ser calculado mediante una variante simple de la ecuación de Darcy, como se muestra a continuación:

Ecuación 8 Darcy

$$q = \frac{k * h}{\mu} \Delta P$$

Como dato de referencia, se tomará información de producción del pozo productor de crudo pesado del campo Girasol (caso base) cuya cuenca haya sido objeto de estudio, para posteriormente luego de observado las tendencias de μ vs T, gracias a una temperatura promedio proveniente del rango de interés térmico, se consiga una viscosidad promedio que permita demostrar una mejora en productividad a través de la interpretación desarrollada en la investigación.

3. RESULTADOS Y ANALISIS

A continuación, se darán a conocer los resultados de la investigación y posteriormente su respectivo análisis para concluir los aportes realizados.

Inicialmente, se mostrará la data obtenida en las pruebas de laboratorio de las muestras de crudo, nueve (9) correspondientes a Colombia y (11) correspondientes a Venezuela.

Tabla 2.

Data muestras de Colombia

COLOMBIA		
Muestra	Campo o Pozo Evaluado	Gravedad API
1	Yarigui-57	14
2	Rubiales	14.9
3	Costayaco	12.3
4	Castilla	13.6
5	Tilo-2	14
6	Akacias	8
7	Girasol	11.2
8	Moriche	13.4
9	San Roque	13.2

Nota. En esta tabla se registran las muestras evaluadas y su correspondiente gravedad API obtenida en laboratorio.

Tabla 3.

Data muestras de Venezuela

VENEZUELA		
Muestra	Campo o Pozo Evaluado	Gravedad API
1	San Tome	8.95
2	Cabrutica	8.8
3	Carabobo	8.45
4	Boyaca	7.9
5	Arecuna	9.8
6	Bare	8.2
7	Cerro Negro	8.7
8	Ayacucho	9.1
9	Morichal	10.1
10	Boyaca-8	7.5
11	Junín	8.6

Nota. En esta tabla se registran las muestras evaluadas y su correspondiente gravedad API obtenida en laboratorio.

Tabla 4.

Data μ y T muestras Colombia

COLOMBIA			
Muestra 1	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Yarigui-57	14	4460	100
		2666	145
		2068	160
Muestra 2	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Rubiales	14.9	347	113
		202	125
		86	148
		79	165
Muestra 3	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Costayaco	12.3	665	146
		339	169
		135	198
Muestra 4	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Castilla	13.6	445	113
		337	124
		212	147
		107	167
Muestra 5	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Tilo-2	14	535	130
		345	140
		335	155
		330	160
Muestra 6	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Akacias	8	353	110
		321	140
		261	195
Muestra 7	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Girasol	11.2	1612	140
		165	185
		10	350
Muestra 8	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Moriche	13.4	272	140
		103	175
		84	180
Muestra 9	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
San Roque	13.2	532	140
		143	180
		11	300

Nota. En esta tabla se registran los valores de μ y T obtenidos en laboratorio para las muestras de Colombia.

Tabla 5.

Data μ y T muestras Venezuela

VENEZUELA			
Muestra 1	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
San Tome	8.95	2300	132
		158	201
		38	284
Muestra 2	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Cabrutica	8.8	6867	101
		4600	111
		2600	123
Muestra 3	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Carabobo	8.45	3184	119
		194	210
		51	290
Muestra 4	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Boyaca	7.9	44000	104
		329	204
		63	291
Muestra 5	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Arecuna	9.8	572	139
		125	180
		79	210
Muestra 6	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Bare	8.2	7500	125
		256	200
		37	300
Muestra 7	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Cerro Negro	8.7	2389	116
		117	220
		18.7	320
Muestra 8	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Ayacucho	9.1	1681	138
		108	220
		18	320
Muestra 9	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Morichal	10.1	875	124
		83	220
		15	320
Muestra 10	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
Boyaca-8	7.5	820	180
		288	212
		80	275
Muestra 11	°API	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)

Junín	8.6	2560	130
		1100	160
		227	205

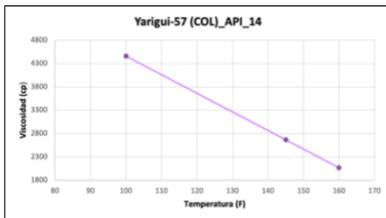
Nota. En esta tabla se registran los valores de μ y T obtenidos en laboratorio para las muestras de Venezuela.

Se darán a conocer las gráficas de las 20 muestras analizadas las cuales cumplieron con las características establecidas de gravedad ($API < 18$) y viscosidades de hasta 45.000 cp de las cuencas más representativas de cada país. A continuación, se muestran de manera general las gráficas de tendencia Viscosidad vs Temperaturas analizadas de Colombia:

GRÁFICAS TIPO COLOMBIA

Figura 6.

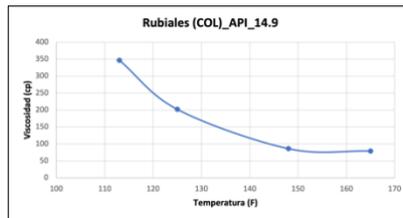
Muestra Yarigui-57



Nota. Gráfica Yarigui-57 (μ vs T) Muestra 1 Colombia

Figura 5.

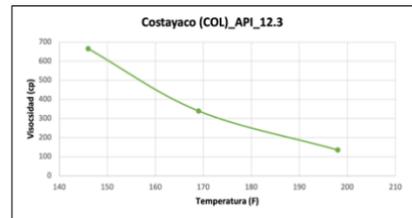
Muestra Rubiales



Nota. Gráfica Rubiales (μ vs T) Muestra 2 Colombia

Figura 4.

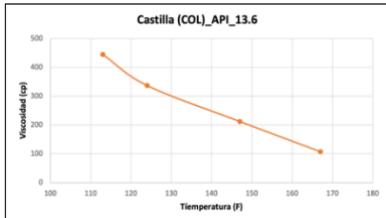
Muestra Costayaco



Nota. Gráfica Costayaco (μ vs T) Muestra 3 Colombia

Figura 7.

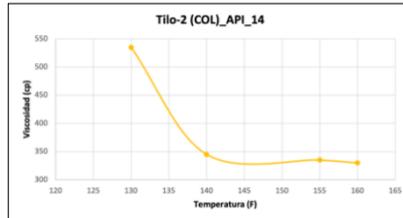
Muestra Castilla



Nota. Gráfica Castilla (μ vs T) Muestra 4 Colombia

Figura 8.

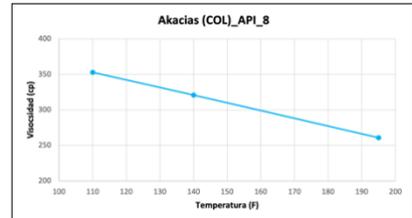
Muestra Tilo-2



Nota. Gráfica Tilo-2 (μ vs T) Muestra 5 Colombia

Figura 9.

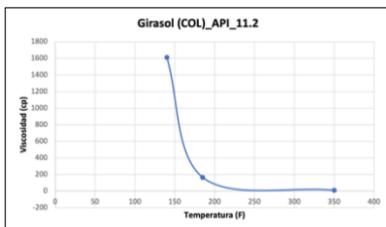
Muestra Akacias



Nota. Gráfica Akacias (μ vs T) Muestra 6 Colombia

Figura 10.

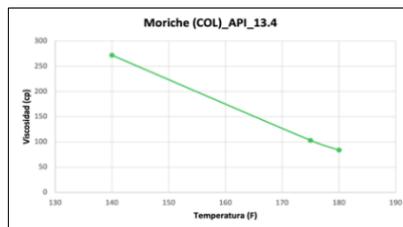
Muestra Girasol



Nota. Gráfica Girasol (μ vs T) Muestra 7 Colombia

Figura 11.

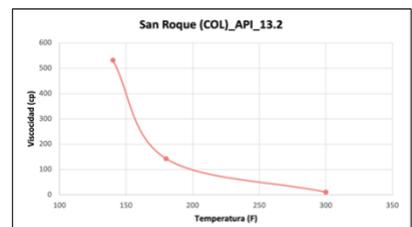
Muestra Moriche



Nota. Gráfica Moriche (μ vs T) Muestra 8 Colombia

Figura 12.

Muestra San Roque



Nota. Gráfica San Roque (μ vs T) Muestra 9 Colombia

Partiendo del compendio de gráficas analizadas, para un mejor estudio se dividirán las gráficas inicialmente en función de aquellas muestras de crudo que según comportamiento demuestren líneas rectas y posteriormente las de comportamiento más exponencial.

Tabla 6.

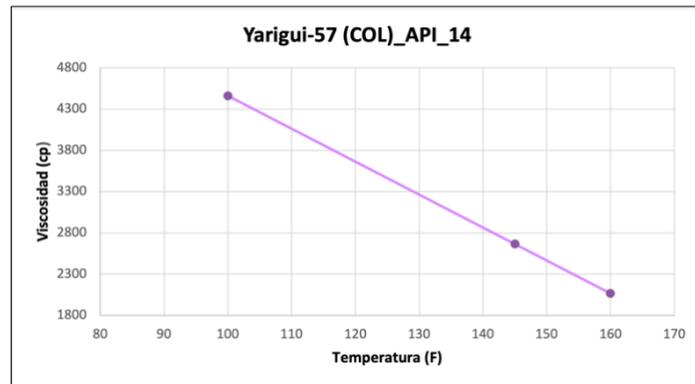
Muestra Yarigui-57

MUESTRA 1 COL	
Yarigui-57 (14 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
4460	100
2666	145
2068	160

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 1

Figura 13.

Gráfica muestra Yarigui-57



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 1 – Yarigui-57

-Para la Muestra 1 del pozo **Yarigui-57** ubicado en la cuenca del **Valle Medio de Magdalena**, se puede observar que es la muestra con viscosidad más elevada de las obtenidas en Colombia 4460 cp. Esto pudiera deberse a presencia de parafinas. Según la (Gráfica 1 Muestra Yarigui-57), el detrimento de viscosidad más visible está en el primer rango de temperatura estudiado 100 °F – 145 °F, alcanzando caída de 1764 cp al variar desde 4460 cp a 2666 cp respectivamente. Por el contrario, el segundo rango de temperatura evaluado de 145 °F -160 °F, en este puede observarse como la viscosidad solo tiene un cambio de 598 cp, un 64% menos que la primera viscosidad.

Tabla 7.

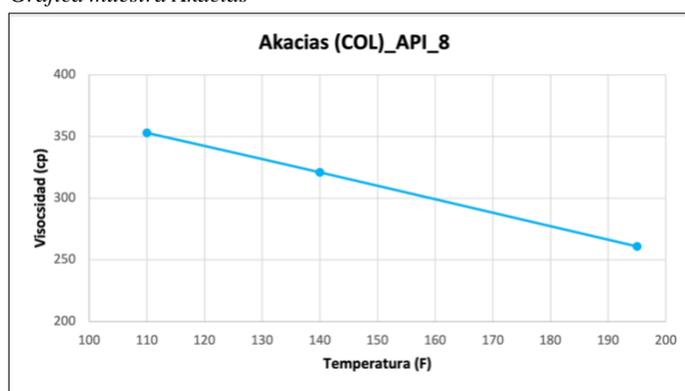
Muestra Akacias

MUESTRA 6 COL	
Akacias (8 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
353	110
321	140
261	195

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 6

Figura 14.

Gráfica muestra Akacias



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 6 – Akacias

-Para la Muestra 6 del campo **Akacias** ubicado en la cuenca de **Llanos Orientales**, se puede identificar que para esta muestra aunque tenga un rango de temperatura más alto 195 °F-300 °F para evaluar, su viscosidad solo podría bajar unos pequeños puntos porcentuales en este rango, comprobando en esta grafica el comportamiento de que aun así se aplique una temperatura muy elevada, su cambio respecto a la viscosidad no será significativo, lo que directamente influye a la hora de una viabilidad económica y técnica de la aplicación de métodos térmicos. Se pudo identificar en todo momento viscosidades no muy altas ($\mu= 353$ a $\mu=261$) a pesar de tener una gravedad (°API 8). Si bien se ve que en este caso la aplicación del último rango de temperatura (140°F -195°F) es bastante elevado con respecto a la muestra 1 (Pozo Yarigui-57), su viscosidad solo mostró un detrimento de 60 cp. ($\mu =321$ cp a $\mu =261$ cp).

Tabla 8.

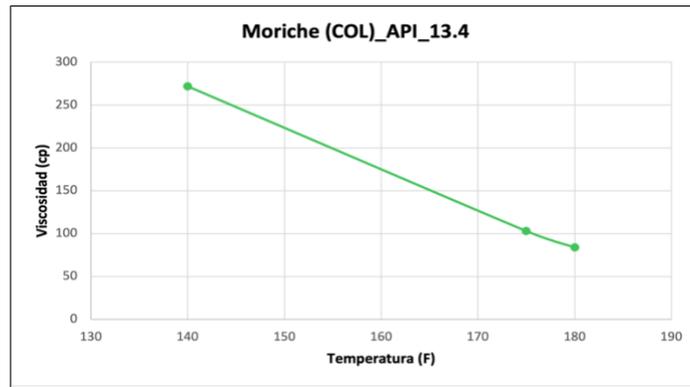
Muestra Moriche

MUESTRA 8 COL	
Moriche (13.4 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
272	140
103	175
84	180

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 8

Figura 15.

Gráfica Muestra Moriche



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 8 – Moriche

-Para la muestra 8 del campo **Moriche** ubicado en la cuenca del **Valle Medio del Magdalena**, comparativamente con la muestra 1 (Pozo Yarigui-57) se puede observar el cambio significativo en cuanto a los valores de viscosidad Muestra 1 $\mu=4460$ cp – Muestra 8 $\mu=272$ cp, pero también se puede identificar que según el primer rango de temperatura aplicado a la muestra 140 °F-175 °F la viscosidad tiene un detrimento de 169 cp, lo que permite tener un rango óptimo de viscosidad sin una aplicación de temperatura elevada.

Al observar las gráficas anteriormente presentadas, se puede identificar sus diferentes comportamientos de μ vs T , pero con algo muy importante en común como lo es su tendencia. Se puede apreciar como en estas gráficas el porcentaje de agua es ($< 1\%$), lo que indica que las

muestras prácticamente están deshidratadas, debido a que su porcentaje de agua es casi despreciable, por esta razón se denotaría su tendencia de línea recta.

El siguiente grupo de muestras evaluadas tendrán la particularidad de presentar una tendencia levemente curvada, esto probablemente se debe a la leve humectabilidad aún presente en la muestra de crudo (agua $\leq 3\%$) pero que, sin embargo, denotan un comportamiento importante a evaluar al ser expuestas a distintas temperaturas a lo largo del proceso. Las gráficas son las siguientes:

Tabla 9.

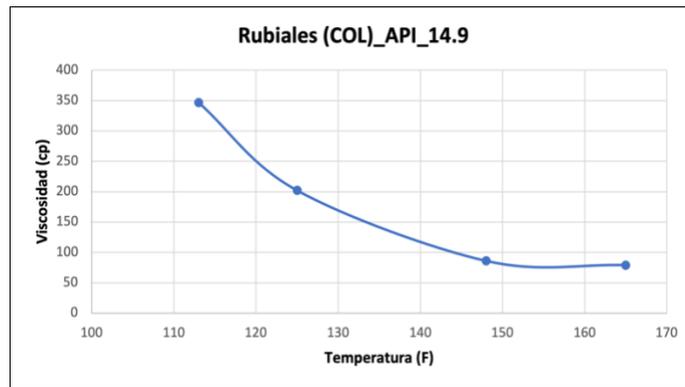
Muestra Rubiales

MUESTRA 2 COL	
Rubiales (14.9 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
347	113
202	125
86	148
79	165

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 2

Figura 16.

Gráfica muestra Rubiales



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 2 – Rubiales

-Para la Muestra 2 del campo **Rubiales** ubicado en la Cuenca de **Llanos Orientales**, se puede observar cómo al evaluar un rango inicial de temperatura entre 125 °F y 148 °F, la viscosidad cae abruptamente un 42,57% al ir de 202 cp hasta los 86 cp. Este comportamiento experimentado indica que, aunque el rango de temperatura evaluado no es tan amplio, se observa que es la zona donde más baja o cae la viscosidad, siendo esto beneficioso para el propósito no solo de la

investigación sino de todo proceso EOR-Térmico al poderse encontrar grandes descensos de viscosidad sin tanta aplicación de energía. Por otro lado, si se toma como rango de temperatura 148 °F -165 °F, puede observarse como la viscosidad, por el contrario, apenas cae 7 cp, indicando que desde el tercer punto evaluado de temperatura 148 °F, $\mu=86$ cp hasta el último punto T=165 °F, $\mu=79$ cp, el cambio de viscosidad es de 8% por ende este puede considerarse poco significativo o de bajo interés por lo costoso de alcanzar dichas temperaturas para un detrimento de viscosidad tan bajo.

Tabla 10.

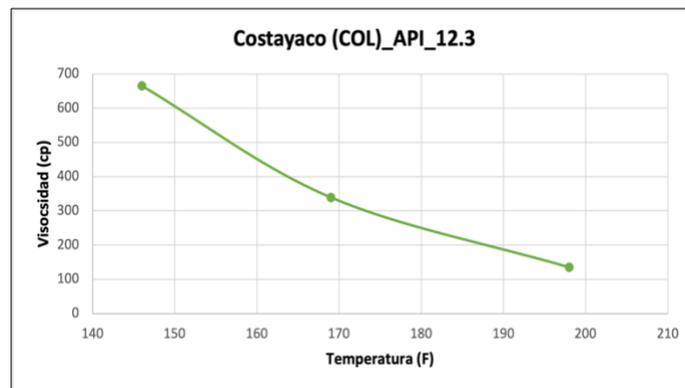
Muestra Costayaco

MUESTRA 3 COL	
Costayaco (12.3 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
665	146
339	169
135	198

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 3

Figura 17.

Gráfica muestra Costayaco



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 3 – Costayaco

-Para la Muestra 3 del pozo **Costayaco** ubicado en la **Cuenca de Caguán Putumayo**, nos permite ver unos rangos de temperatura evaluados mucho más altos 146 °F-198 °F comparados con la muestra 2 (Rubiales) y muestra 4 (Castilla), pero su caída de viscosidad más abrupta va desde $\mu=339$ cp hasta $\mu=135$ cp evaluada en el tercer rango de viscosidad 146 °F-198 °F lo que permite identificar un comportamiento atípico en cuanto a su caída de viscosidad con respecto a las otras dos muestras analizadas en esta sección.

Tabla 11.

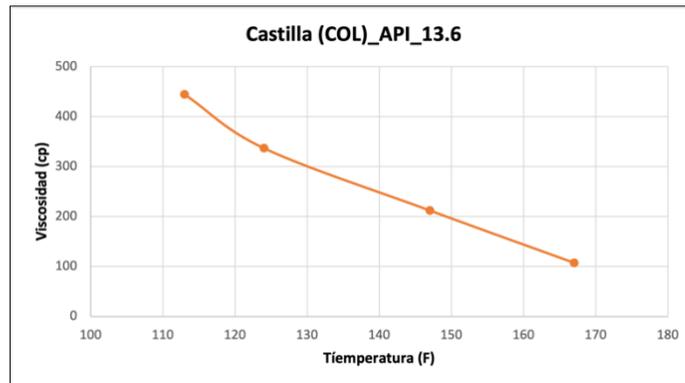
Muestra Castilla

MUESTRA 4 COL	
Castilla (13.6 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
445	113
337	124
212	147
107	167

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 4

Figura 18.

Gráfica muestra Castilla



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 4 – Castilla

-Para la Muestra 4 del campo **Castilla** ubicado en la **Cuenca de Llanos Orientales**, en esta grafica podemos observar una tendencia prácticamente recta, pero con una leve curvatura en su primer rango de temperatura evaluado desde 113 °F hasta los 124 °F, donde en el mismo se observa una reducción de viscosidad partiendo de 445 cp hasta los 337 cp, lo que permite identificar que las viscosidades caen progresivamente, pero en todos sus puntos evaluados no tienen en particular una caída totalmente representativa de viscosidad, esta muestra se comporta muy constante en su comportamiento sin importar los rangos de temperatura evaluados.

Finalmente, en estas graficas se puede identificar una serie de tendencias totalmente curvadas, se interpretan esos cambios debido a la humectabilidad por agua que aun poseen las muestras alrededor del ($\leq 5\%$) estos comportamientos tan cambiantes se analizarán a continuación:

Tabla 12.

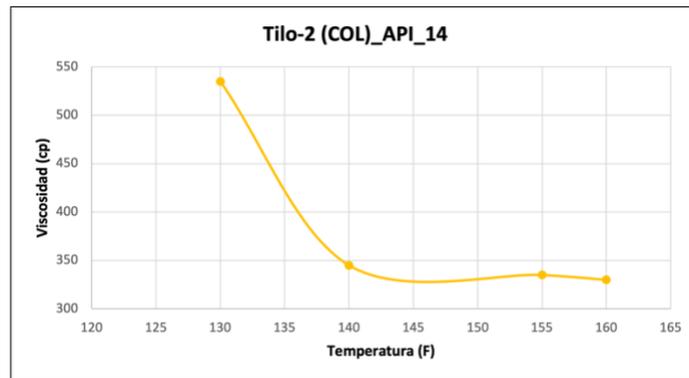
Muestra tilo-2

MUESTRA 5 COL	
Tilo-2 (14 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
535	130
345	140
335	155
330	160

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 5

Figura 19.

Gráfica muestra Tilo-2



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 5 – Tilo-2

-Para la Muestra 5 del pozo **Tilo-2** ubicado en la **Cuenca de Llanos Orientales**, se puede identificar que en el primer rango de temperatura evaluado 130 °F-140 °F al solo aplicar 10 °F, se obtiene un detrimento de la viscosidad de 190 cp; esto permite determinar un rango muy favorable de aplicación operativa, sin tanto gasto energético. Por otro lado, permite hacer despreciable los demás puntos evaluados, debido a que su cambio de viscosidad baja solamente (5 – 10 cp), es decir que, aunque se le aplique un rango de temperatura más elevado, no serán representativos estos cambios para la aplicación de los métodos térmicos.

Tabla 13.

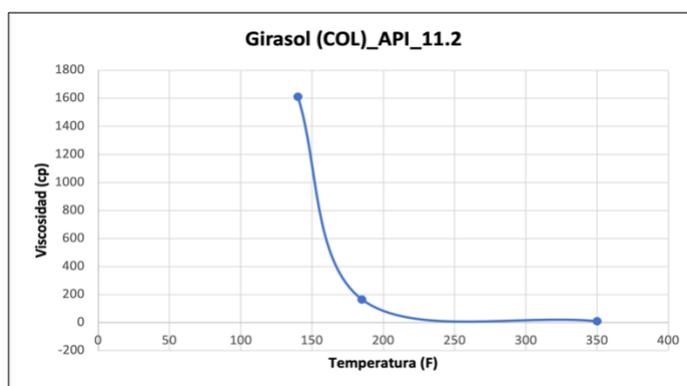
Muestra Girasol

MUESTRA 7 COL	
Girasol (11.2 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
1612	140
165	185
10	350

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 7

Figura 20.

Gráfica muestra Girasol



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 7 – Girasol

-Para la Muestra 7 del pozo **Girasol** ubicado en la **Cuenca del Valle Medio del Magdalena**, se puede observar en esta curva, como la caída de viscosidad se pronuncia bastante durante el primer rango de temperatura aplicado 140 °F - 185 °F. Esta aplicación cuenta con un amplio margen evaluado, comparado con las demás muestras analizadas, dado que, en esta muestra, la temperatura estudiada más alta es de 350 °F y al agregar este valor a un rango térmico entre 185 °F-350 °F, puede observarse como en esta muestra alcanzar tan altas temperaturas no genera mayor aprovechamiento térmico al modificar levemente la viscosidad, siendo esto operativa y económicamente inviable.

Tabla 14.

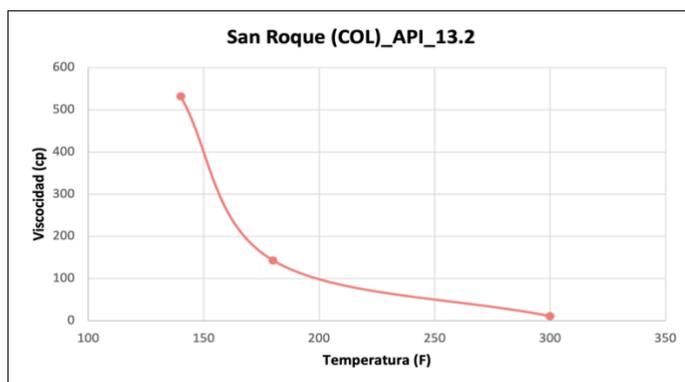
Muestra San Roque

MUESTRA 9 VEN	
San Roque (13.2 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
532	140
143	180
11	300

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 9

Figura 21.

Gráfica muestra San Roque



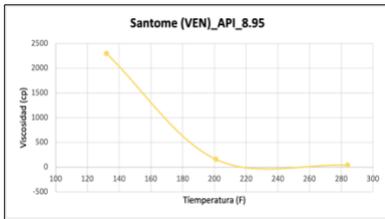
Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 9 – San Roque

-Para la Muestra 9 del pozo **San Roque** ubicado en la **Cuenca del Valle Medio del Magdalena**, en esta muestra en particular se puede analizar como la viscosidad inicial de 532 cp es muy parecida a la de la muestra 5 donde su viscosidad es de 535 cp, pero que aun así antes los rangos de temperatura evaluados su comportamiento difiere mucho en los cambios de viscosidad, ya que en esta muestra el primer rango de temperatura evaluado 140 °F - 180 °F genera que la viscosidad caiga 389 cp, por lo cual para esta rango decrece bastante sin mucho aplicación de temperatura.

A continuación, se muestran de manera general las gráficas de tendencia Viscosidad vs Temperaturas evaluadas de Venezuela:

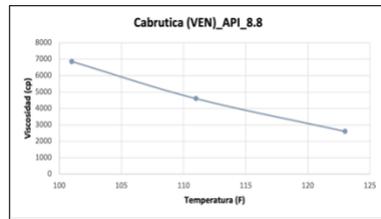
GRÁFICAS VENEZUELA

Figura 22. Muestra Santome



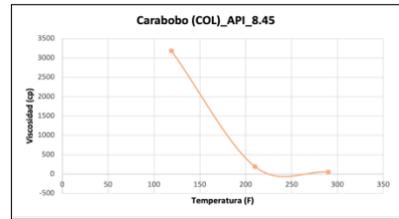
Nota. Gráfica Santome (μ vs T) Muestra 1 Venezuela

Figura 1. Muestra Cabrutica



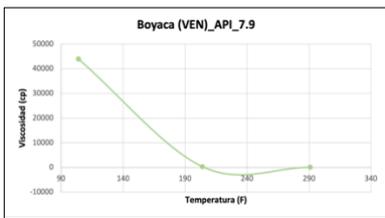
Nota. Gráfica Cabrutica (μ vs T) Muestra 2 Venezuela

Figura 9. Muestra Carabobo



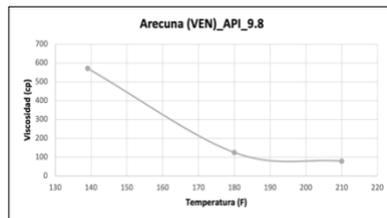
Nota. Gráfica Carabobo (μ vs T) Muestra 3 Venezuela

Figura 12. Muestra Boyaca



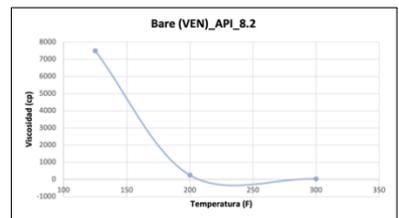
Nota. Gráfica Boyaca (μ vs T) Muestra 4 Venezuela

Figura 11. Muestra Arecuna



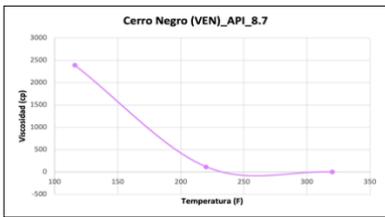
Nota. Gráfica Arecuna (μ vs T) Muestra 5 Venezuela

Figura 10. Muestra Bare



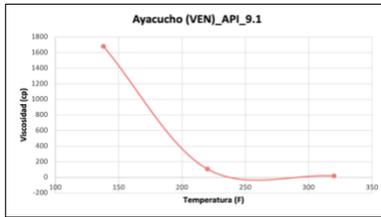
Nota. Gráfica Bare (μ vs T) Muestra 6 Venezuela

Figura 15. Muestra Cerro Negro



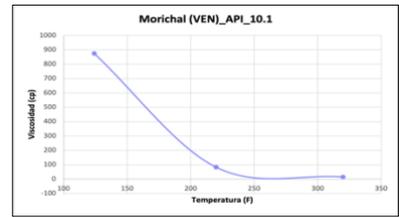
Nota. Gráfica Cerro Negro (μ vs T) Muestra 7 Venezuela

Figura 14. Muestra Ayacucho



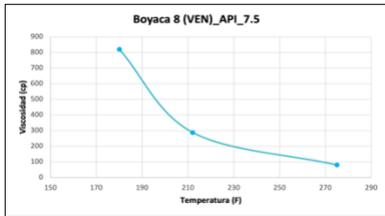
Nota. Gráfica Ayacucho (μ vs T) Muestra 8 Venezuela

Figura 13. Muestra Morichal



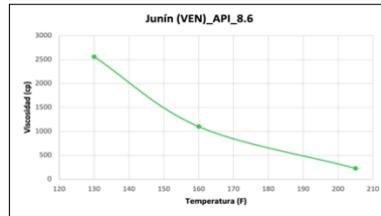
Nota. Gráfica Morichal (μ vs T) Muestra 9 Venezuela

Figura 17. Muestra Boyaca-8



Nota. Gráfica Boyaca-8 (μ vs T) Muestra 10 Venezuela

Figura 16. Muestra Junin



Nota. Gráfica Junin (μ vs T) Muestra 11 Venezuela

Una vez presentadas las gráficas, se analizarán los diferentes comportamientos que se evidencian en las muestras de crudo evaluadas de Venezuela. A continuación, se mostrará la tendencia de línea recta y posteriormente se presentarán las de comportamiento más exponencial:

Tabla 15.

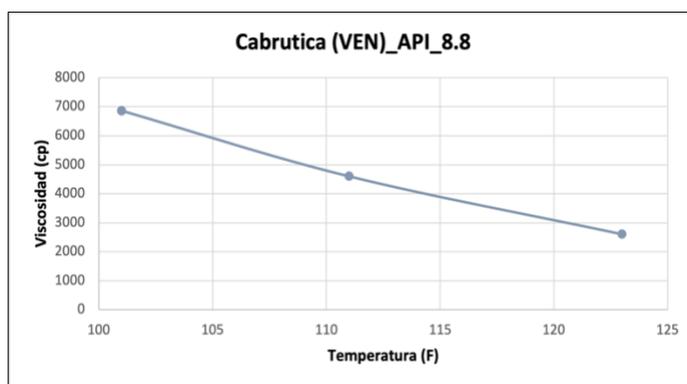
Muestra Cabrutica

MUESTRA 2 VEN	
Cabrutica (8.8 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
6867	101
4600	111
2600	123

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 2

Figura 18.

Gráfica muestra Cabrutica



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 2 – Cabrutica

-Para la Muestra 2 del campo **Cabrutica** ubicada en la **Faja Petrolífera del Orinoco**, se observa una tendencia lineal, donde se aprecian desde el inicio altas viscosidades (6867 cp). Al momento de estudiar el primer rango de temperatura (101 °F - 111 °F), es cuando la viscosidad experimenta su mayor caída al pasar de 6867 cp a 4600 cp, representando una caída total de 2267 cp. En este caso, aunque las temperaturas aplicadas no son tan altas, se pueden observar cambios de viscosidad representativos.

Se puede apreciar lo anteriormente mencionado para Colombia, en esta gráfica el porcentaje de agua es (< 1%), lo que indica que las muestras prácticamente están deshidratadas, su porcentaje de agua es casi despreciable, por esta razón se denotaría su tendencia de línea recta. Adicionalmente a continuación se analizarán otras variables que puedan influir en su comportamiento:

Posteriormente, se presentarán las gráficas correspondientes a una tendencia levemente curvada que tiene la particularidad de presentar una leve humectabilidad de agua ($\leq 3\%$), también se analizarán los comportamientos y las posibles variables involucradas:

Tabla 16.

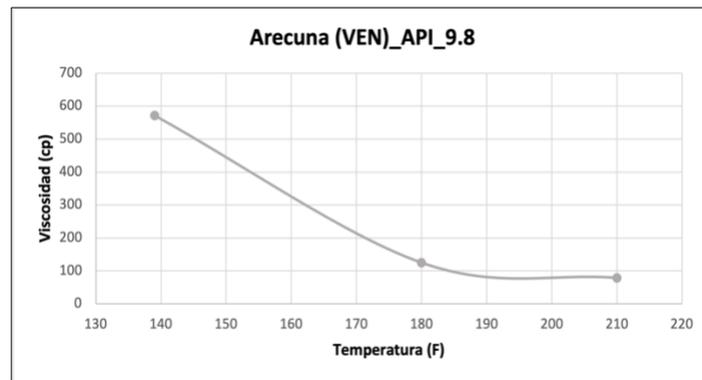
Muestra Arcuna

MUESTRA 5 VEN	
Arcuna (9.8 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura(°F)
572	139
125	180
79	210

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 5

Figura 19.

Gráfica muestra Arcuna



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 5 – Arcuna

-Para la Muestra 5 del campo **Arcuna** ubicado en la **Faja Petrolífera del Orinoco**, se pueden observar unos cambios de viscosidad bastante representativos durante la aplicación del primer rango de temperatura 139 °F-180 °F la viscosidad disminuye de $\mu = 572$ cp a $\mu = 125$ cp, también se puede identificar en la gráfica que después del segundo punto evaluado $\mu = 125$ cp la tendencia tiende a ser una línea recta, lo que se puede interpretar como un cambio de viscosidad no representativo a partir de la aplicación del segundo rango de temperatura 180 °F-210 °F.

Tabla 17.

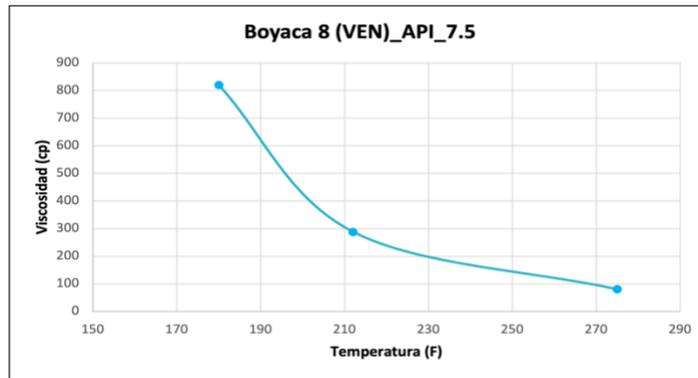
Muestra Boyaca-8

MUESTRA 10 VEN	
Boyaca-8 (7.5 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
820	180
288	212
80	275

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 10

Figura 20.

Gráfica muestra Boyaca-8



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 10 – Boyaca-8

-Para la Muestra 10 del pozo **Boyaca-8** ubicado en la **Faja Petrolífera del Orinoco**, se puede identificar algo muy particular, y es que este crudo es uno de los más pesados evaluados, con una gravedad API de 7.5, pero no por esta razón posee la viscosidad más altas, ya que su punto de viscosidad más alto observado es de 820 cp. Importante destacar, que su detrimento más importante se presenta en el primer rango de temperatura evaluado desde 180 °F hasta los 212 °F, y que si bien son temperaturas alta, es aquí donde puede evidenciarse el mejor aprovechamiento de energía aplicada al encontrar una caída de viscosidad de hasta la temperatura de 275 °F, siendo esta en todos los rango evaluados, el más grande de todos.

Tabla 18.

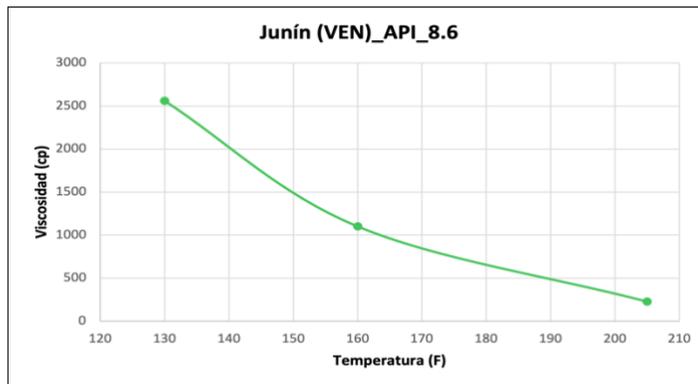
Muestra Junín

MUESTRA 11 VEN	
Junín (8.6 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura(°F)
2560	130
1100	160
227	205

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 11

Figura 21.

Gráfica muestra Junín



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 11 – Junín

-Para la Muestra 11 del campo **Junín** ubicado en la **Faja Petrolífera del Orinoco**, se puede observar una viscosidad alta de 2560 cp en comparación con la muestra 5 (Arecuna) y la muestra 10 (Boyaca-8). También se puede observar que en el segundo rango de temperatura aplicado 160 °F - 205 °F, se presenta la caída más abrupta de viscosidad que disminuye de 1100 cp a 227 cp. Su tendencia en particular solo tiene un leve punto de inflexión en su segundo punto evaluado.

Para finalizar, se concluirá analizando las gráficas con un comportamiento y tendencia totalmente curvo, esos cambios se pueden deber a la humectabilidad por agua que aun poseen las muestras que puede ser ($\leq 5\%$). A continuación, se analizará y observará que otras variables pueden influir en su tendencia.

Tabla 19.

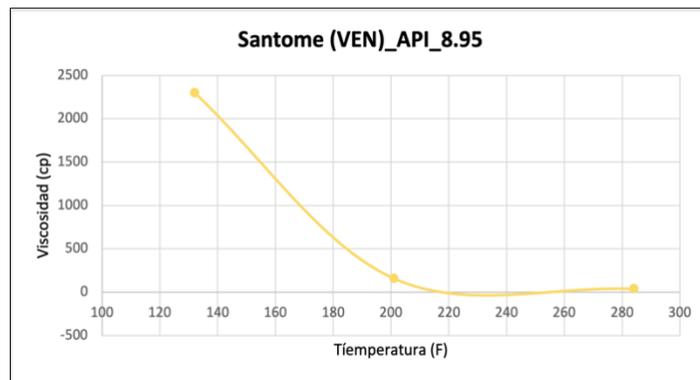
Muestra Santome

MUESTRA 1 VEN	
Santome (8.95 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
2300	132
158	201
38	284

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 1

Figura 22.

Gráfica muestra Santome



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 1 – Santome

-Para la Muestra 1 del campo **Santome** ubicado en la **Faja Petrolífera del Orinoco**, se puede observar una caída bastante pronunciada de la viscosidad que tiene un detrimento de $\mu = 2300$ cp a $\mu = 158$ cp en la aplicación del primer rango de temperatura 132 °F-201 °F, su comportamiento permite identificar que después del segundo rango de temperatura evaluado 201 °F-284 °F su viscosidad se comporta prácticamente lineal. Adicionalmente, el gasto energético sería mucho mayor si se pretende bajar aún más la viscosidad, lo que nos comprueba que no sería representativo ni rentable.

Tabla 20.

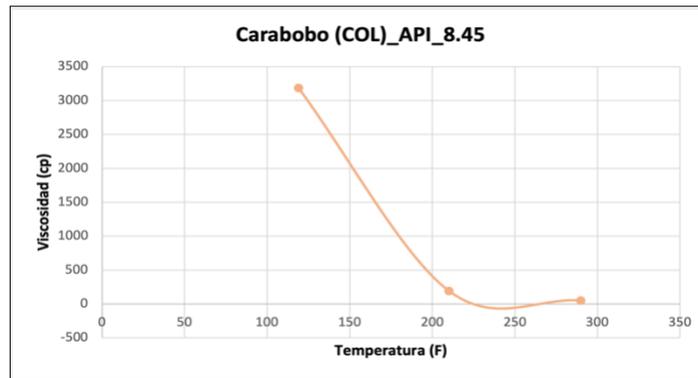
Muestra Carabobo

MUESTRA 3 VEN	
Carabobo (8.45 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
3184	119
194	210
51	290

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 3

Figura 23.

Gráfica muestra Carabobo



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 3 – Carabobo

-Para la Muestra 3 del campo **Carabobo** ubicado en la **Faja Petrolífera del Orinoco**, se puede identificar una viscosidad mucho mayor de 3184 cp que la de la muestra 1 (Santome) siendo esta 2300 cp, pero con un comportamiento en común y es el detrimento representativo que tienen durante el primer rango de temperatura aplicado respectivamente Muestra 3 119 °F-210 °F y Muestra 1 132 °F-201 °F. Así mismo, presenta unos cambios de viscosidad poco representativos. Es importante mencionar que para este caso si se cumple que a menor gravedad API (esta muestra es de °API 8.45), mayor viscosidad, siendo esta de 3184 cp.

Tabla 21.

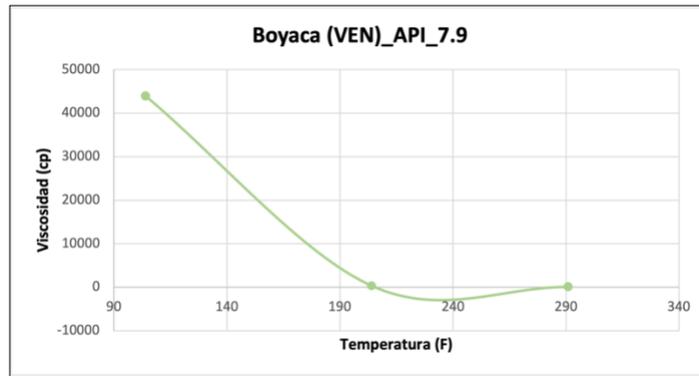
Muestra Boyaca

MUESTRA 4 VEN	
Boyaca (7.9 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
44000	104
329	204
63	291

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 4

Figura 24.

Gráfica muestra Boyaca



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 4 – Boyaca

-Para la Muestra 4 del campo **Boyaca** ubicado en la **Faja Petrolífera del Orinoco**, se puede observar algo particular y es que el crudo evaluado tiene la viscosidad más alta de todas las muestras que se analizaron de Colombia y Venezuela con un valor de 44000 cp, además de esto tiene también una gravedad API (7.9) baja, en comparación con la cercanía de la muestra 10 del pozo (Boyaca-8) que tiene una gravedad API (7.5) sus viscosidades difieren en cuanto a sus valores y comportamientos de la tendencia de sus graficas.

Tabla 22.

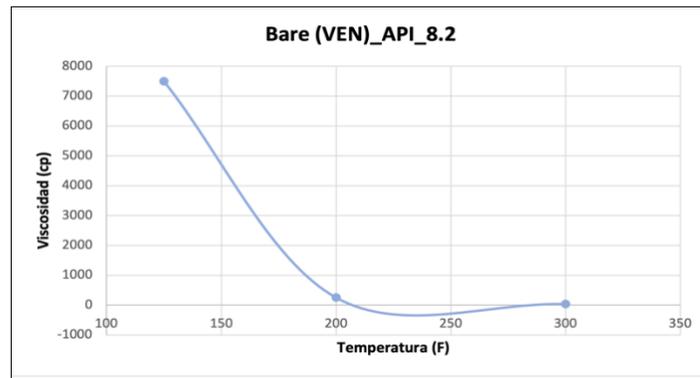
Muestra Bare

MUESTRA 6 VEN	
Bare (8.2 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
7500	125
256	200
37	300

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 6

Figura 25.

Gráfica muestra Bare



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 6 – Bare

-Para la Muestra 6 del campo **Bare** ubicado en la **Faja Petrolífera del Orinoco**, se puede identificar como la tendencia de su curva cambia significativamente, como las muestras evaluadas en esta sección. Las viscosidades experimentadas en esta muestra de crudo son particulares, ya que pudo observarse como en los rangos de temperaturas evaluados (3 sensibilidades), se pudo ver un detrimento abrupto desde los 7244 cp hasta 256 cp .Adicionalmente también se puede observar que independientemente de que se aplique una temperatura mayor a 300 °F, su viscosidad no va a tener unos valores viablemente rentables para la aplicación de un método térmico, ya que sería pobre su aprovechamiento al hablar de drásticos cambios de viscosidad durante el calentamiento.

Tabla 23.

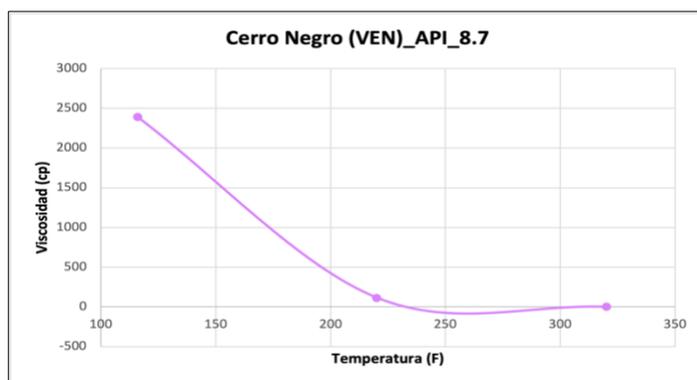
Muestra Cerro Negro

MUESTRA 7 VEN	
Cerro Negro (8.7 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
2389	116
117	220
18.7	320

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 7

Figura 26.

Gráfica muestra Cerro Negro



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 7 – Cerro Negro

-Para la Muestra 7 del campo **Cerro Negro** ubicado en la **Faja Petrolífera del Orinoco**, se puede observar la temperatura más alta aplicada 320 °F y una de las viscosidades más bajas (18 cp). Es importante identificar que el detrimento más representativo se presenta en la primera aplicación de temperatura 116 °F-220 °F lo cual tiene un rango para evaluar bastante amplio y puede analizarse con detenimiento para identificar una viscosidad más rentable técnica y económica en proyectos de recobro.

Tabla 24.

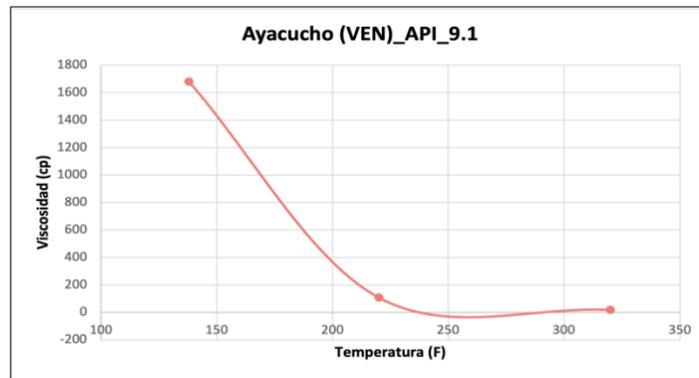
Muestra Ayacucho

MUESTRA 8 VEN	
Ayacucho (9.1 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
1681	138
108	220
18	320

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 8

Figura 27.

Gráfica muestra Ayacucho



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 8 – Ayacucho

-Para la Muestra 8 del campo **Ayacucho** ubicado en la **Faja Petrolífera del Orinoco**, se puede observar su detrimento de la viscosidad en 1573 cp $\mu = 1681$ cp a $\mu = 108$ cp, este cambio tan drástico se puede deber a que el crudo contiene parafinas, por eso al momento de aplicar ese primer rango de temperatura 138 °F-220 °F la viscosidad tiene una caída abrupta pero después del segundo rango evaluado 220 °F-320 °F esta toma una tendencia prácticamente recta, lo que indica que el crudo así se exponga a una temperatura mayor a la evaluada no va a tener unos cambios representativos. En esta muestra se puede ver también algo muy particular y es que, aunque su gravedad API (9.1) su viscosidad se mantiene promedio $\mu = 1681$ cp con respecto a las demás muestras evaluadas con gravedad API similares en donde sus valores son menores.

Tabla 25.

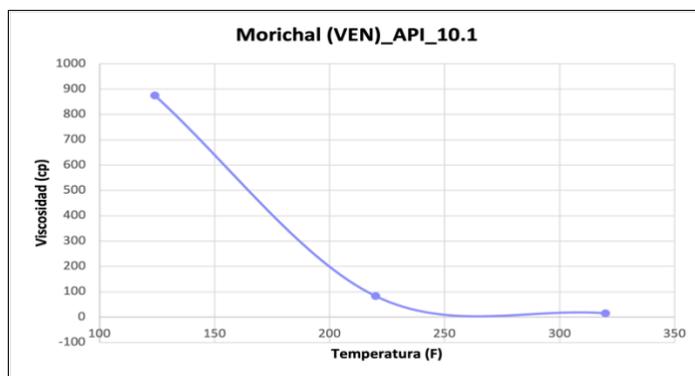
Muestra Morichal

MUESTRA 9 VEN	
Morichal (10.1 API)	
Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)
875	124
83	220
15	320

Nota. En esta tabla se representa la μ y T para la Muestra 9

Figura 28.

Gráfica muestra Morichal



Nota. En esta gráfica se representa la μ vs T para la Muestra 9 – Morichal

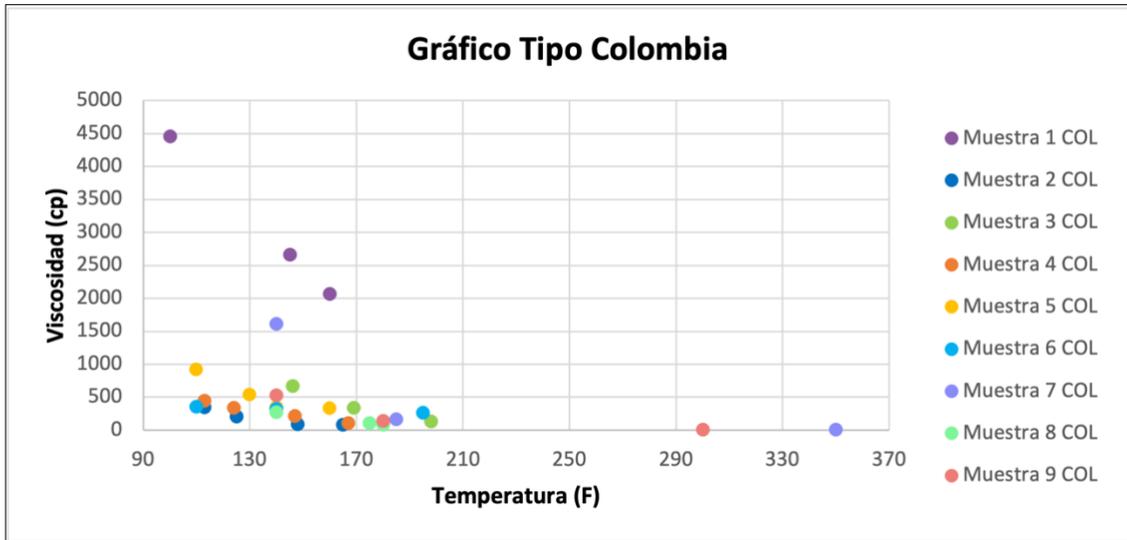
-Para la Muestra 9 del campo **Morichal** ubicado en la **Cuenca Oriental**, para esta muestra la gravedad API (10.1) es la mayor evaluada para Venezuela, con un comportamiento similar al de las muestras analizadas en esta sección. En donde su primer rango de temperatura aplicado 124 °F – 220 °F, su viscosidad cae en 90% desde $\mu=875$ cp a $\mu= 83$ cp, este es su detrimento más representativo, mientras que en el segundo rango evaluado 220 °F – 320 °F su temperatura si bien es alta y representa un alto gasto energético, por el contrario, su viscosidad solo cae de $\mu= 83$ cp a $\mu= 15$ cp para un total 68 cp.

A continuación, se mostrarán los datos y gráficas de tendencia obtenidas en Colombia y Venezuela y posteriormente una gráfica conjunta de los dos países para establecer e identificar un rango de interés térmico.

GRÁFICA TIPO COLOMBIA

Figura 29.

Gráfica dispersión con distintas sensibilidades μ vs T de las muestras de crudo pesado en Colombia

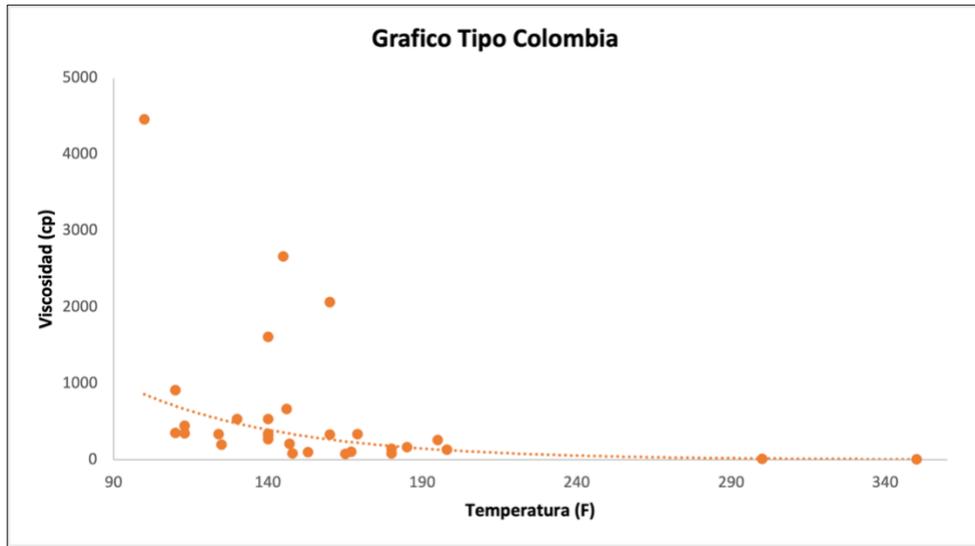


Nota. En esta gráfica se representa un compilado de todas las sensibilidades μ vs T de las muestras evaluadas de Colombia

En la gráfica de dispersión anteriormente mostrada, se identifican todas las 9 muestras analizadas de Colombia y sus respectivos comportamientos. A continuación, se aprovechan los puntos de dispersión para generar una curva de tendencia que exprese el comportamiento generalizado de μ vs T en Colombia:

Figura 30.

Gráfica de tendencia exponencial μ vs T de las muestras de crudo pesados de Colombia

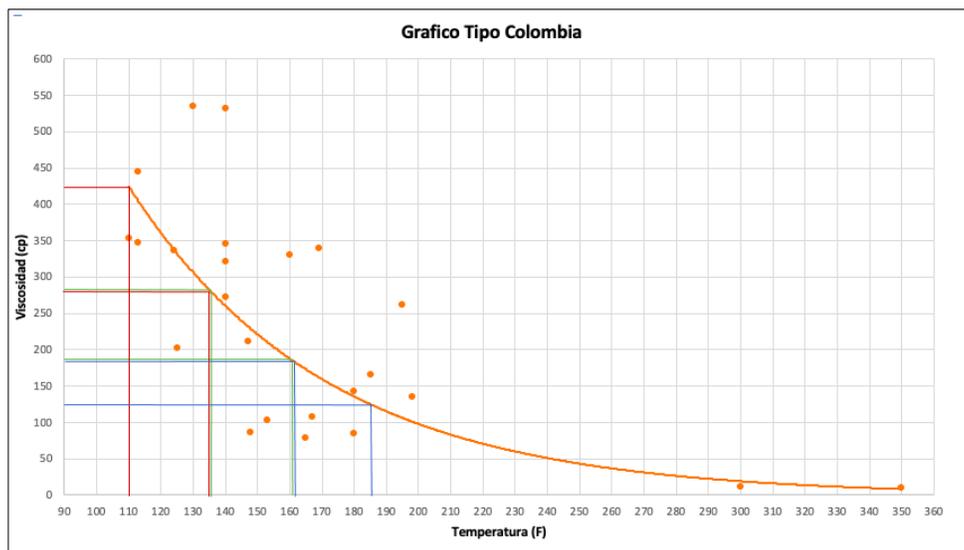


Nota. En esta gráfica se representa la mejor tendencia de μ vs T para las muestras evaluadas de Colombia

A continuación, se evaluará el rango de interés térmico más óptimo con la gráfica tipo Colombia y posteriormente se procederá a reemplazar su valor de viscosidad promedio en la Ecuación 8 Darcy para poder ver su cambio en el caudal de producción. Adicionalmente, se tomarán los mejores puntos de dispersión que representen la tendencia exponencial y a partir de ellos se tomarán los rangos de interés térmico contruidos con diferenciales de temperaturas oscilantes a 25 °F:

Figura 31.

Gráfica de evaluación de los rangos de interés térmico (RIT) para crudos pesados de Colombia



Nota. En esta gráfica se evalúan los rangos de interés térmico más óptimos para las muestras evaluadas de Colombia

Tabla 26.

Rango de interés térmico Colombia

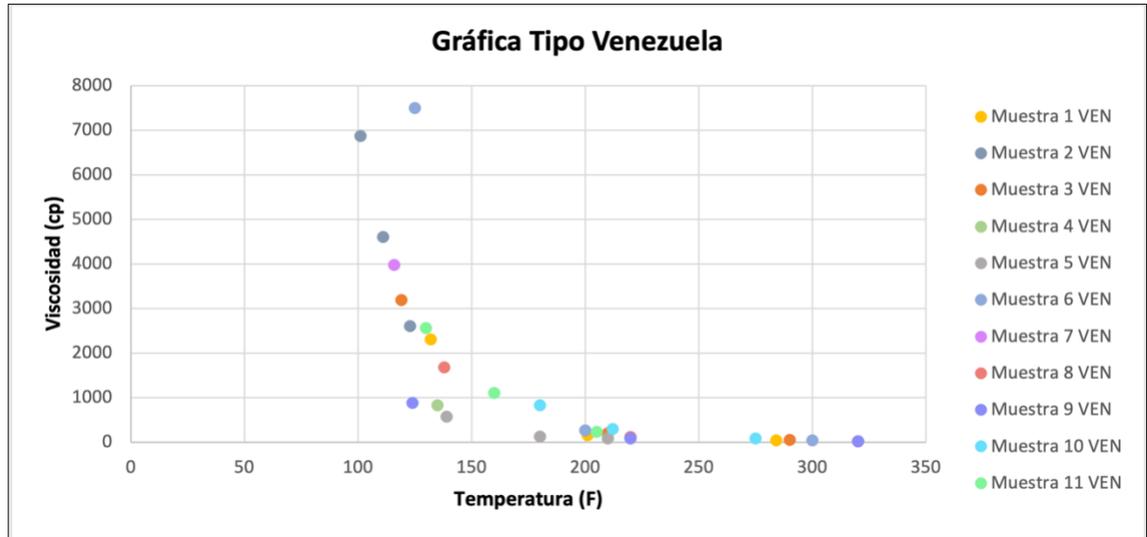
RANGO DE INTERÉS TÉRMICO COLOMBIA					
RANGO DE INTERÉS TÉRMICO 1		RANGO DE INTERÉS TÉRMICO 2		RANGO DE INTERÉS TÉRMICO 3	
T₁ (°F)	μ₁ (cp)	T₁ (°F)	μ₁ (cp)	T₁ (°F)	μ₁ (cp)
110	425	136	282	162	180
T₂ (°F)	μ₂ (cp)	T₂ (°F)	μ₂ (cp)	T₂ (°F)	μ₂ (cp)
135	280	161	184	187	125
ΔT (°F)	Δμ (cp)	ΔT (°F)	Δμ (cp)	ΔT (°F)	Δμ (cp)
25°F	145	25 °F	98	25 °F	55

Nota. En esta tabla se representan los resultados obtenidos en la gráfica de evaluación rango de interés térmico

GRÁFICA TIPO VENEZUELA

Figura 32.

Gráfica dispersión con distintas sensibilidades μ vs T de las muestras de crudo pesado en Venezuela

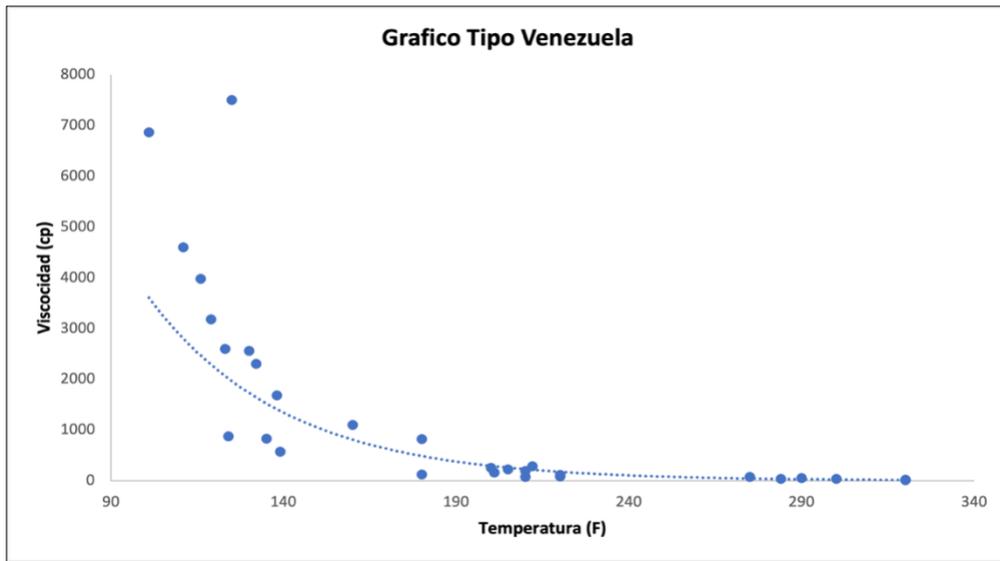


Nota. En esta gráfica se representa un compilado de μ vs T para todas las muestras evaluadas de Venezuela.

En la gráfica de dispersión anteriormente mostrada, se identifican todas las 11 muestras analizadas de Venezuela y sus respectivos comportamientos. A continuación, se aprovechan los puntos de dispersión para generar una curva de tendencia que exprese el comportamiento generalizado de μ vs T en Venezuela:

Figura 33.

Gráfica con tendencia exponencial μ vs T de las muestras de crudo pesados de Venezuela

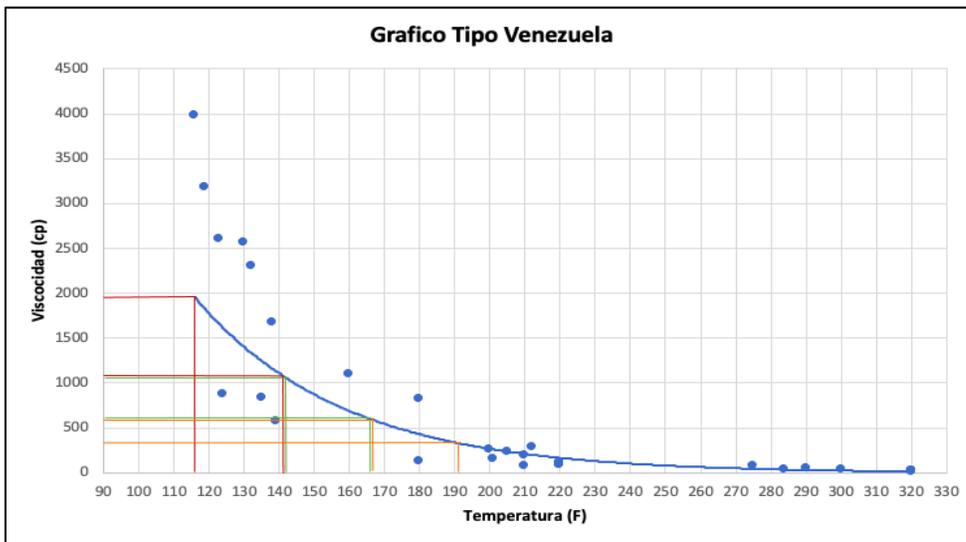


Nota. En esta gráfica se representa la mejor tendencia de μ vs T para las muestras evaluadas de Venezuela

A continuación, se evaluará el rango de interés térmico más óptimo con la gráfica tipo Venezuela y posteriormente se procederá a reemplazar su valor de viscosidad en la Ecuación 8 Darcy para poder ver su cambio en el caudal de producción.

Figura 34.

Gráfica de evaluación de los rangos de interés térmico (RIT) para crudos pesados de Venezuela



Nota. En esta gráfica se evalúan los rangos de interés térmico más óptimos para las muestras evaluadas de Venezuela

Tabla 27.

Rangos de interés térmico Venezuela

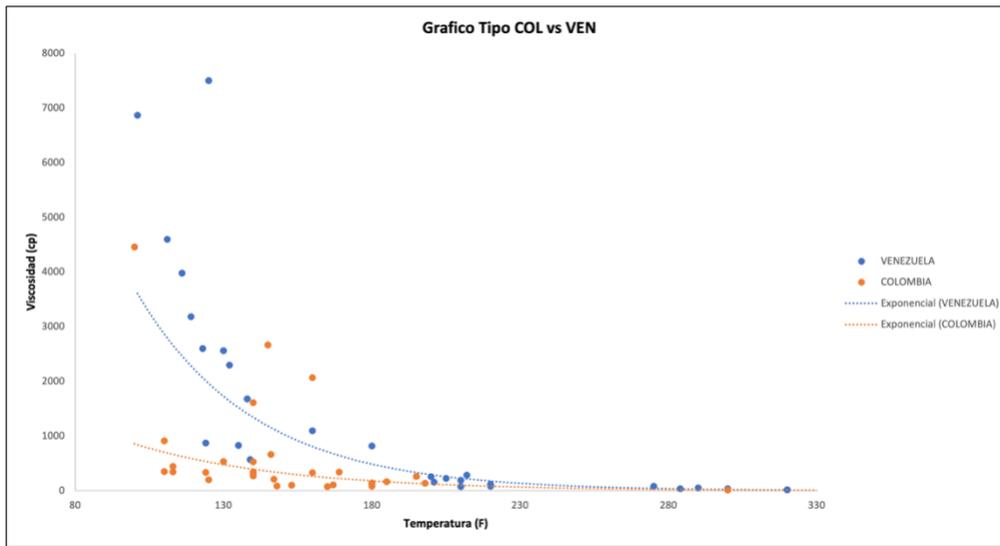
RANGO DE INTERÉS TÉRMICO VENEZUELA					
RANGO DE INTERÉS TÉRMICO 1		RANGO DE INTERÉS TÉRMICO 2		RANGO DE INTERÉS TÉRMICO 3	
T₁ (°F)	μ₁ (cp)	T₁ (°F)	μ₁ (cp)	T₁ (°F)	μ₁ (cp)
116	1950	142	1050	167	580
T₂ (°F)	μ₂ (cp)	T₂ (°F)	μ₂ (cp)	T₂ (°F)	μ₂ (cp)
141	1100	167	600	192	300
ΔT (°F)	Δμ (cp)	ΔT (°F)	Δμ (cp)	ΔT (°F)	Δμ (cp)
25°F	850	25 °F	450	25 °F	280

Nota. En esta tabla se representan los resultados obtenidos en la gráfica de evaluación rango de interés térmico

Finalmente, se muestra una gráfica conjunta de tendencia μ vs T entre Colombia y Venezuela, que permita visualmente identificar las posibles similitudes entre crudos de ambos países. En ella puede observarse como en general los crudos pesados y extrapesados de Venezuela tienden a ser más viscosos en comparación con los colombianos, extrayendo de estos valores 2 curvas algo separadas entre sí.

Sin embargo, estas curvas permiten la determinación de rangos de temperatura donde evidentemente pueden mostrarse los cambios de viscosidades más apreciables en todo el sistema, indicando así los rangos de interés térmicos a ser evaluados en procesos EOR-Térmicos en cada país.

Figura 35.
Gráfica tendencia exponencial Colombia-Venezuela



Nota. En esta gráfica se presentan las mejores tendencias exponenciales para Colombia y Venezuela

Se usará el Campo Girasol para el estudio debido a que comparte características de los crudos estudiados, el cual se conoce que en promedio produce 120 BOPD gracias a un proceso de inyección cíclica de vapor y se tiene la siguiente información: Espesor de la arena (h), Permeabilidad (K), Presión de yacimiento (Pr) y Viscosidad (μ). Sin embargo, es importante indicar que con esta data promedio se procederá para el desarrollo de un pozo modelo para calcular la variable de Presión de fondo fluyente (Pwf) que permitirá a través de la Ecuación de Darcy comparar como las condiciones actuales de producción que pudieran mejorarse usando una temperatura operativa extraída del rango de interés térmico (RIT) y que a su vez permita una disminución de viscosidad representando así un posible aumento de caudal, el cual pueda ser aplicado para mejorar la producción de crudo en el campo.

Tabla 28.

Datos campo Girasol

Espesor de la arena (h)	450 ft
Permeabilidad (k)	2000 mD
Presión de yacimiento (Pr)	600 psi
Presión de fondo fluyente (ΔP)	599,5 psi

Viscosidad (μ)	4000 cp
Temperatura de fondo ($^{\circ}$F)	110 $^{\circ}$ F
Caudal (q)	120 BOPD

Nota. En esta tabla se tienen los datos utilizados para el ejercicio de demostración

Tabla 29.

Información Campo Girasol

Temperatura ($^{\circ}$F)	110
Viscosidad (cp)	4000

Para el desarrollo del ejemplo modelo se utiliza un valor de T promedio de (122,5 $^{\circ}$ F) el cual recordando que es una temperatura extraída del rango de interés térmico y cuya representación en viscosidad promedio es de (352 cp) al sustituir dicho valor en la Ecuación 8 de Darcy, se mostraran los siguientes resultados:

Tabla 30.

Data proyectada obtenida del RIT

Temperatura ($^{\circ}$F)	122,5
Viscosidad (cp)	352

Para efectos prácticos y asumiendo datos ideales, se mantendrán constantes los siguientes datos para el ejercicio (ΔP) – (k) – (h) y se procederá a hacer la demostración de que al variar la viscosidad, es posible modificar o afectar de manera positiva el caudal de producción. A continuación se mostrará el resultado obtenido con viscosidad evaluada a partir del rango de interés térmico según gráfica μ vs T.

Ecuación 9 Darcy

$$q = \frac{k * h}{\mu} \Delta P$$

$$q = \frac{2000(mD) * 450(ft)}{352 (cp)} (600(psi) - 599,5(psi))$$

$$q = 1278 BOPD$$

Finalmente, como se esperaba demostrar a partir de la Ecuación Básica de Darcy, se logró ver un aumento significativo del caudal (1278 BOPD en comparación con los 120 BOPD actualmente producidos, representando un aumento de 10,3 veces de la producción actual) modificando solo la variable viscosidad, aunque para futuras investigaciones se pueden estudiar a fondo otras de las variables involucradas.

4. CONCLUSIONES

Se logro evidenciar que la caracterización de los crudos pesados y extrapesados es de vital importancia en el debido aprovechamiento y los cambios de viscosidad respecto a temperatura, dado que la presencia de agua puede generar distorsiones gráficas o en el comportamiento gráfico de dichas muestras a nivel de resultados extraídos de laboratorio y su posterior comportamiento a nivel del espacio poroso otorgando curvaturas o comportamientos impropios de la fracción hidrocarburo que es la más importante.

Se pudo encontrar tres (03) comportamientos gráficos de viscosidad vs temperatura característicos a lo largo del desarrollo de la investigación; gráficas con tendencia de línea recta que corresponde a ($< 1\%$) de agua presente, tendencia levemente curvada que corresponde a ($\leq 3\%$) de agua presente, y finalmente con una tendencia exponencial que corresponde a ($\leq 5\%$) de agua presente. Lo anterior reafirma lo que influye la correcta caracterización de los crudos y su importancia en los detrimentos de la variable viscosidad.

Se puede concluir que las propiedades físicas y del fluido se deben tener en cuenta como escenario principal al momento de caracterizar cada crudo, esto facilitará tener una evaluación y un desempeño energético que permita dar paso a la masificación de procesos térmicos en ambos países con mayor rentabilidad técnica y económica.

Para el estudio de los comportamientos de las viscosidades entre Colombia y Venezuela se puede concluir que se presentan diferencias respecto a el rango de aplicabilidad de temperatura inicial, esto debido a que para Venezuela se obtuvieron unas viscosidades de hasta 44000 cp, en comparación con Colombia que su máxima viscosidad es 4460 cp, lo que corresponde a deducir que se necesita un gasto energético mucho mayor para hacer fluir sus crudos tanto en el medio poroso como en las respectivas pruebas evaluadas en el laboratorio.

Se puede identificar que, aunque Colombia y Venezuela no comparten una tendencia de viscosidad similar si se evidenció que comparte un mismo rango de interés térmico que va desde 110 °F – 142 °F, valores en los cuales se puede encontrar el mayor detrimento de viscosidad en ambos escenarios, para Colombia un $\Delta\mu$ de 145 cp y para Venezuela un $\Delta\mu$ de 850 cp respectivamente.

De los análisis gráficos de Viscosidad y Temperatura en ambos países pudo observarse como el mayor aprovechamiento en las caídas de viscosidad, no vienen de las temperaturas estudiadas más elevadas, esto debido a que en promedio con temperaturas cercanas a 110 °F los crudos reaccionan de manera muy positiva en su movilidad.

Puede concluirse como una debida transferencia de temperatura y control de la misma en el fondo del pozo puede generar un mejor movimiento del crudo en el espacio poroso aumentando de manera significativa la producción de un campo hasta en más de 10 veces la producción, siempre y cuando esta temperatura sea de las más bajas y atractivas dentro del rango de interés térmico encontrado para Colombia y Venezuela, representando grandes ahorros energéticos en el proyecto y aumento en los ingresos por producción de crudo en procesos EOR-Térmicos.

RECOMENDACIONES

Se recomienda excluir la presencia de asfáltenos y/o parafinas realizando una prueba SARA a cada una de las muestras analizadas, para corroborar donde la presencia de ellas repercute directamente en los comportamientos de la viscosidad.

Se recomienda aumentar el número de muestras evaluadas para cada país, estudiando en mayor medida sensibilidades de temperaturas extraídas del rango de interés térmico más óptimo de cada país, reforzando así los comportamientos de viscosidad vs temperatura para cada país.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. M. Roa, «Statista,» 11 Marzo 2022. [En línea]. Available: <https://es.statista.com/grafico/16857/paises-con-mayor-cantidad-de-reservas-de-petroleo/>. [Último acceso: Abril 2022].
- [2] «Oilfield Review,» 2006. [En línea]. Available: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/heavy-oil-3-spanish>.
- [3] J. R. Rodriguez, Ingeniería Basica de Yacimientos, Venezuela: Universidad de Oriente, 2007.
- [4] QUIMICA.ES, 2012. [En línea]. Available: https://www.quimica.es/enciclopedia/Gravedad_API.html. [Último acceso: Mayo 2022].
- [5] Nakasawa Mining & Energy LTD, «Caracterización de la viscosidad y su comportamiento en los procesos termicos aplicados en yacimientos de crudos pesados,» 202.
- [6] F. J. S. Roman, Flujo en medios porosos: Ley de Darcy, España: Universidad de Salamanca, 2008.
- [7] Schlumberger , «Schlumberger Oilfield Glossary,» [En línea]. Available: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/t/thermal_recovery.
- [8] S. M. W. B. D. M. D. González, «Problemas operacionales frecuentes durante procesos de inyección ciclica de vapor,» *Revista Fuentes, el reventón energético*, vol. v5, nº 2, 2007.
- [9] S. M. A. L. B. P. León, «Inyección de vapor en medianos, recuperación y rentabilidad,» *Revista Fuentes, el reventón energético*, vol. v13, nº 1, 2015.
- [10] Departamento de Energias Estado Unidos , «Semantic Scholar,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.semanticscholar.org/paper/Combusti%C3%B3n-In-Situ%3A-Consideraciones-para-su-en-Izaguirre-Luis/ebe6855ef3774518e19ba1df7f08240e3bfb9e4d>. [Último acceso: 2022 Junio 2].
- [11] S. M. F. Yatte, «Una nueva mirada a la combustion in situ: tratando de romper un viejo paradigma,» *Revista Fuentes: El reventón energético*, vol. v9, nº 1, 2011.
- [12] L. Flores, «Situación y retos para el desarrollo de los crudos pesados y extrapesados de mexico,» México, 2018.

- [13] A. F. Nieto, «Guias practicas laboratorio de crudos y aguas,» Universidad de América, Bogota D.C, 2011.
- [14] J. L. Salager, Recuperación mejorada de petróleo, Venezuela: Universidad de los Andes, 2005.
- [15] Universidad de América, «Repositorio,» 2017. [En línea]. Available: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6367/1/5121288-2017-2-IP.pdf>. [Último acceso: Junio 2022].
- [16] Universidad Nacional de Colombia , «Colección Facultad de Minas 120 Años,» 2008. [En línea]. Available: <https://minas.medellin.unal.edu.co/centro-editorial/libros/evaluacion-de-yacimientos-de-hidrocarburos>. [Último acceso: 23 Abril 2022].

GLOSARIO

Crudo extrapesado - Tipo de petróleo con menos de 10° API, que es la gravedad del agua. Este tipo de crudo, si bien fluye en las condiciones naturales del yacimiento, en la superficie a la temperatura ambiental y a la presión atmosférica, se vuelve pastoso.

Crudo pesado - Se trata de un petróleo crudo que posee una viscosidad normalmente superior a 0,01 Pa.s [10cp] y un alto peso específico. El Congreso Mundial del petróleo clasifica a los petróleos pesados con una gravedad API menor a 22,3 API.

Temperatura – Grado o nivel térmico de un cuerpo o de la atmosfera.

ANEXOS

ANEXO 1
TABLA GRÁFICA TIPO COLOMBIA-

COLOMBIA	Viscosidad (cp)	Temperatura (F)
MUESTRA 1 COL	4460	100
MUESTRA 1 COL	2666	145
MUESTRA 1 COL	2068	160
MUESTRA 7 COL	1612	140
MUESTRA 5 COL	915	110
MUESTRA 3 COL	665	146
MUESTRA 5 COL	535	130
MUESTRA 9 VEN	532	140
MUESTRA 4 COL	445	113
MUESTRA 6 COL	353	110
MUESTRA 2 COL	347	113
MUESTRA 5 COL	345	140
MUESTRA 3 COL	339	169
MUESTRA 4 COL	337	124
MUESTRA 5 COL	330	160
MUESTRA 6 COL	321	140
MUESTRA 8 COL	272	140
MUESTRA 6 COL	261	195
MUESTRA 4 COL	212	147
MUESTRA 2 COL	202	125
MUESTRA 7 COL	165	185
MUESTRA 9 VEN	143	180
MUESTRA 3 COL	135	198
MUESTRA 4 COL	107	167
MUESTRA 8 COL	103	153
MUESTRA 2 COL	86	148
MUESTRA 8 COL	84	180
MUESTRA 2 COL	79	165
MUESTRA 9 VEN	11	300
MUESTRA 7 COL	10	350

ANEXO 2
GRÁFICA TIPO VENEZUELA

VENEZUELA	Viscosidad (cp)	Temperatura (F)
MUESTRA 6 VEN	7500	125
MUESTRA 2 VEN	6867	101
MUESTRA 2 VEN	4600	111
MUESTRA 7 VEN	3979	116
MUESTRA 3 VEN	3184	119
MUESTRA 2 VEN	2600	123
MUESTRA 11 VEN	2560	130
MUESTRA 1 VEN	2300	132
MUESTRA 8 VEN	1681	138
MUESTRA 11 VEN	1100	160
MUESTRA 9 VEN	875	124
MUESTRA 4 VEN	830	135
MUESTRA 10 VEN	820	180
MUESTRA 5 VEN	572	139
MUESTRA 10 VEN	288	212
MUESTRA 6 VEN	256	200
MUESTRA 11 VEN	227	205
MUESTRA 3 VEN	194	210
MUESTRA 1 VEN	158	201
MUESTRA 5 VEN	125	180
MUESTRA 7 VEN	117	220
MUESTRA 8 VEN	108	220
MUESTRA 4 VEN	93	220
MUESTRA 10 VEN	80	275
MUESTRA 9 VEN	83	220
MUESTRA 5 VEN	79	210
MUESTRA 3 VEN	51	290
MUESTRA 1 VEN	38	284
MUESTRA 6 VEN	37	300
MUESTRA 7 VEN	19	320
MUESTRA 8 VEN	18	320
MUESTRA 4 VEN	18	320
MUESTRA 9 VEN	15	320