

Propuesta de una metodología para la evaluación de la viscosidad de emulsiones de agua en  
crudos extra pesados

Juan Carlos Jaimes Rodríguez

Trabajo de monografía para optar el título de especialista en ingeniería de yacimientos

Director

Wilson Antonio Cañas Marín

Ingeniero químico, m.sc.

Universidad industrial de Santander

Facultad de ingenierías fisicoquímicas

Escuela de ingeniería de petróleos

Especialización en ingeniería de yacimientos

Bucaramanga

2020

**DEDICATORIA**

A Dios por su bondad, a toda mi familia por el apoyo incondicional especialmente a mi hija Ana Catalina.

## **AGRADECIMIENTOS**

De manera especial al Instituto Colombiano del Petróleo, al magíster Wilson Antonio Cañas Marín y al químico Fabián Alexander Tunarosa Rodríguez por todo el soporte y apoyo brindado.

A la Universidad Industrial de Santander y al PhD. Emiliano Ariza León.

**Tabla de Contenido**

	Pág.
Introducción .....	16
1. Objetivos .....	18
1.1 Objetivo General .....	18
1.2 Objetivos Específicos.....	18
2. Marco de referencia .....	19
2.1 Crudos Pesados Y Extrapesados .....	19
2.1.1 Pruebas PVT de crudo pesado y extrapesado .....	22
2.2 Emulsiones.....	24
2.3 Viscosidad.....	27
Fuente: Boyes <i>et al.</i> , 2010.....	30
2.4 Estado Del Arte.....	30
2.4.1 Estudios en viscosidad de crudo pesado .....	31
2.4.2 Estudios en emulsiones de crudo. ....	33
2.4.3 Estudios de viscosidad de emulsiones .....	38
2.5 Propuesta Metodológica.....	40
2.5.1 Procedimiento experimental .....	42
2.5.2 Resultados .....	45
3. Conclusiones .....	55
4. Recomendaciones .....	56
Referencias Bibliográficas .....	57

**Lista De Tablas**

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de hidrocarburos de acuerdo con gravedad API y viscosidad .....	19
Tabla 2. Medición de la viscosidad a condición atmosférica del material de referencia certificado Cannon S8000 @ 80 °C .....	46
Tabla 3. Mediciones del viscosímetro capilar y el viscosímetro electromagnético del material de referencia certificado Cannon S8000 @ 90.6 °C (195 °F) .....	47
Tabla 4. Registro del comportamiento reológico del n-decano a diferentes tasas de corte @ 1124.7 psig, 77.2 °F .....	48
Tabla 5. Registro de la medición de la viscosidad de la emulsión de los crudos extrapesados A, B y C con distinta fracción volumétrica de agua ( $\phi$ ) @ 190 °F .....	50
Tabla 6. Registro de parámetros para establecer la naturaleza Newtoniana de las emulsiones del crudo extrapesado A ( $\phi=13\%$ y $\phi=30\%$ ) @ 190 °F, 2000 psig .....	53

### Lista De Figuras

	Pág.
Figura 1. Viscosidad a temperatura de yacimiento vs. °API de crudos pesados (heavy oils) y extrapesados (extra-heavy oils).....	20
Figura 2. Mecanismo de estabilización de emulsiones vía agregación moléculas polares/sólidos .....	26
Figura 3. Micrografía de una emulsión W/O de producción .....	27
Figura 4. Modelo de esfuerzo y tasa de corte en viscosidad.....	28
Figura 5. $\tau$ vs $\gamma$ . Comportamiento reológico de fluidos Newtonianos y no-Newtonianos.....	30
Figura 6. Número de publicaciones por año de viscosidad de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: viscosity heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19) .....	31
Figura 7. Número de publicaciones por autor de viscosidad de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: viscosity heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19).....	32
Figura 8. Número de publicaciones por área de estudio de viscosidad de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: viscosity heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19).....	32
Figura 9. Número de publicaciones por país de viscosidad de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: viscosity heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19).....	33

Figura 10. Número de publicaciones por año de emulsión de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: emulsion crude oil & emulsion heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19) .....	34
Figura 11. Número de publicaciones por autor de emulsión de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: emulsion crude oil & emulsion heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19).....	35
Figura 12. Número de publicaciones por área de estudio de emulsión de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: emulsion crude oil & emulsion heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19) .....	36
Figura 13. Número de publicaciones por país de emulsión de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: emulsion crude oil & emulsion heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19) .....	37
Figura 14. Número de publicaciones por año de viscosidad de emulsiones de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: viscosity emulsion heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19).....	38
Figura 15. Número de publicaciones por autor de viscosidad de emulsiones de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: viscosity emulsion heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19).....	39
Figura 16. Número de publicaciones por área de estudio de viscosidad de emulsiones de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: viscosity emulsion heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19) .....	39

Figura 17. Número de publicaciones por país de viscosidad de emulsiones de crudo pesado.

Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: viscosity emulsion heavy crude oil

(Scopus, fecha de consulta 24.08.19)..... 40

Figura 18. Configuración del viscosímetro capilar de alta presión adaptado para la medición de viscosidad de emulsiones de crudos pesados y extrapesados en condición monofásica ..... 41

Figura 19. Viscosímetro capilar instalado para la medición de viscosidad de emulsiones de crudos pesados y extrapesados en condición monofásica..... 43

Figura 20. Diagrama de procesos de la metodología propuesta para la evaluación de viscosidad en crudos pesados, extrapesados y sus emulsiones empleando un viscosímetro capilar ..... 45

Figura 21. Comparación de la serie de mediciones entre el viscosímetro capilar y el viscosímetro electromagnético del material de referencia certificado Cannon S8000 @ 90.6 °C (195 °F) ..... 47

Figura 22. Comportamiento newtoniano del n-decano evaluado a diferentes tasas de corte @ 1124.7 psig, 77.2 °F ..... 49

Figura 23. Registro del diferencial de presión ( $\Delta P$ ) vs caudal (Q) correspondiente a diferentes tasas de corte en la medición de viscosidad del n-decano evaluado @ 1124.7 psig, 77.2 °F..... 49

Figura 24. Viscosidad de las emulsiones de los crudos extrapesados A, B y C con  $\phi = 2\%$  @ 190 °F..... 51

Figura 25. Viscosidad de las emulsiones de los crudos extrapesados A, B y C con  $\phi = 13\%$  @ 190 °F..... 51

Figura 26. Viscosidad de las emulsiones de los crudos extrapesados A, B y C con  $\phi = 30\%$  @ 190 °F..... 52

Figura 27. Curva reológica para establecer el índice de comportamiento de las emulsiones del crudo extrapesado A ( $\phi=13\%$  y  $\phi=30\%$ ) @ 190 °F, 2000 psig..... 53

Figura 28. Curva reológica viscosidad vs tasa de corte de las emulsiones del crudo extrapesado A  
( $\phi=13\%$  y  $\phi=30\%$ ) @ 190 °F, 2000 psig..... 54

## Resumen

**Título:** propuesta de una metodología para la evaluación de la viscosidad de emulsiones de agua en crudos extrapesados

**Autor:** Juan Carlos Jaimes Rodríguez\*\*

**Palabras claves:** emulsión de crudo vivo, viscosidad, crudo extrapesado.

### Descripción:

Este documento plantea una metodología experimental para la medición de la viscosidad de crudo pesado, extrapesado y sus emulsiones a partir de un viscosímetro capilar adaptado de equipos y materiales de uso habitual en un laboratorio PVT convencional. La propuesta se basa en efectuar las mediciones de viscosidad bajo condición isotérmica y flujo capilar que permitan evaluar el fluido en diferentes tasas de corte y en amplios rangos de presión. Mediante revisión bibliográfica y pruebas preliminares, se estableció que la ecuación Hagen-Poiseuille relaciona de manera adecuada la viscosidad y los parámetros de operación del equipo capilar configurado. El desarrollo de la metodología se aseguró mediante pruebas de validación que determinaron la consistencia y el grado de confiabilidad de las mediciones de viscosidad con respecto a técnicas estandarizadas y materiales de referencia certificados.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Wilson Antonio Cañas Marín - Ingeniero Químico, M.Sc.

### **Abstract**

**Title:** proposal of a methodology for the evaluation of the viscosity of water emulsions in extracted crudes\*

**Author:** Juan Carlos Jaimes Rodríguez\*\*

**Key words:** live crude emulsion, viscosity, extra-heavy crude.

#### **Description:**

This document proposes an experimental methodology measuring the viscosity of heavy, extra-heavy crude oils and its emulsions from a capillary viscometer adapted from equipment and materials commonly used in a conventional PVT laboratory. The methodological approach is based on viscosity measurements under isothermal condition and capillary flow at different shear rates and wide pressure ranges. By means of literature review and preliminary tests, it was established that the Hagen-Poiseuille equation is adequate for describing the relationship between viscosity and operating parameters of the configured capillary equipment. The data consistency and reliability of the methodology were evaluated with validation tests compared to standardized techniques and certified reference materials.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director Wilson Antonio Cañas Marín - Chemical Engineer, M.Sc.



## Introducción

Las reservas de petróleo liviano y convencional han disminuido significativamente en décadas recientes a escala global. Como alternativa para el abastecimiento de las demandas energéticas y de materias primas, actualmente las compañías petroleras han ampliado su interés, entre otras fuentes, a la explotación de crudos pesados y extrapesados. Este tipo de hidrocarburos han contribuido al aumento de los volúmenes de producción y, en Colombia, se cuenta con una potencial fuente de reservas en campos como Rubiales, Castilla, Chichimene, Teca, Cocorná, CPO-09, Apiay, y Ombú (Buitrago *et al*, 2012). Por otro lado, es común que la producción de los fluidos pesados y extrapesados esté acompañada con la formación de emulsiones agua en crudo, bien sea formadas en cara de pozo o en las facilidades de producción. La formación de estas emulsiones acarrea la elevación de costos de producción debido a su baja fluidez y a la incorporación de procesos para adecuar su tratamiento. Además, la emulsión producida constituye una interferencia en la caracterización y estudio habitual de las propiedades termodinámicas del hidrocarburo de yacimiento en laboratorios de reología y/o de análisis PVT (presión, volumen & temperatura). Teniendo en cuenta la demanda, la disponibilidad de estos recursos y los retos que se plantean en el entendimiento de su comportamiento termodinámico, el desarrollo de esta monografía se basó en la revisión bibliográfica de los métodos disponibles para la medición de viscosidad de crudos extrapesados y sus emulsiones, enmarcada dentro del

ámbito de las pruebas PVT de fluidos de yacimiento y enfocada en el desarrollo de una metodología basada en las tecnologías y equipos disponibles en los laboratorios convencionales de estudios PVT.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Plantear una metodología que permita efectuar la evaluación de la viscosidad de emulsiones en crudos extrapesados, pertinente a los estudios PVT de hidrocarburos de yacimiento

### **1.2 Objetivos Específicos**

- Efectuar la revisión bibliográfica sobre medición de propiedades reológicas en crudos extrapesados y sus emulsiones acuosas, mediante herramientas cuantitativas o de vigilancia tecnológica.
- Seleccionar la información que sea útil en el ámbito de estudios PVT de fluidos de yacimiento
- Determinar el grado de utilidad de la información seleccionada para una posible adaptación de técnicas de medición de viscosidad, basada en equipos de pruebas PVT convencionales.
- Consolidar la información seleccionada para establecer la propuesta metodológica de evaluación de la viscosidad de emulsiones en crudos extrapesados.

## 2. Marco De Referencia

### 2.1 Crudos Pesados Y Extrapesados

Los crudos pesados y extrapesados son hidrocarburos altamente viscosos que suelen presentar dificultades operacionales durante su producción y transporte. Aunque la clasificación del hidrocarburo tiende a restringirse a la magnitud de su densidad (por eso se emplea el término “pesado”), la propiedad que es determinante en la producción y recuperación del fluido es la viscosidad (mayor viscosidad, entonces mayor dificultad en su producción), por lo cual los crudos pesados también son descritos como “viscosos” en relación con los hidrocarburos convencionales (**Tabla 1**, Guo *et al.*, 2016; Alboudwarej *et al.*, 2006)

Tabla 1. Clasificación de hidrocarburos de acuerdo con gravedad API y viscosidad

	Gravedad API	
	(°)	Viscosidad (cP)
Crudo Liviano	>22	<100
Crudo Pesado	10–22	>100
Crudo extrapesado (bitumen)	<10	>10,000

Fuente: Guo *et al.*, 2016

Debido a que no se establece una relación simple y específica entre la densidad y la viscosidad de los crudos pesados y extrapesados (como se ilustra en la **Figura 1**, para un

determinado valor de  $^{\circ}$ API la viscosidad puede variar entre 20 a más de 10 000 cP), deben determinarse otras propiedades que permitan establecer una descripción fisicoquímica adecuada del hidrocarburo (Nagarajan *et al.*, 2007).

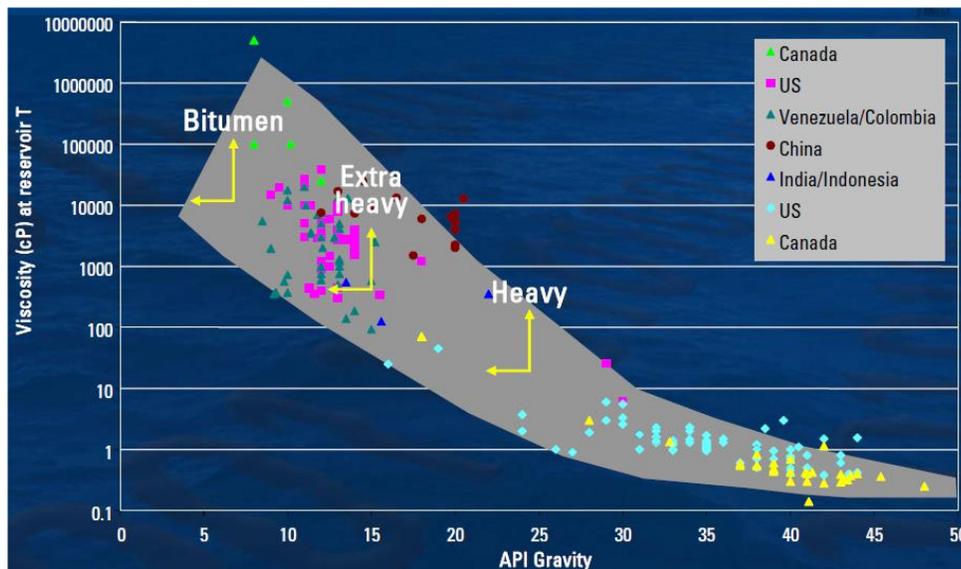


Figura 1. Viscosidad a temperatura de yacimiento vs.  $^{\circ}$ API de crudos pesados (heavy oils) y extrapesados (extra-heavy oils)

Fuente: Taylor, 2007

Estas propiedades abarcan desde la apariencia física (color o estado), pasando por el peso molecular promedio hasta el contenido de azufre, nitrógeno, metales (*i.e.* níquel y vanadio) y número de acidez. Todo esto se relaciona con la composición química del fluido. Por lo general, los parámetros elevados del contenido de azufre, nitrógeno, metales y número de acidez corresponden a un hidrocarburo de naturaleza polar en virtud de la presencia de compuestos aromáticos, nafténicos, resínicos y asfálténicos. Una composición de éstas características se vincula frecuentemente con un fluido propenso a la formación de agregados moleculares que, a

nivel macroscópico, se manifiesta con magnitudes elevadas de densidad, viscosidad y cortes de temperatura de ebullición, distintivas de los hidrocarburos pesados y extrapesados (Castellanos, 2012; Sánchez, 2015). Es esencial entonces conocer lo mejor posible la naturaleza química del hidrocarburo para gestionar de manera eficiente su extracción, producción, recuperación, transporte y refinación. No obstante, los fluidos pesados y extrapesados son mezclas sumamente complejas que deben describirse bajo un número mínimo de variables que faciliten de manera práctica el manejo de la información de sus propiedades. Por tal motivo, se recurre a la agrupación de componentes para representar de manera simplificada los atributos fisicoquímicos del crudo. Las técnicas de caracterización habitualmente utilizadas para este propósito, son (Sánchez, 2015):

- *Fraccionamiento o pruebas de solubilidad*: mediante pruebas con solventes de diferente grado de polaridad, se logra clasificar los componentes del crudo por grupos de afinidad química. De este modo es posible obtener las fracciones SARA (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos) comúnmente utilizadas para establecer el contenido asfáltico de los crudos pesados y extrapesados.
- *Análisis cromatográficos*: a partir de la interacción de los componentes que conforman el crudo con la fase estacionaria de una columna cromatográfica, se logra identificar y agrupar familias de componentes mediante el registro de señales en tiempos de elución. El resultado de la distribución obtenida (a partir de columnas cromatográficas de fase apolar) concuerda habitualmente con la de una curva de destilación, derivada del registro de los cortes de temperaturas de ebullición del crudo. Este tipo de análisis cromatográficos son comúnmente

llamados *destilación simulada*. La ventaja principal de este análisis radica en los volúmenes de muestra (~3 mL), tiempos de análisis (en términos de horas), reproducibilidad y costo relativo de la prueba. No obstante, estas técnicas pueden ser cuestionadas en el análisis de crudos con alto contenido de compuestos polares (hidrocarburos heteroatómicos) debido a que este tipo de analitos son propensos a alterarse o descomponerse en los puntos máximos de temperatura del rango de trabajo de una destilación simulada (usualmente entre -20 hasta 435 °C).

- *Pruebas de destilación a escala de laboratorio*: Esta prueba experimental es la que puede generar más información en la caracterización fisicoquímica de los crudos y sus cortes de destilación. Combinada en varias modalidades (destilación atmosférica y destilación al vacío), permite conocer la distribución de componentes basada en las temperaturas de ebullición junto con la recolección volumétrica de las fracciones de destilación a las que puede medirse las propiedades clave del corte (v.g. densidad y peso molecular). Por otro lado, el grado de calidad de la información está sujeto a los volúmenes disponibles del fluido (entre 1 a 5 L), tiempo de análisis (en términos de días) y al costo de la prueba (comparativamente mayor que el de una destilación simulada).

**2.1.1 Pruebas PVT de crudo pesado y extrapesado.** Como en cualquier otro tipo hidrocarburo de yacimiento, es de suma importancia obtener la información del comportamiento volumétrico y de equilibrio de fases a partir de la muestra en condición monofásica (*singlephase*), preferiblemente, de fondo de pozo. De manera alternativa, es posible contar con un fluido de características semejantes a partir de la recombinación del crudo y gas de superficie, a una relación determinada, si es operativamente práctico o significativa la relación gas/crudo del

fluido estudiado. Las pruebas PVT que usualmente se llevan a cabo a partir del fluido monofásico o “vivo”, son (Taylor, 2007):

- *Control de calidad:* Busca confirmar la integridad y representatividad de la muestra por medio de la medición del contenido de agua y sedimento (BS&W y titulación KF), densidad del crudo a condición estándar ( $^{\circ}$ API), composición química del hidrocarburo ( $C_{6+}$  /  $C_{30+}$ ) y determinación de la relación volumétrica gas/crudo (GOR).
- *Viscosidad:* propiedad medida a temperatura de yacimiento al fluido deshidratado o a las emulsiones agua en crudo (W/O), en un amplio rango de presiones (condición monofásica, presión de yacimiento y condición atmosférica).
- *Presión de saturación:* determinación de la presión de burbuja ( $P_b$ ) mediante la prueba de expansión a composición constante (*Constant Composition Expansion*, CCE) (Pedersen & Christensen, 2007).
- *Densidad a alta presión:* medida efectuada a temperatura de yacimiento en un amplio rango de presiones (desde condición monofásica, pasando por la presión de yacimiento hasta  $P_b$ )
- *Pruebas especiales:* involucran el estudio termodinámico de diversos tipos de fenómenos particularmente presentes en la producción y recuperación de crudos pesados y extrapesados: desplazamiento de puntos de saturación y formación de nuevos puntos de equilibrio de fases (líquido-vapor, líquido-líquido-vapor, líquido-líquido) al someterse el fluido a inyección de gas

y/o solventes, seguimiento de estabilidad de emulsiones W/O, comportamiento de fases de fluidos espumosos, etc.

## 2.2 Emulsiones

La formación de emulsiones agua en crudo (W/O) es un fenómeno común en la producción de hidrocarburos. Pueden formarse naturalmente durante la extracción por los esfuerzos de corte a los que se somete el hidrocarburo en presencia del agua o salmuera de producción, inducidos por los mecanismos de empuje y transporte en bombas, válvulas y ductos. Por esta razón, se estima que el 80% de la producción mundial de petróleo se encuentra en forma emulsionada (Xia *et al.*, 2004; Oliveira & Gonçalves, 2005). Esta situación es especialmente notoria en los crudos pesados y extrapesados, debido a la naturaleza química del fluido y los procesos involucrados en la producción y recuperación del mismo. De esta manera, las emulsiones W/O pueden formarse en cualquiera de las etapas del proceso extractivo: desde el yacimiento, pasando por facilidades de superficie, hasta las unidades de almacenamiento y transporte (Kokal, 2005).

Las emulsiones se definen como la mezcla heterogénea de dos fases inmiscibles. Las gotas de una fase se mantienen dispersas en medio de otra que se constituye como la fase continua. La estabilidad de este fenómeno está vinculada a la escasa o nula coalescencia de las gotas conformadas por la fase dispersa. Así, la estabilidad de las emulsiones W/O provenientes de la actividad petrolera permite observar contenidos de hasta 60% en volumen. Desde el punto de vista operativo, la formación de las emulsiones W/O puede representar un problema pues, por lo general, se incrementa la viscosidad del fluido producido lo que aumenta las posibilidades de

pérdidas por disminución en volúmenes de producción y aumento de costos en bombeo, transporte y tratamiento del fluido para disminuir su corrosividad (Kokal, 2005; Mehta, 2005; Oliveira & Gonçalves, 2005; Kilpatrick, 2012).

Los factores que estabilizan una emulsión pueden vincularse a los siguientes atributos (Kokal, 2005; Kilpatrick, 2012):

- *Contenido de fracciones polares:* estos compuestos pueden encontrarse naturalmente en el crudo (con mayor frecuencia en los pesados y extrapesados) pues conforman la fracción asfáltica y algunos de los compuestos de carácter ácido (ácidos carboxílicos de alto peso molecular, ácidos nafténicos y compuestos fenólicos) que se encontrarían en la fracción de las resinas. Asimismo, los insumos químicos utilizados para perforación, estimulación o recobro pueden integrarse al sistema y favorecer la formación de las emulsiones.
- *Contenido de sólidos:* material fino o particulado de escala micrométrica ( $\sim 1 \mu\text{m}$ ) y en su mayoría de naturaleza inorgánica, que posee sitios activos para interactuar en la interfase mediante mecanismos de adsorción. La fuente de este material proviene de la formación misma, depósitos del sistema roca/fluido, partículas de lodos de perforación o del deterioro de ductos y facilidades de producción. El contenido de finos es un factor de peso en la estabilidad de las emulsiones pues propicia la formación de estructuras interfaciales rígidas que impiden la coalescencia de las gotas del fluido acuoso, más aún si se involucra carga estática en la superficie de la partícula, dando como resultado mezclas heterogéneas notablemente consolidadas. La **Figura 2** ilustra este modelo de estabilidad.

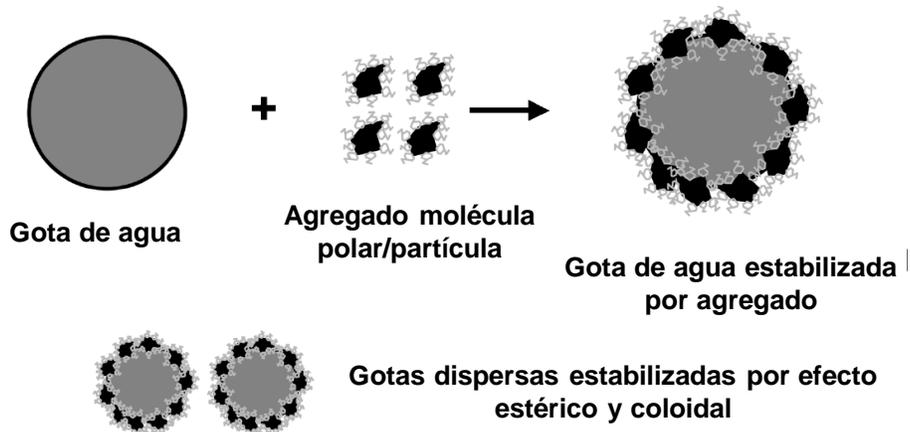


Figura 2. Mecanismo de estabilización de emulsiones vía agregación moléculas polares/sólidos

Fuente: Kokal. 2005

- *pH y composición del fluido acuoso*: esta propiedad define la formación de películas líquidas cristalinas laminares en la interfase crudo/agua. Se ha encontrado que este tipo de estabilización se basa en la saponificación entre la fracción ácida del crudo y los iones inorgánicos presentes en el fluido acuoso (agua o salmuera de producción). Este fenómeno se propicia a partir de un amplio rango de sales de saponificación originándose películas interfaciales de distintos grados de rigidez.

La clasificación de las emulsiones se basa de acuerdo con sus propiedades: apariencia visual, fracción volumétrica acuosa ( $\phi$ ), distribución del tamaño de gota (entre 0.1–50  $\mu\text{m}$  para las emulsiones de producción), viscosidad, conductividad y estabilidad (emulsiones sueltas, emulsiones medias y emulsiones apretadas). Por ejemplo, con el tamaño de gota se relaciona

hasta cierto grado el tiempo de vida de la emulsión formada (**Figura 3**). Como regla general, a menor tamaño de gota se requiere entonces mayor tiempo para la separación de la emulsión.

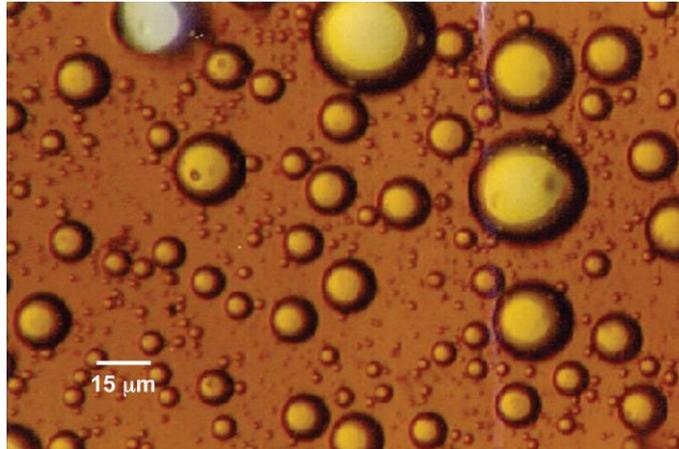


Figura 3. Micrografía de una emulsión W/O de producción

Fuente: Kokal. 2005

### 2.3 Viscosidad

Esta propiedad es un indicativo de la fluidez de un material. Concibe la idea de lo “espeso” que es un fluido y puede ser definida como la medida de la resistencia interna al flujo. La viscosidad es una propiedad que normalmente se determina en líquidos, gases, fluidos críticos y dispersiones. Está en función de la temperatura y la presión, y se puede expresar de dos formas: viscosidad dinámica y viscosidad cinemática.

La *viscosidad dinámica* es la fuerza tangencial por unidad de área requerida para deslizar una capa del fluido (*A*) sobre otra (*B*), tal como se ilustra en la **Figura 4**. Al aplicar la fuerza *F* sobre

la capa  $A$ , mantenida a una unidad de distancia con respecto a  $B$ , esta se desplaza a una velocidad  $v_1$ . Este modelo puede representarse matemáticamente como (Boyes *et al.*, 2010; Afra, 2016):

$$\tau = \eta\gamma$$

donde  $\tau$  es el esfuerzo de corte,  $\gamma$  es la tasa de corte o de deformación ( $v_1/x$ ) y  $\eta$  es el coeficiente de viscosidad (en la práctica, denominado simplemente como viscosidad). La tasa de corte puede expresarse como:

$$\gamma = \frac{1}{x} \left( \frac{dx}{dt} \right) = \frac{v}{x}$$

Donde  $x$  es la distancia entre capas,  $t$  es el tiempo y  $dx/dt$  es la velocidad  $v$ . Así, la viscosidad dinámica se expresa como:

$$\eta = \tau \left( \frac{x}{v} \right)$$

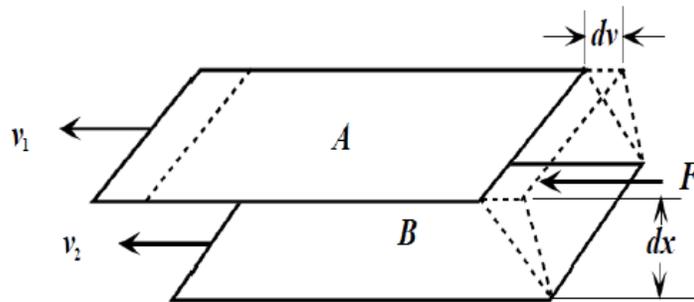


Figura 4. Modelo de esfuerzo y tasa de corte en viscosidad

Fuente: Afra, 2016

La **viscosidad cinemática** puede ser determinada al conocer la densidad del fluido ( $\rho$ ) a la misma condición de temperatura y presión:

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}$$

Ésta forma de expresión de la viscosidad está enfocada en describir el desplazamiento del fluido más que en su naturaleza interna (en algunos casos, también se le designa como *momentum* difusivo). Por tal razón, la viscosidad cinemática es ampliamente utilizada en la mecánica de fluidos y su aplicación en la industria de hidrocarburos se concentra en el ámbito del transporte. Este contraste en las definiciones permite discernir el uso apropiado de los términos reología y viscosidad, aunque se utilicen indistintamente. Cada uno aborda el fenómeno desde un distinto ángulo: la reología se centra en estudiar el desplazamiento de la masa (incluyendo sólidos y semisólidos) y los cambios de fluidez a tasas variables de corte, mientras que la viscosidad se circunscribe a conocer el grado de resistencia al flujo de un líquido o gas (Boyes *et al.*, 2010).

La consideración efectuada en el modelo de la **Figura 4** supone, de manera simplificada, que la magnitud de la viscosidad no depende de la velocidad de corte, es decir, que el fluido se comporta con carácter Newtoniano. Sin embargo, una gran variedad de fluidos exhiben un comportamiento reológico más complejo y se encuentra que su viscosidad está en función, además de la presión y la temperatura, de la tasa de corte ( $\dot{\gamma}$ ). Éstos fluidos son catalogados como fluidos no-Newtonianos y, en su ecuación de viscosidad, se incluye el termino de viscosidad aparente  $[\eta(\dot{\gamma})]$ :

$$\tau = \eta(\dot{\gamma})\dot{\gamma}$$

Esta expresión matemática refleja la no linealidad entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte (**Figura 5**). Bajo ciertas condiciones, los crudos pesados, extra-pesados y sus emulsiones podrían comportarse de manera semejante a la asociada con la clasificación de fluidos no-Newtonianos.

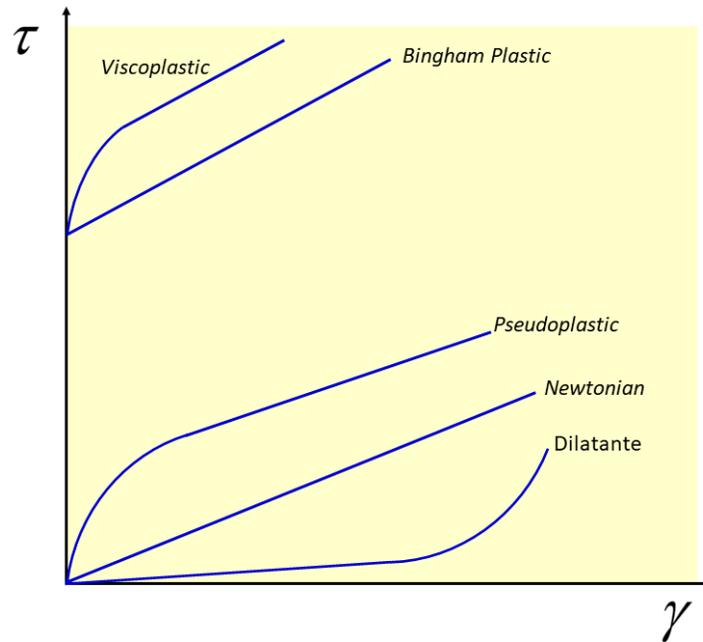


Figura 5.  $\tau$  vs  $\gamma$ . Comportamiento reológico de fluidos Newtonianos y no-Newtonianos

Fuente: Boyes *et al.*, 2010

## 2.4 Estado Del Arte

El interés en la producción de hidrocarburos a partir de fluidos pesados y extrapesados, se evidencia en el notable incremento de las publicaciones alrededor de esta temática. A continuación, se relaciona la revisión bibliográfica elaborada con la herramienta cuantitativa Scopus (Elsevier, 2019) con la que se ilustra la tendencia de publicaciones en diferentes bases de datos de bibliografía científica.

**2.4.1 Estudios en viscosidad de crudo pesado.** Debido a sus características, el estudio reológico de los fluidos pesados y extrapesados es determinante para establecer condiciones convenientes de operación en la producción y transporte de este tipo de fluidos de yacimiento; tal situación se manifiesta en el incremento de la actividad bibliográfica sobre esta temática (Figura 6-Figura 9)

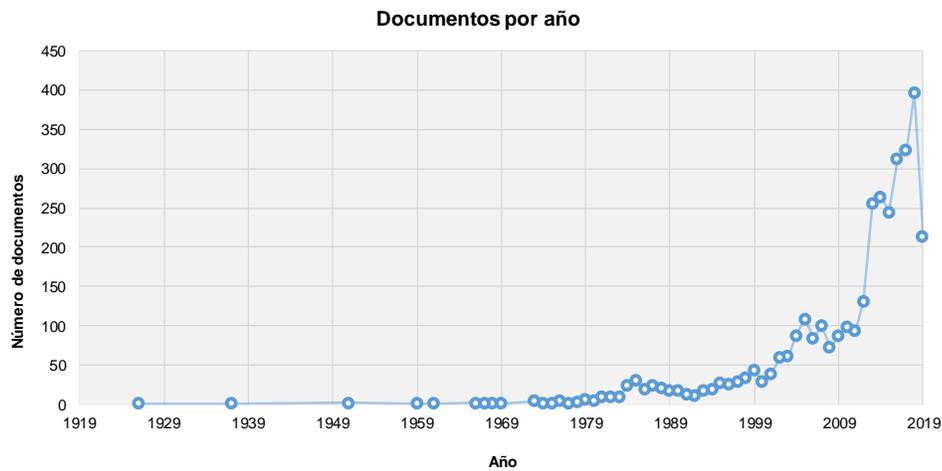


Figura 6. Número de publicaciones por año de viscosidad de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: viscosity heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19)

Fuente: Autor del proyecto.

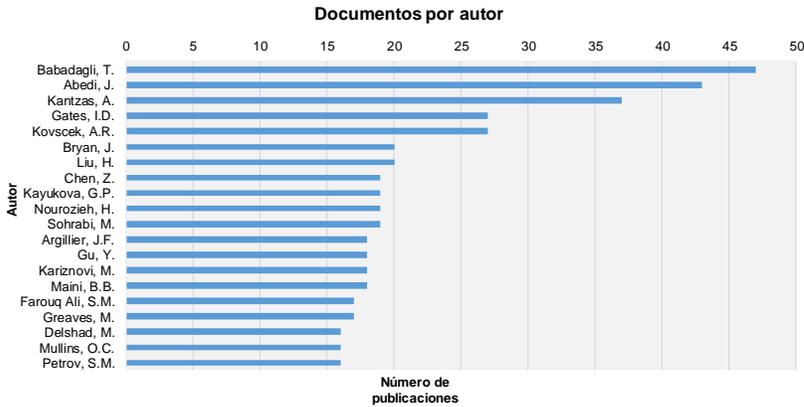


Figura 7. Número de publicaciones por autor de viscosidad de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: viscosity heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19)

Fuente: Autor del proyecto.

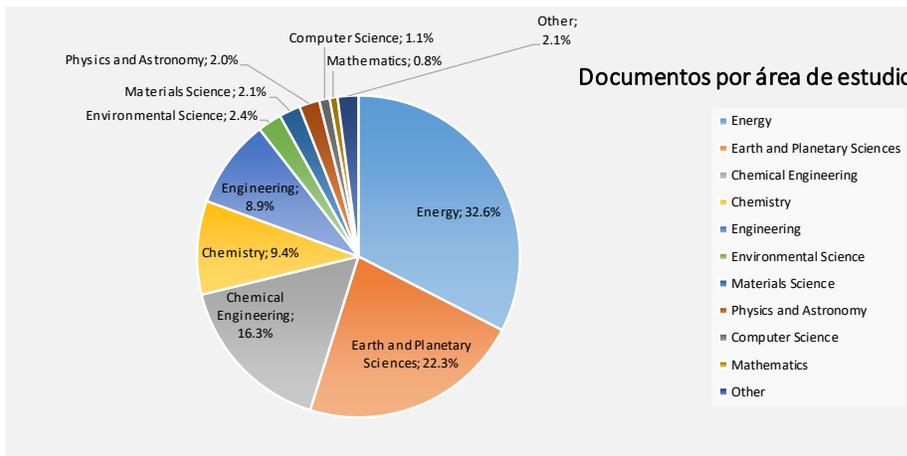


Figura 8. Número de publicaciones por área de estudio de viscosidad de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: viscosity heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19)

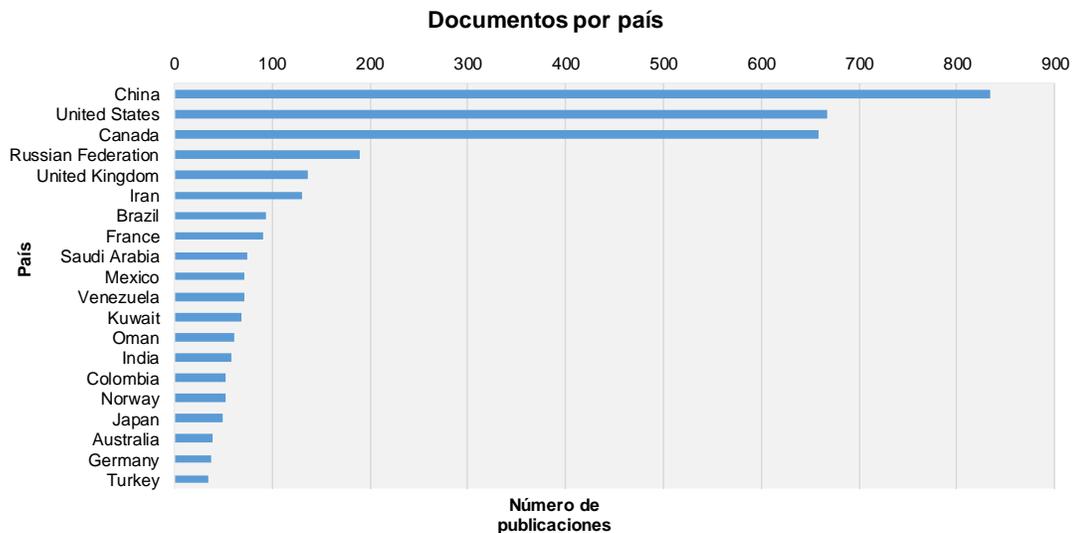


Figura 9. Número de publicaciones por país de viscosidad de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: viscosity heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19)

**2.4.2 Estudios en emulsiones de crudo.** El estudio del fenómeno de formación de emulsiones W/O es observado desde los inicios de la industria petrolera, como lo señalan cronológicamente las publicaciones sobre este tema (**Figura 10**). Sumado a esto, el interés por el aprovechamiento de recursos no convencionales de crudos pesados y extrapesados ha impulsado el aumento en la investigación sobre la estabilidad de sus emulsiones y el impacto sobre las condiciones operacionales de producción y transporte (**Figura 11-13**).

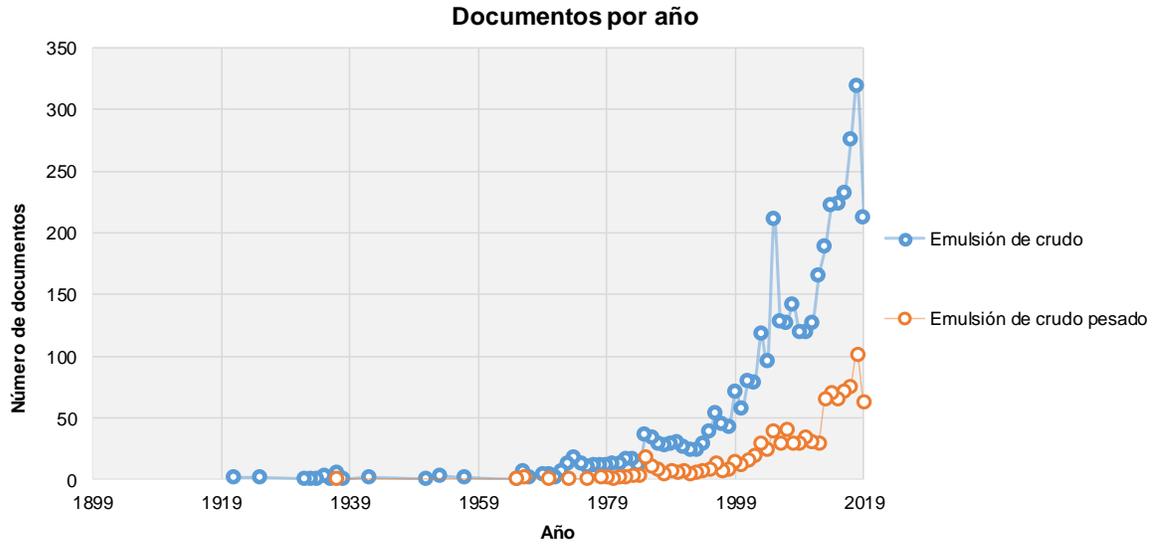


Figura 10. Número de publicaciones por año de emulsión de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: emulsion crude oil & emulsion heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19)

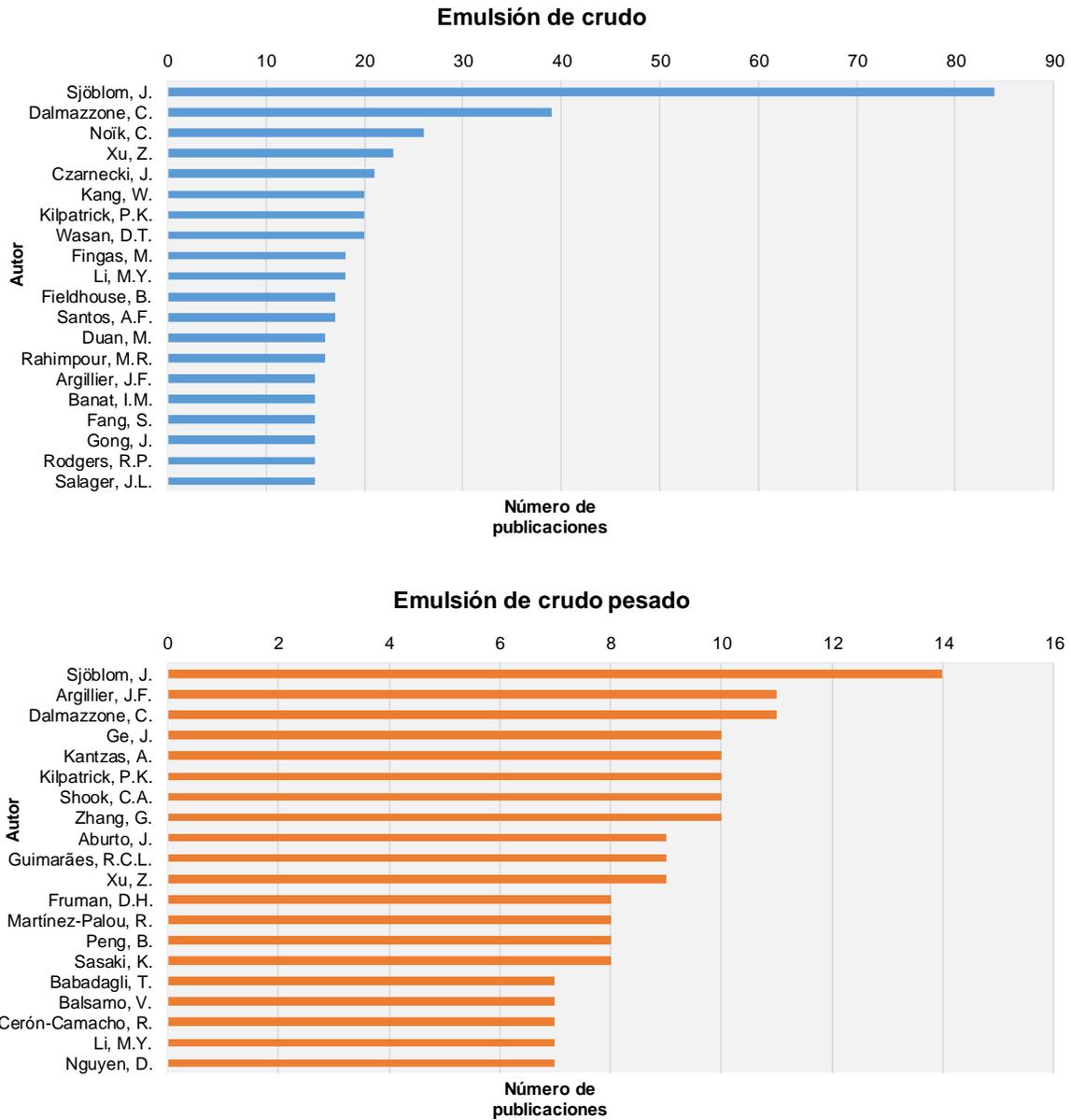


Figura 11. Número de publicaciones por autor de emulsión de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: emulsion crude oil & emulsion heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19)

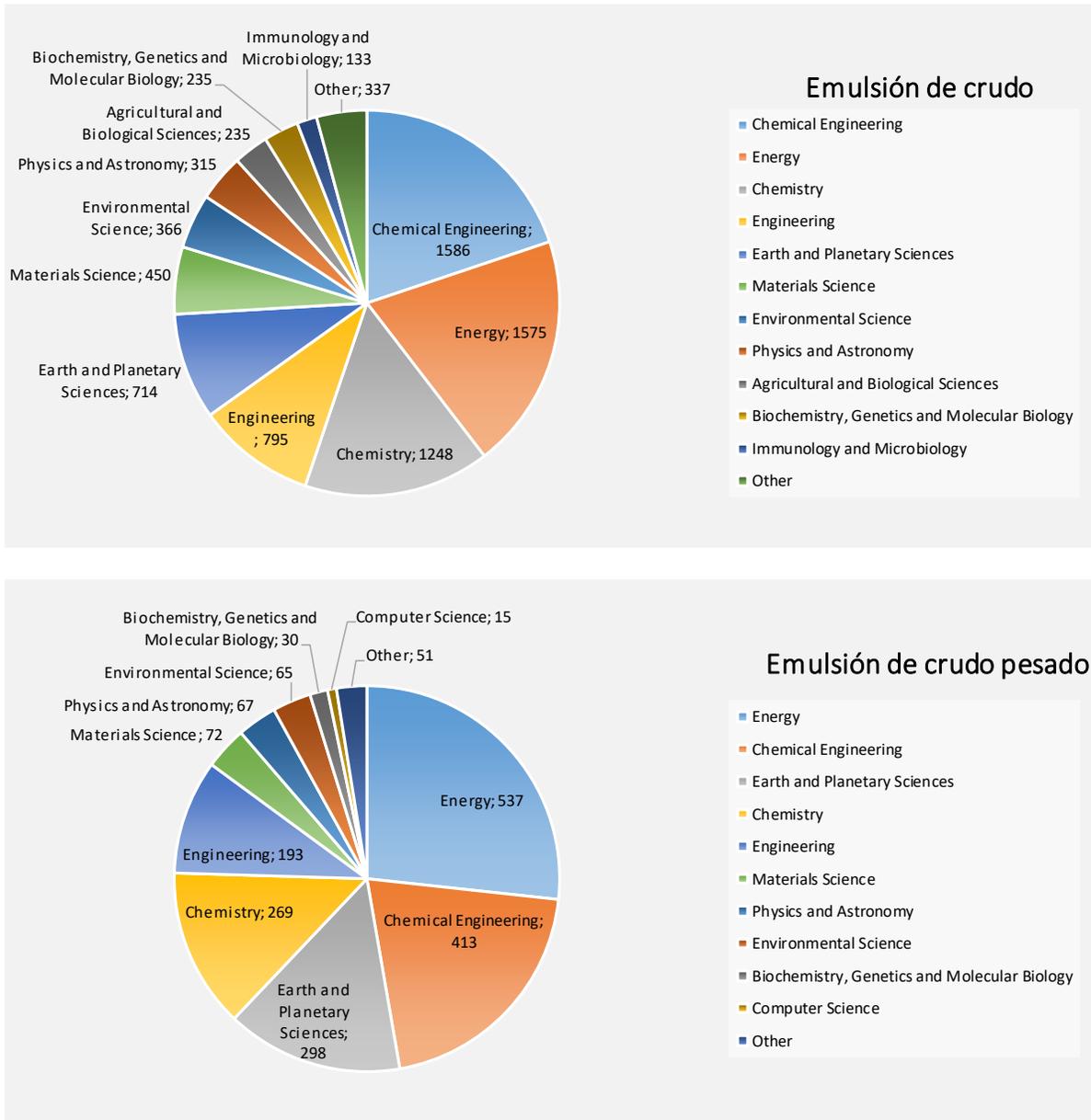


Figura 12. Número de publicaciones por área de estudio de emulsión de crudo pesado.

Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: emulsion crude oil & emulsion heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19)

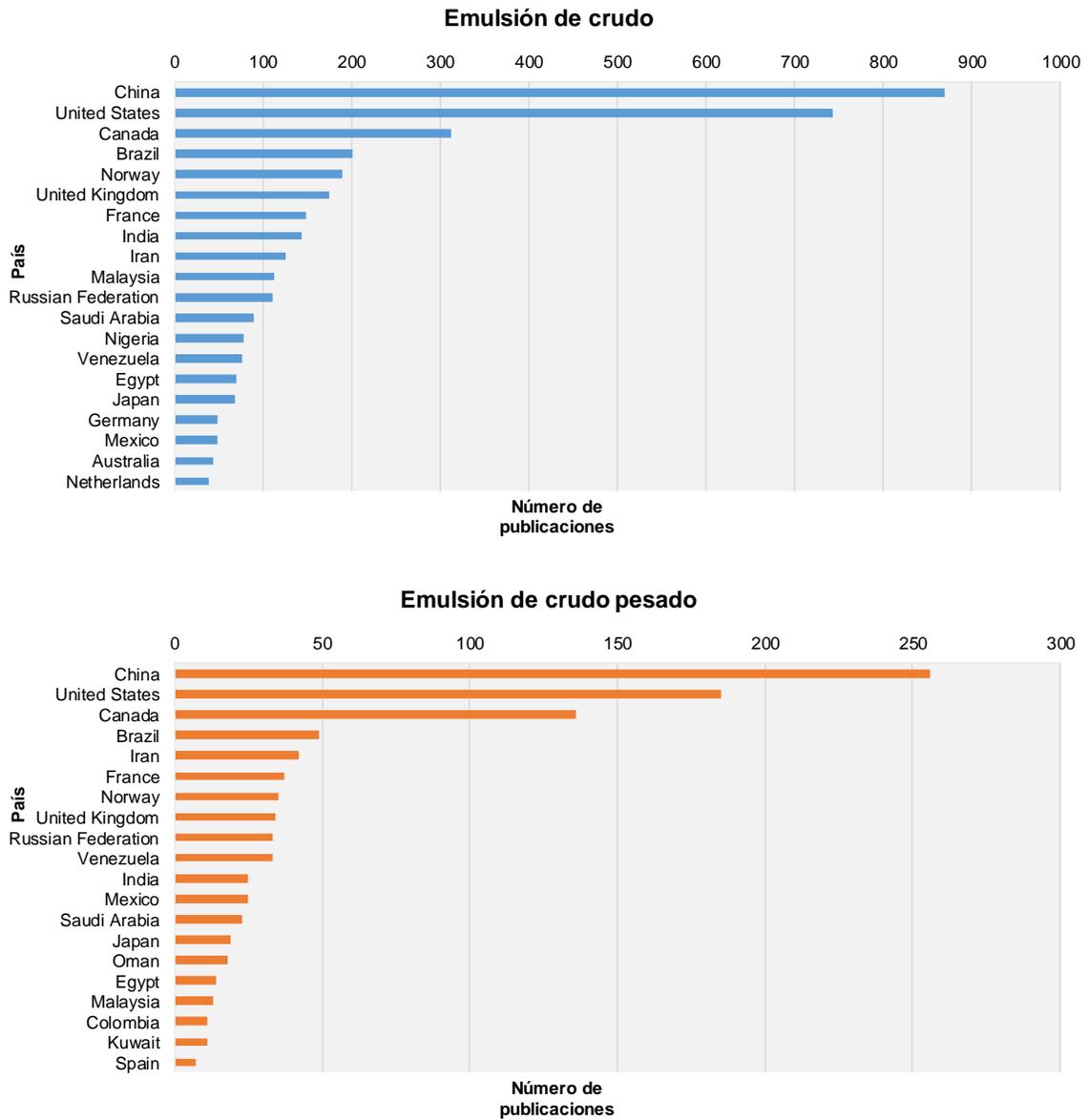


Figura 13. Número de publicaciones por país de emulsión de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: emulsion crude oil & emulsion heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19)

**2.4.3 Estudios de viscosidad de emulsiones.** De igual modo, la tendencia en aumento del estudio del comportamiento reológico del fluido emulsionado concuerda con el incremento sustancial de la investigación de los tópicos anteriormente mencionados (**Figura 14-17**).

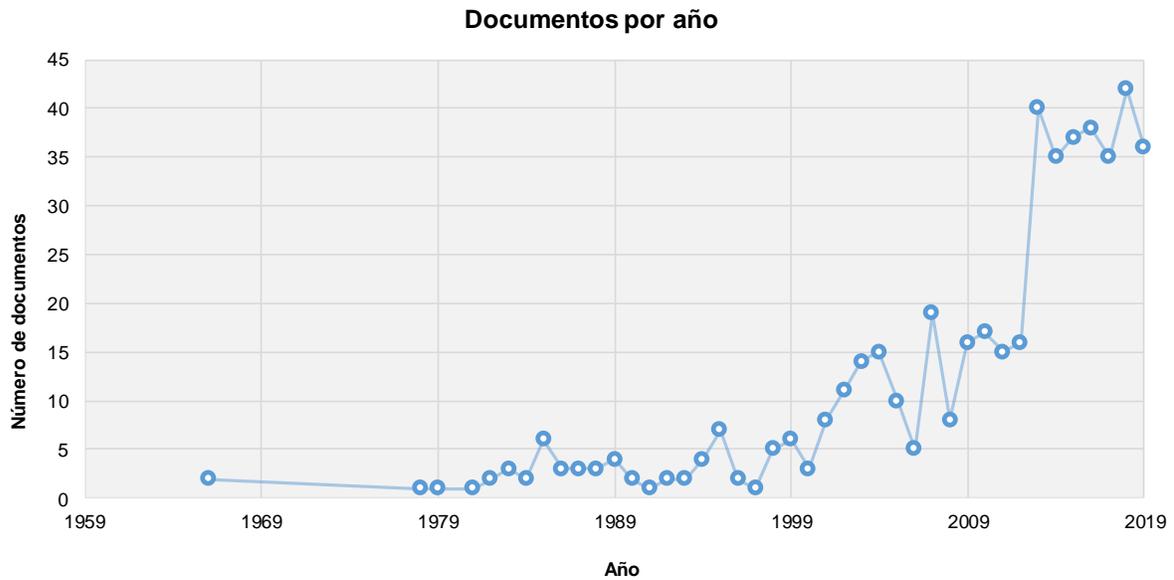


Figura 14. Número de publicaciones por año de viscosidad de emulsiones de crudo pesado.

Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: viscosity emulsion heavy crude oil

(Scopus, fecha de consulta 24.08.19)

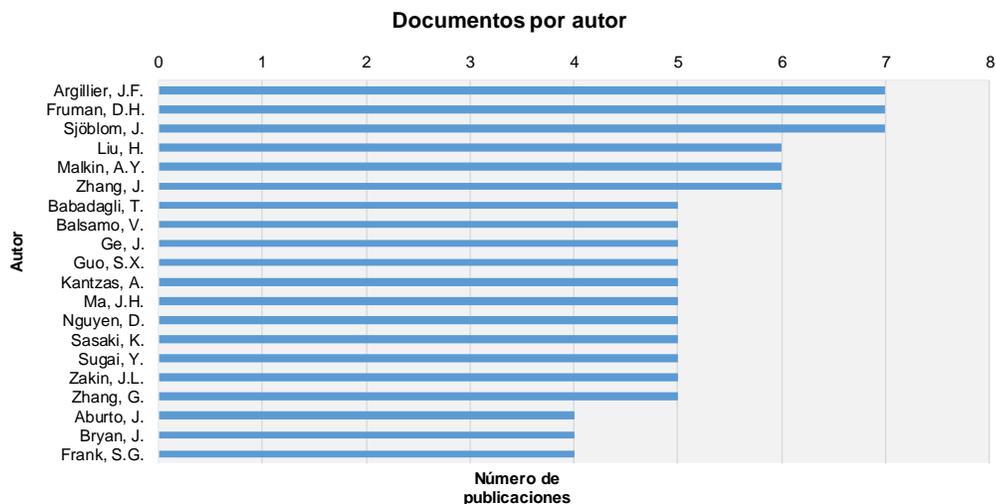


Figura 15. Número de publicaciones por autor de viscosidad de emulsiones de crudo pesado.

Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: viscosity emulsion heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19)

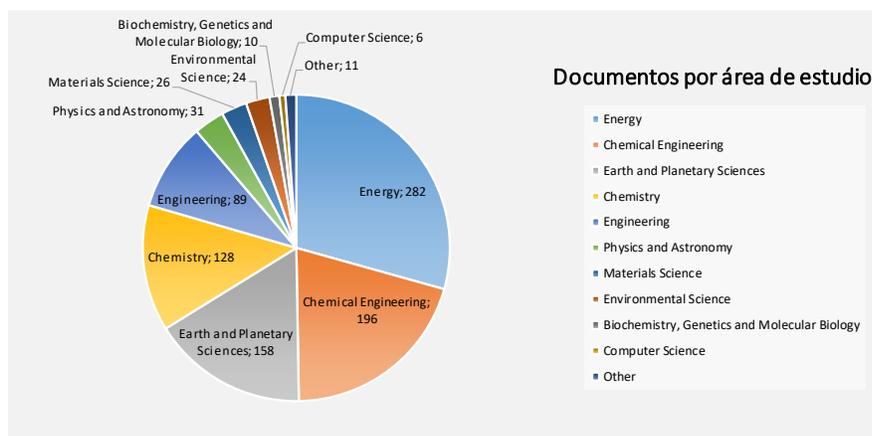


Figura 16. Número de publicaciones por área de estudio de viscosidad de emulsiones de crudo pesado. Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: viscosity emulsion heavy crude oil (Scopus, fecha de consulta 24.08.19)

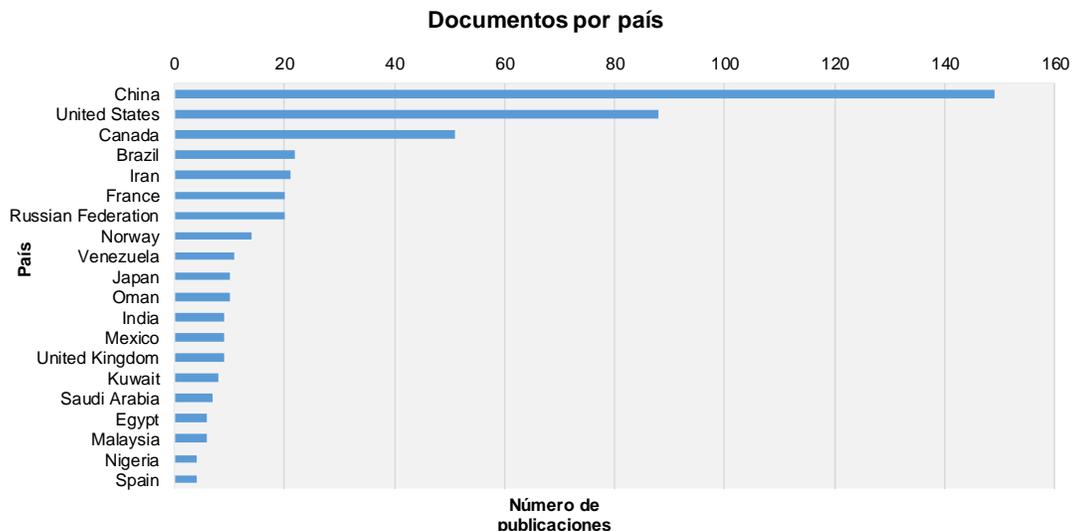


Figura 17. Número de publicaciones por país de viscosidad de emulsiones de crudo pesado.

Método de búsqueda: all years, Scopus search title-abs-key: viscosity emulsion heavy crude oil

(Scopus, fecha de consulta 24.08.19)

## 2.5 Propuesta Metodológica

De acuerdo con la revisión bibliográfica pertinente a pruebas PVT de los estudios reológicos de crudos pesados, extrapesados y sus emulsiones (Alboudwarej *et al.*, 2007; Ramos-Pallares *et al.*, 2016; Marquez, 2019) y los trabajos recientes efectuados en el Laboratorio PVT del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) (Sandoval, 2014), se desarrolló una propuesta experimental para la medición de viscosidad de fluidos de yacimiento y sus emulsiones en condición monofásica, empleando un viscosímetro capilar con adaptación *in-line* a un densímetro de alta presión (DMA HP, Anton Paar) para efectuar tanto la medición de viscosidad cinemática como la de viscosidad dinámica (en esta última configuración, el equipo podría designarse como un reómetro capilar).

La **Figura 18** representa el montaje adaptado en el laboratorio.

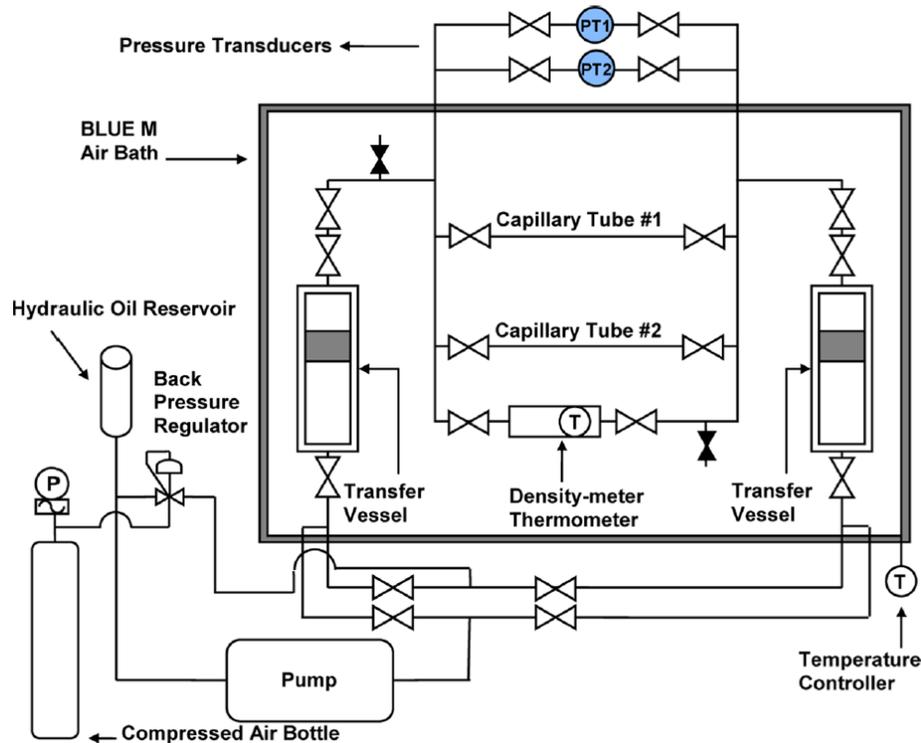


Figura 18. Configuración del viscosímetro capilar de alta presión adaptado para la medición de viscosidad de emulsiones de crudos pesados y extrapesados en condición monofásica

Fuente: Ramos-Pallares *et al.*, 2016

El viscosímetro capilar basa su medición en el modelo de flujo laminar cuando un fluido atraviesa una tubería cilíndrica (i.e. condición de transporte másico correspondiente a un número de Reynolds menor que 2100) que describe un perfil parabólico de velocidades con punto máximo en la línea central. Bajo esta condición, de manera simplificada, la ecuación de Hagen-Poiseuille relaciona la viscosidad del fluido ( $\mu$ ) con los parámetros operacionales del equipo al establecerse un caudal ( $Q$ ) y su diferencial de presión ( $\Delta P$ ) para transportar el fluido en condición isotérmica a través de un *tubing* o capilar de dimensiones conocidas (radio,  $R$  y longitud,  $L$ ), tal como se expresa a continuación (Wang *et al.*, 2010; Sandoval, 2014):

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta P}{8 \mu L}$$

Por otro lado, de manera general, puede describirse el comportamiento del fluido empleando una expresión de ley de potencias:

$$\tau = K \left( -\frac{dv}{dR} \right)^n$$

En donde  $K$  es el índice de consistencia,  $n$  el índice de comportamiento y  $dv/dR$  la tasa de corte en el perfil de velocidades del modelo tubular. Se encuentra que la desviación del valor de  $n$  con respecto a la unidad es una medida del grado de desviación del comportamiento Newtoniano: si  $n$  es menor que 1 el fluido se comportará como pseudoplástico; por el contrario, si  $n$  es mayor que 1 el fluido se comportará como dilatante (Bird, 1992)

**2.5.1 Procedimiento experimental.** Basado en la configuración descrita en la **Figura 18**, la medición de la viscosidad inició con la estabilización de la temperatura del horno de calefacción (usualmente a condición de yacimiento,  $T_y$ ) y la transferencia isobárica del fluido en condición monofásica (hasta 10000 psig) por medio de una bomba de desplazamiento positivo de alta presión (Schlumberger, Jefri) al cilindro que actuará como emisor (*transfer vessel*). Luego, se estableció un flujo constante del fluido a través del capilar (*tubing* de 1/8" de acero inoxidable, 15k) hacia el cilindro receptor con una bomba de caudal programable (Vinci SP 500) que originó un diferencial de presión registrado con el transductor SMAR (TX-77040, HART,  $\pm 0.01$  psig). Todo el sistema se conservó a temperatura constante mediante el control de calefacción de un horno de alto rendimiento (Multindustrial, 30-200 °C,  $\pm 0.1$  °C).

El montaje adaptado en el Laboratorio se ilustra en la **Figura 19** en donde se observa la instalación de los cilindros emisor y receptor, comunicados por medio del capilar. La construcción del viscosímetro se elaboró a partir de equipos, periféricos y materiales disponibles en laboratorios convencionales de estudios PVT, aptos para pruebas de alta presión y temperatura.

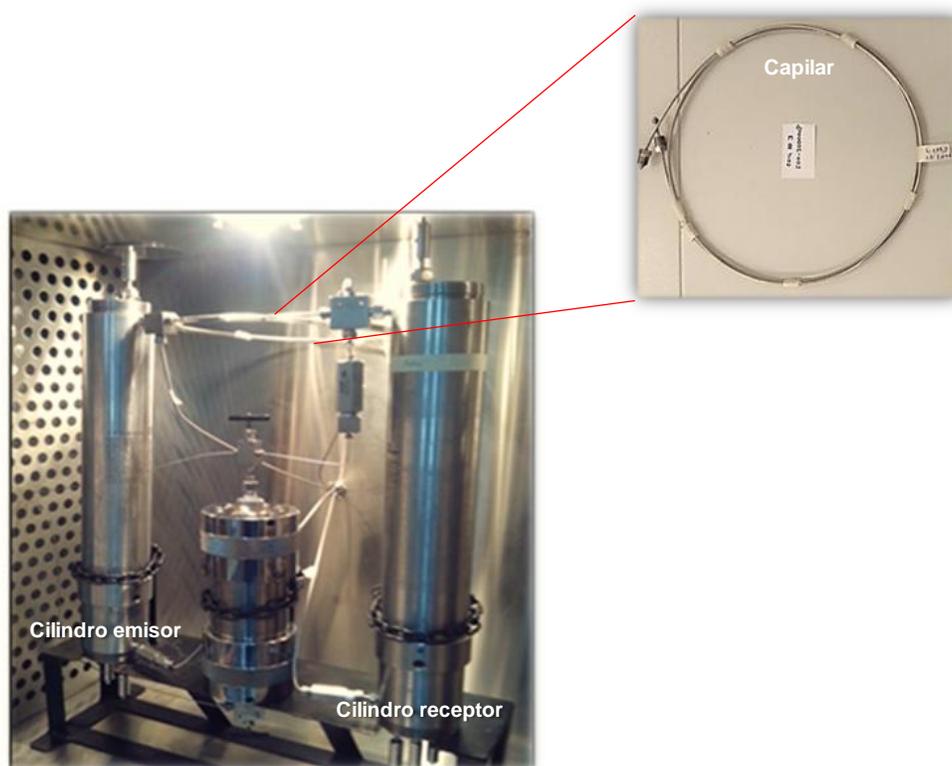


Figura 19. Viscosímetro capilar instalado para la medición de viscosidad de emulsiones de crudos pesados y extrapesados en condición monofásica

Fuente: Laboratorio PVT-Ecopetrol. S.A.

La medición de viscosidad en cada punto de presión ( $P$ ) se efectuó a partir de los registros de cuatro caudales ( $0.10-0.40 \text{ cm}^3/\text{min}$ ) en los que la estabilidad de la prueba se evidenció por el

comportamiento consistente del diferencial de presión a medida que fluía el crudo o la emulsión W/O a través del capilar. La viscosidad del fluido se calculó entonces aplicando los registros operacionales en la ecuación de Hagen-Poiseuille en condición isotérmica y flujo laminar.

Antes de efectuar la medición de viscosidad de alguna de las muestras, primero debe asegurarse el procedimiento experimental con pruebas de validación en las que se confirme el grado de confiabilidad de los resultados de la metodología. Para ello debe contarse con materiales de referencia certificados o, en su defecto, sustancias puras con valores de referencia en bases de datos oficiales (v.g. NIST), con las que pueda determinarse parámetros de desempeño como el sesgo (%E<sub>r</sub>). Para el ámbito de estudios PVT de hidrocarburos de yacimiento, las mediciones de viscosidad son adecuadas cuando los errores porcentuales con respecto a un valor de referencia son inferiores al 5% (Nagarajan *et al.*, 2007).

La **Figura 20** resume la metodología propuesta basada en el aseguramiento de calidad de las mediciones de viscosidad usando el viscosímetro capilar para estudios PVT.

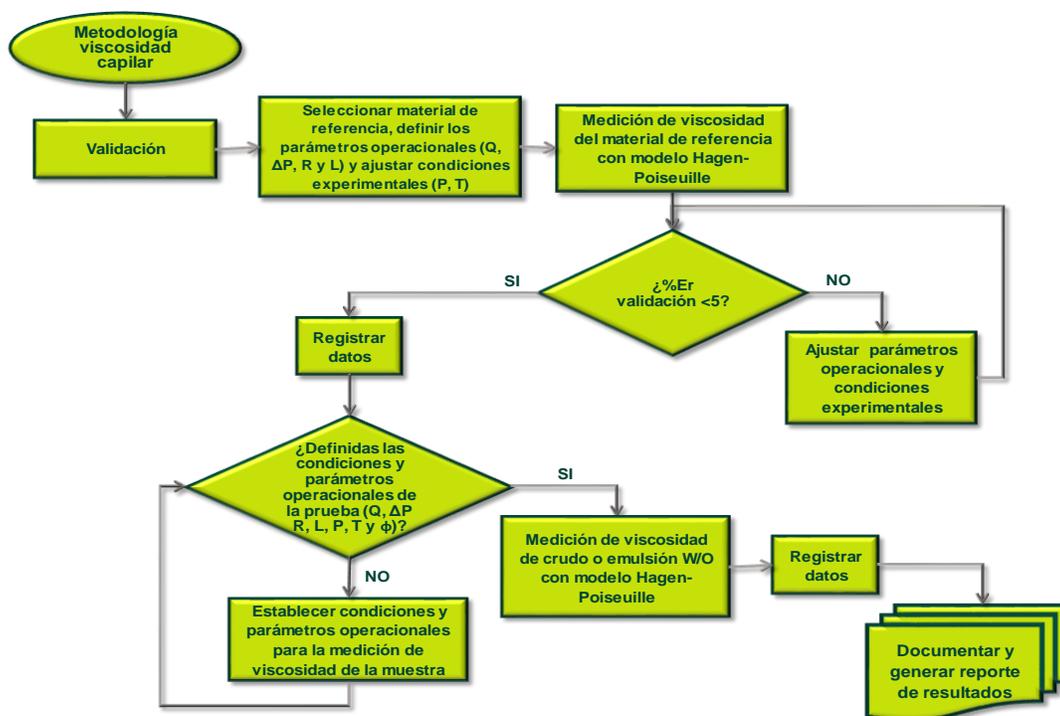


Figura 20. Diagrama de procesos de la metodología propuesta para la evaluación de viscosidad en crudos pesados, extrapesados y sus emulsiones empleando un viscosímetro capilar

Fuente: Autor

## 2.5.2 Resultados

### • Validación de mediciones de viscosidad viscosímetro capilar

Se efectuó una validación preliminar de las mediciones de viscosidad basado en Hagen-Poiseuille mediante comparación con los valores de referencia de un material certificado (*Cannon S8000, Cannon Instrument Company*). La corrida de verificación se desarrolló a condición atmosférica y a alta presión, estableciendo el procedimiento estándar que se replicó en la medición de viscosidad de las muestras de crudo y sus emulsiones. Los resultados de verificación a presión atmosférica se muestran en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Medición de la viscosidad a condición atmosférica del material de referencia certificado Cannon S8000 @ 80 °C

Q [cc/min]	$\Delta P$ [psig]	$\mu$ [cP]
0.4	12.89	470.1
0.6	19.67	478.3
0.8	26.01	474.4
1.0	32.49	474.0
1.2	39.32	478.0
1.4	45.99	479.2
1.6	51.81	472.4
Promedio		475.2
Valor referencia (Cannon S8000)		469.5
% Er		1.2
% RSD		0.7
<i>t student</i> experimental, grados de libertad ( <i>df</i> )		t=1.179 df=7
P value (two tailed)		0.28
Significant (alpha=0.05)?		No

Fuente: Laboratorio PVT-Ecopetrol. S.A.

El *t test* de las mediciones de viscosidad a presión atmosférica del material de referencia mostró que no se evidencian diferencias significativas con respecto al valor del certificado y el error relativo porcentual (%E<sub>r</sub>) del promedio de las mediciones es de 1.2% lo que indica que la metodología empleada cumple con los requisitos de calidad estipulados para estudios PVT de hidrocarburos de yacimiento (Nagarajan *et al.*, 2007). Por otra parte, la validación a alta presión se efectuó mediante comparación con las mediciones de un viscosímetro de pistón oscilante (viscosímetro electromagnético) operado bajo una metodología integrada dentro de las pruebas para estudios PVT. La **Tabla 3** y la **Figura 21** relacionan los resultados en los que se demuestra que las diferencias entre las series de las mediciones de los viscosímetros no superan el 1.5 %.

Tabla 3. Mediciones del viscosímetro capilar y el viscosímetro electromagnético del material de referencia certificado Cannon S8000 @ 90.6 °C (195 °F)

Material de referencia a alta presión S8000 Cannon S8000 @ 90.6 °C			
Viscosímetro Capilar		Viscosímetro electromagnético	
Presión (psig)	Viscosidad (cP)	Presión (psig)	Viscosidad (cP)
4004	72.76	4000	73.11
3002	63.56	2997	63.68
2005	55.93	2005	55.80
1013	48.96	1022	49.21
101	43.08	100	43.60

Fuente: Laboratorio PVT-Ecopetrol. S.A.

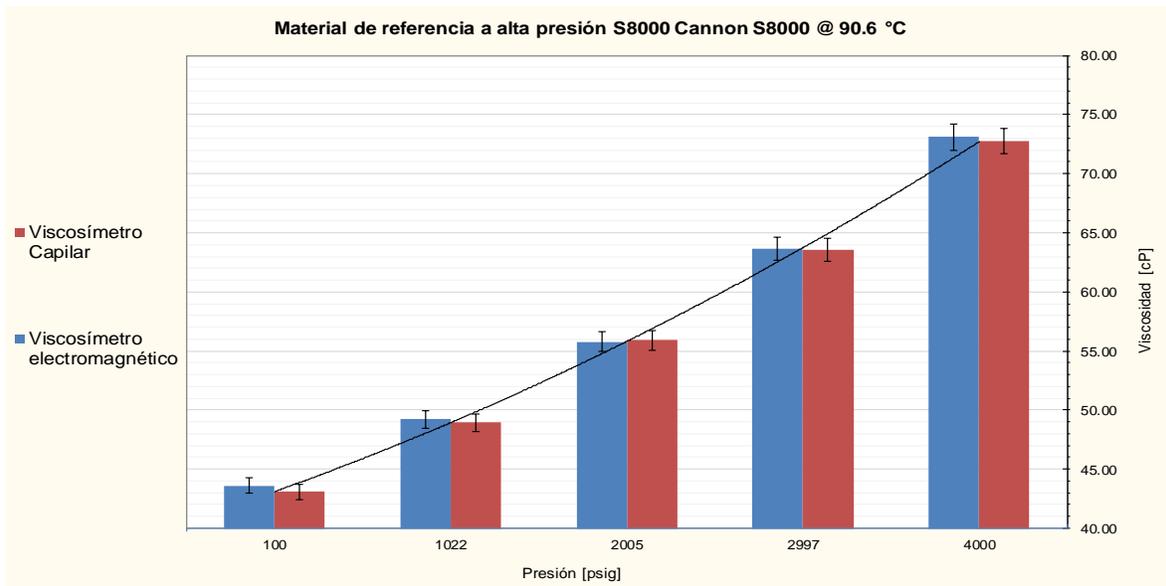


Figura 21. Comparación de la serie de mediciones entre el viscosímetro capilar y el viscosímetro electromagnético del material de referencia certificado Cannon S8000 @ 90.6 °C (195 °F)

Fuente: Laboratorio PVT-Ecopetrol. S.A.

Finalmente, se evaluó el comportamiento reológico del *n*-decano ( $C_{10}H_{22}$ . CAS: 124-18-5, grado de pureza analítica) utilizado como hidrocarburo de referencia a partir de la información obtenida de las bases de datos de sus propiedades fisicoquímicas (NIST, 2019) a una condición de presión y temperatura. La **Tabla 4** y la **Figura 22** y **Figura 23** registran los resultados.

Tabla 4. Registro del comportamiento reológico del *n*-decano a diferentes tasas de corte @ 1124.7 psig, 77.2 °F

<b>Evaluación viscosímetro con <i>n</i>-decano @ 1124,7 psig, 77.2°F</b>		
<b>Tasa de corte (s<sup>-1</sup>)</b>	<b>Viscosidad (cP)</b>	<b>Error relativo % (%E<sub>r</sub>)</b>
148.25	0.910	-1.3
222.38	0.910	-1.7
296.51	0.910	-1.8
370.63	0.910	-1.5
444.76	0.910	-1.7
518.89	0.910	-1.7
593.01	0.910	-1.5
667.14	0.910	-1.5
741.27	0.910	-1.7

Fuente: Laboratorio PVT-Ecopetrol. S.A.

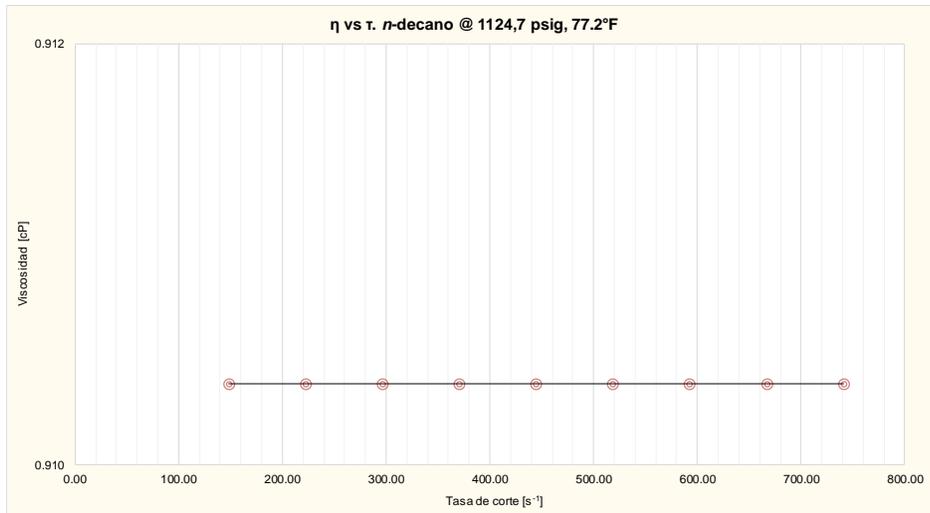


Figura 22. Comportamiento newtoniano del n-decano evaluado a diferentes tasas de corte @ 1124.7 psig, 77.2 °F

Fuente: Laboratorio PVT-Ecopetrol. S.A.

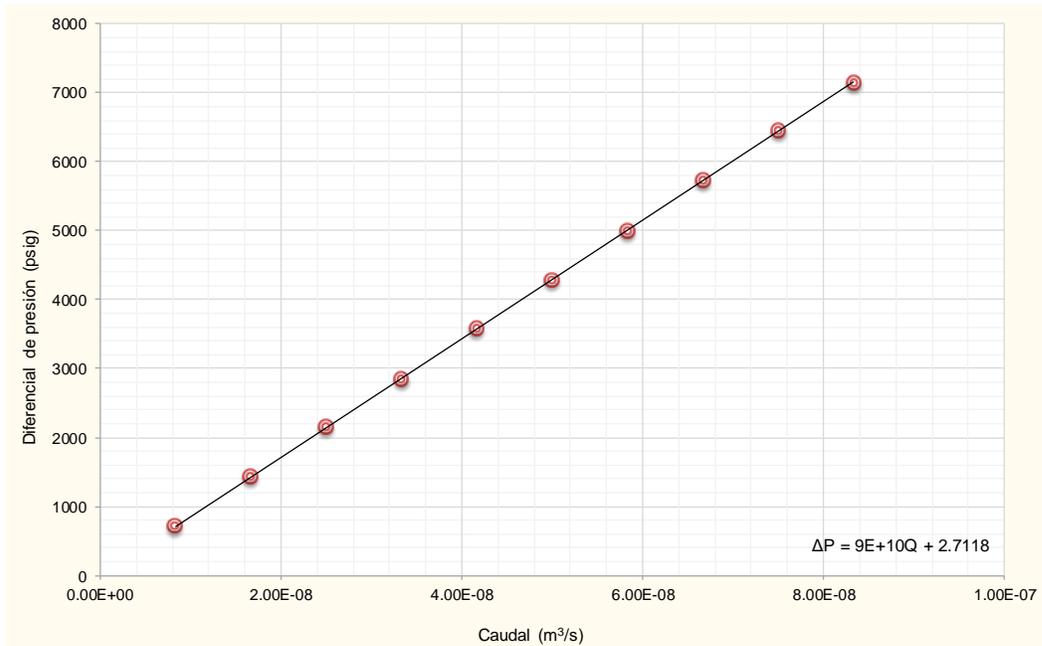


Figura 23. Registro del diferencial de presión ( $\Delta P$ ) vs caudal ( $Q$ ) correspondiente a diferentes tasas de corte en la medición de viscosidad del n-decano evaluado @ 1124.7 psig, 77.2 °F

Fuente: Laboratorio PVT-Ecopetrol. S.A.

- **Medición de viscosidad de emulsiones W/O de crudo extrapesado**

Una vez se aseguró que la metodología basada en el viscosímetro capilar cumple con los requisitos de calidad para pruebas y estudios PVT, se efectuó la medición de viscosidad a 87.8 °C (190°F) de distintas emulsiones W/O de 3 diferentes crudos extrapesados (designados como fluidos A, B y C), en donde cada emulsión se definió de acuerdo con la fracción volumétrica del contenido acuoso ( $\phi$ ). En la **Tabla 5** y la **Figuras 24, 25 y 26** se incorporan estos resultados.

Tabla 5. Registro de la medición de la viscosidad de la emulsión de los crudos extrapesados A, B y C con distinta fracción volumétrica de agua ( $\phi$ ) @ 190 °F

Viscosidad de emulsiones W/O de crudos extrapesados						
	Crudo extrapesado A		Crudo extrapesado B		Crudo extrapesado C	
	Presión [psig]	Viscosidad [cP]	Presión [psig]	Viscosidad [cP]	Presión [psig]	Viscosidad [cP]
$\phi = 2\%$	3006	915.7	3024	633.4	3006	753.8
	2015	745.0	2022	520.0	2002	599.5
	993	604.3	993	418.6	1001	448.1
$\phi = 13\%$	3008	1221.2	3005	1006.3	3004	1184.5
	2006	1010.7	2006	857.5	2000	979.6
	999	839.7	1007	695.5	1003	821.0
$\phi = 30\%$	3010	1471.2	3009	1476.0	3008	1413.2
	2007	1222.7	2004	1273.0	2006	1189.6
	1002	971.3	1000	1104.0	999	990.0

Fuente: Laboratorio PVT-Ecopetrol. S.A

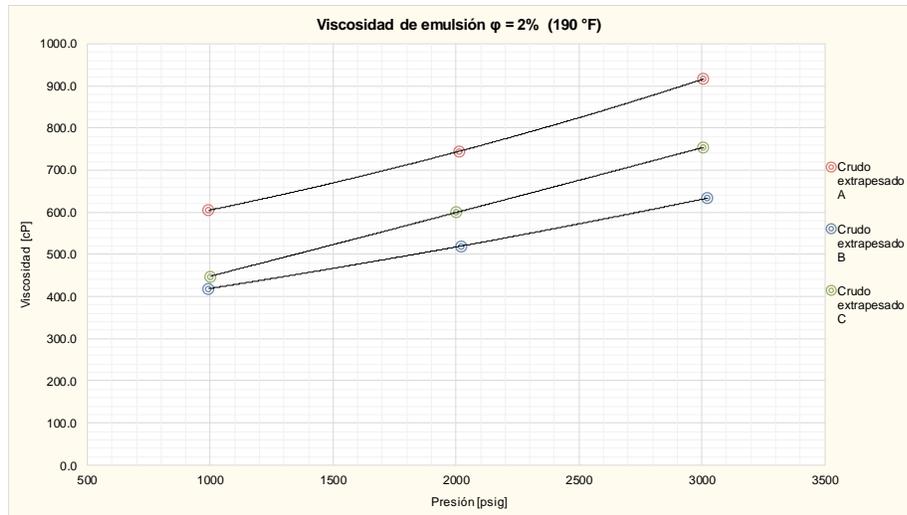


Figura 24. Viscosidad de las emulsiones de los crudos extrapesados A, B y C con  $\phi = 2\%$  @ 190 °F

Fuente: Laboratorio PVT-Ecopetrol. S.A.

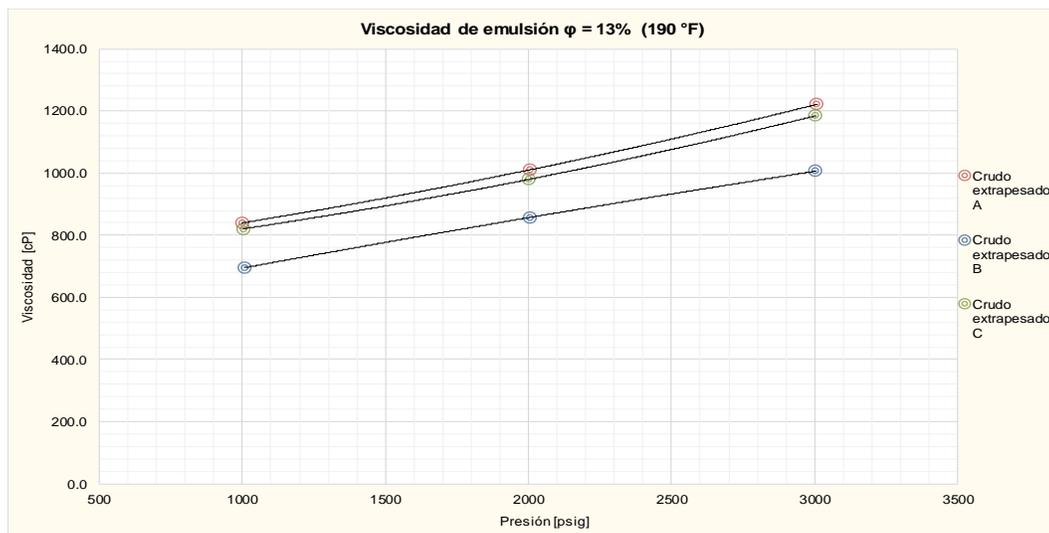


Figura 25. Viscosidad de las emulsiones de los crudos extrapesados A, B y C con  $\phi = 13\%$  @ 190 °F

Fuente: Laboratorio PVT-Ecopetrol. S.A.

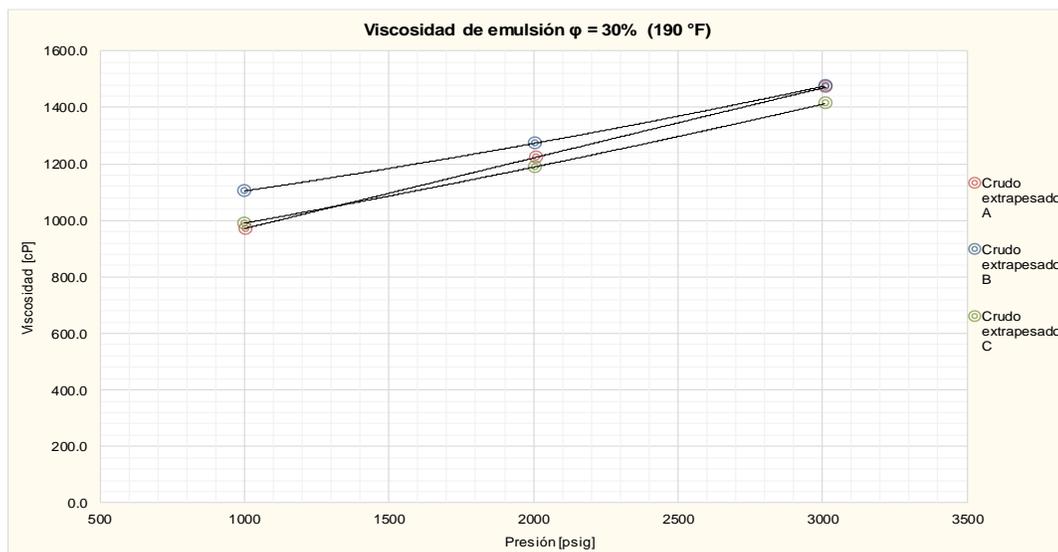


Figura 26. Viscosidad de las emulsiones de los crudos extrapesados A, B y C con  $\phi = 30\%$  @ 190 °F

Fuente: Laboratorio PVT-Ecopetrol. S.A.

Las mediciones de viscosidad son consistentes con el comportamiento reológico esperado al incrementarse el contenido de agua en la emulsión. No obstante, cada crudo exhibe un comportamiento particular que está relacionado con la naturaleza química del fluido (SARA,  $C_{30+}$ ) y algunas de sus propiedades fisicoquímicas definidas en condición monofásica (v.g. contenido y composición del gas asociado, GOR,  $B_o$ , etc.).

A partir de la información derivada de la ecuación de ley de potencias, se logra establecer que el comportamiento de los fluidos estudiados se ajusta en buena medida al carácter Newtoniano. En el rango de condiciones de operación no se observaron desviaciones menores del 2% con respecto a la unidad en el índice de comportamiento ( $n$ ) ni en el perfil lineal de la curva

reológica. La **Tabla 6** y **Figuras 27** y **28** representan los resultados en las emulsiones del crudo extrapesado A ( $\phi= 13\%$  y  $\phi=30\%$ ):

Tabla 6. Registro de parámetros para establecer la naturaleza Newtoniana de las emulsiones del crudo extrapesado A ( $\phi=13\%$  y  $\phi=30\%$ ) @ 190 °F, 2000 psig

Parámetros de comportamiento							
Crudo extrapesado A ( $\phi = 13\%$ )				Crudo extrapesado A ( $\phi = 30\%$ )			
ln ( $\tau$ )	ln ( $\dot{\gamma}$ )	$\dot{\gamma}$ [m/s]	Viscosidad [cP]	ln ( $\tau$ )	ln ( $\dot{\gamma}$ )	$\dot{\gamma}$ [m/s]	Viscosidad [cP]
2.468	2.446	11.630	1014.0	2.647	2.446	11.616	1214.8
3.151	3.139	23.150	1009.8	3.343	3.139	23.119	1224.2
3.836	3.832	46.078	1005.6	4.035	3.832	46.014	1229.1

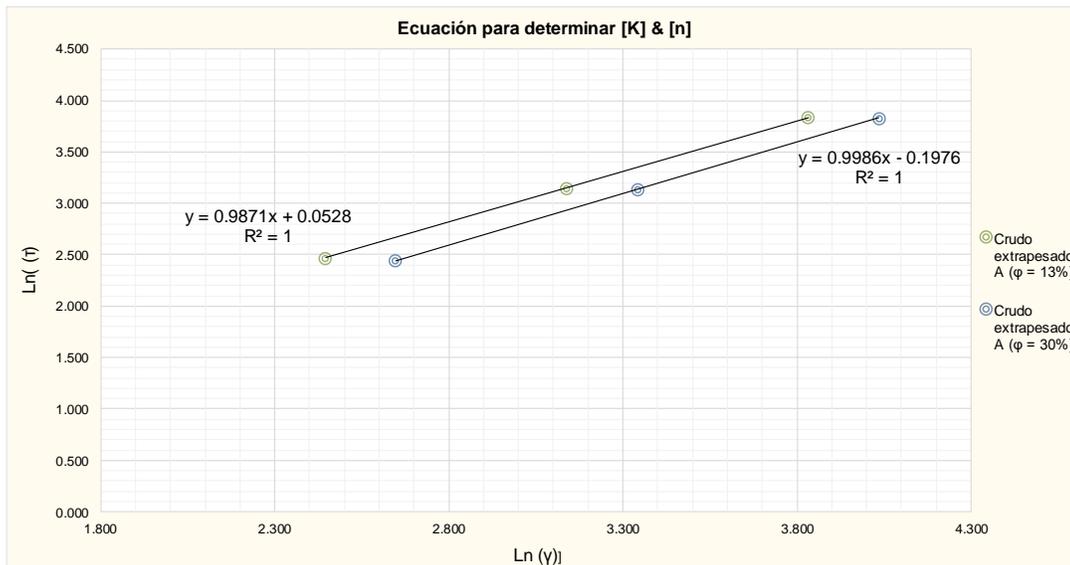


Figura 27. Curva reológica para establecer el índice de comportamiento de las emulsiones del crudo extrapesado A ( $\phi=13\%$  y  $\phi=30\%$ ) @ 190 °F, 2000 psig

Fuente: Laboratorio PVT-Ecopetrol. S.A

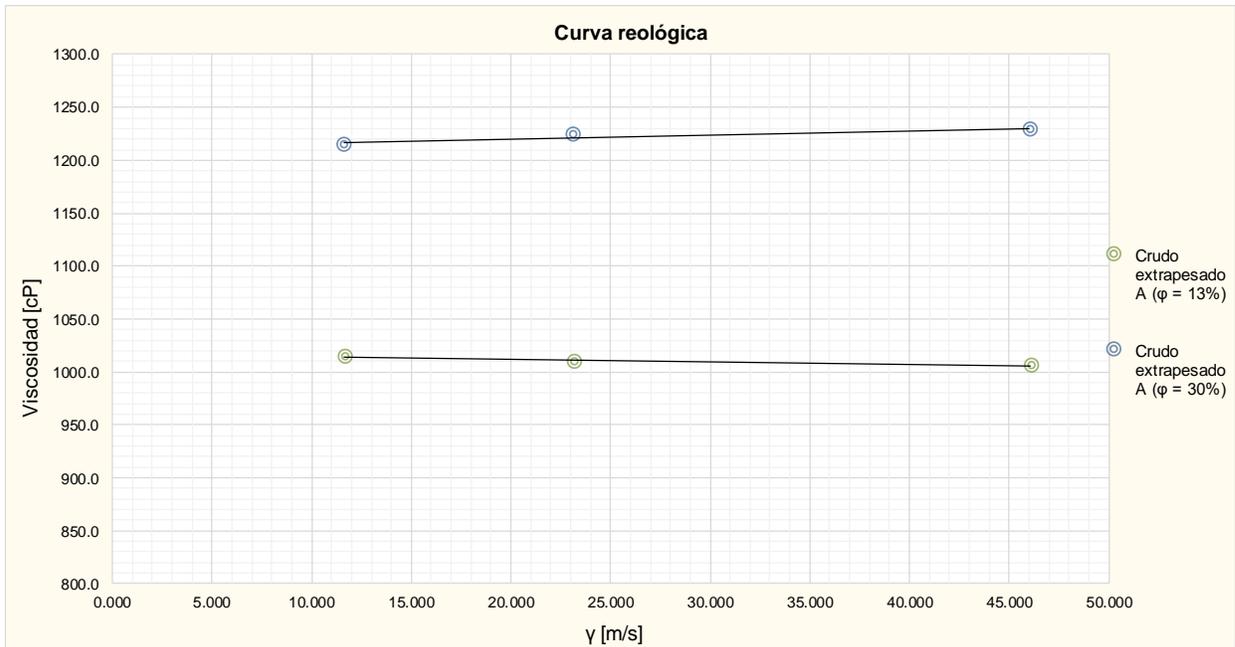


Figura 28. Curva reológica viscosidad vs tasa de corte de las emulsiones del crudo extrapesado A ( $\phi=13\%$  y  $\phi=30\%$ ) @ 190 °F, 2000 psig

Fuente: Laboratorio PVT-Ecopetrol. S.A

### 3. Conclusiones

La metodología de medición de viscosidad propuesta en este documento resulta ser de gran utilidad en la caracterización reológica de crudos pesados, extrapesados y sus emulsiones. Basado en la operación del viscosímetro capilar, es posible efectuar estudios reológicos a fluidos de tipo Newtoniano y no-Newtoniano y se amplía la posibilidad de obtener mediciones de viscosidad cinemática al contar con la adaptación *in-line* a un densímetro de alta presión para ser integrado al sistema. Tal variedad de información que puede obtenerse con esta propuesta experimental confiere robustez a las pruebas PVT convencionales para estudios de comportamiento de fases y extiende sus aplicaciones a tópicos de transporte y aseguramiento de flujo.

#### **4. Recomendaciones**

Se recomienda incluir dentro de la metodología propuesta, estudios reológicos con otro tipo de matrices (gases de alta presión, polímeros o fluidos supercríticos) para ampliar la versatilidad y el campo de acción como reómetro capilar.

### Referencias Bibliográficas

- Afra, S. **2016**. “Application and Evaluation of a New Type of Solvent to Reduce the Viscosity of Heavy and Extra-Heavy Oil”. Tesis de maestría. Petroleum Engineering. Texas A&M University, Estados Unidos
- Alboudwarej, H.; Felix, J.; Taylor, S.; Badry, R.; Bremner C.; Brough, B.; Skeates, C.; Baker, A.; Palmer, D.; Pattison, K.; Beshry, M.; Krawchuk, P.; Brown, G.; Calvo, R.; Cañas Triana, J.A.; Hathcock, R.; Koerner, K.; Hughes, T.; Kundu, D.; de Cárdenas, J.L. and Chris, W. **2006**. “Highlighting Heavy Oil”. *Oilfield Review*. Summer 2006:34–53
- Alboudwarej, H.; Muhammad, M.; Shahraki, A.; Dubey, S.; Vreenegoor, L. and Saleh, J. **2007**. “Rheology of Heavy-Oil Emulsions”. *SPE Production & Operations*. 22:SPE-97886-PA
- Bird, R.; Stewart, W. and Lightfoot, E. **1992**. “Fenómenos de Transporte”. Barcelona: Editorial Reverté. Cap. 1. Viscosidad y mecanismo del transporte de cantidad de movimiento
- Boyes, W.; Walters, K. and Jones, W. **2010**. “Instrumentation Reference Book”. Amsterdam: Elsevier B.V. Ch. 7. Measurement of Viscosity
- Buitrago, F.; Quevedo, O. y Torres, F. **2012**. “Pre factibilidad centro de investigación del crudo pesado”. Tesis de especialización. Universidad EAN. Bogotá, Colombia

Castellanos, O. **2012**. “Measurement and Modelling Methodology for Heavy Oil and Bitumen Vapour Pressure”. Tesis de doctorado. Department of Chemical and Petroleum Engineering. University of Calgary, Canadá

Guo, K.; Li, H. and Yu, Z. **2016**. “In-situ heavy and extra-heavy oil recovery: A review” *Fuel*. 185:886–902

Kilpatrick, P. **2012**. “Water-in-Crude Oil Emulsion Stabilization: Review and Unanswered Questions”. *Energy & Fuels*. 26:4017–4026

Kokal, S. **2005**. “Crude Oil Emulsions: A State-Of-The-Art Review”. *SPE Production & Facilities*. 20:5–13

Marquez, A. **2019**. “Viscosity of Characterized Visbroken Heavy Oils”. Tesis de maestría. Department of Chemical and Petroleum Engineering. University of Calgary, Canadá

Mehta, S. **2005**. “Making and Breaking of Water in Crude Oil Emulsions”. Tesis de maestría. Department of Civil Engineering. Texas A&M University, Estados Unidos

Nagarajan, N.R.; Honarpour, M.M. and Sampath, K. **2007**. “Reservoir-Fluid Sampling and Characterization—Key to Efficient Reservoir Management”. *Journal of Petroleum Technology*. August:80–91

NIST. National Institute of Standards and Technology. Standard Reference Data:

<https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>

Oliveira, R. and Gonçalves, M. **2005**. “Emulsion Rheology - Theory vs. Field Observation”.

*Offshore Technology Conference*. OTC-17386-MS

Pedersen, S. and Christensen, P. **2007**. “Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids”. New

York: CRC. Ch. 3. PVT experiments

Ramos-Pallares, F.; Schoeggl, F.; Taylor, S.; Satyro, M. and Yarranton, H. **2016**. “Predicting the

Viscosity of Hydrocarbon Mixtures and Diluted Heavy Oils Using the Expanded Fluid

Model”. *Energy & Fuels*. 30:3575-3595

Sanchez, M. **2015**. “Extended Distillation and Property Correlations for Heavy Oil”. Tesis de

doctorado. Department of Chemical and Petroleum Engineering. University of Calgary,

Canadá

Sandoval, L. **2014**. “Evaluación de la formación de emulsiones agua-en-aceite sobre la

viscosidad y las propiedades PVT en crudos pesados”. Tesis de maestría. Escuela de

Ingeniería Química. Universidad Industrial de Santander, Colombia

Scopus (Abstract and citation database) **2019**. Elsevier B.V. ([www.scopus.com](http://www.scopus.com))

Taylor, Shawn. **2007**. “Heavy Oil Fluid Properties & Flow Assurance”. DBR-Schlumberger Report

Wang, X.; Carr, W.W.; Bucknall, D.G. and Morris, J.F. **2010**. “High-shear-rate capillary viscometer for inkjet inks”. *Review of Scientific Instruments*. 065106:1-7

Xia, L.; Lu, S. and Cao, G. **2004**. “Stability and demulsification of emulsions stabilized by asphaltenes or resins”. *Journal of Colloid and Interface Science*. 271:504–506