

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DE UN CRUDO
EXTRAPESADO CON LA APLICACIÓN DE REDUCTORES DE VISCOSIDAD,
POLÍMEROS, DERIVADOS DEL PETROLEO Y PRODUCTOS ORGÁNICOS**

**JAIR SEBASTIAN ARDILA MEJIA
JESUS IVAN PACHECO ROMERO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2017**

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DE UN CRUDO
EXTRAPESADO CON LA APLICACIÓN DE REDUCTORES DE VISCOSIDAD,
POLÍMEROS, DERIVADOS DEL PETROLEO Y PRODUCTOS ORGÁNICOS**

**JAIR SEBASTIAN ARDILA MEJIA
JESUS IVAN PACHECO ROMERO**

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

**Director:
JOHN ALEXANDER LEON PABON
M. Sc en Ingeniería de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

Quiero dedicar este proyecto a Dios que siempre está junto a mí brindando respuestas en mi vida e iluminando mi camino, gracias Dios por tu amor incondicional.

La principal razón de este logro son mis padres, Jairo y Belén quienes con su perseverancia, sacrificio e infinito amor me han llevado de la mano siempre hacia adelante, y mis hermanos, Cristian y Andrea con los que río cada vez que puedo y a los que agradezco por la fuerza que siempre me dan; además de dedicar este proyecto, les dedico todos mis éxitos y felicidades, los amo inmensamente, ustedes cuatro son mi vida y mucho más.

A Jesús Iván Pacheco, quien más allá de ser mi compañero es mi gran amigo de Universidad y de vida, doy infinitas gracias por ser un apoyo incondicional y por su amistad desinteresada.

JAIR SEBASTIAN ARDILA MEJIA

DEDICATORIA

A Dios por mantener sus promesas en mi vida, brindándome refugio, amor y sustento.

A mi amada madre Lucenith Romero por enseñarme a luchar por mis sueños con esfuerzo, dedicación y disciplina, siendo ella la razón principal de este logro.

A mi hermosa hermana Maira Alejandra por darme su apoyo incondicional en cada momento de mi vida.

A mis hermanos Sindy Melisa y Deimar Aldair por escucharme y darme de su amor.

A mis grandes amigos Jair Sebastián Ardila y Evert Julián Rengifo por extenderme sus manos en momentos difíciles.

JESÚS IVÁN PACHECO ROMERO

AGRADECIMIENTOS

Nuestros más sinceros agradecimientos los dirigimos a:

La **Universidad Industrial de Santander** que nos formó como profesionales y nos brindó todas las herramientas necesarias para obtener educación de calidad, siempre estaremos orgullosos haber sido parte de esta grandiosa institución.

La **Escuela de Ingeniería de Petróleos** por ser parte trascendental en nuestra formación como ingenieros.

A nuestras familias por apoyarnos y enriquecernos cada día con sus valores, son la base de nuestro crecimiento.

Al Ingeniero John Alexander León Pabón por toda su orientación y el conocimiento transmitido.

Muchas gracias a todos.

AUTORES

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES DEL PETROLEO Y LOS EXTRAPESADOS	19
1.1 EL PETROLEO	19
1.2 PETROLEO EXTRAPESADO	19
1.3 EL ORIGEN DE LOS CRUDOS EXTRAPESADOS	20
1.4 CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS EXTRAPESADOS	24
1.5 VISCOSIDAD EN EXTRAPESADOS	29
1.6 METODOS DE TRATAMIENTO PARA REDUCIR LA VISCOSIDAD EN CRUDOS	32
2. DISEÑO EXPERIMENTAL	35
2.1 RECONOCIMIENTO Y FORMULACION DEL PROBLEMA	35
2.2 SELECCIÓN DE FACTORES	37
2.2.1 Niveles de los Factores	38
2.2.2 Variables de Bloqueo	38
2.2.3 Variable Dependiente	39
2.3 TIPOS DE DISEÑO EXPERIMENTAL	40
2.4 FASE EXPERIMENTAL	43
2.4.1 Implementos de Laboratorio	45
2.4.2 Sustancias	46

2.4.3 Desarrollo de Pruebas	46
2.4.3.1 Caracterización Básica del Crudo	47
2.4.3.2 Pruebas de Solubilidad y Compatibilidad	49
2.4.3.3 Determinación de la Viscosidad Dinámica	50
3. MODELO MATEMATICO DEL COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD	51
4. ANALISIS DE LA VISCOSIDAD DE UN CRUDO EXTRAPESADO	71
4.1 CRUDO BASE	71
4.1.1 Caracterización del Crudo Base	71
4.2 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA	72
4.3 EFECTO DE LOS REDUCTORES EN LA VISCOSIDAD	77
4.3.1 Reductor A y la Viscosidad	79
4.3.2 Reductor B y la Viscosidad	81
4.3.3 Reductor C y la Viscosidad	83
4.3.4 Reductor D y la Viscosidad	85
4.3.5 Reductor E y la Viscosidad	87
4.3.6 Resultados Comparativos de los Reductores	89
5. EVALUACION TECNICO ECONOMICA	92
5.1 EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA	92
5.1.1. Costos de Reductor	93
5.1.2 Costo / Reducción de Viscosidad	95
6. CONCLUSIONES	98
7. RECOMENDACIONES	100
BIBLIOGRAFIA	101

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Cuenca de Ante país (Foreland). Formación de Petróleo	22
Figura 2. Degradación de los Crudos. Peters & Moldowan	23
Figura 3. Clasificación de Crudos Pesados	28
Figura 4. Viscosidad y Densidad (°API) de Hidrocarburos y otros líquidos: Crudos Extrapesados	30
Figura 5. Petróleo de bajo °API	36
Figura 6. Diseño Experimental Reductor A	40
Figura 7. Diseño Experimental Reductor B	41
Figura 8. Diseño Experimental Reductor C	41
Figura 9. Diseño Experimental Reductor D	42
Figura 10. Diseño Experimental Reductor E	42
Figura 11. Pruebas de Laboratorio	47
Figura 12. Hidrómetro	48
Figura 13. Centrifuga	49

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Relación: Viscosidad Vs Temperatura	33
Gráfica 2. Viscosidad vs Reductor A (Modelo estadístico)	53
Gráfica 3. Viscosidad vs Reductor B (Modelo estadístico)	56
Gráfica 4. Viscosidad vs Reductor [C ₁ =1%] [C ₂] (Modelo Estadístico)	59
Gráfica 5. Viscosidad vs Reductor [C ₁ =2%] [C ₂] (Modelo Estadístico)	61
Gráfica 6. Viscosidad vs Reductor [C ₁ =3%] [C ₂] (Modelo Estadístico)	63
Gráfica 7. Viscosidad vs Reductor D (Modelo estadístico)	65
Gráfica 8. Viscosidad vs Reductor [E] (Modelo estadístico)	67
Gráfica 9. Viscosidad Vs Temperatura	75
Gráfica 10. Viscosidad Vs Temperatura (Plano Extrapesado)	76
Gráfica 11. Viscosidad Vs [B] (Grafico Experimental 150°F – 180°F)	77
Gráfica 12. Efecto Reductor A	80
Gráfica 13. Porcentaje de Reducción [A] @ 150 °F	80
Gráfica 14. Efecto Reductor B	81
Gráfica 15. Porcentaje de Reducción [B] @ 150 °F	82
Gráfica 16. Efecto Reductor C	84
Gráfica 17. Porcentaje de Reducción [C] @ 150 °F	84
Gráfica 18. Efecto Reductor D	86
Gráfica 19. Porcentaje de Reducción [D] @ 150 °F	86
Gráfica 20. Efecto Reductor E	87
Gráfica 21. Porcentaje de Reducción [E] @ 150 °F	88
Gráfica 22. Efecto comparativo de Reductores @ 150 °F	90
Gráfica 23. Porcentaje de Reducción @ 150 °F	91
Gráfica 24. Costo vs Concentración	95

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Petr6leos Paraf6nicos Vs Petr6leos Asf6lticos	24
Tabla 2. Contenido de Azufre	24
Tabla 3. Clasificaci6n de Crudos seg6n °API	25
Tabla 4. Composici6n t6pica de Crudos Extrapesados	27
Tabla 5. Caracterizaci6n de Crudos Extrapesados	28
Tabla 6. Factores Experimentales	37
Tabla 7. Variables de Control	39
Tabla 8. Variable Dependiente	39
Tabla 9. Arreglo Experimental	43
Tabla 10. Implementos de Laboratorio	46
Tabla 11. Sustancias Usadas	46
Tabla 12. Comparaci6n de Modelos Alternos [B]	55
Tabla 13. Comparaci6n de Modelos Alternos [C ₁ =1%] [C ₂]	57
Tabla 14. Comparaci6n de Modelos Alternos [C ₁ =2%] [C ₂]	59
Tabla 15. Comparaci6n de Modelos Alternos [C ₁ =3%] [C ₂]	62
Tabla 16. Comparaci6n de Modelos Alternos [D]	64
Tabla 17. Comparaci6n de Modelos Alternos [E]	66
Tabla 18. Validaci6n Modelo A	68
Tabla 19. Validaci6n Modelo B	68
Tabla 20. Validaci6n Modelo C ₁ – C ₂	69
Tabla 21. Validaci6n Modelo D	69
Tabla 22. Validaci6n Modelo E	70
Tabla 23. Caracter6sticas del Crudo Base	71
Tabla 24. Datos de Viscosidad Modelada (150°F)	78
Tabla 25. Costos de Reductores	93

Tabla 26. Costos por Barril de Crudo	94
Tabla 27. Costo / Reducción μ	96

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DE UN CRUDO EXTRAPESADO CON LA APLICACIÓN DE REDUCTORES DE VISCOSIDAD, POLÍMEROS, DERIVADOS DEL PETROLEO Y PRODUCTOS ORGÁNICOS.

AUTORES: JAIR SEBASTIAN ARDILA MEJIA
JESUS IVAN PACHECO ROMERO**

PALABRAS CLAVE: Reductor de Viscosidad, Crudo Extrapesado, Pruebas de Laboratorio, Modelo Matemático.

Los crudos extrapesados imponen un gran reto en la industria del petróleo a causa de sus altas viscosidades, razón por la cual se dificulta el desarrollo de estos campos y el transporte de este tipo de fluidos. Usar reductores de viscosidad corresponde a una excelente opción como mejorador de reología en crudos extrapesados, sin embargo es necesario a través de pruebas de laboratorio determinar experimentalmente y contrastar los resultados de los distintos aditivos usados como reductores. Así llevar a cabo un análisis adecuado es trascendental para llegar a conclusiones acertadas, lo cual es posible mediante el modelamiento matemático del comportamiento de la viscosidad en función de los reductores aplicados. En la presente investigación se establecen los modelos matemáticos para el comportamiento generado por cada reductor en las muestras de crudo evaluadas que se ajustan a lo observado experimentalmente, a partir de dichas ecuaciones se da un análisis entre las distintas alternativas como reductores de viscosidad, identificando la mejor opción a aplicar y las ventajas y desventajas de emplear cualquiera de los demás reductores evaluados. En la presente investigación se establecen los modelos matemáticos para el comportamiento generado por cada reductor en las muestras de crudo evaluadas que se ajustan a lo observado experimentalmente, a partir de dichas ecuaciones se da un análisis entre las distintas alternativas como reductores de viscosidad, identificando la mejor opción a aplicar y las ventajas y desventajas de emplear cualquiera de los demás reductores evaluados.

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director John Alexander León Pabón.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE VISCOSITY BEHAVIOR OF AN EXTRA HEAVY OIL WITH THE APPLICATION OF VISCOSITY REDUCERS, POLYMERS, PETROLEUM DERIVATIVES AND ORGANIC PRODUCTS.

AUTHOR (S): JAIR SEBASTIAN ARDILA MEJIA
JESUS IVAN PACHECO ROMERO**

KEYWORDS: Viscosity reducer, extra heavy oil, laboratory test, mathematical model.

The extra heavy oils enforce a big challenge in the petroleum industry as a consequence of their high viscosity, that makes very complicated development of the field and the transport for this type of fluids. Use viscosity reducers are an excellent option as rheology improver in extra heavy oils, however is necessary through the laboratory tests determine experimentally and contrast the results of the different additives used as a reducers. Then, make a right analysis is fundamental to find successful conclusions, this is possible through the mathematical modeling of the viscosity behavior in function of the reducers applied. In this research we present the mathematical models for the viscosity behavior generated by each reducer in extra heavy oils' samples that are adjusted to the observed experimentally, from this equations we make an analysis among the different alternatives of the viscosity reducers, identifying the best option to apply and the advantages and the disadvantages to use any of the other reducers evaluated. by each reducer in extra heavy oils' samples that are adjusted to the observed experimentally, from this equations we make an analysis among the different alternatives of the viscosity reducers, identifying the best option to apply and the advantages and the disadvantages to use any of the other reducers evaluated.

* Degree work.

** Faculty of Physicochemical Engineering, School of Petroleum Engineering. John Alexander León Pabón.

INTRODUCCIÓN

La importancia del petróleo a nivel mundial es indiscutible, a este recurso le podemos atribuir las situaciones y decisiones más trascendentales en el mundo moderno, sin embargo como es sabido, actualmente se encuentra en un punto crítico ya que la disminución de las reservas ha obligado a que se busquen nuevas alternativas, por dicho motivo los crudos no convencionales han venido cobrando tanta importancia desde hace algunos años, dentro de estos el crudo extrapesado; el cual alcanza hasta el 25% de las reservas mundiales.

El reto actual para la Industria del Petróleo es el desarrollo de campos no convencionales, entre estos los de crudo extrapesado, no obstante su favorabilidad se liga de una manera directa a la variación de los precios del petróleo en la bolsa internacional.

Los crudos extrapesados poseen características muy peculiares, las cuales obligan a distintos procesos que faciliten su producción y transporte. Las principales dificultades de este tipo de crudos corresponden a su baja movilidad, la cual está estrechamente relacionada a la viscosidad que estos presentan, es por ello que grandes investigaciones en la industria del petróleo giran en torno a la manera más adecuada y optima de reducir la viscosidad aparente del petróleo mediante diferentes técnicas.

El uso de distintos métodos para lograr reducir la viscosidad se ha venido estudiando durante los últimos años, como resultado de dichas investigaciones se han logrado identificar tres métodos para modificar la viscosidad: el uso de reductores químicos, dilución con crudos livianos y métodos térmicos; cada uno de

ellos cuentan con ventajas, desventajas y limitaciones tanto económicas como de logística.

En este proyecto se evalúa el uso de distintos reductores de viscosidad aplicados a una muestra de crudo extrapesado y se analiza el comportamiento de la misma para definir los efectos de cada aditivo a las condiciones dadas.

1. GENERALIDADES DEL PETROLEO Y LOS EXTRAPESADOS

1.1 EL PETROLEO

El petróleo es una mezcla de carácter homogéneo en el cual podemos encontrar una gran variedad de componentes conformados principalmente por Carbonos (C) e Hidrógenos (H) ordenados de distinta manera y acompañados por otros componentes no orgánicos que hacen de su estructura una muy variada, por tanto, brinda unas características y propiedades diferentes. Esta mezcla homogénea como es el petróleo se puede lograr clasificar desde distintos enfoques; el primero según el tipo de hidrocarburos o su composición química, el segundo por su contenido de azufre, el cual se da a partir del porcentaje de este componente en el crudo y finalmente como la más conocida encontramos la gravedad API del petróleo la cual se encuentra en función de la gravedad específica del fluido, además de las anteriores clasificaciones también tenemos las clasificaciones de los crudos según su referencia en el mercado siendo el WTI y BRENT los más conocidos.

1.2 PETROLEO EXTRAPESADO

Los crudos pesados y extrapesados son un sistema coloidal compuesto principalmente por partículas de asfaltenos que se encuentran diluidas en un solvente constituido por máltenos. La fracción polar aromática y pesada en el

crudo son las asfáltenos, los cuales están compuestos por anillos aromáticos con cadenas alifáticas que poseen grupos polares en sus extremos¹.

Los crudos extrapesados corresponden a aquellos que tienen una gravedad menor a 10° API, es decir, son más pesados que el agua.

Cuando hablamos de crudos extrapesados nos estamos refiriendo a petróleos que poseen densidades mayores a 1g/cm³.

La composición química de los crudos está dada por la naturaleza de kerógeno del cual proviene el hidrocarburo y también depende del grado de madurez que haya sido alcanzado por la roca madre, así mismo la composición de estos hidrocarburos va a obedecer directamente a los distintos procesos que sufra en su etapa de migración y posterior entrapamiento donde el crudo puede sufrir un cambio composicional secuencial principalmente debido a la biodegradación de este a causa de su interacción con microorganismos los cuales destruyen fracciones livianas de estos hidrocarburos originales y otros componentes para obtener como resultado un petróleo más denso o pesado.

En los crudos extrapesados se puede evidenciar una fuerte participación de componentes asfálticos los cuales vienen principalmente rodeados de Vanadio (V), Níquel (Ni) y Azufre (S), componentes de alto peso molecular², más adelante podemos observar la composición química típica de los crudos extrapesados.

1.3 EL ORIGEN DE LOS CRUDOS EXTRAPESADOS

¹ OÑATE, J., RODRIGUEZ, R. Evaluación de las alternativas de transporte de crudo pesado por tuberías: caso aplicado al Campo Rubiales. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2012.

² LEON P. John Alexander. Determinación de las variables que influyen en un proceso de inyección de diluyente en formación para el incremento de la productividad de pozos de crudo extrapesado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2014, p.29.

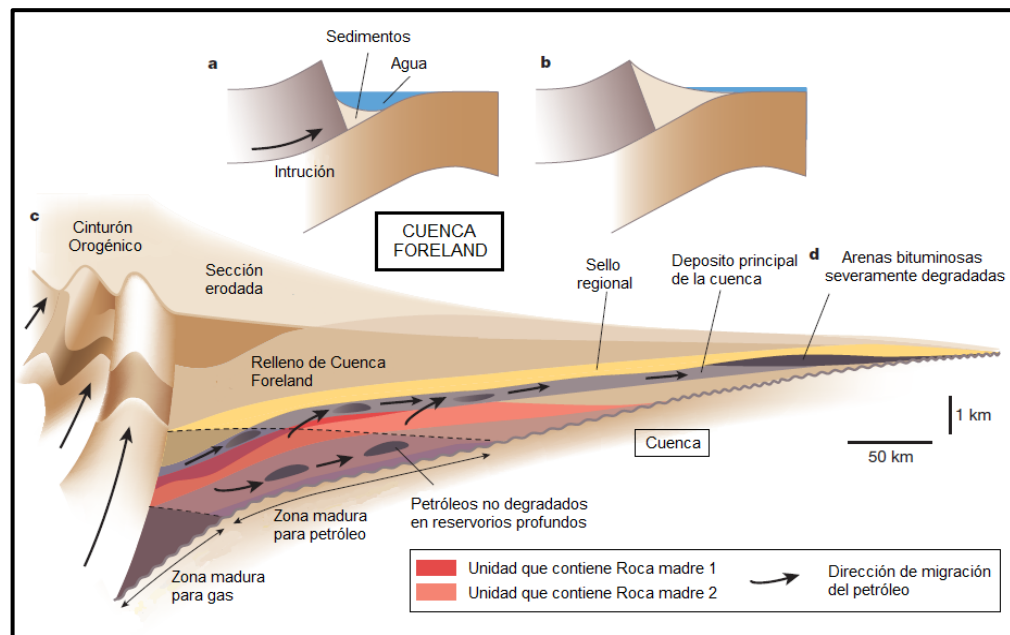
El origen de los crudos de baja gravedad API se da a partir del origen de todos los crudos conocidos hablando desde un modelo general; la materia orgánica se deposita en condiciones específicas, los sedimentos que contienen dicha materia se van profundizando poco a poco debido a procesos geológicos hasta alcanzar condiciones adecuadas de presión y temperatura en donde se da definitivamente la formación de los hidrocarburos.

Consecuencia de la acción de sobrecarga el hidrocarburo se ve obligado a migrar de la roca madre en búsqueda de condiciones más adecuadas y se desplaza hasta zonas donde exista una trampa ya sea de tipo estructural, estratigráfica o combinada; es en este proceso de desplazamiento y entrampamiento donde se logra identificar el factor más importante para la generación de petróleos pesados, extrapesados y bitúmenes o también llamados crudos biodegradados, ya que en este transcurso es donde el crudo puede entrar en un umbral de temperatura menor a 80° C, condiciones bajo las cuales en presencia de microorganismos los crudos sufren un cambio composicional que generará como resultado las características de los petróleos pesados que ya conocemos.

Cuando los crudos están en un umbral debajo de los 80° C se da apertura a la biodegradación por efecto de los microorganismos; esta interacción Petróleo-Microorganismos crea unos cambios secuenciales en el petróleo puesto que se forma un decrecimiento del contenido de hidrocarburos saturados, aromáticos y claramente una reducción significativa del °API resultado de estas alteraciones composicionales, la biodegradación consume rápidamente los hidrocarburos livianos y gases (C₂-C₅), pero a partir de componentes no orgánicos como sulfuro, oxígeno, nitrógeno y algunos hidrocarburos se generan una gran cantidad de componentes adicionales tales como ácidos carboxilos, fenoles, entre otros. La biodegradación del butano al pentano incrementa el contenido de metano y esto junto a la reducción de los livianos en general reduce la habilidad del crudo de poseer gas en solución, por esto mismo se encuentra comúnmente una capa de

gas seco asociada al petróleo en los campos de crudo pesado lo cual aparentemente sería consecuencia directa de la biodegradación del petróleo³. El cambio composicional del petróleo altera de manera directa las propiedades físicas del crudo, ejemplo de ello se puede visualizar en el aumento de la viscosidad.

Figura 1. Cuenca de Ante país (Foreland). Formación de Petróleo



“Los sistemas de petróleo de cuenca Foreland son las mayores zonas con petróleo pesado. Un sistema idealizado de cuenca Foreland con las rocas madre en la plataforma de los sedimentos, una extensa secuencia regional de yacimiento de arenisca y un extenso sello regional. Las rocas madre de petróleo cargan las trampas de los flancos con crudos biodegradados y bitumentes. **a, b**, La cuenca Foreland se forma durante el periodo de deformación activa y subsecuentemente el enterramiento de las rocas madre presentes en el margen pasivo de cuenca pre-foreland y cualquier roca madre formada en el cuenca foreland dentro de la ventana del petróleo (Temperaturas de 100-150° C). **c**, El petróleo migra a los flancos de cuenca recientes y poco profundos recorriendo alrededor de cientos de kilómetros. La biodegradación del petróleo ocurre entonces, incrementando las viscosidades y ayudando el entrapamiento de los crudos degradados.” - Ian M. Head, D. Martin Jones & Steve

Fuente: Imagen traducida. IAN M. Head, D. Martin Jones & Steve R. Larter. Biological activity in the Deep subsurface and the origin of heavy oil

³ IAN M. Head, D. Martin Jones & Steve R. Larter. Biological activity in the Deep subsurface and the origin of heavy oil. School of Civil Engineering and Geosciences, University of Newcastle upon Tyne. Newcastle. 2003

Se han propuesto distintos esquemas donde se describen los cambios progresivos de composición en cuanto a una detallada explicación de los grados de biodegradación del petróleo basados en la alteración de componentes biomarcadores, uno de estos y mostrado a continuación es el de Peters and Moldowan⁴ en la figura No 2.

Figura 2. Degradación de los Crudos. Peters & Moldowan

	PETRÓLEO LIVIANO				PETRÓLEO PESADO	
	→ Mayor pérdida de masa 50%				← Reorganización Estructural (Menor pérdida de masa > 20%)	
Número total de ácido mg de KOH por g de aceite	0.2	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5+
Gravedad API (*API)	36	32	31	28	20	5-20
GOR						
Kg gas por Kg de aceite	0.17	-	0.12	0.08	0.06	<0.04
Gas húmedo (%)	20		10		5	2
Contenido de sulfuro	0,3	0,4	0,5	-	1.0	1.5+
C ₁₅ Hidrocarburo saturado contenido (%)	75	70	65	60	50	35
NIVEL DE BIODEGRADACIÓN						
Escala de Peters & Moldowan	0	1	2	3	4 5	6 10
Escala de Wenger	Ninguna	Muy leve	Leve	Moderado	Pesado	Grave
C ₁ - C ₅ Gases	Metano					
	Etano					
	Propano					
	Isobutano					
	n-butano					
	Pentanos					
C ₆ - C ₁₅ HCs	n-alcanos					
	Isolcanos					
	Alcanos isoprenoides					
	Aromaticos BTEX					
	Alquil ciclohexanos					
C ₁₅ - C ₃₅ HcCs	n-alcanos					
	Isolcanos					
	Alcanos isoprenoides					
	Naftalenos (C ₂₋₁₀)					
	Fenantrenos					
	Dibenzitofenos					
C ₁₅ - C ₃₅ Biomarkers	Crisenos					
	Estarenos regulares					
	C ₃₀ - C ₃₅ Hopanos					
	C ₂₇ - C ₂₉ Hopanos					
	Hidrocarburos Esteroides Aromáticos					
	Hidrocarburos Esteroides Aromáticos					
	Gamacerane					
	Oleane					
	C ₂₁ - C ₂₂ Estarenos					
	Triciclo terpanes					
	Diasteranes					
	Diahopanes					
	25- Norhopanes					
N+	Alquilcarbazon					
O+	Ácidos Carboxílicos					

Fuente: Imagen traducida. IAN M. Head, D. Martin Jones & Steve R. Larter. Biological activity in the Deep subsurface and the origin of heavy oil

⁴ Ibíd.

1.4 CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS EXTRAPESADOS

- **Composición Química de los Crudos**

El petróleo según su composición química se puede clasificar en crudos parafínicos, naftenos y asfálticos; cuando se trata de crudos extrapesados su composición química es principalmente asfáltica, los crudos asfálticos se caracterizan por tener un alto contenido de azufre, metales pesados y altas viscosidades.

Tabla 1. Petróleos Parafínicos Vs Petróleos Asfálticos

Petróleos Parafínicos	Petróleos Asfálticos
Muy fluidos	Viscosos
Menos pesados que el agua	Espesos
Fáciles de evaporar	Fáciles de solidificar
Incoloros	Dejan como residuos asfaltos

Fuente: Tabla modificada de: Clasificación de los crudos de petróleo. Ejemplos de distribución de productos de refinería en función del tipo de crudo - Grado en Ingeniería de los Recursos Energéticos: Refino Petroquímico, 4º curso

- **Contenido de Azufre en Extrapesados**

El petróleo según su contenido de azufre se puede clasificar en petróleo dulce, medio y agrio tal como corresponda a su contenido porcentual de sulfuro.

Tabla 2. Contenido de Azufre

Petróleo dulce	<0.5%
Petróleo Medio	0.5% - 1.5%
Petróleo agrio	>1.5%

Los crudos extrapesados poseen un alto contenido de azufre como causa de los distintos procesos que atraviesa en su biodegradación, lo que le asigna a estos crudos una caracterización agria.

- **Clasificación según su gravedad API (° API)**

La gravedad API (°API) está dada por el Instituto Americano del Petróleo (*American Petroleum Institute*), es la principal referencia para la clasificación de crudos en la escala mundial la cual tiene en cuenta la gravedad específica del fluido, se calcula a partir de la siguiente fórmula.

Ecuación 1. Gravedad API

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{GE}} - 131.5$$

Tabla 3. Clasificación de Crudos según °API

CLASIFICACION API	
Crudo Superligero	> 39°
Crudo Liviano	31.1 ° - 39°
Crudo Mediano	22.3° - 31.1°
Crudo Pesado	10° - 22.3°
Crudo Extrapesado	< 10°

Cuando se habla de crudos extrapesados se hace una referencia directa a aquellos aceites que son más pesados que el agua (°API < 10°); es importante destacar que generalmente crudos con gravedades API menores a siete (°API <7), requieren para su producción métodos de minería.

- **Composición típica de los Crudos Extrapesados**

La composición típica de los crudos extrapesados se puede observar en la siguiente tabla, es la composición la que caracteriza el crudo.

Tabla 4. Composición típica de Crudos Extrapesados

COMPONENTES	PORCENTAJE
Hidrocarburos Saturados	12% - 15%
Hidrocarburos Aromáticos	34% - 37%
Resinas	33% - 38%
Asfáltenos	12% - 17%

Fuente: Modificado de: BORDENAVE, M.L., Applied Petroleum Geochemistry. Editions Technip, 27 Rué Ginoux 75015 Paris. 1993

Es de gran importancia resaltar que en las propiedades de los crudos extrapesados se logran identificar altas viscosidades, lo cual genera grandes dificultades en el flujo de este fluido, aunque las viscosidades de los crudos no están directamente relacionados con las densidades si podemos evidenciar entre ellas un fuerte lazo pues cada vez que encontramos en crudos densidades mayores, es decir, gravedades API menores observamos un fuerte aumento en las viscosidades que ellos presentan, los crudos extrapesados a manera general están muy bien caracterizados por altas viscosidades, altas densidades y por su puesto su baja gravedad API.

Se pueden observar tres clasificaciones de crudos pesados, en función de su capacidad de fluir a condiciones de yacimiento definidas por Guarín⁵:

- Clase A denominada *Crudo Pesado Intermedio*. Esta denominación abarca a los hidrocarburos que a condiciones de yacimiento presentan una viscosidad menos a 100 cp y una densidad API entre 15 y 23.
- Clase B denominada *Crudo Extrapesado*. Para crudos que se encuentren en un rango de viscosidad entre 100 y 10.000 cp y una densidad API entre 8 y 15.
- Clase C denominada *Bitumen o Arena Bituminosa*. Se denomina de esta manera a los hidrocarburos líquidos que a condiciones de yacimiento son

⁵ GUARIN ARENAS, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extrapesados con movilidad. Caso formación San Fernando. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2011, p.21

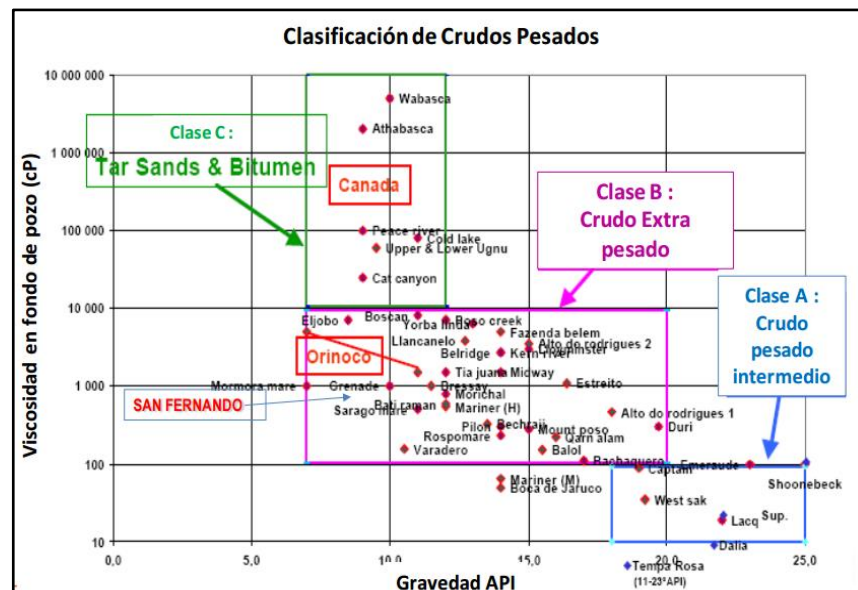
inmóviles. Estos hidrocarburos se encuentran en rangos de viscosidad mayores a los 10.000 cp y densidades API menores a 8.

Ahora podemos observar en la Tabla 5 una caracterización general de los crudos extrapesados, las características de los hidrocarburos son resultado directo de su composición.

Tabla 5. Caracterización de Crudos Extrapesados

Caracterización de Crudos Extrapesados
Alta viscosidad (100 – 10.000 cp)
Baja gravedad °API (7° - 10°)
Alto contenido de Asfáltenos
Alto contenido de metales pesados
Alto contenido de Azufre (≥1.5%)
Punto de fluidez (80°-100°F)
Bajo GOR
Salinidad de crudo
Producción asociada a Arena (Yacimientos generalmente someros)

Figura 3. Clasificación de Crudos Pesados



Fuente: Schlumberger

1.5 VISCOSIDAD EN EXTRAPESADOS

La viscosidad se define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo. Es usualmente medida en centipoises, cp, ($\text{gr/cm}^*\text{seg}$). La resistencia al flujo es causada por fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras⁶. Esta propiedad se ve afectada fuertemente por los cambios de temperatura, presión y presencia de gas en solución, así mismo a medida que disminuye la gravedad API se puede observar una fuerte relación con la viscosidad ya que esta aumenta de forma significativa.

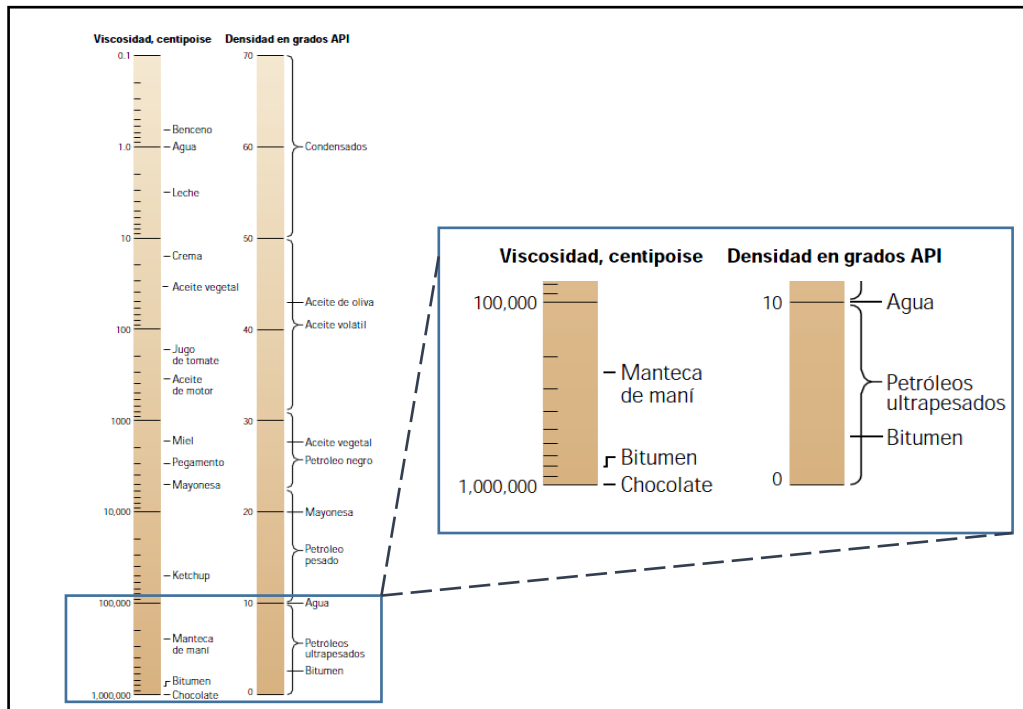
Es importante destacar que no existe en la industria de los hidrocarburos un modelo reológico general que logre abarcar todas las situaciones que se pueden presentar en los crudos, ya que cada crudo tiene un modelo reológico puntual.

La viscosidad es una propiedad principalmente acuñada al flujo de los fluidos que difícilmente puede ser ajustada a un modelo teórico, por lo que esta se realiza a través de modelos empíricos o pruebas experimentales las cuales se ciñen mediante técnicas estadísticas y se analizan relacionando sus resultados con la composición del petróleo en cuestión. La alta viscosidad de los crudos extrapesados da como consecuencia un flujo de tipo laminar o darcy, que se relaciona de manera estrecha con las caídas de presión y pérdidas por fricción que presenta el flujo del fluido; en muchos de los casos el comportamiento del fluido depende del tipo de flujo y el gradiente de velocidad que presente, en este caso el petróleo extrapesado⁷.

⁶ ESCOBAR. Freddy H. Ph.D. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. p.162. Primera Edición.

⁷ EDGARDO- SUAREZ, J; DOMINGUEZ. Rheological coefficient Study of an extra heavy crude oil dosage with a viscosity bioreducer. ISSN 1815-5944. Mexico. 2015. p.87, p.88.

Figura 4. Viscosidad y Densidad (°API) de Hidrocarburos y otros Líquidos: Crudos Extrapesados



Fuente: Imagen modificada de: Carl Curtis, Robert Kopper. Yacimientos de Petroleo Pesado

Llama la atención que cuando se usan mejoradores de flujo la reología en los fluidos adquiere aun mayor importancia, Suarez Dominguez presenta la siguiente definición refiriéndose desde luego a la propiedad de la viscosidad:

“La estimación del comportamiento de esta propiedad adquiere especial importancia cuando se emplean agentes reductores de viscosidad ya que generalmente se ve modificada”⁸

Conocer los valores de viscosidad es vital para tener una idea del comportamiento de flujo que va a seguir el crudo durante los distintos procesos a los cuales está sometido; comprender dichos comportamientos me brinda las herramientas

⁸ EDGARDO- SUAREZ, J; DOMINGUEZ. Rheological coefficient Study of an extra heavy crude oil dosage with a viscosity bioreducer. ISSN 1815-5944. Mexico. 2015. p.87.

necesarias para optimizar las etapas desde el flujo del fluido en yacimiento, su levantamiento, su paso por las bombas, hasta el mismo transporte de éste.

Factores que afectan la Viscosidad

- Gas disuelto

El efecto que tiene el gas disuelto sobre el crudo es alivianarlo y por lo tanto disminuir la propiedad viscosa del petróleo

- Temperatura

La viscosidad de los líquidos está relacionada de una forma inversa con la temperatura, el efecto de aumentar la temperatura en los crudos disminuye la viscosidad ya que aumenta la velocidad de las moléculas de este y reduce sus fuerzas de cohesión.

- Presión

La viscosidad tanto en el petróleo como en todos los líquidos no se ven afectadas por cambios pequeños en la presión, la presión influye en la viscosidad cuando cambia de manera significativa; para poder observar cómo afecta la presión a la viscosidad en crudos se deben mantener los otros factores constantes (Temperatura y Gas disuelto), el efecto observado al aumentar la presión en el petróleo es aproximar más la moléculas de la sustancia lo cual se traduce en un aumento directo de la viscosidad.

Dependiendo de la presión la viscosidad de los crudos puede ser clasificada en tres categorías⁹:

⁹ AHMED, Tarek. Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. Houston. Gulf Publishing Company. 2007. p. 237

- **Viscosidad de petróleo muerto**

La viscosidad de petróleo muerto (sin gas en solución) es definida como la viscosidad del crudo a presión atmosférica y a la temperatura del sistema. La característica fundamental es que este valor expresa la resistencia al flujo de los crudos sin gas en solución.

- **Viscosidad de petróleo saturado**

La viscosidad de petróleo saturado se define como la viscosidad del crudo a cualquier presión menor o igual a la presión de burbuja, por lo general para el análisis y la determinación de esta propiedad se generan ecuaciones o modelos en los que se deben tener en cuenta la fase gas y la fase líquida del sistema.

- **Viscosidad del petróleo subsaturado**

Se define como la viscosidad del crudo a una presión superior a la del punto de burbuja y a la temperatura del yacimiento. Para el análisis y la determinación de esta propiedad se generan ecuaciones o modelos en los que se deben tener en cuenta solo la fase líquida del sistema.

1.6 METODOS DE TRATAMIENTO PARA REDUCIR LA VISCOSIDAD EN CRUDOS

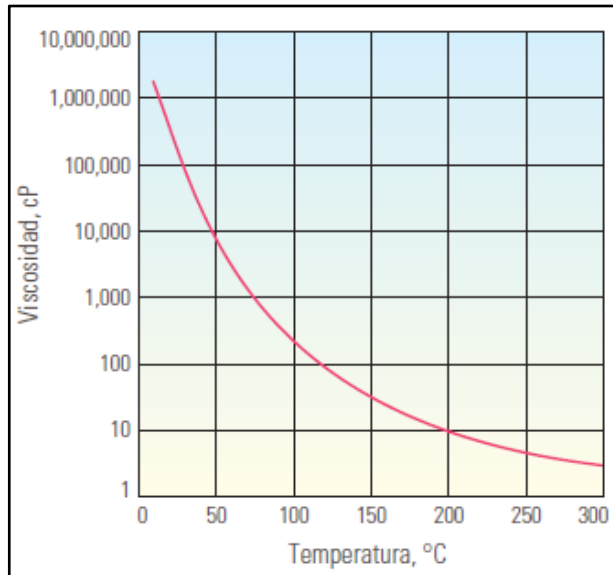
La principal característica de los crudos extrapesados es su viscosidad, el mejor camino para lograr mejorar la fluidez de estos tipos de petróleos es tratando la viscosidad aparente con el fin de reducirla. Actualmente existen tres métodos para reducir la viscosidad:

- Tratamiento Térmico
- Tratamiento por dilución
- Tratamiento químico

- **Tratamiento Térmico**

La temperatura es la clave principal en la reducción de la viscosidad, ya que esta se relaciona de manera estrecha con la temperatura, en términos generales al aumentar la temperatura el petróleo será menos viscoso.

Gráfica 1. Relación: Viscosidad Vs Temperatura



Fuente: Oilfield Review. Highlighting Heavy Oil

Estos tipos de tratamiento son relativamente maduros, su aplicación ha sido significativa, sin embargo, sus principales desventajas corresponden al alto uso de energía, altos costos y la contaminación de gas y agua que se generan¹⁰.

- **Tratamiento por Dilución con livianos**

Consiste en diluir el crudo extrapesados con crudos livianos o derivados del petróleo como la nafta para así disminuir la viscosidad aparente, para este método se debe tener muy en cuenta que va a existir un límite de acceso a los crudos

¹⁰ ALBOUDWAREJ. Hussein Alboudwarej. Highlighting Heavy Oil. Oilfield Review. 2006.

livianos según el punto geográfico donde se encuentre y además no descuidar los efectos por encogimiento de mezcla que se puedan presentar¹¹.

- **Tratamiento Químico**

Este tipo de tratamiento actualmente genera gran atracción gracias a su bajo costo, proceso simple y amplia aplicación, sin embargo, están limitados en aplicaciones reales.

La reducción catalítica de viscosidad requiere altas temperaturas y la eliminación de metales pesados por lo que puede ser difícilmente aplicado en amplitud.

La reducción soluble de viscosidad es relativamente baja y no existen reportes de una reducción exitosa de viscosidad con este método.

En la emulsificación es difícil obtener emulsificantes con dos especificaciones (Estabilidad estática y dinámica) de la emulsión simultáneamente⁹.

¹¹ DING BING. Syntesis and Evaluation of a Macromolecular Viscosity Reducer for Venezuela Heavy Oil. SPE – 176402-MS. 2015, p.1- 2.

2. DISEÑO EXPERIMENTAL

Con el objetivo de aprovechar una manera más adecuada la información obtenida a partir de las pruebas que se llevaron a cabo a la muestra de crudo extrapesado con la aplicación de los distintos reductores de viscosidad, es trascendental el diseño experimental que se va a implementar para que de este modo se logre el principal objetivo de analizar el comportamiento del crudo extrapesado con la adición de los distintos productos.

En el experimento se realizaron una serie de pruebas de laboratorio en las que se implementaron distintos reductores de viscosidad, se pretende evaluar experimentalmente determinando la eficiencia de los productos luego de ser aplicados.

2.1 RECONOCIMIENTO Y FORMULACION DEL PROBLEMA

El desarrollo de los campos de crudo extrapesado y el transporte de este recurso es un gran reto para la industria y requiere una gran inversión, actualmente con el agotamiento de los yacimientos de crudo convencionales los intereses se han volcado en lograr desarrollar los campos de crudo pesado, extrapesado y bitúmenes; dentro de las reservas mundiales de petróleo los crudos no convencionales juegan un rol muy importante, siendo estos los que ocupan el 70% del total de las reservas (oscila entre 9 y 13 trillones de barriles)¹² y los extrapesados nada más y nada menos que el 25%⁸ de esta cifra, por esto mismo se visualiza como una gran oportunidad pero a la misma vez como un gran desafío el desarrollo de estos campos de crudo no convencional.

¹² ALBOUDWAREJ. Hussein Alboudwarej. Highlighting Heavy Oil. Oilfield Review. 2006.

Figura 5. Petróleo de bajo °API



En cuanto a la reducción de la viscosidad aparente se tienen tres principales opciones, entre las que se encuentran la térmica, la dilución en petróleo o derivados más livianos y la química⁹; sin embargo cada uno de ellos presenta ventajas y desventajas al momento de su aplicación; aunque el método térmico ha sido largamente estudiado, desarrollado y aplicado necesita de una gran cantidad de energía lo cual aumenta su costo y además de esto genera gran cantidad de desechos, el método de dilución tiene como mayor dificultad la limitación al acceso del crudo liviano o sus derivados, además de los altos costos que estos también pueden acarrear, aunque se debe tener en cuenta que los efectos luego del tratamiento son bastante reducidos ya que no genera gran cantidad de contaminación como lo hace el térmico, por otro lado los tratamientos químicos muestran una alternativa bastante atractiva para el estudio y la aplicación, pero como todos los anteriores poseen sus grandes desventajas pues se debe cumplir que el método sea extensivamente aplicado, que tenga una alta eficiencia y que se tenga una estabilidad en el flujo del fluido tratado¹³; entonces

¹³ DING BING. Synthesis and Evaluation of a Macromolecular Viscosity Reducer for Venezuela Heavy Oil. SPE – 176402-MS. 2015, p. 1-2.

el principal problema es encontrar aquella solución a la viscosidad para desarrollar un campo que me permita producir y transportar más a un menor costo permitiéndome desde optimizar el transporte del recurso en un enfoque técnico hasta ahorrar los gastos de energía necesarios para el flujo del fluido.

2.2 SELECCIÓN DE FACTORES¹⁴

La reducción de la viscosidad de un crudo extrapesado está ligada a factores que intervienen modificando las propiedades del fluido, para lograr identificar los parámetros que más poseen influencia en el proceso es necesario tener en cuenta la técnica que se usó para cumplir con este proceso.

En este estudio para lograr la disminución de la viscosidad se contó con distintos reductores de viscosidad a condiciones de laboratorio, se manejaron distintas temperaturas y concentraciones buscando modificar propiedades en el crudo que generaran una disminución de la viscosidad de la muestra en prueba. Es preciso señalar los factores que se analizan para este estudio ya que se implementan distintos reductores, los factores variables corresponden a los reductores de viscosidad, la concentración en la que estos se apliquen a la muestra y finalmente las temperaturas manejadas en laboratorio.

En la tabla 6 se pueden observar los Factores Experimentales manejados durante estas pruebas.

Tabla 6. Factores Experimentales

FACTOR	MEDIDA	POSIBILIDAD
Reductor	Cualitativo	Conocido

¹⁴ PEREZ, Rafael. Análisis Técnico económico de la implementación de un reductor de viscosidad para el mejoramiento de la producción en varios campos de crudo pesado en Colombia. Universidad Industrial de Santander. 2011.

Concentración	Cuantitativo	Conocido
Temperatura	Cuantitativo	Conocido

2.2.1 Niveles de los Factores Los factores presentan distintas posibilidades en su implementación, es decir, el factor de Reductor se evalúa a cada una de las concentraciones y temperaturas trabajadas en laboratorio.

Para este caso se presentan 5 reductores los cuales se van a analizar en distintos niveles, a dos temperaturas, pero a diferentes concentraciones según corresponda al reductor.

2.2.2 Variables de Bloqueo Es necesario garantizar que los resultados de las pruebas realizadas no se vean afectados por factores alternos, es por ello que se busca controlar algunos de estos.

En la siguiente tabla se identifican las variables que se bloquearan para controlar el experimento.

- Presión: El valor de la presión corresponderá a la atmosférica en laboratorio lo cual permitirá que todas las muestras sean analizadas a la misma presión, aunque el valor de la presión del fluido en superficie podrá variar, los resultados obtenidos de estas pruebas serán considerados representativos.
- Gravedad API: La gravedad API en este caso será la correspondiente al crudo proporcionado por el director de proyecto.

Tabla 7. Variables de Control

VARIABLE	MEDIDA	POSIBILIDAD
Presión	Cuantitativa	Conocida
Gravedad API	Cuantitativa	Conocida
Composición del Crudo	Cuantitativa	Conocida
Volumen de Agua	Cuantitativa	Conocida
Volumen de Crudo	Cuantitativa	Conocida
Tiempo de Agitación	Cuantitativa	Conocida

- Composición del Crudo: En esta investigación el objetivo no es analizar directamente los componentes del crudo por lo que no se tendrá en cuenta de una forma directa en el cumplimiento de los objetivos planteados.
- Volumen de Crudo: El volumen de crudo usado en cada muestra será de 100 ml.
- Volumen de Agua: El volumen de agua variará según el reductor implementado.
- Tiempo de agitación: El tiempo de agitación dependerá directamente de los reductores que se implementen, cada muestra se agitará hasta la homogenización.

2.2.3 Variable Dependiente

Tabla 8. Variable Dependiente

VARIABLE DEPENDIENTE	MEDIDA	POSIBILIDAD
Viscosidad aparente	Centipoise	Medible

Lo que se busca finalmente con estos experimentos es lograr encontrar el producto más adecuado que disminuya la viscosidad a la concentración más óptima, es por ello que la investigación gira en torno a la variación de la viscosidad aparente de la muestra, siendo esta nuestra variable dependiente.

2.3 TIPOS DE DISEÑO EXPERIMENTAL

La influencia de todos los reductores de viscosidad usados en cada una de sus especificaciones afectan la viscosidad de la muestra base, el diseño experimental usado me permite cuantificar de manera más practica la influencia que tenga cada reductor implementado. En este diseño experimental se establecieron 74 pruebas, estas pruebas se evaluaron así: 10 Reductor A, 16 Reductor B, 26 Reductor C, 12 Reductor D, 10 Reductor E. En las siguientes tablas se pueden observar los diseños experimentales específicos para cada reductor.

Figura 6. Diseño Experimental Reductor A

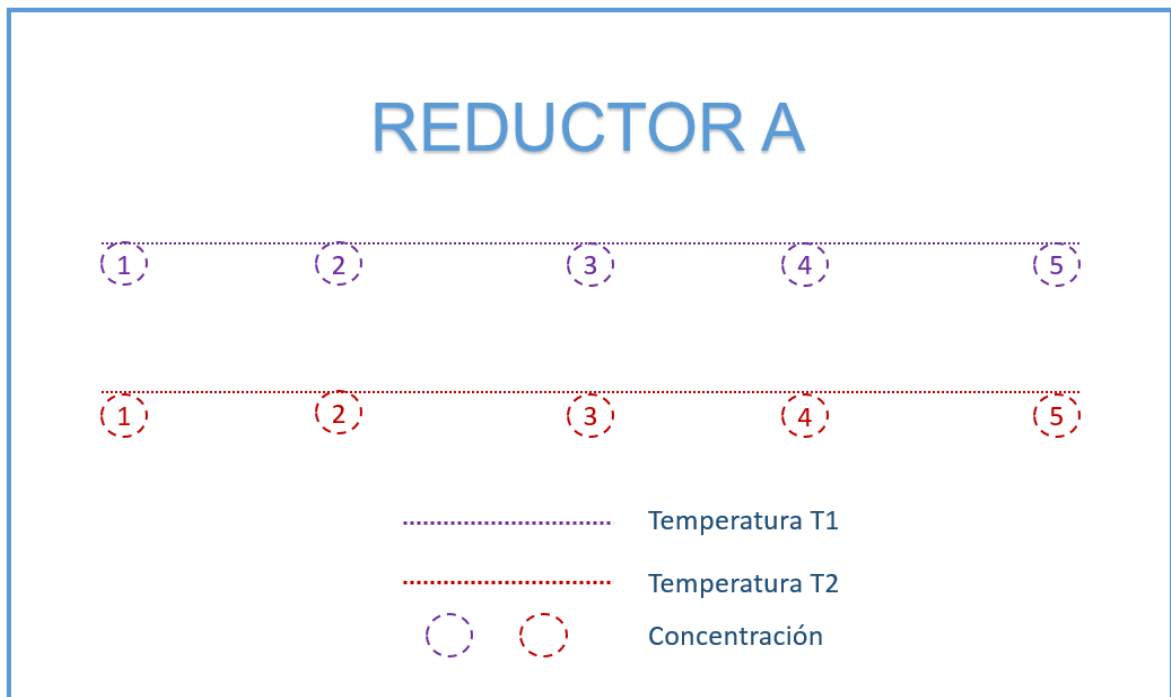


Figura 7. Diseño Experimental Reductor B

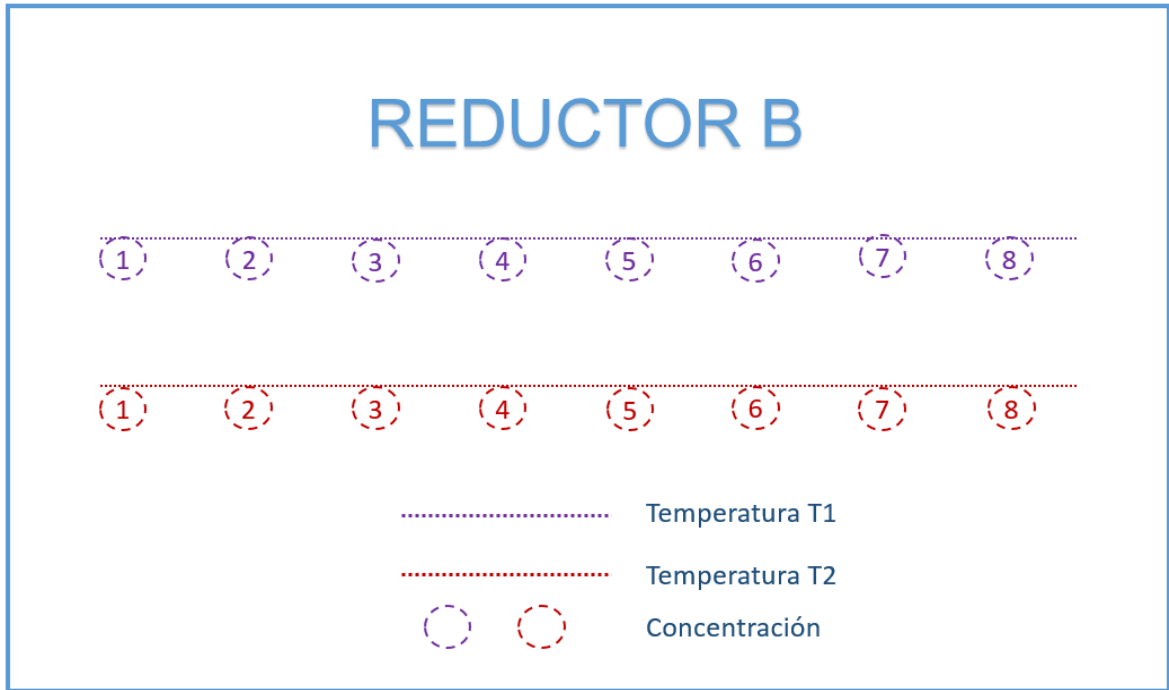


Figura 8. Diseño Experimental Reductor C

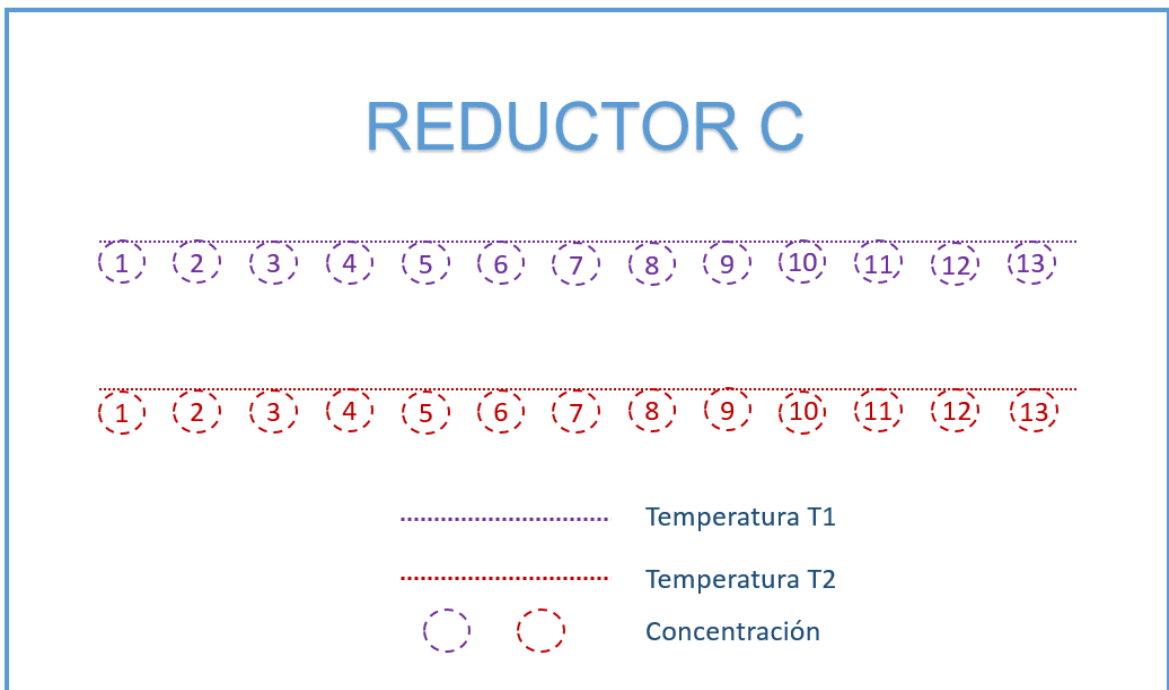


Figura 9. Diseño Experimental Reductor D

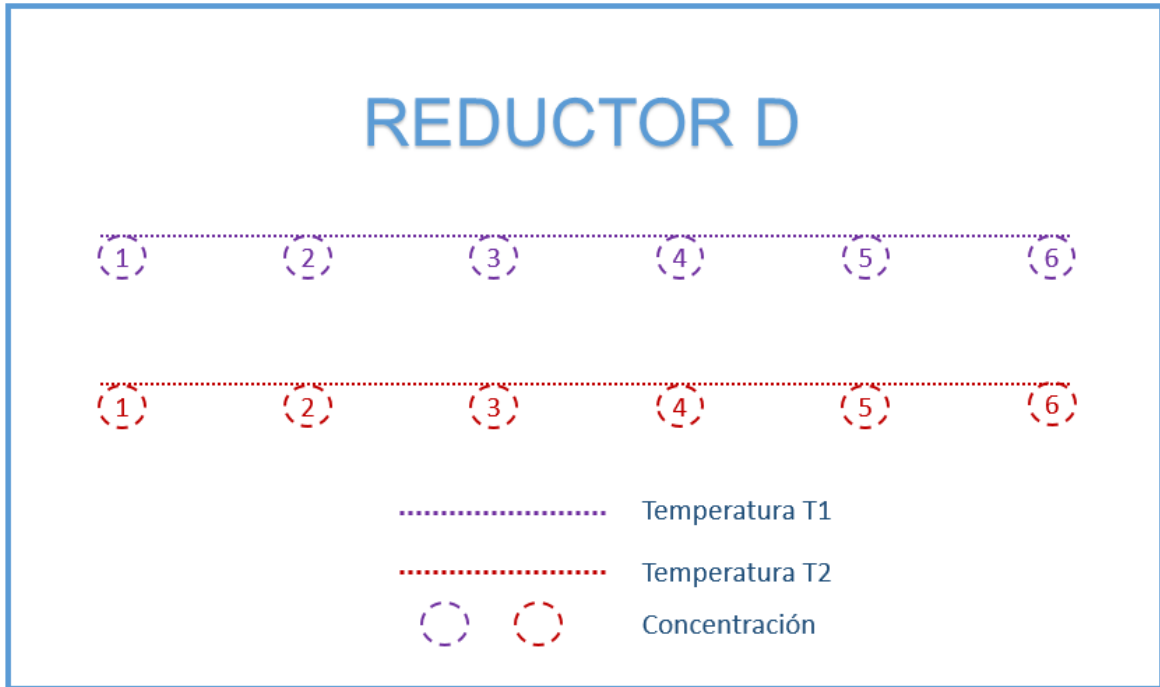
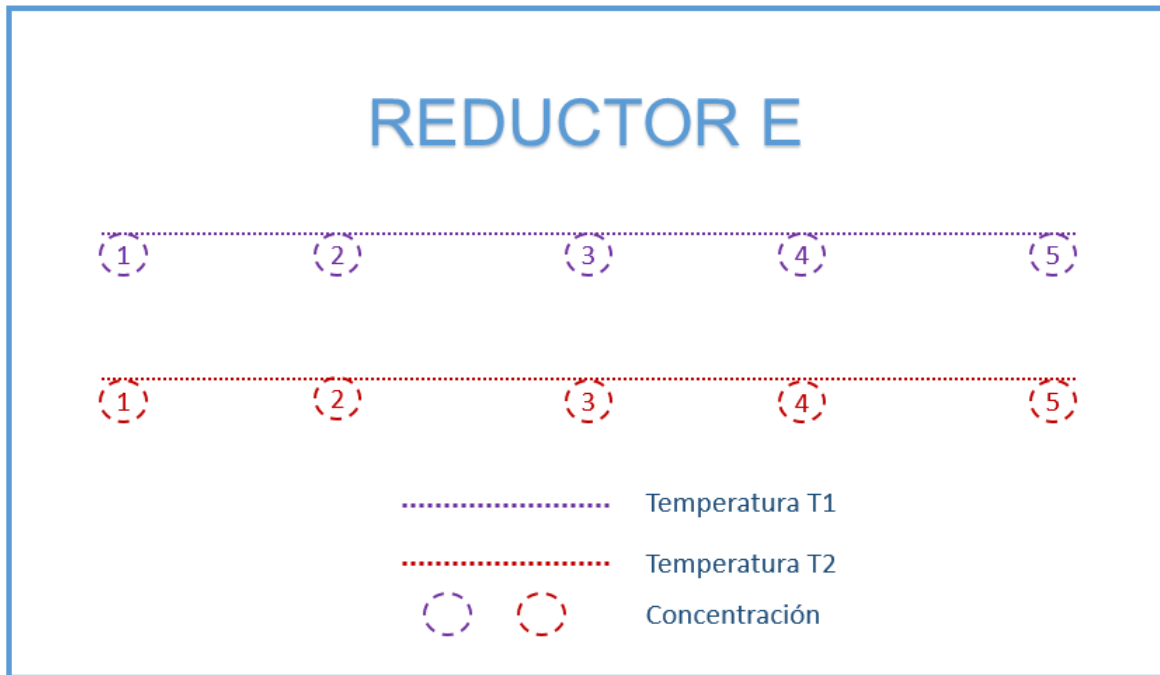


Figura 10. Diseño Experimental Reductor E



Ya que la naturaleza de los reductores usados puede variar de uno a otro, no se efectuó igual número de pruebas por aditivo, es por dicha razón que se opta por especificar el diseño experimental en las figuras observadas anteriormente.

2.4 FASE EXPERIMENTAL

Luego de estar listo el arreglo experimental y en proceso de desarrollo el experimento se recurre a la toma de los datos que determinan los valores de la variable dependiente, para éste estudio la variable dependiente a analizar es la viscosidad que tome la muestra a las distintas condiciones y con los distintos reductores implementados.

Tabla 9. Arreglo Experimental

Reductor	Temperatura	Concentración	Viscosidad
A	150 °F	2%	
		4%	
		6%	
		8%	
		10%	
	180 °F	2%	
		4%	
		6%	
		8%	
		10%	
B	150 °F	2%	
		4%	
		6%	
		8%	
		10%	
		20%	
		25%	

Reductor	Temperatura	Concentración	Viscosidad
	180 °F	30%	
		2%	
		4%	
		6%	
		8%	
		10%	
		20%	
		25%	
		30%	
C	150 °F	C ₁ 1% - C ₂ 5%	
		C ₁ 1% - C ₂ 10%	
		C ₁ 1% - C ₂ 15%	
		C ₁ 1% - C ₂ 20%	
		C ₁ 1% - C ₂ 25%	
		C ₁ 2% - C ₂ 5%	
		C ₁ 2% - C ₂ 8%	
		C ₁ 2% - C ₂ 10%	
		C ₁ 2% - C ₂ 15%	
		C ₁ 3% - C ₂ 3%	
		C ₁ 3% - C ₂ 5%	
		C ₁ 3% - C ₂ 7%	
	C ₁ 3% - C ₂ 10%		
	180 °F	C ₁ 1% - C ₂ 5%	
		C ₁ 1% - C ₂ 10%	
		C ₁ 1% - C ₂ 15%	
		C ₁ 1% - C ₂ 20%	
		C ₁ 1% - C ₂ 25%	
		C ₁ 2% - C ₂ 5%	
		C ₁ 2% - C ₂ 8%	
		C ₁ 2% - C ₂ 10%	
C ₁ 2% - C ₂ 15%			
C ₁ 3% - C ₂ 3%			
C ₁ 3% - C ₂ 5%			

Reductor	Temperatura	Concentración	Viscosidad
		C ₁ 3% - C ₂ 7%	
		C ₁ 3% - C ₂ 10%	
D	150 °F	0,1%	
		0,2%	
		0,3%	
		0,4%	
		0,5%	
		1%	
	180 °F	0,1%	
		0,2%	
		0,3%	
		0,4%	
		0,5%	
		1%	
E	150 °F	2%	
		4%	
		6%	
		8%	
		10%	
	180 °F	2%	
		4%	
		6%	
		8%	
		10%	

2.4.1 Implementos de Laboratorio Para que las pruebas de laboratorio sean exitosas y se reflejen en datos relevantes los implementos de laboratorio usados en el experimento corresponden a los siguientes.

Tabla 10. Implementos de Laboratorio

IMPLEMENTOS	CANTIDAD
Viscosímetro	1
Hidrómetro	1
Termómetro	1
Centrifuga	1
Probeta 500 ml	1
Recipientes Aforados 100 ml	10
Recipiente plástico 2 galones	2
Micro pipeta Variable	1
Cronometro	1
Respirador contra gases y vapores	2
Gafas de seguridad para laboratorio	2
Bata de Laboratorio	2
Guantes de Nitrilo	8

2.4.2 Sustancias Para la realización de las pruebas de laboratorio se requieren distintos productos químicos y fluidos indispensables mostrados en la tabla 11.

Tabla 11. Sustancias Usadas

SUSTANCIA
Muestra de Crudo
Reductor A
Reductor B
Reductor C
Reductor D
Reductor E
Solvente

2.4.3 Desarrollo de Pruebas Con el arreglo experimental ya completado, contando con todos los implementos de laboratorio y sustancias necesarias, se procede al inicio de las pruebas de laboratorio. Es necesario saber que ya que los aditivos en algunas ocasiones son de distinta naturaleza las operaciones se ajustan sin salirse del esquema y el objetivo de la prueba, es decir no se realiza

ninguna maniobra que afecte la relevancia de los datos, para asegurar esto se siguen procedimientos estandarizados por la ASTM (American Society for Testing and Materials) y API (American Petroleum Institute).

Figura 11. Pruebas de Laboratorio



2.4.3.1 Caracterización Básica del Crudo

- **Medida de Gravedad API de la Muestra**

La gravedad API se mide a partir del principio de la prueba de Hidrómetro, según el cual la gravedad de un líquido varía en forma directa a la profundidad que puede alcanzar el cuerpo inmerso en la muestra, esta prueba se encuentra contemplada en la norma ASTM D 287¹⁵.

¹⁵ NORMA ASTM D-287

Figura 12. Hidrómetro



determinar la gravedad API de la muestra evaluada, se lee la intersección del fluido en el plano horizontal con la medida definida por el Hidrómetro, en este caso dada en escala °API, se debe tener en cuenta que de ser necesario se hace un ajuste por temperatura a 60°F ya que dicha temperatura corresponde a la temperatura estándar de la prueba.

- **Medida de Contenido BSW**

El contenido de agua y sedimentos se efectuó según el método estandarizado de centrifuga contemplado en la norma ASTM D 96-88¹⁶, en la prueba se realizó una contra muestra para garantizar que el resultado fue el correcto.

El contenido de BSW es necesario para determinar el contenido tanto de agua como sedimentos que contiene la muestra, para que la prueba sea representativa el tubo donde se introduce la muestra debe estar debidamente reseñado.

¹⁶ NORMA ASTM D 96-88

Figura 13. Centrifuga



2.4.3.2 Pruebas de Solubilidad y Compatibilidad Estas pruebas me permiten determinar cualitativamente tanto la solubilidad como la compatibilidad.

- **Solubilidad**

Durante esta prueba se observó la capacidad del fluido a mezclarse con los reductores formando una fase homogénea, estable y con características definidas; se evidencio la solubilidad a distintos tiempos (15 min, 30 min, 1 hora y 24 horas) para los distintos fluidos trabajados.

- **Compatibilidad**

Esta prueba permite identificar y/o determinar los sólidos en la interface y/o fase acuosa, así como el aspecto de la mezcla y la eficiencia en el rompimiento de la emulsión, la finalidad de la prueba consiste en identificar posibles incompatibilidades que se puedan presentar en las sustancias; la prueba se

realizó estando en reposo por (15 min, 30 min, 1 hora y 24 horas) donde se observó que no se formaron precipitados, lo cual nos indica que son compatibles.

2.4.3.3 Determinación de la Viscosidad Dinámica Se deben evaluar las respuestas dadas por la viscosidad como consecuencia de la implementación de los reductores a distintas concentraciones y en diferentes temperaturas; la presión corresponde a la presión atmosférica de laboratorio para todas las pruebas.

En el momento en que se aplicaron los reductores no se contempla un diseño experimental idéntico para todos, por ello, la preparación de las muestras se realizó en base a las características de cada aditivo usado. Las muestras fueron etiquetadas según correspondió.

3. MODELO MATEMATICO DEL COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD

En la búsqueda por realizar un análisis detallado del comportamiento de la viscosidad de un crudo extrapesado y que además sea versátil, se indaga por la manera más adecuada de relacionar los efectos de los reductores implementados en la viscosidad de las muestras de crudo extrapesado, es así que se establece como hipótesis que el efecto de los reductores en la viscosidad de las muestras de crudo pueden ser modeladas mediante distintas ecuaciones según corresponde a cada reductor implementado; la viscosidad para este caso esta entonces en función de la concentración de los reductores, en las ecuaciones que se encuentran a continuación se podrá visualizar de una manera más sencilla lo descrito anteriormente.

Ecuación 2. Ecuación Hipótesis [A]

$$\mu([A]) = f([A])$$

Ecuación 3. Ecuación Hipótesis [B]

$$\mu([B]) = f([B])$$

Ecuación 4. Ecuación Hipótesis [C]

$$\mu([C]) = f([C])$$

Ecuación 5. Ecuación Hipótesis [D]

$$\mu([D]) = f([D])$$

Ecuación 6. Ecuación Hipótesis [E]

$$\mu([E]) = f([E])$$

Como es sabido, la viscosidad de un crudo depende de la composición del petróleo, la temperatura y en este caso de la concentración de los reductores aplicados; para esta investigación la composición de crudo no será tomada en cuenta de una forma directa en el análisis del comportamiento de la viscosidad, mientras que el efecto de los reductores en cierta medida sí, aunque las pruebas de laboratorio se llevaron a cabo a dos temperaturas (150 °F y 180 °F) la construcción de los modelos matemáticos se desarrollará a la condición de 150 °F, puesto que es en esta temperatura donde más se encuentra relevancia en el análisis del efecto de los reductores de viscosidad utilizados; en el capítulo 4 se dará una explicación más detallada a lo anteriormente mencionado.

El principal aspecto que se tiene en consideración durante la construcción del modelo es que las ecuaciones generadas estadísticamente se desarrollan teniendo en cuenta que el efecto de los reductores de viscosidad del crudo extrapesado se analiza individualmente.

A continuación se puede observar detalladamente la construcción del modelo para cada reductor, como condición principal se establece que el modelo generado debe explicar al menos en un 90% el comportamiento de la viscosidad del crudo extrapesado observado experimentalmente en laboratorio, esto lo podemos observar en el valor estadístico R-cuadrado.

- I. El efecto del reductor A sobre la viscosidad puede ser descrito a través de una ecuación polinomio de grado 5 tal como se observa en la Ecuación 7, el criterio tenido en cuenta para elegir esta ecuación general de tendencia y el tipo de regresión desarrollado posteriormente es que describa en un porcentaje relevante el comportamiento de la viscosidad durante la aplicación del reductor A.

Ecuación 7. Ecuación General Efecto [A]

$$\mu ([A]) = S_1 [A]^5 + S_2 [A]^4 + S_3 [A]^3 + S_4 [A]^2 + S_5 [A] + S_6$$

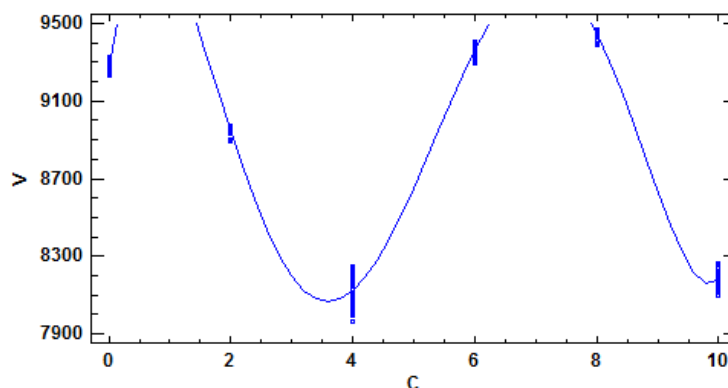
A partir de los datos experimentales tomados en laboratorio se estima por medio de un ajuste estadístico mediante una regresión no lineal Marquard la correlación entre la Viscosidad y el efecto del reductor A, para éste caso en específico se realiza una regresión a partir de una ecuación general encontrada empíricamente siguiendo la línea de tendencia que refleja el comportamiento del crudo extrapesado durante la aplicación del reductor A ya que las regresiones sugeridas por el software estadístico no se consideran relevantes al no superar el valor R-cuadrado definido anteriormente como condición de desarrollo del modelo, resultado a ello se obtiene la ecuación 8 que puede ser observada a continuación.

Ecuación 8. Efecto [A] en la Viscosidad

$$\begin{aligned} \mu ([A]) = & 2.31589 [A]^5 - 61.5178 [A]^4 + 560.638[A]^3 - 1983.29[A]^2 \\ & + 2017.4[A] + 9278.63 \end{aligned}$$

El R^2 estadístico indica que para este caso el modelo de ajuste obtenido explica un 99.4975% la variabilidad de la viscosidad respecto a la concentración del Reductor A, además se posee un nivel de confianza mayor al 95% en el cálculo de los parámetros desconocidos; a continuación se puede observar el grafico de dispersión generado por el software estadístico a partir de los datos experimentales ya ajustados, la viscosidad se describe en Cp y la concentración del reductor es porcentual.

Gráfica 2. Viscosidad vs Reductor A (Modelo estadístico)



- II. El modelo matemático que describe el comportamiento de la viscosidad ante la implementación del reductor B se elige a través de una comparación entre distintos modelos alternativos disponibles en el software estadístico mediante la regresión en una sola variable de los datos obtenidos en las pruebas de laboratorio, el principal criterio de selección que se tiene para el modelo es que éste se ajuste en mayor porcentaje al comportamiento de la viscosidad del petróleo durante la implementación del reductor B, pero también se tiene en cuenta que sea coherente con el comportamiento tanto teórico como experimental del crudo extrapesado que estamos analizando.

Tabla 12. Comparación de Modelos Alternos [B]

Modelo	Correlación	R-Cuadrada
Exponencial	-0,9854	97,10%
Inversa -Y Cuadrado-X	0,9773	95,51%
Logaritmico-Y Raíz Cuadrada -X	-0,9764	95,34%
Raíz Cuadrada de X	-0,9715	94,38%
Raíz Cuadrada de Y	-0,9461	89,52%
Log-Y Cuadrado -X	-0,9414	88,63%
Cuadrado-Y Raíz Cuadrada-X	-0,8904	79,29%
Lineal	-0,8751	76,57%
Raíz Cuadrada-X Cuadrado-X	-0,8566	73,37%
Cuadrado de X	-0,7514	56,46%

Aunque según la sugerencia del software estadístico el modelo exponencial explica de una mejor manera el comportamiento de la viscosidad durante la aplicación del reductor B, se encuentra que para los objetivos de análisis del comportamiento de la viscosidad con la aplicación de reductores es preferible considerar el modelo Logaritmico-Y Raíz Cuadrada-X, siendo éste aun relevante con un alto porcentaje del valor estadístico R-cuadrado, en la ecuación 9 puede ser observado el modelo general.

Ecuación 9. Ecuación General Efecto [B]

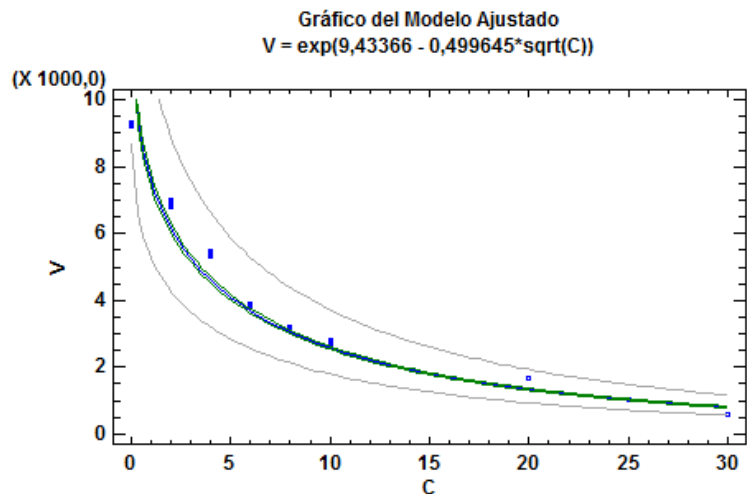
$$\mu ([B]) = e^{(S_1+S_2*\sqrt{[B]})}$$

A partir de los datos experimentales tomados en laboratorio se estima por medio de un ajuste estadístico mediante una regresión simple en un modelo Logaritmico-Y Raíz Cuadrada-X la correlación entre la Viscosidad y el efecto del reductor B, como resultado se obtiene la ecuación 10.

Ecuación 10. Efecto [B] en la Viscosidad

$$\mu ([B]) = e^{(9.43366-0.499645*\sqrt{[B]})}$$

El R^2 estadístico indica que para este caso el modelo de ajuste obtenido explica un 95.3437% la variabilidad de la viscosidad respecto a la concentración del Reductor B, además en el análisis de varianza el valor-P obtenido en la tabla ANOVA en el software estadístico se encuentra que es menor que 0.05, indicando que existe una relación estadísticamente significativa entre la viscosidad y la concentración del reductor B con un nivel de confianza mayor al 95%; a continuación se puede observar el gráfico de dispersión generado por el software estadístico a partir de los datos experimentales ya ajustados, la viscosidad se describe en Cp y la concentración del reductor es porcentual.



Gráfica 3. Viscosidad vs Reductor B (Modelo estadístico)

- III. El efecto del reductor C sobre la viscosidad corresponde a una optimización de reductores por lo que ciertamente existe un reductor C_1 y un reductor C_2 , para una descripción más detallada del comportamiento de la viscosidad durante la implementación de estos reductores se desglosó el modelo en tres ecuaciones de una sola variable, teniendo en cuenta que el reductor C_1 adquiere valores porcentuales de 1%, 2% y 3%; se toma esta decisión en busca una mayor explicación del modelo sobre el comportamiento real de

viscosidad del crudo extrapesado según los datos obtenidos experimentalmente.

- $C_1=1\%$

El modelo matemático que describe el comportamiento de la viscosidad ante la implementación del reductor $C_1=1\%$ y C_2 se elige a través de una comparación entre distintos modelos alternativos disponibles en el software estadístico mediante la regresión en una sola variable de los datos obtenidos en las pruebas de laboratorio, el principal criterio de selección que se tiene para el modelo es que éste se ajuste en mayor porcentaje al comportamiento de la viscosidad del petróleo durante la implementación del reductor $C_1=1\%$ y C_2 , pero también se tiene en cuenta que sea coherente con el comportamiento tanto teórico como experimental del crudo extrapesado que estamos analizando.

Aunque según la sugerencia del software estadístico el modelo exponencial explica de una mejor manera el comportamiento de la viscosidad durante la aplicación del reductor $C_1=1\%$ y C_2 , se encuentra que para los objetivos de análisis del comportamiento de la viscosidad con la aplicación de reductores es preferible considerar el modelo Logaritmico-Y Raíz Cuadrada-X, siendo éste aun relevante con un alto porcentaje del valor estadístico R-cuadrado, en la ecuación 11 puede ser observado el modelo general.

Tabla 13. Comparación de Modelos Alternos [$C_1=1\%$] [C_2]

Modelo	Correlación	R-Cuadrada
Exponencial	-0,9858	97,18%
Logaritmico-Y Raíz Cuadrada -X	-0,9826	96,56%
Raíz Cuadrada de X	-0,9436	89,04%
Log-Y Cuadrado -X	-0,9136	83,47%
Raíz Cuadrada de Y	-0,9036	81,66%

Modelo	Correlación	R-Cuadrada
Cuadrado-Y Raíz Cuadrada-X	-0,8772	76,94%
Lineal	-0,8048	64,77%
Raíz Cuadrada-X Cuadrado-X	-0,7585	57,54%
Cuadrado de Y	-0,6995	48,93%
Cuadrado de X	-0,6254	39,11%

Ecuación 11. Ecuación General Efecto [C₁=1%] [C₂]

$$\mu ([C_2]) = e^{(S_1+S_2*\sqrt{[C_2]})}$$

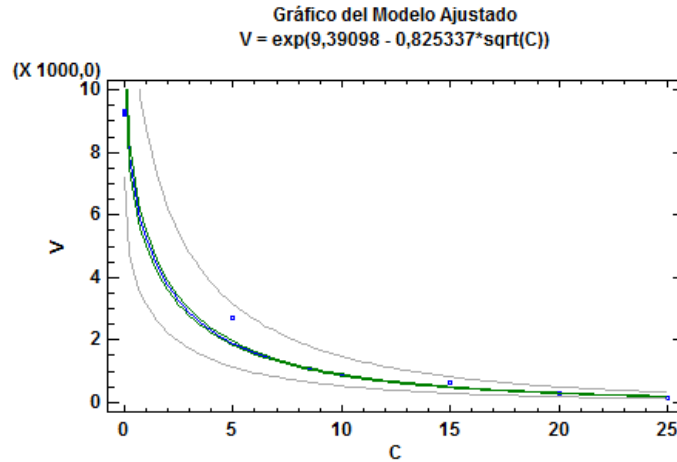
A partir de los datos experimentales tomados en laboratorio se estima por medio de un ajuste estadístico mediante una regresión simple en un modelo Logaritmico-Y Raíz Cuadrada-X la correlación entre la Viscosidad y el efecto del reductor C₁=1% y C₂; como resultado se obtiene la ecuación 12.

Ecuación 12. Efecto [C₁=1%] [C₂] en la Viscosidad

$$\mu ([C_2]) = e^{(9.39098-0.825337*\sqrt{[C_2]})}$$

El R² estadístico indica que para este caso el modelo de ajuste obtenido explica un 96.5587% la variabilidad de la viscosidad respecto a la concentración del Reductor C₁=1% y C₂, además en el análisis de varianza el valor-P obtenido en la tabla ANOVA en el software estadístico es menor que 0.05, indicando que existe una relación estadísticamente significativa entre la viscosidad y la concentración del reductor C₁=1% y C₂ con un nivel de confianza mayor al 95%; a continuación se puede observar el grafico de dispersión generado por el software estadístico a partir de los datos experimentales ya ajustados, la viscosidad se describe en Cp y la concentración del reductor es porcentual.

Gráfica 4. Viscosidad vs Reductor [C₁=1%] [C₂] (Modelo Estadístico)



- C₁=2%

El modelo matemático que describe el comportamiento de la viscosidad ante la implementación del reductor C₁=2% y C₂ se elige a través de una comparación entre distintos modelos alternativos disponibles en el software estadístico mediante la regresión en una sola variable de los datos obtenidos en las pruebas de laboratorio, el principal criterio de selección que se tiene para el modelo es que éste se ajuste en mayor porcentaje al comportamiento real de la viscosidad del petróleo durante la implementación del reductor C₁=2% y C₂, pero también se tiene en cuenta que sea coherente con el comportamiento tanto teórico como experimental del crudo extrapesado que estamos analizando.

Tabla 14. Comparación de Modelos Alternos [C₁=2%] [C₂]

Modelo	Correlación	R-Cuadrada
Logaritmico-Y Raíz Cuadrada -X	-0,9940	98,80%
Inversa de Y	0,9835	96,73%
Inversa-Y Cuadrado-X	0,9656	93,24%
Raíz Cuadrada de X	-0,9462	89,53%
Exponencial	-0,9288	86,27%

Modelo	Correlación	R-Cuadrada
Cuadrado-Y Raíz Cuadrada-X	-0,9223	85,06%
Raíz Cuadrada de Y	-0,8610	74,14%
Lineal	-0,8106	65,70%
Log-Y Cuadrado -X	-0,7744	59,97%
Cuadrado de Y	-0,7691	59,16%

Ya que el modelo Logaritmico-Y Raíz Cuadrada-X explica en mayor porcentaje comportamiento de la viscosidad de este crudo durante la implementación del reductor $C_1=2\%$ y C_2 , es seleccionado como el modelo preferente en este caso; en la ecuación 13 puede ser observado el modelo general.

Ecuación 13. Ecuación General Efecto [$C_1=2\%$] [C_2]

$$\mu ([C_2]) = e^{(S_1+S_2*\sqrt{[C_2]})}$$

A partir de los datos experimentales tomados en laboratorio se estima por medio de un ajuste estadístico mediante una regresión simple en el modelo elegido anteriormente la correlación entre la Viscosidad y el efecto del reductor $C_1=2\%$ y C_2 , como resultado se obtiene la ecuación 14.

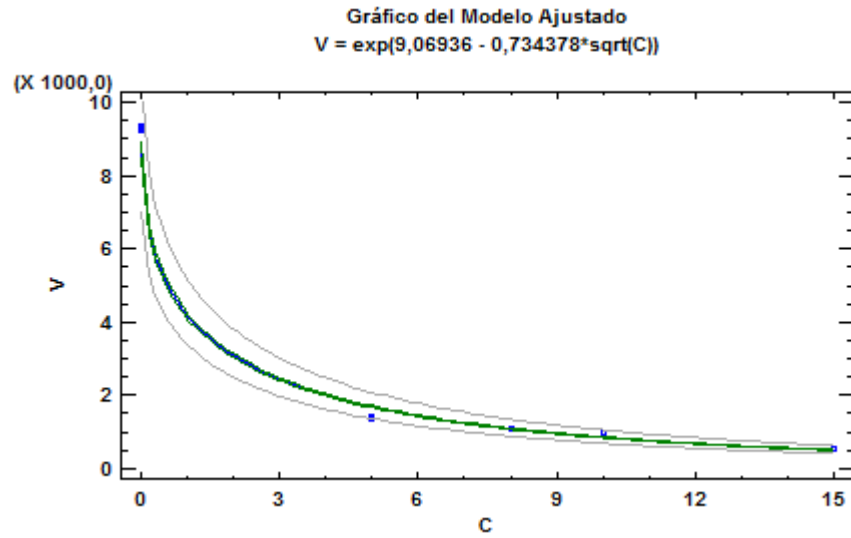
Ecuación 14. Efecto [$C_1=2\%$] [C_2] en la Viscosidad

$$\mu ([C_2]) = e^{(9.06936-0.734378*\sqrt{[C_2]})}$$

El R^2 estadístico indica que para este caso el modelo de ajuste obtenido explica un 98.7999% la variabilidad de la viscosidad respecto a la concentración del Reductor $C_1=2\%$ y C_2 , además en el análisis de varianza el valor-P obtenido en la tabla ANOVA en el software estadístico es menor que 0.05, indicando que existe una relación estadísticamente significativa entre la viscosidad y la concentración del reductor $C_1=2\%$ y C_2 con un nivel de confianza mayor al 95%; a continuación se puede observar el grafico de

dispersión generado por el software estadístico a partir de los datos experimentales ya ajustados, la viscosidad se describe en Cp y la concentración del reductor es porcentual.

Gráfica 5. Viscosidad vs Reductor [C₁=2%] [C₂] (Modelo Estadístico)



- C₁=3%

El modelo matemático que describe el comportamiento de la viscosidad ante la implementación del reductor C₁=3% y C₂ se elige a través de una comparación entre distintos modelos alternativos disponibles en el software estadístico mediante la regresión en una sola variable de los datos obtenidos en las pruebas de laboratorio, el principal criterio de selección que se tiene para el modelo es que éste se ajuste en mayor porcentaje al comportamiento real de la viscosidad del petróleo durante la implementación del reductor C₁=3% y C₂, pero también se tiene en cuenta que sea coherente con el comportamiento tanto teórico como experimental del crudo extrapesado que estamos analizando.

Tabla 15. Comparación de Modelos Alternos [C₁=3%] [C₂]

Modelo	Correlación	R-Cuadrada
Logaritmico-Y Raíz Cuadrada -X	-0,9927	98,55%
Inversa de Y	0,9919	98,39%
Inversa-Y Raíz Cuadrada-X	0,9611	92,37%
Raíz Cuadrada de X	-0,9412	88,59%
Inversa-Y Cuadrado-X	0,9266	85,85%
Exponencial	-0,9169	84,08%
Cuadrado-Y Raíz Cuadrada-X	-0,9110	82,99%
Raíz Cuadrada de Y	-0,8520	72,59%
Lineal	-0,7995	63,92%
Log-Y Cuadrado-X	-0,7570	57,30%

Ya que el modelo Logaritmico-Y Raíz Cuadrada-X explica en mayor porcentaje comportamiento de la viscosidad de este crudo durante la implementación del reductor C₁=3% y C₂, es seleccionado como el modelo preferente en este caso, en la ecuación 15 puede ser observado el modelo en forma general.

Ecuación 15. Ecuación General Efecto [C₁=3%] [C₂]

$$\mu ([C_2]) = e^{(S_1+S_2*\sqrt{[C_2]})}$$

A partir de los datos experimentales tomados en laboratorio se estima por medio de un ajuste estadístico mediante una regresión en el modelo elegido anteriormente la correlación entre la Viscosidad y el efecto del reductor C₁=3% y C₂, como resultado se obtiene la ecuación 16.

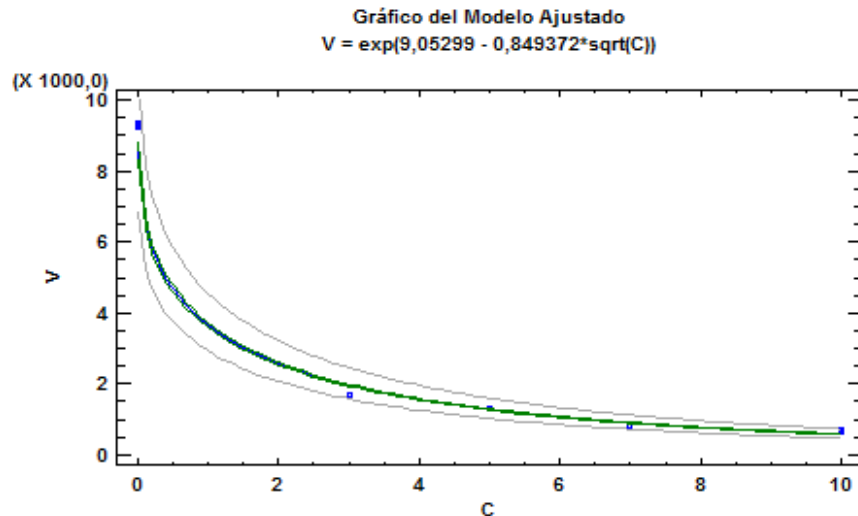
Ecuación 16. Efecto [C₁=3%] [C₂] en la Viscosidad

$$\mu ([C_2]) = e^{(9.05299-0.849372*\sqrt{[C_2]})}$$

El R² estadístico indica que para este caso el modelo de ajuste obtenido explica un 98.5482% la variabilidad de la viscosidad respecto a la

concentración del Reductor $C_1=3\%$ y C_2 , además en el análisis de varianza el valor-P obtenido en la tabla ANOVA en el software estadístico es menor que 0.05, indicando que existe una relación estadísticamente significativa entre la viscosidad y la concentración del reductor $C_1=3\%$ y C_2 con un nivel de confianza mayor al 95%; a continuación se puede observar el grafico de dispersión generado por el software estadístico a partir de los datos experimentales ya ajustados, la viscosidad se describe en Cp y la concentración del reductor es porcentual.

Gráfica 6. Viscosidad vs Reductor [$C_1=3\%$] [C_2] (Modelo Estadístico)



- IV. El modelo matemático que describe el comportamiento de la viscosidad durante la implementación del reductor D se elige a través de una comparación entre distintos modelos alternativos disponibles en el software estadístico mediante la regresión en una sola variable de los datos obtenidos en las pruebas de laboratorio, el principal criterio de selección que se tiene para el modelo es que éste se ajuste en mayor porcentaje al comportamiento real de la viscosidad del petróleo durante la implementación del reductor D, pero también se tiene en cuenta que sea

coherente con el comportamiento tanto teórico como experimental del crudo extrapesado que estamos analizando.

Tabla 16. Comparación de Modelos Alternos [D]

Modelo	Correlación	R-Cuadrada
Inversa-Y Raíz Cuadrada-X	0,9620	92,55%
Logaritmico-Y Raíz Cuadrada-X	-0,9444	89,18%
Raíz Cuadrada Doble	-0,9336	87,15%
Raíz Cuadrada de X	-0,9218	84,97%
Cuadrado-Y Raíz Cuadrada-X	-0,8964	80,35%
Inversa de Y	0,8371	70,07%
Exponencial	-0,7912	62,60%
Raíz Cuadrada de Y	-0,7675	58,91%
Lineal	-0,7439	55,34%
Cuadrado de Y	-0,6981	48,73%

Ya que el modelo Inversa-Y Raíz Cuadrada X explica en mayor porcentaje comportamiento de la viscosidad de este crudo durante la implementación del reductor D, es seleccionado como el modelo preferente en este caso, en la ecuación 17 puede ser observado el modelo general.

Ecuación 17. Ecuación General Efecto [D]

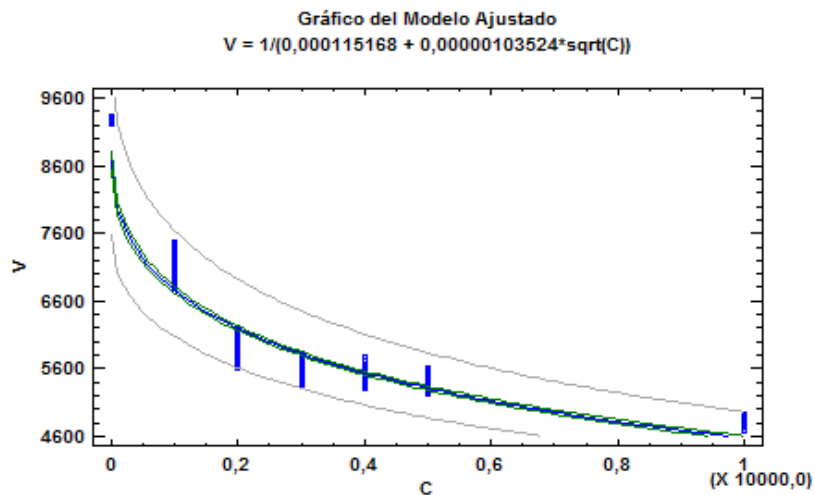
$$\mu ([D]) = 1/(S_1 + S_2 * \sqrt{[D]})$$

A partir de los datos experimentales tomados en laboratorio se estima por medio de un ajuste estadístico mediante una regresión simple en el modelo elegido anteriormente la correlación entre la Viscosidad y el efecto del reductor D, como resultado se obtiene la ecuación 18.

Ecuación 18. Efecto [D] en la Viscosidad

$$\mu ([E]) = 1/(0.000115168 + 0.000103524 * \sqrt{[D]})$$

El R^2 estadístico indica que para este caso el modelo de ajuste obtenido explica un 92.5466% la variabilidad de la viscosidad respecto a la concentración del Reductor D, además en el análisis de varianza el valor-P obtenido en la tabla ANOVA en el software estadístico es menor que 0.05, indicando que existe una relación estadísticamente significativa entre la viscosidad y la concentración del reductor D con un nivel de confianza mayor al 95%; a continuación se puede observar el grafico de dispersión generado por el software estadístico a partir de los datos experimentales ya ajustados, la viscosidad se describe en Cp y la concentración del reductor inicialmente se encontraba en PPM pero para mayor practicidad en el estudio se convierte a porcentual.



Gráfica 7. Viscosidad vs Reductor D (Modelo estadístico)

- V. El modelo matemático que describe el comportamiento de la viscosidad ante la implementación del reductor E se elige a través de una comparación entre distintos los modelos alternativos disponibles en el software estadístico mediante la regresión de una sola variable de los datos obtenidos en las pruebas de laboratorio, el principal criterio de selección

que se tiene para el modelo es que éste se ajuste en mayor porcentaje al comportamiento real de la viscosidad del petróleo durante la implementación del reductor E, pero también se tiene en cuenta que sea coherente con el comportamiento tanto teórico como experimental del crudo extrapesado que estamos analizando.

Ya que el modelo Logaritmico-Y Raíz Cuadrada X explica en mayor porcentaje comportamiento de la viscosidad de este crudo ante la implementación del reductor E es seleccionado como el modelo preferente en este caso, en la ecuación 19 puede ser observado el modelo general.

Tabla 17. Comparación de Modelos Alternos [E]

Modelo	Correlación	R-Cuadrada
Logaritmico-Y Raíz Cuadrada-X	-0,9973	99,45%
Inversa de Y	0,9929	98,58%
Inversa-Y Cuadrado-X	0,9772	95,50%
Exponencial	-0,9550	91,19%
Raíz Cuadrada de X	-0,9499	90,22%
Raíz Cuadrada de Y	-0,8902	79,24%
Cuadrado-Y Raíz Cuadrada-X	-0,8883	78,90%
Log-Y Cuadrado-X	-0,8488	72,05%
Lineal	-0,8184	66,98%
Raíz Cuadrada-X Cuadrado-X	-0,7467	55,76%

Ecuación 19. Ecuación General Efecto [E]

$$\mu ([E]) = e^{(S_1+S_2*\sqrt{[E]})}$$

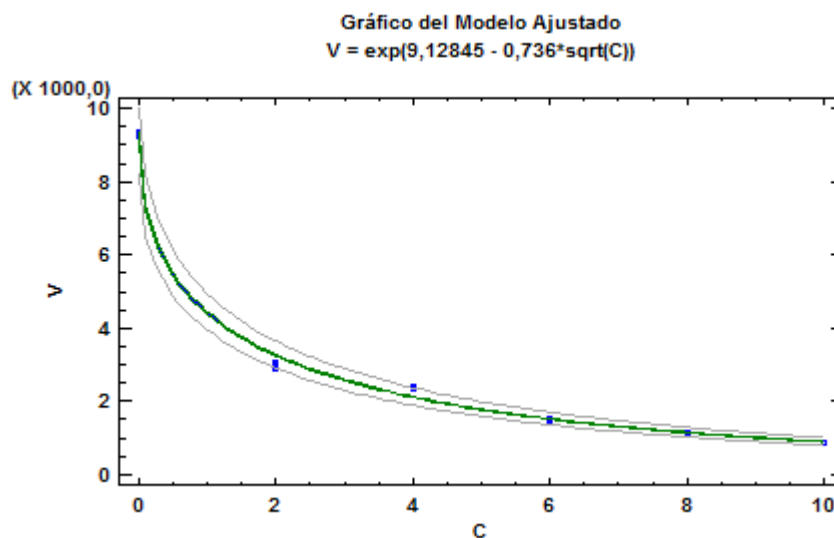
A partir de los datos experimentales tomados en laboratorio se estima por medio de un ajuste estadístico mediante una regresión simple en el modelo elegido anteriormente la correlación entre la Viscosidad y el efecto del reductor E, como resultado se obtiene la ecuación 20.

Ecuación 20. Efecto [E] en la Viscosidad

$$\mu ([E]) = e^{(9.12845-0.736*\sqrt{[E]})}$$

El R^2 estadístico indica que para este caso el modelo de ajuste obtenido explica un 99.4544% la variabilidad de la viscosidad respecto a la concentración del Reductor E, además en el análisis de varianza el valor-P obtenido en la tabla ANOVA en el software estadístico es menor que 0.05, indicando que existe una relación estadísticamente significativa entre la viscosidad y la concentración del reductor E con un nivel de confianza mayor al 95%; a continuación se puede observar el grafico de dispersión generado por el software estadístico a partir de los datos experimentales ya ajustados, la viscosidad se describe en Cp y la concentración del reductor es porcentual.

Gráfica 8. Viscosidad vs Reductor [E] (Modelo estadístico)



A continuación se pueden observar los modelos matemáticos finales generados que describen el comportamiento de la viscosidad de un crudo extrapesado con la adición de reductores de viscosidad y la validación de los mismos con los datos experimentales obtenidos.

Ecuación 8. Efecto [A] en la Viscosidad

$$\mu ([A]) = 2.31589 [A]^5 - 61.5178 [A]^4 + 560.638[A]^3 - 1983.29[A]^2 + 2017.4[A] + 9278.63$$

Tabla 18. Validación Modelo A

Reductor	Temperatura	Concentración	Viscosidad Experimental (Cp)	Viscosidad Modelo (Cp)
A	150 °F	0%	9279	9279
		2%	8955	8955
		4%	8119	8119
		6%	9362	9364
		8%	9444	9444
		10%	8173	8173

Ecuación 10. Efecto [B] en la Viscosidad

$$\mu ([B]) = e^{(9.43366-0.499645*\sqrt{[B]})}$$

Tabla 19. Validación Modelo B

Reductor	Temperatura	Concentración	Viscosidad Experimental (Cp)	Viscosidad Modelo (Cp)
B	150 °F	0%	9279	12502
		2%	6928	6168
		4%	5381	4603
		6%	3847	3677
		8%	3155	3043
		10%	2758	2575
		20%	1681	1338
		25%	1022	1028
		30%	573	810

Ecuación 12. Efecto [C₁=1%] [C₂] en la Viscosidad

$$\mu ([C_2]) = e^{(9.39098-0.825337*\sqrt{[C_2]})}$$

Ecuación 14. Efecto [C₁=2%] [C₂] en la Viscosidad

$$\mu ([C_2]) = e^{(9.06936-0.734378*\sqrt{[C_2]})}$$

Ecuación 16. Efecto [C₁=3%] [C₂] en la Viscosidad

$$\mu ([C_2]) = e^{(9.05299-0.849372*\sqrt{[C_2]})}$$

Tabla 20. Validación Modelo C₁ – C₂

Reductor	Temperatura	Concentración	Viscosidad Experimental (Cp)	Viscosidad Modelo (Cp)
C	150 °F	C ₁ 0% - C ₂ 0%	9979	11980
		C ₁ 1% - C ₂ 5%	2698	1892
		C ₁ 1% - C ₂ 10%	875	881
		C ₁ 1% - C ₂ 15%	652	490
		C ₁ 1% - C ₂ 20%	292	299
		C ₁ 1% - C ₂ 25%	136	193
		C ₁ 0% - C ₂ 0%	9979	8685
		C ₁ 2% - C ₂ 5%	1385	1681
		C ₁ 2% - C ₂ 8%	1065	1088
		C ₁ 2% - C ₂ 10%	957	852
		C ₁ 2% - C ₂ 15%	522	505
		C ₁ 0% - C ₂ 0%	9979	8544
		C ₁ 3% - C ₂ 3%	1674	1962
		C ₁ 3% - C ₂ 5%	1294	1279
		C ₁ 3% - C ₂ 7%	828	903
		C ₁ 3% - C ₂ 10%	677	582

Ecuación 18. Efecto [D] en la Viscosidad

$$\mu ([E]) = 1/(0.000115168 + 0.000103524 * \sqrt{[D]})$$

Tabla 21. Validación Modelo D

Reductor	Temperatura	Concentración	Viscosidad Experimental (Cp)	Viscosidad Modelo (Cp)
D	150 °F	0,0%	9279	8683
		0,1%	7072	6761
		0,2%	5797	6193
		0,3%	5495	5818
		0,4%	5440	5536
		0,5%	5331	5309
		1%	4794	4573

Ecuación 20. Efecto [E] en la Viscosidad

$$\mu ([E]) = e^{(9.12845-0.736*\sqrt{[E]})}$$

Tabla 22. Validación Modelo E

Reductor	Temperatura	Concentración	Viscosidad Experimental	Viscosidad Modelo
E	150 °F	0%	9279	9214
		2%	3003	3254
		4%	2358	2114
		6%	1500	1519
		8%	1149	1149
		10%	878	899

4. ANALISIS DE LA VISCOSIDAD DE UN CRUDO EXTRAPESADO

4.1 CRUDO BASE

La viscosidad del petróleo depende principalmente de parámetros tales como la temperatura, la composición del crudo y en este caso de la concentración de reductor que sea aplicado a la muestra, ya que en esta investigación se busca determinar el efecto de la concentración del mejorador de flujo aplicado, no se tendrá en cuenta para el análisis de la viscosidad la composición del crudo de una manera directa.

4.1.1 Caracterización del Crudo Base La principal característica del petróleo trabajado es que se trata de una muestra de crudo extrapesado y de allí la necesidad de la aplicación de los reductores de viscosidad, dentro de la caracterización básica del crudo base se ha determinado °API, BSW y la Viscosidad dinámica a dos temperaturas según las normas estandarizadas mencionadas en el capítulo 2.

Tabla 23. Características del Crudo Base

CARACTERISTICA	VALOR
°API	8
BSW	24%
μ @ 150°F	9279 (cp)
μ @ 180°F	2141 (cp)

- **Solubilidad**

Las pruebas de solubilidad se le realizaron a la muestra según correspondió al reductor usado y se observó visualmente que los fluidos son solubles con todos

los reductores de viscosidad implementados, se evidencio la solubilidad a distintos tiempos (15 min, 30 min, 1 hora y 24 horas).

- **Compatibilidad**

Esta prueba permitirá identificar y/o determinar los sólidos en la interface y/o fase acuosa, así como el aspecto de la mezcla y la eficiencia en el rompimiento de la emulsión, la finalidad de la prueba consiste en identificar posibles incompatibilidades que se puedan presentar en las sustancias; la prueba se realizó estando en reposo por (15 min, 30 min, 1 hora y 24 horas) donde se observó que no se formaron precipitados, lo cual nos indica que son compatibles.

4.2 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA

Como es sabido la viscosidad es afectada de una forma muy estrecha por los cambios de temperatura, para este caso en específico al tratarse de un crudo extrapesado, un ligero aumento de temperatura podría generar importantes disminuciones en la viscosidad del crudo; para esta investigación consideramos que la relación entre la viscosidad y la temperatura sigue el modelo formulado por Andrade, descrito en la ecuación 21.

Ecuación 21. Modelo de Andrade

$$\mu = \alpha e^{\beta/T}$$

μ = Viscosidad en Cp

α y β = Constantes dependientes del petróleo

T = Temperatura absoluta en °R o °K

El anterior modelo se puede describir de una forma lineal como se observa en la ecuación 22.

Ecuación 22. Modelo de Andrade lineal

$$\ln(\mu) = \ln(\alpha) + (\beta/T)$$

Para lograr una descripción más detallada de cómo reacciona el crudo base a los cambios de temperatura se resolvió describir el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura del crudo extrapesado aplicando un sistema de ecuaciones de tipo 2x2 con los parámetros ya conocidos y así modelar la ecuación de Viscosidad vs Temperatura para éste caso específico, lo anterior reconociendo que la temperatura juega un rol muy importante en el comportamiento de la viscosidad.

A partir del siguiente procedimiento se resolvió la ecuación:

1^{er} Paso: Establecimiento de las temperaturas en unidades absolutas (°R).

$$T_1 = 150 \text{ °F} + 460$$

$$T_1 = 610 \text{ °R}$$

$$T_2 = 180 \text{ °F} + 460$$

$$T_2 = 640 \text{ °R}$$

2^o Paso: Definición de viscosidad a las temperaturas calculadas en laboratorio.

$$\mu_1 @ 610^\circ\text{R} = 9279 \text{ Cp}$$

$$\mu_2 @ 640^\circ\text{R} = 2141 \text{ Cp}$$

3^{er} Paso: Ecuaciones a resolver.

Ecuación 23. μ_1 vs T_1

$$\ln(9279) = \ln(\alpha) + (\beta/610)$$

Ecuación 24. μ_2 vs T_2

$$\ln(2141) = \ln(\alpha) + (\beta/640)$$

4° Paso: Despejar las incógnitas A y B.

$$\alpha = 2.40232569 \times 10^{-10} \quad \beta = 19083.80312$$

Finalmente se ha llegado a la siguiente ecuación que describe el comportamiento de la viscosidad del crudo base en función de la temperatura según Andrade.

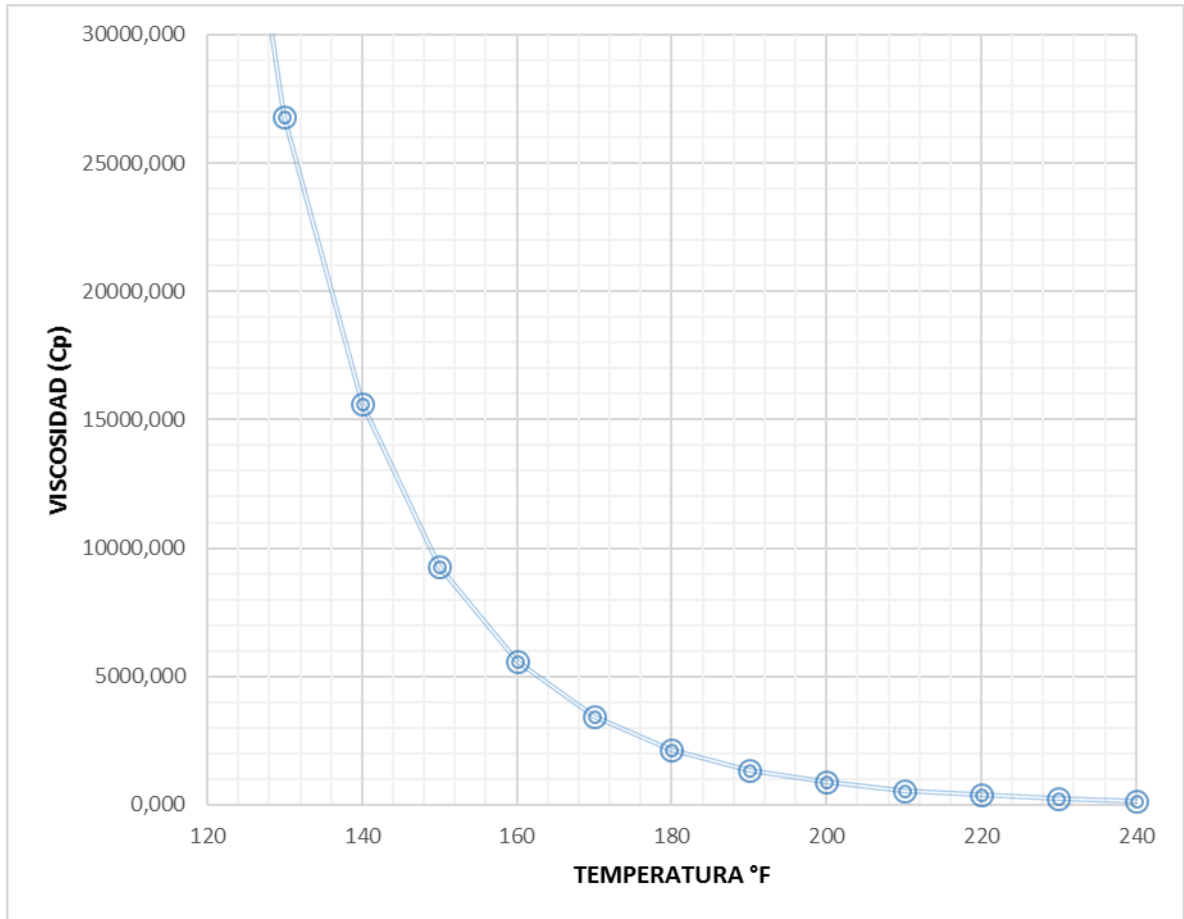
Ecuación 25. Viscosidad vs Temperatura

$$\mu = (2.40232569 \times 10^{-10}) e^{19083.80312/T}$$

A partir de la anterior ecuación se logra describir el comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura de una manera gráfica, lo que permite llevar a cabo un mejor análisis. En el gráfico 9 y 10 el eje vertical (Viscosidad) se trabaja en unidades de Centipoise (Cp) y el eje horizontal (Temperatura) en unidades de grados Fahrenheit (°F).

Como se puede observar en el gráfico 9, la viscosidad sigue un comportamiento exponencial respecto a la temperatura validando su relación con la Ley de la Potencia establecida para fluidos No Newtonianos, se debe tener en cuenta que para la gráfica 9 el rango de Viscosidad va desde 0 Cp hasta 30000 Cp y la temperatura esta entre los 120 °F y los 240 °F, ello para poder observar desde un plano más general el comportamiento de la viscosidad respecto a las variaciones de temperatura, además este plano permite notar que el crudo debajo de una temperatura de 140 °F describe viscosidades muy altas, en estas condiciones el crudo presenta graves problemas de flujo y luego de aproximadamente 220 °F las variaciones de la viscosidad respecto a los cambios de temperatura empiezan a ser insignificantes.

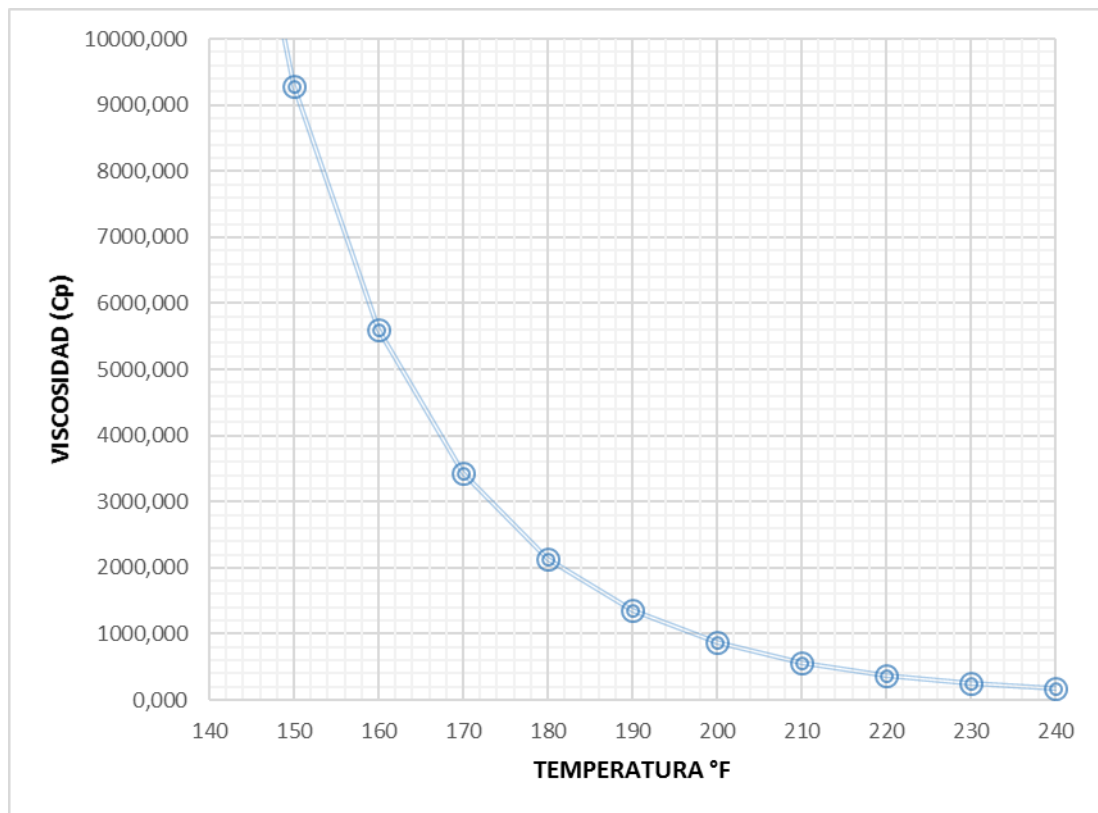
Gráfica 9. Viscosidad Vs Temperatura



En la gráfica 10 se observa el comportamiento que sigue el modelo del petróleo en un plano más detallado para los intereses de este análisis; dentro de los rangos de viscosidad observados en el gráfico y donde se tiene efectivamente el interés para el análisis se logra identificar que hasta los 220 °F es donde se obtienen los mejores efectos de la temperatura en la viscosidad respecto a los deltas evaluados, siendo los más relevantes los que se encuentran por debajo de 160 °F puesto que allí las variaciones de la viscosidad son mayores a los 2000 Cp por cada 10 °F recorridos, cuando las variaciones de temperatura se encuentran debajo los 200 °F el efecto en la viscosidad es muy notable, llegándose a dar el caso en donde una variación de 10 °F llega a generar como resultado un cambio en la viscosidad de más de 3500 Cp como se puede observar en los recorridos de

150 °F hasta los 160 °F, como ya se mencionó anteriormente y soportándonos en la representación obtenida según la ecuación modelada con los datos del crudo base no resulta optimo buscar cambios en la viscosidad a temperaturas por encima de los 220 °F, ya que allí los cambios en la viscosidad resultan bastante reducidos para lo esperado e invertido en cuanto a energía se refiere.

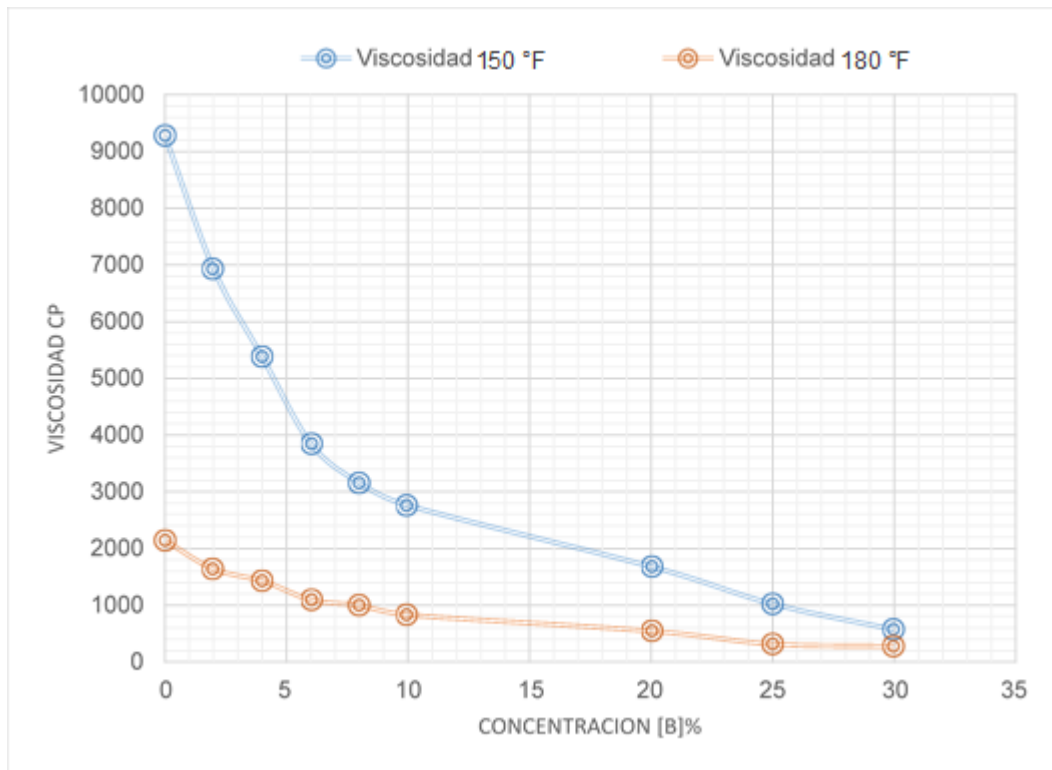
Gráfica 10. Viscosidad Vs Temperatura (Plano Extrapesado)



En la gráfica 11 se pueden observar resultados experimentales para la viscosidad durante la implementación del reductor B, allí se encuentran graficados los comportamientos del crudo extrapesado a condiciones de 150 °F y 180 °F, además de observarse que los cambios de viscosidad son más fuertes a 150 °F, se determina que esta condición es más relevante para los intereses de análisis ya que corresponde a la temperatura promedio de operación en la que se evalúa este proyecto (Líneas de flujo); a continuación se muestra en el grafico 11 el efecto que

tuvo la viscosidad del crudo al aplicar el reductor B a 150 °F y 180 °F, los comportamientos en todos los reductores evaluados siguieron una tendencia similar en el comportamiento inducido al crudo extrapesado.

Gráfica 11. Viscosidad Vs [B] (Grafico Experimental 150°F – 180°F)



4.3 EFECTO DE LOS REDUCTORES EN LA VISCOSIDAD

En el análisis del comportamiento de la viscosidad de un crudo extrapesado con la aplicación de reductores de viscosidad, se consideró relevante para un adecuado resultado de la investigación que se realice el análisis comparativo de la respuesta del comportamiento de la viscosidad del crudo con el efecto de los productos aplicados a condición de 150 °F por razones expuestas ya anteriormente; en la tabla 24 se podrán observar datos de viscosidad a esta condición (150 °F), los datos observados corresponden a los modelados con las ecuaciones obtenidas en

el capítulo 3, como es de esperarse en los modelos generados estadísticamente existe un margen de cambio para los valores que se dan a continuación pero no cambian el objeto ni la relevancia de este análisis.

Tabla 24. Datos de Viscosidad Modelada (150°F)

Reductor	Temperatura	Concentración	Viscosidad (Cp)
Base	150 °F	0%	9279
A	150 °F	2%	8955
		4%	8119
		6%	9364
		8%	9444
		10%	8173
B	150 °F	2%	6168
		4%	4603
		6%	3677
		8%	3043
		10%	2575
		20%	1338
		25%	1028
		30%	810
C	150 °F	C ₁ 1% - C ₂ 5%	1892
		C ₁ 1% - C ₂ 10%	881
		C ₁ 1% - C ₂ 15%	490
		C ₁ 1% - C ₂ 20%	299
		C ₁ 1% - C ₂ 25%	193
		C ₁ 2% - C ₂ 5%	1681
		C ₁ 2% - C ₂ 8%	1088
		C ₁ 2% - C ₂ 10%	852
		C ₁ 2% - C ₂ 15%	505
		C ₁ 3% - C ₂ 3%	1962
		C ₁ 3% - C ₂ 5%	1279

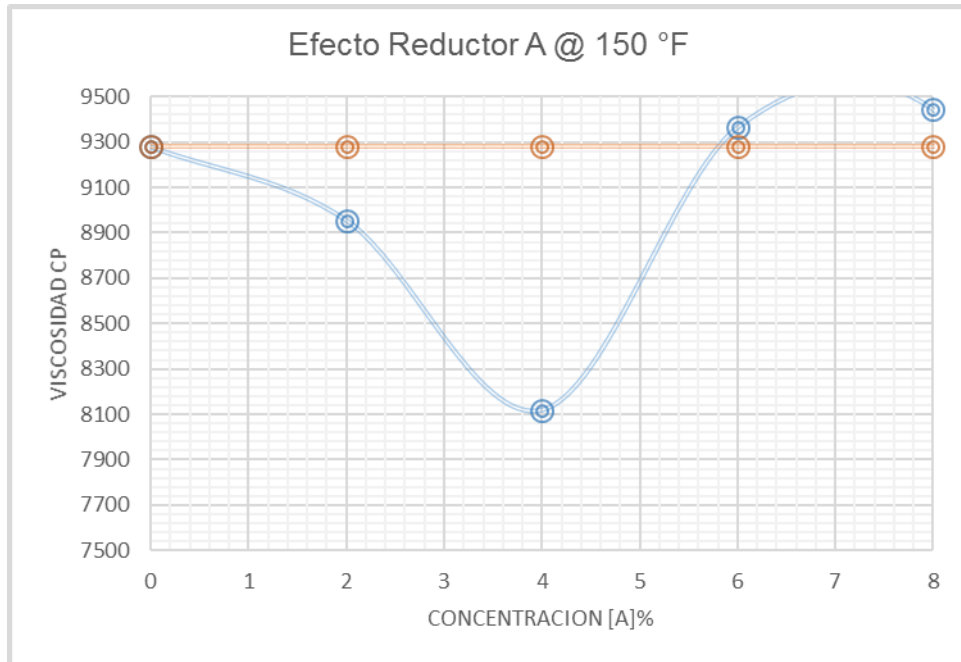
Reductor	Temperatura	Concentración	Viscosidad (Cp)
		C ₁ 3% - C ₂ 7%	903
		C ₁ 3% - C ₂ 10%	582
D	150 °F	0,1%	6761
		0,2%	6193
		0,3%	5818
		0,4%	5536
		0,5%	5309
		1%	4573
E	150 °F	2%	3254
		4%	2114
		6%	1519
		8%	1149
		10%	899

4.3.1 Reductor A y la Viscosidad

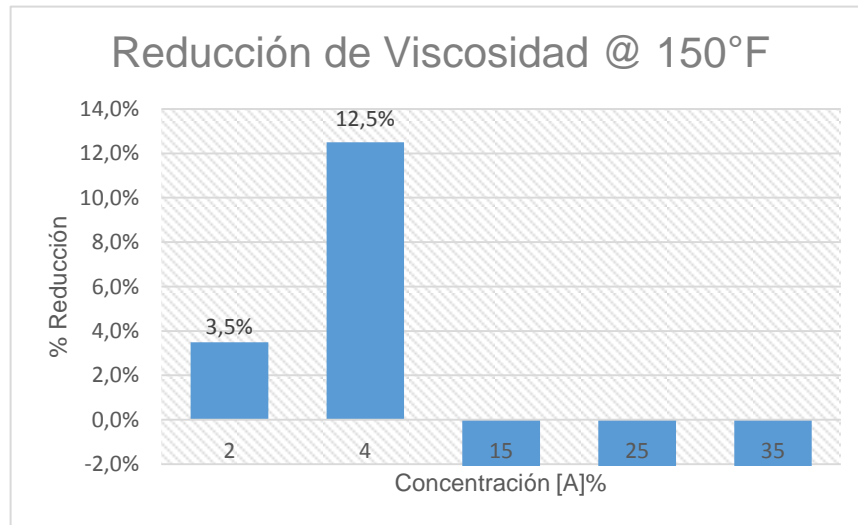
Comportamiento de la Viscosidad:

- Se observa que las disminuciones de viscosidad se localizan entre las concentraciones de 2% y 4%, por lo que este reductor debe ser aplicado dentro de este intervalo porcentual.
- A una concentración de 4% se logra alcanzar la reducción más óptima de viscosidad con un porcentaje de reducción del 12,5%, alcanzando una viscosidad de 8119 Cp para el presente caso.
- Concentraciones mayores de 4% pueden aumentar las viscosidades e incluso luego de concentraciones superiores de 6% del reductor A los porcentajes de reducción son negativos, indicando que la viscosidad supera los valores iniciales del crudo base.
- Se evidencia que el comportamiento de la viscosidad con la aplicación del reductor A es bastante irregular.

Gráfica 12. Efecto Reductor A



Gráfica 13. Porcentaje de Reducción [A] @ 150 °F



Características del Reductor A:

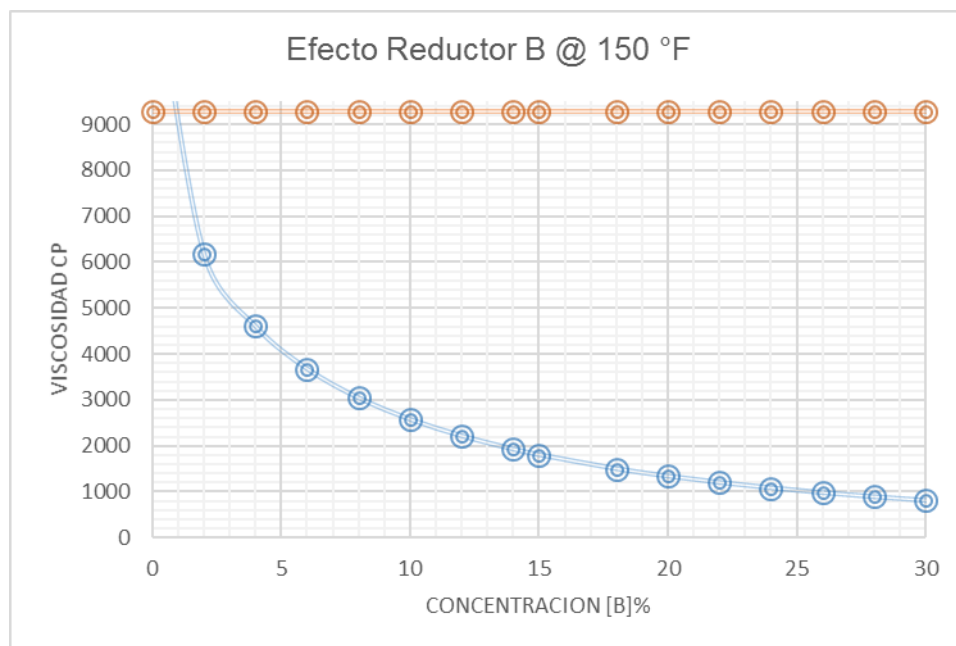
Según estudios llevados a cabo por el equipo de ingeniería BreakThrough el reductor A tiene varios aspectos que se deben tener en cuenta; su acción no

forma una emulsión química con el aceite, la solución de este reductor puede ser reciclada para lavados adicionales de sólidos y posee un tiempo de reacción rápido, es inofensivo a la salud humana, posee baja toxicidad, y su intervalo pH es 5 – 7, otro factor importante corresponde a que este tipo de reductor no debilita los materiales con los que entra en contacto, así como no tiene punto de combustión y es un producto no reactivo, definitivamente el aspecto que más puede llamar la atención de este producto es que es amigable con el ambiente al ser una enzima, por lo que su impacto ambiental puede considerarse bajo en comparación con otro tipo de reductores que se pueden encontrar en la industria.

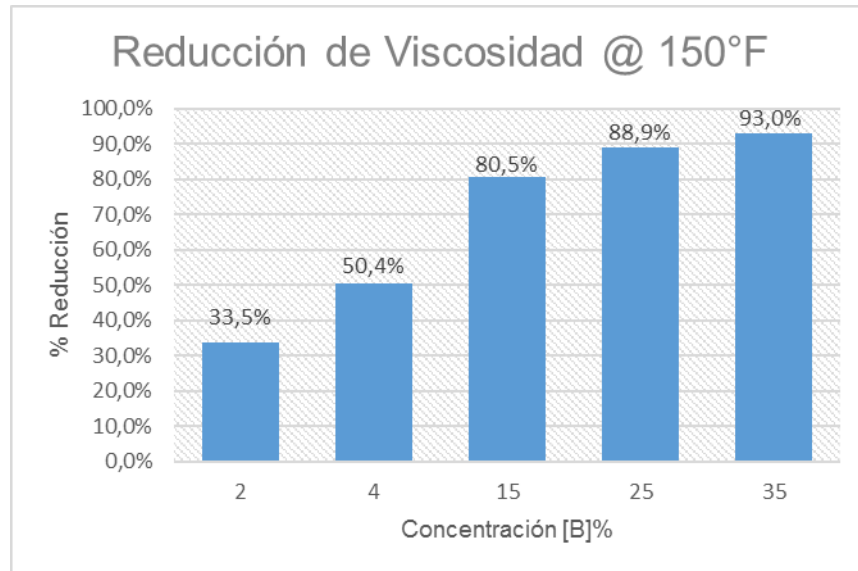
4.3.2 Reductor B y la Viscosidad

Comportamiento de la Viscosidad:

Gráfica 14. Efecto Reductor B



Gráfica 15. Porcentaje de Reducción [B] @ 150 °F



Fuente: Autores

- El comportamiento de la viscosidad posee una buena reacción inicial ante la aplicación del reductor B, puesto que con 2% de reductor B aplicado se alcanza un porcentaje de reducción de viscosidad de 33.5%, alcanzando viscosidades 6167,5 Cp.
- En un intervalo de 4% y 15% de concentración de reductor B en el crudo se observa que se pueden lograr disminuciones de viscosidad bastante significativas puesto que entre estos valores se pueden alcanzar porcentajes de reducción de viscosidad desde 50,4% hasta 80,5%.
- A partir de concentraciones aproximadamente de 25% de reductor B no se generan porcentajes de disminución de viscosidad sobresalientes respecto a las concentraciones anteriormente evaluadas, puesto que el comportamiento de viscosidad se estabiliza y no varía significativamente.

Características del Reductor B:

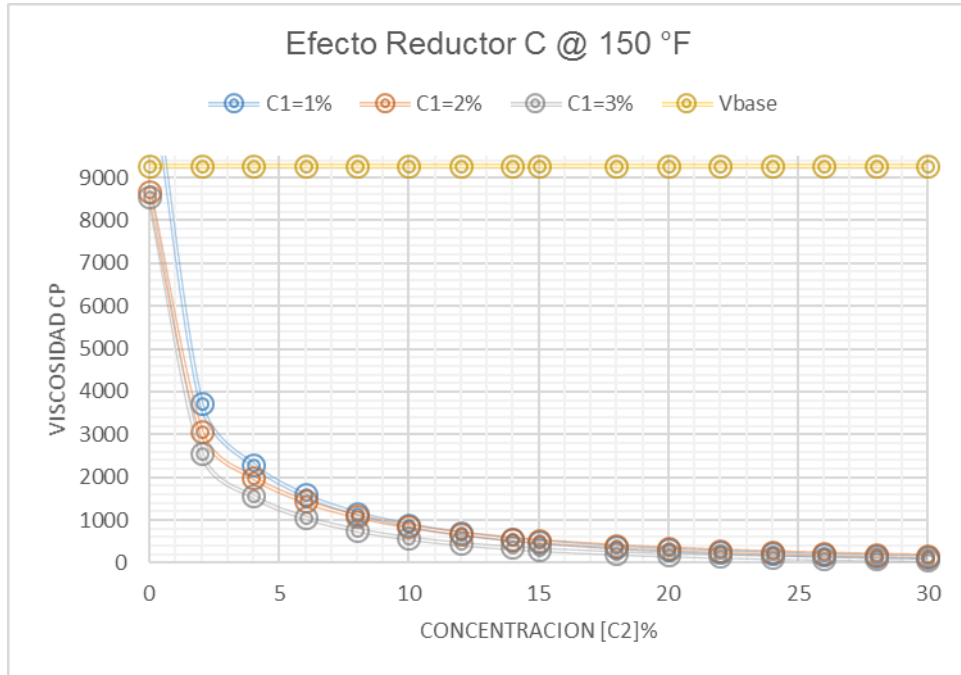
El principal distintivo del Reductor B es que es un derivado del petróleo más liviano, se podría decir que posee todos los requerimientos como reductor de viscosidad y no posee efectos post-tratamiento, sin embargo se tiene tener en cuenta que este reductor puede presentar efectos como encogimiento de mezcla al ser un derivado del petróleo más liviano, además se debe ser cuidadoso en su manipulación ya que es lógicamente inflamable y puede presentar problemas en caso de entrar en contacto con piel u ojos; este reductor está presente en la optimización denominada reductor C.

4.3.3 Reductor C y la Viscosidad

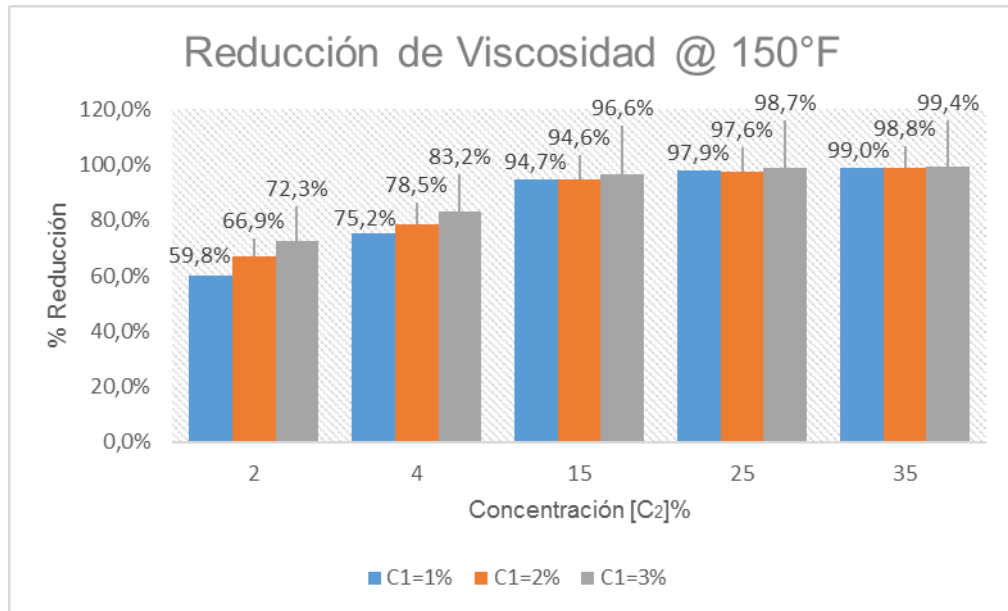
Comportamiento de la Viscosidad:

- La reacción inicial de la optimización C es muy buena, como se puede observar para las tres optimizaciones a un 2% del reductor C_2 ya se está por encima de 59,8% en porcentajes de reducción, lo cual me indica que a esta concentración inicial no encontraremos viscosidades mayores a 3728,5 Cp.
- El margen de diferencia de efecto de la optimización $C_1=1\% - C_2$, $C_1=2\% - C_2$ y $C_1=3\% - C_2$ no supera el 15% en porcentaje de reducción de viscosidad, sin embargo este margen se va haciendo cada vez menor conforme se aumenta la concentración del producto C_2 , cuando el reductor C_2 supera el 25% en concentración, la diferencia del efecto en la viscosidad es casi insignificante.
- Cuando las viscosidades disminuyen más allá de aproximadamente 500 Cp con concentraciones cercanas a $C_1=1\% - C_2=15\%$, $C_1=2\% - C_2=15\%$ y $C_1=3\% - C_2=15\%$, las variaciones de viscosidad son muy pequeñas en relación con la cantidad de reductor que debe ser aplicado.

Gráfica 16. Efecto Reductor C



Gráfica 17. Porcentaje de Reducción [C] @ 150 °F



Características del Reductor C₁ – C₂:

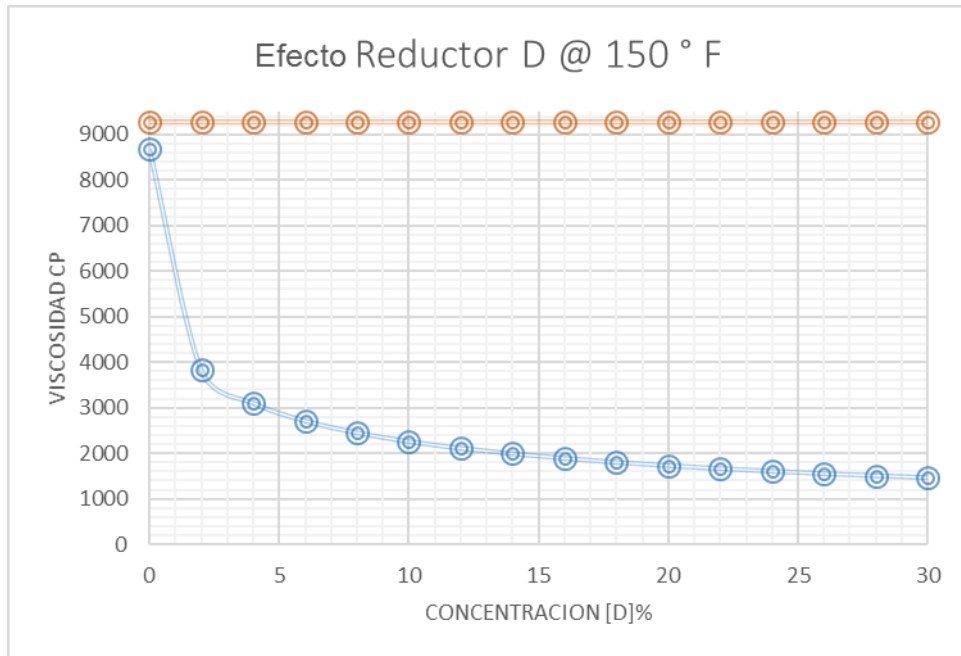
Tal como se mencionó anteriormente el reductor C corresponde a una optimización entre dos reductores, dentro de esta combinación de reductores interviene el reductor C₁, el cual corresponde a un reductor de base de aceite mineral con componentes orgánicos y el reductor C₂, que es un derivado del petróleo más liviano el cual actúa como diluyente, el objetivo de esta optimización es disminuir los costos de reducir la viscosidad del crudo buscando que sea menos necesaria la implementación del componente C₂ el cual aumenta en mayor medida el costo del tratamiento.

4.3.4 Reductor D y la Viscosidad

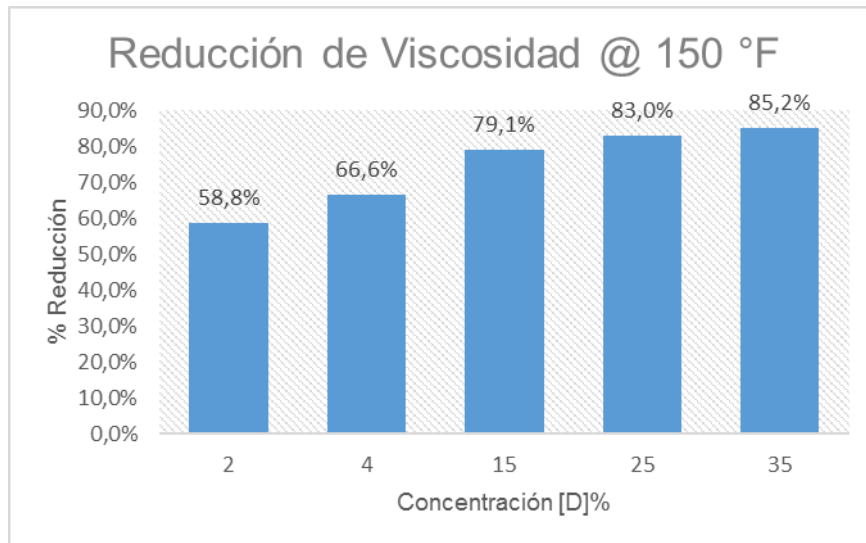
Comportamiento de la Viscosidad

- El mejor efecto del reductor D se da a bajas concentraciones, a 2% de concentración del reductor D se logra obtener una reducción de 58,8% de la viscosidad, llegando a un valor aproximado de 3823 Cp para el presente caso.
- Cuando las concentraciones de reductor D son mayores a 4% el comportamiento de la viscosidad se estabiliza y las variaciones en reducción de viscosidad son cada vez más bajas, cuando la concentración supera el 25% con un porcentaje de reducción de 83% las variaciones de viscosidad son bastante bajas teniendo en cuenta la cantidad de reductor que debe ser aplicado y su alto costo.

Gráfica 18. Efecto Reductor D



Gráfica 19. Porcentaje de Reducción [D] @ 150 °F



Características del Reductor D:

Este reductor de viscosidad no posee carga iónica, una gran ventaja es que no se pierde con el agua de formación, no tiene efectos secundarios como

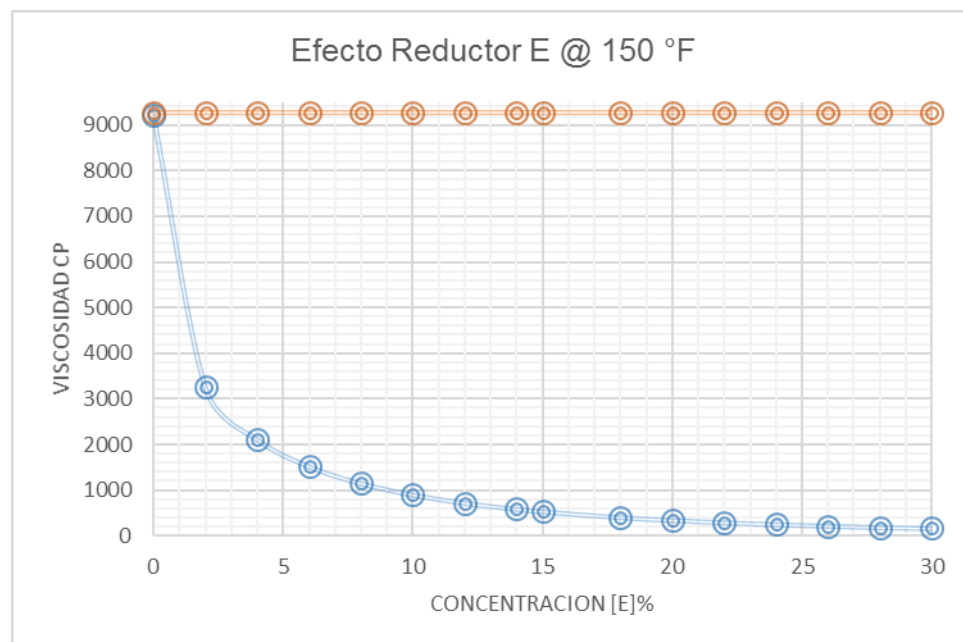
taponamientos, depósitos orgánicos o inorgánicos, no es corrosivo y no interfiere con procesos de refinación de crudos; por otro lado se debe ser cuidadoso en su manipulación ya que es un material inflamable y debe ser manejado como un solvente, además se debe evitar su contacto con la piel y los ojos; es recomendable para crudos pesados y extrapesados

4.3.5 Reductor E y la Viscosidad

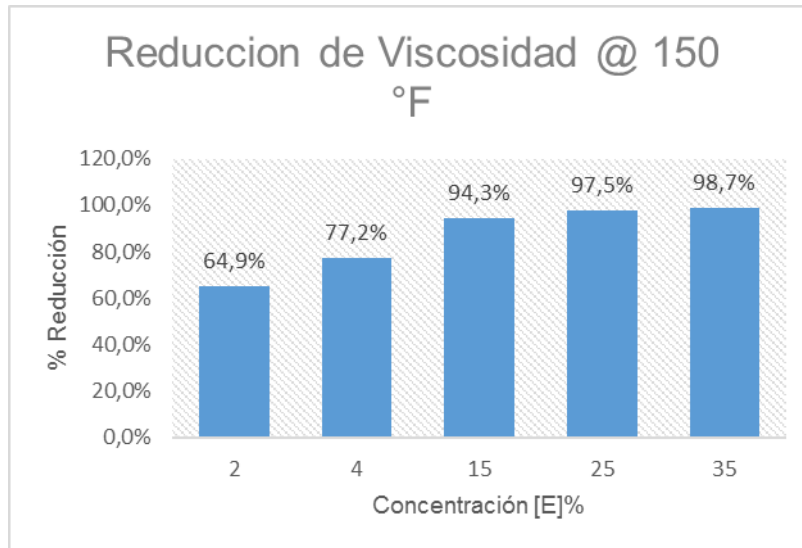
Comportamiento de la Viscosidad:

- La reacción del comportamiento de la viscosidad a bajas concentraciones del reductor E es la mejor detrás de la optimización C, el reductor E a una concentración de 2% logra un porcentaje de reducción de 64,9%, lo que equivale a una disminución aproximada de 6025 Cp a 150 °F.

Gráfica 20. Efecto Reductor E



Gráfica 21. Porcentaje de Reducción [E] @ 150 °F



- En un intervalo de 4% y 15% de concentración de reductor E en el crudo, se observa que se pueden lograr disminuciones de viscosidad bastante relevantes puesto que entre estos valores se pueden alcanzar porcentajes de reducción de viscosidad que van desde 77,2% hasta 94,3%.
- Cuando se supera en la aplicación del reductor la concentración de 15% las variaciones en las viscosidades son bastante pequeñas, menores al 1% por lo que se recomienda para estos casos evaluar a fondo la conveniencia de la inversión en el reductor aplicado contrastado con los beneficios que pueden ser obtenidos.

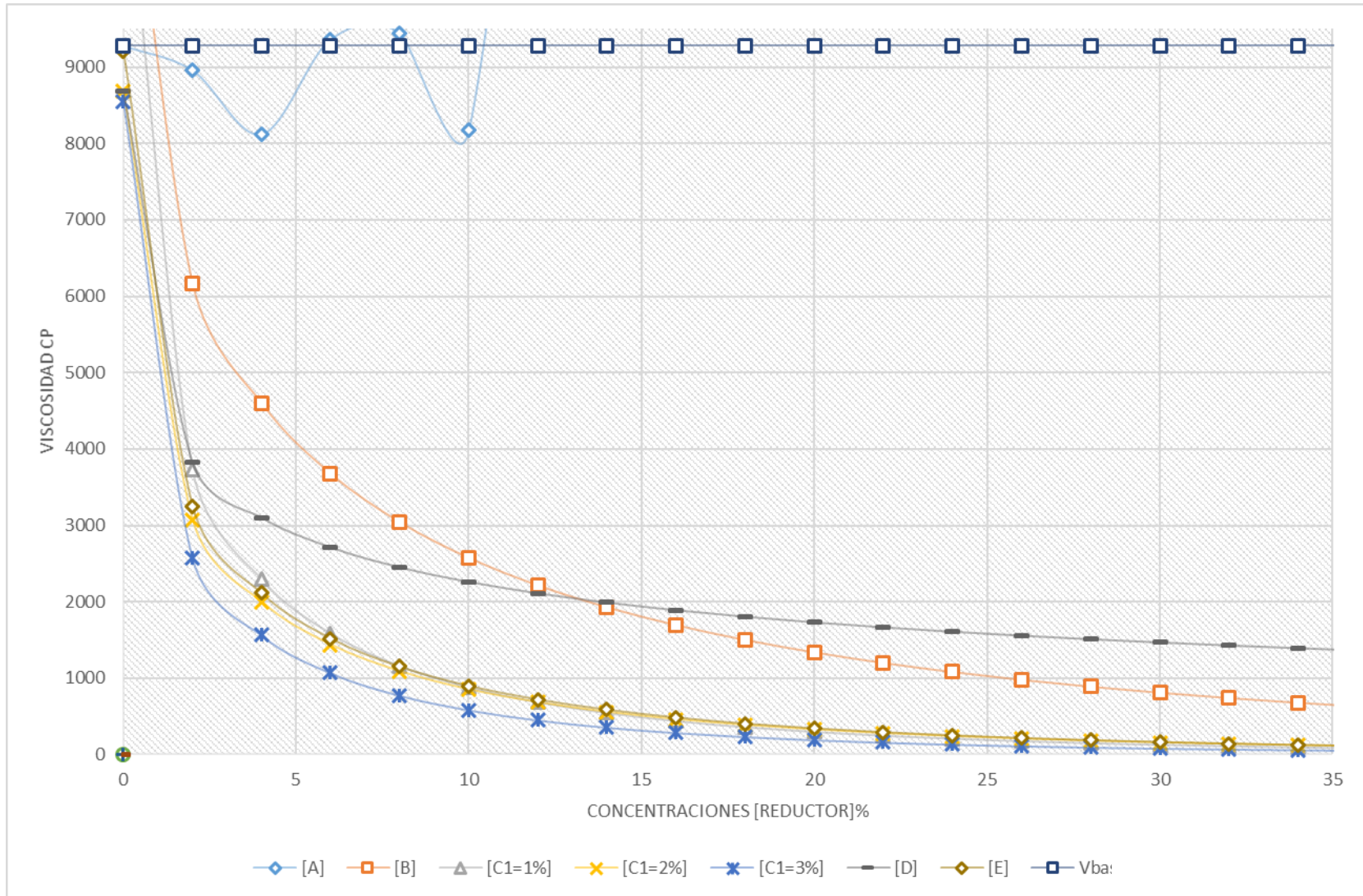
Características del Reductor E:

El reductor E es bastante llamativo ya que es compatible con cualquier tipo de crudo al tener una base de aceite mineral con componentes orgánicos tenso activos que ayudan a dispersar las moléculas de mayor tamaño, tales como parafinas y asfáltenos, además de ser un buen reductor de viscosidad posee un bajo costo en la industria comparativamente con otros reductores y diluyentes, otra

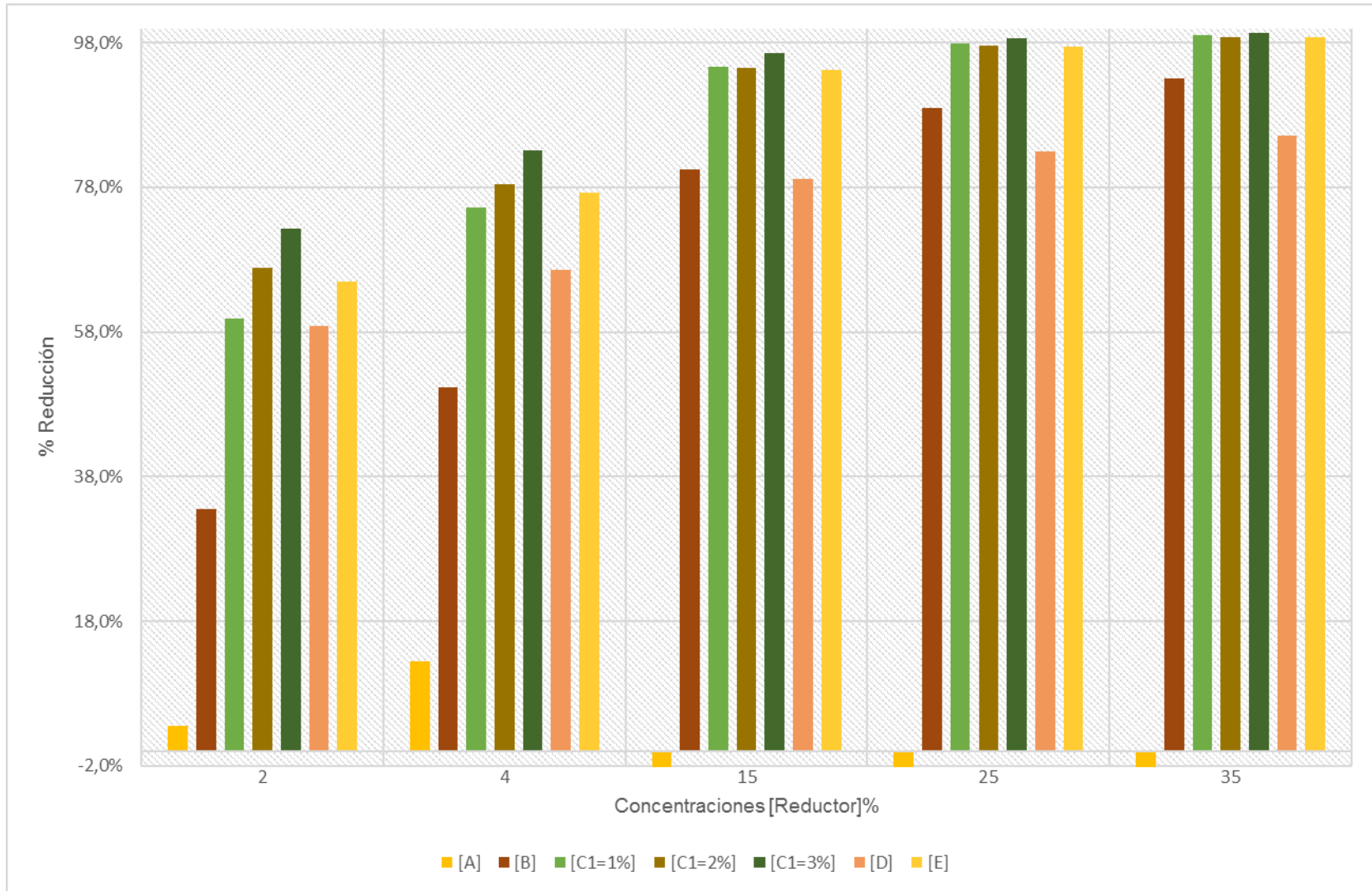
importante característica de este reductor es que es posible combinar en su aplicación este reductor con diluyente para obtener resultados más óptimos; este reductor está presente en la optimización denominada reductor C.

4.3.6 Resultados Comparativos de los Reductores A continuación se puede observar de un modo más visual y a partir del análisis dado anteriormente, el comportamiento comparativo de la viscosidad con la aplicación de distintos reductores de viscosidad, así mismo en el gráfico 23 se presenta un paralelo de sus respectivos porcentajes de reducción; aspectos que ya se profundizaron anteriormente para cada reductor.

Gráfica 22. Efecto comparativo de Reductores @ 150 °F



Gráfica 23. Porcentaje de Reducción @ 150 °F



5. EVALUACION TECNICO ECONOMICA

Un análisis económico en un proyecto de ingeniería es de vital importancia ya que abre el camino a una aplicación a gran escala a través de evaluaciones financieras donde al menos se determina la viabilidad o no de un proceso de ingeniería.

Para este caso en específico se tomarán los costos que se deben invertir en cada reductor usado y se compararán entre sí en tres distintas concentraciones que se han considerado relevantes para el estudio, así mismo se evaluará el beneficio obtenido durante la aplicación de estos aditivos traducido en la reducción de la viscosidad del crudo extrapesado, de este modo gracias a un análisis detallado y comparativo podremos recomendar la mejor opción para llevar a cabo este proceso en crudos extrapesados dentro de los reductores evaluados; ya que en este proyecto no se posee un seguimiento a un determinado tiempo para su posible evaluación, no se evaluarán indicadores económicos tales como valor presente neto o tasa interna de retorno.

5.1 EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA

Basándose en el análisis gráfico del comportamiento de la viscosidad con la aplicación de reductores se ha considerado que existen 3 puntos de gran trascendencia; el primer punto corresponde a la etapa inicial de los cambios de viscosidad, es decir, la reacción temprana de la viscosidad del crudo extrapesado, el segundo punto denominado como una etapa intermedia en la que se puede identificar una zona de tránsito del comportamiento de la viscosidad experimentado durante la aplicación de la gran mayoría de reductores y el tercer punto corresponde a una etapa final donde se observa cómo se estabiliza el

comportamiento de la viscosidad; es por esto que las concentraciones que se han elegido para llevar a cabo el análisis económico son 4%, 8% y 15%, además el análisis económico se realizara con una base de cálculo de 1 barril de crudo equivalente a 42 galones de petróleo.

5.1.1. Costos de Reductor En la tabla 25 se puede observar el costo de los reductores que fueron implementados durante este estudio.

Tabla 25. Costos de Reductores

REDUCTOR	COSTO \$ / Galón
Reductor A	15000
Reductor B	8000
Reductor C ₁	25000
Reductor C ₂	8000
Reductor D	35000
Reductor E	25000

En la tabla 26 se observa el costo de tratamiento de un barril de crudo o costo por cada 42 galones de petróleo a las concentraciones evaluadas para cada reductor.

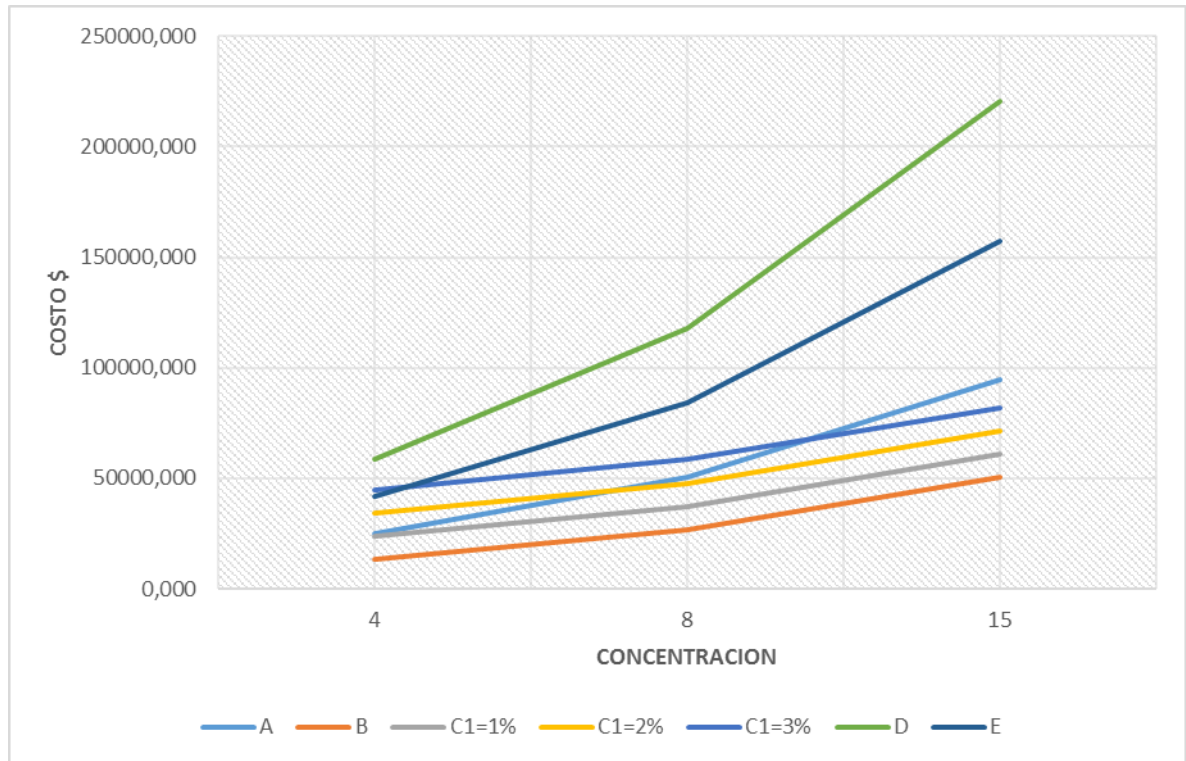
A partir del costo requerido por cada reductor para el tratamiento, a las concentraciones evaluadas se genera el gráfico 24, donde se puede observar de una manera más sencilla el Costo vs Concentración de cada reductor, lo que permite realizar fácilmente una comparación en cuanto al costo de los aditivos evaluados, facilitando así la toma de decisiones.

Tabla 26. Costos por Barril de Crudo

Producto	Concentraciones		Galón Red / bbl	Costo \$ / bbl
Reductor A	4%		1,68	25200,00
	8%		3,36	50400,00
	15%		6,30	94500,00
Reductor B	4%		1,68	13440,00
	8%		3,36	26880,00
	15%		6,30	50400,00
Reductor C	C ₁ = 1%	C ₂ = 4%	2,10	23940,00
	C ₁ = 1%	C ₂ = 8%	3,78	37380,00
	C ₁ = 1%	C ₂ = 15%	6,72	60900,00
	C ₁ = 2%	C ₂ = 4%	2,52	34440,00
	C ₁ = 2%	C ₂ = 8%	4,20	47880,00
	C ₁ = 2%	C ₂ = 15%	7,14	71400,00
	C ₁ = 3%	C ₂ = 4%	2,94	44940,00
	C ₁ = 3%	C ₂ = 8%	4,62	58380,00
	C ₁ = 3%	C ₂ = 15%	7,56	81900,00
Reductor D	4%		1,68	58800,00
	8%		3,36	117600,00
	15%		6,30	220500,00
Reductor E	4%		1,68	42000,00
	8%		3,36	84000,00
	15%		6,30	157500,00

A partir del costo requerido por cada reductor para el tratamiento, a las concentraciones evaluadas se genera el gráfico 24, donde se puede observar de una manera más sencilla el Costo vs Concentración de cada reductor, lo que permite realizar fácilmente una comparación en cuanto al costo de los aditivos evaluados, facilitando así la toma de decisiones.

Gráfica 24. Costo vs Concentración



5.1.2 Costo / Reducción de Viscosidad Mediante este análisis de costo / Reducción de Viscosidad se puede observar de una manera más detallada que tan conveniente puede ser la implementación de un reductor u otro desde un punto de vista económico al contrastar la cantidad de dinero que se debe invertir en cada producto con el objetivo de reducir la viscosidad de un crudo extrapesado; gracias a este análisis se pueden esclarecer las dudas acerca de la implementación de un proyecto y con las herramientas que brinda esta información lograr tomar la decisión más acertada para todos, desglosando entre otras palabras la información económica y los beneficios técnicos a la mínima parte.

Tabla 27. Costo / Reducción μ

Producto	Concentración		Costo \$	Reducción μ	Costo / Reducción μ
Reductor A	4%		25200,00	1159,67	21,73
	8%		50400,00	-165,10	-305,28
	15%		94500,00	-120463,97	-0,78
Reductor B	4%		13440,00	4676,43	2,87
	8%		26880,00	6236,46	4,31
	15%		50400,00	7473,59	6,74
Reductor C	C ₁ = 1%	C ₂ = 4%	23940,00	6979,83	3,43
	C ₁ = 1%	C ₂ = 8%	37380,00	8118,54	4,60
	C ₁ = 1%	C ₂ = 15%	60900,00	8788,98	6,93
	C ₁ = 2%	C ₂ = 4%	34440,00	7279,60	4,73
	C ₁ = 2%	C ₂ = 8%	47880,00	8190,86	5,85
	C ₁ = 2%	C ₂ = 15%	71400,00	8773,72	8,14
	C ₁ = 3%	C ₂ = 4%	44940,00	7716,19	5,82
	C ₁ = 3%	C ₂ = 8%	58380,00	8505,75	6,86
Reductor D	4%		58800,00	6175,50	9,52
	8%		117600,00	6827,89	17,22
	15%		220500,00	7341,45	30,03
Reductor E	4%		42000,00	7164,77	5,86
	8%		84000,00	8129,91	10,33
	15%		157500,00	8746,32	18,01

Según los anteriores datos:

- El reductor A presenta un costo elevado sabiendo que no brinda muy buenas reducciones en la viscosidad y además genera un comportamiento inestable en la viscosidad del crudo, usando este reductor A en concentraciones de 4% me costaría \$25200 un barril de crudo tratado y obtendría reducciones no mayores al 12,5%.
- El reductor B corresponde al de más bajo costo, además de ello, este reductor genera un comportamiento en la viscosidad fácil de predecir lo cual lo convierte

en una buena opción, sin embargo en concentraciones pequeñas no presenta beneficios tan fructíferos en la reducción de viscosidad comparativamente con el reductor C principalmente; el reductor B se debe tener en cuenta mejor como parte de una optimización de reductores puesto que sus beneficios técnicos son más evidentes y requiere baja inversión.

- La optimización C equivale a una buena opción tanto económica como técnica ya que posee un costo de aplicación bajo y excelentes porcentajes de reducción de viscosidad desde una etapa temprana, claro ejemplo esta que en su aplicación para las tres optimizaciones con el producto $C_2=2\%$ se obtienen porcentajes de reducción mayores al 58,5%, aspecto que le brinda gran ventaja técnica sobre el reductor B.
- Ciertamente el reductor D corresponde a la alternativa más costosa y además con una pendiente de crecimiento de Costo vs Concentración indudablemente superior a los otros reductores como se evidencia en el grafico 24, el reductor D debe ser aplicado a bajas concentraciones donde su porcentaje de reducción es alto.
- El reductor E, aunque no corresponde a la opción más costosa, si posee un gran valor monetario en su aplicación, pero a pesar de ello se debe tener en cuenta que sus beneficios técnicos son muy favorables para el comportamiento de la viscosidad de un crudo extrapesado al tener altos porcentajes de disminución de viscosidad con bajas concentraciones; este reductor debe ser considerado mejor como un optimizador de diluyente puesto que demostró tener un excelente comportamiento con resultados considerablemente buenos requiriendo baja inversión.

6. CONCLUSIONES

- Se determina que el reductor C corresponde a una excelente opción para aplicar en un crudo extrapesado, esta combinación de productos genera resultados tempranos en la reducción de la viscosidad; para las tres optimizaciones con concentraciones de reductor $C_2=2\%$ se obtienen valores de viscosidad no mayores a 3728,5 Cp, evidenciando una reducción inicial de la viscosidad superior al 59,8%, también se alcanza a concentraciones mayores de los aditivos porcentajes de reducción superiores a 90%, lo cual significa que esta optimización puede disminuir en más de 8000 Cp la viscosidad en un crudo extrapesado a 150 °F, no es recomendable usar los reductores B y E de una forma individual siempre y cuando se pueda aplicar la optimización C.
- La aplicación del reductor D se puede aprovechar de una mejor manera cuando se da en concentraciones menores al 15% puesto que a partir de este punto los porcentajes de reducción de viscosidad no varían entre cada unidad de concentración más del 1%, mientras que a concentraciones bajas el resultado de reducción de viscosidad es bastante significativo; en concentración de reductor al 2% se llega a reducir aproximadamente 5456 Cp, lo que equivale a un 58.8% de disminución de viscosidad.
- El reductor A no es recomendable para la aplicación en crudos extrapesados ya que el comportamiento generado en el petróleo es bastante irregular, además sus efectos de reducción son bajos; el mayor porcentaje de reducción de viscosidad corresponde a 12,5%, es decir, disminuyo la viscosidad de 9279 Cp a 8119 Cp, un valor pequeño respecto a los resultados observados con las otras alternativas evaluadas, así mismo genera aumento en el valor de la viscosidad a concentraciones mayores del 8%.

- Se concluye que es posible modelar mediante ecuaciones matemáticas el comportamiento de la viscosidad de un crudo extrapesado con la aplicación de reductores de viscosidad con un R-cuadrado estadístico superior al 90% e indicar que existe una relación significativa entre la viscosidad y los reductores aplicados con un nivel de confianza mayor al 95%.

7. RECOMENDACIONES

- Realizar pruebas de viscosidad con reductores a al menos 3 temperaturas distintas y con los datos suficientes para que se obtenga un modelo matemático multivariable que prediga el comportamiento de la viscosidad a la temperatura deseada además de una concentración en específico, esto permitirá realizar un análisis más amplio.
- Debido a que la optimización demostró ser una excelente opción de aplicación, se recomienda profundizar aún más en estos estudios, conjuntamente probar con otros aditivos, como el reductor D, que se podría optimizar con productos derivados del petróleo más livianos, de este modo obtener un mayor beneficio de sus aportes en reducción de viscosidad y así mismo se disminuyan los costos de inversión.

BIBLIOGRAFIA

AHMED, Tarek. Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. Houston: Gulf Publishing Company. 2007.

ALBOUDWAREJ, Hussein. Highlighting Heavy Oil. Oilfield Review. 2006.

BORDENAVE, M.L., Applied Petroleum Geochemistry. Editions Technip, 27 Rué Ginoux 75015 Paris. 1993.

CURTIS, Carl; KOPPER, Robert. Yacimientos de Petroleo Pesado. Oilfield Review. 2002/2003.

DING BING. Syntesis and Evaluation of a macromolecular viscosity reducer for Venezuela Heavy Oil. SPE-176402-MS. 2015.

EDGARDO- SUAREZ, J; DOMINGUEZ. Rheological coefficient Study of an extra heavy crude oildosage with a viscosity bioreducer. Mexican Institute of Complex System. Tamaulipas. Mexico. 2015.

ESCOBAR, Freddy H. Ph D. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera Edición.

GUARIN ARENAS, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extrapesados con movilidad. Caso formación San Fernando. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2011.

IAN M. Head; D. Martin Jones & Steve R; LARTER. Biological activity in the deep subsurface and the origin of heavy oil. Universidad de Newcastle Upon Tyne. Nature Publishing Group. Vol 426. 2003.

LEON P, John Alexander. Determinación de las variables que influyen en un proceso de inyección de diluyente en formación para el incremento de la productividad de pozos de crudo extrapesado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2014.

NORMA ASTM D 96-88

NORMA ASTM D-287

OÑATE, J; RODRIGUEZ, R. Evaluación de las alternativas de transporte de crudo pesado por tuberías: Caso aplicado al Campo Rubiales. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2012.

PEREZ, Rafael. Análisis Técnico Económico de la Implementación de un Reductor de Viscosidad para el Mejoramiento de la Producción en varios Campos de Crudo Pesado en Colombia. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2011