

Evaluación de la Tecnología de Cavitación Hidrodinámica para la Reducción de Viscosidad de Crudos Pesados utilizando Gasolina como Donante de Hidrógeno

David Fernando Durán Gutiérrez

Christian David Mendoza Ramírez

Trabajo de Grado para Optar por el Título de Ingeniero de Petróleos

Trabajo de Grado para Optar por el Título de Ingeniero Químico

Director

Julio César Pérez Angulo
Ingeniero de Petróleos

Codirector

Juan Carlos Montes Cala
Ingeniero Químico

Henry Mauricio Galvis
Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería Química

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2018

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS

Quiero permitirme dedicar este humilde pero importante logro de mi vida personal, académica y profesional, con toda mi gratitud:

Al creador y salvador, Dios, porque me ha guiado de su mano para lograr convertir cada obstáculo en una oportunidad para crecer, y así culminar satisfactoriamente esta preciada meta.

A mis padres Luis Fernando y Nubia Stella, por ser mi apoyo incondicional en todos los momentos importantes de mi vida, por supuesto, la universidad no ha sido la excepción.

A mis hermanos Eliana, Paola y Samuel, quienes han estado presente durante toda mi vida, soportando el cumplimiento de mis proyectos y metas.

A mis colegas más cercanos: Linda, Andrea, Samuel y July, por su amistad incondicional y por su apoyo durante esta etapa universitaria.

Quiero también a agradecer:

A mi compañero de tesis, Christian Mendoza, por su profesionalismo y amistad en esta etapa de nuestra vida universitaria.

A la empresa ERVS, su gerente, Javier Cierco y todo su equipo por la oportunidad brindada para llevar a cabo este proyecto.

A el Parque Tecnológico Guatigurá (PTG), especialmente al Ing. Hernando Buendía, director del laboratorio de análisis petrofísicos por abrir las puertas de sus instalaciones para el desarrollo de este proyecto

Finalmente, al Ing. Julio Pérez, director de este proyecto, Ing. Juan Carlos Montes e Ing. Henry Galvis, tutores de este proyecto, por su acompañamiento durante todo el proceso, y la confianza depositada en nuestro equipo para cumplir exitosamente las metas trazadas.

Gracias Totales,

David Fernando Durán Gutiérrez

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS

Que toda la honra y la gloria sea para Dios.

Gracias padre celestial por un nuevo logro más en mi vida, por llenarme siempre de sabiduría para afrontar nuevos retos y por rodearme de grandes personas. Este logro va dedicado a esas personas que me han apoyado en este proceso y me han visto crecer como persona y ahora como un ingeniero.

A mi principal motor vida, mi mamá, mi compañera de mil batallas, la que nunca me decepciona y por la que día a día me preparó para ser mejor persona. Para ella todos mis triunfos y todas mis metas logradas. Te amo mamá

Al que nunca nos abandonó, mi papá. Por ser esa persona que me brindó la mano, apoyó incondicionalmente y nos enseñó que la única herencia es el estudio. Este triunfo va para ti también por todos esos años de paciencia y amor.

A mi hermano y mi hermosa sobrina que son mi otra razón de ser. A Aída por ser parte de mi vida, por alegrarme los días en esta etapa de mi vida y por estar siempre ahí en todo momento.

A mis compañeros de ingeniería química, a mis amigos cercanos Diego, William, Camilo y Sebastián y a cada una de esas personas que han estado pendientes de mí, en brindarme todo su apoyo y me acogieron en esta ciudad bonita y en esta gran universidad.

A mi compañero de tesis David, por su compromiso, por su amistad y sus enseñanzas en esta etapa de la universidad.

A mi director de proyecto el profesor Julio Pérez y a mis codirectores Henry y Juan Carlos por su amistad, por toda la confianza depositada, las enseñanzas y el apoyo incondicional. Mención especial a la ingeniera Jimena y a nuestros compañeros ERVS por toda la ayuda brindada y sus enormes colaboraciones.

Agradecimiento especial a la empresa ERVS, al gerente y jefe Javier Cierco por abrirnos las puertas, colaborarnos siempre, depositar la confianza en nuestro trabajo y facilitarnos la realización del proyecto.

Finalmente, agradecer de manera grata al laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación, al director el ingeniero Hernando Buendía, por su enseñanza y acogida en el laboratorio, a Atala, a Gonzalo, a Felipe y Mauricio por sus orientaciones y sabiduría que me hicieron crecer como profesional.

Gracias Infinitas y bendiciones a todos.

Christian Mendoza

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA PARA LA REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS UTILIZANDO GASOLINA COMO DONANTE DE HIDRÓGENO¹.

AUTORES: DAVID FERNANDO DURÁN GUTIÉRREZ & CHRISTIAN DAVID MENDOZA RAMÍREZ**

PALABRAS CLAVE: CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA, VISCOSIDAD, REDUCCIÓN, DONANTE DE HIDRÓGENO, CRUDO PESADO

DESCRIPCIÓN:

Los crudos pesados han venido cobrando importancia en el panorama nacional, especialmente en los últimos años donde han ocupado cerca de la mitad de la producción nacional. Estos crudos representan un desafío desde su extracción, hasta su tratamiento debido a su composición y características físicas. En esta ocasión se analiza el transporte, pues la normativa colombiana establece ciertos estándares que el crudo debe cumplir antes de entrar al oleoducto. Uno de los más críticos en este tipo de crudos es el estándar de viscosidad, pues por los altos valores que presentan, la reducción que se tiene que dar es significativa.

En este trabajo, se estudia la tecnología de cavitación hidrodinámica como una alternativa de reducción de viscosidad de crudos pesados para su posterior transporte, pues los métodos actuales resultan ser muy costosos. De esta manera, se tomaron dos tipos de crudo con los cuales se corrieron pruebas de cavitación hidrodinámica en paralelo con pruebas de dilución, usando en ambos casos gasolina como donante de hidrógeno y diluyente para la cavitación y la dilución, respectivamente. Se midieron las viscosidades de cada crudo a diferentes concentraciones de gasolina y se realizó un análisis mediante estadística descriptiva con el fin de evidenciar la eficiencia en cada uno de los métodos aplicados y adicionalmente se realiza un análisis económico que evalúa la viabilidad económica de llevar la cavitación hidrodinámica a una escala mayor.

* Proyecto de Grado. Modalidad investigación

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos e Ingeniería Química. Director: Julio César Pérez Angulo, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF HYDRODYNAMIC CAVITATION TECHNOLOGY FOR VISCOSITY REDUCTION OF HEAVY OILS USING GASOLINE AS HYDROGEN DONOR*

AUTHORS: DAVID FERNANDO DURÁN GUTIÉRREZ & CHRISTIAN DAVID MENDOZA RAMÍREZ**

KEY WORDS: HYDRODINAMIC CAVITATION, VISCOSITY, REDUCTION, HYDROGEN DONOR, HEAVY OIL

DESCRIPTION:

Heavy oils have been gaining attention on the national scenario, especially in recent years when the production of this type of fluids have reached about half of the national production. Heavy oils represent a challenge from their extraction and treatment due to their composition and physical characteristics. On this research, crude oil transport is analyzed, since Colombian regulations establish certain standards that crude oil must comply with before entering the pipeline. One of the most critical conditions in this type of crude oils is their viscosity, and due to the high values, they present the viscosity reduction must be significant.

In this research project, the hydrodynamic cavitation technology is studied as an alternative heavy crude viscosity reduction technique for subsequent transportation, since the current methods turn out to be very expensive. In this way, hydrodynamic cavitation tests were run in parallel to dilution tests for two types of crude oil, using in both cases gasoline as a hydrogen donor and as a diluent for cavitation and dilution processes, respectively. The viscosities of each crude oil were measured at different concentrations of gasoline and an analysis was carried out by means of descriptive statistics, aiming to demonstrate the efficiency in each of the applied methods. Additionally, an economic analysis was carried out to evaluate the viability of the hydrodynamic cavitation method on a larger scale.

* Degree Project. Modality Research

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering and Chemical Engineering. Advisor: Julio César Pérez Angulo, Petroleum Engineer.

Tabla de Contenido

Introducción	14
1. Cavitación Hidrodinámica	16
1.1. Cavitación Hidrodinámica en Hidrocarburos	20
1.2. Efecto del Donante de Hidrógeno en la Cavitación Hidrodinámica	22
1.3. Antecedentes de Donantes Hidrógeno en la Cavitación Hidrodinámica	22
2. Desarrollo Experimental	25
2.1. Laboratorio de Análisis Petrofísicos	26
2.2. Planta Piloto de Cavitación Hidrodinámica	27
3. Caracterización y Corridas Experimentales	31
3.1. Pruebas de Laboratorio	32
3.2. Pruebas de Cavitación Hidrodinámica	34
4. Análisis Estadístico	35
4.1. Diagrama de Caja y Bigotes	35
4.2. Medidas de Centralización	35
4.3. Medidas de Dispersión	36
4.4. Análisis de Varianza (ANOVA)	36
4.5. Regresión Lineal Multivariable	37
5. Análisis de Resultados	38

EVALUACIÓN DE CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA

	10
5.1. Resultados de Prueba de Crudo No.1	39
5.2. Resultados de Prueba de Crudo No. 2	43
5.3. Análisis estadístico entre Cavitación y Dilución	48
6. Análisis Económico	51
7. Conclusiones	54
8. Recomendaciones	54
Bibliografía	55

Lista de Tablas

Tabla 1. Viscosidades objetivo según estándares de transporte de crudos por oleoducto	39
Tabla 2. Tabla de resultados ANOVA	49
Tabla 3. Características generales del crudo	51
Tabla 4. Indicadores de factibilidad del proyecto	53

Lista de Figuras

Figura 1. Formación de burbujas en el cavitador hidrodinámico	16
Figura 2. Creación e implosión de burbujas.....	16
Figura 3. Formación de nuevos compuestos.....	21
Figura 4. Metodología de investigación	25
Figura 5. Esquema de la unidad planta piloto de cavitación hidrodinámica	28
Figura 6. Región de rechazo de H_0 para la prueba de ANOVA.....	37
Figura 7. Diagrama representativo de datos del Crudo No. 1.....	39
Figura 8. Diagrama de caja y bigotes para cavitación del Crudo No. 1.	40
Figura 9. Regresión lineal múltiple para cavitación del Crudo No. 1.	41
Figura 10. Diagrama de caja y bigotes para dilución del Crudo No. 1.....	42
Figura 11. Regresión lineal múltiple para dilución del Crudo No. 1.....	43
Figura 12. Diagrama representativo de datos del Crudo No. 2.....	44
Figura 13. Diagrama de caja y bigotes para cavitación del Crudo No. 2.	45
Figura 14. Regresión lineal múltiple para cavitación del Crudo No. 2.	46
Figura 15. Diagrama de caja y bigotes para dilución del Crudo No. 2.....	47
Figura 16. Regresión lineal múltiple para dilución del Crudo No. 2.....	48
Figura 17. Distribución de Fisher para $\alpha= 0.05$	50
Figura 18. Valores medios de cavitación y dilución.....	51

Lista de Apéndices

Apéndice A	57
Apéndice B	58
Apéndice C	59
Apéndice D	61
Apéndice E	63
Apéndice F	64
Apéndice G	65

Introducción

Los crudos pueden clasificarse por sus características físicas o por su estructura química. Generalmente, debido a que las estructuras químicas son mucho más difíciles de medir, el valor comercial de un hidrocarburo líquido se puede estimar de manera rápida midiendo sus características físicas: gravedad específica, gravedad API², viscosidad, contenido de fracciones livianas, contenido de azufre y contenido de asfáltenos (McCain & Jr, 1990). Una de las formas más comunes de clasificar los hidrocarburos es por su gravedad API; cuanto mayor API y menor viscosidad posea, mayor será su valor en el mercado. En el caso de los crudos pesados se caracterizan por tener un API entre 10 - 22 API y una densidad entre 0.92 – 1 g/cm³ y una estructura compleja, lo que los hace menos valiosos frente a los crudos livianos.

Con el paso del tiempo, el porcentaje de producción de crudos pesados a nivel mundial ha sido cada vez más prominente debido a la declinación de las reservas de crudo liviano y a la necesidad de mantener estable la oferta de este energético. En el caso colombiano, la producción de crudo pesado, que proviene en gran parte de la cuenca de los Llanos Orientales ya representa más de la mitad de la producción nacional (Campetrol, 2015; Malagón, Montoya, & Ruiz, 2016). Este tipo de crudo, por su naturaleza, constituye un desafío importante para su transporte y subsiguiente tratamiento en refinerías.

En primer lugar, en el caso del transporte; la alta viscosidad del crudo, las grandes distancias entre los puntos de producción y de aprovechamiento (refinerías y puertos), y la necesidad de cumplir con los estándares para el transporte por oleoductos conforman el primer reto asociado a este tipo de crudo. Por otro lado, los procesos de mejoramiento en refinerías (craqueo y reforma)

² Escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. La gravedad API está graduada en grados en un instrumento de hidrómetro y fue diseñada de manera tal que la mayoría de los valores quedaran entre 10° y 70° de gravedad API.

a los cuales debe ser sometido un crudo para transformar las moléculas más complejas en otras más pequeñas y más fáciles de procesar, con el fin de extraer los productos de mayor valor (gasolinas, naftas y diésel), comprenden varias etapas que aumentan en complejidad y costo de forma proporcional a la complejidad de los componentes del hidrocarburo (Ophradt, 2003).

Por lo expuesto anteriormente, se deben explorar alternativas con mayor viabilidad económica y eficiencia energética para el tratamiento parcial para transporte (reducción de la viscosidad) y pre tratamiento en refinerías (aumento del API). Una de estas alternativas es la cavitación hidrodinámica, pues los experimentos disponibles en la literatura muestran que es una tecnología eficiente y con resultados prometedores, gracias al efecto sinérgico del fenómeno de cavitación y la adición de un donante de hidrógeno; este último, ha demostrado desempeñar un papel crucial en el éxito de esta alternativa (Askarian, Vatani, & Edalat, 2017).

Este proyecto tiene como objetivo estudiar el efecto de la adición de gasolina como donante de hidrógeno en un proceso de cavitación hidrodinámica y la viabilidad de una posible implementación en un campo petrolero. Para esto, en el primer capítulo se describirá el fenómeno de la cavitación hidrodinámica y su aplicación en la industria de los hidrocarburos; en el segundo capítulo se destacará la función de los donantes de hidrógeno y se hará una revisión de los compuestos que ya han sido utilizados; en el tercero capítulo se detallará la metodología usada en las pruebas de dilución convencional y cavitación hidrodinámica. Posteriormente, en el cuarto capítulo, se expondrá la teoría de estadística descriptiva que se usará en el tratamiento de los resultados. Finalmente, en el quinto capítulo se realizará el análisis de los resultados obtenidos en las pruebas y el estudio económico de la aplicación de este proceso a una escala mayor.

1. Cavitación Hidrodinámica

La cavitación hidrodinámica es un proceso fisicoquímico que consiste en la generación, crecimiento e implosión de burbujas de gas o vapor de un líquido debido a un diferencial de presión considerable (Suslick, 1997). La geometría del cavitador garantiza que la presión de operación (P_e) se reduzca hasta una magnitud que permita que la presión del líquido (P_i) se encuentre por debajo o igual de su presión de vapor de tal forma que el fluido pueda cavitarse y se dé la formación de burbujas como se muestra en el diagrama de la Figura 1. Este fenómeno genera una reacción que resulta en una reducción de viscosidad ($\mu_f < \mu_e$) debido al rompimiento homolítico de enlaces de Van der Waals del fluido (Zamilov & Godin, 2012).

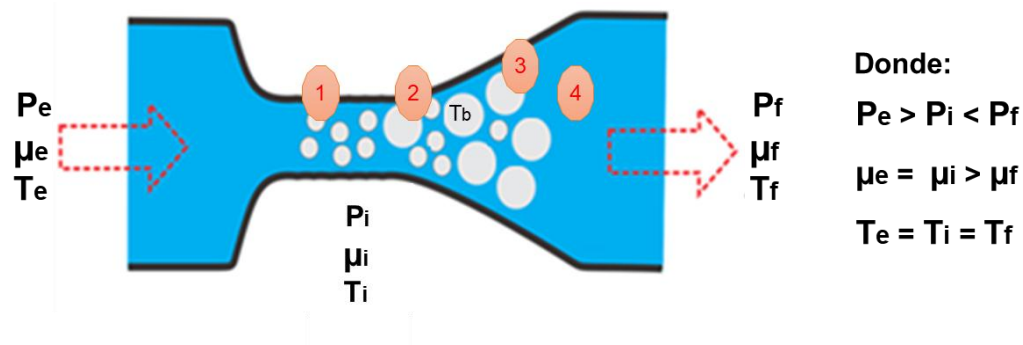


Figura 1. Formación de burbujas en el cavitador hidrodinámico

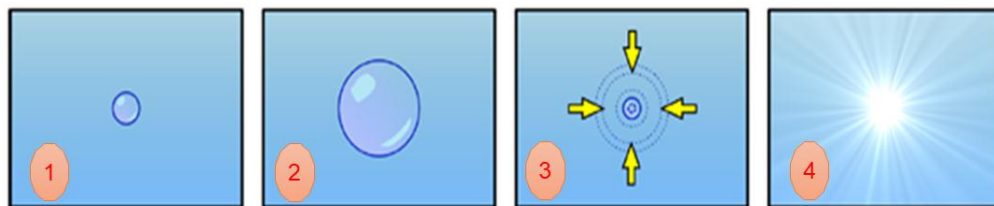
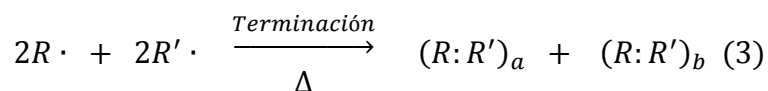
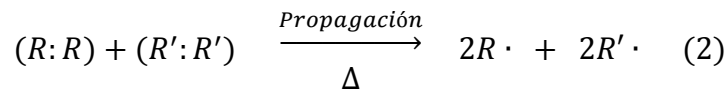
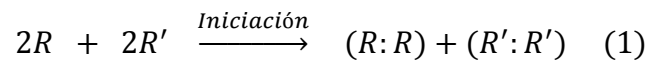


Figura 2. Creación e implosión de burbujas.
 Adaptado de Godin & Fomitchev-Zamilov (2010).

Como se observa en la Figura 2. las microcavidades o microburbujas crecen y luego implosionan. La implosión de las microburbujas genera un aumento de temperatura localizado ($T_b > T_e$) que conlleva a un proceso endotérmico en la interfaz entre burbuja y fluido, durante intervalos de tiempo muy cortos, es decir, microsegundos. Luego, se genera un enfriamiento extraordinariamente rápido en las zonas afectas y se mantiene una temperatura constante a lo largo de la tubería [9]. Dicho proceso facilita la formación de radicales libres e impulsa la transformación de compuestos complejos a unos simples (Chornet & Chornet, 2015).

La formación de radicales libres se debe a la magnitud de la intensidad de energía ocasionada por la cantidad de burbujas o cavidades que implosionan durante el proceso de cavitación hidrodinámica, generando un proceso de reacción química en los radicales expresada en tres etapas según el mecanismo Rice en las siguientes ecuaciones químicas (Lin & Yen, 1993):



La **fase de iniciación** o de mezclado de la ecuación 1. está dada por la adición a condiciones estándar de los reactivos R y R' que son compuestos diferentes y generan un producto genérico y homogéneo que no conlleva reacción. En la ecuación 2 la **fase de propagación** o de craqueo térmico son las reacciones de formación de radicales libres generadas por el aumento de temperatura localizada y la ganancia de energía necesaria para el cambio de estado de agregación. La **fase de terminación** son una gran cantidad de reacciones simultáneas y aleatorias

que disminuyen el número neto de radicales libres y se combinan para formar nuevas especies químicas dadas en un mismo producto como se muestra en la ecuación 3. (Lin & Yen, 1993).

El número de cavitación del líquido que pasa a través de la zona de cavitación determinan si el proceso de cavitación ha ocurrido de manera eficiente y depende estrictamente de la configuración del cavitador utilizado, la magnitud de la caída de presión generada y la velocidad de flujo de la mezcla líquida, descrito por la siguiente expresión (Shah, Pandit, & Moholkar, 1999):

$$\sigma_c = \frac{2(P_f - P_v) * A^2}{\rho * Q^2} \quad (4)$$

Donde, σ_c es el número de cavitaciones, P_f es la presión aguas abajo del líquido cavitado, P_v es la presión de vapor del líquido, ρ es la densidad del líquido, Q es el caudal y A es el área transversal de la tubería. De acuerdo, a los parámetros establecidos y a la dependencia de la expresión el alcance cualitativo del número de cavitaciones comprende un rango entre 0 y 1 e indica que cuan mayor sea el número de cavitación, menor será la probabilidad de que ocurra cavitación y viceversa, cuanto menor es, más probabilidad hay de que ocurra la cavitación (Shah et al., 1999).

A su vez, el proceso de cavitación hidrodinámica en sus puntos de mayor velocidad y presión más baja (P_i) presenta tres tipos de fenómenos en las cavidades generadas; (1) una cavitación en vórtice que es cuando estas residen en los núcleos de los vórtices del cavitador que se forman en zonas de alto cizallamiento; (2) una cavitación fija donde se mantiene estable la cavidad en una superficie rígida; (3) una cavitación en movimiento donde las cavidades transitan individualmente y se mueven en el líquido a medida que se expanden, se contraen e implosionan. La cavitación de desplazamiento o en movimiento es más eficiente para la conversión química

debido a la sinergia que facilita la reacción de los líquidos que componen la mezcla y son relevantes en las industrias que manejan procesos de flujos a través de tuberías y válvulas (Shah et al., 1999).

La cavitación hidrodinámica ha sido utilizada en diferentes industrias y en una variedad de procesos. Los efectos más comunes de la cavitación hidrodinámica independientemente del tipo de líquido procesado (o una mezcla de líquidos) son:

- **Preparación de emulsiones:** ocurre cuando se logra homogeneizar a condiciones estándar una mezcla de líquidos en la zona de cavitación.
- **Preparación de la suspensión:** está dado cuando el líquido se encuentra confinado con ciertas partículas y luego de cavitación, ocurre una rotura de las partículas sólidas.
- **Despolimerización:** también conocido como lisis, es la radicalización de moléculas que componen el líquido que se encuentra en proceso de cavitación.
- **Reacción química:** ocurre de manera acelerada debido al aumento localizado de la temperatura, generado por la creación y posterior implosión de burbujas en el líquido, ocasionando una disponibilidad de radicales.

Todos estos efectos tienen una aplicación comercial numerosa, su importancia va reflejada de acuerdo con el uso del cavitador hidrodinámico y a las condiciones de operación manejadas (Zamilov & Godin, 2012). En lo que respecta a este trabajo, se enfocará la investigación en las reacciones químicas que ocurren en la cavitación al ser aplicada en la industria de los hidrocarburos.

1.1. Cavitación Hidrodinámica en Hidrocarburos

En la petroquímica e industrias emergentes de biocombustibles, la cavitación hidrodinámica se emplea generalmente para la despolimerización y craqueo térmico de hidrocarburos, este último, fundamento teórico del presente trabajo.

El tratamiento de crudos pesados a partir de la cavitación presenta dos tipos de fenómenos simultáneos: el craqueo de hidrocarburos y la generación de radicales libres; el *cracking* o craqueo térmico es la ruptura de la interacción de Van der Waals entre moléculas debido al aumento localizado de la temperatura, conocido como temperatura de craqueo, que genera radicales libres. Los radicales libres generados en el crudo pesado son aprovechados por un tipo de agente reductor capaz de ceder iones de hidrógeno para entrelazarse teniendo en cuenta las etapas de la reacción química según el mecanismo Rice descrito en las ecuaciones 1-3 y se muestra en la Figura 3. para finalmente, generar nuevos compuestos con el objetivo de mejorar la reología y las propiedades fisicoquímicas del crudo tratado; se da una reducción de la viscosidad, un incremento en el punto de inflamación, un aumento de la gravedad API y cambios en su composición (Zamilov & Godin, 2012).

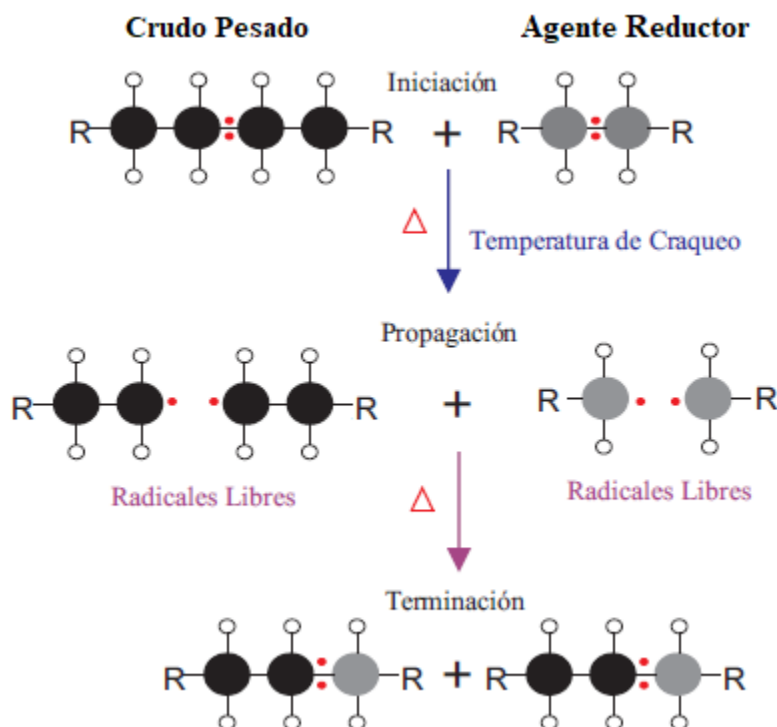


Figura 3. Formación de nuevos compuestos.
 Adaptado de Jim Clark (2003). Recuperado de
<http://www.chemguide.co.uk/organicprops/alkanes/cracking.html>

La cavitación hidrodinámica se emplea en la industria petroquímica como alternativa innovadora y viablemente económica, por ende, es importante optimizar el proceso, tal que cumpla con las siguientes tres condiciones: (1) Se trabaja a condiciones estándares para que los costos de energía sean lo suficientemente competitivos en comparación con los métodos de mejora establecidos tales como catálisis térmica o hidrocaqueo; (2) La caída de presión y el aumento localizado de la temperatura del proceso deben producir densidades de energía lo suficientemente altas como para romper los enlaces moleculares y crear radicales libres; (3) Las propiedades fisicoquímicas del crudo original se deben mejorar gracias a la recombinación de los radicales libres para formar nuevos compuestos químicos con las propiedades deseadas,

generados por la acción del agente reductor conocido como donante hidrógeno (Zamilov & Godin, 2012).

1.2.Efecto del Donante de Hidrógeno en la Cavitación Hidrodinámica

Una vez expuesto el fenómeno de la cavitación se puede ahondar en la definición de donante de hidrógeno y la explicación de su importancia como elemento esencial para el éxito de la cavitación hidrodinámica en el tratamiento de crudos pesados.

Como mencionado en la sección anterior, un donante de hidrógeno es aquel agente reductor capaz de ceder sus iones de hidrógeno; dichos iones, son radicales libres generados a partir del craqueo de enlaces O-H y/o C-H de las moléculas atrapadas en el colapso de las burbujas. (Askarian et al., 2017). La presencia del donante de hidrógeno en la cavitación se ve justificada en el momento en que los radicales del mismo funcionan como una fuente de iones que saturan (hidrogenan) a las moléculas más ligeras resultantes del craqueo del crudo pesado; de este modo impide que estas continúen reaccionando entre sí, evitando que se formen nuevos compuestos aún más pesados que el original. En resumen, el donante de hidrógeno facilita la formación de aquellas especies químicas con las propiedades deseadas (menor viscosidad y mayor API), lo cual permite que el crudo tenga una mejor calidad que el mismo crudo antes del tratamiento.

1.3.Antecedentes de Donantes Hidrógeno en la Cavitación Hidrodinámica

Diferentes autores que han estudiado el efecto de los donantes de hidrógeno en procesos de mejoramiento de crudo pesado han podido comprobar su función esencial a través de experiencias a nivel de laboratorio; asimismo, han podido concluir que los donantes de

hidrógeno tienen efectos benéficos adicionales como se verá en la siguiente recolección de antecedentes (ver apéndice A).

(Askarian et al., 2017), llevaron a cabo dos tipos de pruebas en un sistema de cavitación. En la primera se investigó el desempeño del sistema en la reducción de la viscosidad de una muestra de combustóleo y otra de aceite de silicona sin la adición de un donante de hidrógeno. La viscosidad de ambas muestras aumentó en un 8% y 12% respectivamente tras el proceso de cavitación. Se indicó que tal incremento tuvo lugar debido a la recombinación de radicales en el caso del combustóleo y a la polimerización en el caso del aceite de silicona.

En la segunda prueba, se añadió un 2% v/v de donante de hidrógeno al sistema bajo las mismas condiciones de la primera prueba. Para este estudio el donante elegido fue gasolina debido a su disponibilidad y precio asequible. Se analizó el desempeño del sistema para una muestra de crudo pesado. A partir de los resultados obtenidos se apreció que la adición del donante ocasionó una reducción del 33% en la viscosidad de la muestra de crudo pesado y un incremento en la gravedad API, lo cual indica que hubo una reducción de la densidad de la muestra.

(Gordon, Gorodnitsky, & Promtov Maxim, 2015), establecieron que la ruptura de enlaces de C-S, C-N, C-O y C-C debido al incremento localizado de la temperatura en los alrededores de las burbujas que colapsan y la presencia de un donante (en este caso un hidrocarburo ligero) generan el escenario adecuado para el mejoramiento de las propiedades de una muestra de crudo pesado.

(Hart, Lewis, White, Greaves, & Wood, 2015), estudiaron el efecto del ciclohexano como disolvente donante de hidrógeno en la distribución de líquido, gas y coque del producto de un

mejoramiento *in situ* a través de un proceso THAI³. El estudio demostró que existe una mayor reducción de la viscosidad del crudo pesado a medida que se aumenta la proporción (p/p) de ciclohexano y de crudo pesado. También se pudo observar en los resultados que contar con una atmósfera de nitrógeno dentro del reactor es más efectivo que una de hidrógeno, y que con la ayuda del catalizador se pueden obtener una mejor conversión de reducción.

(Gordon et al., 2015), trataron un crudo de 14.5° API en un reactor de cavitación hidrodinámica de paso múltiple, usando una solución al 10% de ácido cítrico (donante de hidrógeno) en agua en una proporción 1:1 con el crudo, durante 15 minutos a una presión de bombeo de 80 psi. Los resultados mostraron que la gravedad API aumentó en un 14% y 27.6% para el crudo cavitado por un minuto y 10 minutos respectivamente con referencia al crudo original.

(Chornet & Chornet, 2012), realizaron una serie de experimentos de cavitación en los que se utilizó pentano como donante de hidrógeno en distintos escenarios de operación para encontrar las condiciones más aceptables para el proceso. El pentano se adicionó junto con un crudo pesado con gravedad API de 14.2° y una viscosidad dinámica de 7600 cP a 15 °C. La temperatura a la cual se operó fue de 200 °C con una presión diferencial de 2000 psi, un tiempo de mezclado de 10 s y una velocidad de flujo de 186 m/s para garantizar la cavitación y el craqueo térmico. El crudo tratado presentó un aumento en su gravedad API de hasta 22.5° y una viscosidad dinámica de 340 cP a 15°C, para una proporción de 13% v/v de donante de hidrógeno y crudo pesado.

(Yang, Zhang, Gu, Pingfang, & Lu, 2011), trataron un residuo de vacío en un reactor ultrasónico y concluyeron que un donante de hidrógeno como la tetralina junto con el

³ Abreviatura de inyección de aire de punta y talón ("toe to heel").

ultrasonido, tienen un efecto sinérgico en el mejoramiento de crudo pesado que resultó en un producto de viscosidad más estable, mayor porcentaje de componentes ligeros, menor densidad y menor punto de fluidez que el obtenido mediante el uso separado de estos dos elementos.

2. Desarrollo Experimental

Este capítulo se enfoca en la metodología empleada para la investigación de la cavitación hidrodinámica, que cuenta con las etapas de revisión del plan de trabajo, identificación de escenarios y equipos utilizados, pruebas preliminares y evaluación de la viscosidad en los procesos involucrados.

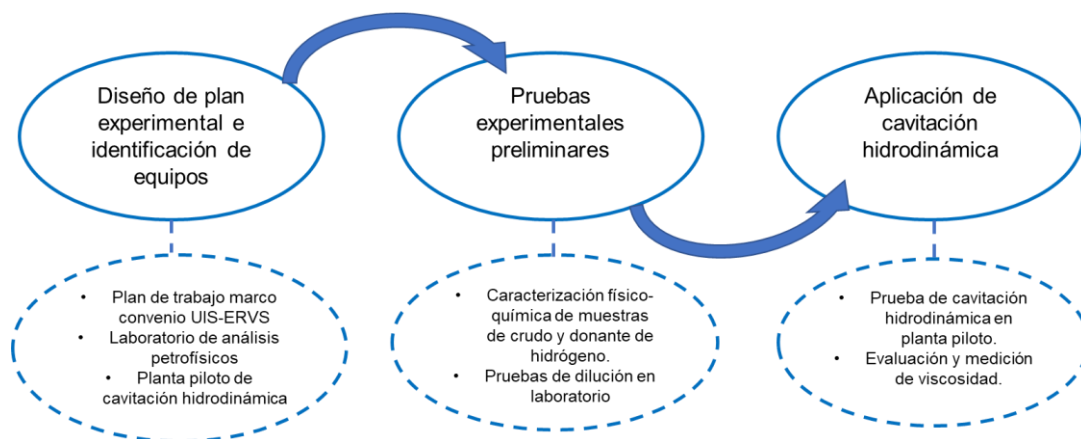


Figura 4. Metodología de investigación

La idea de investigar la cavitación hidrodinámica surge de los diferentes antecedentes que dan certeza de la aplicación en el mejoramiento del crudo pesado y es implementada en Colombia gracias al convenio investigativo de la Universidad Industrial de Santander (UIS) y la empresa Energy Rap Vortex Services S.A.S (ERVS). Bajo el marco del convenio y la cooperación mutua se tiene acceso para las pruebas preliminares, aplicación y posterior análisis de las muestras de crudo en dos escenarios establecidos según los lineamientos de este proyecto de investigación para la aplicación de la tecnología de cavitación hidrodinámica.

En los dos escenarios se estudia y se compara el comportamiento y reducción de la viscosidad del crudo pesado con la adición de un donante de hidrógeno a diferentes porcentajes volumétricos. En el primer escenario se utiliza el laboratorio de análisis petrofísicos de la escuela de ingeniería de petróleos para la realización de unas pruebas de dilución y la medición de sus características físicas (Gravedad API y viscosidad), y el segundo escenario implementa la tecnología de cavitación hidrodinámica en una unidad de planta piloto, dichos escenarios se encuentran en las instalaciones de la sede Guatiguará de la Universidad Industrial de Santander en el municipio de Piedecuesta, Santander.

2.1. Laboratorio de Análisis Petrofísicos

El laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la Formación de la escuela de ingeniería de petróleos adscrita a la Universidad Industrial de Santander se encuentra actualmente acreditado bajo el Organismo Nacional de Acreditación (ONAC) en la realización de seis pruebas de ensayo (tres de análisis petrofísicos y tres de daño a la formación), las cuales se desarrollan bajo los lineamientos de las normas API RP 40 de 1998 y API RP 42 de 1992. Adicionalmente La Escuela de Ingeniería de petróleos tiene certificados sus procesos bajo las Normas ISO 14001:2004, OHSAS 18001:2007 y NORSOK S-006:2003 Seguridad y Salud en el Trabajo.

El laboratorio cuenta con equipos acreditados y debidamente calibrados según lo estipulado por las normas anteriormente mencionadas, para la realización de las pruebas de dilución de crudo pesado con el donante de hidrógeno que actúa como diluyente y las mediciones de las características físicas, principalmente la viscosidad a todas las muestras tanto de dilución como de cavitación hidrodinámica, para observar el porcentaje de reducción debido a

la adición del donante. Dentro de las instalaciones de los laboratorios de análisis petrofísicos se implementan para las mediciones y pruebas de dilución como balanza analítica, agitador y viscosímetro (ver Apéndice B y Apéndice C).

2.2. Planta Piloto de Cavitación Hidrodinámica

La unidad de cavitación hidrodinámica HCU-200 es un equipo que ha sido diseñado y elaborado por profesionales de la empresa Energy Rap Vortex Services S.A.S. (ERVVS), este proceso se encuentra certificado y auditado en calidad, salud y seguridad bajo la supervisión de la compañía Bureau Veritas en Normas ISO-9001, ISO 14001 y OHSAS 18001 en marco del convenio desarrollado con la UIS.

El proceso de cavitación hidrodinámica está descrito en el esquema de la Figura 4. Este está conformado por equipos indispensables para el transporte del crudo (bombas), accesorios (válvulas), medidores e indicadores (temperatura, presión, flujo) y el equipo fundamental para la investigación, el cavitador hidrodinámico. Dicho proceso se trabaja en múltiples etapas para garantizar una alta eficiencia y conseguir un craqueo económicamente atractivo.

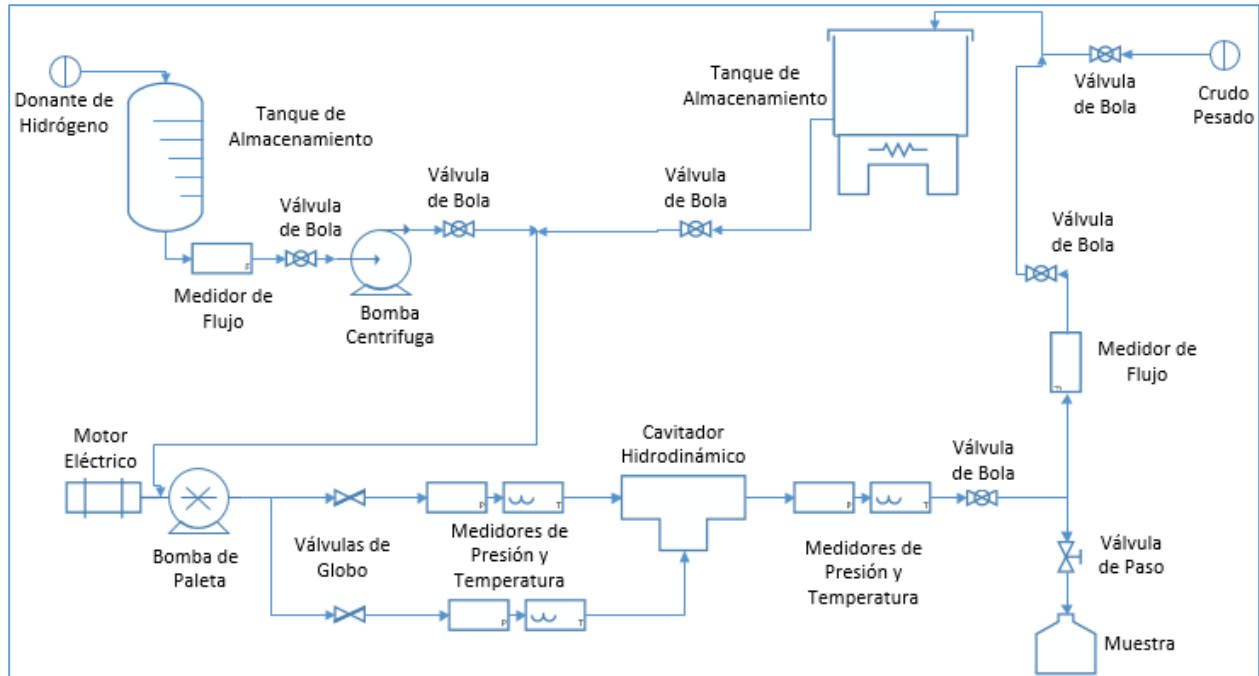


Figura 5. Esquema de la unidad planta piloto de cavitación hidrodinámica

A continuación, se describen los equipos principales del esquema del proceso de cavitación hidrodinámica mostrado anteriormente:

Sistema de Bombas

Las bombas son las encargadas del transporte de los fluidos a lo largo de la tubería del proceso, garantizando el paso del crudo y donante por todos los equipos a la presión que requerimos para generar el proceso de cavitación. El sistema posee dos tipos de bombas que inyectan principalmente los dos compuestos involucrados en el proceso, una bomba centrífuga y una bomba de paleta serán descritas a continuación:

- **Bomba Centrífuga:** Es una bomba centrífuga que tiene como única función impulsar el donante de hidrógeno hasta el punto de encuentro con la corriente principal del crudo. Su

presión es tal, que garantiza el contacto con el crudo pesado y el debido transporte del compuesto alrededor del sistema.

- **Bomba de Paleta Blackmer NP3:** Es la principal fuente de presión, caudal y transporte del proceso; la presión ejercida en el sistema es el principal factor de la eficiencia del proceso, debido a que la intensidad de energía generada por la bomba es directamente proporcional a la densidad o cantidad de burbujas que se generan en el cavitador. La bomba se encuentra acoplada a un motor eléctrico que garantiza la potencia suficiente para mantener la presión y facilitar el transporte del crudo pesado en el proceso.

Sistema de Almacenamiento

Los tanques de almacenamiento son espacios que se utilizan principalmente durante el tiempo que dure la prueba en la planta piloto de cavitación hidrodinámica y tienen como función no solo mantener el crudo almacenado para evitar pérdidas por liberación de gases livianos sino también sirven como medidores referencia del volumen de crudo pesado cavitado que deseamos producir.

Los tanques utilizados en el proceso de cavitación se describen a continuación:

- **Tanque de Almacenamiento Crudo Pesado:** El tanque de almacenamiento principal posee una capacidad de 60 galones de crudo pesado que alimenta la mayor parte de la producción del proceso de cavitación, este se encuentra ubicado a una altura de 2,32 m para facilitar el transporte del crudo pesado gracias a la fuerza implementada por la gravedad sobre el flujo de salida del tanque y genera un ahorro energético considerando el posterior calentamiento del crudo con una resistencia eléctrica adaptada al tanque que garantiza la alimentación de todo el crudo almacenado.

- **Tanque de Almacenamiento Donante de Hidrógeno:** Este tanque es la única fuente de inyección del compuesto donante de hidrógeno a la corriente principal del proceso. Luego de agregar el porcentaje volumétrico del donante, el tanque se mantiene totalmente cerrado para evitar el escape de gases livianos y también cuenta con un medidor de volumen para garantizar la exactitud del compuesto agregado.

Sistema de Cavitación

Este sistema compuesto únicamente por el cavitador hidrodinámico es el responsable de generar las burbujas y su posterior colapso producto de una caída significativa de la presión. A continuación, se describe el cavitador:

- **Cavitador Hidrodinámico Vortex:** Está configuración de cavitador hidrodinámico denominada "Vortex" cuenta con un sistema de doble alimentación (uno de manera frontal y otro perpendicular) que entran en contacto en el interior de la geometría del cavitador y generan una intensidad suficiente para generar las burbujas producto de la caída de presión. El cavitador actúa como un reactor químico debido al aumento localizado de la temperatura causado por la implosión de las burbujas del crudo, el craqueo térmico generado y la unión posterior de radicales libres de los compuestos químicos involucrados en el proceso.

Accesorios

Los accesorios cumplen un papel importante en el proceso, ya que son los encargados de mantener las variables (presión, temperatura, flujo) a condiciones estables y al mantenerlas controladas se puede garantizar no solo la eficiencia, sino también la seguridad del proceso.

Entre los accesorios utilizados en el sistema se destacan las válvulas (globo y bola) y los medidores de presión, temperatura y flujo

- **Válvula de Bola:** Las válvulas de bola implementada en el sistema de cavitación hidrodinámica son reguladores de caudal, controlan la entrada y salida del flujo alimentado en todo el sistema y son accesorios con una fácil manipulación para casos donde se presenten alguna calamidad en la seguridad del proceso, poder controlar el flujo de manera mecánica para que no se presenten derrames de crudo.
- **Válvula de globo:** Las válvulas de globo en el proceso de cavitación posee un actuador eléctrico que se manipula desde la cabina de control y dan el paso del caudal a la entrada del cavitador hidrodinámico (Vortex) en ambas direcciones. Las válvulas se utilizan de una sola vía a consideración de los profesionales de la empresa.
- **Medidores de Presión, Temperatura y Flujo:** Son indicadores de las condiciones y variables de operación en el proceso, estos actúan como un receptor que será monitoreado en la cabina de control y son muy importantes para notificar posibles alteraciones en el proceso a través de un aviso o una advertencia de manera instantánea. Cabe resaltar que los medidores son transmisores de presión, temperatura y flujo marca FOXBORO.

3. Caracterización y Corridas Experimentales

De acuerdo con los antecedentes presentados en el proceso de cavitación hidrodinámica se ha evaluado diferentes tipos de donantes de hidrógeno obteniendo en algunos resultados realmente satisfactorios, sin embargo, para el marco de este proyecto se considera a investigar la gasolina

como donante de hidrógeno, debido a que es un compuesto de fácil adquisición, teniendo en cuenta una posible aplicación en un campo de petróleo; además, la gasolina, tiene un costo que sumado a los costos de la tecnología de cavitación podría hacer de esta, un método de reducción de viscosidad competitivo.

3.1.Pruebas de Laboratorio

Antes de la evaluación de la gasolina como donante de hidrógeno para el proceso de mejoramiento de crudos pesados mediante la aplicación de la tecnología de cavitación hidrodinámica, es indispensable la realización de diluciones convencionales a condiciones de laboratorio para observar el comportamiento como diluyente de la gasolina involucrada con el crudo pesado. Las formulaciones se prepararon en el laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación de la escuela de ingeniería de petróleos bajo los lineamientos de las ASTM D287, ASTM D7042 y ASTM D7152 (ASTM INTERNATIONAL, 2000), (ASTM, 2013).

Metodología para Pruebas de Dilución

La metodología para las pruebas de dilución del donante de hidrógeno con crudo pesado siguiendo los lineamientos de las normas del laboratorio, es la siguiente:

- 1) Se caracterizan las muestras de crudo pesado y donante de hidrógeno midiendo la gravedad API y viscosidad (30°C, 50°C y 73°C) respectivamente de cada referencia.
- 2) Para aumentar el margen de efectividad de la dilución se calculan los gramos totales agregados de cada compuesto involucrado a partir de las siguientes ecuaciones que dependen de la gravedad API de cada compuesto y el volumen total deseado (V) (ASTM INTERNATIONAL, 2000):

$$API^{\circ} = \frac{141,5}{\varphi} - 131,5 \quad (5) \quad ;$$

φ_i : Gravedad Especifica del compuesto

$$\rho_i = \varphi_i * 1 \quad (6) \quad ; \quad \rho_i: \text{Densidad del compuesto en g/ml}$$

$$g_i = \rho_i * (V * x_i) \quad (7) \quad ; \quad g_i: \text{Gramos de cada compuesto}$$

x_i : Fracción volumetrica

- 3) En el recipiente de muestra se agregan los dos componentes involucrados en la dilución para que el valor de la adición de ambos luego de ser pesados en la balanza analítica del laboratorio de análisis petrofísicos coincida con los cálculos de la tabla de Excel.
- 4) Luego de corroborar el valor de la suma de los pesos, se traslada la muestra al agitador donde se garantiza una dilución homogénea con un rango de velocidad de agitación variado entre 200-800 rpm según las características del crudo pesado y lo establecido por las normas (ASTM, 2013)

Metodología para Medición de Viscosidad

Para la medición de la viscosidad de la muestra depende del procedimiento de utilización del viscosímetro rotacional Brookfield DV2T LV y es el siguiente:

- 1) Ensamblar y nivelar el viscosímetro
- 2) Encender el equipo
- 3) Colocar el autocero del equipo

- 4) El viscosímetro mostrará la pantalla de configuración de prueba de velocidad. En esta pantalla, seleccionar el rango de velocidad, la aguja utilizar y tiempo estimado de la prueba.
- 5) Se introduce la aguja a la muestra y se ajusta a un torque de acoplamiento. Nota: Rosca a la izquierda.
- 6) Presionar el botón de ejecución. La pantalla cambiará a la prueba de medición de viscosidad.
- 7) Cuando ha transcurrido el tiempo de la prueba y esté listo para grabar los resultados de la medición. El viscosímetro detendrá la prueba y mostrará en la pantalla una tabla de resultados.
- 8) Registra el % de torque y la viscosidad que depende de la temperatura
- 9) Para ejecutar otra prueba, presiona configurar prueba, retornara al inicio de la pantalla y comenzarás de nuevo el procedimiento.

3.2.Pruebas de Cavitación Hidrodinámica

Se realizaron las pruebas en la unidad de planta piloto a 30°C y 200 psi, teniendo en cuenta las condiciones de operación para una aplicación industrial (Ecopetrol, 2014); las pruebas de cavitación hidrodinámica se han desarrollado a partir de unos métodos matemáticos que predicen la viscosidad de una mezcla (Ver Apéndice D). A partir de estos métodos se evalúan los posibles resultados de reducción de viscosidad del crudo que depende del porcentaje volumen y los grados API de los componentes involucrados. El accionar y funcionamiento de la planta piloto

de cavitación hidrodinámica descrita en el esquema de la figura 4 está a cargo de personal especializado de la empresa ERVS.

4. Análisis Estadístico

Para llevar a cabo el tratamiento de los datos de viscosidad obtenidos en laboratorio y poder representarlos de una manera más clara que permita validar las conclusiones que se deduzcan a partir de los mismos, se hará uso de un análisis estadístico. Para ello se usarán procedimientos estadísticos básicos que serán descritos a continuación:

4.1. Diagrama de Caja y Bigotes

Un diagrama de caja es un gráfico, basado en cuartiles, mediante el cual se visualiza un conjunto de datos. Está compuesto por un rectángulo, la "caja", y dos brazos, los "bigotes". Esta presentación visual, asocia las cinco medidas que suelen trabajarse de forma individual. Presenta al mismo tiempo, información sobre la tendencia central, dispersión y simetría de los datos de estudio. Además, permite identificar con claridad y de forma individual, observaciones que se alejan de manera poco usual del resto de los datos. A estas observaciones se les conoce como valores atípicos (Zambrano & Palacios, 2011).

4.2. Medidas de Centralización

La misión de las medidas de centralización es dar una idea del valor central alrededor del cual se reparten los valores de la muestra obtenida. En este trabajo se utilizarán la media y la mediana, las cuales se definen a continuación (Navarro, 2003):

- Media:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (8)$$

Donde x_i corresponde a cada uno de los datos de la muestra y n al número total de datos.

- Mediana: es el valor de la muestra que deja a izquierda y derecha el mismo número de observaciones, una vez ordenadas (Navarro, 2003).

4.3. Medidas de Dispersión

Las medidas de centralización, por sí solas, son claramente insuficientes para resumir toda una muestra. Por lo tanto, conviene dar alguna medida que dé una idea de la dispersión de los datos con respecto a los valores centrales. Esta es la función de las medidas de dispersión (Navarro, 2003).

- Desviación típica (o estándar): la desviación típica intenta medir la dispersión de los datos de la muestra dada en las unidades originales. Está dada por:

$$\sigma = \sqrt{S^2} \quad (9)$$

Donde S^2 corresponde a la varianza la cual está dada por:

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1} \quad (10)$$

4.4. Análisis de Varianza (ANOVA)

El análisis de varianza ANOVA se emplea para probar una hipótesis nula que consiste en la igualdad de las medias poblaciones de k poblaciones. Se utiliza con poblaciones aproximadamente normales (Porrás & Sánchez, 2015).

$$H_0: \bar{x}_1 = \bar{x}_2 = \bar{x}_3 = \dots = \bar{x}_k \quad (11)$$

H_a : al menos una de las medias es diferente

$$F_{cal} = \frac{CMTR}{CME} \quad (12)$$

$$F_{teo} = F(\alpha, k - 1, N - k) \quad (13)$$

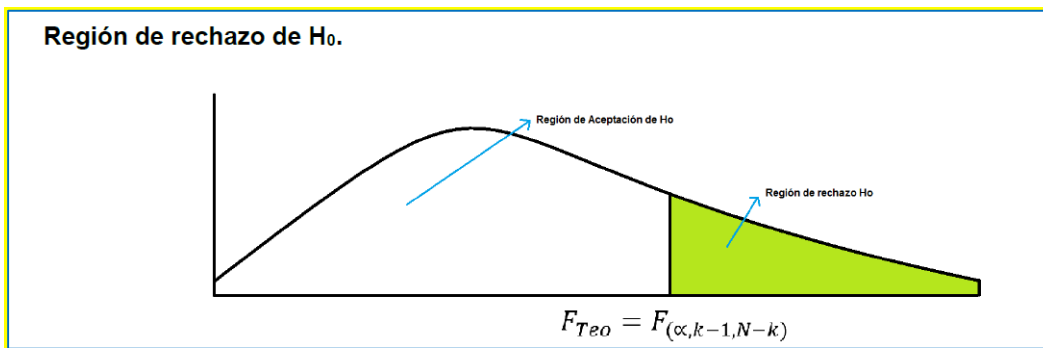


Figura 6. Región de rechazo de H_0 para la prueba de ANOVA

4.5. Regresión Lineal Multivariable

La regresión lineal múltiple analiza la influencia de un conjunto de variables explicativas (X_1, X_2, \dots, X_k) en los valores que toma otra variable denominada dependiente (Y). Una cuestión de gran interés es saber cuál o cuáles de las variables explicativas son las que más influyen en la variable dependiente.

Un modelo de regresión lineal múltiple considera que los valores de la variable dependiente han sido generados por una combinación lineal de los valores de una o más variables explicativas y un término aleatorio:

$$Y = b_0 + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2 + \dots + b_k \cdot X_k + u \quad (14)$$

Los coeficientes son elegidos de forma que la suma de cuadrados entre los valores observados y los pronosticados sea mínima, es decir, que se va a minimizar la varianza residual (Rojo Abuín, 2007).

5. Análisis de Resultados

Los resultados presentados a continuación son aprobados y corroborados por el laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación gracias al convenio de investigación establecido por la Universidad Industrial de Santander y la empresa Energy Rap Vortex Services S.A.S. Los datos se encuentran soportados en una base de datos de la empresa y las muestras físicas de dichas referencias de crudos están ubicadas en la bodega de Almacenamiento “HANGAR” de la escuela de ingeniería de petróleos en la sede Guatiguará en Piedecuesta, Santander.

El análisis de datos contiene cada uno de los elementos nombrados en la Sección 4 y se desarrolló usando la herramienta Matlab. En este análisis se realizó un ajuste de curva para los resultados de cada una de las muestras con el fin de obtener una ecuación que describiera su comportamiento. A partir de estas expresiones se construyó un diagrama de caja y bigotes para cada crudo estudiado, lo que permitió observar la validez de las mediciones tomadas y la distribución de estas. Además, se realizó una regresión lineal múltiple que permitió ver el cambio de viscosidad en función de la temperatura y la concentración de gasolina agregada.

El análisis del desempeño de la gasolina en los dos tipos de pruebas se realizará en base a lo estipulado por las normas para transporte de crudo por oleoducto.

Según (Ecopetrol, 2014) el crudo debe tener una viscosidad menor o igual a 300cSt a 30°C, por lo cual se construyó la Tabla 1, para calcular la viscosidad objetivo de cada uno de los crudos estudiados.

Tabla 1. Viscosidades objetivo según estándares de transporte de crudos por oleoducto

Crudo	API	Densidad	Viscosidad Objetivo@30[cSt]	Viscosidad Objetivo @30[cP]
No. 1	20.5	0.930921053	300	279.2763158
No. 2	17.8	0.947756196	300	284.3268587

5.1. Resultados de Prueba de Crudo No.1

A continuación, se muestra en la Fig. 7 los resultados obtenidos para las pruebas de cavitación y dilución del Crudo No. 1 que serán representados por la medida referencia para el transporte del crudo por oleoducto (30°C). Para tabla de datos remitirse al Apéndice E.

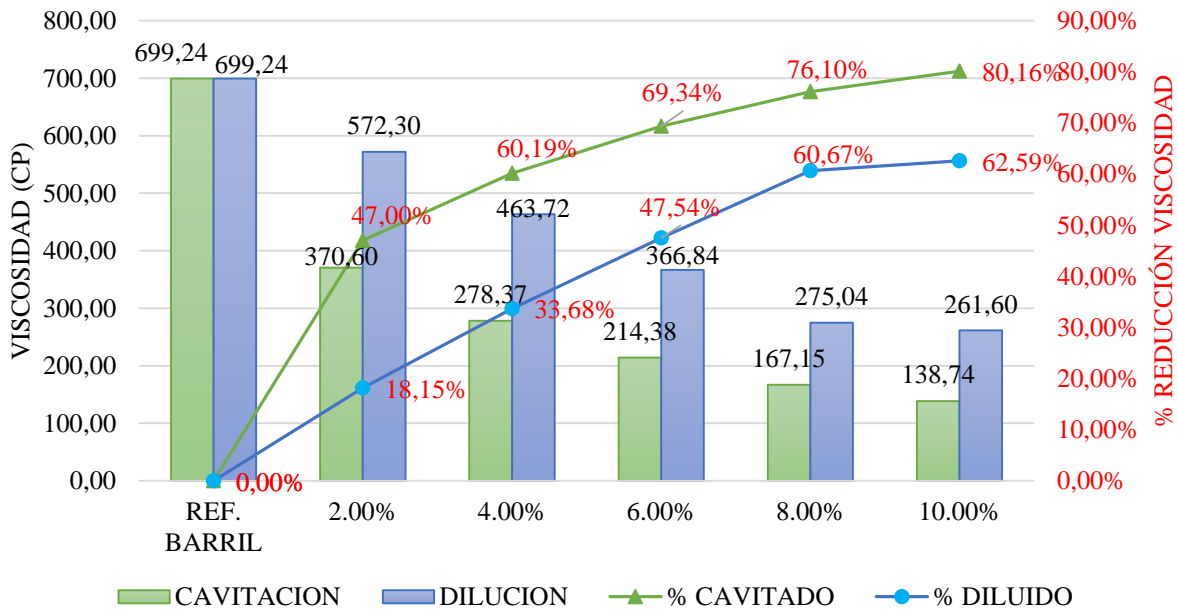


Figura 7. Diagrama representativo de datos del Crudo No. 1.

Como se puede observar en la Fig. 8, para la muestra de referencia, los datos de viscosidad se encuentran alrededor de 200 cP, valor representado por la mediana (línea roja). Este valor se va reduciendo conforme el %v/v de gasolina aumenta y la diferencia entre un porcentaje y otro se va haciendo cada vez menor. Por ejemplo, la diferencia de la mediana de la muestra de referencia

y la muestra al 2% es de 35.5 y entre la muestra de 2% y la de 4% es de 42.56 y así sucesivamente. Se puede notar que la diferencia de medianas entre la muestra al 6% y al 8% tendía a ser constante, por lo que se puede decir que en este punto el crudo se ha saturado del donante y este ya no tiene un efecto tan significativo. Por otro lado, a medida que aumenta la cantidad de gasolina, se puede notar que la mediana se ubica más al centro de la caja, lo que quiere decir que los datos se distribuyen de una manera más simétrica. Cuando la concentración de gasolina es del 8%, la simetría es más notoria, lo cual indica que los datos están mejor distribuidos alrededor de la mediana y este sería un valor mucho más representativo.

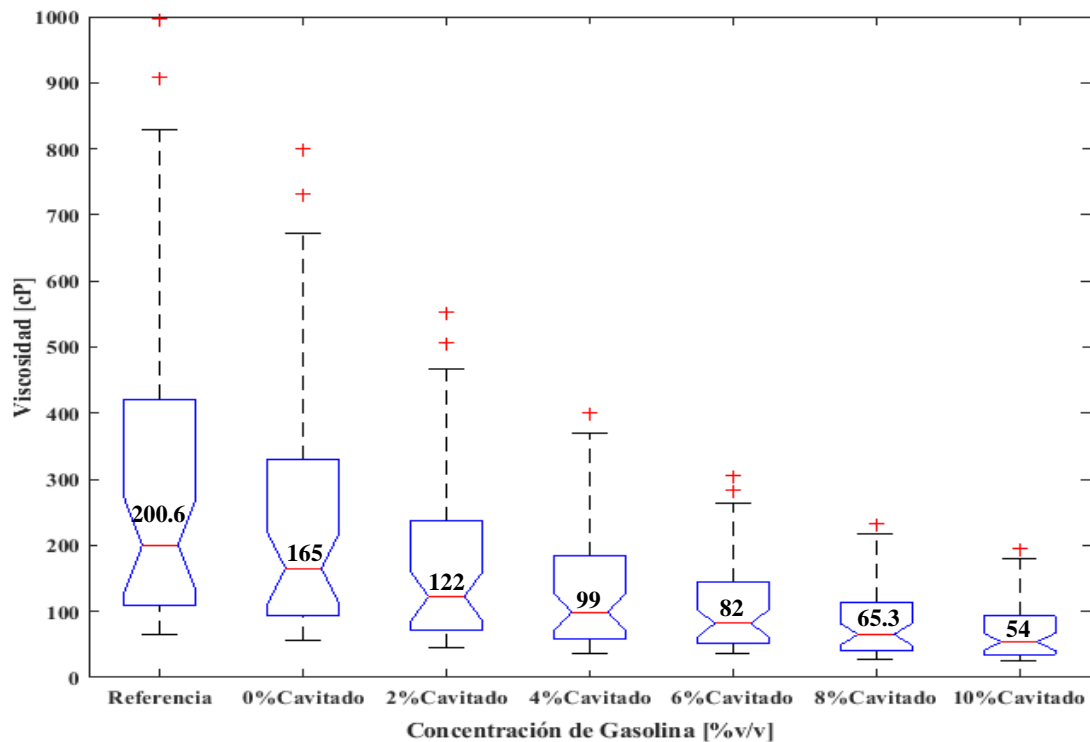


Figura 8. Diagrama de caja y bigotes para cavitación del Crudo No. 1.

Se realizó la gráfica de regresión lineal múltiple, Fig. 9, en la cual se puede observar la temperatura versus la concentración de gasolina y en el degradado está representado el cambio de la viscosidad que está indicado por la escala de colores.

Al analizar la viscosidad en un rango de entre 30-35 grados C y sabiendo que la viscosidad objetivo está entre 270 y 300 cP, se puede afirmar que la concentración de gasolina requerida sería de entre el 4 y 5%.

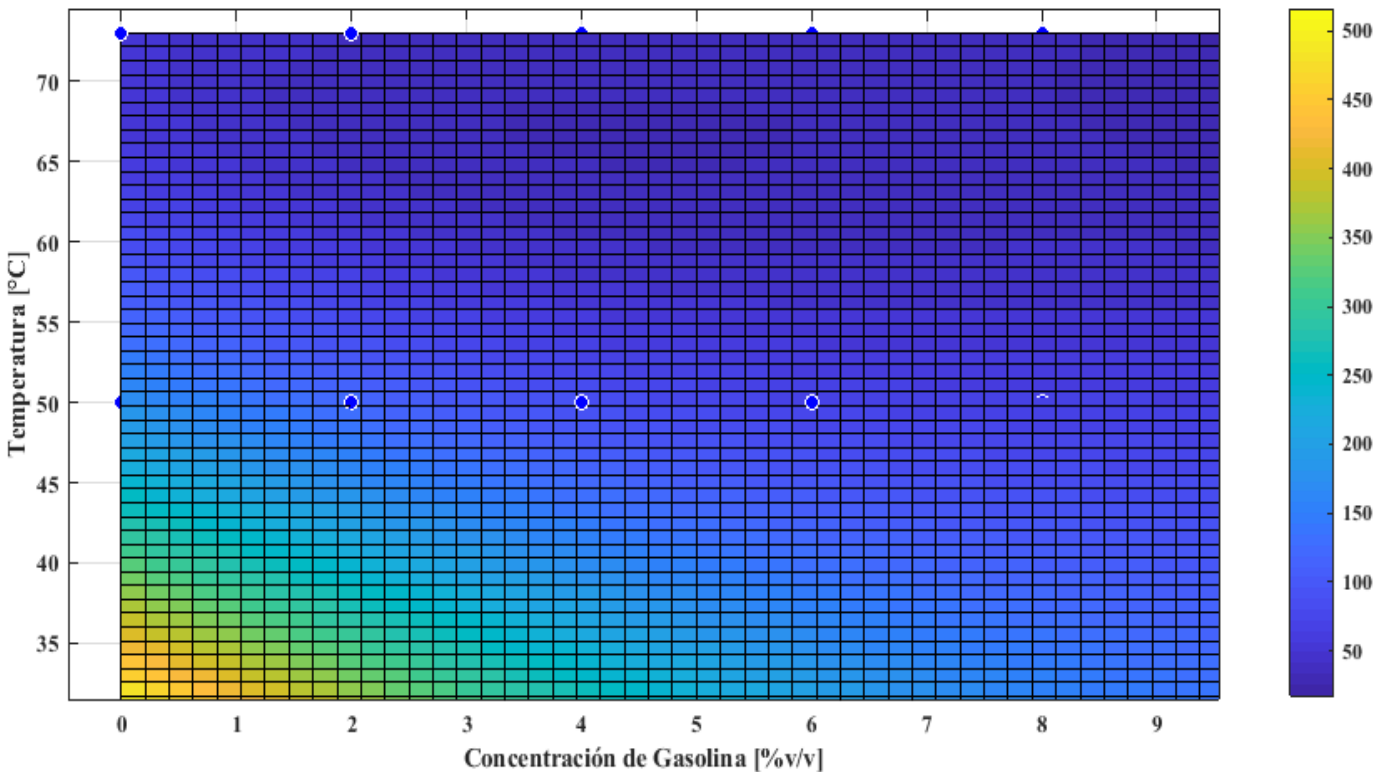


Figura 9. Regresión lineal múltiple para cavitación del Crudo No. 1.

En el diagrama de caja y bigotes, Fig. 10, para la dilución del Crudo No. 1, se puede observar que la mediana presenta una disminución mucho menos marcada que en las pruebas de cavitación, lo que quiere decir que la proporción en que disminuye la viscosidad también es menor que en las pruebas de cavitación. Por otro lado, en ninguna de las pruebas se puede apreciar una distribución simétrica de los datos, incluso en la prueba con el 10% de concentración se puede notar que hay una mayor cantidad de datos mayores que la mediana que los que son menores a esta.

En la gráfica de regresión lineal múltiple, Fig. 11, se puede observar que al analizar el rango de temperatura de 30-35 C, se necesitaría una concentración de entre 6% y 7% para alcanzar la viscosidad objetivo de 300 cP, una cantidad mayor que la requerida en las pruebas de cavitación hidrodinámica para llegar al mismo punto.

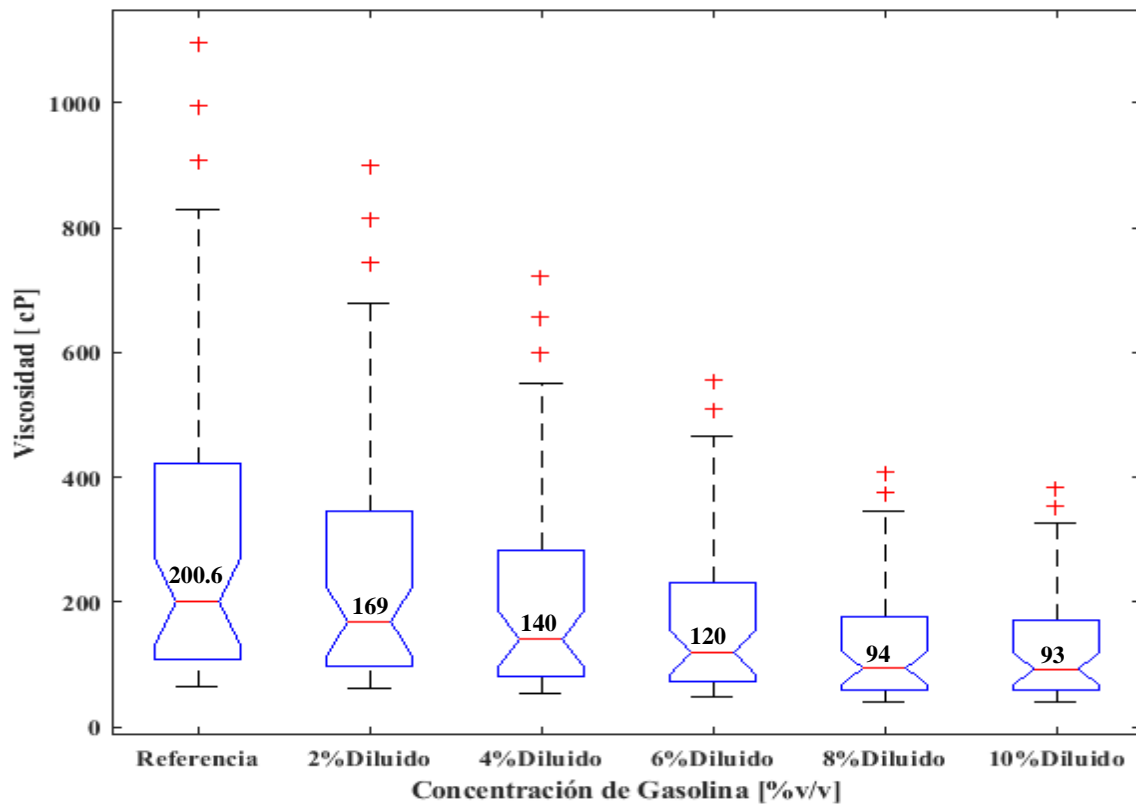


Figura 10. Diagrama de caja y bigotes para dilución del Crudo No. 1.

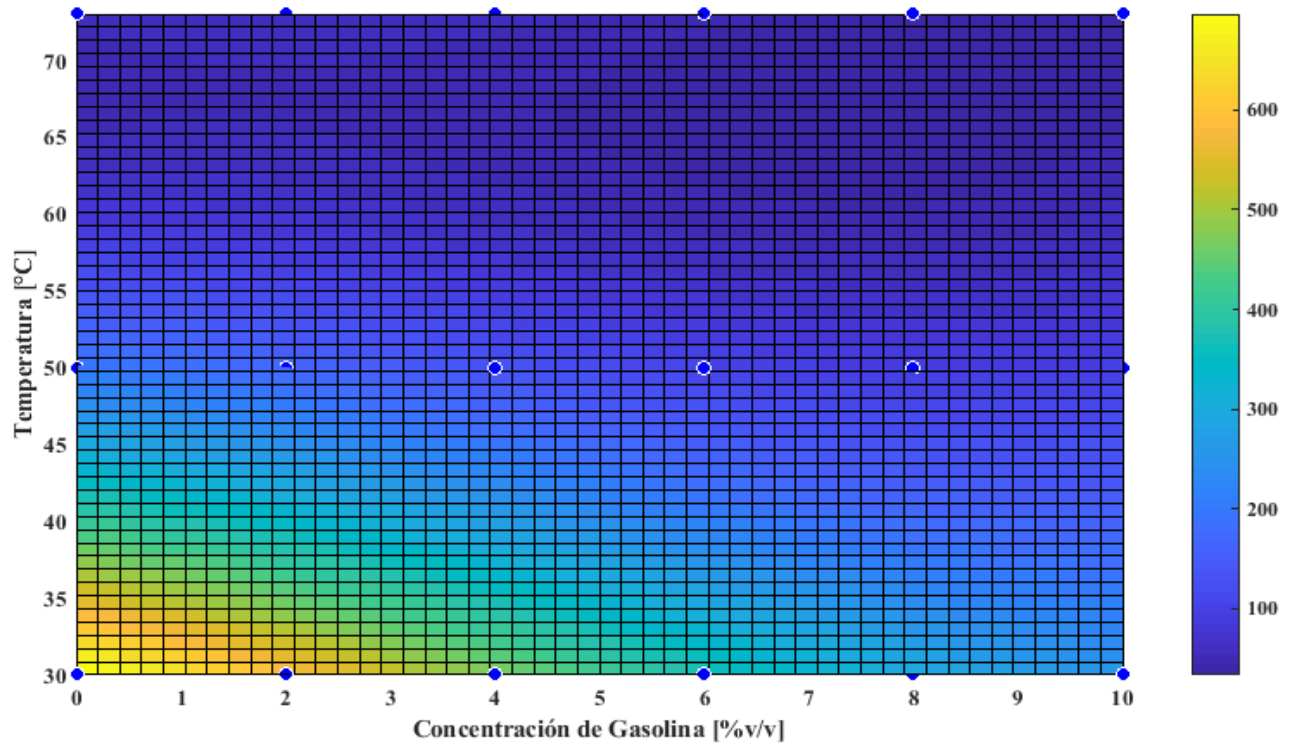


Figura 11. Regresión lineal múltiple para dilución del Crudo No. 1

5.2. Resultados de Prueba de Crudo No. 2

A continuación, se muestra en la Fig. 12 los resultados obtenidos para las pruebas de cavitación y dilución del Crudo No. 2 que serán representados por la medida referencia para el transporte del crudo por oleoducto (30°C). Para tabla de datos remitirse al Apéndice F.

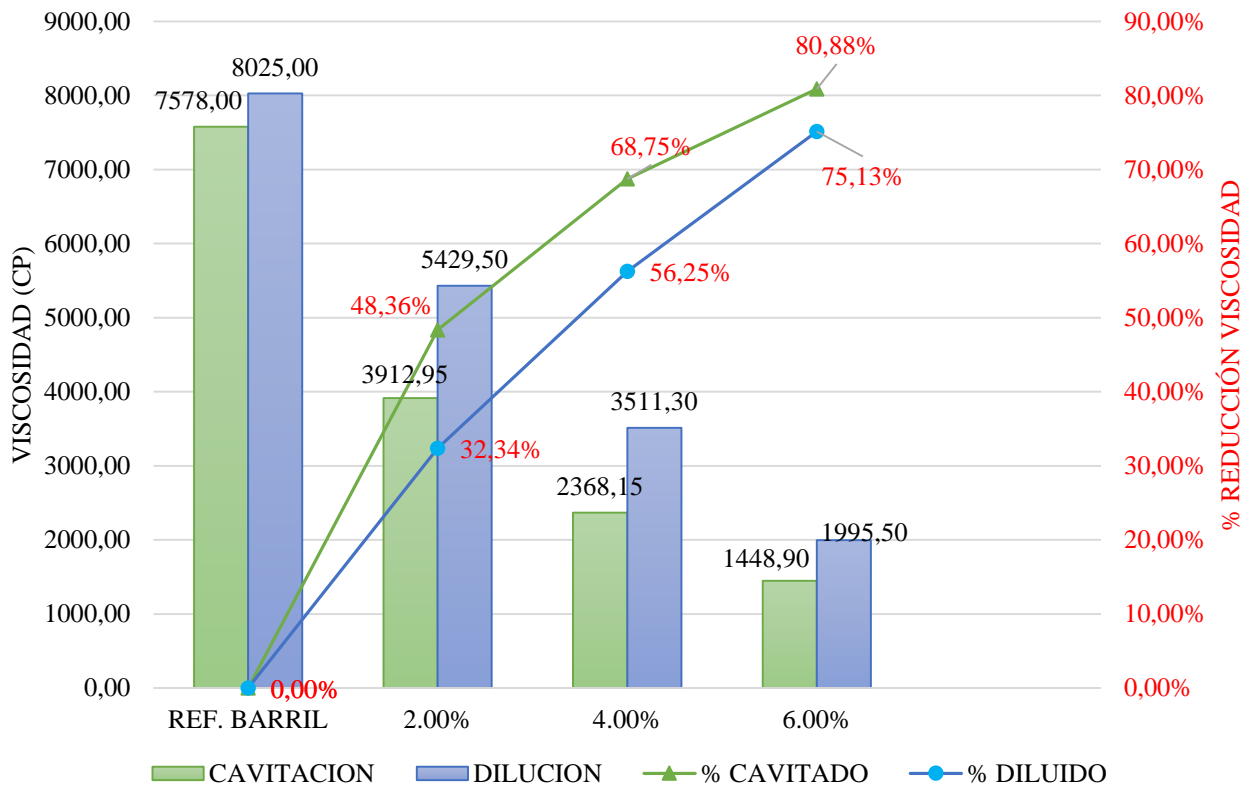


Figura 12. Diagrama representativo de datos del Crudo No. 2

En la Fig. 13, el diagrama de caja y bigotes para la prueba de cavitación del Crudo No. 2, se puede observar que, la mediana de la muestra al 2% (626 cP) presenta una disminución significativa con respecto a la muestra de referencia (981 cP), lo cual representa un 36% menos. También se observa una disminución significativa de la muestra al 2% a la muestra al 4% (440 cP), que representa un 30% menos, lo cual quiere decir que el donante continúa teniendo efecto, aunque en una menor magnitud. Sin embargo, la diferencia entre la mediana de la muestra del 4% y 6% (315 cP), la disminución que es de un 28%, se da una proporción similar a la de las muestras anteriores, lo cual puede ser indicador de que una mayor concentración de donante, éste ve reducido su efecto. Por otro lado, se puede apreciar que no se da una distribución simétrica de

los datos, aún en la concentración más alta de gasolina que se probó, por lo que este crudo tendería a tener datos con mayor viscosidad a la de la mediana.

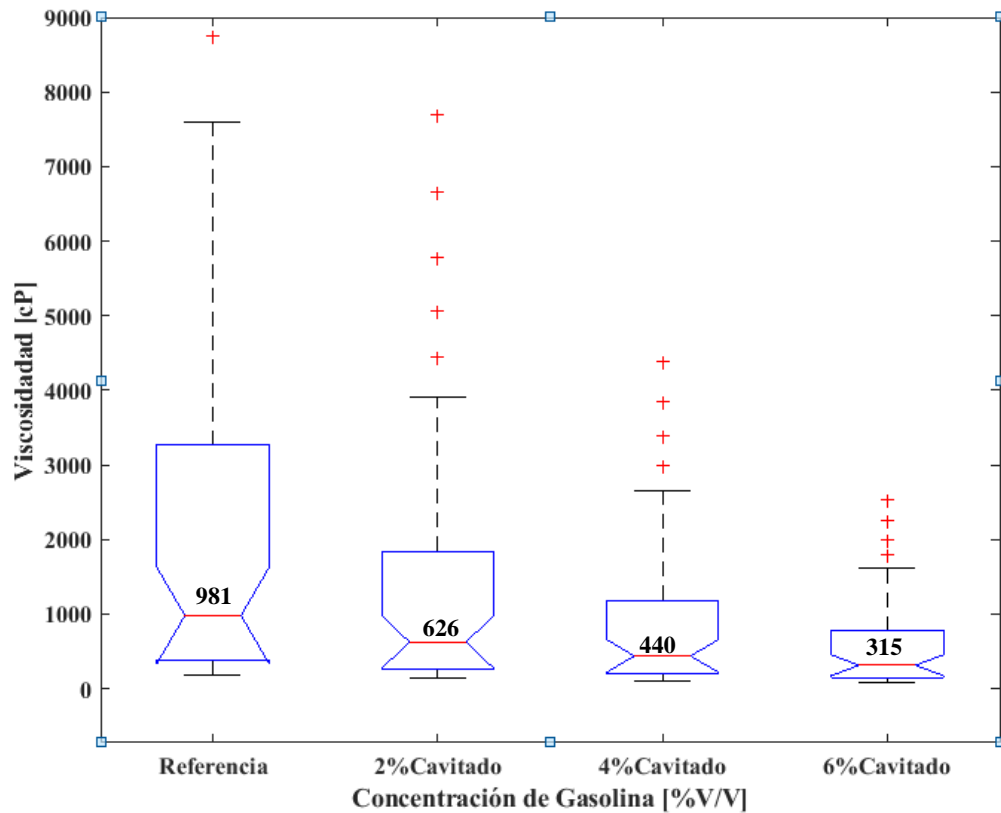


Figura 13. Diagrama de caja y bigotes para cavitación del Crudo No. 2.

Con respecto al gráfico de regresión lineal múltiple, Fig. 14, se puede decir, que al tomar el rango de temperatura de entre 30-35 C y una concentración del 6%, se puede notar que la viscosidad alcanza un rango de entre 1100-1450 cP, lo cual indica que la cantidad de gasolina agregada no fue suficiente para cumplir con la regla establecida para el transporte.

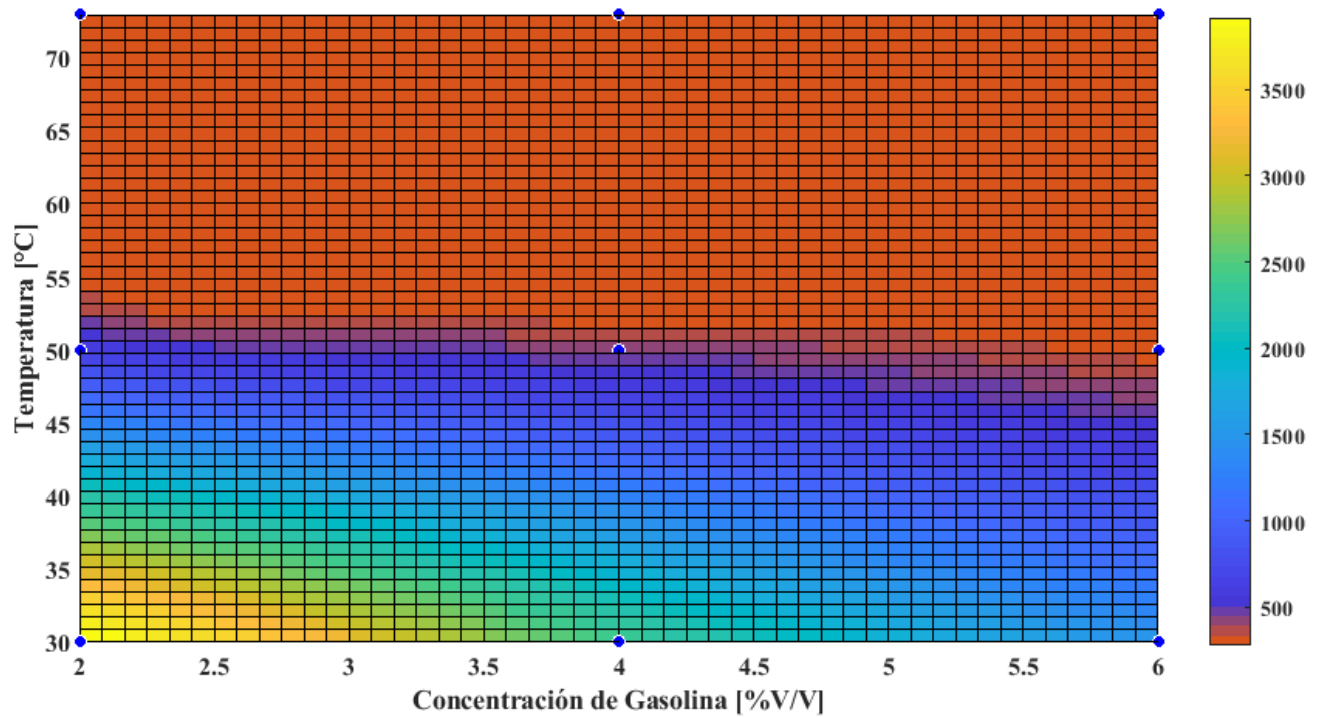


Figura 14. Regresión lineal múltiple para cavitación del Crudo No. 2.

En la Fig. 15, se muestra el diagrama de caja y bigotes para la prueba de dilución del Crudo No. 2. Se puede resaltar que el cambio en la mediana de la muestra de referencia a la muestra del 2% no es tan significativo cuanto fue en la prueba de cavitación para este mismo crudo. Así mismo, se puede apreciar que no hay una estabilización de la mediana entre las diferentes muestras, lo que indica que la gasolina como diluyente puede continuar teniendo efecto en muestras con mayor concentración. Por otro lado, al igual que en la prueba de cavitación, en este caso, tampoco se puede observar una distribución simétrica de los datos alrededor de la mediana, lo que muestra que este crudo tiende a poseer datos con mayor viscosidad.

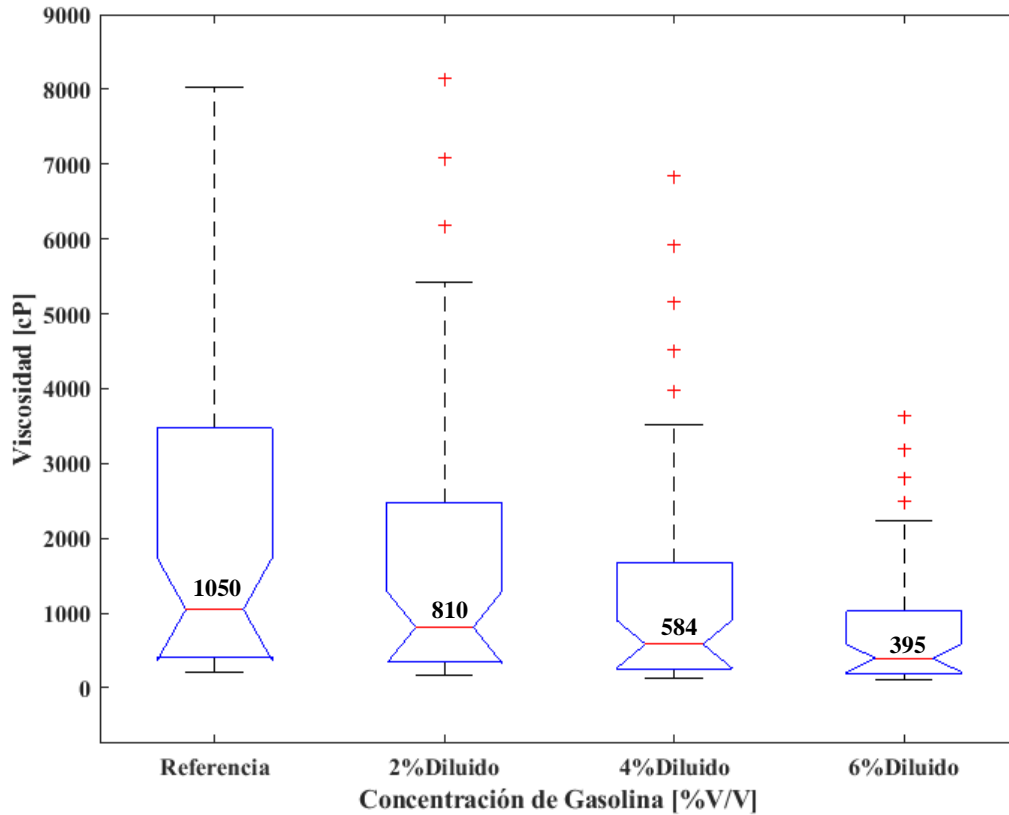


Figura 15. Diagrama de caja y bigotes para dilución del Crudo No. 2.

La Fig. 16 muestra que para el Crudo No. 2, con una concentración de 6% y en el rango de temperatura de 30-35 C se alcanza una viscosidad de entre 2000 a 2300 cP, con lo cual no se alcanza la viscosidad mínima para cumplir el estándar de transporte y se tendría que continuar agregando diluyente.

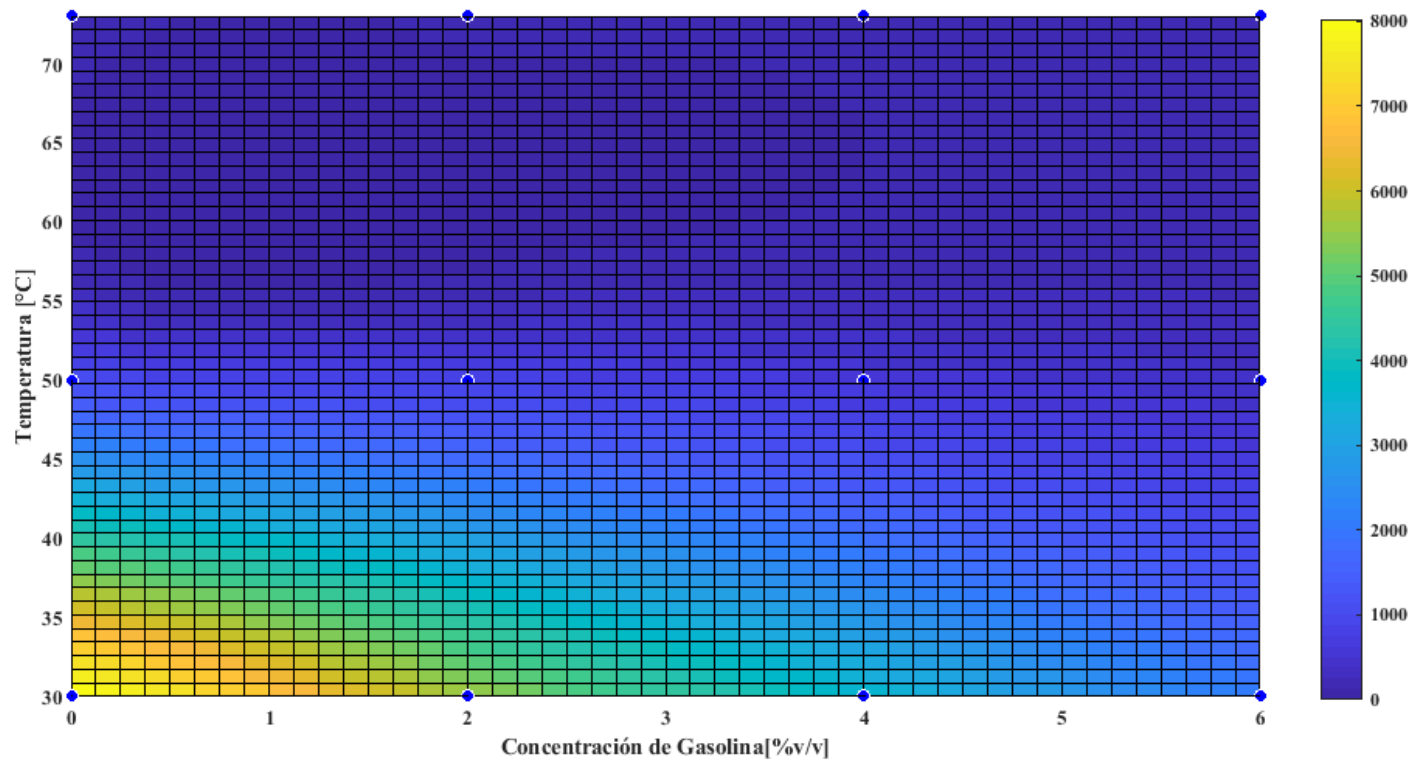


Figura 16. Regresión lineal múltiple para dilución del Crudo No. 2.

5.3. Análisis estadístico entre Cavitación y Dilución.

Se realizó un análisis de varianza ANOVA con el fin de saber si los resultados del proceso de cavitación implementado eran significativamente diferentes comparados con los resultados de las pruebas de dilución realizadas. Para esto se utilizó la herramienta MATLAB.

La variable independiente corresponde al método usado para la reducción de viscosidad, dilución o cavitación, y la variable respuesta corresponde a la fracción de la viscosidad que se redujo. De esta manera, se ingresaron los datos de los todos los crudos de prueba correspondientes a cada método y se usó el comando *anova1* para llevar a cabo el análisis. Los resultados obtenidos se muestran a continuación.

Tabla 2.Tabla de resultados ANOVA

Fuente de Variación	Suma de Cuadrados	Grados de Libertad	Cuadrado Medio	F₀	Valor P
Método	0.26289	1	0.26289	9.95	0.0065
Error	0.3963	15	0.02642		
Total	0.65918	16			

Como se puede observar en la Tabla 2 el cuadrado medio entre los métodos usados (0.26289) es varias veces mayor que el cuadrado medio dentro de los métodos o cuadrado medio del error (0.02642). Esto indica que no es posible que las medias de los métodos sean iguales. Para certificar esta afirmación se puede observar el valor F_0 que es el cociente de los valores nombrados anteriormente. Este valor debe ser comparado con el valor F que esté tabulado en la distribución de Fisher (Apéndice G). Para este caso se eligió un valor de significancia de 0.05 o 5% y teniendo en cuenta los grados de libertad del numerador (1) y del denominador (15), se leyó un valor $F = 4.54$. Puesto que $F_0 > F$, por lo cual se rechaza la hipótesis nula y se puede afirmar que el método usado afecta de manera significativa la fracción en que se reduce la viscosidad del crudo. Esto se puede corroborar al observar la Fig 17, la cual muestra la distribución de Fisher para los grados de libertad 1/15. Además, el valor $P = 0.0065$ es menor al valor de significancia 0.05, lo que apoya el rechazo de la hipótesis nula.

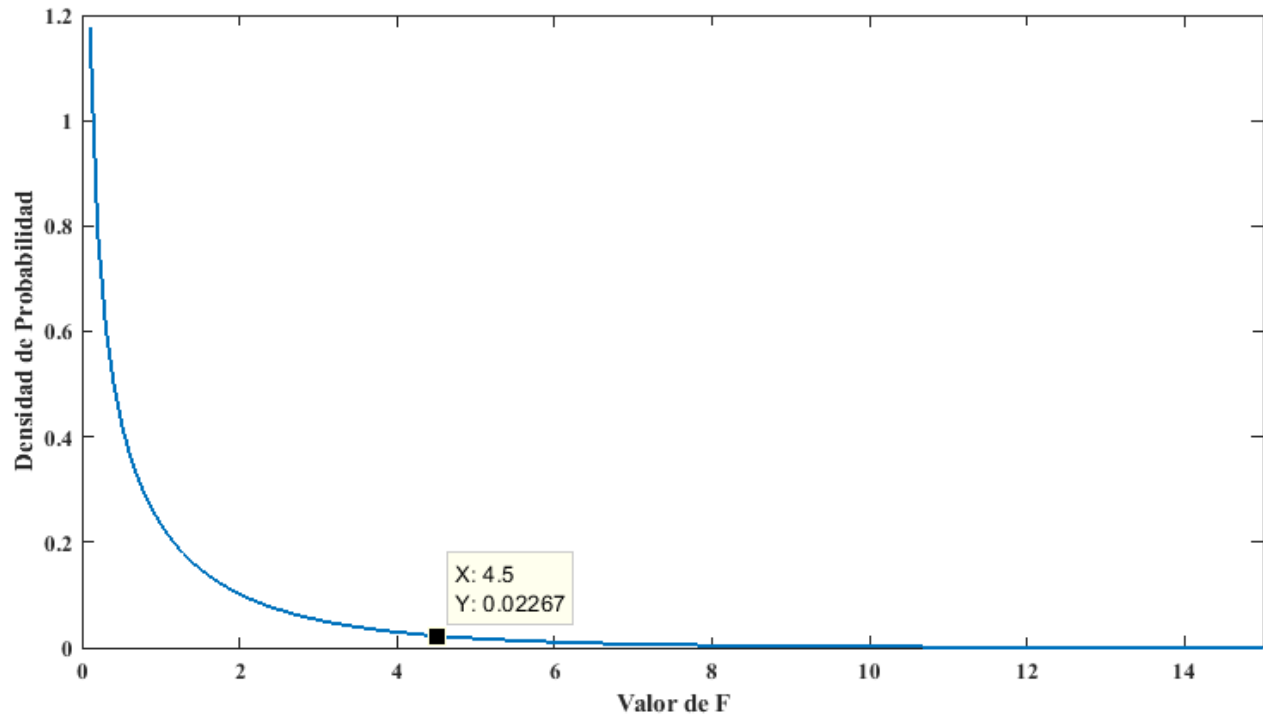


Figura 17. Distribución de Fisher para $\alpha = 0.05$

Por otro lado, se realizó una comparación múltiple de valores medios entre los dos métodos que se muestra en la Fig 18. Se puede observar que los valores medios de los métodos no se superponen, lo cual indica que el valor medio de reducción de viscosidad del método de cavitación es significativamente diferente del valor medio de reducción de viscosidad del método de dilución, lo cual corrobora una vez más la afirmación hecha anteriormente sobre la influencia de los métodos en la reducción de viscosidad del crudo.

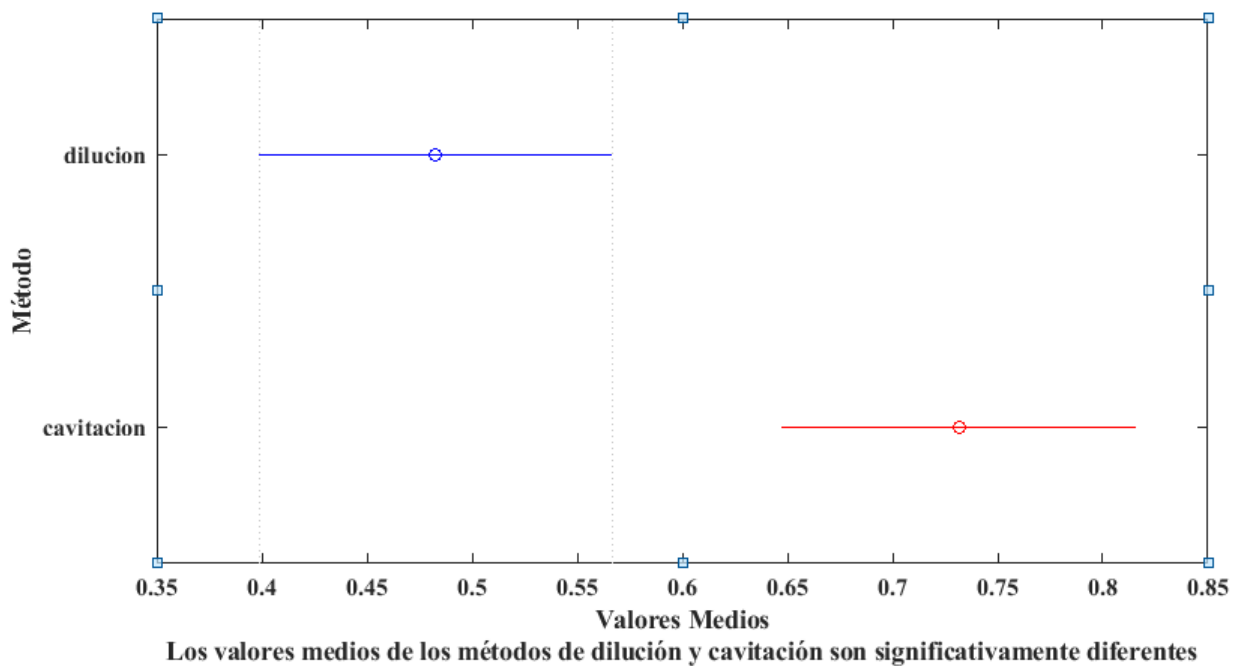


Figura 18. Valores medios de cavitación y dilución

6. Análisis Económico

Se analizó la factibilidad del proyecto establecido en un campo petrolero determinado a partir de indicadores (VPN, TAM y TIR), aclarando que las condiciones de operación son diferentes para cada campo y, por ende, el análisis económico también (Carlos Mario Morales Castaño, 2014). Para este estudio se trabajaron los datos del crudo No 1; las características del crudo para una aplicación industrial se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Características generales del crudo

Crudo	API	Densidad	Viscosidad Objetivo [cSt]	Viscosidad Objetivo [cP]	Donante Requerido	
					Donante Requerido [%v/v] Cavit.	[%v/v] Dilución
N° 1	20.5	0.93	300	279.2763158	3.76	6.78

De acuerdo con la tabla 3, el ahorro del donante de hidrógeno (diluyente) con el uso de la cavitación hidrodinámica a condiciones de operación para transporte por oleoducto (279.28 cP @30°C) es de 3.02%. A partir del porcentaje de ahorro en la producción mensual por el costo de mercado (alto, medio, bajo) de barril de diluyente de la empresa cliente al momento de adquirir la tecnología se calculan los ingresos del proyecto y se comparan con el egreso mensual determinado por el costo de capital (inversión de equipo) y los costos de operación (servicios, mano de obra y mantenimiento) para calcular la utilidad de la cavitación hidrodinámica proyectada a 12 meses (1 año) de aplicación industrial.

A partir de los datos utilidad se calculan los indicadores de factibilidad del proyecto (VPN y TIR) como aplicación industrial y se establece una tasa interés y una tasa atractiva mínima (TAM) para nuestro proyecto del 15%; teniendo en cuenta una rentabilidad exigida por la empresa cliente para renunciar a un alternativo de los recursos y los riesgos que en este caso son bajos para el mejoramiento de la producción y reducción de costos en materia prima [14]. A continuación, en la tabla # se muestran los datos de utilidad y los indicadores de factibilidad expresado en dólares a 12 meses de proyección.

Los datos obtenidos de VPN y TIR, indican que es factible la aplicación industrial del proyecto; con un VPN mayor a cero para los tres escenarios de precios de diluyente (alto, medio y bajo) a la tasa de interés exigida (15%). Entre mayor sea el precio del diluyente será más atractivo pues depende estrictamente del ahorro de compuesto por la aplicación de la cavitación hidrodinámica. Por otro lado, la TIR obtenida para los tres escenarios es superior (21%, 19% y 16%) a la TAM que fue del 15%, es decir, que es viable ya que el proyecto está generando una rentabilidad más de la esperada.

Tabla 4. Indicadores de factibilidad del proyecto

Periodo	Indicadores	Precio Alto	Precio Medio	Precio Bajo
0		-\$250,000.00	-\$250,000.00	-\$250,000.00
1		-\$179,566.11	-\$184,237.18	-\$188,908.24
2		-\$109,132.22	-\$118,474.35	-\$127,816.48
3		-\$38,698.33	-\$52,711.53	-\$66,724.73
4		\$31,735.56	\$13,051.30	-\$5,632.97
5	Utilidad	\$102,169.45	\$78,814.12	\$55,458.79
6	(Ingresos – Egresos)	\$172,603.34	\$144,576.95	\$116,550.55
7	[USD]	\$243,037.23	\$210,339.77	\$177,642.31
8		\$313,471.12	\$276,102.59	\$238,734.07
9		\$383,905.01	\$341,865.42	\$299,825.82
10		\$454,338.91	\$407,628.24	\$360,917.58
11		\$524,772.80	\$473,391.07	\$422,009.34
12		\$595,206.69	\$539,153.89	\$483,101.10
1-12	OPEX	Mantenimiento	Laboral	Servicios
	(Costos Operacionales)	\$625	\$4,204.33	\$3,350.82
	Valor presente Neto (VPN) [USD]	\$268,774.62	\$144,498.53	\$20,222.45
	Tasa Interna de Retorno (TIR) (%)	21.25%	18.46%	15.50%

7. Conclusiones

- Según los resultados de las pruebas de cavitación hidrodinámica y de dilución realizadas a los crudos No. 1 y No. 2, se evidenció que la cavitación tiene un mejor efecto en la reducción de la viscosidad, con un promedio de 22% más en el crudo P1 y un 12% más en el crudo P2.
- A partir de los resultados del análisis ANOVA, se evidencia que la cavitación hidrodinámica es un proceso físicamente diferente a la dilución, pues la gran diferencia entre los valores medios de la dilución (0.48) y la cavitación hidrodinámica (0.74), permite afirmar esto. Además, se puede afirmar que la cavitación hidrodinámica es un 26% más eficiente que la dilución.
- La implementación de la cavitación hidrodinámica a escala industrial a partir de los resultados generados resulta económicamente factible por la recuperación de la inversión inicial (250,000 dólares) en un tiempo estimado de 5 meses gracias al ahorro del 3.02% del donante utilizado para una viscosidad de 279.28 a 30°C requerida para transporte por oleoducto y por el valor de la TIR siendo este mayor a la TAM (19% >15%) que corrobora la factibilidad del proyecto.

8. Recomendaciones

- Evaluar la posibilidad de probar otros tipos de compuestos que ya han sido usados en otras experiencias como donante de hidrógeno, con el fin de conseguir una mayor reducción de la viscosidad que la conseguida en el presente trabajo.
- Realizar análisis químicos de los crudos sometidos a la cavitación con el fin de confirmar posibles cambios en la composición de estos.

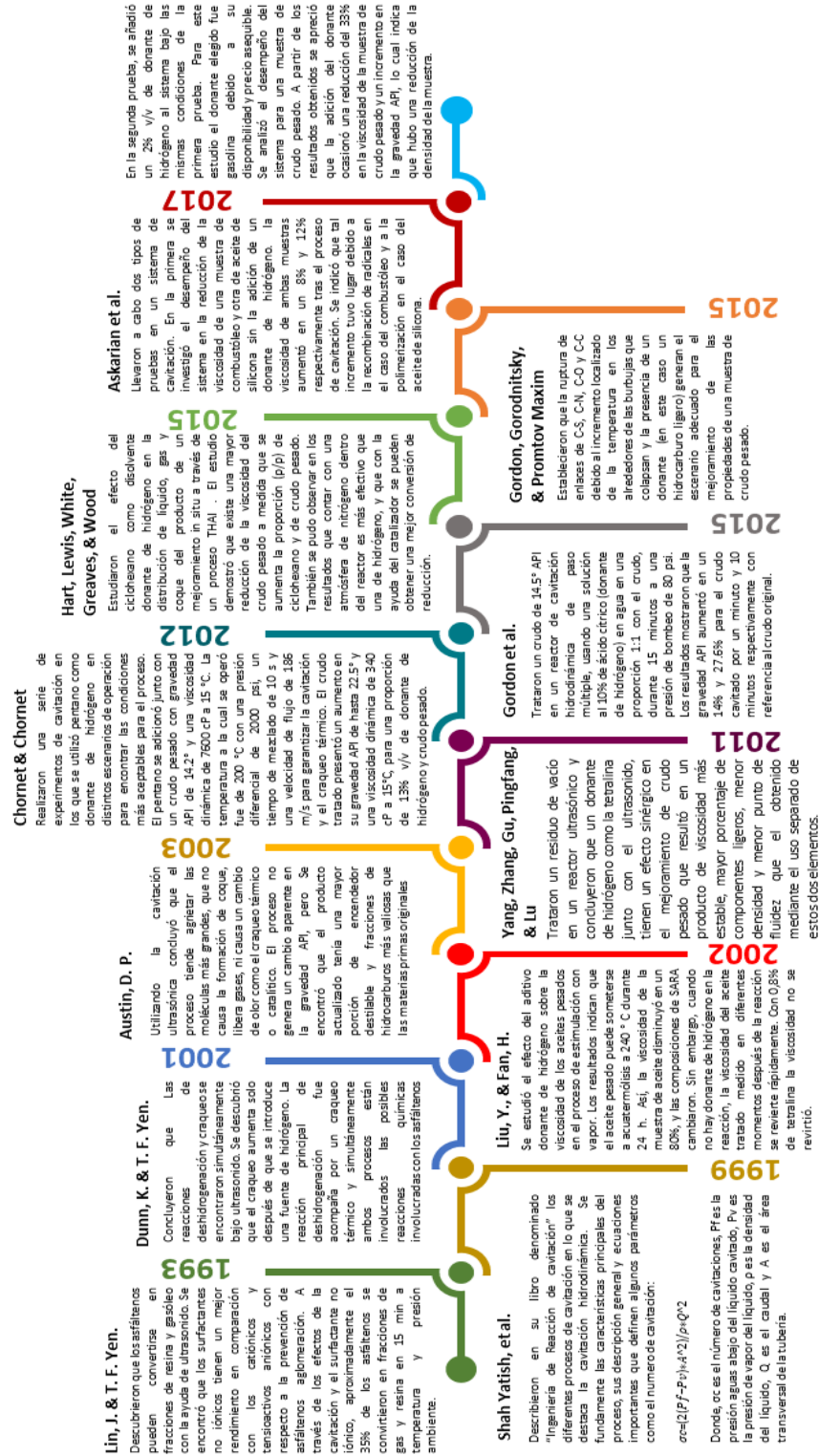
Bibliografía

- Askarian, M., Vatani, A., & Edalat, M. (2017). Heavy Oil Upgrading via Hydrodynamic Cavitation in the Presence of an Appropriate Hydrogen Donor. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.037>
- ASTM. (2013). Standard D7042: Test Method for Dynamic Viscosity and Density of Liquids by Stabinger Viscometer (and the Calculation of Kinematic Viscosity). *American National Standard Institute, 12a*, 1–11. <https://doi.org/10.1520/D7042-12A.2>
- ASTM INTERNATIONAL. (2000). Standard Test Method for API Gravity of Crude Petroleum and Petroleum Products (Hydrometer Method) 1. *Annual Book of ASTM Standards, 14*(Reapproved), 14–16. <https://doi.org/10.1520/D0287-12B>.
- Campetrol. (2015). Crudos pesados: el reto para Colombia. Retrieved from <http://campetrol.org/crudos-pesados-el-reto-para-colombia/>
- Carlos Mario Morales Castaño. (2014). Introducción a las Matemáticas Financieras, 288. <https://doi.org/978-958-8599-64-9>
- Chornet, M., & Chornet, E. (2012). Processfor Treating Heavy Oils, 2(12).
- Clark, J. (2003). Cracking Alkanes. Retrieved from <http://www.chemguide.co.uk/organicprops/alkanes/cracking.html>
- Ecopetrol. (2014). Reglamento de Operación y Transporte, 1–53.
- Gordon, R., Gorodnitsky, I., & Promtov Maxim. (2015). Flow-Through Cavitation-Assisted Rapid Modification of Crude Oil, 20.
- Hart, A., Lewis, C., White, T., Greaves, M., & Wood, J. (2015). Effect of Cyclohexane as Hydrogen-donor in Ultradispersed Catalytic Upgrading of Heavy Oil. *Fuel Processing Technology, 138*, 724–733. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2015.07.016>
- Lin, J. R., & Yen, T. F. (1993). An Upgrading Process through Cavitation and Surfactant. *Energy and Fuels, 7*(1), 111–118. <https://doi.org/10.1021/ef00037a018>
- Malagón, J., Montoya, G., & Ruiz, C. (2016). La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. *Cuadernos Programa de Las Naciones Unidas Para El Desarrollo (PNUD)*, 1–82.
- Mccain, W. D., & Jr. (1990). The Properties of Petroleum Fluids, 2 nd Ed. *PennWell Books, Tulsa*. <https://doi.org/TN870.5.M386>
- Navarro, J. de la H. (2003). *Estadística Aplicada*.
- Ophradt, C. E. (2003). Distillation Oil Refining. Retrieved from <http://chemistry.elmhurst.edu/vchembook/513refining.html>
- Orozco, M. y B. R. (2016). Adaptación de modelos para estimar la viscosidad de mezclas

multicomponentes de algunos crudos pesados colombianos Multicomponentes de algunos Crudos Pesados Colombianos, (January 2012).

- Porras, H., & Sánchez, O. (2015). *Apuntes de Estadística Aplicada a la Ingeniería* (Tercera, Vol. 156). Bucaramanga.
- Rojo Abuín, J. M. (2007). Regresión lineal múltiple. Retrieved from http://humanidades.cchs.csic.es/cchs/web_UAE/tutoriales/PDF/Regresion_lineal_multiple_3.pdf
- Shah, Y. T., Pandit, A. B., & Moholkar, V. S. (1999). *Cavitation Reaction Engineering*. Springer Science.
- Suslick, K. S., Mdeleleni, M. M., & Ries, J. T. (1997). Chemistry induced by hydrodynamic cavitation. *Journal of the American Chemical Society*, 119(39), 9303–9304. <https://doi.org/10.1021/ja972171i>
- Yang, Z., Zhang, C., Gu, S., Pingfang, H., & Lu, X. (2011). UPGRADING VACUUM RESIDUUM BY COMBINED SONICATION AND TREATMENT WITH A HYDROGEN DONOR, 47(5), 7–10.
- Zambrano, J., & Palacios, R. M. (2011). UN MODELO PARA CARACTERIZAR EL RAZONAMIENTO ESTADÍSTICO DE ESTUDIANTES DE SECUNDARIA AL COMPARAR CONJUNTOS DE DATOS REPRESENTADOS MEDIANTE GRÁFICOS DE CAJA, (2007).
- Zamilov, M. F., & Godin, S. (2012). Investigation of Hydrodynamic Cavitation as a Means of Natural Crude Oil and Synthetic Biofuel Upgrading, 1–28. Retrieved from <http://www.quantum-vortex.com/Cavitation Hydrocarbon Cracking.pdf>

Apéndice A



Apéndice B

Los apéndices B corresponden a las instalaciones del laboratorio de análisis petrofísicos y daños a la formación de la UIS sede Guatiguará ubicado en el municipio de Piedecuesta, Santander.



Figura AP-B.1. Laboratorio N° 106 de la escuela de ingeniería de petróleos en el edificio de investigaciones UIS




Figura AP-B.2. Laboratorio N° 108 de la escuela de ingeniería de petróleos en el edificio de investigaciones UIS

Apéndice C.

El apéndice C muestra las especificaciones de los equipos utilizados aportadas por el laboratorio de análisis petrofísicos de la escuela de ingeniería de petróleos para la realización de las diluciones y medición de viscosidad:

Tabla AP-C.1. *Especificaciones de Equipos del Laboratorio de análisis petrofísicos*

Referencia	Ilustración	Característica	Rango de Operación
Figura AP- C.1. Balanza Analítica Ohaus		<p>Este elemento tiene como función medir el peso en unidad de gramos a las diferentes muestras de crudo y diluciones realizadas. Gracias a su gran cantidad de decimales permite obtener datos más aproximados y la norma garantiza una plena calibración y exactitud de la medición.</p>	<p>Rango: 0-500 g</p> <p>Cifras significativas: Hasta 4 decimas</p>

**Figura AP-
C.2.
Agitador o
Mezclador
Hamilton y
Reóstato**



El agitador Hamilton Beach es el equipo que garantiza la dilución del crudo con el donante de hidrógeno que actúa como diluyente se realice de manera homogénea y el reóstato es el encargado de regular las revoluciones por minuto de la agitación implementada para la mezcla.

Rango Agitador: 0-18000 rpm
Velocidades Agitador: 3 (baja, media, alta)
Volumen: 1500 ml
Fuente: 220V
Potencia: 600 Watio

**Figura AP-
C.3.
Viscosímetro
Rotacional
Brookfield
DV2T LV**



Es un medidor de viscosidad dinámica de un fluido a velocidades de cizallamiento dadas, el equipo garantiza un dato aproximado de la viscosidad y depende estrictamente de la temperatura que se regula con una unidad de calentamiento TC-150.

Rango Viscosidad: 0,1-30000 cP
Velocidad de Corte: 0,1-200 rpm
Panel Frontal: Táctil
Torque: 0-100%
Volumen muestra: 6,7 ml
Unidad de Temperatura: 0-200 °C

Apéndice D

Tabla AP-D.1. Métodos matemáticos que predicen la viscosidad de mezclas (Orozco, 2016)

Método (Año de Publicación)	Modelo	Parámetros o Anotaciones
Arrhenius (1887)	$\ln\mu_m = \sum_{i=1}^n X_i \ln\mu_i$	μ_m : Viscosidad de la mezcla μ_i : Viscosidad del componente i X_i : Fracción molar del componente i
ASTM International D7152 (1898)	$\mu_m = a - \exp(-0,7487 - 3,295 * a + 0,6119 * a^2 - 0,3193 * a^3)$ $a = 10^b - 0,7$ $b = 10^c$ $c = \frac{T_m + \sum X_i (m_i^{-1} * W_{io} - T_{io})}{\sum (X_i * m_i^{-1})}$ $m_i^{-1} = \frac{(T_i - T_{io})}{(W_i - W_{io})}$ $T_i = \log(t_i + 273,15)$ $W_i = \log(\log(Z_i))$ $Z_i = \mu_i + 0,7 + \exp(-1,47 - 1,84 * \mu_i - 0,51 * \mu_i^2)$	μ_m : Viscosidad de la mezcla μ_i : Viscosidad del componente i X_i : Fracción molar del componente i Z_i : Párametro que depende de la viscosidad para cada componente i W_i : Párametro que depende de Z_i t_i : Temperatura para cada componente i T_i : Párametro que depende de la temperatura Está dada para mezclas con datos de viscosidad y temperatura
Refutas Blend Index (1947)	$I_R = \sum_{i=1}^n V_i I_{R_i}$ $I_{R_i} = a * \ln\ln(\mu_i + b) + c$	$a = 14,534$ $b = 0,8$ $c = 10,975$
Chevron II (1971)	$I_C = \sum_{i=1}^n V_i I_{C_i}$ $I_{C_i} = \frac{\ln V_i}{\ln(a * V_i)}$	$a = 1000$

**Lederer & Shu
(1984)**

$$\ln \mu_m = k_1 \ln \mu_1 + k_2 \ln \mu_2$$

$$k_1 = \frac{a V_1}{a V_1 + V_2}$$

$$k_2 = 1 - k_1$$

$$a = \frac{a (\rho_1 - \rho_2)^b \rho_1^c \rho_2^d}{\ln \frac{\mu_1}{\mu_2}}$$

$$\begin{aligned} a &= 17,04 \\ b &= 0,5237 \\ c &= 3,2745 \\ d &= 1,6316 \\ \rho_1 &> \rho_2 \end{aligned}$$

Está dada para mezclas binarias

**Parkash
(2003)**

$$I_P = \sum_{i=1}^n V_i I_{P_i}$$

$$I_{P_i} = a * \ln \ln(V_i + b) + c$$

$$\begin{aligned} a &= 376,38 \\ b &= 0,93425 \\ c &= -157,43 \end{aligned}$$

Apéndice E

Tabla AP-E.1. Resultados de viscosidad del crudo No. 1

Pruebas Crudo No. 1				
Tipo de Prueba	Muestra (Concentración %v/v)	Temperatura [°C]	Viscosidad Promedio [cP]	Reducción de Viscosidad @30°C [%]
Dilución	ERVS-SAM-026 (Referencia)	30	699,24	-
		50	190,01	
		73	64,56	
	ERVS-SAM-034 (2%)	30	572,30	18.2%
		50	160,65	
	ERVS-SAM-035 (4%)	73	55,69	33.7%
		30	463,72	
	ERVS-SAM-036 (6%)	50	133,78	47.5%
		73	48,33	
	ERVS-SAM-037 (8%)	30	366,84	60.7%
		50	114,23	
	ERVS-SAM-038 (10%)	73	43,76	62.6%
		30	275,04	
	Cavitación Hidrodinámica	ERVS-SAM-028 (0%)	50	90,44
73			56,27	
30			370,60	
ERVS-SAM-029 (2%)		50	116,74	47%
		73	44,96	
ERVS-SAM-030 (4%)		30	278,37	60.2%
		50	94,68	
ERVS-SAM-031 (6%)		73	36,67	69.3%
		30	214,38	
ERVS-SAM-032 (8%)		50	78,88	76%
		73	36,77	
ERVS-SAM-033 (10%)		30	167,15	80%
		50	62,82	
			73	27,86
		30	138,74	
		50	52,97	
		73	26,09	

Apéndice F

Tabla AP-F.1. Resultados de viscosidad del crudo No. 2

Pruebas Crudo No. 2				
Tipo de Prueba	Muestra (Concentración %v/v)	Temperatura [°C]	Viscosidad Promedio [cP]	Reducción de Viscosidad @30°C
Dilución	ERVS-SAM-240 (Referencia)	30	8025,00	-
		50	965,20	
	ERVS-SAM-241 (2%)	30	5429,50	
		50	750,15	32.3%
		30	3511,30	
		50	542,50	56.2%
		30	1995,50	
ERVS-SAM-243 (6%)	50	370,79	75%	
Cavitación Hidrodinámica	ERVS-SAM-057 (Referencia)	30	7578	
		50	898.60	-
		73	177.54	
	ERVS-SAM-060 (2%)	30	3912,95	
		50	579,66	48.36%
		73	133,82	
		30	2368,15	
		50	409,75	68.75%
		73	103,06	
		30	1448,90	
ERVS-SAM-061 (4%)	50	295,35	80.88%	
ERVS-SAM-062 (6%)	73	82,93		

Apéndice G

Tabla AP-G.1. Distribución de Fisher

Tabla 5. VALORES F DE LA DISTRIBUCIÓN F DE FISHER

1 - $\alpha = 0,9$ v_1 = grados de libertad del numerador
 1 - $\alpha = P (F \leq f_{\alpha, v_1, v_2})$ v_2 = grados de libertad del denominador

$v_2 \backslash v_1$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	39,864	49,500	53,693	55,833	57,240	58,204	58,906	59,439	59,857	60,195	60,473	60,705	60,902	61,073	61,220	61,350	61,465	61,566	61,658	61,740
2	8,526	9,000	9,162	9,243	9,293	9,326	9,349	9,367	9,381	9,392	9,401	9,408	9,415	9,420	9,425	9,429	9,433	9,436	9,439	9,441
3	5,538	5,462	5,381	5,343	5,309	5,285	5,266	5,252	5,240	5,230	5,222	5,216	5,210	5,205	5,200	5,196	5,193	5,190	5,187	5,184
4	4,545	4,325	4,191	4,107	4,051	4,010	3,979	3,955	3,936	3,920	3,907	3,896	3,886	3,878	3,870	3,864	3,858	3,853	3,848	3,844
5	4,050	3,780	3,619	3,520	3,453	3,405	3,368	3,339	3,316	3,297	3,282	3,268	3,257	3,247	3,238	3,230	3,223	3,217	3,212	3,207
6	3,776	3,463	3,289	3,181	3,108	3,055	3,014	2,983	2,958	2,937	2,920	2,905	2,892	2,881	2,871	2,863	2,855	2,848	2,842	2,836
7	3,589	3,257	3,074	2,961	2,883	2,827	2,785	2,752	2,725	2,703	2,684	2,668	2,654	2,643	2,632	2,623	2,615	2,607	2,601	2,595
8	3,458	3,113	2,924	2,806	2,726	2,668	2,624	2,589	2,561	2,538	2,519	2,502	2,488	2,475	2,464	2,454	2,446	2,438	2,431	2,425
9	3,360	3,006	2,813	2,693	2,611	2,551	2,505	2,469	2,440	2,416	2,396	2,379	2,364	2,351	2,340	2,330	2,320	2,312	2,305	2,298
10	3,285	2,924	2,728	2,605	2,522	2,461	2,414	2,377	2,347	2,323	2,302	2,284	2,269	2,255	2,244	2,233	2,224	2,215	2,208	2,201
11	3,225	2,860	2,660	2,536	2,451	2,389	2,342	2,304	2,274	2,248	2,227	2,209	2,193	2,179	2,167	2,156	2,147	2,138	2,130	2,123
12	3,177	2,807	2,606	2,480	2,394	2,331	2,283	2,245	2,214	2,188	2,166	2,147	2,131	2,117	2,105	2,094	2,084	2,075	2,067	2,060
13	3,136	2,763	2,560	2,434	2,347	2,283	2,234	2,195	2,164	2,138	2,116	2,097	2,080	2,066	2,053	2,042	2,032	2,023	2,014	2,007
14	3,102	2,726	2,522	2,395	2,307	2,243	2,193	2,154	2,122	2,095	2,073	2,054	2,037	2,022	2,010	1,998	1,988	1,978	1,970	1,962
15	3,073	2,695	2,490	2,361	2,273	2,208	2,158	2,119	2,086	2,059	2,037	2,017	2,000	1,985	1,972	1,961	1,950	1,941	1,932	1,924
16	3,048	2,668	2,462	2,333	2,244	2,178	2,128	2,088	2,055	2,028	2,005	1,985	1,968	1,953	1,940	1,928	1,917	1,908	1,899	1,891
17	3,026	2,645	2,437	2,308	2,218	2,152	2,102	2,061	2,028	2,001	1,978	1,958	1,940	1,925	1,912	1,900	1,889	1,879	1,870	1,862
18	3,007	2,624	2,415	2,286	2,196	2,130	2,079	2,038	2,005	1,977	1,954	1,933	1,916	1,900	1,887	1,875	1,864	1,854	1,845	1,837
19	2,990	2,606	2,397	2,266	2,176	2,109	2,058	2,017	1,984	1,956	1,932	1,912	1,894	1,878	1,865	1,852	1,841	1,831	1,822	1,814
20	2,975	2,589	2,380	2,249	2,158	2,091	2,040	1,999	1,965	1,937	1,913	1,892	1,875	1,859	1,845	1,833	1,821	1,811	1,802	1,794
21	2,961	2,575	2,365	2,233	2,142	2,075	2,023	1,982	1,948	1,920	1,896	1,875	1,857	1,841	1,827	1,815	1,803	1,793	1,784	1,776
22	2,949	2,561	2,351	2,219	2,128	2,060	2,008	1,967	1,933	1,904	1,880	1,859	1,841	1,825	1,811	1,798	1,787	1,777	1,768	1,759
23	2,937	2,549	2,339	2,207	2,115	2,047	1,995	1,953	1,919	1,890	1,866	1,845	1,827	1,811	1,796	1,784	1,772	1,762	1,753	1,744
24	2,927	2,538	2,327	2,195	2,103	2,035	1,983	1,941	1,906	1,877	1,853	1,832	1,814	1,797	1,783	1,770	1,759	1,748	1,739	1,730
25	2,918	2,528	2,317	2,184	2,092	2,024	1,971	1,929	1,895	1,866	1,841	1,820	1,802	1,785	1,771	1,758	1,746	1,736	1,726	1,718
26	2,909	2,519	2,307	2,174	2,082	2,014	1,961	1,919	1,884	1,855	1,830	1,809	1,790	1,774	1,760	1,747	1,735	1,724	1,715	1,706
27	2,901	2,511	2,299	2,166	2,073	2,005	1,952	1,909	1,874	1,845	1,820	1,799	1,780	1,764	1,749	1,736	1,724	1,714	1,704	1,695
28	2,894	2,503	2,291	2,157	2,064	1,996	1,943	1,900	1,865	1,836	1,811	1,790	1,771	1,754	1,740	1,726	1,715	1,704	1,694	1,685
29	2,887	2,495	2,283	2,149	2,057	1,988	1,935	1,892	1,857	1,827	1,802	1,781	1,762	1,745	1,731	1,717	1,705	1,695	1,685	1,676
30	2,881	2,488	2,276	2,142	2,049	1,980	1,927	1,884	1,849	1,819	1,794	1,773	1,754	1,737	1,722	1,709	1,697	1,686	1,676	1,667
40	2,835	2,440	2,226	2,091	1,997	1,927	1,873	1,829	1,793	1,763	1,737	1,715	1,695	1,678	1,662	1,649	1,636	1,625	1,615	1,605
50	2,809	2,412	2,197	2,061	1,966	1,895	1,840	1,795	1,759	1,729	1,703	1,680	1,660	1,643	1,627	1,613	1,600	1,588	1,578	1,568
60	2,791	2,393	2,177	2,041	1,946	1,875	1,819	1,775	1,738	1,707	1,680	1,657	1,637	1,619	1,603	1,589	1,576	1,564	1,553	1,543
70	2,779	2,380	2,164	2,027	1,931	1,860	1,804	1,760	1,723	1,691	1,665	1,641	1,621	1,603	1,587	1,572	1,559	1,547	1,536	1,526
80	2,769	2,370	2,154	2,016	1,921	1,849	1,793	1,748	1,711	1,680	1,653	1,629	1,609	1,590	1,574	1,559	1,546	1,534	1,523	1,513
90	2,762	2,363	2,146	2,008	1,912	1,841	1,785	1,739	1,702	1,670	1,643	1,620	1,599	1,581	1,564	1,550	1,536	1,524	1,513	1,503
100	2,756	2,356	2,139	2,000	1,904	1,778	1,722	1,676	1,639	1,606	1,579	1,554	1,528	1,501	1,474	1,446	1,418	1,390	1,362	1,334
200	2,731	2,329	2,111	1,973	1,876	1,804	1,747	1,701	1,663	1,631	1,603	1,579	1,558	1,539	1,522	1,507	1,493	1,480	1,468	1,458
500	2,716	2,313	2,095	1,956	1,859	1,786	1,729	1,683	1,644	1,612	1,583	1,559	1,537	1,518	1,501	1,485	1,471	1,458	1,446	1,435
1000	2,711	2,308	2,089	1,950	1,853	1,780	1,723	1,677	1,638	1,605	1,577	1,552	1,531	1,511	1,494	1,478	1,464	1,451	1,439	1,428

Elaborada por Irene Patriola Valdez y Alistro.