

## Evaluación del fenómeno de cavitación hidrodinámica para la reducción de viscosidad en crudos pesados

J. Gómez, Universidad Industrial de Santander; H. Ribón, Ecopetrol S.A.

N. Santos, Universidad Industrial de Santander

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.

Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

### Resumen

Las reservas de crudos pesados, extra pesados y bitúmenes representaban para el año 2021 el 60% de las reservas mundiales de hidrocarburo, esto según la OPEP. En Colombia representan más del 60% de las reservas probadas, estos crudos se caracterizan por su alta viscosidad y composición química compleja, lo cual hace costosa su producción y transporte debido a su bajo flujo.

En este trabajo se propone evaluar experimentalmente el fenómeno de cavitación hidrodinámica para disminuir la viscosidad de los crudos pesados. Consiste en generar caídas abruptas de presión en el seno del líquido, las cuales producen implosiones en la molécula de crudo y ruptura de las cadenas carbono-carbono. Esto genera radicales libres que en presencia de un donante de hidrógeno reducen la viscosidad y mejoran la calidad del crudo, reduciendo los costos operacionales asociados al uso de diluyentes y métodos térmicos.

Con el fin de parametrizar las variables relacionadas con esta mejora, se desarrollaron correlaciones multivariadas a partir de un diseño experimental obtenido de una población disímil de tres crudos. Estas permiten predecir el comportamiento de la viscosidad y la gravedad API de los fluidos luego de ser cavitados en un reactor de cavitación hidrodinámica en función de la viscosidad, la gravedad API inicial y porcentaje de solvente usado (0%, 2% y 4%) y la temperatura (30°C, 50°C y 73°C). Los resultados indican que es viable el uso de la cavitación hidrodinámica ya que logra reducir la viscosidad entre un 40 y 70%.

### Introducción

Las reservas de crudos pesados, extra pesados y bitúmenes representaban para el año 2021 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 % [1].

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  $1 \times 10^2$  cP y  $1 \times 10^4$  cP en algunos casos hasta  $1 \times 10^6$  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 la producción del crudo pesado, en la mayoría de los casos el factor de recobro no es mayor al 18%. [2]

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 ruido [3].

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 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

### Metodología desarrollada

El reactor de cavitación hidrodinámica 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 que permite interconectar los instrumentos con el Controlador Lógico Programable (PLC) que integra todas las señales provenientes de los sensores de temperatura, flujo y presión. 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. Las fases metodológicas del proyecto se clasificaron en 4 como se muestra en la figura 1, consta de la recepción del crudo a tratar, seguido de las pruebas de caracterización básica, posterior a esto, se realiza la corrida en el cavitador hidrodinámico y finalmente las pruebas de caracterización del crudo cavitado.

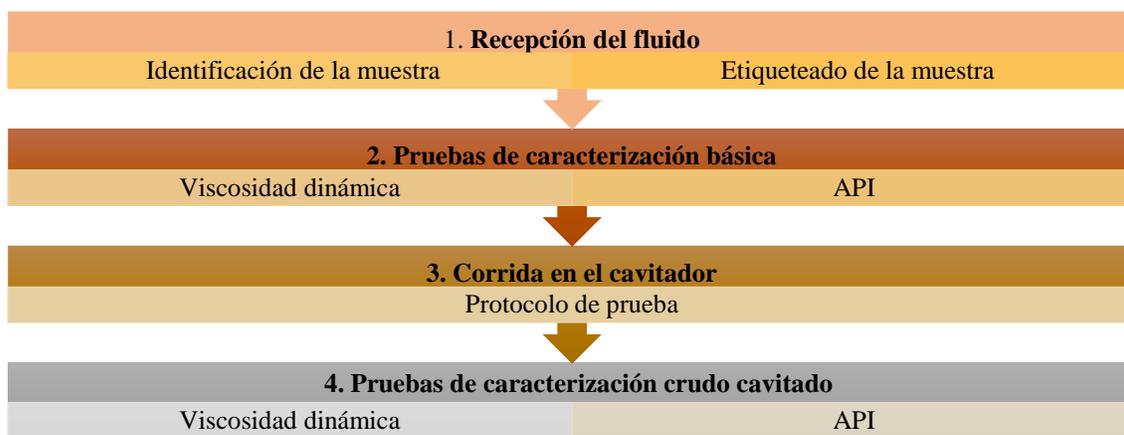


Figura 1. Etapas metodológicas del proyecto

**Recepción de los fluidos.** En la tabla 1 se observan los fluidos muestreados y enviados al laboratorio con sus respectivas referencias y características de etiquetado.

Tabla 1. Crudos recibidos

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

**Caracterización básica de los fluidos.** Se realizó 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 de la Universidad Industrial de Santander. Lo anterior con el fin de determinar una línea base de comportamiento. Las pruebas realizadas fueron:

**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 2 que permite medir la viscosidad dinámica de la muestra de crudo en función de la temperatura que serán 30 °C y 50 °C respectivamente.



Figura 2. Viscosímetro rotacional Brookfield DV2TLV

**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 3 se puede observar los equipos usados para la medición.



Figura 3. Hidrómetro

**Corrida de la prueba en el cavitador hidrodinámico.** Se diseñó un protocolo de pruebas iniciando por la apertura de la válvula de succión hacia la bomba, se manejó una frecuencia de 20 Hz y se revisó que la bomba estuviera completamente empaquetada, ya que no puede ser arrancada al vacío, se inició con una presión de descarga de 50 psi, se llenó la bomba multietapa con el donador de hidrógeno y se corrieron en total 27 pruebas con tres crudos diferentes, finalmente a las 27 muestras se les realizó caracterización básica luego de pasar por el cavitador y se planteó el diseño experimental.

**Diseño de experimentos.** 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 analizadas en el diseño de experimento factorial de forma 33. 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

## Resultados

Luego de definir los 27 experimentos (basados en los factores y niveles definidos en la Tabla 2), en la tabla 3 se muestra específicamente las condiciones para cada uno de los experimentos y sus resultados. También se presentan en la Figura 4 y en la Figura 5, los resultados 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
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

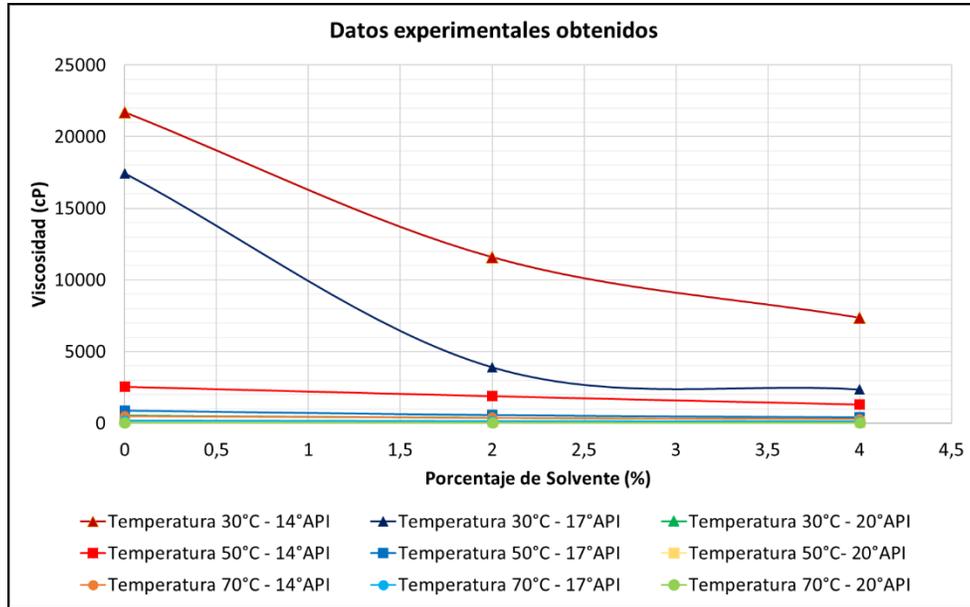


Figura 4. Resultados de las mediciones experimentales en función de % de solvente.

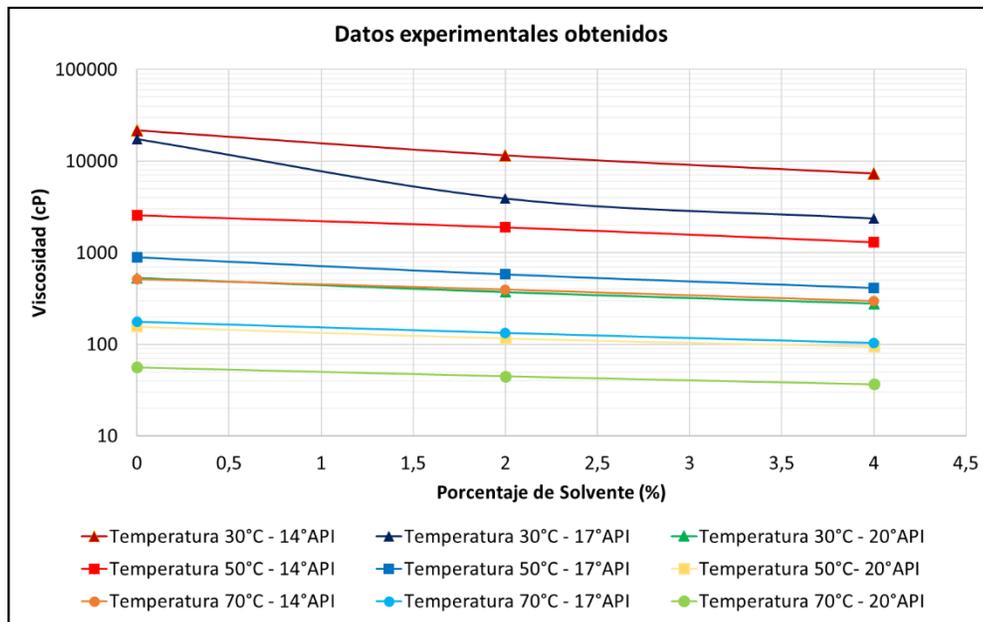


Figura 5. Resultados de las mediciones experimentales en función de % de solvente en escala semi-log.

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 Figuras 4 y 5 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 4, 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 5, 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 4 y 5, 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.

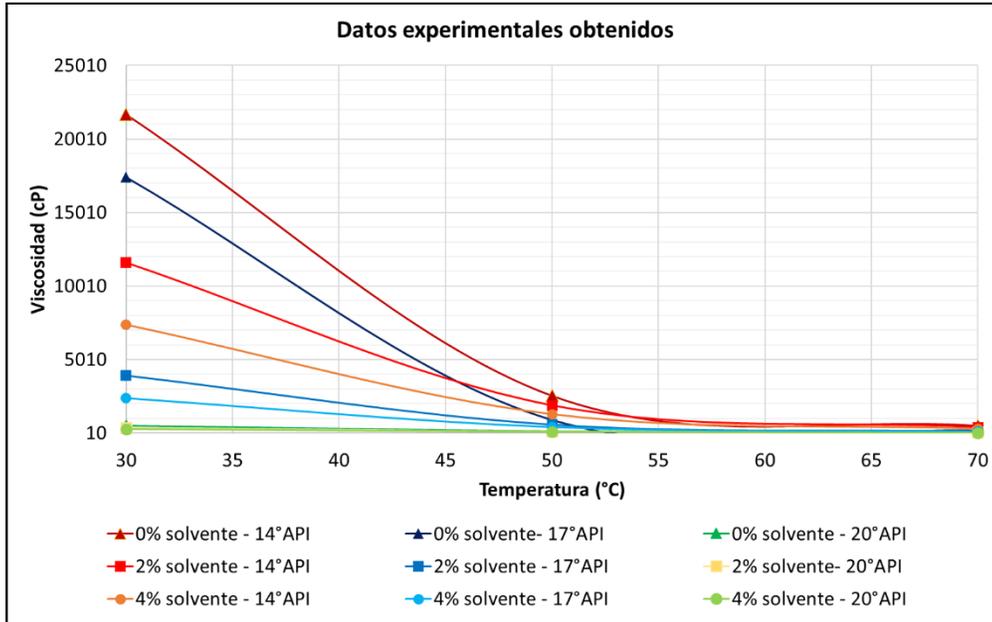


Figura 6. Resultados de las mediciones experimentales en función de temperatura

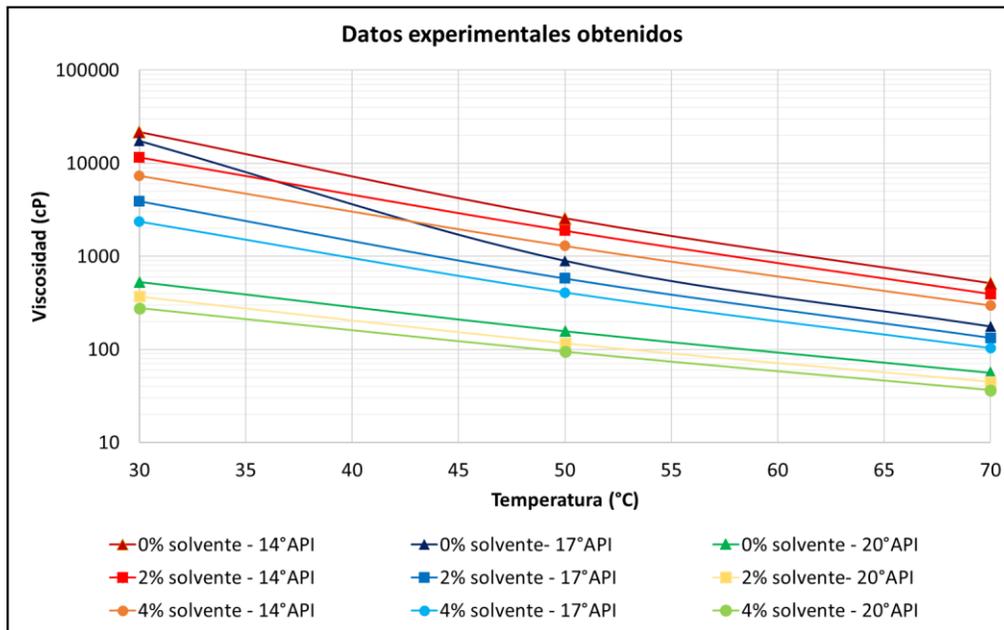


Figura 7. Resultados de las mediciones experimentales en función de la temperatura en escala semi-log.

En las Figuras 6 y 7 se presentan los resultados experimentales de la Tabla 3 ahora de viscosidad final de los experimentos en función de la temperatura. 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 CENTURION [4], 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 8 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 8 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, Porcentaje de solvente - Variable A) tienen un efecto inversamente proporcional a la viscosidad (representado por las columnas azules en la Figura 4).

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 8).

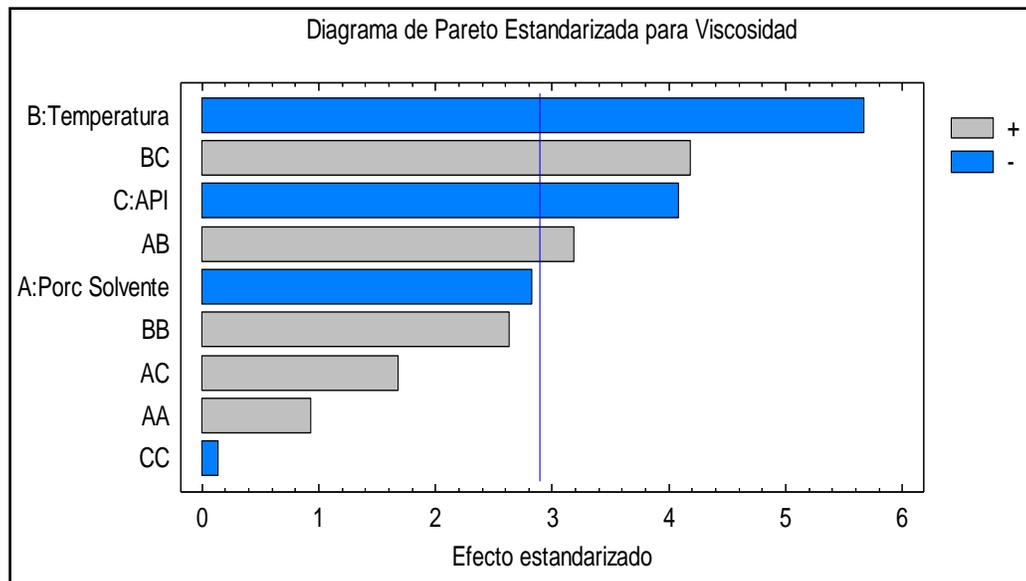


Figura 8. Diagrama de pareto del diseño experimental factorial diagnóstico

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**9 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.

Análisis de Varianza para Viscosidad					
Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
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

Figura 9. Detalles estadísticos del diseño experimental de diagnóstico

La ecuación 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.

$$\text{Viscosidad (cP)} = 98225,8 - 8595,77 * \text{Porcentaje de Solvente (\%)} - 1919,6 * \text{Temperatura(}^\circ\text{C)} - 3385,53 * \text{API(}^\circ\text{)} + 252,396 * \text{Porcentaje de Solvente (\%)}^2 + 61,0421 * \text{Porcentaje de Solvente (\%)} * \text{Temperatura(}^\circ\text{C)} + 214,841 * \text{Porcentaje de Solvente (\%)} * \text{API(}^\circ\text{)} + 7,12656 * \text{Temperatura(}^\circ\text{C)}^2 + 53,3928 * \text{Temperatura(}^\circ\text{C)} * \text{API(}^\circ\text{)} - 16,6101 * \text{API(}^\circ\text{)}^2 \dots\dots\dots(1)$$

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 4, 5, 6 y 7. 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 4 y Figura 5). 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.

**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.

**Diseño de experimentos para crudo API 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 (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

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 10, 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.

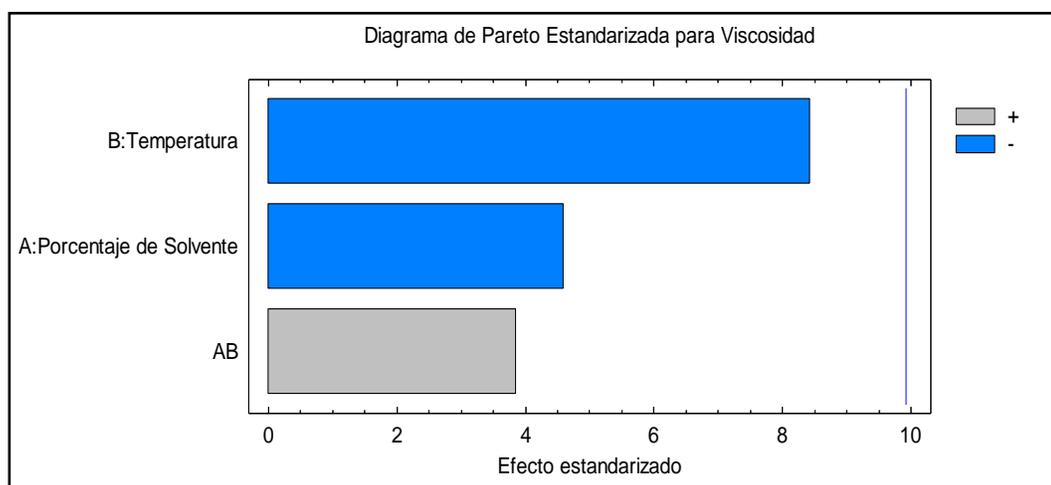


Figura 10. Diagrama de Pareto para crudo de 14°API.

En la Figura 11, 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 12 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.

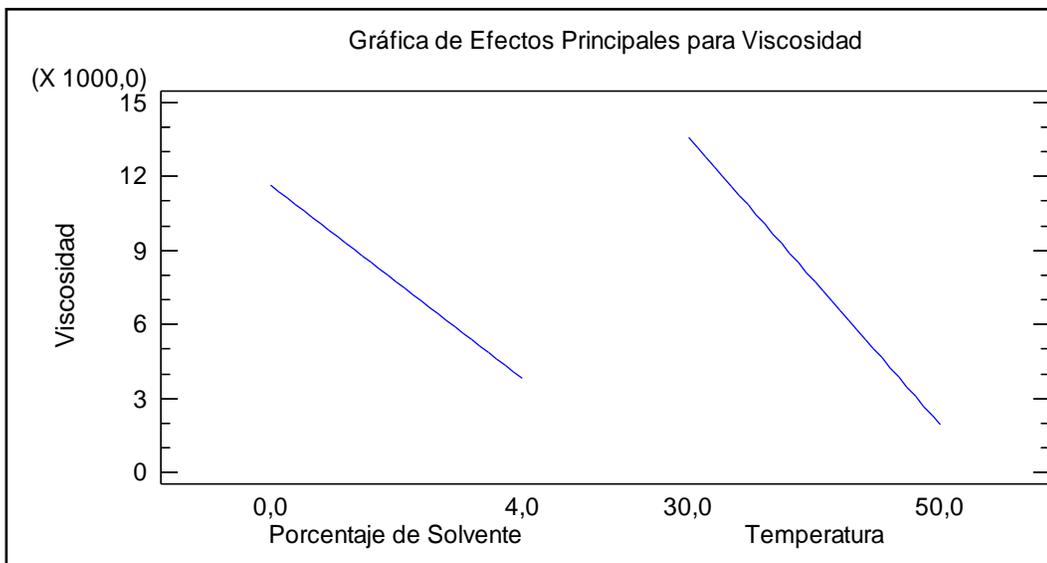


Figura 11. Efectos principales sobre variable viscosidad (crudo 14°API)

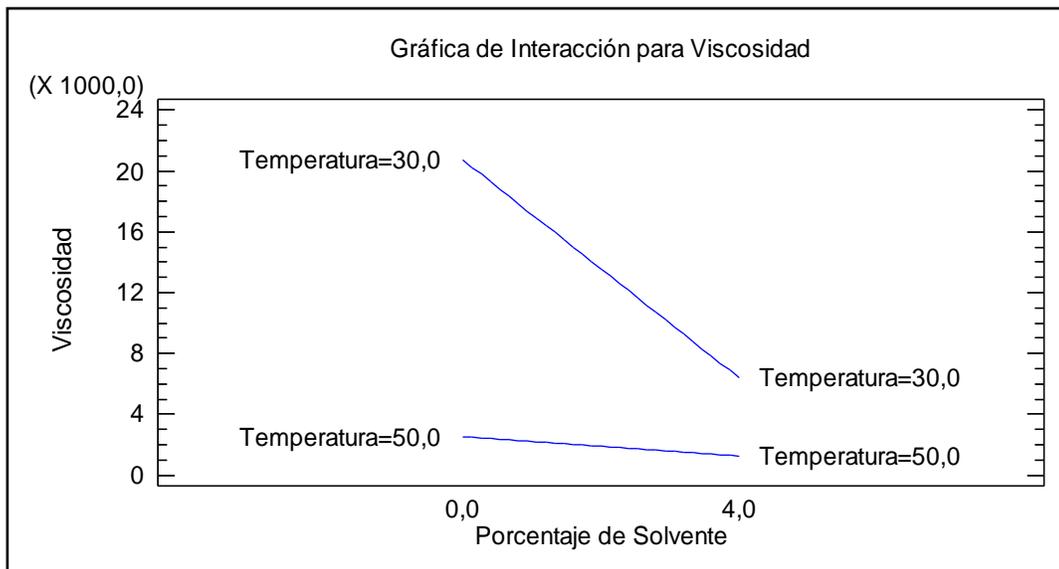


Figura 12. Interacción de variables sobre la variable viscosidad (crudo 14°API)

En la ecuación 2 se presenta la correlación estadística para el estudio hecho del crudo de 14°API, donde se destaca únicamente una variable de segundo grado.

$$\text{Viscosidad (cP)} = 47963,9 - 8466,85 * \text{Porcentaje de Solvente(\%)} - 908,246 * \text{Temperatura(°C)} + 162,976 * \text{Porcentaje de Solvente(\%)} * \text{Temperatura(°C)} \dots\dots\dots(2)$$

Esta correlación presenta un coeficiente de ajuste ( $R^2$ ) de 0.98 (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.13**), 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 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.14** se ilustra la respuesta de la superficie de respuesta de la correlación en la ecuación 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.

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
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 13. Análisis estadístico del diseño experimental para crudo de 14°API

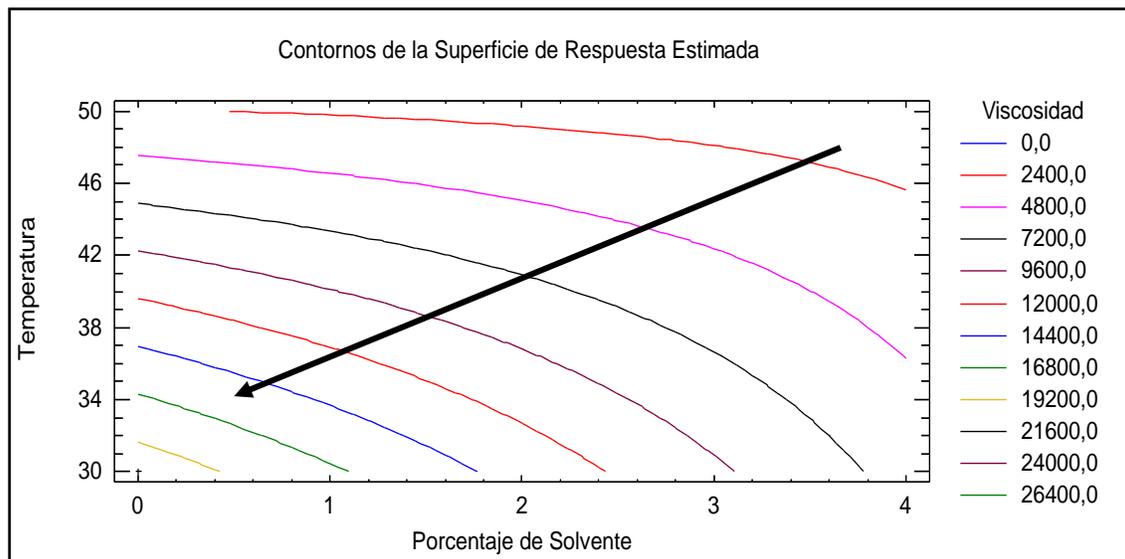


Figura 14. Superficie de respuesta estimada por el modelo (crudo 14°API)

La Figura 15 es una representación gráfica de la correlación estadística descrita por la ecuación 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.

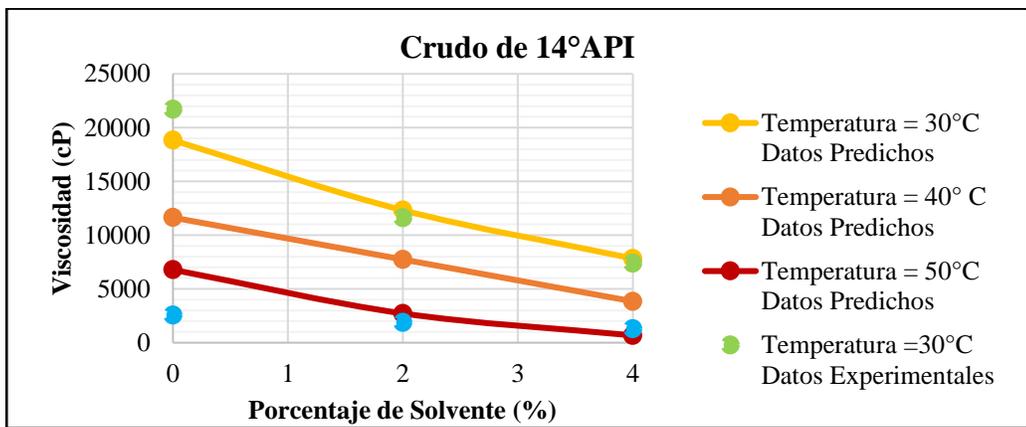


Figura 15. Resultados modelo de diseño experimental crudo de 14°API

**Diseño de experimentos para crudo API 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 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, 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 16 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 10, la temperatura y el porcentaje de solvente tienen una influencia inversamente proporcional en la viscosidad al final de los experimentos.

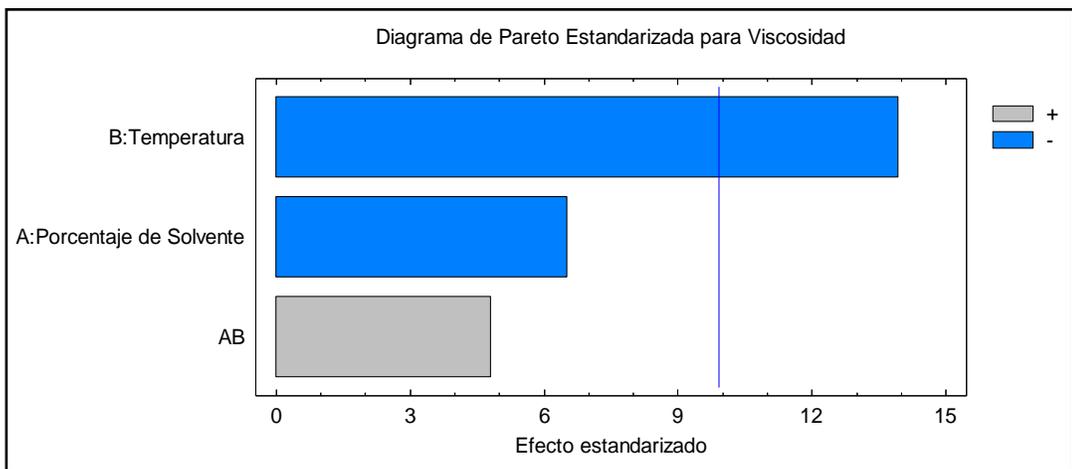


Figura 16. Diagrama de pareto para crudo de 17°API

Las Figura 17 y Figura 18 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 17) 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 18).

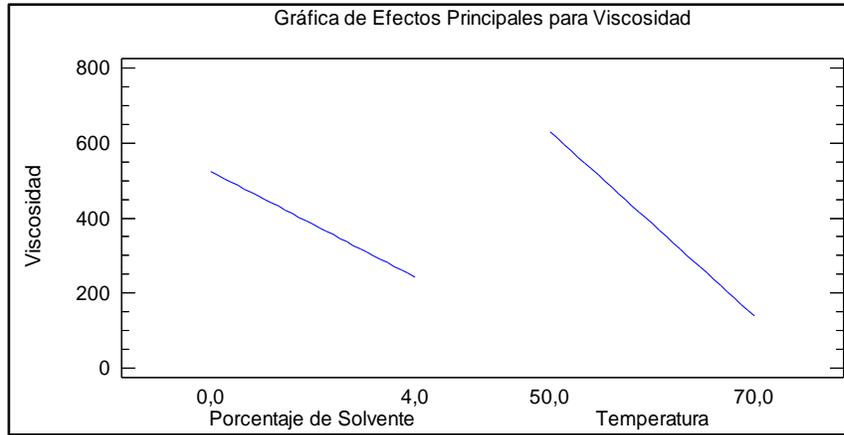


Figura 17. Efectos principales sobre variable viscosidad (crudo 17°API)

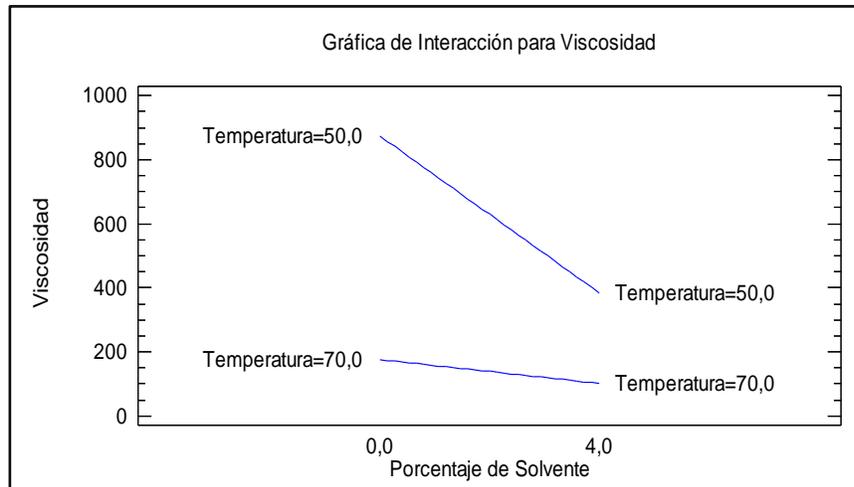


Figura 18. Interacción de variables sobre la variable viscosidad (crudo 17°API)

La ecuación 3 presenta la correlación definida por el software para este modelo factorial, donde presenta una estructura de efectos y variables similar a la ecuación 2.

$$\text{Viscosidad (cP)} = 2619,94 - 381,531 * \text{Porcentaje de Solvente(\%)} - 34,9236 * \text{Temperatura (}^\circ\text{C)} + 5,18638 * \text{Porcentaje de Solvente(\%)} * \text{Temperatura(}^\circ\text{C)} \dots \dots \dots (3)$$

Esta correlación en la ecuación 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.

Análisis de Varianza para Viscosidad					
Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
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 por ciento  
 R-cuadrada (ajustada por g.l.) = 98,0865 por ciento  
 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

Figura 19. Análisis estadístico del diseño experimental para crudo de 17°API

De forma análoga a la Figura 15, se determinó la superficie de respuesta del modelo en función de las variables de estudio sobre la viscosidad final (ver Figura 20). 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 21 se presentan los resultados de la correlación en la ecuación 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.

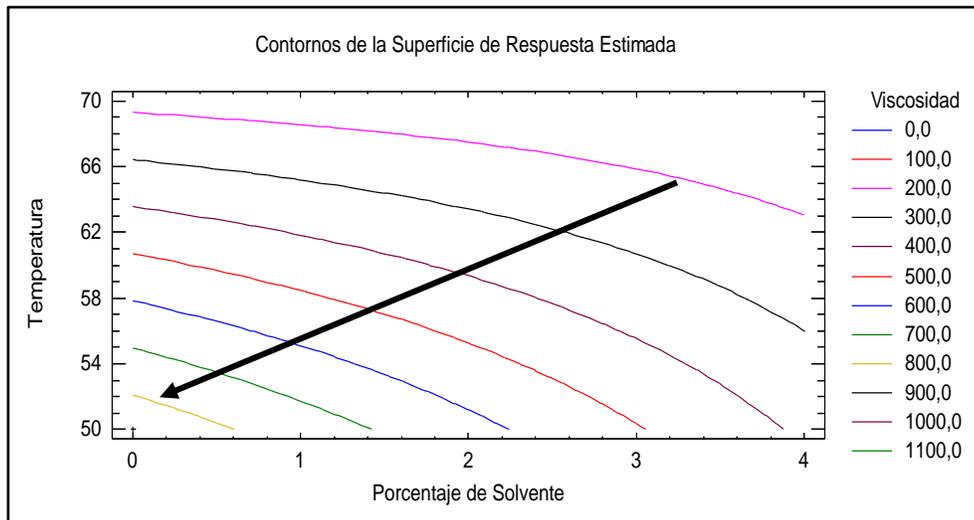


Figura 20. Superficie de respuesta estimada por el modelo (crudo 17°API)

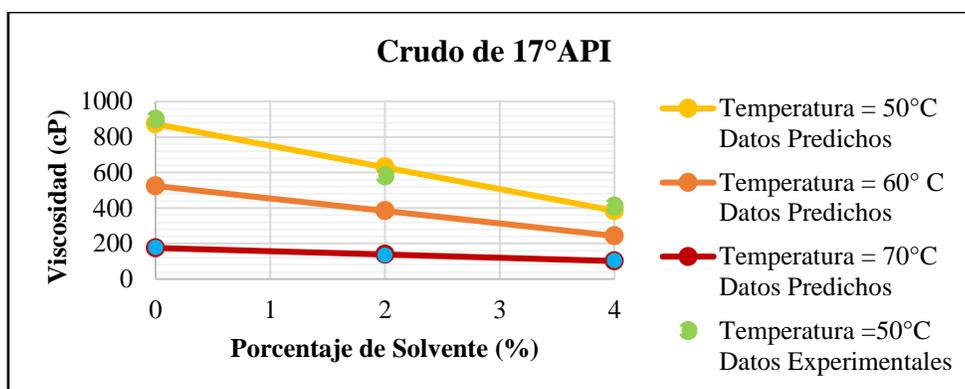


Figura 21. Resultados modelo de diseño experimental crudo de 17°API

**Diseño de experimentos para crudo API 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 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los 9 experimentos planteados en este diseño.

Tabla 6. Datos diseño de experimentos crudo de 17°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 22 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.

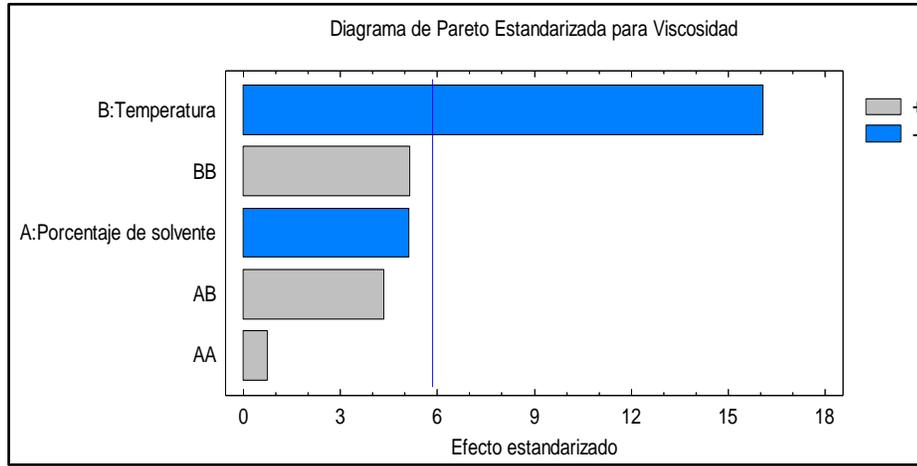


Figura 22. Diagrama de pareto para crudo de 20°API

A partir de las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**23 y 24 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.

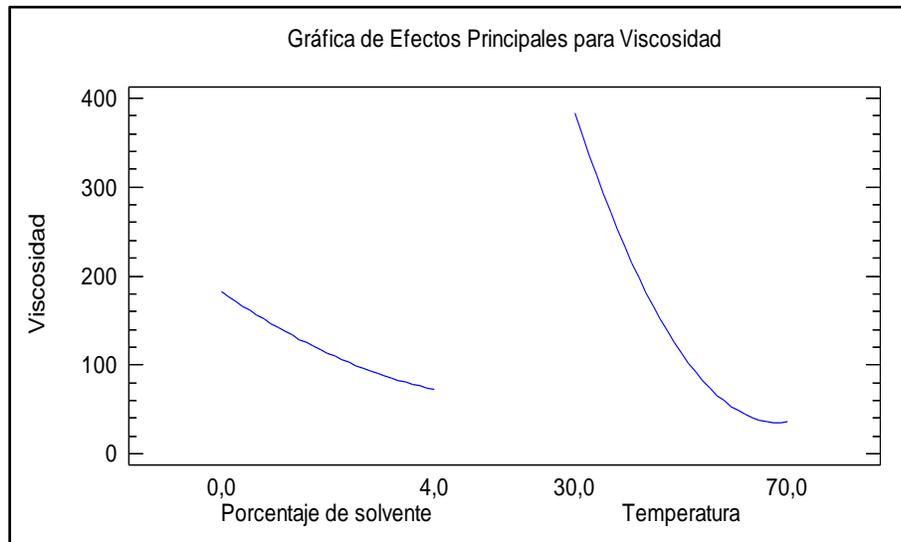


Figura 23. Efectos principales sobre variable viscosidad (crudo 20°API)

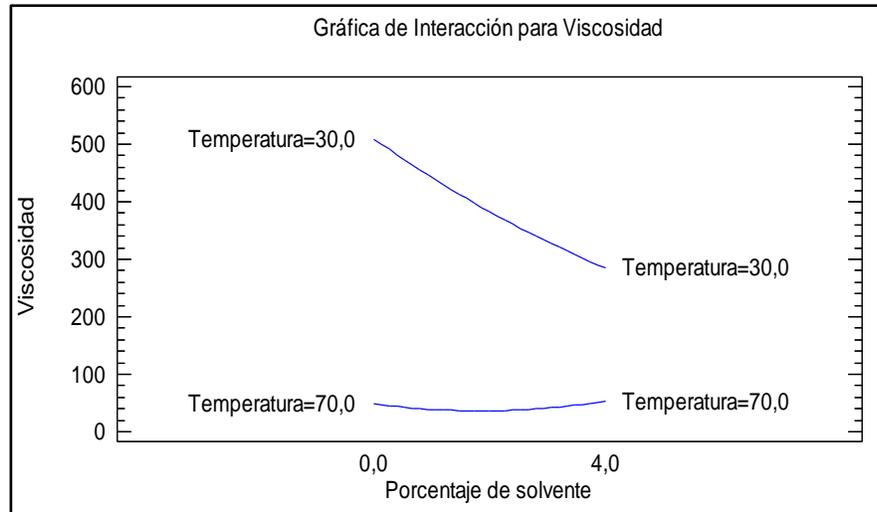


Figura 24. Interacción de variables sobre la variable viscosidad (crudo 20°API)

La ecuación 4 presenta la correlación definida por el software para este modelo factorial 3<sup>3</sup>.

$$\text{Viscosidad (cP)} = 1360,84 - 113,584 * \text{Porcentaje de solvente(\%)} - 35,604 * \text{Temperatura (°C)} + 3,57125 * \text{Porcentaje de solvente(\%)}^2 + 1,43456 * \text{Porcentaje de solvente(\%)} * \text{Temperatura (°C)} + 0,2408 * \text{Temperatura(°C)}^2 \dots (4)$$

La correlación en la ecuación 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 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.25**).

Análisis de Varianza para Viscosidad					
Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
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

Figura 25. Análisis estadístico del diseño experimental para crudo de 20°API

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.26** se presentan los resultados de la correlación estadística en la ecuación 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 4.

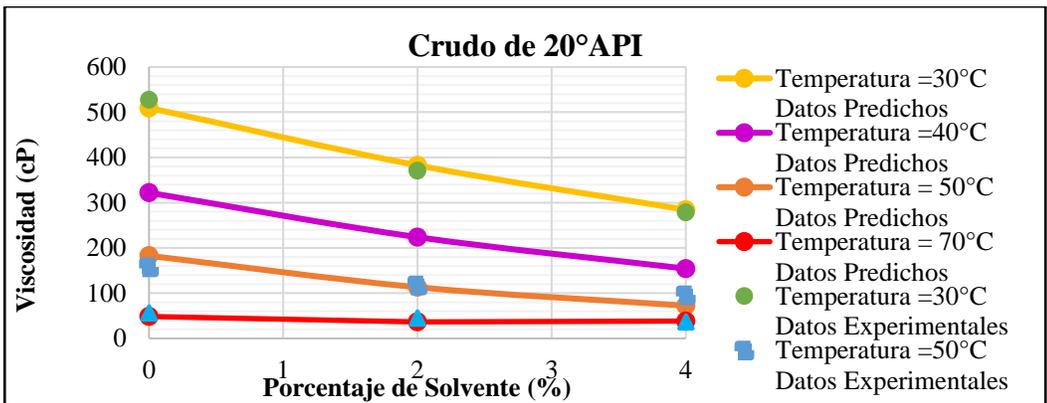


Figura 26. Resultados modelo de diseño experimental crudo de 20°API

**Factibilidad económica del uso 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.

**Análisis económico crudo API 14°.** 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 7 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 la figura 27.

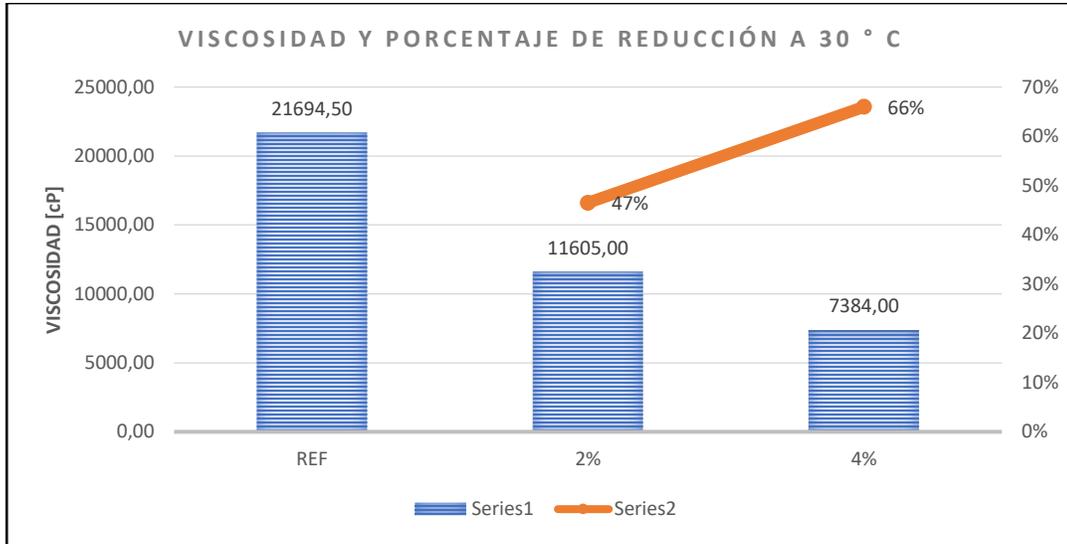


Figura 27. Comportamiento de la viscosidad del crudo de 14 API.

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 8, los cuales se pueden observar en la columna de color verde de la figura 28.

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

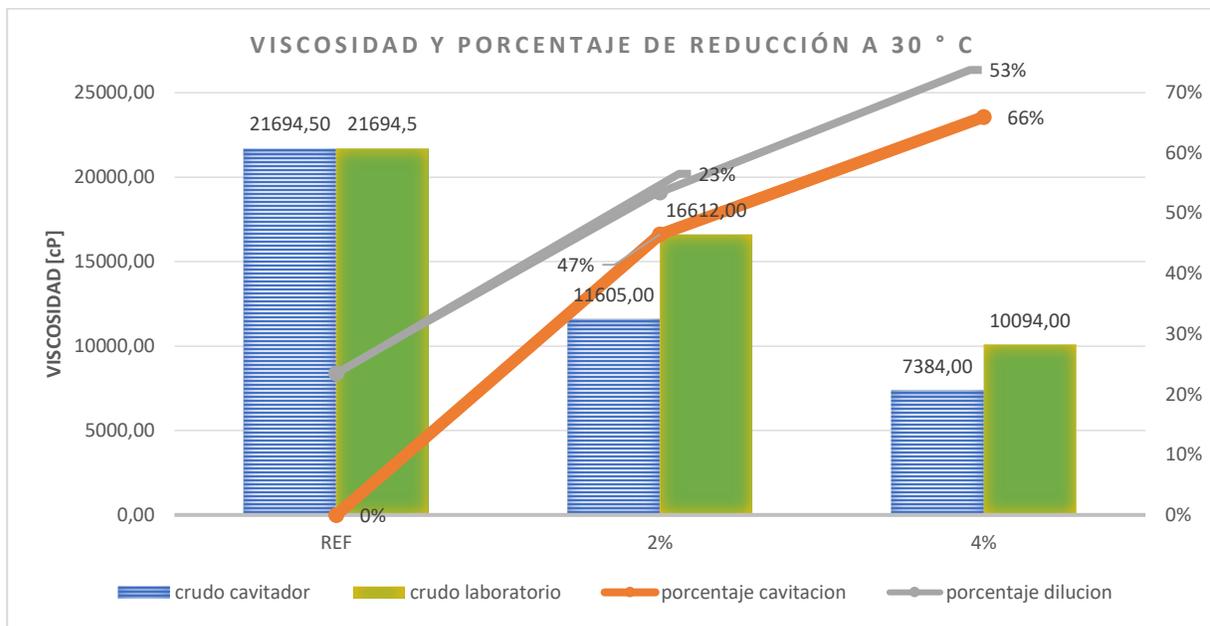


Figura 28. Desempeño del Reactor vs Dilución en laboratorio.

En la figura 28 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 9, con un costo de solvente por barril de 70 UDS (nafta de 71° API) [5]

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 9 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 10):

Tabla 10. Dilación 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

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 tabla 11.

Tabla 11. Pruebas de añejamiento crudo 14°API.

Viscosidad luego de cavitado con 4% nafta(cP)	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.

## 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 proceso 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 evidenció 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 arrojo 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 asfáltenos, 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 con 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.

## Referencias

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

2. BERLIZOV YS, NESTERENKO AI. The possibility of cracking hydrocarbons with cavitation. *Chem and Tech of F and O*. 2007; 43:515-8.
3. 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.
4. CRUZ, Dalia. Estudio teórico-experimental del comportamiento reológico de crudos pesados. Tesis de grado. UNAM, México, 2010.
5. DOMINGUEZ, J.C. “Transporte de crudo pesado a través de oleoducto, evaluación de diferentes tecnologías” *Ingeniería Química*. No. 465 (2008).P 54-65.
6. DUNN, K., & YEN, T. F. A plausible reaction pathway of asphaltene under ultrasound. *Fuel Processing Technology*, 73(1), (2001). P. 59-71.
7. FLANIGAN, D. and SUSLICK K. Internally confined plasma in an imploding bubble, *Nature Physics*, 6, 2010. P. 598-601.
8. FJÆR, E., HOLT, R.M., HORSRUD, P., RAAEN, A.M., RISNES, R. *Petroleum Related Rock Mechanics*. Second Edition, Elsevier, Amsterdam, 491p, 2008.
9. GODINEZ FA, NAVARRETE M, SÁNCHEZ-AKE C, et al. Spectroscopic and thermodynamic features of conical bubble luminescence. *U Sono*. 2012; 19:668-81.
10. 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.
11. 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.
12. HEINEMANN, H., & SPELGHT, J. G. *The chemistry and technology of petroleum*. Taylor and Frances Group, USA. (2006).
13. 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.
14. HMOOD, G. R. Upgrading of Basrah-Kirkuk Blend Crude Oil Using Mechanical-Acoustical Effect. Master of Science, University of Technology. (2011).
15. KNAPP RT, DALEY JW, HAMMITT RG. *Cavitation*. 1 sted. New York: McGraw-Hill, 1970.
16. LECOFFRE Y. *Cavitation, Bubble Trackers*. A. A. Balkema, 1999.
17. 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.
18. MONTGOMERY, Douglas C. *Disenoy análisis de experimentos*. Grupo Editorial Iberoamericana, Mexico, 1991.
19. MUÑOZ, Samuel. *Clases de Ingeniería de Yacimientos- Maestría en profundización de Petróleo y Gas*, 2017.
20. 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.
21. PAL R, RHODES E. Viscosity/concentration relationships for emulsions. *J Rheol*. 1989; 33:1021–45.
22. SUSLICK, K. S., & PRICE, G. J. Applications of ultrasound to materials chemistry. *Annual Review of Materials Science*, 29(1), (1999). P. 295-326.
23. TERRÁDEZ, Manuel; JUAN, Ángel A. *Análisis de la varianza (ANOVA)*. ANOVA. Catalonia, 2003.
24. YEN, Teh Fu, et al. Upgrading Through Cavitation and Surfactant. En *15th World Petroleum Congress*. World Petroleum Congress, 1997.