

Graphical Representation of the Behavior of the Cinematic Viscosity in Heavy Crude Emulsions

F. Javier Montalván Toala, PhD^{1,2}, L. E. López Santillán², Ing, and G.A. Merejildo Quimi, Ing^{1,2}

¹Universidad Estatal Península de Santa Elena, UPSE, Centro de Investigación e Innovación de Geociencias CIGEO, Av. Principal Santa-La Libertad, Ecuador. fmontalvan@upse.edu.ec, gabriel.merejildoquimi@upse.edu.ec

²Universidad Estatal Península de Santa Elena, UPSE, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Av. Principal Santa Elena-La Libertad, Ecuador. lopezsantillan@upse.edu.ec

Abstract- In the present research work, the study of the behavior of two heavy crudes from different fields of the Ecuadorian East, one from the AMO field and the other from the YURALPA field, which have 16 ° and 17 ° API respectively, was carried out. The condition of heavy crudes tend to have a high viscosity at room temperature. The behaviors were analyzed by means of laboratory tests using a Saybolt viscometer, with which kinematic viscosity measurements can be obtained over a wide range of temperatures at which the crude oils are going to be subjected and additionally the percentage of demulsifier was dosed. When observing the results, the considerable decrease in its viscosity was appreciated, which is favorable since it can be transported by means of pipes more effectively. Considering that the viscosity of the heavy oil is very high, these laboratory tests allowed to determine the temperature and the percentage of optimum additive for each type of crude oil. The most relevant conclusion, derived from the analysis of two heavy crudes, without the addition of a solvent and with the crude / solvent mixture: The variation of temperature and additive achieved viscosity reductions of up to 107cst at a temperature of 60 ° C and a 15 % of demulsifier. This shows that the viscosity of the crudes will decrease while there is an increase in temperature; furthermore, it was observed that by increasing the additive percentage, the viscosity value decreases markedly. In the same way, the viscosity variation curves were determined experimentally as a function of temperature.

Keywords- kinematic viscosity, heavy crude, demulsifier, Saybolt viscometer

Digital Object Identifier (DOI):

<http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2020.1.1.217>

ISBN: 978-958-52071-4-1 ISSN: 2414-6390

Representación Gráfica del Comportamiento de la Viscosidad Cinemática en Emulsiones de Crudos Pesados

F. Javier Montalván Toala, PhD^{1,2}, L. E. López Santillán², Ing, and G.A. Merejildo Quimi, Ing^{1,2}

¹Universidad Estatal Península de Santa Elena, UPSE, Centro de Investigación e Innovación de Geociencias CIGEO, Av. Principal Santa-La Libertad, Ecuador. fmontalvan@upse.edu.ec, gabriel.merejildoquimi@upse.edu.ec

²Universidad Estatal Península de Santa Elena, UPSE, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Av. Principal Santa Elena-La Libertad, Ecuador. lopezsantillan@upse.edu.ec

Abstract- En el presente trabajo de investigación se realizó el estudio del comportamiento de dos crudos pesados procedentes de diferentes campos del Oriente Ecuatoriano, uno proveniente del campo AMO y el otro proveniente del campo YURALPA los cuales tienen 16° y 17° API respectivamente, que por su condición de crudos pesados tienden a tener una alta viscosidad a temperatura ambiente. Los comportamientos se analizaron mediante pruebas de laboratorio utilizando un viscosímetro Saybolt, con el cual se pueden obtener mediciones de viscosidad cinemática en un amplio rango de temperatura a las que se van a someter los crudos y adicional se dosificó un porcentaje de demulsificante. Al observar los resultados se apreció el decrecimiento considerable en su viscosidad, lo cual es favorable ya que se puede transportar por medio de tuberías de manera más efectiva. Considerando que la viscosidad del crudo pesado es muy alta, estas pruebas de laboratorio permitieron determinar la temperatura y el porcentaje de aditivo óptimo para cada tipo de crudo. La conclusión más relevante, derivada del análisis de dos crudos pesados, sin adición de un solvente y con la mezcla crudo/solvente: La variación de temperatura y aditivo logró reducciones de viscosidad hasta de 107 cst a una temperatura de 60 °C y un 15% de demulsificante. Esto demuestra que la viscosidad de los crudos va a disminuir mientras haya un aumento de temperatura, además se observó que, al incrementar el porcentaje de aditivo, el valor de viscosidad disminuye notablemente. De igual manera se determinó experimentalmente las curvas de variación de viscosidad en función de la temperatura.

Palabras claves- viscosidad cinemática, crudos pesados, demulsificante, viscosímetro Saybolt

I. INTRODUCCIÓN

El interés de las compañías petroleras se ha enfocado en mejorar nuevas tecnologías aplicadas a la producción de crudos cada vez más viscosos sin alterar o dañar el medio ambiente. Por lo que se han hecho diversos estudios para así poder establecer cuál sería el mejor método de explotación, implicando bajos costos de operación, ya que hasta el momento el petróleo es la menos costosa y principal fuente de energía utilizada en el mundo [1].

La explotación, producción y transporte de los crudos pesados va a la vanguardia de las soluciones tecnológicas que se actualizan con el pasar del tiempo. Este tipo de soluciones por lo general aumentan su grado de complejidad debido a que el punto de investigación se centra en la estructura química y molecular del crudo, controlando el comportamiento de la viscosidad facilitando la movilidad para su transporte. Esto define la prioridad de buscar propuestas tecnológicas menos complejas pero que alcancen

el objetivo de facilitar la producción y transporte de crudos pesados [2].

La tubería convencional no es adecuada para transportar estos crudos pesados desde el reservorio hasta la refinería debido a las altas viscosidades involucradas. En general, se desean viscosidades menores a 200 cP para la canalización [3]. Se han propuesto varios métodos de transporte alternativos que incluyen la dilución con crudos más ligeros, el precalentamiento del crudo con el posterior calentamiento de la tubería y la inyección de una capa de agua alrededor del crudo viscoso [4]. Cada uno de estos métodos puede tener inconvenientes logísticos, técnicos o económicos para una aplicación determinada.

Otra técnica favorable para la tubería es el transporte de crudos viscosos como emulsiones concentradas de aceite en agua (O / W) [5] y [6]. La viabilidad técnica de este método se demostró en una tubería de Indonesia en 1963 y en una tubería de 13 millas de largo y 8 pulgadas de diámetro en California [8].

Existen varios métodos de recuperación de hidrocarburos y una de las alternativas para mejorar la viscosidad de los crudos pesados es el uso de emulsiones, que alteran sus propiedades físicas y por ende se facilita su extracción y transporte [7]. Sin embargo, para conocer el porcentaje óptimo de concentración de aditivos utilizados para cada tipo de crudo, es necesario realizar varios análisis de laboratorio y con los resultados obtenidos se podrá determinar la dosificación apropiada que permita obtener un mayor factor de recuperación.

Varios investigadores han estudiado el desarrollo de una tecnología adecuada destinada a manejar hidrocarburos muy viscosos a través de su emulsificación en agua durante las últimas dos décadas. Sin embargo, hasta ahora no se ha publicado mucha información sobre las emulsiones de petróleo crudo en agua estabilizadas por tensioactivos naturales [9].

El transporte de petróleo-crudo emulsionado por oleoductos se divide en tres etapas fundamentales: emulsificación del crudo, transporte de la emulsión y demulsificación para usos industriales posteriores, donde el contenido de agua es inferior a 2% [10]. Las principales variables involucradas en estos procesos son: la viscosidad de la mezcla y la estabilidad de la emulsión.

Digital Object Identifier (DOI):

<http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2020.1.1.217>

ISBN: 978-958-52071-4-1 ISSN: 2414-6390

Para el desarrollo de la investigación se estableció como objetivo estudiar el comportamiento de crudos pesados a diferentes condiciones físicas, mediante pruebas de laboratorio para optimizar la viscosidad cinemática con respecto al porcentaje de demulsificante y a la variación de la temperatura.

A. Descripción de Campos: Amo y Yuralpa

El campo AMO del bloque 16 se encuentra ubicado en la Cuenca Oriente, en la parte centro – oriental; aproximadamente a 230 Km. al sur – este de la ciudad de Quito, Ecuador [36]. El campo Yuralpa del bloque 21, está ubicado al este del Dominio Occidental o Sistema Sub Andino de la Cuenca Oriente, en la provincia del Napo [37].

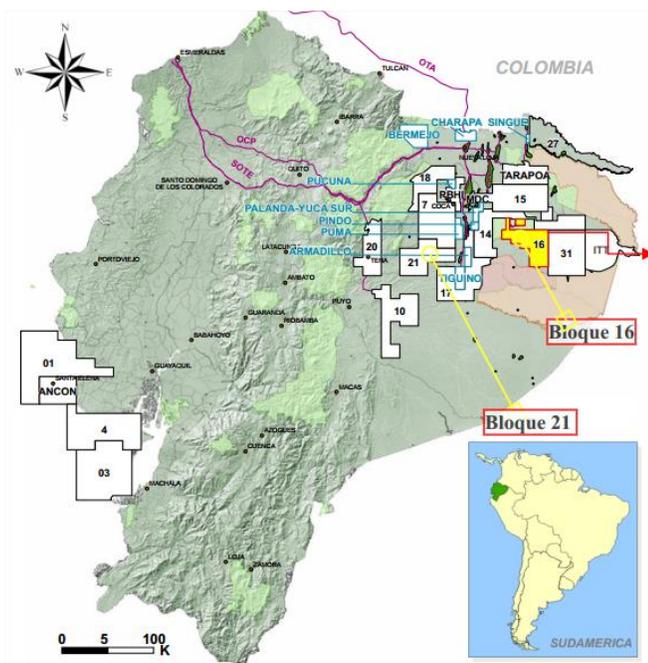


Fig.1 Mapa de ubicación Campo Amo y Campo Yuralpa
Fuente: (Huera, 2013).

Estos campos en la necesidad de producir petróleo y gas de manera eficiente, más económica y de forma amigable con el medio ambiente, existen en ellos los denominados Well-Pads que son las estaciones donde se encuentran los pozos productores de crudo y los pozos inyectoros de agua de formación de cada campo. El área promedio de estas estaciones de pozos es de 3.8 hectáreas, pueden llegar a tener hasta 14 pozos (vertical, direccional u horizontal) [36].

La mayoría de pozos en estos campos son pozos horizontales los cuales permiten un mayor contacto con el reservorio y menores caídas de presión. Sin embargo, este incremento de longitud de pozo permite una caída desigual de la presión a lo largo del pozo, a menudo permitiendo un temprano rompimiento a través de agua o gas, y causando una reducción en la recuperación de petróleo y un barrido desigual de la zona de drenaje. El problema se hace más severo cuando es un reservorio heterogéneo [36].

El crudo es pesado, entre 15 a 18 °API, con cortes de agua de hasta 95%, es decir, extraen 20 barriles de agua por cada barril de crudo, esto da una media de 950000 barriles diarios de aguas de formación, la cual es 100% reinyectada dentro del Bloque 16 y 21 respectivamente [36].

En forma general los Bloques 16 y 21, los yacimientos tienen una permeabilidad de entre 1 y 10 darcies, una porosidad entre 16 y 28% y una viscosidad entre 20 y 150 cP a condiciones de reservorio. El petróleo se produce con un porcentaje de agua y sedimentos (BSW) promedio del 90%. Para su transporte mediante el procesamiento del fluido producido, el porcentaje de agua se reduce a valores inferiores al 1% [36].

El crudo que proviene de los Well-Pads llega a los recibidores de cada facilidad que direccionan al crudo hacia el separador de agua libre, el crudo entra a este separador con un porcentaje de agua promedio del 90% y sale con un porcentaje del 10%, en el siguiente paso el crudo se dirige hacia un intercambiador de calor que eleva la temperatura del fluido para hacerlo menos viscoso y poderlo separar mejor en las próximas etapas. La temperatura de ingreso del crudo a este calentador es de aproximadamente 186°F y la salida es de 196°F, con esta temperatura el fluido ingresa al separador de producción donde a la salida queda con un porcentaje de agua del 5% para luego dirigirse al deshidratador hidrostático que a diferencia de los otros separadores que separan al crudo del agua y del gas que lo componen, este solo separa el agua del crudo, saliendo este último con un porcentaje de agua menor al 1% para terminar el proceso de separación en una bota desgasificadora que se encuentra antes de los tanques de almacenamiento [36].

Toda el agua separada en el proceso se dirige primeramente a un Scrubber que retienen la mayor cantidad de sales del agua, para luego ser almacenada en 2 tanques de almacenamiento, mediante bombas de baja y media presión envían el agua de formación hacia los Well-Pads para poder ser inyectada en los pozos mediante bombas de alta presión [36].

B. El Problema

Constituye una problemática la extracción de crudos pesados, por ello se hace necesario el uso de técnicas innovadoras lo cual demanda mayor inversión de dinero. Sin embargo, en la actualidad estos yacimientos pueden ser explotados de manera rentable si se recurre al estudio de diferentes métodos para modificar el comportamiento de la viscosidad del crudo, algunos de estos métodos son los realizados por calentamiento, dilución, inyección de CO₂ y elaboración de emulsiones.

Para las industrias petroleras es muy importante el estudio del comportamiento de fluidos en un yacimiento, por ello se realizan pruebas para la obtención de valores exactos de viscosidad, es por esto que la precisión del viscosímetro Saybolt es de vital uso para obtener los datos requeridos.

El presente estudio tiene como finalidad optimizar la viscosidad cinemática de dos tipos de crudos pesados de 16° y 17° API, en función de dos parámetros físicos, incrementando considerablemente la temperatura del crudo y variando el porcentaje de demulsificante con que se va a dosificar al crudo, antes de colocar la muestra dentro del viscosímetro. Con esto se busca mejorar el transporte de un crudo pesado, lo que podría reducir costos en la extracción y producción, obteniendo una mejor visualización para la toma de decisiones logrando mayor rentabilidad para la empresa petrolera.

C. Objetivos

Estudiar el comportamiento de crudos pesados a diferentes condiciones físicas, mediante pruebas de laboratorio para optimizar la viscosidad cinemática con respecto al porcentaje de demulsificante y a la variación de la temperatura.

Y como metas individuales:

- Determinar la viscosidad cinemática de los crudos pesados por medio del viscosímetro Saybolt para conocer su comportamiento respecto a la temperatura.
- Dosificar los crudos pesados con diferentes porcentajes de demulsificante para disminuir su viscosidad optimizando la recuperación del crudo.
- Conocer la viscosidad cinemática apropiada variando la temperatura y el porcentaje de demulsificante que mejoraría la recuperación de crudos pesados.

II. METODOLOGÍA

La metodología aplicada en este trabajo de investigación permite obtener parámetros físicos y la caracterización necesaria de los crudos y aditivos adquiridos para su respectivo estudio y análisis, siendo estas técnicas aceptadas dentro de las normas ASTM a la que se ajusta el equipo utilizado en este estudio.

La metodología consiste en la ejecución de pruebas de laboratorio, preparando emulsiones con dos muestras de crudo pesado con densidades de: 16° y 17° API respectivamente y con porcentajes de: 10%, 15%, 30% y 45% de demulsificante, analizando su respectivo comportamiento a las temperaturas de: 40, 50, 60, 70, 80, 90 y 100°C.

A. Concepto

1. API o Gravedad Específica

A través del tiempo han surgido varios criterios para clasificar a los crudos, que intentan dar una idea de su composición, esto es debido a los variados elementos presentes en este producto. Dicha clasificación se vincula estrechamente con el índice de grados API o Gravedad específica, denominándolos como livianos, medianos, pesados y extra pesados [11].

La gravedad API está establecida por la comparación de la densidad del petróleo y la densidad del agua, es decir se busca conocer si el petróleo es más pesado o liviano que el agua. El Instituto de Petróleo Americano indica que a mayor gravedad API, el crudo tiende a ser más liviano (ver TABLA I).

TABLA I
CLASIFICACIÓN DEL CRUDO SEGÚN LA DENSIDAD

Tipo de Petróleo	Densidad (g/cm ³)	Gravedad API
Extra Pesado	> 1.0	< 10
Pesado	1.0-0.92	10-22.3
Mediano	0.92-0.87	22.3-31.1
Liviano	0.87-0.83	31.1-39
Superliviano	< 0.83	> 39

Fuente: (Barrios, 2011).

En el mercado petrolero la demanda de crudos livianos es la más solicitada, además sus costos de extracción y refinación son menores a los de un crudo pesado. Con esto se infiere que un crudo liviano es de mayor calidad en comparación a un crudo pesado, debido a que los livianos están compuestos por un mayor número de moléculas pequeñas, que al refinarse pueden convertirse en gasolinas o diésel a diferencia de un crudo pesado que contiene mayor número de moléculas grandes que si se refinan se pueden usar como asfaltos y combustibles industriales pesados [12].

2. Emulsiones

Las emulsiones son sistemas heterogéneos, una emulsión es la mezcla de dos líquidos inmiscibles, es decir, líquidos que no se mezclan y cuando esto ocurre, uno de estos líquidos se dispersa en el otro en forma de pequeñas gotas, siendo estabilizado por un agente emulsionante [13].

Casi siempre una emulsión se forma por la presencia de uno o varios aditivos y agentes emulsionantes que cumplen la función de disminuir la energía superficial en la interfase de las gotas que se han producido. Estas sustancias poseen moléculas polares y no polares, dando la posibilidad de disolución, tanto en agua como en disolventes orgánicos y aceites [14], como se muestra en la Fig. 2.

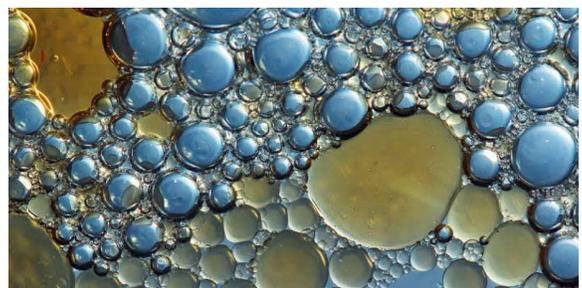


Fig. 2 Estructura de una Emulsión Aceite en agua.

Fuente: (Morales, 2014).

Para [15], según la naturaleza de sus fases, una emulsión se va a clasificar de la siguiente manera, como lo muestra la Fig. 3:

- Emulsiones agua en aceite (W/O); cuando la fase dispersa está formada por el agua (W) y la fase continua por el aceite (O).
- Emulsiones aceite en agua (O/W); cuando la fase dispersa está formada por el aceite (O) y la fase continua por el agua (W).
- Emulsiones múltiples (W/O/W); cuando la fase dispersa tiene en su interior gotas de la fase continua.

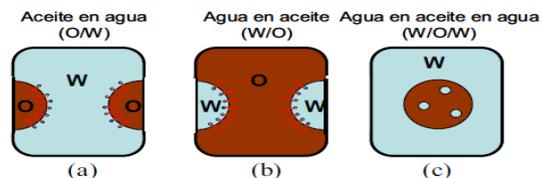


Fig. 3 Representación de tipos de Emulsiones (a). O/W; (b). W/O; (c). W/O/W.

Fuente: (Martínez, 2010).

Por medio de este criterio tenemos dos tipos de emulsiones, las emulsiones directas en la que la fase externa es hidrófila y las emulsiones inversas en la que la fase externa es lipófila.

Se debe conocer que las emulsiones que más interesan a las industrias petroleras son las Oleo acuosas (aceite y agua), estas son sustancias que van a depender de su aspecto físico y su utilidad, teniendo como parámetros más importantes: la viscosidad, facilidad de dilución, color, estabilidad y facilidad de formación.

Se definen las propiedades de las emulsiones de la forma siguiente:

- Constituyen dispersiones de un líquido dentro de otro, pero en forma de gotas.
- Son sistemas muy inestables, con cierto porcentaje de estabilidad cinética.
- La mayoría de las emulsiones no son transparentes.

Se han realizado varias aplicaciones de emulsiones para transportar el crudo pesado, como es el caso de la Orimulsión, la cual fue implementada por la petrolera estatal de Venezuela PDVSA en la década de los ochenta. Esta consiste en una emulsión de bitumen en agua, que se desarrolló con el objetivo de mejorar el transporte del crudo y era más económico que el gasoil convencional utilizado en esa época. La Orimulsión era más sencilla de transportar y a su vez podía ser usada como materia prima para la generación de calor en las centrales termoeléctricas [16].

La estabilidad de las emulsiones depende de varios factores, uno de estos es la presencia de varios compuestos con actividad de superficie en el petróleo, como son los agregados por ácidos nafténicos y asfaltenos [17]. Otro factor

es el pH del agua y la salinidad; así como el tipo de tenso activo, concentración y presencia de alómeros [18]. Los tenso activos deben permitir el rompimiento de la emulsión de una manera sencilla y la recuperación crudo-anhidro, además del tratamiento de agua. Los tenso activos no iónicos son una buena opción, ya que no se ven afectados por la salinidad del agua, son relativamente económicos y no producen residuos orgánicos indeseables que afecten las propiedades del crudo. [19].

El Proceso de emulsificación se puede generar por dos etapas: La etapa de transporte del tensoactivo a la interface, muy dependiente del número de Reynolds y también se tiene la etapa de generación de interfaces, donde predomina el número Capilar y es importante conocer la energía que se proporciona al sistema. La utilización de un emulsionante adecuado en la interface permitirá mantener la estabilidad de una emulsión ya que tendrá la capacidad de crear una barrera protectora que dificultará la coalescencia.

3. Viscosidad

La viscosidad es una propiedad termofísica de transporte de los fluidos muy importante para la determinación de los procesos industriales que se vayan a realizar para la producción de petróleo. A este parámetro se lo describe como la medida del movimiento relativo de un fluido que se resiste a la deformación que es originado por la fricción interna del mismo, sin valerse de las leyes de rozamiento entre sólidos.

La viscosidad dinámica es una propiedad de los fluidos que se caracteriza por su resistencia a fluir, esto es debido al rozamiento entre sus moléculas. La unidad fundamental en el sistema C.G.S. es el poise, definido como ($dina * segundo/cm^2$), en la práctica se utiliza el centipoise, que es la centésima parte de un poise.

Se define como:

$$\mu = \tau / (\partial u / \partial y) \quad (1)$$

Donde τ es la tensión tangencial y Y es la dirección normal al movimiento.

Esta viscosidad es una constante de proporcionalidad, definida como la razón entre el esfuerzo cortante y gradiente de velocidad, que determina el grado de fluidez de una sustancia [20].

La viscosidad cinemática es definida como la relación entre la viscosidad dinámica y la densidad. La unidad fundamental es el stoke, definido como ($cm^2/segundo$), en la práctica se utiliza en centistoke, que es la centésima parte de un stoke. Por analogía la viscosidad cinemática se refiere al momento de difusividad del fluido [20].

$$\nu = \mu / \rho \quad (2)$$

Donde ρ es la densidad del fluido.

B. Materiales

La viscosidad es una medida de la resistencia de un fluido para fluir. Conocer el valor de la viscosidad es necesario para un diseño adecuado de las temperaturas requeridas para el almacenamiento, bombeo o inyección de fluidos. Además, es necesario saber las propiedades físico-químicas de los fluidos con que se va a trabajar.

Existen dos medidas relacionadas con la viscosidad: La viscosidad dinámica (o absoluta) y la viscosidad cinemática. Que pueden ser calculadas a partir de la medida de otras magnitudes, basándonos en estos dos tipos de viscosidades se puede determinar por ciertos métodos experimentales, entre estos tenemos: el viscosímetro Saybolt Universal, que es un método más sencillo de entender.

Esta prueba puede ser usada para determinar la Viscosidad Saybolt Universal o la Viscosidad Saybolt Furol y la viscosidad cinemática de emulsiones de asfalto. Lo cual cubre los procedimientos empíricos para determinar las viscosidades de productos derivados del petróleo a temperaturas específicas entre 21° y 99°C.

En este método de análisis, el tiempo de salida está en segundos en una muestra de 60ml. El fluido fluye a través de un orificio calibrado, medido bajo condiciones cuidadosamente controladas. El tiempo se corrige por un factor de orificio y se lo reporta como la viscosidad de la muestra a cierta temperatura. Este procedimiento es sencillo y requiere de un equipo simple, haciendo una conversión de SSU a viscosidad cinemática. El viscosímetro usa las normas ASTM D88 y D244, consideradas como los métodos estándar de prueba para la viscosidad cinemática de un fluido liviano y pesado.

El viscosímetro Saybolt es un tipo de viscosímetro empírico y uno de los más confiables por su excelente precisión, lo que permite obtener la viscosidad de un líquido, la cual se determina con la medición del tiempo en segundos Saybolt que tarda en escurrir un determinado volumen de fluido libremente a través de un orificio calibrado.

En cuanto a los valores de viscosidad, están dados en Segundos Saybolt Universal (SSU), tomados a temperaturas específicas. Se utiliza la siguiente ecuación, descrita por

Herschel [11] donde demostró que dicha expresión permitiría calcular la viscosidad cinemática experimental.

$$\vartheta = (At) - B/t \quad (3)$$

Donde A y B, son las constantes obtenidas experimentalmente.

t, es el tiempo en Segundos Saybolt. (SSU)

ϑ , Viscosidad cinemática (cst)

Se muestra en la TABLA II los valores de las constantes A y B, para viscosidades Saybolt, Redwood y Engler:

TABLA II
CONSTANTES A Y B PARA VISCOSIDADES

Viscosidad	Constante A	Constante B
SAYBOLT	0.220	180
REDWOOD	0.260	171
ENGLER	0.147	374

Fuente: (Machuca and Yépez, 2009).

Por lo tanto, la relación entre la viscosidad y Segundos Saybolt la obtenemos con la siguiente expresión matemática:

$$\vartheta = (0,22t) - 180/t \quad (4)$$

Donde ϑ es la viscosidad cinemática (cst) y t es el tiempo de escurrimiento (s).

Al hablar de este equipo se refiere a dos tipos de diámetros en los orificios calibrados por donde pasa el fluido:

1) El de Punta Universal (SSU): usado para fluidos livianos, con valores de viscosidad en Segundos Saybolt Universal a temperaturas de 21 °C a 99 °C. El diámetro de su orificio es de $\varnothing = 1.77 \text{ mm} \pm 0,015 \text{ mm}$.

2) El de Punta Furol (SSF): usado para fluidos pesados, con valores de viscosidad en Segundos Saybolt Furol a temperaturas entre 120 °C a 240 °C. El diámetro de su orificio es de $\varnothing = 3.15 \text{ mm} \pm 0,020 \text{ mm}$.

El objetivo de este equipo es determinar la Viscosidad Saybolt Universal o la Viscosidad Saybolt Furol y la viscosidad cinemática de emulsiones de asfalto a temperaturas específicas entre 21° y 240°C.

C. Muestra

1) "Crudo 1"

Este crudo proviene del Bloque 16 - Campo AMO, cuyas propiedades petrofísicas se caracterizaron mediante la utilización de las normas ASTM en su respectivo laboratorio y su pertinente análisis se realizó en el laboratorio de petróleo de la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL).

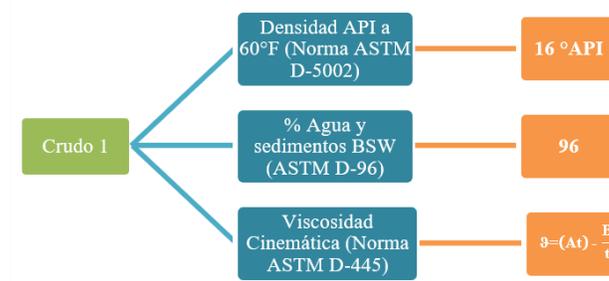


Fig. 4 Esquema de la caracterización del "Crudo 1"

Fuente: (Industria Petrolera, 2018).

2) “Crudo 2”

Esta muestra proviene del Bloque 21 - Campo YURALPA, el cual se caracterizó mediante la utilización de las normas ASTM en el laboratorio de la empresa Intertek y su respectivo análisis se realizó en el laboratorio de petróleo de la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL).

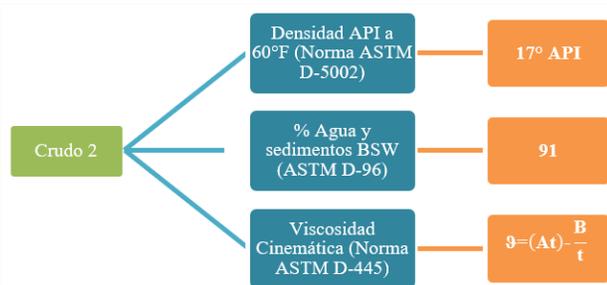


Fig. 5 Esquema de la caracterización del “Crudo 2”
Fuente: (Industria Petrolera, 2018).

3) Demulsificante

El demulsificante utilizado para este estudio es conocido con el nombre comercial SR-1123 Desalting Emulsion Breaker, este es un rompe emulsión de desalinización primaria diseñado específicamente para romper emulsiones de agua en aceite con un amplio rango de pH. Además, ayuda a tratar eficazmente emulsiones de petróleo crudo en el proceso de desalación.



Fig. 6 Demulsificante SR-1123, Desalting Emulsion Breaker
Fuente: (López, 2018).

D. Esquema de Trabajo

Se detalla en la Fig. 7 y Fig. 8, el proceso que se realiza en el laboratorio de petróleo con la muestra de Crudo 1 y Crudo 2, respectivamente, sin formar emulsión y formando emulsión. En referencia a la obtención de la viscosidad con respecto a los factores de temperatura y porcentaje de aditivo.

El viscosímetro Saybolt se configura con las temperaturas que se vayan a utilizar para efectuar la prueba (en este caso de estudio sería a 40, 50, 60, 70, 80, 90 y 100°C) y se coloca en el contenedor del viscosímetro un vaso de precipitación con 100ml de crudo, si el estudio es determinar la viscosidad sin emulsión. En caso de aplicar emulsión, se contempla crudo más demulsificante al 10%, 15%, 30% y 45% de concentración para un volumen total de 100ml, llevando finalmente esta emulsión (crudo y demulsificante) de 100 ml al contenedor.

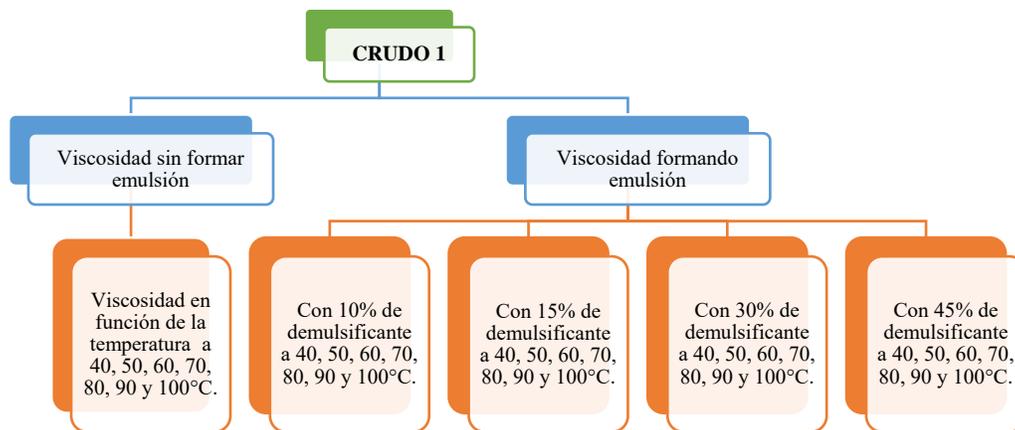


Fig. 7 Esquematización Experimental del “Crudo 1”
Fuente: (López, 2018).

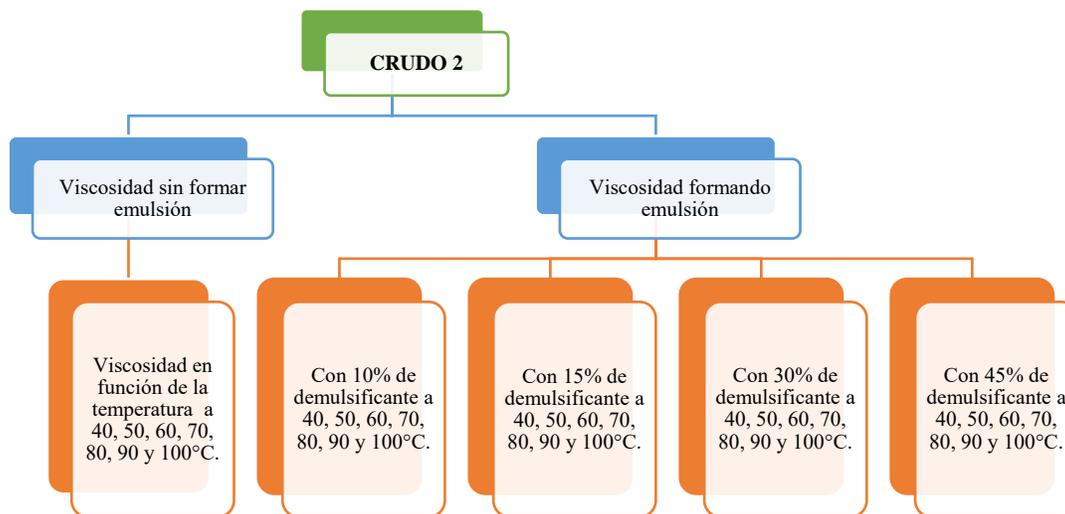


Fig. 8 Esquemización Experimental del “Crudo 2”
Fuente: (López, 2018).

El viscosímetro Saybolt se configura con las temperaturas que se vayan a utilizar para efectuar la prueba (en este caso de estudio sería a 40, 50, 60, 70, 80, 90 y 100°C) y se coloca en el contenedor del viscosímetro un vaso de precipitación con 100ml de crudo, si el estudio es determinar la viscosidad sin emulsión. En caso de aplicar emulsión, se contempla crudo más demulsificante al 10%, 15%, 30% y 45% de concentración para un volumen total de 100ml, llevando finalmente esta emulsión (crudo y demulsificante) de 100 ml al contenedor.

I. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Las pruebas de laboratorio se realizaron con crudos de 16° y 17° API, por un lado, sin adicionar demulsificante, y por otro, adicionando demulsificante en diferentes porcentajes, obteniendo resultados sobre los que se realizó el análisis correspondiente. Se aplicó la expresión matemática $\eta = (At) - B/t$, para determinar el valor de la viscosidad cinemática.

A. Análisis Experimental del Crudo 1

Los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio con el crudo de 16° API, se muestran en la TABLA III y Fig. 9. Se observa que el efecto del demulsificante es óptimo entre la temperatura de 40 y 60 °C, donde la disminución de la viscosidad es más pronunciada. Esto se evidencia cuando el crudo con 0% de aditivo registra una viscosidad de 251.52 cst., a diferencia cuando el crudo tiene un 45% de aditivo registrando una reducción muy significativa en la viscosidad cinemática a 78.48 cst, lo que no ocurre si la temperatura sigue incrementando. Los óptimos porcentajes de adición del demulsificante son entre el 10% y 15% por evidenciar una mejor respuesta en la declinación de las curvas de viscosidad, puesto que a porcentajes entre 30% y 45%, inicialmente registra una notable reducción de la viscosidad cinemática, pero al aumentar la temperatura a valores superiores a 40 °C su comportamiento se vuelve constante. La adición del 15% de demulsificante logra una reducción de 99.0 cst en la viscosidad cinemática.

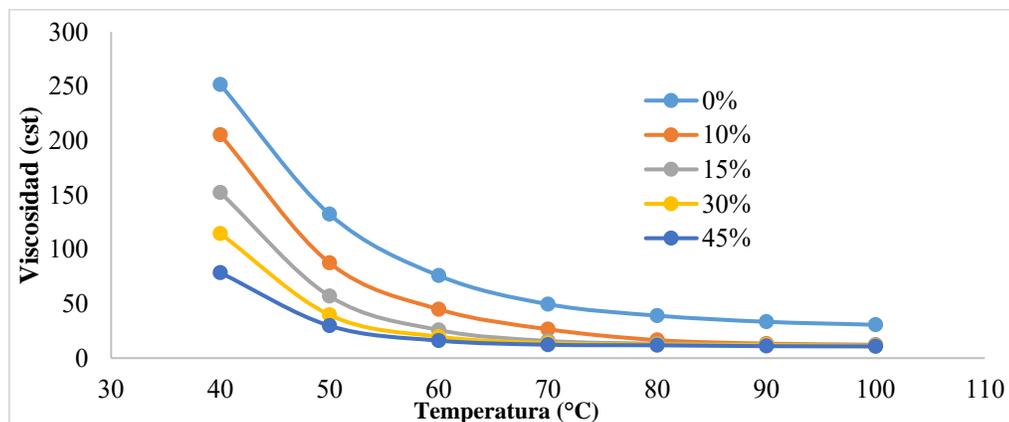


Fig. 9 Curva de Viscosidad Cinemática vs Temperatura del “Crudo 1”
Fuente: (López, 2018).

TABLA III
ANÁLISIS EXPERIMENTAL GENERAL DEL “CRUDO 1” A DIFERENTES CONDICIONES

16° API										
T (°C)	0% Demulsificante		10% Demulsificante		15% Demulsificante		30% Demulsificante		45% Demulsificante	
	Tiempo (s)	Viscosidad (cst)	Tiempo (s)	Viscosidad (cst)	Tiempo (s)	Viscosidad (cst)	Tiempo (s)	Viscosidad (cst)	Tiempo (s)	Viscosidad (cst)
40	1144	251.52	934	205.29	693	152.2	522	114.5	359	78.48
50	603	132.36	400	87.55	262	56.95	185	39.79	141	29.74
60	347	75.82	208	44.89	124	25.83	98	19.72	83	16.09
70	229	49.59	127	26.52	82	15.84	74	13.85	68	12.31
80	182	39.05	85	16.58	72	13.34	69	12.57	66	11.79
90	157	33.39	72	13.34	69	12.57	67	12.05	63	11.00
100	145	30.66	68	12.31	67	12.05	64	11.27	62	10.74

Fuente: (López, 2018).

B. Análisis Experimental del Crudo 2

Los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio con el crudo de 17° API, se muestran en la TABLA IV y Fig. 10. Para el crudo 2, el efecto del demulsificante es óptimo entre la temperatura de 40 y 60 °C, donde la disminución de la viscosidad cinemática es más pronunciada teniendo en cuenta que para el crudo con 0% de aditivo se obtiene una viscosidad cinemática de 224.44 cst, a diferencia cuando el crudo tiene un 45% de aditivo donde su viscosidad se reduce

notablemente a 52.72 cst, lo que no ocurre si la temperatura sigue incrementando. Los óptimos porcentajes de demulsificante son entre 10% y 15% por evidenciar una mejor respuesta en la declinación de las curvas de viscosidad, puesto que a porcentajes entre 30% y 45%, inicialmente registran una notable reducción de la viscosidad cinemática, pero al aumentar la temperatura a valores superiores a 40 °C su comportamiento se vuelve constante. La adición del 15% de demulsificante logra una reducción de 107.00 cst en la viscosidad cinemática.

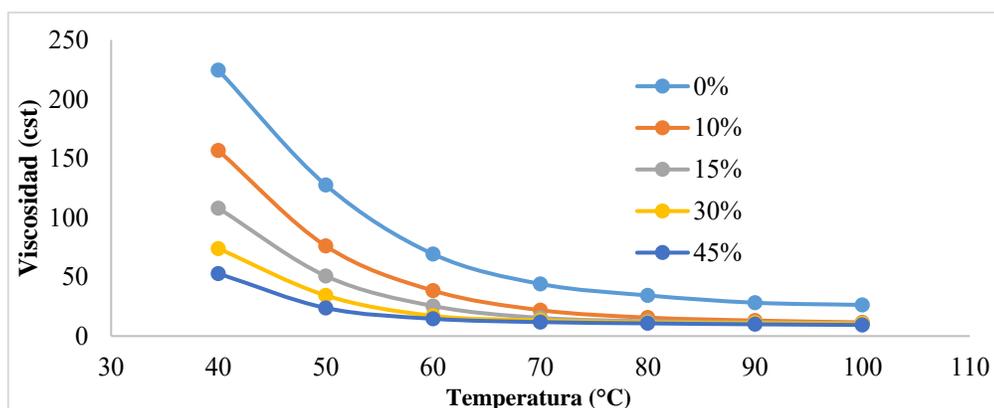


Fig. 10 Curva de Viscosidad Cinemática vs Temperatura del “Crudo 2”

Fuente: (López, 2018).

TABLA IV
ANÁLISIS EXPERIMENTAL GENERAL DEL “CRUDO 2” A DIFERENTES CONDICIONES

17° API										
T (°C)	0% Demulsificante		10% Demulsificante		15% Demulsificante		30% Demulsificante		45% Demulsificante	
	Tiempo (s)	Viscosidad (cst)	Tiempo (s)	Viscosidad (cst)	Tiempo (s)	Viscosidad (cst)	Tiempo (s)	Viscosidad (cst)	Tiempo (s)	Viscosidad (cst)
40	1021	224.44	713	156.61	492	107.87	338	73.83	243	52.72
50	581	127.51	348	76.04	234	50.71	161	34.30	115	23.73
60	317	69.17	179	38.37	122	25.36	87	17.07	77	14.60
70	204	44.00	107	21.86	80	15.35	72	13.34	66	11.79
80	161	34.30	81	15.60	69	12.57	65	11.53	62	10.74
90	134	28.14	71	13.08	65	11.53	63	11.00	59	9.93
100	126	26.29	65	11.53	62	10.74	61	10.47	57	9.38

Fuente: (López, 2018).

La estabilidad de la emulsión aumenta rápidamente cuando la proporción cambia a 15-45%. El límite máximo de contenido de petróleo-crudo juega un papel muy importante en el diseño del sistema de transporte de emulsión.

Obviamente, es deseable reducir el contenido de agua de las emulsiones lo menos posible para mejorar la eficiencia del sistema de transporte; menos espacio de tubería estará ocupado por agua. Por otro lado, más allá de cierto límite, aumentar el contenido de crudo de la emulsión daría lugar a una mejora significativa en su viscosidad debido a la inversión de fase [34].

Uno de los métodos importantes que se pueden utilizar para reducir la viscosidad del petróleo crudo pesado y, por lo tanto, para mejorar la capacidad de flujo es cambiar la temperatura. La temperatura tiene un fuerte efecto sobre la viscosidad y el comportamiento viscoso. Este efecto determina el comportamiento del flujo del petróleo crudo en términos de las relaciones viscosidad-velocidad de corte [34].

La temperatura se ajustó a los valores de 40, 50, 60, 70, 80, 90 y 100 °C, la Fig. 9 y Fig. 10 ilustra el resultado. Ref. [33] con el demulsificante Span 83 muestra una mayor reducción de viscosidad entre 30 a 50 °C, la que se contrasta en este trabajo en una temperatura idónea de acción entre 40 a 60 °C. Con un aumento en la concentración del emulsionante, las gotas se vuelven más pequeñas debido a la menor tensión interfacial.

CONCLUSIONES

La adición de un demulsificante aporta a la fluidez del crudo, reduciendo la resistencia. Sin embargo, las dosis de este aditivo no deben exceder un límite (50%), puesto que dejaría de ser un estudio factible, tanto técnico como económico en la industria petrolera, se han obtenido mejores resultados si la densidad del crudo es más alta, tal como se empleó para crudos de 16 y 17 °API.

Para el crudo 1, “Campo Amo”, la viscosidad óptima sería de 25.83 cst. Se optimiza este valor de viscosidad a una temperatura de 60 °C y un 15 % de demulsificante, debido a que en este punto se da la mayor declinación de la curva sin tener que utilizar mayor porcentaje del aditivo y una mayor temperatura.

Para el crudo 2, “Campo Yuralpa”, la viscosidad óptima sería de 25.36 cst. Se optimiza este valor de viscosidad a una temperatura de 60 °C y un 15 % de demulsificante debido a que en este punto hay la mayor declinación de la curva sin tener que utilizar mayor porcentaje del aditivo y una mayor temperatura.

NOMENCLATURA

CO ₂	Dióxido de carbono
ASTM	American Society for Testing and Materials
API	American Petroleum Institute
°C	Unidad termométrica en grado Celsius o grado centígrado
pH	Medida de acidez o alcalinidad de una disolución
CGS	Sistema Cegesimal de Unidades
Well-Pads	Estaciones de varios pozos entre verticales, direccionales u horizontales.
Scrubber	Dispositivo para eliminar la suciedad, el agua, la materia extraña o los líquidos no deseados que forman parte del flujo.

REFERENCIAS

- [1] Alianza Fiidem AC, “Informe de alternativas tecnológicas sobre aseguramiento de flujo para crudo pesado y extra pesado,” 2011.
- [2] J. Oñate, R. Rodríguez, “Evaluación de las alternativas de transporte de crudo pesado por tubería: Caso aplicado al Campo Ruales,” Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga – Colombia, 2012.
- [3] M.A. Messick, “Pipeline transportation of heavy crude oil,” Patent 4,343,323. US, 1982
- [4] A. Saniere, I. Hénaut, J. F. Argillier, “Pipeline transportation of heavy oils, a strategic, economic and technological challenge,” *Oil Gas Sci. Tech. Rev. IFP* 59 (5), pp. 455–466, 2004.
- [5] S.S. Marsden, R. Raghaven, “A system for producing and transporting crude oil as oil/water emulsions,” Presented to Petroleum Division. ASME, Paper 72-Pet-42, 1972.
- [6] T.R Sifferman, “Method of transporting viscous hydrocarbons,” Patent 4,265,264. US, 1981.
- [7] R. Simon, W.G. Poynter, “Pipelining oil/water mixtures,” Patent 3,519,006. US, 1970
- [8] N. S. Ahmed et al., “Formation of fluid heavy oil-in-water emulsions for pipeline transportation,” *J. Fuel* 78, pp. 593–600, 1999.
- [9] S. Acevedo, X. Gutierrez, H. Rivas, “Bitumen-in-water emulsions stabilized with natural surfactants,” *J. Colloid Interface Sci.* 242, pp. 230–238, 2001.
- [10] A. A. Hart, “A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines,” *J Petrol Explor Prod Technol.*, volumen 4 (número 1), pp. 327-336, 2014.
- [11] A. Saniere, “Pipeline transportation of heavy oils, a strategic, economic and technological challenge,” *Oil & Gas Science And Technology*, volumen 59 (número 5), pp. 455-466, 2004.
- [12] R. M. Palou, “Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: a review,” *Journal of Petroleum Science And Engineering*, volumen 75 (número 1), pp. 274-282, 2011.
- [13] G. González, “Explotación de Crudos Pesados,” Bogotá-Colombia, 1980.
- [14] MathPro, “Introducción a la refinación del petróleo y producción de gasolina y diésel con contenido ultra bajo de azufre”, Bethesda, Maryland. 2011.
- [15] A. Anguiano, “Metodología para el aseguramiento de flujo de crudo pesado”, México, 2009.
- [16] A. Fernandez, “Preparación, caracterización y estabilidad de emulsiones y microemulsiones O/W”, Granada-España, 2006.
- [17] M. Martínez, “Formación y caracterización de emulsiones altamente concentradas de betún en agua”, Barcelona-España, 2010.
- [18] Martínez et al., “Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review, *Journal of Petroleum Science and Engineering*”, 2011.
- [19] Sjöblom et al., “Our current understanding of water in crude oil emulsions, *Advances in Colloid and Interface Science*”, 2003.
- [20] M. Porter, *Handbook of surfactants*, 2da ed, Chapman & Hall Edits, 1994.
- [21] Rivas et al., “Natural surfactant with Amines and Ethoxylated Alcohol”, 1998

[22] J. Zambrano, "Desarrollo de un viscosímetro de hilo vibrante para la caracterización termofísica a alta presión de nuevos biocombustibles", Valladolid-España, 2014.

[23] W.H. Herschel, R. Bulkley, "Measurement of consistency as applied to rubber-benzene solutions," en 29th Annual Meeting of the American Society of Testing Materials, Atlantic City, NJ, Proceedings, 26(82), pp. 621-629, Junio 21-25, 1926.

[24] Industria Petrolera. Informe Petrofísico Campo Amo. Oriente, 2018.

[25] Industria Petrolera. Informe Petrofísico campo Yuralpa. Oriente, 2018.

[26] Industria Petrolera. Informe Petrofísico de demulsificante SR-1123, 2018.

[27] Machuca y Yépez. Diseño, construcción y experimentación de un viscosímetro Saybolt y desarrollo de un sistema de control temperatura en cascada para el laboratorio de fluidos de la facultad de mecánica. Ecuador, 2009.

[28] J. Morales, Estudio del comportamiento reológico de emulsiones de crudos pesados. Quito-Ecuador, 2014.

[29] C. Castillo, "Diseño, validación e implementación de un sistema experimental de alta presión y temperatura para medición de viscosidad de aceites crudos con precisión de referencia," México 2014.

[30] D. M. Cruz, "Estudio teórico-experimental del comportamiento Reológico de crudos pesados," México 2010.

[31] Salager and Marfisi, "Formulación, composición y fabricación de emulsiones para obtener las propiedades deseadas," Mérida - España 2004.

[32] Rebolledo y Melania "Estudio del efecto de sólidos en la estabilidad de una emulsión de agua en aceite bajo un campo eléctrico," Caracas - Venezuela, 2007.

[33] H. N. Abdurahman, "Flow Enhancement in Pipeline Transportation for Heavy Crude Oil Emulsion," Faculty of Chemical Engineering and Natural Resources, University Malaysia Pahang, Gambang, 26300, Pahang, Malaysia. International Journal of Engineering Sciences & Research Technology, pp. 143-148, 2014.

[34] S.N. Ashrafzadeh, M. Kamran, "Emulsification of heavy crude oil in water for pipeline transportation," 2010.

[35] L. E. López, "Representación Gráfica del Comportamiento de la Viscosidad Cinemática en Emulsiones de Crudos Pesados," Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2018.

[36] J. L. Huera, "Estudio de factibilidad técnica económica del dispositivo autónomo de control de flujo (AICD) en el Bloque 16," Universidad Central del Ecuador, 2013.

[37] L. C. Chaoping, "Caracterización geológica de la formación Hollín al noreste del Campo Yuralpa en la Cuenca Oriente," Universidad Central del Ecuador, 2019.

APPENDIX

Se visualiza el efecto entre los dos crudos empleados para este estudio en la Fig. 11 con respecto al aumento de la temperatura, en las Fig. 12 y Fig. 13 de acuerdo al incremento en el porcentaje de demulsificante a cada crudo.

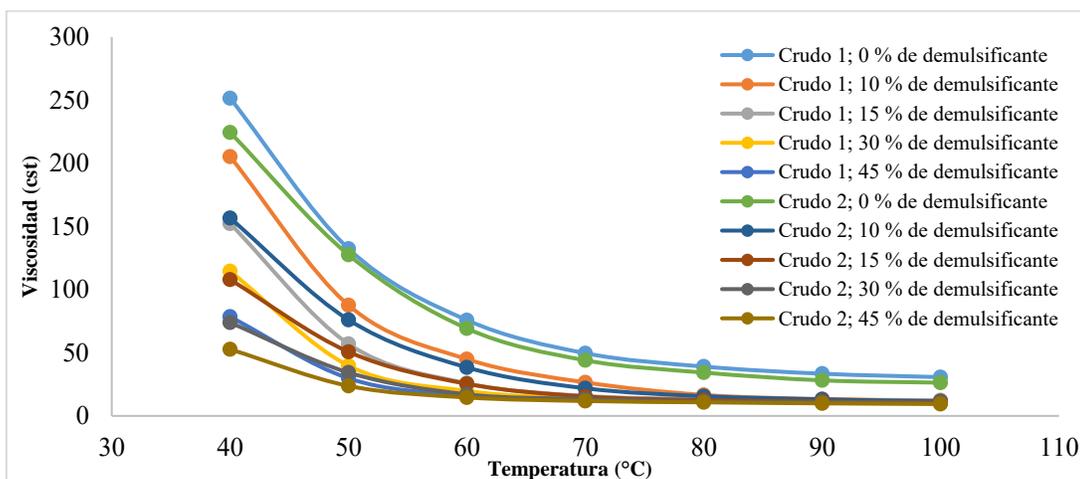


Fig. 11 Curva de Viscosidad Cinemática vs Temperatura del "Crudo 1" y del "Crudo 2" a diferentes condiciones Fuente: (López, 2018).

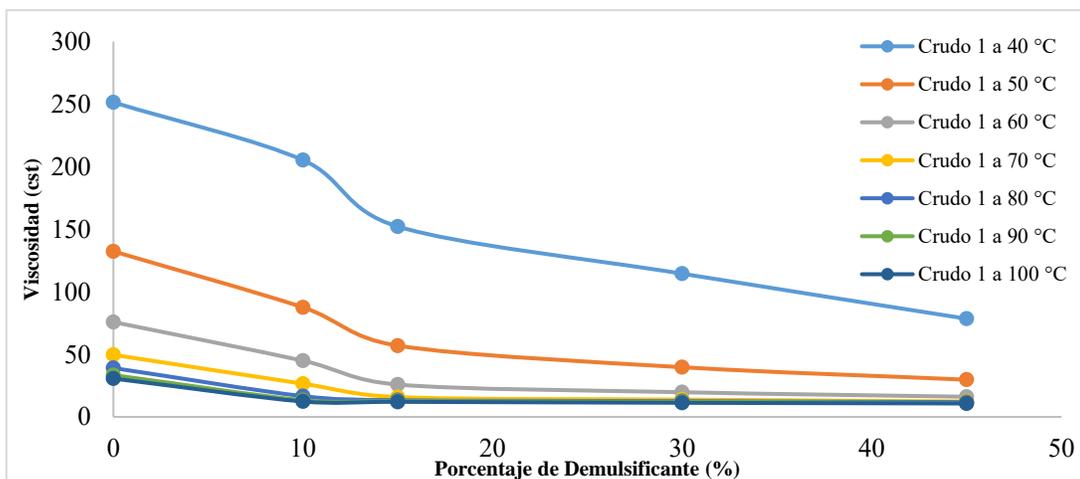


Fig. 12 Curva de Viscosidad Cinemática vs Porcentaje de demulsificante del "Crudo 1" a diferentes condiciones Fuente: (López, 2018).

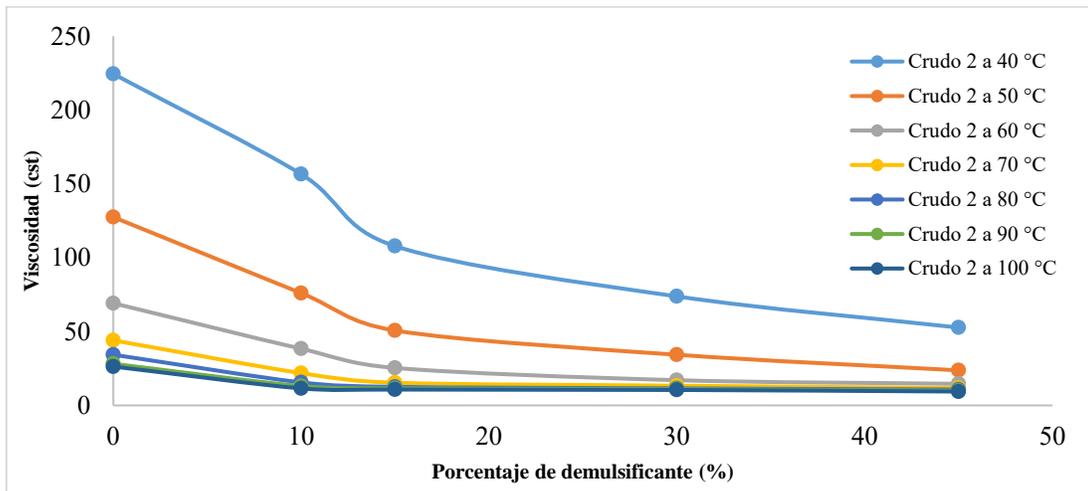


Fig. 13 Curva de Viscosidad Cinemática vs Porcentaje de demulsificante del “Crudo 2” a diferentes condiciones
Fuente: (López, 2018).

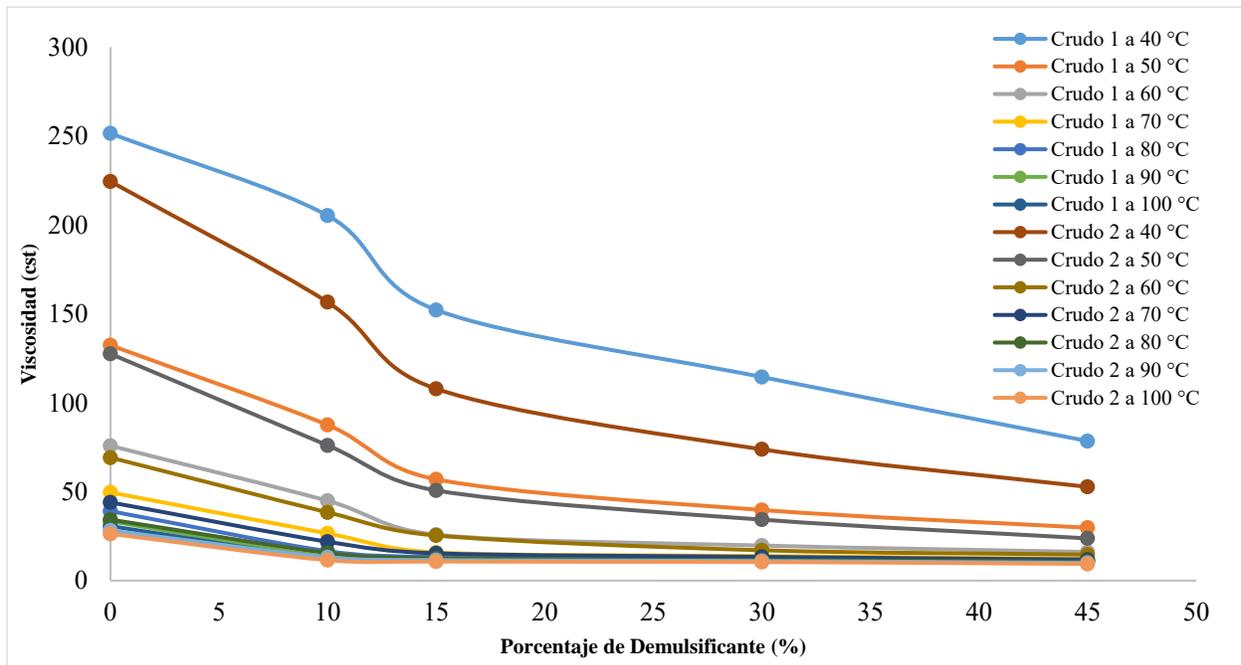


Fig. 14 Curva de Viscosidad Cinemática vs Porcentaje de demulsificante del “Crudo 1” y del “Crudo 2” a diferentes condiciones
Fuente: (López, 2018).