



**Evaluación Experimental de una Formulación Química a Base de Surfactantes como  
Aditivo del Proceso de Cavitación Hidrodinámica en la Reducción de Viscosidad de un  
Crudo Pesado.**

**Victor Eduardo Ariza Quiroga**

**Juan Camilo Escalante Vargas**

**Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Bucaramanga  
2019**

**Evaluación Experimental de una Formulación Química a Base de Surfactantes como  
Aditivo del Proceso de Cavitación Hidrodinámica en la Reducción de Viscosidad de un  
Crudo Pesado.**

**Victor Eduardo Ariza Quiroga**

**Juan Camilo Escalante Vargas**

**Trabajo de Grado para Optar el título de  
Ingenieros de Petróleos**

**Director**

**Ing. Cesar Augusto Pineda Gomez**

**Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Bucaramanga  
2019**

**Dedicatoria**

*A mis padres Leticia Vargas y Jaime Escalante, por brindarme todo su amor y cariño durante cada día de mi vida, por sus valiosos consejos que me han ayudado siempre a ser una mejor persona, por su apoyo incondicional y creer siempre en mí. Espero que sea el principio de muchas alegrías que quiero regalarles.*

*A mi hermanita Laura Escalante, por ser una alegría de mi vida y de la familia.*

*A toda mi familia, por apoyarme y confiar en mí.*

*A mis amigos de la universidad, especialmente a Andrés Vega y Diego Urrego, quienes me ofrecieron una amistad incondicional y con los que pase increíbles momentos.*

*Muchas Gracias.*

***Juan Camilo Escalante Vargas***

### **Agradecimientos**

Quisiera expresar mi gratitud a todos los que hicieron posible el desarrollo de este trabajo, en especial a:

Ing. Cesar Augusto Pineda Gomez., Ingeniero de Petróleos, director del proyecto, por sus aportes y orientación.

Ing. Henry Galvis., Ingeniero de Petróleos, por su gran colaboración y orientación, brindada durante este tiempo.

Ing. Bayrón Torres., Ingeniero de Petróleos, por su orientación, colaboración, disposición y amistad brindada durante este tiempo.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos (UIS) y a toda su planta de profesores en la contribución de mi crecimiento profesional.

A la Universidad Industrial de Santander por permitirme mi formación profesional.

## Resumen

**Título:** Evaluación Experimental de una Formulación Química a Base de Surfactantes como Aditivo del Proceso de Cavitación Hidrodinámica en la Reducción de Viscosidad de un Crudo Pesado.<sup>1</sup>

**Autores:** Victor Eduardo Ariza Quiroga  
Juan Camilo Escalante Vargas \*\*

**Palabras claves:** Cavitación hidrodinámica, crudos pesados, reducción de viscosidad, soluciones químicas base surfactante, surfactantes.

### Descripción:

Recientemente ha ganado especial atención la investigación en tecnologías para la producción, transporte y tratamiento de crudos pesados y extrapesados. Los métodos convencionales para el transporte como la dilución con Nafta, aplicación de reductores de viscosidad, generación de emulsiones(W/O) o (W/OW) y precalentamiento cuentan con inconvenientes operativos o son costosas. Por tal motivo, se hace necesaria la investigación en nuevas tecnologías costo-efectivas.

La cavitación hidrodinámica se presenta como una solución innovadora en la cual se consigue la reducción de viscosidad y aumento de °API a partir de reducción de la presión del sistema lo que en consecuencia genera cavidades que al implosionar permiten ambientes de elevada presión y temperatura en los cuales reacciones de craqueo ocurren. Para lograr obtener mayor provecho de esta tecnología es primordial comprender los parámetros que la afectan, así como, aplicar donantes de hidrógeno y/o surfactantes.

La compañía Energy Rap Vortex Services S.A.S ha trabajado en la optimización de sus procesos y cuenta con dos unidades de cavitación hidrodinámica. La unidad HCR-200 y la unidad a escala HCR- NANO en la cual las pruebas fueron realizadas.

En el presente trabajo, se presenta una evaluación experimental de una formulación química base surfactante para la reducción de viscosidad de un crudo pesado utilizando cavitación hidrodinámica. Se evalúan la incidencia de la presión, de la temperatura, de la concentración de la formulación química base surfactante y el punto de inyección. Tras el análisis de resultados y selección de las condiciones óptimas se compara la dilución convencional con Nafta con la cavitación hidrodinámica mediante un análisis económico.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Cesár Augusto Pineda Gómez.

**Abstract**

**Título:** Experimental Evaluation of a Chemical Formulation Based on Surfactants as an Additive for the Hydrodynamic Cavitation Process in Heavy Crude Oil Viscosity Reduction.<sup>2</sup>

**Authors:** Victor Eduardo Ariza Quiroga  
Juan Camilo Escalante Vargas \*\*

**Keywords:** Hydrodynamic cavitation, heavy crude oil, viscosity reduction, surfactant based chemical solution, surfactants.

**Description:**

Recently, the research in technologies for production, transport and treatment of heavy and extra-heavy crude oils has gained special attention. Conventional methods for transport such as dilution with Naphtha, application of viscosity drag force reducers, emulsion creation (W/O) or (W/OW) and pre-heating have operational problems or are too much expensive. For this reason, the research into novel and cost-effective technologies is necessary.

Hydrodynamic cavitation is presented as an innovative solution for heavy crude oils viscosity reduction in which viscosity reduction and API density increase are achieved due to system pressure reduction which consequently generates cavities that implode and allow high pressure and temperature environments in which cracking reactions occur To get the most of the benefit of this novel technology, it is essential to understand the parameters that affect it, as well as to apply hydrogen donors and / or surfactants.

The company Energy Rap Vortex Services S.A.S has worked on the optimization of its processes and has two hydrodynamic cavitation units. The HCR-200 unit and the scale unit HCR-NANO in which the tests and results presented in this project are performed.

In the present work, an experimental evaluation of a chemical formulation based on surfactant for the reduction of viscosity of a heavy crude oil using hydrodynamic cavitation is presented. The incidence of pressure, temperature, concentration of the chemical surfactant-based formulation and the injection point are evaluated. After the analysis of results and selection of the optimal conditions, conventional dilution with Naphtha is compared with the hydrodynamic cavitation by an economic analysis.

---

<sup>2</sup>Thesis degree Project.

\*\* Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Cesar Augusto Pineda Gómez

**Tabla de Contenido**

Introducción .....	9
1. Marco de referencia .....	11
1.1 Tipos de cavitación hidrodinámica.....	13
1.2 Parámetros importantes en la cavitación hidrodinámica .....	13
1.3 Cavitación hidrodinámica y su aplicación para la reducción de viscosidad de crudos.....	15
1.4 Crudo Pesado .....	16
1.5 Surfactantes .....	17
1.6 Surfactantes y la reducción de viscosidad en crudos pesados.....	18
2. Metodología Experimental .....	23
2.1 Pruebas de laboratorio y procedimientos.....	25
2.1.1 Recepción de fluidos en el laboratorio.....	25
2.1.2 Protocolo para la dilución en laboratorio. ....	26
2.1.3 Protocolo para la medición de viscosidad dinámica. ....	27
2.1.4 Protocolo para la medición de densidad °API.....	28
2.2 Cavitador hidrodinámica HCR-NANO .....	28
2.2.1 Protocolo de pruebas unidad de cavitación hidrodinámica HCR-NANO.....	29
2.3 Diseño experimental preliminar.....	30
2.4 Diseño experimental en la unidad de cavitación hidrodinámica .....	31
3. Análisis de Resultados .....	35
4. Análisis Financiero .....	42
5. Conclusiones .....	49
6. Recomendaciones .....	50
Referencias.....	51
Apéndice .....	56

**Lista de Figuras**

Figura 1. Formación y subsecuente implosión de una burbuja.....	12
Figura 2. Reacciones de craqueo en hidrocarburo .....	15
Figura 3. Clasificación de crudo pesado, extrapesado y bitumen.....	16
Figura 4. Diagrama de metodología experimental.....	24
Figura 5. Viscosímetro DV2T LV. ....	27
Figura 6. Unidad de cavitación hidrodinámica HCR-NANO.....	28
Figura 7. Esquema de la unidad de cavitación hidrodinámica HCR-NANO.....	29
Figura 8. Resultados obtenidos para el diseño experimental preliminar.....	36
Figura 9. Viscosidad al 0% de formulación para inyección a alta presión.....	37
Figura 10. Viscosidad al 2% de formulación para inyección a alta presión.....	37
Figura 11. Viscosidad al 4% de formulación para inyección a alta presión.....	38
Figura 12. Viscosidad al 0% de formulación para inyección a baja presión.....	39
Figura 13. Viscosidad al 2% de formulación para inyección a baja presión.....	39
Figura 14. Viscosidad al 4% de formulación para inyección a baja presión.....	40
Figura 15. Mejores resultados. ....	41
Figura 16. Utilidad escenario precio alto de la nafta.....	45
Figura 17. Utilidad escenario precio medio de la nafta.....	45
Figura 18. Utilidad escenario precio bajo de la nafta.....	46
Figura 19. Valor presente neto para tres escenarios.....	47
Figura 20. Tasa interna de retorno para los tres escenarios.....	47

**Lista de Tablas**

Tabla 1. Detalle de los fluidos recibidos .....	26
Tabla 2. Variables independientes para el diseño de experimentos preliminar .....	30
Tabla 3. Diluciones.....	31
Tabla 4. Variables para el diseño de experimentos en el cavitador hidrodinámico.....	32
Tabla 5. Pruebas HCR-NANO inyección punto de alta presión.....	32
Tabla 6. Pruebas HCR-NANO inyección punto de baja presión.....	33
Tabla 7. Caracterización básica de los fluidos recibidos en el laboratorio.....	35
Tabla 8. Nomenclatura implementada.....	35
Tabla 9. Condiciones operativas y del fluido para operación.....	42
Tabla 10. Propiedades básicas de la Nafta.....	43
Tabla 11. Porcentaje de Nafta para alcanzar la viscosidad objetivo.....	43
Tabla 12. Porcentaje de solución base surfactante y Nafta requeridos.....	43
Tabla 13. Requerimientos bomba de Diesel y precio del diésel .....	44

## **Introducción**

La producción y posterior transporte de crudos pesados y extrapesados hasta los respectivos centros de procesamiento demanda costos operacionales y logísticos superiores a los de los crudos convencionales de mejor calidad. Los mecanismos más empleados en el mercado colombiano para este fin se basan en la mezcla de crudo con solventes tipo naftas para reducir su viscosidad, reductores de fricción o precalentamiento para facilitar su flujo por tubería. En Colombia las reservas de petróleo son de 1800 millones de Barriles (Statiscal Review BP, 2018), y cerca del 60% del petróleo producido en el país es crudo pesado y extrapesado (Yáñez, Ramírez, Uribe, Castillo y Faaij, 2017).

Una de las alternativas más novedosas que se viene evaluando de manera experimental es la aplicación de la tecnología de cavitación hidrodinámica para reducir la viscosidad, así como su combinación con diluyentes con afinidad al crudo o surfactantes.

La compañía Energy Rap Vortex Services en convenio con la Universidad Industrial de Santander ha liderado la investigación, desarrollo e implementación a escala comercial de la tecnología de cavitación hidrodinámica para la reducción de viscosidad en crudos pesados. Dentro de sus líneas de investigación destaca la aplicación de formulaciones con base surfactante que permiten mejores resultados durante el proceso. Es muestra de su compromiso el desarrollo de la unidad HCR-200 para pruebas piloto en campo y la unidad HCR-NANO, equipo escala de la unidad HCR-200, la cual permite realizar pruebas reduciendo la cantidad de energía, crudos y químicos necesarios.

Teniendo en cuenta la relevancia que tienen los crudos pesados en el actual panorama nacional, este proyecto de grado tiene como objetivo la evaluación de una formulación química base surfactante para la reducción de viscosidad de un crudo pesado en el proceso de cavitación hidrodinámica.

El primer capítulo de este documento presenta un estado del arte de la tecnología de cavitación hidrodinámica y del uso de soluciones base surfactante aplicados en la reducción de viscosidad para el transporte de crudos pesados. En el segundo capítulo se describirá el diseño experimental mediante la definición de variables independientes, variables de control, escenarios operacionales se describe el proceso de cavitación hidrodinámica en la unidad HCR-200. En el tercer capítulo se analizan los resultados obtenidos, los cuales permitirán identificar las condiciones operaciones más eficientes para la reducción de viscosidad del crudo. Finalmente, en el cuarto capítulo se realiza un análisis económico de la aplicación de la solución química base surfactante.

## **1. Marco de referencia**

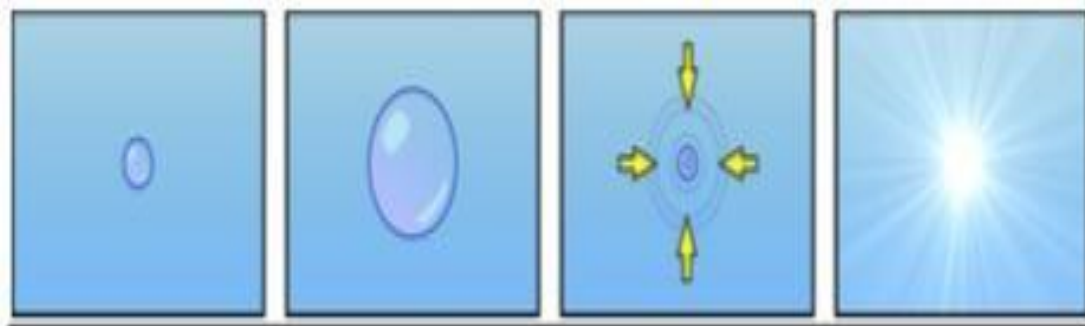
La palabra cavitación proveniente del latín cavitas. Reynolds en el año 1984 fue el primero en realizar un análisis adecuado de este fenómeno. Ozonk describe la cavitación como un fenómeno que ocurre dentro de un líquido cuando es sujeto a cambios de presión en el tiempo y en el espacio (2012). La disminución de la presión de vapor por debajo del punto de burbuja trae consigo que el fluido en estado líquido pase a fase vapor, el cual es liberado en forma de pequeñas burbujas. Estas burbujas implosionan violentamente ocasionando microrregiones de colapso, en estas condiciones la presión aumenta dramáticamente (Shah, Pater y Lakhera, 2013).

La cavitación hidrodinámica es un proceso en el cual estas condiciones se generan debido al flujo de un líquido por una zona en que la presión estática es reducida, debido a modificaciones en la geometría del sistema, como lo podrían ser: constricciones, canales curvos, etc (Shah, Pandit y Moholkar, 2012, Ozonk, 2012).

Se ha evaluado la cavitación ultrasónica, cavitación óptica, cavitación molecular y la cavitación hidrodinámica, sin embargo, Senthikulmar y sus colaboradores indican que la cavitación hidrodinámica es una alternativa más simple y económica. Esto se debe a que el proceso es más eficiente energéticamente (2012). Para lograr su optimización se hace necesario la comprensión del proceso, así como los parámetros y la geometría de del cavitador hidrodinámico (Gogate, Aniruddha y Pandit, 2000).

De acuerdo con Zamilov y Godin durante la cavitación hidrodinámica se puede diferenciar 4 etapas fundamentales las cuales obedecen al comportamiento del fluido dentro de la unidad de cavitación hidrodinámica. Físicamente el fluido pasa por una constricción o por un cambio en la geometría del sistema, luego la burbuja sigue su recorrido dentro del fluido líquido, en la salida de la

constricción la presión y la velocidad del sistema cambian por lo cual la burbuja implosiona, hasta que finalmente el sistema vuelve a tener la geometría principal (2012). Las etapas de la burbuja se pueden comprender mejor al observar la figura 1. En la primera etapa se generan los núcleos de formación de la burbuja, en la segunda etapa la presencia de vapor ocasiona el crecimiento de la burbuja, luego la burbuja implosiona liberando energía en forma de presión y temperatura que de acuerdo a Sha y colaboradores podrían alcanzar los 1000-1200 bares y las temperaturas podrían alcanzar entre los 4000-6000 K (2012). Estas burbujas implosionan adiabáticamente creando pequeñas zonas de calor “hot spots” las cuales se disipan en nanosegundos (Moholkar y Pandit, 2001). El enfriamiento del sistema ocurre a una gran velocidad y se mantiene constante. Este proceso permite la formación de radicales libres, los cuales se unen creando compuestos más simples (Chronet y Chronet, 2012)



**Figura 1.** Formación y subsecuente implosión de una burbuja.

**Fuente:** Zamilov, M. F., & Godin, S. (2012). Investigation of hydrodynamic cavitation as a means of natural crude oil and synthetic biofuel upgrading. *Quantum Potential Corporation*, 1-21.

### 1.1 Tipos de cavitación hidrodinámica

La cavitación hidrodinámica se ha clasificado en cuatro tipos de acuerdo con las zonas en las cuales se desarrollan y en la manera en la cual se forman las cavidades (Shah *et al*, 2012), (Ozonek, 2012) y (Franc, 2007).

- Cavitación viajera: las cavidades son transitoria. Estas se forman en puntos de baja presión al interior del fluido líquido, en flujos tipo vórtice, regiones de alta turbulencia o en límites físicos.
- Cavitación fija: Se forma una cavidad fija luego de que esta se separa de los límites físicos.
- Cavitación vibratoria: El fluido debe de ser recirculado debido a que la velocidad de flujo es muy baja
- Cavitación tipo vortex: Se ocasiona en puntos de alto corte dentro de un vortex.

### 1.2 Parámetros importantes en la cavitación hidrodinámica

Los parámetros que intervienen en la cavitación hidrodinámica se pueden clasificar dentro de los parámetros propios del equipo como la geometría, parámetros del proceso, como la tasa de flujo, presión de entrada, temperatura de entrada, y parámetros propios del fluido como la tensión superficial, densidad y viscosidad (Moholkar y Pandit, 2001).

- Geometría del sistema: Yan y Thorpe encontraron que la energía de las implosiones era mayor al aumentar la diferencia entre el radio del orificio y la tubería de entrega. Además, en los sistemas de cavitación hidrodinámica los ductos de Venturi son más eficientes y si se desea aumentar la intensidad de la implosión se debe de reducir la longitud del tubo. Si

se desea implosiones con mayor intensidad con respecto a los tubos de Venturi los platos multiperforados son la mejor opción, debido a que hay una mayor caída de presión (1990).

- Presión de entrada: Al aumentar la presión de entrada se aumenta la intensidad de las implosiones, sin embargo, al ser demasiado elevada el gas presente dentro de las burbujas disminuye, por lo cual disminuye la cantidad de reacciones que ocurren tras la implosión.
- Temperatura: El aumento de la temperatura de los fluidos ocasiona el aumento de la presión de vapor de estos, por tal motivo, el aumento exagerado de la temperatura conllevaría a que la caída de presión al pasar por la constricción no sea lo suficiente para alcanzar la presión de vapor del fluido y por ende no ocurriría cavitación. Por otra parte, el aumento de la temperatura permite la disminución de la viscosidad y de la densidad permitiendo que sea más fácil la cavitación
- Densidad y viscosidad del fluido: Los fluidos con menor densidad y viscosidad son más fáciles de cavitar.
- Numero de cavitación: Indica la posibilidad de que ocurra un evento de cavitación. Entre más elevado sea el número de cavitación menores probabilidades existen de que esta ocurra (Sou, Hosokawa y Tomiyama, 2007).

$$\sigma_c = \frac{P_r - P_v}{\rho V^2} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Dónde:

$\sigma_c$ : Número de cavitación       $P_r$ : Presión del sistema       $P_v$ : Presión de vapor del fluido

$\rho$ : Densidad del fluido       $V$ : Velocidad de flujo

- Tensión superficial: Una mayor tensión superficial dificulta los núcleos de cavitación.

### 1.3 Cavitación hidrodinámica y su aplicación para la reducción de viscosidad de crudos

La implosión de las cavidades en el proceso de cavitación hidrodinámica origina dos fenómenos. El primero de ellos el craqueo de las moléculas pesadas de los hidrocarburos y la generación de radicales libres, los cuales se reorganizan. Se distingue una fase de iniciación en la cual no se genera reacción, luego una fase de craqueo, esto ocurre debido a la disipación de energía en el medio y la tercera fase se denomina fase de terminación en la cual ocurre reacciones aleatorias disminuyendo la cantidad de radicales libres (Lin y Yen, 1993)

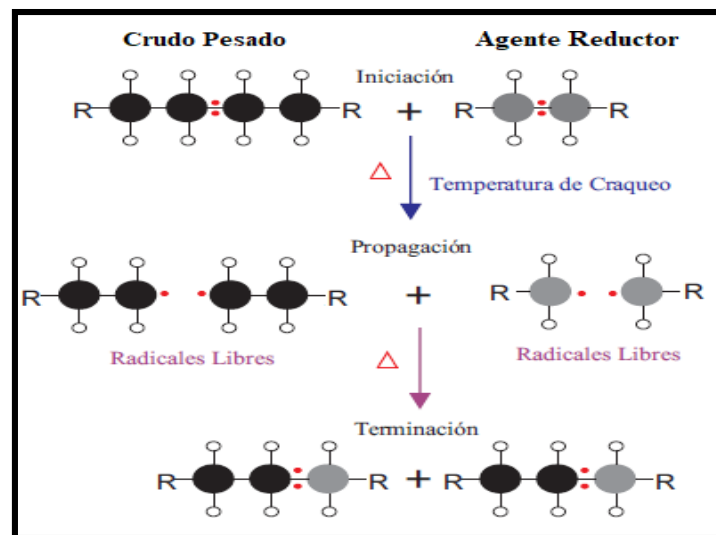


Figura 2. Reacciones de craqueo en hidrocarburo

Fuente: de Jim Clark (2.003). Recuperado de <http://www.chemguide.co.uk/organicprops/alkanes/cracking.html>

Askarian, Vatani y Edalat indican la necesidad de seleccionar un donante de hidrogeno adecuado debido a los radicales de estos funcionan como una fuente de iones que hidrogenan las moléculas ligeras del crudo (2017). Por otra parte (Sawarkar, 2009) (Lin y Yen, 1997) (Yen, 1997) indican la necesidad de utilizar surfactantes debido a que disminuyen la tensión superficial en el sistema crudo-gas además de que evita la aglomeración de las fracciones polares pesadas como los asfáltenos.

### 1.4 Crudo Pesado

Martínez y colaboradores describen a los crudos pesados con viscosidades entre los 1000 y los 100.000 cP y densidades menores de 20°API, mientras que los crudos extrapesados son aquellos que cuentan con menos de 10°API. Estas propiedades obedecen a la alta presencia de asfáltenos, así como una baja presencia de compuestos de bajo peso molecular y ausencia de cortes livianos. También pueden presentar alto contenido de sulfuros, sales y metales como el Níquel y Vanadio (2011).

Otros autores como Saniere, Henaut y Argillier describen los crudos pesados en un rango entre los 20 y 10 °API mientras que los crudos extrapesados son menores de 10 °API. Para ambos tipos de crudo la viscosidad es menor de 10000 cP. Por otra parte, los bitúmenes tienen una densidad menor a 10 °API y viscosidad mayor a 10000cP. Argumentan que la presencia de moléculas como los asfáltenos inciden las propiedades reológicas de estos crudos (ver figura 3).

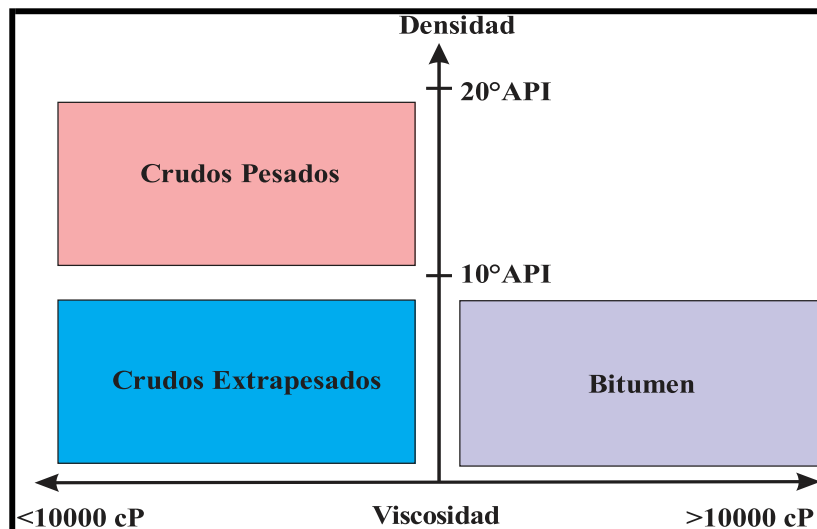


Figura 3. Clasificación de crudo pesado, extrapesado y bitumen.

Los asfáltenos son fracciones pesadas insolubles en n-heptano, pero pueden describirse como macromoléculas compuestas por anillos aromáticos en interacción con metalporfirina y cadenas

alifáticas con grupos polares y ácido-base (Rana, Samano, Ancheyta y Diaz, 2007). De acuerdo con Sun y colaboradores estas moléculas pesadas pueden reaccionar con álcalis para generar especies surfactantes (2017). Estas especies podrían interactuar durante el proceso de cavitación hidrodinámica o inclusive con surfactantes. Existen otros compuestos como los ácidos naftenicos, resinas y porfirinas que pueden actuar como surfactantes en el crudo (Hart, 2014)

Los asfáltenos se encuentran estables en el sistema debido a la presencia de resinas, sin embargo, cambios en la composición, cambios en la temperatura y la presión pueden alterar el sistema y causando floculación y precipitación de moléculas pesadas (Delgado, 2006).

### **1.5 Surfactantes**

Los surfactantes (agentes activos de superficie) son moléculas anfipáticas compuestas por una porción hidrófoba no polar, usualmente formadas por alcanos, radicales alquilo o una cadena de flúor-carbonos, la otra porción de los surfactantes es iónica (hidrofílica) (Tadros 2006).

Dentro de las propiedades más importantes de los surfactantes se destacan (Milton, Rosen y Kunjappu, 2012):

- **Concentración crítica micelar (C.M.C):** Concentración por encima de la cual las micelas se forman espontáneamente, también es importante la temperatura de Kraftt, la cual es la temperatura mínima en la cual los tensoactivos forman micelas.
- **Balance hidrofílico – lipofílico:** Indica la tendencia a formar emulsiones de agua en aceite o de aceite en agua. Los valores van del 0 al 20, un valor de cero indica que la naturaleza de la molécula es hidrófoba.

- Adsorción: Fenómeno en el cual las moléculas del surfactante son retenidas en una superficie (agua o hidrocarburo), depende de la concentración en la solución, tipo de surfactante y temperatura del medio.
- Factor de empaquetamiento: Es importante debido a que este alcanza un valor de uno cuando la tensión interfacial alcanza un valor mínimo.
- Temperatura: Se debe de tener en cuenta para la selección del surfactante adecuado debido a que estos se degradan a elevadas temperaturas.
- pH: Algunos surfactantes no actúan de manera efectiva en ambientes con pH elevado, por tal motivo, se debe de conocer el pH del medio para seleccionar el adecuado.
- Relación R: Valor que indica la miscibilidad con el aceite o con el agua. Si R es mayor que uno la miscibilidad con el aceite incrementa, y si R es menor que uno la miscibilidad con el agua incrementa.

### **1.6 Surfactantes y la reducción de viscosidad en crudos pesados**

La aplicación de surfactantes para la reducción de viscosidad ha estado centrada en la creación de emulsiones. En este método el crudo pesado se encuentra suspendido como microesferas estabilizadas en una fase continua (agua). Para estos procesos se tienen en cuenta las propiedades de la emulsión, como la estabilidad y las propiedades reológicas son gobernadas por la temperatura, composición y distribución del tamaño de la gota (Hasan, Ghannam y Esmail, 2010).

La tecnología más conocida a nivel mundial en la cual se busca emulsionar crudo extrapesado con agua para mejorar las condiciones de transporte es la ORIMULSION. Fue desarrollada entre 1980 y 1984 por la subsidiaria de investigación y de desarrollo de PDVSA llamada INTVEP S.A. en conjunto con British Petroleum. Principalmente para la orimulsión se utilizaba bitumen natural

de Cero Negro con densidad de 8.5 °API (70%) , aproximadamente un 30% de agua fresca y menos de 1% de un surfactante base alcohol (Rodríguez, 2004). La viscosidad aparente de este fluido se encontraba entre los 350 cP y los 570 cP con una densidad entre los 1,009 gramos por centímetro cubico y 1,013 gramos por centímetro cubico (Salager, Briceño y Bracho, 2001).

Wyslouzil, Kessick y Masliyah indican que se han realizado emulsiones de crudos asfálticos diluyéndolos con soluciones acuosas de hidróxido de sodio como agente surfactante (1987). También reportan que en 1982 Kessick y Dennis realizaron emulsiones con crudos de Cold Lake y Lloydminster utilizando 0,1 % en peso de Hidróxido de Sólido desoxigenado para transporte por oleoducto siendo este método factible y económico.

Zhang, Chen, Yan, Yeng y Shen lograron en laboratorio disminuir la viscosidad de un crudo procedente del campo Shanjiassi con una densidad de 13,5 °API y viscosidad inicial de 115000 cP a 30°C a 100 cP mediante la elaboración de una emulsión 70% crudo y 30% agua utilizando surfactantes aniónicos en concentraciones de 0,1% en el agua (1991).

Zaki investigó la estabilidad y viscosidad de una emulsión de crudo en agua para su implementación en transporte por oleoducto. Para ello utilizó un crudo egipcio. Su estudio reveló que la viscosidad y la estabilidad de este crudo aumentaban al aumentar la concentración de un surfactante aniónico el cual reducía la tensión interfacial debido al elevado cubrimiento que tenía la molécula de surfactante en la interfase crudo agua (1997).

Sumner, Hill y Shook investigaron el efecto del surfactante no iónico Rexol-25 al preparar emulsiones de crudo en agua usando el crudo Lloydminster de 15 °API del cual no registran viscosidad inicial. El procedimiento para la elaboración de las muestras incluyó diluir el surfactante

(2000 ppm) en agua y variar la concentración en el crudo. Evidenciaron formación de emulsiones con un tamaño de gota ideal de 30 micrones y viscosidades menores a 50 cP (1998).

Rivas, Gutiérrez, Cárdenas y Morales indicaron que la selección de surfactantes no iónicos es adecuada debido a que sus efectos en la reducción de viscosidad aparente no se ven afectados debido a la salinidad del agua, son relativamente económicos, y no producen residuos orgánicos no deseados que afecten las propiedades del crudo (1998).

Zaki, Butz y Kessel de igual manera descubrieron que los surfactantes no iónicos contribuyen de manera especial a la reducción de la viscosidad aparente debido a la reducción del tamaño de la partícula presente en la fase continua (2001).

Yaghi y Al-Bemani indicaron que al aplicar las propiedades de surfactantes aniónicos y surfactantes no iónicos era posible reducir la viscosidad aparente y obtener una emulsión más estable. Sin embargo, recomienda utilizar agua fresca debida que al utilizar agua de formación la viscosidad aparente aumentaba (2002).

Abdurahaman y colaboradores en el año 2012 revelaron que la estabilidad de la emulsión de aceite en agua se mejoró debido al aumento de la concentración (surfactante no iónico TX-100)

Investigadores como Hoshyargar y Ashrafizadeh han fijado su atención en el efecto que tienen surfactantes naturales como los asfáltenos para la formación de emulsiones crudo en agua. Como agente estabilizador utilizaron Carbonato de Sodio y el crudo es el West-Paydar procedente de Irán (2013).

Hart reporta que los surfactantes comúnmente usados para reducir la viscosidad de los crudos pesados generando emulsiones son los no iónicos como Triton X-114 el cual es económico, fácil de retirar y no tiene inconvenientes con la salmuera de producción (2014).

La bibliografía encontrada acerca surfactantes se encuentra centrada en la disminución de viscosidad aparente de emulsiones para el transporte de crudo pesado. No se ha encontrado en la literatura información acerca de la reducción de viscosidad de crudos pesados debido a la aplicación de surfactantes, sin embargo, se han realizado múltiples investigaciones en las cuales se demuestra la efectividad de la cavitación hidrodinámica en las cuales se indica la necesidad de agentes surfactantes. Dentro de estas se destacan:

Lin y Yen investigaron el efecto de diferentes surfactantes en el proceso de cavitación ultrasónica encontraron que al aplicar surfactantes el 35% de los asfáltenos presentes en un crudo fueron convertidos en gasoil y en resinas en una prueba que duró 15 minutos. Los surfactantes cuentan con dos propiedades relevantes para el proceso de cavitación hidrodinámica, pueden evitar el aglomeramiento de los asfáltenos presentes en el crudo y permiten la formación de burbujas de vapor de menor diámetro y una mejor distribución de estas en el medio (1993).

Yen estudio el efecto de surfactantes y de compuestos inorgánicos en el fenómeno de cavitación a partir de ultrasonidos para dos crudos, para una tar sand de Athabasca de la formación McMurray y un crudo de 18 °API de Monterrey, California con resultados satisfactorios. En el primero aumento la gravedad API de 8° a 15° con API del coque generado de 3,6° en comparación con el coque de 1,9° generado a partir del método convencional de upgrading con agua caliente. En el segundo caso se redujo el contenido de asfáltenos del 29,7% al 15,6% (1997).

De igual manera (Sawarkar, 2009) estudio el efecto de surfactantes en la cavitación acústica concluyendo que el método puede ser utilizado para el upgrading de residuos de petróleo obteniendo productos de mayor valor agregado y menor punto de ebullición.

La investigación de Keswani, Raghavan y Deymier presentada en el año 2012 concluyó que las soluciones base surfactante permiten que las burbujas sean más pequeñas y que la distribución de estas sea más uniforme debido a la adsorción en su superficie, a su vez, mejoran el proceso debido a que se aumenta la cantidad de gas dentro de la burbuja durante su expansión.

Las soluciones base surfactante mejoran las condiciones para facilitar la cavitación debido a la reducción de la tensión superficial y mejora el transporte entre interfaces acuosa-orgánica (Kaushik *et al.*, 2001)

Dentro de las investigaciones más recientes se encuentran las realizadas por Energy Rap Vortex Services en la cual un crudo de 16698 cP a 30 °C fue cavitado con una formulación que incluía un donante de hidrógeno adecuado y SPAN80 a 500 ppm. La concentración de a formulación fue del 20% en el crudo y la viscosidad final del fluido medida a 30 °C fue de 98,32 cP (Carvajal y Quintero, 2018)

## 2. Metodología Experimental

Dentro de la metodología experimental se describen los procedimientos llevados a cabo y variables modificadas deliberadamente para determinar la incidencia de estas en las variables dependientes. El desarrollo de la metodología experimental fue desarrollado en las instalaciones del Parque Tecnológico Guatiguará (PTG) perteneciente a la Universidad Industrial de Santander.

En la metodología experimental se definieron dos fases tras la recepción de los fluidos muestra en el laboratorio. La primera fase consta de tres etapas previas a las pruebas realizadas en el cavitador hidrodinámico en la cual la principal es la dilución para la elaboración de las muestras bases. La segunda fase incluye el desarrollo de las pruebas en el cavitador hidrodinámico HCR-NANO. Se contemplaron diseños de experimentos en cada una de las fases.

La figura 4 presenta el diagrama de la metodología experimental. Tras la recepción de los fluidos en el laboratorio los cuales se encuentran clasificados y etiquetados de acuerdo a las normativas y políticas de ERVS S.A.S. Estos fluidos son: crudo pesado a evaluar, formulación química base surfactante y Nafta como diluyente convencional el cual permitirá comparar la eficiencia económica de la tecnología de cavitación hidrodinámica en contraposición con la dilución convencional. Se prosiguió con la primera etapa la cual inició con la caracterización básica de los fluidos recibidos (medición de viscosidad dinámica y densidad °API). Luego, se elaboraron las muestras bases mediante dilución de nafta con crudo y la solución base surfactante con crudo a distintas concentraciones. Finalmente, se midió la viscosidad y la densidad °API de las muestras elaboradas. En la segunda etapa, la solución base surfactante y el crudo pesado son llevados al cavitador hidrodinámico variando la presión, temperatura, punto de inyección y concentración. Luego se mide la viscosidad y °API para analizar los resultados obtenidos.

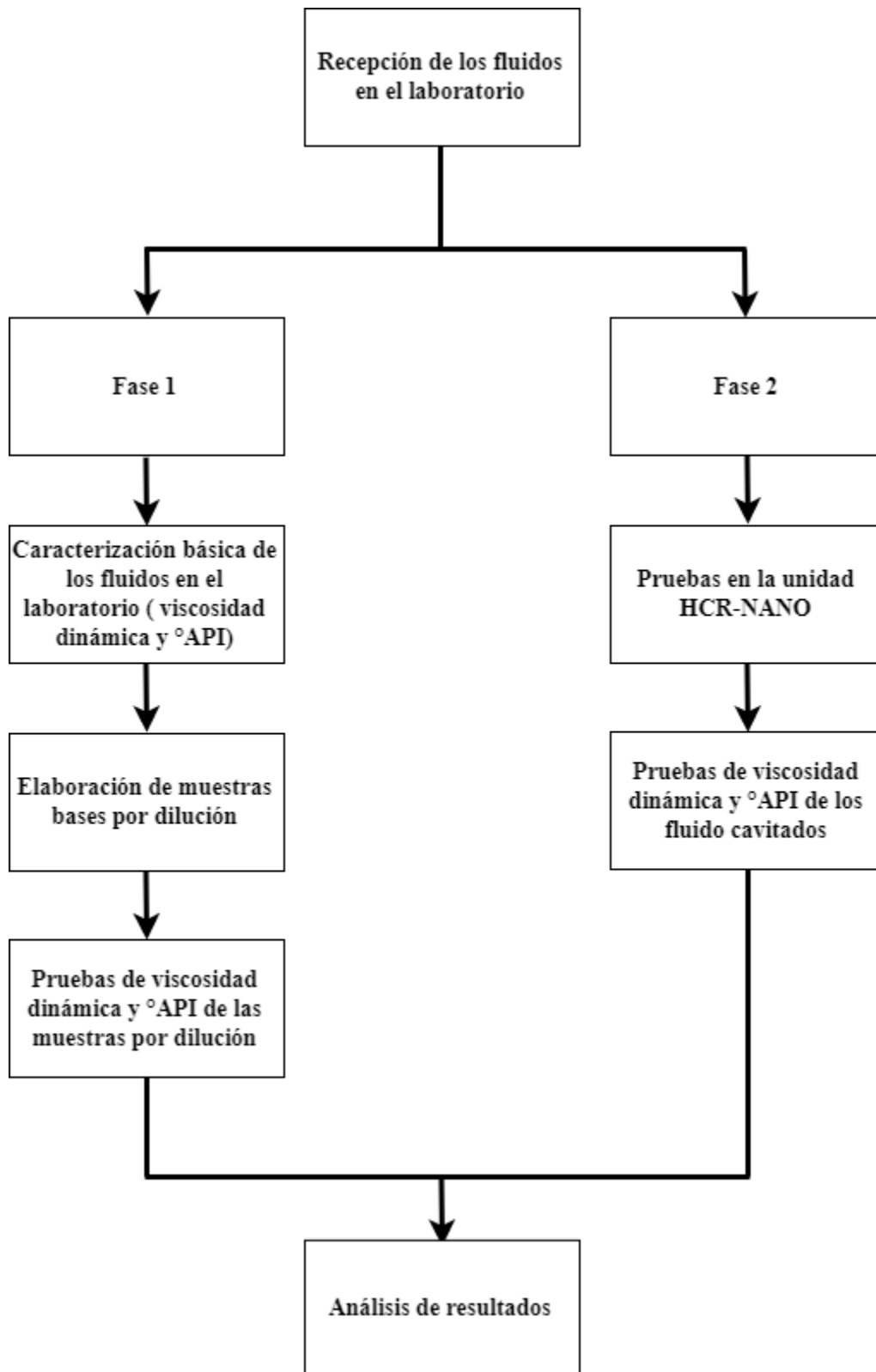


Figura 4. Diagrama de metodología experimental.

## **2.1 Pruebas de laboratorio y procedimientos**

Energy Rap Vortex Services S.A.S está comprometido con brindar servicios de alta calidad, por tal motivo ha elaborado protocolos que buscan reducir el error humano y cuenta con certificaciones otorgadas por BUREAU VERITAS en gestión de calidad ISO 9001:2001, certificación OSHAS 18001:2007 en seguridad industrial y salud ocupacional y norma ISO 14001:2004 en gestión ambiental. Dentro de los protocolos elaborados por ERVS S.A.S se destacan: el protocolo para diluciones en laboratorio, el protocolo para la medición de viscosidad dinámica y protocolo para la medición de densidad °API. En el apéndice A se puede observar una tabla con los protocolos utilizados para cada uno de los procedimientos desarrollados.

Por otra parte, las pruebas de laboratorio se realizaron en el laboratorio de análisis petrofísico el cual está acreditado por la ONAC (Organismo Nacional de Acreditación) para seis pruebas de ensayo, las cuales se desarrollan bajo los lineamientos de las normas API RP 40 de 1998 y API RP 42 de 1992. Además, la escuela de ingeniería de petróleos está certificada por las normas ISO14001: 2004, OHSAS 18001:2007 y NORSOK S-006:2003 en seguridad y salud en el trabajo.

**2.1.1 Recepción de fluidos en el laboratorio.** Los fluidos fueron recibidos y etiquetados de acuerdo con la normativa de Energy Rap Vortex Services S.A.S. En la tabla 1 se detallan los fluidos recibidos.

El crudo pesado es procedente de un campo ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Por confidencialidad se omiten detalles de la empresa operadora, ubicación y nombre del campo, así como, análisis SARA y cromatográfico. La Nafta fue provista por ERVS S.A.S y la formulación química base surfactante fue diseñada por el equipo de ERVS S.A.S. Esta cuenta con donantes de hidrógeno polares aromáticos y alcoholes alifáticos de bajo peso molecular y

surfactantes no iónicos tipo alquiló (500-1000 ppm) y alcanos amidas (1200-2000 ppm). En el siguiente capítulo se presentarán los resultados de viscosidad dinámica y densidad °API para cada uno de los fluidos descritos.

*Tabla 1. Detalle de los fluidos recibidos*

<b>Fluido</b>	<b>Tipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Recibido</b>
ERVS-SAM-198	Crudo pesado	1 barril	20/07/2019
ERVS-SAM-199	Formulación química base surfactante	5 galones	20/07/2019
ERVS-SAM-200	Nafta	5 galones	20/07/2019

**2.1.2 Protocolo para la dilución en laboratorio.** Las diluciones son realizadas con la finalidad de obtener muestras bases con las cuales comparar la efectividad del proceso de cavitación hidrodinámica cambiando los parámetros operacionales. Las diluciones se realizan mediante porcentaje másico, sin embargo, se presentan en porcentaje volumétrico.

1. Medir la viscosidad y la densidad de las muestras.
2. Calcular los gramos totales de cada fluido que serán agregados a la dilución, teniendo en cuenta las ecuaciones (2-4)

$$GE = \frac{141,5}{131,5 + \text{°API}} \quad (\text{Ecuación 2})$$

$$\rho = GE * \rho_{H_2O} \quad (\text{Ecuación 3})$$

$$g = \rho * V * x \quad (\text{Ecuación 4})$$

Dónde:

*GE: gravedad específica*

*ρ: densidad*

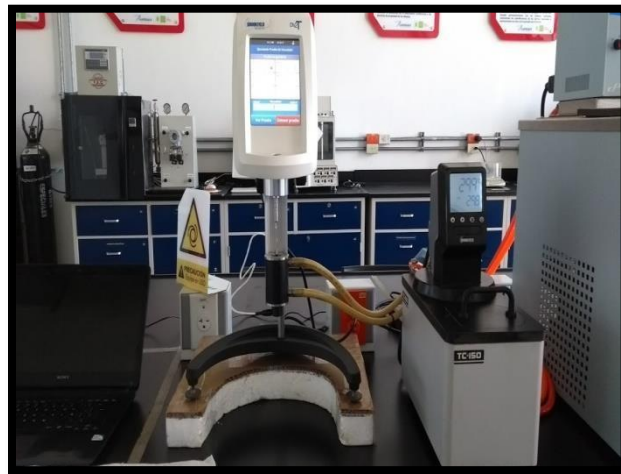
*V: volumen*

*x: fracción volumétrica*

*g: masa*

3. Realizar la dilución de acuerdo con los gramos calculados para cada componente en la mezcla. Esta se realiza utilizando una balanza analítica.

**2.13 Protocolo para la medición de viscosidad dinámica.** Para la medición de viscosidad dinámica se utilizó un viscosímetro rotacional Brookfield DV2T LV. Todas las medidas se realizaron a 30°C.



**Figura 5.** Viscosímetro DV2T LV.  
Fuente: ERVS. S.A.S

1. Ensamblar y nivelar el viscosímetro.
2. Encender el equipo.
3. Colocar el auto cero del equipo.
4. Introducir la muestra en el porta-muestras.
5. Inserta la aguja a la muestra y enroscar a la izquierda.
6. Ajustar el torque.
7. Presionar el botón de ejecución ubicado en la pantalla táctil.
8. Registrar los resultados.

9. Desmontar el porta-muestras y limpiarlo. Si se desea realizar otra prueba realizar el procedimiento descrito.

**2.14 Protocolo para la medición de densidad °API.** La densidad °API se mide utilizando el hidrómetro °API. Esta se mide al observar la graduación más cercana al nivel del hidrómetro más cercano al menisco del fluido a una temperatura de 60 °F (15 °C).

## 2.2 Cavitador hidrodinámica HCR-NANO

La unidad de cavitación hidrodinámica HCR-NANO (ver figura 6) es fruto del esfuerzo del equipo de ingenieros de Energy Rap Vortex Services por escalar la unidad HCR-200. Esta unidad permite realizar pruebas a menor costo debido a que se requieren menor cantidad de personal operando una prueba, la cantidad de fluido de trabajo se redujo a máximo 8 galones, la temperatura de operación es de hasta 400 °F, la presión de operación máxima es de 600 psia y se encuentran dos puntos de inyección: a baja presión y a alta presión.

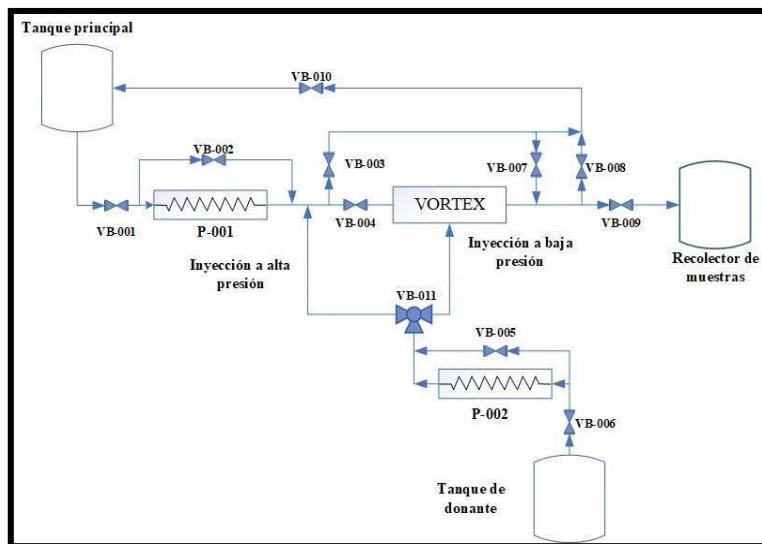


**Figura 6.** Unidad de cavitación hidrodinámica HCR-NANO.

**Fuente:** ERVS. S.A.S

**2.21 Protocolo de pruebas unidad de cavitación hidrodinámica HCR-NANO.**

Los procedimientos a continuación descritos son tomados del manual de procedimiento de arranque y parados de la unidad HCR-NANO.



**Figura 7.** Esquema de la unidad de cavitación hidrodinámica HCR-NANO.

**Fuente:** ERVS S.A.S

1. Cargar el tanque con el fluido de trabajo.
2. Cargar el tanque de donante con el porcentaje requerido para la prueba.
3. Cerrar paulatinamente la válvula VB-002.
4. Abrir la válvula VB-004.
5. Abrir la válvula VB-008.
6. Cerrar la válvula VB-3 paulatinamente
7. Abrir la válvula VB-007 para que el proceso sea en línea
8. Encender la planta P-001.
9. Tomar muestra de crudo cavitado al cero %
10. Definir inyección del donante a baja presión o a alta presión.

11. Abrir válvula VB-011 en el movimiento 1 para inyección a alta presión o en el movimiento 2 para inyección a baja presión.
12. Cerrar válvula VB-005.
13. Encender planta P-002.
14. Realizar muestreo.

### 2.3 Diseño experimental preliminar

El diseño experimental preliminar es realizado para las muestras elaboradas a partir de dilución. Para esto fueron definidas las variables dependientes e independientes. La viscosidad del fluido final del experimento fue definida como la variable dependiente. Mientras que las variables independientes fueron la concentración fluido diluido en el crudo y el tipo fluido con el cual se diluye el crudo. Para cada una de las variables independientes se definieron dos niveles (ver tabla 2).

*Tabla 2. Variables independientes para el diseño de experimentos preliminar*

Variable independiente	Nivel 1	Nivel 2
<b>Tipo de fluido</b>	Nafta	Solución química base surfactante
<b>% v/v de fluido</b>	2	4

El diseño de experimentos preliminar es del tipo factorial  $2^2$  por lo cual se realizaron cuatro experimentos. Las condiciones a las cuales se realizaron las diluciones fueron las atmosféricas y la viscosidad dinámica fue medida a 30 °C. En la tabla 3 se presentan los experimentos realizados. En el capítulo 3 se mostrarán los resultados.

*Tabla 3. Diluciones.*

<b>Experimento</b>	<b>Formulación química</b>	<b>Muestra</b>	<b>Nomenclatura</b>	<b>% vol/vol de formulación química</b>
1	Formulación química base surfactante	ERVS-SAM-201	D-S-2%	2
2	Formulación química base surfactante	ERVS-SAM-202	D-S-4%	4
3	Nafta	ERVS-SAM-203	D-N-2%	2
4	Nafta	ERVS-SAM-204	D-N-4%	4

Con el objetivo de facilitar la interpretación de los resultados se decidió crear una nomenclatura aparte de la establecida por ERVS S.A.S. La primera letra indica el método de elaboración de la muestra D para dilución. La segunda letra indica el tipo de fluido utilizado como diluyente, S para la formulación química base surfactante y N para la nafta y finalmente el porcentaje en volumen.

Este diseño de experimentos permitirá evaluar la eficacia de la formulación química base surfactante sin tener en cuenta la cavitación hidrodinámica y de igual manera permite contrastar los resultados obtenidos mediante cavitación hidrodinámica.

#### **2.4 Diseño experimental en la unidad de cavitación hidrodinámica**

Para este diseño experimental se definió como variable dependiente la viscosidad dinámica, como variables independientes se tienen: concentración de la formulación química base surfactante, la cual cuenta con tres niveles, punto de inyección cuenta con dos niveles, la presión del sistema cuenta con dos niveles y la temperatura del sistema cuenta con dos niveles (ver tabla 4).

*Tabla 4. Variables para el diseño de experimentos en el cavitador hidrodinámico.*

<b>Variable independiente</b>	<b>Nivel 1</b>	<b>Nivel 2</b>	<b>Nivel 3</b>
% vol/vol de solución química base surfactante	0	2%	4%
Punto de inyección	Alta presión		Baja presión
Presión del sistema (psia)	200		400
Temperatura (°F)	140		200

El diseño de experimentos en el cavitador hidrodinámico es del tipo factorial  $a * b * c * d$  por tal motivo se definieron 24 experimentos. Es necesario resaltar que a pesar de que las muestras fueron realizadas a diferentes condiciones de presión y temperatura la viscosidad dinámica fue medida a 30 °C. La tabla 5 y la tabla 6 presentan los experimentos realizados. En el capítulo 3 se mostrarán los resultados.

*Tabla 5. Pruebas HCR-NANO inyección punto de alta presión.*

<b>Experimento</b>	<b>Muestra</b>	<b>Nomenclatura</b>	<b>% vol/vol de formulación química</b>	<b>Temperatura (°F)</b>	<b>Presión (Psia)</b>
1	ERVS-SAM-205	C-0%T140-P200-A	0	140	200
2	ERVS-SAM-206	C-0%-T140-P400-A	0	140	400
3	ERVS-SAM-207	C-0%-T200-P200-A	0	200	200
4	ERVS-SAM-208	C-0%-T200-P400-A	0	200	400
5	ERVS-SAM-209	C-2%T140-P200-A	2	140	200
6	ERVS-SAM-210	C-2%-T140-P400-A	2	140	400
7	ERVS-SAM-211	C-2%-T200-P200-A	2	200	200
8	ERVS-SAM-212	C-2%-T200-P400-A	2	200	400
9	ERVS-SAM-213	C-4%T140-P200-A	4	140	200

10	ERVS-SAM-214	C-4%-T140-P400-A	4	140	400
11	ERVS-SAM-215	C-4%-T200-P200-A	4	200	200
12	ERVS-SAM-216	C-4%-T200-P400-A	4	200	400

La tabla 6 muestra la cantidad de pruebas realizadas al seleccionar el punto de inyección a baja presión.

*Tabla 6. Pruebas HCR-NANO inyección punto de baja presión.*

<b>Experimento</b>	<b>Muestra</b>	<b>Nomenclatura</b>	<b>% vol/vol de formulación química</b>	<b>Temperatura (°F)</b>	<b>Presión (Psia)</b>
13	ERVS-SAM-217	C-0%T140-P200-B	0	140	200
14	ERVS-SAM-218	C-0%-T140-P400-B	0	140	400
15	ERVS-SAM-219	C-0%-T200-P200-B	0	200	200
16	ERVS-SAM-220	C-0%-T200-P400-B	0	200	400
17	ERVS-SAM-221	C-2%T140-P200-B	2	140	200
18	ERVS-SAM-222	C-2%-T140-P400-B	2	140	400
19	ERVS-SAM-223	C-2%-T200-P200-B	2	200	200
20	ERVS-SAM-224	C-2%-T200-P400-B	2	200	400
21	ERVS-SAM-225	C-4%T140-P200-B	4	140	200
22	ERVS-SAM-226	C-4%-T140-P400-B	4	140	400
23	ERVS-SAM-227	C-4%-T200-P200-B	4	200	200
24	ERVS-SAM-228	C-4%-T200-P400-B	4	200	400

Para facilitar el análisis de los resultados se decidió crear una nomenclatura. La letra C indica que el fluido fue cavitado, luego se indica el porcentaje en volumen de la formulación química base surfactante, 0% indica que solo se está cavitando crudo. A continuación, sigue la temperatura T140

indica una temperatura del sistema de 140 °F y T200 indica una temperatura del sistema de 200 °F. Finalmente se indica la presión, P200 indica una presión de sistema de 200 psia y P 400 indica una presión de sistema de 400 psia.

Este diseño de experimentos permitirá evaluar la eficacia de la formulación química base surfactante teniendo en cuenta la cavitación hidrodinámica, así como, los efectos de la presión del sistema, la temperatura del sistema y concentración de la formulación química base surfactante. Comparar los resultados obtenidos mediante la dilución con los resultados obtenidos mediante cavitación hidrodinámica permite verificar la eficiencia de esta novedosa tecnología.

### 3. Análisis de Resultados

Para el análisis de resultados se debe tener en cuenta la viscosidad y densidad °API de los fluidos recibidos en el laboratorio (ver tabla 7). Nuevamente se menciona que el crudo pesado utilizado es procedente de un campo ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y que la solución química base surfactante está compuesta por donantes de hidrógeno de naturaleza polar de tipo aromático y alcoholes alifáticos de bajo peso molecular, además, la base surfactante cuenta con surfactantes no iónicos del tipo alquiló fenoles etoxilados en una concentración entre los 500 y los 1000 ppm y alcanos amidas en una concentración entre los 1200 y los 2000 ppm.

*Tabla 7. Caracterización básica de los fluidos recibidos en el laboratorio.*

Fluido	Tipo	Viscosidad	°API
ERVS-SAM-198	Crudo pesado	9500	12
ERVS-SAM-199	Formulación química base surfactante	55	30
ERVS-SAM-200	Nafta	0,96	54

Para la interpretación de los resultados se recuerda la nomenclatura implementada en el capítulo anterior (ver tabla 8).

*Tabla 8. Nomenclatura implementada*

Método de elaboración de la muestra	Tipo de fluido	% vol/vol	Temperatura (°F)	Presión (psia)	Punto de inyección
<b>D: dilución</b>	S: surfactante	2%	-	-	-
	N: nafta	4%	-	-	-
<b>C: cavitado</b>	-	0%	T140	P200	A: alta presión
	-	2%	T200	P400	B: baja presión
	-	4%	-	-	-

La figura 8 presenta los resultados obtenidos para el diseño experimental preliminar. Es posible observar que el comportamiento de la viscosidad es el deseado. La viscosidad inicial es del 9500 cP. Al aplicar un 4% en volumen de la formulación química base surfactante la viscosidad se reduce en un 40% lo que equivale a una viscosidad de 5657 cP. Al diluir el crudo con un 4% de nafta la viscosidad se reduce a 5458 cP equivalente a un 43%. La viscosidad e la nafta es de 0,96 cP mientras que la viscosidad de la solución química surfactante es 55 cP, lo cual indica que la reducción de viscosidad en los fluidos diluidos se debe a la diferencia de viscosidades entre los diluyentes.

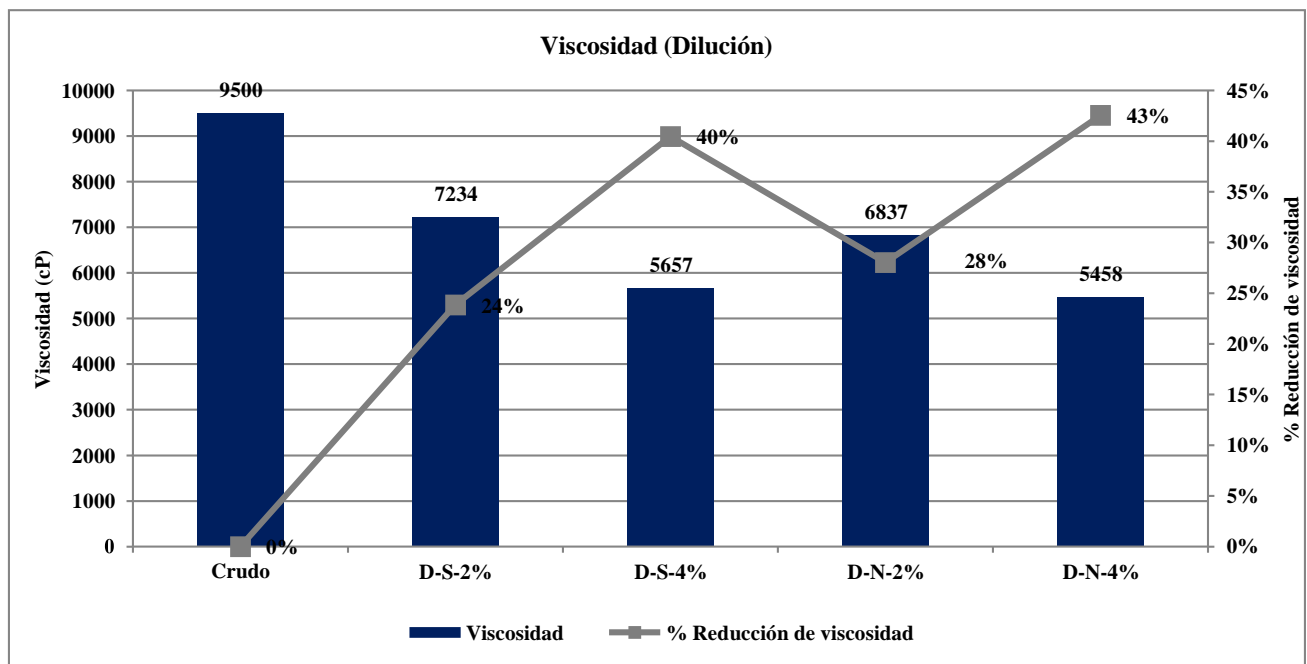


Figura 8. Resultados obtenidos para el diseño experimental preliminar

Las figuras 9, 10 y 11 presentan los resultados del diseño experimental en el cavitador hidrodinámico para cuando el punto de inyección es el de alta presión.

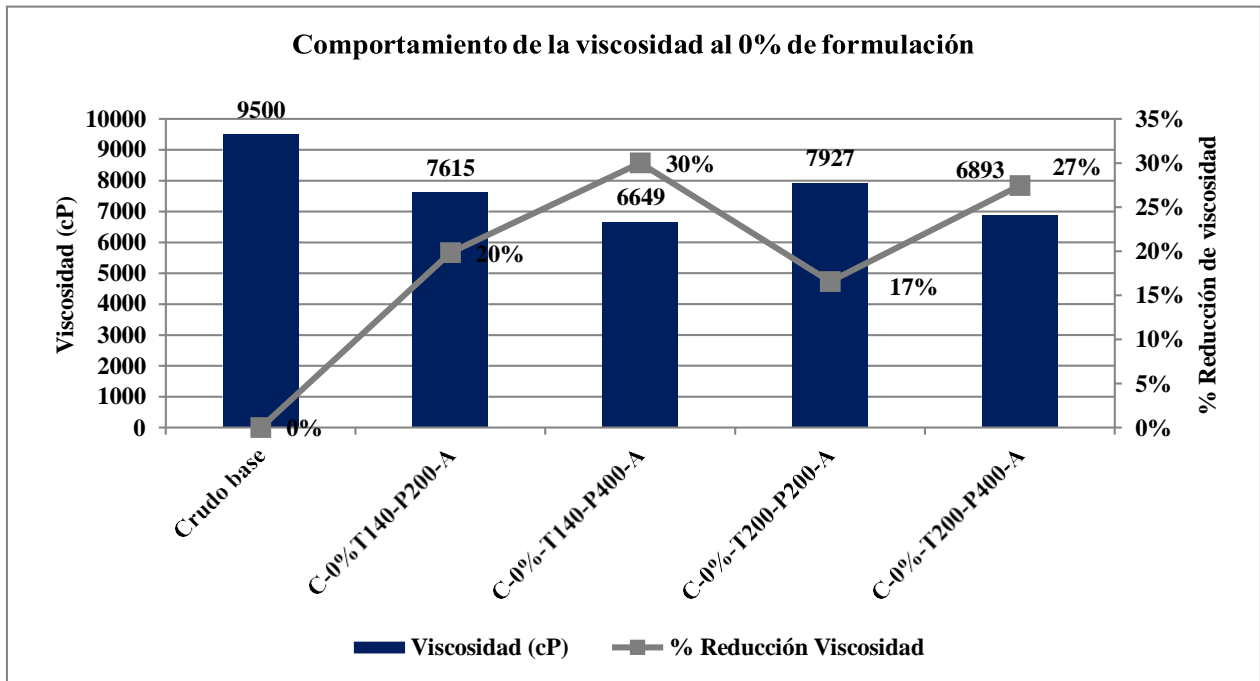


Figura 9. Viscosidad al 0% de formulación para inyección a alta presión.

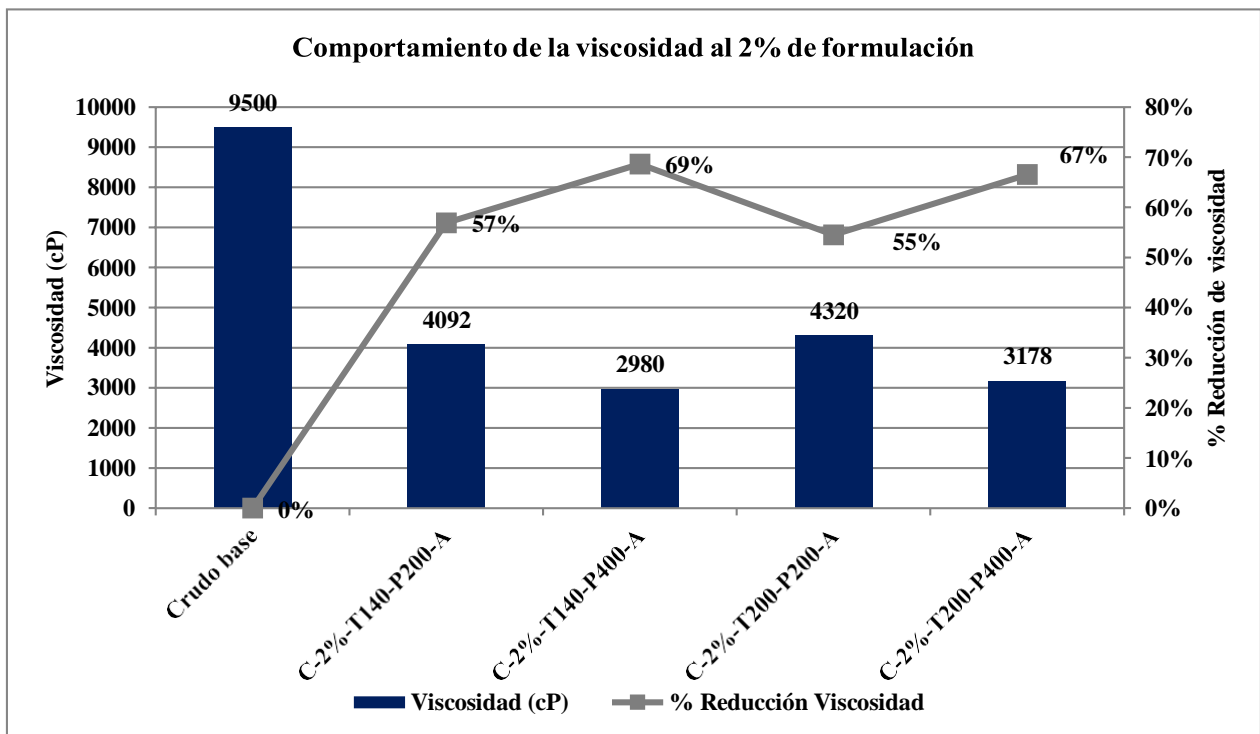


Figura 10. Viscosidad al 2% de formulación para inyección a alta presión.

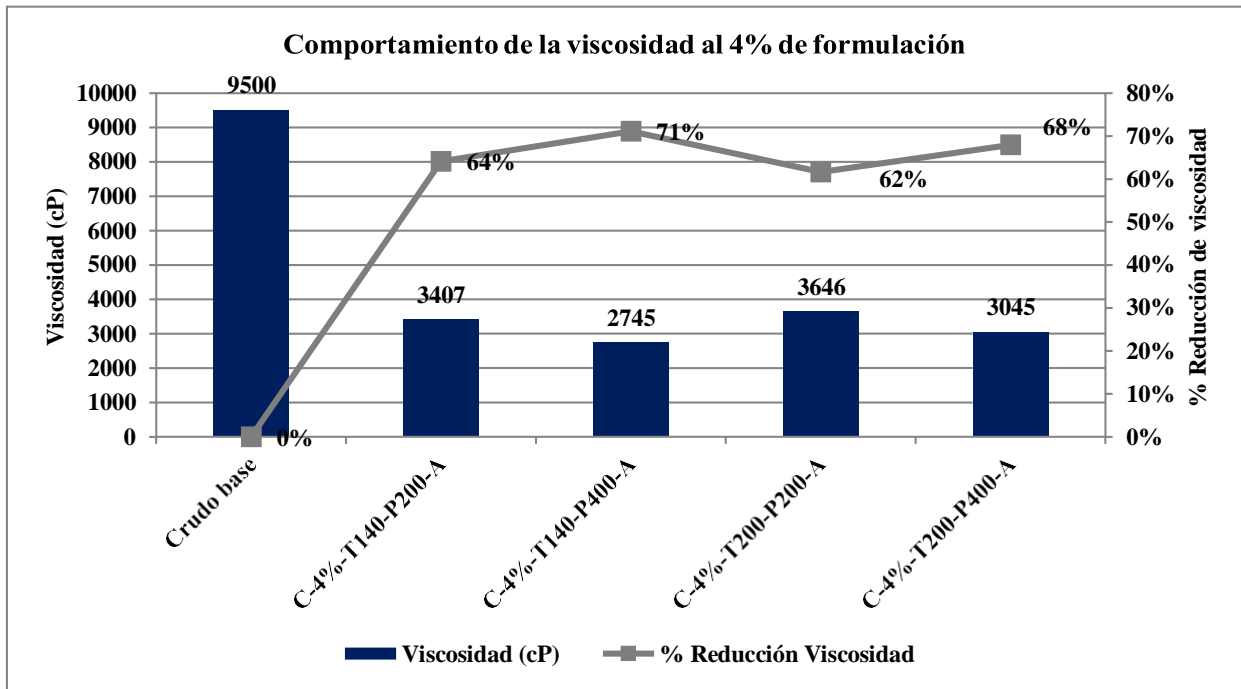


Figura 11. Viscosidad al 4% de formulación para inyección a alta presión.

Para 0% de formulación base surfactante en cavitación hidrodinámica el mejor resultado de reducción de viscosidad se logra al mantener la temperatura en 140 °F y presión del sistema de 400 psia. La viscosidad pasa de 9500 cP a 6649 cP con un porcentaje de reducción de viscosidad del 30%. Para 2% de formulación base surfactante el mejor resultado se obtiene a una temperatura de 140 °F y 400 psia con una viscosidad 2980 cP lo que representa una disminución del 69%. Finalmente, al 4% bajo las mismas condiciones la viscosidad disminuye hasta 2745 cP lo que representa un 71% de reducción de viscosidad. Se puede evidenciar que el aumento de la temperatura al mantener la presión constante causa menor reducción de viscosidad. Al mantener la temperatura constante y aumentar la presión se logra mayor reducción de la viscosidad. Estos comportamientos se mantienen sin importar la concentración de formulación química base surfactante.

Las figuras 12, 13 y 14 presentan los resultados del diseño experimental en el cavitador hidrodinámico para cuando el punto de inyección es de baja presión.

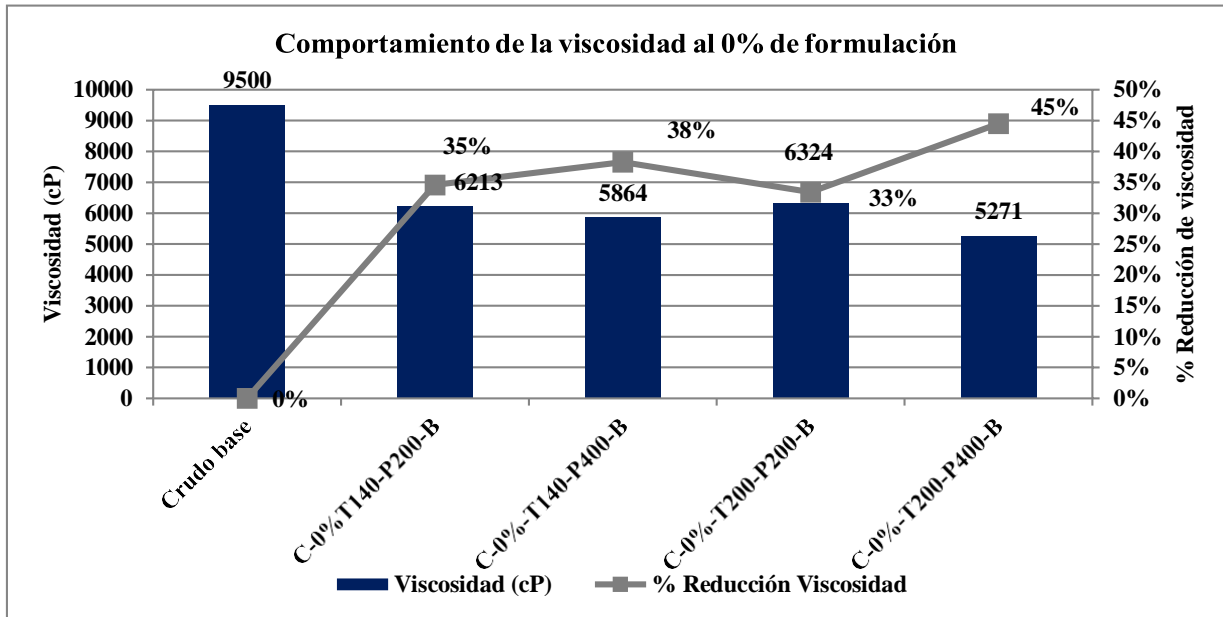


Figura 12. Viscosidad al 0% de formulación para inyección a baja presión.

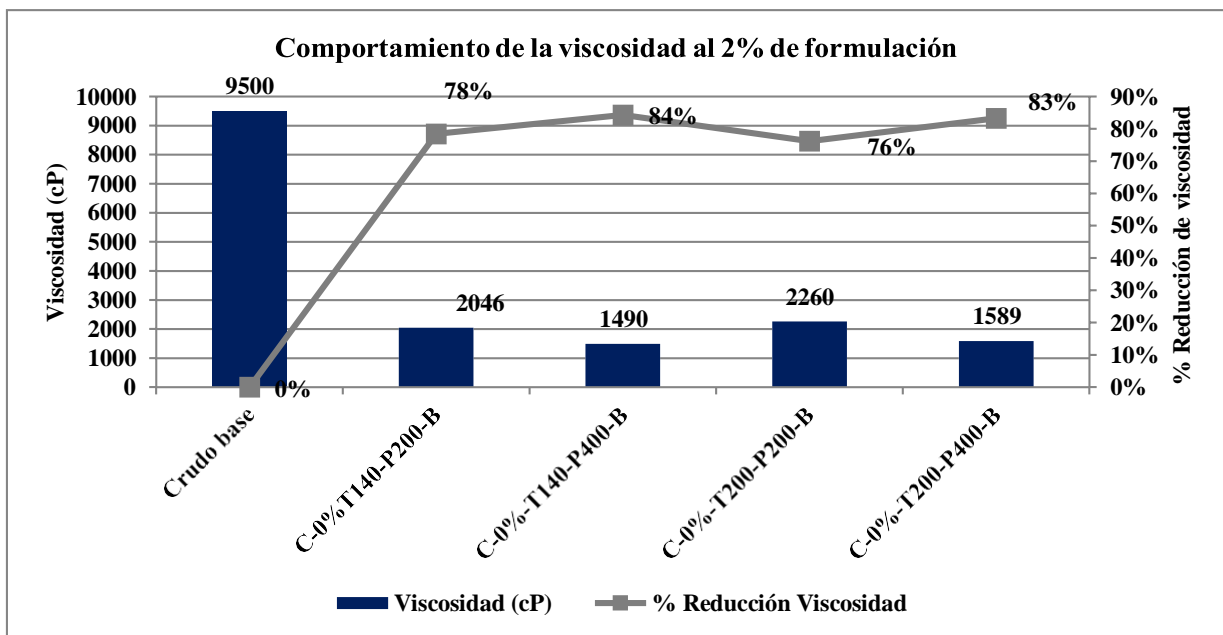


Figura 13. Viscosidad al 2% de formulación para inyección a baja presión.

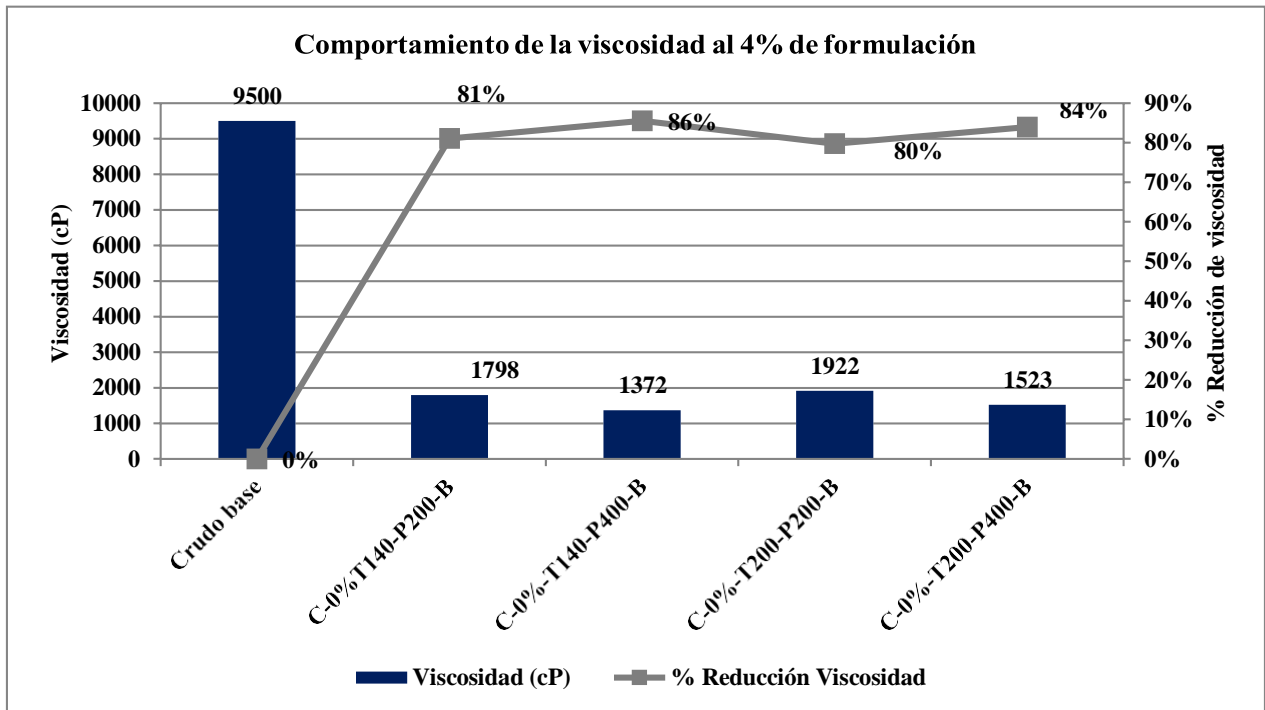


Figura 14. Viscosidad al 4% de formulación para inyección a baja presión.

Para 0% de formulación base surfactante en cavitación hidrodinámica el mejor resultado de reducción de viscosidad se logra al mantener la temperatura en 140 °F y presión del sistema de 400 psia. La viscosidad pasa de 9500 cP a 5864 cP con un porcentaje de reducción de viscosidad del 38%. Para 2% de formulación base surfactante el mejor resultado se obtiene a una temperatura de 140 °F y 400 psia con una viscosidad 1490 cP lo que representa una disminución del 84%. Finalmente, al 4% bajo las mismas condiciones la viscosidad disminuye hasta 1372 cP lo que representa un 86% de reducción de viscosidad. Se puede evidenciar que el aumento de la temperatura al mantener la presión constante causa menor reducción de viscosidad. Al mantener la temperatura constante y aumentar la presión se logra mayor reducción de la viscosidad. Estos comportamientos se mantienen sin importar la concentración de formulación química base surfactante.

En la figura 15 se observan los mejores resultados obtenidos para cada uno de los diseños experimentales.

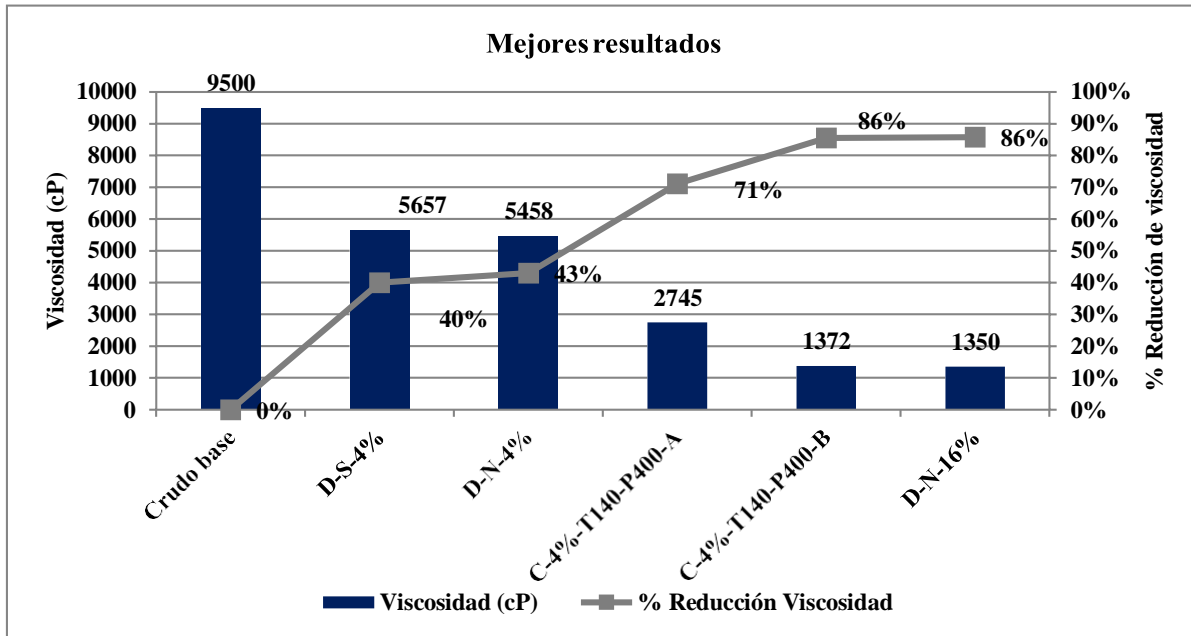


Figura 15. Mejores resultados.

El mejor resultado se obtuvo al cavitatar 4% de la formulación a una temperatura de 140 °F y una presión de 400 psia en el punto de inyección de baja presión. Se evidencia el efecto que tiene la cavitación hidrodinámica en la reducción de viscosidad del crudo pesado. La dilución convencional al mismo porcentaje obtuvo una reducción de viscosidad del 43%. Al comparar los resultados cavitados se evidencia la influencia positiva que tiene el aumento de la presión del sistema. De igual manera se anexa el experimento D-N-16% o ERVS-SAM-229 el cual es la dilución con nafta al 16% en volumen, concentración con la cual se alcanza un resultado similar a la cavitación con 4% de solución base surfactante a 140 °F y 400 psia de presión.

#### 4. Análisis Financiero

El área de oportunidad de este proyecto se encuentra en la sustitución de los métodos convencionales para la reducción de viscosidad. Por tal motivo, se hace necesario realizar un análisis económico que permita comparar la factibilidad económica relacionándola con la dilución con nafta. A continuación, se presentan los análisis de VPN y TIR para la aplicación de la solución base surfactante diseñada para el proceso de cavitación hidrodinámica en campo de crudo con una producción de 1000 Bbl/Día (ver tabla 9).

Las condiciones del fluido y del equipo son.

*Tabla 9. Condiciones operativas y del fluido para operación.*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
<b>Presión de entrada (Psia)</b>	400
<b>Temperatura (°F)</b>	140
<b>Punto de Inyección</b>	Baja presión
<b>Viscosidad del crudo (cP)</b>	9500
<b>°API</b>	12
<b>Concentración de la solución base surfactante</b>	4%
<b>Caudal de crudo (Bbl/Día)</b>	1000

El análisis se realiza para tres escenarios en los cuales la variable a cambiar es el precio de la nafta. Los escenarios se clasifican de acuerdo al precio de la nafta en alto, medio y bajo. Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se indica que en el escenario en el cual el precio de la nafta se encuentra alto el área de oportunidad de Energy Rap Vortex Services aumenta, mientras que al disminuir el precio de la nafta disminuye el área de oportunidad de la compañía al disminuir la TIR y el VPN. Es necesario aclarar que, para realizar la comparación con el consumo de Nafta, durante este proyecto de grado no se realizó dilución con Nafta y el crudo pesado evaluado, la información fue suministrada por ERVS S.A.S (ver tablas 10 y 11).

*Tabla 10. Propiedades básicas de la Nafta.*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
<b>Viscosidad (cP)</b>	0,96
<b>°API</b>	54

*Tabla 11. Porcentaje de Nafta para alcanzar la viscosidad objetivo.*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
<b>Viscosidad ERVS-SAM-198 (cP)</b>	9500
<b>Viscosidad Nafta (cP)</b>	0,96
<b>Porcentaje de Nafta en la dilución (%)</b>	16
<b>Viscosidad de la dilución (cP)</b>	1350

La tabla 11 permite observar que para alcanzar la viscosidad objetivo o acercarse a la viscosidad obtenida mediante el método de cavitación hidrodinámica es necesario un 16% de Nafta en la mezcla. Partiendo de este resultado se realiza el análisis económico en los tres escenarios. Se tiene en cuenta la diferencia entre el porcentaje de formulación química y el porcentaje de dilución con Nafta para calcular el ahorro al utilizar este novedoso método (ver tabla 12).

*Tabla 12. Porcentaje de solución base surfactante y Nafta requeridos.*

<b>Muestra</b>	<b>% Solución química base surfactante</b>	<b>% Nafta</b>	<b>% Diferencia</b>
<b>ERVS-SAM-198</b>	4	16	12

Las condiciones en campo hacen necesario que los requerimientos de energía sean obtenidos mediante un generador diésel. Este factor también se debe de tener en cuenta. Para las condiciones descritas en la evaluación económica se requiere (ver tabla 13):

Tabla 13. Requerimientos bomba de Diesel y precio del diésel

Modelo del Generador	GAMMA 7000/G3450
Arranque	Eléctrico
AUTONOMIA (h)	7
Energía generada (kW)	6,2
Capacidad de combustible	16
Caudal	2,29
Consumo (kW/L)	2,71
Consumo (kWdia/Bbl)	17,97
Diesel requerido (barril)	0,93
Precio diésel (USD)	120,66

Nota: Información suministrada por Energy Rap Vortex Services (ERVS S.A.S)

Con esta información es posible calcular los egresos. Dentro del CAPEX se encuentran los gastos de instalación de la unidad de cavitación hidrodinámica para campo. En el OPEX se encuentran se encuentran gastos como el mantenimiento de las instalaciones, el salario de los profesionales, viáticos, costos de laboratorio, proyectos para la comunidad, supervisión, consumo de diesel, y el costo de aplicar la solución base surfactante. A continuación, se presentan las ecuaciones con las cuales se calculan las utilidades. La ecuación 5 describe el caculo de los egresos. La ecuación 6 describe los ingresos percibidos por el ahorro en Nafta. Y la ecuación 7 permite calcular la utilidad.

$$Egresos = CAPEX + OPEX$$

(Ecuación 5)

$$Ingresos = Producción (Bbl) * \left( \frac{Ahorro (\%)}{100 - Ahorro (\%)} \right) * Precio de la Nafta \left( \frac{USD}{Bbls} \right) * 30(días)$$

(Ecuación 6)

$$Utilidad = (Ingresos - Egresos) * (CAPEX) * (1 - Impuestos) + Participación$$

(Ecuación 7)

Las figuras 16, 17 y 18 presentan la utilidad mes a mes del proyecto.

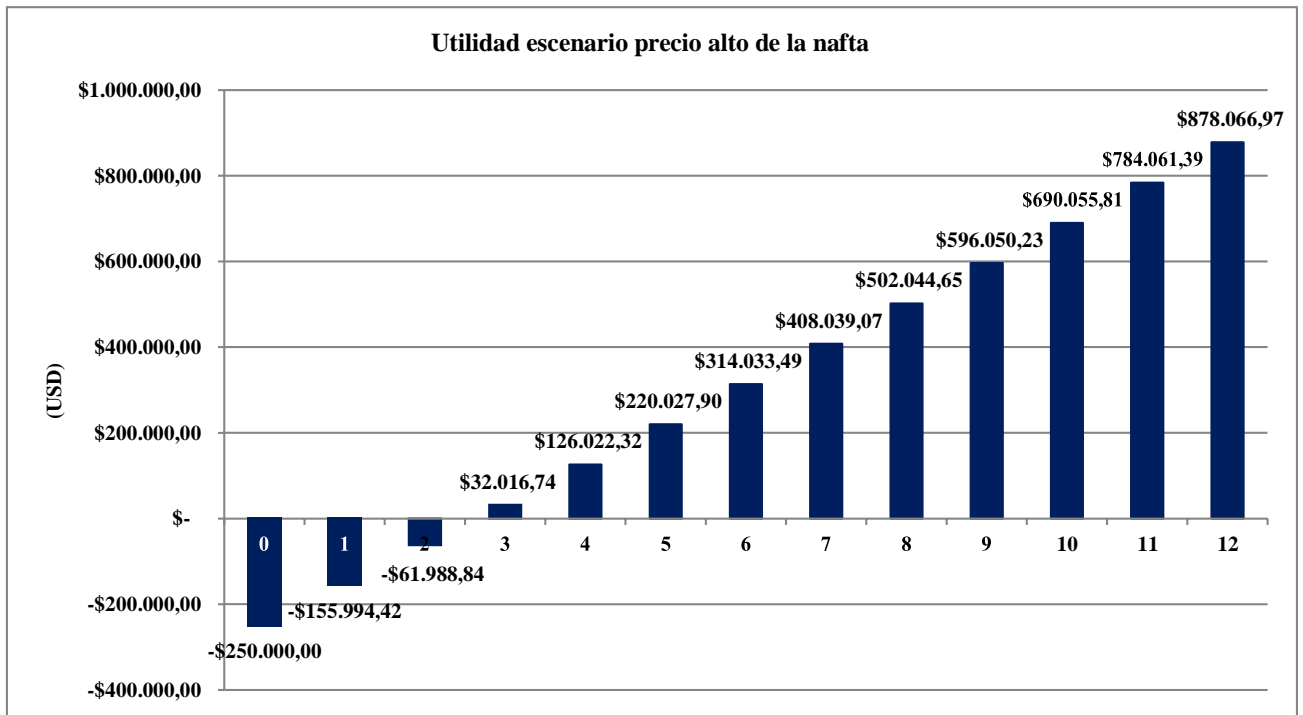


Figura 16. Utilidad escenario precio alto de la nafta.

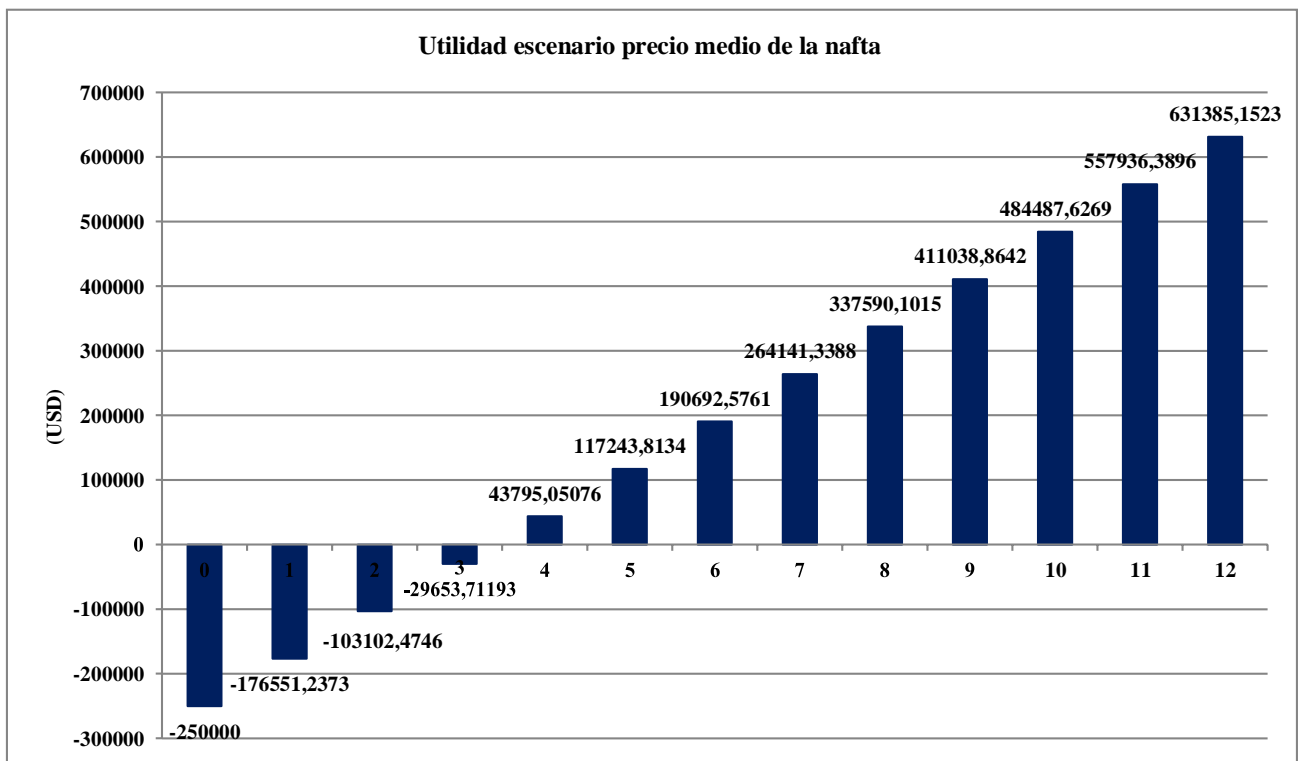


Figura 17. Utilidad escenario precio medio de la nafta.

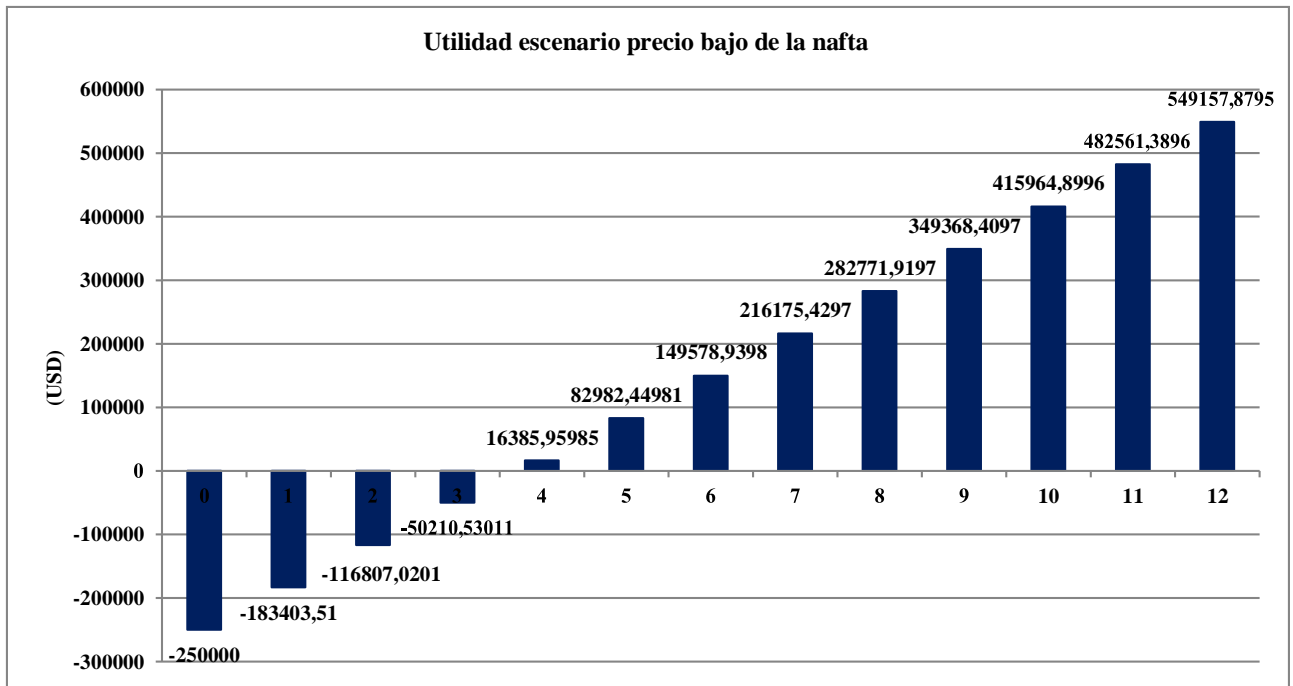


Figura 18. Utilidad escenario precio bajo de la nafta.

En el escenario en el cual el precio de la nafta es alto la recuperación de la inversión ocurre en el mes 3 con 32016 USD. En el escenario en el cual el precio de la nafta es medio la recuperación de la inversión ocurre en el mes 4 con 43795 USD. Finalmente, en el escenario en el cual el precio de la nafta es bajo el retorno de la inversión ocurre en el mes 4 con 16385 UDS.

El valor presente y la tasa de interna de retorno se calcula para una tasa interna de oportunidad del 10%. Con lo cual se obtiene:

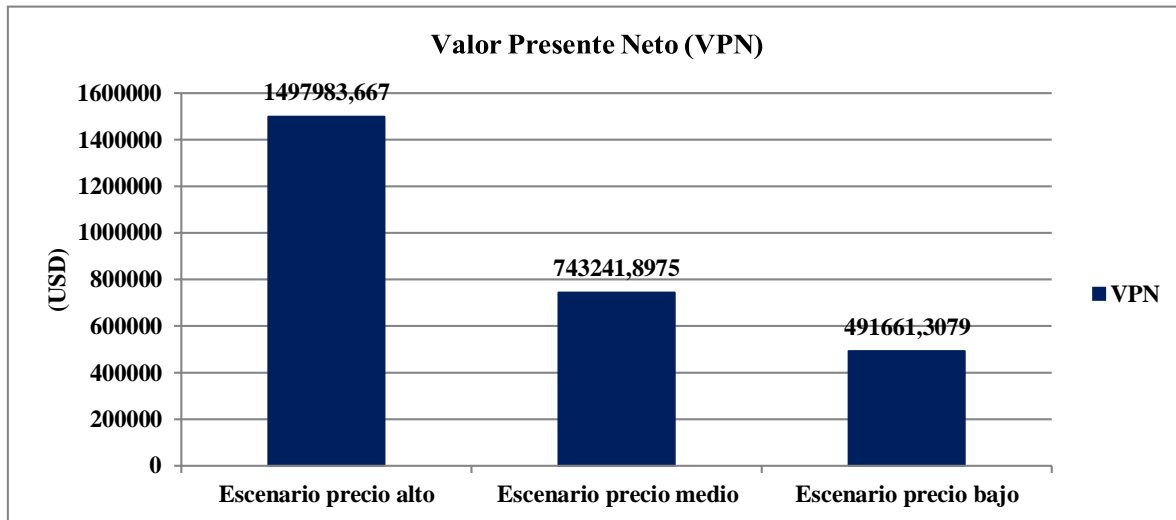


Figura 19. Valor presente neto para tres escenarios.

En la figura 19 se observa el valor presente neto para los tres escenarios. Es evidente que al encontrarse la Nafta a mayor precio el área de oportunidad de Energy Rap Vortex Services es mayor. El precio de la Nafta en el escenario medio es de 62 USD, en el escenario alto es de 77 USD mientras que en el escenario bajo es de 52 USD. En cualquiera de los escenarios existen ganancias para ERVS S.A.S.

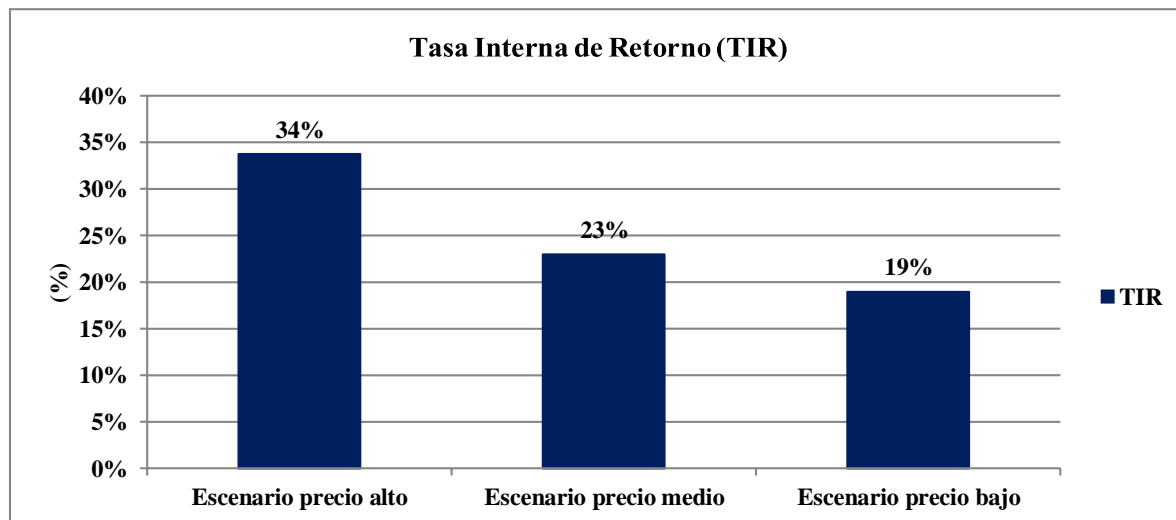


Figura 20. Tasa interna de retorno para los tres escenarios.

El análisis por medio de la tasa interna de retorno (figura 20) no desmiente los resultados obtenidos a partir del cálculo del valor presente neto. En los tres escenarios existe rentabilidad. Para el precio bajo la TIR es del 19%, para el escenario de precio medio la tasa interna de retorno es del 23% y para el escenario en el cual el precio de la nafta es elevado la tasa interna de retorno es del 34%. Por tal motivo se concluye la viabilidad económica de la aplicación de la solución química base surfactante en la tecnología de cavitación hidrodinámica para este proyecto.

## 5. Conclusiones

- Los parámetros evaluados como la temperatura, presión de entrada, concentración de solución base surfactante y el punto de inyección, ciertamente influyen en la disminución de viscosidad.
- El aumento de la temperatura por encima de un punto crítico logra efectos no deseados como la disminución en el porcentaje de reducción de la viscosidad. Por el contrario, el aumento de la presión en las pruebas incidió en una mayor reducción de viscosidad, no se alcanzó el punto en el cual la presión es contraproducente. El aumento del porcentaje de formulación aumentó el porcentaje de reducción de viscosidad. De igual forma, otro parámetro importante fue el punto de inyección, el punto de inyección a baja presión ubicado en una de las entradas del Vortex fue más efectivo en la reducción de viscosidad.
- La evaluación económica permite concluir la posibilidad de implementación de un proyecto de cavitación hidrodinámica aplicando la formulación diseñada por los ingenieros de ERVS S.A.S. En el escenario en el cual el precio de la Nafta es bajo las ganancias para son de 491661 USD, en el escenario intermedio las ganancias son de 743241 USD y en el escenario en el cual la Nafta es costosa se obtiene de ganancias por un año 1497983 USD.

## 6. Recomendaciones

- Evaluar formulaciones químicas base surfactantes de diferente naturaleza (diferente tipo de surfactante y diferente donante de hidrógeno).
- Realizar un análisis estadístico que permita determinar cuál de los parámetros estudiados en ha sido más importante (punto de inyección, presión, porcentaje de formulación y temperatura).
- Realizar un piloto en campo con la formulación química base surfactante implementada en este proyecto.
- Analizar mediante un estudio composicional S.A.R.A la naturaleza del crudo de evaluado antes y después de pasar por el proceso de cavitación hidrodinámica, de esta manera será posible evidenciar las reacciones químicas que ocurren durante el proceso.
- Continuar con la investigación de parámetros que permitan la optimización del proceso de cavitación hidrodinámica.
- Diseñar formulaciones químicas base surfactante con menor costo o producirlas en grandes cantidades de esta manera reducirían costos y se aumentaría la rentabilidad.

**Referencias**

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*, 151, 55-61.

Carvajal, Y & Quintero, D. (2018). Evaluación y selección del surfactante adecuado para la reducción de la viscosidad de un crudo pesado mediante cavitación hidrodinámica (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

Chakma, A., & Berruti, F. (1993). The effects of ultrasonic treatment on the viscosity of Athabasca bitumen and bitumen-solvent mixtures. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 32(05).

Chornet, M., & Chornet, E. (2012). *Process for Treating Heavy Oils*, 2(12)

C. Z. Zhonglin Yang, Shanlong Gu, Pingfang Han, Xiaoping Lu, *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 48, 426 (2013).

Delgado, J. G. (2006). ASFALTENOS composición, agregación, precipitación. Universidad de los Andes, 1-38.

Franc, J. P. (2007). The Rayleigh-Plesset equation: a simple and powerful tool to understand various aspects of cavitation. In *Fluid dynamics of cavitation and cavitating turbopumps* (pp. 1-41). Springer, Vienna.

Gogate, P. R., & Pandit, A. B. (2000). Engineering design methods for cavitation reactors II: hydrodynamic cavitation. *AIChE journal*, 46(8), 1641-1649.

Hart, A. (2014). A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 4(3), 327-336.

Hasan, S. W., Ghannam, M. T., & Esmail, N. (2010). Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. *Fuel*, 89(5), 1095-1100.

Hoshyargar, V., & Ashrafizadeh, S. N. (2013). Optimization of flow parameters of heavy crude oil-in-water emulsions through pipelines. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 52(4), 1600-1611.

Kumar, P. S., Kumar, M. S., & Pandit, A. B. (2000). Experimental quantification of chemical effects of hydrodynamic cavitation. *Chemical Engineering Science*, 55(9), 1633-1639.

Lin, J. R., & Yen, T. F. (1993). An upgrading process through cavitation and surfactant. *Energy & Fuels*, 7(1), 111-118.

Martínez-Palou, R., de Lourdes Mosqueira, M., Zapata-Rendón, B., Mar-Juárez, E., Bernal-Huicochea, C., de la Cruz Clavel-López, J., & Aburto, J. (2011). Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review. *Journal of petroleum science and engineering*, 75(3-4), 274-282.

M. Keswani, S. Raghavan y P. Deymier (2012), Effect of nonionic surfactants on transient cavitation in a megasonic field.

Milton J. Rosen, Joy T. Kunjappu. 2012. Surfactants and interfacial phenomena. Editorial WILEY.

Moholkar, V. S., & Pandit, A. B. (2001). Modeling of hydrodynamic cavitation reactors: a unified approach. *Chemical engineering science*, 56(21-22), 6295-6302

Ozonek, J. (2012). Application of hydrodynamic cavitation in environmental engineering. CRC Press.

Priyanka Kaushik, Ajay Kumar, T. Bhaskar, Y.K. Sharma, Deepak Tandon, H.B. Goyal (2011),  
Ultrasound cavitation technique for upgrading of vacuum residue.

Rana, M. S., Samano, V., Ancheyta, J., & Diaz, J. A. I. (2007). A review of recent advances on  
process technologies for upgrading of heavy oils and residua. *Fuel*, 86(9), 1216-1231.

Rivas, H., Gutierrez, X., Cardenas, A.E., Morales, A., 1998. Natural Surfactant with Amines and  
Ethoxylated Alcohol. US Patent 5792223

Rodriguez, C., 2004. Orimulsion is the Best Way to Monetize the Orinoco's Bitumen.  
<http://proveo.org/orimulsion.pdf> accessed on Sept 28, 2010.

Salager, J. L., Briceño, M. I., & Bracho, C. L. (2001). Heavy hydrocarbon emulsions. Making use  
of the state of the art in formulation engineering. *Encyclopedic handbook of emulsion technology*,  
20, 455-495.

Senthilkumar, P., M. Sivakumar, and A. B. Pandit, "Experimental Quantification of Chemical  
Effects of Hydrodynamic Cavitation," *Chem. Eng. Sci.*, 55 9 , 1633 2000 .

Shah, S. R., Jain, S. V., Patel, R. N., & Lakhera, V. J. (2013). CFD for centrifugal pumps: a review  
of the state-of-the-art. *Procedia Engineering*, 51, 715-720.

Shah, Y. T., Pandit, A. B., & Moholkar, V. S. (2012). *Cavitation reaction engineering*. Springer  
Science & Business Media.

Sou, A., Hosokawa, S., & Tomiyama, A. (2007). Effects of cavitation in a nozzle on liquid jet  
atomization. *International journal of heat and mass transfer*, 50(17-18), 3575-3582.

Sumner, R. J., Hill, K. B., & Shook, C. A. (1998). Pipeline flow of heavy crude oil  
emulsions. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 37(01).

Sun, N., Jing, J., Jiang, H., An, Y., Wu, C., Zheng, S., & Qi, H. (2017). Effects of surfactants and alkalis on the stability of heavy-oil-in-water emulsions. *SPE Journal*, 22(01), 120-129.

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.

Tadros, T. F. (2006). *Applied surfactants: principles and applications*. John Wiley & Sons.

Wyslouzil, B. E., Kessick, M. A., & Masliyah, J. H. (1987). Pipeline flow behaviour of heavy crude oil emulsions. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 65(3), 353-360.

Yaghi, B.M., Al-Bemani, A., 2002. Heavy crude oil viscosity reduction for pipeline transportation. *Energy Source* 24, 93–102.

Yáñez, E., Ramírez, A., Uribe, A., Castillo, E., & Faaij, A. (2018). Unravelling the potential of energy efficiency in the Colombian oil industry. *Journal of cleaner production*, 176, 604-628.

Zaki, N., Butz, T., & Kessel, D. (2001). Rheology, particle size distribution, and asphaltene deposition of viscous asphaltic crude oil-in-water emulsions for pipeline transportation. *Petroleum science and technology*, 19(3-4), 425-435.

Zaki, N.N., 1997. Surfactant stabilized crude oil-in-water emulsions for pipeline transportation of viscous crude oils. *Colloids Surf., A* 125, 19–25

Zamilov, M. F., & Godin, S. (2012). Investigation of hydrodynamic cavitation as a means of natural crude oil and synthetic biofuel upgrading. Quantum Potential Corporation, 1-21.

Zhang, J., Chen, D., Yan, D., Yang, X., & Shen, C. (1991, January). Pipelining of heavy crude oil as oil-in-water emulsions. In *SPE Production Operations Symposium*. Society of Petroleum Engineers.

**Apéndice****Apéndice A**

<b>Propiedad o procedimiento</b>	<b>Protocolo</b>
Medición de densidad °API	ASTM D 287, ASTM D 1298 y ASTM 1250
Medición de viscosidad	Manual de usuario viscosímetro Brookfield DV2T LV y ASTM D7042
Elaboración de diluciones	Protocolo elaborado por ERVS S.A.S
Pruebas en la unidad de cavitación hidrodinámica	Protocolo elaborados por ERVS S.A.S
Toma de muestras en la unidad de cavitación hidrodinámica	Protocolo elaborado por ERVS S.A.S

**Apéndice A**

<b>Nomenclatura</b>	<b>Muestra</b>	<b>Viscosidad</b>	<b>°API</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Recibido</b>
<b>Crudo base</b>	ERVS-SAM-198	9500	12	1 Bbl	20/07/2019
<b>Formulación química</b>	ERVS-SAM-199	55	30	5 galones	20/07/2019
<b>Nafta</b>	ERVS-SAM-200	10	35	5 galones	20/07/2019
<b>D-S-2%</b>	ERVS-SAM-201	7234	12	0,2 galones	20/07/2019
<b>D-S-4%</b>	ERVS-SAM-202	5657	12	0,2 galones	20/07/2019
<b>D-N-2%</b>	ERVS-SAM-203	6837	12	0,2 galones	20/07/2019
<b>D-N-4%</b>	ERVS-SAM-204	5458	12	0,2 galones	20/07/2019
<b>C-0%-T140-P200-A</b>	ERVS-SAM-205	7615	12	1 galón	06/08/2019
<b>C-0%-T140-P400-A</b>	ERVS-SAM-206	6649	12	1 galón	06/08/2019
<b>C-0%-T200-P200-A</b>	ERVS-SAM-207	7927	12	1 galón	06/08/2019
<b>C-0%-T200-P400-A</b>	ERVS-SAM-208	6893	12	1 galón	06/08/2019
<b>C-2%-T140-P200-A</b>	ERVS-SAM-209	4092	12	1 galón	06/08/2019
<b>C-2%-T140-P400-A</b>	ERVS-SAM-210	2980	13	1 galón	06/08/2019
<b>C-2%-T200-P200-A</b>	ERVS-SAM-211	4320	12	1 galón	06/08/2019
<b>C-2%-T200-P400-A</b>	ERVS-SAM-212	3178	14	1 galón	06/08/2019
<b>C-4%-T140-P200-A</b>	ERVS-SAM-213	3407	12	1 galón	13/08/2019
<b>C-4%-T140-P400-A</b>	ERVS-SAM-214	2745	13	1 galón	13/08/2019
<b>C-4%-T200-P200-A</b>	ERVS-SAM-215	3646	13	1 galón	13/08/2019
<b>C-4%-T200-P400-A</b>	ERVS-SAM-216	3045	14	1 galón	13/08/2019
<b>C-0%-T140-P200-B</b>	ERVS-SAM-217	6213	14	1 galón	20/08/2019
<b>C-0%-T140-P400-B</b>	ERVS-SAM-218	5864	14	1 galón	20/08/2019
<b>C-0%-T200-P200-B</b>	ERVS-SAM-219	6324	14	1 galón	20/08/2019
<b>C-0%-T200-P400-B</b>	ERVS-SAM-220	5271	14	1 galón	20/08/2019
<b>C-2%-T140-P200-B</b>	ERVS-SAM-221	2046	14	1 galón	20/08/2019
<b>C-2%-T140-P400-B</b>	ERVS-SAM-222	1490	15	1 galón	20/08/2019
<b>C-2%-T200-P200-B</b>	ERVS-SAM-223	2260	14	1 galón	20/08/2019
<b>C-2%-T200-P400-B</b>	ERVS-SAM-224	1589	15	1 galón	20/08/2019
<b>C-4%-T140-P200-B</b>	ERVS-SAM-225	1798	14	1 galón	27/08/2019
<b>C-4%-T140-P400-B</b>	ERVS-SAM-226	1372	15	1 galón	27/08/2019
<b>C-4%-T200-P200-B</b>	ERVS-SAM-227	1922	14	1 galón	27/08/2019
<b>C-4%-T200-P400-B</b>	ERVS-SAM-228	1523	15	1 galón	27/08/2019
<b>D-N-15%</b>	ERVS-SAM-229	1350	12	0,2 galones	27/08/2019