



EVALUACIÓN DEL FENÓMENO DE CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA PARA LA REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD EN CRUDOS PESADOS

JIMENA LIZETH GÓMEZ DELGADO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2018



EVALUACIÓN DEL FENÓMENO DE CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA PARA LA REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD EN CRUDOS PESADOS

JIMENA LIZETH GÓMEZ DELGADO

**Trabajo de grado para optar por el título de
Magister en Ingenierías de Petróleos y Gas**

DIRECTORA:

HELENA MARGARITA RIBON

M.Sc en Ingeniería de Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

A Dios Padre Santo por todas sus bendiciones por amarme tanto y guiarme de su mano, a TI que eres el amor de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Primero a Dios por que sin ÉL nada es posible,

A la Santísima virgen Maria por acercarme de nuevo a los brazos de su Santísimo Hijo.

A mi hijo Juan Diego por ser mi motor y permitirme que le quitara tiempo valioso en su vida para poder estudiar.

A mi familia por cuidar de mi hijo mientras asistía a las clases, por orar por mí y por todo el amor que me brindan.

A mis papás por todo su apoyo, a mis hermanitas Andrea y Diana y mis hermanitos Sergio y Esteban.

Al Ingeniero Julio por ser más que mi jefe un amigo y un padre adoptivo.

A Mis amigas Mayrita, Jenny y Tatis por ser incondicionales. Gracias Chicas...

A Helena por su apoyo y acompañamiento.

A la UIS que aparte de ser mi Alma Mater me ha permitido crecer profesionalmente y académicamente.

A todos los que hicieron de una u otra forma que esto fuera posible.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA	17
1.1. TIPOS DE CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA	18
1.1.1. Cavitación por desplazamiento	19
1.1.2. Cavitación fija	19
1.1.3. Cavitación Tipo Vórtice.....	20
1.2. CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA EN HIDROCARBUROS	21
2. REACTOR DE CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA HCR-200-2	26
2.1. EQUIPOS PRINCIPALES DEL PATÍN	31
2.1.1. BOMBA DE PALETAS MARCA BLACKMER.....	31
2.1.2. INDICADOR TRANSMISOR DE PRESIÓN	32
2.1.3. VÁLVULAS CONTROL DE PRESIÓN	32
2.1.4. CAVITADOR TIPO VORTEX	33
2.1.5. TANQUE DE PRUEBA.....	33
2.1.6. BOMBA MULTIETAPAS.....	34
2.1.7. RAP	34
2.1.8. BULK DRUM	35
2.1.9. PLC	36
2.1.10. TANQUE DE PRUEBAS	36
3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	37
3.1. RECEPCIÓN DE LOS FLUIDOS	37
3.1.1. Crudos referencias	37
3.2. CARACTERIZACIÓN BASICA DE LOS FLUIDOS	38
3.2.1. Viscosidad dinámica.....	39
3.2.2. Gravedad API.....	39
3.3. CORRIDA DE LA PRUEBA EN EL CAVITADOR HIDRODINÁMICO HCR-	

200-2	40
3.3.1.	Protocolo de prueba40
4.	DISEÑO DE EXPERIMENTOS PARA REPRODUCIR EL FENÓMENO DE CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA43
4.1.	DISEÑO DE EXPERIMENTO DIAGNÓSTICO.....44
4.2.	DISEÑO DE EXPERIMENTOS PRINCIPALES.....53
4.2.1.	DISEÑO DE EXPERIMENTOS PARA CRUDO API DE 14°53
4.2.2.	DISEÑO DE EXPERIMENTOS PARA CRUDO API DE 17°59
4.2.3.	DISEÑO DE EXPERIMENTOS PARA CRUDO API DE 20°64
5.	FACTIBILIDAD ECONOMICA DE LATECNOLOGÍA DE CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA.....69
5.1.	ANÁLISIS ECONMÓICO DEL CRUDO DE 14°API.....69
6.	CONCLUSIONES.....75
7.	RECOMENDACIONES77
	BIBLIOGRAFIA78

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Creación e implosión de la burbuja.....	17
Figura 2. Cavitación transitoria de medio ángulo.....	19
Figura 3. Flujo por cavitación fija.	20
Figura 4. Cavitación por vórtices en flujo turbulento.	20
Figura 5. Ducto venturi.....	21
Figura 6. Container reactor de cavitación hidrodinámica (HCR-200-2).....	27
Figura 7. Container reactor de cavitación hidrodinámica foto 2 (HCR-200-2).....	27
Figura 8. Patín reactor de cavitación hidrodinámica foto 2 (HCR-200-2).....	28
Figura 9. PLC HCR-200-2.....	29
Figura 10. Cuarto de control	29
Figura 11. Representación esquemática en 3D del reactor HCR-200-2.....	30
Figura 12. Válvulas control de presión PCV-001/PCV-002.....	32
Figura 13. Tanque carga de fluido para prueba.....	33
Figura 14. Bomba multietapas P-002.....	34
Figura 15. RAP CAV-002.....	35
Figura 16. Tanques de almacenamiento.....	35
Figura 17. Tanque de pruebas.....	36
Figura 18. Etapas metodológicas del proyecto	37
Figura 19. Etiqueteado crudo de referencia.....	38
Figura 20. Viscosímetro rotacional Brookfield DV2TLV	39
Figura 21. Hidrómetro.....	40
Figura 22. Resultados de las mediciones experimentales en función de % de solvente.	47
Figura 23. Resultados de las mediciones experimentales en función de % de solvente en escala semi-log.....	47

Figura 24. Resultados de las mediciones experimentales en función de temperatura	49
Figura 25. Resultados de las mediciones experimentales en función de la temperatura en escala semi-log.....	49
Figura 26. Diagrama de pareto del diseño experimental factorial diagnóstico.....	51
Figura 27. Detalles estadísticos del diseño experimental de diagnostico	52
Figura 28. Diagrama de pareto para crudo de 14°API.....	55
Figura 29. Efectos principales sobre variable viscosidad (crudo 14°API)	56
Figura 30. Interacción de variables sobre la variable viscosidad (crudo 14°API)...	56
Figura 31. Análisis estadístico del diseño experimental para crudo de 14°API	57
Figura 32. Superficie de respuesta estimada por el modelo (crudo 14°API).....	58
Figura 33. Resultados modelo de diseño experimental crudo de 14°API	58
Figura 34. Diagrama de pareto para crudo de 17°API.....	60
Figura 35. Efectos principales sobre variable viscosidad (crudo 17°API)	60
Figura 36. Interacción de variables sobre la variable viscosidad (crudo 17°API)...	61
Figura 37. Análisis estadístico del diseño experimental para crudo de 17°API	62
Figura 38. Superficie de respuesta estimada por el modelo (crudo 17°API).....	63
Figura 39. Resultados modelo de diseño experimental crudo de 17°API	63
Figura 40. Diagrama de pareto para crudo de 20°API.....	65
Figura 41. Efectos principales sobre variable viscosidad (crudo 20°API)	66
Figura 42. Interacción de variables sobre la variable viscosidad (crudo 20°API)...	66
Figura 43. Análisis estadístico del diseño experimental para crudo de 20°API	67
Figura 44. Resultados modelo de diseño experimental crudo de 20°API	68

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Detalles de crudos de referencia.	37
Tabla 2. Variables definidas para el diseño de experimentos.....	45
Tabla 3. Condiciones de los experimentos en el diseño experimental de diagnóstico	45
Tabla 4. Datos diseño de experimentos crudo de 14°API.....	54
Tabla 5. Datos diseño de experimentos crudo de 17°API.....	59
Tabla 6. Datos diseño de experimentos crudo de 20°API.....	64
Tabla 7. Datos experimentales crudo 14 API.....	69
Tabla 8. Datos de dilución medidos en laboratorio de análisis petrofísicos crudo 14 API.....	71
Tabla 9. Comparación ahorro de nafta cavitación vs dilución convencional.....	72
Tabla 10. Dilación en laboratorio a 30°C crudo 14°API.	72
Tabla 11. Pruebas de añejamiento crudo 14°API.....	73

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DEL FENÓMENO DE CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA PARA LA REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD EN CRUDOS PESADOS ¹

AUTOR: JIMENA GOMEZ DELGADO**

PALABRAS CLAVES: Cavitación Hidrodinámica, diseño experimental, crudos pesados, reducción de viscosidad.

DESCRIPCIÓN

Se propone una novedosa tecnología para la reducción de viscosidad de crudos pesados. Esta tecnología adopta el fenómeno de cavitación hidrodinámica causando caídas abruptas de presión en el seno del líquido, las cuales generan implosiones en la molécula de crudo pesado ocasionando que las cadenas carbono-carbono se rompan, lo que genera radicales libres los cuales en presencia de un donante de hidrógeno ocasiona una disminución de viscosidad y mejora en la calidad del crudo, reduciendo los costos operacionales asociados al uso de diluyentes y métodos térmicos. Con el fin de parametrizar la estimación de las variables relacionadas con esta mejora, se desarrollaron correlaciones a partir de un diseño experimental obtenido de una población disímil de tres crudos, para predecir el comportamiento de la viscosidad y la gravedad API de los fluidos luego de cavitados en función de la viscosidad y API inicial, porcentaje de solvente usado (0%, 2% y 4%) considerando tres perfiles de temperaturas (30°C, 50°C y 73°C).

Estas pruebas experimentales se corrieron en un reactor de cavitación hidrodinámica alcanzando reducciones de viscosidad entre 40- 70% en el modelo 2017, el cual es propiedad de la empresa Energy Rap Vortex Services ubicado en el Parque Tecnológico Guatiguará dentro del marco del convenio de investigación y desarrollo entre ERVS-UIS.

¹Trabajo de Grado.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Msc. Helena Margarita Ribón.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF HYDRODYNAMIC CAVITATION PHENOMENON FOR THE REDUCTION OF VISCOSITY IN HEAVY OILS*

AUTHOR: JIMENA GOMEZ DELGADO**

KEYWORDS: Hydrodynamic cavitation, experimental design, heavy oil, viscosity reduction.

DESCRIPTION

A novel technology is proposed for the reduction of viscosity of heavy crudes. This technology adopts the phenomenon of hydrodynamic cavitation causing abrupt pressure drops inside the liquid, which generate implosions in the heavy crude molecule causing the carbon-carbon chains to break, which generates free radicals which in the presence of a Hydrogen donor causes a decrease in viscosity and improves the quality of crude, reducing operational costs associated with the use of thinners and thermal methods. In order to parameterize the estimation of the variables related to this improvement, correlations were developed from an experimental design obtained from a dissimilar population of three crude oils, to predict the behavior of the viscosity and the API gravity of the fluids after cavitated depending on the viscosity and initial API, percentage of solvent used (0%, 2% and 4%) considering three temperature profiles (30 ° C, 50 ° C and 73 ° C).

These experimental tests were run in a hydrodynamic cavitation reactor reaching viscosity reductions between 40-70% in the 2017 model, which is owned by the Energy Rap Vortex Services company located in the Guatigará Technology Park within the framework of the research agreement and development between ERVS-UIS.

* Master´ thesis

** Faculty of physical- Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Msc.Helena Margarita Ribon

INTRODUCCIÓN

Las reservas de crudos pesados, extra pesados y bitúmenes representaban para el año 2017 el 60% de las reservas mundiales de hidrocarburo, esto según la OPEP. De estas reservas, Venezuela y Canadá son los países con mayor cantidad de crudo pesado, mientras que, en Latinoamérica, Colombia es el quinto país con mayor cantidad de reservas de crudo pesado, más del 60 %².

Los crudos pesados, extra pesados y bitúmenes se caracterizan por estar compuestos por cadenas de hidrocarburo de alto peso molecular, gran cantidad moléculas metálicas como vanadio, hierro y níquel, así como, alto grado de contaminantes tales como: compuestos azufrados, compuestos de nitrógeno y ácidos orgánicos. Físicamente se caracterizan por tener baja gravedad API y viscosidades típicas entre el rango de 1×10^2 cP y 1×10^4 cP en algunos casos hasta 1×10^6 cP. Su alta viscosidad y composición química compleja hacen costosa su producción y transporte debido a su bajo flujo.

A estas particularidades se suma que Colombia no cuenta con oleoductos capaces de transportar crudo pesado hacia las refinerías o puertos marítimos, lo que significa un problema logístico y financiero, ya que es necesario importar diluyentes como la nafta para diluir la mezcla. Luego de realizar diluciones con nafta se exige como requisito mínimo para transporte por oleoducto, que la gravedad API sea mayor a 19 °API y tener máximo 400 cP de viscosidad. Para llegar a estos valores, se necesitan de procesos de estimulación térmica y química. Sin embargo, a pesar de los avances en diferentes técnicas de inyección de vapor o tecnología in situ para

² THE OPEP. Monthly Oil Market Report MOMR. June 2017

la producción del crudo pesado, en la mayoría de los casos el factor de recobro no es mayor al 18%³.

Debido a lo expuesto anteriormente es necesario buscar alternativas más económicas para la producción y transporte de los crudos pesados, un método que disminuye la viscosidad de los líquidos es el proceso ultrasónico que se aplica después de la etapa de refinación. A este proceso se le conoce como “upgrade” o mejoramiento de crudo. Las ideas patentadas y comercializadas para lograr lo anterior se basan en el uso de reactores sonoquímicos, en donde voluminosos piezoeléctricos enfocan la energía en el seno del líquido, éste es un proceso caro e ineficiente, ya que la mayoría de la energía se transforma en calor y ruido⁴.

Otro método, cuyo principio es similar al de las vibraciones ultrasónicas, es el uso de un activador hidrodinámico, donde el líquido a procesar circula a alta velocidad en un circuito hidráulico y es sometido a cambios de presión causado por accesorios, dispositivos o modificaciones en la geometría de la tubería produciendo el fenómeno de cavitación.

Energy Rap Vortex Services S.A.S adquirió los derechos de una patente que le ha permitido el desarrollo de una nueva alternativa para reducir la viscosidad de los crudos pesados y facilitar su transporte por tuberías sin el uso extremo de energía, esto por medio del fenómeno de cavitación hidrodinámica. El desarrollo de esta tecnología se está dando dentro del convenio de investigación UIS-ERVS, en el cual se creó una línea de investigación y desarrollo robusta donde se estudian todos los fenómenos asociados a esta tecnología. Se han corrido más de 100 pruebas a

³ MUÑOZ, Samuel. Recursos, reservas y factor de recobro. En: Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas. Junio, 2017. P 20-22.

⁴ NAVARRETE, M., VARGAS, A., ESQUIVEL, D., Rompimiento de la viscosidad en líquidos por cavitación hidrodinámica y acústica. SOMI Congreso de instrumentación XXIX Edición. Puerto Vallarta, Jalisco, Mexico, Octubre 2014.

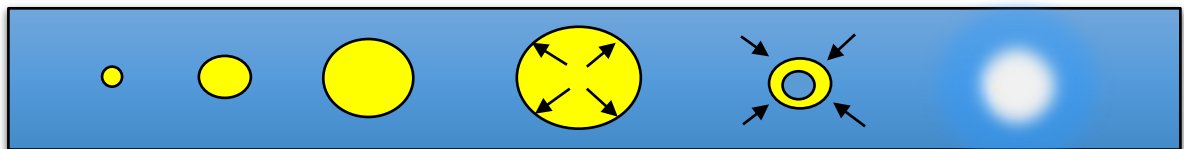
determinadas condiciones con el equipo de cavitación hidrodinámica donde se ha llegado a tener una reducción de más del 60% en viscosidad.

El presente proyecto tiene como objetivo elaborar correlaciones estadísticas a partir de datos experimentales, evaluando como afectan determinadas condiciones de temperatura, porcentaje de solvente y gravedad API la viscosidad del crudo. A efecto, en el primer capítulo se describirá el fenómeno de cavitación hidrodinámica y sus antecedentes en el manejo de crudos pesados; en el segundo capítulo se describirá el equipo de cavitación hidrodinámica ubicado en el Parque Tecnológico Guatiguará donde se han realizado las pruebas; luego, en el tercer capítulo se expone la metodología experimental usada para las pruebas, en el cuarto capítulo se describirá el diseño experimental usado para reproducir el fenómeno de cavitación hidrodinámica y se plantearán las correlaciones estadísticas a partir de los resultados experimentales, finalmente en el quinto capítulo se evaluará la viabilidad económica de la planta piloto de cavitación hidrodinámica HCR-200-2.

1. CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA

La Cavitación Hidrodinámica se genera cuando en un líquido en movimiento ocurren grandes caídas de presión, en el momento en que la presión del líquido cae por debajo de su presión de vapor se forman burbujas, las cuales colapsan violentamente al aumentar abruptamente la presión como se observa en la Figura 1. Las fuerzas generadas por el colapso de las burbujas son sustancialmente más grandes que las fuerzas de corte típicas que presentan los líquidos al fluir.⁵ El colapso de las burbujas va acompañado de un ruido de craqueo, donde se da la primera indicación de que está ocurriendo la cavitación⁶.

Figura 1. Creación e implosión de la burbuja.



La implosión de estas burbujas formadas por la cavitación hidrodinámica establece un entorno inusual para las reacciones químicas. Los gases y vapores dentro de la burbuja se comprimen adiabáticamente generando calor intenso que eleva la temperatura del líquido creando un punto localizado de calor. A pesar de que la temperatura en esta región donde ocurre la implosión es extraordinariamente alta, la región en sí es tan pequeña que se disipa rápidamente. Las tasas de

⁵ NAVARRETE, M., VARGAS, A., ESQUIVEL, D., Rompimiento de la viscosidad en líquidos por cavitación hidrodinámica y acústica. SOMI Congreso de instrumentación XXIX Edición. Puerto Vallarta, Jalisco, Mexico, Octubre 2014.

⁶ BRUJAN, Emil, Stress wave emission and cavitation bubble dynamics by nanosecond 19 optical breakdown in a tissue phantom. Vol. 558, 2006.

calentamiento y enfriamiento que se llegan a alcanzar durante el proceso se estiman en más de mil millones de grados Celsius⁷.

Las temperaturas y presiones exactas que se generan durante la implosión de la burbuja son difíciles de calcular teóricamente y de determinar experimentalmente. Se han propuesto modelos teóricos que aproximan la dinámica de la implosión de la burbuja a varios niveles de precisión. Los modelos más sofisticados dan temperaturas de miles de grados Celsius, presiones de cientos a miles de atmósferas y tiempos de calentamiento de menos de un microsegundo.

Aunque las presiones alcanzadas durante la implosión de la burbuja son más difíciles de determinar experimentalmente que la temperatura, las dos variables están correlacionadas. Por lo tanto, se puede estimar que la presión máxima es de 500 atm, que es la mitad de la presión en la región más profunda del océano. Aunque las condiciones locales de temperatura y presión creadas por la implosión de la burbuja son extremas, los parámetros del sistema que afectan las reacciones químicas de cavitación están razonablemente bien definidos. La intensidad de la implosión de la cavidad y, por tanto, la naturaleza de la reacción, pueden ser fácilmente alteradas por factores tales como la frecuencia acústica, la intensidad acústica, la temperatura ambiente, la presión estática, el tipo de fluido, el pretratamiento del líquido o el tamaño inicial de las burbujas⁸

1.1. TIPOS DE CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA

Existen tres casos de cavitación hidrodinámica⁹

⁷ GODÍNEZ, F. A., et al. Spectroscopic and thermodynamic features of conical bubble luminescence. *Ultrasonics sonochemistry*, 2012, vol. 19, no 3, p. 668-681.

⁸ MOHOLKAR, V. S.; PANDIT, A. B. Numerical investigations in the behaviour of one-dimensional bubbly flow in hydrodynamic cavitation. *Chemical Engineering Science*, 2001, vol. 56, no 4, p. 1411-1418.

⁹ YOUNG, F.R. *Cavitacion*. McGraw-Hill. New york. 1989

1.1.1. Cavitación por desplazamiento

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 el centro de un vórtice móvil o en la región de alta turbulencia en un campo de cizallamiento. En la Figura 2 se observa el fenómeno de cavitación transitoria.

Figura 2. Cavitación transitoria de medio ángulo.



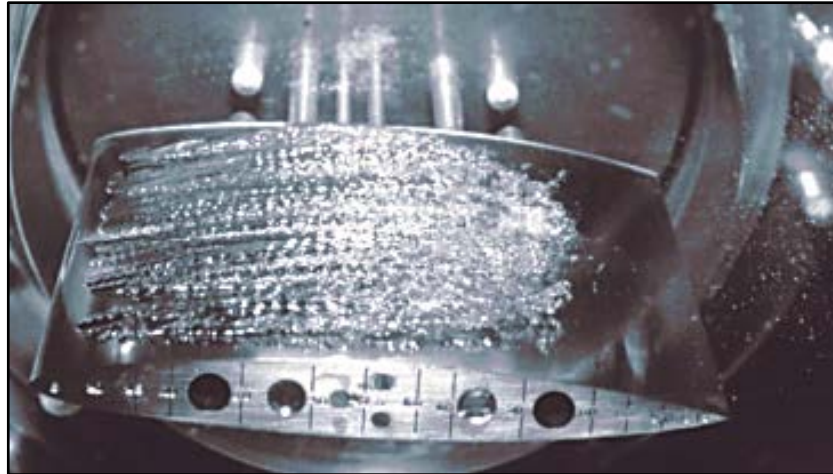
Fuente: Adaptado de FRANC, Jean-Pierre¹⁰.

1.1.2. Cavitación fija.

Esta se desarrolla luego de que inicia el fenómeno de cavitación, donde el flujo del líquido se separa del sentido inicial de flujo para formar una cavidad fija y estable en una dirección casi constante. Las cavidades fijas tienen a veces el aspecto de una superficie de ebullición altamente turbulenta como se puede observar en la Figura 3.

¹⁰ FRANC, Jean-Pierre. The Rayleigh-Plesset equation: a simple and powerful tool to understand various aspects of cavitation. En *Fluid Dynamics of Cavitation and Cavitating Turbopumps*. Springer Vienna, 2007. p. 1-41.

Figura 3. Flujo por cavitación fija.

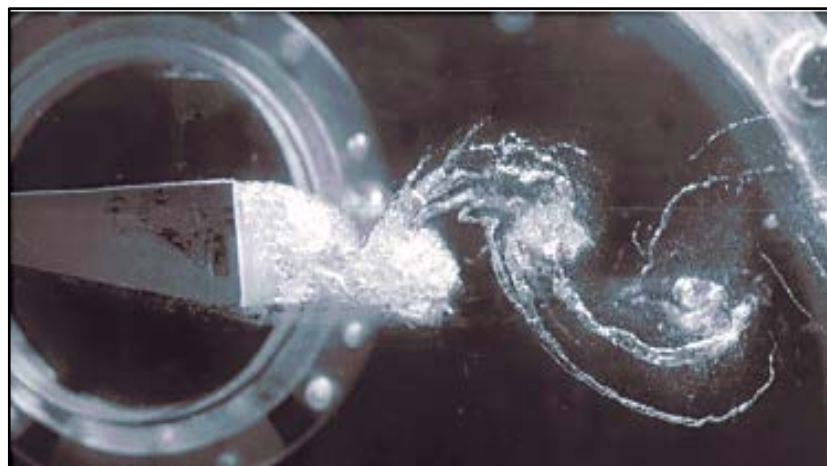


Fuente: Adaptado de J.P. FRANC. [Nota 10].

1.1.3. Cavitación Tipo Vórtice.

En la cavitación por vórtice, las burbujas se encuentran en el centro de los vórtices que se forman en las zonas de alto cizallamiento como se puede observar en la Figura 4. En este tipo se pueden dar todas las clases de cavitación tanto la de desplazamiento como la fija. Este tipo de cavitación es la más común y sucede normalmente en las hélices de los barcos y en algunas bombas.

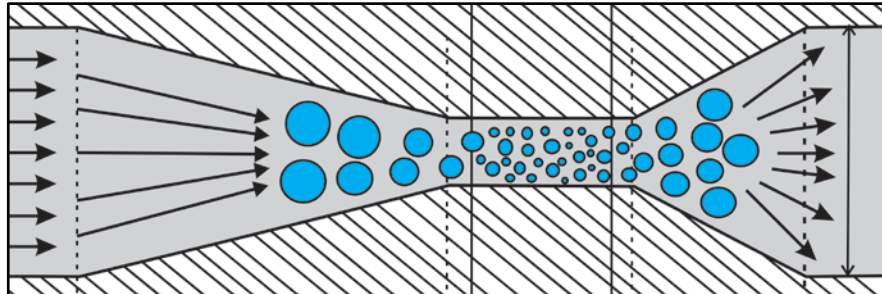
Figura 4. Cavitación por vórtices en flujo turbulento.



Fuente: Adaptado de J.P. FRANC [nota 10].

Un ejemplo de esto es en el caso de un ducto Venturi donde en la garganta la velocidad es máxima y de acuerdo con la ecuación de Bernoulli la presión es mínima, por ende, el riesgo de cavitación es máximo como se puede observar en la Figura 5.

Figura 5. Ducto venturi.



1.2. CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA EN HIDROCARBUROS

La cavitación hidrodinámica inicialmente empezó usándose para el tratamiento de aguas residuales, pero con el tiempo tomó importancia para usarlo en mejoramiento de crudo, en busca de una tecnología más barata y eficiente. En 1993 en Estados Unidos, Yen y Lin¹¹ descubrieron que los asfaltenos pueden convertirse en fracciones de resina y gasóleo con ayuda del ultrasonido. En esta investigación se encontró que los surfactantes no iónicos poseen un mejor rendimiento en comparación con los catiónicos y tenso-activos aniónicos con respecto a la prevención de la floculación de asfaltenos. A través de los efectos de la cavitación y el surfactante no iónico, aproximadamente el 39% de los asfaltenos se volvieron fracciones de gas y resinas en 15 minutos de prueba a 30°C y 14,5 psi. Yen en 1997, continuando con la investigación, realizó algunos experimentos en laboratorio para la mejora del crudo pesado con cavitación analizando que el mecanismo de

¹¹ LIN. J and YEN T. An Upgrading Process through Cavitation and Surfactant. Energy and Fuels. 1993.P 111–118.

acción en el rompimiento de la molécula se debe al craqueo térmico, debido a la formación de plasma confinado inercialmente en los núcleos de las burbujas que colapsan gracias a la cavitación.¹²

Luego en 1999 en Estados Unidos, Shah y colaboradores describieron en su libro denominado “Ingeniería de cavitación” los diferentes procesos de cavitación en lo que se destaca la cavitación hidrodinámica. Allí se fundamenta las características principales del proceso y se habló por primera vez del número de cavitación¹³.

Los primeros trabajos de cavitación con arenas bituminosas, se realizaron en Alberta, con arenas de 100,000 cP donde luego de pasar el bitumen por un arreglo hidrodinámico durante 60 minutos se obtuvo una reducción de viscosidad del 12,2% sin adición de disolventes.¹⁴

Más adelante se realizaron trabajos de cavitación hidrodinámica con residuos de refinería donde se buscaba recuperar fracciones livianas de un crudo de 8°API con 68,3% de resinas y componentes livianos, 29,7% de asfáltenos, se obtuvo después de la cavitación un aumento a 15°API y un contenido de resinas del 86%, además, se redujo el contenido de asfáltenos a 15,6%.¹⁵

En el 2002 en China, estudiaron el efecto del donante de hidrogeno sobre la viscosidad de los crudos pesados en el proceso de estimulación con vapor. Los resultados indicaron que un crudo pesado sometido a 240°C durante 24 horas, bajó su viscosidad en un 80% y cambió su composición de asfáltenos. Así mismo se

¹² FLANIGAN, D. and SUSLICK K. Internally confined plasma in an imploding bubble, Nature Physics, 6, 2010. P. 598-601.

¹³ SHAH, Y., PANDIT, A, et al. Cavitation Reaction Engineering. Springer Science.1999

¹⁴CHAKMA, Amit, et al. The effects of ultrasonic treatment on the viscosity of Athabasca bitumen and bitumen-solvent mixtures. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1993, vol. 32, no 05.

¹⁵ YEN, Teh Fu, et al. Upgrading Through Cavitation and Surfactant. En 15th World Petroleum Congress. World Petroleum Congress, 1997.

puedo observar que cuando no hay presencia de donante de hidrogeno en la reacción, la viscosidad del aceite medido después de pasar por la estimulación tuvo un aumento significativo. ¹⁶

En la India en el 2003, se utilizó la cavitación con ultrasonido en la cual concluyó que el proceso tiende a craquear las moléculas más grandes, que no causa la formación de coque, libera gases, ni causa un campo de olor como en el craqueo térmico o catalítico. El proceso no generaba un cambio aparente en la gravedad API, pero se encontró que el crudo resultante tenía una mayor porción de fracciones livianas que los compuestos iniciales. Se obtuvo una reducción en el contenido de asfáltenos entre 39-585. ¹⁷

Investigaciones más recientes en China en el 2011, trataron un residuo de vacío en un reactor ultrasónico y concluyeron que un donante de hidrogeno junto con el ultrasonido, tienen un efecto sinérgico en el mejoramiento de crudo pesado que dio como resultado un producto de viscosidad más estable, mayor porcentaje de componentes ligeros, menor °API y menor punto de fluidez. Se obtuvo una reducción de viscosidad del 27% con 5% de porcentaje en volumen de donante. ¹⁸

En el 2012 en Canadá se realizaron una serie de experimentos de cavitación en los que utilizo pentano como donante de hidrogeno en distintos escenarios para encontrar las condiciones óptimas de operación. El pentano se adicionó junto con un crudo pesado de 14,2°API y con una viscosidad de 7600 cP, las variables de operación fueron la temperatura, el diferencial de presión, tiempo de mezclado, y velocidad de flujo. Finalmente el crudo presento un aumento en su gravedad API de

¹⁶ YANG, Z., ZHANG, C., PINGFANG, H. Upgrading vacuum residuum by combined sonication and treatment with a hydrogen donor. 2010. P 7–10.

¹⁷ ASKARIAN, M., VATANI, A., and EDALAT, M. Heavy Oil Upgrading via Hydrodynamic Cavitation in the Presence of an Appropriate Hydrogen Donor. Journal of Petroleum Science and Engineering.2017.

¹⁸ GORDON, R., GORODNITSKY, I. and PROMTOV M. Flow-Through Cavitation-Assisted Rapid Modification of Crude Oil. 2015. P- 20.

hasta 22.5°API y una viscosidad de 340 cP, para una proporción de 13% en volumen de donante de hidrogeno.¹⁹

En el 2015 en Estados Unidos, se trató un crudo de 14,5°API en un reactor de cavitación hidrodinámica de paso múltiple, usando una solución al 10% de ácido cítrico como donante de hidrogeno en agua en una proporción 1:1 con el crudo, durante 15 minutos a una presión de bombeo de 80 psi. Los resultados mostraron que la gravedad API aumentó en un 14% y 27% para el crudo cavitado por un minuto y 10 minutos respectivamente con referencia al crudo original.²⁰

En los últimos años, en el 2017 en Irán se llevaron a cabo dos tipos de pruebas en un sistema de cavitación. En la primera se investigó el desempeño del sistema en la reducción de viscosidad de una muestra de combustóleo y otra de aceite de silicona sin la adición de un donante de hidrógeno. La viscosidad de ambas muestras aumentó en un 8% y 12% respectivamente tras el proceso de cavitación. Se indicó que tal incremento tuvo lugar debido a la recombinación de radicales libres en el combustóleo y a la polimerización en el caso del aceite de silicona.²¹

De estas investigaciones se pudo observar que el tratamiento de crudos pesados a partir de la cavitación presenta dos tipos de fenómenos simultáneos: el craqueo de hidrocarburos y la generación de radicales libres; el cracking o craqueo térmico es la ruptura de las fuerzas de interacción de Van der Waals entre moléculas debido al aumento localizado de la temperatura, conocido como temperatura de craqueo, que genera radicales libres. Los radicales libres son aprovechados por un tipo de agente reductor capaz de ceder iones de hidrógeno para entrelazarse y generar nuevos

¹⁹ HART, A., LEWIS, C., et al. Effect of Cyclohexane as Hydrogen-donor in Ultradispersed Catalytic Upgrading of Heavy Oil. Fuel Processing Technology. 2015. P 724–733.

²⁰ GORDON, R., GORODNITSKY, I. and PROMTOV M. Flow-Through Cavitation-Assisted Rapid Modification of Crude Oil. 2015. P- 20

²¹ ASKARIAN, M., VATANI, A., and EDALAT, M. Heavy Oil Upgrading via Hydrodynamic Cavitation in the Presence of an Appropriate Hydrogen Donor. Journal of Petroleum Science and Engineering.2017

compuestos, con el objetivo de mejorar la reología y las propiedades fisicoquímicas del crudo tratado; se da una reducción de la viscosidad, un incremento en el punto de inflamación, un aumento de la gravedad API y cambios en su composición²².

La cavitación hidrodinámica se emplea en la industria petroquímica como alternativa innovadora y viable económicamente, por ende, es importante optimizar el proceso, de manera tal que cumpla con las siguientes tres condiciones:

- Trabajar a condiciones estándares para que los costos de energía sean lo suficientemente competitivos en comparación con los métodos de mejora establecidos tales como catálisis térmica o hidrocraqueo.
- La caída de presión y el aumento localizado de la temperatura del proceso deben producir densidades de energía lo suficientemente altas como para romper los enlaces moleculares y crear radicales libres.
- Las propiedades fisicoquímicas del crudo original se mejoran gracias a la recombinación de los radicales libres para formar nuevos compuestos químicos con las propiedades deseadas, generados por la acción del agente reductor conocido como donante hidrógeno²³.

El 16 de marzo de 2016 se firmó un convenio de investigación y desarrollo entre la empresa ENERGY RAP VORTEX SERVICES y la Universidad Industrial de Santander para estudiar el fenómeno de cavitación hidrodinámica en la reducción de viscosidad de crudos pesados, en el siguiente capítulo se podrá observar las principales características de la tecnología.

²² GODI, S.; FOMITCHEV, M. Cavitation Wastewater Treatment: Proof of Concept. 2010.

²³ Zamilov, M. F., Godin, S. (2012). Investigation of hydrodynamic cavitation as a means of natural crude oil and synthetic biofuel upgrading. Quantum Potential Corporation, 1–21.

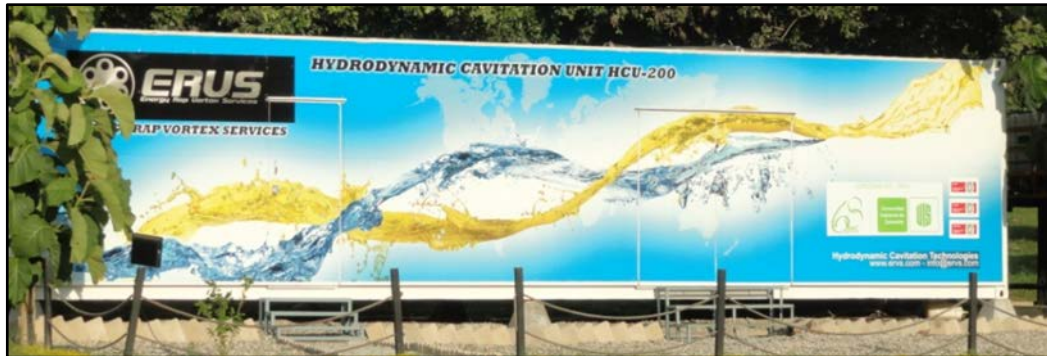
2. REACTOR DE CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA HCR-200-2

Energy Rap Vortex Services S.A.S (ERVS) inició sus investigaciones en cavitación hidrodinámica a inicios del año 2012 con el prototipo reactor de cavitación hidrodinámica HCR-90, luego se realizó una mejora en el 2015 con equipo HCR-200, y finalmente los desarrollos permitieron consolidar el prototipo actual HCR-200-2 ubicado en el Parque Tecnológico Guatiguará, en el cual se han desarrollado alrededor de 100 pruebas con diferentes tipos de crudos dentro del marco del convenio de Investigación y desarrollo UIS-ERVS firmado en marzo de 2016.

Cabe aclarar que la tecnología HCR-200-2 tiene diferentes líneas de acción no solo la reducción de viscosidad de crudos pesados que es en lo que se basa este estudio sino además el mejoramiento de crudo mediante micro-emulsiones, tratamiento de aguas residuales y aguas de producción.

El Reactor de Cavitación Hidrodinámica HCR-200-2 se encuentra dentro de un contenedor de 40 pies de longitud por 7 pies de ancho como se muestra en la figura 6 y 7, compuesto por cuatro zonas, la zona número 1 consta de dos compartimientos, en el primer compartimiento se encuentra la interconexión de equipos que permite conectar la unidad de cavitación hidrodinámica con la estación de producción, está compuesta de tres tuberías, una para el acceso del combustible y dos tuberías que permiten el intercambio de fluidos producto de la cavitación, en el segundo compartimiento se encuentra la zona de potencia, con un transformador de 50 kVA y un tablero de distribución que permite suministrar energía al contenedor.

Figura 6. Container reactor de cavitación hidrodinámica (HCR-200-2)



Fuente: Cortesía ERVS

Figura 7. Container reactor de cavitación hidrodinámica foto 2 (HCR-200-2)



Fuente: Cortesía ERVS

En la zona 2, se encuentra ubicado el Reactor de Cavitación Hidrodinámica HCR-200-2 como se muestra en la figura 8, esta unidad consta de un medidor de flujo tipo Coriolis, por donde ingresan los fluidos provenientes de las estaciones de producción, dos brazos de cavitación hidrodinámica con tablero de potencia y una bomba P-002 que permite interconectar los instrumentos con el Controlador Lógico Programable (PLC) que se encuentra en el cuarto de control; esta unidad permite tratar fluidos como crudos, combustóleo, diésel, entre otros.

Figura 8. Patín reactor de cavitación hidrodinámica foto 2 (HCR-200-2)



Fuente: Cortesía ERVS

La zona número 3, es el cuarto de control, el cual está integrado por un controlador lógico programable mostrado en la figura 9 que integra todas las señales provenientes de los sensores de temperatura, flujo y presión de la Unidad de Cavitación Hidrodinámica, dentro de un computador para generar un reporte diario, todas las variables son monitoreadas en una pantalla de 32 pulgadas que permite el seguimiento completo de la unidad el cual se puede observar en la figura 10. Adicionalmente el cuarto de control permite el monitoreo remoto de todas las variables del proceso mediante un control tipo protón, que permite que sea monitoreado a distancias considerables permitiendo su apagado y encendido ante cualquier condición drástica o de emergencia.

Figura 9. PLC HCR-200-2



Figura 10. Cuarto de control



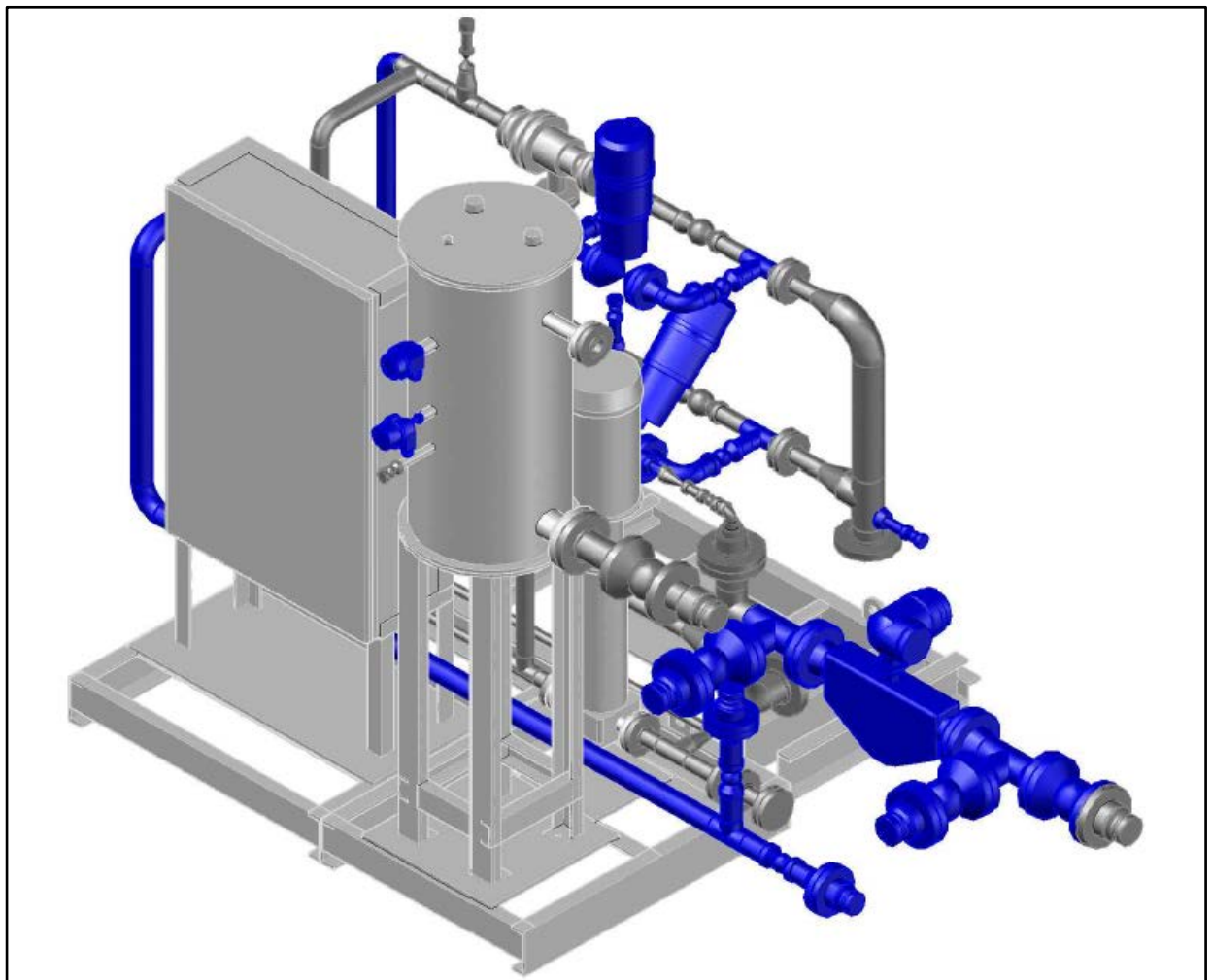
Finalmente, la zona número 4, contiene el laboratorio y cuarto de muestras, en esta zona se encuentran los equipos que permiten realizar un análisis rápido de las

variables y garantizar el control del fluido hidrogenado, posee un viscosímetro y una centrifuga que permite realizar los análisis básicos.

El container donde se encuentra la Unidad posee un sistema permanente de monitoreo mediante cámaras en un circuito cerrado de televisión, controles con conectores Smart, sensores de humo y sensores de movimiento que permite garantizar la seguridad de los equipos a control remoto.

En la Figura 11 se puede observar la representación esquemática en 3D del reactor HCR-200-2.

Figura 11. Representación esquemática en 3D del reactor HCR-200-2.



2.1. EQUIPOS PRINCIPALES DEL PATÍN

Este equipo está conformado por los siguientes equipos primordiales:

- Bomba de paletas Blackmer
- Indicador de transmisor de presión
- Accesorios y válvulas
- Cavitador tipo VORTEX
- Tanque principal
- Bomba multi-etapa
- RAP
- Tanques para pruebas Bulk drum
- PLC
- Tanque de prueba

2.1.1. BOMBA DE PALETAS MARCA BLACKMER

Mediante un rotor excéntrico con paletas deslizantes, la bomba mueve el fluido desde la aspiración al interior de la cámara de bombeo. A medida que el rotor gira, el fluido entre las paletas es transferido hasta la descarga de la bomba.

Las paletas que actúan bajo fuerzas hidráulicas las hacen aptas para mover fluidos con alta viscosidad, además soporta largos periodos de operación sin problemas y tiene bajo costo de mantenimiento.

Ofrece la mejor combinación entre alto rendimiento y ahorro de energía. Posee una capacidad de 150 GPM y una presión de descarga de 200 psi, consta de un control manual y automático ayudada con un variador de velocidad operada desde una sala de control.

2.1.2. INDICADOR TRANSMISOR DE PRESIÓN

La unidad cuenta con tres transmisores de presión que se utilizan para el control del sistema, tiene un sistema de regulación y control que genera alarmas, lo que permite trabajar de manera segura y limpia.

Manejan un rango de operación de 0-205 psi, construidos en acero inoxidable, montado bajo ANSI 150.

2.1.3. VÁLVULAS CONTROL DE PRESIÓN

Estas son válvulas cuya construcción hace posible dejar la válvula abierta para “estrangular” o reducir la presión del líquido a presión requerida.

El Reactor HCR-200-2 cuenta con dos PCV con estas especificaciones y fueron montadas bajo ANSI-150 como se muestra en la figura 12.

Figura 12. Válvulas control de presión PCV-001/PCV-002



2.1.4. CAVITADOR TIPO VORTEX

El dispositivo combina secuencialmente dos zonas, en la primera se genera cavitación mediante elementos que favorecen la turbulencia y la generación de vórtices, la segunda corresponde con la de colapso de las burbujas generadas en la que se producen altas pulsaciones de presión.

Este interno está fabricado con materiales que soportan altas presiones y temperaturas y se encuentra registrado y patentado bajo las patentes número 2310503, 2344356, 2462301, 2304261 y 2268722.

2.1.5. TANQUE DE PRUEBA

Tanque con capacidad de 38 galones donde es cargado el crudo para realizar las pruebas.

Figura 13. Tanque carga de fluido para prueba



2.1.6. BOMBA MULTIETAPAS

Esta bomba tiene varios impulsores montados en un eje, los cuales trabajan en serie. La primera etapa succiona el fluido, le aumenta la presión y se lo transfiere a la siguiente etapa volviéndole aumentar la presión. Tiene un sello mecánico que evita las pérdidas por el eje.

Es adecuada para el manejo de fluidos livianos y agua para el caso de dilución y mezclas con hidrocarburos.

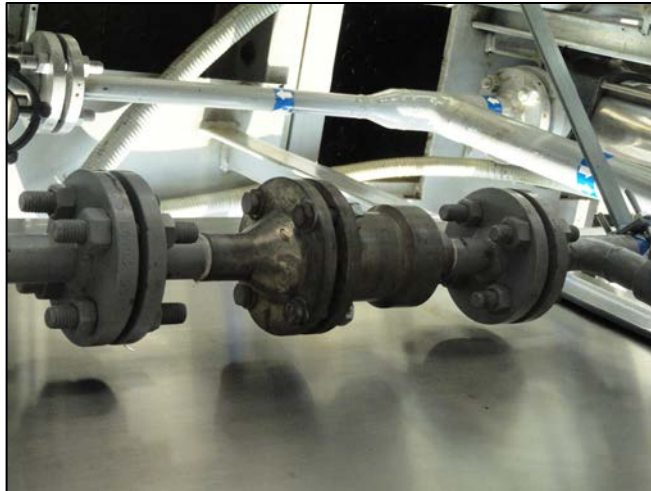
Figura 14. Bomba multietapas P-002



2.1.7. RAP

Equipo usado para la mezcla homogénea del diluyente o en casos especiales de agua con el crudo, este se encuentra debidamente patentado, soporta altos niveles de presión y temperatura.

Figura 15. RAP CAV-002



2.1.8. BULK DRUM

Tanques de plástico y acero inoxidable para almacenamiento de fluidos, maneja una capacidad de 800 galones para el fluido de prueba.

Figura 16. Tanques de almacenamiento



2.1.9. PLC

Controlador Lógico programable (observado con anterioridad en la figura 9), usado para automatizar el proceso secuencialmente, maneja múltiples señales de entrada y salida, rangos de temperatura ampliados, inmunidad al ruido eléctrico y resistencia a la vibración y al impacto, manteniendo estable la operación de la unidad HCU-200. Maneja un control manual o automático desde la sala de control.

2.1.10. TANQUE DE PRUEBAS

Tanque secundario que se usa para almacenar los fluidos usados para dilución o cualquier tipo de mezcla.

Figura 17. Tanque de pruebas

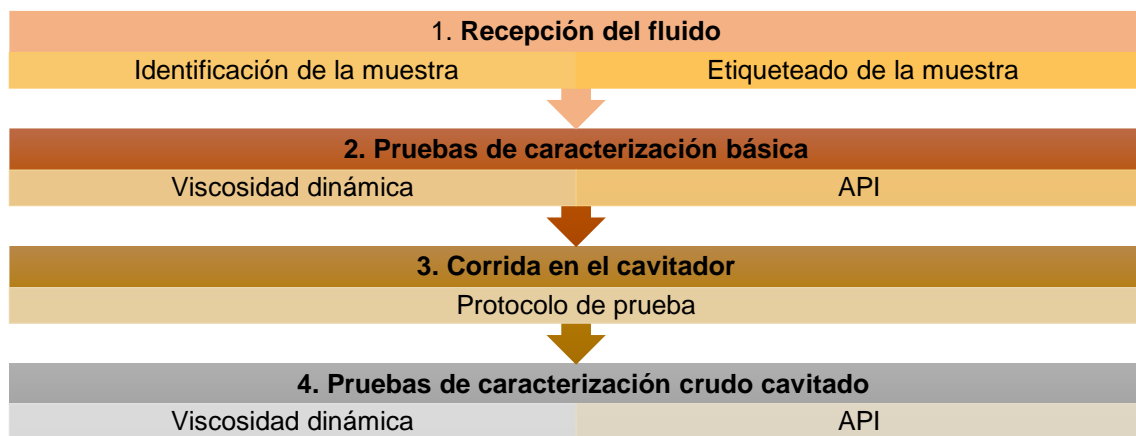


Como se indicó anteriormente en este equipo se han corrido más de 100 pruebas con diferentes tipos de crudos a diferentes condiciones, se han realizado estudios de reducción de viscosidad, estabilización de micro emulsiones, tratamiento de aguas residuales y de producción. Sin embargo, para este estudio solo se tendrán en cuenta las pruebas de reducción de viscosidad de crudos pesados, de las cuales se tomaron 27 pruebas experimentales con la metodología experimental que se observa en el siguiente capítulo.

3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

En el presente capítulo se podrá observar la metodología aplicada para el desarrollo de las pruebas en el equipo de cavitación hidrodinámica mostrado en el capítulo anterior, se identificarán los procedimientos de las pruebas de QA/QC de los fluidos y la caracterización básica de los mismos y los equipos usados para estas pruebas. En la figura 18 se puede observar el diagrama de la metodología empleada para las pruebas.

Figura 18. Etapas metodológicas del proyecto



3.1. RECEPCIÓN DE LOS FLUIDOS

Los fluidos muestreados y enviados a laboratorio se detallan a continuación con sus respectivas referencias y características de etiquetado, como lo indica la figura 19:

3.1.1. Crudos referencias

Se recibieron tres (3) tipos de crudos pesados como se indican en la tabla 1.

Tabla 1. Detalles de crudos de referencia.

PRODUCTOS	TIPO	CANTIDAD	RECIBIDO
ERVS-SAM-104	Crudo -Referencia 14°API	2 barriles	15/09/2017
ERVS-SAM-105	Crudo -Referencia 17°API	2 barriles	15/09/2017
ERVS-SAM-106	Crudo -Referencia 20°API	2 barriles	15/09/2017

3.2. CARACTERIZACIÓN BÁSICA DE LOS FLUIDOS

Realizar la caracterización básica a los fluidos recibidos por parte de la operadora los cuales no son sometidos a tratamiento alguno, en los laboratorios de análisis petrofísicos y daño a la formación. Lo anterior con el fin de determinar una línea base de comportamiento. Los fluidos fueron codificados de acuerdo a la nomenclatura establecida por la compañía ERVS S.A.S.

Actualmente el 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 cual se desarrollan bajo los lineamientos de las normas API RP 40 de 1998 y API RP 42 de 1992. Adicionalmente la escuela de ingeniería de petróleos tiene certificados sus procesos bajo las Normas ISO 14001:2004, OHSAS 18001:2007 y NORSOK S-006:2003 Seguridad y Salud en el Trabajo.

Figura 19. Etiqueteado crudo de referencia



3.2.1. Viscosidad dinámica

Cada una de estas pruebas se realizaron en el laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará) utilizando un Viscosímetro Rotacional Brookfield DV2TLV como se muestra en la figura 20 que permite medir la viscosidad dinámica de la muestra de crudo en función de la temperatura que serán 30 °C y 50 °C respectivamente.

Posteriormente a la recepción de las muestras se fueron analizando cada lote de muestras y se analizó en algunas el comportamiento de la viscosidad que presentaban con respecto al tiempo tomando nuevamente la medición días después.

Figura 20. Viscosímetro rotacional Brookfield DV2TLV



3.2.2. Gravedad 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 1298 y ASTM D 1250. En la figura 21 se puede observar los equipos usados para la medición.

Figura 21. Hidrómetro



3.3. CORRIDA DE LA PRUEBA EN EL CAVITADOR HIDRODINÁMICO HCR-200-2

El siguiente es el protocolo usado para correr la prueba en el cavitador hidrodinámico HCR-200-2.

3.3.1. Protocolo de prueba

Para iniciar la operación del reactor de cavitación hidrodinámica HCR-200-2, efectué una revisión al sistema de las siguientes formas.

- Comprobar que las líneas de succión y descarga estén instaladas y conectadas debidamente al equipo: líneas de entrada de crudo, líneas de salida de crudo, líneas de drenaje y líneas de agua o fluidos de mezcla.
- Revisar que todas las válvulas de control operen normalmente, abran y cierran.
- Verificar que el reactor de cavitación hidrodinámica HCR-200-2 se encuentre totalmente drenado y no tenga fluidos que puedan alterar el resultado, en caso de que tenga algún fluido o traza debe proceder a drenarlo totalmente.

- 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.
- Cuando se hayan realizado las revisiones anteriores y el equipo esté listo, es necesario hacer una prueba de presión al sistema para detectar escapes y corregirlos antes de entrar en operación
- Esta prueba se hace incrementando la presión de descarga a 50 psi y verificando que todo el sentido del flujo, identificando si existen fugas.

Luego de verificar toda la revisión de la Unidad HCU-200 descrita en los pasos anteriores puede proceder a su puesta en marcha:

- Abrir la válvula de succión hacia la bomba de paletas P-001.
- Abrir válvulas de control de presión al 50%.
- Cerrar válvula By-pass de la PCV.
- Abrir válvula de circulación de la bomba de paletas P-001 un 25%.
- Bajar la frecuencia del variador de la bomba de paletas P-001 a 20 Hz.
- Revisar que la bomba de paletas quede totalmente empaquetada, ya que esta no puede ser arrancada en vacío.
- Llenar la Unidad HCR-200-2 con el crudo abriendo la válvula procedente de la estación de producción o donde se tenga el crudo almacenado.
- Verificar el PLC y la comunicación a la sala de control, revisar que los parámetros estén en el rango de operación.
- Proceda a darle arranque a la bomba de paletas P-001 de manera manual local.
- Incremente la presión de descarga a 50 psi y verifique todo el sentido del flujo identificando fugas. Si se detectan fugas proceda a realizar SHUT DOWN de la Unidad.
- Proceda a realizar el cierre del By-pass de las PCV-001 y PCV-002, para que estas asuman el control en automático desde la sala de control.

- Si la prueba es solo para medir la reducción de viscosidad por medio del fenómeno físico y no se requiere dilución debe parar la bomba multietapa, ya que esta solo entra en funcionamiento si se va a realizar la dilución o mezcla.
- Verificar los registros de presión y temperatura de la sala de control para tener el soporte del reporte al cliente.
- Realizar muestreo para los diferentes análisis de laboratorio.

Finalmente a las muestras tomadas del equipo se le realiza la caracterización básica (viscosidad dinámica y API), se realiza el respectivo análisis de data y se genera la información, para el caso estudio se corrieron 27 pruebas con tres crudos diferentes como se indica en el diseño experimental propuesto en el capítulo a continuación.

4. DISEÑO DE EXPERIMENTOS PARA REPRODUCIR EL FENÓMENO DE CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA

El diseño de experimentos es una herramienta que permite generar conocimiento acerca de un sistema o proceso, por medio de pruebas planeadas adecuadamente. Esta metodología está basada en un conjunto de técnicas estadísticas y de ingeniería, que permiten entender mejor, situaciones complejas de relación causa-efecto²⁴.

En todo proceso intervienen diferentes tipos de variables, entre estas están las variables de salida (o respuesta) y las variables de entrada. Con las variables de salida se conoce el efecto o resultados dependiendo de las variables de entrada usadas (variables independientes) en cada prueba experimental. Generalmente, los factores de entrada deben ser variables que sean fáciles de controlar dentro del proceso evaluado.

Existen muchos diseños de experimentos para estudiar cualquier tipo de fenómeno, situación o problema que ocurra en la práctica. La selección del mejor diseño de experimentos se basa en cinco criterios: el objetivo del experimento, el número de factores a estudiar (incluyendo dependientes e independientes), el número de niveles que se prueban en cada factor, los efectos de interés (relación factor-respuesta) en la investigación y el costo, tiempo y precisión del experimento. El objetivo del experimento se usa como criterio general de clasificación de los diseños de experimentos, mientras que los demás criterios son puntos útiles para subclasificarlos. En este caso se desea seleccionar un diseño de experimentos que determine los efectos de los factores estudiados sobre la(s) respuesta(s). Según estos argumentos, fue seleccionado un diseño experimental factorial de la forma n^k ,

²⁴ GUTIÉRREZ PULIDO, Humberto; SALAZAR, Vara. Análisis y diseño de experimentos. 2008.

donde k es el número de factores de entrada analizado y n es el número de niveles de cada factor.

Para el análisis del diseño de experimentos se tomaron tres crudos diferentes evaluados en el equipo a diferentes condiciones de temperatura, porcentaje de solvente y grados API.

A partir del análisis del diseño de experimentos será posible:

- 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 para 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.

4.1. DISEÑO DE EXPERIMENTO DIAGNÓSTICO

Se desarrollaron 27 experimentos para realizar un análisis estadístico del efecto del fenómeno de cavitación sobre la viscosidad de tres muestras de crudo a tres diferentes temperaturas y a tres diferentes porcentajes de solvente. El objetivo de este diseño experimental fue realizar un diagnóstico estadístico del comportamiento de la variable dependiente en función de aquellas independientes. Para esto, fueron definidas las variables (salida y entrada) que serán analizados en el diseño de experimento factorial de forma 3^3 . La viscosidad del fluido al final del experimento fue definida como la variable de salida y fueron establecidas como las tres variables de entrada del proceso (aquellas que afectan la viscosidad del fluido al final de cada experimento) la temperatura, el porcentaje de solvente agregado al fluido y el grado API inicial del fluido. Los niveles de cada variable independiente fueron definidos de

acuerdo con las condiciones de evaluación experimental del fenómeno, esto significa niveles que eran posibles de controlar en laboratorio de acuerdo con la instrumentación disponible, en la tabla 2 se puede observar las variables definidas para el diseño de experimentos.

Tabla 2. Variables definidas para el diseño de experimentos

Variable de Entrada	Nivel Bajo	Nivel Medio	Nivel Alto
Porcentaje de solvente	0	2	4
Temperatura (°C)	30	50	70
Grado API	13	15	17

Posteriormente, fueron definidas las condiciones de los 27 experimentos basados en los factores y niveles definidos en la Tabla 2. Las diferentes combinaciones se encuentran reportadas en la Tabla 3, donde se muestra específicamente las condiciones para cada uno de los experimentos y sus resultados. También se presentan en las Figura 22 y Figura 23, los resultados de los experimentos en forma gráfica, con un enfoque en escala normal y en escala semi-log.

Tabla 3. Condiciones de los experimentos en el diseño experimental de diagnóstico

Experimento	Porcentaje de solvente	Temperatura (°C)	API °	Viscosidad (cP)
1	0,0	30,0	14,0	21694,5
2	2,0	30,0	14,0	11605,5
3	4,0	30,0	14,0	7384,25
4	0,0	50,0	14,0	2564,4
5	2,0	50,0	14,0	1890
6	4,0	50,0	14,0	1292,25
7	0,0	70,0	14,0	512,46
8	2,0	70,0	14,0	394,9

Experimento	Porcentaje de solvente	Temperatura (°C)	API °	Viscosidad (cP)
9	4,0	70,0	14,0	295,47
10	0,0	30,0	17,0	17419,5
11	2,0	30,0	17,0	3912,95
12	4,0	30,0	17,0	2368,15
13	0,0	50,0	17,0	898,6
14	2,0	50,0	17,0	579,66
15	4,0	50,0	17,0	409,75
16	0,0	70,0	17,0	177,54
17	2,0	70,0	17,0	133,82
18	4,0	70,0	17,0	103,60
19	0,0	30,0	20,0	527,5
20	2,0	30,0	20,0	370,6
21	4,0	30,0	20,0	278,37
22	0,0	50,0	20,0	156,8
23	2,0	50,0	20,0	116,74
24	4,0	50,0	20,0	94,68
25	0,0	70,0	20,0	56,27
26	2,0	70,0	20,0	44,95
27	4,0	70,0	20,0	36,67

Figura 22. Resultados de las mediciones experimentales en función de % de solvente.

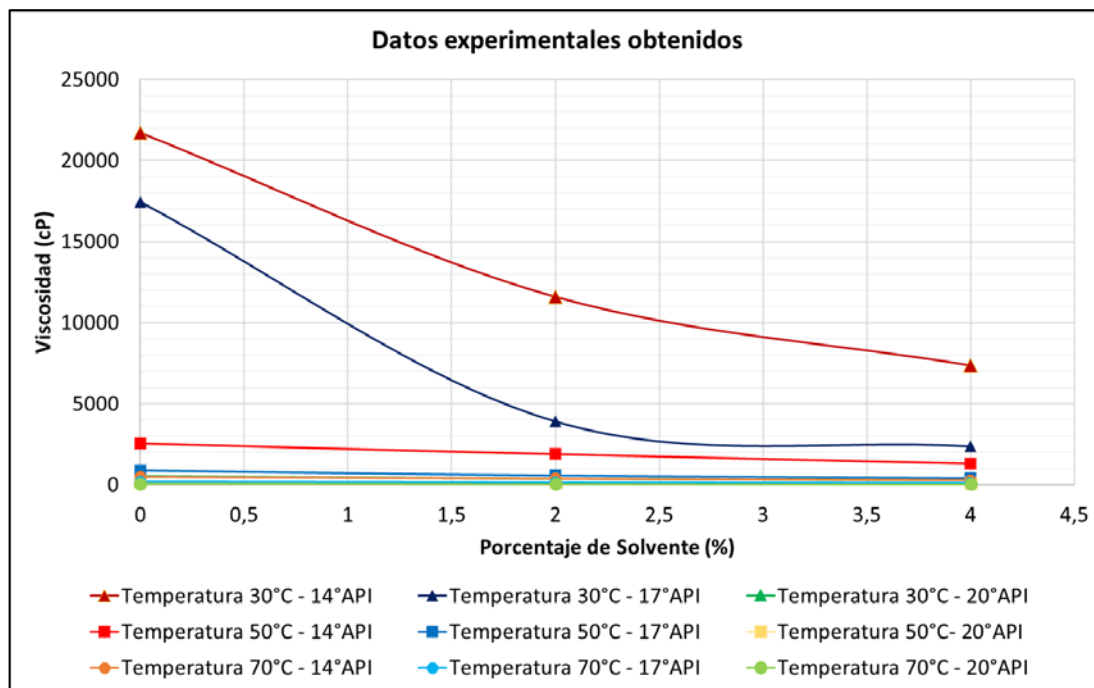
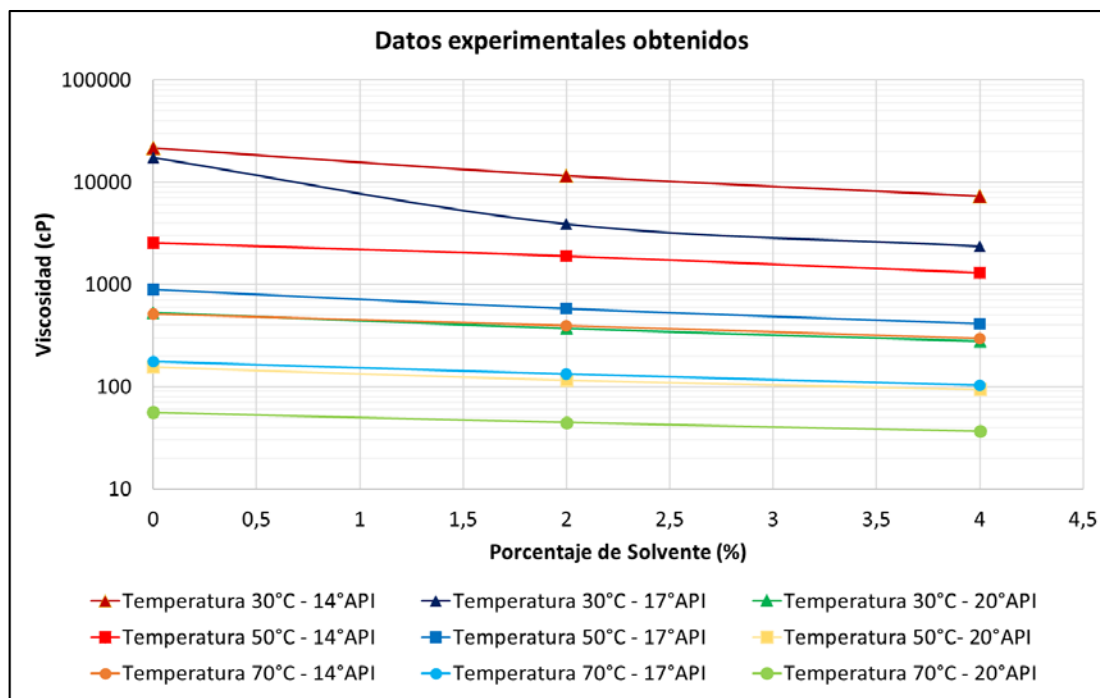


Figura 23. Resultados de las mediciones experimentales en función de % de solvente en escala semi-log.



Inicialmente es realizado un análisis de los resultados experimentales obtenidos. Es necesario realizar un análisis independiente de la tendencia de los resultados para cada crudo por separado (14°, 17° y 20°API). El objetivo de este análisis es identificar puntos que no correspondan a las tendencias, descartando puntos que puedan conllevar a errores estadísticos y los diseños experimentales posteriores.

En las Figura 22 y Figura 23 es posible comparar las tendencias de los diferentes resultados, donde se presenta el comportamiento de la viscosidad final en función del porcentaje de solvente, para diferentes temperaturas y los tres diferentes crudos analizados. En la Figura 22, se evidencia una gran diferencia de las tres mediciones de viscosidad para el crudo de 14°API, a temperatura de 30 °C (línea marrón), a temperatura de 50°C (línea roja) y a temperatura de 70°C (línea naranja). Desde el punto de vista estadístico, que existan estas diferencias entre los valores de viscosidad puede aumentar el error absoluto promedio resultante de cualquier diseño experimental, debido a que con pocos puntos observados se desea analizar una gran región experimental de la variable de salida (viscosidad). También, en ambas figuras se identificó un comportamiento anómalo en la tendencia del crudo de 17°API a una temperatura de 30°C (línea azul oscura).

En la Figura 23, también se puede observar que los datos de viscosidad del crudo de 17°API a temperatura de 30°C (línea azul oscura) a un porcentaje de 0% de solvente presenta un comportamiento diferente a los demás puntos experimentales. Nuevamente, este comportamiento puede conllevar a errores estadísticos en un diseño experimental que involucren estos valores. A partir de estos resultados se decidió ignorar los resultados de la línea naranja en las Figuras 22 y 23, manteniendo únicamente para realizar el diseño experimental del crudo de 14°API las líneas marrón y rojas, correspondientes a temperaturas de 30°C y 50°C, respectivamente.

Figura 24. Resultados de las mediciones experimentales en función de temperatura

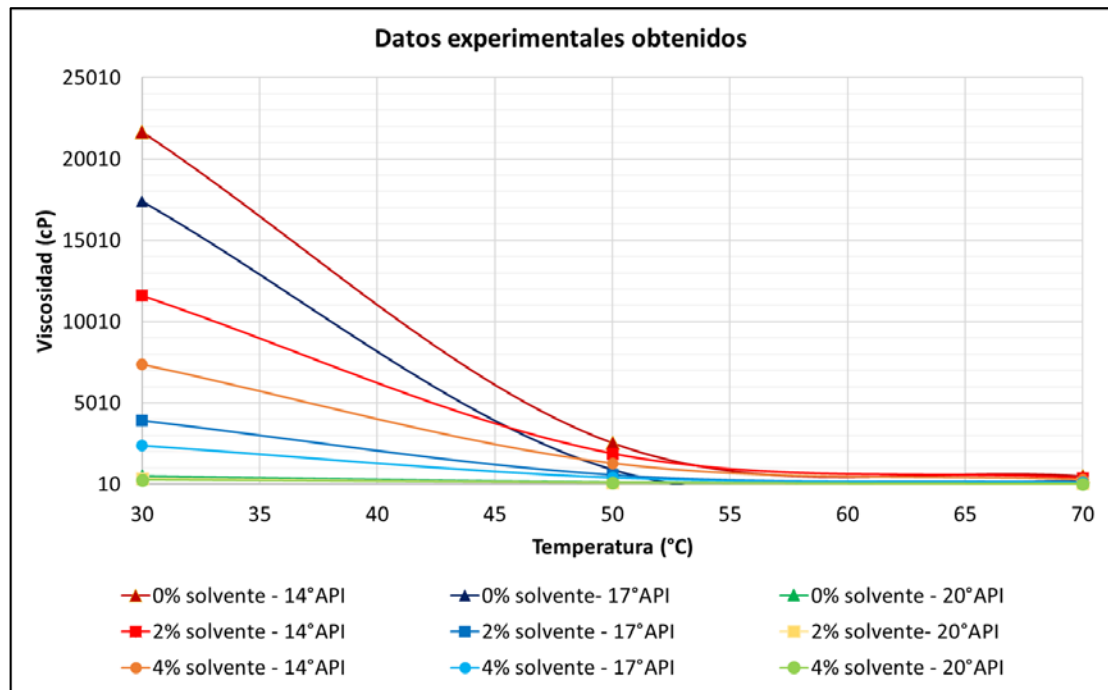
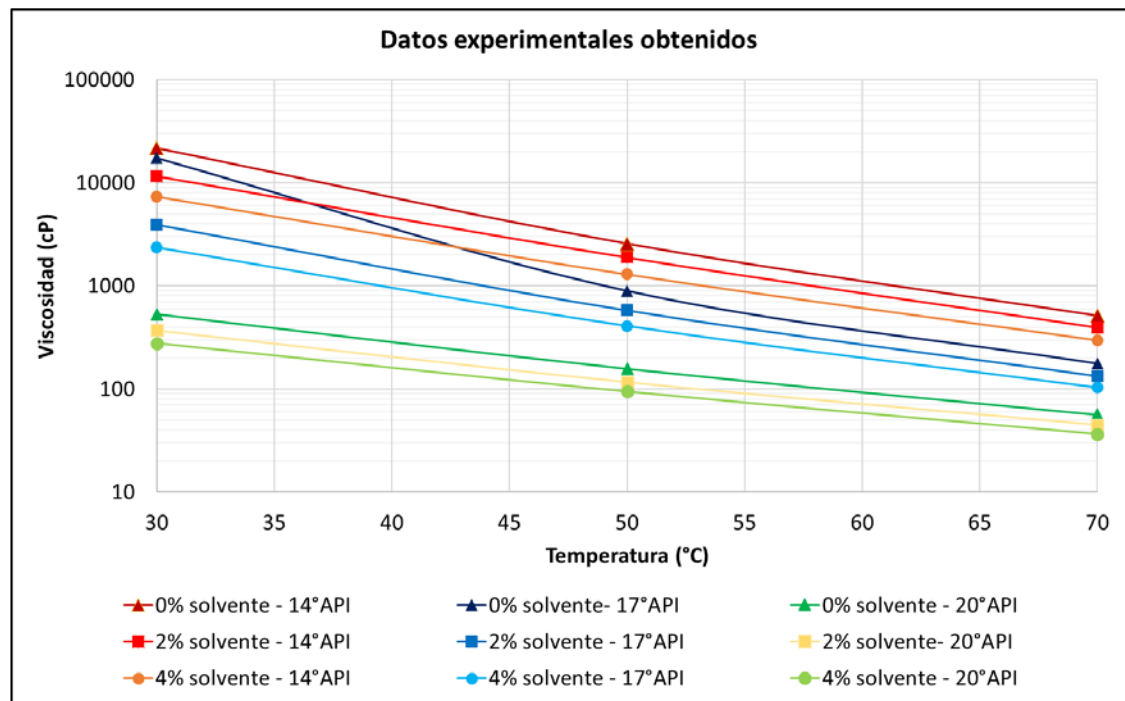


Figura 25. Resultados de las mediciones experimentales en función de la temperatura en escala semi-log.



En las Figura 24 y Figura 25 se presentan los resultados experimentales de la Tabla 3 ahora de viscosidad final de los experimentos en función de la temperatura. En estas figuras se corrobora lo expuesto anteriormente: el comportamiento anómalo de la data de viscosidad para el crudo de 17 API a 30°C y del crudo de 14°API a 70°C. Por lo tanto, no se tendrán en cuenta estos puntos con el fin de obtener correlaciones estadísticas que reproduzcan el fenómeno físico y así prevenir cualquier posible error absoluto en el análisis de los experimentos.

Para continuar con el control de calidad de los datos, a pesar de las tendencias anómalas identificadas en las anteriores cuatro figuras, se decidió realizar el diseño experimental diagnóstico completo con el uso de STATGRAPHICS CENTURION²⁵, que es un software estadístico especializado para el análisis de diseño de experimentos, fue analizado este diseño factorial con 3 factores independientes y 3 niveles.

La Figura 26 presenta el diagrama de Pareto para el diseño experimental de diagnóstico. El diagrama de Pareto es la representación gráfica del principio de Pareto, el cual se refiere a que, en un proceso de análisis estadístico, la mayoría de la variabilidad observada se debe a algunos de los efectos posibles entre los factores estudiados, comúnmente a efectos principales e interacciones dobles.

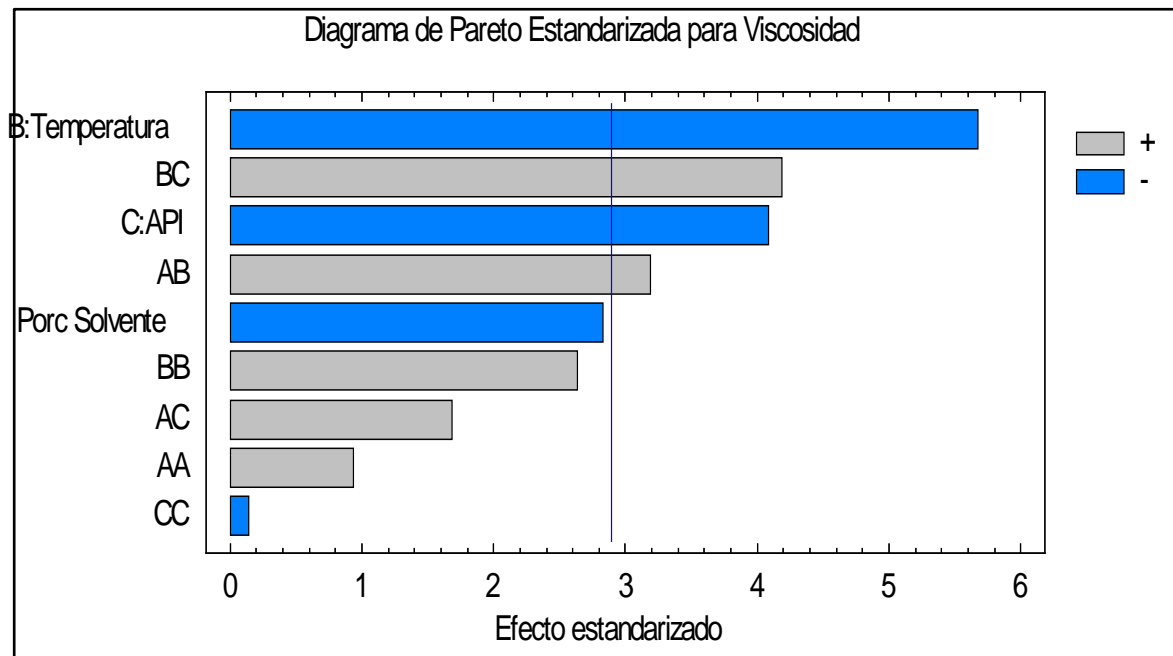
La Figura 26 muestra que en este diseño de experimentos la temperatura (Variable B) es el parámetro que más afecta la respuesta de la viscosidad al final de todos los experimentos. Seguido por la interacción secundaria BC, luego por el grado API (Variable C). La variable A, que representa la variación del porcentaje de solvente, es la variable que menos afecta la respuesta de la viscosidad entre las variables con efectos principales A, B y C. También, se puede concluir que todas las variables con efectos principales (temperatura - Variable B, grado API – Variable C,

²⁵ <https://www.statgraphics.net/>

Porcentaje de solvente – Variable A) tienen un efecto inversamente proporcional a la viscosidad (representado por las columnas azules en la Figura 22).

Los efectos secundarios BC, AB, BB, AC y AA tienen una relación directamente proporcional a la viscosidad (representado por las columnas grises en la Figura 26).

Figura 26. Diagrama de Pareto del diseño experimental factorial diagnóstico



En la Figura 27 se presentan los detalles estadísticos del diseño experimental de diagnóstico, donde está el $R^2 = 0.84$. Este valor sugiere un valor de ajuste bueno entre los datos predichos por el modelo y los datos observados.

Sin embargo, se cuantifica el error absoluto medio del diseño experimental anterior, donde su alto valor indica la gran variación que existe entre los datos observados y los datos predichos por este modelo diagnóstico.

Figura 27. Detalles estadísticos del diseño experimental de diagnóstico

Análisis de Varianza para Viscosidad					
<i>Fuente</i>	<i>Suma de Cuadrados</i>	<i>Gl</i>	<i>Cuadrado Medio</i>	<i>Razón-F</i>	<i>Valor-P</i>
A:Porc Solvente	5,59836E7	1	5,59836E7	7,98	0,0117
B:Temperatura	2,26176E8	1	2,26176E8	32,24	0,0000
C:API	1,17306E8	1	1,17306E8	16,72	0,0008
AA	6,11556E6	1	6,11556E6	0,87	0,3635
AB	7,15418E7	1	7,15418E7	10,20	0,0053
AC	1,99396E7	1	1,99396E7	2,84	0,1101
BB	4,87564E7	1	4,87564E7	6,95	0,0173
BC	1,23154E8	1	1,23154E8	17,56	0,0006
CC	134085,	1	134085,	0,02	0,8917
Error total	1,19246E8	17	7,01444E6		
Total (corr.)	7,88353E8	26			

R-cuadrada = 84,8741 por ciento
R-cuadrada (ajustada por g.l.) = 76,8662 por ciento
Error estándar del est. = 2648,48
Error absoluto medio = 1579,92
Estadístico Durbin-Watson = 1,55399 (P=0,0314)
Autocorrelación residual de Lag 1 = 0,149068

La ecuación 1.1 es el modelo estadístico obtenido mediante el software STATGRAPHICS. Esta expresión es una ecuación de segundo orden, donde existen términos que expresan los efectos principales y los efectos secundarios de las variables independientes sobre la variable dependiente.

$$\begin{aligned}
 \text{Viscosidad (cP)} = & 98225,8 - 8595,77 * \text{Porcentaje de Solvente (\%)} - 1919,6 * \text{Temperatura(}^\circ\text{C)} \\
 & - 3385,53 * \text{API(}^\circ\text{)} + 252,396 * \text{Porcentaje de Solvente (\%)}^2 + 61,0421 \\
 & * \text{Porcentaje de Solvente (\%)} * \text{Temperatura(}^\circ\text{C)} + 214,841 \tag{1.1} \\
 & * \text{Porcentaje de Solvente (\%)} * \text{API(}^\circ\text{)} + 7,12656 * \text{Temperatura(}^\circ\text{C)}^2 + 53,3928 \\
 & * \text{Temperatura(}^\circ\text{C)} * \text{API(}^\circ\text{)} - 16,6101 * \text{API(}^\circ\text{)}^2
 \end{aligned}$$

Debido al error estadístico tan alto en este modelo de diagnóstico, también debido a la gran diferencia entre los comportamientos de las tendencias analizadas en las Figuras 22, 23, 24 y 25. Se decidió refinar y dividir el análisis de resultados según su gravedad API, es decir, para cada uno de los tres crudos analizados, se realizarán análisis y diseños de experimentos independientes.

Es importante tener en cuenta, que en crudos pesados la viscosidad es muy sensible respecto a la temperatura. Un cambio ligero en temperatura ocasiona un gran cambio en la viscosidad (ver Figura 22 y Figura 23). Por lo cual, una misma correlación no podrá predecir viscosidades que varían en un rango tan amplio, con buen ajuste. Además, esta propiedad también depende de la composición del crudo (dependencia no reflejada siempre por el valor de API), aunado a la posible influencia del error experimental en el modelo generado por el software estadístico. Por este motivo, con el fin de obtener correlaciones representativas del fenómeno de estudio se decidió analizar el comportamiento de los crudos de manera individual, clasificados por su gravedad API.

4.2. DISEÑO DE EXPERIMENTOS PRINCIPALES

Fueron definidos tres diseños de experimentos diferentes, uno para cada fluido utilizado en el análisis de diagnóstico. Con esto se obtendrán 3 correlaciones con el mayor ajuste estadístico posible entre el modelo obtenido por STATGRAPHICS y los datos observados en cada uno de los experimentos. El análisis y la selección del tipo de diseño de experimento factorial es independiente entre las tres matrices de experimentos planteadas. Cada tipo de crudo (14°, 17° y 20°API) tendrá su análisis y tratamiento de diseño diferente, por este motivo el tipo de diseño puede variar entre cada tipo de crudo, seleccionando el diseño experimental con un mejor ajuste entre los datos observados y los datos predichos.

4.2.1. DISEÑO DE EXPERIMENTOS PARA CRUDO API DE 14°

Para el fluido de gravedad API de 14°, se definió implementar un diseño experimental factorial con dos variables (A= Porcentaje de Solvente y B=Temperatura), donde a, b representan los niveles de las variables A y B (a=3 y b=2). Se realizó un diseño de experimentos factorial de la forma axb , donde el valor de axb define el número de experimento y máximas combinaciones posibles entre

los niveles de los factores estudiado, con un total de 6 experimentos para este diseño del crudo de 14°API (Tabla 4).

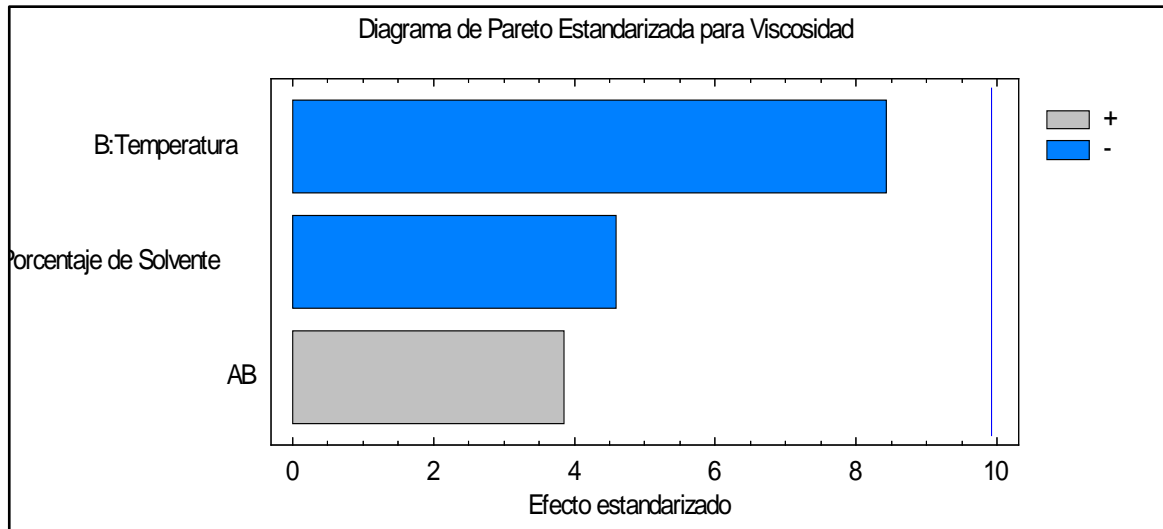
Debido a los errores evidenciados en la sección anterior, se decidió trabajar únicamente con los niveles de 30°C y 50°C para este experimento, evitando problemas con posibles viscosidades anómalas en la correlación obtenida. Con esto, se mantendrán los efectos secundarios en la variable de porcentaje de solvente (debido a sus tres niveles), mostrando efectos principales, de interacción secundaria y efectos de curvatura en el modelo final y se mantienen los efectos principales y secundarios en la variable temperatura sin efecto de curvatura, debido a sus dos niveles.

Tabla 4. Datos diseño de experimentos crudo de 14°API

Experimento	Porcentaje de Solvente (%)	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
1	0,0	30,0	21694,5
2	2,0	30,0	11605,5
3	4,0	30,0	7384,25
4	0,0	50,0	2564,4
5	2,0	50,0	1890
6	4,0	50,0	1292,25

Con el diseño experimental definido y el uso del software se realizó el respectivo análisis estadístico. En la Figura 28, se presenta el diagrama de Pareto para este diseño experimental, donde se identifican los mismos efectos que en el diseño experimental de diagnóstico. La temperatura (variable B) posee una mayor influencia sobre la viscosidad que las otras variables presentes en el modelo, seguido nuevamente por el porcentaje de solvente (variable A). Estos dos efectos tienen una influencia inversamente proporcional a la viscosidad del crudo de 14°API. Finalmente, la variable AB tiene una menor influencia sobre la variable dependiente, sin embargo, su efecto es directamente proporcional.

Figura 28. Diagrama de Pareto para crudo de 14°API.



En la Figura 29, se observa que la influencia de las dos variables independientes (porcentaje de solvente y temperatura) sobre la variable dependiente (viscosidad) es lineal para ambos casos. Se debe aclarar que debido a la implementación de dos niveles en la variable temperatura (30°C y 50°C) el modelo no conseguirá predecir algún efecto de curvatura en esta variable. Sin embargo, para la variable porcentaje de solvente que se varió en 3 niveles (0%, 2% y 4%) sí era posible determinar sus efectos de curvatura; a pesar de esto, su influencia es lineal y no presenta alguna curvatura. Aquí también es posible destacar que las dos variables de entrada son inversamente proporcionales y lineales a la viscosidad (a altos valores de A y B se obtienen valores bajos de viscosidad).

En la Figura 30 se pueden analizar las interacciones entre las dos variables independientes sobre la variable dependiente, se concluye que a niveles bajos de la variable B (temperatura =30°C) la variación de la variable A (Porcentaje de solvente en un rango de 0% a 4%) es significativa en la respuesta de la viscosidad. Por otro lado, a una temperatura de 50°C, la variación del porcentaje de solvente no afecta significativamente el resultado de la viscosidad.

Figura 29. Efectos principales sobre variable viscosidad (crudo 14°API)

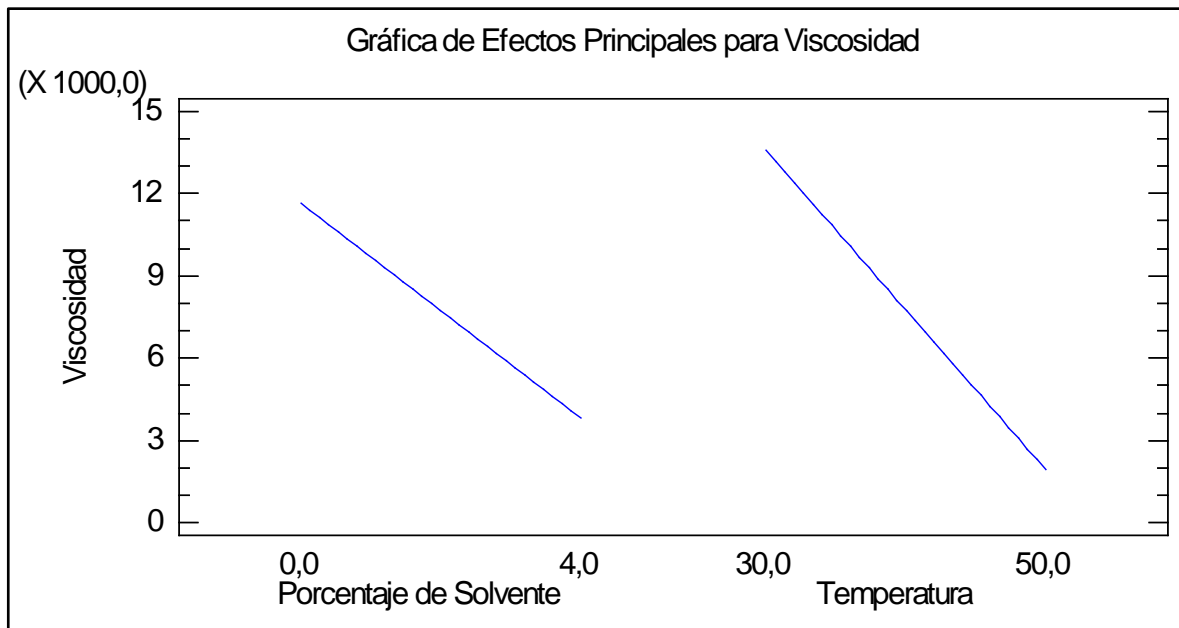
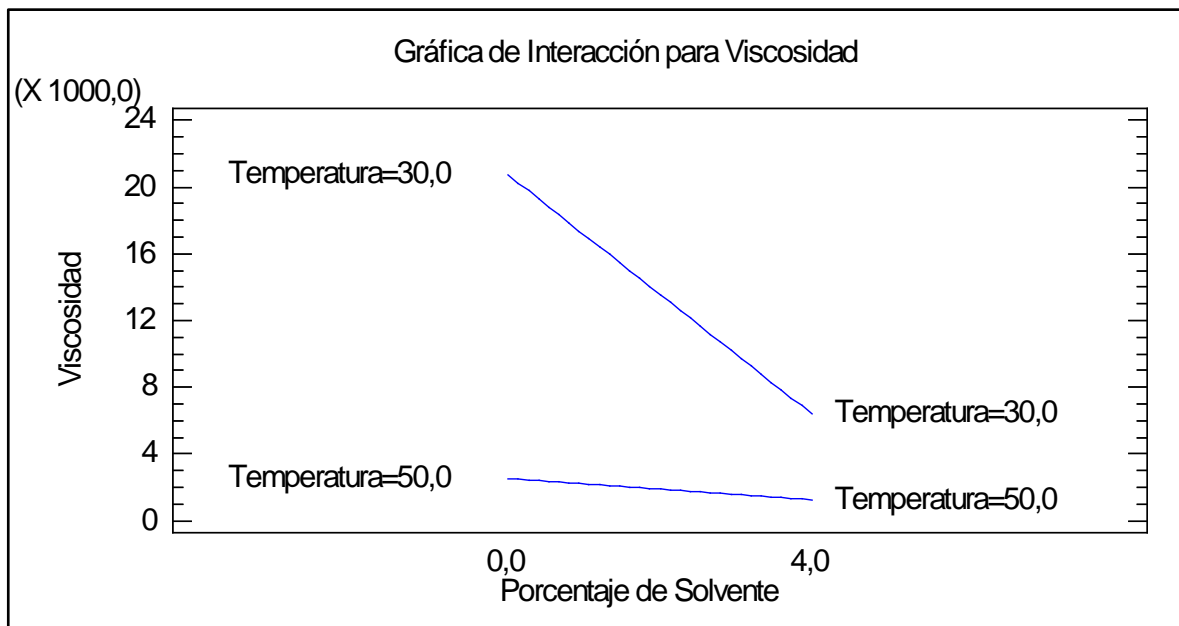


Figura 30. Interacción de variables sobre la variable viscosidad (crudo 14°API)



En la ecuación 1.2 se presenta la correlación estadística para el estudio hecho del crudo de 14°API, donde se destaca únicamente una variable de segundo grado.

$$\begin{aligned} \text{Viscosidad (cP)} = & 47963,9 - 8466,85 * \text{Porcentaje de Solvente(\%)} - 908,246 \\ & * \text{Temperatura(}^\circ\text{C)} + 162,976 * \text{Porcentaje de Solvente(\%)} \\ & * \text{Temperatura(}^\circ\text{C)} \end{aligned} \quad (1.2)$$

Esta correlación presenta un coeficiente de ajuste (R^2) de 0.98 (ver Figura 31), lo que demuestra que los datos predichos por la ecuación se ajustan a los datos observados en el laboratorio, permitiendo predecir el comportamiento de la viscosidad en función de estas dos variables.

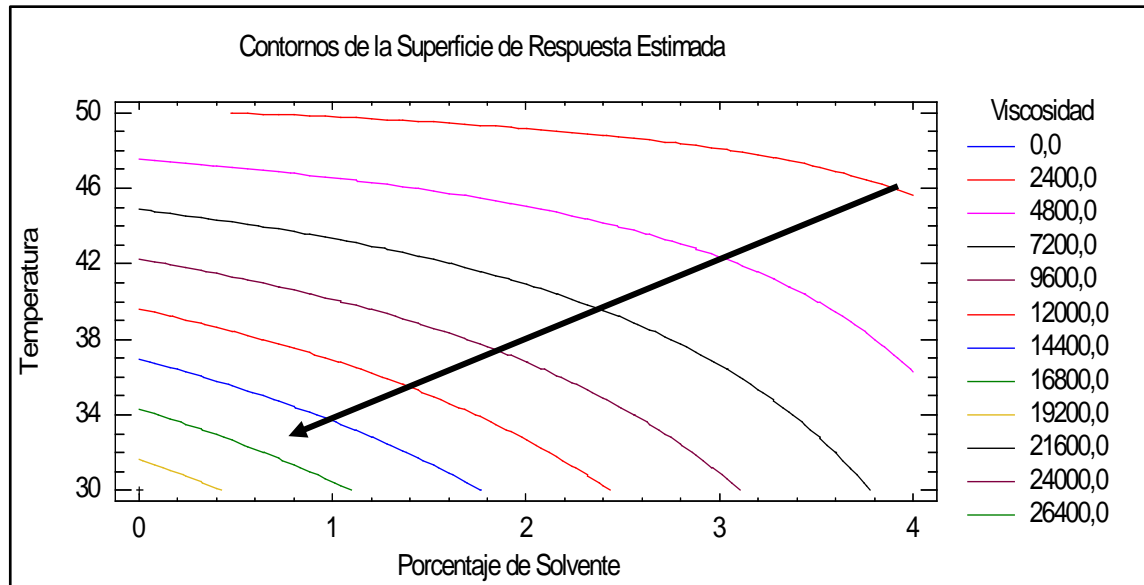
En la Figura 32 se ilustra la respuesta de la superficie de respuesta de la correlación en la ecuación 1.2 definida por el software estadístico, donde la flecha negra indica el sentido de aumento de la viscosidad predicha por el modelo. Se confirma el efecto de proporcionalidad inversa entre las variables de entrada y la variable de salida del modelo.

Figura 31. Análisis estadístico del diseño experimental para crudo de 14°API

Análisis de Varianza para Viscosidad					
<i>Fuente</i>	<i>Suma de Cuadrados</i>	<i>Gl</i>	<i>Cuadrado Medio</i>	<i>Razón-F</i>	<i>Valor-P</i>
A:Porcentaje de Solvente	6,07028E7	1	6,07028E7	21,15	0,0442
B:Temperatura	2,03439E8	1	2,03439E8	70,89	0,0138
AB	4,2498E7	1	4,2498E7	14,81	0,0614
Error total	5,73939E6	2	2,8697E6		
Total (corr.)	3,1238E8	5			

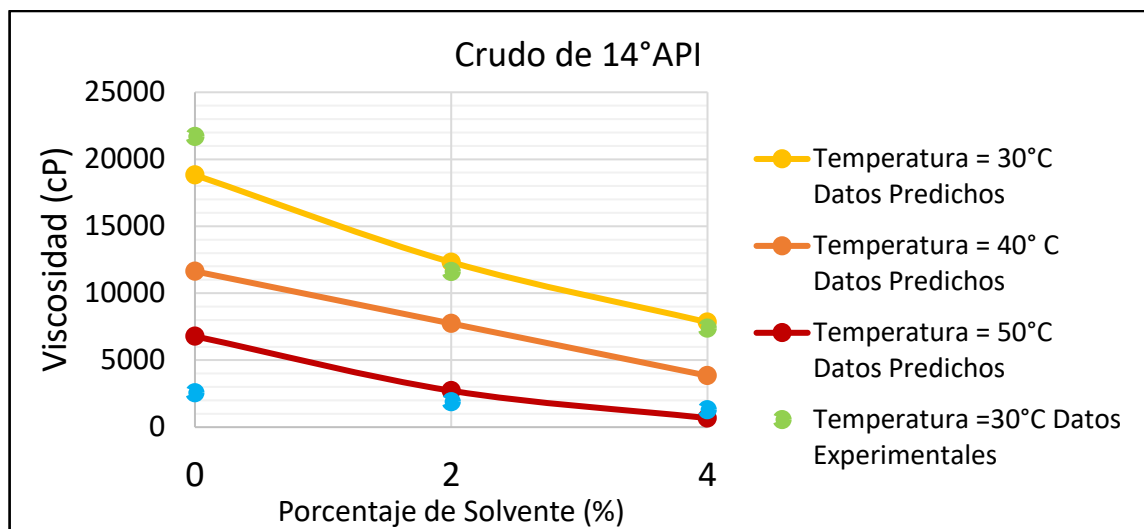
R-cuadrada = 98,1627 por ciento
R-cuadrada (ajustada por g.l.) = 95,4067 por ciento
Error estándar del est. = 1694,02
Error absoluto medio = 660,489
Estadístico Durbin-Watson = 3,16231 (P=0,4715)
Autocorrelación residual de Lag 1 = -0,66449

Figura 32. Superficie de respuesta estimada por el modelo (crudo 14°API)



La Figura 33 es una representación gráfica de la correlación estadística descrita por la ecuación 1.2, en la cual se evidencia que no existe un valor anómalo de viscosidad en la región experimental estudiada. Esta correlación obtiene datos precisos de viscosidad en los intervalos de 0% a 4% de porcentaje de solvente y de 30°C a 50°C de temperatura usada en el experimento.

Figura 33. Resultados modelo de diseño experimental crudo de 14°API



4.2.2. DISEÑO DE EXPERIMENTOS PARA CRUDO API DE 17°

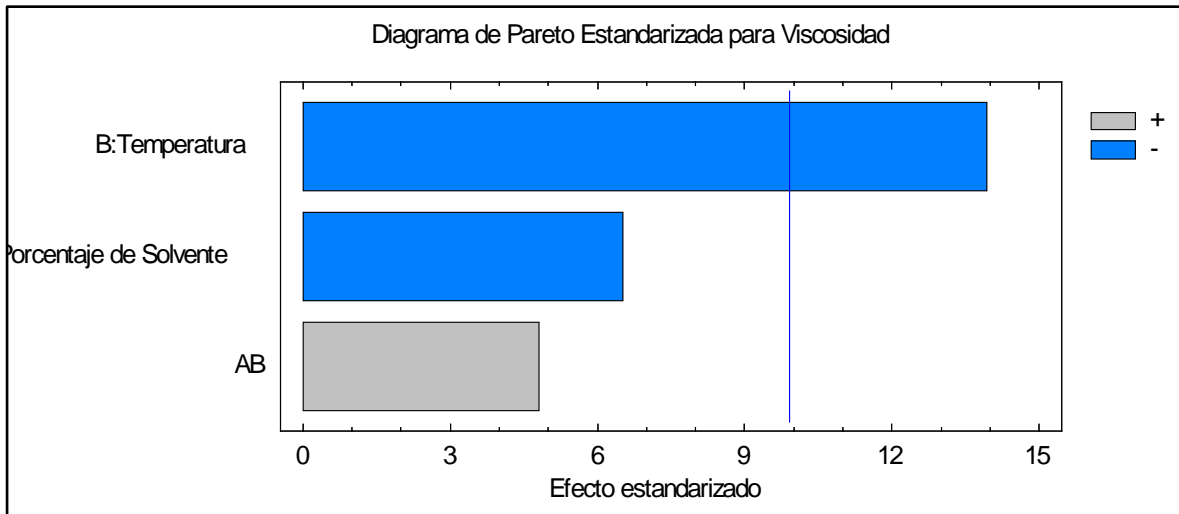
De forma análoga se realizó el estudio para el crudo de 17°API. Para este crudo, se definió un diseño factorial de la forma axb , debido a que se omitieron los resultados de viscosidades obtenidos a temperatura de 30°C. Estos datos fueron ignorados debido a su gran diferencia en la escala de viscosidad en comparación con los datos a 50°C y 70°C, además su objetivo es evaluar esta región experimental, que es de interés para la aplicación de esta tecnología, ya que en el crudo de 14 °API no fue posible realizar el análisis estadístico a temperaturas mayores a 50°C. Se definió un diseño factorial de dos variables (variable A = porcentaje de solvente, variable B= temperatura) con 3 niveles en la variable A (0%, 2% y 4%) y 2 niveles en la variable B (50°C y 70°C), con un total de 6 experimentos para este diseño. En la Tabla 4, se presenta la combinación de las variables independientes y sus respectivos niveles.

Tabla 5. Datos diseño de experimentos crudo de 17°API

Experimentos	Porcentaje de Solvente (%)	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
1	0,0	50,0	898,6
2	2,0	50,0	579,66
3	4,0	50,0	409,75
4	0,0	70,0	177,54
5	2,0	70,0	133,82
6	4,0	70,0	103,60

En la Figura 34 se muestra el diagrama de Pareto para este diseño experimental analizado con la herramienta estadística STATGRAPHICS, donde se observan las mismas tendencias con respecto a los efectos de las variables A y B sobre la variable dependiente. Se observa que al igual que en la Figura 28, la temperatura y el porcentaje de solvente tienen una influencia inversamente proporcional en la viscosidad al final de los experimentos.

Figura 34. Diagrama de Pareto para crudo de 17°API



Las Figura 35 y Figura 36 muestran los efectos de las variables independientes sobre la variable dependiente (viscosidad), los resultados son análogos a aquellos obtenidos para el crudo de 14°API, se observa las influencias inversamente proporcionales del porcentaje de solvente y la temperatura sobre la viscosidad (ver Figura 35) y se observa que a altas temperaturas (70°C), la variación en el porcentaje de solvente no es significativo en relación a la variación de la temperatura sobre la viscosidad final de los experimentos (ver Figura 36).

Figura 35. Efectos principales sobre variable viscosidad (crudo 17°API)

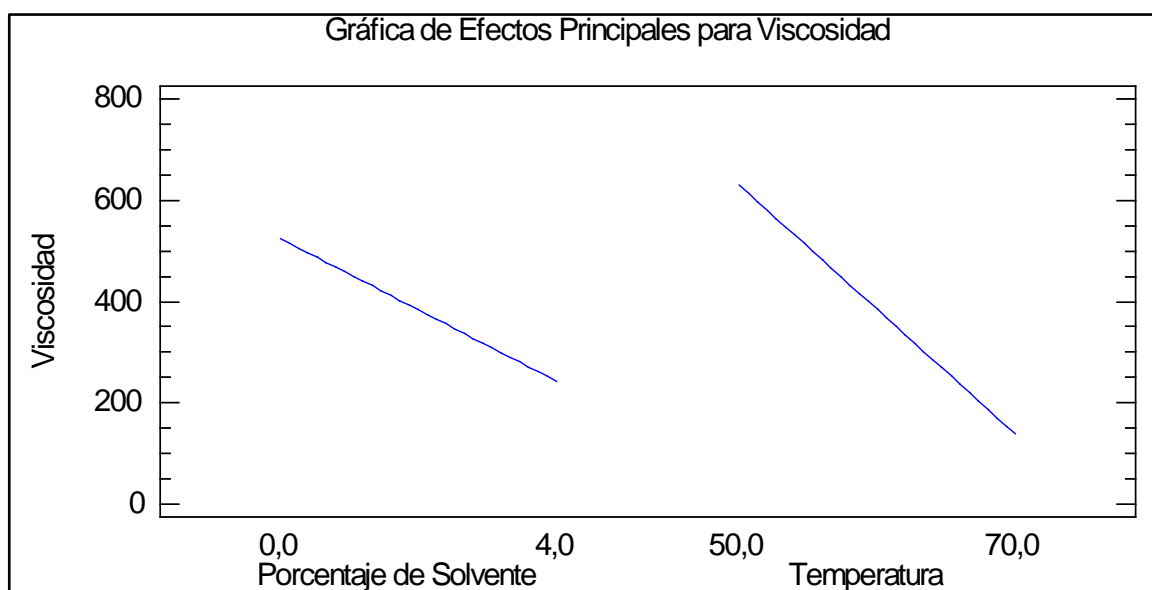
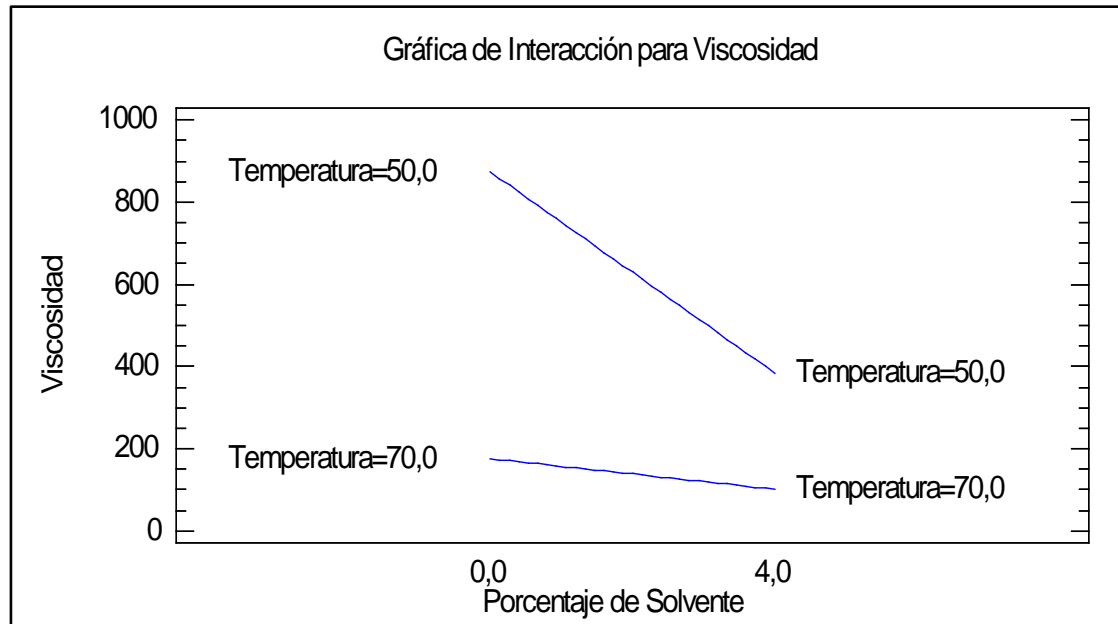


Figura 36. Interacción de variables sobre la variable viscosidad (crudo 17°API)



La ecuación 1.3 presenta la correlación definida por el software para este modelo factorial, donde presenta una estructura de efectos y variables similar a la ecuación 1.2.

$$\begin{aligned}
 \text{Viscosidad (cP)} = & 2619,94 - 381,531 * \text{Porcentaje de Solvente}(\%) - 34,9236 \\
 & * \text{Temperatura (}^\circ\text{C)} + 5,18638 * \text{Porcentaje de Solvente}(\%) \\
 & * \text{Temperatura}(\text{ }^\circ\text{C)}
 \end{aligned}
 \tag{1.3}$$

Esta correlación en la ecuación 1.3, tuvo un coeficiente de ajuste (R^2) de 0.99 garantizando que los valores predichos con este modelo se ajustan a los datos experimentales observados. Además, el error absoluto medio del diseño es menor que el error alcanzado en el diseño de experimento de diagnóstico, garantizando también que este diseño no tendrá una desviación tan grande entre los datos predichos y los observados.

Figura 377. Análisis estadístico del diseño experimental para crudo de 17°API

Análisis de Varianza para Viscosidad					
<i>Fuente</i>	<i>Suma de Cuadrados</i>	<i>Gl</i>	<i>Cuadrado Medio</i>	<i>Razón-F</i>	<i>Valor-P</i>
A:Porcentaje de Solvente	79183,1	1	79183,1	42,43	0,0228
B:Temperatura	361646,	1	361646,	193,81	0,0051
AB	43037,6	1	43037,6	23,06	0,0407
Error total	3732,03	2	1866,02		
Total (corr.)	487599,	5			

R-cuadrada = 99,2346 porciento
R-cuadrada (ajustada por g.l.) = 98,0865 porciento
Error estándar del est. = 43,1974
Error absoluto medio = 18,0589
Estadístico Durbin-Watson = 3,13672 (P=0,3875)
Autocorrelación residual de Lag 1 = -0,651692

De forma análoga a la Figura 33, se determinó la superficie de respuesta del modelo en función de las variables de estudio sobre la viscosidad final (ver Figura 38). Se concluye de manera similar del diseño anterior que co-existe una proporcionalidad inversa entre las variables de entrada (Porcentaje de solvente y Temperatura) con la variable de salida (viscosidad). La flecha indica el sentido con el que aumenta la viscosidad, señalando la región de temperaturas bajas y de menor porcentaje de solvente.

En la Figura 39 se presentan los resultados de la correlación en la ecuación 1.3, y los comportamientos de la viscosidad en función del rango de temperaturas estudiados (entre 50°C y 70°C) y el rango de porcentaje de solvente (entre 0% y 4%). Se demuestra gráficamente que la correlación se ajusta satisfactoriamente a los datos observado experimentalmente. Esto significa que la ecuación 1.3, es válida para este tipo de crudo, para mediciones entre los rangos anteriormente descritos.

Figura 38. Superficie de respuesta estimada por el modelo (crudo 17°API)

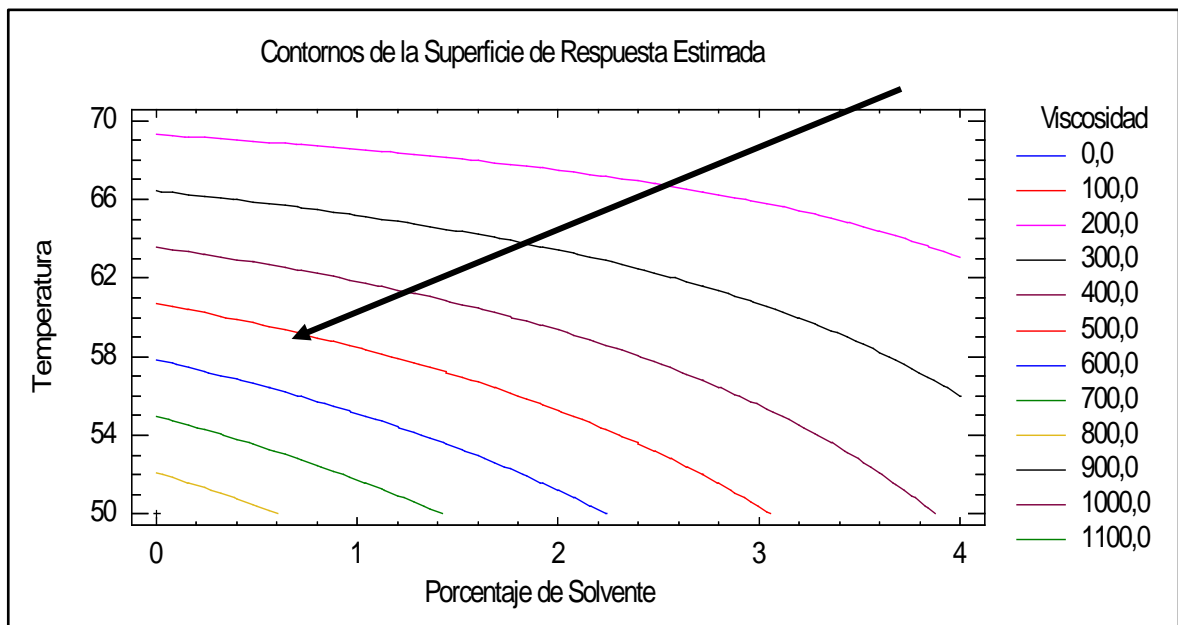
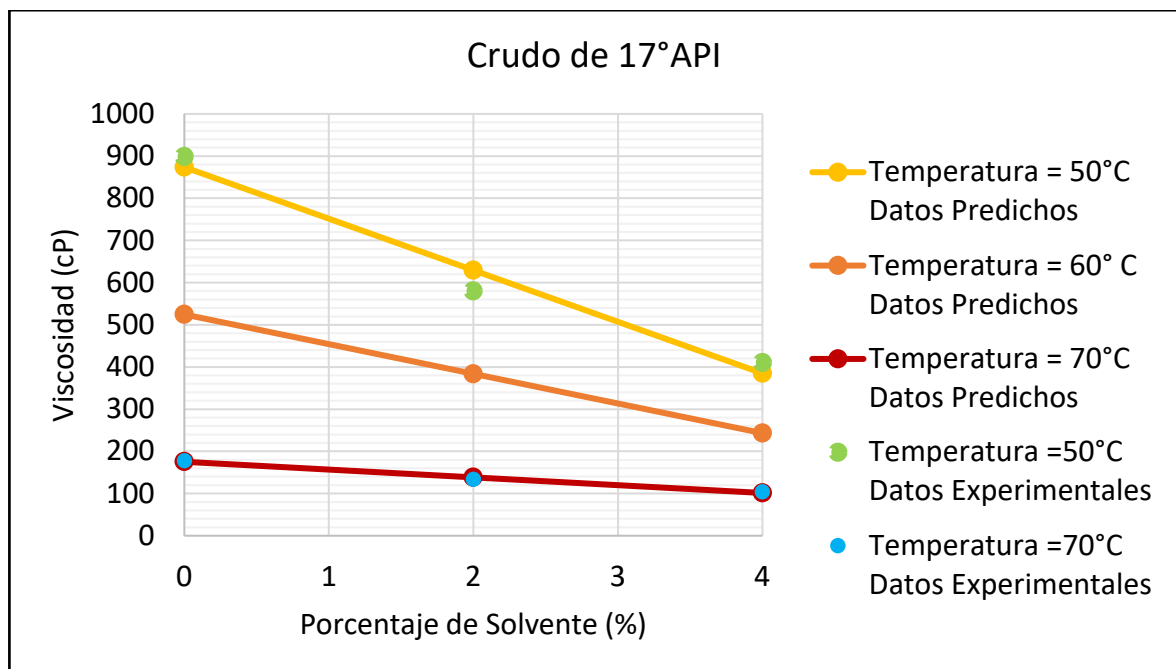


Figura 39. Resultados modelo de diseño experimental crudo de 17°API



4.2.3. DISEÑO DE EXPERIMENTOS PARA CRUDO API DE 20°

A diferencia de los casos anteriores, el diseño de experimentos planteado para el crudo de 20° API fue un diseño factorial completo de la forma n^k donde n es el número de niveles de cada variable de entrada (igual número de niveles para todas las variables) y k es el número de variables independientes en el estudio. La variable A será nuevamente el porcentaje de solvente y la variable B será la temperatura, cada una tendrá 3 niveles, 0%, 2% y 4% para la variable A y 30°C, 50°C y 70°C para la variable C. El diseño tiene una forma 3^3 , donde tendrá un total de 9 experimentos.

En este caso fue posible analizar un diseño factorial de este tipo, no había una diferencia significativa en la orden de grandeza de las viscosidades en todos los experimentos, en la Tabla 5 se presentan los 9 experimentos planteados en este diseño.

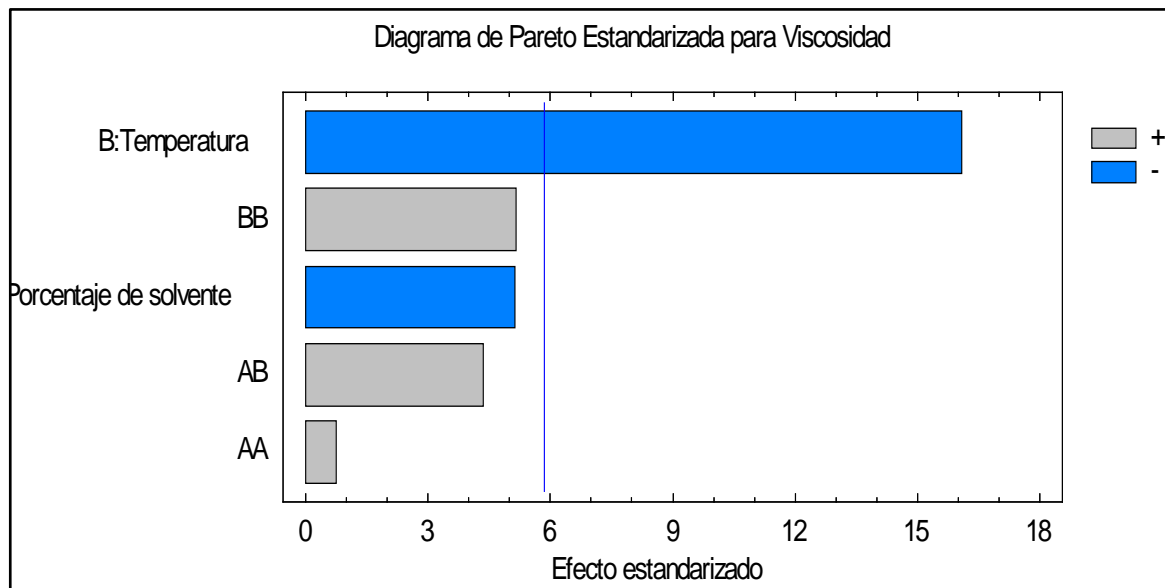
Tabla 6. Datos diseño de experimentos crudo de 20°API

Experimentos	Porcentaje de Solvente (%)	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
1	0,0	30,0	527,5
2	2,0	30,0	370,6
3	4,0	30,0	278,37
4	0,0	50,0	156,8
5	2,0	50,0	116,74
6	4,0	50,0	94,68
7	0,0	70,0	56,27
8	2,0	70,0	44,95
9	4,0	70,0	36,67

En la Figura 40 se exhibe el diagrama de Pareto para el crudo de 20°API, donde se demuestran resultados análogos a los dos anteriores diseños de experimentos. Fue también posible analizar la influencia de los parámetros BB, AB y AA (efectos secundarios) sobre la viscosidad.

Los resultados muestran que estos tienen una influencia directamente proporcional sobre la viscosidad, al igual de lo mostrado en el diseño experimental de diagnóstico.

Figura 40. Diagrama de Pareto para crudo de 20°API



A partir de las Figura 41 y 42 se puede concluir que el uso de tres niveles en cada uno de las variables y la implementación del diseño factorial de forma 3^3 permitió observar el efecto de curvatura de las variables de entrada sobre la variable de salida.

Figura 41. Efectos principales sobre variable viscosidad (crudo 20°API)

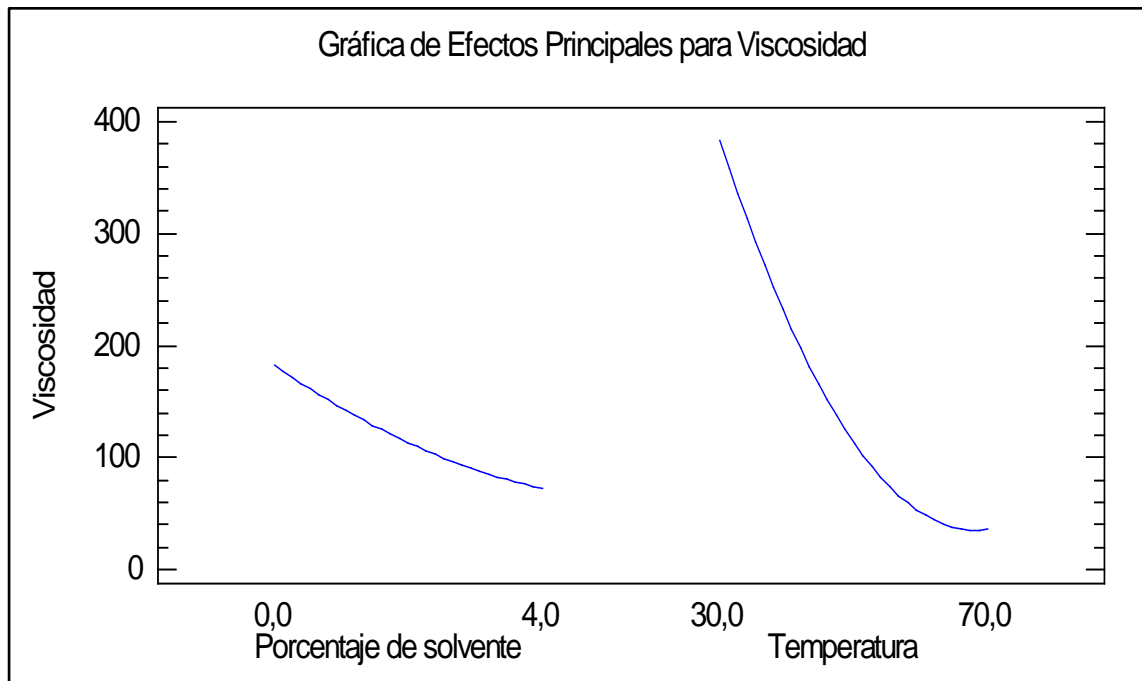
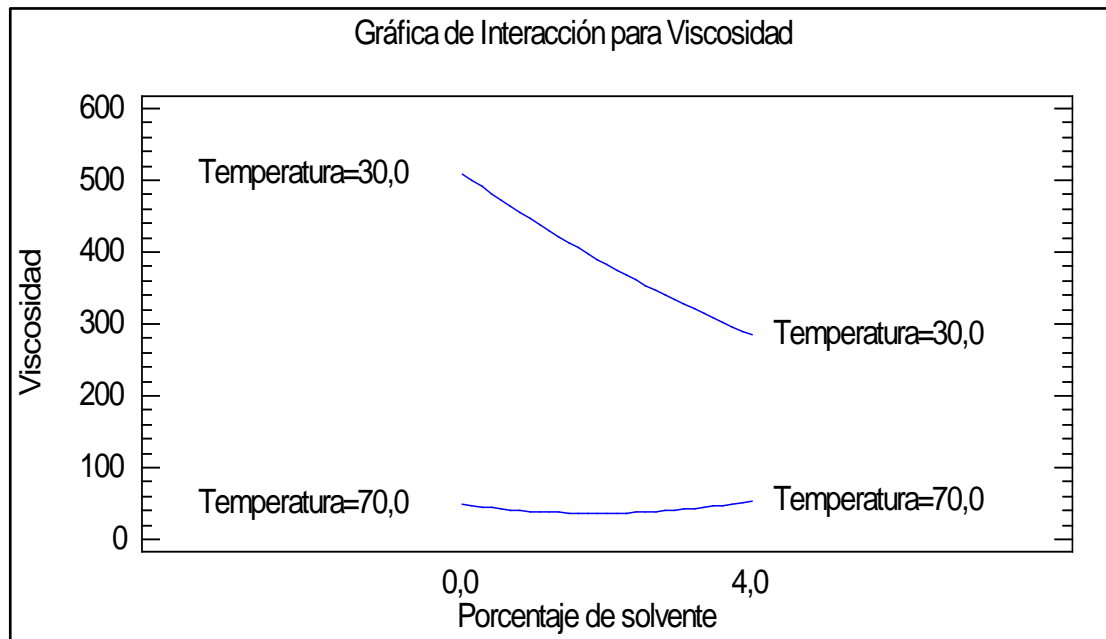


Figura 42. Interacción de variables sobre la variable viscosidad (crudo 20°API)



La ecuación 1.4 presenta la correlación definida por el software para este modelo factorial 3^3 .

$$\begin{aligned} \text{Viscosidad (cP)} = & 1360,84 - 113,584 * \text{Porcentaje de solvente(\%)} - 35,604 \\ & * \text{Temperatura (}^\circ\text{C)} + 3,57125 * \text{Porcentaje de solvente(\%)}^2 + 1,43456 \\ & * \text{Porcentaje de solvente(\%)} * \text{Temperatura (}^\circ\text{C)} + 0,2408 \\ & * \text{Temperatura(}^\circ\text{C)}^2 \end{aligned} \quad (1.4)$$

La correlación en la ecuación 1.4, obtuvo un coeficiente de ajuste (R^2) de 0.99 al igual que en los diseños anteriores. Esto asegura que los valores obtenidos a través del modelo se ajustan a los datos experimentales observados. En relación con el error absoluto medio de este diseño factorial, es el menor valor de error asociado entre los tres diseños de experimentos analizados (ver Figura 43).

Figura 43. Análisis estadístico del diseño experimental para crudo de 20°API

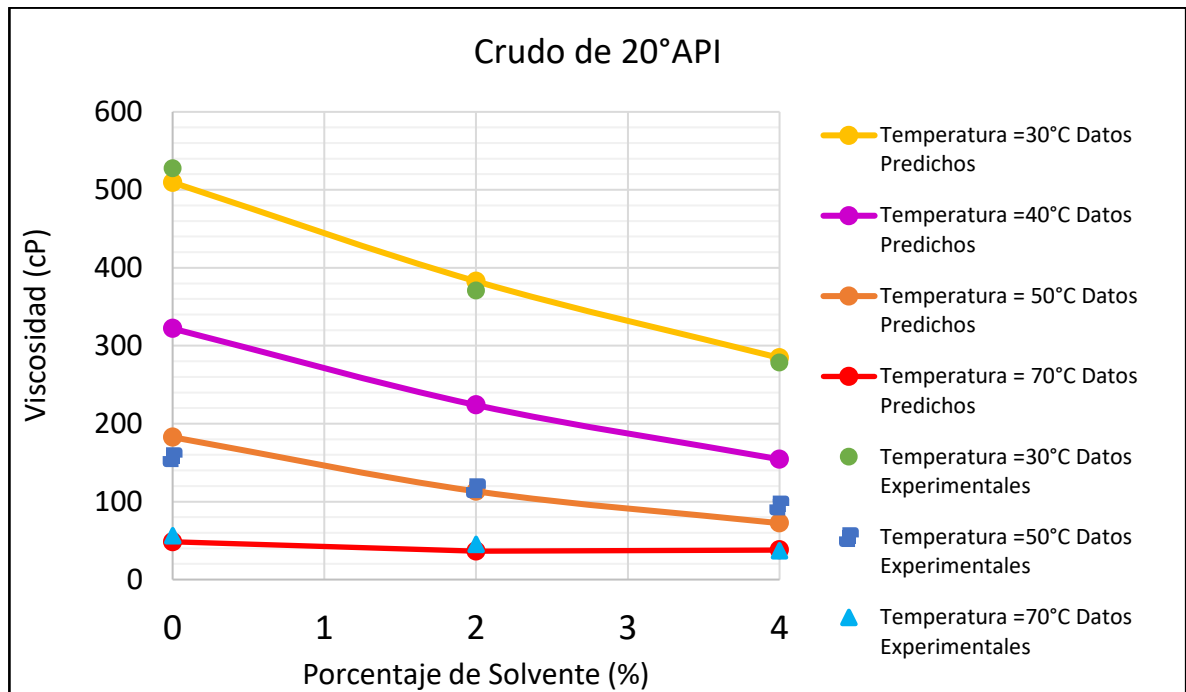
Análisis de Varianza para Viscosidad					
<i>Fuente</i>	<i>Suma de Cuadrados</i>	<i>Gl</i>	<i>Cuadrado Medio</i>	<i>Razón-F</i>	<i>Valor-P</i>
A:Porcentaje de solvente	18243,6	1	18243,6	26,26	0,0144
B:Temperatura	179775,	1	179775,	258,76	0,0005
AA	408,122	1	408,122	0,59	0,4992
AB	13171,0	1	13171,0	18,96	0,0224
BB	18555,1	1	18555,1	26,71	0,0141
Error total	2084,23	3	694,744		
Total (corr.)	232237,	8			

R-cuadrada = 99,1025 por ciento
R-cuadrada (ajustada por g.l.) = 97,6068 por ciento
Error estándar del est. = 26,358
Error absoluto medio = 13,377
Estadístico Durbin-Watson = 1,62035 (P=0,0823)
Autocorrelación residual de Lag 1 = 0,0478974

En la Figura 44 se presentan los resultados de la correlación estadística en la ecuación 1.4, donde se muestra el comportamiento de la viscosidad de un crudo de 20 °API en función de la temperatura en un rango de 30°C a 70°C y un porcentaje de solvente de 0% a 4%. En la figura se observa el excelente ajuste que tienen los

datos experimentales con las predicciones hechas por el modelo estadístico, validando la correlación presentada en la ecuación 1.4.

Figura 44. Resultados modelo de diseño experimental crudo de 20°API



5. FACTIBILIDAD ECONOMICA DE LATECNOLOGÍA DE CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA

Para poder evaluar la factibilidad económica de la aplicación del Reactor de Cavitación Hidrodinámica, es necesario desarrollar una evaluación económica que cuantifique el impacto de la implementación de la tecnología para reducir la viscosidad en los crudos pesados con los cuales se han desarrollado pruebas experimentales con el fin de tener en cuenta la relación costo beneficio como principal indicador de la respuesta económica que genera la inversión en dicha tecnología.

De acuerdo con los 27 datos tomados de las pruebas experimentales para el presente estudio mostrados en la tabla 2, se tuvieron en cuenta tres tipos de crudo diferentes de 14°, 17° y 20°API. Dado que las condiciones de los crudos son diferentes por ende su análisis económico también.

5.1. ANÁLISIS ECONMÓICO DEL CRUDO DE 14°API

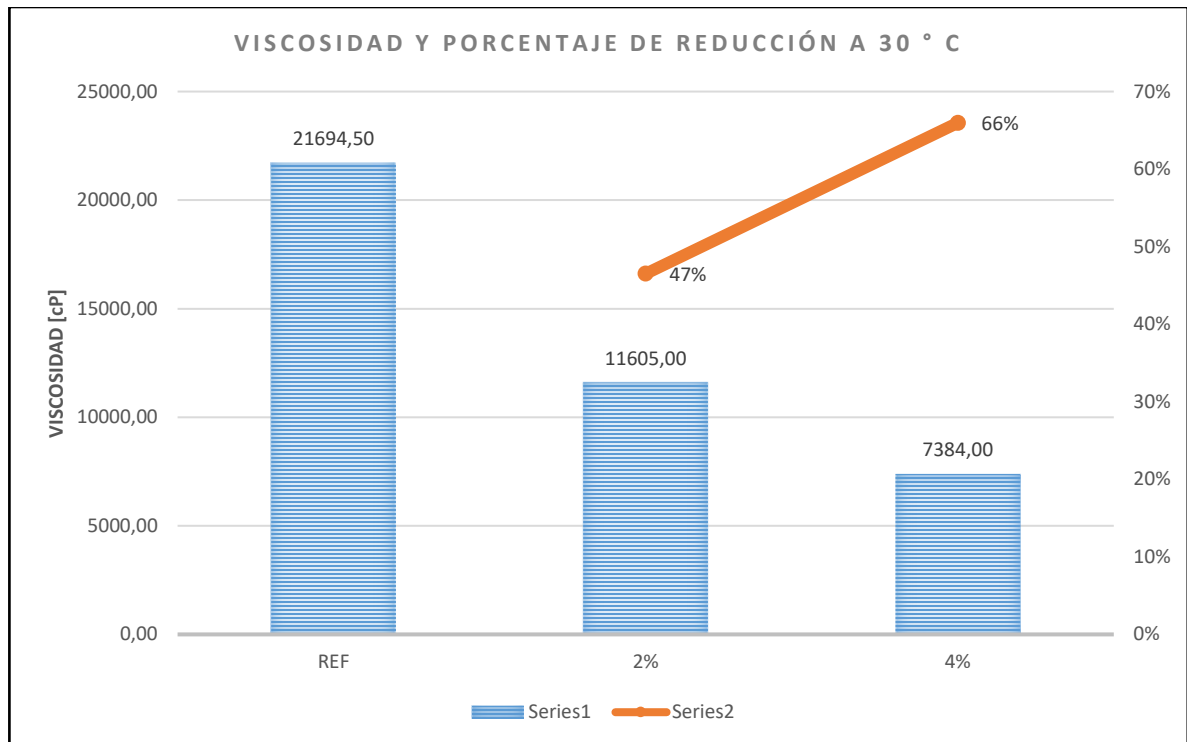
Con el fin de realizar el análisis económico para el crudo de gravedad API de 14° de acuerdo con los datos reportados por la empresa operadora del crudo tienen una producción diaria de 27000 BOPD para el cual en la tabla 6 se puede observar el porcentaje de solvente usado para reducir la viscosidad:

Tabla 7. Datos experimentales crudo 14 API.

CRUDO	Porcentaje de Solvente	Temperatura	API	Viscosidad
	%	°C	°	cP
1	0,0	30,0	14,0	21694,5
1	2,0	30,0	14,0	11605,5
1	4,0	30,0	14,0	7384,25

De acuerdo con las normas estipuladas para transporte de crudo por oleoducto debe tener una temperatura de 30°C, por lo que para el análisis económico se tomó de referencia el crudo de 14 API a 30°C, donde se evidenció una reducción del 66% con un 4% de solvente como se indica en el gráfico 1.

Gráfico 1. Comportamiento de la viscosidad del crudo de 14 API.

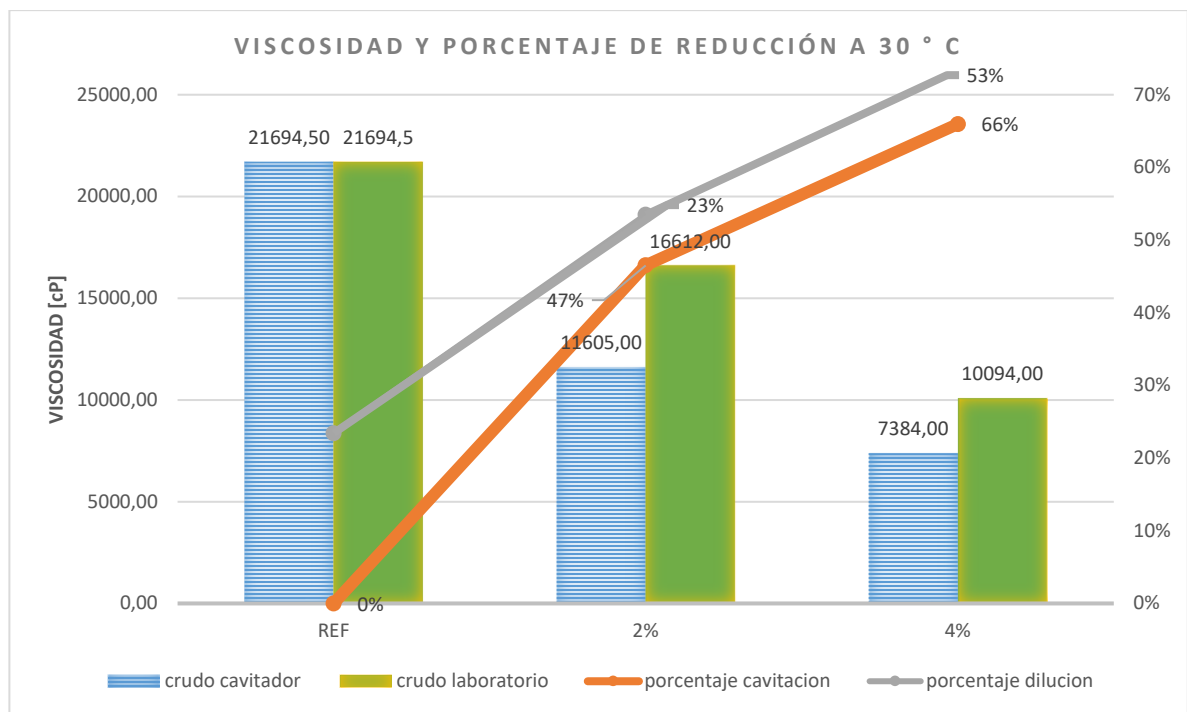


Como se puede observar que el crudo de 14 API con 4% de solvente luego de pasar por el reactor de cavitación experimentó una reducción del 66% en la viscosidad. Sin embargo, con el fin de evaluar el desempeño del Reactor de Cavitación hidrodinámica se procedió a realizar dilución en laboratorio al crudo de 14°API con las mismas proporciones de solvente 0%, 2% y 4% y a la temperatura de 30°C, obteniendo los resultados de la tabla 7, los cuales se pueden observar en la columna de color verde del gráfico 2.

Tabla 8. Datos de dilución medidos en laboratorio de análisis petrofísicos crudo 14 API.

CRUDO	Porcentaje de Solvente	Temperatura	API	Viscosidad
	%	°C	°	cP
1	0,0	30,0	14,0	21694,5
1	2,0	30,0	14,0	19612,0
1	4,0	30,0	14,0	10094,0

Gráfico 2. Desempeño del Reactor vs Dilución en laboratorio.



En el gráfico 2 se puede observar la tecnología de cavitación aumenta la reducción de viscosidad de crudos diluidos con solventes. Lo cual es un impacto muy favorable para la industria petrolera del país, ya que representaría la posibilidad de disminuir la cantidad de solvente utilizado.

Se observa una diferencia de más del 10% en la reducción de viscosidad al someter una muestra de crudo diluido con solvente al fenómeno de cavitación, lo cual en términos de ahorro significa que para una disminución de viscosidad de un crudo de 21694,5 cP con 4% de solvente se obtienen los ahorros presentados en la tabla 8, con un costo de solvente por barril de 70 UDS (nafta de 71°API) ²⁶

Tabla 9. Comparación ahorro de nafta cavitación vs dilución convencional.

Viscosidad inicial (cP)	% solvente	Cavitado Equipo (cP)	Diluido Laboratorio(cP)	Diferencia (cP)	Costo solvente 4%
21694,5	4%	7384	10094	2710	2.8 USD

De la tabla 8 se puede analizar que asumiendo una dilución homogénea en campo del crudo con el solvente para lograr llegar cerca a los 7000 cP se requiere más del 4% de solvente, con el fin de conocer cuánto solvente adicional se requiere en laboratorio para lograr llegar a este rango de viscosidad se continuó diluyendo obteniendo los siguientes resultados (tabla 9):

Tabla 10. Dilución en laboratorio a 30°C crudo 14°API.

CRUDO	Porcentaje de Solvente	Temperatura	API	Viscosidad
	%	°C	°	cP
1	0,0	30,0	14,0	21694,5
1	2,0	30,0	14,0	19612,0
1	4,0	30,0	14,0	10094,0
1	6,0	30,0	14,0	8282,3
1	8,0	30,0	14,0	6339,75

²⁶ Patiño. E. Ecopetrol Dilución no Convencional. Conferencia Magistral- Universidad Pontificia Bolivariana. Bucaramanga 2017.

Por lo tanto, se requiere más del 6% de solvente que equivale a 4.2 USD por barril, por lo que con la tecnología se está ahorrando casi el 33% en costo de solvente por barril de crudo.

De la operadora se tiene que el campo del crudo de 14°API tiene una producción diaria de 27000 BOPD, por lo que el ahorro de solvente con la tecnología sería de 1,4 USD (diferencia entre el costo de solvente por barril cavitado 2.8 USD al costo de solvente por barril diluido 4.2 USD) por barril siendo un ahorro de 37800 USD diarios.

La efectividad de la tecnología no sería igual sin el uso del donante de hidrogeno, como se mencionó en el primer capítulo, ya que el donante de hidrógeno cumple la función de cerrar las cadenas C-C que se rompen durante el craqueo, si no se usara un donante las cadenas con el tiempo se pueden cerrar e incluso puede quedar una molécula más pesada.

Con el fin de evaluar la efectividad de la tecnología al paso del tiempo se realizó una prueba de añejamiento al crudo de 14°API a los 15, 30 y 45 días después de cavitado como se puede observar en la tabla10.

Tabla 11. Pruebas de añejamiento crudo 14°API.

Viscosidad luego de cavitado con nafta(cP)	de 4%	Tiempo (días)	Viscosidad final (cP)
7384,5		15	7610,25
		30	7856,84
		45	8122,95

Del análisis del añejamiento se puede observar que pasados 45 días la viscosidad solo aumento un 10%, dentro de los cuales se debe tener en cuenta el porcentaje de error de la medición.

Actualmente se está trabajando en el modelo 2018 con el que se espera mejorar el efecto en la reducción de viscosidad. Además, gracias a la línea de investigación y desarrollo los estudios han indicado que a cavitación hidrodinámica no solo aporta para la disminución de la viscosidad del crudo, sino que también disminuye el número TAN o número de ácidos totales, ya que el crudo pesado tiene un gran contenido de sal y sustancias peligrosas como el azufre, y en ocasiones sulfuro de hidrógeno lo cual aumenta el costo del tratamiento para endulzar el crudo

6. CONCLUSIONES

El fenómeno de cavitación hidrodinámica introduce una nueva opción para la reducción de viscosidad de los crudos pesados en la industria de los hidrocarburos, reduciendo los costos operacionales asociados al uso de diluyentes y métodos térmicos.

Las variables claves en la evaluación experimental del procedo de cavitación hidrodinámica son: el API inicial del crudo, la temperatura y el porcentaje de solvente o donante de hidrogeno.

El análisis estadístico mostró que la variable de mayor impacto sobre la viscosidad es la temperatura, lo cual es coherente con el comportamiento físico de los crudos pesados.

La cavitación hidrodinámica debe realizarse en presencia de un solvente o donante de hidrógeno, para que el efecto de reducción de viscosidad se mantenga en el tiempo, ya que sin el donante los radicales libres que genera el proceso de cavitación se pueden reagrupar y formas cadenas más largas que incluso las iniciales, lo cual genera aumento de la viscosidad que en ocasiones puede ser mayor que la inicial.

En la región experimental evaluada: Temperatura de 30°, 50° y 70°C , 14°, 17° y 20° API y 0%, 2% y 4% de porcentaje de solvente se evidencio que el fenómeno de cavitación es efectivo reduciendo la viscosidad entre 40- 70%. Se evidencio que la reducción de viscosidad para los crudos livianos no fue tan significativa como para el crudo pesado, por lo cual se puede concluir que para crudos livianos altos porcentajes de donante serían innecesarios.

En el modelo de diagnóstico dados los rangos tan amplios de diferencia entre las viscosidades de los tres crudos el modelo estadístico arrojó un error alto por lo cual se decidió refinar y dividir el análisis según su gravedad API, dando un error muy bajo y un R² hasta del 0.99.

En los crudos pesados la viscosidad es muy sensible a la temperatura, por lo cual un cambio ligero en esta ocasiona un gran cambio en su viscosidad, es por esto que una sola correlación no podrá predecir rangos tan amplios con un buen ajuste. Este fue otro motivo para generar las correlaciones de manera individual por tipo de crudo.

Es necesario tener cautela al usar la nafta como donante de hidrógeno, dado que por ser un n-heptano dependiendo del tipo de crudo puede flocular asfaltenos, por ende, es de vital importancia caracterizar el crudo antes de iniciar la prueba con el fin de escoger el mejor donante.

De acuerdo con las características del crudo y su compatibilidad con el donante de hidrógeno utilizado se ha corroborado que el proceso de cavitación hidrodinámica en la reducción de viscosidad de crudos pesados alcanza hasta una reducción del 40 a 70% trabajando a porcentajes volumétricos menores al 10%.

La decisión final de cual diluyente será utilizado en el cavitador como donante de hidrógeno estará ligada al tipo de crudo, al modelo de negocio propuesto y al análisis económico, teniendo en cuenta los resultados obtenidos hasta el momento, y la diferencia entre los diluyentes no convencionales y la nafta dentro del proceso de cavitación.

Se realizaron pruebas de añejamiento donde se pudo observar la eficiencia de la tecnología con un aumento en 45 días solo del 10% de viscosidad.

7. RECOMENDACIONES

Es importante realizar un estudio experimental de otros tipos de diluyentes como surfactantes, GLP, donantes de base aromática y nano partículas para ver su efecto con el fenómeno de la cavitación hidrodinámica en los crudos pesados.

Es importante realizar un análisis de los gases que se pueden estar liberando cuando la presión del fluido desciende por debajo de la presión de burbuja ya que se podrían estar perdiendo livianos.

Es importante a futuro realizar pruebas SARA a los crudos antes de pasar por el cavitador y después para poder conocer el cambio de los saturados, de los aromáticos y de los asfáltenos.

BIBLIOGRAFIA

ASME MFC-7M, Measurement of Gas Flow by Means of Critical Flow Venturi Nozzles. NewYork: American Society of Mechanical Engineers 1987.

BERLIZOV YS, NESTERENKO AI. The possibility of cracking hydrocarbons with cavitation. Chem and Tech of F and O. 2007; 43:515-8.

CHAKMA, Amit, et al. The effects of ultrasonic treatment on the viscosity of Athabasca bitumen and bitumen-solvent mixtures. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1993, vol. 32, no 05.

CRUZ, Dalia. Estudio teórico-experimental del comportamiento reológico de crudos pesados. Tesis de grado. UNAM, México, 2010.

DOMINGUEZ, J.C. "Transporte de crudo pesado a través de oleoducto, evaluación de diferentes tecnologías" Ingeniería Química. No. 465 (2008).P 54-65.

DUNN, K., & YEN, T. F. A plausible reaction pathway of asphaltene under ultrasound. Fuel Processing Technology, 73(1), (2001). P. 59-71.

FLANIGAN, D. and SUSLICK K. Internally confined plasma in an imploding bubble, Nature Physics, 6, 2010. P. 598-601.

FJÆR, E., HOLT, R.M., HORSRUD, P., RAAEN, A.M., RISNES, R. Petroleum Related Rock Mechanics. Second Edition, Elsevier, Amsterdam, 491p, 2008.

GODINEZ FA, NAVARRETE M, SÁNCHEZ-AKE C, et al. Spectroscopic and thermodynamic features of conical bubble luminescence. U Sono. 2012; 19:668-81.

GOGATE PR, MEDEDOVIC-THAGARDB S, MCGUIREC D, et al. Hybrid reactor based on combined cavitation and ozonation: From concept to practical reality. *U Sono* 2014; 21: 590–8.

GUEVARA, E. GONZALES, J. NUÑEZ, G. “Highly viscous oil transportation methods in the Venezuela oil industry” *Proceedings of the 15 th World Petroleum Congress*, Jhon Wiley and Sons, London, 1998. P. 495-501.

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

HERNANDEZ, D., CALDERON, Z., QUINTERO, Y. Experimental Correlations to Obtain Elastic Properties of Shale Rocks Using the Indentation Test. *Rock Mechanics for Natural Resources and Infrastructure SBMR 2014–ISRM Specialized Conf.* 09-13 Sept, Goiania, Brazil, 2014.

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

KNAPP RT, DALEY JW, HAMMITT RG. *Cavitation*. 1 sted. New York: McGraw-Hill, 1970.

LECOFFRE Y. *Cavitation, Bubble Trackers*. A. A. Balkema, 1999.

MARTÍNEZ, R., MOSQUEIRA ML, ZAPATA B, et al. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: a review. *J. Petrol. Sci. Eng.* 2011;75(3-4):274- 82.

MONTGOMERY, Douglas C. *Disenoy análisis de experimentos*. Grupo Editorial Iberoamericana, Mexico, 1991.

MUÑOZ, Samuel. Clases de Ingeniería de Yacimientos- Maestría en profundización de Petróleo y Gas, 2017.

NAVARRETE, M., VARGAS, A., ESQUIVEL, D., Rompimiento de la viscosidad en líquidos por cavitación hidrodinámica y acústica. SOMI Congreso de instrumentación XXIX Edición. Puerto Vallarta, Jalisco, Mexico, Octubre 2014.

PAL R, RHODES E. Viscosity/concentration relationships for emulsions. J Rheol. 1989; 33:1021–45.

SUSLICK, K. S., & PRICE, G. J. Applications of ultrasound to materials chemistry. Annual Review of Materials Science, 29(1), (1999). P. 295-326.

TERRÁDEZ, Manuel; JUAN, Ángel A. Análisis de la varianza (ANOVA). ANOVA. Catalonia, 2003.

THE OPEP. Monthly Oil Market Report MOMR. June 2015.
http://www.opec.org/opec_web/en/publications/2941.htm

YEN, Teh Fu, et al. Upgrading Through Cavitation and Surfactant. En 15th World Petroleum Congress. World Petroleum Congress, 1997.