



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Aseguramiento de flujo por
presencia de emulsiones en
instalaciones de producción costa
afuera de gas húmedo amargo**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Jesús Iván Martín Reyes

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Oswaldo David López Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020.

Agradecimientos

A Dios por darme las mejores oportunidades en mi vida al conocer personas maravillosas, tener gratas experiencias, pero sobretodo el permitirme conocer, entender y llegar más lejos.

A mi madre, quién me apoyó en las decisiones más difíciles de mi vida y siempre estuvo ahí cuando más la necesitaba, fuiste quien impulsó y apoyó cada proyecto por muy pequeño que fuera en cada parte de mi vida, te agradezco todas las enseñanzas, el amor y el cariño brindados, pero especialmente, las risas y los momentos de aprendizaje.

A mi padre, por tu esfuerzo y dedicación, por todos aquellos consejos y estímulos a lo largo de este tiempo. Te agradezco la disciplina y los valores que me ayudaste a fomentar en mi día a día. Eres y serás mi mayor inspiración.

A mi hermana Nayeli quien me apoyó en cada decisión difícil cuando el trayecto era duro, te agradezco los consejos y las pláticas hasta altas horas de la noche.

A Manuel Medina por tus elocuencias, consejos y por siempre estar en cada momento, bueno o malo, eres y serás siempre un hermano para mí.

A M. García; no me alcanzarían las palabras para describir lo agradecido y honrado que me siento al formar parte de tu vida y aún más, el combatir juntos ante las adversidades. Un hogar no se define por un lugar o acequío, sino por las personas que lo conforman.

A Laicka, por las risas, el cariño y las noches que pasaste en vela alentándome a seguir despierto.

A José Medina, a quien considero mi hermano mayor, te agradezco el haberme mostrado el camino durante cada etapa de mi vida, pero especialmente el enseñarme el valor de la familia.

A Gloria Reyes por su cariño, comprensión y afecto a lo largo de cada etapa, te agradezco los buenos deseos y las enseñanzas sobre la calidad y el tacto que debe tener uno como persona ante cada situación que se nos presenta. Gracias por las risas y los consejos.

A Martha Reyes, quien ha sido y será una segunda madre; por tu atención y afecto, pero sobretodo, por el amor que me has brindado cada día.

A Gustavo Morán, mi camarada, quien me apoyó durante gran parte de mi trayecto profesional, te agradezco la amistad y los consejos que me has dado a lo largo de este período. Eres y serás parte de mi familia.

A David Mendoza, quien ha sido un gran amigo y hermano, pero sobretodo, te agradezco por el apoyo y las enseñanzas que me has otorgado desde el momento en que te conocí, gracias a ti fue posible parte de la culminación de este proyecto.

A mi gran amiga Areli Melo, por compartir tus experiencias, tu apoyo, aquellos días de risa, pero sobretodo, por enseñarme que siempre podemos dar más de nosotros enfrentando al tiempo con una sonrisa.

Al ingeniero Oswaldo López por su apoyo, enseñanzas, dedicación y esfuerzo. Por dejarme ver con sus ojos los puntos de vista técnicos y económicos, pero especialmente, la calidad humana que debe tener un profesionalista día a día. Le agradezco el tiempo y el espacio dedicado a cada duda que surgió conforme el proyecto fue evolucionando, gracias por su amistad y por brindarme la oportunidad de entrar al mundo laboral.

Al ingeniero Erick Gallardo, por su gran amistad, los consejos y las pláticas emotivas. Le agradezco los conocimientos que impartió durante su carrera y sobretodo, el enseñarme que las soluciones simples y objetivas usualmente son las mejores.

Al Dr. Carlos Cañas, por ser un gran mentor durante mi estancia en la Facultad, por sus consejos de vida, pero especialmente, por su amistad y apoyo.

Al Dr. Simón López por su apoyo y dedicación. Por su amistad y grandes enseñanzas. Sin él, no hubiera sido posible concretar, evaluar y crear gran parte del proyecto.

Al Dr. Iván Sarabia, por el tiempo dedicado a reforzar los conocimientos y resultados del presente proyecto.

A Fundación Chapopote y el equipo de CBM exploración - producción por su apoyo, dedicación y palabras de aliento; pero sobretodo, por la experiencia que me brindaron profesionalmente. Los resultados de este proyecto lo conforman la confianza y dedicación que pusieron en mí.

Al equipo de exploración y yacimientos de ENI México, por brindarme su amistad, apoyo, dedicación y esfuerzo.

A Pablo Gentil y Caterina Cappannelli por su confianza, apoyo, amistad y conocimientos.

Al proyecto SENER-CONACYT No. 185183 por el equipo proporcionado para el desarrollo de esta tesis experimental.

A la Unidad de Servicios para la Industria Petrolera (USIP) y a todo el equipo, por brindarme las herramientas necesarias para el desarrollo de este trabajo.

A Luis Antonio Cervantes, por ser un gran amigo y un gran consejero a lo largo del desarrollo de este proyecto.

A mis amigos de la Facultad de Ingeniería, Leonel Molina, Rodrigo Salazar, Antonio Ayala, Omar Arana, Rubén Figueroa, Trinidad Nieto, Rafael Santamaría, Ángel del Valle, Eduardo Dorantes, Daniel Marure, Álvaro Miranda, Axl Ramírez, Valeria Mendoza, Rafael Centeno, Alexis Morales, Rodrigo Díaz, Gabriela Méndez, Rodrigo Santiago, Edibaldo Ramírez, Eduardo Maldonado, David Arguijo, Leslie Aguilar, Karla Jessica y Víctor Vargas.

A mis amigos de Facultad de Química, Carlos Martínez, Mónica Sevilla y Yunue Cejudo.

A todos ustedes, les dedico este logro de tantos y les agradezco el haber llegado hasta este punto de mi vida.

"Espera lo mejor. Prepárate para lo peor. Saca provecho de lo que viene"

- Zig Ziglar -

Índice

Índice de Figuras	VI
Índice de Tablas	X
Resumen	1
Abstract	2
Capítulo 1 Introducción	3
1.1 Alcance del proyecto	3
1.1.1 Objetivo general.....	3
1.1.2 Objetivos específicos	3
1.2 Panorama actual en México	3
1.3 Justificación del proyecto	5
1.4 Aseguramiento de flujo.....	6
Capítulo 2 Marco teórico.....	8
2.1 Diseño y optimización de un mejorador de flujo.....	13
2.2 Inhibidores poliméricos y desemulsificantes utilizados para la creación de mejoradores de flujo y/o reductores de viscosidad	19
2.3 Creación de mejoradores de flujo mediante mezcla de surfactantes y adición de inhibidores.....	22
2.3.1 Metodología para cálculo de HLB	27
Capítulo 3 Problemática y solución a un modelo químicamente representativo	31
3.1 Descripción del problema	31
3.2 Diseño de un producto químico como propuesta de solución	36
3.3 Metodología de caracterización experimental.....	39
3.3.1 Equipos de medición.....	39
3.3.2 Procedimiento experimental.....	40
Capítulo 4 Resultados.....	42

4.1 Comportamiento reológico	42
4.2 Estudio de viscosimetría en función de la concentración	47
4.3 Comparativa entre mejoradores de flujo	52
4.4 Estimación costo-beneficio por uso del agente químico diseñado (SOIL).....	60
Conclusiones	64
Recomendaciones	66
Bibliografía.....	67
Apéndice A	72
A. Factores que afectan el aseguramiento de flujo en plataformas costa fuera	72
A.1 Sales.....	74
A.2 Espumas.....	76
A.3 Arenas	78
A.4 Parafinas.....	79
A.5 Asfaltenos	80
A.6 Hidratos de metano.....	81
A.7 Corrosión	82
A.8 Emulsiones	82
Apéndice B	85
B. Soluciones a la problemática del aseguramiento de flujo	85
Apéndice C	89
C. Reología	89
C.1 Comportamiento de la viscosidad	89
C.1.1 Comportamiento pseudo-plástico	90
C.1.2 Comportamiento tixotrópico.....	92

Índice de Figuras

Figura 1.1	Declinación de la producción en México por tipo de aceite explotado de enero de 1999 a enero de 2019. PEMEX, (enero 2019).	4
Figura 2.1	Esquema de problemática del campo Angostura (Antuñano, 2012).	9
Figura 2.2	Metodología para la selección óptima del agente químico mejorador de flujo (Antuñano, 2012).	10
Figura 2.3	Comportamiento de viscosidad al 1% y 5% de mejoradores de flujo seleccionados (Antuñano, 2012).	11
Figura 2.4	Evaluación comparativa de los mejoradores de flujo (Antuñano, 2012).	12
Figura 2.5	Clasificación de surfactantes a partir de la estructura molecular.	14
Figura 2.6	Ejemplos de surfactantes a nivel molecular.	18
Figura 2.7	Gráfica de viscosidad [cP] vs concentración [ppm], para los tres tipos de surfactantes, catiónico, aniónico y no-iónico, empleados en los experimentos (Ponce, et. al., 2014).	25
Figura 2.8	Clasificación de propiedades con base al índice de HLB (modificada de Davies, 1957).	29
Figura 2.9	Molécula de cloruro de cetil-trimetilamonio.	29
Figura 3.1	Gráfico de porcentajes representativos de la muestra de «emulsión muerta».	32
Figura 3.2	Centro de procesamiento de aceite y gas “Akai-C” que depende de campos como Ek, Balam, Ixtoc, Sihil y Akai.	32
Figura 3.3	Esquema representativo de la problemática en campo, ubicada en un centro de procesamiento costa-afuera.	33
Figura 3.4	Ubicación esquemática y representativa de la problemática, extracción de «emulsión muerta».	34
Figura 3.5	Sección de tubería previa a la succión de la bomba.	35
Figura 3.6	Agentes químicos utilizados para el diseño de la mezcla denominada SOIL (Surface Operator and Inhibitor Liquid). [DMEA] Dimetil-etanolamina (Q103-I), [LSS] Lauril Sulfato de Sodio (Q672-I), [AEE] Alcohol estearílico etoxilado (Q436) y [NFE] Nonil Fenol Etoxilado 30 M (Q235-I).	38

Figura 3.7	Diagrama del procedimiento normalizado de operación para la obtención de viscosimetría mediante geometría de cilindros concéntricos.	41
Figura 4.1	Gráfica logarítmica de esfuerzo de corte τ [Pa] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s], con una concentración de 0 ppm a 25 °C.	43
Figura 4.2	Gráfica logarítmica de esfuerzo de corte τ [Pa] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s], con una concentración de 250 ppm a 25 °C.	43
Figura 4.3	Gráfica logarítmica de esfuerzo de corte τ [Pa] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s], con una concentración de 500 ppm a 25 °C.	44
Figura 4.4	Gráfica logarítmica de esfuerzo de corte τ [Pa] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s], con una concentración de 1,000 ppm a 25 °C.	44
Figura 4.5	Gráfica logarítmica de esfuerzo de corte τ [Pa] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s], con una concentración de 0 ppm a 35 °C.	45
Figura 4.6	Gráfica logarítmica de esfuerzo de corte τ [Pa] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s], con una concentración de 250 ppm a 35 °C.	45
Figura 4.7	Gráfica logarítmica de esfuerzo de corte τ [Pa] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s], con una concentración de 500 ppm a 35 °C.	46
Figura 4.8	Gráfica logarítmica de esfuerzo de corte τ [Pa] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s], con una concentración de 1,000 ppm a 35 °C.	46
Figura 4.9	Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s] con una concentración de 0 ppm a 25°C.	47
Figura 4.10	Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s] con una concentración de 250 ppm a 25°C.	48
Figura 4.11	Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s] con una concentración de 500 ppm a 25°C.	48
Figura 4.12	Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s] con una concentración de 1,000 ppm a 25°C.	49
Figura 4.13	Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s] con una concentración de 0 ppm a 35°C.	50
Figura 4.14	Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s] con una concentración de 250 ppm a 35°C.	50
Figura 4.15	Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s] con una concentración de 500 ppm a 35°C.	51
Figura 4.16	Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s] con una concentración de 1,000 ppm a 35°C.	51

Figura 4.17	Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. concentración [ppm] de SOIL (agente químico diseñado) a 25°C.	52
Figura 4.18	Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. concentración [ppm] de RV-2 a 25°C.	53
Figura 4.19	Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. concentración [ppm] de MDF a 25°C.	54
Figura 4.20	Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. concentración [ppm]. Comparación entre RV-2 y SOIL (agente químico diseñado) a 25°C.	55
Figura 4.21	Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. concentración [ppm] de SOIL (agente químico diseñado) a 35°C.	56
Figura 4.22	Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. concentración [ppm] de RV-2 a 35°C.	57
Figura 4.23	Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. concentración [ppm] de MDF a 35°C.	57
Figura 4.24	Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. concentración [ppm]. Comparación entre RV-2 y SOIL (agente químico diseñado) a 35°C.	58
Figura 4.25	Porcentaje de decremento de viscosidad para el agente químico RV-2 y SOIL evaluados a 25 °C.	59
Figura 4.26	Porcentaje de incremento y decremento de viscosidad para el agente químico RV-2 y SOIL evaluados a 35 °C.	59
Figura 4.27	Flujo de efectivo mes con mes para el agente químico RV-2 a 500 ppm.	61
Figura 4.28	Flujo de efectivo mes con mes para el agente químico SOIL a 500 ppm.	62
Figura 4.29	Flujo de efectivo mes con mes para el agente químico RV-2 a 2,500 ppm.	62
Figura 4.30	Flujo de efectivo mes con mes para el agente químico SOIL a 2,500 ppm.	63
Figura A.1	Tipos de isómeros para el decano. Fórmula molecular: C ₁₀ H ₂₀ .	72
Figura A.2	Diagrama composicional del petróleo.	73
Figura A.3	Transformación del medio poroso tras un proceso de compresión de la roca debido a la extracción de fluidos. A mayor presión, la matriz tenderá a disminuir el volumen original del poro (Columbia University, 2019).	73
Figura A.4	Suciedad en una etapa de compresión debido a la fuga de agua de mar en el intercambiador, la sal marina puede acumularse en el bastidor del compresor (Zanoli y Astolfi, 2011).	75
Figura A.5	Corrosión por efecto abrasivo de sales: de izquierda a derecha se observa un segmento de la hoja de álabe removida de un compresor, la parte cóncava y por último la parte convexa de la cuchilla (Srinivasan y Kelly, 2015).	75
Figura A.6	Producción de espuma en los internos de un separador (Chemie, SEPAR, 2019).	77

Figura A.7	Problemática y control de arenas. Limpieza en un separador multifásico (Williams, 2018).	78
Figura A.8	Moléculas en emulsión agua en aceite con alto contenido de ceras estabilizado por surfactantes naturales en el aceite, particularmente ácidos grasos, aminas grasas y alcoholes grasos (Piroozian et. al., 2016).	79
Figura A.9	Resinas (lado derecho) y asfaltenos (lado izquierdo) separadas de un aceite crudo (Goual y Firoozabadi, 2002).	80
Figura A.10	Tipos de estructuras, cavidades y moléculas huéspedes que forman hidratos de gas (Saad, et al., 2017).	81
Figura A.11	Esquema de una emulsión agua en aceite (W/O). Las partículas rojas son moléculas de aceite unidas por granos de calcita, cuarzo y goethita (Uetani, 2018).	83
Figura A.12	Emulsión filtrada (izquierda) y vista microscópica de la emulsión filtrada (derecha). La sustancia negra son partículas de asfaltenos, y la café son partículas de arcilla (Uetani, 2018).	84
Figura B.1	Problemas típicos del aseguramiento de flujo y la localización dentro del sistema de producción (Stanko, M., 2016).	86
Figura B.2	Procedimiento de evaluación de problemas para el aseguramiento de flujo en el sistema de producción (modificado de Jamaluddi, et. al., 2017).	87
Figura B.3	Tratamiento químico para distintos problemas típicos en el ámbito del aseguramiento de flujo.	88
Figura C.1	Clasificación reológica de fluidos a partir de la Ley de Newton (modificada de Cruz, 2019).	89
Figura C.2	Modelos reológicos en función del tiempo y rapidez de deformación (Cruz, 2019).	90
Figura C.3	Comportamiento reológico de emulsiones crudo-agua (Rojas, 1999).	91
Figura C.4	Ciclo de histéresis observado para un fluido tixotrópico (Universidad de Alicante, 2019).	92

Índice de Tablas

Tabla 2.1	Clasificación de surfactantes a partir de grupos iónicos y comportamiento en solución. Modificación basada en (Sustersick, 2004; Liang et al., 2016; González et. al, 2018; Singh y Turner, 2009).	15
Tabla 2.2	Depresores del punto de escurrimiento (modificado de Fink, 2012).	20
Tabla 2.3	Tipos de desemulsificantes (modificado de Hajivand et al., 2013).	20
Tabla 2.4	Tabla de valores de HLB para grupos hidrófilos y lipófilos (modificada de Davies, 1957).	28
Tabla 3.1	Análisis elemental de la muestra de emulsión.	31
Tabla 3.2	Compuestos químicos utilizados como propuesta para el diseño de un mejorador de flujo.	37
Tabla 3.3	Balance fisico-químico teórico de HLB mediante método de Davies como propuesta - solución a la problemática presentada.	38
Tabla 3.4	Rangos de viscosidad y rapidez de corte. Viscosímetro proRheo R-180.	39
Tabla 3.5	Programa de seguimiento para la formación de emulsiones.	40
Tabla 3.6	Programa de concentraciones de cada agente químico.	40
Tabla 4.1	Estimación de costo por litro para el diseño de agente químico y productos en campo.	61

Resumen

La calidad del crudo de los campos de la región marina en México, corresponden a un aceite pesado que, a su vez, en combinación con altos cortes de agua generan emulsiones muy estables y altamente viscosas.

El presente trabajo tiene por objetivo definir, conceptualizar y solucionar un problema de aseguramiento de flujo en una plataforma costa afuera asociada a la producción de gas húmedo amargo, por la presencia de una emulsión en el sistema recuperador de condensados.

Como solución a la problemática de flujo se propuso la creación de un agente químico que fuera técnica y económicamente viable para así, competir con otros agentes comerciales.

La creación del agente químico se basó en el método semi-empírico establecido por Davies en 1957, el cual, toma en cuenta los grupos hidrófilos fuertes y débiles de las moléculas que constituyen cada compuesto químico, para así, obtener un balance hidrofílico-lipofílico que permita lograr una emulsión aceite en agua (O/W).

Se demostró que el compuesto químico diseñado (SOIL) disminuye la viscosidad inicial de la emulsión, 256,000 [cP], en un 72% y 28.45% a 25°C y 35 °C, respectivamente.

Se observó que la concentración efectiva del agente químico es de 500 ppm a 2,500 ppm. Por otro lado, se calculó un panorama económico suponiendo una producción de 1,092 BPD donde se compararon ambos casos de concentración para el agente químico propuesto y el agente químico que se utiliza en campo en la actualidad. El valor presente neto después de impuestos para la mezcla diseñada excede en casi tres veces la ganancia del agente en campo.

Abstract

The quality of the oil from the fields of the marine region in Mexico, correspond to a heavy oil that, in combination with high water cuts trends to generate very stable and high viscous emulsions.

The purpose of this work is to define, conceptualize and solve a problem of flow assurance on an offshore platform associated with the production of bitter wet gas due to the presence of an emulsion in the condensate recovery system.

As a solution to the flow problem, the creation of a chemical agent that was technically and economically viable was proposed in order to compete with other commercial agents.

The creation of the chemical agent was based on the semi-empirical method established by Davies in 1957, which takes into account the strong and weak hydrophilic groups of the molecules that constitute each chemical compound. The objective was to obtain a hydrophilic-lipophilic balance that allows to achieve an oil-in-water emulsion (O/W).

It was shown that the designed chemical compound (SOIL) decreases the initial viscosity of the emulsion, 256,000 [cP], by 72% and 28.45% at 25 °C and 35 °C, respectively.

It was observed that the effective concentration of the chemical agent is 500 ppm to 2,500 ppm. On the other hand, an economic outlook was calculated assuming a production of 1,092 BPD where both concentration cases were compared for the chemical agent designed and the chemical agent currently used in field. The NPV after taxes for the designed mixture exceed almost three times the profit of the field agent.

Capítulo 1

Introducción

1.1 Alcance del proyecto

1.1.1 Objetivo general

- Proponer una alternativa para asegurar el flujo de gas húmedo amargo en instalaciones de producción costa afuera ante la presencia de emulsiones, estudiando el comportamiento reológico de las mismas al mezclarse con tensoactivos disponibles en campo.

1.1.2 Objetivos específicos

- Diseñar un agente químico que reduzca la viscosidad de la emulsión problema.
- Estudiar la variación de la viscosidad de la emulsión cuando se mezcla con un mejorador de flujo y un reductor de viscosidad comerciales.
- Comparar los agentes químicos comerciales con la formulación propuesta para abatir la viscosidad de la emulsión problema.
- Analizar la viabilidad económica del agente químico diseñado respecto a los productos comercialmente adquiridos como posible solución al aseguramiento de flujo de gas húmedo amargo.

1.2 Panorama actual en México

En México, existen alrededor de 30 mil pozos perforados desde los inicios de la producción de petróleo hasta la actualidad; 300 plataformas actualmente se encuentran en operación, de las cuales, proviene una producción total de aceite en aguas someras de 1,365.6 MBPD, aportando alrededor de un 82% de la producción a nivel nacional (CNIH, junio 2019).

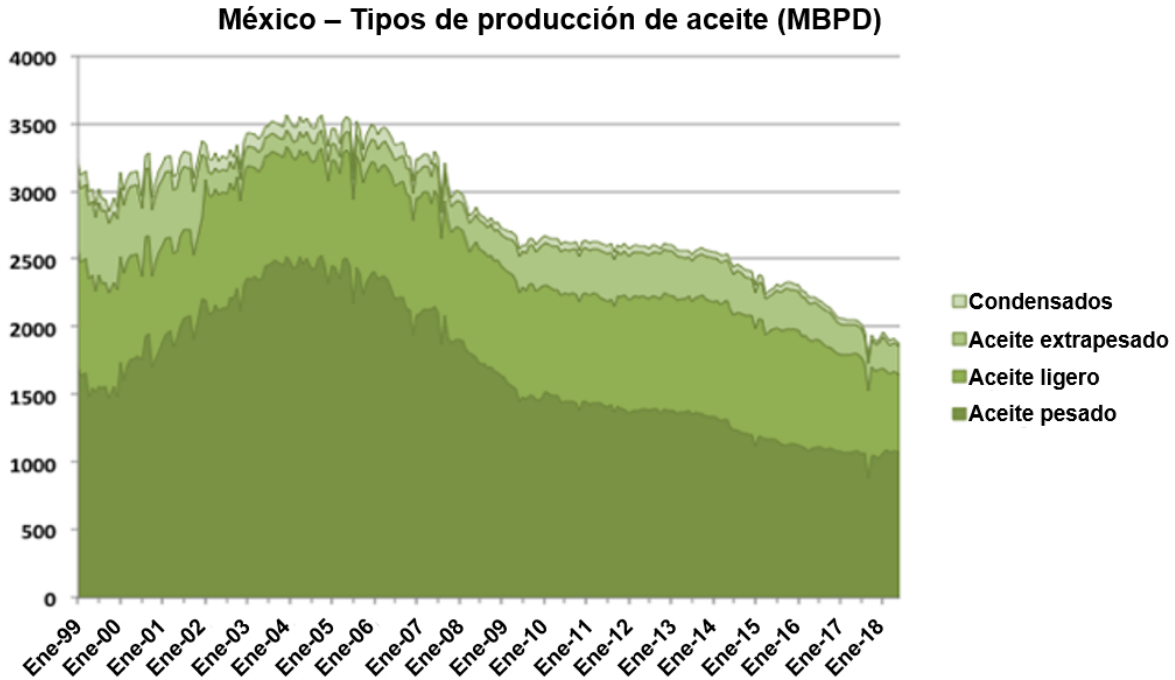


Figura 1.1 Declinación de la producción en México por tipo de aceite explotado de enero de 1999 a enero de 2019. PEMEX, (enero 2019).

Localizado a 105 kilómetros de Ciudad del Carmen y con una producción de 757.556 MBPD (CNIH, junio 2019), el activo Ku-Maloob-Zaap comprende el 45% de crudo a nivel nacional contrario a las predicciones de declinación presentadas por PEMEX en 2012.

Ku, por su parte, produce un aceite ligero de 22° API, mientras que Maloob y Zaap producen aceite pesado de 12° API. En la **Figura 1.1** se muestra que gran parte de la declinación en la producción ha sido de aceite ligero y condensados, observándose en menor medida para el aceite pesado.

La inyección de nitrógeno en la Sonda de Campeche como método de recuperación secundaria, ha permitido tener una caída de presión paulatina y mejorar la producción. Actualmente el gas que se extrae, al ser pobre en su poder energético, requiere de una adecuación de las instalaciones de producción, lo cual, se traduce en una inversión de capital para la optimización y tratamiento de los sistemas.

Por otro lado, la calidad del crudo de los campos de la región marina corresponde a un aceite pesado y en combinación con los altos cortes de agua da como resultado emulsiones estables y de viscosidad alta. Por lo que, el ingeniero petrolero mexicano debe prepararse y especializarse para enfrentar los nuevos retos del sector energético, buscar la solución óptima para la producción adecuada de los campos maduros y la exploración y explotación en recursos no convencionales.

La demanda de hidrocarburos en nuestro país continua al alza tras la implementación de la reforma energética en 2013 y a la fecha, parte de la estrategia para aumentar la producción a nivel nacional se basa en los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEPs) y los Contratos de Obra Pública Financiada (COPFs), los cuales, son emitidos mediante licitaciones o asignaciones por la Secretaría de Energía (SENER), con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Por último, dado que gran parte de las actividades realizadas en la industria petrolera involucran decisiones basadas en experiencia y práctica de personal altamente especializado, estas deben ser coadyuvadas por el avance tecnológico que se ha desarrollado paulatinamente desde los inicios de la industria petrolera. El panorama a nivel nacional requiere reformar, invertir y priorizar la extracción y explotación del aceite mexicano.

1.3 Justificación del proyecto

Una de las principales actividades en la producción de hidrocarburos se desarrolla en la evaluación y transporte de los mismos a través de los puntos de transferencia de custodia. Parte fundamental en el trabajo del ingeniero en campo es controlar y mantener el flujo de hidrocarburos a través de las líneas de producción enfrentándose a problemas como el control y la remoción de sólidos (arenas o carbonatos extraídos de la formación productora), los cuales, dan estabilidad y pauta a la formación de emulsiones.

Por otra parte, las emulsiones estables crean problemas en el proceso de separación provocando la disminución de la producción debido a dificultades operativas; en adición a la problemática, si las instalaciones se encuentran desgastadas por efectos abrasivos,

corrosión, intemperismo, uso inadecuado de agentes químicos o falta de mantenimiento por disposición económica, tendrán un alta probabilidad de presentar riesgo de fugas y con ello, llevar al equipo o las líneas de producción a un paro por emergencia hasta que se arregle de forma momentánea o permanente el problema.

El presente trabajo busca definir y conceptualizar un problema de aseguramiento de flujo en una plataforma costa afuera asociada a la producción de gas húmedo amargo. Para así, asegurar la continuidad de la producción de gas y aceite mediante la estabilización de una emulsión.

El estudio se basa en diseñar un modelo conceptual y evitar la interrupción operativa del equipo de bombeo de un sistema recuperador de condensados de gas amargo, seleccionar un agente químico con la proporción adecuada en términos de concentración y disminuir y/o abatir la viscosidad de la emulsión a tal grado de que el fluido se transporte de manera óptima y eficiente. Por último, se buscará establecer una solución económicamente viable que se implemente en el campo tras un análisis técnico-financiero.

1.4 Aseguramiento de flujo

Referido al transporte exitoso y económico del hidrocarburo desde el yacimiento hasta los puntos de venta y/o comercialización, el aseguramiento de flujo se define como aquella medida estratégica que optimiza la producción, previniendo y mitigando paros por emergencia, represionamientos en las líneas o daño a los equipos de un sistema, enfrentando así, medidas extremas (grandes distancias, gradientes de temperaturas bajos, precipitaciones y formaciones de compuestos no deseados e incluso restricciones presupuestales).

A su vez, se refiere a la capacidad para producir técnica y económicamente los fluidos asociados a un yacimiento involucrando decisiones continuas relacionadas con la normatividad, seguridad y operación.

Stanko (2008) define este término como el flujo ininterrumpido de hidrocarburo desde el yacimiento hasta el punto de venta de acuerdo a un plan de producción, mientras que Havard (2008) lo refiere como la maximización de producción a un gasto estable que va desde los pozos hasta las tuberías de recolección en los puntos de venta tras la variación de la presión y temperatura.

Desde un punto de vista particular, la interrupción del flujo de hidrocarburos asociado a problemas mecánicos, térmicos o químicos (ver Apéndice B) conlleva a pérdidas económicas altas, las cuales, implican inversiones costosas para la solución de los problemas asociados.

Capítulo 2

Marco teórico

En el presente capítulo se analizará un breve ejemplo de la aplicación, creación y diseño de mejoradores de flujo y reductores de viscosidad en presencia de emulsiones estables y que presentan una viscosidad relativamente alta. A su vez, se recopila una clasificación particular de los surfactantes utilizados en el diseño de mejoradores de flujo en función de su comportamiento en solución y la carga iónica que presenten.

Por otro lado, a partir de la metodología de Davies (1957) se establece un modelo conceptual para la creación de mejoradores de flujo y reductores de viscosidad mediante el cálculo HLB (Balance Hidrofílico-Lipofílico) en función del tipo de grupo químico seleccionado.

Debido a la demanda creciente de energía en el mundo, día a día el sector energético se especializa en implementar medidas óptimas, técnicas y económicas con el fin de mejorar la extracción del crudo; entre tales medidas, encontramos la reducción de fricción en el transporte de fluidos a través de mejoradores de flujo o reductores de viscosidad.

Antuñano (2012) desarrolló un sistema mejorador de flujo en pozos productores de crudo pesado para el campo Angostura en el activo de producción Veracruz, a su vez, desarrolló una metodología para la selección de un mejorador de flujo basado en pruebas de laboratorio y diseño de tratamientos químicos.

La información recabada del problema que se presentó en el campo Angostura identifica cinco principales causas que afectaban la producción de hidrocarburos, las cuales, se observan en la **Figura 2.1**:

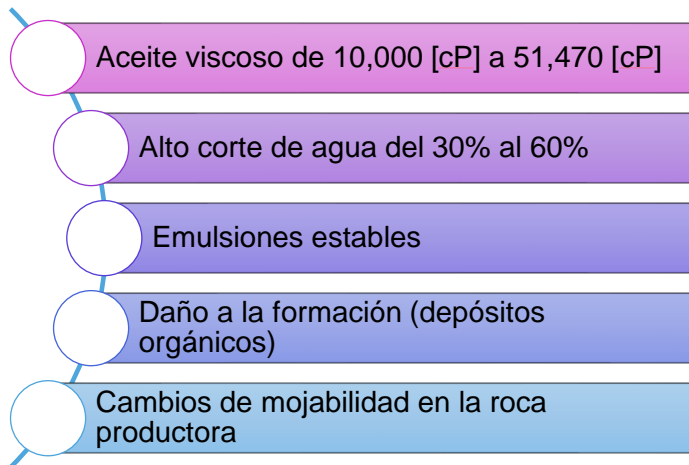


Figura 2.1 Esquema de problemática del campo Angostura (Antuñano, 2012).

De los 38 pozos que conforman el campo Angostura se seleccionaron 10, debido a que presentaban problemas de daño en la formación, en las vecindades de los pozos, y por la presencia de emulsiones estables y depósito de materia orgánica (parafinas y asfaltenos). Siendo los pozos más afectados por el comportamiento de la viscosidad del aceite.

Para dar solución a la problemática que surgió, se utilizaron mejoradores de flujo debido a su fácil forma de empleo y el bajo costo conforme a la aplicación de la metodología SOMF (Service-Oriented Modeling Framework), en la **Figura 2.2** se observa un diagrama constituido por 4 procesos:

1. Recopilación de información técnica
2. Pruebas a muestras de fluidos de los pozos candidatos
3. Pruebas de funcionalidad (mejoradores base agua y base aceite)
4. Selección del sistema óptimo

Respecto a la problemática se seleccionaron 10 tipos de mejoradores de flujo: 5 base agua y 5 base aceite; las pruebas de laboratorio realizadas a las muestras consistieron en:

- Caracterización físico-química: porcentaje de aceite, agua y sólidos, porcentaje de parafinas, asfaltenos y resinas asfálticas, porcentaje de emulsión, densidad y grados API.
- Perfil de viscosidad: profundidad vs temperatura.

La mayoría de las muestras analizadas presentaban una emulsión estable constituida por agua, aceite y sólidos finos, con alto porcentaje de agua, alto contenido de fracciones pesadas (parafinas y asfaltenos) y grados API bajos (entre 8 y 14 °API) alcanzando viscosidades máximas de 51,470 [cP].

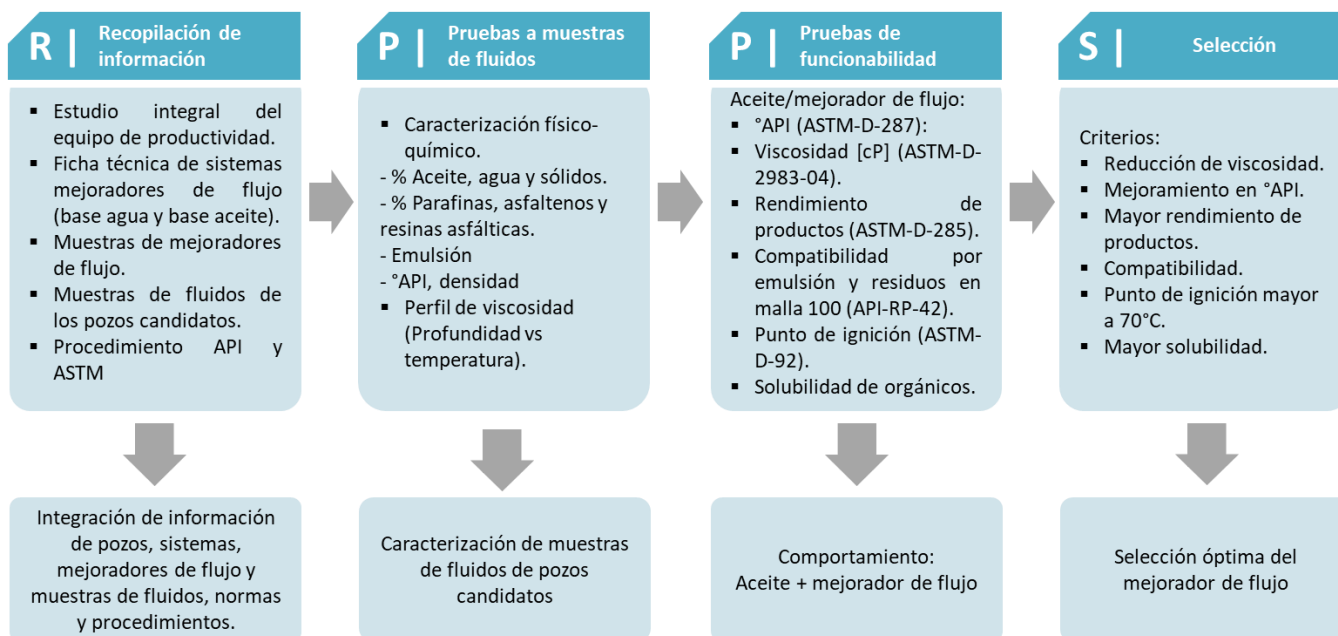


Figura 2.2 Metodología para la selección óptima del agente químico mejorador de flujo (Antuñano, 2012).

Para definir el mejorador de flujo óptimo se determinó un rango de concentración del 1% a 5% en volumen de muestra del fluido. En la **Figura 2.3** se observa el comportamiento de cada mejorador de flujo utilizado en función de la concentración denotando cambios importantes en la viscosidad para los mejoradores base aceite debido a su compatibilidad con las muestras de aceite crudo.

Los mejoradores de flujo base aceite lograron disminuir la viscosidad hasta un 71.28% y para el caso de los mejoradores de flujo base agua se reportó una disminución máxima de 26%. A su vez, el incremento máximo de la densidad API se obtuvo con los mejoradores de flujo base aceite obteniendo un incremento del 25% al 32%.

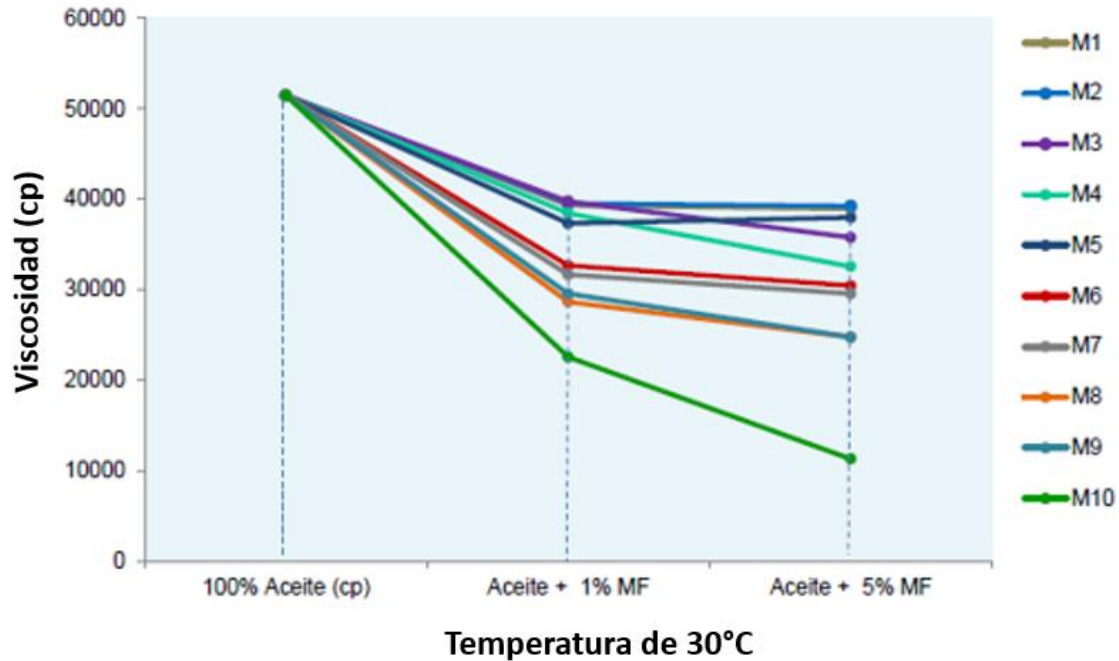


Figura 2.3 Comportamiento de viscosidad al 1% y 5% de mejoradores de flujo seleccionados (Antuñano, 2012).

En la **Figura 2.4** se resumen los resultados de la selección de cada mejorador de flujo en función de la comparativa obtenida mediante las pruebas de laboratorio; se seleccionó al sistema M10 como candidato óptimo para ser aplicado y dar solución a la problemática identificada en la **Figura 2.1** del campo Angostura.

Durante la aplicación y optimización de los mejoradores de flujo se debe trazar una ruta estratégica que deba seguirse para concretar los mejores resultados y beneficios técnico-económicos.

Las empresas operadoras ven la necesidad del uso de productos químicos, los cuales, contienen surfactantes que seleccionan a manera estratégica para dar solución a los problemas en el sistema de producción.

Arriola y De Gorordo (2016) encontraron que un problema específico es la alta viscosidad que presentan los crudos pesados y extra pesados, lo que conlleva al uso de mejoradores de flujo con el objetivo de reducir la fricción del fluido y facilitar el transporte. Se busca que estos productos químicos logren formar emulsiones inversas tipo O/W (aceite en agua) donde el agua se mantenga como la fase continua, logrando transportar el aceite debido a la disminución de la viscosidad.

Tipos de pruebas de laboratorio	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10
° API / ASTM-D-287 2% de incremento	1	1	1	1	1	2	1	2	1	3
Viscosidad (CP) ASTM-D-2983-04 ^a Reducción del 60% mínimo	1	1	2	1	2	2	2	2	2	3
Rendimiento de Productos- ASTM-D285 aumento del 5% mínimo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3
Compatibilidad emulsión y residuos en malla 100 API –RP-42	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3
Punto de Ignición ASTM D-92 >70 °C	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3
Solubilidad Orgánicos (Asfaltenos) >90 %	1	1	1	1	1	3	3	3	2	3
Base	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite
Criterio de evaluación	1 = No Aceptable			2 = Aceptable			3 = Recomendado			

Figura 2.4 Evaluación comparativa de los mejoradores de flujo (Antuñano, 2012).

2.1 Diseño y optimización de un mejorador de flujo

Con el objetivo de resolver un problema asociado a la operación y control del flujo en el sistema de producción se deben tomar las decisiones pertinentes previas a un análisis exhaustivo de los elementos y ángulos mecánicos que generan pérdidas por fricción, aceleración y elevación.

Tras evaluar las características que generan caídas de presión adicionales al transporte de líquido y gas, así como los puntos de abatimiento repentino o considerable de temperatura, se debe trazar un plan de desarrollo tratando de resolver la problemática a corto o mediano plazo dependiendo la decisión del ingeniero de campo ya que existen distintos tipos de soluciones:

- Control de separación y producción mediante un arreglo mecánico
- Implementación de un método térmico
- Inyección de agentes químicos

En los apéndices A y B se presentan algunos factores que afectan al aseguramiento de flujo en sistemas costa afuera y soluciones respectivas en el ámbito. El presente trabajo se enfoca en la implementación de agentes químicos como solución.

Los mejoradores de flujo se pueden clasificar en dos tipos: base agua y base aceite (Antuñano, 2012). No obstante, estos comprenden la mezcla de distintos agentes químicos que se encuentran en su mayoría hechos por surfactantes, los cuales, se pueden clasificar a partir de su estructura molecular como se observa en la **Figura 2.5**, a su vez, en la **Tabla 2.1** se describen de manera conceptual los arreglos moleculares, usos y aplicaciones a nivel industrial.

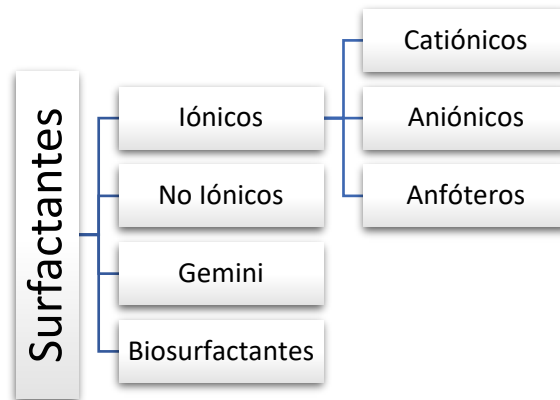


Figura 2.5 Clasificación de surfactantes a partir de la estructura molecular.

Lo que caracteriza a un mejorador de flujo o un reductor de viscosidad es la formulación que puede llegar a tener partiendo de estructuras que permitan estabilizar o no una emulsión, es decir, que reduzca el límite de inmiscibilidad entre dos fluidos para así dar pauta a la formación de fenómenos interfaciales. El conjunto de agentes químicos empleados determinará el comportamiento y la función del mejorador de flujo (MDF).

González et. al. (2018) establece que los surfactantes se clasifican según su grupo iónico como anfífilos polares y apolares dividiéndose a su vez, en tipo aniónico, catiónico, no iónico y zwitteriónicos (Singh y Turner, 2009; Liang et al., 2016), como se indica en la **Figura 2.5**. Existen surfactantes con dos grupos hidrófilos y dos lipófilos en la misma molécula, estas estructuras se conocen como surfactantes diméricos o gemini (Sustersick, 2004).

De igual manera, pueden clasificarse por su origen, características estructurales o comportamiento en soluciones, ejemplo de ello son los surfactantes gemini y los biosurfactantes, éstos pueden ser del tipo aniónico, catiónico, zwitteriónicos y no iónicos.

Tabla 2.1 Clasificación de surfactantes a partir de grupos iónicos y comportamiento en solución. Modificación basada en (Sustersick, 2004; Liang et al., 2016; González et. al, 2018; Singh y Turner, 2009).

Tipos de surfactantes	Definición
Aniónicos	<p>El grupo principal de un tensoactivo aniónico está cargado negativamente, a su vez, se encuentra neutralizado eléctricamente por un catión de metal alcalino. Los jabones ($R - COONa^+$), los alquil-sulfatos ($R - SO_4Na^+$) y los alquil-bencenosulfonatos ($R - C_6H_4SO_3Na^+$) son ejemplos de los tensoactivos aniónicos (Ramos et al., 2003). Se absorben fácilmente en las superficies cargadas positivamente.</p> <p>Son los más utilizados en las prácticas industriales. Los alquil-bencenosulfonatos lineales tienen el mayor consumo. Algunos de los tensoactivos aniónicos (por ejemplo, sales de ácidos grasos), precipitan en soluciones acuosas en presencia de sales que contienen iones Ca^{+2} y Al^{+3}. Por lo tanto, su uso puede estar restringido en ciertos medios (por ejemplo, el uso en agua dura), ver Figura 2.6 (a).</p>
Catiónicos	<p>Usualmente son aminas de cadena larga ($R - NH_3^+X^-$), sales de amonio cuaternarias [$R - N(CH_3)_3^+X^-$] y sales cuaternarias de polietileno derivadas de óxido-aminas [$R - N(CH_3)\{(C_2H_4O)_xH\}_2^+Cl^-$].</p> <p>Otros de los usos comunes de los surfactantes catiónicos son la flotación de minerales, adhesión, e inhibición de la corrosión por mencionar específicamente para la industria. La mayoría de los surfactantes catiónicos tienen buena estabilidad en un amplio rango de pH. El uso relativamente bajo en la industria se debe a su poca capacidad de detergencia, falta de poder de suspensión de carbono y que son de mayor costo, ver Figura 2.6 (c).</p>

Tabla 2.1 (Continuación) Clasificación de surfactantes a partir de grupos iónicos y comportamiento en solución. Modificación basada en (Sustersick, 2004; Liang et al., 2016; González et. al, 2018; Singh y Turner, 2009).

Tipos de surfactantes	Definición
<p>Anfóteros o zwitteriónicos</p>	<p>Estos surfactantes contienen cargas positivas y negativas en la misma molécula, dándole características de moléculas neutras sin contra iones (Aramberri et al, 2006). Las cadenas largas de aminoácidos son un ejemplo de surfactantes zwitteriónicos ($RN^+H_2CH_2COO^-$).</p> <p>La principal ventaja de estos surfactantes se debe a la presencia de ambas cargas, positiva y negativa. En la industria petrolera usualmente se aplican como antiespumantes, emulsificantes y bactericidas.</p> <p>Gran parte de estos surfactantes son sensibles a los cambios de pH, cuando los pH son altos, el comportamiento y las propiedades que presentan tienden a ser similares a las del tipo aniónico, por otro lado, a bajos niveles de pH el comportamiento es representativo de un agente catiónico, ver Figura 2.6 (d).</p>
<p>No iónicos</p>	<p>Estos surfactantes en soluciones acuosas no forman iones, ya que su parte hidrofílica está formada por grupos polares no ionizados como: alcohol, tiol, éter o éster. Una gran parte de estos surfactantes son fenoles etoxilados (Salager y Fernández, 2004).</p> <p>Tienen el segundo lugar en uso industrial. No tienen una carga eléctrica significativa de manera superficial, por ello, existen pequeñas o nulas interacciones eléctricas entre los grupos funcionales. Son estables en presencia de electrolitos.</p> <p>Algunos surfactantes no iónicos son virtualmente insolubles en agua, pero solubles en disolventes orgánicos. Sin embargo, existen aquellos que son solubles en ambos líquidos. Su solubilidad dependerá de la estructura molecular que presenten.</p>

Tabla 2.1 (Continuación) Clasificación de surfactantes a partir de grupos iónicos y comportamiento en solución. Modificación basada en (Sustersick, 2004; Liang et al., 2016; González et. al, 2018; Singh y Turner, 2009).

Tipos de surfactantes	Definición
	<p>Los surfactantes de categoría alquil fenol etoxilado $[R - C_6H_4(OC_2H_4)_xOH]$ son ampliamente utilizados en emulsiones. Los alcoholes etoxilados $[R(OC_2H_4)_xOH]$ son biodegradables y resistentes en agua con alto contenido calcáreo. Por lo tanto, en las aplicaciones que involucran un medio salino donde los surfactantes aniónicos son extraídos de la solución, tendrán varias aplicaciones en función de las concentraciones y la estructura molecular que se use.</p> <p>Las largas cadenas de ésteres de ácidos carboxílicos contienen propiedades para ser buenos agentes emulsionantes. Sin embargo, son inestables a los ácidos o álcalis, especialmente bajo condiciones de alta temperatura. Por otro lado, las siliconas de polioxietilenos se usan como agentes humectantes, los cuales, permiten cambiar la mojabilidad cuando se requiera.</p>
Gemini	<p>Son surfactantes con dos grupos hidrófilos y dos o tres lipófilos en la misma molécula, estas estructuras se conocen también como surfactantes diméricos (Sustersick, 2004).</p> <p>Los grupos hidrofóbicos están conectados por un puente de grupos hidrofílicos. Las propiedades de estos surfactantes varían respecto a la estructura y cantidad de grupos moleculares que presenten.</p> <p>Los efectos interfaciales son mucho más fuertes que los surfactantes simples debido a la cantidad de grupos hidrofílicos y lipófilos que presentan. Pueden tener cargas negativas, positivas, ambas cargas o inclusive ser no iónicos. Su solubilidad en el agua será menor debido a la cantidad de grupos hidrofóbicos y se requiere una pequeña cantidad de estos para saturar la interfase, ver Figura 2.6 (b).</p>

Tabla 2.1 (Continuación) Clasificación de surfactantes a partir de grupos iónicos y comportamiento en solución. Modificación basada en (Sustersick, 2004; Liang et al., 2016; González et. al, 2018; Singh y Turner, 2009).

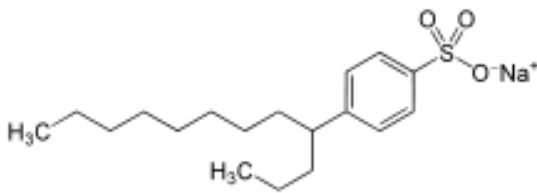
Tipos de surfactantes

Definición

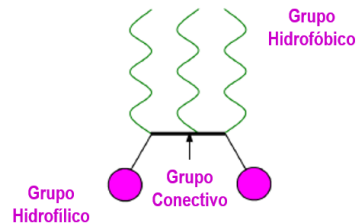
Biosurfactantes

Son componentes biológicos que se presentan como extensas ramas de carbohidratos. Actualmente, se usan en recuperación mejorada y transporte de fluidos mediante la creación de emulsiones O/W.

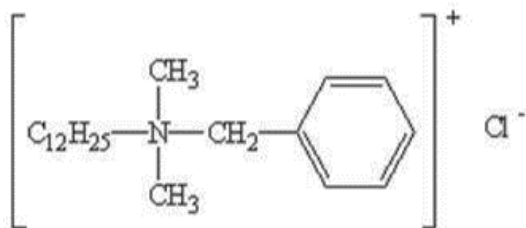
Los derivados del petróleo son siempre la primera elección ya que son surfactantes producidos a bajo costo y el desempeño de los mismos es bueno debido a la compatibilidad. Una de las principales ventajas sobre los surfactantes derivados del petróleo es la baja toxicidad, su naturaleza biodegradable y la efectividad que tienen a temperaturas bajas y altas. A su vez, son estables a distintos rangos de pH y salinidad en el medio.



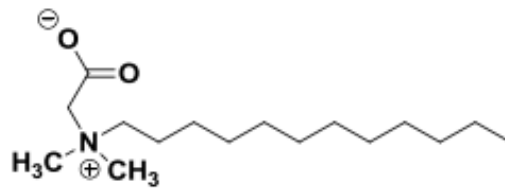
(a) Sulfonato de alquil-benceno lineal. Un tipo de surfactante aniónico.



(b) Esquema representativo de un surfactante gemini.



(c) El cloruro de benzalconio es un surfactante catiónico que actúa como bactericida y se ocupa en recuperación mejorada.



(d) El N-dodeciltrimetilaminobetaina, ejemplo de un surfactante anfótero.

Figura 2.6 Ejemplos de surfactantes a nivel molecular.

2.2 Inhibidores poliméricos y desemulsificantes utilizados para la creación de mejoradores de flujo y/o reductores de viscosidad

Los inhibidores pueden clasificarse de acuerdo a su forma de actuación por las propiedades que presentan al solubilizarse en el aceite. Algunos actúan formando una película que cubre y protege las paredes de las tuberías como los inhibidores de corrosión, por otro lado, existen aquellos que actúan lubricando o dispersando de forma matricial y superficial el contacto entre las moléculas, tal es el caso de los depresores del punto de fluidez (PPD's o Pour Point Depressants, por sus siglas en inglés) e inhibidores de floculación o aglomeración de asfaltenos.

En el caso particular de los inhibidores de parafinas previenen, remueven y disminuyen el punto de escurrimiento (pour point), el cual, se define como la temperatura a la cual comienza fluir el crudo o la emulsión.

Los copolímeros de etileno con acetato de vinilo o polímeros de metacrilato con p-nonilfenol y p-dodecilfenol son excelentes para disminuir el punto de escurrimiento; Fink (2012) establece que es necesario combinar distintas composiciones de copolímeros a distintos pesos moleculares para obtener la eficiencia óptima en aceites que difieren por su contenido de parafinas, resinas y asfaltenos. Dzhanakhmedova et al. (1992) encontraron que los sustratos de poliacrilamida y desperdicios de la producción de glicerol a concentraciones de 400 [mg/L] en aceite tienden a ser inhibidores efectivos de precipitación y cristalización de parafinas.

La **Tabla 2.2** recopila algunos elementos utilizados en la industria como PPD's. El punto de escurrimiento también puede reducirse mediante la modificación de los componentes del crudo por sí mismo, por ejemplo, al estimularlo por craquéo (Fung et al., 2002), se aumenta la temperatura propiciando que las moléculas actúen con mayor cinética y permitan un transporte eficiente.

Tabla 2.2 Depresores del punto de escurrimiento (modificado de Fink, 2012).

Inhibidores	Referencias
Copolímero de ésteres acrílicos con éteres alílicos (en cantidades de varios cientos de ppm)	Krull et al. (1998); Wirtz et al. (1994)
Urea y derivados	Kissel (1997)
Homopolímero de ésteres acrílicos.	Meyer et al. (1995)
Polímero de etileno vinil acetato (injertado con derivados de ácido carboxílico insaturados)	Balzer et al. (1995); Feustel et al. (2001)
Fullerenos sustituidos (aductos de fullereno-anilina, fullereno-fenol)	Schrivver et al. (1995)

Por otro lado, la **Tabla 2.3**, hace referencia a los agentes químicos que se utilizan en la etapa de desemulsificación del crudo para tener la mejor separación posible de agua y aceite, ya que en los puntos de venta y/o transferencia de custodia, se debe cumplir con normas de calidad como la estándar ISO/DIS 29001, la cual, se centra específicamente en la cadena de suministro de petróleo y gas, e incorpora requisitos suplementarios centrados en la prevención y reducción de la variación, así como residuos de proveedores de servicios (ISO,2016).

Tabla 2.3 Tipos de desemulsificantes (modificado de Hajivand et al., 2013).

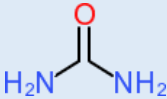
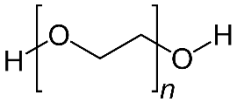
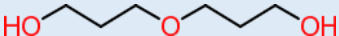
No.	Nombre	Molécula
1	Urea	
2	Polietilenglicol	
3	Dietilenglicol	

Tabla 2.3 (Continuación) Tipos de desmulsificantes (modificado de Hajivand et al., 2013).

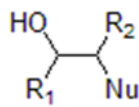
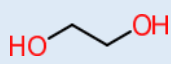
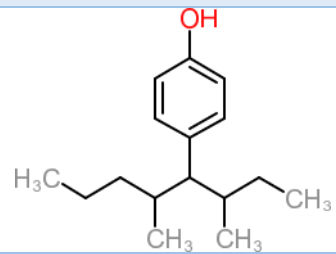
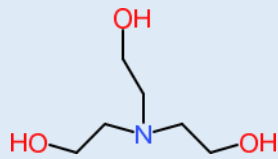
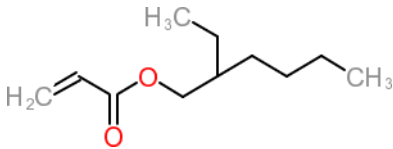
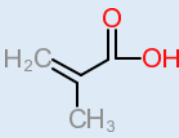
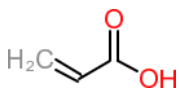
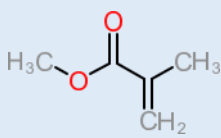
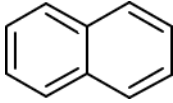
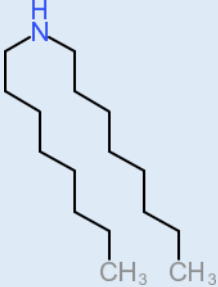
No.	Nombre	Molécula
4	Ácidos grasos etoxilados	
5	Etilenglicol	
6	Nonilfenol	
7	Trietanolamina	
8	2-etil hexil acrilato	
9	Ácido metacrílico	
10	Ácido acrílico	
11	Metacrilato de metilo	

Tabla 2.3 (Continuación) Tipos de desemulsificantes (modificado de Hajivand et al., 2013).

No.	Nombre	Molécula
12	Naftaleno	
13	N,N-Dioctilamina	

2.3 Creación de mejoradores de flujo mediante mezcla de surfactantes y adición de inhibidores

En la presente sección se detalla el proceso para la adición y mezcla de agentes químicos como creación de mejoradores de flujo basado en la estimación del índice HLB (*Hydrophilic-Lipophilic Balance*).

Una vez identificado el problema a resolver lo siguiente es evaluar los surfactantes que se desean utilizar para mejorar y optimizar el transporte de fluidos. Con el fin de considerar escenarios donde se pudieran presentar problemas en el transporte se propone combinar corrientes específicas de arena, emulsiones, agua congénita, aceite o gas de pozos aledaños, teniendo en cuenta factores como la efectividad de los surfactantes a distintos rangos de temperatura, pH, concentración salina y el costo de fabricación.

Usualmente en campo, el ingeniero de producción debe tomar decisiones ocupando el material disponible para remediar rápida y eficazmente los problemas asociados a la productividad de los pozos para evitar paros por emergencia o mantenimiento ya que, de lo

contrario, involucra pérdidas económicas que afectan el rendimiento de los proyectos y contratos establecidos.

Para ello, la selección de un agente emulsificante es prioritario si se desea resolver el problema mediante un método químico. A su vez, se deben tomar en cuenta parámetros importantes como la compatibilidad de la mezcla química con los fluidos de producción; de lo contrario puede incrementarse la problemática.

Existen dos etapas críticas en el proceso de selección de un mejorador de flujo o reductor de viscosidad. La primera etapa depende primordialmente de la duración y efectividad de los agentes químicos al momento de aplicarlos a las condiciones representativas en las que se encuentra la emulsión.

La segunda etapa, por otro lado, busca disminuir las caídas de presión generando la menor pérdida de energía durante el transporte. Por último, se puede utilizar un agente dispersante que permita separar los fluidos óptimamente y que cumpla con las normas de calidad establecidas por la ASTM (*American Society for Testing and Materials*).

Un emulsificante tiende a ser insoluble en alguna de las fases líquidas dependiendo su naturaleza en la carga iónica, no obstante, pueden coexistir en ambas fases si la afinidad y estabilidad molecular lo permiten. Gran parte de las propiedades que interfieren son:

- La temperatura
- La presión
- El índice de hidrofilia y/o lipofilia que presente, HLB por sus siglas en inglés (*Hydrophile-Lipophile Balance*).

Por otro lado, los tensoactivos naturales que se encuentran en el petróleo sirven como emulsionantes. Parafinas, resinas, ácidos orgánicos, sales metálicas, sedimentos o arcillas y asfaltenos, son ejemplos de compuestos comúnmente emulsionantes tras entrar en contacto con agua congénita.

Martínez et al. (2016) utilizaron el producto químico Tritón X-100 como agente estabilizador de varias emulsiones para crudos pesados buscando como objetivo el transporte de petróleo crudo emulsionado, el cual, se divide en tres etapas fundamentales:

1. Emulsificación del crudo
2. Transporte del crudo emulsionado
3. Desemulsificación para usos industriales posteriores.

Las principales variables involucradas en estos procesos son la viscosidad de la mezcla y la estabilidad de la emulsión. Los factores experimentales que mayor influencia ejercen sobre estas son: contenido de aceite, concentración de tensoactivo, velocidad de agitación y tiempo de agitación. Como tendencia general Martínez et al. (2016) observaron que las emulsiones presentan mayor velocidad de separación cuanto más contenido de agua poseen.

Ponce et al. (2014) estudiaron experimentalmente la reducción de fricción en la conducción de fluidos usando surfactantes mediante disoluciones agua-surfactante con el fin de analizar la influencia del uso de aditivos probando tres tipos de surfactantes:

- Aniónicos
- Catiónicos
- No iónicos

Construyeron una instalación experimental con una zona de pruebas de tubería de acrílico con un diámetro interno de 19 mm y una longitud de 5,700 mm. Las concentraciones de los surfactantes fueron desde 150 a 1,000 ppm. Los resultados experimentales que obtuvieron indican que la concentración del surfactante tiene una influencia notable en la magnitud de la viscosidad de las disoluciones agua-surfactante.

Para concentraciones mayores de 150 ppm, el surfactante catiónico mostró un aumento de viscosidad superior a la del agua desde 31.7% hasta 115 % a una concentración de 1,000 ppm. Por otro lado, el surfactante no iónico mostró una reducción de viscosidad de hasta del 10% por debajo de la viscosidad del agua, en concentraciones de 250 ppm. Sin embargo, el surfactante aniónico, siempre mostró un aumento de viscosidad en la disolución, al incrementarse la concentración, pero en menor medida que la del surfactante catiónico como se muestra en la **Figura 2.7**:

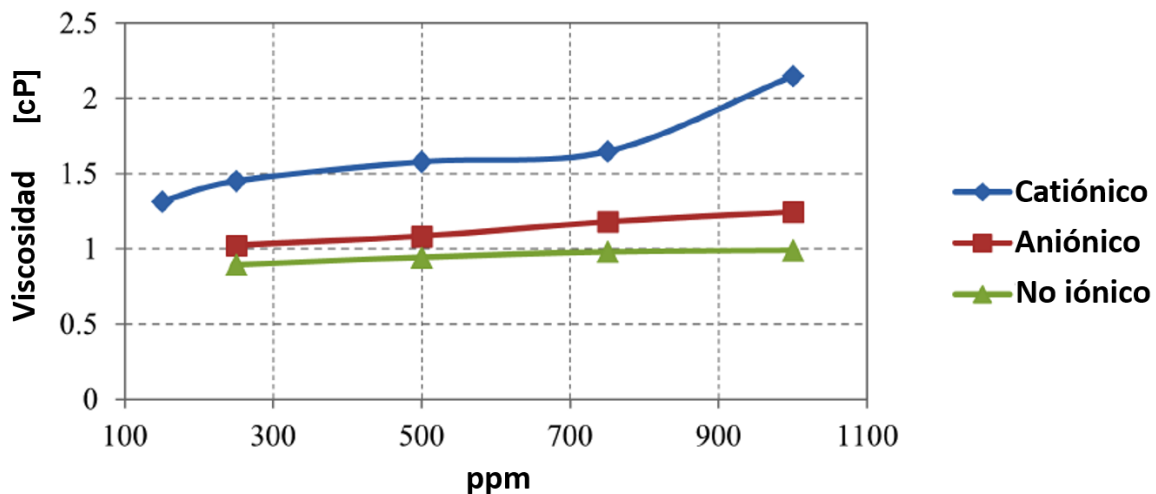


Figura 2.7 Gráfica de viscosidad [cP] vs concentración [ppm], para los tres tipos de surfactantes, catiónico, aniónico y no-iónico, empleados en los experimentos (Ponce, et. al., 2014).

Por ende, los tensoactivos utilizados principalmente en la industria se verán restringidos por su aplicación. Por otro lado, los mejoradores de flujo usualmente tienden a ser composiciones *aniónicas y no iónicas de surfactantes* que puedan lidiar con efectos emulsificantes, actuar como agentes dispersantes a ciertas concentraciones y sobretodo controlar la viscosidad del fluido tras crear las condiciones óptimas de deslizamiento y lubricación en el sistema de producción.

Cabe mencionar que algunos surfactantes tienen propiedades inhibitoras y depresoras de los puntos de escurrimiento (PPD's o Pour Point Depressants, por sus siglas en inglés) debido al índice de HLB que presentan.

Álvarez (2014), establece que los mejoradores de flujo son compuestos poliméricos cuya estructura química consiste en una cadena hidrocarbonada, la cual por su baja polaridad promueve su interacción con la parafina líquida presente en los crudos. Define que un segmento polar, el cual es responsable de la modificación de la morfología de los cristales de ceras e inhibe el estado de agregación que, a su vez, también son conocidos como modificadores cristalinos.

El peso molecular (M_w), la polidispersidad de los copolímeros y el disolvente en el que se encuentran, tienen mayor influencia en su funcionamiento como mejoradores de flujo, ya que afectan en su interacción con las parafinas.

Un peso molecular muy pequeño puede no generar un volumen hidrodinámico adecuado para interrumpir el crecimiento de los cristales de ceras, y co-cristalizaría dentro de la matriz de la parafina en caso de encontrarse a una temperatura cercana al "cloud point". Por otro lado, a pesos moleculares altos, pueden impedir la solubilidad de componentes propiciando la precipitación de aglomerados al elevar el punto de fluidez o «pour point» creando taponamientos en su transporte (Álvarez, 2014).

2.3.1 Metodología para cálculo de HLB

Griffin en 1949 introdujo el concepto de HLB (Balance Hidrofílico-Lipofílico) donde estimaba la atracción simultánea que experimentan los emulsificantes por las fases oleosas y acuosas, respectivamente. Su método semi-empírico buscaba ahorrar tiempo a la hora de elegir el mejor emulsificante dependiendo el esquema de la problemática a tratar.

En resumen, el sistema HLB permite asignar un número al o los tensoactivos que quieran ser emulsificados para determinar el tipo de emulsión que se formará. La escala se divide en dos secciones, donde los surfactantes con el HLB de 0 a 10 son lipofílicos, y los mayores a 10 corresponden a una molécula hidrofílica.

Para su cálculo, Griffin se basó en el tipo de grupos funcionales que estructuraban a la molécula, siendo así la ecuación **(2.1)** el cálculo para los ésteres de manera general:

$$HLB = 20 \times \left(1 - \frac{S}{A}\right), \quad (2.1)$$

donde

$$\begin{aligned} S &= \text{número de saponificación del éster} \\ A &= \text{número de acidez del ácido del cual deriva el éster} \end{aligned}$$

Mientras que para los alcoholes de cadena larga polioxietilenados y sus ésteres se calcula con la expresión **(2.2)**

$$HLB = \frac{\% \text{ en masa de unidades de óxido de etileno}}{5}. \quad (2.2)$$

Posteriormente, Davies en 1957 sugiere un método basado en los grupos químicos de las moléculas, donde se toma en cuenta los grupos hidrófilos fuertes y débiles.

$$HLB = \sum HLB_{\text{grupos hidrófilos}} + \sum HLB_{\text{grupos hidrófobos}} + 7. \quad (2.3)$$

Siendo la **Tabla 2.4** referencia a los grupos hidrofóbicos e hidrofílicos respectivamente caracterizados y estructurados por (Davies, 1957), los cuales, pueden clasificarse por sus propiedades emulgentes en la **Figura 2.8**.

Tabla 2.4 Tabla de valores de HLB para grupos hidrófilos y lipófilos (modificada de Davies, 1957).

Grupos hidrofílicos	HLB	Grupos Lipofílicos	HLB
$-SO_4^{-Na}$	38.7	$-CH-$	-0.475
Betaína ⁺	23.5	$-CH_2-$	-0.475
Amonio cuaternario *	22.0	$-CH_3-$	-0.475
Óxido de amina *	21.9	$=CH-$	-0.475
$-COO^-K^+$	21.1	Grupos Derivados	HLB
Amina *	20.0	$-(O-CH_2-CH_2)-$	+0.33
$-COO^-Na^+$	19.1	$-(O-CH_2-CH_2-CH_2)-$	-0.15
N (amina terciaria)	9.4		
Éster (anillo sorbitán)	6.8		
Éster (libre)	2.4		
$-COOH$	2.1		
$-OH$ (libre)	1.9		
$-O-$ (éter)	1.3		
$-OH$ (anillo de sorbitán)	0.5		

Para completar su estudio, en 1949 Davies instauró un cálculo sencillo donde a partir de la concentración en porcentaje masa/masa $\left[\% \frac{m}{m} \right]$ se podría calcular el HLB para la mezcla de dos o más surfactantes tal y como se muestra en la ecuación **(2.4)**:

$$HLB = HLB_A \times f_A + HLB_B \times f_B. \quad (2.4)$$

De manera condensada, la ecuación **(2.4)** se puede expresar como:

$$HLB = \sum_{i=2}^n HLB_i \times f_i, \quad (2.5)$$

donde f_i en ambos casos de la ecuación (2.4) y la ecuación (2.5) significa la concentración $\left[\% \frac{m}{m} \right]$ a la que se encuentra el surfactante en la mezcla.

HLB		Propiedades	
H i d r o f í l i c o	>20	Solubilizantes	Emulsiones O/W
	19		
	18		
	17		
	16	Detergentes	
	15		
	14		
	13		
	12		
	11		
L i p o f í l i c o	10	Humectantes	Emulsiones W/O
	9		
	8		
	7		
	6	Antiespumantes	
	5		
	4		
	3		
	2		
	1		
0			

Figura 2.8 Clasificación de propiedades con base al índice de HLB (modificada de Davies, 1957).

Faustino y Miranda (2009) establecen un claro ejemplo para el cloruro de cetil-trimetilamonio, el cual, se observa en la **Figura 2.9**.

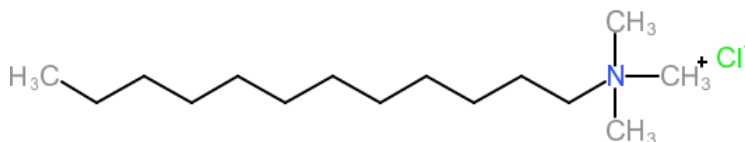


Figura 2.9 Molécula de cloruro de cetil-trimetilamonio.

Haciendo uso de la **Tabla 2.4**, el cálculo de HLB por el método de Davies se expresa de la siguiente forma:

<i>Tipo de Grupo</i>	<i>Cantidad</i>		<i>Valor de HLB</i>	<i>Cálculo</i>
CH_3	4	×	-0.475	= -1.9
CH_2	11	×	-0.475	= -5.225
<u>Amonio cuaternario</u>	1	×	22.0	= 22

donde:

$$HLB = \sum HLB_{\text{grupos hidrófilos}} + \sum HLB_{\text{grupos hidrófobos}} + 7,$$

sustituyendo:

$$HLB = 22 + (-1.9 - 5.225) + 7 = 21.875$$

Por lo tanto, el HLB del cloruro de cetil-trimetilamonio será aproximadamente 21.9 indicando una tendencia solubilizante, al clasificarlo tal y como se muestra en la **Figura 2.8**.

Capítulo 3

Problemática y solución a un modelo químicamente representativo

3.1 Descripción del problema

Para iniciar con la descripción del problema, se define la ubicación del sistema de estudio, un modelo esquemático, los elementos y variables que pueden provocar cambios significativos en el sistema, así como la descripción detallada del comportamiento físico-químico de los fluidos asociados. Para el desarrollo del esquema representativo se toma como referencia un complejo de producción que represente las características del sistema de transporte, equipo y fluidos que involucra la problemática.

Se elige de manera esquemática el centro de proceso Akal-C, perteneciente al activo de producción Cantarell, PEMEX, por su importancia y distribución de equipos e instalaciones. El fluido de estudio corresponde a una emulsión cuyo análisis elemental se observa en la **Tabla 3.1** y en la **Figura 3.1**.

El rango de temperatura oscila entre una máxima de 35 °C (en el tanque recuperador de condensados donde inicia el taponamiento) y una mínima de 25 °C (en el punto de transferencia de la bomba).

Tabla 3.1 Análisis elemental de la muestra de emulsión.

Análisis elemental	% <i>peso</i> _{promedio}	Desviación estándar (σ)	Varianza (s^2)	
C	Carbono	34.055	0.014	0.120
H	Hidrógeno	6.375	0.470	0.686
O	Oxígeno	57.160	-	-
N	Nitrógeno	0.510	0.000	0.000
S	Azufre	1.900	0.007	0.850

Debido a que el oxígeno no pudo ser caracterizado totalmente, el porcentaje correspondiente se considera la suma del oxígeno más otros elementos.

Para dar solución a la problemática en campo, la emulsión se trata con un inhibidor de parafinas, sin esto, la producción de la bomba recuperadora de condensados se interrumpe

por la alta viscosidad que presenta la emulsión, ocasionando baja presión de succión, cavitación de la bomba y falta de flujo en el sistema.

Análisis elemental

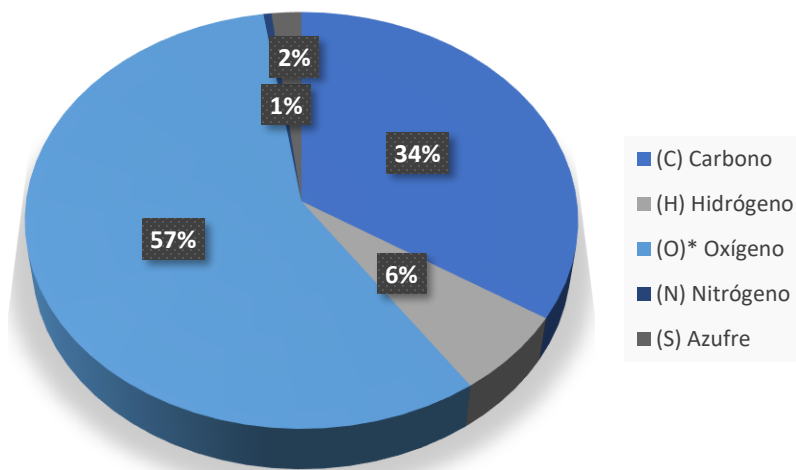


Figura 3.1 Gráfico de porcentajes representativos de la muestra de «emulsión muerta»



Figura 3.2 Centro de procesamiento de aceite y gas “Akal-C” que depende de campos como Ek, Balam, Ixtoc, Sihil y Akal.

La bomba funciona en promedio 6 veces al día, otorgando un gasto final de 1,092 BPD; en ocasiones, el equipo detiene su operación debido al taponamiento ocasionado por la alta viscosidad del fluido en el sistema aún con la inyección de un inhibidor de parafinas.

Para dar solución al problema cuando se crea una obstrucción en el equipo, se inyecta el inhibidor de parafinas junto con agua a presión, con el fin de efectuar un lavado y disminuir la viscosidad buscando hacer una emulsión O/W (aceite en agua) como método de transporte.

La **Figura 3.3** muestra un diagrama del sistema de producción como caso de estudio; el taponamiento de flujo se da en el sistema recuperador de condensados (indicado en color rojo), el cual, se ubica en la zona de producción de gas.

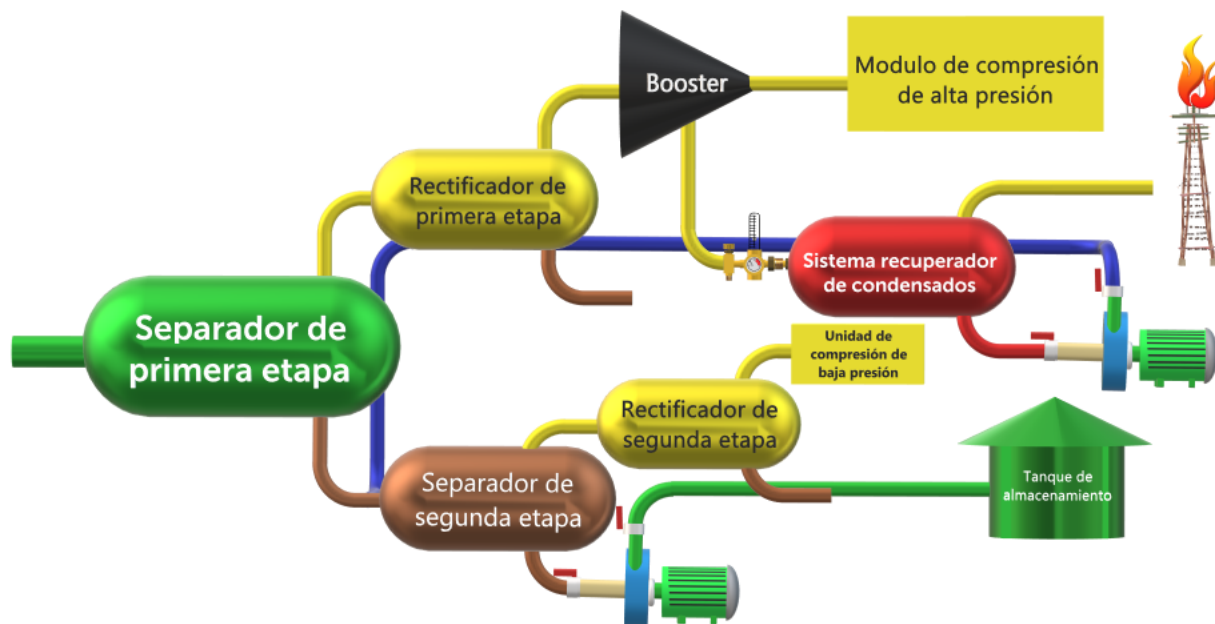


Figura 3.3 Esquema representativo de la problemática en campo, ubicada en un centro de procesamiento costa-afuera.



Figura 3.4 Ubicación esquemática y representativa de la problemática, extracción de «emulsión muerta».

El flujo manejado por la bomba, es enviado al separador de segunda etapa, mientras que la separación del gas busca extraer la mayor parte de condensados tras pasar por el rectificador de primera y segunda etapa.

El gas proveniente del primer rectificador de la primera etapa de separación, se envía a un compresor booster, el cual, es un equipo de compresión diseñado para incrementar la energía del flujo del gas. El compresor cuenta con su propio sistema depurador de líquidos para enviarlos al sistema recuperador de condensados y así, obtener la mayor cantidad de gas seco en los módulos de compresión de alta presión. Los líquidos recuperados se incorporan al proceso de bombeo de aceite.

En la **Figura 3.5** se puede observar la problemática establecida debido al incremento de viscosidad en la emulsión de líquido recuperado.



(a) Extracción de «emulsión muerta» posterior a la purga del sistema. El taponamiento de flujo se debe a la alta viscosidad de la emulsión.



(b) Separación de fases de la emulsión por el tiempo de reposo en el sistema.

Figura 3.5 Sección de tubería previa a la succión de la bomba.

3.2 Diseño de un producto químico como propuesta de solución

En los capítulos anteriores se observó el diseño de MDF's (Mejoradores de Flujo) y RV's (Reductores de Viscosidad), los cuales, pueden ser creados si se entiende la problemática a tratar. Para dar solución a la problemática se desarrolló un agente químico mediante el método de Davies, calculando la mezcla de distintos agentes químicos, los cuales:

1. Deberán ser estables al mezclarse a las temperaturas de operación en plataforma costa-afuera (25°C y 35°C como temperaturas mínima y máxima respectivamente).
2. Creen las condiciones óptimas de deslizamiento para el transporte de hidrocarburos independientemente del corte de agua.
3. Rompan la emulsión W/O (agua en aceite) y formen una emulsión O/W (aceite en agua) como método eficaz de producción para su posterior separación en las etapas de deshidratación.
4. Eviten la cristalización de parafinas (aumento del «cloud point» o punto de turbidez) e inhiban la precipitación y aglomeración de asfaltenos.
5. Sean técnica y económicamente viables al poder competir con agentes químicos en campo.

Salager, et al. (1990) establecen que el cambio en cualquier formulación puede obtenerse al estudiar cualquiera de las variables físico-químicas de la misma. Por ejemplo, la temperatura y la concentración son variables que determinan la estabilidad, duración y tiempo de acción de cada compuesto químico. Por otro lado, para determinar el correcto funcionamiento de la formulación creada se debe minimizar las variables decisivas y aislar las más relevantes.

La **Tabla 3.2** recopila cuatro agentes químicos, los cuales, se seleccionaron como candidatos primordiales porque comprenden un amplio espectro para la inhibición de corrosión, precipitación de asfaltenos, cristalización de parafinas y son económica y comercialmente viables.

Tabla 3.2 Compuestos químicos utilizados como propuesta para el diseño de un mejorador de flujo.

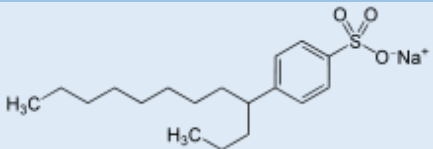
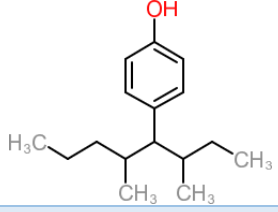
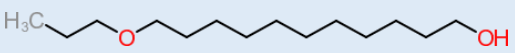
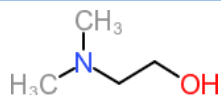
No.	Abr.	Compuestos	Conc. [ppm]	Justificación	Referencias
1	LSS	Lauril Sulfato de Sodio	354	Un surfactante económico del tipo aniónico muy utilizado para solubilizar y formar emulsiones O/W permitiendo disminuir la viscosidad en función de la concentración.	Marschner, F. (1993).
2	NFE	Nonil Fenol Etoxilado 30 M	350	Ayuda en la inhibición de aglomeración y precipitación de asfaltenos debido a las interacciones ácidas de las moléculas y los asfaltenos. Es un excelente agente químico para solubilizarse en agua cuando su cadena es mayor a 12 moles.	Corredor, A. (2018); Al-Sahaf et al. (2002); Mansoori y Elmi (2010).
3	AEE	Alcohol Estearílico Etoxilado	100	Es un tipo de surfactante no iónico que tiene propiedades hidrofílicas actuando como co-surfactante en procesos de dispersión y emulsificación siendo biodegradables.	SASOL Chemical (2019).
4	DMEA	Dimetil-etanolamina	50	Actúa como agente secuestrante inhibiendo la actuación de ácidos carboxílicos desestabilizando la emulsión, a su vez, inhibe la corrosión efectuada por agentes como el H_2S , CO_2 y N_2 .	Hongxia, G., et al. (2014); López, S. (2019).



Figura 3.6 Agentes químicos utilizados para el diseño de la mezcla denominada SOIL (Surface Operator and Inhibitor Liquid). [DMEA] Dimetil-etanolamina (Q103-I), [LSS] Lauril Sulfato de Sodio (Q672-I), [AEE] Alcohol estearílico etoxilado (Q436) y [NFE] Nonil Fenol Etoxilado 30 M (Q235-I).

El número HLB se calcula por el método de Davies, el cual, se encuentra en el capítulo 2.3.1 mediante las ecuaciones 2.3 y 2.5, donde:

Tabla 3.3 Balance físico-químico teórico de HLB mediante método de Davies como propuesta - solución a la problemática presentada.

Compuesto	Molécula	$\% \frac{m}{m}$	HLB
[LSS] Lauril Sulfato de Sodio		35.4	40
[NFE] Nonil Fenol Etoxilado 30 M		35	12.625
[AEE] Alcohol Estearílico Etoxilado		32	16.4
[DMEA] Dimetil-etanolamina		5×10^{-3}	9.4
Total	Agente solubilizantes y formador de emulsiones O/W		23.82

3.3 Metodología de caracterización experimental

La metodología de caracterización de este proyecto se dividió en tres partes: la selección del tipo de geometría para determinar la viscosidad del fluido, la formación y homogenización de emulsiones, y la determinación de la concentración óptima de los agentes químicos mediante pruebas de compatibilidad. A continuación, se describe a detalle el proceso de evaluación.

3.3.1 Equipos de medición

Para las pruebas de viscosimetría se utilizó un viscosímetro de cilindros concéntricos marca proRheo R-180, el cual, contaba con tres tamaños de cilindros como se observa en la **Tabla 3.4**. Se hicieron pruebas de compatibilidad para determinar la geometría adecuada en función de la magnitud de la viscosidad de la emulsión problema.

Tabla 3.4 Rangos de viscosidad y rapidez de corte. Viscosímetro proRheo R-180.

Tipo de geometría	Rango de viscosidad [cP]	Rapidez de corte [s^{-1}]
11	3 – 5,100	6.5 – 1,291
22	5 – 40,000	6.5 – 1,291
33	25 – 200,000	6.5 – 1,291

Por otra parte, el control de la temperatura se llevó a cabo mediante la adecuación de un recirculador de agua marca PolyScience, el cual, se operó a temperaturas de 25 °C y 35 °C que corresponden a la descarga de la bomba del sistema y a la entrada del sistema recuperador de condensados respectivamente.

En el caso particular del proceso de formación y homogenización de emulsiones, se utilizó el agitador de laboratorio IKA Eurostar 60.

3.3.2 Procedimiento experimental

Debido a que la viscosidad de la emulsión presentaba valores mayores a 60,000 [cP], la geometría que se eligió fue la 33. Por otro lado, para el proceso de homogenización de las emulsiones, la **Tabla 3.5** muestra la rampa de revoluciones por minuto a la cual fue expuesta cada emulsión.

Tabla 3.5 Programa de seguimiento para la formación de emulsiones.

Intervalos de tiempo [min]	Revoluciones [rpm]	Intervalos de tiempo [min]	Revoluciones [rpm]
De 0:00 a 8:00	100	De 24:01 a 32:00	1,000
De 8:01 a 16:00	250	De 32:01 a 40:00	750
De 16:01 a 24:00	500		

Tabla 3.6 Programa de concentraciones de cada agente químico.

Agentes químicos	Concentración [ppm]						Evaluado a una rapidez de corte γ [1/s] de
MDF	0	80	160	250	500	1,000	6.5, 9.9, 15.2, 23.3, 28.0, 35.7, 54.9, 84.1
RV2	0	250	500	800	1,500	2,500	
SOIL	0	100	250	500	1,000	2,500	

A su vez, la **Tabla 3.6** indica la concentración y la rapidez de corte con la que se evaluó cada agente químico. En el caso de los compuestos MDF y el RV-2, las concentraciones se basaron en los límites indicados a partir de las hojas técnicas.

Por último, para determinar la concentración óptima de los agentes químicos la secuencia de medición fue la siguiente:

1. Para la evaluación de viscosimetría, se utilizaron 50 mL de la muestra M808 (emulsión problema) en un vaso de precipitado de 250 mL previamente homogeneizada durante 40 min.

2. El recirculador se llevó a temperatura de operación de 25 °C y 35 °C (para cada agente químico que era probado a la concentración deseada) respectivamente.
3. Una vez que la temperatura era estabilizada, se procedió a la medición de la viscosidad a distintos esfuerzos de corte como se muestra en la **Tabla 3.6**.
4. Se realizó la limpieza de la geometría.
5. Tras la medición del esfuerzo de corte y de la viscosidad aparente, se aumentó la concentración deseada para agitar nuevamente la muestra durante 40 min.
6. Se repitió el paso 3 para las temperaturas de 25°C y 35°C.

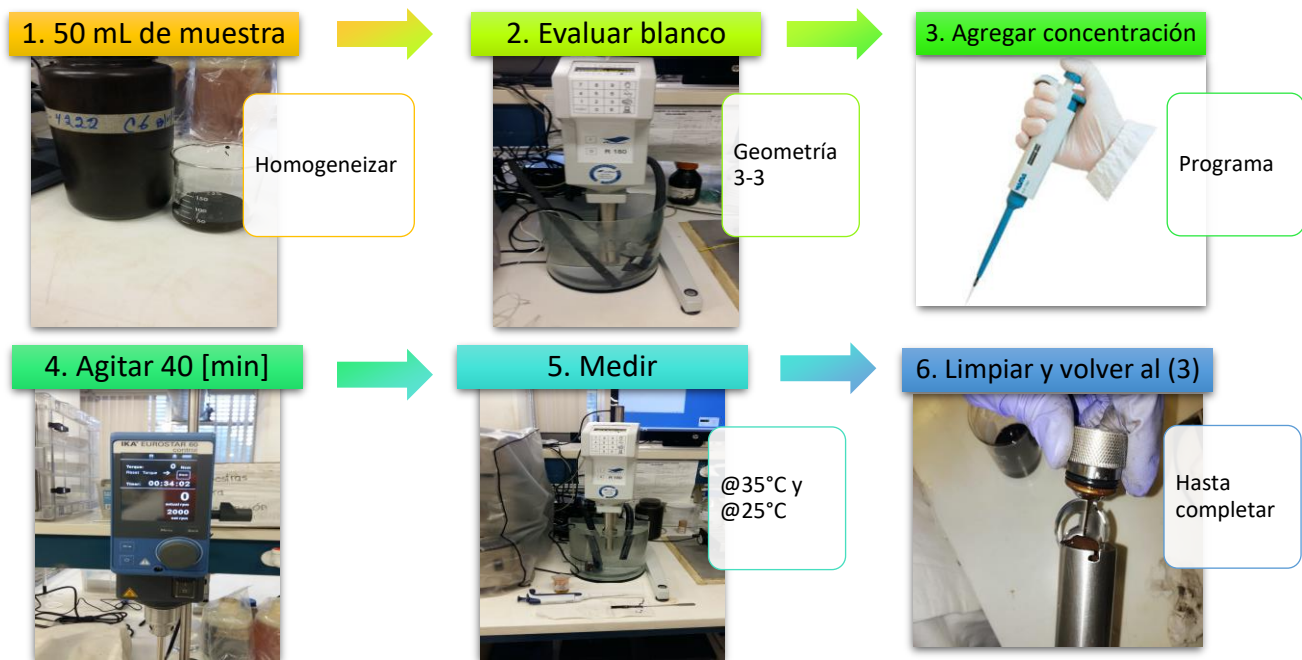


Figura 3.7 Diagrama del procedimiento normalizado de operación para la obtención de viscosimetría mediante geometría de cilindros concéntricos.

Capítulo 4

Resultados

En este capítulo se recopila el comportamiento de la emulsión expuesta a distintas concentraciones y esfuerzos de corte para cada agente químico. Se determinó el efecto de la temperatura a 25°C y 35°C. Los resultados muestran el comportamiento de un fluido pseudo-plástico. Adicionalmente, la viscosidad de la emulsión con el agente químico SOIL muestra ser ligeramente dependiente del tiempo a esfuerzos de corte altos.

4.1 Comportamiento reológico

En capítulos anteriores se expuso que el comportamiento de las emulsiones se rige por un fluido pseudo-plástico, el cual, tiende a ajustarse a un modelo definido por la Ley de Potencias mediante la ecuación **(4.1)** de Ostwald de Waele.

$$\tau = k(\dot{\gamma})^m \dots\dots\dots (4.1)$$

Los resultados se ajustaron a un modelo pseudo-plástico donde se observó que el índice de consistencia «k» (índice que denota la viscosidad aparente de la muestra), tuvo una disminución de 28.45% y 15.62% con el agente químico diseñado (SOIL) y el reductor de viscosidad de campo (RV-2) respectivamente, mientras que para el MDF, hubo un aumento significativo de 88.36%, es decir, lejos de corregir el problema, el agente químico MDF incrementó la viscosidad de la muestra. Los resultados se observan en la **Figura 4.1, Figura 4.2, Figura 4.3 y Figura 4.4.**

Se observaron comportamientos fluctuantes del índice de consistencia para los reactivos en campo (MDF y RV-2) a las concentraciones de 250, 500 y 1,000 ppm; por otro lado, para el caso del agente diseñado se observó estabilidad con una tendencia paulatina en la disminución del índice de consistencia, esto debido a la aplicación y trabajo del agente dispersor como una primera etapa, y a la formación de una emulsión O/W como segunda etapa.

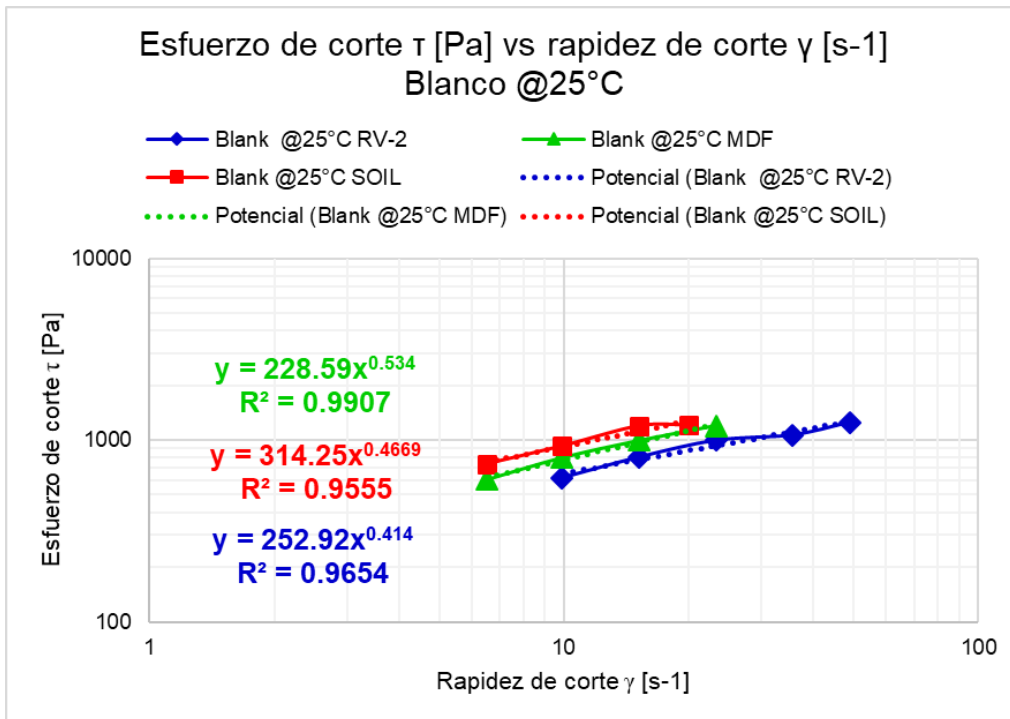


Figura 4.1 Gráfica logarítmica de esfuerzo de corte τ [Pa] vs. rapidez de corte γ [1/s], con una concentración de 0 ppm a 25 °C.

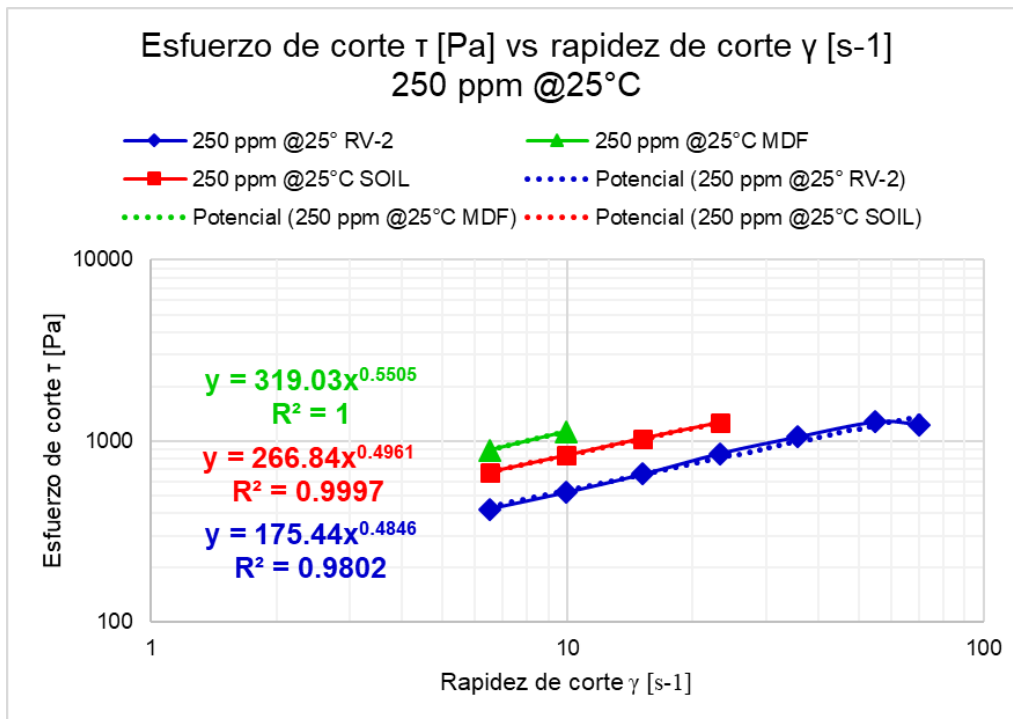


Figura 4.2 Gráfica logarítmica de esfuerzo de corte τ [Pa] vs. rapidez de corte γ [1/s], con una concentración de 250 ppm a 25 °C.

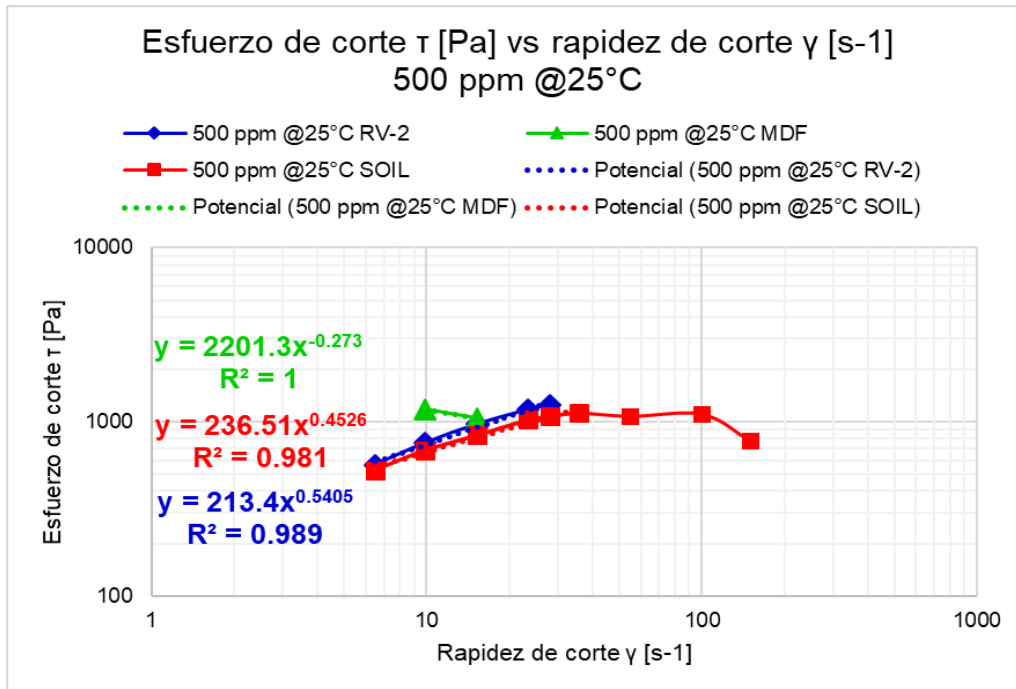


Figura 4.3 Gráfica logarítmica de esfuerzo de corte τ [Pa] vs. rapidez de corte γ [1/s], con una concentración de 500 ppm a 25 °C.

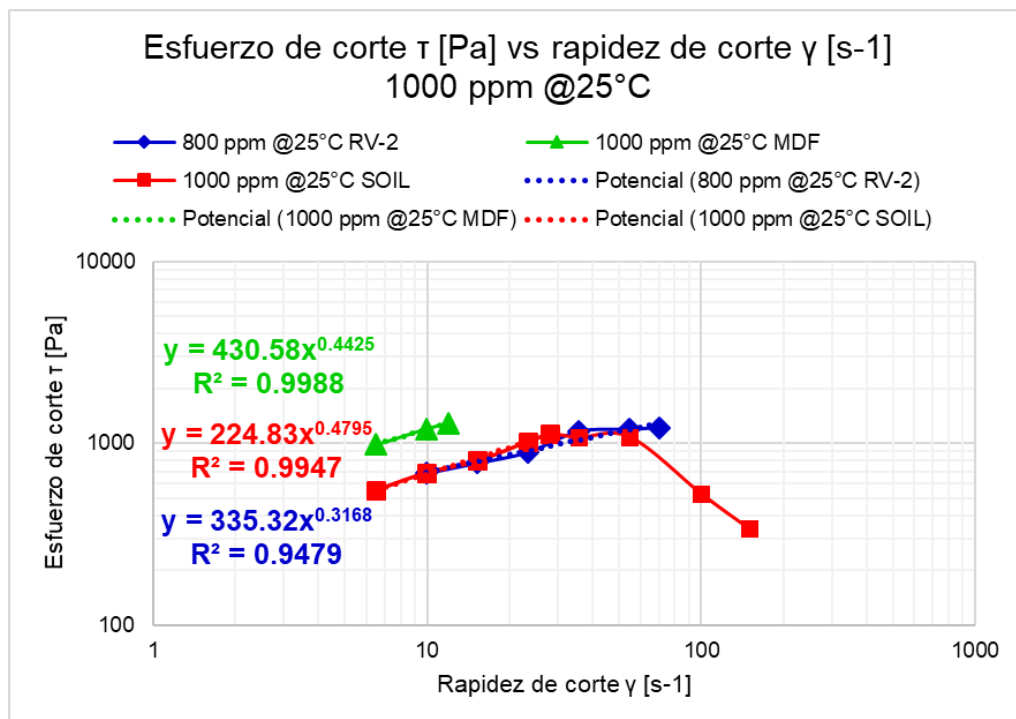


Figura 4.4 Gráfica logarítmica de esfuerzo de corte τ [Pa] vs. rapidez de corte γ [1/s], con una concentración de 1,000 ppm a 25 °C.

Los resultados de los tres agentes químicos a 35 °C y a las mismas concentraciones, muestran una disminución de la viscosidad aparente en un 17.79% para la fórmula diseñada con el agente SOIL, mientras que para el MDF y el RV-2 hubo un aumento del índice de consistencia de 86.54% y de 56.62% respectivamente. Esto se puede apreciar en la **Figura 4.5**, **Figura 4.6**, **Figura 4.7** y la **Figura 4.8**.

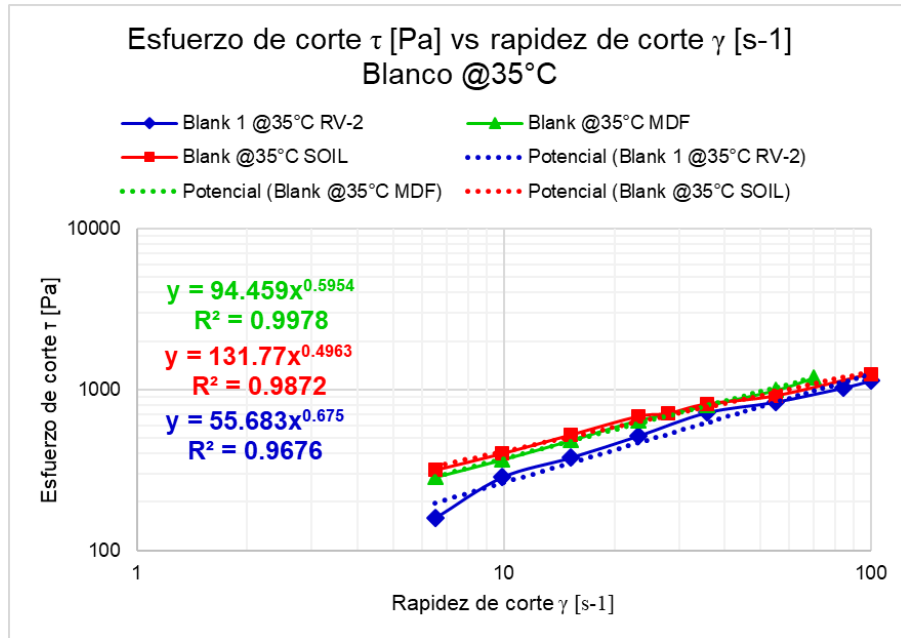


Figura 4.5 Gráfica logarítmica de esfuerzo de corte τ [Pa] vs. rapidez de corte γ [1/s], con una concentración de 0 ppm a 35 °C.

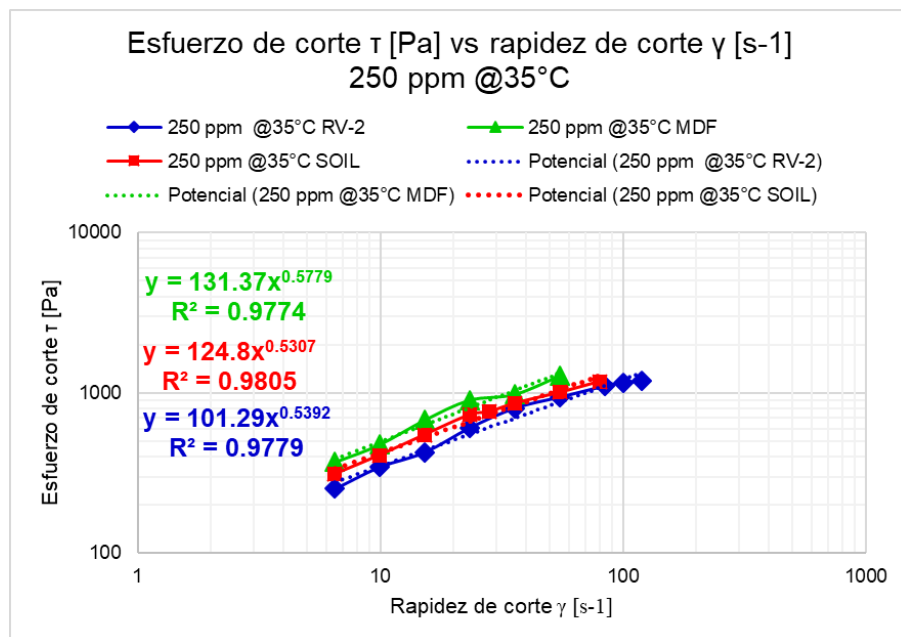


Figura 4.6 Gráfica logarítmica de esfuerzo de corte τ [Pa] vs. rapidez de corte γ [1/s], con una concentración de 250 ppm a 35 °C.

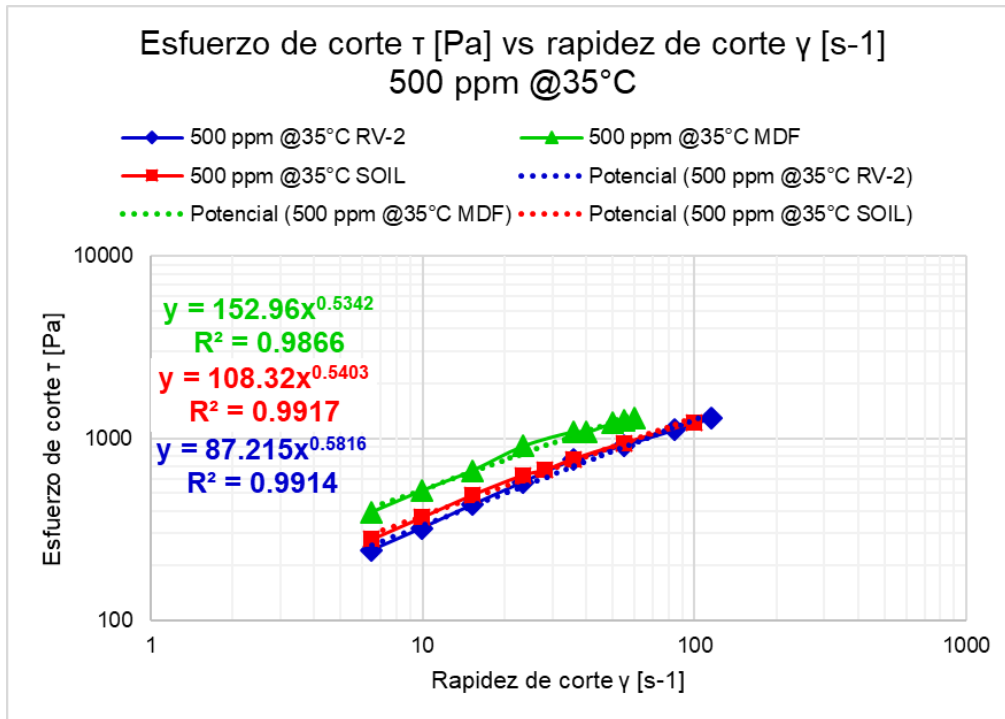


Figura 4.7 Gráfica logarítmica de esfuerzo de corte τ [Pa] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s], con una concentración de 500 ppm a 35 °C.

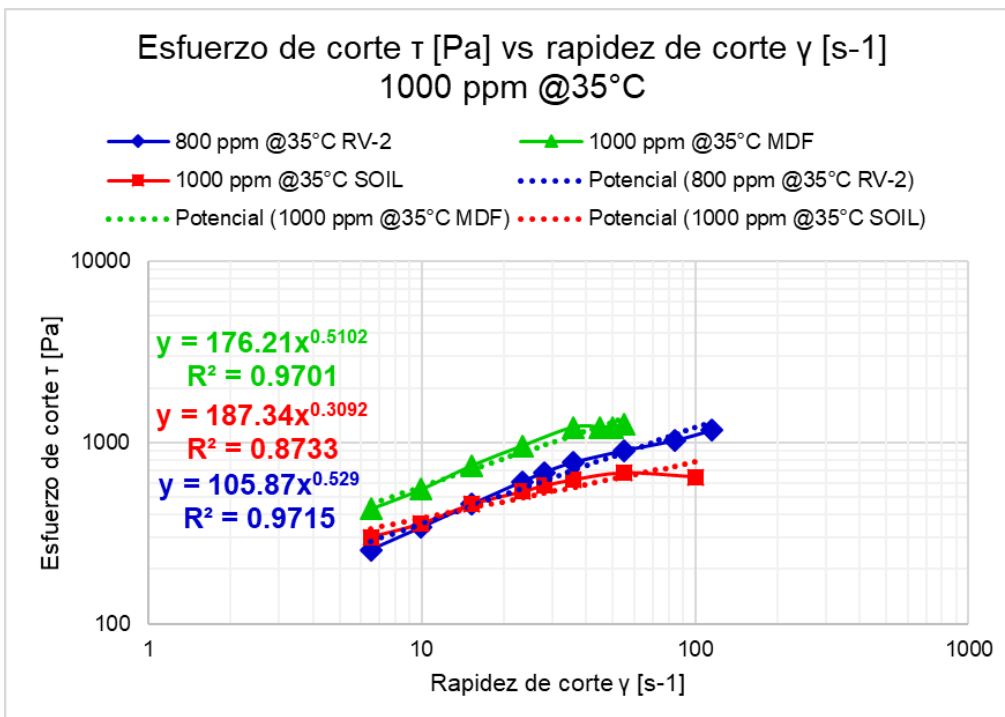


Figura 4.8 Gráfica logarítmica de esfuerzo de corte τ [Pa] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s], con una concentración de 1,000 ppm a 35 °C.

4.2 Estudio de viscosimetría en función de la concentración

Debido a la reducida cantidad de muestra de emulsión, se adaptó un plan para la cuantificación minuciosa de la tendencia de cada agente químico, sin embargo, no fue posible la repetibilidad de los experimentos debido a que no existía el rendimiento óptimo de la muestra. En los siguientes gráficos se puede observar una tendencia en la disminución de la viscosidad de la emulsión problema con los agentes químicos RV-2 (comercial) y SOIL (diseño propio), cuestión contraria para el caso del MDF (comercial), el cual, muestra un incremento drástico conforme aumenta la concentración, obteniendo el punto más alto a 500 ppm.

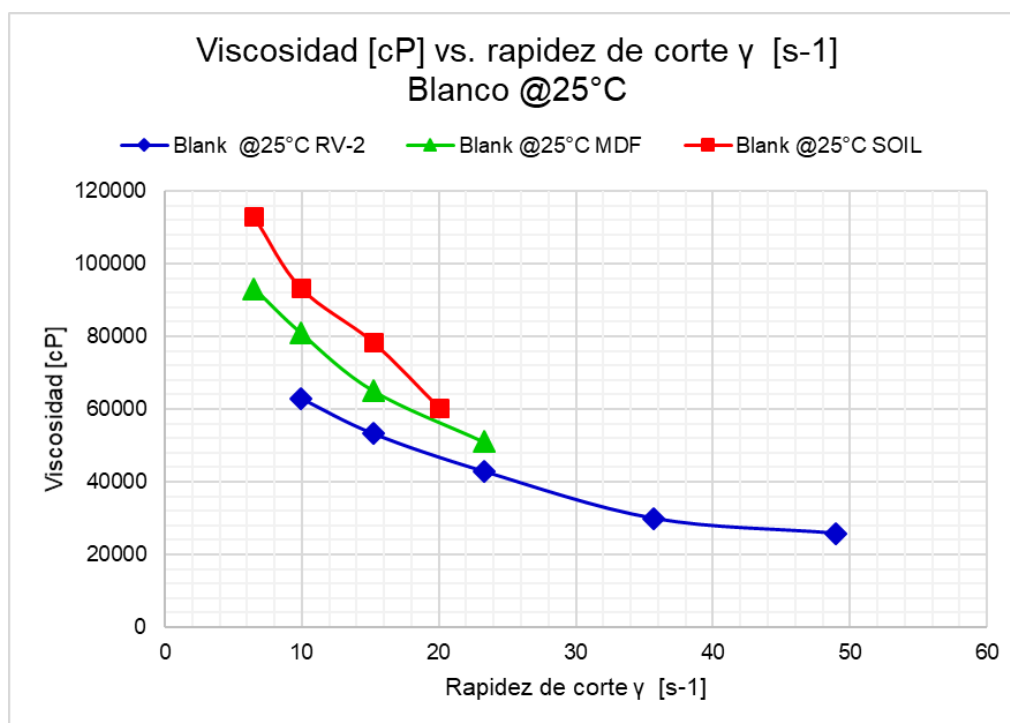


Figura 4.9 Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. rapidez de corte γ [1/s] con una concentración de 0 ppm a 25°C.

En la **Figura 4.9** se observa que los blancos (concentración de 0 ppm) no tienen una similitud en la viscosidad teniendo una diferencia de casi 30,000 [cP] en cada curva, sin embargo, y pese al panorama donde la evaluación del agente químico diseñado tuvo el blanco con la viscosidad más alta, éste logró abatir de manera eficiente la viscosidad, creando las mejores condiciones de flujo debido al comportamiento físico-químico a temperaturas de 25 °C y 35 °C como se puede observar en la **Figura 4.12** y **Figura 4.16**.

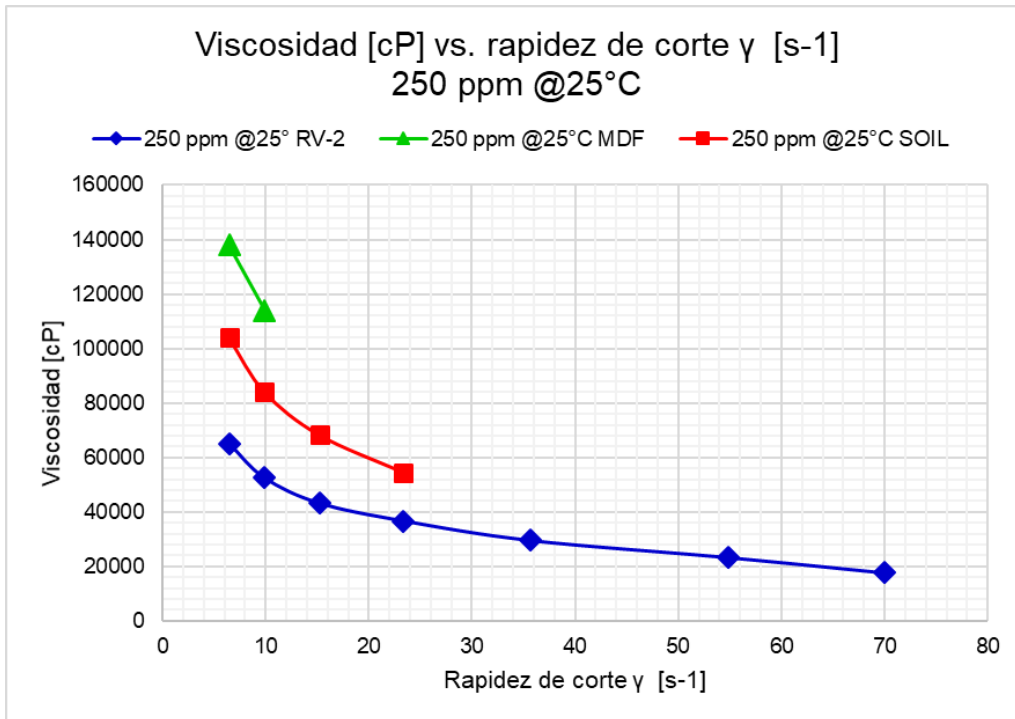


Figura 4.10 Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s] con una concentración de 250 ppm a 25°C.

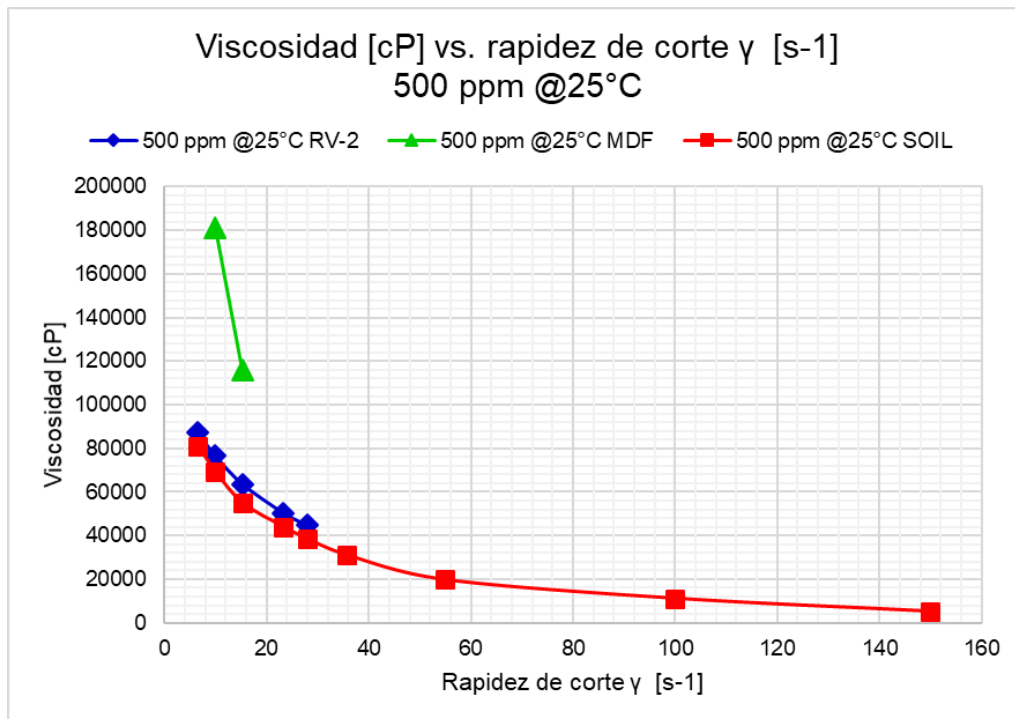


Figura 4.11 Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s] con una concentración de 500 ppm a 25°C.

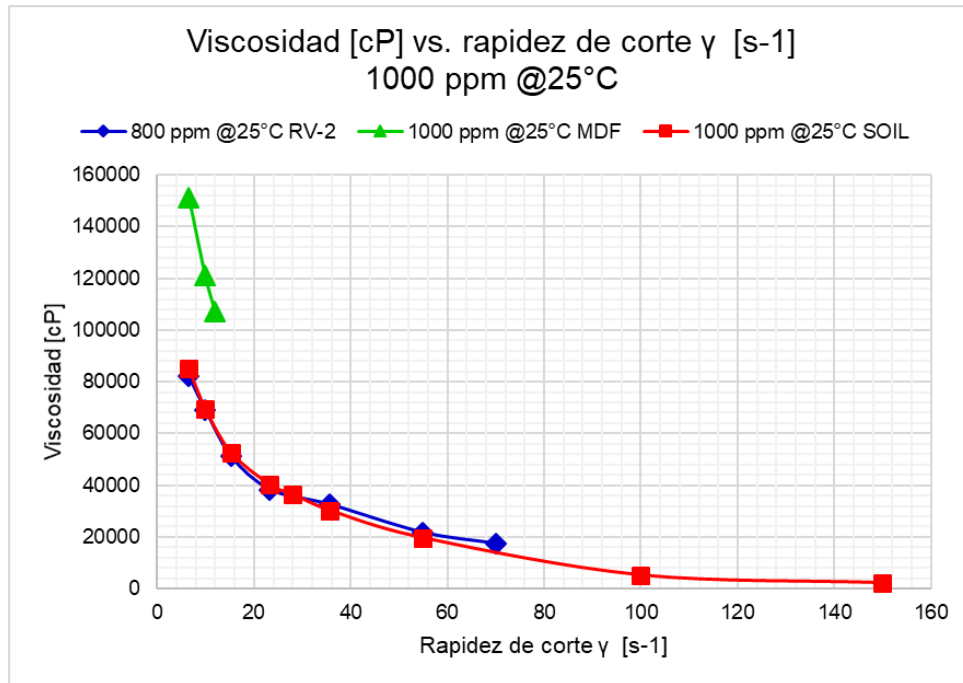


Figura 4.12 Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. rapidez de corte γ [1/s] con una concentración de 1,000 ppm a 25°C.

El comportamiento de viscosimetría a 35 °C comenzó con blancos relativamente cercanos entre el MDF (agente químico de campo) y el SOIL (agente químico diseñado) con una diferencia de 4,800 [cP]. En los resultados con concentración de 250 ppm, se observó un aumento en la viscosidad para el MDF y el RV-2 de 13,300 [cP] y 3,900 [cP] respectivamente. Por otro lado, el agente químico de diseño obtuvo una disminución en la viscosidad de 400 [cP] evaluada a la misma rapidez de corte, (ver **Figura 4.13** y **Figura 4.14**).

Se observó que la concentración óptima que disminuye la viscosidad en la emulsión y permite que esta fluya de manera eficiente se encuentra entre el rango de 500 ppm y 1,000 ppm debido a que el agente químico SOIL presenta una disminución significativa de casi el 48% de la viscosidad mientras que el RV-2 disminuye en un 11%, contrario al caso del MDF, el cual, aumenta la viscosidad en un 21.3% respecto al valor inicial, (ver **Figura 4.15** y **Figura 4.16**).

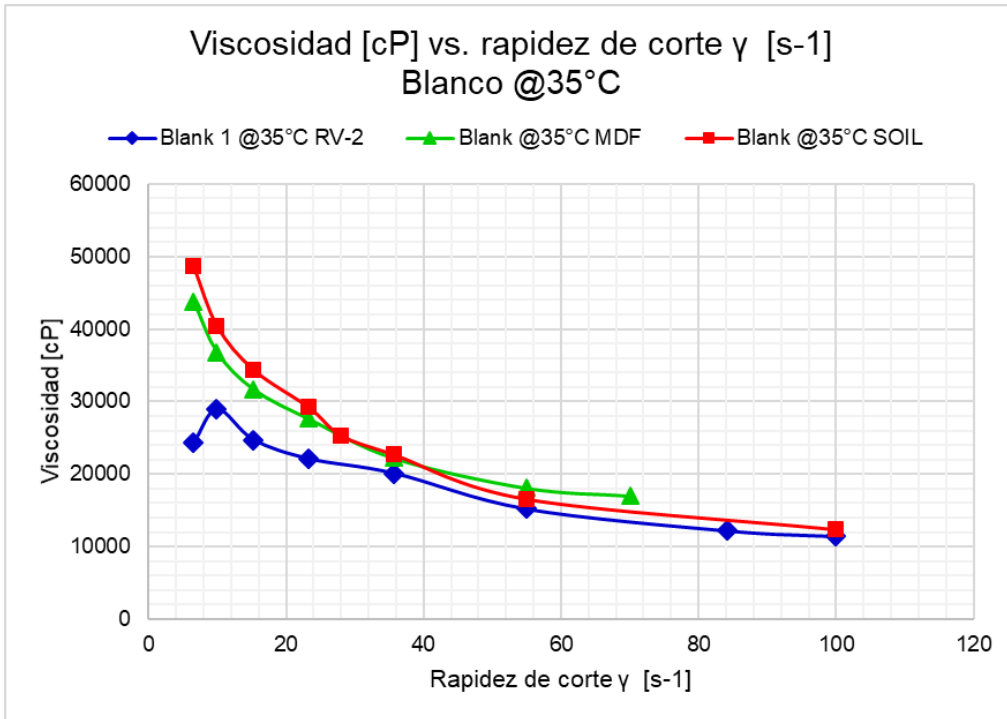


Figura 4.13 Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s] con una concentración de 0 ppm a 35°C.

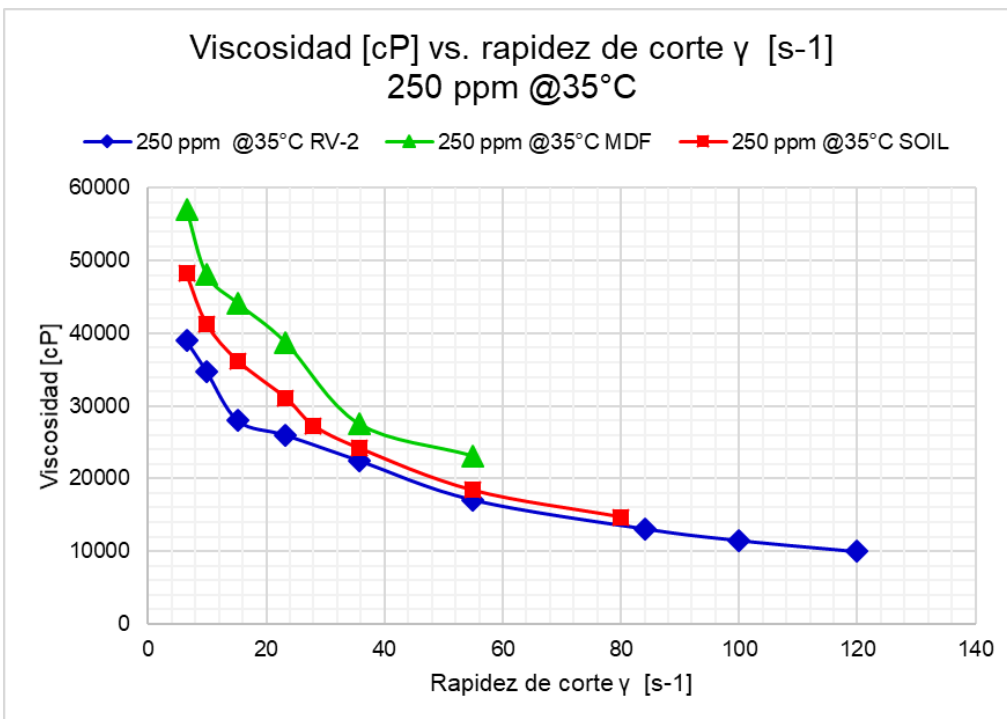


Figura 4.14 Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. rapidez de corte $\dot{\gamma}$ [1/s] con una concentración de 250 ppm a 35°C.

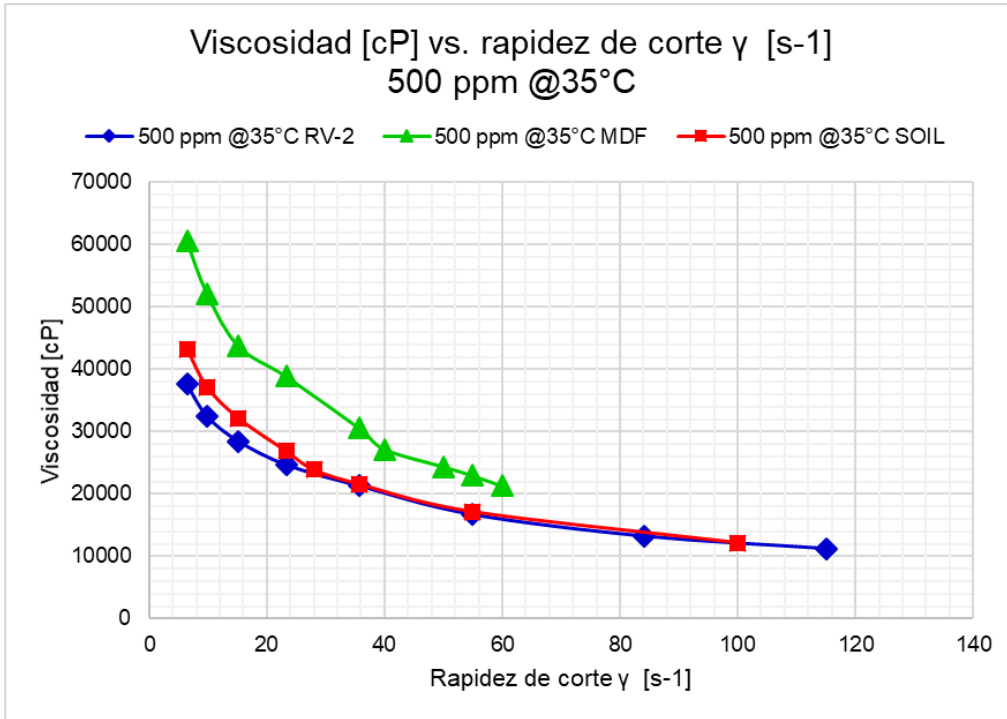


Figura 4.15 Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. rapidez de corte γ [1/s] con una concentración de 500 ppm a 35°C.

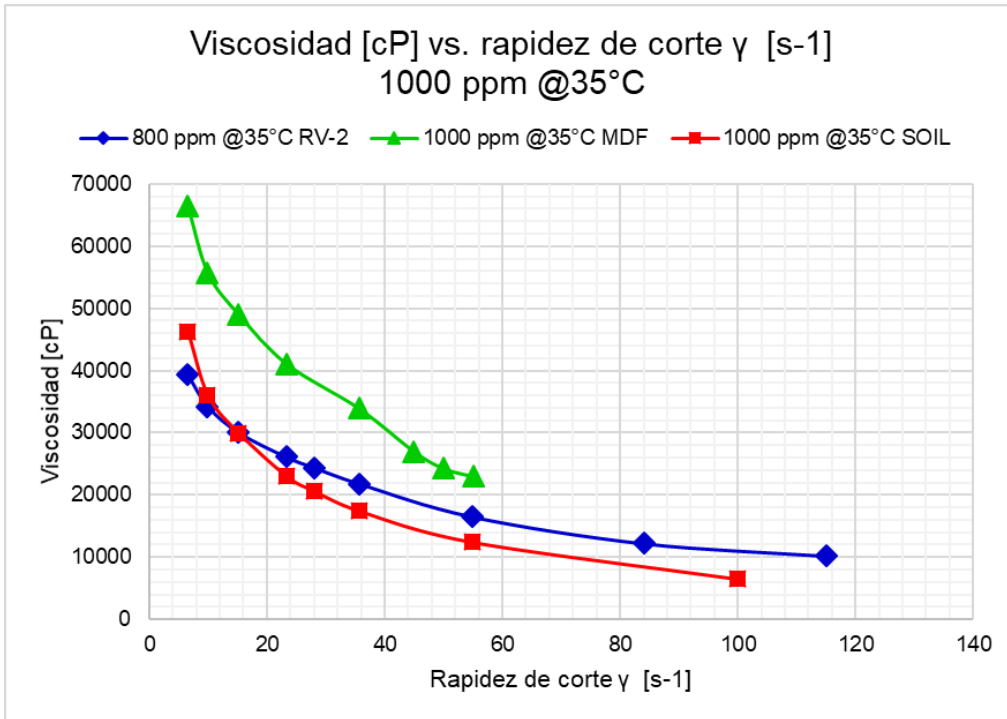


Figura 4.16 Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. rapidez de corte γ [1/s] con una concentración de 1,000 ppm a 35°C.

4.3 Comparativa entre mejoradores de flujo

La **Figura 4.17** engloba una evaluación precisa de los cambios de viscosidad en función de la concentración del producto químico SOIL a 25 °C donde cada curva es una rapidez de corte; se observa que conforme aumenta la rapidez de corte la viscosidad tiende a disminuir debido a la energía cinética que absorben las moléculas. Por otro lado, se observa la disminución de viscosidad debido a la interacción del agente químico (SOIL) donde a concentraciones mayores, la viscosidad de la emulsión decrece razonablemente hasta en un 52%.

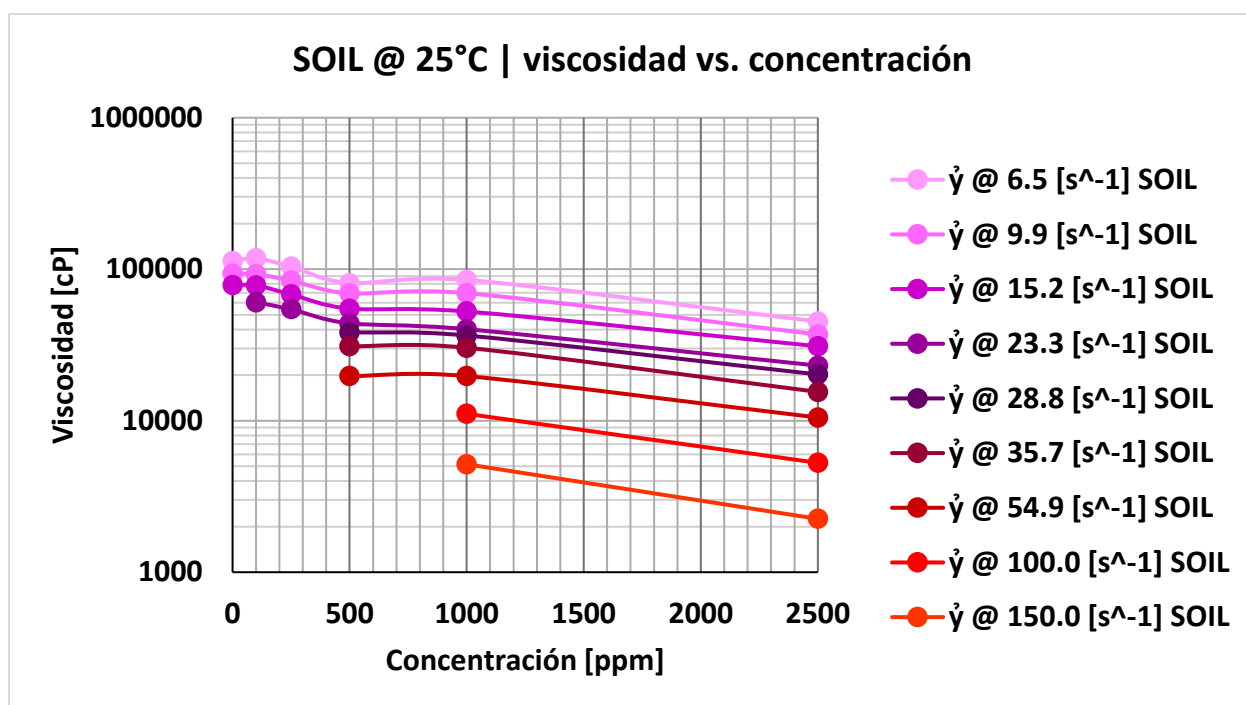


Figura 4.17 Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. concentración [ppm] de SOIL (agente químico diseñado) a 25°C.

La **Figura 4.18** nos muestra un aumento paulatino de la viscosidad para la emulsión problema al variar la concentración del agente químico RV-2 a 25 °C desde 0 ppm hasta 1,500 ppm, por otra parte, a 2,500 ppm esta disminuye casi un 50%.

Se observaron fluctuaciones en la tendencia de la viscosidad, al variar la concentración para cada rapidez de corte. Si este comportamiento se presenta en campo, afectaría las líneas de producción ocasionando ligeras caídas de presión adicionales debido al comportamiento inestable de la viscosidad por lo que el flujo no se consideraría homogéneo, por ejemplo, a la rapidez de corte 9.9 s^{-1} el reactivo RV-2 a 250 ppm presenta una viscosidad de 52,500 [cP], cuando se aumenta la concentración a 500 ppm la viscosidad de la emulsión tiende a aumentar a 76,500 [cP], a su vez, a 800 ppm disminuye a 69,100 [cP] y por último a 1,500 ppm se tiene un aumento a 84,200 [cP] de viscosidad aparente.

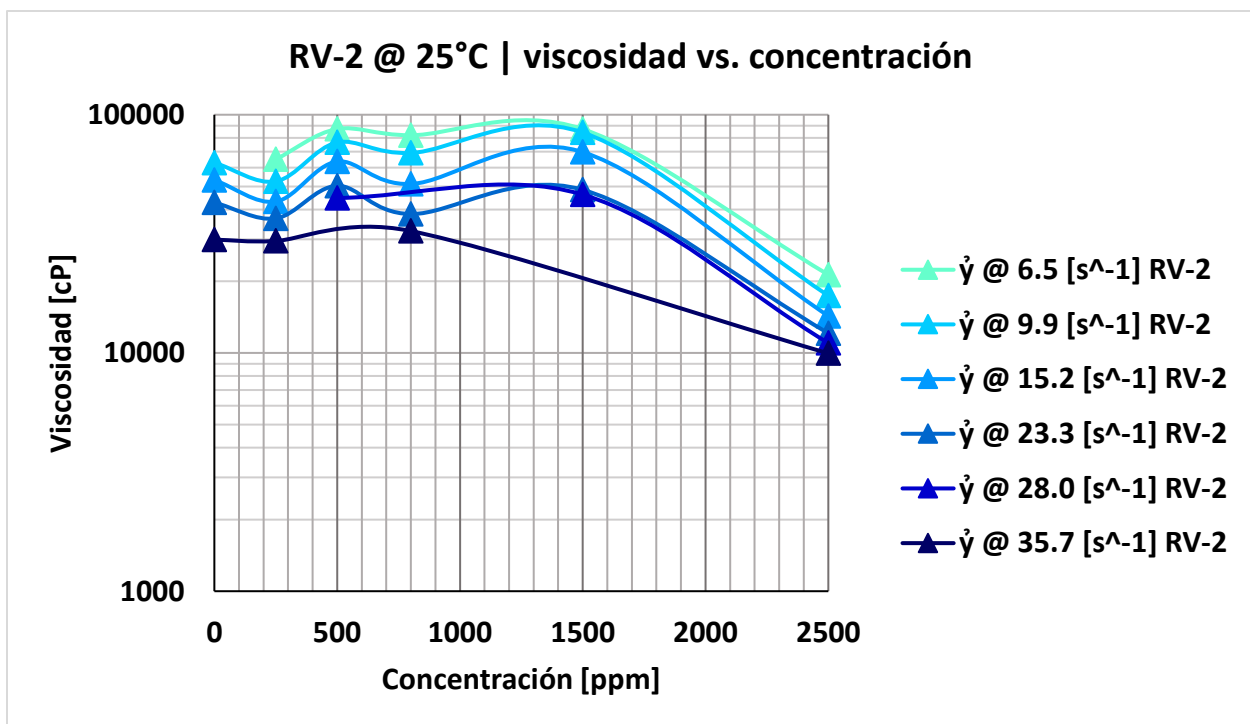


Figura 4.18 Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. concentración [ppm] de RV-2 a 25°C.

Para el activo MDF a 25 °C, se puede observar en la **Figura 4.19**, que el comportamiento de la emulsión tras la adición del agente químico, denota un aumento en la viscosidad inicial (a 6.5 s^{-1} y 0 ppm) que va desde lo 93,100 [cP] hasta los 138,00 [cP] (evaluados a 6.5 s^{-1} y 250 ppm).

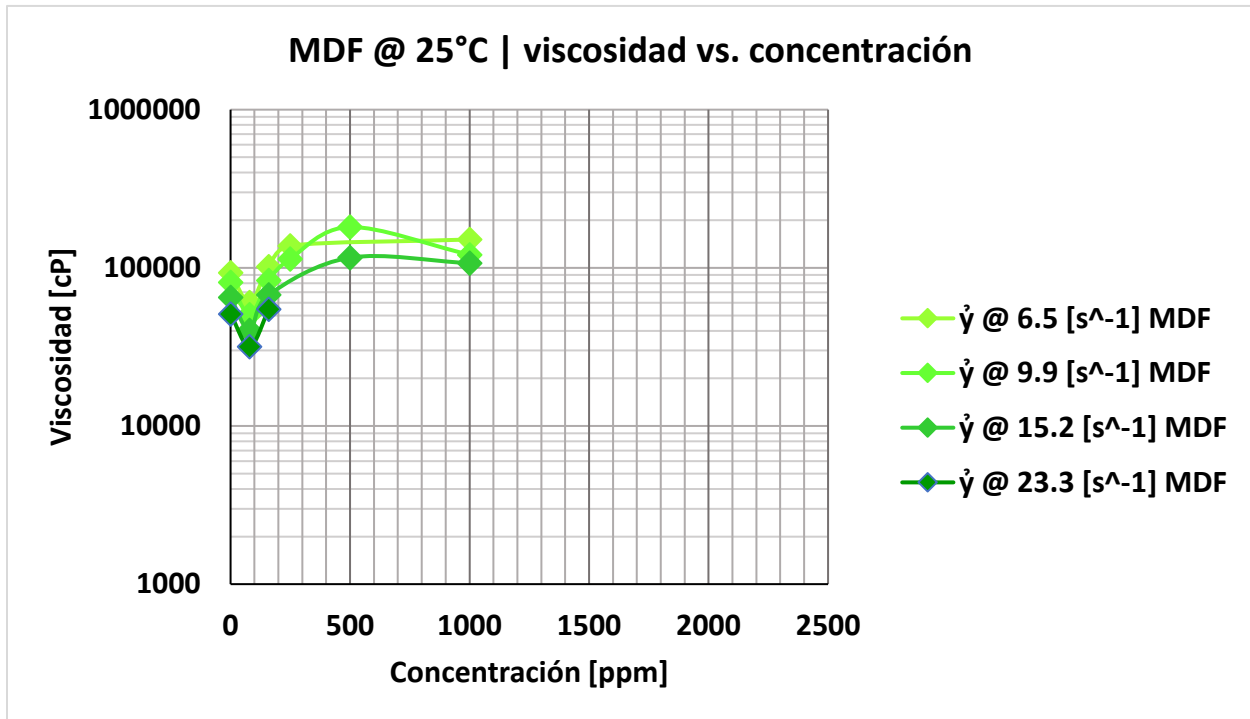


Figura 4.19 Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. concentración [ppm] de MDF a 25°C.

Se realizó el análisis del rendimiento y eficiencia de las mezclas de emulsión con RV-2 y SOIL. Debido a que el MDF no presentó un buen resultado a causa del aumento en la viscosidad de la muestra, éste no se incluyó en la gráfica de comparación. En la **Figura 4.20** se observa el aumento de la viscosidad conforme se incrementa la concentración del agente RV-2, caso contrario con el agente SOIL, el cual, obtuvo un mejor rendimiento debido a que la viscosidad disminuye en un orden del 10% cada 500 ppm. El reactivo RV-2 presentó incremento de la viscosidad entre 500 ppm y 1,500 ppm, no obstante, a 2,500 ppm tuvo una disminución considerable. No se realizaron pruebas por arriba de esta última concentración debido a los límites indicados en la hoja de datos del producto RV-2.

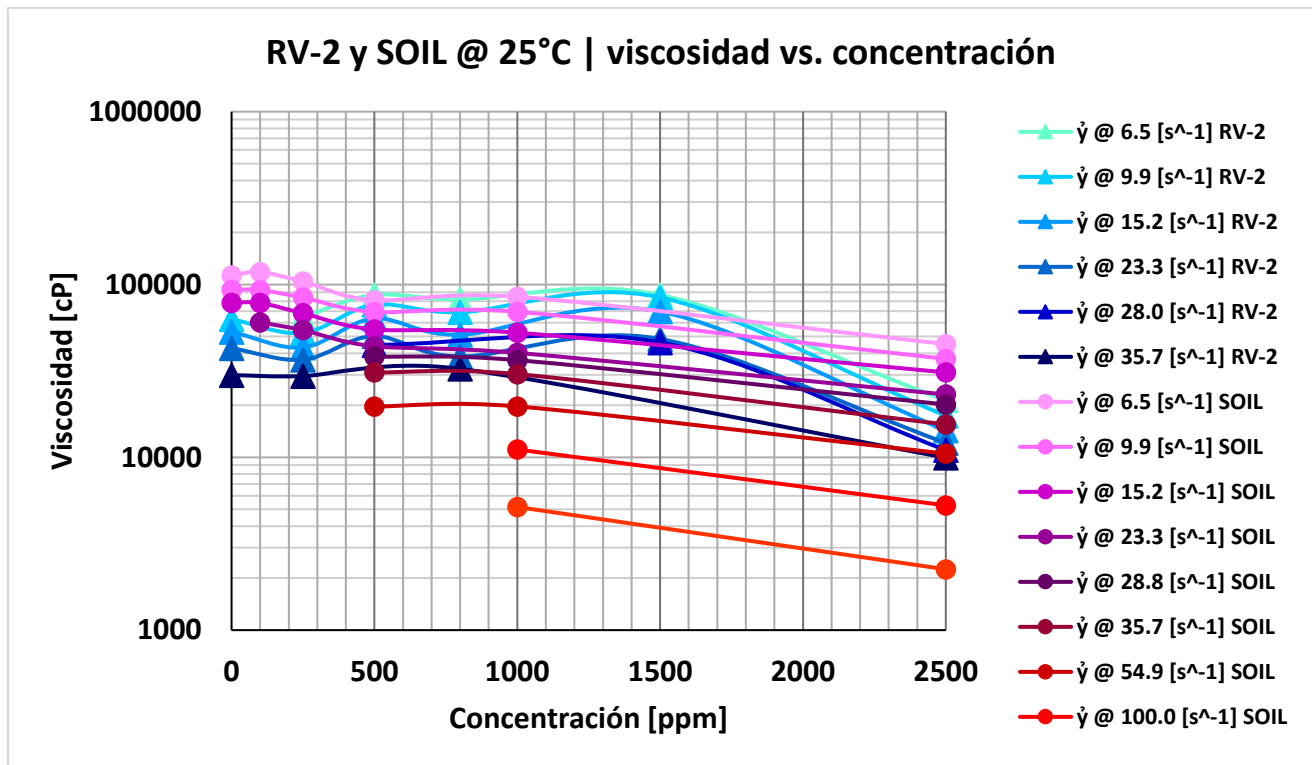


Figura 4.20 Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. concentración [ppm]. Comparación entre RV-2 y SOIL (agente químico diseñado) a 25°C.

Los resultados de las pruebas de compatibilidad de los tres agentes químicos a 35 °C presentaron un comportamiento similar a las de 25 °C; se observó que a esta temperatura la concentración a la cual se logra un abatimiento de la viscosidad de manera eficiente fue por arriba de 500 ppm; en la **Figura 4.21** se observa en escala semilogarítmica el comportamiento del agente químico SOIL, el cual, tiende a aumentar la viscosidad de la emulsión cuando la concentración del reactivo es menor a 250 ppm, por otro lado, a partir de 500 ppm el compuesto diseñado disminuye la viscosidad en un 4.7% a una rapidez de corte de 6.5 [s⁻¹], mientras que a 15.2 [s⁻¹] y 28.0 [s⁻¹] la viscosidad disminuye en un 13% y 18% respectivamente, es decir, conforme aumenta la rapidez de corte a partir de 500 ppm la viscosidad tiende a disminuir gradualmente.

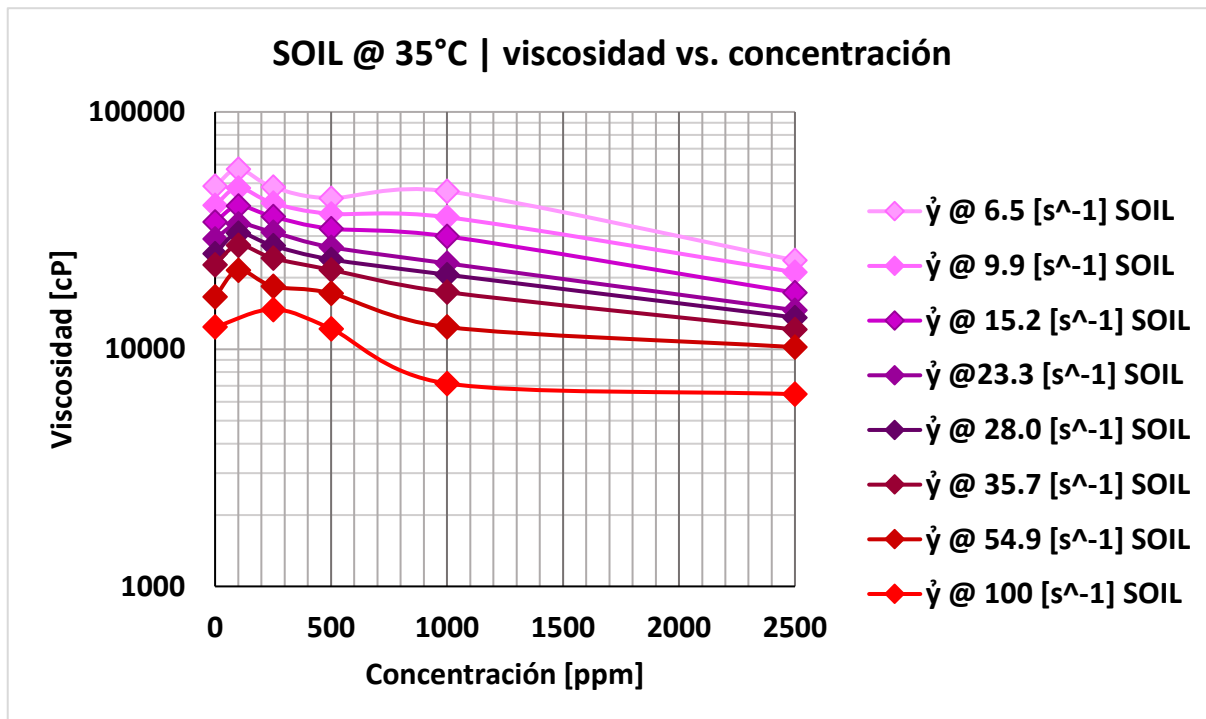


Figura 4.21 Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. concentración [ppm] de SOIL (agente químico diseñado) a 35°C.

Para el caso del agente químico RV-2 a 35 °C, se presenta un comportamiento similar a 25°C donde a concentraciones menores a 1,500 ppm la viscosidad de la emulsión tiende a aumentar un promedio de 12.11% y a concentraciones de 2,500 ppm, la viscosidad disminuye un 28.45%. Los resultados se muestran en la **Figura 4.22**.

Asimismo, en la **Figura 4.23** se observa que el MDF presentó una tendencia por el incremento de la viscosidad a 35 °C conforme la concentración aumentaba. En la **Figura 4.24** se muestra la comparación entre los reactivos RV-2 y SOIL a 35 °C, en donde se observa que, a concentraciones de 0 ppm (sin compuesto químico), ambos agentes presentan viscosidades diferentes con una variación de 11,500 [cP] a una rapidez de corte de 9.9 [s⁻¹]. Para determinar su eficiencia en cuanto a la disminución de viscosidad en la emulsión, se tomó la variación de viscosidad para cada agente químico a 500 ppm y 2,500 ppm con su respectivo blanco (0 ppm).

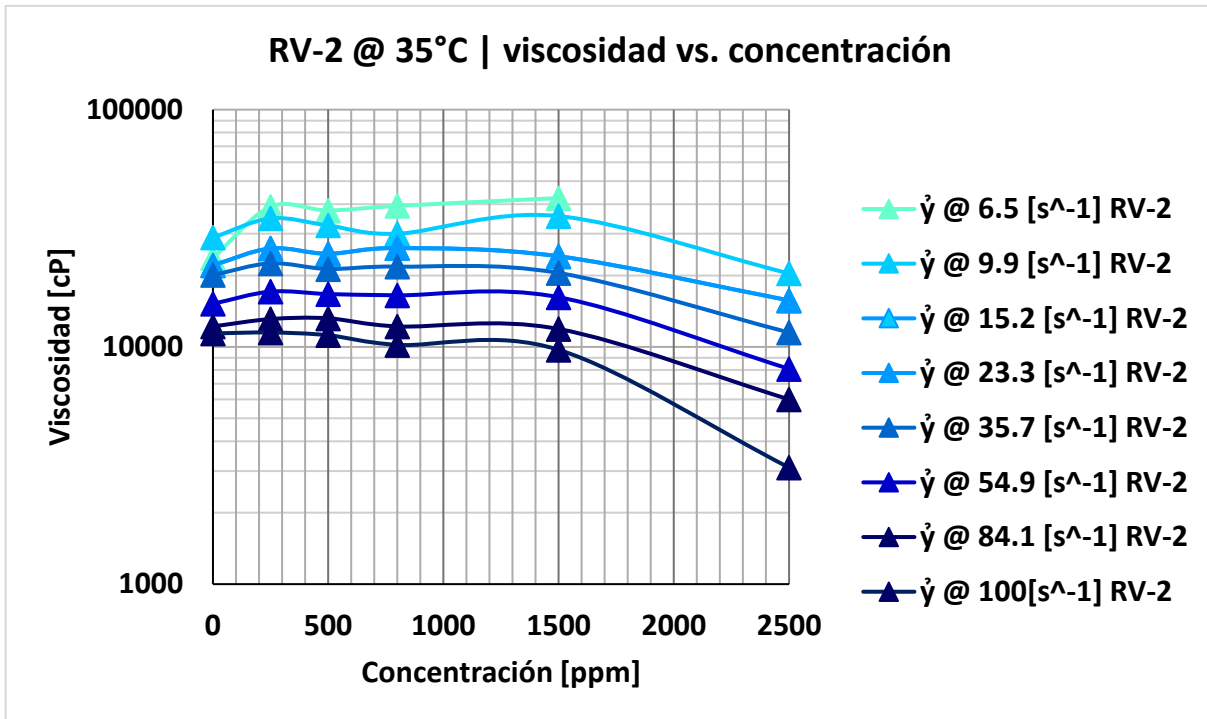


Figura 4.22 Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. concentración [ppm] de RV-2 a 35°C.

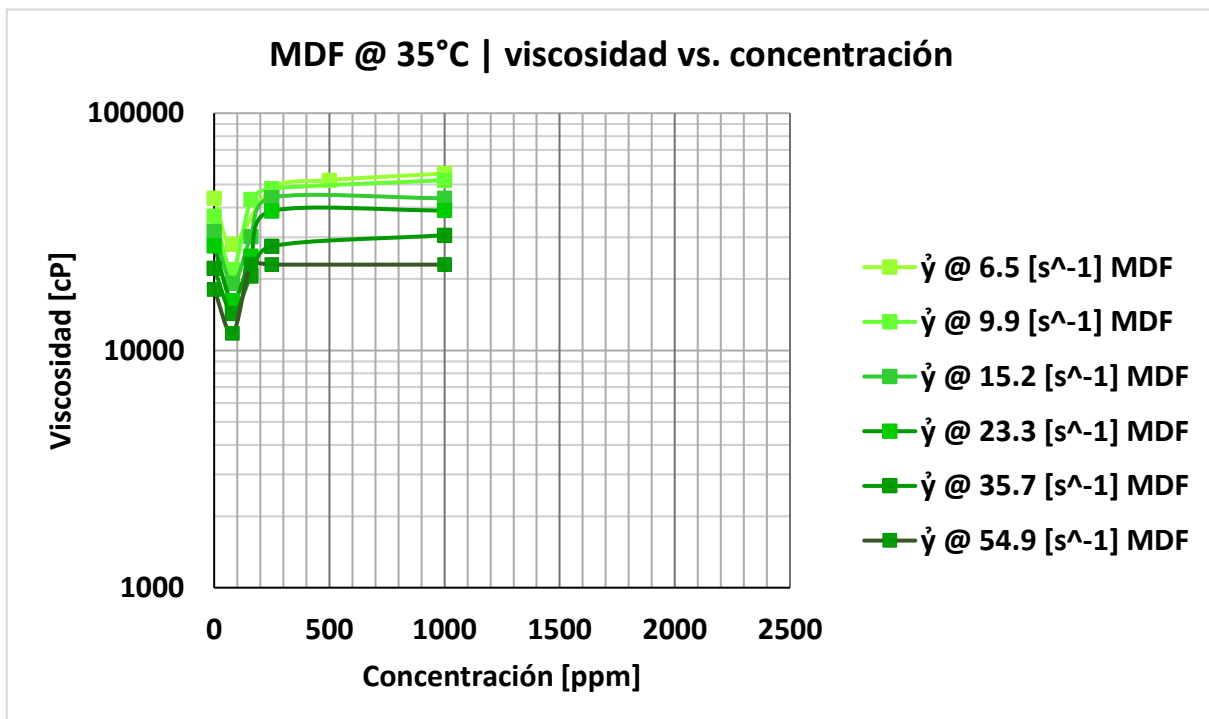


Figura 4.23 Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. concentración [ppm] de MDF a 35°C.

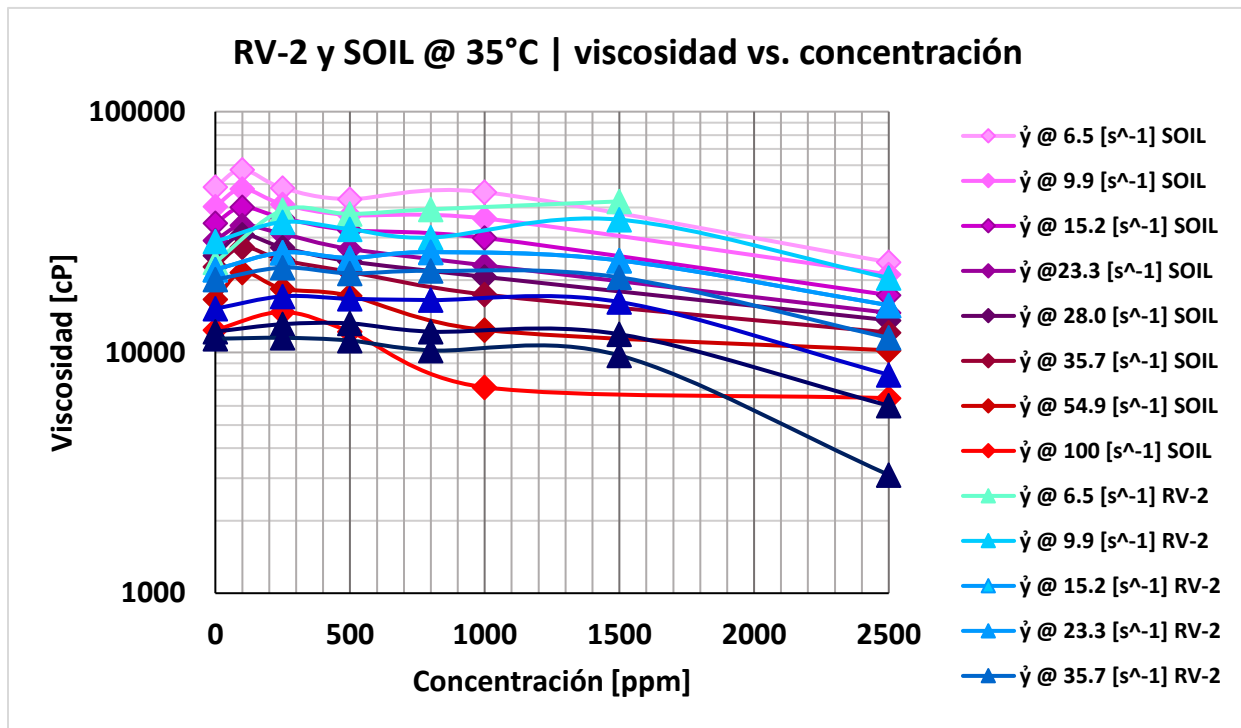


Figura 4.24 Gráfica de viscosidad μ [cP] vs. concentración [ppm]. Comparación entre RV-2 y SOIL (agente químico diseñado) a 35°C.

Debido a que los blancos (a 0 ppm) de cada agente químico partían a diferentes viscosidades, se evaluó en un promedio porcentual el incremento o decremento de la viscosidad de cada muestra en función de la concentración a cada rapidez de corte.

La **Figura 4.26** muestra la variación de la viscosidad a 500 ppm para los agentes químicos RV-2 y SOIL evaluados a temperaturas de 25°C y 35°C. Se observa que el compuesto químico SOIL a 25 °C y 35 °C reduce la viscosidad de la emulsión en un porcentaje promedio de 27.8% y 7.8% respectivamente. A 25° C, la gráfica muestra una disminución máxima de la viscosidad de 29.97% y una mínima de 25.8% considerando rapidezces de corte de ente 6.5 [s^{-1}] y 35.7 [s^{-1}], mientras que, para 35 °C la disminución máxima alcanzada fue de un 10.91% con una mínima de 4.85%.

Por otro lado, el agente comercial RV-2 incrementa la viscosidad promedio en un 12% y 17% a 25 °C y 35 °C respectivamente. Sin embargo, en la **Figura 4.25** se puede apreciar que cuando la concentración aumenta a 2,500 ppm el agente RV-2 disminuye la viscosidad hasta en un 72% a 25 °C y un 28% a 35 °C; de igual modo, el compuesto químico SOIL reduce la viscosidad de la emulsión dejándola a un 60% a 25 °C y 49% a 35 °C.

El análisis muestra que a 25 °C el agente químico SOIL a 500 ppm disminuye la viscosidad un 27% y a 35 °C decrece un 7%, a su vez, si la concentración aumenta a 2,500 ppm el cambio en la viscosidad llega a ser más notorio, ya que a 25 °C la viscosidad disminuye un 60% y, a 35 °C decrece hasta un 50%.

Por el contrario, cuando la concentración es de 500 ppm del compuesto químico RV-2, aumenta la viscosidad hasta un 17% más a 25 °C y un 12% a 35 °C. Sin embargo, a 2,500 ppm se observó una disminución de 72% a 25 °C y de 28.45% a 35 °C

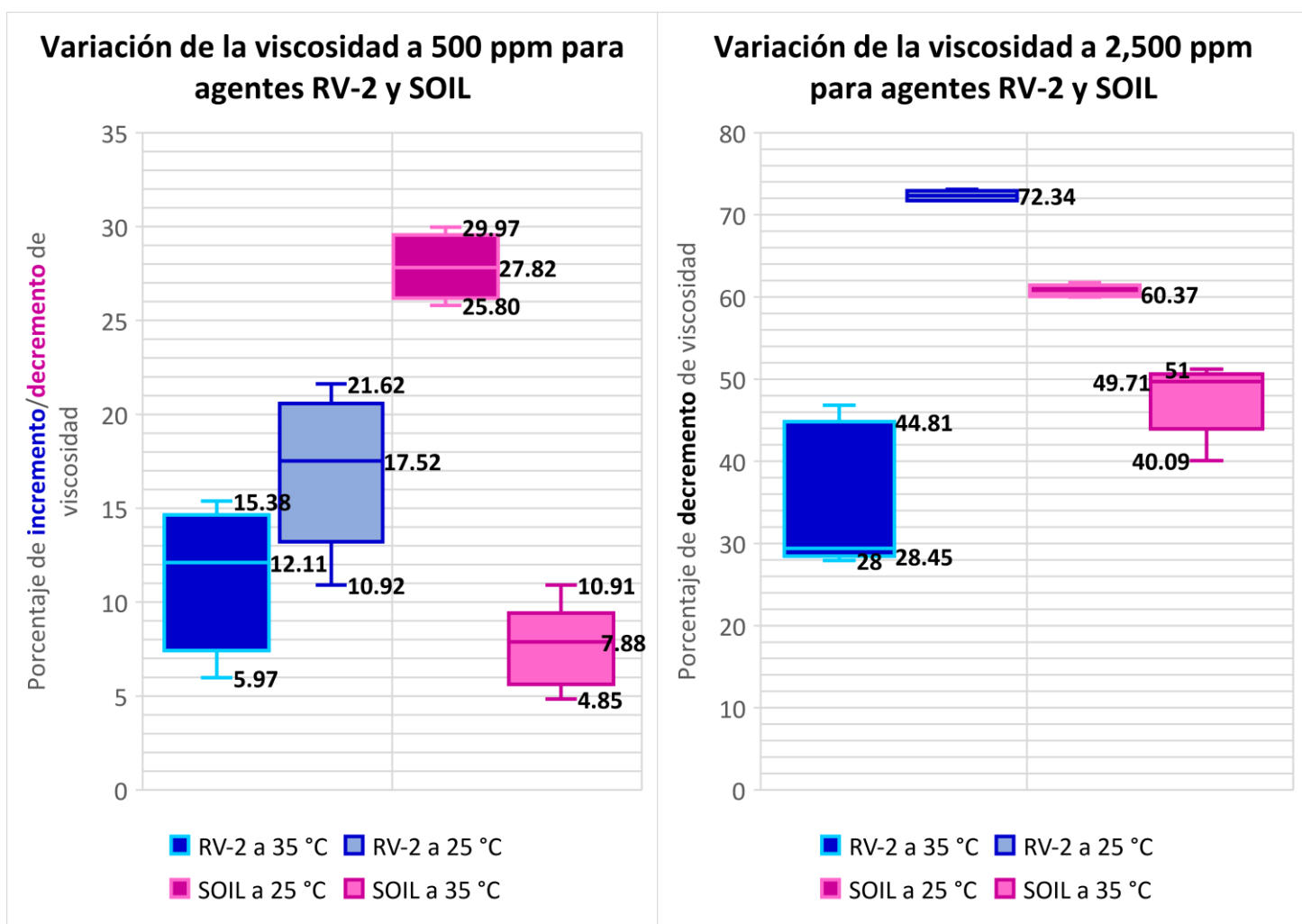


Figura 4.26 Porcentaje de incremento y decremento de viscosidad para el agente químico RV-2 y SOIL evaluados a 35 °C.

Figura 4.25 Porcentaje de decremento de viscosidad para el agente químico RV-2 y SOIL evaluados a 25 °C.

4.4 Estimación costo-beneficio por uso del agente químico diseñado (SOIL)

Para evaluar la viabilidad económica de los agentes químicos RV-2 y SOIL, se diseñó un modelo de flujo de caja que contempla el valor presente neto (VPN) mensual a las concentraciones de 500 ppm y 2,500 ppm.

Por consiguiente, se toman las siguientes consideraciones:

1. Producción diaria equivalente a 1,092 BPD en el sistema recuperador de condensados.
2. La bomba perteneciente al sistema recuperador de condensados donde llega la emulsión funciona durante 20 minutos seis veces al día, a su vez, se considera que se detiene dos veces por semana (48 horas en total) al operar con alguno de los reactivos en campo, no obstante, si no existiera tratamiento químico, la bomba podría detenerse 3 veces por semana (72 horas).
3. Tanto el precio del barril como del dólar se toman respecto a un periodo anual que comprende desde diciembre del 2018 a noviembre del 2019.
4. Para la evaluación del flujo de caja se determina el valor presente neto antes y después de impuestos. Al estado le compete un porcentaje de regalías del 65% y la tasa de impuestos que se erogan por la producción mensual es del 15%.
5. La tasa de descuento del proyecto es del 12%, la cual, considera una inflación anual del 4% y la depreciación de la moneda nacional en el tiempo, así como la volatilidad de los mercados.
6. Se considera un corte de agua del 60% donde el tratamiento de la misma cuesta \$1 dólar por cada barril de aceite, mientras que la inyección se estima en \$3 dólares por barril producido. Para el caso del precio del gas, se estimó un promedio anual donde la venta cierra en \$3 dólares por cada mil pies cúbicos producidos.
7. Se estima un costo operativo fijo (OPEX) de \$35,000 dólares mensuales, así como un gasto de capital inicial (CAPEX) de \$2,880,000 dólares por la adquisición y acondicionamiento de equipo nuevo para la inyección del agente químico, los cuales, serán distribuidos en tres periodos mensuales.

8. La producción de cada agente químico conlleva un precio en la creación y síntesis. En la **Tabla 4.1** se exponen los precios estimados basados en la oferta y demanda al mes de febrero del 2019. Cabe destacar que el agente químico diseñado se estimó con base en la adquisición y mezcla de reactivos con distribuidores autorizados, lo que deja consigo la opción de hacer un proceso eficiente para la producción del mismo a nivel industrial.

Tabla 4.1 Estimación de costo por litro para el diseño de agente químico y productos en campo.

Precio de agentes químicos (M.X.N.)		
SOIL (reactivo diseñado)	RV-2 (reactivo en campo)	MDF (reactivo en campo)
\$167.00	\$120.00	\$112.00

En la **Figura 4.27** se observa que a 500 ppm el agente químico RV-2 otorga un flujo de efectivo positivo de \$1,357,366 dólares antes de impuestos y \$924,017 dólares después de impuestos. Por otro lado, en la **Figura 4.28**, el compuesto SOIL cierra en \$2,972,402 dólares antes de impuestos y \$2,372,349 dólares después de impuestos. El punto de ruptura, en el cual, se observa una ganancia para el agente RV-2 se da al séptimo mes, mientras que para el compuesto SOIL, se aprecia en el quinto mes.

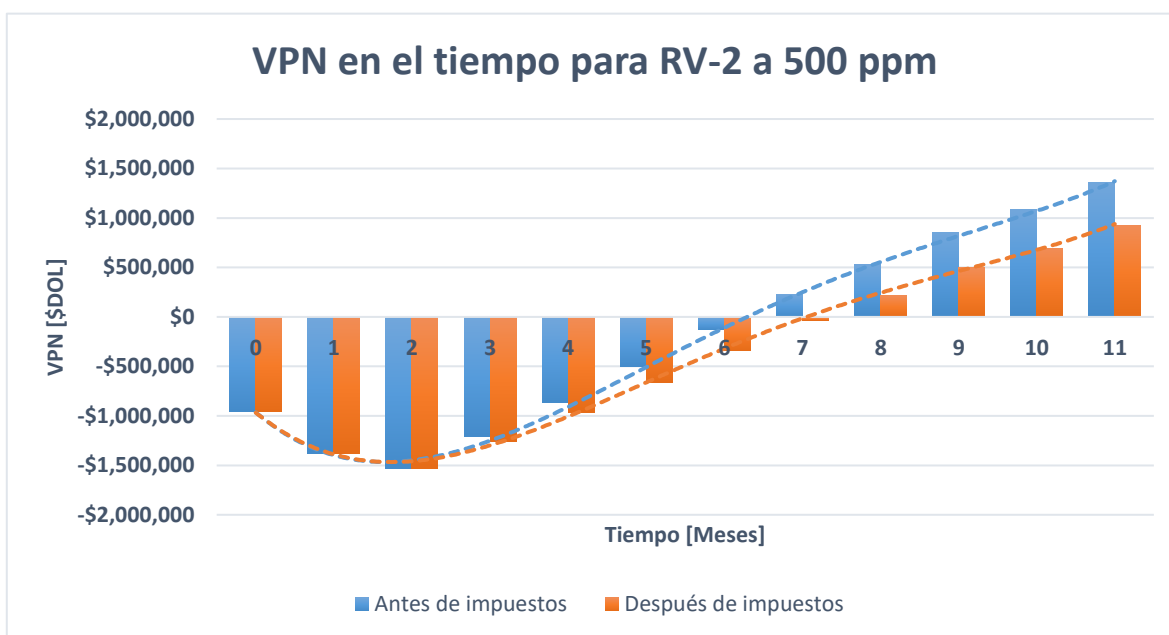


Figura 4.27 Flujo de efectivo mes con mes para el agente químico RV-2 a 500 ppm.

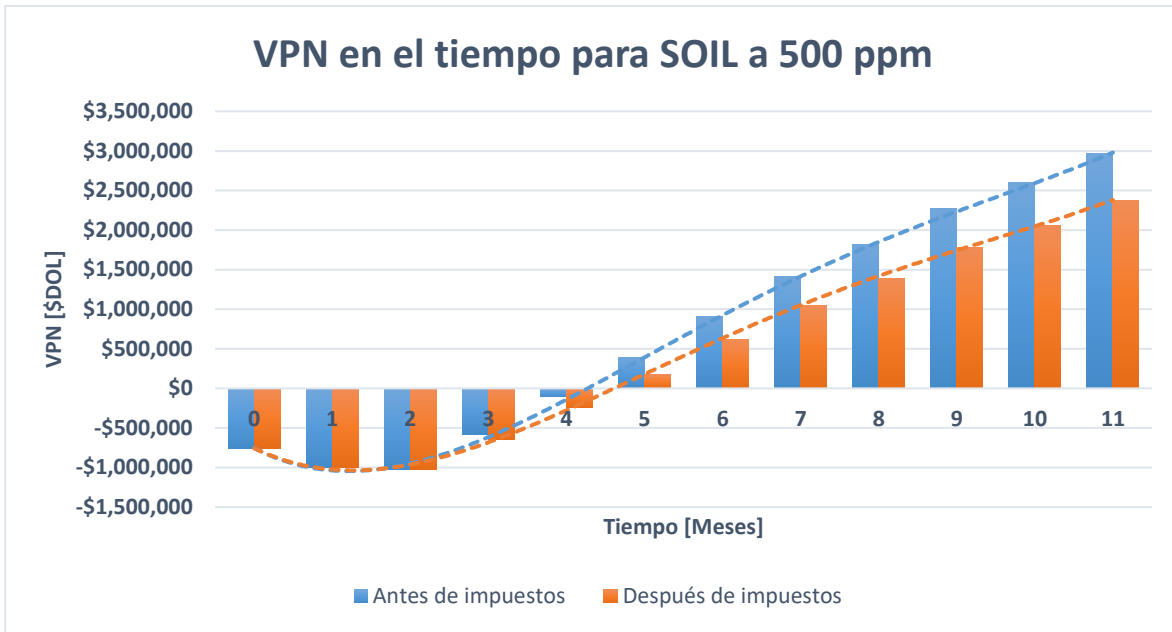


Figura 4.28 Flujo de efectivo mes con mes para el agente químico SOIL a 500 ppm.

Por último, en la **Figura 4.29** se muestra el comportamiento del RV-2 a 2,500 ppm, el cual, denota un punto de ruptura al noveno mes donde la ganancia antes de impuestos cierra en \$879,904 dólares y después de impuestos denota un cierre de \$498,297 dólares.

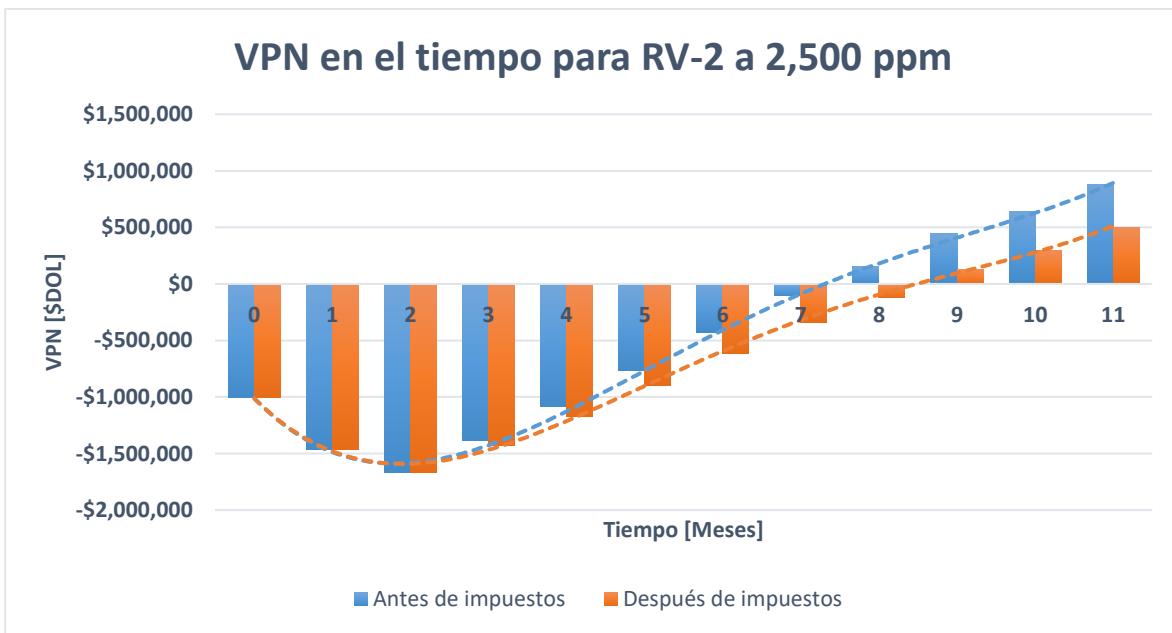


Figura 4.29 Flujo de efectivo mes con mes para el agente químico RV-2 a 2,500 ppm.

Para el caso del agente SOIL, en la **Figura 4.30** se observa un punto de ruptura en el sexto mes otorgando un valor de \$2,066,310 dólares antes de impuestos y \$1,564,450 dólares después de impuestos

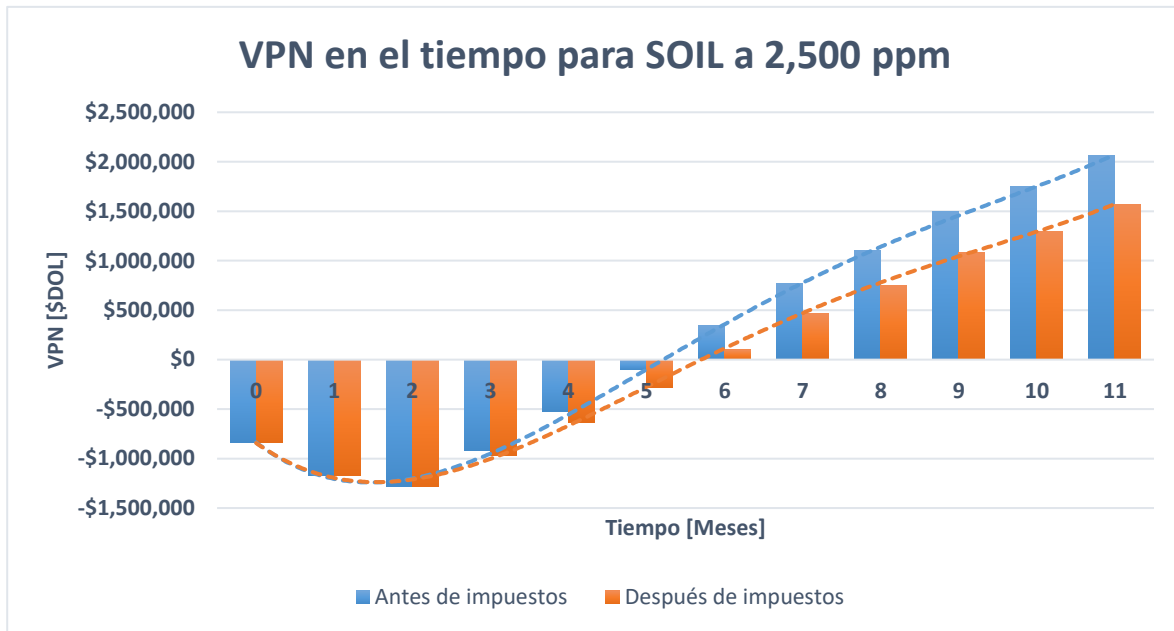


Figura 4.30 Flujo de efectivo mes con mes para el agente químico SOIL a 2,500 ppm.

Se observó que, en ambos casos de concentración, el valor presente neto después de impuestos para la mezcla diseñada excede en casi tres veces la ganancia del agente usado en campo. A su vez, el periodo en el cual se puede apreciar ganancias para el agente SOIL se encuentra entre el quinto y sexto mes, mientras que para el agente RV-2 varía entre octavo y noveno mes.

En conclusión, el agente químico SOIL demuestra una recuperación temprana de la inversión con mejor panorama financiero al valor neto obtenido en el onceavo mes del compuesto RV-2.

Conclusiones

1. Se propuso un método químico para la problemática que se presenta en campo, considerando su viabilidad técnica y económica.
2. Se diseñó un agente químico capaz de resolver la problemática actuando de dos formas:
 - a) buscando la estabilidad de una emulsión O/W y
 - b) disminuyendo la viscosidad de la emulsión en función de la concentración del compuesto químico diseñado.
3. De manera teórica se diseñó un agente mejorador de flujo a partir del cálculo del índice HLB (Balance Hidrofílico-Lipofílico, por sus siglas en inglés) utilizando los reactivos [DEA] Dimetil-etanolamina (Q103-I), [LSS] Lauril Sulfato de Sodio (Q672-I), [AEE] Alcohol estearílico etoxilado (Q436-I) y [NFE] Nonil Fenol Etoxilado 30 M (Q235-I).
4. Se diseñó una metodología de evaluación para los agentes químicos utilizados (reactivos de campo y formulación propia) con el objetivo de validar la eficiencia de cada uno. No fue posible realizar pruebas de repetibilidad debido a la cantidad limitada de muestra con la que se contaba. No obstante, las tendencias en la disminución paulatina de la viscosidad generan las bases para trabajos futuros con el agente químico SOIL (Surface Operator and Inhibitor Liquid) enfocados en el estudio de emulsiones de aceite pesado.
5. Se observó que a concentraciones entre 500 ppm y 2,500 ppm el agente químico disminuye la viscosidad inicial de la emulsión (256,000 [cP]), en un 72% y 28.45% a 25°C y 35 °C, respectivamente; lo cual, permitirá el transporte de la emulsión evitando taponamiento en las líneas de producción. Por otro lado, los agentes de campo presentaron fluctuaciones inestables a esas concentraciones.

6. El estudio económico estima que el valor presente neto después de impuestos para la mezcla diseñada excede en casi tres veces la ganancia del agente usado en campo. A su vez, el periodo en el cual se puede apreciar ganancias para el agente SOIL se encuentra entre el quinto y sexto mes, mientras que para el agente RV-2 varía entre octavo y noveno mes.

Recomendaciones

- Se recomienda evaluar el comportamiento del fluido diseñado a distintas concentraciones de agua salina y mantener las condiciones de temperatura representativas conforme al transporte de hidrocarburos
- Determinar la CMC y la concentración mínima requerida para disminuir considerablemente la viscosidad en una emulsión de aceite crudo pesado para obtener a priori, un rango determinado de operación con el agente químico SOIL.
- Estudiar el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura.
- Reducir costos del agente químico diseñado haciendo omisión de la dietilamina y el lauril éter sulfato de sodio como alternativa comparando su efectividad a distintas concentraciones.
- Efectuar pruebas de compatibilidad a distintos cortes de agua para constatar la efectividad del mejorador de flujo diseñado.
- Añadir un co-surfactante (alcohol graso etoxilado) con algún nonil fenol de cadena larga y hacer las pruebas pertinentes comparando la efectividad que estos tienen con las emulsiones de aceite pesado con alto contenido asfáltico.
- Determinar el tamaño de gota de la emulsión para ambos fluidos y así obtener una solución mecánica si se precisa como alternativa a futuro evaluando la rentabilidad del proyecto.
- Exponer la emulsión a distintos cambios de pH para evaluar su comportamiento reológico en función del aumento y/o disminución de viscosidad para evaluar la viabilidad de distintos agentes secuestrantes.

Bibliografía

1. Álvarez, M. 2014. Criterios para la aplicación de tecnologías en el transporte de aceite pesado y extrapesado basados en mejoradores de flujo. Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México. Posgrado de la Facultad de Ingeniería. Ciudad de México.
2. Antuñano, Y. 2012. Selección y aplicación de un mejorador de flujo como una alternativa para el mejoramiento de la productividad de crudos pesados en el campo Angostura. *Congreso Mexicano del Petróleo (CMP)*, **1-24**.
3. Arnold, K. y Stewart, M. 2008. Surface Production Operations. Design of oil handling system and facilities. The United States of America. Gulf Professional Publishing. Third edition.
4. Arriola, E. y De Gorordo, C. 2016. Optimización de la producción en pozos de crudo pesado y extrapesado utilizando mejoradores de flujo. 5° Foro Petrolero de Investigación *PetroQuiMex*. **26-33**.
5. Balzer, J., Feustel, M., Krull, M. y Reimann, W. 1995. Graft polymers, their preparation and use as pour point depressants and flow improvers for crude oils, residual oils and middle distillates. *US Patent 5 439 981*. Hoechst AG, August 08, 1995.
6. CNIH. 2018. Reservas de Hidrocarburos. Recuperado de: <https://reservas.hidrocarburos.gob.mx/>. Consultada el 23 de enero del 2019.
7. Columbia University. 2019. Theoretical and computational poromechanics laboratory. Retrieved from Nonlocal and higher-order continuum-discrete Coupling for porous media. Recuperado de: <https://www.poromechanics.org/research.html>. Consultada el 18 de enero del 2019.

8. Cruz, C. 2019. Clasificación reológica de los fluidos. Formulario. Recuperado de: <http://tecno.cruzfierro.com/formularios/clasificacion-fluidos.pdf>. Consultada el 03 de mayo del 2019.
9. Daaou, M. y Bendedouch, D. 2012. Water pH and surfactant addition effects on the stability of an Algerian crude oil emulsion. *Journal of Saudi Chemical Society*. **333-337**. DOI: 10.1016/j.jscs.2011.05.015.
10. Danesh, Ali. 2003. PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Edinburgh, Escocia: Elsevier Science B.V.
11. Devold, Håvard. 2013. Oil and gas production handbook. An introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry. Oslo. ISBN 978-82-997886-3-2
12. Dzhanakhmedova, S., Pryanikov, E., Sulejmanova, S., Mamedov, K., Dubrovina, E., Indyukov, N., Sulejmanov, A. 1992. Composition for preventing asphaltene-resinparaffin deposits – contains waste from production of synthetic glycerine, in mixture with polyacrylamide. *SU Patent 1 761 772*. September 15, 1992.
13. Feustel, M., Krull, M. y Oschmann, H., 2001. Additives for improving the cold flow properties and the storage stability of crude oil. *WO Patent 0 196 503*. Clariant International Ltd., December 20, 2001.
14. Fink, J. 2015. Petroleum engineer's guide to oil field chemicals and fluids. The United States of America. Gulf Professional Publishing. Second edition. ISBN: 9780123838445
15. Garreto E. 2006. Determinação de Início de Precipitação dos asfaltenos em petróleos Brasileiros e implicações na estabilidade de misturas de petróleos. Tesis de Licenciatura. Universidade Federal do Maranhão, São Luis.

16. Guinee, M., y Lamza, E. 1995. Cost Effective Methods to Maintain Gas Production by the Reduction of Fouling in Centrifugal Compressors. *Society of Petroleum Engineers*. DOI:10.2118/30400-MS
17. Hernández, Hernández, A.M. 2014. Fundamentos de Aseguramiento de Flujo en Sistemas de Producción de Petróleo y Gas. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. Ciudad de México.
18. Kissel, C. 1997. Method for reducing the pour point of an oil and compositions for use therein. *US Patent 5 593 955*. Entek Corp., January 14, 1997.
19. Krull, M., von Halasz, S., Reimann, W., Balzer, J. y Geiss, H. 1998. Copolymers of ethylenically unsaturated carboxylic acid esters with polyoxyalkylene ethers of lower, unsaturated alcohols as flow-improving agents for paraffin containing oils. *US Patent 5 718 821*. Hoechst AG, February 17, 1998.
20. Martínez, E. 2016. Emulsificación de petróleo crudo para su transporte por oleoductos. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, **8(3)**, 395-403.
21. Meyer, G., Kessel, D. y Rahimian, I. 1995. The effect of pour point depressants of the polyacrylate type on crude oil. *Erdöl Kohle-Erdgas-Petrochem.* **48 (3)**, 135–137.
22. PEMEX. 2019. Producción de petróleo crudo por tipo y región, estructura vigente a partir del 2002. Recuperado de: <http://ebdi.pemex.com/bdi>. Consultada el 08 de junio del 2019.
23. Piroozian, A., Mahmoud H., Ismail I., Muhammad A., Esfandyari A. y Mohsin R. 2016. Effect of Emulsified Water on the Wax Appearance Temperature of Water-in-Waxy-Crude-Oil Emulsions. Department of Petroleum Engineering, Faculty of Chemical and Energy Engineering, Universiti Teknologi Malaysia, *Thermochimica Acta*, Malaysia

24. Ponce, M., Sanchez, F., Carvajal I., Toledo V. y Cruz, M. 2014. Estudio Experimental de la Reducción de Fricción en la Conducción de Fluidos usando Surfactantes. *Ingeniería Mecánica, Tecnología y Desarrollo*. **4**. 205-217.
25. Poteau, S., Argillier, J., Langevin, D., Pincet F. y Perez E. Influence of pH on stability and dynamic properties of asphaltenes and other amphiphilic molecules at the oil-water interface. *Energy & Fuels*, **1337-1341**. DOI: 10.1021/ef0497560
26. RICE University. 2018. Hydrocarbon Chains. Recuperado de: https://cnx.org/contents/GFy_h8cu%409.87:Ur_I0X-K%405/Carbon. Consultada el 11 de diciembre del 2018.
27. Rojas, O. 1999. Introducción a la reología. Laboratorio de formulación, interfases, reología y procesos. Universidad de los Andes. Venezuela. Cuaderno FIRP S520-B. Segunda Edición.
28. Schriver, G., Patil, A., Martella, D. y Lewtas, K. 1995. Substituted fullerenes as flow improvers. *US Patent 5 454 961*, Exxon Research & Eng. Co., October 3, 1995.
29. SEPAR. CHEMIE. 2019. Foam Separators. Recuperado de: <https://www.separ-chemie.com/products/foam-separators/>. Consultada el 22 de marzo del 2019.
30. Sepulveda G., Bonilla J., Medina J. y Yamileth M. 2010. Predicción de la estabilidad de los asfaltenos mediante la utilización del análisis SARA para petróleos puros. *Ingeniería y Región*. **7**. 103-110. DOI: 10.25054/22161325.805.
31. Srinivasan, J. y Kelly, R. 2015. Lab-accelerated simulation and maximum damage size estimation of atmospheric corrosion of stainless-steel compressor blades exposed to marine environments. *NACE - International Corrosion Conference Series*.
32. Stanko, M. 2008. Flow Assurance management in production systems. *TPG 4230*. 98-114.

- 33.** Uetani, et al. 2018. Regaining oil production by overcoming emulsion problems after artificial lift installation. INPEX Corporation.
- 34.** Universidad de Alicante. 2019. Fluidos viscosos. Repositorio Institucional.
- 35.** Williams, M. 2018. Reliable sand detection helps to optimize separator efficiency, prevent costly shutdowns. Sand control/Separation. *World Oil*. **57-59**.
- 36.** Wirtz, H., von Halasz, S., Feustel, M. y Balzer, J., 1994. Copolymers, their mixtures with polymers of esters of methacrylic acid and their use in improving the flowability of crude oil at a low temperature. *EP Patent 376 138*, Hoechst AG, January 19, 1994.
- 37.** Zanolli, S. y Astolfi, G. 2011. Fault detection and isolation system for a multishaft. Ravenna, Italia. *International Journal of Rotating Machinery*. DOI: 10.1155/2013/189359

Apéndice A

A. Factores que afectan el aseguramiento de flujo en plataformas costa fuera

Desde el punto de vista químico, el petróleo se define como la suma o conjunto de compuestos hidrocarburos (ej.: Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos) y no hidrocarburos ($CO_2, N_2, H_2, S, V, Ni, etc.$). Gran parte del primer grupo denota una mayor complejidad cuando aumenta el contenido de carbonos en cada molécula, un ejemplo ilustrativo es el Decano, el cual, puede descomponerse hasta en 75 tipos de isómeros, (véase la **Figura A.1**):

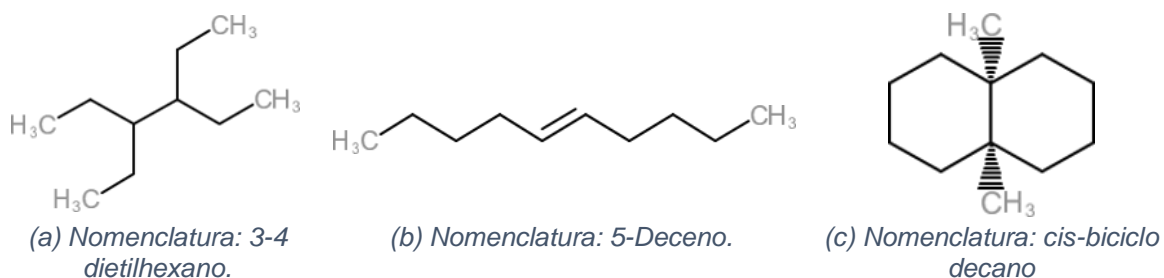


Figura A.1 Tipos de isómeros para el decano. Fórmula molecular: $C_{10}H_{20}$.

De manera sistemática en la **Figura A.2** se presenta un diagrama resumido de la composición química del petróleo a partir de sus cuatro grupos principales de compuestos hidrocarburos.

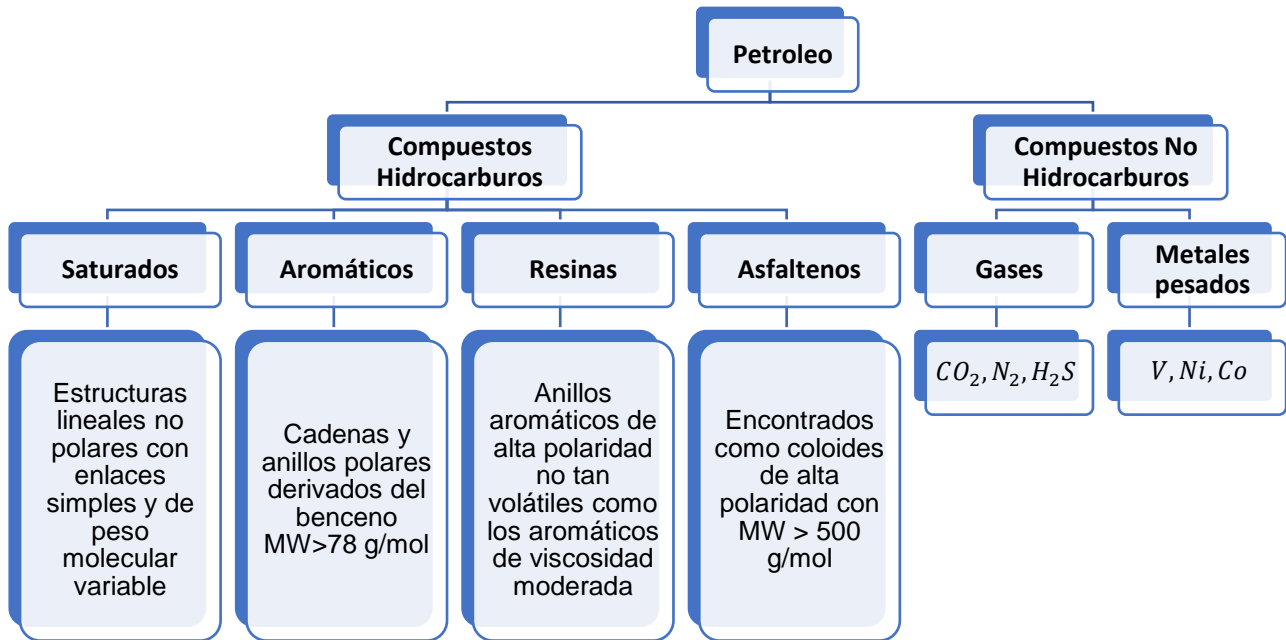


Figura A.2 Diagrama composicional del petróleo.

Por otro lado, Danesh (1998) menciona que “la composición del fluido dependerá del ambiente de depósito, del tipo de formación que lo contenga, la madurez geológica, y la trayectoria de migración desde la roca generadora a la roca almacenadora”. A su vez, el porcentaje de hidrocarburos ligeros irá decreciendo conforme se produzca el yacimiento hasta que los componentes más pesados queden en abundancia para las etapas finales de la vida del mismo.

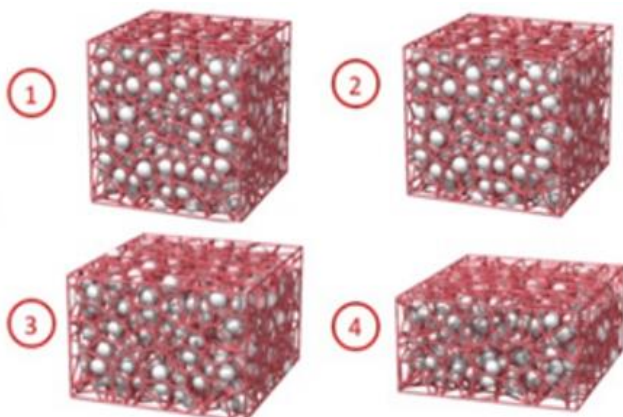


Figura A.3 Transformación del medio poroso tras un proceso de compresión de la roca debido a la extracción de fluidos. A mayor presión, la matriz tenderá a disminuir el volumen original del poro (Columbia University, 2019).

La producción y la extracción de hidrocarburos en las etapas finales de vida de los yacimientos son tareas complejas. Un ejemplo característico de la complejidad en la extracción del hidrocarburo se debe a procesos de compresión, debido a que la roca almacenadora disminuirá los canales preferenciales de flujo y el sistema poroso decrecerá considerablemente conforme disminuya la presión que el fluido ejerce en los poros. (ver **Figura A.3**).

Por otro lado, los componentes pesados serán más abundantes cuando el yacimiento llegue a una etapa de explotación lo suficientemente madura para propiciar un aumento en la viscosidad del crudo y con ello provocar taponamientos en el medio poroso o de manera local en la zona de los disparos, generando así caídas de presión abruptas que restrinjan o disminuyan el potencial primario con el que se explotan los recursos del yacimiento.

A futuro, la forma de remediarlo es mediante estimulaciones programadas para los pozos enfocadas a eliminar el daño asociado a la precipitación y formación de asfaltenos. En los siguientes subcapítulos se hace hincapié en algunos problemas típicos asociados al sistema de producción superficial y sub-superficial.

A.1 Sales

Uno de los principales problemas en la producción de aceite-gas es la formación y/o precipitación de sales en cualquier sistema; el cambio de propiedades como la densidad, viscosidad, pH, estabilidad química y solubilidad, determinará el impacto en la calidad del crudo, los problemas asociados en los sistemas, el flujo o la tasa de transporte en las tuberías y por último el control de las mismas.

Zanoli y Astolfi (2011) determinaron que las principales fallas causadas en un compresor se dan por suciedad en las etapas de compresión y por brechas en los sellos, ya que con el tiempo se van deteriorando por la producción asociada a fluidos con niveles altos de acidez. En la **Figura A.4** se puede observar un banco de sales formado en una etapa de compresión debido a la rotura de un sello en el intercambiador de calor.

Por otro lado, el ambiente marino trae consigo un aumento de salinidad en la zona operativa, por lo cual, Srinivasan y Kelly (2015) desarrollaron una metodología para evaluar y localizar el daño por la corrosión resultante de esta interacción galvánica, la cual, puede provocar grietas por fatiga.



Figura A.4 Suciedad en una etapa de compresión debido a la fuga de agua de mar en el intercambiador, la sal marina puede acumularse en el bastidor del compresor (Zanoli y Astolfi, 2011).

Una aproximación para evaluar y replicar el daño hecho por concentración de sales es el utilizar una solución químicamente agresiva (generalmente un sistema ácido) combinada con ozono, el cual, actúa como agente sustituto para el ambiente oxidante en el que se encuentra el equipo.

Un ejemplo claro de la corrosión por efecto abrasivo de sales se observa en la **Figura A.5** en una pieza de álabes extraída de un compresor en Charlottesville, Virginia.



Figura A.5 Corrosión por efecto abrasivo de sales: de izquierda a derecha se observa un segmento de la hoja de álabes removida de un compresor, la parte cóncava y por último la parte convexa de la cuchilla (Srinivasan y Kelly, 2015).

Conforme el tiempo aumente, las pequeñas marcas de 50 μm se convertirán en grietas provocando una eficiencia baja en el compresor hasta llegar al paro total si este problema no se atiende y detecta a tiempo.

A.2 Espumas

Una vez que el fluido se transporta de los pozos a los separadores estos juegan un papel importante a la hora de dividir el fluido en dos fases. Sin embargo, existen varios factores que afectan el rendimiento de los separadores, uno de ellos es la producción de espumas debido a las impurezas contenidas en el aceite.

La formación de espumas tiene como consecuencia el arrastre de líquido en la fase gaseosa. Algunas mezclas de crudo producidas pueden llegar a contener cantidades de surfactantes naturales significativas (ácidos carboxílicos), las cuales, causan la formación de espumas en fases líquido-vapor y emulsiones en sistemas líquido-líquido.

Las espumas no representan un problema siempre y cuando los componentes internos de los separadores aseguren un adecuado tiempo de retención o una superficie lo suficientemente extensa que promueva la coalescencia para el rompimiento de la espuma.

En adición a lo anterior, el tamaño de las partículas arrastradas juega un papel importante afectando la eficiencia del separador. Otros factores son la velocidad del gas, la tensión superficial y la viscosidad de los fluidos.

En la **Figura A.6** se observa la producción de espuma en un separador gas líquido debido al contenido de surfactantes en la interface o emulsión formada (Chemie, SEPAR, 2019).

Algunos agentes que inhiben o reducen la formación de espuma generalmente están compuestos de ácidos grasos, alcoholes grasos o productos base aceite.



Figura A.6 Producción de espuma en los internos de un separador (Chemie, SEPAR, 2019).

Los problemas asociados a la formación de espumas son:

1. Dificultad de control del líquido tanto en el separador como para cualquier otro dispositivo de medición/control debido a que lidiará con dos fases en lugar de tres.
2. Debido a la expansión de la espuma, ésta tenderá a ocupar grandes extensiones de volumen en el separador disminuyendo la producción de aceite y el asentamiento por gravedad.
3. Cuando la cantidad de espuma formada es relativamente grande es imposible remover el gas separado o el líquido dentro de ella y evitar que exista un arrastre ya sea en la salida de gas o de líquido.

A.3 Arenas

La separación de agua, gas, aceite y arenas (sólidos o finos) es un paso crucial en el proceso de producción. Una separación eficiente permite maximizar la recuperación de hidrocarburos y a su vez, efectuar las mediciones correspondientes de los fluidos producidos a la salida de cada equipo. Estos medidores proveen información importante de la calidad de cada fluido asociado a la producción de cada pozo o yacimiento acometido.



(a) Acumulación característica de arena y agua emulsionada dentro de un separador multifásico.



(b) Después de una operación de limpieza, se eliminó toda la arena; se observa que las marcas en las paredes del separador indican el nivel típico de la producción de los líquidos asociados.

Figura A.7 Problemática y control de arenas. Limpieza en un separador multifásico (Williams, 2018)

Uno de los grandes retos de operaciones en campo es prevenir el incremento excesivo de arena en los separadores, ya que puede ocasionar obstrucción en las líneas de flujo, problemas de abrasión en los equipos debido a la fricción ocasionada por las altas velocidades de transporte, precipitación de sales y acarreo de las mismas en las líneas de producción de líquidos. Finalmente, en el peor de los casos, el paro del equipo por emergencia mientras se lleva a cabo un proceso de limpieza, el cual, puede ser extremadamente costoso por el tiempo sin producción, renta y pago de equipos, así como de personal respectivamente, etc.

Por otro lado, la producción de arenas promueve la estabilidad de las emulsiones agua en aceite, dichas emulsiones tienden a aumentar su viscosidad debido a su naturaleza provocando taponamientos o exigiendo una mayor demanda de la fuerza en las bombas.

A.4 Parafinas

Piroozian, et. al. (2016) estudiaron el efecto de emulsiones W/O (agua en aceite) con alto contenido de ceras (también denominadas parafinas) con varios tipos de corte de agua desionizada y observaron que el esfuerzo de corte incrementaba conforme la fracción de agua aumentaba. Las moléculas que fueron encontradas en el aceite eran en gran parte no polares y pocas moléculas bipolares; las polares contenían grupos funcionales como ácidos grasos ($C_nH_{2n} + 1COOH$), alcoholes grasos ($C_nH_{2n} + 1OH$) y aminas grasas ($C_nH_{2n} + 1NH_2$), los cuales, particularmente estabilizan las emulsiones W/O (agua en aceite).

Parte fundamental de su trabajo fue la influencia de la temperatura, demostrando un efecto importante al caracterizar el punto de cristalización y formación de ceras (WAT, Wax Appearance Temperatures, por sus siglas en inglés).

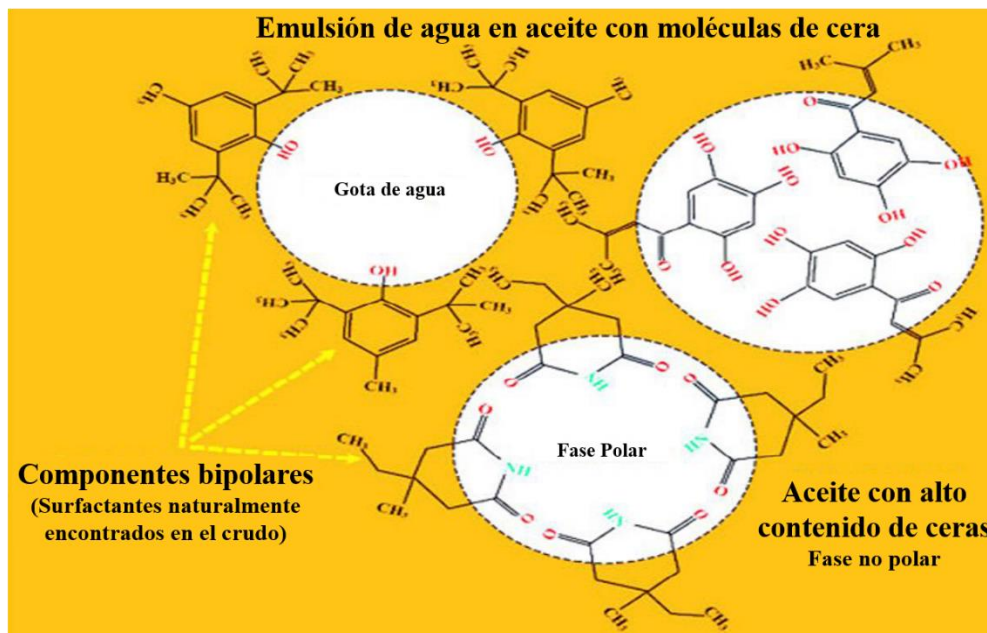


Figura A.8 Moléculas en emulsión agua en aceite con alto contenido de ceras estabilizado por surfactantes naturales en el aceite, particularmente ácidos grasos, aminas grasas y alcoholes grasos (Piroozian et. al., 2016).

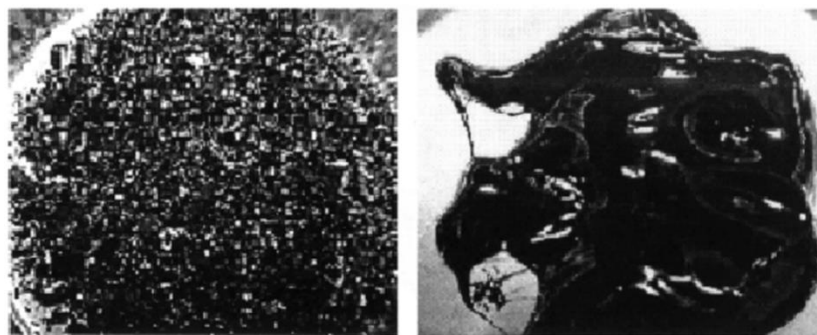
Por último, Piroozian, et. al. (2016) encontraron que las moléculas de ceras pueden actuar como inhibidores en la precipitación de asfaltenos debido a la interacción entre la cabeza ácida de la parafina y la molécula de asfaleno.

A.5 Asfaltenos

A pesar de la diversidad de criterios que se adoptan al definir los asfaltenos, se ha llegado a un consenso al catalogarlos como la fracción de crudo soluble en tolueno (o benceno) e insoluble en un exceso de n-alcano (pentano o heptano).

Los asfaltenos, al ser los componentes más pesados del petróleo, precipitan bajo ciertas condiciones desfavorables de presión, temperatura, composición química y tasa de corte, afectando así de manera negativa la recuperación de petróleo (Sepúlveda, et al., 2010). A su vez, también son catalogados por ser los más complejos debido a que pueden contar con largas cadenas estructuradas de componentes aromáticos unidos por grupos funcionales ácidos y básicos, los cuales, son los encargados de crear la estabilidad en emulsiones (usualmente agua en aceite o W/O por su abreviatura).

Una herramienta importante en cuanto a la caracterización de las fracciones más pesadas del crudo es el análisis SARA, el cual, se basa en la diferencia de solubilidad, polaridad y peso molecular de los constituyentes presentes en el petróleo y de esta manera se caracteriza el contenido de las fracciones en función de cuatro grupos: Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (Garreto, 2019).



Asfaltenos

Resinas

Figura A.9 Resinas (lado derecho) y asfaltenos (lado izquierdo) separadas de un aceite crudo (Goual y Firoozabadi, 2002).

Sepúlveda, et al. (2010) postulan que la predicción temprana de la estabilidad de asfaltenos en el crudo mediante la utilización del análisis SARA es de vital importancia ya que, a partir de ella se pueden tomar decisiones concretas en cuanto a la implementación de métodos de prevención y manejo apropiados que inhiban la precipitación de estas partículas y reduzcan las múltiples dificultades que se presentan en los diferentes procesos.

A.6 Hidratos de metano

Se forman por moléculas de gas atrapadas en agua debido a la interacción entre los puentes de hidrógeno, estabilizados por fuerzas de Van der Waals formando así estructuras cristalinas como se observa en la **Figura A.10** (Saad, et. al., 2017). Estos pueden causar bloqueos en las tuberías y acortar su vida útil debido al grado de corrosión que pueden acarrear consigo al mantener más los materiales oxidantes en contacto con el cuerpo de la tubería y provocar estallamientos (Chevron; Canada Resources, 1992). Para su formación se requiere:

1. Presencia de moléculas huéspedes relativamente pequeñas ($C_1, C_2, C_3, iC_4, CO_2, H_2S, N_2$)
2. Agua libre (el agua condensada es suficiente para su formación)
3. Presiones altas (son estables en un rango de 145 - 218 psia aproximadamente dependiendo de su composición)
4. Temperaturas relativamente bajas cercanas al punto de congelamiento del agua.

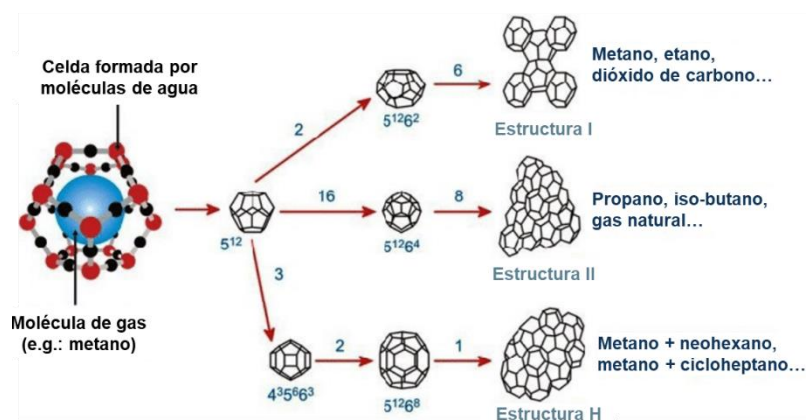


Figura A.10 Tipos de estructuras, cavidades y moléculas huéspedes que forman hidratos de gas (Saad, et al., 2017).

Dependiendo del tamaño de las moléculas huéspedes y tipos de estructuras, se formarán distintos tipos de cavidades dentro de cada estructura en función de la molécula huésped que se encuentre atrapada como se muestra en la **Figura A.10**.

De manera empírica, para formar $1 m^3$ de hidrato de metano se necesita $0.8 m^3$ de agua condensada y $150 m^3$ de gas.

A.7 Corrosión

Conforme la industria se ha revolucionado, las fallas por corrosión en tuberías han decrecido paulatinamente debido a las estrategias de manejo de materiales corrosivos a través del transporte de hidrocarburos. Un componente vital para la administración de la corrosión es determinar mediante inspecciones rutinarias la tasa de incremento anual de la corrosión, mitigando y previniendo futuros fallos en equipos o instalaciones.

Utilizando la variación de la penetración por corrosión, la tasa de incremento de corrosión en función de las propiedades de los materiales y metodologías confiables de evaluación, la probabilidad de falla se establece en función del tiempo.

A principios de los 90's la mayor causa de falla en tubería en el Golfo de México era debido a la corrosión, a su vez, los componentes internos de varios equipos en el sistema de producción debían ser cambiados debido al ambiente corrosivo al que se enfrentaban. La principal razón por la que se comenzaron a hacer programas para la administración de la corrosión fue para reducir riesgos, proveer mantenimiento de equipos y reducir costos así como los tiempos en libranzas llevadas a cabo por mal manejo del sistema de producción.

A.8 Emulsiones

Las viscosidades altas y la baja movilidad son los principales problemas en el transporte de crudo pesado. Los métodos que se han utilizado para superar los problemas mencionados son el calor, la disolución de componentes ligeros, mejoramiento del fluido y emulsificación

en agua. El fin de estas técnicas es reducir los costos de bombeo sin incrementar significativamente los costos de producción.

El conocer y caracterizar reológicamente una emulsión, permite predecir su comportamiento y adecuarla a las condiciones óptimas de transporte que se desean. Un análisis cromatográfico o análisis SARA puede permitir correlacionar y clasificar la fracción pesada.



Figura A.11 Esquema de una emulsión agua en aceite (W/O). Las partículas rojas son moléculas de aceite unidas por granos de calcita, cuarzo y goethita (Uetani, 2018).

Por otra parte, la relación de contenido parafinas/asfaltenos, aromáticos/resinas y apoyado por la caracterización de un análisis del contenido de sales en el agua congénita se puede controlar en estudios de laboratorio para efectuar estudios de compatibilidad y sensibilidad.

Uetani, et al. (2018) observaron un aumento en el corte de agua de una emulsión para un pozo que producía mediante un método artificial; conforme pasaba el tiempo de producción, el corte de agua aumentaba provocando que la emulsión se hiciera más estable, por ello,

Uetani et al. (2018) caracterizaron cada muestra proveniente del pozo y decidieron hacer uso de un agente desemulsificante que fuera el adecuado para así disminuir la viscosidad en la emulsión mediante el uso de óxidos de etileno, óxidos de etileno y propileno.

Durante la caracterización de la emulsión se observó que conforme incrementaba el contenido de partículas sólidas (arena y arcilla, particularmente), la emulsión se volvía más estable y más viscosa.

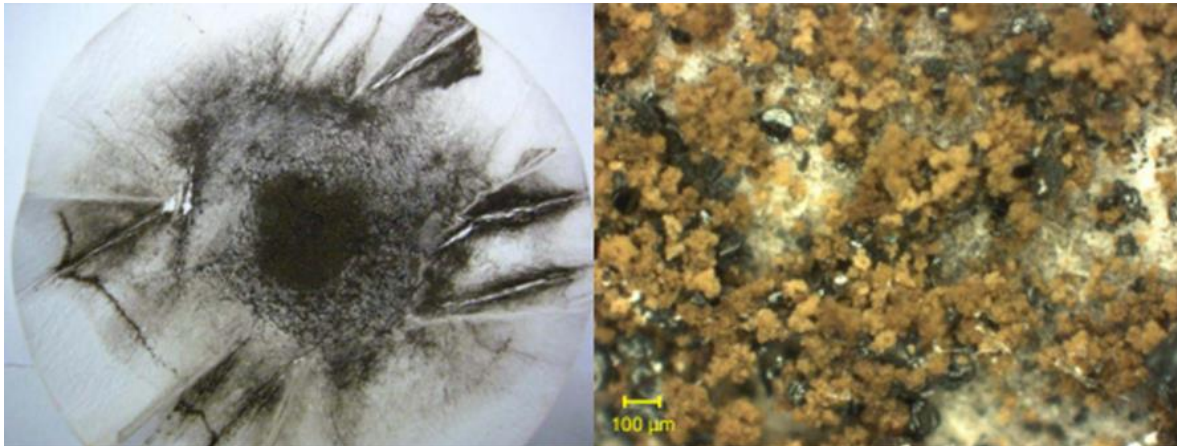


Figura A.12 Emulsión filtrada (izquierda) y vista microscópica de la emulsión filtrada (derecha). La sustancia negra son partículas de asfaltenos, y la café son partículas de arcilla (Uetani, 2018).

Apéndice B

B. Soluciones a la problemática del aseguramiento de flujo

Stanko (2016) define la existencia de múltiples problemáticas que aborda el aseguramiento de flujo, por ejemplo:

1. La formación y precipitación de ceras
2. Formación de hidratos
3. Vibraciones inducidas por flujo o FIV (Flow Induced Vibrations), por sus siglas en inglés
4. Formación y acumulación de sales («Scale», como término anglosajón)
5. Formación y precipitación de asfaltenos
6. Flujo intermitente (o «slugging») ocasionado por las velocidades y cantidades respectivas de gas, aceite y agua en las tuberías
7. Erosión
8. Creación de emulsiones
9. Corrosión
10. Caídas de presión durante los cierres o reinicio de producción en los equipos

La **Figura B.1** muestra en un diagrama los problemas que usualmente ocurren en el sistema de producción.

Las estrategias que se deben seguir para controlar el aseguramiento de flujo se deben basar en la prevención, mitigación e inhibición de los factores que afectan el desempeño del sistema de producción. Jamaluddi, et. al. (2017) desarrollaron un procedimiento para la implementación y estudio estratégico en la producción (ver **Figura B.2**).

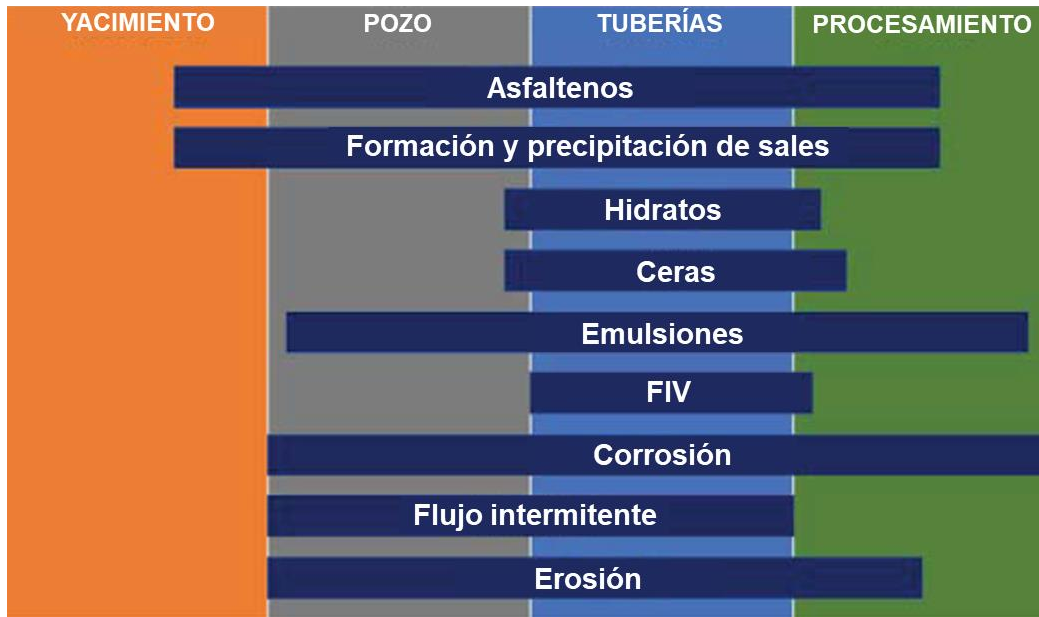


Figura B.1 Problemas típicos del aseguramiento de flujo y la localización dentro del sistema de producción (Stanko, M., 2016).

Las estrategias para el estudio y control del flujo proveniente de los pozos se puede clasificar de tres maneras:

1. Remediación mecánica por:
 1. Corrida de diablos
 2. Adición, cambio o mantenimiento de equipo (bombas, separadores, válvulas, medidores y secciones parciales o completas de tubería)

2. Manejo térmico en función de:
 1. Aislamiento térmico
 2. Calentamiento eléctrico
 3. Circulación con fluidos calientes (intercooler o inyección de fluidos como diésel o agua dependiendo la disponibilidad)

3. Tratamiento químico (ver **Figura B.3**) adecuado obedeciendo que:
 1. Se deben examinar a diferentes temperaturas
 2. Comprobar compatibilidad con otros fluidos producidos
 3. No deben afectar el medio ambiente
 4. La viscosidad no debe ser un factor limitante para el bombeo del fluido



Figura B.2 Procedimiento de evaluación de problemas para el aseguramiento de flujo en el sistema de producción (modificado de Jamaluddi, et. al., 2017).

Cuando se habla de un tratamiento químico, existen numerosos parámetros que contribuyen a la estabilidad interfacial como resultado de una emulsión estable, por ejemplo, el pH del agua y los aditivos que puede llegar a contener, los cuales, muestran diferentes comportamientos dependiendo la composición del aceite (Poteau, et.al, 2005). Daaou y Bendedouch (2012) estudiaron el efecto de pH en una emulsión de aceite de Algeria y sugirieron que la estabilidad de emulsión en un medio neutro es más eficiente que un ambiente ácido o básico.

Por otro lado, Fortuny et al. (2007) estudiaron los efectos de la salinidad, temperatura, corte de agua y pH en la estabilidad de una emulsión basado en un tratamiento de micro-ondas y demostraron que, las emulsiones con alto contenido de agua, usan mayor cantidad de desemulsificante a excepción de que exista un alto contenido de sales y un pH elevado para un transporte eficiente.

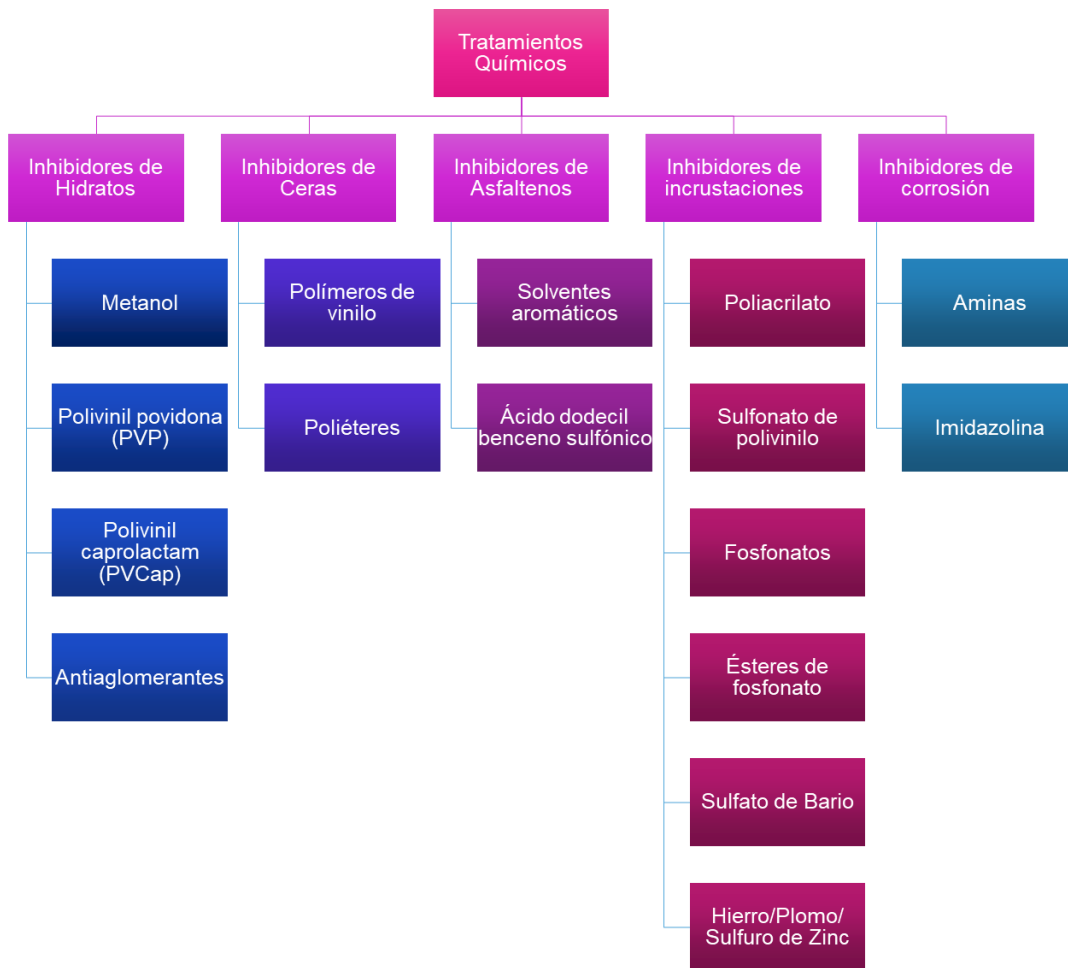


Figura B.3 Tratamiento químico para distintos problemas típicos en el ámbito del aseguramiento de flujo.

De manera adicional, Moradi et al. (2011) estudiaron el impacto de la salinidad en emulsiones O/W (aceite en agua) utilizando la medición y distribución del tamaño de gota mediante un método óptico y encontraron que las emulsiones son más estables cuando la fuerza iónica es baja en la fase acuosa.

Usualmente los operadores no tienen una rutina de inspección y los separadores continuamente operan hasta que ocurre algún problema, para ello, el operador debe de estar altamente capacitado en el uso de medidores y la monitorización continua del equipo con el que trabaja para evitar un paro por emergencia.

En conclusión, estos operadores deben de utilizar su experiencia y conocimiento para tomar niveles de riesgo y crear oportunidades de optimización en la producción con soluciones poco complejas y no tan costosas.

Apéndice C

C. Reología

C.1 Comportamiento de la viscosidad

La ley de Newton de la viscosidad establece una relación de proporcionalidad entre el esfuerzo τ y la rapidez de deformación $\dot{\gamma}$; en un fluido. Los fluidos que se comportan de acuerdo a esta ley se denominan newtonianos y su característica es que la viscosidad no depende de τ ni de $\dot{\gamma}$. Para el caso de la reología en los fluidos *no newtonianos*, se puede definir una “viscosidad aparente” η a partir de una ecuación análoga a la ley de Newton de la viscosidad.

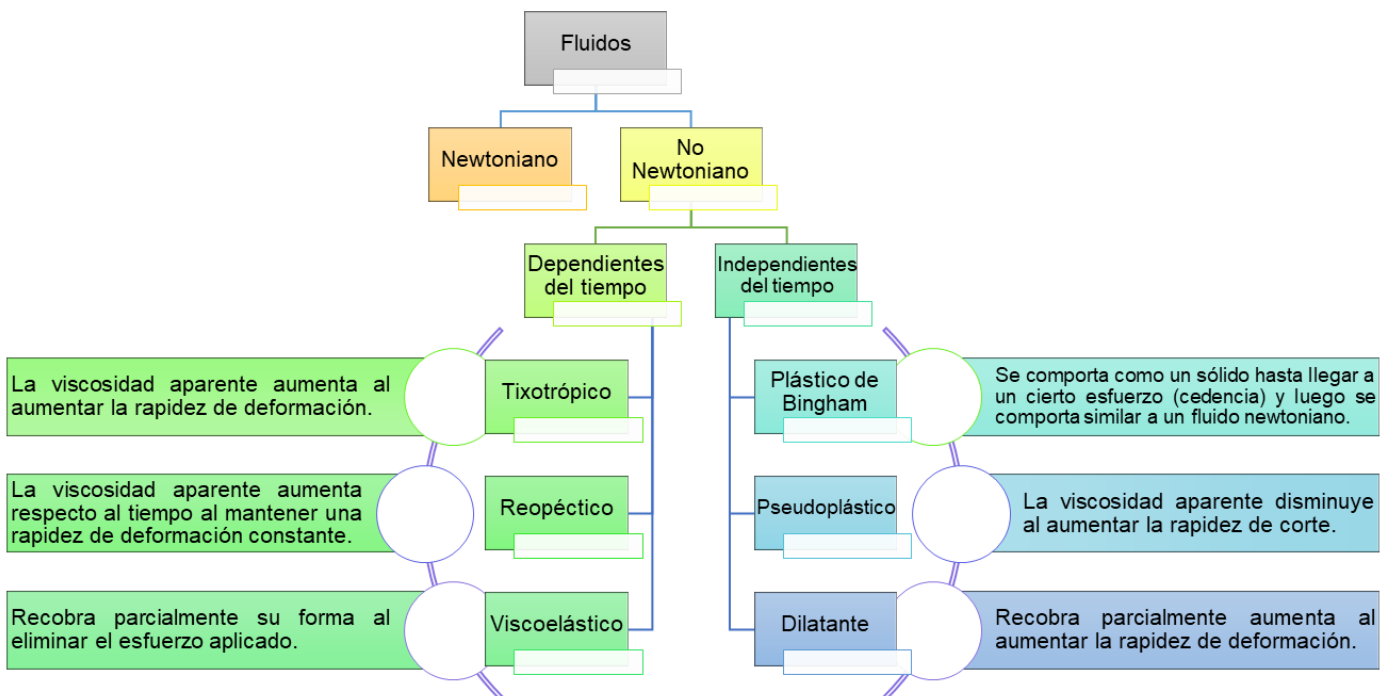
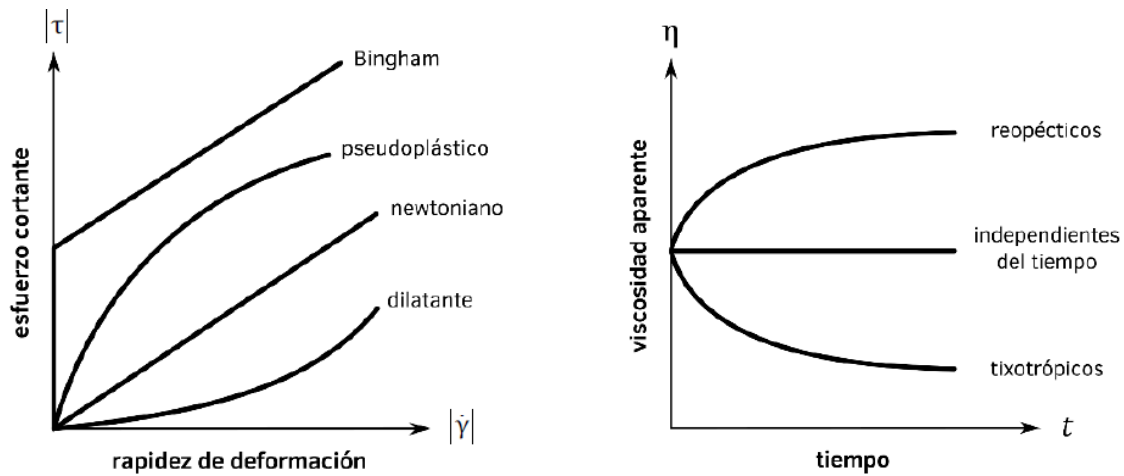


Figura C.1 Clasificación reológica de fluidos a partir de la Ley de Newton (modificada de Cruz, 2019).



(a) Esquemización de modelos de flujo en función del esfuerzo de corte vs. rapidez de deformación.

(b) Modelos de flujo a partir de la viscosidad aparente en función del tiempo.

Figura C.2 Modelos reológicos en función del tiempo y rapidez de deformación (Cruz, 2019).

En conclusión, las desviaciones posibles de este comportamiento se pueden agrupar:

- Variación de la viscosidad con la rapidez de corte o deformación
- Variación de la viscosidad con el tiempo de aplicación del esfuerzo de corte

Para fines prácticos, la siguiente sección se enfocará solamente en describir dos tipos de modelos de flujo que competen el estudio y objetivos del proyecto desarrollado:

- Modelo pseudo-plástico (independiente del tiempo)
- Modelo tixotrópico (dependiente del tiempo)

C.1.1 Comportamiento pseudo-plástico

Las emulsiones o suspensiones presentan a menudo un comportamiento pseudoplástico. Tal comportamiento se caracteriza por una disminución de la viscosidad a medida que el esfuerzo de corte aumenta. Desde el punto de vista físico esto significa que la resistencia a fluir disminuye cuando la velocidad de corte aumenta.

La forma en que se orientan las heterogeneidades contenidas en fluidos complejos como dispersiones y emulsiones determinarán el comportamiento de la viscosidad, ya que a medida que se aumenta el volumen de una fase o de otra modificará la misma.

A su vez, el tamaño de gota y el HLB (Balance Hidrofílico-Lipofílico por sus siglas en inglés) juegan un papel importante en la estabilización y fluidez con el paso del tiempo.

La ecuación **(C.1)** de Ostwald de Waele o Ley de Potencias, presenta ajustes a comportamientos reológicos para fluidos pseudo-plásticos (cuando el índice de consistencia $m < 1$), dilatantes (cuando el índice de consistencia $m > 1$) y Newtonianos (cuando el índice de consistencia $m = 1$):

$$\tau = k(\dot{\gamma})^m \dots\dots\dots \text{(C.1)}$$

Donde k es el índice de consistencia (o viscosidad aparente a 1 s^{-1}), m es el índice de fluidez, τ es el esfuerzo de corte, y $\dot{\gamma}$ es la velocidad de corte.

Rojas (1999) establece que el índice de fluidez para emulsiones crudo-agua a menudo está en el rango 0.2 – 0.6, y tiende a disminuir cuando la concentración de fase dispersa aumenta. En la **Figura C.3** Comportamiento reológico de emulsiones crudo-agua (Rojas, 1999) se presenta un ejemplo de un reograma log-log, donde se observa un ajuste al comportamiento pseudoplástico (líneas experimentales con pendientes menores que la de líneas punteadas correspondientes a fluidos newtonianos).

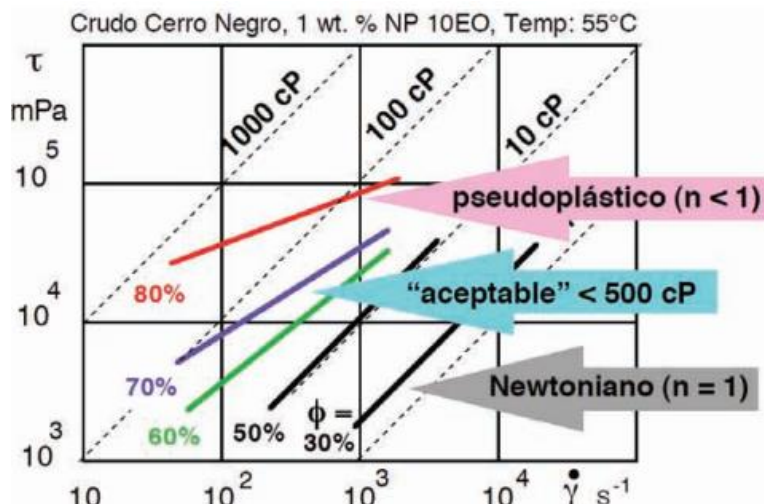


Figura C.3 Comportamiento reológico de emulsiones crudo-agua (Rojas, 1999).

C.1.2 Comportamiento tixotrópico

Las causas más comunes que provocan la variación de la viscosidad con el tiempo suelen estar asociadas a ruptura o formación de agregados coloidales e interacciones que formen una estructura reticular en la muestra. Por lo tanto, dependiendo el procedimiento experimental se pueden obtener distintos comportamientos de viscosidad para una misma muestra.

El efecto de la tixotropía en una muestra se observa en la **Figura C.4** donde se denota una reducción en la viscosidad tras la aplicación previa de un esfuerzo de corte; de esta forma se observa un ciclo de histéresis denominado a veces como ciclo de tixotropía al medirse una viscosidad mayor durante una primera medida, al incrementar la velocidad de corte, que durante la segunda medida, al disminuir paulatinamente la velocidad de corte.

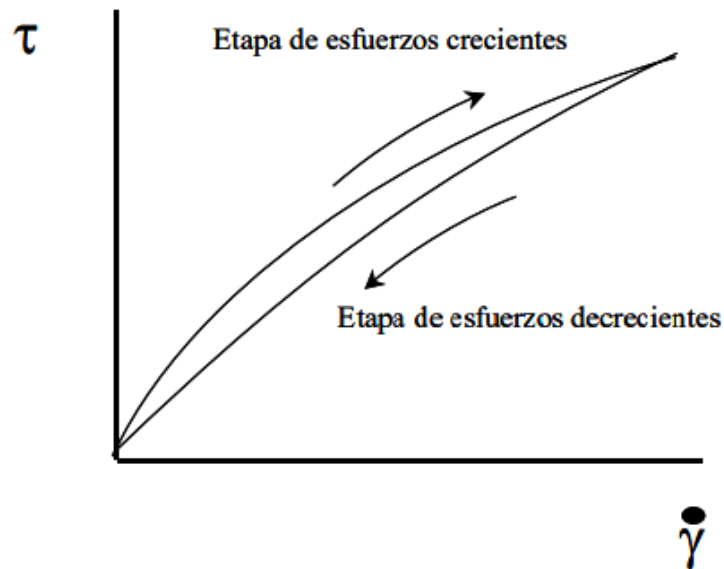


Figura C.4 Ciclo de histéresis observado para un fluido tixotrópico (Universidad de Alicante, 2019).

La Universidad de Alicante (2019) estipula que experimentalmente es difícil detectar diferencias entre la pseudo-plasticidad o la tixotropía, ya que los efectos combinados del esfuerzo de corte y el tiempo pueden superponerse durante una medida, con el inconveniente añadido de que la mayoría de los fluidos tixotrópicos son pseudo-plásticos.