

**Diseño, Construcción y Modelado de un Sistema Escalado de Cavitación Hidrodinámica,
para el Proceso de Reducción de Viscosidad en Crudos Pesados**

Henry Mauricio Galvis Silva

**Trabajo de Grado Presentado como Requisito para Optar al Título de Magister en
Ingeniería de Hidrocarburos**

**Director:
Hernando Buendía Lombana
Químico
Magister en Administración de Empresas**

**Universidad Industrial De Santander
Facultad de Ingenierías Físico - Químicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos
Bucaramanga
2019**

Dedicatoria

Al TODOPODEROSO, Ingeniero de Ingenieros quien renueva mis fuerzas cada día y me regala su bendición en cada paso que doy; Sin Él nada puedo hacer.

A mis PADRES, Henry y Clara pues soy el fruto sus esfuerzos sumados, de su apoyo incondicional. Mis mejores amigos y concejeros de vida. Los amo con todo mi corazón.

A mis HERMANOS Felipe Paolita y César Luis, pues cada sacrificio ha valido la pena por verlos felices.

A mi FAMILIA de corazón, Odila y César quienes con su amor e incondicionalidad son parte de este gran logro.

A mis compañeros y estudiantes ERVS. Fueron ustedes quienes con sus ganas, alegría y pasión motivaron este proyecto. Orgulloso de haberles conocido y más feliz aún de poder llamarlos Amigos.

A mis Sponsors principales, Javier y Hernando. Gracias por vuestra confianza, y por dejarme guiar este barco de sueños e ilusiones.

*"He peleado la buena batalla, he acabado la carrera, he guardado la fe."
2 Timoteo 4:7*

Agradecimientos

El autor expresa sus más sinceros agradecimientos a:

ERVS por su incondicional y apoyo económico, gestionado por los Lic. Javier Cierco y Guillermo Ancira. Gracias por su voto de confianza, a lo largo de este proceso.

Hernando Buendía. Por sus sabios concejos para desarrollar este trabajo y emprender este camino.

Victor, Sergio, Bayron, Christian y Yeyson. Bendecido de tener los mejores compañeros. Saben que de diferentes maneras estuvieron presentes en este libro.

El equipo de la Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos liderados por el Ph.D. D Emiliano y Mónica. Mil gracias por dejar sus días trabajando en pro de esta loable labor para que muchos consigamos nuestros sueños.

Tabla de contenido

Introducción	14
1. Reducción de Viscosidad en Crudos Pesados	17
1.1 Descripción de los crudos pesados.....	18
1.2 Tecnologías para la reducción de viscosidad en crudos pesados	20
1.2.1 Dilución.....	20
1.2.2 Métodos térmicos.....	20
1.2.3 Emulsificación.....	21
1.2.4 Craqueo.....	21
1.3 Cavitación.....	22
1.3.1 Antecedentes de la cavitación aplicada a hidrocarburos.....	23
1.3.2 Tipos de cavitación.....	25
1.3.3 Tipos de cavitación hidrodinámica.....	26
1.3.4 Parámetros que afectan la cavitación hidrodinámica.....	29
1.3.5 Modelo de cavitación.....	31
1.3.6 Importancia de la aplicación de un donante de hidrógenos en la cavitación hidrodinámica para la reducción de viscosidad en crudos pesados.....	33
2. Escalamiento y Diseño de una Unidad de Cavitación Hidrodinámica	35
2.1 Unidad de cavitación hidrodinámica HRC-200	35
2.1.1 Subsistema de bombeo.....	37
2.1.2 Subsistema de transporte.....	38
2.1.3 Subsistema de almacenamiento.....	38
2.1.4 Subsistema de estimulación.....	39
2.1.5 Subsistema de control y automatización.....	40
2.2 Escalamiento de la unidad HCR-200	42
2.2.1 Técnicas de escalamiento.....	42
2.2.2 Metodología empleada para el escalamiento.....	43
2.3. Análisis de efectos de las fuerzas.....	44
2.3.1 Hipótesis y simplificaciones.....	45
2.3.2 Parámetros de escalamiento.....	45
2.4 Resultados del escalamiento.....	46
2.5 Simulación y validación.....	51

2.6 Construcción del cavitador HCR-NANO.....	52
2.6.1 Subsistema de bombeo..	53
2.6.2 Subsistema de estimulación.....	54
2.6.3 Subsistema de transporte..	54
2.6.4 Subsistema de almacenamiento.	55
2.6.5 Subsistema de control y automatización.	55
2.7 Comparativo entre la unidad HCR-200 y la unidad HCR-NANO.....	55
3. Metodología Experimental. Diseño de Experimento y Análisis de Resultados Obtenidos de las Pruebas en el Prototipo.....	58
3.1 Metodología experimental.....	58
3.2 Procedimientos de laboratorio.....	59
3.2.1 Protocolo para diluciones en laboratorio.	60
3.2.2 Prueba de viscosidad..	61
3.2.3 Prueba e °API..	61
3.3 Procedimiento de pruebas en el cavitador hidrodinámico NANO	61
3.3.1 Procedimientos de muestreo.....	64
3.4 Diseño de experimentos para reproducir el fenómeno de cavitación hidrodinámica	64
3.4.1 Diseño experimental general.	65
3.4.2 Diseño experimental para el crudo F.....	68
3.4.3 Diseño experimental para el crudo G..	71
3.4.4 Diseño experimental crudo H.	74
3.5 Estudio comparativo pruebas de dilución vs pruebas de cavitación hidrodinámica	78
3.5.1 Crudo A	78
3.5.2 Crudo B.....	79
3.5.3 Crudo C.....	80
3.5.4 Crudo D.	81
3.5.5 Crudo E.....	82
3.5.6 Análisis de Varianza Anova.	83
3.5.7 Resultados del análisis estadístico ANOVA..	84
4. Desarrollo del Simulador de Cavitación Hidrodinámica	86
4.1 Procedimiento de funcionamiento del simulador.....	86
4.2 Ecuaciones iniciales de conversión.....	89
4.2.1 Calculo de fracciones por componente y por corriente.	90

4.2.2 Variación de la densidad con respecto a la temperatura 92

4.2.3 Variación de la presión de vapor respecto a la temperatura 92

4.2.4 Densidad. 93

4.3 Modelo de mezclado 94

4.3.1 Reglas de mezclado. 94

4.4 Modelo de cavitación hidrodinámica 97

4.4.1 Número de cavitación y número de Reynolds..... 97

4.4.2 EOS Peng- Robinson..... 98

4.4.3 Relación de equilibrio k_i 99

4.4.4 Modelo de dinámica de la burbuja. 103

La relación ρ - ζ está establecida por la ecuación (91): 103

4.5 Análisis de Resultados. 106

Conclusiones 112

Recomendaciones 114

Referencias..... 115

Anexos 121

Lista de Figuras

Figura 1. Ventana de crudos pesados, extrapesados y bitúmenes..... 18

Figura 2. Efecto de los asfaltenos en la viscosidad..... 19

Figura 3. Efecto de las resinas en la viscosidad..... 19

Figura 4. Estado de las cavidades generadas por la cavitación a lo largo del sistema y su variación de presión..... 23

Figura 5. Esquema de la clasificación de cavitación por tipo y origen..... 25

Figura 6. Cavitación vibratoria..... 27

Figura 7. Cavitación fija..... 27

Figura 8. Cavitación tipo vortex..... 28

Figura 9. Crecimientos de los núcleos de cavitación en cavitación vibratoria..... 28

Figura 10. Ducto de Venturi..... 31

Figura 11. Formación de nuevos compuestos..... 34

Figura 12. Contenedor del reactor de cavitación hidrodinámica HRC-200..... 36

Figura 13. Subsistema de estimulación..... 40

Figura 14. PLC..... 42

Figura 15. Esquema de caudal de flujo para el vortex de la unidad HCR-200..... 47

Figura 16. Representación del radio interno del vortex..... 48

Figura 17. Representación de una rendija en el vortex..... 49

Figura 18. Simulación del comportamiento de la presión en el vortex del reactor HCR-NANO..... 51

Figura 19. Simulación del comportamiento de la temperatura en el vortex del reactor HCR-NANO..... 52

Figura 20. Reactor de cavitación hidrodinámica HCR-NANO..... 53

Figura 21. Comparativo unidad HCR-200 y unidad HCR-NANO..... 56

Figura 22. Esquema de la unidad de cavitación hidrodinámica HCR-200..... 56

Figura 23. Esquema de la unidad de cavitación hidrodinámica HCR-NANO..... 57

Figura 24. Diagrama de la metodología experimental..... 59

Figura 25. Diagrama de Pareto..... 66

Figura 26. Diagrama de Pareto para crudo F..... 68

Figura 27. Grafica de efectos principales para viscosidad del crudo F..... 69

Figura 28. Grafica de interacción para viscosidad del crudo F..... 69

Figura 29. Grafica de contornos de superficie para el crudo F..... 70

Figura 30. Resultados del modelo experimental para crudo F..... 71

Figura 31. Diagrama de Pareto para crudo G..... 72

Figura 32. Grafica de efectos principales para viscosidad de crudo G..... 72

Figura 33. Grafica de interacción para viscosidad de crudo G..... 73

Figura 34. Contornos de la superficie de respuesta para crudo G..... 73

Figura 35. Resultados del modelo experimental para crudo G..... 74

Figura 36. Diagrama de Pareto para crudo H..... 75

Figura 37. Grafica de efectos principales para viscosidad de crudo H..... 75

Figura 38. Grafica de interacción para viscosidad del crudo H. 76

Figura 39. Contornos de la superficie de respuesta para crudo H. 76

Figura 40. Resultados del modelo experimental para crudo H. 77

Figura 41. Resultados para el crudo A. 79

Figura 42. Resultados para el crudo B. 80

Figura 43. Resultados para el crudo C. 81

Figura 44. Resultados para el crudo D. 82

Figura 45. Resultados para el crudo E. 83

Figura 46. Diagrama de flujo general del funcionamiento del simulador. 87

Figura 47. Diagrama de flujo de la etapa de mezclado. 88

Figura 48. Diagrama de flujo de la etapa de cavitación hidrodinámica. 89

Figura 49. Algoritmo para calcular la relación de equilibrio liquido-vapor. 102

Figura 50. Resultados número de cavitación vs número de Reynolds Crudo F - 17,5 °API..... 107

Figura 51. Resultados % reducción de viscosidad vs número de cavitación Crudo F - 17,5 °API 108

Figura 52. Resultados número de cavitación vs número de Reynolds Crudo G - 19,8 °API 109

Figura 53. Resultados % reducción de viscosidad vs número de cavitación Crudo G - 19,8 °API
..... 109

Figura 54. Resultados número de cavitación vs número de Reynolds Crudo H - 14,3 °API..... 110

Figura 55. Resultados % reducción de viscosidad vs número de cavitación Crudo H - 14,3 °API
..... 110

Lista de Tablas

Tabla 1. Análisis de efectos de las fuerzas. 44

Tabla 2. ANSI B16.5-1.998. 54

Tabla 3. Disposición inicial de las válvulas del equipo HCR-NANO. 62

Tabla 4. Variables definidas para el diseño de experimentos 66

Tabla 5. Detalles estadísticos del diseño de experimentos general. 66

Tabla 6. Detalles estadísticos del diseño de experimentos general. 67

Tabla 7. Detalles estadísticos del diseño de experimentos para el crudo F 70

Tabla 8. Detalles estadísticos del diseño de experimentos para el crudo F 70

Tabla 9. Detalles estadísticos del diseño de experimentos para el crudo G 73

Tabla 10. Detalles estadísticos del diseño de experimentos para el crudo H 76

Tabla 11. Detalles estadísticos del diseño de experimentos para el crudo H 77

Tabla 12. °API del crudo A y viscosidad objetivo 78

Tabla 13. °API del crudo B y viscosidad objetivo..... 79

Tabla 14. °API del crudo C y viscosidad objetivo..... 80

Tabla 15. °API del crudo D y viscosidad objetivo 81

Tabla 16. °API del crudo E y viscosidad objetivo 82

Tabla 17. Resultados del análisis de varianza ANOVA para un solo factor 85

Tabla 18. Propiedades del crudo y del donante 106

Tabla 19. Geometría del cavitador 106

Tabla 20. Condiciones de entrada..... 107

Resumen

Título: Diseño, Construcción y Modelado de un Sistema Escalado de Cavitación Hidrodinámica, para el Proceso de Reducción de Viscosidad en Crudos Pesados¹

Autor: Henry Mauricio Galvis Silva **

Palabras Claves: Cavitación hidrodinámica, crudos pesados, reducción de viscosidad, diseño, construcción, prototipo, escalamiento, modelado.

Descripción:

La creciente y constante demanda de energía y derivados del petróleo han venido aumentando paulatinamente durante las últimas décadas, y se prevé que esta tendencia se mantenga. Sin embargo, las reservas de hidrocarburos convencionales continúan disminuyendo, y de los recursos hidrocarburíferos actuales en Colombia, aproximadamente un 70% son crudos pesados. Debido a las propiedades físicas y químicas de estos hidrocarburos pesados, el transporte a través de oleoductos es una tarea compleja. Por lo cual, se hace necesaria la aplicación de métodos costo-efectivos, entre ellos: la dilución, precalentamiento, creación de emulsiones para el transporte, core anular flow y upgrading. La cavitación hidrodinámica, se presenta como una alternativa para la reducción de viscosidad de estos crudos, con mejores resultados y a menores costos que los métodos convencionales.

Durante los últimos años ERVS S.A.S ha trabajado en la optimización de su patente de diseño, construyendo mejores prototipos que generen el fenómeno de cavitación hidrodinámica. Como resultado se desarrollaron su primer equipo a escala de campo (HCR-200) en el 2016, ubicado en el Parque Tecnológico Guatiguará. En el presente trabajo, se despliegan las etapas de diseño y construcción de un prototipo a escala de la unidad HCR-200, el cual permitirá la reducción en los volúmenes de fluidos de trabajo requeridos por prueba; (hasta máximo ocho galones) disminuyendo a su vez los costos de investigación. Para validar tanto su funcionamiento, como la ocurrencia del fenómeno de cavitación hidrodinámica, se realizaron las respectivas pruebas de validación con diferentes crudos pesados colombianos.

Finalmente, se realizó un análisis estadístico para encontrar la diferencia significativa entre la dilución convencional y esta novedosa técnica. Adicionalmente, se construyó un modelo de simulación en una dimensión, con el fin de entender la influencia del fenómeno de cavitación hidrodinámica en la reducción de viscosidad y el comportamiento final del fluido.

¹ Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Hernando Buendía Lombana

Abstract

Title: Design, Construction and Modeling of a Hydrodynamic Cavitation Scaled System, for the Process of Viscosity Reduction in Heavy Crude Oil²

Author: Henry Mauricio Galvis Silva **

Keywords: Hydrodynamic cavitation, heavy crude oil, viscosity reduction, design, construction, prototype scaling up, modeling.

Description

The growing and constant demand for energy and petroleum products have been increasing gradually during the last decades, and this trend is expected to continue. However, the reserves of conventional hydrocarbons continue decreasing, and of the current hydrocarbon resources in Colombia, approximately 70% are heavy oil. Due to the physical and chemical properties of these hydrocarbons, the transport through oil pipeline is a complex task. Therefore, it is necessary to apply economic and efficient methods. Among those that highlight the dilution, pre-heating, creation of emulsions for transport, core annular flow and upgrading. Hydrodynamic Cavitation is presented as an alternative for the reduction of viscosity of these crudes, with better results and lower costs than conventional methods.

During the last years ERVS S.A company, has been working in optimizing its design patent for construction of better prototypes that promote the generation of hydrodynamic cavitation phenomenon. The result was the development of its first field-scale equipment (HCR-200) in 2016, which is located in the Parque Tecnológico Guatiguará. In the present work, the stages of design and construction of a prototype at scale of the HCR-200 unit are deployed, which will allow the reduction in the volumes of work fluid required per test (up to eight gallons maximum) reducing in turn the research costs. In order to validate both its functioning and the occurrence of the hydrodynamic cavitation phenomenon, the respective testing and validation tests were carried out with different Colombian heavy oils.

Finally, a statistical analysis was performed to find the significant difference between conventional dilution and this novel technique; and also, a simulation model in one dimension was built, used to reproduce the behavior of the fluids when applying the hydrodynamic cavitation process.

² Master' tesis

** Faculty of physical- Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Msc.Hernando Buendía Lombana

Introducción

El transporte y exploración de los hidrocarburos pesados es una operación costosa, motivo por el cual el estudio de tecnologías económicas que permitan la producción y explotación de estos de forma más eficiente se ha convertido en foco de desarrollo durante los últimos 20 años (Yang, Zhang, Gu, Han y Lu, 2.013). En Colombia, más del 70% de las reservas de hidrocarburos pertenecen a crudos pesados (Campetrol, 2016 s.f), con una perspectiva en el incremento de reservas de este tipo de crudo, debido a las condiciones del subsuelo colombiano y al agotamiento de los yacimientos de crudo liviano.

El desarrollo de nuevas tecnologías costo efectivas para la reducción de viscosidad y el “upgrading” o mejoramiento de este tipo de crudos es una tarea que se ha venido realizando desde principios de la década de los noventas. Es por esto, que el fenómeno de cavitación hidrodinámica se presenta como una oportunidad en el proceso de reducción de la viscosidad del crudo, con mejores resultados y a menores costos que los métodos convencionales como dilución, craqueo, desasfaltado entre otros.

La cavitación, es definida como la formación de vapor o burbujas de gas en un líquido, y el subsecuente crecimiento y colapso de estas, generando condiciones de muy alta temperatura y presión localizada. (Lesko, 2.004) y (Kaushik *et al*, 2.012). El colapso de estas burbujas puede generar millones de puntos calientes, y esta alta temperatura y presión, pueden crear condiciones en los cuales los enlaces (C-C) carbono-carbono o carbono-heteroátomos pueden romperse, generando radicales libres que pueden reaccionar con otras moléculas (Gogate y Pandit, 2.000). Es importante resaltar que este fenómeno ha sido estudiado por gran cantidad de autores durante los últimos 25 años, donde han evaluado no solo los efectos de la cavitación sobre el crudo pesado,

sino también sobre crudo liviano, residuos de fondos de vacío, asfaltenos, entre otros (Furimsky, 2.007), (Price, Blazina, Smith y Davies, 2015) y (Niazi, Hashemabadi, Razi, 2.014). Generalmente estos experimentos se llevan a cabo con diferentes tipos de aditivos que actúan ya sea como donantes de hidrógenos para evitar reacciones de polimerización, catalizadores para acelerar y optimizar el proceso, o tensoactivos que mejoran la estabilidad de las cavidades para su posterior implosión (Askarian, Vatani, Edalat, 2.017).

Actualmente la compañía ERVS S.A.S ha adquirido una patente para trabajar con esta tecnología, desarrollando su primer equipo a escala de campo (HCR-200), el cual se encuentra en las instalaciones del Parque Tecnológico de Guatiguará. Durante el transcurso del último año, gracias al Convenio Marco de Investigación y Desarrollo firmado con la Universidad Industrial de Santander, se han venido evaluando crudos pesados de diferentes campos colombianos. Sin embargo, el principal inconveniente que presenta esta planta para efectos de investigación radica en la cantidad de volumen requerido por prueba, el cual es de aproximadamente 265 litros. Teniendo en cuenta lo anterior, la optimización del proceso de cavitación hidrodinámica mediante experimentación, para hallar las condiciones operativas óptimas, (presión y temperatura) geometrías internas eficientes (diámetros y longitudes del vortex) y aditivos especiales para cada crudo (surfactantes, diluyentes, catalizadores), será un proceso no solo costoso sino poco eficiente debido a la gran cantidad de volúmenes, residuos y aditivos a manejar. Teniendo en cuenta no solo las causales anteriormente mencionadas, sino también el hecho que cada crudo se comporta de manera diferente y necesita un proceso de experimentación particular, es de gran importancia el planteamiento de una solución que haga el proyecto viable de una manera costo-efectiva.

Por tal motivo, el presente proyecto tiene como objeto el diseño, la construcción y el modelado de un sistema escalado de cavitación hidrodinámica de máximo ocho galones, el cual permita la reducción en los costos operativos para el proceso de reducción de viscosidad en crudos pesados.

A efecto, en el primer capítulo se describirán las tecnologías utilizadas para la reducción de la viscosidad en crudos pesados, así como, el fenómeno de cavitación hidrodinámica y sus antecedentes. En el segundo capítulo se describirá la unidad de cavitación hidrodinámica HCR-200, a partir de la cual se desarrollará un análisis dimensional y modelo de similitud que conlleve al diseño escalado del equipo existente y su posterior construcción. En el tercer capítulo se propondrá un análisis estadístico detallado con diferentes crudos pesados, con el fin de validar la ocurrencia del fenómeno deseado, en el prototipo previamente construido. Finalmente, en el cuarto capítulo se realizará un modelo de simulación en una dimensión, el cual permita entender el comportamiento de la viscosidad una vez los fluidos han sido sometidos al efecto de la cavitación hidrodinámica.

1. Reducción de Viscosidad en Crudos Pesados

La creciente y constante demanda de energía y derivados del petróleo han venido aumentando paulatinamente durante las últimas décadas, y se prevé que esta tendencia se mantenga de acuerdo con la IEA y el World Energy Council entidades las cuales estiman que para el 2030 la demanda de energía se incremente en un 66% y para suplirla los crudos pesados representaran el 15% de este aumento. Sin embargo, las reservas de hidrocarburos convencionales continúan disminuyendo, y de los recursos hidrocarburíferos actuales en el mundo, aproximadamente un 75% son crudos pesados (Statistical Review BP, 2018). Colombia no está exento a este panorama, con reservas del 70% en crudos pesados y perspectiva del incremento de estas (Campetrol, 2016 s.f).

Este tipo de crudos están asociados a problemas durante su producción, por lo que se han aplicado diversas tecnologías dentro de las que se distinguen la producción en frío, inyección de vapor, combustión in situ, VAPEX, SAGD, THAI entre otras (Alboudwarej *et al*, 2.006). Dentro de las tecnologías para la reducción de viscosidad se destacan los métodos térmicos, la orimulsión, la dilución y técnicas de upgrading (Hart, 2.014), donde el principal objetivo de estas tecnologías es lograr alcanzar los requerimientos de transporte por oleoducto, el cual, en términos de viscosidad, en Colombia oscila en un rango entre [300 – 1.200] cSt a 30 °C (Orozco y Barrera, 2012).

En el presente capítulo, se describirán las características de los crudos pesados, las tecnologías más comunes para la reducción de viscosidad y se definirá la cavitación hidrodinámica como técnica para la reducción de viscosidad y upgrading de los crudos pesados.

1.1 Descripción de los crudos pesados.

Son considerados crudos pesados aquellos cuya densidad se encuentra entre los 10 °API y los 20°API y su viscosidad es menor a los 10.000 cP, (Saniere, Henaut y Argillier, 2.004), se han generado por degradación química y están compuestos por metales pesados como Níquel y Vanadio, además contienen azufre, nitrógeno y macromoléculas como los asfaltenos y resinas (Rahmi y Gentzis, 2.006). Estas principales propiedades físicas se observan en la figura 1.

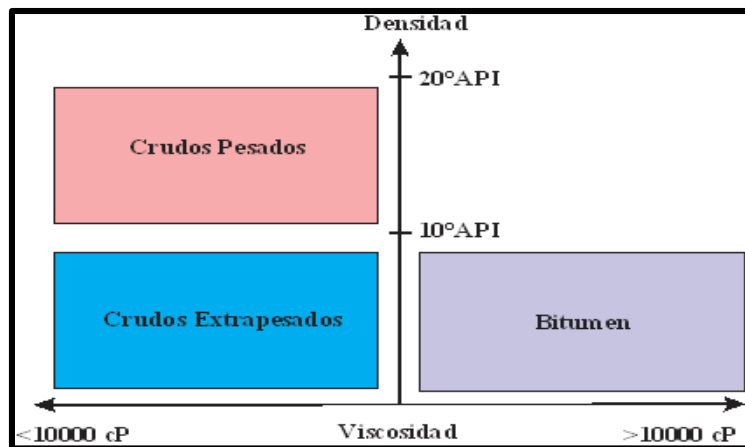


Figura 1. Ventana de crudos pesados, extrapesados y bitúmenes.

Adaptado de Saniere, A., Hénaut, I., & Argillier, J. F. (2.004). Pipeline transportation of heavy oils, a strategic, economic and technological challenge. Oil & Gas Science and Technology, 59(5), 455-466

Dentro de los componentes causantes de la elevada viscosidad de los crudos pesados se distinguen los asfaltenos los cuales se presentan como fracciones pesadas insolubles en n-heptano y se pueden describir como anillos aromáticos policondensados con cadenas alifáticas y heteroátomos, con capacidad de autoasociarse (Saniere *et al.*, 2.004) y (Chakma y Berutti, 1.993).

Para demostrar el efecto que tienen los asfaltenos en la viscosidad de los crudos pesados, diferentes autores (Argillier, et al., 2004) han realizado pruebas con crudos de Venezuela, agregando asfaltenos hasta encontrar concentraciones críticas, por encima de las cuales el sistema se halla en régimen semidiluido y el aumento de viscosidad es abrupto, cómo se observa en la

figura 2. Los autores explican este comportamiento debido a la asociación y a la aglomeración de asfaltenos.

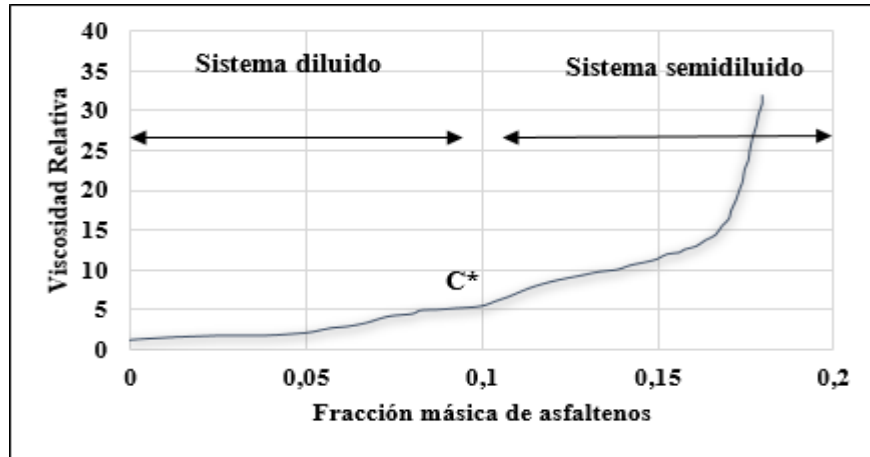


Figura 2. Efecto de los asfaltenos en la viscosidad.

Adaptado de Argillier, J. F., Barre, L., Brucy, F., Dournaux, J. L., Henaut, I., & Bouchard, R. (2001, January). Influence of asphaltenes content and dilution on heavy oil rheology. In SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Society of Petroleum Engineers.

Sin embargo, resaltan el efecto de las resinas en los crudos pesados como estabilizadores ya que estos se encuentran actuando como dispersantes alrededor de las moléculas de asfaltenos. Para comprender el efecto de estas, se desarrolló una prueba que consistió en variar la concentración de resinas con un crudo venezolano y sus resultados se observan en la Figura 3.

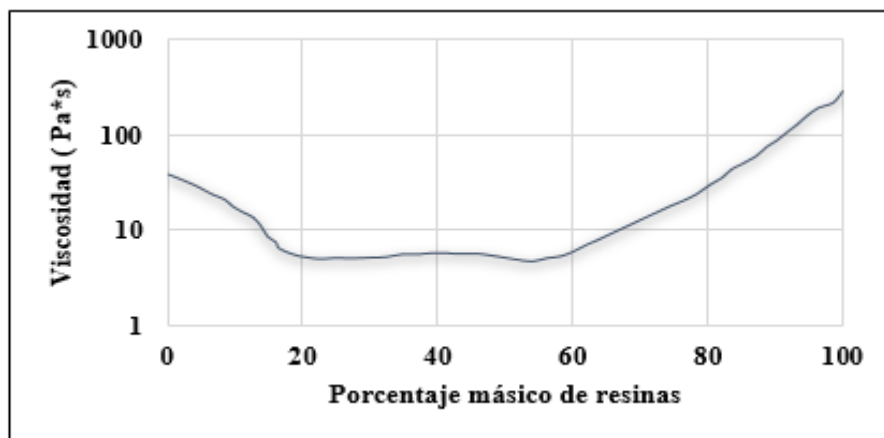


Figura 3. Efecto de las resinas en la viscosidad.

Adaptado de Argillier, J. F., Barre, L., Brucy, F., Dournaux, J. L., Henaut, I., & Bouchard, R. (2001, January). Influence of asphaltenes content and dilution on heavy oil rheology. In SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Society of Petroleum Engineers.

El efecto de las resinas sobre la viscosidad se puede explicar en tres etapas. En la primera etapa la viscosidad del crudo se reduce debido a la función de peptizante que cumplen las resinas; en la segunda etapa este efecto se mantiene sin importar el contenido de resinas en el sistema; y finalmente la viscosidad aumenta debido a la viscosidad intrínseca de las resinas.

1.2 Tecnologías para la reducción de viscosidad en crudos pesados

Existen diversas tecnologías para la reducción de viscosidad, algunas de estas involucran el mejoramiento de una corriente de entrada de crudo, en un producto de mejor especificaciones de venta, aumentando su °API y reduciendo el contenido de contaminantes (Speight, 2015). A continuación se presentan una descripción de las tecnologías más comunes.

1.2.1 Dilución. Se ha implementado desde aproximadamente 1.930. Esta técnica consiste en la adición de un diluyente el cual tiene menor viscosidad y menor densidad. Convencionalmente, se utiliza la Nafta, no obstante, se han realizado pruebas con hidrocarburos livianos como keroseno, gas natural y condensados, así como, derivados hidrocarburos tales como la alcoholes e hidrocarburos aromáticos. Es importante mencionar que algunos diluyentes causan alteración en la química del crudo provocando la floculación de asfaltenos (Hart, 2014) y (Martinez et al., 2011).

1.2.2 Métodos térmicos. Al calentar los crudos pesados se logra aumentar la energía cinética de las moléculas que lo componen destruyendo el orden de las estructuras químicas (Yaghi y Al-Bemani, 2002). Se deben de tener en cuenta posibles problemas de corrosión, deflexiones en la tubería y cálculos de pérdidas de calor (Hart, 2014).

1.2.3 Emulsificación. Las emulsiones causan problemas en los procesos de producción y transporte de hidrocarburos por oleoductos ya que están asociadas a aumento de viscosidad, causan corrosión en las tuberías y son difíciles de romper en los procesos de deshidratación y desalinización. Sin embargo, las emulsiones de crudo en agua pueden llegar a producir reducción en la viscosidad. El proceso más conocido es la orimulsión desarrollado por PDVSA para transportar el bitumen de Cerro Negro, cuando la dilución con gasoil no era factible económicamente. El desarrollo de emulsiones implica el uso de dispersantes, mezcladores con rotores, estatores, sistemas de emulsificación por membranas ultrasónico y homogeneizadores que aplican esfuerzos de cizalla a alta presión (Martinez et al, 2.011).

1.2.4 Craqueo. Inicialmente, la cavitación comenzó a aplicarse para el tratamiento de aguas. Consiste en el rompimiento de moléculas grandes en otras más pequeñas. Dentro de sus variantes se destacan el craqueo térmico, el craqueo catalítico y el hidrocraqueo:

- **Craqueo catalítico:** Es el mecanismo de craqueo más importante y más ampliamente utilizado en los procesos de refinería para convertir hidrocarburos pesados en productos más livianos y valiosos como la gasolina. Originalmente el craqueo era logrado térmicamente, pero el proceso catalítico ha casi remplazado completamente el craqueo térmico debido a que se obtienen productos de mejor calidad. Normalmente para realizar dicho proceso es necesario la utilización de unidades de craqueo y de regeneración; en esta última es donde se realiza el proceso de restablecimiento de las características del agente catalizador (Heinemann, y Spelght, 2.006).
- **Hidrocraqueo:** Es un proceso de dos etapas que combina el craqueo catalítico y la hidrogenación, donde las corrientes más pesadas son craqueadas en presencia de hidrogeno, lo que produce productos más deseables. Este proceso emplea alta presión, alta

temperatura, un catalizador e hidrogeno. El hidrocrqueo es utilizado para corrientes que son difíciles de procesar por otros métodos, como por ejemplo corrientes que se caracterizan por un alto contenido de aromáticos policíclicos y/o altas concentraciones de dos principales contaminantes, sulfuros y compuestos nitrogenados (Hmood, 2.011). Normalmente estas reacciones se llevan a cabo a temperaturas promedio de catálisis entre 290 a 400 [°C] y presiones de entre 83 a 138 [atm]. La circulación de grandes cantidades de hidrogeno con la corriente de entrada previene el excesivo gasto o descomposición del catalizador y permite corridas más largas sin regeneración de los mismos (Gary, Handwerk, y Kaiser, 2.007).

- **Craqueo térmico:** Este proceso fue desarrollado en 1.913, mediante el cual corrientes de hidrocarburo pesadas (cadenas de carbono largas), eran sometidas a condiciones de alta presión y temperatura para ser craqueadas o rotas en moléculas más pequeñas, y así generar gasolina y combustibles destilados. La mayoría de procesos de craqueo térmico requieren de temperaturas de entre 455 [°C] a 540 [°C] y presiones de hasta 68 [atm]. Condiciones utilizadas para romper, reagrupar, o recombinar moléculas de hidrocarburo. Sin embargo este método tiene una desventaja y es la gran cantidad de solidos o coque no deseado que se produce (Heinemann, y Spelght, 2.006).

1.3 Cavitación

Ha sido asociada con problemas operacionales en bombas centrifugas cuando la presión de operación se encuentra por debajo de la presión de vapor del fluido a la temperatura de operación, ocasionando la formación de cavidades las cuales al implosionar causan erosión en el material (Shah, Jain, Patel, y Lakhera, 2.013). No obstante, se ha demostrado que estas tienen suficiente energía generando un ambiente inusual para la formación de reacciones químicas. Esto es posible

gracias a que las cavidades implosionan adiabáticamente creando pequeñas zonas de calor “hot spots” elevando la temperatura del sistema las cuales se disipan en cuestión de nanosegundos (Shah, Pandit y Moholkar, 1.999).

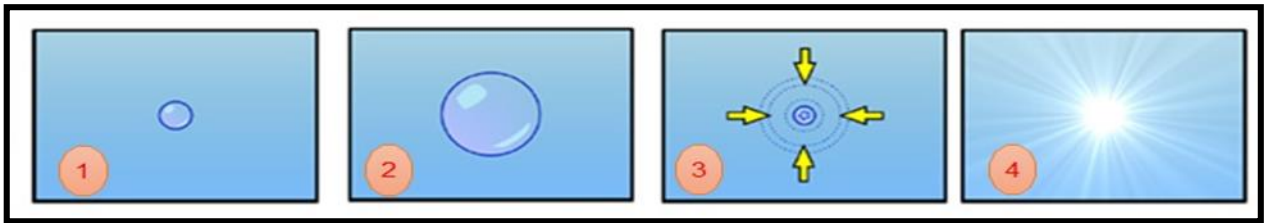


Figura 4. Estado de las cavidades generadas por la cavitación a lo largo del sistema y su variación de presión.
Adaptado de Y. T. Shah, A.B. Pandit, V. S. Moholkar, (1.998). Cavitation Reaction Engineering. Clemson University, South Carolina. University of Bombay, Bombay, India.

En la cavitación se pueden distinguir cuatro etapas, tal y como se observa en la Figura 4. En la primera de ellas la reducción de presión consigue la formación de los núcleos de cavitación los cuales crecen subsecuentemente debido a la presencia de gas dentro de estos, seguido por la implosión de las cavidades las cuales aportan la energía suficiente para la generación de diferente tipo de reacciones químicas.

1.3.1 Antecedentes de la cavitación aplicada a hidrocarburos. Inicialmente, la cavitación comenzó a aplicarse para el tratamiento de aguas residuales (Shah et al, 1.999) y posteriormente, se ha venido aplicando como técnica para la reducción de viscosidad y upgrading de crudos pesados. En esta área de estudio, se distinguen la cavitación ultrasónica y la cavitación hidrodinámica siendo esta última del interés en el presente trabajo.

Hacia principios de los años noventa, Chakma y Berutti, llevaron a cabo diferentes experimentos en los cuales ponían en evidencia la capacidad del tratamiento ultrasónico para reducir la viscosidad de una muestra de bitumen de Athabasca en dos escenarios diferentes. En el primer escenario lograron reducir la viscosidad del bitumen en un 12,7% tras 30 minutos. Al llegar

a los 60 minutos el porcentaje de reducción fue de 12,2% por lo que concluyeron que la viscosidad aumento debido a la vaporización de las fracciones ligeras. El mismo año Lin y Yen, realizaron los primeros experimentos para el mejoramiento de asfalto a temperatura y presión atmosférica mediante el uso de ultrasonido, encontrando que esta técnica era capaz de convertir los asfaltenos en resinas y fracciones más livianas. En su investigación lograron que el 35% de los asfaltenos fuera convertido a resinas y gasoil después de 15 minutos de ultrasonido, a condiciones de presión y temperatura ambiente.

Más adelante Yen, en el año 1.997, estudió el efecto de los surfactantes y de compuestos inorgánicos en el fenómeno de cavitación ultrasónica para dos crudos; una arena de Athabasca de la formación McMurray y un crudo de 18 °API de Monterrey, California. Los resultados fueron satisfactorios, encontrando para el primer crudo un aumento de la gravedad API de 8° a 15° y en el segundo caso, se redujo el contenido de asfaltenos del 29,7% al 15,6%

Continuando con la investigación Dunn y Yen en el 2.001, encontraron que era necesaria la presencia de un donante adecuado de hidrogeno para que las reacciones de craqueo incrementaran, de lo contrario la reacción dominante seria la polimerización y el aumento de la viscosidad del fluido. De igual manera Sawarkar en el año 2.009, estudió el efecto de los 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 con reducciones en contenido de asfaltenos de hasta un 58%.

Yang y colaboradores en el 2.011 lograron reducir la viscosidad, aumentar el porcentaje de livianos, reducir la densidad y reducir el punto de fluidos al tratar un residuo de vacío con tetralina como donante de hidrógeno.

Kaushik y colaboradores en el año 2.012, llevaron a cabo un mejoramiento de residuos de fondo de refinería con y sin surfactante, bajo diferentes tiempos de irradiación y a diferentes diámetros de reactor de ultrasonido. Sus resultados evidenciaron que la cavitación puede ser exitosamente empleada, ya que obtuvieron productos de más bajo punto de ebullición y mayor valor añadido en comparación con cualquier método convencional

Durante las investigaciones dirigidas por Mohen Edalat y sus colaboradores Ali Vatani y Mohammad Askarian en el 2.017 se encontró que utilizando gasolina como donante de hidrogeno en un proceso de cavitación hidrodinámica para crudos pesados, la gravedad API aumentaba en 2,9°, el corte de diésel aumentaba en 6,5% vol., el corte de fracciones pesadas disminuía en un 20% vol. y el contenido de azufre caía en 0,5% peso. Todo esto a condiciones de presión atmosférica y temperatura de 80°C.

1.3.2 Tipos de cavitación. Grosso modo la cavitación se subdivide en dos áreas de estudio, cavitación por tensión y por la incidencia de energía, esta a su vez se subdividen en dos tipos de cavitación cada una, hidrodinámica y ultrasónica (acústica), óptica y molecular (Ozonek, 2.012), respectivamente. En la figura 5 se presenta un esquema en el cual se encuentran clasificados los tipos de cavitación.

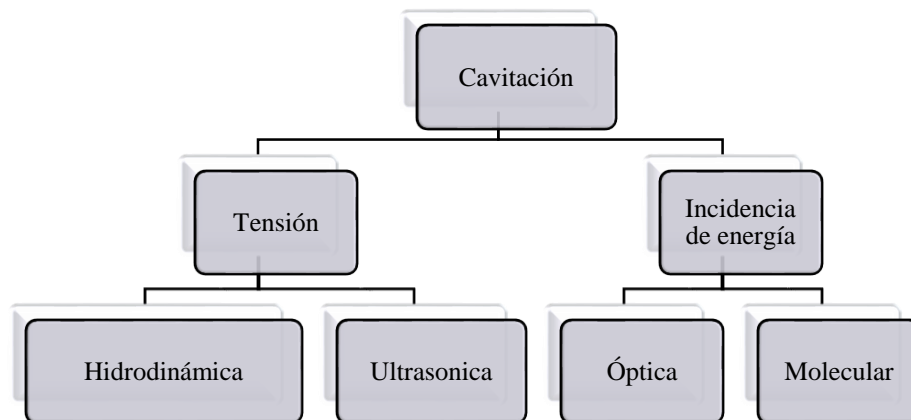


Figura 5. Esquema de la clasificación de cavitación por tipo y origen.

Adaptado de J. Ozunek. (2.012). Application of Hydrodynamic Cavitation in Environmental Engineering. Faculty of Environmental Engineering, Lublin University of Technology, Lublin, Poland.

- **Cavitación óptica:** Los fotones de un rayo de luz energizan suficientemente las moléculas de un fluido de tal manera que se generen burbujas de vapor y se libere gas disuelto.
- **Cavitación molecular:** Simular a la cavitación óptica. En este caso son partículas elementales como por ejemplo los protones las que logran el mismo efecto.
- **Cavitación ultrasónica:** Las pulsaciones energizantes son generadas por ondas ultrasónicas las cuales a su vez hacen vibrar el medio que contiene el fluido. Es necesario que el fluido se encuentre en estado estacionario y debe recircularse para obtener mejores resultados
- **Cavitación hidrodinámica:** Es una tecnología reciente, la cual promete ser económica y efectiva en el mejoramiento de crudos pesados y extrapesados. En este método, la reducción de presión es ocasionada en una corriente de fluido por variaciones en la geometría del sistema, la cual permite la generación de burbujas o cavidades en el flujo de alimento, para su posterior crecimiento y colapso. Dos fenómenos pueden ocurrir simultáneamente, craqueo térmico de las fracciones pesadas del crudo y la formación de radicales libres a partir de moléculas orgánicas e inorgánicas más ligeras (Askarian et al, 2.017).

1.3.3 Tipos de cavitación hidrodinámica. Shah y colaboradores subcategorizaron la cavitación hidrodinámica en cuatro tipos:

- **Cavitación Viajera:** Está compuesta por burbujas transitorias individuales que se forman en el líquido a medida que se expanden, se contraen y luego colapsan. Estas burbujas pueden aparecer en puntos de baja presión en el interior del líquido, en

cualquier límite físico de la tubería, en regiones de alta turbulencia o en el interior del fluido por los vórtices (figura 6).



Figura 6. Cavitación vibratoria.

. Tomado de 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.

- **Cavitación fija:** Se desarrolla luego del origen, en el cual el fluido se separa de los límites físicos, logrando una cavidad fija, casi que estable cómo es posible observar en la figura 7.

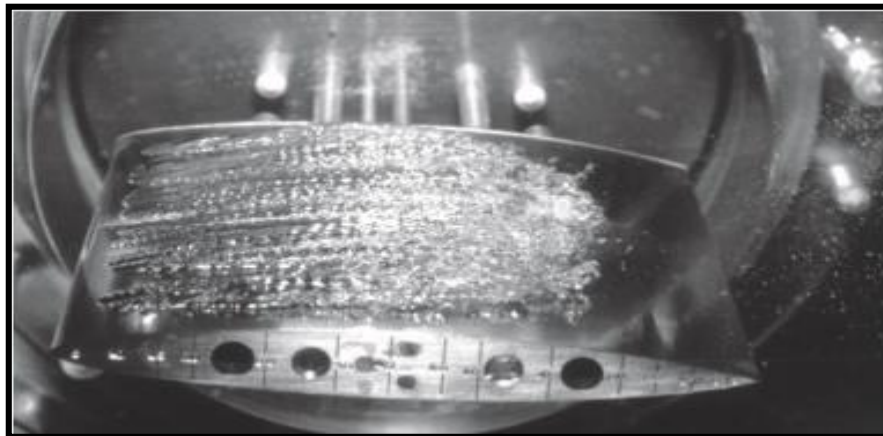


Figura 7. Cavitación fija.

Tomado de 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.

- **Cavitación tipo vortex:** Se puede generar todo tipo de cavitación en esta. Las cavidades se encuentran en el centro de los vórtices que forman zonas de alto corte (figura 8).

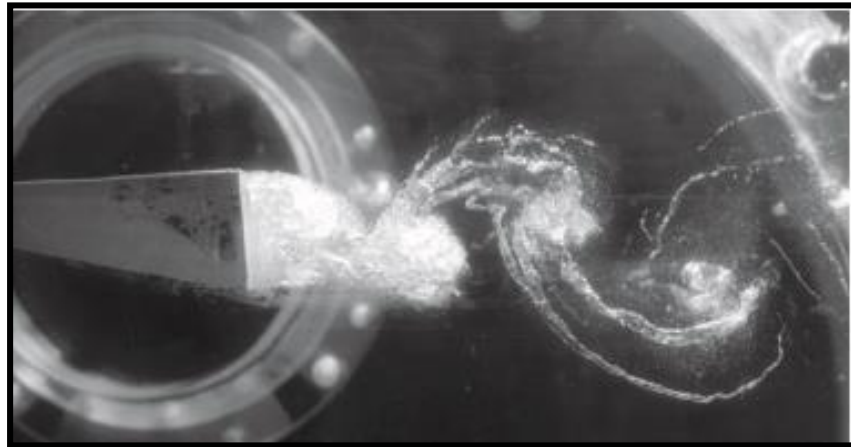


Figura 8. Cavitación tipo vortex.

Tomado de 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.

- **Cavitación vibratoria:** La velocidad del fluido es tan baja que un elemento del líquido es expuesto a muchos ciclos de cavitación en vez de uno solo (figura 9).

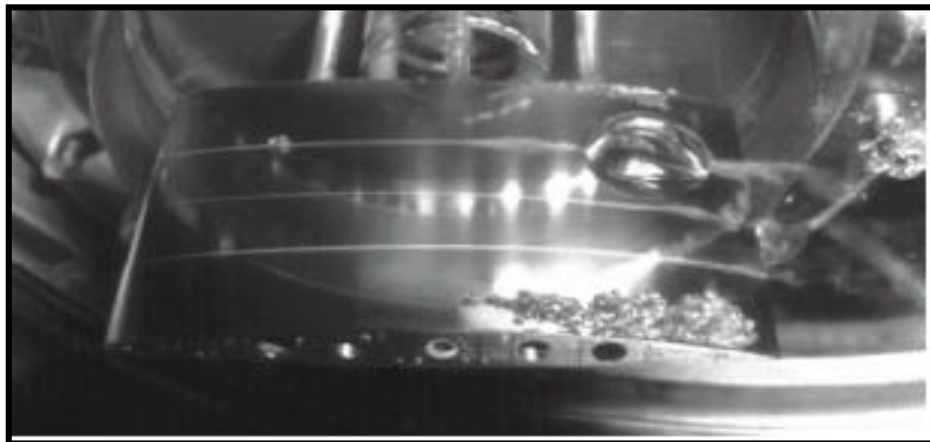


Figura 9. Crecimientos de los núcleos de cavitación en cavitación vibratoria.

Tomado de 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.

1.3.4 Parámetros que afectan la cavitación hidrodinámica. Ozonnek (2.012) distingue tres grupos de factores que determinan la generación de núcleos de cavitación y la energía entregada durante la implosión. El primer grupo consiste en los parámetros que determinan las características estructurales del reactor como las dimensiones, la cámara de flujo y la forma del inductor de cavitación. El segundo grupo incluye propiedades del fluido como lo son la densidad, viscosidad, tensión superficial y el contenido de gases disueltos. Mientras que en el tercer grupo se asocian los parámetros tecnológicos del proceso como lo son el tiempo, y la interdependencia entre la temperatura y la presión del proceso

- **Presión de entrada:** Es necesario calcular un valor óptimo para la presión de entrada ya que de ser muy elevada se puede generar súper-cavitación. Si es muy baja la energía de colapso la burbuja será baja.
- **Temperatura del sistema:** Es necesario encontrar temperaturas óptimas de operación ya que un aumento en la temperatura del sistema disminuye los límites de cavitación aumentando la presión de vapor del fluido. La disminución de la temperatura conllevaría por otra parte a que se aumentarían las velocidades de reacciones generadas tras la implosión.
- **Presión de vapor del fluido:** Una presión de vapor alta hace necesario modificaciones en el sistema para alcanzar a reducir la presión interna lo suficiente, mientras que una presión de vapor demasiado baja representa un riesgo durante las operaciones.
- **Viscosidad y densidad del fluido:** Es más sencillo cavitación fluidos con una menor densidad y menor viscosidad
- **Tensión superficial:** La reducción de la tensión superficial conlleva al aumento del número de Weber el cual es un factor adimensional el cual relaciona la inercia del

fluido. Mayor tensión superficial dificulta la formación de burbujas y que los núcleos de cavitación pasen a través de burbujas de dimensiones finitas.

- **Conductividad térmica y relación politrópica:** La relación politrópica permite calcular la máxima temperatura tras la implosión, mientras que una conductividad térmica elevada conlleva a una disminución en las reacciones ocurridas tras la implosión.
- **Diámetro de constricción:** Si se requieren colapsos intensos los diámetros deben de ser grandes, mientras que, si la intensidad de colapso requerida es baja los diámetros deben de ser inferiores, pero con un gran número de agujeros.
- **Porcentaje de área libre:** Las áreas pequeñas generan mayores intensidades de implosión.

Moholkar y Pandit (2.001) realizan ciertas aclaraciones teniendo en cuenta el tipo de constricción.

- **Ducto Venturi:** Es más eficiente energéticamente. Se aplican para procesos en los cuales las presiones de colapso requeridas se encuentran en el rango de 15-20 bar. Si se desea aumentar la intensidad del colapso recomiendan reducir la longitud del tubo, pero esto podría conllevar al fenómeno de súper-cavitación.
- **Platos de orificios multiperforados:** Es recomendable para procesos más intensos debido a que hay una mayor caída de presión y se recomienda controlar la intensidad de la cavitación variando el número de perforaciones y el diámetro.

1.3.5 Modelo de cavitación. En este fenómeno contrario al de ebullición, el cambio de fase ocurre prácticamente a temperatura constante y es debido a una caída de presión local generada por el flujo mismo

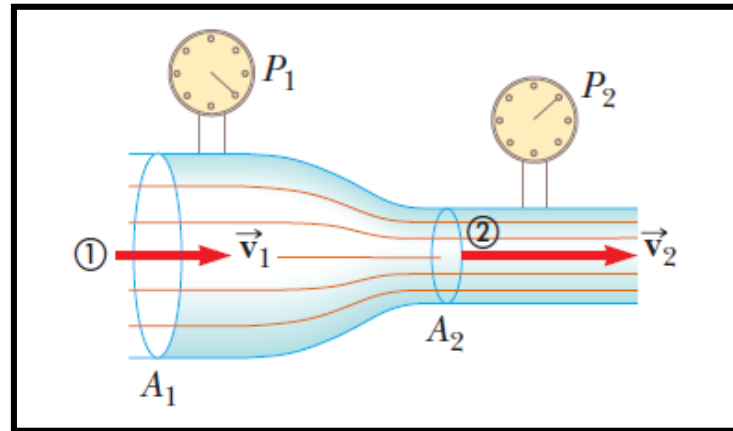


Figura 10. Ducto de Venturi.
 Tomado de: <https://www.fisimat.com.mx/tubo-de-venturi/>

Para tener una idea de cuando se produce este fenómeno, es necesario describir el número de cavitación (ecuación 1). El cual es un parámetro adimensional que relaciona la presión de referencia con la velocidad de flujo y propiedades del fluido como la presión de vapor de este y su densidad. Los valores del número de cavitación van de cero a uno, entre más bajos sean estos indica la ocurrencia del fenómeno (Sou, Hosokawa, Tomiyama, 2.007)

$$\sigma_c = \frac{P_{ref} - P_v}{\rho V^2} \quad (1)$$

Donde: P_{ref} : presión de operación. P_v : presión de vapor del fluido. ρ : densidad del fluido.
 V : velocidad de flujo σ_c : número de cavitación

Un flujo que no experimente el fenómeno de cavitación obtendrá generalmente valores muy grandes de número de cavitación.

Para resolver sistemas con estos fenómenos se utiliza la ecuación de Rayleigh-Plesset (RPE) o versiones similares (ecuación 2) acompañados de la ecuación de continuidad, una ecuación de balance de energía y una ecuación de momento y difusión de la masa para predecir el tiempo de colapso, presión y temperatura de las burbujas. Sin embargo, y a pesar de que es un fenómeno bastante complejo de modelar, algunos investigadores han intentado determinar la eficiencia energética, efectos químicos, radio inicial de burbuja, así como otros fenómenos importantes de la dinámica de burbuja tales como crecimiento y colapso, intensidad final de la cavitación, presión y temperatura de colapso de las burbujas, entre otros (Lesko, 2.004), (Kaushik *et al*, 2.012) y (Gogate *et al*, 2.000)

$$R\bar{R} + \frac{3}{2}\dot{R}^2 = \frac{1}{\rho} \left[\left(P_h + \frac{2\sigma}{Re} - P_v \right) \left(\frac{Re}{R} \right)^{\alpha_c k} - \frac{4\mu\dot{R}}{R} - \frac{2\sigma}{R} - P_h + P_a \right] \quad (2)$$

En esta ecuación, \dot{R} y \bar{R} son la velocidad de la pared de la cavidad a un radio R y la aceleración de la pared respectivamente. k es el índice politrópico del gas, ρ , μ , σ y α_c son la densidad, viscosidad, tensión superficial y conductividad térmica de los fluidos respectivamente. Finalmente P_h y P_a y P_v son la presión hidrostática de la solución, la dependencia del tiempo aplicada a presión hidrodinámica y la presión de vapor de la solución respectivamente. Como forma general para desarrollar el modelado de este fenómeno se debe tomar como principio la ecuación de Rayleigh-Plesset. A pesar de que hay muchas otras ecuaciones que modelan este fenómeno, la mayoría están basadas en esta ecuación. Posteriormente, se debe considerar la mezcla de líquido/vapor como un pseudo-fluido el cual obedece a una ecuación de continuidad (ecuación 3).

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \text{div}(\rho\vec{V}) = 0 \quad (3)$$

Y una ecuación de balance de momento donde una de las más comunes a utilizar es la de Navier-Stokes:

$$\rho \left[\frac{\partial \vec{V}}{\partial t} + (\vec{V} \cdot \mathbf{grad}) \vec{V} \right] = -\mathbf{grad} p + \mu [\Delta \vec{V} + \frac{1}{3} \mathbf{grad}(\mathbf{div} \vec{V})] \quad (4)$$

Donde \vec{V} es la velocidad del pseudo-fluido y ρ es la densidad. El deslizamiento entre el líquido y el vapor (burbujas) es ignorado, por consiguiente, se considera una sola velocidad \vec{V} para la mezcla de los dos fluidos.

Sin embargo, para cerrar el sistema de continuidad y las ecuaciones Navier-Stokes para mezclas de dos fases, es necesario introducir un modelo de cavitación que especifique la tasa de producción de vapor.

Hay muchos modelos de cavitación que pueden ser seleccionados para simular este modelo. Sin embargo, un muy buen modelo numérico debe ser escogido, que sea capaz de trabajar con grandes variaciones de densidad y promueva un resultado óptimo.

1.3.6 Importancia de la aplicación de un donante de hidrógenos en la cavitación hidrodinámica para la reducción de viscosidad en crudos pesados. Dum y Yen en el 2.001 concluyeron que la presencia de un donante de hidrógeno adecuado facilitaría la formación de especies químicas cuyas propiedades físicas reflejan la disminución en la viscosidad y aumento en el °API. Se distinguen dos fenómenos, uno de ellos es el craqueo térmico de las interacciones de Van der Waals y la formación de radicales de enlaces O-H y/o C-H tras la implosión de las cavidades.

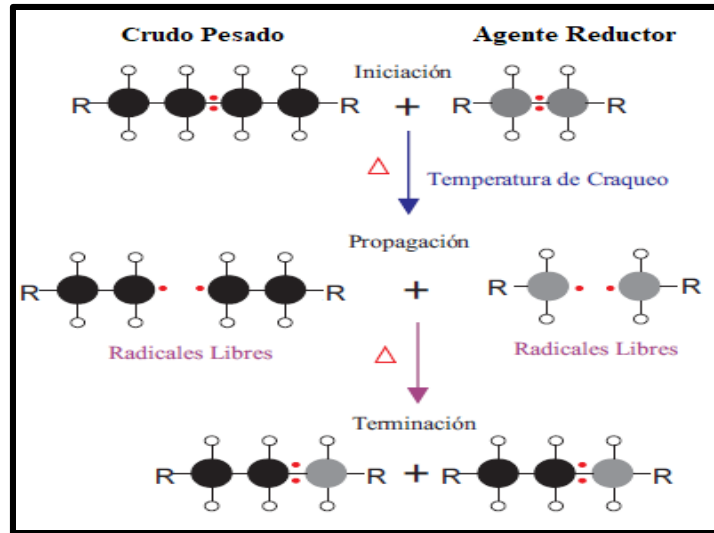


Figura 11. Formación de nuevos compuestos.

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

En la figura 11 se distingue la presencia de un agente reductor o, dicho en otras palabras, un donante de hidrógeno. Su presencia se hace necesaria ya que los radicales libres tienden a asociarse entre ellos en reacciones de polimerización, por lo que para que se formen moléculas de menor peso molecular es necesario saturar de hidrogeno el sistema, impidiendo que los radicales libres reaccionen entre sí.

Para la formación de radicales libres se destacan tres etapas según el mecanismo de Rice (Lin y Yen, 1993). La fase de iniciación se caracteriza por la adición de reactivos radicales sin la generación de reacciones. La segunda fase es la de craqueo térmico en la cual se forman los radicales libres generados por el aumento de la temperatura localizada y finalmente en la fase de terminación se forman reacciones aleatorias en las cuales los radicales libres se combinan mejorando las propiedades fisicoquímicas del crudo (Lin y Yen, 1.993) (Zamilov y Godin, 2.012).

2. Escalamiento y Diseño de una Unidad de Cavitación Hidrodinámica

En este capítulo se describirá el procedimiento llevado a cabo para la construcción del prototipo a escala de una unidad de cavitación hidrodinámica (HCR-NANO) con características similares a las del equipo HCR-200. La importancia, radica en que permitirá comprender a pequeña escala las variables más influyentes dentro del fenómeno de cavitación hidrodinámica para así encontrar concentraciones óptimas de los donantes, catalizadores y/o surfactantes que intervengan en el proceso, así como sus condiciones de operación donde genere un mejor rendimiento. Reduciendo el manejo de hidrocarburo de 90 galones a máximo ocho galones por prueba, permitiendo realizar estudios de forma amigable con el medio ambiente y de manera más costo-eficiente.

Para cumplir los objetivos del presente capítulo, primero, se describirán cada uno de los subsistemas del equipo HRC-200. A partir de la descripción se realizará un análisis mediante el principio de similitud dinámica mediante el cual se obtiene el diseño del reactor vortex-NANO, partiendo de la conservación de los principales fenómenos observados en la cavitación hidrodinámica y de la geometría del reactor del vortex. A partir del diseño geométrico del reactor vortex-nano, se realizó un análisis de esfuerzos para determinar el material óptimo para su construcción, con base a un análisis de los fluidos de trabajo suministrados por nuestros principales clientes.

2.1 Unidad de cavitación hidrodinámica HRC-200

La unidad de cavitación hidrodinámica HCR-200 ha sido diseñada y construida por el equipo de profesionales de Energy Rap Vortex Services S.A.S. (ERVS) con la finalidad de que fuese un equipo portable, de fácil instalación a las líneas de transporte de crudo ubicadas posiblemente en localidades remotas. Las investigaciones desarrolladas en el fenómeno de cavitación

hidrodinámica en crudos pesados, apalancaron el desarrollo y la investigación en torno a este reactor de cavitación. ERVS S.A.S inicio sus operaciones en el año 2.012 con el reactor HCR-90 el cual contaba con una capacidad limitada de tratamiento de crudo. Gracias al esfuerzo mancomunado de ingenieros ERVS e ingenieros UIS se implementaron mejoras al reactor HCR-90 las cuales dieron origen en el año 2.015 al reactor HCR-200 en el cual se realizan pruebas actualmente y cuenta con una capacidad de 6.500 bbl/día. Este encuentra ubicado en el parque tecnológico Guatiguará gracias al convenio marco de investigación y desarrollo UIS-ERVVS firmado en marzo del 2.016. Dentro de las líneas de investigación, se encuentran la reducción de viscosidad, tratamiento de aguas producción y upgrading de crudo. Actualmente el reactor HCR-200 se encuentra certificado y auditado en calidad, salud y seguridad bajo la supervisión de la compañía Bureau Veritas en Normas ISO-9.001, ISO 14.001 y OHSAS 18.001.

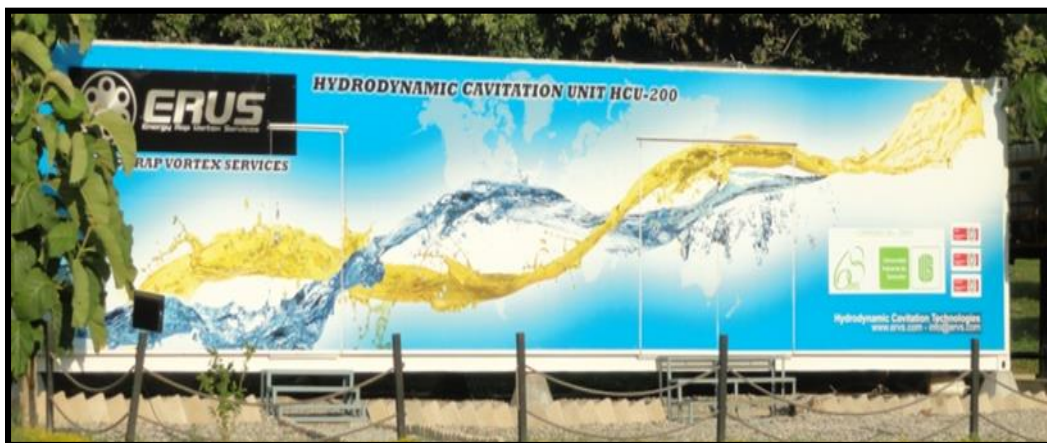


Figura 12. Contenedor del reactor de cavitación hidrodinámica HRC-200.

Fuente: ERVS. S.A.S

El Reactor de Cavitación Hidrodinámica HCR-200 se encuentra dentro de un contenedor de 40 pies de longitud por 7 pies de ancho (figura 12). El equipo está dividido en cinco subsistemas: el subsistema de bombeo, subsistema de transporte, el subsistema de calentamiento, el subsistema de estimulación y finalmente el subsistema de estimulación y automatización. Cada uno de estos

subsistemas cumplen con funciones fundamentales para la operación del equipo. Toda la energía que llega al equipo es suministrada mediante un generador a diésel de 125 KV_a y un panel de distribución de potencia que permite suministrar la energía a los diferentes subsistemas en el contenedor.

2.1.1 Subsistema de bombeo. Es el subsistema encargado de la distribución de la de los fluidos de trabajo, los cuales son suministrados por los clientes, son generalmente crudos medianos y pesados (2.000 cp – 50.000 cp). Los equipos utilizados para el bombeo de fluido de trabajo se dividen por plantas, cada planta consta de un motor reductor, una bomba de desplazamiento positivo y un variador de frecuencia.

- **Planta P-001:** Es la encargada de entregar la principal fuente de presión e inyección de crudo. Está compuesta por una bomba de desplazamiento positivo Blackmer modelo NP3 de paletas la cual puede mover fluidos entre un rango de 5 cP y 8.000 cP. El caudal máximo es de 180 gpm, el diferencial de presión máximo es de 200 psi, la presión de trabajo máximo de 250 psi y la temperatura máxima de operación es de 400 °F. La bomba esta acoplada a un motor eléctrico trifásico de 30 HP mediante una caja reductora de 4 a 1.
- **Planta P-002:** Planta encargada de la inyección de donante en el reactor, la cual cuenta con una bomba triplex de pistones con 40 gpm de caudal máximo, diferencial máximo de trabajo de 200 psi. La presión en la bomba se encuentra regulada por una válvula de alivio tarada a 200 psi y temperatura de operación máxima de 400 °F.
- **Planta P-003:** La función principal de esta planta es la de llevar el fluido de trabajo desde una localización remota hasta el container, esto en caso de realizar operaciones en campo. Cuenta con una bomba de desplazamiento positivo de lobulos, un caudal máximo de 500

gpm, presión diferencial de trabajo máximo de 80 psi, presión máxima de trabajo de 200 psi y temperatura de operación máxima de 400 °F con un motor eléctrico de 50 HP.

2.1.2 Subsistema de transporte. Este subsistema se subdivide en tubería, bridas y válvulas. La tubería es en acero-carbono Schedule 40 y las mangueras son de caucho sintético resistente al crudo con un refuerzo compuesto de un cable helicoidal de acero.

Las dimensiones de la tubería y mangueras varían dependiendo de la zona del reactor. Desde el tanque de almacenamiento hasta el punto de succión de la planta P-003 se cuenta con una manguera de 6 in. Desde el punto de descarga de la planta P-003 hasta el punto de succión de la planta P-001 la tubería es de 6 in y de 3 in. Desde el punto de descarga de la planta P-001 hasta la entrada del reactor y de la salida de este hasta el tanque principal es de 1,5 in. Desde la planta P-002 hasta la succión y entrada de los reactores es de 1,5 in y de la salida del reactor con acoples rápidos. De la descarga de la bomba hasta el medidor de flujo se cuenta con un diámetro de 1 in y desde allí hasta el punto de inyección la tubería es de $\frac{3}{4}$ in.

Las válvulas con las cuales cuenta el reactor son manuales tipo globo de una sola vía y las bridas son ANSI 150.

2.1.3 Subsistema de almacenamiento. En este subsistema de incluyen los tanques de almacenamientos de los cuales está provisto el sistema principal, así como, de los dispositivos que permiten el calentamiento de la corriente de crudo.

- **Bulk Drum:** La capacidad máxima de este tanque es de 1.000 litros. Se utiliza para las pruebas de acondicionamiento en las cuales se chequea que el subsistema de automatización y control, llenado este con agua y va conectado a la planta P-003.

- **Tanque de almacenamiento de donante:** Se encuentra localizado dentro del container y constituye la principal fuente de donante de hidrogeno a la corriente principal. Cuenta con una aforo de 20 galones.
- **Tanque de calentamiento de crudo:** Es un tanque de calentamiento cerrado con una capacidad de 32,5 galones. Cuenta con una resistencia de 3000 watts conectadas a 220 voltios los cuales permiten llevar la temperatura del crudo a máximo 180 °F.

2.1.4 Subsistema de estimulación. Como se ha descrito previamente en el primer capítulo la cavitación hidrodinámica se genera gracias a las variaciones en la geometría del sistema, las cuales ocasionan reducción de la presión por debajo de la presión de vapor del fluido y en consecuencia la formación de cavidades que al implosionar inducen reacciones químicas las cuales se reflejan en los cambios sufridos en las propiedades físicas y químicas del fluido. Estos procesos ocurren en el subsistema de estimulación cuyo equipo principal es el vortex el cual cuenta con dos entradas (figura 13) y una salida. A su vez cuenta con dos zonas, en la primera de ellas se consigue la reducción de presión la cual genera la intensidad suficiente para la formación de las cavidades, y en la segunda zona estas cavidades o burbujas implosionan y promueven las reacciones de craqueo. Es importante resaltar que el vortex encuentra registrado bajo las patentes número 2.310.503, 2.344.356, 2.462.301, 2.304.261 y 2.268.722.



Figura 13. Subsistema de estimulación
Fuente: ERVS. S.A.S.

2.1.5 Subsistema de control y automatización. En este subsistema se agrupan los equipos y dispositivos que permiten la operación de manera automatizada, monitoreando todas las variables operativas durante las pruebas. El sistema de automatización y control, junto con diferentes elementos de barrera tales como sellos corta fuegos, tubería eléctrica IMC, paneles de potencia y control con presión positiva, permiten la operación del equipo HCR-200 en una zona con clasificación clase 1 división 2. La zona clase 1 división 2 describe ambientes operativos en los cuales líquidos o gases volátiles son manipulados, procesados o usados. Normalmente estos líquidos o gases están confinados en contenedores sellados que en caso de ruptura o deterioro podrían contaminar el ambiente con el material peligroso.

Dentro del subsistema de control y automatización se encuentran transmisores de temperatura y presión, medidores de flujo tipo coriolis y desplazamiento positivo, sellos cortafuegos, tubería eléctrica tipo IMC y un sistema de control mediante un PLC Allen Bradley controlado con el software RS Logix 500 y software Factorytalk view.

- **Transmisores de presión y temperatura:** Permiten el monitoreo de las condiciones de presión y temperatura durante el proceso, las cuales son recibidas instantáneamente en la unidad de monitoreo. El transmisor de temperatura es referencia Omnigrand M TR10 con un rango de medición entre los -382°F y 1.112°F . Se cuenta con tres transmisores de presión marca Foxboro con un rango de presión de 1 a 6.000 PSI.
- **Medidor de flujo tipo Coriolis:** Es un medidor Proline Promass 80 el cual permite medir el flujo másico y volumétrico en el sistema. Se encuentra localizado luego del tanque de calentamiento de crudo y antes de la succión del sistema P-001. La información es recibida en la unidad de monitoreo.
- **Medidor de desplazamiento positivo:** Medidor de marca Flomec de 1 in de diámetro con capacidad de lectura entre los 2,6 gpm y los 40 gpm. Hecho de acero inoxidable, resistente a 250°F
- **PLC:** Es el controlador lógico programable la cual cuenta con un sistema de control manual o automático desde la sala de control. Maneja automáticamente las señales de entrada y de salida durante toda la operación de la unidad HCR-200. Además cuenta con parada de emergencia (figura 14).



Figura 14. PLC.
Fuente: ERVS. S.A.S.

- **Sala de control:** Cuenta con los softwares RS Logix 500 y Factorytalk view los cuales permiten monitorear los procesos a la vez que generan los reportes de cada una de las operaciones llevadas a cabo. Se alimenta de cada una de las señales enviadas por los medidores de flujo, temperatura y presión. En caso de peligro inminente se pueden detener las operaciones a distancia. También se cuenta con cámaras de seguridad, detectores de humo y sensores de movimiento.

2.2 Escalamiento de la unidad HCR-200

Es fundamental la existencia de un prototipo del equipo HCR-200 para reproducir los fenómenos ocurridos durante las pruebas a un menor costo y bajo condiciones de logística más favorables. Lo anterior, generará la posibilidad de investigar las diferentes variables del proceso, lo cual se dificulta en el equipo HCR-200 por razones técnicas y económicas.

2.2.1 Técnicas de escalamiento. (Anaya, Durand, y Gutiérrez, 1.999) describen tres técnicas de escalamiento:

- **Fenomenológico:** Se basa en razonamientos teóricos de tipo microscópico.

- **Empírico:** Se postula sin bases teóricas y se espera solamente que los datos ajusten en el intervalo de experimentación.
- **Similitud:** Se obtiene a partir de un análisis de similitud, el cual envuelve en general condiciones de dimensión del modelo, sino que también otras variables físicas (Bridgman, 1.949). Se distingue la similitud geométrica, similitud cinemática, similitud térmica y similitud dinámica.

La técnica de escalamiento seleccionada es la del principio de similitud, haciendo énfasis en la similitud dinámica, teniendo en cuenta que, los principios físicos inherentes a la posibilidad que ocurra cavitación obedecen principalmente a que las condiciones internas del reactor permitan la reducción de presión de un sistema en el cual fluye un fluido y se desea que este alcance la presión de vapor, momento en el cual se forman las burbujas e implosionan generando reacciones en el crudo. La similitud dinámica entonces se encarga de estudiar sistemas de flujo de fluidos con similitud geométrica en los cuales esta técnica permite predecir caídas de presión o consumos de potencia.

2.2.2 Metodología empleada para el escalamiento. La aplicación del principio de similitud se encuentra ligada al análisis dimensional y el teorema π de Buckingham el cual establece que en una relación física se encuentran involucradas n magnitudes físicas y las variables presentes en el caso de estudio se expresan en k cantidades físicas dimensionales, entonces existirán $\pi = n - k$ números adimensionales generados a partir de las variables originales (Palacios, 1.964) y (Alhama y Madrid, 2.012).

Para llevar a cabo el escalamiento se hace necesario seguir el siguiente procedimiento:

1. Plantear una lista de los parámetros físicos o ecuaciones que describen la cavitación hidrodinámica

2. Hacer una lista con las dimensiones primarias para cada uno de los n parámetros.
3. Hacer k igual al número de dimensiones representativas primarias en el problema.
4. Establecer de acuerdo al teorema π de Buckingham la cantidad de números adimensionales.
5. Obtener los parámetros adimensionales.
6. Analizar los efectos de las fuerzas y propiedades del fluido en el fenómeno.
7. Realizar hipótesis y suposiciones y simplificaciones de acuerdo a los fenómenos más importantes a representar en el modelo.
8. Escalar las propiedades.

2.3. Análisis de efectos de las fuerzas

El análisis se realiza con el objetivo de discriminar los parámetros físicos que no son relevantes para el escalamiento del cavitador hidrodinámico (tabla 1).

*Tabla 1.
Análisis de efectos de las fuerzas.*

Fuerza	¿Qué son?	¿Cómo se manifiestan?	Efectos
Viscosidad-cortante	Es la resistencia al flujo de un fluido al pasar por una superficie.	Por el principio de capa limite. Cuando un fluido con una determinada velocidad fluye a través de esta.	Disminución de velocidad del fluido. Caída de presión. Generación de calor
Capilares	Tensión superficial: energía que existe en la superficie de dos fluidos inmiscibles.	Cuando se generan las cavidades de cavitación o burbujas.	Tamaño y patrón de configuración de la nube de cavitación.
Presión	Cociente de una fuerza normal sobre una superficie.	Cuando se presenta un obstáculo en el flujo. Cuando las burbujas generadas en una zona de presión crítica implosionan.	Deformación del material.

2.3.1 Hipótesis y simplificaciones.

- **Fenómeno asociado a cavitación hidrodinámica:** La cavitación solo se genera debido a un cambio en las condiciones del flujo, como una reducción local de la presión.
- **Flujo incompresible:** Se estima el flujo como incompresible y se da la posibilidad a que sea insensible a Reynolds, cuando este indica un flujo turbulento (ya que las fuerzas viscosas son despreciables).
- **Efecto de impurezas:** No se estudia patrones de impurezas disueltas en el líquido o de los materiales que conforman la superficie con el flujo (solo se es asignado un porcentaje típico para que suceda cavitación.)

2.3.2 Parámetros de escalamiento. Mediante el análisis dimensional y el teorema de Buckingham es posible obtener los números adimensionales presentados a continuación

- **Número de Reynolds:** Relaciona las fuerzas inerciales y las fuerzas viscosas del fluido

$$Re = \frac{\rho VL}{\mu} = \frac{VL}{\nu} \quad (5)$$

Donde:

Re: número de Reynolds. ρ : densidad del fluido. *L*: longitud. μ : viscosidad dinámica. ν : viscosidad cinemática.

- **Número de Weber:** Relaciona la fuerza inercial de un fluido y sus fuerzas de tensión superficial cuando se encuentra en más de una fase.

$$We = \frac{\rho V^2 L}{\sigma_s} \quad (6)$$

Donde:

We: número de weber. *V*: velocidad de flujo. *L*: longitud. σ_s : tensión superficial.

- **Número de cavitación:** Relaciona el diferencial de presión entre la presión del sistema y la presión de vapor en un fluido cuando este llega a la presión de vapor con la presión dinámica.

$$Ca = \sigma_c = \frac{P_{ref} - P_v}{\rho V^2} \quad (1)$$

Donde:

Ca : σ_c : número de cavitación. P_{ref} : presión de operación. P_v : presión de vapor. ρ : densidad. V : velocidad de flujo.

De las relaciones adimensionales descritas se resalta los efectos que estos cumplen en la cavitación hidrodinámica. El aumento en el número de Reynolds aumenta el número de cavitación, esto sucede debido al aumento de la velocidad de flujo y la disminución de la viscosidad cinemática, causando una disminución en la capa límite superficial del fluido. El mismo efecto se consigue con el aumento del número de Weber debido al aumento de la velocidad de flujo o disminución del coeficiente de tensión superficial ocasionando la disminución del tamaño de la burbuja y dificultando su formación. (Ozonek, 2.012).

Lo cual traduce en que las fuerzas inerciales son las que dominan el flujo en el cavitador hidrodinámico por lo que el número de cavitación aumenta, y su aumento perjudica la formación de cavitación hidrodinámica.

2.4 Resultados del escalamiento

Son dos los fenómenos físicos causantes del fenómeno de la cavitación en el vortex. El primero de ellos describe la caída de presión debido al aumento en la velocidad angular del fluido describiendo así el efecto Vortex. En el segundo la caída de presión obedece al fenómeno de Venturi, al hacer pasar el fluido de un área mayor a un área menor. Descrito lo anterior, para conservar la cavitación en el equipo escalado, se debe de conservar la vorticidad del fluido, es decir; la misma velocidad

angular al ingresar a las rendijas de cavitación, y adicionalmente se debe conservar la velocidad líneal para que se produzca la caída de presión por efecto Venturi.

De acuerdo a los fenómenos que ocurren durante la cavitación es necesario definir dos zonas características del equipo para el escalamiento del vortex. En la zona 1 las propiedades físicas dominantes son la vorticidad y la conservación de la cantidad de movimiento de los fluidos, mientras que en la zona 2 dominan el caudal de entrada por la rendija por la cual pasa el fluido.

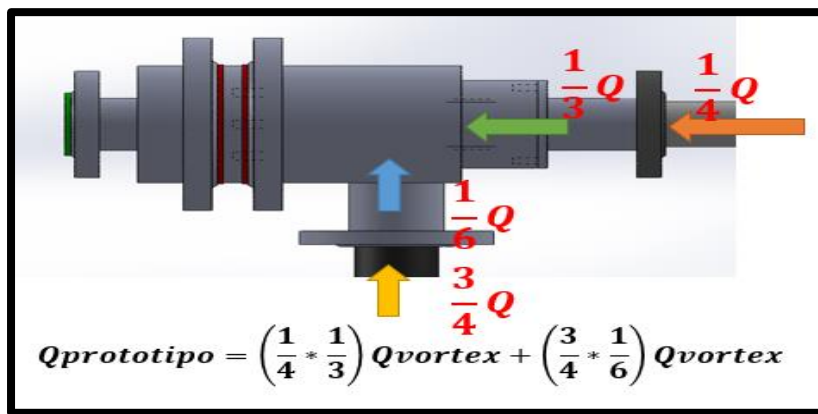


Figura 15. Esquema de caudal de flujo para el vortex de la unidad HCR-200

La figura 15 representa la distribución de los caudales en el vortex de la unidad HCR-200. La unidad cuenta con dos entradas de flujo, en la primera de ellas ingresa un 1/4 del caudal total y en la segunda entrada 3/4 del caudal total. Es necesario enfatizar que el vortex de la unidad NANO solo contara con una sola reducción de área, la cual permitirá reproducir el fenómeno de cavitación hidrodinamica, mientras que este vortex en la entrada superior cuenta con tres reducciones de áreas por lo cual se asume que la velocidad de flujo en el prototipo será tres veces mayor. La segunda suposición se obtiene al calcular el caudal necesario para reproducir el fenómeno en el vortex NANO el cual será de 1/4 del caudal del vortex de la unidad HCR-200, esta relación se obtiene al utilizar las relaciones de caudales de flujo que se encuentran en la figura 15.

- Diseño de la zona 1:** El reactor HCR-200 cuenta con tres secciones de radio r por las cuales se reproduce el fenómeno de vorticidad las cuales en el prototipo serán reducidas (figura 16) a una sola, por tal la velocidad en el prototipo será tres veces mayor (ecuación 7) lo cual se evidencia a partir de la ecuación de cantidad de movimiento (ecuación 8).

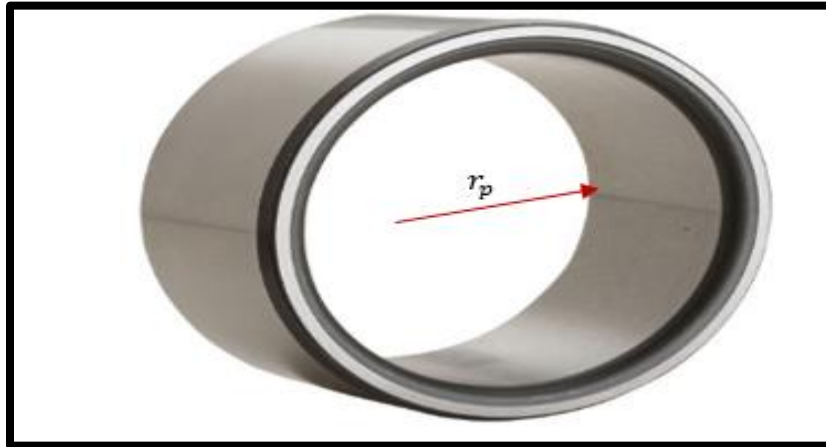


Figura 16. Representación del radio interno del vortex.
Modificado de : www.imged.es

$$V_p = 3V_{200}(7)$$

$$m_p V_p = m_{200} V_{200} (8)$$

Es necesario evidenciar que para cada una de las ecuaciones se utiliza el subíndice p para referirse a las propiedades, dimensiones o condiciones en el vortex del prototipo, mientras que el subíndice 200 hace referencia al reactor HCR-200

El escalamiento de esta sección parte de definir la vorticidad (ecuación 9) como igual tanto en el prototipo como en el reactor HCR-200.

$$Z_p = Z_{200} (9)$$

La vorticidad está definida como dos veces la velocidad angular por lo cual la ecuación 10 se convierte en la ecuación 11:

$$2\omega_p = 2\omega_{200} \quad (10)$$

La velocidad angular es igual (12):

$$V = \omega r \quad (11)$$

Donde V es la velocidad lineal y r es el radio del disco que compone el vortex. Se reemplaza en la ecuación 10 la ecuación 11 obteniendo la ecuación 12:

$$2 \frac{V_p}{r_p} = 2 \frac{V_{200}}{r_{200}} \quad (12)$$

Al introducir la ecuación 7 en la ecuación 12 se obtiene que para conservar el fenómeno de vorticidad es necesario que el radio en el prototipo sea de 1/3 (ecuación 13).

$$r_p = \frac{1}{3} r_{200} \quad (13)$$

- **Diseño de la zona 2:** Se encuentra conformada principalmente por las rendijas causantes de la caída de presión por fenómeno Venturi, en el vortex NANO se cuenta con una sola rendija (figura 17) la cual es hueca y sus dimensiones se encuentran definidas por una longitud (L), un espesor (E) y una altura (Al). El área de la rendija constituida por la longitud y el espesor es la medida la cual se va a escalar.

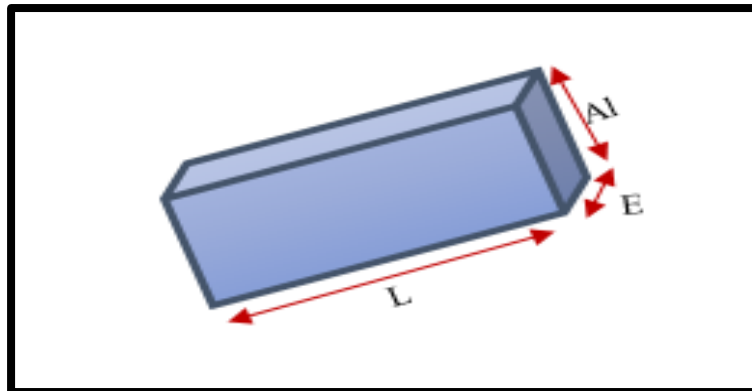


Figura 17. Representación de una rendija en el vortex.

Como condición frontera para el escalamiento el caudal del prototipo será de $\frac{1}{4}$ del caudal del reactor en la unidad HCR-200. La ecuación principal de diseño es la que describe el caudal (ecuación 14).

$$Q = VA \quad (14)$$

La velocidad lineal se encuentra descrita por la ecuación 11 por lo cual la ecuación 14 se transforma en la ecuación 15.

$$\frac{Q}{Ar} = \omega \quad (15)$$

La propiedad que se debe de mantener en el prototipo y en la unidad HCR-200 es la velocidad angular (ecuación 16), esta permitirá conocer las dimensiones del área de las rendijas del disco para el prototipo, teniendo en cuenta que se conocen las propiedades operativas (caudal) y dimensiones de la unidad HCR-200.

$$\frac{Q_p}{A_p r_p} = \frac{Q_{200}}{A_{200} r_{200}} \quad (16)$$

Teniendo en cuenta la condición frontera y al remplazar la ecuación 13 en la ecuación 16 se obtiene la ecuación 17:

$$\frac{\frac{1}{4}Q_p}{A_p(\frac{1}{3}r_p)} = \frac{Q_{200}}{A_{200}r_{200}} \quad (17)$$

Al despejar y eliminar términos semejantes de la ecuación 17 se obtiene la ecuación 18 la cual describe la relación entre áreas para conservar el fenómeno Venturi:

$$A_p = \frac{3}{4}A_{200} \quad (18)$$

Finalmente se obtiene que el área de la rendija del prototipo deberá de ser $\frac{3}{4}$ del área de una rendija de la unidad HCR-200

De la ecuación 7 a la ecuación 18:

V : velocidad m : masa Z : vorticidad ω : velocidad angular r : radio Q : caudal A : área

2.5 Simulación y validación

Se utilizó el entorno informático de Solidworks con el objetivo de confirmar la reproducibilidad del fenómeno de cavitación hidrodinámica tras el diseño del vortex-NANO, en el cual debe ocurrir la caída de presión por dos fenómenos: el fenómeno Venturi y por el fenómeno de la vorticidad.

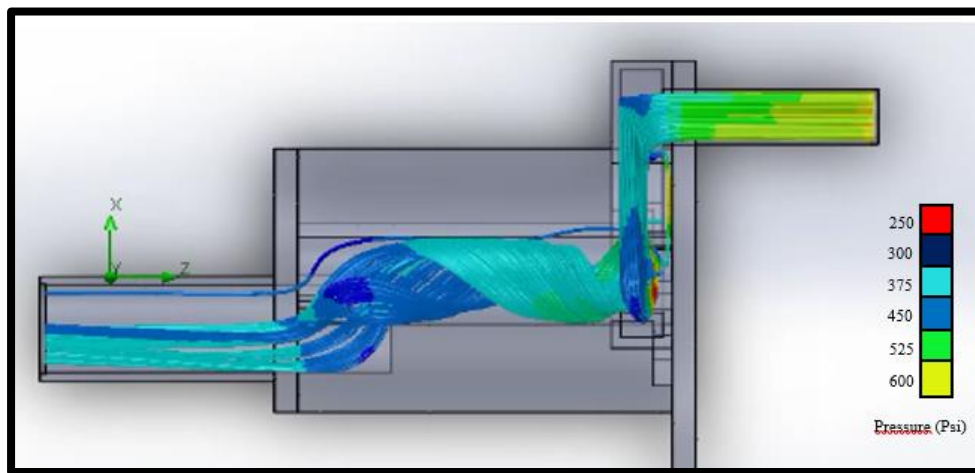


Figura 18. Simulación del comportamiento de la presión en el vortex del reactor HCR-NANO.

La figura 18 representa el comportamiento de la presión del fluido tras entrar en el vortex. Se evidencia que la presión de salida del vortex es de 375 psi y la presión de entrada es de 600 psi por lo que la caída de presión es de 225 psi.

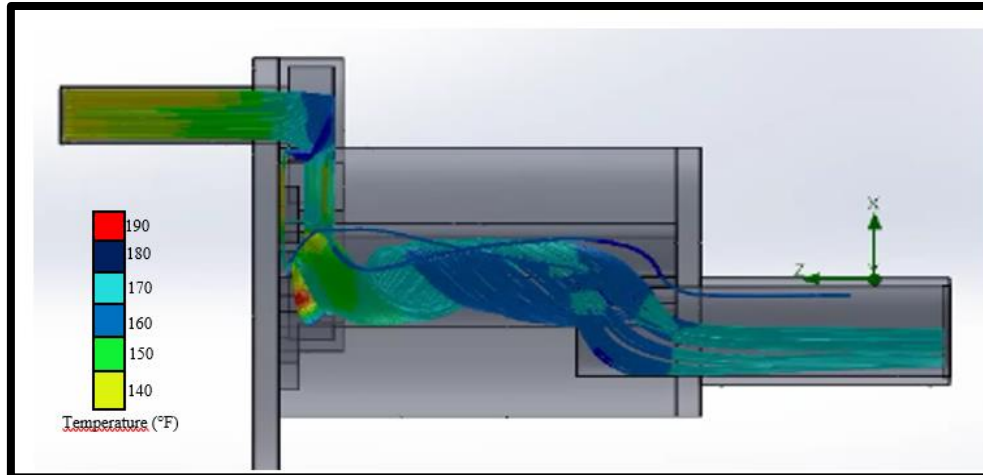


Figura 19. Simulación del comportamiento de la temperatura en el vortex del reactor HCR-NANO.

La figura 18 presenta el cambio de la temperatura del fluido tras ingresar en el vortex. Inicialmente la temperatura es de aproximadamente 140 °F, tras pasar por el vortex la temperatura aumenta hasta 190 °F. El fenómeno de cavitación hidrodinámica describe aumentos de temperatura de por encima de los 932 °F, sin embargo, estos se dan en microsegundos, tras la implosión de las cavidades, razón por la cual no son evidentes en la simulación.

2.6 Construcción del cavitador HCR-NANO

Cada prueba en el reactor HCR-200 realizada tiene un costo que oscila entre los 300 USD – 1.000 USD dentro de los que se incluyen los costos de transporte, de personal y operacionales, mientras que se estimó que una realizar una prueba en la unidad NANO tiene un costo asociado entre los 20 USD y los 100 USD. Además, las pruebas en el reactor HCR-200 requieren de por lo menos cuatro operarios, mientras que la cantidad de personal necesario para operar el reactor HCR-NANO se reduce a dos personas.



Figura 20. Reactor de cavitación hidrodinámica HCR-NANO.
Fuente ERVS.S.A.S

Dentro de los beneficios que trae consigo el prototipo HCR-NANO (figura 20) se destacan: la posibilidad de estudiar el fenómeno de cavitación hidrodinámica a menor costo, variar las condiciones de operación reales e implementar mejoras en el equipo con mayor facilidad. En el diseño y construcción del prototipo se incorporó la inyección del donante a alta y a baja presión lo cual permite un mejor rendimiento alcanzado mayores porcentajes de reducción de viscosidad. El HCR-NANO ofrece la posibilidad de realizar pruebas recirculando el fluido de prueba, en línea o en bypass de acuerdo con la configuración. Finalmente, con el reactor nano se consiguió reducir la cantidad de fluido de trabajo para cada prueba con un requerimiento mínimo de seis galones y máximo de ocho galones.

2.6.1 Subsistema de bombeo. Tras el escalamiento del subsistema de estimulación se contempló la selección de dos bombas. Una de ellas para el transporte de crudo al equipo y otra para la inyección de donante.

- **Planta P-001:** La planta cuenta con una bomba de engranaje con un caudal máximo permisible de 20 GPM, presión máxima de operación de 600 psi y temperatura máxima de

250 °F. Acoplada a un motor eléctrico marca Siemens de 15 HP de 440 voltios sin reductor. El variador es de marca WEG con 20 HP.

- **Planta P-002:** Está compuesta por una bomba de pistones con caudal máximo de 5 GPM, presión de operación máxima de 600 psi y temperatura máxima de 250 °F. Cuenta con un motor trifásico marca Siemens de 10 HP de 440 voltios sin reductor. El variador es de marca WEG con 15 HP.

2.6.2 Subsistema de estimulación. El disco y el panel del vortex de la unidad HCR-200 fue escalado en un solo disco. En la sección 2.3.4 es posible observar el procedimiento. Manteniendo la misma geometría se obtuvo que para conservar los fenómenos el radio debe de ser 1/3 menor al de la unidad HCR-200, mientras que el área de la rendija debe de ser 3/4 menor que el área de las rendijas del HCR-200. A este diseño se le incluyó una mejora la cual consiste en la capacidad de inyección de donante directamente en el punto de alta presión.

2.6.3 Subsistema de transporte. Se cuenta con un sistema de conformado por siete válvulas tipo bola las cuales permiten el flujo en el sistema, y dos válvulas más en los puntos de inyección de donante las cuales están ubicadas para evitar el contraflujo. La tubería es acero-carbono Schedule 40 diseñadas con diámetros que van desde 1 in hasta 1,5 in. El reactor se encuentra bridado con ANSI 300 de acuerdo con el estándar ANSI B16.5-1.998 (tabla 2).

Tabla 2.
ANSI B16.5-1.998.

		Presión máxima permisible (psig)					
		Presión (lb)					
ANSI		150	300	400	600	900	1.500
Temperatura(°F) -20 a 100		Prueba de presión hidrostática (psig)					
		450	1.125	1.500	2.225	3.350	5.575
		290	750	1.000	1.500	2.250	3.750
	200	260	750	1.000	1.500	2.250	3.750
	300	230	730	970	1.455	2.185	3.640
	400	200	705	940	1.405	2.110	3.520

500	170	665	885	1.330	1.995	3.325
-----	-----	-----	-----	-------	-------	-------

2.6.4 Subsistema de almacenamiento. Este subsistema cuenta con dos tanques cada uno con una capacidad de 10 galones. Uno de ellos cuenta con una resistencia de 3.000 watts conectadas a 220 voltios los cuales permiten llevar la temperatura del crudo a máximo 180 °F.

2.6.5 Subsistema de control y automatización. El sistema de control y seguridad del reactor HCR-NANO consta de válvulas de seguridad configuradas a 500 psi. Estas permiten controlar las altas presiones en el sistema.

2.7 Comparativo entre la unidad HCR-200 y la unidad HCR-NANO

A continuación se presenta el contraste entre las unidades HCR-200 (izquierda de la figura 20) y la unidad HCR-NANO (derecha de la figura 21). La unidad HCR-200 es un equipo mucho más robusto que para su funcionamiento requiere de 90 galones de fluido de trabajo, la presión máxima de operación es de 200 psi y su capacidad máxima es de 6500 barriles por día, lo cual representa un costo de 700 dólares por cada prueba, mientras que la unidad HCR-NANO es mucho más pequeña, permitiendo una presión de operación máxima de 600 psi, temperatura de operación de hasta 400 °F, y se requieren como máximo 8 galones de fluido de trabajo por prueba. Estas condiciones hacen posible que el costo por prueba oscile entre los 20 dólares y los 100 dólares



Figura 21. Comparativo unidad HCR-200 y unidad HCR-NANO
Fuente: ERVS S.A.S.

En la figura 22 el esquema de la unidad de cavitación hidrodinámica HCR-200. Se evidencia que el proceso inicia en el tanque principal hasta la planta P-003, la cual genera la cabeza suficiente para llegar hasta la planta P-001. De igual manera, el donante abandona el tanque y es impulsado por la planta P-002 hasta la planta P-001, para converger finalmente en el vortex. Finalmente, el fluido circula y llega nuevamente hasta el tanque principal

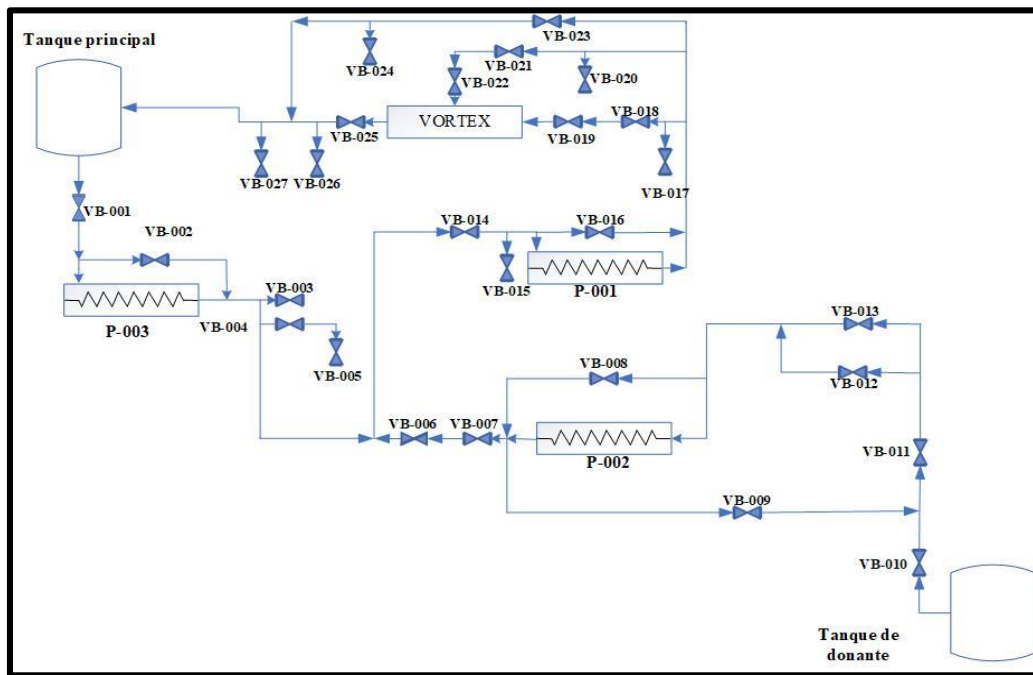


Figura 22. Esquema de la unidad de cavitación hidrodinámica HCR-200.
Fuente ERVS. S.AS

La figura 23 presenta el esquema del reactor de cavitación hidrodinámica HCR-NANO en el cual se describe el flujo del hidrocarburo y del donante a través de este. El hidrocarburo sale del tanque principal y pasa a la planta P-001. Igualmente, la planta P-002 permite la inyección del donante en dos puntos, antes del vortex el cual es el punto de inyección a alta presión y un punto de inyección en el vortex el cual es el punto de inyección a baja presión. Dependiendo de la configuración de las válvulas este sistema permite la recirculación de fluido.

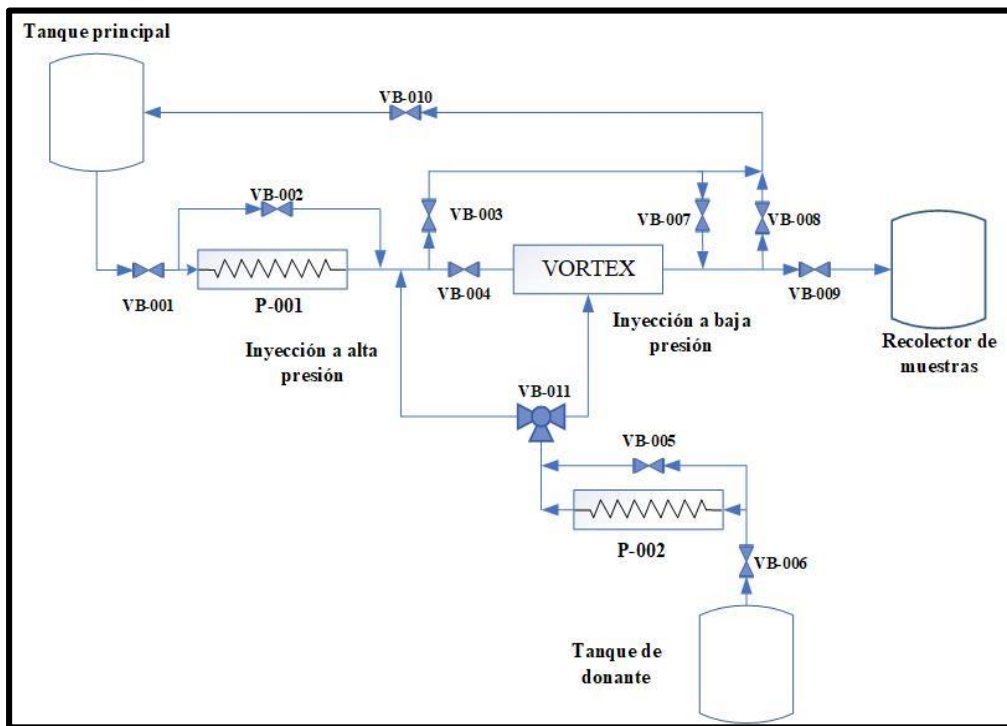


Figura 23. Esquema de la unidad de cavitación hidrodinámica HCR-NANO.
Fuente ERVS. S.AS

3. Metodología Experimental. Diseño de Experimento y Análisis de Resultados Obtenidos de las Pruebas en el Prototipo

El presente capítulo se encuentra dividido en tres partes. En la primera parte, se describe la metodología experimental. Partiendo de la realización de diluciones en el laboratorio que permiten comparar la eficacia de la cavitación hidrodinámica, pasando por la metodología implementada para la operación del cavitador hidrodinámico HCR-NANO y los protocolos para la caracterización básica de los fluidos recibidos en el laboratorio.

En la segunda parte de este capítulo, se lleva a cabo el análisis de resultados de hidrocarburos diluidos contrastándose con los resultados obtenidos a partir de la técnica de cavitación hidrodinámica.

Finalmente, se presenta un diseño experimental con el cual se podrán definir correlaciones con las cuales se puedan predecir el comportamiento final del crudo una vez ha pasado a través del sistema de cavitación hidrodinámica.

3.1 Metodología experimental

Dentro de la metodología experimental se enumeran los procedimientos llevados a cabo para la caracterización básica de los fluidos cavitados como se muestra a continuación en la figura 24.

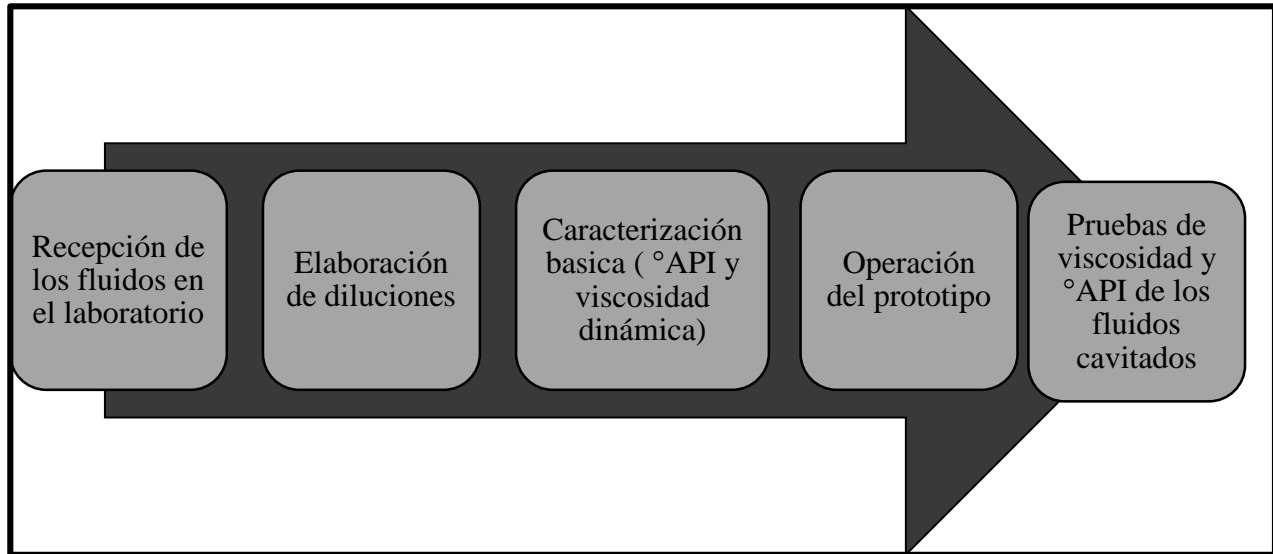


Figura 24. Diagrama de la metodología experimental.

3.2 Procedimientos de laboratorio

Energy Rap Vortex services está comprometido con brindar servicios de alta calidad y con que en cada uno de los procedimientos realizados se reduzca al mínimo el error por causas humanas. Por tal motivo se han elaborado manuales con los procedimientos que se deben de llevar cabo durante las pruebas, dentro de los que se destacan: el protocolo para las diluciones en el laboratorio, el protocolo para la medición de viscosidad, protocolo para la medición de °API, protocolos para pruebas en el cavitador NANO, protocolos de muestreo, entre otros.

En el anexo 1 se detalla cada uno de los fluidos recibidos en el laboratorio para su estudio. Para las diluciones previas se siguieron los protocolos estipulados en los manuales de ERVS.S.A.S los cuales están basados en normas de la ASTM. Las pruebas de viscosidad se llevaron a cabo siguiendo los lineamientos establecidos por la norma ASTM 7042. Las pruebas de gravedad °API se realizaron siguiendo los procedimientos establecidos por las normas ASTM D 287, ASTM D 1298 y ASTM D 1250 y las pruebas en el reactor de cavitación hidrodinámica se realizaron teniendo en cuenta los protocolos establecidos por ERVS S.A.S.

Los fluidos no se sometieron a ningún tratamiento y fueron codificados bajo los estándares de la compañía Energy Rap Vortex Services ERVS S.A.S. La caracterización básica fue realizada con el fin de determinar un comportamiento base de los fluidos y fue realizada en el laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación de la Universidad Industrial de Santander ubicados en el Parque Tecnológico de Guatiguará.

Actualmente este laboratorio se encuentra 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 1.992. Adicionalmente la escuela de Ingeniería de Petróleos tiene certificados sus procesos bajo las Normas ISO 14.001: 2.004, OHSAS 18.001: 2.007 y NORSOK S-006: 2.003 Seguridad y Salud en el Trabajo.

3.2.1 Protocolo para diluciones en laboratorio. Como se mencionó previamente se elaboraron diluciones en el laboratorio con el objetivo de comparar la eficacia de la cavitación hidrodinámica respecto a la dilución. La metodología para las pruebas de dilución del donante de hidrógeno con crudo pesado sigue los lineamientos de las normas del laboratorio, las cuales son los siguientes:

1. Caracterizar las muestras de crudo pesado y donante de hidrógeno midiendo la gravedad API y viscosidad respectivamente de cada referencia.
2. Calcular los gramos totales agregados de cada compuesto involucrado a partir de las ecuaciones presentadas a continuación (ecuaciones 19 – 21):

$$GE = \frac{141,5}{131,5 + \text{API}} \quad (19)$$

$$\rho = GE * \rho_{H2O} \quad (20)$$

$$g = (\rho) * (vol * w) \quad (21)$$

Dónde: φ : Gravedad específica del compuesto, ρ : densidad del compuesto, $^{\circ}\text{API}$: gravedad $^{\circ}\text{API}$, w : fracción másica del compuesto la cual es calculada teniendo en cuenta el porcentaje de donante a usar, vol : volumen total de la dilución

3. Pesar en una balanza analítica el crudo y el donante hasta alcanzar el volumen deseado cumpliendo con el porcentaje de donante.
4. Agitar homogéneamente entre un rango de 200-800 rpm teniendo en cuenta las características del crudo pesado y lo establecido por las normas (ASTM, 2013)

3.2.2 Prueba de viscosidad. Todas las pruebas se realizaron en el laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará) de acuerdo con la norma ASTM D 7042 utilizando un Viscosímetro Rotacional Brookfield DV2TLV el cual permite medir la viscosidad dinámica de la muestra de crudo en función de la temperatura mediante el principio de rotación y esfuerzo cortante. Las temperaturas de evaluación escogidas para las muestras fueron de 30°C, 50 °C y 73°C.

3.2.3 Prueba e $^{\circ}\text{API}$. Esta prueba fue realizada a las diferentes muestras recibidas en el laboratorio y se realizaron de acuerdo con las normas ASTM D 287, ASTM D 1.298 y ASTM D 1.250. El principio del método consiste en que la gravedad $^{\circ}\text{API}$ de un líquido está relacionada con la profundidad de inmersión de un cuerpo calibrado el cual se le denomina hidrómetro $^{\circ}\text{API}$. La gravedad $^{\circ}\text{API}$ se lee observando la graduación más cercana a la intersección del fluido a la temperatura de 60°F, de leerse a otra temperatura este debe de ser convertida a valores de 60 ° F.

3.3 Procedimiento de pruebas en el cavitador hidrodinámico NANO

Los siguientes lineamientos y recomendaciones para la operación de la unidad de cavitación hidrodinámica NANO se encuentran consignados en el Manual de procedimiento de arranque,

operación y paradas del equipo NANO, los cuales fueron elaborados como parte del desarrollo de este trabajo y tienen los estándares de Energy Rap Vortex Services ERVS S.A.S.

El personal operativo debe contar como mínimo con experiencia de seis meses, fundamentos en HSE y curso de identificación de peligros y riesgos. Previo a la operación del equipo se debe de efectuar la inspección del sistema teniendo en cuenta los siguientes lineamientos:

1. Revisar que todas las válvulas de control operen normalmente.
2. Verificar que el reactor de cavitación hidrodinámica se encuentre totalmente drenado y no tenga fluidos que puedan alterar el resultado, en caso de que tenga algún fluido o traza se debe proceder a drenarlo totalmente.
3. Examinar y caracterizar el tipo de fluido que se va a manejar con el fin de asegurar que el tipo de paletas de la bomba P-001 sea el adecuado.
4. Realizar una prueba de presión al sistema para detectar escapes y corregirlos antes de entrar en operación. La cual consiste en incrementar la presión de descarga a 50 psi y verificar todo el sentido de flujo, identificando si existen fugas.

Tras la inspección de seguridad de la unidad NANO descrita en los pasos anteriores se procede de la siguiente manera:

1. Cargar el tanque con el fluido de trabajo.
2. Cargar el tanque de donante con el porcentaje requerido para la prueba.
3. Comprobar que las válvulas se encuentren dispuestas como lo indica la tabla 3.

*Tabla 3.
Disposición inicial de las válvulas del equipo HCR-NANO.*

Válvula	Estado
VB-001	Abierta
VB-002	Abierta
VB-003	Abierta

VB-004	Cerrada
VB-005	Abierta
VB-006	Abierta
VB-007	Cerrada
VB-008	Cerrada
VB-009	Cerrada
VB-010	Abierta
VB-011	Cerrada

4. Cerrar paulatinamente la válvula VB-002.
5. Abrir la válvula VB-004.
6. Abrir la válvula VB-008.
7. Cerrar la válvula VB-3 paulatinamente
8. Abrir la válvula VB-007 para que el proceso sea en línea
9. Encender la planta P-001.
10. Tomar muestra de crudo cavitado al cero %
11. Definir inyección del donante a baja presión o a alta presión.
12. Abrir válvula VB-011 en el movimiento 1 para inyección a alta presión o en el movimiento 2 para inyección a baja presión.
13. Cerrar válvula VB-005.
14. Encender planta P-002.
15. Realizar muestreo.

Se recomienda para realizar muestreos a diferentes porcentajes de donante repetir el procedimiento.

3.3.1 Procedimientos de muestreo. El tipo de muestreo en la unidad NANO, así como, en la unidad HCR-200 es una operación manual ejecutada directamente desde una válvula tipo bola que tiene como propósito obtener varias muestras representativas de acuerdo con las diferentes etapas del proceso (referencia equipo, cavitación hidrodinámica sin donante, cavitación hidrodinámica con donante); a cada etapa se le obtiene la cantidad suficiente de hidrocarburo para determinar posteriormente las características fisicoquímicas (gravedad API, viscosidad dinámica). A continuación, se especifican los elementos y materiales necesarios para realizar el muestreo correspondiente.

3.4 Diseño de experimentos para reproducir el fenómeno de cavitación hidrodinámica

De acuerdo con (Kuelh, 2.001), el diseño de experimentos permite adquirir conocimientos sobre un proceso natural o artificial. El proceso conlleva al conocimiento de la teoría, la formulación de la hipótesis, conjeturas y los supuestos; por otro lado, están la realidad, los hechos, los fenómenos, la evidencia y los datos (Pulido, De la Vara, Martínez, Pérez, 2.012)

En el diseño de experimentos se identifican las variables de respuesta las cuales son aquellas que se buscan mejorar. Se distinguen los factores estudiados los cuales son las variables de estudio pudiendo ser estas controlables o no controlables. Se destacan de igual forma los niveles correspondientes a los valores asignados a cada factor y los tratamientos los cuales resultan de la combinación de los niveles de todos los factores estudiados.

Teniendo en cuenta el objetivo del experimento, el fenómeno de estudio y los factores de estudio se decide cual es el diseño de experimento más conveniente. Dentro de los objetivos del diseño de experimentos presentado a continuación se destacan:

- Identificar el nivel en el que las variables dependientes afectan la variable independiente, también si el efecto entre estas variables es directa o inversamente proporcional entre ellas.

- Definir una o varias correlaciones con las cuales se pueda modelar el fenómeno estudiado y sus respectivos límites (rango de valores) de aplicación.
- Comparar los comportamientos de los tres diferentes crudos analizados con respecto al porcentaje de solvente adicionado y la temperatura usada en cada experimento.

Este inciso se dividirá en dos experimentos. El primero de ellos consiste en un análisis de varianza anova y el segundo consiste en un diseño factorial general completo. Los resultados a continuación presentados fueron obtenidos con la ayuda de un software de análisis estadístico comercial.

3.4.1 Diseño experimental general. Se definió un diseño experimental general para tres crudos cavitados (F, G, H). El objetivo general de este experimento consistió en desarrollar un diagnóstico del comportamiento de cómo cambia la viscosidad en el cavitador hidrodinámico en función de tres variables independientes (% donante = A, temperatura = B y °API = C) (tabla 4), de esta manera se le puede entregar a futuros clientes una respuesta rápida de la efectividad de la cavitación hidrodinámica y de cuánto sería la disminución de viscosidad para su crudo. Para la variable % de donante se contaba con cinco niveles, para la variable temperatura se contaban 3 niveles y para la variable °API se contaba con tres niveles, por lo cual se propuso un diseño de experimento factorial mixto de la forma $a \times b \times c$ lo que se traduce en 45 experimentos. Los resultados de cada uno de estos experimentos se encuentran en el anexo 2. Es importante resaltar que cada uno de los niveles fue definido de acuerdo con las normas y los métodos de control disponibles en el laboratorio.

A continuación, se presenta los resultados para cada uno de los experimentos:

Tabla 4.
Variables definidas para el diseño de experimentos

VARIABLE DE ENTRADA	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	NIVEL 4	NIVEL 5
PORCENTAJE DE DONANTE (% VOL)	0	2	4	6	8
TEMPERATURA (°C)	30	50	73	-	-
°API	14,3	17,5	19,8		

En la figura 25 se observa el diagrama de Pareto el cual refleja la incidencia de cada uno de los factores de estudio en la variable respuesta. La temperatura, el donante, el °API y la variable secundaria CC son indirectamente proporcionales a la reducción de viscosidad. Mientras que las variables secundarias AB, BB, AA, BC y AC son directamente proporcionales.

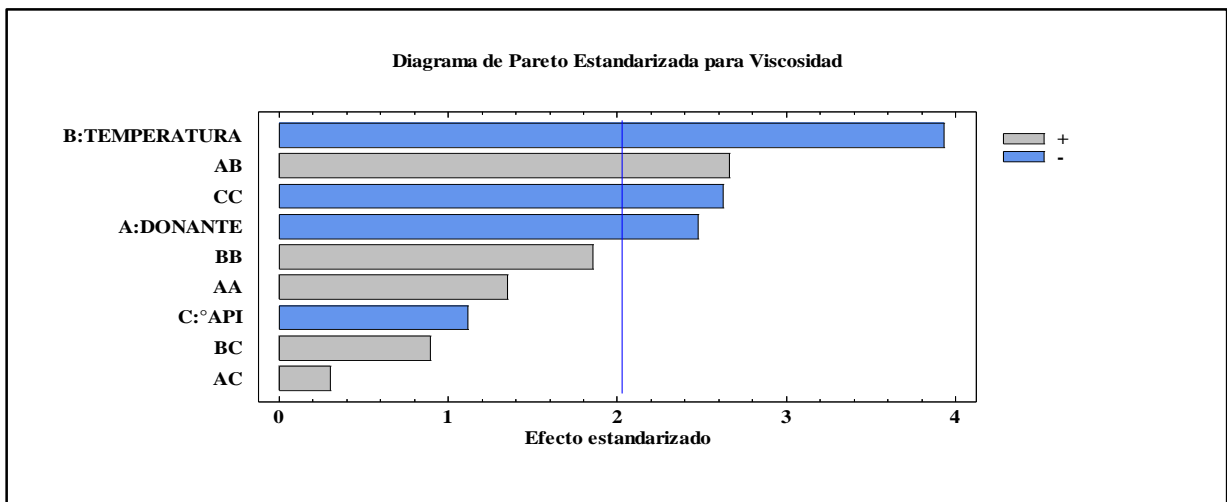


Figura 25. Diagrama de Pareto.

Tabla 5.
Detalles estadísticos del diseño de experimentos general.

Fuente	Suma de cuadrados	GI	Cuadrado Medio
A: DONANTE	1,40048E7	1	1,4008E7
B: TEMPERATURA	3,52105E7	1	3,52105E7
C: °API	2,85131E6	1	2,85131E6
AA	4,17088E6	1	4,17088E6
AB	1,61672E7	1	1,61672E7
AC	212813	1	212813
BB	7,84895E6	1	7,84895E6

BC	1,82707E6	1	1,82707E6
CC	1,56895E7	1	1,56895E7
Error total	7,98527E7	35	2,28151E6
Total (corr.)	1,75386E8	44	

Tabla 6.

Detalles estadísticos del diseño de experimentos general.

R-cuadrada (%)	R-cuadrada ajustada (%)	Error estándar	Error absoluto medio	Estadístico Durbin-Watson	Auto correlación residual de Lag 1
54,4704	42,7628	1.519,47	755,559	1,50166 (P=0,0034)	0,240468

La ecuación 22 fue obtenida mediante el análisis estadístico en statgraphics, no obstante, como es posible observar en la tabla 6 el R cuadrado es bajo y el error estándar absoluto de la media es alto por lo que se indica que la correlación no es precisa y que los datos residuales no se encuentran cerca a la media.

$$\mu(cP) = -30.075,8 - 136663 * donante - 383,987 * temperatura + 5.412,07 * \text{°API} + 454.850 * donante^2 + 1206,21 * donante * temperatura + 1.078,03 * donante * \text{°API} + 1,92753 * temperatura^2 + 5,08521 * temperatura * \text{°API} - 170,945 * \text{°API}^2 \quad (22)$$

La interpretación física de los resultados estadísticos obtenidos indica que la correlación no es exacta al predecir valores de viscosidad teniendo en cuenta que los hidrocarburos sufren variaciones significativas en su viscosidad dependiendo de la temperatura a la cual se encuentren y que la viscosidad de estos dependen a su vez de la composición, contenido de resinas y asfaltenos, especialmente para crudos pesados, variable que no se encuentra representada en el estudio.

3.4.2 Diseño experimental para el crudo F. El crudo tiene una densidad de 17,5 °API para el cual se definió un experimento multifactorial de dos factores. El factor A (% donante) cuenta con tres niveles (2%, 4% y 6%) mientras que el factor B (temperatura) cuenta con dos niveles (50°C y 73°C). Se definieron 6 combinaciones para el diseño experimental. El objetivo principal es obtener una correlación para el crudo F la cual permita predecir el comportamiento de la viscosidad respecto a variables como la temperatura y el porcentaje de donante.

El diagrama de Pareto en la figura 26 muestra que la temperatura y el porcentaje de donante son indirectamente proporcionales a la viscosidad, mientras que las variables secundarias AB y AA son directamente proporcionales. Las variables más influyentes son la temperatura, luego el porcentaje de donante, posteriormente la variable AB y por último la variable AA.

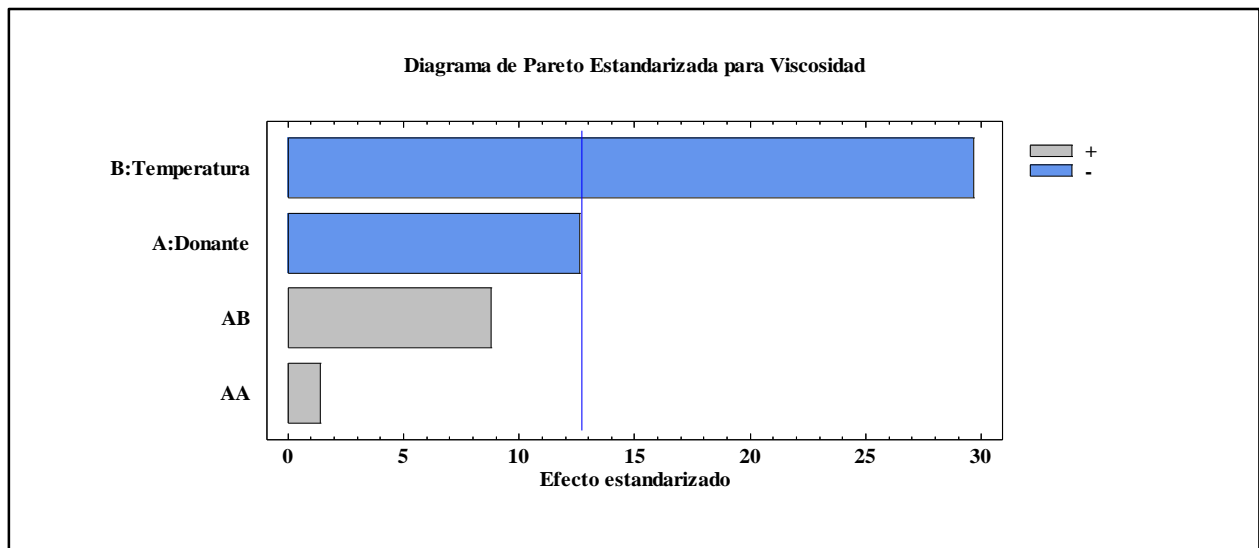


Figura 26. Diagrama de Pareto para crudo F.

En las figuras 27 y 28 se puede observar que la influencia del porcentaje de donante no es tan significativa a elevadas temperaturas. Además, se evidencia un comportamiento lineal con respecto a la temperatura, esto debido a que solo se estudian dos niveles, caso que no se encuentra presente en el porcentaje de donante.

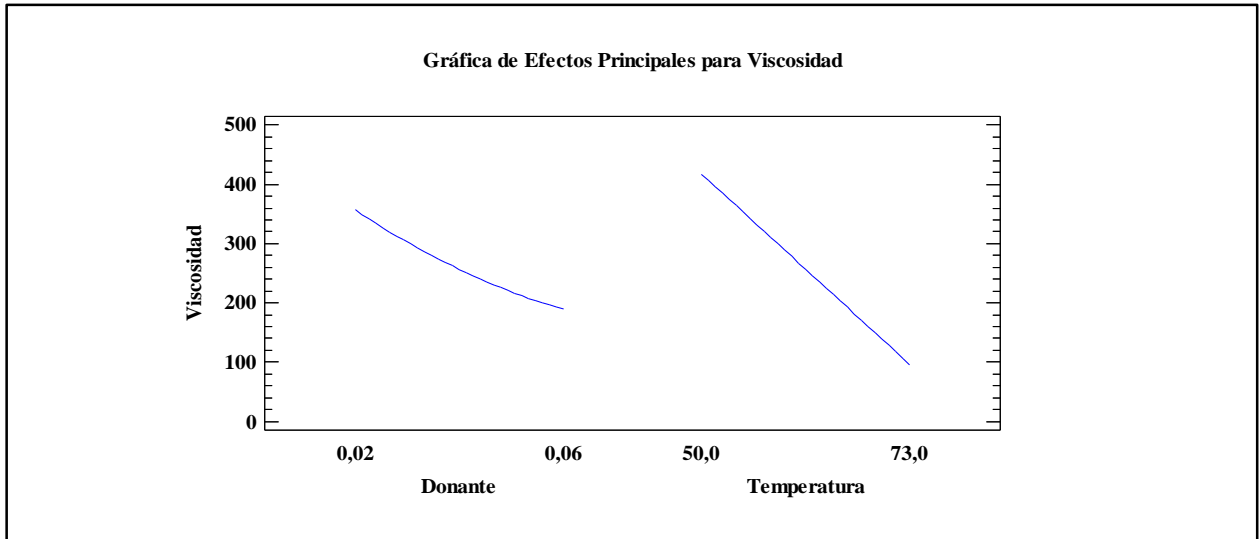


Figura 27. Grafica de efectos principales para viscosidad del crudo F.

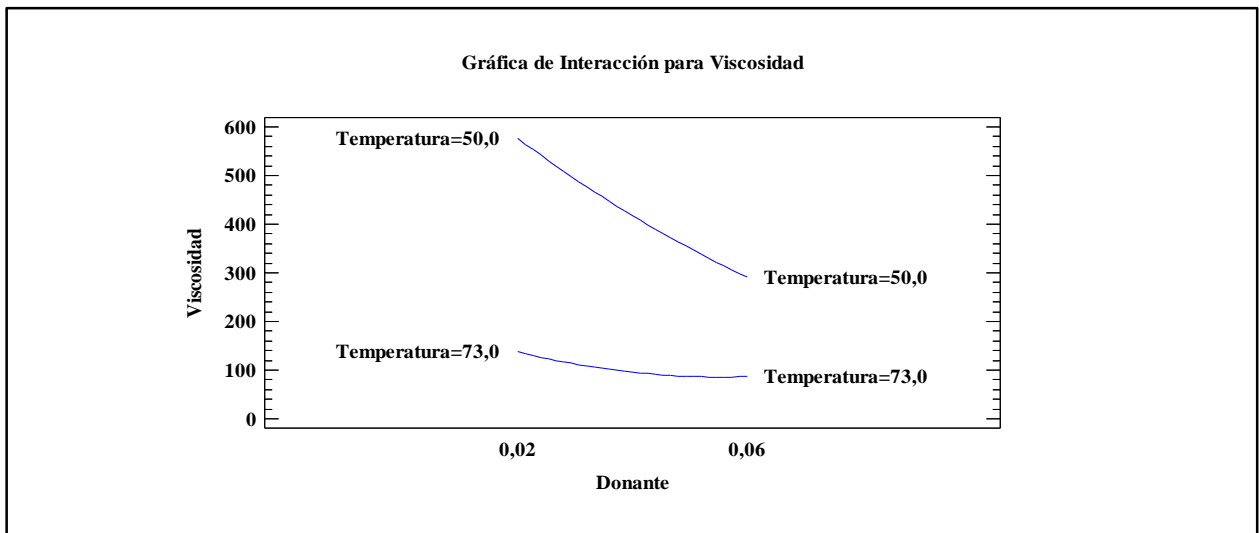


Figura 28. Grafica de interacción para viscosidad del crudo F.

En la figura 29 se evidencia la superficie de respuesta estimada corroborando la proporcionalidad inversa de las variables porcentaje de donante y temperatura respecto a la viscosidad.

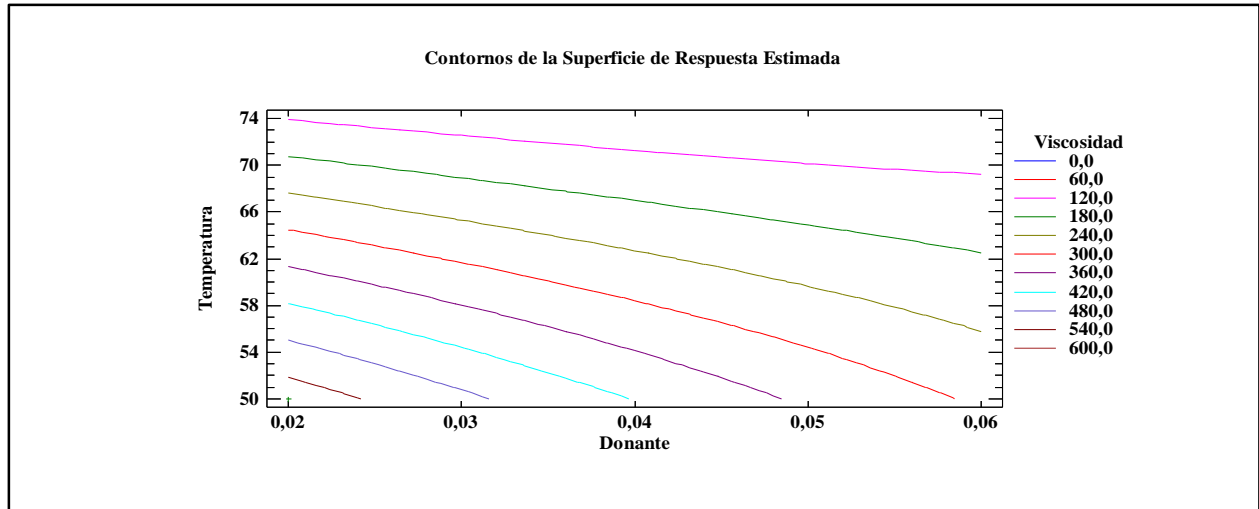


Figura 29. Grafica de contornos de superficie para el crudo F.

En las tablas 7 y 8 se presentan los detalles estadísticos del diseño de experimentos del crudo F. La R cuadrada ajustada evidencia el grado de aproximación que tiene la correlación 24.

Tabla 7.

Detalles estadísticos del diseño de experimentos para el crudo F

Fuente	Suma de cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón -F
A: DONANTE	28.091,4	1	28.091,4	159,52
B: TEMPERATURA	155.018	1	155.018	880,26
AA	352,625	1	352,635	2,00
AB	13.620,1	1	13.620,1	77,34
Error total	176,103	1	176,103	
Total (corr.)	197.258	5		

Tabla 8.

Detalles estadísticos del diseño de experimentos para el crudo F

R-cuadrada (%)	R-cuadrada ajustada (%)	Error estándar	Error absoluto medio	Estadístico Durbin-Watson	Auto correlación residual de Lag 1
99,9107	99,5536	13,2704	5,10778	3,3333	-0,75

$$\mu(cP) = 1.973,04 - 23.045,6 * donante - 24,1254 * temperatura + 40.656,2 * donante^2 + 253,707 * donante * temperatura \quad (23)$$

En la figura 30 se compara los resultados reales del crudo F con los valores de viscosidad obtenidos a partir de la correlación 23. Gráficamente se evidencia que la ecuación 23 ajusta con los resultados reales.

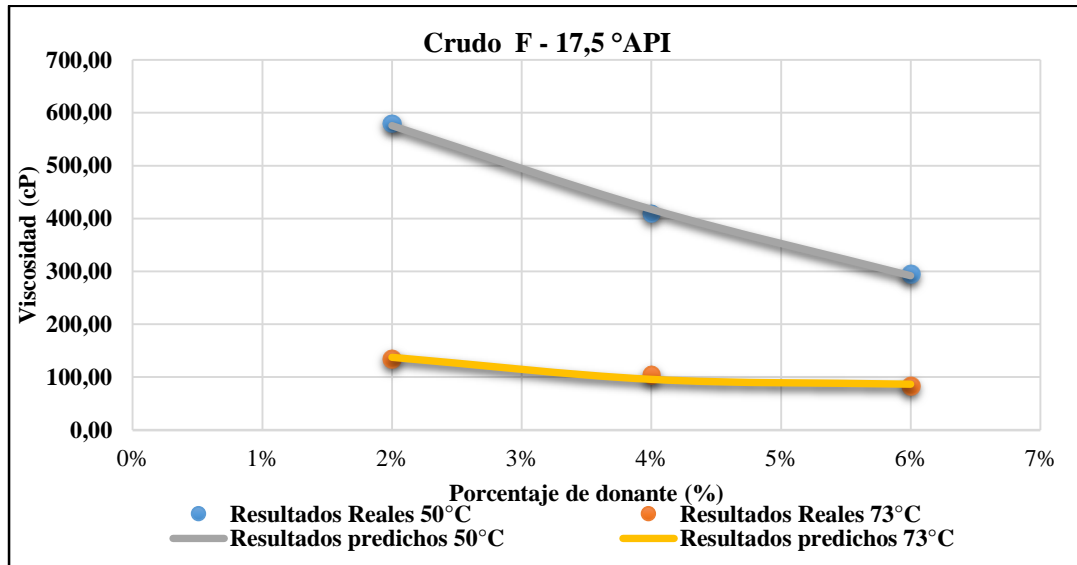


Figura 30. Resultados del modelo experimental para crudo F.

3.4.3 Diseño experimental para el crudo G. El crudo tiene una densidad de 19,8 °API para el cual se definió un experimento de 2². Los factores A y B cuentan con dos niveles. El factor A (2% y 4% de donante) y el factor B (30°C y 50°C). Se definieron 4 combinaciones para el diseño experimental. El objetivo principal es obtener una correlación para el crudo G la cual permita predecir el comportamiento de la viscosidad respecto a variables como la temperatura y el porcentaje de donante.

El diagrama de Pareto en la figura 31 muestra que el aumento de la temperatura y el aumento del porcentaje de donante permiten una mayor reducción de la viscosidad, mientras que la variable secundaria AB es directamente proporcional. Mostrando un comportamiento análogo al crudo F, sin embargo, no hay interacción de la variable donante – donante

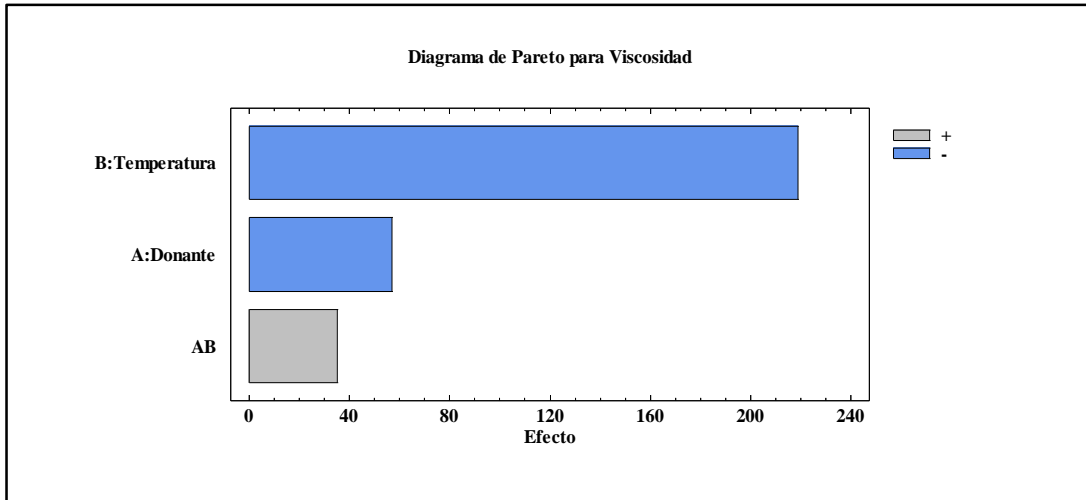


Figura 31. Diagrama de Pareto para crudo G.

En las figuras 32 y 33 se puede observar que la influencia del porcentaje de donante no es tan significativa a elevadas temperaturas. Debido a que solo se tomaron dos niveles de estudio para cada factor se espera una relación lineal con la variable viscosidad.

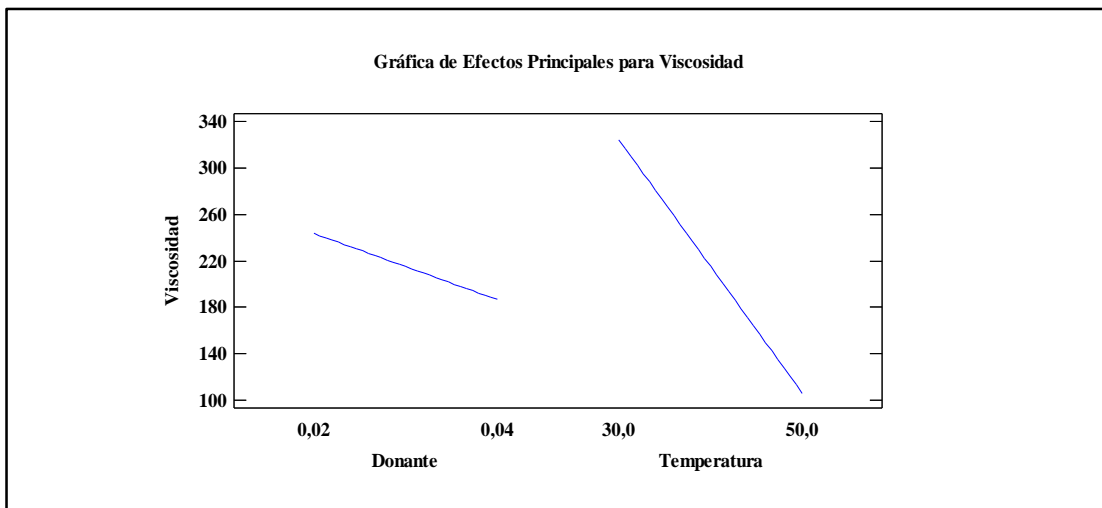


Figura 32. Grafica de efectos principales para viscosidad de crudo G.

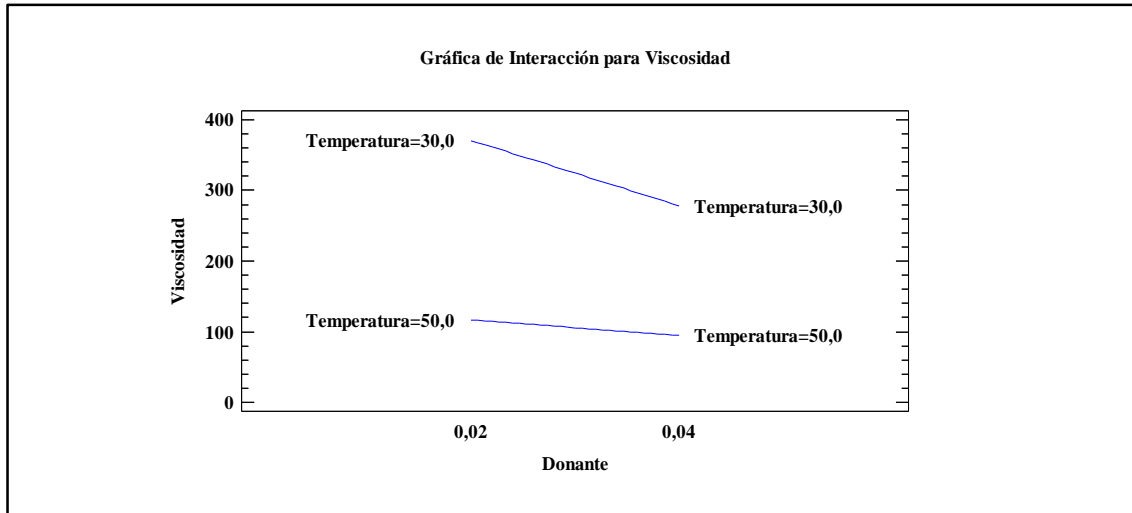


Figura 33. Grafica de interacción para viscosidad de crudo G.

En la figura 34 se evidencia la superficie de respuesta estimada corroborando la proporcionalidad inversa de las variables porcentaje de donante y temperatura sobre la viscosidad.

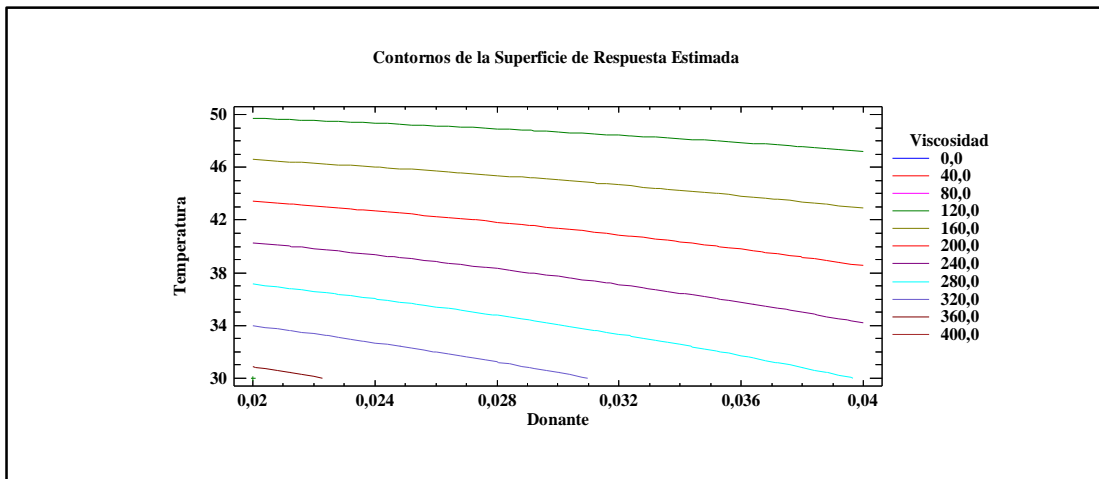


Figura 34. Contornos de la superficie de respuesta para crudo G.

En la tabla 9 se presentan los detalles estadísticos del diseño de experimentos del crudo G.

Tabla 9.

Detalles estadísticos del diseño de experimentos para el crudo G

Fuente	Suma de cuadrados	Gl	Cuadrado Medio
A: DONANTE	3.265,55	1	3.265,55
B: TEMPERATURA	47.862,5	1	47.862,5
AB	1.230,96	1	1.230,96
Error total	0,0	0	
Total (corr.)	52.359,0	3	

El modelo ajusta con una R-cuadrada del 100%, cumpliendo con la condición de ser inversamente proporcionales. Al graficar la correlación 24 se evidencia de igual manera el ajuste del 100%. Sin embargo, esto obedece a la escasa cantidad de datos tomados en cuenta para la elaboración del modelo, por lo cual no cuenta con la rigurosidad suficiente como para representar físicamente el fenómeno (figura 35).

$$\mu(cP) = 948,875 - 9.874,25 * donante - 16,2015 * temperatura + 175,425 * donante * temperatura \quad (24)$$

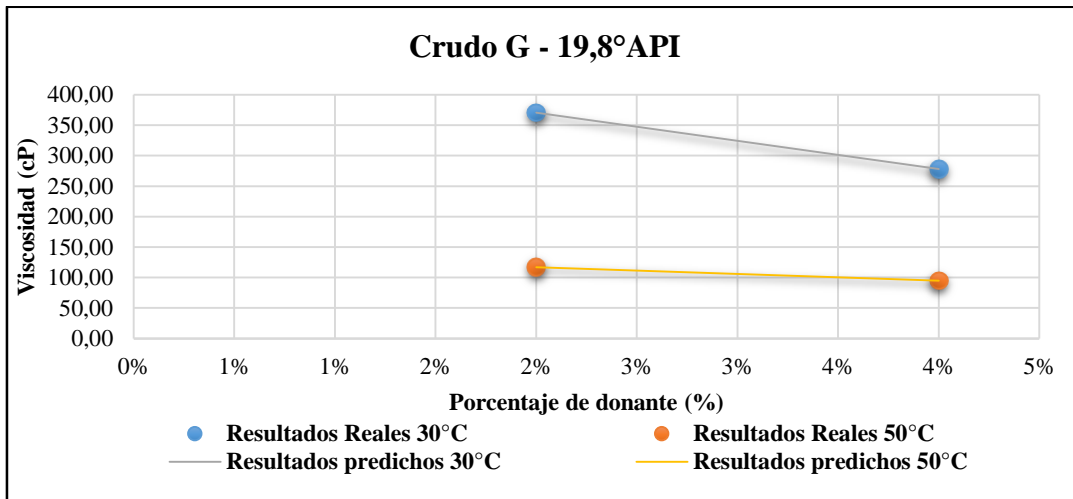


Figura 35. Resultados del modelo experimental para crudo G.

3.4.4 Diseño experimental crudo H. El crudo tiene una densidad de 14,3 °API para el cual se definió un experimento de multifactorial de dos factores. El factor A (% donante) cuenta con tres niveles (2%, 4% y 6%) mientras que el factor B (temperatura) cuenta con dos niveles (30°C y 50°C). Se definieron 6 combinaciones para el diseño experimental. El objetivo principal es obtener una correlación para el crudo H la cual permita predecir el comportamiento de la viscosidad respecto a variables como la temperatura y el porcentaje de donante.

El diagrama de Pareto (figura 36) es similar al diagrama de Pareto del crudo F. Las variables más influyentes son: la temperatura, el porcentaje de donante, la variable secundaria AB y finalmente la variable AA.

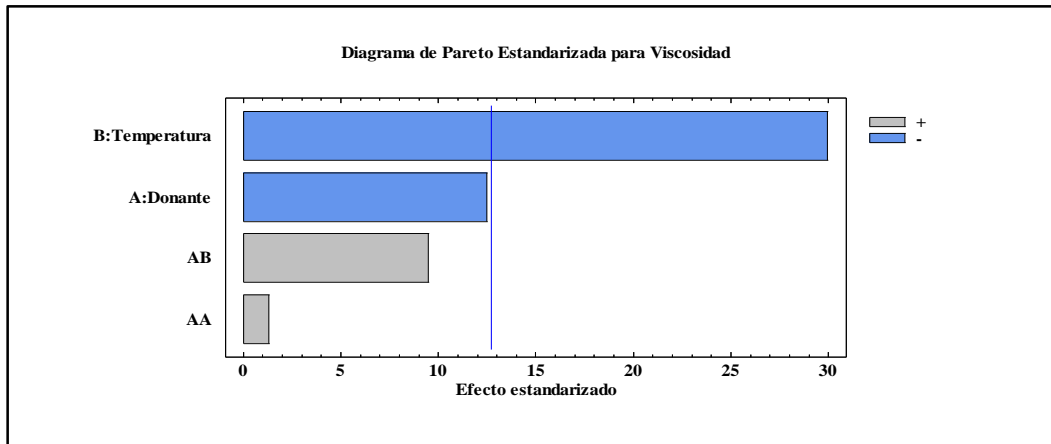


Figura 36. Diagrama de Pareto para crudo H.

En las figuras 37 y 38 se puede observar que la influencia del porcentaje de donante no es tan significativa a elevadas temperaturas. Además, se evidencia un comportamiento lineal con respecto a la temperatura, esto debido a que solo se estudian dos niveles, caso que no se encuentra presente en el porcentaje de donante.

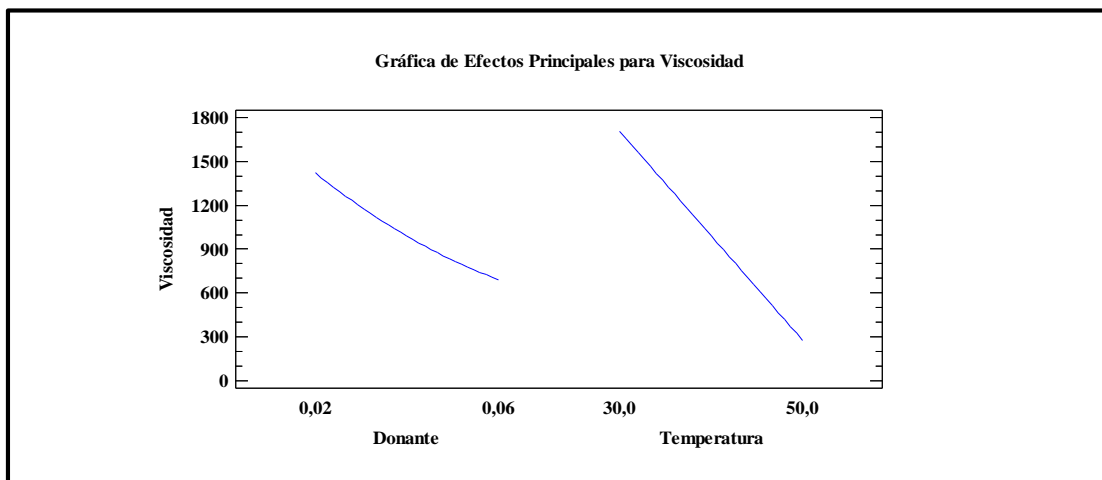


Figura 37. Gráfica de efectos principales para viscosidad de crudo H.

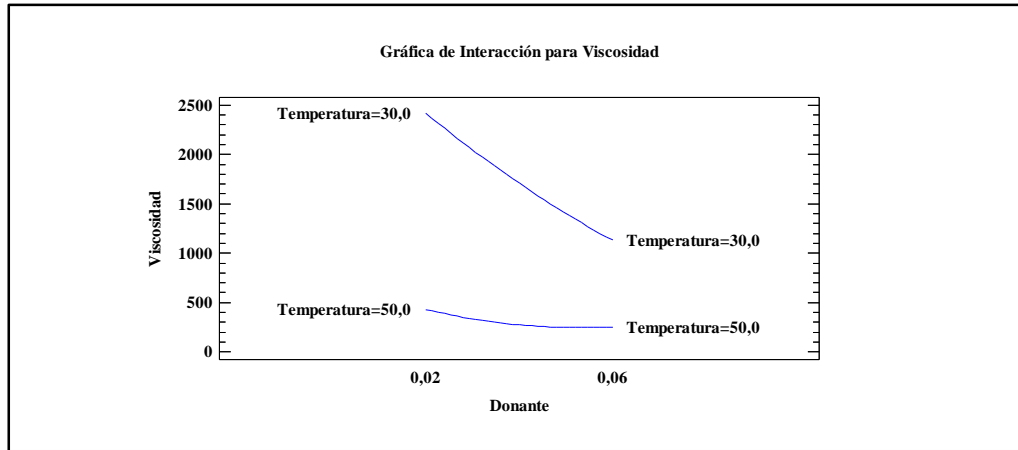


Figura 38. Grafica de interacción para viscosidad del crudo H.

Mientras que en la figura 39 se constata el comportamiento inversamente proporcional de la temperatura y el porcentaje de donante sobre la viscosidad.

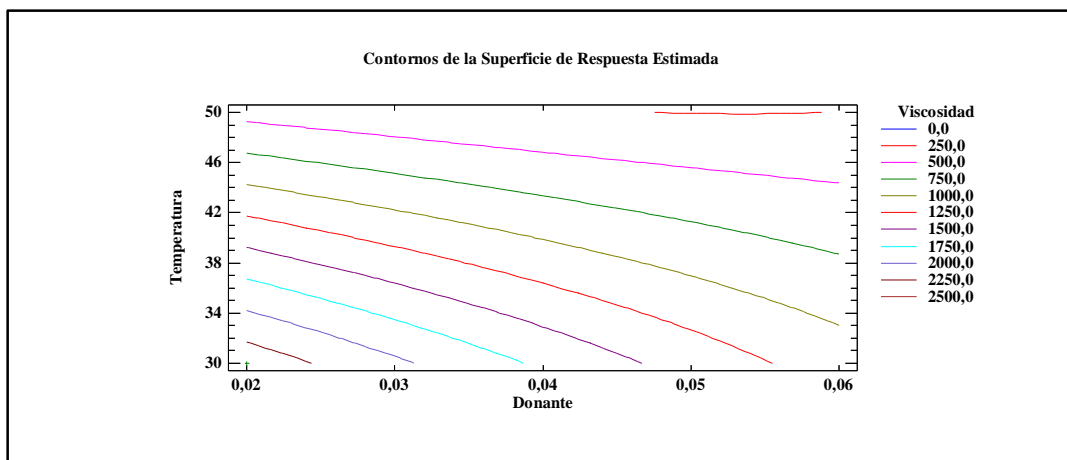


Figura 39. Contornos de la superficie de respuesta para crudo H.

En la tabla 10 y 11 se presentan los detalles estadísticos del diseño de experimentos del crudo H. De los resultados que se observan se destacan que el R cuadrado ajustado para la correlación 25 es del 99,5637%

Tabla 10.

Detalles estadísticos del diseño de experimentos para el crudo H

Fuente	Suma de cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón -F
A: DONANTE	535.092	1	28.091,4	159,52
B: TEMPERATURA	3,08521e6	1	155.018	880,26

AA	5.951,43	1	352,635	2,00
AB	308.414	1	13.620,1	77,34
Error total	3.436,11	1	176,103	
Total (corr.)	3,9381e6	5		

Tabla 11.

Detalles estadísticos del diseño de experimentos para el crudo H

R-cuadrada (%)	R-cuadrada ajustada (%)	Error estándar	Error absoluto medio	Estadístico Durbin-Watson	Autocorrelación residual de Lag 1
99,9127	99,5637	58,6184	22,5622	3,3333	-0,75

$$\mu(cP) = 7.079,22 - 87.184,5 * donante - 127,243 * temperatura + 167.025 * donante^2 + 1.388,38 * donante * temperatura \quad (25)$$

A partir del R cuadrado ajustado y la figura 40 se infiere que el modelo ajusta para los datos presentados en el diseño experimental, sin embargo, si se desea realizar una correlación que físicamente modele el comportamiento de la viscosidad se deberán de realizar más pruebas con el objetivo de refinar el modelo.

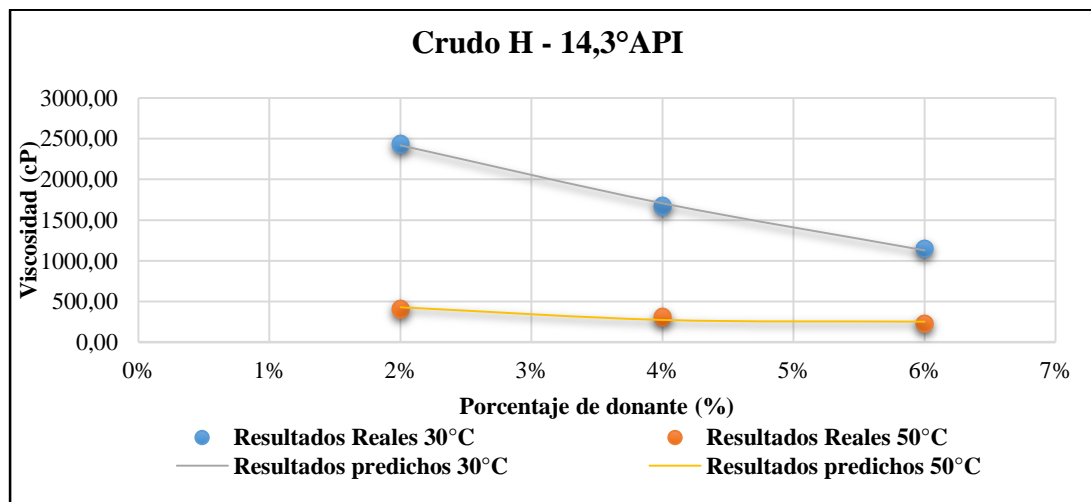


Figura 40. Resultados del modelo experimental para crudo H.

3.5 Estudio comparativo pruebas de dilución vs pruebas de cavitación hidrodinámica

El estudio comparativo se realiza con el objetivo de demostrar la eficiencia que tiene la cavitación hidrodinámica con respecto a la dilución convencional; esto se logra a partir de la presentación de los resultados de reducción de viscosidad para cada uno de los crudos mediante la aplicación de ambas tecnologías y mediante la realización de un análisis de varianza ANOVA. En añadidura, se analiza si con la cantidad de donante aplicado se alcanza las condiciones mínimas para transporte por oleoducto.

Los resultados presentados a continuación fueron obtenidos en los laboratorios de análisis petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander y se encuentran en la base de datos de Energy Rap Vortex Services.

Se presentarán graficas comparativas de viscosidades de crudos diluidos y cavitados a 30°C. En el anexo 2 se presenta la tabla de resultados.

Teniendo en cuenta las normativas de transporte por oleoducto el crudo debe tener una viscosidad menor o igual a 300 cSt a 30°C, por lo cual para cada crudo se incluyeron los datos mostrados en las tablas 12-16 en las cuales se muestra la viscosidad objetivo.

3.5.1 Crudo A

*Tabla 12.
°API del crudo A y viscosidad objetivo*

°API	Densidad (g/cm3)	Viscosidad objetivo (cSt)	Viscosidad objetivo (cP)
13,5	0,975	300	292,76

Como se puede apreciar en la figura 41 para ninguno de los porcentajes de donante se alcanza la viscosidad objetivo de 292,75 cP. No obstante, se destaca la mejoría de la cavitación hidrodinámica

obteniendo una reducción de viscosidad máxima en los casos de estudio del 65,96% al agregar un 5% de donante equivalente a 7.384,25 cP, comparado con 52,76% al diluir con la misma cantidad de donante con la que se obtiene una viscosidad de 10.248,5 cP.

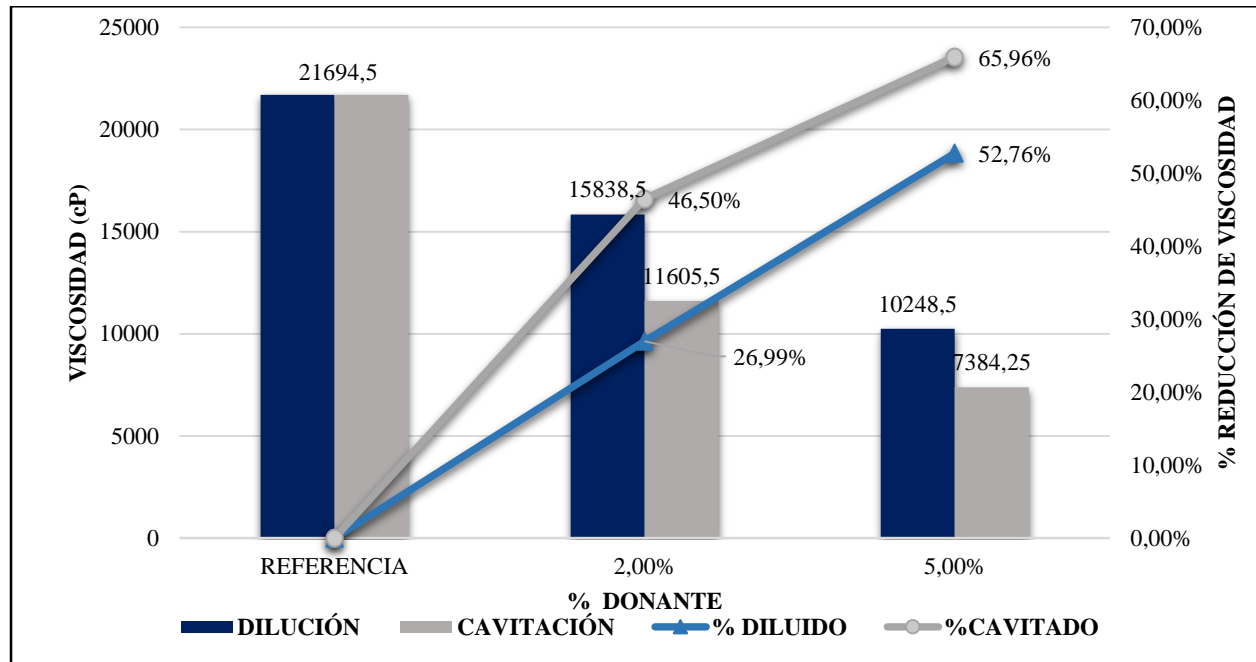


Figura 41. Resultados para el crudo A.

3.5.2 Crudo B.

Tabla 13.

°API del crudo B y viscosidad objetivo

°API	Densidad (g/cm3)	Viscosidad objetivo (cSt)	Viscosidad objetivo (cP)
19,4	0,93	300	281,31

En la figura 42 es posible observar que en los resultados de referencia existe una disminución de viscosidad para los resultados de cavitación, pasando de la referencia de 699,24 cP a 527,5 cP. Este ocurre debido a que el crudo fue cavitado sin ningún porcentaje de donante. Adicionalmente utilizando 4% de donante en la cavitación hidrodinámica se alcanzaron las especificaciones de transporte, mientras que mediante la dilución fue necesario un 7% de donante aproximadamente.

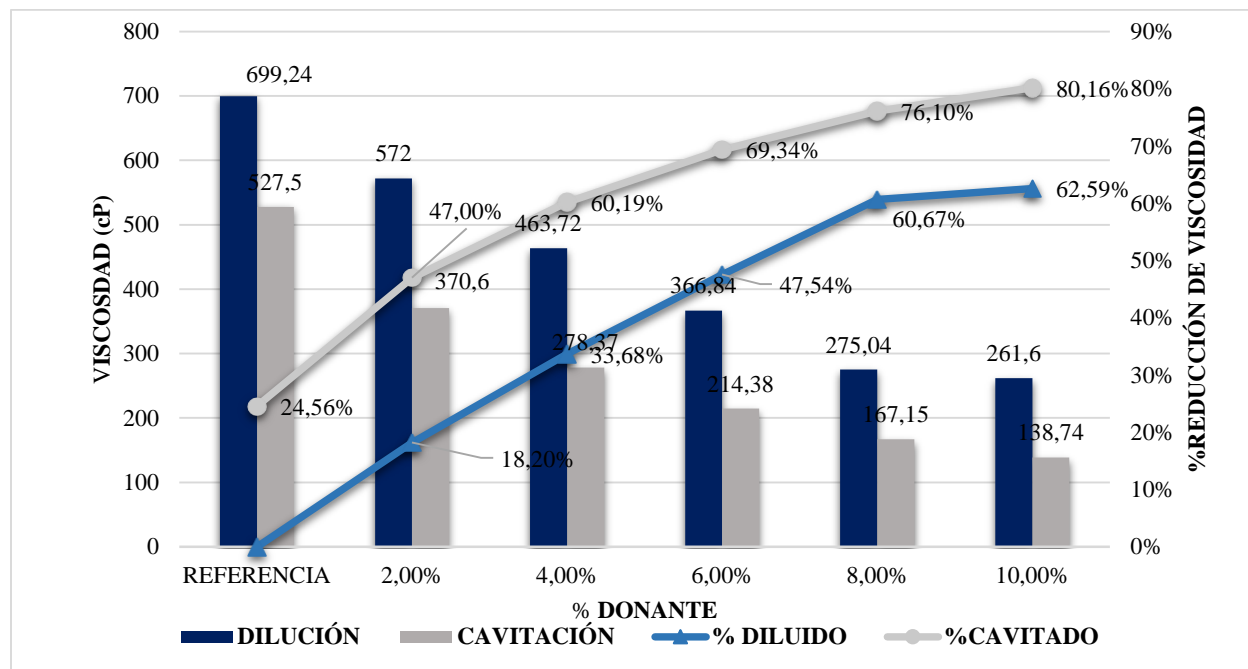


Figura 42. Resultados para el crudo B.

3.5.3 Crudo C.

Tabla 14.

°API del crudo C y viscosidad objetivo

°API	Densidad (g/cm ³)	Viscosidad objetivo (cSt)	Viscosidad objetivo (cP)
11	0,99	300	297,89

En la figura 43 se muestran los resultados para la reducción de viscosidad del crudo C. El porcentaje de donante necesario para alcanzar las especificaciones de transporte se encuentra entre el 10% y el 20%. Se puede evidenciar que los efectos de reducción de viscosidad para la dilución y para la cavitación hidrodinámica son excelentes ya que al 10% de donante la reducción de viscosidad para cada método es del 93,37% y del 94,04% respectivamente. Sin embargo, es mucho más evidente la diferencia del efecto entre la dilución y la cavitación hidrodinámica a porcentajes de donante de hidrogeno más altos, donde la reducción de viscosidad por efectos netos de dilución se hace aún más compleja.

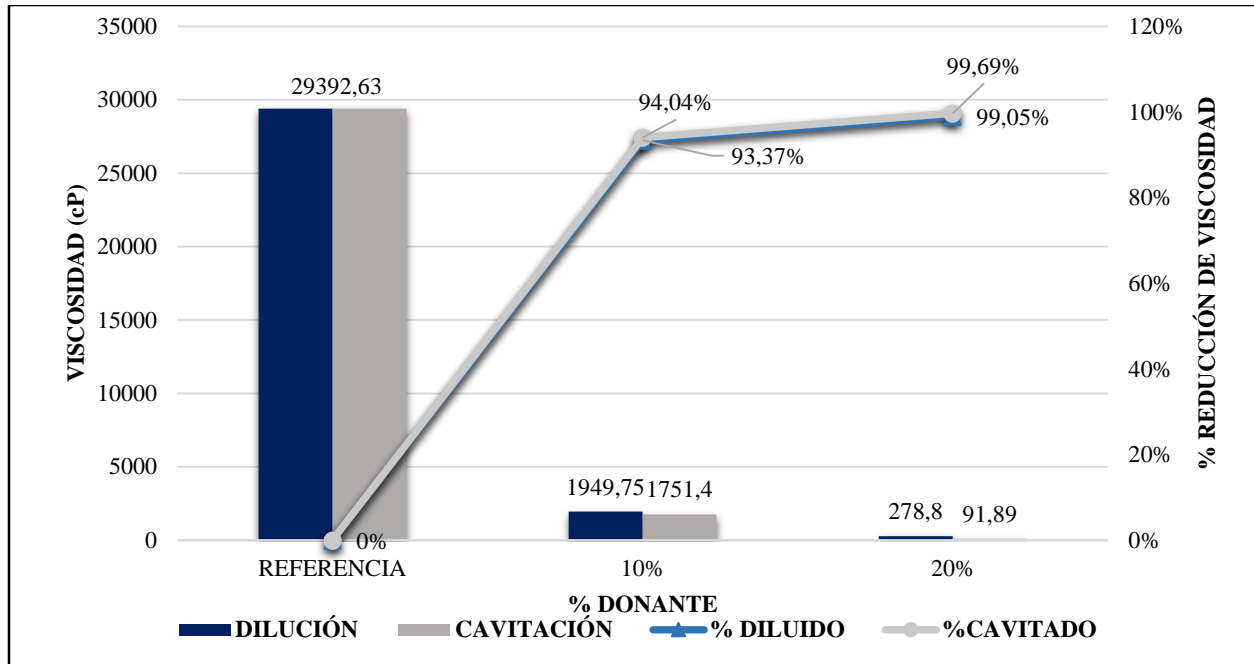


Figura 43. Resultados para el crudo C.

3.5.4 Crudo D.

Tabla 15.

°API del crudo D y viscosidad objetivo

°API	Densidad (g/cm3)	Viscosidad objetivo (cSt)	Viscosidad objetivo (cP)
18,8	0,94	300	282,44

En la figura 44 se muestran los resultados para la reducción de viscosidad del crudo D. En ninguno de los escenarios presentados se alcanza la viscosidad objetivo, por lo que se recomienda utilizar mayor porcentaje de donante. Sin embargo, se resalta que al 4% la viscosidad se redujo en un 48,30% equivalente a 380 cP. Adicionalmente, se sigue manteniendo una tendencia de reducción de viscosidad mayor al aplicarse el proceso de cavitación hidrodinámica.

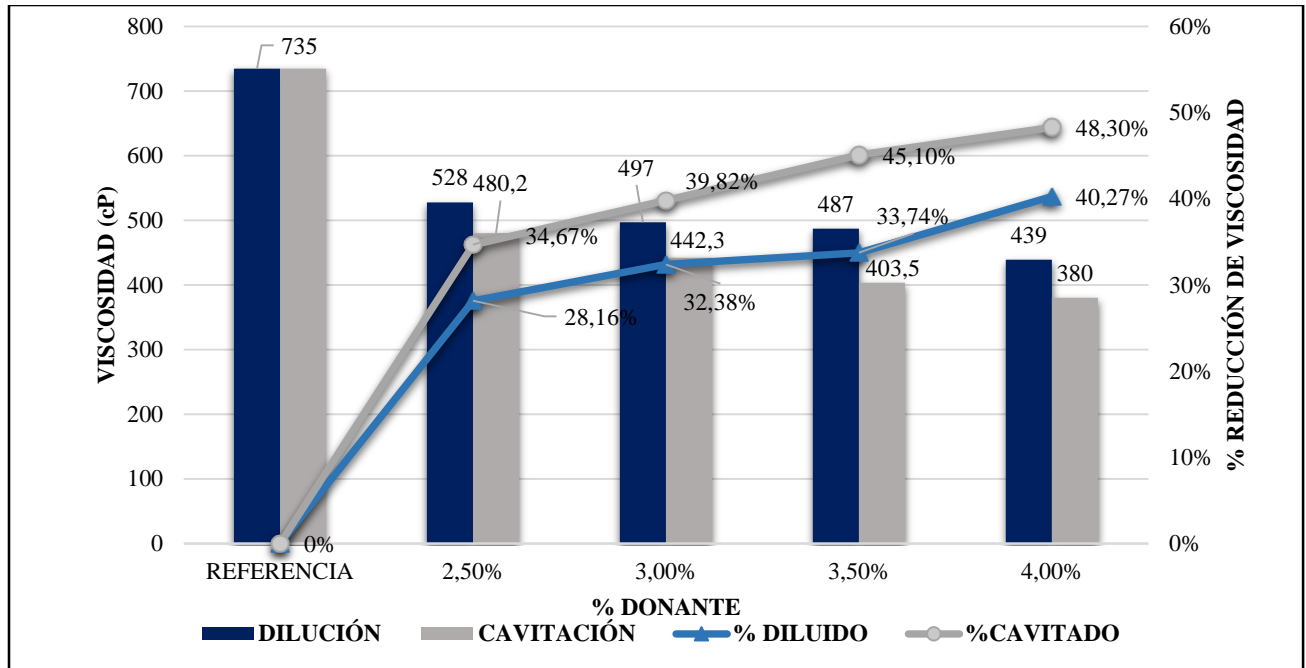


Figura 44. Resultados para el crudo D.

3.5.5 Crudo E.

Tabla 16.

°API del crudo E y viscosidad objetivo

°API	Densidad (g/cm3)	Viscosidad objetivo (cSt)	Viscosidad objetivo (cP)
15,7	0,96	300	288,38

En la figura 45 es posible observar que en los resultados de referencia existe una disminución de viscosidad para los valores obtenidos de cavitación, pasando de la referencia de 1.935 cP a 1.570 cP. Esto ocurre debido a que el crudo fue cavitado sin porcentaje de donante. En el escenario del 10% se alcanzan las especificaciones de transporte por oleoducto en Colombia. Es importante precisar que el escenario de cavitación hidrodinámica sigue siendo más eficiente.

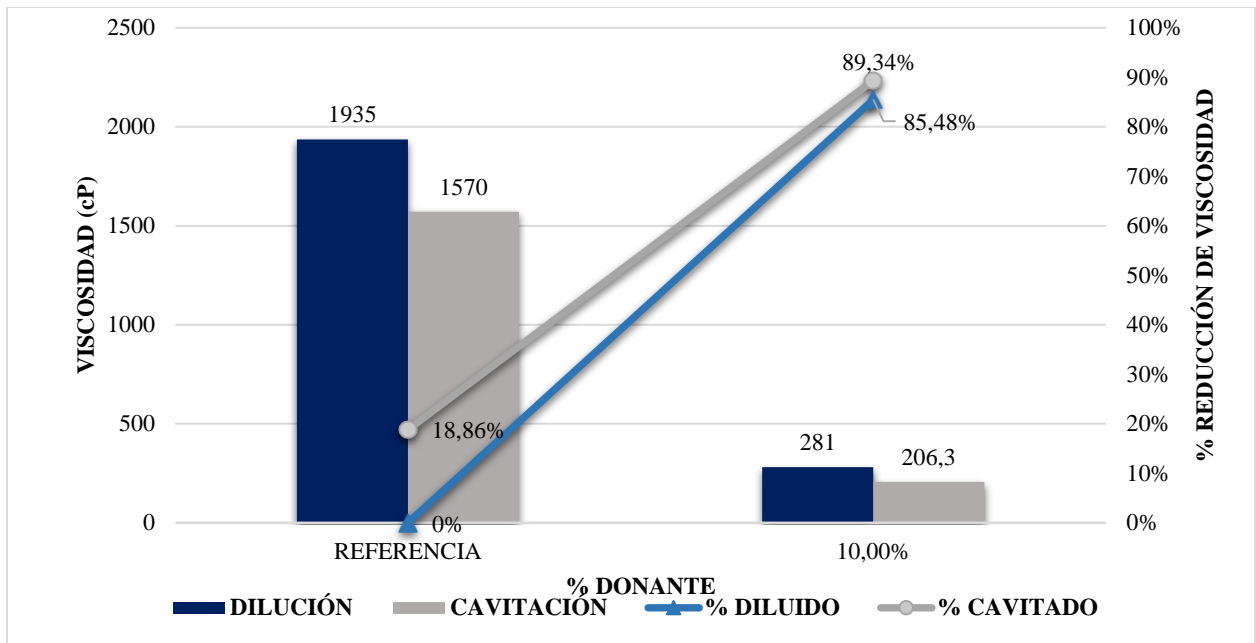


Figura 45. Resultados para el crudo E.

3.5.6 Análisis de Varianza Anova. Se desarrollan cuando los experimentos cuentan con un solo factor y se cuentan con dos o más tratamientos en cuanto a sus medidas poblacionales, probando la hipótesis nula en la igualdad de las medidas poblacionales. Para calcularla se requiere de (ecuaciones 26 – 31):

- Suma total de los cuadrados

$$SC_T = \sum_{i=1}^K \sum_{j=1}^{n_i} Y_{ij}^2 - \frac{Y_{..}^2}{N} \text{ Con K-1 grados de libertad (26)}$$

- Suma de cuadrados de tratamiento

$$SC_{TRAT} = \sum_{i=1}^k \frac{Y_{i.}^2}{n_i} - \frac{Y_{..}^2}{N} \text{ Con N-1 grados de libertad (27)}$$

- Suma de cuadrados del error

$$SC_E = SC_T - SC_{TAT} \text{ Con N-K grados de libertad (28)}$$

- Cuadrados medios de tratamiento y del error

$$CM_{TRAT} = \frac{SC_{TRAT}}{K-1} \quad (29)$$

$$CM_E = \frac{SC_E}{N-K} \quad (30)$$

- Estadístico de prueba (F)

$$\frac{CM_{TRAT}}{CM_E} \quad (31)$$

Dónde: N la cantidad de factores y K el número de niveles

El interés se centra en comparar los tratamientos en cuanto a sus medias poblacionales planteando mediante el planteamiento de las hipótesis.

$$H_0: \mu_1 = \mu_2 = \dots = \mu_k = \mu \quad (32)$$

$$H_A: \mu_i \neq \mu_j \text{ para algún } i \neq j \quad (33)$$

La hipótesis nula H_0 (ecuación 32) se cumple cuando el valor p no cae en la zona de rechazo la cual está determinada por el valor de significancia escogido, el cual es 0,05 en la mayoría de los casos. De lo contrario se acepta la hipótesis alterna (ecuación 33)

3.5.7 Resultados del análisis estadístico ANOVA. Se realizó un análisis estadístico con los resultados obtenidos de las pruebas de dilución y cavitación hidrodinámica con el fin de comprobar si el fenómeno de cavitación hidrodinámica es significativamente diferente al método de dilución.

$$\text{Hipótesis nula: } H_0: \mu_c = \mu_v \quad (34)$$

$$\text{Hipótesis alternativa: } H_A: \mu_c \neq \mu_v \quad (35)$$

La hipótesis nula (ecuación 34) establece que las medias de los resultados de la reducción de viscosidad obtenidos en los crudos (A, B, C, D, E) son significativamente iguales a las medias obtenidas de la reducción de viscosidad por dilución, de lo contrario la hipótesis alterna (ecuación 35) define que los valores de las medias son significativamente diferentes. Para aceptar la hipótesis

nula el valor generado por el análisis de varianza ANOVA debe ser mayor al grado de significancia σ que en este caso es de 0,05

Para el análisis se utilizó el método de comparación de Fisher. A continuación, se presentan los resultados:

Tabla 17.

Resultados del análisis de varianza ANOVA para un solo factor

<i>Fuente</i>	<i>GL</i>	<i>SC ajustada</i>	<i>MC ajustada</i>	<i>Valor F</i>	<i>Valor p</i>
Método	1	2.624.361	2.624.361	9,55	0,00697
Error	26	438.763.772	16.875.530		
Total	27	441.388.132			

En la tabla 17 se presentan los resultados del análisis de varianza anova. La media de los resultados obtenidos por el método de cavitación hidrodinámica es de 1.708 cP mientras que con la dilución la media obtenida es de 2.320 cP, lo cual refleja una mejoría evidente. El valor p indica que la hipótesis nula es falsa, por lo cual, los resultados son significativamente diferentes. La cavitación hidrodinámica presenta mejorías con respecto a dilución convencional, por lo cual, se recomienda continuar investigando este novedoso método para mejorar las condiciones operativas, tales como presión de operación, temperatura de operación o modificaciones en el equipo.

4. Desarrollo del Simulador de Cavitación Hidrodinámica

El modelamiento y la implementación de simuladores es importante para la resolución de problemas en la actualidad, así como también para la optimización de procesos y equipos. Igualmente, dentro del proyecto se planteó sentar las bases para el desarrollo de simulaciones más robustas que permitan predecir el comportamiento de los crudos pesados, una vez ha sido aplicado el proceso de cavitación hidrodinámica.

Lo anterior, con el fin de reducir la incertidumbre presente, permitiendo la variación de las condiciones operativas bajo las diferentes configuraciones del sistema, lo cual permita optimizar y reducir el número de horas hombre por prueba, costos de reactivos, gastos de energía y demás.

Por tal motivo, el presente capítulo tiene como objetivo la descripción del desarrollo de un simulador de cavitación hidrodinámica el cual consta del de un modelo matemático general, el cual se subdivide en dos submodelos; el submodelo de mezclado y el submodelo de cavitación.

El simulador denominado HCR-SIM fue desarrollado en el entorno informático que ofrece Matlab en su versión R2016b, este permitirá comprender de mejor manera el comportamientos de los datos obtenidos experimentalmente, así como, intentar obtener las variables operacionales que permitan mejores resultados en la reducción de viscosidad, esto se traduce en beneficios para ERVS debido a la reducción de los costos operacionales.

En el anexo 3 se incluye fotos del simulador y de parte del código de programación.

4.1 Procedimiento de funcionamiento del simulador

De manera general en el proceso de simulación se definieron dos etapas fundamentales (figura 46), asumiendo en ambos casos flujo unidimensional; la etapa de mezclado y la etapa de cavitación, el simulador hasta el momento no cuenta con modelos que incluyan cinética de las reacciones. Para

cada una de las etapas se definieron los sistemas de ecuaciones, las entradas o inputs, y las condiciones de frontera necesarias para el funcionamiento óptimo del simulador.

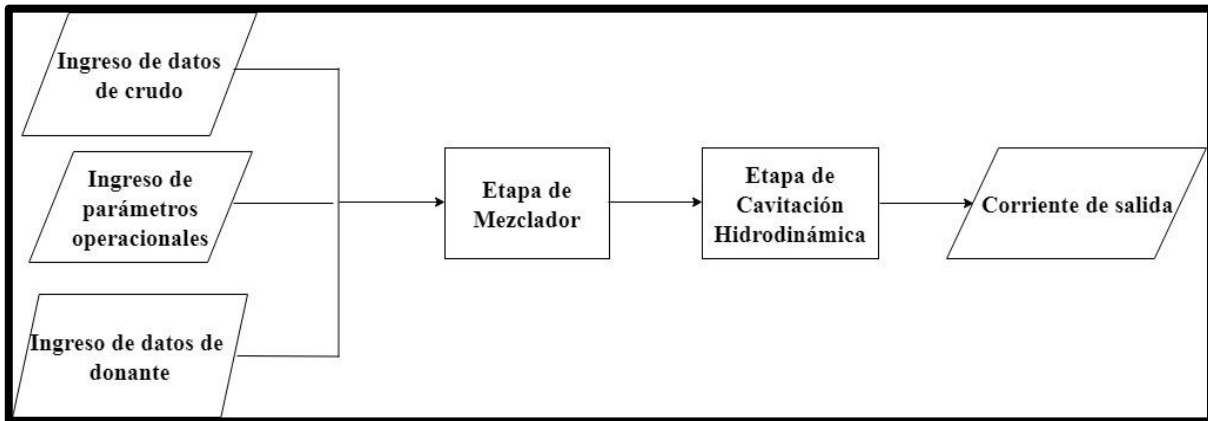


Figura 46. Diagrama de flujo general del funcionamiento del simulador.

Dentro de los datos de entrada se distinguen tres tipos, el primero de ellos son los datos de ingreso del crudo dentro de los cuales se requiere la viscosidad inicial (cP), la densidad °API, la presión de vapor (psi), el índice de comportamiento del crudo, el índice de consistencia del crudo. Para ingreso de los datos de donante se requiere la viscosidad inicial (cP), la densidad °API, y la presión de vapor (psi) y los porcentajes de donante en la mezcla en fracción volumétrica. Es necesario destacar que tras diversas investigaciones se ha logrado obtener una correlación la cual permite obtener el índice de comportamiento y el índice de consistencia de la mezcla teniendo en cuenta el porcentaje de donante en la mezcla.

Tanto para el crudo como para el donante es necesario ingresar las fracciones molares, para ello se cuenta con una base de datos con los componentes más comunes de los hidrocarburos, así como, información de los pesos moleculares, temperaturas de ebullición, factores acéntricos, coeficientes de interacción binaria, temperaturas críticas, presiones críticas.

También es necesario seleccionar uno de los tres modelos para el cálculo de la viscosidad de la mezcla, dentro de los que se encuentra: el modelo de Lederer & Shu, el método Chevron, y el modelo de Refutas.

Finalmente se ingresan las condiciones operativas, las cuales son modificables en caso tal no ocurra cavitación. Dentro de las condiciones operativas se encuentran: la presión de operación, la temperatura de operación, la caída de presión, las dimensiones de la rendija como lo son el alto, la longitud y el espesor.

A continuación, se presenta la figura 47 la cual representa el submodelo de mezclado. El software incluye conversiones mediante las cuales es posible convertir la fracción molar, a fracción másica, y convertir la fracción volumétrica de donante ingresado a fracción másica y fracción molar dependiendo de los cálculos. De igual manera se incluyen correlaciones las cuales permiten calcular la densidad y la presión de vapor luego de aumentar su temperatura. Finalmente se calcula la densidad de la mezcla y la viscosidad de la mezcla teniendo en cuenta el método seleccionado.

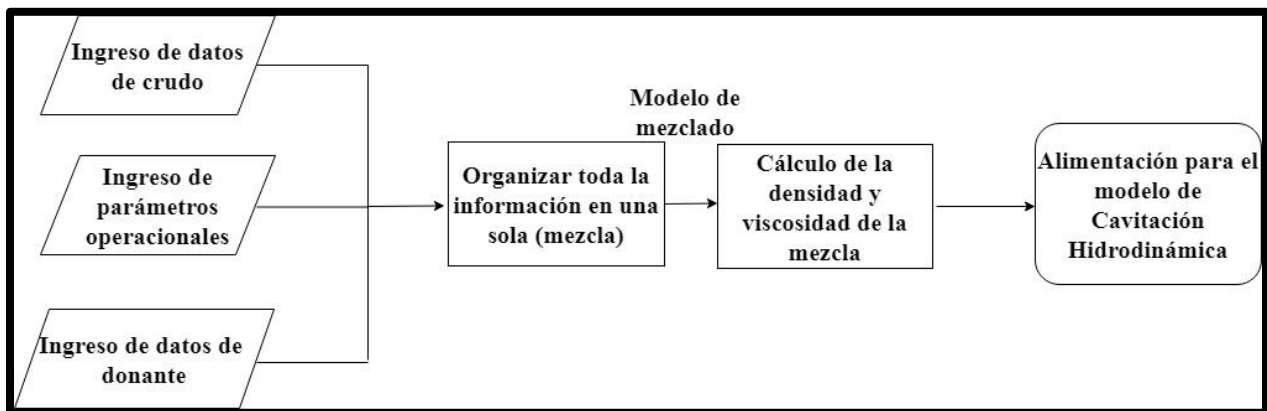


Figura 47. Diagrama de flujo de la etapa de mezclado.

La figura 48 describe el procedimiento de funcionamiento de la etapa de cavitación hidrodinámica. En esta etapa se requiere de las condiciones operacionales, las cuales el usuario ha definido previamente: presión y la temperatura de operación, el delta de presión, y la geometría El

simulador calcula la posibilidad de que ocurra cavitación, de no existir, el simulador pide nuevamente ingresar los parámetros operacionales, esto permitirá definir las condiciones necesarias para que ocurra cavitación en el equipo NANO. Tras de calcular el número de cavitación se calculan las propiedades termodinámicas de la fase liquido-vapor mediante la ecuación de Peng-Robinson y los cálculos de relación de equilibrio. Finalmente, el simulador calcula el radio de la burbuja, la densidad de burbujas generadas y la rata de generación de vapor. Esta información permitirá a futuro calcular la energía que se entrega tras la implosión y si esta es suficiente para craquear moléculas pesadas y generan compuestos de menor peso molecular.

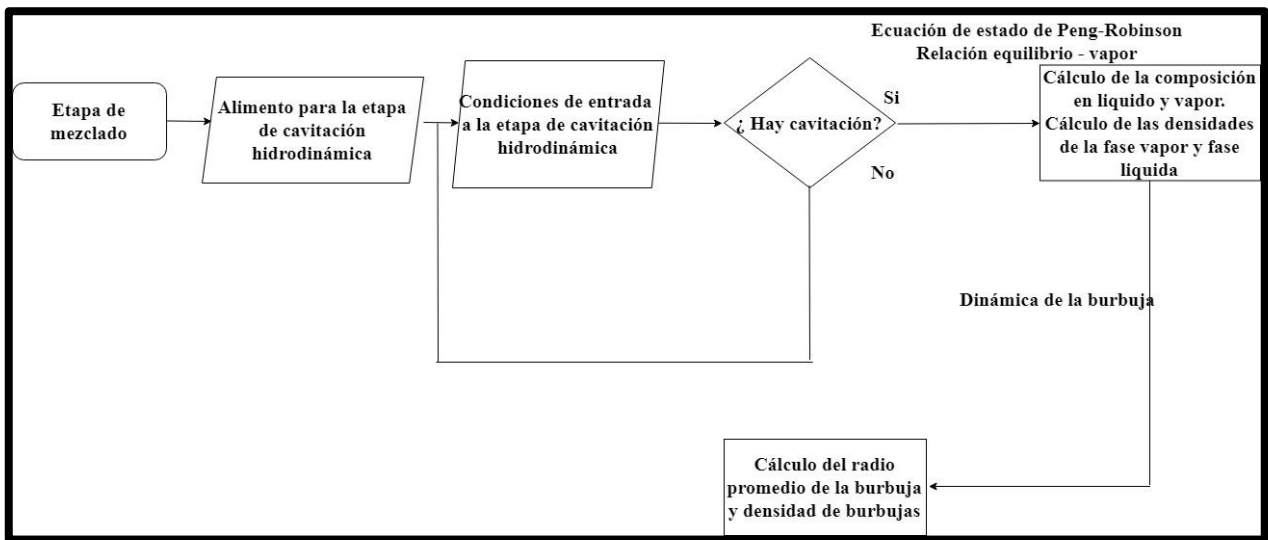


Figura 48. Diagrama de flujo de la etapa de cavitación hidrodinámica.

4.2 Ecuaciones iniciales de conversión

Para el submodelo de mezclado y el submodelo de cavitación hidrodinámica es necesario que los datos ingresados se encuentren organizados, es por ello que, el simulador realiza un procedimiento previo, el cual consiste en calcular nuevas fracciones (molares, másicas) de crudo, de donante y de cada uno de los componentes, de acuerdo con el porcentaje volumétrico de donante ingresado.

La densidad °API es convertida a densidad y recalculada de acuerdo con la temperatura del sistema, la presión de vapor del crudo también es recalculada mediante la ecuación de Maxwell y Bonnell.

4.2.1 Calculo de fracciones por componente y por corriente. La composición de las corrientes de crudo y de donante se ingresan en fracción molar, de igual manera se ingresan las fracciones volumétricas de donante en la mezcla. Las conversiones presentadas a continuación permiten calcular las fracciones de cada una de las corrientes, tanto de crudo como de donante.

- **De fracción molar a fracción másica:** Para convertir la fracción molar a fracción másica se debe multiplicar la fracción molar por la masa molecular, este procedimiento se realiza para cada componente, finalmente se divide entre el total de cada uno de los componentes como lo presenta la ecuación 36:

$$w_a = \frac{z_a M_a}{\sum_{i=1}^n z_i M_i} \quad (36)$$

Donde: z:fracción molar del componente. M:peso molecular del componente w:fracción masica del componente

La ecuación 37 se aplica para cada uno de los componentes

- **De fracción másica a fracción molar:** Para convertir la fracción másica a la fracción molar se debe dividir la fracción másica entre la masa molecular, este procedimiento se realiza para cada componente, finalmente se divide entre el total de cada uno de los componentes como lo presenta la ecuación 37:

$$z_a = \frac{\frac{w_a}{M_a}}{\sum_{i=1}^n \frac{w_i}{M_i}} \quad (37)$$

Donde: w : fracción masica del componente. M : peso molecular del componente.
 z fracción molar del componente.

- **De fracción volumétrica a fracción másica:** Es necesaria, para convertir la fracción volumétrica de donante ingresada a fracción másica. Consiste en multiplicar la fracción volumétrica por la densidad y dividirla entre el total. Como se presenta en la ecuación 38.

$$w_a = \frac{\rho_a f \cdot v_a}{\sum_{i=1}^n \rho_i f \cdot v_i} \quad (38)$$

En donde: ρ : densidad $f \cdot v$: fracción volumétrica w : fracción másica

- **Recalculo de la fracción molar de cada uno de los componentes:** Se hace necesario conocer la nueva fracción de cada uno de los componentes de la mezcla, para ello, se multiplica la fracción molar de donante ingresada y se multiplica por la fracción de cada uno de los componentes (ecuación 39):

$$z_{ad} = z_a * z_{\%} \quad (39)$$

Donde: z_{ad} : fracción molar del componente en el donante z_a : fracción molar del componente $z_{\%}$: fracción molar de donante ingresada en el simulador

Para los componentes del crudo el procedimiento es similar (ecuación 40):

$$z_{ac} = z_a * (1 - z_{\%}) \quad (40)$$

Donde: z_{ac} : fracción molar del componente en el crudo

Finalmente se suman las fracciones molares de cada uno de los componentes, en el donante y en el crudo (ecuación 41):

$$z_{aT} = z_{ac} + z_{ad} \quad (41)$$

Donde: z_{aT} : fracción molar total del componente (a) en la mezcla.

4.2.2 Variación de la densidad con respecto a la temperatura. Dentro del proceso es necesario en algunas ocasiones calentar el crudo para que este fluya, por tal motivo es necesario incluir una correlación que calcule el cambio de la densidad con respecto a la temperatura. La ecuación 42 requiere de la densidad a condiciones estándar la cual se obtiene a partir de la densidad °API y la temperatura ingresada debe de ser en °F. (Wauquier, 2004).

$$\rho = \frac{\rho_{osc}}{1 + \frac{T-68}{1,885}} \quad (42)$$

Donde: ρ :densidad. ρ_{osc} :densidad del crudo a condiciones estándar. T :temperatura de operación

4.2.3 Variación de la presión de vapor respecto a la temperatura. Se calcula a partir de la ecuación de Maxwell y Bonnell (Wauquier, 2004) la cual requiere que se conozca la temperatura de ebullición y la densidad relativa estándar. El método es iterativo solo si el punto de ebullición es superior a 366,5 K. El procedimiento es descrito a continuación (ecuaciones 43 – 48):

1. Se determina el factor f a partir de la temperatura de ebullición T_b
2. Se calcula T'_b utilizando el factor de caracterización de Watson K_w y una primera estimación de la presión de vapor P_{ve}
3. La presión de vapor P_v se determina de nuevo después de calcular el parámetro X .
4. Se vuelve a calcular T'_b y después se itera.

$$f = 0 \quad \text{si} \quad T_b < 366,5 \text{ K} \quad (43)$$

$$f = 1 \quad \text{si} \quad T_b > 477,6 \text{ K} \quad (44)$$

$$f = \frac{T_b - 366,5}{111,1} \quad \text{si} \quad 366,5 \text{ K} < T_b < 477,6 \quad (45)$$

$$T'_b = T_b - 1,39 f(K_w - 12) \log \frac{P_{ve}}{1,013} \quad (46)$$

$$X = \frac{\frac{T'_b}{T} - 5,16 \cdot 10^{-4} T'_b}{748,1 - 0,386 T'_b} \quad (47)$$

$$\log P_v = \frac{aX - b}{cX - d} - 2,8750 \quad (48)$$

El valor de cada uno de los coeficientes en la ecuación anterior dependen del valor de X

$$X < 0,0013 \quad a= 2,770,085 \quad b= 6,4112631 \quad c= 36 \quad d=0,989679$$

$$0,0013 < X < 0,0022 \quad a= 2,663,129 \quad b=5,994296 \quad c= 95,76 \quad d= 0,972546$$

La temperatura se encuentra en Kelvin y la presión de vapor en bar. Para evitar errores de unidades el simulador incluye las conversiones de las unidades directamente en las ecuaciones.

El factor de caracterización de Watson (ecuación 49):

$$K_w = \left(\frac{(T_{prom}/1,8)^{1/3}}{\rho_{osc}} \right) \quad (49)$$

Donde T_{prom} es la temperatura de ebullición promedio en Kelvin y ρ_{osc} la densidad relativa del crudo a condiciones estándar.

4.2.4 Densidad. Si se cuenta con la gravedad °API de los fluidos es necesario para aplicar algunos modelos contar con la densidad, para ello se calcula la gravedad especifica (ecuación 19) y se multiplica por la densidad del agua (ecuación 20)

$$GE = \frac{141,5}{\text{°API} + 131,5} \quad (19)$$

$$\rho = GE * \rho_{H2O} \quad (20)$$

4.3 Modelo de mezclado

Este modelo fue establecido con la finalidad de mezclar el crudo con el donante y calcular la viscosidad y densidad de la corriente. Es aplicado previo al submodelo de cavitación hidrodinámica. Fue diseñado partiendo de un balance macroscópico de materia y reglas de mezclado.

4.3.1 Reglas de mezclado. Este modelo fue establecido con la objetivo de buscar la mejor predicción final de las condiciones físicas de la mezcla crudo–donante. Sin embargo, las demás variables químicas son calculadas de acuerdo con las librerías de propiedades fisicoquímicas de los componentes hidrocarburos.

4.3.1.1 Densidad de la mezcla. El cálculo de la densidad de la mezcla es realizado con la fracción volumétrica de donante ingresada al sistema, la cual es convertida a fracción másica y multiplicada por la densidad del donante y la densidad del crudo (ecuación 50):

$$\rho_m = f(\rho_i, x_i) = \rho_d w_{\%} + \rho_c (1 - w_{\%}) \quad (50)$$

Donde: ρ_d : densidad del donante $w_{\%}$: fracción másica de la corriente de donante ρ_c : densidad del crudo.

4.3.1.2 Viscosidad de la mezcla. El simulador cuenta con tres modelos para el cálculo de la viscosidad de la mezcla (Lederer & Shu, método Chevron y Refutas), estos fueron seleccionados debido a que se ha encontrado que el margen de error al estimar la viscosidad final ha sido mínimo con los crudos los cuales trabaja ERVS S.A.S. A continuación se presentan los modelos de viscosidad que se han tenido en cuenta. (Centeno, Sánchez-Reyna, Ancheyta, Muñoz, Cardona, 2011) y (Chinome y Zapata, 2012):

- **Lederer & Shu:** Los parámetros de ingreso la viscosidad De las corrientes a la temperatura de referencia, la fracción volumétrica. Con ellos se calcula el factor δ teniendo en cuenta la densidad de los componentes de la mezcla (ecuaciones 51-54).

$$\ln\mu = x'_A \ln\mu_A + x'_B \ln\mu_B \quad (51)$$

$$x'_A = \frac{\delta f.v_A}{\delta f.v_A + f.v_B} \quad (52)$$

$$x_B = 1 - x'_A \quad (53)$$

$$\delta = \frac{17,04\Delta\rho^{0,5237} \rho_A^{3,2745} \rho_B^{1,6316}}{\ln\left(\frac{\mu_A}{\mu_B}\right)} \quad (54)$$

Donde:

μ : viscosidad dinámica δ : parámetro que depende de la densidad y de la viscosidad ρ : densidad
 $f.v$: fracción volumétrica x' : parámetro que depende de δ y de $f.v$

- **Método Chevron:** Tiene en cuenta la viscosidad dinámica del fluido y el porcentaje volumétrico de las corrientes en la mezcla (ecuaciones 55 - 57)

$$VBI_i = \frac{\log \mu_i}{3 + \log v_i} \quad (55)$$

$$VBI_\beta = \sum_{i=1}^n f \cdot v_i VBI_i \quad (56)$$

$$\mu = 10^{\left(\frac{3VBI_\beta}{1-VBI_\beta}\right)} \quad (57)$$

Donde:

μ : viscosidad dinámica f : fracción volumétrica VBI : parámetro que depende de la viscosidad VBI_β : parámetro que depende de VBI y de la fracción volumétrica

- **Refutas:** Consiste en el cálculo de valores VBI para el crudo y para el diluyentes a partir de la viscosidad de los componentes de la mezcla, para luego calcular un valor de VBI total con el inverso de la fracción de los componentes en la mezcla, finalmente se calcula la viscosidad de la mezcla (ecuaciones 58 - 63).

$$W_o = \frac{1}{\text{Volumen crudo}} \quad (58)$$

$$W_s = \frac{1}{\text{Volumen donante}} \quad (59)$$

$$VBI_{crudo} = 23,097 + 33,469 \log_{10}(\log_{10}(\mu_{crudo})) \quad (60)$$

$$VBI_{donante} = 23,097 + 33,469 \log_{10}(\log_{10}(\mu_{donante})) \quad (61)$$

$$VBI_{total} = W_o VBI_{crudo} + W_s VBI_{diluyente} \quad (62)$$

$$\mu = 10^{10 \left(\frac{VBI_{total} - 23,097}{33,469}\right) - 0,8} \quad (63)$$

Donde:

μ : viscosidad dinámica W_o y W_s : parámetros que dependen del volumen de crudo y donante en la mezcla VBI : parámetro que depende de la viscosidad VBI_{total} : parámetro que depende de VBI , de W_o y de W_s

4.4 Modelo de cavitación hidrodinámica

El objetivo de este submodelo es calcular la formación de vapor en forma de burbujas tras la caída de presión ocasionada por la configuración geométrica dentro del reactor. Este modelo está constituido por el número de cavitación, el número de Reynolds, la ecuación de estado de Peng-Robinson, la relación de equilibrio liquido-vapor, cálculos de la fracción volumétrica de vapor y modelos para la dinámica de la burbuja.

4.4.1 Número de cavitación y número de Reynolds. El número de cavitación y el número de Reynolds permiten afirmar la existencia de cavitación en el modelo. El número de Reynolds (ecuación 64) debe indicar un régimen turbulento luego de atravesar la obstrucción, mientras que el número de cavitación (ecuación 1) debe de ser menor que uno para garantizar que ocurra el fenómeno de cavitación, pero este valor tampoco puede ser muy pequeño debido a que podría ocurrir un fenómeno no deseado llamado supercavitación. Se ha identificado que la supercavitación ocurre para valores de número de cavitación entre 0,005 y 0,008 para valores de β entre 0,026-0,13 (Vichare, Gogate, & Pandit, 2000). Donde β es la relación entre el diámetro de la obstrucción y el diámetro de la tubería (ecuación 65)

$$Re@T = \left(\frac{\rho_{crudo@T} D}{\mu_{crudo@T}} \right) \left[\left(\frac{1}{2} \right) \left(\left(\frac{\Delta P}{2LK} \right)^{1/n} \left[\frac{n}{1+n} \right] r^{\frac{1}{n}+1} \right) \right] \quad (64)$$

Donde:

K: es el índice de consistencia de crudo n : es el índice de comportamiento de crudo

r: radio hidráulico L: longitud ΔP : caída de presión

$$Ca = \sigma_c = \frac{P_{ref} - P_v}{\rho V^2} \quad (1)$$

$$\beta = \frac{\text{diametro de la obstrucción}}{\text{diametro de la tubería}} \quad (65)$$

4.4.2 EOS Peng- Robinson. Relaciona la presión, la temperatura y el volumen molar del fluido para determinar el comportamiento de las fases presentes. La ecuación de Peng Robinson (ecuación 66) nace de una mejora a la ecuación de estado SRK. Está compuesta por un término de atracción y un término que hace referencia a la repulsión (McCain, 2017).

$$P = \frac{R_c T}{(V_M - b)^2} - \frac{a\alpha}{(V_M + b)^2 - cb^2} \quad (66)$$

Por lo general la ecuación 67 se presenta en su forma cubica (ecuación 67):

$$Z^3 + (B - 1)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad (67)$$

$$A = \frac{a\alpha P}{(R_c T)^2} \text{ y } B = \frac{bP}{R_c T} \quad (68) \text{ y } (69)$$

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \text{ y } b = \Omega_b \frac{R_c T_c}{P_c} \quad (70) \text{ y } (71)$$

$$\alpha = (1 + \eta(1 - \sqrt{T_r}))^2 \quad (72)$$

$$\eta = 0,379642 + 1,48503\omega - 0,1633\omega^2 + 0,16667\omega^3 \quad (73)$$

$$\omega = 1 - \log(P_{vr}) \quad (74)$$

Las ecuaciones 69 a la 74 presentan la metodología empleada para la obtención de las raíces reales de la ecuación 67.

Para mezclas se introducen las siguientes ecuaciones 75, 76:

$$(a\alpha)_m = \sum_i \sum_j \left(z_i z_j (a_i a_j \alpha_i \alpha_j) \right)^{0,5} (k_{ij} - 1) \quad (75)$$

$$b_m = \sum_i (z_i b_i) \quad (76)$$

Es necesario aclarar que no se debe de confundir ω con velocidad angular, ni los valores a y b con los que se encuentran en la ecuación de Maxwell y Bonnell. A continuación, se presentan cada uno de los términos:

Z: Factor de compresibilidad

P: Presión T: Temperatura V_M : Volumen molar R_c : Constante de los gases ideales

a: Parámetro de atracción b: Parámetro de repulsión

P_{vr} y T_r : Presión de vapor reducida y temperatura reducida. P_c y T_c : Presión y temperatura crítica

ω : Factor acéntrico

k_{ij} : Coeficiente de interacción binaria

$$\Omega_a = 0,421875 \quad \Omega_b = 0,125$$

η : Parámetro dependiente del factor acéntrico

A y B: parámetro dependiente de la presión, de la temperatura, y de la contante ideal de los gases.

4.4.3 Relación de equilibrio k_i . Las ecuaciones 77-86 describen todo el procedimiento realizado para obtener la relación de equilibrio. A continuación, se presenta el procedimiento paso a paso (Ahmed, 2013):

1. Asumir un valor inicial para k_i o calcularlo mediante la ecuación de Wilson
2. Realizar los cálculos flash partiendo de la composición y el k_i los cuales consisten:

$$n_v = \frac{A}{(A+B)} \quad (77)$$

Donde $A = \sum_i [z_i * (k_i - 1)]$ y $B = \sum_i \left[z_i \left(\frac{1}{k_i} - 1 \right) \right]$ (78) y (79)

$$f(n_v) = \sum_i \frac{z_i(k_i-1)}{n_v(k_i-1)+1} \text{ y } f'(n_v) = - \sum_i \left\{ \frac{z_i(k_i-1)}{[n_v(k_i-1)+1]^2} \right\} \quad (80) \text{ y } (81)$$

$$(n_v)_{nuevo} = n_v - \frac{f(n_v)}{f'(n_v)} \quad (82)$$

El procedimiento del cálculo flash se detiene cuando $|(n_v)_{nuevo} - n_v| < 10^{-6}$ (83)

A partir de n_v el cuál es la cantidad de moles en fase gaseosa se calcula la cantidad de moles en fase líquida. $n_l = 1 - n_v$ (84)

Finalmente se calculan las composiciones de la fase líquida y la fase vapor:

$$x_i = \frac{z_i}{(n_l + n_v k_i)} \text{ y } y_i = k_i x_i \quad (85) \text{ y } (86)$$

3. Calcular las raíces Z para la ecuación de estado de Peng-Robinson.
4. Realizar los cálculos de fugacidad mediante la siguiente ecuación:

$$\ln(\Phi_i) = \frac{b_i(Z-1)}{b_m} - \ln(Z - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left[\frac{2\psi_i}{(a\alpha)_m} - \frac{b_i}{b_m} \right] \ln \left[\frac{Z+(1+\sqrt{2})B}{Z-(1-\sqrt{2})B} \right] \quad (87)$$

Donde:

$$\psi_i = \sum_j [x_i \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij})] \quad (88)$$

La ecuación 87 y 88 aplica para vapor como para líquido, solo se requiere cambiar las raíces Z y las fracciones.

5. Calculas las relaciones de equilibrio $k_i = \frac{\Phi_i^l}{\Phi_i^v}$ (89)

6. Revisar la solución $\sum_i^n (k_i/k_i^A - 1)^2 \leq 0,0001$ (90). De lo contrario repetir.

El procedimiento para calcular la relación de equilibrio k_i en conjunto con los cálculos flash y de fugacidad permite encontrar la cantidad de moles para cada componente que se encuentran en fase líquida y en fase vapor. Las fracciones volumétricas de vapor pueden ser convertidas a fracciones másicas y fracciones volumétricas que finalmente se aplican en el modelo de la dinámica de la burbuja.

Para calcular la relación de equilibrio puede seguir el algoritmo descrito en la figura 49.

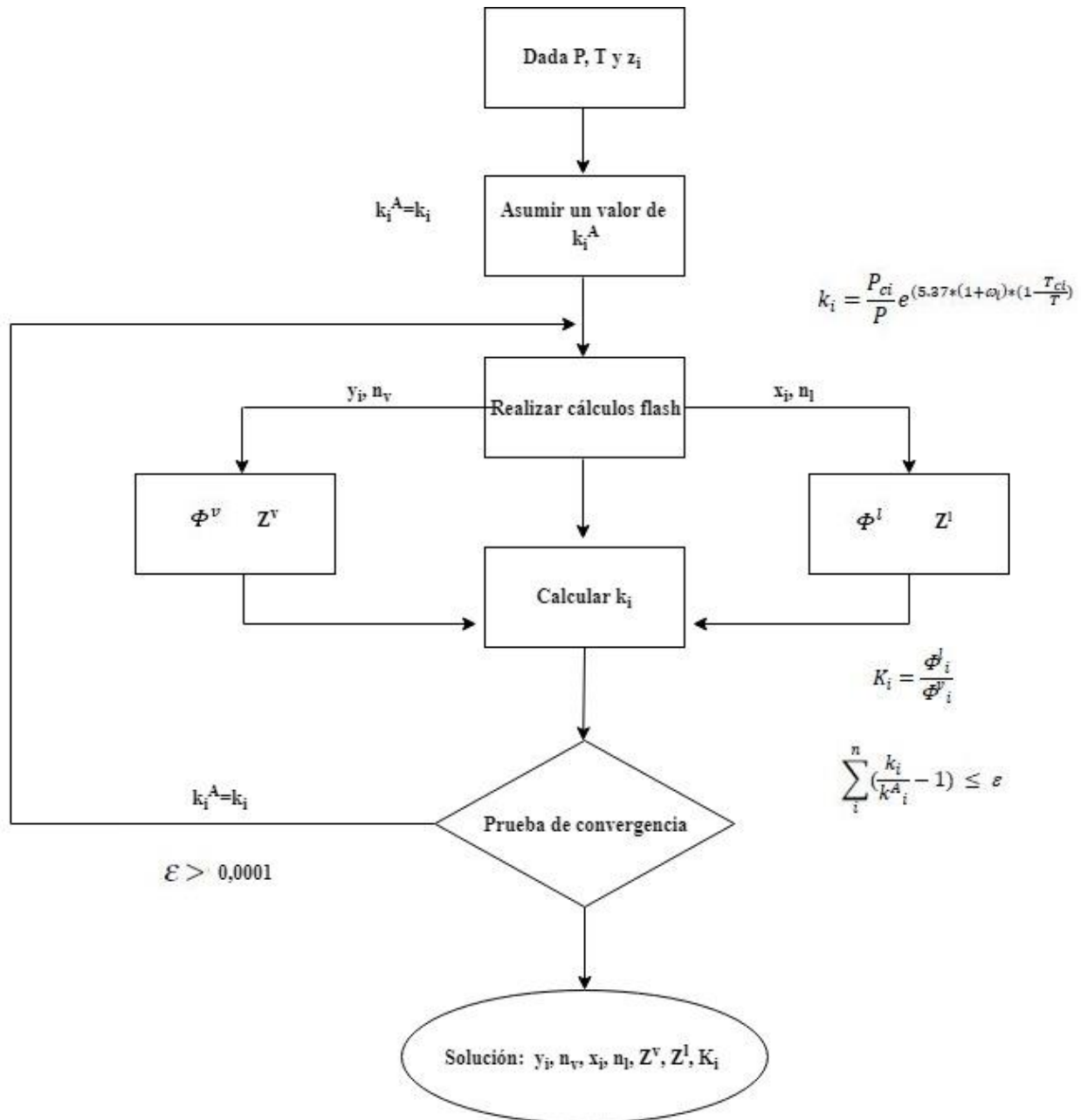


Figura 49. Algoritmo para calcular la relación de equilibrio liquido-vapor.
Tomado de: Ahmed, T. (2013). Equations of state and PVT analysis. Elsevier.

Se hace necesario aclarar que no se deben de confundir los parámetros A y B con los que se encuentran en la ecuación de Peng-Robinson. A continuación, se definen cada uno de los términos de este método:

z : fracción molar del componente x : fracción molar de líquido y : fracción molar de vapor
 n_v y n_l : moles de vapor y moles de líquido k : relación de equilibrio

A y B: parámetros que dependen de las moles de vapor y líquido de cada componente.

(Φ_i) : coeficiente de fugacidad

f : fugacidad del componente ya sea en fase líquida o fase vapor

ψ_i : parámetro dependiendo del término de atracción de la ecuación de Peng-Robinson, de la fracción molar de líquido o de vapor y del índice de interacción binaria.

4.4.4 Modelo de dinámica de la burbuja. De acuerdo con (Singhal, Althavale, Li y Jiang) el enfoque básico para un modelo completo de cavitación hidrodinámica consiste en la ecuación de flujo viscoso de Navier-Stokes para flujo de densidad de fluido variable, la cual es función de la fracción másica de vapor ζ la cual es calculada resolviendo la ecuación de transporte con las ecuaciones de conservación de masa y de momentum.

La relación ρ - ζ está establecida por la ecuación (91):

$$\frac{1}{\rho} = \frac{\zeta}{\rho_v} + \frac{1-\zeta}{\rho_l} \quad (91)$$

La fracción volumétrica de vapor se deduce de la ecuación (92):

$$\tau \equiv \zeta \frac{\rho}{\rho_v} \quad (92)$$

Mientras que la fracción másica de vapor se encuentra gobernada por la ecuación de transporte (ecuación 93):

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\zeta) + \nabla(\rho\vec{V}\zeta) = \nabla(\Gamma\nabla\zeta) + R_e R_{co} \quad (93)$$

Donde R_e y R_{co} denotan la generación de vapor y la condensación de este y dependen de parámetros tales como (presión, velocidad de flujo, densidades, presión de saturación y la tensión superficial del líquido.

- **Consideración de la dinámica de la burbuja:** Se asume que existen múltiples núcleos de cavidades, por lo que es importante conocer el crecimiento y colapso de la burbuja. En un líquido que fluye con velocidad cero entre el fluido y la burbuja, la ecuación de la dinámica de la burbuja se puede derivar de la ecuación general de Rayleigh- Plesset (2):

$$R\ddot{R} + \frac{3}{2}\dot{R}^2 = \frac{1}{\rho} \left[\left(P_h + \frac{2\sigma_s}{Re} - P_v \right) \left(\frac{Re}{R} \right)^{\alpha k} - \frac{4n\dot{R}}{R} - \frac{2\sigma_s}{R} - P_h + P_a \right] \quad (2)$$

$$R \frac{D^2 R_b}{Dt^2} + \frac{3}{2} \left(\frac{DR}{Dt} \right)^2 = \left(\frac{P_B - P}{\rho_l} \right) - \frac{4V_l}{R} R - \frac{2\sigma_s}{\rho_l R} \quad (94)$$

Donde R es el radio de la burbuja, P_B la presión de la burbuja, V_l es la velocidad del líquido y σ_s es la tensión superficial.

Para obtener una expresión que involucre la velocidad del cambio de fase, las ecuaciones de continuidad para dos fases son planteadas (ecuación 95 – 97)

Fase líquida (ecuación 95):

$$\frac{\partial}{\partial t} [(1 - \tau)\rho_l] + \nabla [(1 - \tau)\rho_l \vec{V}] = -R_{ec} \quad (95)$$

Fase vapor (ecuación 96):

$$\frac{\partial}{\partial t} (\tau\rho_v) + \nabla (\tau\rho_v \vec{V}) = R_{ec} \quad (96)$$

Mezcla (ecuación 97):

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho) + \nabla(\rho \vec{V}) = 0 \quad (97)$$

En las ecuación 95 y 97 R_{ec} hace referencia a la velocidad de cambio de fase y ρ es la densidad de la mezcla. Al combinar las ecuaciones (95 – 97) se encuentra una relación entre la densidad de la mezcla y la fracción volumétrica de vapor τ (ecuación 98)

$$\frac{D\rho}{Dt} = -(\rho_l - \rho_v) \frac{D\tau}{Dt} \quad (98)$$

La fracción volumétrica de vapor puede relacionarse con la densidad de burbujas n durante la cavitación mediante la ecuación 99

$$\tau = n \frac{4}{3} \pi R_b^3 \quad (99)$$

Al sustituir la ecuación 99 en la ecuación 97 se obtiene la ecuación 100:

$$\frac{D\rho}{Dt} = -(\rho_l - \rho_v)(n4\pi)^{1/3}(3\tau)^{2/3} \frac{DR}{Dt} \quad (100)$$

Usando la ecuación 94 sin tener en cuenta el termino de amortiguamiento viscoso y los términos de tensión superficial la ecuación 100 se transforma en la ecuación 101:

$$R_{ec} = (n4\pi)^{1/3}(3\tau)^{2/3} \frac{\rho_v \rho_l}{\rho} \left[\frac{2}{3} \left(\frac{P_B - P}{\rho_l} \right) - \frac{2}{3} R \frac{D^2 R}{Dt^2} \right]^{1/2} \quad (101)$$

Usando la ecuación 93 y la ecuación 101 e ignorando la derivada de segundo orden del radio de la burbuja se obtiene la ecuación 102 cuyo lado derecho representa la velocidad o rata de generación o evaporación. Esta ecuación puede utilizarse para calcular el colapso de la burbuja cuando $P > P_B$ al utilizar el valor absoluto de la diferencia $P_B - P$. La presión P_B se asume igual a la presión de vapor si no hay presencia de gas disuelto, transporte de masa y amortiguamiento viscoso.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\zeta) + \nabla(\rho\zeta v) = (n4\pi)^{1/3}(3\tau)^{2/3} \frac{\rho_v \rho_l}{\rho} \left[\frac{2}{3} \left(\frac{P_B - P}{\rho_l} \right) \right]^{1/2} \quad (102)$$

La ecuación 102 permite calcular de igual manera el número de burbujas presentes durante la cavitación y a partir de la ecuación 99 se puede calcular el radio promedio de la burbuja

$$R = \frac{0,061We\sigma}{2\rho_l v_{rel}^2} \quad (102)$$

4.5 Análisis de Resultados.

Con el objetivo de entender la dinámica del fenómeno con respecto al cambio de viscosidad y los diferentes parámetros que intervienen, se desarrollaron corridas para tres crudos que poseían los requerimientos mínimos (Reología y Composición Química) para así realizar el estudio. En la Tabla 18, se observan las propiedades físicas de los crudos seleccionados para la realización de estas simulaciones. Igualmente, se simularon los comportamientos para las cuatro mezclas utilizadas en estos crudos a diferentes porcentajes de donantes de hidrógeno 2%, 4%, 6% y 8%.

Tabla 18.
Propiedades del crudo y del donante

Propiedad	Crudo F	Crudo G	Crudo H	Donante
°API	17,5	19,8	14,3	80
Viscosidad (30°C)	12.528	699	3.634	0,67
P_v	26	28	32	7
Índice de consistencia	1,2	0,98	1,15	-
Índice de comportamiento	0,61	0,5	0,6	-

A continuación, se define la geometría del cavitador (tabla 19).

Tabla 19.
Geometría del cavitador

	Diseño del cavitador
Largo de la rendija (mm)	16
Alto de la rendija (mm)	10

Espesor de la rendija (mm)	2,5
-----------------------------------	-----

En la tabla 20 se encuentran descritas las condiciones operativas para el cavitador.

Tabla 20.

Condiciones de entrada

Condiciones de entrada	Valor
Caudal (gpm)	10
Presión de entrada (Psia)	150-180-200
Temperatura (°F)	140
Caída de presión (Psia)	80

Una vez establecidas las condiciones de frontera y demás variables, se procedió a realizar las respectivas simulaciones de la dinámica de la burbuja, de donde se extrajeron las figuras 50-55 en las cuales se detalla la relación entre el número de cavitación y el número de Reynolds; y entre el número de cavitación y la eficiencia en la reducción de viscosidad.

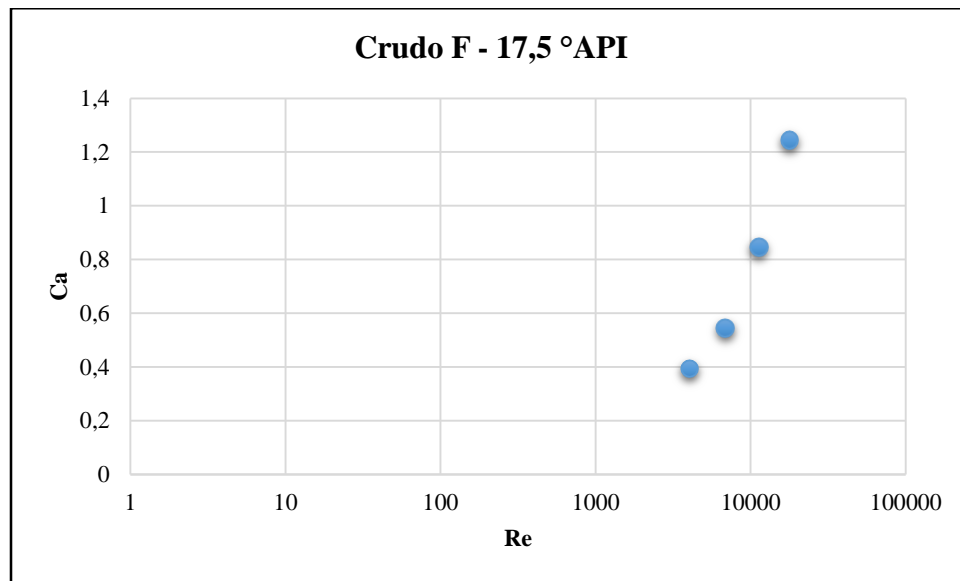


Figura 50. Resultados número de cavitación vs número de Reynolds Crudo F - 17,5 °API

Para el crudo F es posible observar que a medida que aumenta el número de Reynolds aumenta el número de cavitación. El número de Reynolds se mantiene en un rango entre

aproximadamente 5.000 y 20.000 lo cual indica regimen turbulento. El número de Reynolds aumenta a medida que el porcentaje de donante aumenta, debido a que se el fluido esta reduciendo aún mas su viscosidad, efecto de la aplicación del donante.

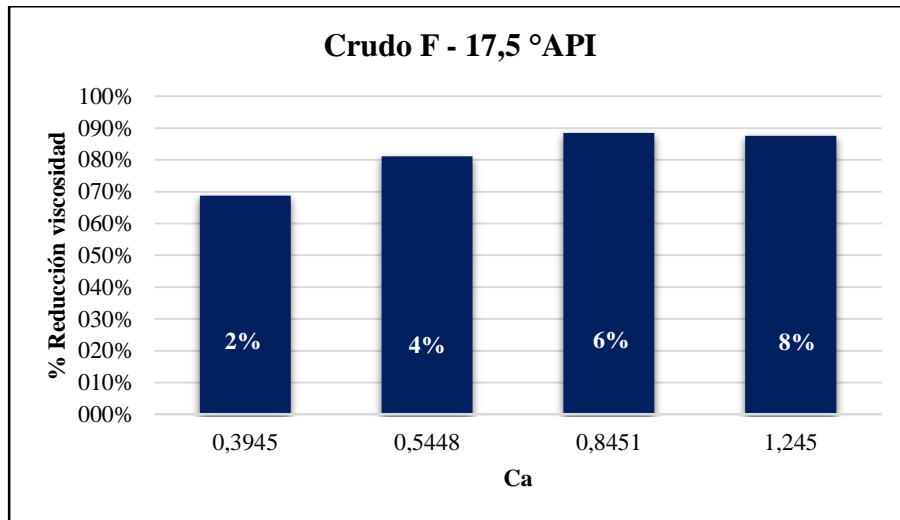


Figura 51. Resultados % reducción de viscosidad vs número de cavitación Crudo F - 17,5 °API

Para el crudo F se observa que a medida que aumenta el porcentaje de donante, ocurren dos cosas, la primera aumenta el porcentaje de reducción de viscosidad y segunda aumenta el número de cavitación hidrodinámica.

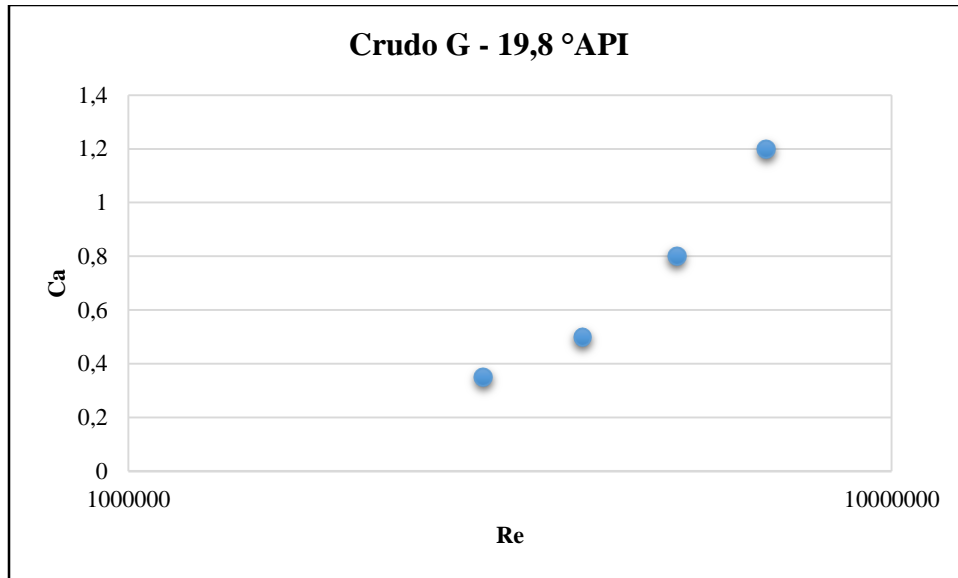


Figura 52. Resultados número de cavitación vs número de Reynolds Crudo G - 19,8 °API

El crudo G tiene menor viscosidad que el crudo F (699 a 30C), por tal motivo, los números de Reynolds obtenidos son mucho mayores, sin embargo, el número de cavitación se mantiene cerca de los mismos rangos. El comportamiento es similar al crudo F

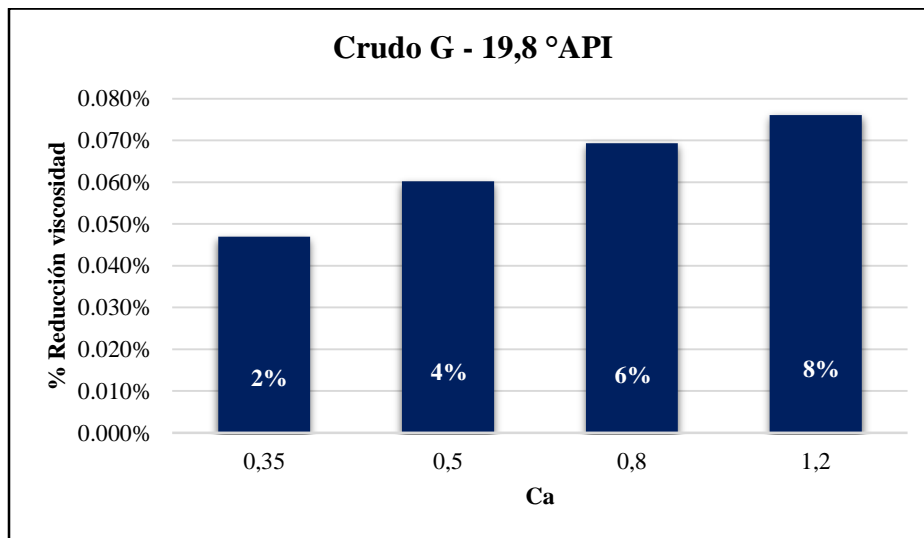


Figura 53. Resultados % reducción de viscosidad vs número de cavitación Crudo G - 19,8 °API

Para el crudo G se observa que a medida que aumenta el porcentaje de donante, ocurren dos cosas, la primera aumenta el porcentaje de reducción de viscosidad y segunda aumenta el número de cavitación hidrodinámica.

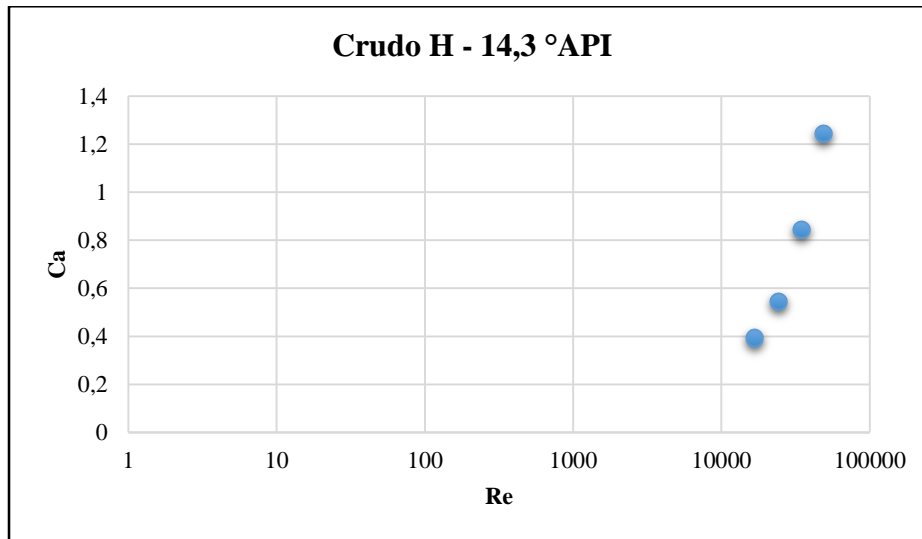


Figura 54. Resultados número de cavitación vs número de Reynolds Crudo H - 14,3 °API

Para el crudo H se observa que los números de Reynolds se encuentran entre 10.000 y 100.000, comportamiento el cual obedece a su viscosidad inicial. El comportamiento se mantuvo, a medida que aumenta el número de Reynolds, aumenta el número de cavitación.

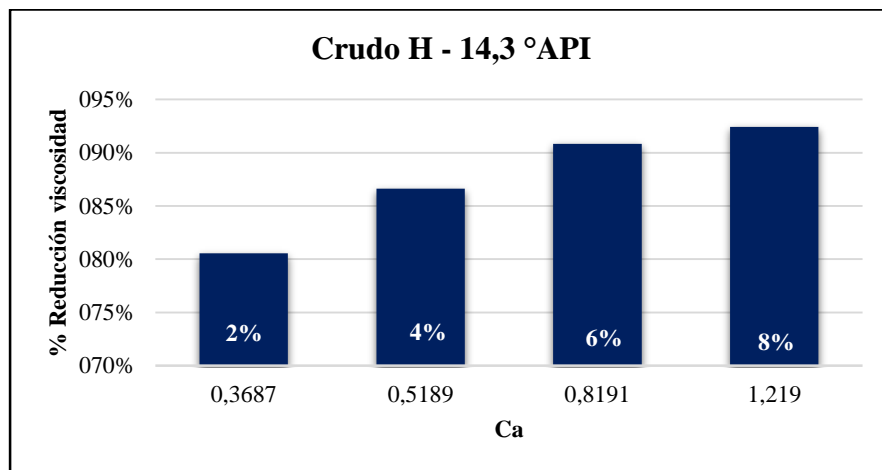


Figura 55. Resultados % reducción de viscosidad vs número de cavitación Crudo H - 14,3 °API

Para cada uno de los tres crudos (F, G y H) se observa que el número de cavitación aumenta cuando aumenta el número de Reynolds. De igual manera, se confirma que a medida que se aumenta el porcentaje de donante dentro de la mezcla, el número de Reynolds también lo hace. Este comportamiento, es subsecuente con la experimentación, ya que, al tener un mayor porcentaje de donante en la mezcla, la viscosidad disminuye por lo tanto el número de Reynolds aumenta, esto también indica la disminución de la presión de vapor para cada uno de los porcentajes de donante en la mezcla.

Finalmente se relacionaron los porcentajes de disminución de viscosidad, con respecto al número de cavitación. En las figuras de la 51, 53 y 55 se puede observar que a medida que el número de cavitación aumenta, el porcentaje de reducción de viscosidad aumenta, lo que permite inferir que a números de cavitación por encima de 1 el mecanismo de reducción de viscosidad preponderante no es la cavitación hidrodinámica, sino, el efecto del donante que cumple funciones de diluyente.

Conclusiones

- El método de escalamiento permitió diseñar y construir HCR-NANO la cual reproduce satisfactoriamente el fenómeno de caída de presión debido al aumento de la velocidad angular y generación del fenómeno Venturi.
- De acuerdo con los resultados obtenidos al realizar pruebas de reducción de viscosidad utilizando el reactor de cavitación hidrodinámica HCR-NANO, se pudo concluir que existe gran correlación con respecto a los valores resultantes en el equipo más grande actualmente existente (HCR-200).
- Para los crudos pesados empleados en el análisis estadístico, los cuales tenían una gravedad °API entre 11 y 19,4 el análisis ANOVA ratificó la eficacia de la cavitación hidrodinámica con respecto a la dilución convencional. La viscosidad promedio para las pruebas realizadas con cavitación hidrodinámica fue de 1.708 cP y para la dilución fue de 2.320 cP. Motivo por el cual se puede afirmar que la cavitación hidrodinámica es un 26,37 % más eficiente.
- Los crudos pesados evaluados para el diseño experimental, con una gravedad °API entre 14,3 y 19,8 evidenciaron que la variable que más afecta el comportamiento en el proceso de reducción de viscosidad mediante esta tecnología es la temperatura.
- Para la implementación del proceso de reducción de viscosidad es fundamental el uso de donantes de hidrógeno adecuados que eviten que los radicales libres se agrupen y se puedan causar aumentos en la viscosidad inicial.
- Es necesario precisar que la nafta no es el único donante de hidrogeno aplicable dado que por ser un n-heptano dependiendo del tipo de crudo puede generar precipitación de asfaltenos, lo cual afecta negativamente el proceso.

- Los modelos utilizados para el desarrollo del simulador de cavitación hidrodinámica se ajustaron bastante bien con respecto a la teoría. Sin embargo, permitieron dilucidar de que a pesar de que en algunos casos se presenta una reducción de viscosidad importante, no siempre el efecto correspondiente por el fenómeno de cavitación sino también por el efecto de dilución.
- El simulador fue desarrollado en una sola dimensión y cumple con el objetivo de permitir seleccionar las condiciones operativas con las cuales ocurre el fenómeno de cavitación hidrodinámica, esto se hace necesario, ya que reduce la cantidad de pruebas necesarias en el equipo.
- La tecnología de cavitación hidrodinámica se ha venido posicionando como una de las técnicas más costo-efectivas y prácticas para el proceso de reducción de viscosidad y mejoramiento de crudos pesados. Sin embargo, su uso a escala industrial aún necesita de más estudios que permitan comprender la afectación de las variables intrínsecas de los fluidos de campo.

Recomendaciones

- Es fundamental desarrollar un estudio técnico de las herramientas y equipos que se deben adicionar a la unidad HCR-NANO, para medir y evitar posibles problemas operacionales que puedan ser ocasionadas por impurezas, provenientes en el crudo tales como sólidos, azufre, sales, agua, gas entre otras.
- Se recomienda continuar el estudio del uso de diferentes donantes de hidrógeno tales como, geles, solventes, aromáticos, surfactantes, entre otros los cuales permiten disminuir costos y optimizar el proceso de reducción de viscosidad y mejoramiento de crudos gracias a sus afinidades químicas con los diferentes fluidos.
- Es importante implementar a futuro una herramienta que permita realizar el análisis de los gases liberados producto del proceso de cavitación hidrodinámica, lo cual permita entender las reacciones presentes durante este fenómeno.
- Es necesario continuar con el desarrollo de un diseño experimental que permita optimizar variables operacionales del proceso tales como; presiones, temperaturas, caudales y demás; las cuales permitan optimizar el consumo de energía al momento de procesar los diferentes tipos de crudos.
- Se requiere avanzar en modelos de simulación más robustos que incluyan más reacciones químicas y a su vez que incorporen la geometría en 3D de los equipos (cavitadores) para el análisis de la variable geométrica dentro del proceso.
- Es fundamental realizar la implementación de la tecnología en escala de campo, lo cual permitirá analizar variables técnicas y económicas de este proceso; así como entender posibles problemas operativos.

Referencias

- Ahmed, T. (2013). *Equations of state and PVT analysis*. Elsevier.
- Anaya-Durand, A., & Pedroza-Flores, H. (2008). Escalamiento, el arte de la ingeniería química: Plantas piloto, el paso entre el huevo y la gallina. *Tecnología, Ciencia, Educación*, 23(1).
- Alboudwarej, H., Felix, J. J., Taylor, S., Badry, R., Bremner, C., Brough, B. & Beshry, M. (2006). La importancia del petróleo pesado. *Oilfield review*, 18, 38-59
- Alhama, Francisco & Madrid, Carmelo Nicolas. (2004). Análisis dimensional discriminado en mecánica de fluidos y transferencia de calor. Barcelona: Editorial Reverté S.A.
- Argillier, J. F., Barre, L., Brucy, F., Dournaux, J. L., Henaut, I., & Bouchard, R. (2001, January). Influence of asphaltenes content and dilution on heavy oil rheology. In SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Society of Petroleum Engineers.
- 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.
- Bird, R. B., Stewart, W. E., & Lightfoot, E. N. (1992). *Fenómenos de transporte: un estudio sistemático de los fundamentos del transporte de materia, energía y cantidad de movimiento* (No. TP156 B5321).
- Brennen, C. E. (1995). *Cavitation and Bubble Dynamics*; Number 44 in Oxford Engineering Science Series.
- Bridgman, P.W. (1948) *Dimensional Analysis*. Yale University Press.

CAMPETROL, CAMARA COLOMBIANA DE BIENES Y SERVICIOS PETROLEROS [En línea] Crudos pesados: el reto para Colombia. <http://campetrol.org/crudos-pesados-el-reto-para-colombia/>

Çengel, Y. A., Cimbala, J. M., Olguín, V. C., & Skarina, S. F. (2006). *Mecánica de fluidos: fundamentos y aplicaciones* (Vol. 1). São Paulo: McGraw-Hill.

Centeno, G., Sánchez-Reyna, G., Ancheyta, J., Muñoz, J. A., & Cardona, N. (2011). Testing various mixing rules for calculation of viscosity of petroleum blends. *Fuel*, 90(12), 3561-3570.

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).

Chinome, L. M. O., & Zapata, R. B. (2012). Adaptación de Modelos para Estimar la Viscosidad de Mezclas Multicomponentes de algunos Crudos Pesados Colombianos. *Ingeniería y Región*, (9), 7-14.

Ecopetrol. (2014). Reglamento de Operación y Transporte, 1–53.

Furimsky, E. (2007). *Catalysts for upgrading heavy petroleum feeds* (Vol. 169). Elsevier.

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.

Gary, J. H., Handwerk, G. E., & Kaiser, M. J. (2007). *Petroleum refining: technology and economics*. CRC press.

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.

Heinemann, H., & Spelght, J. G. (2006). *The chemistry and technology of petroleum*. Taylor and Frances Group, USA.

Hmood, G. R. (2011). *Upgrading of Basrah-Kirkuk Blend Crude Oil Using Mechanical-Acoustical Effect*. Master of Science, University of Technology.

Kamath, V., Prosperetti, A., & Egolfopoulos, F. N. (1993). A theoretical study of sonoluminescence. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 94(1), 248-260.

Kaushik, P., Kumar, A., Bhaskar, T., Sharma, Y. K., Tandon, D., & Goyal, H. B. (2012). Ultrasound cavitation technique for up-gradation of vacuum residue. *Fuel processing technology*, 93(1), 73-77.

Klotz, A. R., & Hynynen, K. (2010). Simulations of the Devin and Zudin modified Rayleigh-Plesset equations to model bubble dynamics in a tube. *Technical Acoustics/Tekhnicheskaya Akustika*, 17.

Kuehl, R. O. (2001). *Diseño de experimentos: principios estadísticos para el diseño y análisis de investigaciones*. Thomson Learning.

Lesko, T. M. (2004). *Chemical effects of acoustic cavitation* (Doctoral dissertation, California Institute of Technology).

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>

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.

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

Niazi, S., Hashemabadi, S. H., & Razi, M. M. (2014). CFD simulation of acoustic cavitation in a crude oil upgrading sonoreactor and prediction of collapse temperature and pressure of a cavitation bubble. *Chemical Engineering Research and Design*, 92(1), 166-173.

Ozunek. (2012). *Application of Hydrodynamic Cavitation in Environmental Engineering*. Faculty of Environmental Engineering, Lublin University of Technology, Lublin, Poland.

Palacios, Julio. (1964). *Análisis dimensional*. Madrid: Espasa-Calpe, S.A

Petroleum, B. (2016). *BP Statical Review of World Energy*.

Price, R. J., Blazina, D., Smith, G. C., & Davies, T. J. (2015). Understanding the impact of cavitation on hydrocarbons in the middle distillate range. *Fuel*, 156, 30-39.

Pulido, H. G., De La Vara Salazar, R., González, P. G., Martínez, C. T., & Pérez, M. D. C. T. (2012). *Análisis y diseño de experimentos*. McGraw-Hill.

Rahimi, P. M., & Gentzis, T. (2006). *The chemistry of bitumen and heavy oil processing*. In *Practical advances in petroleum processing* (pp. 597-634). Springer, New York, NY.

Riazi, M. R. (2005). *Characterization and properties of petroleum fractions* (Vol. 50). West Conshohocken, PA: ASTM international

- Saniere, A., Hénaut, I., & Argillier, J. F. (2004). Pipeline transportation of heavy oils, a strategic, economic and technological challenge. *Oil & Gas Science and Technology*, 59(5), 455-466
- Sedighi, M., Keyvanloo, K., & Towfighi Darian, J. (2010). Olefin production from heavy liquid hydrocarbon thermal cracking: kinetics and product distribution. *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering (IJCCE)*, 29(4), 135-147.
- 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. (1999). *Cavitation reaction engineering*. Springer Science & Business Media.
- Singarella, P. N., & Adams, E. E. (1982). Physical and numerical modeling of the external fluid mechanics of OTEC pilot plants.
- Singhal, A. K., Athavale, M. M., Li, H., & Jiang, Y. (2002). Mathematical basis and validation of the full cavitation model. *Journal of fluids engineering*, 124(3), 617-624.
- Smith, C. A., Corripio, A. B., & Basurto, S. D. M. (1991). *Control automático de procesos: teoría y práctica* (No. 968-18-3791-6. 01-A3 LU. AL-PCS. 1.). Limusa.
- 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.
- Speight, J. G. (2015). *Handbook of petroleum product analysis* (Vol. 182). John Wiley & Sons.
- Sutton, R. P., & Bergman, D. F. (2012). Application of the bergman-sutton method for determining blend viscosity. *SPE Production & Operations*, 27(01), 106-124.

Vichare, N. P., Gogate, P. R., & Pandit, A. B. (2000). Optimization of hydrodynamic cavitation using a model reaction. *Chemical Engineering & Technology: Industrial Chemistry-Plant Equipment-Process Engineering-Biotechnology*, 23(8), 683-690.

Wauquier, J. P. (2004). *El refino del petróleo: petróleo crudo, productos petrolíferos, esquemas de fabricación*. Ediciones Díaz de Santos.

Yaghi, B. M., & Al-Bemani, A. (2002). Heavy crude oil viscosity reduction for pipeline transportation. *Energy sources*, 24(2), 93-102.

Yang, Z., Zhang, C., Gu, S., Han, P., & Lu, X. (2013). Upgrading vacuum residuum by combined sonication and treatment with a hydrogen donor. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 48(6), 426-435

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>

Anexos

Anexo 1

Fluidos recibidos en el laboratorio

Productos	Tipo	Cantidad (L)	Recibido
ERVS-SAM-001	Crudo A	3,78	26/04/2017
ERVS-SAM-003	Crudo A + 2% donante 1 - cavitado	3,78	26/04/2017
ERVS-SAM-004	Crudo A + 5% donante 1 - cavitado	3,78	26/04/2017
ERVS-SAM-014	Crudo A + 2% donante 1	3,78	10/06/2017
ERVS-SAM-015	Crudo A + 5% donante 1	3,78	10/06/2017
ERVS-SAM-026	Crudo B	3,78	22/07/2017
ERVS-SAM-028	Crudo B cavitado	3,78	22/07/2017
ERVS-SAM-029	Crudo B + 2% donante 2 - cavitado	3,78	22/07/2017
ERVS-SAM-030	Crudo B + 4% donante 2 - cavitado	3,78	22/07/2017
ERVS-SAM-031	Crudo B + 6% donante 2 - cavitado	3,78	22/07/2017
ERVS-SAM-032	Crudo B + 8% donante 2 - cavitado	3,78	22/07/2017
ERVS-SAM-033	Crudo B + 10% donante 2 -cavitado	3,78	22/07/2017
ERVS-SAM-034	Crudo B + 2% donante 2	3,78	25/07/2017
ERVS-SAM-035	Crudo B + 4% donante 2	3,78	25/07/2017
ERVS-SAM-036	Crudo B + 6% donante 2	3,78	25/07/2018
ERVS-SAM-037	Crudo B + 8% donante 2	3,78	25/07/2017
ERVS-SAM-038	Crudo B + 10% donante 2	3,78	25/07/2017
ERVS-SAM-186	Crudo C	3,78	04/12/2017
ERVS-SAM-187	Donante 1	3,78	04/12/2017
ERVS-SAM-199	Crudo C + 10% donante 2 - cavitado	3,78	08/12/2017
ERVS-SAM-201	Crudo C + 20% donante 2	3,78	08/12/2017
ERVS-SAM-226	Crudo C + 10% donante 2	3,78	15/12/2017
ERVS-SAM-227	Crudo C + 20% donante	3,78	15/12/2017
ERVS-SAM-075	Crudo D	3,78	19/05/2018
ERVS-SAM-076	Donante 2	3,78	19/05/2018
ERVS-SAM-077	Crudo D + 2,5% donante 1	3,78	19/05/2018
ERVS-SAM-078	Crudo D + 3% donante 1	3,78	19/05/2018
ERVS-SAM-079	Crudo D + 3,5 % donante 1	3,78	19/05/2018
ERVS-SAM-080	Crudo D + 4% donante 1	3,78	19/05/2018
ERVS-SAM-088	Crudo D + 2,5% donante 1 - cavitado	3,78	24/05/2018
ERVS-SAM-090	Crudo D + 3% donante 1 - cavitado	3,78	24/05/2018

ERVS-SAM-092	Crudo D + 3,5% donante 1 – cavitado	3,78	24/05/2018
ERVS-SAM-094	Crudo D + 4% donante 1 – cavitado	3,78	24/05/2018
ERVS-SAM-136	Crudo E	3,78	10/07/2018
ERVS-SAM-139	Crudo E + 10% donante 2	3,78	10/07/2018
ERVS-SAM-143	Crudo E cavitado	3,78	17/07/2018
ERVS-SAM-145	Crudo E 10% donante 2 - cavitado	3,78	17/07/2018
ERVS-SAM-057	Crudo F	3,78	03/08/2017
ERVS-SAM-060	Crudo F 2% donante cavitado	3,78	03/08/2018
ERVS-SAM-061	Crudo F 4% donante- Cavitado	3,78	03/08/2018
ERVS-SAM-062	Crudo F 6% donante - cavitado	3,78	03/08/2018
ERVS-SAM-063	Crudo F 8% donante - cavitado	3,78	23/10/2018
ERVS-SAM-026	Crudo G	3,78	24/07/2017
ERVS-SAM-029	Crudo G 2% donante – cavitado	3,78	24/07/2017
ERVS-SAM-030	Crudo G 4% donante – cavitado	3,78	25/07/2017
ERVS-SAM-031	Crudo G 6% donante – cavitado	3,78	25/07/2017
ERVS-SAM-031	Crudo G 8% donante – cavitado	3,78	25/07/2017
ERVS-SAM-071	Crudo H	3,78	08/08/2017
ERVS-SAM-074	Crudo H 2% donante – cavitado	3,78	09/08/2017
ERVS-SAM-075	Crudo H 4% donante – cavitado	3,78	10/08/2017
ERVS-SAM-076	Crudo H 6% donante – cavitado	3,78	11/08/2017
ERVS-SAM-077	Crudo H 8% donante - cavitado	3,78	18/08/2017

Anexo 2

Resultados de reducción de viscosidad

Resultados Crudo A				
Tipo de prueba	Muestra (%Concentración)	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)	% Reducción de viscosidad
	Referencia (ERVS-SAM-001)	30	21.694,5	-
Dilución	2% donante (ERVS-SAM-014)	30	15.838,5	26,99
	5% donante (ERVS-SAM-015)	30	10.284,5	52,76
Cavitación	2% donante (ERVS-SAM-003)	30	11.605,5	46,50
	5% donante (ERVS-SAM-004)	30	7.384,25	65,96

Resultados Crudo B				
Tipo de prueba	Muestra (%Concentración)	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)	% Reducción de viscosidad
	Referencia (ERVS-SAM-026)	30	699,24	-
Dilución	2% donante (ERVS-SAM-034)	30	572	18,20
	4% donante (ERVS-SAM-035)	30	463,72	33,68
	6% donante (ERVS-SAM-036)	30	366,84	47,54
	8% donante (ERVS-SAM-037)	30	275,04	60,67
	10% donante (ERVS-SAM-038)	30	261,6	62,59
Cavitación	0% donante (ERVS-SAM-028)	30	527,5	24,56
	2% donante (ERVS-SAM-029)	30	370,6	47,00
	4% donante (ERVS-SAM-030)	30	278,37	60,19
	6% donante (ERVS-SAM-031)	30	214,38	69,34
	8% donante (ERVS-SAM-032)	30	167,15	76,10
	10% donante (ERVS-SAM-033)	30	138,74	80,16

Resultados Crudo C				
Tipo de prueba	Muestra (%Concentración)	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)	% Reducción de viscosidad
	Referencia (ERVS-SAM-186)	30	29.392,63	-
Dilución	10% donante (ERVS-SAM-199)	30	1.751,4	93,37
	20% donante (ERVS-SAM-201)	30	91,89	99,05
Cavitación	10% donante (ERVS-SAM-226)	30	1.949,75	94,04
	20% donante (ERVS-SAM-227)	30	278,8	99,05

Resultados Crudo D				
Tipo de prueba	Muestra (%Concentración)	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)	% Reducción de viscosidad
	Referencia (ERVS-SAM-075)	30	735	-
Dilución	2,5% donante (ERVS-SAM-077)	30	528	28,16
	3% donante (ERVS-SAM-078)	30	497	32,38
	3,5% donante (ERVS-SAM-079)	30	487	33,74
	4% donante (ERVS-SAM-080)	30	439	40,27
Cavitación	2,5% donante (ERVS-SAM-088)	30	480,2	34,67
	3% donante (ERVS-SAM-090)	30	442	39,82
	3,5% donante (ERVS-SAM-092)	30	403,5	45,10
	4% donante (ERVS-SAM-031)	30	380	48,30

Resultados Crudo E				
Tipo de prueba	Muestra (%Concentración)	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)	% Reducción de viscosidad
	Referencia (ERVS-SAM-136)	30	1.935	-
Dilución	10% donante (ERVS-SAM-139)	30	281	85,48
Cavitación	0% donante (ERVS-SAM-143)	30	1.570	18,86
	10% donante (ERVS-SAM-145)	30	206	89,34

Resultados de viscosidad Crudo F			
Tipo de Prueba	Muestra (Concentración %v/v)	Temperatura [°C]	Viscosidad Promedio [cP]
Cavitación Hidrodinámica	ERVS-SAM-057 (Referencia)	30	12.528,00
		50	1.319,10
		73	230,45
	ERVS-SAM-060 (2%)	30	3.912,95
		50	589,66
		73	133,82
	ERVS-SAM-061 (4%)	30	2.368,15
		50	409,75
		73	103,60
	ERVS-SAM-062 (6%)	30	1.448,90
		50	295,35
		73	82,92
	ERVS-SAM-063 (8%)	30	1.521,15
		50	297,96
		73	81,19

Resultados de viscosidad Crudo G			
Tipo de Prueba	Muestra (Concentración %v/v)	Temperatura [°C]	Viscosidad Promedio [cP]
Cavitación Hidrodinámica	ERVS-SAM-026 (Referencia)	30	699,24
		50	190,01
		73	64,56
	ERVS-SAM-029 (2%)	30	370,60
		50	116,74
		73	44,95
	ERVS-SAM-030 (4%)	30	278,37
		50	94,68
		73	36,67
	ERVS-SAM-031 (6%)	30	214,38
		50	78,88
		73	36,77
	ERVS-SAM-032 (8%)	30	167,15
		50	62,82
		73	27,86

Resultados de viscosidad Crudo H			
Tipo de Prueba	Muestra (Concentración %v/v)	Temperatura [°C]	Viscosidad Promedio [cP]
Cavitación Hidrodinámica	ERVS-SAM-071 (Referencia)	30	3.634,00
		50	528,00
		73	1.16,95
	ERVS-SAM-074 (2%)	30	2.435,00
		50	411,65
		73	100,55
	ERVS-SAM-075 (4%)	30	1.674,00
		50	307,53
		73	79,77
	ERVS-SAM-076 (6%)	30	1.148,15
		50	235,50
		73	70,08
	ERVS-SAM-077 (8%)	30	948,10
		50	199,33
		73	57,30

Anexo 3

Pantalla de entrada del simulador HCR-SIM

The screenshot shows the HCR-SIM software interface. It is divided into several sections:

- Crudo (Crude):** Includes input fields for Viscosidad [Cp], Presion de vapor [psia], and Densidad *API. Below this is a grid of checkboxes for components like Hydrogen, Toluene, Eicosanes, etc.
- Donante (Donor):** Similar to the Crudo section, with input fields for Viscosidad [Cp], Presion de vapor [psia], and Densidad *API, and a grid of component checkboxes.
- ERVS Energy Rap Vortex Services:** Logo in the top right corner.
- Condiciones operativas (Operative Conditions):** Includes 'Diseño del cavitador' (Cavitator Design) with fields for Longitud [mm], Altura [mm], and Espesor [mm].
- Condiciones de entrada (Entry Conditions):** Includes fields for Caudal [gpm], Presión de entrada [Psia], Caída de presión [Psia], Temperatura [°F], Índice de comportamiento del crudo, and Índice de consistencia del crudo.
- Opciones de simulación (Simulation Options):** A dropdown menu for 'Metodo para calculo de viscosidad de la mezcla' and a text input for 'Ingrese la fracción de donante en la mezcla'.
- Simular:** A large button at the bottom right to start the simulation.

Código de programación del simulador HCR-SIM

```

global a %vector de fraccion de componentes
Rep=str2num(get(handles.edit38,'String')) %Repeticiones segun fraccion de donante en mezcla
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%condiciones para arrancar
% 1. error: no se ingreso las fracciones de donante en mezcla
[x,y]=size(Rep);
if y==0
    msgbox('Ingrese las fracciones de donante en la mezcla');
end
%2. error: no se selecciono el metodo de simulacion
Met=get(handles.popupmenu2,'value'); %metodo de simulacion
if Met==1
    msgbox('Por favor seleccion un metodo para el calculo de viscosidad de la mezcla');
    return;
end
%3. las fracciones de componentes son superiores a 1
if sum(a)>1
    sum(a)
    msgbox('fracciones de los componentes mayor a 1')
    return
end
    
```

```

%%%desde aca comienza el for para las repeticiones de la concentracion de
%%%donante
    ua=str2double(get(handles.edit40,'string')); %viscosidad del crudo
    ub=str2double(get(handles.edit111,'string'));%viscosidad del donante
for i=1:y

    %%%%%%%%%Densidad de la mezcla
    pm2=p(2)*Rep(i);
    pm1=v_p(1)*(1-Rep(i));
    pm(i)=pm1+pm2;
switch Met
    case 2

        delta_p=v_p(1)-p(2);
        alpha=((17.04*delta_p^(0.5237))*(v_p(1)^(3.2745))*(p(2)^(1.6316)))/(log(ua/ub));
        X_A=(alpha*(1-Rep(i)))/((alpha*(1-Rep(i))+Rep(i)));
        X_B=1-X_A;
        u(i)=exp(X_A*log(ua)+X_B*log(ub))

```

```

    case 3

        VBL(1)=(log10(ua))/(3+log10(ua));
        VBL(2)=(log10(ub))/(3+log10(ub));
        VBLB=(1-Rep(i))*VBL(1)+Rep(i)*VBL(2);
        u(i)=10^((3*VBLB)/(1-VBLB))
    case 4
        wo=1-Rep(i);
        ws=Rep(i);
        VBL(1)=23.097+33.469*log10(log10(ua+0.8));
        VBL(2)=23.097+33.469*log10(log10(ub+0.8));
        VBLt=wo*VBL(1)+ws*VBL(2);
        u(i)=10^(10^((VBLt-23.097)/(33.469)))
end

```