Revista Tecnocientífica URU
Universidad Rafael Urdaneta
No. 28 Enero - Junio 2025
Depósito Legal: PPI 201402ZU4464
ISSN: 2343-6360
CC BY-SA 4.0

Efecto de la adición de un reductor de viscosidad en crudo pesado de la Región Occidental Venezolana

Effect of a viscosity reducer on heavy crude oil from Venezuela's Western Region

Gabriela A. Molero-Lagos
Universidad Rafael Urdaneta, Facultad de Ingeniería Química, Escuela de Ingeniería Química. Maracaibo, Venezuela.
https://orcid.org/0009-0009-1744-316X | Correo Electrónico: gabamolero@gmail.com
Lorenzo A. Hernández-Cárdenas
Universidad Rafael Urdaneta, Facultad de Ingeniería Química, Escuela de Ingeniería Química. Maracaibo, Venezuela.
https://orcid.org/0009-0000-2877-4831| Correo Electrónico: lorenzohcardenas10@gmail.com
Charles A. Gutiérrez-Mendoza
Universidad del Zulia, Facultad de Ingeniería Química, Escuela de Ingeniería Química. Maracaibo, Venezuela.
https://orcid.org/0009-0005-4651-6082 | Correo Electrónico: charsagm@gmail.com
Recibido: 19/06/2025 Admitido: 06/07/2025 Aceptado:11/07/2025

Resumen

Este estudio evaluó el efecto de las relaciones crudo-diluente y la aplicación de un viscorreductor en la reducción de viscosidad de crudos pesados extraídos en los años 2023 y 2024 del campo Petro Urdaneta. Con un enfoque analítico y explicativo, se utilizó un diseño experimental. Se caracterizaron propiedades fisicoquímicas, como: viscosidad, gravedad API, y contenido de agua y sedimentos en crudos pesados y ligeros. Las diluciones, preparadas con crudos extraídos en el año 2024 por su mayor pureza, incluyeron relaciones de diluente de 33 %, 20 %, 10 % y 0 %, con dosis de viscorreductor de 0, 500, 1000, 1500 y 2000 ppm. Como resultado, la dilución al 20 % con 1500 ppm de viscorreductor logró una reducción de viscosidad similar a la dilución convencional del 33 %, pero con menor uso de diluente. La mayor reducción, 83,69 %, se alcanzó con 2000 ppm en una dilución al 33 %. Los resultados evidencian que es posible optimizar la eficiencia operativa y reducir costos con menores volúmenes de diluente. El estudio sugiere explorar diluciones entre 33 % y 20 % para aplicaciones industriales.

Palabras clave: Crudo pesado, Reductor de viscosidad, Diluente, Viscosidad, Gravedad API.

Abstract

This study evaluated the effect of variable crude-diluent ratios and the application of viscosity reducers on the viscosity reduction of heavy crude oils extracted in the years 2023 and 2024 from the Petro Urdaneta field. The research, conducted with an analytical and explanatory approach at an integrative level, used an experimental design. Physicochemical properties were characterized, including viscosity as a function of temperature, API gravity, as well as water and sediment content, in both heavy and light crude oils. The dilutions studied were prepared using crude samples extracted in the year 2024 due to their higher degree of purity. Dilutions were prepared with diluent ratios of 33 %, 20 %, 10 %, and 0 %, along with viscosity reducer doses of 0, 500, 1000, 1500, and 2000 ppm. As result, 20 % dilution with 1500 ppm of viscosity reducer achieved a viscosity reduction comparable to the conventional 33 % dilution but with less diluent usage. The highest reduction, 83.69 %, was obtained with 2000 ppm of viscosity reducer in a 33 % dilution. These results demonstrate that significant viscosity reductions can be achieved using lower volumes of diluent, optimizing operational efficiency and reducing costs. The study recommends further exploration of diluent ratios between 33 % and 20 % for industrial applications.

Key words: *Heavy crude oil, Viscosity reducer, Diluent, Viscosity, API Gravity.*

Introducción

La reducción de la viscosidad de crudos pesados y extrapesados representa un desafío crucial para la industria petrolera, especialmente en un contexto de creciente demanda energética mundial impulsado por la urbanización, el desarrollo industrial y cambios en los estilos de vida. Aunque las energías renovables avanzan, el petróleo sigue siendo esencial en la generación de electricidad y como combustible industrial, destacando la importancia de aprovechar los crudos no convencionales, que constituyen el 75 % de las reservas globales [1]. Estos crudos, caracterizados por su alta viscosidad debido a su composición rica en asfáltenos y parafinas, plantean dificultades operativas en su extracción, transporte y refinación, elevando los costos de producción [2]. En Venezuela, donde el 88 % de las reservas probadas son crudos pesados y extrapesados, la alta viscosidad afecta la productividad y rentabilidad de su industria petrolera [3]. Aunque se han implementado estrategias como el calentamiento de tuberías y el uso de diluentes, éstas presentan limitaciones significativas en costos y eficacia, subrayando la necesidad de alternativas innovadoras como aditivos viscorreductores [4].

Estudios previos han demostrado la eficacia de combinaciones de aditivos y diluentes para reducir la viscosidad: Cordero y Sucre [5] lograron una reducción completa de viscosidad con el producto EM-24 y el diluente Mesa 30; Abarca, Guzmán-Beckham y Castillo [6] destacaron el efecto del VRX-02 con nafta en un pozo petrolero de Ecuador; y Lam-Maldonado et al. [2] evidenciaron la efectividad de mejoradores de flujo y control de temperatura.

Basándose en estos antecedentes, la presente investigación tuvo como propósito evaluar el efecto de diferentes proporciones de crudo y diluente, junto a un aditivo viscorreductor, en la viscosidad del crudo de Petro Urdaneta, utilizando análisis fisicoquímicos, experimentos controlados de reducción de viscosidad y análisis integrales para desarrollar una formulación óptima y funcional.

Materiales y métodos

La presente investigación tuvo un enfoque analítico y explicativo, empleando pruebas de laboratorio bajo un diseño experimental. A continuación, se presenta una descripción detallada de las fases de la investigación, en función de los objetivos de la misma.

Fase 1: Determinación de viscosidades de las muestras de crudo a distintas temperaturas

Para determinar las viscosidades de las muestras de crudo, se empleó un viscosímetro Brookfield DV-1 Prime, siguiendo los lineamientos de la norma ASTM-D2983-22 [7]. En este estudio, sin embargo, no se utilizaron las condiciones estándar de prueba entre 5 y -40 °C, sino temperaturas más representativas de las condiciones operativas del crudo.

El proceso experimental comenzó con la preparación de las muestras. Se agregaron 80 mL, de crudo a un vaso precipitado de 100 mL asegurando que el fluido cubriera completamente la muesca de inmersión de la aguja del viscosímetro. Se seleccionó la aguja adecuada y se configuró la velocidad de rotación en revoluciones por minuto (RPM) en función de las propiedades del fluido. Las lecturas de viscosidad se registraron una vez que los valores se estabilizaron, a un tiempo de entre dos y cinco minutos. Para medir la viscosidad a diferentes temperaturas, las muestras se precalentaron utilizando una plancha de calentamiento y se verificaron las temperaturas con un termómetro. Una vez alcanzada la temperatura deseada, se realizaron las mediciones siguiendo el procedimiento ya descrito. Posteriormente, los valores obtenidos fueron utilizados para construir curvas de viscosidad frente a temperatura mediante la herramienta “Excel”, complementadas con el ajuste de regresión exponencial para determinar ecuaciones que describieran el comportamiento del crudo frente a la temperatura.

Fase 2: Determinación de las gravedades API de los crudos

Para determinar las gravedades API, se utilizó un método basado en gravimetría, bajo lo expuesto en la norma ASTM-D1217-12 [8]. En lugar de emplear un picnómetro, se utilizó un cilindro graduado de 25

mL de peso conocido. El procedimiento consistió en medir el peso del cilindro vacío utilizando una balanza analítica. Luego, se añadieron 10 mL de crudo al cilindro y se volvió a medir el peso, determinándose el peso del volumen de crudo. Con estos valores, se calculó la densidad del crudo a una temperatura constante de 21,5 °C. La densidad se obtuvo dividiendo la masa del crudo por su volumen; mientras que, la gravedad específica se determinó dividiendo la densidad del crudo entre la densidad del agua a 21 °C (0,9977 g/cm³). Posteriormente, se calculó la gravedad API utilizando la fórmula estándar:

$$API= \frac{141,4}{GE} -131,5$$

Donde:
GE= Gravedad especifica (Adimensional).

Fase 3: Determinación del contenido de agua y sedimentos de las muestras de crudo

El contenido de agua y sedimentos fue medido siguiendo el procedimiento descrito en la norma ASTM-D 4007-22 [9]. El proceso comenzó con la preparación de diluciones al 50 % de crudo y xileno, en probetas de punta cónica de 15 mL. Estas probetas fueron colocadas en la centrifugadora (Damon/IEC Division IEC Clinical Centrifuge) durante 50 minutos a una velocidad de 4000 revoluciones por minuto (RPM). Tras este proceso, el agua y los sedimentos depositaron en el fondo de las probetas, pudiendo ver su contenido en el crudo a través de la escala graduada de la probeta.

Fase 4: Preparación de las diluciones de crudo

Para preparar las diluciones de crudo se estableció un volumen total de 500 mL por mezcla, con diferentes concentraciones de diluente: 33 %, 20 %, 10 %, y 0 %. El volumen de crudo pesado fue medido al añadir a un vaso precipitado el peso requerido de crudo en función de su densidad. Una vez medido, se transfirió a un vaso precipitado limpio de 500 mL. Posteriormente, se midió el volumen de diluente de la misma manera, y este fue añadido al vaso precipitado que contenía el crudo pesado. Para lograr una mezcla homogénea, el crudo y el diluente se mezclaron continuamente con una varilla de vidrio durante 2 minutos. Finalmente, la viscosidad de cada una de las diluciones fue medida siguiendo el procedimiento descrito previamente en la Fase 1, a temperatura de laboratorio.

Fase 5: Aplicación del reductor de viscosidad a las diluciones

Se aplicaron diferentes concentraciones del producto, siendo estas: 500, 1000, 1500 y 2000 ppm. Las cantidades de viscorreductor fueron medidas utilizando una micropipeta calibrada. El viscorreductor se añadió a las diluciones en el vaso precipitado. Tras la adición, se agitó la mezcla con una varilla de vidrio durante al menos tres minutos. Una vez homogenizadas las muestras, se procedió a medir la viscosidad de cada dilución tratada con viscorreductor bajo el mismo procedimiento de la Fase 1.

Fase 6: Análisis de contenido sobre la gráfica resultante

Se analizó la relación ideal entre la proporción de diluente y dosis de viscorreductor para identificar su impacto en la viscosidad del crudo, buscando la combinación óptima que supere la eficacia del método convencional de dilución al 33 % con crudo liviano. Los resultados se presentan en una gráfica que permitió una interpretación visual de las variaciones en la viscosidad según las diferentes combinaciones probadas.

Resultados

A continuación, se detallan los principales resultados obtenidos, destacando los hallazgos más relevantes, el impacto cuantitativo de las pruebas realizadas y la manera en que estos datos responden a los

objetivos planteados. Este apartado sirve como base para la discusión y el análisis crítico de la investigación, proporcionando una visión clara y estructurada de los logros alcanzados.

1. Caracterización de las muestras de crudo

Este estudio incluyó la determinación de la viscosidad dinámica a temperatura ambiente, la variación de la viscosidad con la temperatura, la gravedad API y el contenido de agua y sedimentos.

a. Determinación de la viscosidad a temperatura ambiente

La Tabla 1 presenta los valores de viscosidad de las muestras de crudo a temperatura ambiente y constante, lo cual corresponde a 21,5 °C.

Muestras		Viscosidad (P)	% Rotación	RPM	Spindle
1	**Pesado**	159,97	70,7	30	64
	Liviano	4,85	97,1	60	62
2	**Pesado**	1740	72,6	2,5	64
	Liviano	2,63	82,6	20	61

En la muestra de 2023, la viscosidad dinámica del crudo pesado fue de 159,97 P; mientras que, en 2024 alcanzó los 1740 P. Esta diferencia se explica por los puntos de extracción: la muestra de 2023 fue recolectada antes de un separador de agua, lo que permitió que una porción de agua permaneciera en el crudo, reduciendo su densidad y viscosidad. En cambio, la muestra de 2024, tomada después del separador, estaba libre de agua, resultando en un crudo más pesado. Este cambio resalta la influencia de los procesos de separación en las propiedades del crudo. Por otro lado, el crudo liviano mostró una tendencia opuesta. La viscosidad en la muestra de 2023 fue de 4,85 P, y en 2024 disminuyó a 2,63 P. Este descenso podría deberse a un mayor contenido de hidrocarburos ligeros en la muestra más reciente.

Al comparar los resultados con los reportados por Carima y Nova [10], se observa que la viscosidad del crudo pesado de Campo Boscán, que fue de 639,46 P, es inferior a la muestra 2 (1740 P) y superior a la muestra 1 (159,97 P) en este estudio. Sin embargo, las diferencias pueden atribuirse a la procedencia de las muestras y a la temperatura de medición (21,5 °C en este estudio). Si se ajustara a la misma temperatura (25 °C), las diferencias en viscosidad podrían ser aún mayores. Además, al comparar con los resultados de Carbonó [11], quien reportó una viscosidad de 2238,87 P para otro crudo de Campo Boscán, se destacan las variaciones entre los crudos del mismo campo.

b. Determinación de la viscosidad variando la temperatura

La muestra 1 de crudo pesado recolectada en 2023 presentó una viscosidad dinámica inicial de 141,37 P a 21,5 °C. Conforme la temperatura aumentó, la viscosidad disminuyó notablemente, alcanzando un valor de 38,72 P a 50 °C (Tabla 2). Este comportamiento se explica por la reducción de las fuerzas intermoleculares que ocurre al incrementar la energía térmica.

Tabla 2. Viscosidades del crudo pesado proveniente de la muestra 1 obtenidos experimentalmente variando la temperatura.

Temperatura (°C)	Viscosidad (P)	RPM	Spindle	% Rotación
23	141,37	30	64	80,0
30	92,50	50	64	89,9
41	50,81	100	64	85,8
46	41,69	100	64	74,5
49	38,72	60	63	69,0

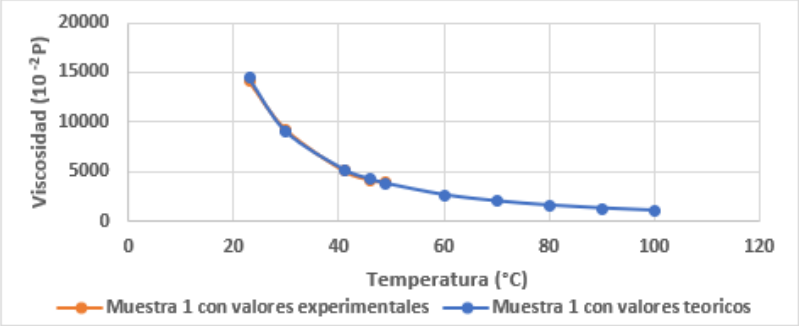

Figura 1. Viscosidad en función de la temperatura del crudo pesado de la Muestra 1 correspondientes a los crudos pesados según los valores experimentales y teóricos.

El modelo de regresión exponencial aplicado a los valores registrados permitió predecir los valores de viscosidad dentro del rango estudiado y extrapolar valores para temperaturas no medidas experimentalmente, con errores porcentuales menores al 5 %. La validez del ajuste confirma que la viscosidad del crudo pesado de la muestra 1 sigue un comportamiento térmico consistente (Figura 2).

La muestra 2 de crudo pesado recolectada en 2024 presentó una viscosidad dinámica inicial significativamente mayor, alcanzando 1740 P a 22,5 °C. Conforme la temperatura aumentó, se observó una disminución drástica en la viscosidad, que descendió a 57,29 P a 50 °C (Tabla 3). Estos resultados evidencian que, el control térmico puede ser una herramienta clave para mejorar la fluidez de este tipo de crudo.

Al igual que con la muestra 1 de crudo pesado, los datos experimentales fueron ajustados a un modelo matemático de regresión exponencial, determinando un rango teórico para el comportamiento del crudo (Figura 4) y observando un comportamiento acorde para la muestra.

Tabla 3. Viscosidades del crudo pesado proveniente de la muestra 2 obtenidos experimentalmente variando la temperatura.

Temperatura (°C)	Viscosidad (P)	RPM	Spindle	% Rotación
22,5	1740	2,5	64	75,0
24	1430	3,0	64	87,0
29	798,60	50	64	72,6
40	195,62	100	64	95,5
50	57,29	100	63	65,9

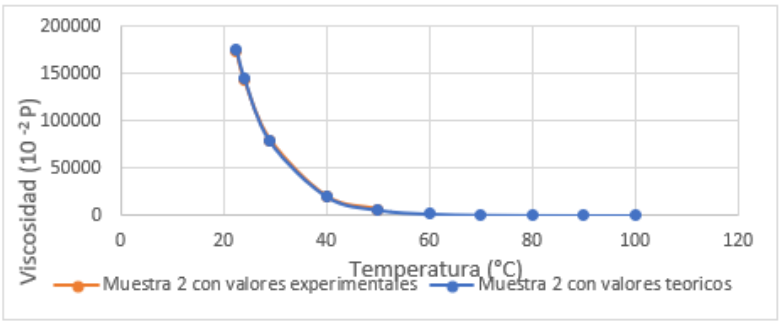

Figura 2. Viscosidad en función de la temperatura del crudo pesado de la Muestra 2 correspondientes a los crudos pesados según los valores experimentales y teóricos.

La muestra 1 de crudo liviano recolectada en el 2023 presentó una viscosidad inicial de 5,85 P a 36 °C. Se observó que, medida que la temperatura aumentó la viscosidad disminuyó significativamente, alcanzando un valor de 0,96 P a 69 °C (Tabla 4), debido a la reducción de las fuerzas intermoleculares propias de los constituyentes del crudo.

Los datos experimentales obtenidos fueron nuevamente ajustados mediante un modelo matemático de regresión exponencial, lo cual, permitió predecir con bajo porcentaje de error (< 5 %) los valores de viscosidad dentro del rango estudiado y extrapolar valores para temperaturas fuera de este intervalo (Figura 6).

Tabla 4. Viscosidades del crudo liviano proveniente de la muestra 1 obtenidos experimentalmente variando la temperatura.

Temperatura (°C)	Viscosidad (P)	RPM	Spindle	% Rotación
36	5,85	60	62	97,1
44	3,28	60	62	77,9
55	1,90	100	62	63,5
63	1,25	100	62	41,5
69	0,96	100	62	32,4

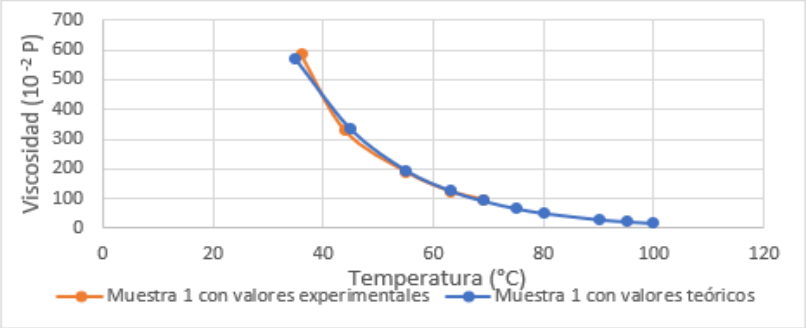

Figura 3. Viscosidad en función de la temperatura del crudo liviano de la Muestra 1 correspondientes a los crudos pesados según los valores experimentales y teóricos.

La muestra 2 de crudo liviano recolectada en 2024 presentó una viscosidad inicial de 2,47 P a 22,5 °C, significativamente menor que la viscosidad inicial de la muestra 1. Conforme la temperatura aumentó, la viscosidad disminuyó notablemente, alcanzando un valor de 0,24 P a 71,5 °C (Tabla 5). Este hallazgo confirma que la muestra 2 presenta una fluidez superior en comparación con la muestra 1.

Estos resultados plantean que las condiciones de extracción y los cambios en la composición del crudo entre 2023 y 2024 afectan directamente sus propiedades reológicas. El modelo de regresión exponencial aplicado a los datos de la muestra 2 también mostró un error porcentual menor al 5 %, lo que valida su precisión para describir el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura (Figura 8).

Tabla 5. Viscosidades del crudo pesado proveniente de la muestra 2 obtenidos experimentalmente variando la temperatura.

Temperatura (°C)	**Viscosidad (P)**	**RPM**	**Spindle**	**% Rotación**
22,5	2,47	20	61	82,6
37	0,95	50	61	79,4
56	0,42	100	61	70,9
60,5	0,34	100	61	58,2
50	57,29	100	63	65,9

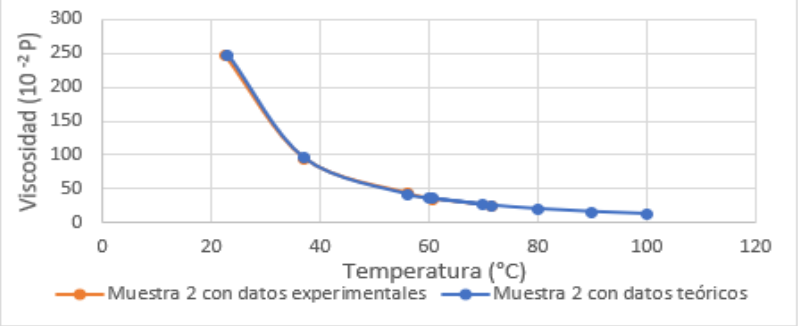

Figura 4. Viscosidad en función de la temperatura del crudo liviano de la Muestra 2 correspondientes a los crudos pesados según los valores experimentales y teóricos.

Al comparar los resultados obtenidos en este estudio con los de Carima y Nova [10], se observa un comportamiento similar en la reducción de viscosidad de los crudos pesados de las muestras 1 y 2, ya que reportaron una viscosidad inicial de 639,46 P a 25 °C para un crudo de Campo Boscán, con una reducción del 95,58 % al elevar la temperatura a 70 °C. En este trabajo, la muestra 1 experimentó una reducción del 72,61% de 21,5 a 49 °C, y la muestra 2 una reducción del 96,68 % de 21,5 a 50 °C, mostrando un comportamiento comparable.

Un análisis similar con los resultados de Carbonó [11], quien reportó una viscosidad inicial de 2238,87 P a 25 °C para otro crudo de Campo Boscán, mostró una disminución del 91 % al elevar la temperatura a 70 °C, alcanzando 209,89 P. Aunque la reducción fue menor que en otros estudios, también resalta la sensibilidad de los crudos pesados al aumento de temperatura. Se evidencia entonces que los crudos analizados presentan una reducción significativa en la viscosidad al incrementar la temperatura.

c. Determinación de °API

El crudo pesado presentó una disminución en la gravedad API, de 15,74° en 2023 a 11,26° en 2024, indicando que el crudo se volvió más pesado en el periodo más reciente. En contraste, el crudo liviano mostró una tendencia opuesta, con un aumento de 26,60° en 2023 a 30,43° en 2024 (Tabla 6).

Tabla 6. Gravedades API de muestras de crudo a temperatura constante.

Muestras		API
1	**Pesado**	15,74
	Liviano	26,60
2	**Pesado**	11,26
	Liviano	30,43

Carima y Nova [10] determinaron la gravedad API de un crudo de Campo Boscán, obteniendo un valor de 13° con una viscosidad de 639,46 P, similar a los resultados obtenidos en este estudio para las muestras 1 y 2, con gravedades API de 15,74 y 11,26, y viscosidades de 15996 y 1740 P, respectivamente. Esto confirma que ambos crudos presentan características parecidas al ser clasificados como pesados.

En comparación con el crudo estudiado por Carbonó [11], con una gravedad API de 13,8° y una viscosidad de 2238,87 P, los resultados muestran que, aunque la gravedad API es similar a la de Carima y Nova [10], la viscosidad de este crudo es considerablemente más alta que las muestras 1 y 2, lo que resalta la variabilidad entre crudos de un mismo campo petrolero y valida los resultados obtenidos.

d. Determinación de contenido de agua y sedimentos

En 2023, el crudo pesado contenía un 10 % de agua y un 28 % de sedimentos, mientras que el crudo liviano tenía un 1,5 % de agua y un 8 % de sedimentos. Estas cifras indican una presencia significativa de

contaminantes en las muestras iniciales. Sin embargo, las muestras de 2024 mostraron una mejora notable en el crudo pesado, ya que no se encontró agua ni sedimentos. Por el contrario, el crudo liviano presentó un aumento considerable en el contenido de sedimentos, alcanzando el 40 %, lo que resalta la necesidad de implementar estrategias de tratamiento antes del procesamiento para garantizar la calidad del crudo (Tabla 7).

Tabla 7. Contenido de agua y sedimentos de muestras de crudo a temperatura constante

Muestras		% Agua	% Sedimentos
1	**Pesado**	10	28
	Liviano	1,5	8
2	**Pesado**	0	0
	Liviano	0	40

Carima y Nova [10] determinaron un 30 % de agua y sedimentos en un crudo pesado de Campo Boscán, similar al 38 % encontrado en la muestra 1 de este estudio. Los crudos livianos de las muestras 1 y 2 mostraron contaminantes del 9,5 % y 40 %, respectivamente. Sin embargo, la muestra 2 del crudo pesado, extraído después de un proceso de separación, no mostró contaminantes, mostrando el impacto del tratamiento previo.

Por otro lado, el crudo pesado estudiado por Carbonó [11] presentó solo un 10 % de contaminantes, mucho menos que los resultados de Carima y Nova [10] y la muestra 1, lo que podría deberse a diferencias en las condiciones de extracción o tratamiento preliminar, evidenciando la variabilidad de los crudos pesados del mismo campo petrolero.

En función del contenido de agua de las muestras, se seleccionaron las muestras 2 para ser sometidas a la fase de prueba con los reductores de viscosidad, ya que no poseen contenido de agua.

2. Evaluación de viscorreductor y su impacto en la viscosidad del crudo pesado

En la dilución del 33 %, actualmente utilizada en el campo Petro Urdaneta, el crudo pesado presentó una viscosidad inicial de 150,89 P. La adición de 2000 ppm de viscorreductor logró reducir esta viscosidad a 24,61 P, lo que representó una disminución del 83,69 % (Tabla 9).

Tabla 9. Variación de viscosidad de dilución con 33 % de diluente con respecto a la adición de viscorreductor.

Proporción	ppm	Viscosidad (P)	RPM	Spindle	% Rotación	% Disminución
33 %-Diluente	0	150,89	20	64	85,6	0
	500	86,19	30	64	85,4	42,88
	1000	64,05	60	64	86,4	57,55
	1500	40,29	100	63	82,3	73,30
	2000	24,61	100	63	75,3	83,69

En la dilución del 20 %, con una viscosidad inicial de 487,45 P, la adición de 2000 ppm de viscorreductor redujo la viscosidad a 87,56 P, lo que equivale a una disminución del 82,04 % (Tabla 10). Aunque los valores iniciales fueron más altos que en la dilución al 33 %, los resultados finales indican que es posible mantener una eficiencia similar utilizando menos diluente.

Tabla 10. Variación de viscosidad de dilución con 20 % de diluente con respecto a la adición de viscorreductor.

Proporción	ppm	Viscosidad (P)	RPM	Spindle	% Rotación	% Disminución
20 %-Diluente	0	150,89	20	64	85,6	0
	500	86,19	30	64	85,4	42,88
	1000	64,05	60	64	86,4	57,55
	1500	40,29	100	63	82,3	73,30
	2000	24,61	100	63	75,3	83,69

En la dilución al 10 %, con una viscosidad inicial de 1028,45 P, la adición de 2000 ppm de viscorreductor logró una reducción del 77,11 %, alcanzando un valor final de 235,37 P (Tabla 11). Aunque este nivel de reducción fue menor que en las diluciones con mayores porcentajes de diluente, los resultados sugieren que el viscorreductor sigue siendo una herramienta efectiva para mejorar la fluidez incluso con cantidades reducidas de diluente.

Tabla 11. Variación de viscosidad de dilución con 10 % de diluente con respecto a la adición de viscorreductor.

Proporción	ppm	Viscosidad (P)	RPM	Spindle	% Rotación	% Disminución
10 %-Diluente	0	1028,45	0,5	64	87	0
	500	701,78	1	64	85,3	31,76
	1000	495,88	2,5	64	83,5	51,78
	1500	290,91	10	64	88,4	71,71
	2000	235,37	20	64	94,5	77,11

En la dilución al 0 %, la viscosidad inicial fue extremadamente alta, alcanzando los 2458,45 P. Con la adición de 2000 ppm de viscorreductor, la viscosidad se redujo a 753,31 P, lo que representó una disminución del 69,36 % (Tabla 12). Esta reducción no fue suficiente para alcanzar niveles manejables, lo que evidencia que el uso de diluente es esencial para optimizar la efectividad del viscorreductor.

Tabla 12. Variación de viscosidad de dilución con 0 % de diluente con respecto a la adición de viscorreductor.

Proporción	ppm	Viscosidad (P)	RPM	Spindle	% Rotación	% Disminución
0 %-Diluente	0	2458,45	0,2	64	82,1	0
	500	1975,04	0,5	64	80,7	19,66
	1000	1468,77	2,5	64	72,6	40,26
	1500	971,73	10	64	79,5	60,47
	2000	753,31	12	4	81,5	69,36

En el estudio de Cordero y Sucre [5], por medio de la aplicación de 2000 ppm de aditivo junto a un 30 % de diluente, se logró una reducción en la viscosidad de hasta 100 % a partir de una viscosidad inicial de 351,83 P. Mientras que en la investigación de Cordero y Sucre [5] se utilizaron temperaturas 26,6 °C, en el estudio presente la temperatura fue de 21,5 °C, lo que genera una reducción menos pronunciada desde el valor inicial, pudiendo ser un factor auxiliar para la distinción en los porcentajes de reducción.

Por otro lado, Abarca et al. [6] redujeron la viscosidad de un crudo de 8,19 P a 3,18 P (reducción del 61 %) a 40 °C, usando 1000 ppm de viscorreductor y 3 % de nafta como diluente. Este porcentaje es inferior al de Cordero y Sucre [5] y al del presente estudio, lo que también resalta la influencia significativa de la temperatura y la dosificación de aditivos en el comportamiento reológico del crudo.

Adicionalmente, el estudio de Zhu et al. [12], logra una disminución del 25 % desde una viscosidad inicial de 120 P, con 600 ppm de viscorreductor y 20 % de keroseno como diluente. A 70 °C, la reducción fue del 64 %, destacando que el aumento de temperatura y el uso de diluentes más ligeros, como el keroseno.

3. Selección óptica de la combinación diluente-aditivo

La Figura 9, detalla que inicialmente, 500 ppm de viscorreductor generan una disminución pronunciada en la viscosidad, con porcentajes de reducción decrecientes a medida que aumenta la dosificación debido a la saturación de la mezcla.

En diluciones del 33 % y 20 %, una dosificación de 1500 ppm logra reducciones aceptables antes de que la eficiencia del aditivo disminuya. En diluciones menores (10 % y 0 %), la funcionalidad del viscorreductor también es adecuada hasta 1500 ppm, pero los valores de viscosidad finales no son óptimos para producción y transporte.

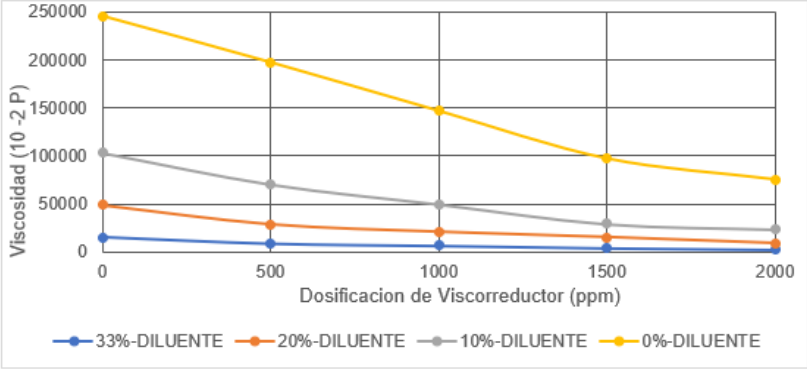

Figura 9. Comportamiento de viscosidad con respecto a la adición de viscorreductor para cada dilución

Con base en estos hallazgos, es viable reducir el diluente de 33 % a 20 % al usar entre 1500 ppm de viscorreductor, ya que se logró una viscosidad similar a la obtenida solo con la proporción convencional de diluente.

La investigación de Abarca et al. [6] encontró una dosificación óptima de viscorreductor a 700 ppm con un 3 % de nafta, y al aumentar la dosificación a 1000 ppm, la reducción en la viscosidad no mejoraba considerablemente. En comparación, el presente estudio utilizó 1500 ppm de viscorreductor, más del doble de la dosis reportada por el autor [6], y un 20 % de diluente, significativamente mayor que el 3 % utilizado en el estudio citado. Además, las pruebas se realizaron a temperaturas diferentes: 40 °C en el estudio de Abarca et al. [6]. frente a 21,5 °C en el presente trabajo, lo que también influyó en la viscosidad del crudo. Los resultados de Abarca et al. [6] mostraron una reducción de viscosidad del 50 % con su formulación, a 40 °C, mientras que en este estudio se alcanzó una reducción del 68,86 % con 1500 ppm de viscorreductor a 21,5 °C, lo que refleja un mejor desempeño en términos relativos.

Por otro lado, en el estudio de Zhu et al. [12], se utilizó 600 ppm de viscorreductor con 20 % de keroseno a 70 °C, logrando una reducción de viscosidad del 64 %. Estos resultados también indicaron que temperaturas superiores a 70 °C disminuían la efectividad del viscorreductor, y dosis más altas de aditivo no producían reducciones significativas adicionales.

Mientras que, en los trabajos de Abarca et al. [6] y Zhu et al. [12] se usaron dosis menores de viscorreductor y diluentes diferentes (nafta y keroseno), el presente estudio utilizó una mayor cantidad de aditivo y temperaturas más bajas, logrando mayores reducciones en la viscosidad, lo que sugiere un mejor desempeño del aditivo bajo las condiciones de prueba, particularmente; el porcentaje de diluente, la temperatura de prueba y la composición del crudo pesado.

Conclusiones

La viscosidad dinámica de la muestra 1 fue sensiblemente menor que la de la muestra 2. Esta última exhibió una gravedad API inferior, confirmando su mayor densidad y su clasificación como crudo pesado. Asimismo, presentó valores reducidos de contenido de agua y sedimentos, lo que indica una fracción

hidrocarbonada de mayor pureza. Por estas características, la muestra 2 se seleccionó como crudo patrón para la evaluación del aditivo viscorreductor.

El viscorreductor mostró una alta capacidad de abatimiento viscoso en todas las diluciones analizadas. Las formulaciones con mayores fracciones másicas de diluente (33 % y 20 %) alcanzaron las viscosidades finales más bajas; la mezcla al 33 % junto con 2000 ppm de aditivo logró la máxima eficiencia, con una reducción del 83,69 %. En los sistemas con 10 % y 0 % de diluente se observaron descensos apreciables; sin embargo, las viscosidades finales se mantuvieron superiores a 100 P a 25 °C, lo que evidencia la necesidad operativa de incorporar diluente para cumplir los requisitos de transporte por oleoducto.

La formulación con 20 % de diluente y 1500 ppm de viscorreductor proporcionó un abatimiento de viscosidad equiparable al logrado mediante el método convencional de adicionar 33 % de crudo liviano, evidenciando un margen sustancial para optimizar el consumo de diluente sin comprometer la movilidad del crudo pesado.

Referencias bibliográficas

1] J. Muñoz, "Crudos pesados: la realidad del sector hidrocarburos de Colombia". Revista de Universidad Industrial de Santander, Vol. 184, No. 8, pp. 42-45. 2018. [En línea]. Disponible en: https://www.virtualpro.co/editoriales/20170501-ed.pdf

[2] M. Lam-Maldonado., N. Díaz., Y. Aranda-Jiménez., E. Arvizu., J. A. Melo-Banda., J. F. Perez-Sanchez., E. Suarez-Dominguez, "Extra heavy crude oil viscosity and surface tension behavior using a flow enhancer and water at different temperatures conditions". Heylion, Vol. 9, No. 12, pp. 1-9. 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844022034089

[3] PDVSA. Producción. 2016. [En línea]. Disponible en: http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=8822&Itemid=1197&lang=es

[4] R. Martínez-Palou., M. L. Mosqueira., B. Zapata-Rendón., E. Mar-Juárez, C. Bernal-Huicochea., J. C. Clavel-López, "Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review". Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 75, No. 3, pp. 274-282. 2011. [En línea]. Disponible en: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410510002640

[5] E. Cordero E., M. Sucre, "Evaluación del producto EM-24 como reductor de viscosidad en crudos pesados a nivel de laboratorio". Trabajo Especial de Grado. Univ. de Oriente, Venezuela. pp. 9-75. 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/346688918_Evaluación_del_producto_EM24_como_reductor_de_viscosidad_

[6] A. Abarca., L. Guzmán-Beckmann., J. Castillo, "Estudio del efecto de reductores de viscosidad en crudo pesado. Revista Tecnológica ESPOL, Vol. 32, No. 1, pp. 13-21. 2020. [En línea]. Disponible en: https://rte.espol.edu.ec/index.php/tecnologica/article/view/739

[7] ASTM International. ASTM D2983-22 Standard test method for low-temperature viscosity of lubricants measured by Brookfield viscometer. 2022. [En línea]. Disponible en: https://cdn.standards.iteh.ai/samples/112980/49709d08697842b5a1fafb1f13a92562/ASTM-D2983-22.pdf

[8] ASTM International. ASTM D1217-12 Standard test method for density and relative density (specific gravity) of liquids by Bingham pycnometer. 2012. [En línea]. Disponible en: https://cdn.standards.iteh.ai/samples/82746/a7ce4cb7dc4c4d59b6775b39dc583876/ASTM-D1217-12.pdf

[9] ASTM International. ASTM D4007-22 Standard test method for water and sediment in crude oil by the centrifuge method (laboratory procedure). 2022. [En línea]. Disponible en: https://cdn.standards.iteh.ai/samples/114051/ef5005e0c27140abb9dcc36e81c529c6/ASTM-D4007-22.pdf

[10] M. Carima., C. Nova, "Evaluación del efecto de la aplicación de solventes sobre la viscosidad de crudos pesados provenientes de Campo Boscán". Trabajo Especial de Grado. Univ. Rafael Urdaneta, Venezuela, pp. 8-137. 2014. [En línea]. Disponible en: https://uru.insiemp.com/educa/biblio/2101-14-07732.pdf

[11] N. Carbonó, "Evaluación de la utilización de aceites usados de vehículos automotores en la reducción de viscosidad de crudos pesados". Trabajo Especial de Grado. Univ. Rafael Urdaneta, Venezuela, pp. 66-86. 2018. [En línea]. Disponible en: https://uru.insiemp.com/educa/biblio/ 2101-18-13501.pdf

[12] L. Zhu., Y. Wang., S. Wang., T. Huo., X. Jing., A. Li., D. Xia, "High viscosity-reducing performance oil-soluble viscosity reduction agents containing acrylic acid ester as monomer for heavy oil with high asphaltene content. Journal of Petroleum Science and Engineering, 163, pp. 37-45. 2017. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/322 148637_High_viscosity-reducing_performance_oil-soluble_viscosity_reduction_agents_containi ng_acrylic_acid_ester_as_monomer_for_heavy_ oi l_ with _high_asphaltene_content