



**EFFECTO DEL CONTENIDO RELATIVO DE LOS ASFALTENOS SOBRE LA
ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES W-O EN EL CRUDO DEL CAMPO
COLORADO**

JORGE LUIS GONZALEZ SALGADO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014



**EFFECTO DEL CONTENIDO RELATIVO DE LOS ASFALTENOS SOBRE LA
ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES W-O EN EL CRUDO DEL CAMPO
COLORADO**

JORGE LUIS GONZALEZ SALGADO

**Trabajo de grado presentado como requisito para
optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

EMILIANO ARIZA LEON, M. Sc.

Codirector

JUAN CARLOS POVEDA, Ph.D.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

A DIOS por permitirme llegar hasta donde estoy.

A mi madre Doralina Salgado y a mi padre Guido R. González, han sido mi apoyo y mi fortaleza.

A los amores de mi vida María Angélica Bastos Ortiz y nuestro bebe.

A mi Paula Andrea y Juan Daniel, Son los tesoros de mi vida

A Italia, Luis, Guido, Alberto, Kermis y todos mis sobrinos, Mi familia.

En fin, a todas aquellas personas que hicieron posible este momento.

Que DIOS los bendiga.

Jorge Luis Gonzalez Salgado

AGRADECIMIENTOS

*Como autor de este proyecto quiero expresar mis agradecimientos a:
Al director de este proyecto, M.Sc. Emiliano Ariza León, por su gran
empeño, dedicación y experiencia.*

*Al co-director de este proyecto, Ph.D. Juan Carlos Poveda, por sus
apreciaciones a este proyecto.*

*A los Ingenieros Félix Arenas, Robert Padrón, Luis Arturo Gómez, por sus
aportes y sugerencias en el desarrollo de este trabajo.*

*A Camilo, Gerson, Marisol, Mario, Domingo y Lesly por su especial
colaboración.*

*A todas las personas que aportar un poco de su experiencia para este
trabajo.*

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. MARCO DE REFERENCIA	17
1.1. ASFALTENOS	17
1.1.1. Definición de Asfaltenos.....	18
1.1.2. Estructura Molecular de los Asfaltenos.....	19
1.1.3. Modelos Termodinámicos	21
1.1.4. Propiedades Fisicoquímicas	24
1.1.5. Caracterización Experimental	25
1.2. EMULSIONES	28
1.2.1. Definición	29
1.2.2. Clasificación.....	31
1.2.3. Propiedades Fisicoquímicas	32
1.2.4. Métodos para Caracterizar Emulsiones	39
1.3. EL PAPEL DE LOS ASFALTENOS COMO AGENTE EMULSIFICANTE	42
1.3.1. Estado del Arte	42
1.3.2. Mecanismos de Emulsificación.....	46
2. CAMPO COLORADO	51
2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO	51
2.2. EMULSIONES EN EL CAMPO COLORADO.....	54
3. EL EFECTO DE LOS ASFALTENOS EN LA FORMACIÓN DE EMULSIONES EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO.....	60
3.1. SEPARACIÓN DE LOS ASFALTENOS DEL CRUDO.....	61
3.1.1. Metodología	61
3.1.2. Resultados	62
3.2. CARACTERIZACIÓN DE LOS ASFALTENOS DEL CAMPO COLORADO....	63
3.3. PREPARACIÓN DE EMULSIONES CON ASFALTENOS	63
3.3.1. Diseño Experimental.....	63
3.3.2. Metodología	65

3.4. EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES	66
3.4.1. Microfotografía	66
3.4.2. Reología.....	67
3.4.3. Inspección de Agua Libre.....	67
3.5. RESULTADOS.....	68
3.5.1. Evaluación a una hora	68
3.5.2. Evaluación a una Semana	88
4. RESULTADOS CARACTERIZACIÓN EXPERIMENTAL.....	95
4.1. RESULTADOS ESPECTROSCOPIA INFRARROJA.....	96
4.1.1. Equipo.....	97
4.1.2. Resultados	98
4.2. RESULTADOS ESPECTROSCOPIA RAMAN.....	102
4.3. RESULTADOS ESPECTROMETRÍA DE MASA	104
5. CONCLUSIONES	107
6. RECOMENDACIONES.....	109
BIBLIOGRAFÍA.....	110
ANEXOS.....	115

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Muestra de asfaltenos separada del crudo	18
Figura 2. Modelo Yen-Mullins (Modelo Continental)	19
Figura 3. Modelo de Strauz-Murgich.....	20
Figura 4. Modelo coloidal.....	21
Figura 5. Agente surfactante aislando gotas de agua.....	28
Figura 6. Puntos de agitación en el sistema de producción	29
Figura 7. Estabilidad de la Emulsión en función del tamaño de las Gotas.....	33
Figura 8. Viscosidad de Emulsiones en función del corte de agua	35
Figura 9. Curvas de Flujo.....	36
Figura 10. Esquema de un agente surfactante polar	46
Figura 11. Interfaz Estabilizada por Asfaltenos y Parafinas.....	48
Figura 12. Ubicación Geográfica del Campo Colorado.....	51
Figura 13. Estructura geológica del Campo Colorado.	52
Figura 14. Producción Promedio Mensual Campo Colorado (2012-2013).....	54
Figura 15. Agitador Automático.....	64
Figura 16. Microfotografo de alta resolución.....	65
Figura 17. Análisis Reológico para emulsiones de crudo COL-74 a diferentes porcentajes de agua - 90°F.....	68
Figura 18. Análisis de Viscosidad para emulsiones de crudo COL-74 a diferentes porcentajes de agua - 90°F	69
Figura 19. Análisis Reológico para emulsiones de crudo COL-74 a diferentes porcentajes de agua - 120°F.....	70
Figura 20. Análisis de Viscosidad para emulsiones de crudo COL-74 a diferentes porcentajes de agua - 120°F	70
Figura 21. Análisis Reológico para emulsiones de crudo COL-74 a diferentes porcentajes de agua - 150°F.....	71
Figura 22. Análisis de Viscosidad para emulsiones de crudo COL-74 a diferentes porcentajes de agua - 150°F	71

Figura 23. Análisis Reológico de emulsiones Crudo y Maltenos - 90°F	72
Figura 24. Análisis de Viscosidades de emulsiones Crudo y Maltenos - 90°F	73
Figura 25. Análisis Reológico de emulsiones Crudo y Maltenos - 120°F	74
Figura 26. Análisis de Viscosidades de emulsiones Crudo y Maltenos - 120°F....	74
Figura 27. Análisis Reológico de emulsiones Crudo y Maltenos - 150°F	75
Figura 28. Análisis de Viscosidades de emulsiones Crudo y Maltenos - 150°F....	75
Figura 29. Análisis Reológico para emulsiones con Asfaltenos (7 y 14 mg).....	76
Figura 30. Comportamiento de la viscosidad para emulsiones con Asfaltenos (7 y 14 mg).....	77
Figura 31. Análisis Reológico para emulsiones con Asfaltenos (2% vs. 10%).....	78
Figura 32.. Comportamiento de Viscosidad para emulsiones con Asfaltenos (2% vs. 10%).....	78
Figura 33. Resultados de análisis de Agua Libre variando Proporciones de agua en el crudo	79
Figura 34. Resultados de Agua Libre para muestras Crudo-Agua.....	80
Figura 35. Microfotografía de Crudo + 2% Agua a una hora (500x)	81
Figura 36. Microfotografía de Crudo + 10% Agua a una hora (500x).	81
Figura 37. Microfotografía de Crudo + 20% Agua (100x).....	82
Figura 38. Resultados de análisis de Agua Libre para Crudo y Maltenos.....	83
Figura 39. Microfotografía de Maltenos + 10% Agua (200x).....	84
Figura 40. Resultados de análisis de Agua Libre para Muestras con Asfaltenos .	84
Figura 41. Microfotografía de Crudo + 10% Agua + 14mg Asfaltenos (1000x)	85
Figura 42. Análisis Reológico Comparativo para Crudo + 10% Agua	86
Figura 43. Análisis de Viscosidad Comparativo para Crudo + 10% Agua.....	87
Figura 44. Análisis Reológico Comparativo para Crudo + 10% Agua + 14mg.....	88
Figura 45. Análisis de Viscosidad Comparativo para Crudo + 10% Agua + 14mg	88
Figura 46. Resultados de análisis de Agua Libre para Muestras con Asfaltenos (Una Semana Despues)	89

Figura 47. Microfotografía de Crudo + 10% Agua a 1000x (Una Semana Después)	90
Figura 48. Microfotografía de Crudo + 20% Agua a 200x (Una Semana Después)	90
Figura 49. Microfotografía de Malteno + 10% Agua a 100x (Una Semana Después)	91
Figura 50. Microfotografía de Emulsión + 14mg Asfaltenos (a una Semana)	92
Figura 51. FTIR Nicolet iS50.....	96
Figura 52. Espectro infrarojo, Asfaltenos COL-74.....	97
Figura 53. Espectros Infrarojos Comparativos: Crudo, Maltenos y Asfaltenos	98
Figura 54. Equipo LabRam HR Evolution	101
Figura 55. Resultados Espectroscopía Raman – Asfaltenos COL-74.....	101
Figura 56. Espectrómetro de Masas (MALDI-TOF-TOF)	102
Figura 57. Espectro de Masas para los Asfaltenos COL-74	103

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Métodos Experimentales para Caracterizar Asfaltenos	25
Tabla 2. Tipos de Emulsiones según su estabilidad	30
Tabla 3. Tipos de Emulsiones según sus Fases.....	31
Tabla 4. Revisión del estado del Arte sobre el efecto de los asfaltenos en emulsiones W-O	42
Tabla 5. Volumen consolidado de agua tratada y cortes de agua del Campo Colorado (2012).....	55
Tabla 6. Análisis de BSW por pozo del Campo Escuela Colorado	56
Tabla 7. Resultado de Análisis Químico del Agua de Producción del Campo Escuela Colorado.....	57
Tabla 8. Características del crudo COL-74.....	61
Tabla 9. Características del agua de formación COL-74	61
Tabla 10. Diseño Experimental - Muestras de Emulsiones Crudo-Agua	63
Tabla 11. Muestras de Emulsiones Crudo-Asfaltenos	64
Tabla 12. Frecuencias de absorción de algunos grupos funcionales en la región MIR.	99
Tabla 13.. Parámetros estructurales promedio obtenidos mediante NIR.....	93
Tabla 14. Resultados Cuantitativos de Análisis de Masas	104

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. METODOLOGÍAS PARA SEPARACIÓN DEL CRUDO	113
Anexo B. TABLAS DE SEPARACIÓN DE AGUA LIBRE	119
Anexo C. RESULTADOS REOMETRO OFITE MODELO 900.....	122

RESUMEN

TÍTULO: EFECTO DEL CONTENIDO RELATIVO DE LOS ASFALTENOS SOBRE LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES W-O EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO*.

AUTOR: JORGE LUIS GONZALEZ SALGADO**.

PALABRAS CLAVES: Aseguramiento de Flujo, Asfaltenos, Emulsiones, Campo Colorado, Estabilidad de Emulsiones.

DESCRIPCIÓN:

A lo largo de la producción de crudo, la formación de emulsiones debido a la producción simultánea de agua subterránea siempre ha representado un problema de aseguramiento de flujo, debido a que las emulsiones aumentan los costos de tratamiento del crudo producido, además de dificultar su flujo en facilidades de superficie. Existen evidencias experimentales que demuestran la influencia de la fracción asfáltica del crudo en la formación de emulsiones, ya que estas sirven como agente emulsificante y mejoran la estabilidad de la emulsión. El Campo Colorado, el cual ha sufrido históricamente problemas de precipitación de escamas orgánicas, tiene una tendencia incremental en la producción de agua, lo cual motiva a formular un proyecto de investigación el cual permita evaluar cuál es el efecto de los asfaltenos sobre la formación de emulsiones en el crudo de este campo.

Para evaluar este efecto, se plantea una metodología experimental en la cual mediante pruebas de agua libre y viscosimetría, y con apoyo de micrografías, se permite evaluar la estabilidad de emulsiones W-O, formadas con crudo sin presencia de asfaltenos (maltenos), crudo de un pozo del campo colorado, y crudo con asfaltenos precipitados añadidos (los cuales fueron previamente extraídos del crudo). Estas pruebas se desarrollaron a diferentes temperaturas, las cuales son representativas de la producción del campo.

Se hizo un análisis cualitativo de la estabilidad de la emulsión, el cual arroja como resultado, que existe un efecto emulsificante cuando los asfaltenos son añadidos al crudo, el cual puede aumentar la viscosidad de la emulsión hasta en un 75%, para una temperatura de 90°F. Por último, se presenta una caracterización de la fracción asfáltica, la cual fue realizada mediante Espectrometría Infrarroja, Espectrometría de Masas y Espectrometría Raman.

*Trabajo de Grado.

** **Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director M. Sc. Emiliano Ariza León, Codirector Ph.D. Juan Carlos Poveda.

ABSTRACT

TITLE: EFFECT OF THE RELATIVE CONTENT OF ASPHALTENES IN W-O EMULSIONS STABILITY IN COLORADO OIL FIELD*.

AUTHOR: JORGE LUIS GONZALEZ SALGADO**.

KEY WORDS: Flow Assurance, Asphaltenes, Emulsiones, Colorado Oil Field, Emulsions Stability

DESCRIPTION:

Along crude oil production, the formation of emulsions due to the simultaneous underground water production has always represented a flow assurance issue, due to the increase in the treatment costs of the produced oil and the difficulty of their flow in the production facilities. There are several experimental evidences who demonstrate the influence of the oil asphaltenic fraction in the formation of emulsions, since those could play a role as emulsifying agents and thus enhance the emulsion stability. The Colorado Oil Field has historically suffered of organic scales precipitation, now has an increasing tendency in water production, which is the reason for the formulation of an investigative project in which an evaluation of the effect of the asphaltenes over the emulsion formation in oil samples from this field could be made.

In order to evaluate this effect, an experimental methodology is formulated in which, by means of free water tests and viscometry tests, and with the support of micrographs, allows the evaluation of the W-O emulsions stability, formulated from crude oil from a Colorado Oil Field well, from a deasphaltenized oil sample (maltene) and crude with solid precipitated asphaltenes added (which were previously extracted from crude oil). These tests were developed at different temperatures, which are representative of the oil field production chain.

A qualitative analysis of the emulsion stability was made, which has a result, the existence of a emulsifying effect whenever the asphaltenes are added to the emulsion sample, and these such effect can improve viscosity of the emulsion up to 75%, for a 90°F temperature. For last, an asphaltenic fraction characterization is presented, which was realized by Infrared Spectrometry, Mass Spectrometry and Raman Spectrometry.

* *Undergraduated Project.

** **Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director M. Sc. Emiliano Ariza León, Codirector Ph.D. Juan Carlos Poveda

INTRODUCCIÓN

Desde los inicios de la explotación del petróleo, la industria ha tenido que enfrentarse al problema de la producción conjunta de crudo y agua, la cual puede ocasionar una indeseada formación de emulsiones. Las emulsiones representan un problema aseguramiento de flujo, debido a que estas complican el proceso de deshidratación del crudo, aumentan el precio del transporte y bombeo, y generan corrosión en las instalaciones de refinación y transporte.

Para que un crudo pueda ser comercializado, este debe tener menos del 1% de agua, por lo tanto, la deshidratación y el rompimiento de emulsiones es una tarea fundamental para la ingeniería de producción.

En el crudo se encuentran agentes emulsificantes de origen natural, tales como los surfactantes, resinas, asfaltenos y sólidos en suspensión que se forman mayoritariamente por la precipitación escamas orgánicas. A nivel mundial se han realizado varias investigaciones para tratar de descifrar el papel que juegan estos compuestos en el proceso de emulsificación, sin embargo, no se sabe a ciencia cierta cómo estos compuestos (más concretamente, los asfaltenos) actúan sobre las emulsiones del Campo Escuela Colorado.

Este proyecto de grado tiene como objetivo identificar si los asfaltenos del campo Colorado tienen un efecto sobre la formación y estabilización de Emulsiones. Para este objetivo se plantea en el capítulo uno una revisión del estado del arte sobre asfaltenos y emulsiones. En el capítulo dos, las generalidades y condiciones de producción del campo Colorado. El tercer capítulo contempla la metodología experimental planteada y su desarrollo, el cual es básicamente la formulación de emulsiones en laboratorio y la evaluación de su estabilidad versus temperatura y tiempo. Por último, el capítulo 4 muestra una caracterización de la fracción asfáltica del crudo COL-74, mediante técnicas modernas.

1. MARCO DE REFERENCIA

«En algún lugar, algo increíble está esperando ser conocido»

Carl Sagan (1934-1996), astrónomo estadounidense.

1.1. ASFALTENOS

El crudo está compuesto por cuatro fracciones fundamentales: Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos. La fracción asfáltica es atractiva para los investigadores en la industria del petróleo, debido a que es la más pesada, la más problemática y sobre la cual se tienen más incertidumbres, especialmente en su estructura química. Muchos esfuerzos se han hecho para caracterizar a los asfaltenos, sin embargo, aún no se sabe a ciencia cierta su composición, ni su estructura molecular, ni tampoco sus mecanismos de solubilidad en el crudo. Inclusive, se ha evidenciado que los asfaltenos de diferentes partes del mundo son molecularmente diferentes entre sí¹. Si se tiene una certeza en este tema, es en los efectos negativos que trae sobre la producción de crudo, los cuales van desde taponamiento de las líneas de producción, reducción de la permeabilidad absoluta del medio poroso, cambio de mojabilidad y formación de emulsiones W/O². Esta sección del marco teórico comprende una recopilación y análisis de la literatura sobre los asfaltenos desde un punto de vista químico y termodinámico. Se revisarán también varias técnicas experimentales contempladas para su caracterización.

¹MULLINS et al. Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics. Primera Edición. Springer Science & Business Media. 2007.

²Faruk CIVAN, Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Segunda Edición. Gulf Professional Publishing. University of Oklahoma, 2007

1.1.1. Definición de Asfaltenos

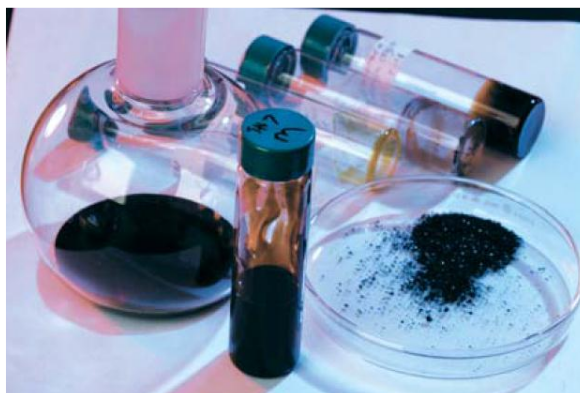
Los asfaltenos se definen como moléculas o estructuras poli-aromáticas, que contienen heteroátomos tales como azufre, oxígeno, nitrógeno y metales como vanadio y níquel; se cree que estos existen en el petróleo en un estado agregado en forma de suspensión, los cuales son rodeados y estabilizados al mismo tiempo mediante resinas³.

La terminología sobre asfaltenos data desde antes del comienzo de la explotación comercial del petróleo. El término se originó en 1837 cuando J.B. Boussingault definió a los asfaltenos como el residuo de la destilación del bitumen: insoluble en alcohol y soluble en trementina⁴. La definición que se utiliza actualmente también se basa en solubilidad (compuestos insolubles en n-alcanos, tales como el n-pentano o el n-heptano, y solubles en aromáticos, tales como el tolueno). Los asfaltenos obtenidos de esta manera son sólidos friables, de color oscuro, con una densidad de aproximadamente 1.2 g/cm³. Además no poseen un punto de fusión definido, pero se descomponen frente al calor, dejando un residuo carbonoso. La figura 1 muestra un ejemplo de asfaltenos separados de una muestra de crudo, utilizando n-heptano como agente precipitante.

³ Kamran AKBARZADEH, Ahmed HAMMAMI, Abdel KHARRAT, Dan ZHANG. "Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial", Oilfieldreview, Schlumberger. Alberta – Canadá, 2007. ISSN: 0923-1730.

⁴BOUSSINGAULT JB: "Memoire sur la composition des bitumens," Annales de Chimie et de Physique 64 (1837): 141. Citado en AUFLEM IH: "Influence of AsphalteneAggregation and PressureonCrudeOilEmulsionStability," DoktorIngeniørThesis, Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, Trondheim, junio de 2002.

Figura 1.Muestra de asfaltenos separada del crudo



Fuente: Tomada de Kamran AKBARZADEH, Ahmed HAMMAMI, Abdel KHARRAT, Dan ZHANG. “Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”, Oilfieldreview, Schlumberger. Alberta – Canadá, 2007. ISSN: 0923-1730.

1.1.2. Estructura Molecular de los Asfaltenos

El conocimiento de la estructura molecular de los asfaltenos es limitado. A pesar de que se han hecho muchos esfuerzos en el área, todavía existen discrepancias sobre su estructura molecular⁵.

1.1.2.1. Modelo de Yen-Mullins

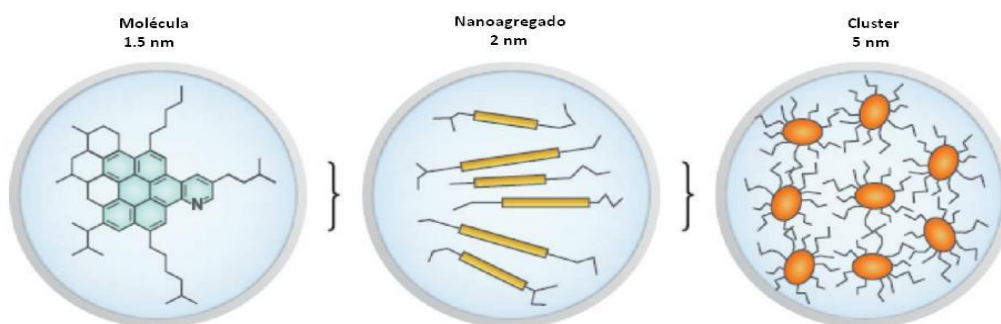
T.F. Yen y Mullins en 1974⁶ formularon una estructura de asfaltenos a partir de análisis microscópicos, en la cual se podía observar una molécula con un núcleo aromático central, y cadenas alquílicas alrededor, tal como si fuera un continente⁷, como se puede apreciar en la figura 2.

⁵Juan MURGICH. Molecular Recognition and Molecular Mechanics of Micelles of Some Model Asphaltenes and Resin. Energy & Fuels 1996, Vol. 10, 68-76. ISSN: 0887-0624.

⁶Oliver C. MULLINS. The modified Yen model. Energy & Fuels 2010. Vol. 24, 2179-2207. ISSN: 0887-0624.

⁷Olliver C. MULLINS. The Asphaltenes. Annual Review Analytical Chemistry. Vol. 4, 393–418 2011. ISSN: 1936-1327.

Figura 2. Modelo Yen-Mullins (Modelo Continental)



Fuente: Tomado de *Asphaltenes Annu. Rev. Anal. Chem.* 2011. 4:393–418. Olliver C. Mullins.

1.1.2.2. **Modelo de Strauz-Murgich**

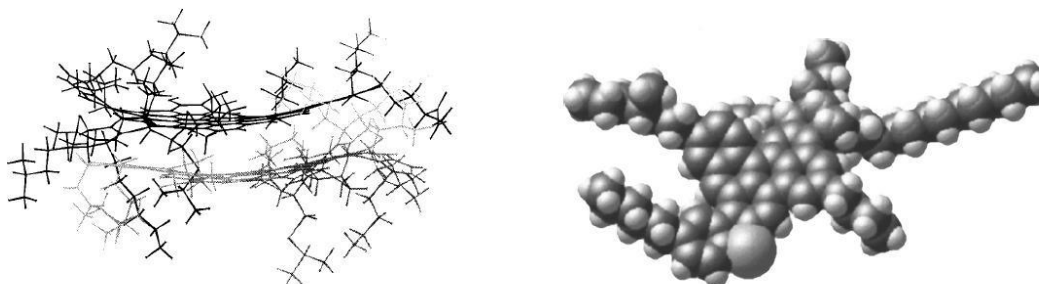
Strauz y Murgich⁸, adelantaron varios estudios en muestras de asfaltenos venezolanos y canadienses⁹, en las cuales las estructuras moleculares que obtenían, no eran un gran grupo aromático con micelas alcanas, en realidad eran como varias ‘islas’ aromáticas unidas por puentes alifáticos, como se muestra en la figura 3. Este enfoque podría contradecir la teoría termodinámica coloidal, junto con el hecho de que las resinas actúan como agente peptizante. Murgich propone que la mayoría de las resinas actúan como agentes peptizantes, pero al no ser el asfalteno una molécula con un único núcleo aromático, puede que algunas resinas tengan efectos adversos en su estabilidad¹⁰.

⁸Juan MURGICH & Otto P. STRAUSZ. Molecular Mechanics of Aggregates of Asphaltenes and Resins of the Athabasca oil field. *Petroleum Science and Technology*, Vol. 19, 1-2, 231-243. ISSN: 1532-2459.

⁹STRAUSZ, O. P.; MOJELSKY, T. W.; LOWM, E. M. *Fuel* 1992, 71, 1355-1362. Citado en: MURGICH et al. *The stability of the Asphaltene and Resin Aggregates and their Chemical Reactivity*, University of Alberta, Canadá.

¹⁰Juan MURGICH & Otto P. STRAUSZ. Molecular Mechanics of Aggregates of Asphaltenes and Resins of the Athabasca oil field. *Petroleum Science and Technology*, Vol. 19, 1-2, 231-243. ISSN: 1532-2459.

Figura 3. Modelo Strauz - Murgich.



Fuente: Tomado de Juan Murgich & Otto P. Strausz (2001) Molecular Mechanics Of Aggregates Of Asphaltenes And Resins Of The Athabasca Oil, *Petroleum Science and Technology*, 19:1-2, 231-243.

1.1.3. Modelos Termodinámicos

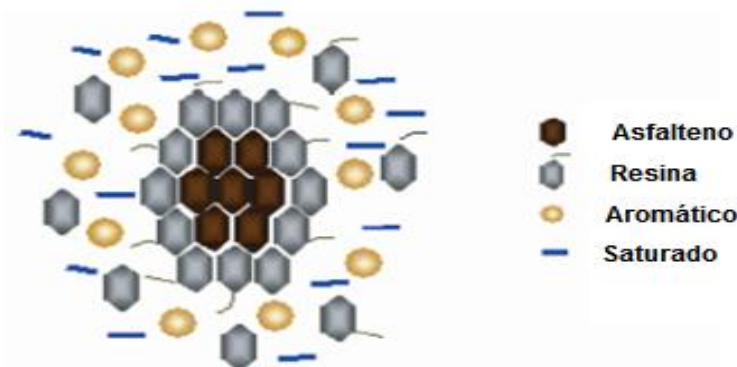
La manera en la cual los asfaltenos se encuentran suspendidos en el crudo también es motivo de debate científico. Existen muchos modelos, pero en esta sección se describen tres de los más utilizados, que tienen su respectivo modelo numérico de precipitación.

1.1.3.1. Modelo coloidal

Leontaritis y Mansoori propusieron un enfoque para la floculación de los asfaltenos basados en un modelo termodinámico coloidal¹¹. La figura 5 representa un esquema del crudo en función de sus fracciones, saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos.

¹¹LEONTARITIS, K.J., and MANSOORI, G.A. Asphaltene Flocculation during Oil Production and Processing: A Thermodynamic-Colloidal Model. SPE paper No.16258. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 4-6 Febrero, San Antonio, Texas.1987.

Figura 4. Modelo coloidal



Fuente: Tomado de Mullins et al. *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics*. Primera Edición. 2007.

Se cree que las moléculas de asfaltenos están rodeadas por resinas, las cuales actúan como un agente peptizante, esto significa, que las resinas mantienen a los asfaltenos en una suspensión coloidal. Las resinas están compuestas típicamente de un grupo altamente polar, que a menudo contiene heteroátomos tales como el oxígeno, azufre y nitrógeno, al igual que grupos parafínicos no polares. Las resinas son atraídas a las micelas de los asfaltenos a través de su grupo final. Esta atracción es un resultado de la interacción entre los puentes de hidrogeno y las interacciones dipolo-dipolo que nacen de las altas polaridades de la resina y el asfalteno. El componente parafínico de las resinas actúa como una cola que permite la transición hacia la parte relativamente no polar del crudo, en donde las moléculas individuales existen en solución. Es por esto que los aromáticos (tal como el tolueno) son relativamente buenos solventes tanto para las ceras como para los asfaltenos¹².

¹²MULLINS et al. *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics*. Primera Edición. Springer Science & Business Media. 2007.

1.1.3.2. Modelo de sólidos

El modelo más simple para la precipitación de asfaltenos es el modelo sólido trabajado por Gupta y Thomas *et al.* La precipitación de asfaltenos es representada como un sólido puro mientras que las fases de petróleo y gas son modeladas con una ecuación cúbica de estado. Thomas *et al.*, reportaron que el modelo sólido puede requerir del ingreso de un extenso número de parámetros empíricos con el objetivo de emparejar los datos experimentales. Estas modificaciones hicieron del modelo altamente empírico y difícil de usar. Thomas *et al.*, también investigaron la representación de la precipitación de asfaltenos como una fase sólida multicomponente. Ellos usaron un modelo líquido-sólido adaptado a partir de Won. Este modelo tiene también una extensa cantidad de parámetros. Thomas *et al.*, observaron que este modelo no exhibía el correcto comportamiento cuando la concentración de solvente incrementaba y sugirieron algunas modificaciones a este modelo¹³.

1.1.3.3. Modelo de solubilidad molecular

Hirschberg *et al.*, aportaron el primer enfoque significativo en el modelamiento de la precipitación de asfaltenos¹⁴. Mediante una ecuación de estado, se aplicaron los cálculos de equilibrio vapor-líquido por primera vez para dividir la mezcla en tres componentes: asfaltenos, resinas y un componente para el petróleo remanente y el solvente. Las fugacidades para estos componentes fueron calculadas con la teoría de solución polimérica Flory-Huggins. El comportamiento del modelo depende de los volúmenes molares y los parámetros de solubilidad del petróleo, resinas y asfaltenos. Burke *et al.*, Novosad, Costain y Kokal *et al.*, usaron este

¹³L.X. NGHIEM, M.S. HASSAM, and Ram NUTAKKI. Efficient Modelling of Asphaltene Precipitation. SPE paper No. 26642. SPE 68th Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 Octubre, Houston, Texas. 1993.

¹⁴A. HIRSCHBERG, L.N.J., DE JONG, B.A., SCHIPPER and, J.G. MEIJER. Influence of Temperature and Pressure on Asphaltene Flocculation. Soc. Petrol. Eng., Vol. 24, June 1984, pp. 283-293.

enfoque para emparejar la data experimental con un limitado grado de éxito. Estos autores reportaron que este modelo reproduce el comportamiento de los asfaltenos cualitativamente, pero además se requirió de unas mejoras para las predicciones cuantitativas.

1.1.4. Propiedades Fisicoquímicas

Los asfaltenos se definen operacionalmente como la fracción no-volátil y polar del crudo que es insoluble en alcanos (como el pentano o el heptano). Generalmente, el peso molecular, la polaridad y la aromaticidad del asfalteno aumenta en función de la longitud de la cadena alcano que lo hace precipitar (mientras la cadena sea más larga, el asfalteno precipitado es más 'puro').¹⁵

A pesar de que los asfaltenos son altamente diversos en su funcionalidad, peso molecular y estructura molecular, se han podido establecer unas características comunes entre ellos. Los asfaltenos se caracterizan por tener un núcleo de moléculas aromáticas, cadenas laterales alquílicas y otros elementos tales como el azufre, oxígeno, nitrógeno, metales pesados como el vanadio y el níquel y porfirina, o grupos funcionales parecidos a esta. El contenido aromático de carbonos en el asfalteno varía típicamente entre el 40% y el 60%, con una relación H/C atómica entre 1,0 y 1,2. Un alto porcentaje de estos anillos aromáticos están conectados en la estructura molecular, entonces esta parece tener una forma plana. Estas moléculas también poseen un gran número de grupos funcionales capaces de crear puentes de hidrógeno (tales como los piroles, la piridina, los carboxílicos, entre otros)¹⁶.

Debido a la agregación de las moléculas de asfaltenos, las mediciones del peso molecular y del tamaño de los agregados son bastante complejas. El tamaño de la

¹⁵MULLINS et al. *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics*. Primera Edición. Springer Science & Business Media. 2007.

¹⁶ AUFLEM IH: "Influence of Asphaltene Aggregation and Pressure on Crude Oil Emulsion Stability," DoktorIngeniør Thesis, Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, Trondheim, junio de 2002.

estructura precipitada parece estar entre 2 y 25 nanómetros de diámetro¹⁷. El peso molecular de los asfaltenos ha sido estimado desde unos pocos miles hasta varios millones de gramos/gmol, sin embargo, los valores más recientes tienden a sugerir valores entre los 600 y los 1500 g/gmol¹⁸.

Recientemente se han realizado estudios sobre la estructura y el tamaño de los agregados moleculares, utilizando barrido corto de rayos-x (SAXS, por sus siglas en inglés) y barrido corto de neutrones (SANS, por sus siglas en inglés).¹⁹ Se concluye que los nano-agregados (3-10 nanómetros) son típicamente elipsoidales y polidispersos, y que permiten una gran entrada de solvente en el interior.

1.1.5. Caracterización Experimental

Debido a la polidiversidad de las moléculas de asfaltenos expuesta anteriormente, los métodos empleados para caracterizar los agregados de asfaltenos deben ser sofisticados y de alta tecnología. Esta sección contempla los fundamentos básicos de cada prueba contemplada para este proyecto (EspectroscopiaNIR, Análisis Elemental, Espectrometría de Masa (MS) y la Resonancia Magnética Nuclear), y como estas han sido aplicadas a lo largo de la literatura sobre los agregados de asfaltenos. La tabla 1 muestra un resumen de todas las prácticas que se contemplan en este proyecto para caracterizar los asfaltenos del campo Colorado, su principio físico, sus resultados, sus ventajas y sus desventajas.

¹⁷SHEU, E.Y. Asphaltene Fundamentals and Applications. E.Y. Sheu and O.C. Mullins, Editors. 1995, Plenum: Nueva York.

¹⁸GROENZIN H., MULLINS O.C., Molecular Size and Structure of Asphaltenes. Petroleum Science and Technology, 2001. 19(1&2): p. 219-230.

¹⁹ BARRE L., ESPINAT D., ROSENBERG E., SCARSELLA M. Colloidal structure of heavy crudes and asphaltene solutions. Rev. Inst. Fr. Pet. 1997, 52, 161-175.

Tabla 1. Métodos Experimentales para Caracterizar Asfaltenos

Métodos Experimentales para Caracterizar Asfaltenos				
Metodología	Principio Físico	Resultados Obtenidos	Ventajas	Desventajas
Espectroscopía NIR	Esta se basa en la emisión de rayos de luz infrarroja (los cuales tienen una longitud de onda de 750 a 2500 nm), y miden la reflectancia o transmitancia de los compuestos a lo largo de todo el espectro.	Los compuestos orgánicos e inorgánicos muestran respuestas variadas a lo largo del espectro, por lo tanto, se permite hacer una caracterización de la composición y las propiedades de la muestra.	Una de las ventajas de esta técnica es su carácter no destructivo, es rápida y repetible. Se puede pensar en una espectroscopia NIR como en un tipo de "huella digital" para cada compuesto, es decir, que es única para cada uno y revela propiedades fisicoquímicas de estos.	Interpretación subjetiva
Espectrometría de Masas	Está basada en la obtención de iones a partir de moléculas orgánicas en fase gaseosa; una vez obtenidos estos iones, se separan de acuerdo a su masa y a su carga, y con su relación carga masa (z/m) son detectados y clasificados composicionalmente.	Esta técnica puede resolver e identificar la masa de los iones con un grado de precisión elevado mediante la colocación de iones en un campo magnético, en donde la frecuencia de rotación es inversamente proporcional a su masa. Se obtiene un espectro de distribución de masas.	La cantidad de muestra necesaria ronda por el orden de los microgramos. Esto compensa su naturaleza destructiva. Permite dilucidar la distribución molecular de sus componentes, e inferir teorías sobre su peso y estructura molecular	No utiliza radiación, y debido a que en esta si existe una reacción química con la muestra (ionización), es por lo tanto una prueba destructiva.

Tabla 1. Métodos Experimentales para Caracterizar Asfaltenos (Continuación)

Métodos Experimentales para Caracterizar Asfaltenos				
Metodología	Principio Físico	Resultados Obtenidos	Ventajas	Desventajas
Espectrometría RMN	Esta se fundamenta en la absorción de energía en la región de radiofrecuencia por parte de ciertos núcleos cuando son colocados en un campo magnético intenso. Este fenómeno de movimiento químico solo ocurre para ciertas especies isotópicas las cuales deben presentar espín molecular y por lo tanto un número magnético nuclear.	Con respecto a la información que se puede obtener de un espectro RMN-1H, cada paquete de picos corresponderá a determinado hidrógeno que refleja su ambiente químico, es decir, refleja en qué grupo funcional se encuentra ubicado y esto se verá reflejado en la posición del espectro.	Entre las ventajas de esta técnica es que la muestra, no requiere curvas de calibrado y no necesariamente el compuesto debe ser puro para realizar el análisis.	Esta prueba es compleja y costosa.
Análisis Elemental	El análisis elemental es una técnica cuantitativa que permite caracterizar la composición de una muestra con respecto a 4 átomos fundamentales: Hidrógeno, Carbono, Nitrógeno y Azufre (S).	La técnica más común para realizar un análisis elemental es mediante pirolisis (la cual consiste en calentar la muestra gradualmente hasta pirolizarla y observar las respuestas que se obtienen en un sensor de radiación). Se obtiene una fracción de cada uno de los elementos fundamentales de la fracción.	Este análisis es de gran ayuda para caracterizar los tipos de asfaltenos presentes en el mundo, ya que existen amplios datos en la literatura sobre este análisis elemental, y el crudo podría ser comparado. También se pueden obtener otros datos significativos tales como la relación H/C y el peso molecular en algunos casos.	El análisis Elemental por Pirólisis es una prueba destructiva

Tabla 1. Métodos Experimentales para Caracterizar Asfaltenos (Continuación)

Métodos Experimentales para Caracterizar Asfaltenos				
Metodología	Principio Físico	Resultados Obtenidos	Ventajas	Desventajas
Espectroscopía RAMAN	La espectroscopia Raman es una técnica espectroscópica que se basa en la dispersión inelástica de un haz de luz monocromático. Esa dispersión inelástica permite ser cuantificada y caracteriza la distribución molecular del asfalto.	La dispersión inelástica se refiere que la frecuencia de los fotones en un haz de luz monocromático cambia en función de la interacción con la muestra. La frecuencia de los fotones aumenta o disminuye en función de las transiciones moleculares.	Al contrario de la Espectroscopia NIR, la interpretación no es subjetiva, ya que se utilizan comúnmente funciones Gaussianas y de Tunista-Koenig para poder caracterizar al asfalto.	Tiene una baja sensibilidad, la interpretación matemática es compleja.

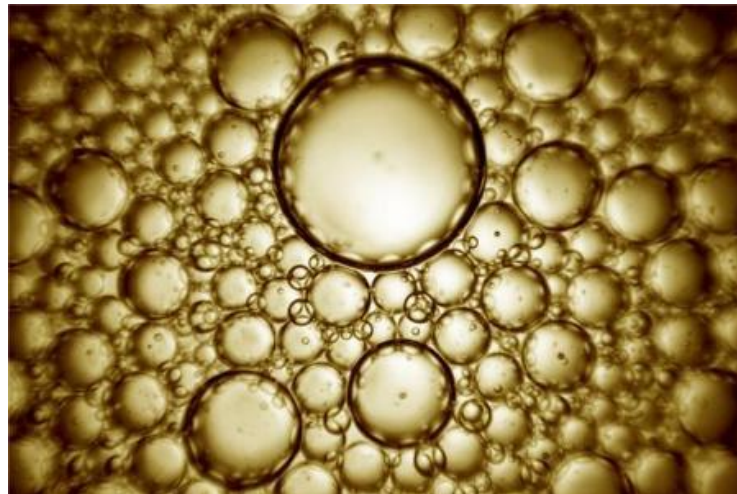
1.2. EMULSIONES

En términos generales, una emulsión es una mezcla estable de dos líquidos inmiscibles, los cuales se encuentran en una fase continua y en una fase dispersa. Existen muchas aplicaciones de emulsiones en campos ajenos a la ingeniería de petróleos, tales como la mayonesa, la leche y las espumas. Sin embargo, en la producción del petróleo, la formación natural de emulsiones es considerada un problema de aseguramiento de flujo que afecta la producción de aceite. Esta sección contiene los fundamentos básicos de la teoría sobre emulsiones agua-aceite (W/O), y una revisión de las metodologías experimentales que existen en la actualidad para evaluarlas.

1.2.1. Definición

Una emulsión se define como una mezcla estable de aceite y agua, en la cual no puede ser separada simplemente por efectos gravitacionales.²⁰ En el caso de una emulsión W/O, o una emulsión normal (las cuales son las más comunes), se trata de una dispersión de gotas de agua de tamaño microscópico en el crudo. El crudo es la fase continua de la mezcla, y las gotas de agua están separadas dentro del crudo y conforman la fase dispersa. La figura 5 muestra una foto de alta resolución de gotas de agua siendo aisladas por el crudo, formando una emulsión. Las emulsiones pueden ser fuertes o débiles, dependiendo de la estabilidad que posean. En términos generales, la emulsión será más fuerte si el tamaño de las gotas dispersas es más pequeño, debido que estas gotas alcanzan una alta tensión interfacial (en general de 1 a 10 micras)²¹.

Figura 5. Agente surfactante aislando gotas de agua.



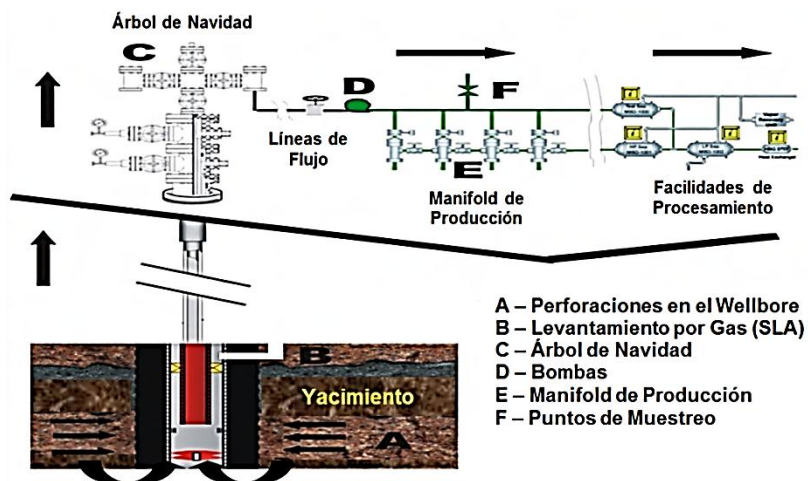
Fuente: "Emulsions Take Longer Time to Achieve Equilibrium", Diciembre 2011. Disponible en:
<http://www.azom.com/news.aspx?newsID=31422>

²⁰Ken ARNOLD & Maurice STEWART. Surface Production Operations, Design of oil handling System and Facilities. Vol. 1.Ed. 3.Gulf Professional Publishing. 2008.

²¹Richard LEE. Agents Which Promote and Stabilize Water-in-Oil Emulsions. Spill Science & Technology. Vol. 5, No. 2, pp 117.126. 1999.

Para que una emulsión exista, deben existir dos líquidos mutuamente inmiscibles, un agente emulsificante (un estabilizador) y suficiente agitación para contener la fase dispersa en la fase continua. Se puede afirmar que la formación natural de emulsiones en campo es altamente probable, debido a que en el proceso de producción del crudo, se producen crudo y agua, los cuales son dos líquidos mutuamente inmiscibles. También se producen con estos fluidos, materiales orgánicos e inorgánicos, tales como arena, arcilla, resinas y asfaltenos los cuales pueden actuar como agentes emulsificantes naturales (sus mecanismos serán mencionados más adelante). Además se dan las condiciones de agitación necesarias para la formación de emulsiones, esta puede ocurrir en la salida por las zonas cañoneadas, por su paso por el *tubing*, por choques, válvulas, *manifolds*, codos y sistemas de gas lift, entre otros²². La figura 6 muestra un sistema de producción típico, y señala estas zonas en donde la agitación tiende a formar emulsiones.

Figura 6. Puntos de agitación en el sistema de producción



Fuente: Tomado de OPAWALE, Adenkule. Oilfield emulsion control: a major issue during heavy crude oil production. Universidad Africana de Ciencia y Tecnología. Artículo SPE. Abuja (Nigeria), 2009.

²²OPAWALE, Adenkule. Oilfield emulsion control: a major issue during heavy crude oil production. Universidad Africana de Ciencia y Tecnología. Artículo SPE. Abuja (Nigeria), 2009.

La formación de emulsiones es considerada un problema de aseguramiento de flujo, debido a que las emulsiones complican el proceso de deshidratación del crudo, aumentan el precio del transporte y bombeo, y generan corrosión en las instalaciones de refinación y transporte.²³

1.2.2. Clasificación

Las emulsiones entre dos fluidos se pueden clasificar en función de: su estabilidad y su distribución de fases. Las tablas 2 y 3 resumen la clasificación existente sobre las emulsiones, los tipos que existen y que significa cada clasificación. Tal y como se mencionó anteriormente, este capítulo se enfocará en las emulsiones W/O, ya que es el objetivo principal de este estudio.

Tabla 2. Tipos de Emulsiones según su estabilidad

Según su Estabilidad Cinética	
Tipo de Emulsión	Descripción
Emulsión Débil	Aquellas que se separan en cuestión de unos pocos minutos. El agua separada a veces se le llama agua libre.
Emulsión Media	Aquellas que se toman para separarse algo más de 10 minutos.
Emulsión Fuerte	Estas se separarán (a veces solo parcialmente) en cuestión de horas o días.

Fuente: Ken ARNOLD & Maurice STEWART. Surface Production Operations, Design of oil handling System and Facilities. Vol. 1. Ed. 3. Gulf Professional Publishing. 2008.

²³Ken ARNOLD & Maurice STEWART. Surface Production Operations, Design of oil handling System and Facilities. Vol. 1. Ed. 3. Gulf Professional Publishing. 2008.

Tabla 3. Tipos de Emulsiones según sus Fases

Según sus Fases	
Tipo de Emulsión	Descripción
Emulsión Agua en Aceite (W/O)	Donde la fase continua es el crudo y la fase dispersa es el agua. También llamada Emulsión Directa
Emulsión Aceite en Agua (O/W)	Donde la fase continua es el agua y la fase dispersa es el crudo. También llamada Emulsión Inversa
Emulsión Dual (W/O/W)	Donde existen gotas de emulsiones W/O dispersas en agua. Es un caso poco común.

Fuente: Ken ARNOLD & Maurice STEWART. Surface Production Operations, Design of oil handling System and Facilities. Vol. 1. Ed. 3. Gulf Professional Publishing. 2008.

Cabe aclarar que la nomenclatura en la industria del petróleo es contraria a la de otras industrias. Esto quiere decir, que mientras una emulsión directa en un campo petrolero es una emulsión W/O, en otro tipo de industrias es una emulsión O/W. Esto se debe estrictamente a convenciones, además que en esta industria es más frecuente la aparición de emulsiones W/O, debido a la naturaleza de producción de los pozos de petróleo.

1.2.3. Propiedades Físicoquímicas

Las emulsiones W/O tienen ciertas características físicoquímicas que permiten caracterizarlas y diferenciarlas de otras, siendo el tamaño de las gotas, la viscosidad y la tensión interfacial las más representativas. Estas características

tienen influencia directa en la dificultad que pueda presentar su separación (a lo cual se le denomina estabilidad). La caracterización exitosa de estas propiedades anteriormente mencionadas es lo que permitirá determinar cómo influyen otros parámetros en la estabilidad de la emulsión. En esta sección se explicarán brevemente en qué consisten estas propiedades.

1.2.3.1. Estabilidad

Esta es la propiedad más importante de una emulsión, ya que se define como la capacidad que posee una emulsión a mantenerse, es decir, que no se presente separación de fases. Desde un punto de vista netamente termodinámico, una emulsión es un sistema inestable, debido a que siempre tiene una tendencia natural a reducir la tensión interfacial que separa el crudo del agua (equilibrando las energías interfaciales), y volver al sistema líquido/líquido²⁴. Sin embargo, la mayoría de las emulsiones son estables por un cierto periodo de tiempo, debido a que poseen estabilidad cinética.

Las emulsiones son consideradas dispersiones coloidales especiales. Su estabilidad cinética resulta de un pequeño tamaño de gotas y a la presencia de una capa interfacial alrededor de las gotas de agua. La estabilidad cinética de la emulsión se obtiene mediante agentes estabilizantes (o emulsificantes) que pueden presentarse naturalmente en el crudo (como por ejemplo los asfaltenos) o se pueden presentar de manera inducida durante la producción (como productos estimulantes de pozo).²⁵

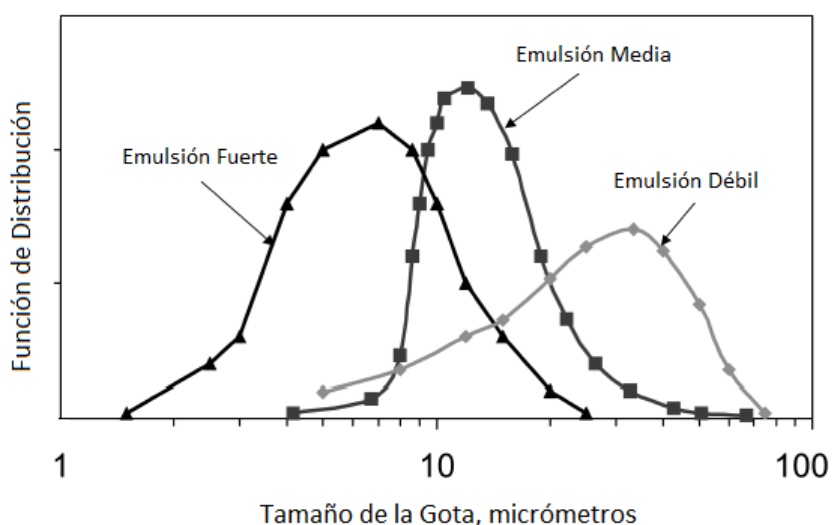
²⁴ SCHRAMM L.L. Emulsions: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry. American Chemistry Soc. Washington DC (1992). 231.

²⁵ KOKAL S. Crude-Oil Emulsions: A State-of-the-art Review. SPE 77497. 2005

1.2.3.2. Tamaño de las Gotas

Las emulsiones producidas naturalmente en campo por lo general tienen diámetros de gotas que exceden los 0.1 micrómetros y pueden ser tan largos como 50 micrómetros. La figura 7 muestra la distribución del tamaño de las gotas en función de la estabilidad de la emulsión.

Figura 7. Estabilidad de la Emulsión en función del tamaño de las Gotas



Fuente: Tomado de KOKAL S. Crude-Oil Emulsions: A State-of-the-art Review. SPE 77497.2005

La distribución del tamaño de las gotas depende de muchos factores, tales como la tensión interfacial, el esfuerzo de corte, la naturaleza de los agentes emulsificantes, la presencia de sólidos, y las propiedades del crudo y del agua. La distribución del tamaño de gotas en la emulsión determina por lo general la estabilidad de la emulsión, y esta debe ser tomada en cuenta a la hora de diseñar los tratamientos en superficie. Como regla general, mientras el tamaño de gota promedio sea menor, la estabilidad de la emulsión será mayor.³⁶

1.2.3.3. Reología

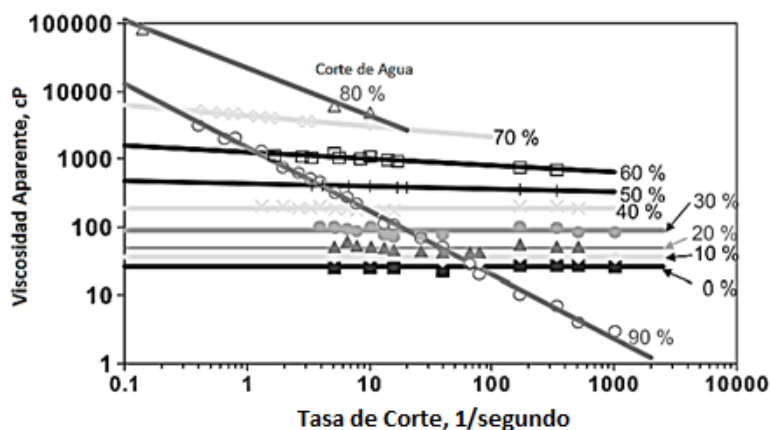
La reología (palabra introducida por Eugene Bingham en 1929) es la rama de la Física de medios continuos que se dedica al estudio de la deformación y el fluir de la materia. Una definición más moderna expresa que la reología es la parte de la física que estudia la relación entre el esfuerzo y la deformación en los materiales que son capaces de fluir. La reología es una parte de la mecánica de medios continuos. Una de las metas más importantes en reología es encontrar ecuaciones constitutivas para modelar el comportamiento de los materiales. Dichas ecuaciones son en general de carácter tensorial.

Las propiedades mecánicas estudiadas por la reología se pueden medir mediante reómetros, aparatos que permiten someter al material a diferentes tipos de deformaciones controladas y medir los esfuerzos o viceversa.

La viscosidad como propiedad reológica de la emulsión puede ser mayor que la viscosidad del crudo o del agua. Esto se debe a que las emulsiones muestran un comportamiento reológico no-newtoniano²⁶ causado por la estructura de las gotas. A cierta fracción volumétrica de la fase agua (corte de agua), las emulsiones tienden a comportarse como fluidos pseudo-plásticos; a medida que el esfuerzo de corte aumenta su viscosidad disminuye. En la figura 8 se muestran las viscosidades de emulsiones muy fuertes (formadas en crudos de Arabia Saudita), evaluadas a diferentes velocidades de corte y a diferentes porcentajes también denominados cortes de agua.

²⁶SCHRAMM L.L. Emulsions: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry. American Chemistry Soc. Washington DC (1992). 231.

Figura 8. Viscosidad de Emulsiones en función del corte de agua.



Fuente: Tomado y Adaptado de KOKAL S. Crude-Oil Emulsions: A State-of-the-art Review. SPE 77497.2005

Los datos mostrados en esa figura indican que las emulsiones tienen un comportamiento newtoniano hasta una tasa del 30%. A cortes de agua más altos, las pendientes de las curvas se desvían de 0, indicando un comportamiento no newtoniano. Este comportamiento llega hasta el 80%, y luego ocurre un fenómeno interesante, en el cual la emulsión se invierte a una O/W, es decir, el agua pasa a conformar la fase continua y el aceite la dispersa.

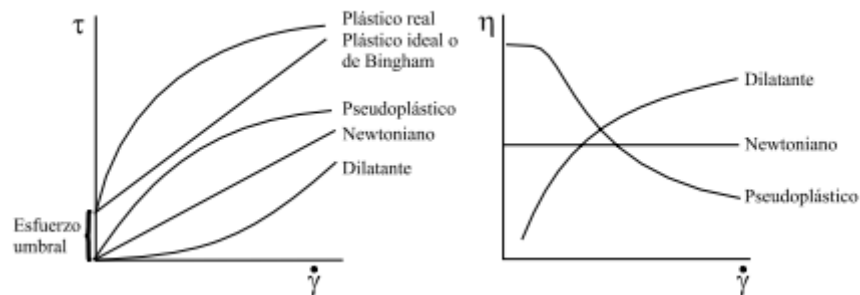
La viscosidad de la emulsión depende de varios factores, tales como:

- Viscosidades del aceite y del agua
- Fracción volumétrica del agua dispersada
- Distribución del tamaño de gotas
- Temperatura
- Esfuerzos de Corte
- Cantidad de Sólidos presentes.

▪ Comportamiento de Fluidos No-Newtonianos

En vista del amplio rango de velocidades de deformación, es muy importante tener en cuenta la variación que pueda sufrir la viscosidad de un fluido que no sigue la ley de Newton (Fluido no Newtoniano) con la velocidad de deformación. En la figura 9 se representa el esfuerzo de cizalla frente a la velocidad para algunos de estos comportamientos que se alejan de la ley de Newton, este tipo de curvas se denominan normalmente curvas de flujo y se usan corrientemente para expresar el comportamiento reológico de los fluidos.

Figura 9. Curvas de Flujo



Fuente: Guías Lodos de Perforación, Universidad Industrial de Santander.

• Comportamiento Dilatante:

Lo presentan aquellos fluidos que ven aumentada su viscosidad al incrementar la velocidad de corte aplicada, causado por reorganizaciones en su microestructura. Los fluidos que siguen este comportamiento son poco numerosos, se podrían citar suspensiones de almidón en agua, y ciertas suspensiones de PVC.

- **Comportamiento plástico:**

La plasticidad es un fenómeno que muestran ciertos materiales que se comportan como sólidos elásticos, almacenando una cierta cantidad de energía, cuando estos materiales son sometidos a esfuerzos menores que cierto valor umbral (esfuerzo de rendimiento); mientras que con un esfuerzo superior al umbral se deforman continuamente como un fluido, siendo el esfuerzo una función, lineal o no, de la velocidad de deformación. Ejemplos típicos de este tipo de materiales son la pasta dentífrica, mayonesa, mermelada, clara de huevo y nata batidos.

- **Comportamiento pseudoplástico:**

Son materiales que ven reducida su viscosidad al aumentar la velocidad de deformación. Muchos materiales muestran este tipo de comportamiento en mayor o menor grado y es el comportamiento más común. Así por ejemplo, numerosas sustancias que se encuentran en emulsiones, suspensiones, o dispersiones son ejemplos de este tipo de fluidos.

1.2.3.4. Capas interfaciales

Las emulsiones del crudo son estabilizadas por capas interfaciales que se forman alrededor de las gotas de agua dispersas en el crudo. Se cree que estas capas son el resultado de la adsorción de moléculas polares de alto peso molecular que son interfacialmente activas. Estas capas aumentan la estabilidad de la emulsión debido a que reducen la tensión interfacial y debido a que incrementan la viscosidad interfacial. Las características de estas capas son una función del tipo de crudo (si es asfáltico o parafínico), la composición y el pH del agua, la

temperatura, la maduración y el tiempo de contacto y la concentración de moléculas polares en el crudo.²⁷ Estos se dividen en dos categorías:

- Capas Rígidas (Sólidas): Estas son insolubles en las gotas de agua y se caracterizan por tener una alta viscosidad. Hay evidencia considerable que apunta a que estas capas están formadas por las fracciones polares del crudo (asfaltenos) que luego estabilizan a otros emulsificantes en la capa (finos). Estas capas juegan un papel importante en la estabilización de la emulsión, debido a que proveen una barrera estructural para la coalescencia de las gotas.
- Capas Móviles (Líquidas): Como su nombre lo indica, estas son móviles y se caracterizan por tener una baja tensión interfacial. Estas se forman, cuando se añade un desemulsificante a la emulsión. Son menos estables y ayudan a la coalescencia de las gotas.

1.2.4. Métodos para Caracterizar Emulsiones

Como se pudo evidenciar en la sección anterior, existen muchos factores que contribuyen a realizar una caracterización de las emulsiones. Es importante obtener los conocimientos prácticos necesarios que permitan dilucidar cuál es el efecto específico que tienen ciertas características del sistema sobre la estabilidad de las emulsiones, en este caso, el contenido relativo de asfaltenos en el crudo. En esta sección se enuncian algunas de las técnicas que existen, sus fundamentos básicos y algunos casos de aplicación en muestras de asfaltenos W/O que se reportan en la literatura.

²⁷STRASSNER, J.E. "Efecto del pH en las capas interfaciales y en la estabilidad de las emulsiones W/O". JPT (Marzo, 1968) 303-312.

1.2.4.1. Microscopía y Análisis de Imágenes

La observación directa o la fotografía en microscopía óptica son los métodos más simples, y los únicos que pueden considerarse como absolutos; permiten al operador pronunciar un juicio subjetivo acerca del tamaño o de la forma de las gotas. Sin embargo, se vuelven extremadamente tediosos y a menudo es difícil hacer medidas objetivas, como la determinación del tamaño de la gota.

El límite inferior de la microscopía óptica es del orden de 1 micrómetro, en buenas condiciones de iluminación y de contraste. Sin embargo para tales dimensiones, el movimiento browniano se vuelve un problema y se requiere utilizar mucha sensibilidad y alumbrados flash para “inmovilizar” la imagen.

Las gotas grandes ($d > 100$ micras) pueden por otro lado, aplastarse entre las láminas y por lo tanto aparecer con un diámetro aumentado o enmascarado, problema que se puede corregir utilizando láminas especiales. Con la introducción de los microprocesadores en la instrumentación científica se han eliminado las tediosas operaciones de determinación de tamaño y conteo de gotas.²⁸

1.2.4.2. Resonancia Magnética Nuclear

La Resonancia Magnética Nuclear (RMN) es una técnica de alta tecnología, la cual puede ser aplicada a muchos campos de la ciencia, tan diversos como la biología, la medicina y la química. El espectroscopio RMN se encarga de medir la estructura molecular de una mezcla, utilizado mediante campos magnéticos aislados.²⁹ La espectroscopia NMR está basada en el hecho de que algunos núcleos poseen un momento magnético nuclear permanente. Cuando se introduce

²⁸ A. FERNANDEZ ARTEAGA. “Preparación, Caracterización y Estabilidad de emulsiones y microemulsiones o/w”. Tesis Doctoral, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Granada. España, 2006.

²⁹ M.L. JOHNS. NRM Studies of Emulsions. University of Cambridge. Current Opinion in Colloid & Interface Science Magazine. Vol 14 (pp 178-183). 2009

un campo magnético externo, estos núcleos toman cierto estado definido el cual tiene ciertos niveles de correspondencia. Las transiciones entre los niveles de energía se llevan a cabo debido a la adsorción de radiación electromagnética de ciertas longitudes de ondas a ciertas radiofrecuencias. En el método NMR, la señal se obtiene debido a una excitación simultánea de todas las transiciones con pulsos multifrecuentes seguidos de una detección de la caída del pulso sin inducción (FID por sus siglas en inglés) a medida que el sistema vuelve al equilibrio.³⁰

Con respecto a emulsiones, el NMR ofrece una variedad de enfoques única tanto para evaluar la orientación molecular como para evaluar las variables cinéticas de transporte a lo largo de las distintas fases de producción. Sin embargo, la mayor contribución del MNR, es proveer una práctica experimental no invasiva para medir la distribución del tamaño de las gotas presentes en la emulsión (siendo estas denominadas DSD). Normalmente esto se logra mediante su habilidad para cuantificar la autodifusión molecular utilizando pulsos de intensidad graduada (PFG). Cuando la autodifusión de la fase dispersa (las gotas), es restringida por los límites de las gotas, estas pueden ser interpretadas y modeladas de tal manera que se puede extraer el tamaño de la gota.³¹

³⁰ BALINOV B., SODERMAN O. Emulsions – The NMR Perspective. Capítulo 12 de SJOBLÖM, Encyclopedic Handbook of Emulsion Technology. 2001.

³¹ M.L. JOHNS, K.G. HOLLINGSWORTH, Characterization of emulsion systems using NMR and MRI. University of Cambridge. Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy Magazine, Vol 50 (pp. 51-70), 2007.

1.3. EL PAPEL DE LOS ASFALTENOS COMO AGENTE EMULSIFICANTE

Dentro de los emulsificantes naturales que puede tener un crudo en su composición, los asfaltenos son conocidos por ser los más problemáticos, no solo debido a su complejidad molecular, sino que también influyen en la emulsión de diferentes maneras. Debido a su naturaleza polar con extremos no polares, los asfaltenos son agentes surfactantes, que tienen preferencia a estar en la interfaz agua aceite (una vez estos estén precipitados). También se sabe que el efecto emulsificante de los asfaltenos se ve afectado por la presencia de otros sólidos, tales como ceras o micro partículas de finos. Esta sección contiene todo lo que se sabe sobre los asfaltenos como agentes emulsificantes, los estudios más relevantes sobre esta área y una explicación de los mecanismos físico-químicos que estos presentan en la interfase.

1.3.1. Estado del Arte

En la tabla 4 se hace una recopilación de los estudios más significativos sobre el papel de los asfaltenos en las emulsiones agua-aceite. En ella se muestran los autores, la fecha, el título original y la referencia del estudio, además de cuáles fueron sus conclusiones y como aportaron al conocimiento de las propiedades emulsificantes de los asfaltenos. Cabe destacar que a medida que pasa el tiempo, los estudios van incorporando métodos científicos más complejos, tales como el NIR, SANS o NMR.

Tabla 4. Revisión del estado del Arte Sobre el efecto de los asfaltenos en emulsiones W-O

Autores	Fecha	Título	Conclusiones	Referencia
BRIDIE A.L., WANDERS T.H., ZEGVELD W., VAN DER HEIJDE H.B.	1980	Formation, prevention and breaking of sea water in crude oil emulsions 'chocolate mousse'.	Primera evidencia de que los asfaltenos actúan como agente emulsificante. Emulsiones inestables sin presencia de asfaltenos, emulsiones estables en presencia de estos.	Marine Pollution Bulletin 11.
BRANDVIK, P.J., DALING, P.S.	1991	W/o-emulsion formation and w/o- emulsion stability testing: an extended study with eight oil types.	La estabilidad de una emulsión agua-aceite estaba directamente correlacionada con el contenido de resinas, ceras y asfaltenos del crudo original	DIWO Report No. 10, IKU Sintef Group, Trondheim, Norway.
BOBRA M.	1991	Water-in-oil emulsification: a physicochemical study.	Las resinas por si solas podían actuar como emulsificantes efectivos, pero las emulsiones más estables se formaban cuando se encontraban presentes tanto los asfaltenos como las resinas. Se sugirió en ese estudio, que las ceras podían interactuar con los asfaltenos y las resinas para formar emulsiones.	Proceedings of 1991 International Oil Spill Conference. American Petroleum Institute, Washington, DC.
SJOBLOM J., MINGYUAN L., CHRISTY A.A., GU T.	1992	Water-in crude-oil emulsions from the Norwegian continental shelf, 7. Interfacial pressure and emulsion stability.	Los crudos a los cuales se les sometió a una remoción de los asfaltenos mediante columnas de sílice, produjeron aceites que no formaron emulsiones	Colloids and Surfaces, Vol. 66, pp. 55-62

Tabla 4. Revisión del estado del Arte Sobre el efecto de los asfaltenos en emulsiones W-O (Continuación)

Autores	Fecha	Título	Conclusiones	Referencia
LEE R.	1999	Agents Which Promote and Stabilize Water-in-Oil Emulsions	Mientras que los asfaltenos y las resinas claramente juegan un papel importante en la formación de emulsiones estables, existen crudos con cantidades significativas de asfaltenos que no producen emulsiones estables. Es probable que ciertos tipos de compuestos con propiedades surfactantes en los asfaltenos y las resinas jueguen un papel fundamental en la producción de emulsiones estables.	Spill Science & Technology. Vol. 5, No. 2, pp 117.126.
ALÍ M.F, ALQAM M.H.	2000	The role of asphaltenes, resins and other solids in the stabilization of water in oil emulsions and its effects on oil production in Saudi oil fields.	La relación resina/asfaleno (R/A) es inversamente proporcional a la fortaleza de una emulsión, confirmando así el papel que juegan los asfaltenos en la formación de emulsiones.	Fuel Ed. 79, pp.1309-1316.
SPIECKER P.M, GAWRYS K.L, TRAIL C.B, KILPATRICK P.K.	2003	Effects of Petroleum Resins on Asphaltene Aggregation and Water-in-Oil Emulsion Formation	Mediante barrido de neutrones (SANS) se determinaron los tamaños de los agregados emulsificantes de asfaltenos y resinas. Las resinas disminuyen el tamaño y la capacidad surfactante de los asfaltenos. El tamaño de los agregados es inversamente proporcional a la fortaleza de la emulsión.	Colloids and Surfaces. Vol. 220, pp. 9-27
ELSHARKAWY A.M., AL-SAHHAF T.A., FAHIM M.A	2005	Effect of Inorganic Solids, Wax to Asphaltene Ratio, and water cut On the Stability of Water-in-Oil Emulsions	Los resultados indican que un alto contenido de sólidos, en presencia de asfaltenos, conlleva un alto grado de estabilidad en la emulsión. A un bajo valor de W/A (Ceras/Asfaltenos), las emulsiones son muy estables. Mientras que a un radio W/A mayor a 1, la adición de cera reduce la estabilidad de la emulsión.	College of Engineering and Petroleum, Kuwait University.

Tabla 4. Revisión del estado del Arte Sobre el efecto de los asfaltenos en emulsiones W-O (Continuación)

Autores	Fecha	Título	Conclusiones	Referencia
SZTUKOWSKI D.M., YARRANTON H.W.	2005	Oilfield solids and water-in-oil emulsion stability	Se hicieron experimentos de emulsiones con finos de arcillas y cuarzo. Los sólidos tienen diversos efectos en la estabilidad de las emulsiones, en específico se encontró en emulsiones asfaltenos-finis, que la proporción ideal es 2:1, cuando la cobertura superficial es alta, no existen suficientes sólidos para estabilizar la emulsión.	Journal of Colloid and Interface Science, 285, pp. 821-833. University of Calgary.
VERRUTO V.J, KILPATRICK P.K.	2008	Water-in-Model Oil Emulsions Studied by Small-Angle Neutron Scattering: Interfacial Film Thickness and Composition	Mediante barrido de neutrones (SANS) se determinaron los espesores de las capas emulsificantes. Se encontró una relación proporcional entre la cantidad de asfaltenos y el espesor de esta capa. También se encontró una relación entre el pH del medio y el espesor de la capa, sugiriendo que los ácidos carboxílicos presentes pueden jugar un papel en la emulsión.	Langmuir Vol. 24. pp. 12807-12822
KILPATRICK P.K.	2012	Water-in-Crude Oil Emulsion Stabilization: Review and Unanswered Questions	Un Repaso literario de los avances más relevantes sobre el papel emulsificante de los asfaltenos hasta la fecha.	Energy & Fuels, Vol. 26, pp. 4017-4026.
AGUILAR J.I.S, NETO J.S, ALMEIDA S.M, MANSUR C.R.E.	2012	Evaluation of the Influence of Polyoxide-Based Surfactants on the Separation Process of Model Emulsions of Asphaltenes Using the FTIR-ATR Technique	Mediante un tipo de Espectroscopia Infrarroja (FTIR-ATR), se evaluó la tensión superficial de la capa de asfaltenos, y se evaluó la eficiencia de un tratamiento de Polióxidos.	Journal of Applied Polymer Science, Vol. 128, pp. 1390-1397

Tabla 4. Revisión del estado del Arte Sobre el efecto de los asfaltenos en emulsiones W-O (Continuación)

Autores	Fecha	Título	Conclusiones	Referencia
USMAN M.A, EVWIERHOMA E.T., ONUOHA I.I.	2013	Asphaltene Solvency and Stability of Water in Oil Emulsion: A case Study of Two Nigerian Crudes	Mediante 2 muestras diferentes de crudo, se realizaron diversas pruebas que permitieron encontrar la estabilidad de las muestras en función de la cantidad de Asfaltenos. También se estudió el efecto del pH (encontrando que pH ácidos favorecen la estabilidad de la emulsión).	Journal of Energy Technologies and Policy. Vol 3, No. 9.

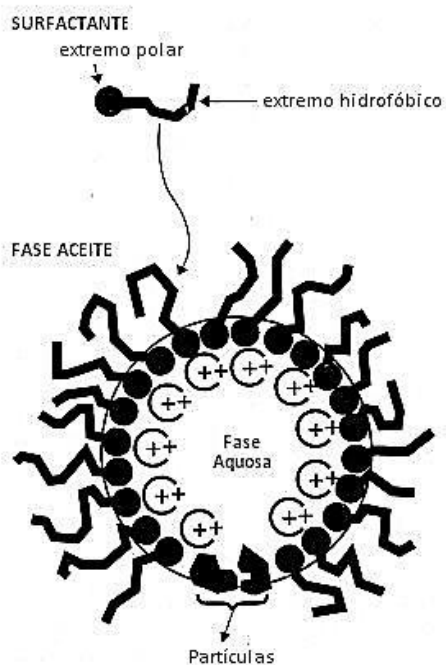
1.3.2. Mecanismos de Emulsificación

La siguiente sección contiene en detalle todos los mecanismos físico-químicos que los asfaltenos emplean para emulsificar emulsiones W-O.

1.3.2.1. Únicamente Asfaltenos

Se cree que los asfaltenos, debido a su naturaleza polar con extremos de cadenas alquílicas, tiene tendencia a actuar como un agente surfactante polar, tal y como lo muestra la figura 10. Un estudio estructural de los asfaltenos podría dar una aproximación de la razón por la cual los asfaltenos juegan un papel tan importante en la promoción y estabilización de las emulsiones. La estructura de los asfaltenos no es bien comprendida, pero muchas estructuras posibles han sido propuestas para explicar la composición y las propiedades de la fracción asfáltica. Además del carbono y del hidrogeno, se han encontrado otros elementos en los asfaltenos tales como el nitrógeno, oxígeno, sulfuro y metales pesados (principalmente vanadio y níquel).

Figura 10. Esquema de un agente surfactante polar



Fuente: Tomado y Adaptado de Richard LEE. Agents Which Promote and Stabilize Water-in-Oil Emulsions. Spill Science & Technology. Vol. 5, No. 2, pp 117.126. 1999.

No siempre existe una relación directa entre la concentración de asfaltenos en el crudo y la formación de emulsiones agua-aceite. Por ejemplo, mientras el crudo de Kuwait tiene 1.4% de asfaltenos y el crudo Tía Juana tiene el 3.1% de asfaltenos, el crudo de Kuwait forma emulsiones más estables que el crudo Tía Juana³². Es probable que las cantidades de estos agentes que causan la emulsificación y están presentes en los asfaltenos varíen entre los diferentes crudos. Los asfaltenos están compuestos de componentes naturales, ácidos y básicos. Siffert *et al.*,³³ encontraron que las emulsiones estables eran formadas en crudos que

³²LEE. Agents Which Promote and Stabilize Water-in-Oil Emulsions. Spill Science & Technology. Vol. 5, No. 2, pp 117.126. 1999

³³Siffert, B., C. Bourgeois and E. Papirer, 1984. Structure and water-oil emulsifying properties of asphaltenes. Fuel, 63: 834-837.

contenían asfaltenos con una ambivalencia entre la proporción de grupos ácidos y básicos.

Gawrys et al.³⁴, estudió la formación de emulsiones con asfaltenos de diferente composición y diferente polaridad, concluyendo que los asfaltenos más polares (con un radio H/C mayor) eran los que producían las emulsiones más estables. Entonces la química del asfalteno es crucial en la formación de emulsiones, más aún, solo un componente de esos asfaltenos es el que tiene propiedades surfactantes. Estudios recientes³⁵ han mostrado que los componentes ácidos de los asfaltenos (tales como grupos carboxílicos, ácidos nafténicos y otros derivados) son los que hacen que los asfaltenos sean surfactantes activos.

1.3.2.2. Asfaltenos en Presencia de Parafinas

Bobra³⁶ concluyó en un estudio que los asfaltenos y las resinas, por si solas y combinadas, forman agentes emulsificantes efectivos. Los crudos modelo que contenían solamente cera como agente emulsificante no formaron emulsiones estables. Pero la adición de una cantidad conocida de asfaltenos, insuficiente por sí sola para formar emulsiones estables, a aceites con la presencia de cera, llevó a la formación de emulsiones estables. Esto indica que las diferentes partículas emulsificantes pueden interactuar sinérgicamente entre sí para estabilizar emulsiones.

Es bien conocido que las partículas de cera que son mojadas por aceite se pueden precipitar durante la producción de crudo y durante su transporte, si la temperatura cae por debajo de la temperatura de cristalización de la cera parafínica. Mientras las partículas de cera permanezcan mojadas por aceite,

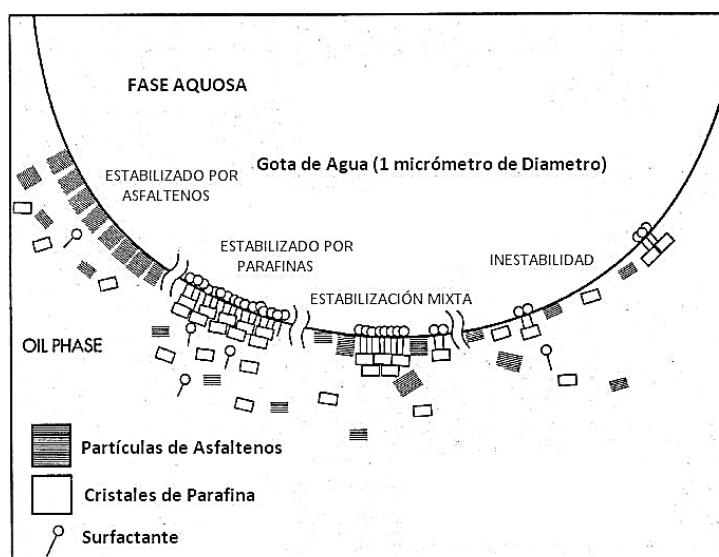
³⁴Gawrys, K. L.; Blankenship, G. A.; Kilpatrick, P. K. On the distribution of chemical properties and aggregation of solubility fractions in asphaltenes. *Energy Fuels* 2005, 20, 705-714.

³⁵KILPATRICK, Water-in-Crude Oil Emulsion Stabilization: Review and Unanswered Questions *Energy & Fuels*, Vol. 26, pp. 4017-4026. 2012.

³⁶BOBRA, M., 1991. Water-in-oil emulsification: a physicochemical study. In: *Proceedings of 1991 International Oil Spill Conference*. American Petroleum Institute, Washington, DC.

permanecerán en la fase aceite. Sin embargo, si los agregados de asfaltenos son adsorbidos en sus superficies, su mojabilidad cambiará, pasará de ser mojada por aceite a tener una mojabilidad mixta. Esto ocurre cuando el lado hidrofóbico de los agregados de asfaltenos es adsorbido en una partícula de cera, produciendo partículas parcialmente solvatadas. Esta partícula de cera solvatada podría entonces migrar a la fase agua-aceite contribuyendo a la estabilidad de la emulsión³⁷. La figura 11 muestra un sistema estabilizado tanto por asfaltenos como por parafinas, y las diferencias que se dan en sus interfaces.

Figura 11. Interfaz Estabilizada por Asfaltenos y Parafinas



Fuente: Tomado y Adaptado de Richard LEE. Agents Which Promote and Stabilize Water-in-Oil Emulsions. SpillScience&Technology. Vol. 5, No. 2, pp 117.126. 1999.

³⁷ Adel M. ELSHARKAWY, et al. Effect of Inorganic Solids, Wax to Asphaltene Ratio, and water cut On the Stability of Water-in-Oil Emulsions. Colegio de Ingeniería y Petroleo, Universidad de Kuwait. 2005.

1.3.2.3. Asfaltenos en Presencia de Partículas Sólidas

El papel de los sólidos (inorgánicos tales como arcillas y arenas) en la estabilización de las emulsiones depende de la relación resinas-asfaltenos (R/A)³⁸. A una baja relación R/A, asfaltenos grandes se agregan, formando capas interfaciales gruesas, puenteando partículas y previniendo la adsorción a la interfaz agua-aceite debido a la forma aparatosa de los agregados. A una alta relación R/A, pequeños asfaltenos son adsorbidos a las partículas sólidas, migrando a la interfaz agua aceite y mejorando la estabilidad de la emulsión. A medida que el radio R/A se incrementa, la adsorción de los asfaltenos en las partículas sólidas disminuye. La cantidad de agregados surfactantes disminuye, lo cual afecta la estabilidad de la emulsión.

La presencia de las partículas sólidas puede contribuir a la estabilidad de la emulsión si el tamaño de las partículas es lo suficientemente pequeño para volverse activa interfacialmente, debido a la adsorción de resinas y asfaltenos del crudo. La presencia de las partículas sólidas añade masa a la interfaz agua-aceite e incrementa la estabilidad de la película asfalteno-resina. El mayor efecto estabilizante de la emulsión ocurre cuando las partículas están parcialmente mojadas por ambas fases. Las partículas hidrofílicas tienen ángulos de contacto menores a 90° y estabilizan las emulsiones aceite-agua. Sin embargo, las partículas hidrofóbicas tienen ángulos de contacto mayores a 90° y estabilizan las emulsiones agua en aceite.³⁹

³⁸ KILPATRICK P.K. Water-in-Crude Oil Emulsion Stabilization: Review and Unanswered Questions. *Energy & Fuels*, Vol. 26, pp. 4017-4026. 2012.

³⁹ ELSHARKAWY A.M., AL-SAHHAF T.A., FAHIM M.A. Effect of Inorganic Solids, Wax to Asphaltene Ratio, and water cut On the Stability of Water-in-Oil Emulsions. College of Engineering and Petroleum, Kuwait University. 2005

2. CAMPO COLORADO

«En el campo de la Investigación, el azar no favorece más que a los espíritus preparados»

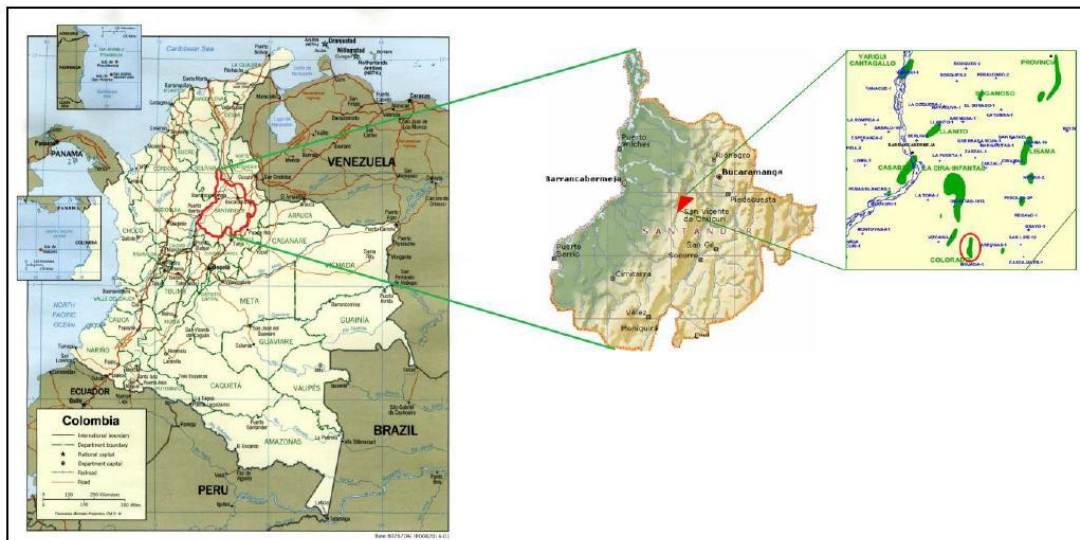
Louis Pasteur (1822 – 1895), Químico Francés.

Este proyecto fue desarrollado en muestras de crudo de un pozo del Campo Escuela Colorado. Este campo ha presentado a lo largo de su historia productiva problemas de aseguramiento de flujo debido a la precipitación de orgánicos. A continuación se reseñan las generalidades de los campos seleccionados, propiedades de sus fluidos, antecedentes de producción de crudo, agua, y estudios sobre depósitos orgánicos y su posible influencia en la formación de emulsiones. .

2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO

El campo Colorado está localizado en la Cuenca Valle Medio del río Magdalena, a la altura de la vereda Los Colorados, Corregimiento de Yarima, en el Municipio de San Vicente de Chucurí. Está ubicado al sudeste de Barrancabermeja y al sur del Campo La Cira-Infantas, en el área de la antigua concesión de Mares, como se muestra en la figura 12.

Figura 12. Ubicación Geográfica del Campo Colorado



Fuente: CHAVARRÍA Sandra, SANDOVAL Angélica. Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el Campo Colorado. Proyecto de Grado, Ingeniería de Petróleos UIS, 2010.⁴⁰

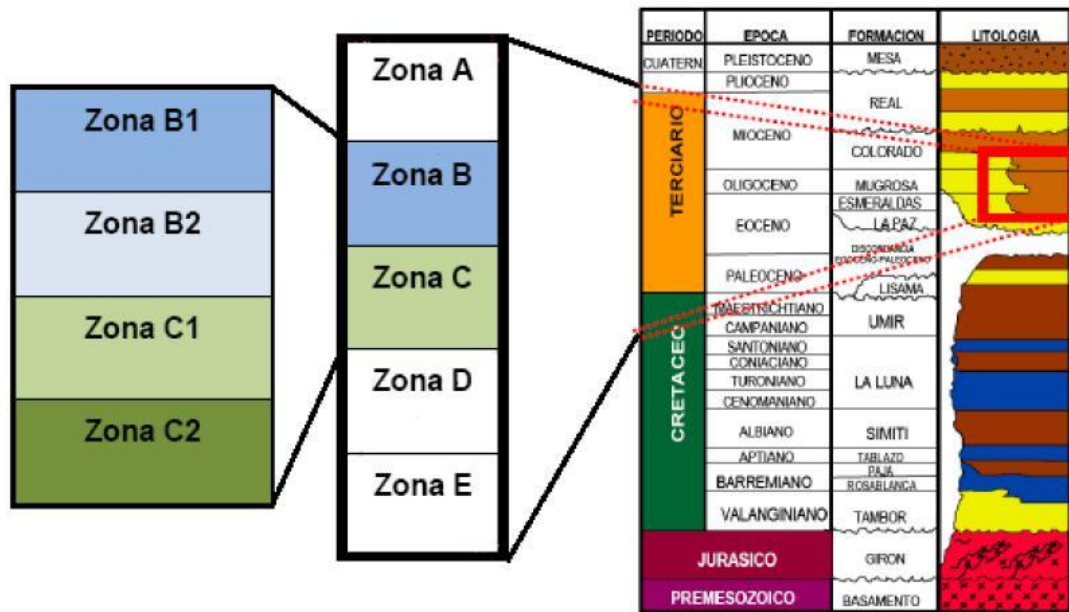
El Campo Colorado abarca 64 km² (15814 Acres), con 75 pozos perforados. Produce aceite liviano y gas con gravedad entre los 30°API y 42° API. El OOIP estimado es de 121 MMSTO y las reservas primarias producidas son de 8.57 MMSTO con un factor de recobro actual de 7.07%.

La estructura geológica del campo contempla 5 arenas productoras provenientes del terciario, las cuales se encuentran zonificadas en el siguiente orden de tope a base (como lo muestra la figura 13): Formación la Paz (Zona E), Formación Esmeraldas (Zona D), Formación Mugrosa (Zonas B y C) y formación Colorado (Zona A). La formación mugrosa tiene un espesor que varía desde 1900 a 2400

⁴⁰CHAVARRÍA Sandra, SANDOVAL Angélica. Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el Campo Colorado. Proyecto de Grado, Ingeniería de Petróleos UIS, 2010

pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino, acumuladas dentro de un ambiente de ríos meandricos. Por esta razón, las permeabilidades pueden variar desde 10 milidarcys hasta 100 milidarcys. Se pueden trabajar valores de permeabilidad promedio de 40 a 60 milidarcys⁴¹.

Figura 13. Estructura geológica del Campo Colorado



Fuente: AMAYA Karl Leonard, CALVO Jhon Fredy. Geoestadística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación mugrosa para determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado.

El Campo Colorado inició su producción en el año 1945, con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su récord de producción (1771 BOPD), esta producción decayó rápidamente hasta llegar a un valor de 467 BPD en 1966. Durante este periodo de 5 años, la característica principal fue la pérdida de pozos productores por el taponamiento de las líneas por depositación de parafinas.⁴⁰

⁴¹AMAYA Karl Leonard, CALVO Jhon Fredy. Geoestadística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación mugrosa para determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado. Proyecto de Grado, Escuela de Geología UIS. Año 2010.

El campo declinó su producción durante las siguientes décadas, llegando a ser calificado como marginal. El primero de julio del 2006, ECOPETROL S.A y la Universidad Industrial de Santander firmaron el Convenio Interadministrativo de Cooperación Empresarial con fines Científicos y Tecnológicos, por medio del cual la compañía estatal petrolera hizo entrega a la UIS del Campo Colorado, el cual producía 21 BOPD.

El Campo Escuela Colorado (CEC) se revitalizó a causa de este convenio, ya que pasó a producir 470 BOPD al cierre del año 2010 y en 2011 alcanzó una producción promedio de 450 BOPD. Además, la UIS adelantó programas de seguridad social y acompañamiento académico a la comunidad de la vereda Los Colorados, haciendo del CEC un modelo de interacción academia – industria – comunidad.

En el año 2013 durante su etapa de actividad el CEC tenía 19 pozos activos, con una producción promedio de 270 BOPD. El sistema de producción actual del campo es de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

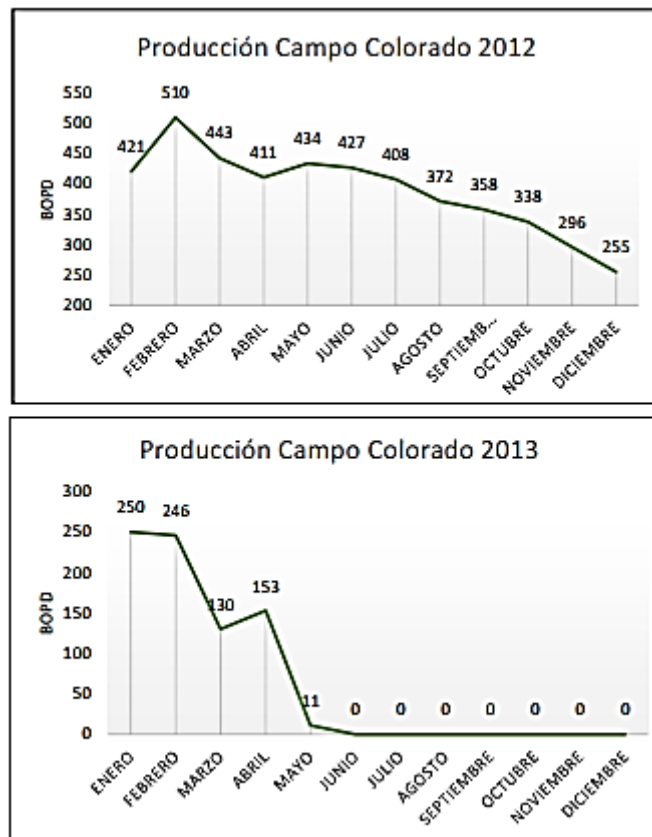
2.2. EMULSIONES EN EL CAMPO COLORADO

No existen estudios previos en el campo Colorado sobre la formación de emulsiones; a pesar de que existen pozos con bajo BS&W (<1%) en otros se observa altos % (cerca al 70%) y el corte de agua tiende a incrementarse con el tiempo de producción.

En esta sección se detallan los factores de producción de agua, corte de agua y calidad del agua de producción en el campo Colorado, los cuales pueden servir de ayuda a la hora de realizar el análisis de la tendencia emulsificante de esta agua de formación.

Durante el año 2012 el Campo Escuela Colorado tuvo una producción aproximada por año de 141 841 STB lo cual significó un aumento en comparación a los años anteriores (tomando como punto de referencia el año 2006, cuando se hizo el convenio Ecopetrol – UIS), de esta manera Campo Colorado ha mostrado un incremento en su producción gracias a los estudios que se han realizado tanto por estudiantes como personal profesional involucrado en el proceso de investigación de Campo Escuela Colorado. En la figura 14 se encuentra el promedio mensual de la producción de crudo del Campo Escuela en el año 2012 y 2013.

Figura 14. Producción Promedio Mensual Campo Colorado (2012-2013)



Fuente: BENAVIDES J., JAIMES Y. FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE LOS USOS ALTERNATIVOS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO. Tesis de Grado para optar a Ingeniero de Petróleos. UIS 2014.

Solo se cuenta con información del campo del año 2012, porque a principios del 2013 el campo entro en inactividad. En La tabla 5 se muestra el volumen consolidado de agua tratada en el 2012, y el respectivo corte de agua promedio, tomando como referencia la producción de crudo del mismo mes.

Tabla 5. Volumen consolidado de agua tratada y cortes de agua del Campo Colorado (2012).

Mes	Volumen Crudo Producido Total [bbls]	Volumen Agua Tratada Total [bbls]	Corte de Agua % Volumen
Abril	12330	941,65	7%
Mayo	13020	2186,28	14%
Junio	12810	1642,8	11%
Julio	12240	1482,75	11%
Agosto	11160	1880,82	14%
Septiembre	10740	1778,02	14%
Octubre	10140	2063,62	17%
Noviembre	8880	1763,14	17%
Diciembre	7650	1554,92	17%

Fuente: Tomado y Modificado a partir de BENAVIDES J., JAIMES Y. FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE LOS USOS ALTERNATIVOS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO. Tesis de Grado para optar a Ingeniero de Petróleos. UIS 2014.

La tabla 6 detalla el BSW determinado para diferentes pozos del Campo Escuela Colorado. A pesar de que el corte de agua promedio del campo se encuentra en un rango del 7% al 17% (como lo evidencia la tabla 5), si se analizan las producciones por pozo se podrán encontrar contenidos de agua en un rango más amplio (que va desde el 0,1% hasta el 73,58%).

Tabla 6. Análisis de BSW por pozo del Campo Escuela Colorado

POZO	CONTENIDO BSW [%]
CEC POZO 11	1,70
CEC POZO 23	1,55
CEC POZO 24	0,15
CEC POZO 25	0,20
CEC POZO 27	0,05
CEC POZO 31	0,05
CEC POZO 33	0,10
CEC POZO 35	0,10
CEC POZO 36	0,05
CEC POZO 37	14,33
CEC POZO 40	46,86
CEC POZO 45	0,50
CEC POZO 49	0,55
CEC POZO 52	73,58
CEC POZO 55	33,40
CEC POZO 56	14,11
CEC POZO 59	12,32
CEC POZO 67	23,84
CEC POZO 74	0,10
CEC POZO 76	0,10

Fuente: Oficinas de Producción. Campo Escuela Colorado, UIS.

En cuanto a las propiedades del agua de producción del campo, se cuenta con análisis de laboratorio que se le realizó anteriormente a una muestra de agua tomada en la bocatoma del Campo Escuela Colorado, lugar desde el cual es bombeada por el oleoducto al Campo Lisama en donde se realiza el tratamiento del agua de producción. Estos resultados se exponen en la tabla 7. El estudio completo puede ser encontrado en diferentes proyectos de grado.⁴²

⁴²BENAVIDES J., JAIMES Y. FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE LOS USOS ALTERNATIVOS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO. Tesis de Grado para optar a Ingeniero de Petróleos. UIS 2014.

Tabla 7. Resultado de Análisis Químico del Agua de Producción del Campo Escuela Colorado

Parámetro	Resultado
pH	7,66
Temperatura (°C)	24
Demanda Biológica de Oxígeno	440
Demanda Química de Oxígeno	4012
Solidos Suspendidos Totales (mg/L)	1110
Oxígeno Disuelto (mg O ₂ /L)	0,5
Nitrógeno Amoniacal (mg N/L)	4,63
Arsénico (ug As/L)	0,14
Bario (ppm)	102,9
Cadmio (ppm)	0,081
Zinc (ppm)	0,052
Contenido de Sales (ppm)	3728
Nitritos (ppm)	3,5
Cloruros (ppm)	17867,6
Grasas y Aceites (ppm)	362,3
Nitratos (ppm)	0,41
Plomo (ppm)	0,64
Selenio (ug/L)	0,36
Sulfatos (ppm)	67,7
Tensoactivos (ppm)	0,283
Cobalto (ppm)	0,86
Turbiedad (ppm)	577
Hierro Total (ppm)	0,6
Litio (ppm)	0,49
Niquel (ppm)	0,35
Boro (ppm)	0,056
Magnesio (ppm)	54,4

Fuente: Tomado y Modificado a partir de BENAVIDES J., JAIMES Y. FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE LOS USOS ALTERNATIVOS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO. Tesis de Grado para optar a Ingeniero de Petróleos. UIS 2014.

Debido a los relativamente bajos caudales que maneja el campo, el flujo de crudo desde pozo hasta transporte es asumido laminar. Esto significa que el crudo del campo colorado no está sometido a fuertes condiciones de agitación durante su producción. En las facilidades del campo se cuenta únicamente con un separador trifásico para la separación, el tratamiento del crudo se hace en una planta de la estación Lisama de Ecopetrol

3. EL EFECTO DE LOS ASFALTENOS EN LA FORMACIÓN DE EMULSIONES EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO

«El método de investigación científica no es sino la expresión necesaria de la modalidad de trabajo de la mente humana».

Thomas Henry Huxley (1825-1895), Biólogo Inglés

Este capítulo representa el protocolo y la ejecución experimental que permitirá determinar cuál es el papel de los asfaltenos en la formación de emulsiones en crudo del Campo Colorado. El primer paso es la separación de los asfaltenos del crudo, lo cual se lleva a cabo mediante un conjunto de diferentes metodologías que serán explicadas en este capítulo. Luego de haber extraído los asfaltenos del Campo Colorado, llega el momento de preparar las emulsiones W/O. Estas emulsiones deberán reproducir las condiciones en las cuales se forman estas emulsiones, y mediante un diseño experimental desarrollado apropiadamente, permitirán cuantificar el efecto de los asfaltenos sobre estas emulsiones W/O. Este capítulo detalla el diseño experimental desarrollado para esta etapa, y los procedimientos empleados para la formación de las emulsiones. El diseño experimental contempla dos variables: contenido de asfaltenos y contenido de agua. Además contempla un escenario en el cual los asfaltenos no solo se encuentran agregados en la emulsión, sino que además están disueltos en el crudo, lo cual trata de recrear condiciones reales de producción. Por último, mediante Micrografías, Análisis Reológico y Separación de Agua Libre se analizará la estabilidad de la emulsión con el paso del tiempo y la posible influencia de los asfaltenos.

3.1. SEPARACIÓN DE LOS ASFALTENOS DEL CRUDO

La separación de los asfaltenos del crudo no es una labor sencilla, debido a su complejidad molecular, las normas de laboratorio diseñadas para esta labor consisten en operaciones en las cuales se debe tener sumo cuidado. Las buenas prácticas en este punto de la investigación, permitirán tener una cantidad considerable de asfaltenos de calidad, los cuales permitirán realizar las caracterizaciones moleculares y permitirán crear las emulsiones sintéticas.

Esta sección representa el compendio de todas las normas utilizadas con el fin de separar los asfaltenos del crudo, así como su ejecución y los resultados obtenidos.

3.1.1. Metodología

La siguiente sección recopila las metodologías empleadas para la separación y evaluación de los asfaltenos, lo cual permitirá luego crear las emulsiones sintéticas de crudo. Para este propósito, fue necesario primero caracterizar el crudo (mediante gravedad API ASTM D287-92), luego deshidratarlo (mediante centrifugación ASTM D1796-04), determinar la salinidad del agua (mediante norma ARUBA D512) y separar los asfaltenos del crudo (mediante ASTM D6560-12). Después de seguir estas metodologías, los asfaltenos pasarán a su respectiva evaluación, y la fracción resultante del crudo sin asfaltenos (denominada maltenos) será utilizada para crear emulsiones. Los detalles de las normas pueden ser encontrados en el anexo A.

Debido a la naturaleza parafínica y ligera del crudo del campo Colorado, la extracción de asfaltenos se vuelve un proceso particularmente dispendioso.

3.1.2. Resultados

Luego de aplicar las normas previamente mencionadas, se pudieron determinar las propiedades del crudo COL-74 que se presentan en la tabla 8. Mediante la norma ASTM D6560-12, y luego de procesar 1075,72 gramos de crudo COL-74, se pudieron obtener 0,190 gramos de asfaltenos (0,018% w/w), para ser utilizados en la caracterización y en la preparación de las emulsiones.

Las características del crudo en general concuerdan con las propiedades de otros crudos del Campo Escuela, a excepción del contenido de sales, el cual es alto.

Tabla 8. Características del crudo COL-74

Crudo COL-74	
Gravedad API	40.6
BSW	0,2%
Salinidad [lb/kbb]	21
%Asfaltenos	0,018
Asfaltenos Separados [g]	0,190

Adicional a las metodologías mencionadas anteriormente, también se le hizo una pequeña caracterización al agua de formación del crudo COL-74. Los resultados se encuentran consignados en la tabla 9.

Tabla 9. Características del agua de formación COL-74

Agua de Formación COL-74	
pH	8
ppm NaCl	9500
ppm CaCO ₃	2450

3.2. CARACTERIZACIÓN DE LOS ASFALTENOS DEL CAMPO COLORADO

Luego de extraídos los asfaltenos, el siguiente paso es realizar una caracterización molecular que permita dilucidar aspectos de su estructura molecular, y si estos aspectos poseen relevancia en el estudio de su efecto en las emulsiones agua-aceite. Estas pruebas consisten en: Espectroscopía Infrarroja, Espectroscopía Raman y Espectrometría de Masa. La descripción de estas pruebas junto con los resultados obtenidos será discutida en el capítulo 4.

3.3. PREPARACIÓN DE EMULSIONES CON ASFALTENOS

El resto de los asfaltenos serán utilizados para preparar emulsiones sintéticas que permitan analizar el efecto de estos. A continuación se presenta el diseño experimental.

3.3.1. Diseño Experimental

Las muestras obtenidas con este diseño experimental, deben poder dilucidar el efecto que tienen los asfaltenos sobre las emulsiones W/O, por lo tanto, el contenido de asfaltenos debe ser una variable experimental.

Inicialmente, se plantea evaluar las emulsiones formadas mediante agua de formación y crudo del pozo Col-74 (el cual tiene un contenido de asfaltenos inicial). Este primer conjunto de muestras es importante debido a que permitirá analizar el efecto de los asfaltenos disueltos en el crudo del campo, el cual es diferente al efecto de los asfaltenos precipitados.

El Porcentaje de Agua de la emulsión es también una variable operacional significativa sobre la estabilidad de esta. Si se quiere hacer un estudio sobre

emulsiones para el campo colorado, se desearía poder observar el efecto del porcentaje de agua, para que el estudio tenga validez posterior, cuando el porcentaje del campo sea mayor. Por estas razones, el porcentaje de agua será una variable operacional en este diseño.

El diseño experimental planteado consiste en primero realizar 4 muestras de emulsiones, formuladas a partir de crudo del campo colorado y agua de formación del pozo COL-74. La tabla 10 muestra la distribución de las 4 muestras, las cantidades porcentuales de agua varían en función de la producción del campo, y la cantidad de muestra corresponde a especificaciones técnicas de las pruebas a las que son sometidas (reología, y análisis de agua libre).

Tabla 10. Diseño Experimental - Muestras de Emulsiones Crudo-Agua

Porcentaje de Agua	2%	5%	10%	20%
Porcentaje de Crudo	98%	95%	90%	80%
Tamaño Muestra [mL]	200	200	200	200

Analizando los resultados de estas emulsiones, se plantea seleccionar aquel porcentaje de agua que forme emulsiones no tan estables como para no observar cambios, pero lo suficientemente estables para que puedan permanecer estables durante las pruebas experimentales. Sobre este porcentaje de agua (que a partir de este momento permanecerá constante), se genera una muestra de emulsión a partir de maltenos y 10% de agua, lo cual permitirá medir el efecto de los asfaltenos inherentes al crudo. Adicionalmente, se generan dos muestras con un contenido diferente de asfaltenos, tal y como lo muestra la tabla 11 (tomando como ejemplo un contenido de agua del 10%). Estas muestras se repetirán dos veces cada una, para poder ser analizadas por separado a dos tiempos diferentes: una hora y una semana. En cada etapa de agregación de asfaltenos se plantea tomar microfotografías y seguir los procedimientos de Centrifugación y Reología

para evaluar el comportamiento de la emulsión. De esta manera se pretende evaluar el efecto de los asfaltenos sobre las emulsiones W/O.

Tabla 11. Muestras de Emulsiones Crudo-Asfaltenos

Porcentaje de Agua	10%	10%
Porcentaje de Crudo	90%	90%
Cantidad de Asfaltenos [mg]	7	14

3.3.2. Metodología

Para la preparación de las emulsiones W/O, se requiere la siguiente metodología experimental, la cual fue adaptada a partir de publicaciones anteriores⁴³. Para preparar 200 mililitros de emulsión se siguieron los siguientes pasos:

1. Agregar el volumen de Crudo correspondiente en un beaker.
2. Agregar la concentración de asfaltenos correspondientes a esa muestra (si a la emulsión se le van agregar).
3. Acondicionar una bureta con el volumen de agua de formación a utilizar.
4. Agitar la muestra de crudo mecánicamente con un mezclador automático Hamilton Beach Comercial (figura 15), disponible en el laboratorio de fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Figura 15. Agitador Automático

⁴³ GUARDIA B,J. Estudio de la Influencia de los Asfaltenos en la Estabilidad de Emulsiones de Agua en Aceite Sometidas a Campo Eléctrico DC. Trabajo especial de Grado, Universidad Central de Venezuela. 2007.



Fuente: Hamilton Beach Commercial. Disponible en: <http://commercial.hamiltonbeach.com>

5. Sumergir el agitador en la mezcla e iniciar agitación a una velocidad aproximada de 10 000 rpm (alta velocidad), mientras se agrega el agua en pequeñas cantidades hasta completar el % predeterminado, luego continuar la agitación por 15 minutos.
6. Dejar reposar la emulsión por lo menos una hora antes de realizar cualquier prueba.

3.4. EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

Existen diversos métodos para evaluar la estabilidad de una emulsión, en este proyecto de grado se utilizaron Análisis Reológico e Inspección de Agua Libre; como ilustración del fenómeno también se tomarán microfotografías de algunas de las emulsiones.

3.4.1. Microfotografía

Consiste en tomar una pequeña muestra de la emulsión en una caja Petri y analizarla mediante un micrógrafo de luz normal de alta resolución como el que se encuentra en el laboratorio de Metalografía de la Escuela de Ingeniería Metalúrgica de la Universidad Industrial de Santander (Olympus GX-AN360, figura 16). Se obtienen imágenes de hasta 1000x (a escala de 20 micrómetros). Es

posible analizar la dispersión de las gotas de agua dependiendo de la relación agua/aceite de la emulsión.

Figura 16. Microfotógrafo de alta resolución.



Fuente: Tomado de Olympus Latinoamérica. Disponible en: <http://www.olympuslatinoamerica.com/>

3.4.2. Reología

Mediante un reómetro computarizado, se pueden tomar información reológica de cada emulsión (a θ_{30} , θ_{50} , θ_{70} , θ_{90} , θ_{120} y θ_{150}) a diferentes temperaturas. Para el presente proyecto se planea realizar la reología a 3 temperaturas del pozo col 74, a la profundidad, a una intermedia y en superficie (90°F, 120°F y 150°F). Con los reogramas es posible realizar un análisis de la estabilidad de la emulsión, como lo han aplicado en investigaciones anteriores.⁴⁴

3.4.3. Inspección de Agua Libre

Con base en el trabajo de (Sztukowski y Yarranton, 2005)⁴⁵ se plantea realizar una evaluación cualitativa de la estabilidad de la emulsión en función del agua

⁴⁴ STEINBORN, FLOCK. "The Rheology of Heavy Crude Oils and Their Emulsions", University of Alberta.JCPT journal. 1983.

⁴⁵ SZTUKOWSKI, YARRANTON. "Oilfield Solids and Water-in-Oil Emulsion Stability".Journal of Colloid and Interface Science. 2005.

separada a través del tiempo. En la cual las muestras de emulsión son centrifugadas 5 minutos a 4000 rpm, se lee la cantidad porcentual de agua separada y luego son colocadas en un baño de temperatura a 90°C (aprox 140°F) durante dos horas. El procedimiento se hace 4 veces.

Para este proyecto, debido a condiciones de seguridad en el laboratorio (no se recomiendan centrifugados por encima de los 2000 rpm, ya que a esas velocidades los tubos para pueden adherirse a las paredes y quebrarse) las centrifugaciones se trabajarán a esta velocidad, por 5 minutos. Pruebas preliminares al diseño experimental sugirieron que el tiempo de baño de temperatura para estas emulsiones era muy alto (las muestras se separaban todas a la primera medición), por esta razón en este proyecto el baño de temperatura se hará a 120°F por media hora.

3.5. RESULTADOS

A continuación se muestran los resultados de las metodologías empleadas para evaluar el comportamiento de las emulsiones. Estas metodologías son los análisis reológicos y las Pruebas de Agua Libre. Para determinar el comportamiento de las emulsiones con el tiempo, la evaluación se realizó a una hora y a 7 días después de preparadas las emulsiones.

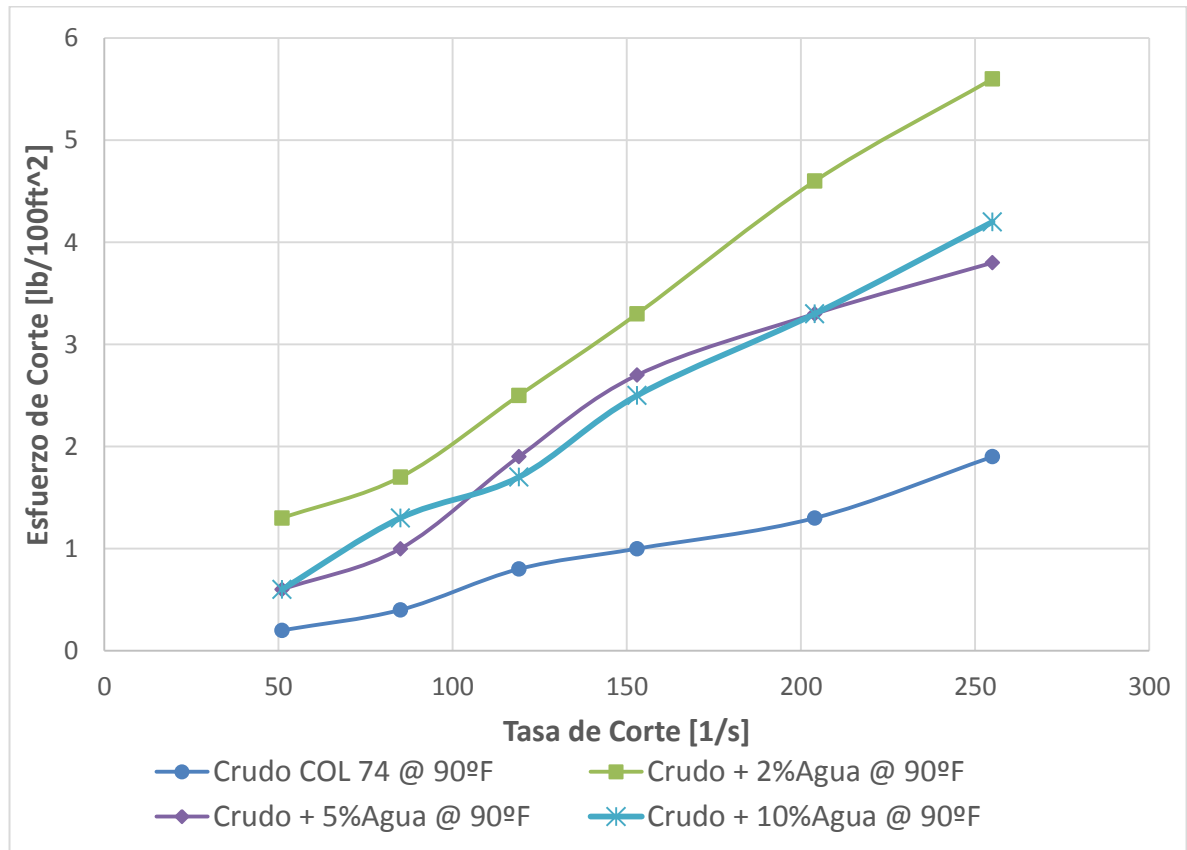
3.5.1. Evaluación a una hora

Los siguientes resultados corresponden a procedimientos que fueron ejecutados una hora después de haber sido preparadas las emulsiones.

3.5.1.1. Evaluación mediante Reología

La figura 17 muestra las curvas reológicas obtenidas a diferentes porcentajes de agua y a una temperatura de 90°F. El objetivo principal de esta etapa del proyecto era evaluar el comportamiento de las emulsiones formadas a partir del crudo COL-74 y con diferentes proporciones de agua.

Figura 17. Análisis Reológico para emulsiones de crudo COL-74 a diferentes porcentajes de agua – 90°F

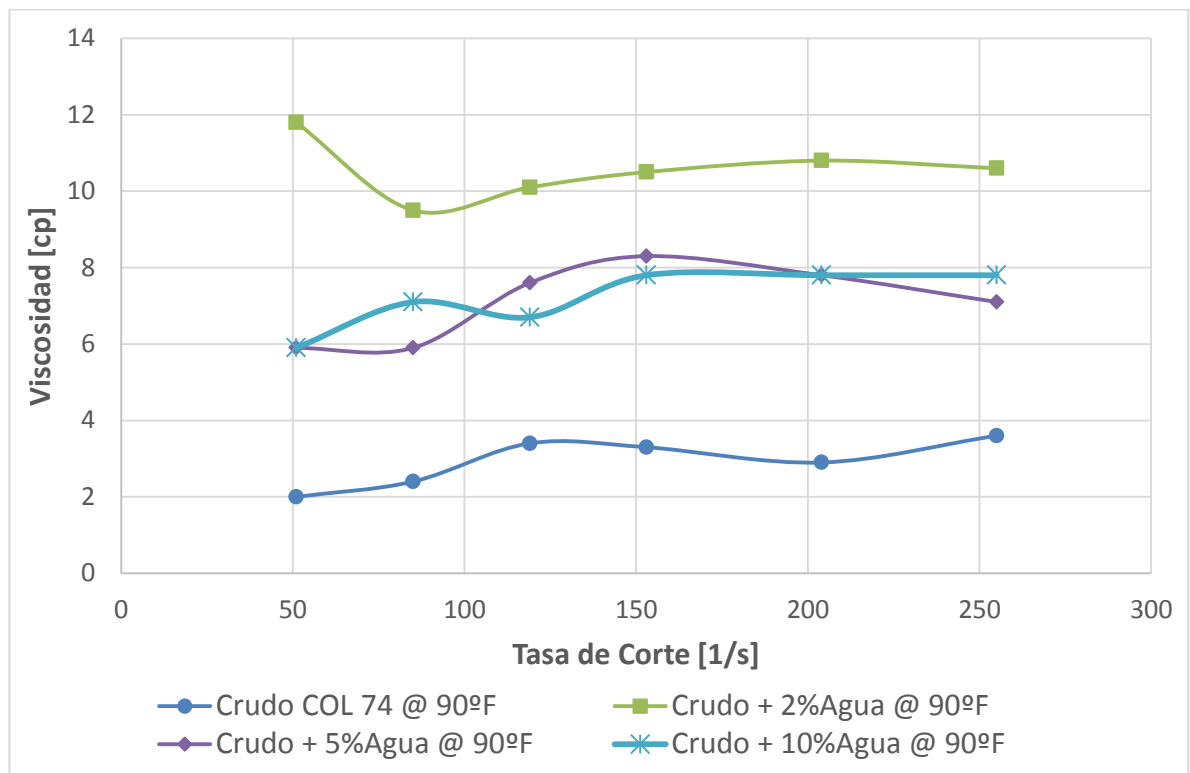


A partir de la curva del crudo se evidencian un incremento en el esfuerzo de corte por la presencia de agua en la emulsión, siendo la mayor la correspondiente al

2%, debido a que probablemente forma una emulsión más estable por que logró mejor dispersión de las gotas de agua que a los demás porcentajes.

En la figura 18 muestra el mismo análisis, de Viscosidad vs. Velocidad de Corte. Se corrobora la misma tendencia presentada en la figura 17, en la cual la emulsión de 2% es la más viscosa, mientras que la línea base (crudo COL-74) es la menos viscosa. Las emulsiones de 5% y 10% tienen un comportamiento similar, pero la línea de 5% termina de manera descendente, mientras que la de 10% permanece estable. A velocidades de corte inferiores a 150 s^{-1} en todas las emulsiones se presenta flujo no Newtoniano, mientras que a velocidades superiores la tendencia es a Newtoniano.

Figura 18. Análisis de Viscosidad para emulsiones de crudo COL-74 a diferentes porcentajes de agua – 90°F



En las figuras 19 y 21 se muestran la reología de las emulsiones a diferentes porcentajes de agua, para las otras dos temperaturas consideradas en este estudio (120°F y 150°F), donde se observa una disminución del esfuerzo de corte a mayor temperatura y similar comportamiento relativo respecto a los cortes de agua al observado a 90°F .

Las figuras 20 y 22 muestran las tendencias de viscosidad a diferentes cortes de agua, a 120°F y 150°F. Se observa una disminución de la viscosidad al aumentar la temperatura y desviación del comportamiento Newtoniano, con marcada tendencia en la emulsión del 2%.

Figura 19. Análisis Reológico para emulsiones de crudo COL-74 y diferentes porcentajes de agua – 120°F

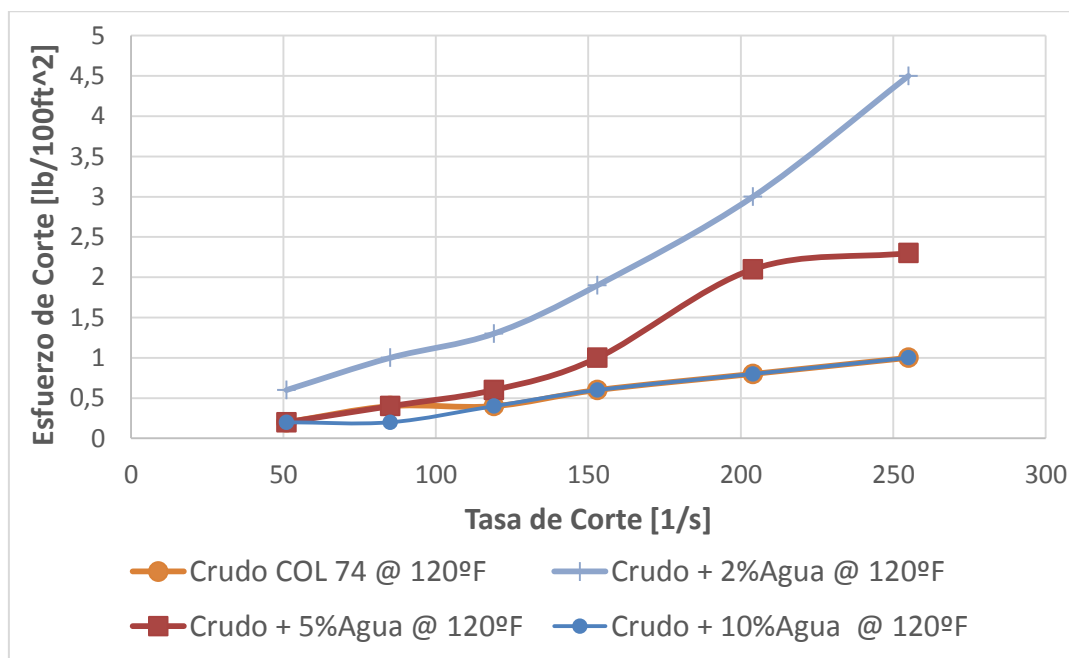


Figura 20. Análisis de Viscosidad para emulsiones de crudo COL-74 a diferentes porcentajes de agua – 120°F

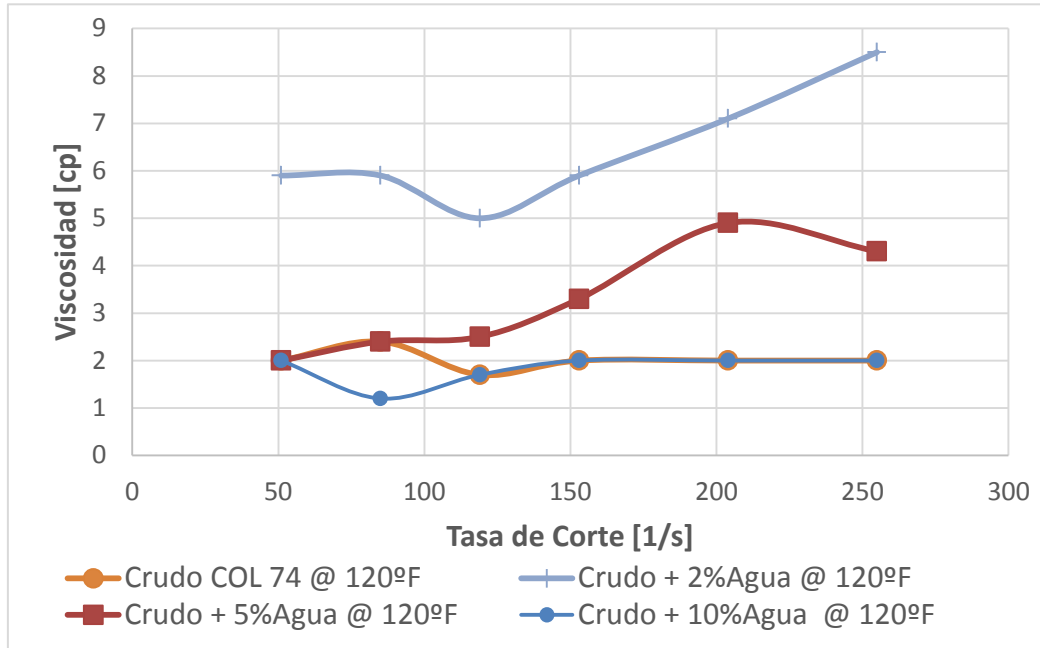


Figura 21. Análisis Reológico para emulsiones de crudo COL-74 y diferentes porcentajes de agua – 150°F

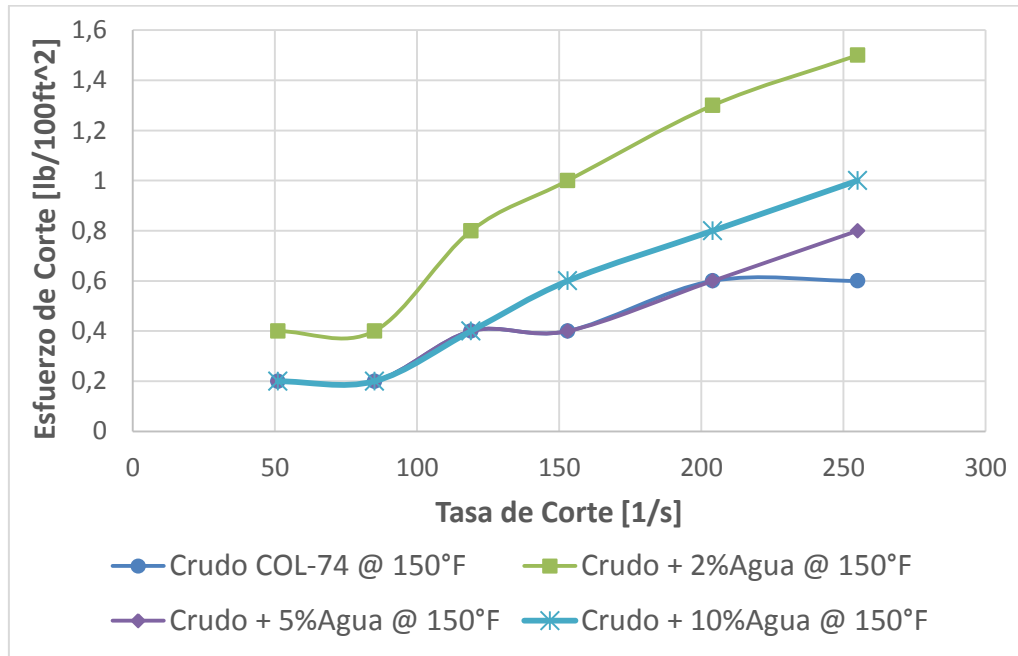
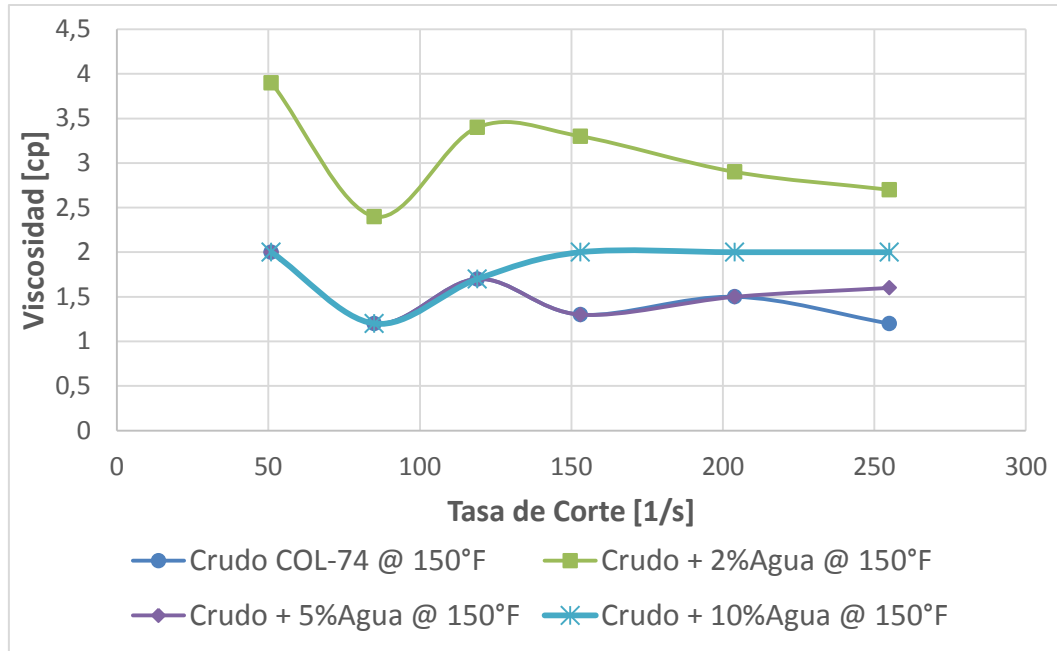
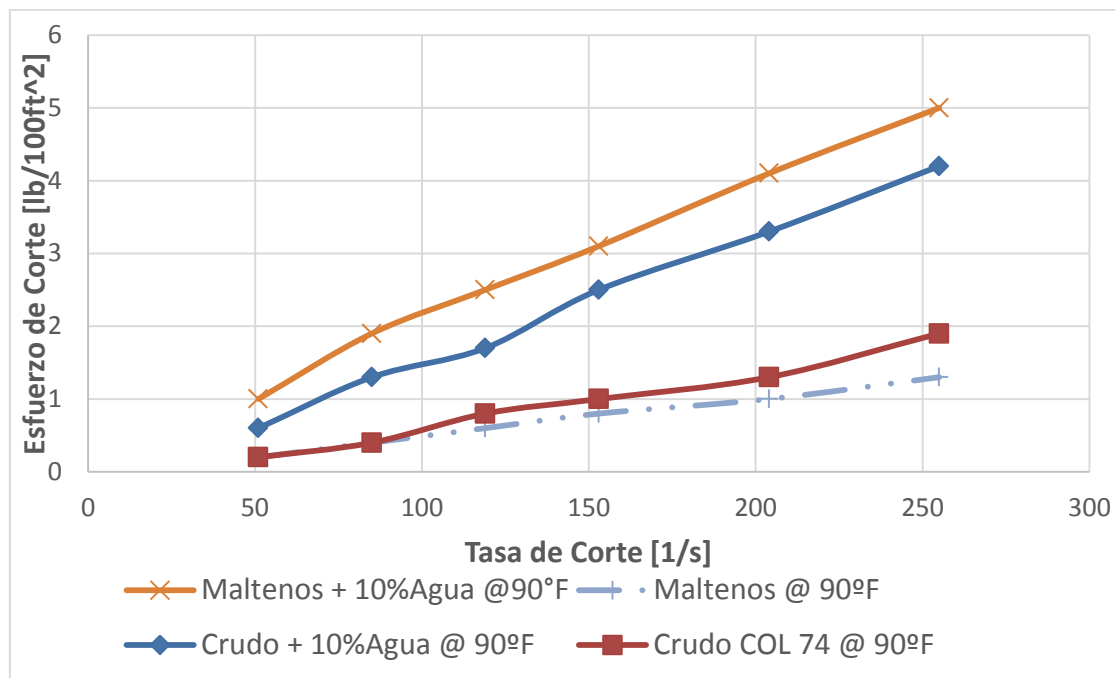


Figura 22. Análisis de Viscosidad para emulsiones de crudo COL-74 a diferentes porcentajes de agua – 150°F



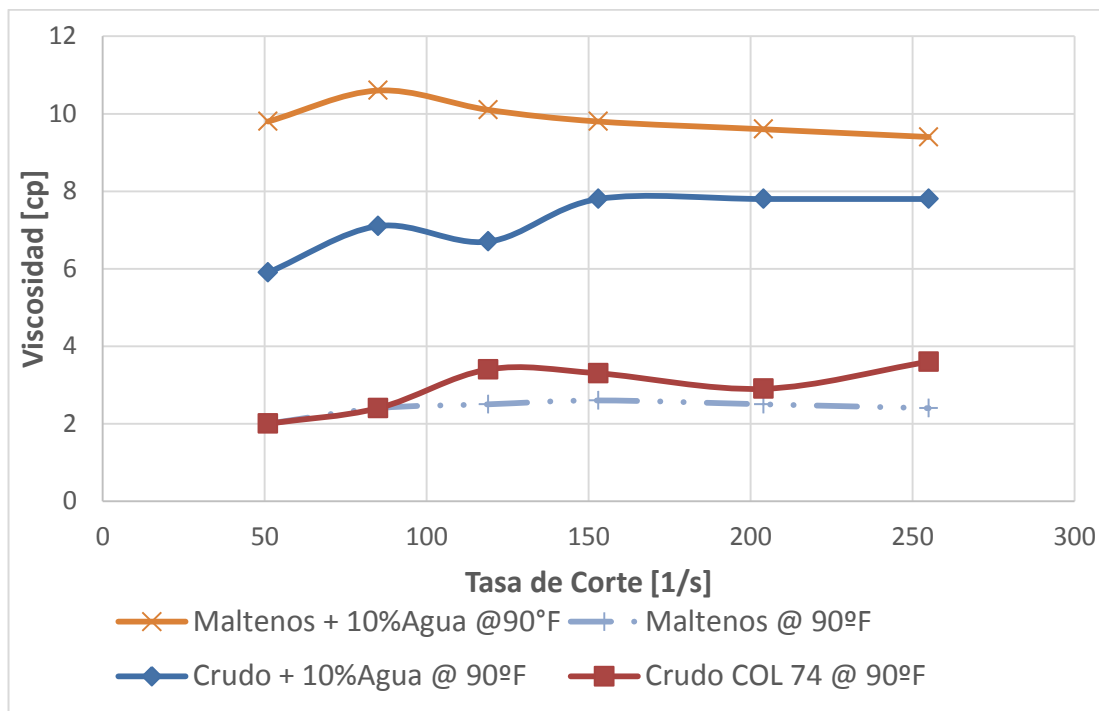
A fin de comparar el comportamiento reológico del crudo y los maltenos (crudos sin asfaltenos) con sus respectivas emulsiones, se utilizó un porcentaje de agua del 10% en ambos casos. Para una temperatura de 90°F los resultados se presentan en la figuras 23 y 24.

Figura 23. Análisis Reológico de emulsiones Crudo y Maltenos– 90°F



En la Figura 23 se observa que el crudo presenta mayor esfuerzo de corte que en los maltenos, pero en la emulsión formada con los maltenos el efecto es contrario, ya que el esfuerzo de corte para esta emulsión es mayor que aquella formada con el crudo. La figura 24 (viscosidad vs. Tasa de corte a 90°F) corrobora esta observación, ya que la viscosidad de las emulsiones maltenos-agua es mayor. Sin embargo, a medida que aumenta la tasa de corte, la emulsión formada con maltenos tiende a disminuir su viscosidad, mientras aquella formada con crudo se mantiene constante, es decir, tiene tendencia de flujo Newtoniano.

Figura 24. Análisis de Viscosidades de emulsiones Crudo y Maltenos– 90°F



En la Figura 25 (pruebas a 120°F) se observa que el crudo presenta mayor esfuerzo de corte que los maltenos pero en la emulsión formada con los maltenos es contrario el efecto; este comportamiento va cambiando con la temperatura y a 150 °F (Figura 27) la emulsión de crudo tiene el mayor esfuerzo de corte. Con lo anterior se puede inferir que probablemente que los asfaltenos en solución en el crudo a la temperatura de fondo pueden incidir en la formación de emulsiones. En la viscosidad (figuras 26 y 28) se observa la tendencia descrita anteriormente, siendo mayor para el crudo con 10% de agua a 150 °F, con variación a bajas velocidad y se mantiene constante a mayores de 150 s⁻¹.

Figura 25. Análisis Reológico para emulsiones de Crudo y Maltenos– 120°F

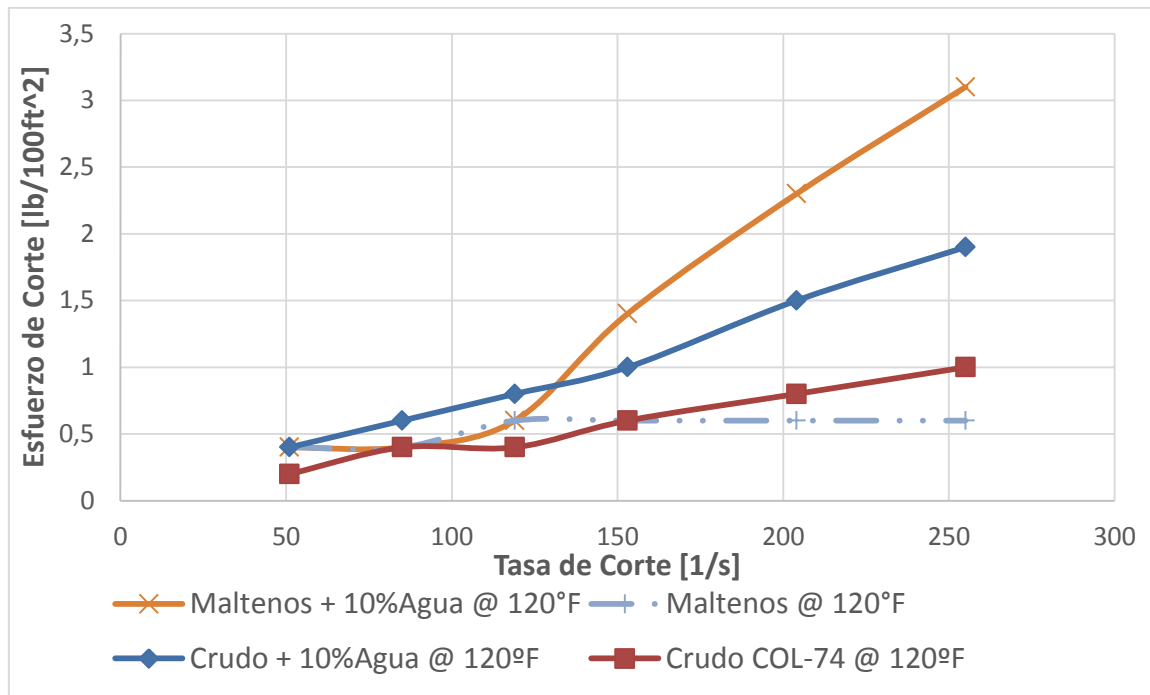


Figura 26. Análisis de Viscosidades para emulsiones de Crudo y Maltenos– 120°F

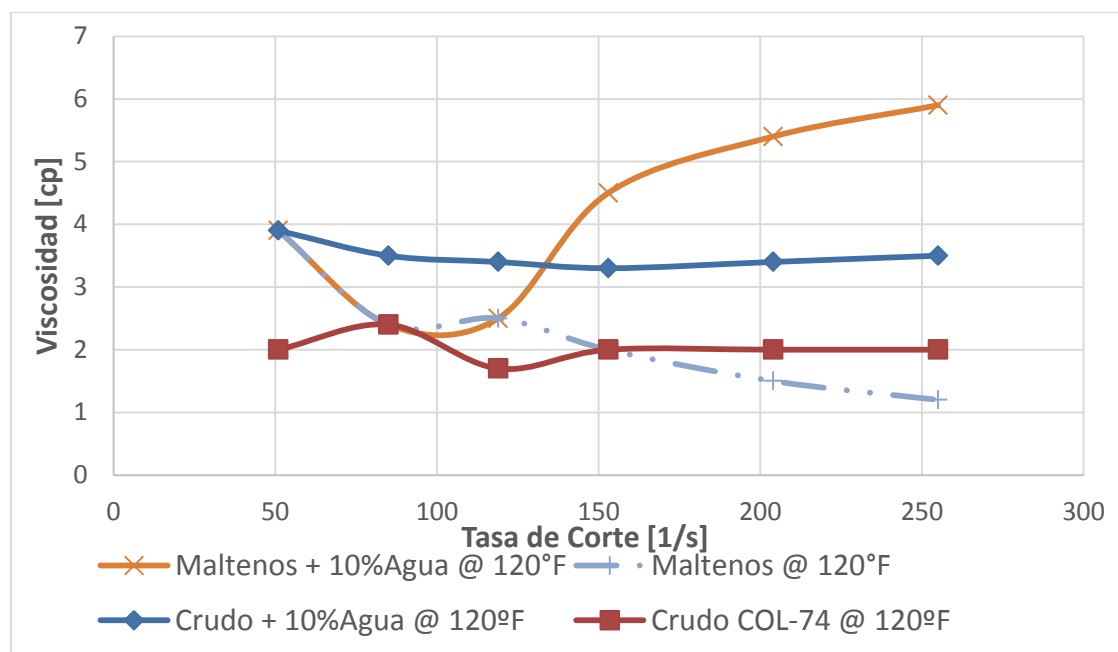


Figura 27. Análisis Reológico para emulsiones de Crudo y Maltenos– 150°F

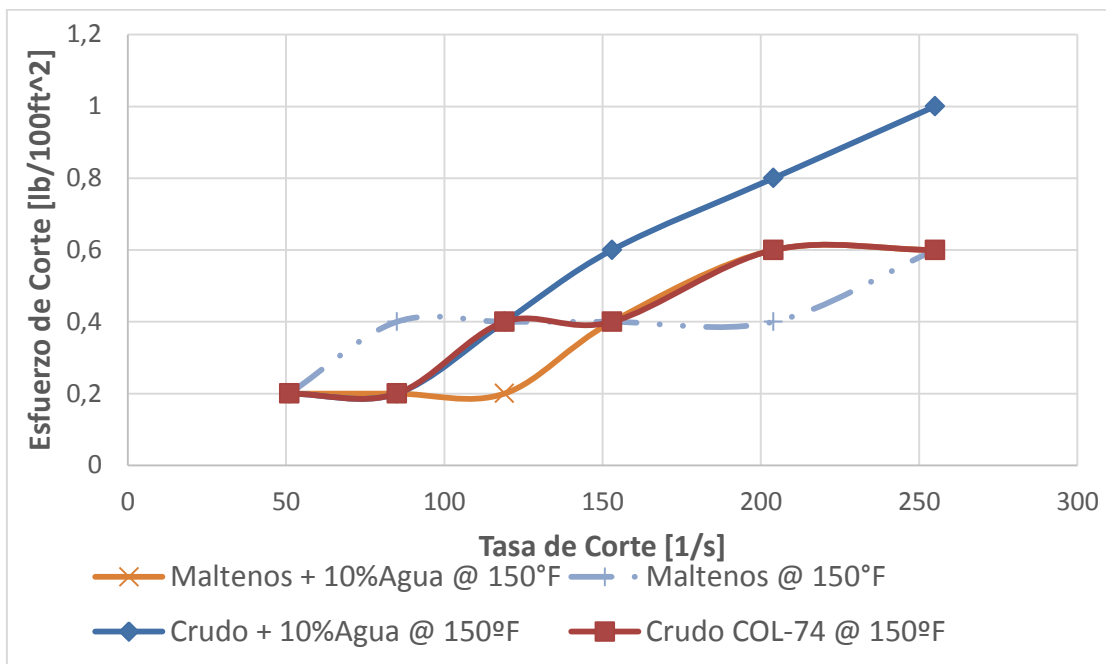
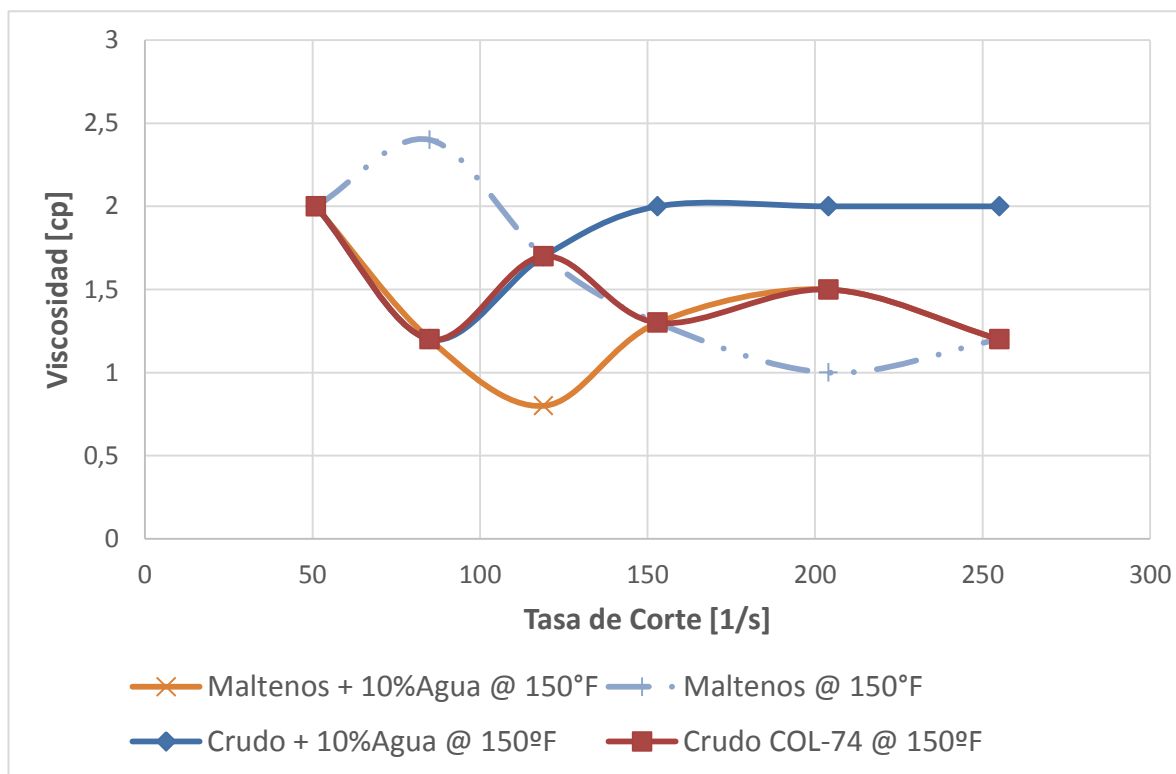
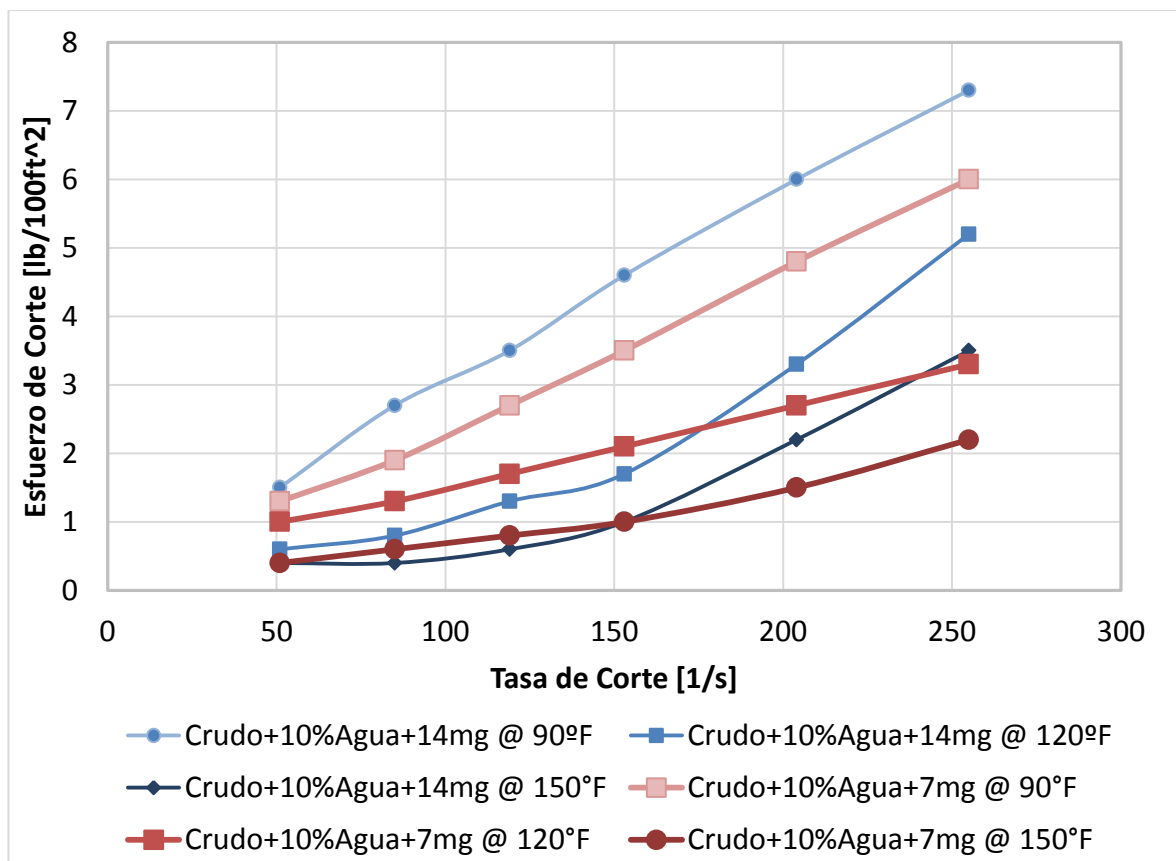


Figura 28. Análisis de Viscosidades para emulsiones de Crudo y Maltenos– 150°F



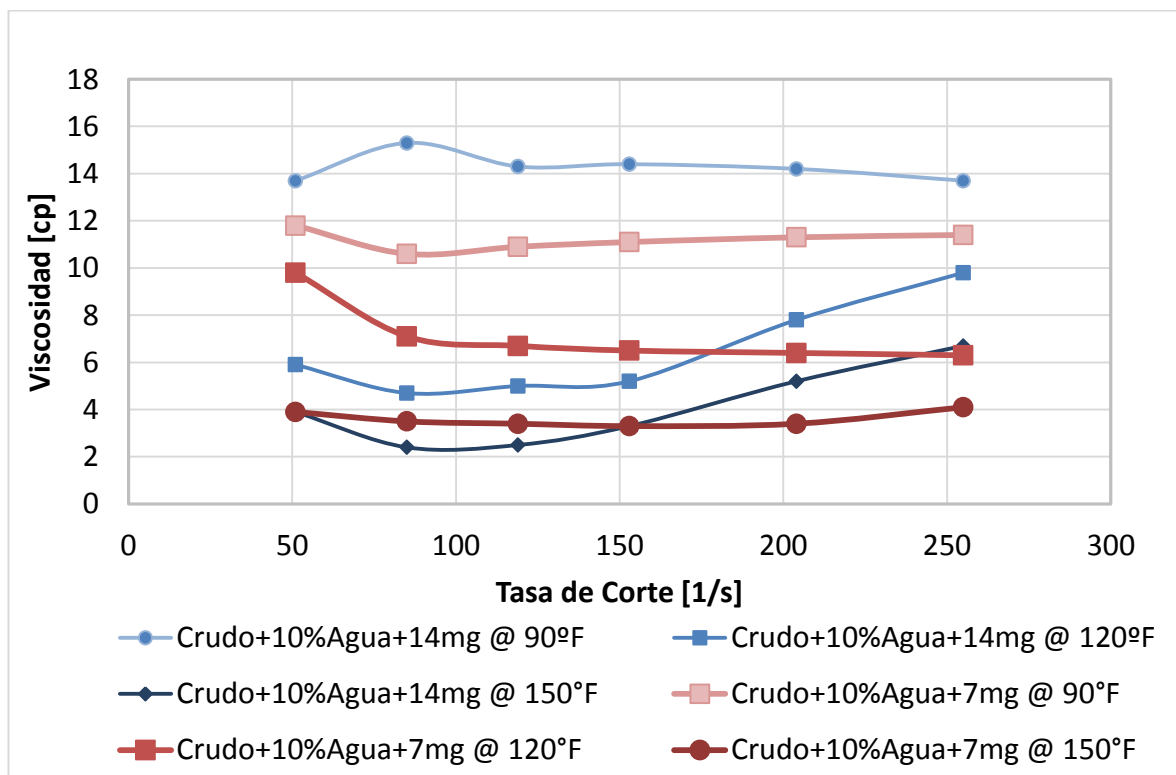
Con el objetivo de analizar el efecto de la presencia de asfaltenos precipitados en el crudo, se prepararon emulsiones al 10% agregando 7 y 14 mg respectivamente y se realizó reología a 90, 120 y 150 °F, cuyos resultados se presentan en la figura 29. Se observa un incremento en el esfuerzo de corte de las emulsiones con la presencia de asfaltenos respecto a la emulsión de crudo, siendo mayor a la menor temperatura. Esta tendencia es corroborada con la viscosidad (Figura 30), por ejemplo a 90 °F donde se alcanza un valor de 11 Cp para la emulsión de crudo al 10% con 7 mg de asfaltenos y de 14 Cp con un contenido de 14 mg; comparando con la viscosidad de la emulsión de crudo al 10% (Figura 24) a esta misma temperatura cuya viscosidad es en promedio de 8 Cp, se presenta un incremento del 37,5% y 75% respectivamente. Similar comportamiento se presenta a las temperaturas de 120 y 150 °F.

Figura 29. Análisis Reológico para emulsiones con Asfaltenos (7 y 14 mg)



Con este análisis se puede apreciar que los asfaltenos precipitados del crudo, como se ha evidenciado en investigaciones realizadas a los depósitos de las tuberías de producción en los pozos del campo Colorado, tienen una tendencia a incidir en la formación de emulsiones.

Figura 30. Comportamiento de la Viscosidad para emulsiones con Asfaltenos (7 y 14 mg)



Con el objetivo de corroborar el efecto de los asfaltenos sobre la formación y estabilidad de emulsiones del crudo Col-74, se prepararon emulsiones al 2% agregando 7 mg y 14 mg de asfaltenos y se compararon con los resultados de la emulsión al 10% agregando esta misma cantidad de asfaltenos como se muestra en las figuras 31 y 32, Se observa que a todas las temperaturas son mayores los esfuerzos de corte y las viscosidades de la emulsión de 10%, con lo cual probablemente el asfalteno precipitado pueda contribuir a la formación de las emulsiones a las condiciones de pozo a medida que se incrementen los cortes de

agua. Esta reología se realizó en el viscosímetro OFITE modelo 9000 de la escuela de Ingeniería de Petróleos cuyos resultados suministrados por el software del equipo se muestran en el anexo C.

Figura 31. Análisis Reológico para emulsiones con Asfaltenos (2% vs. 10%)

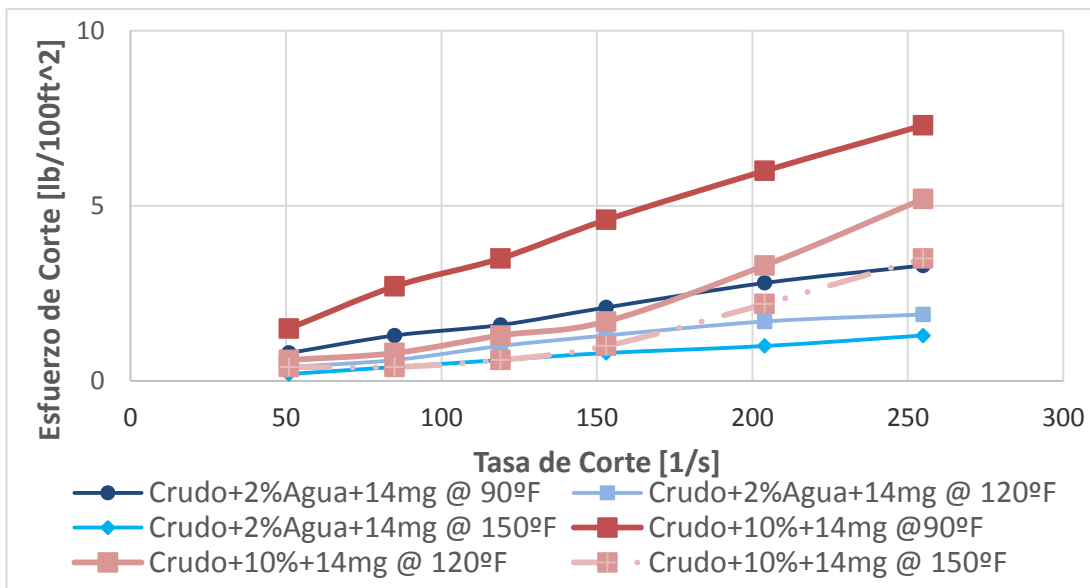
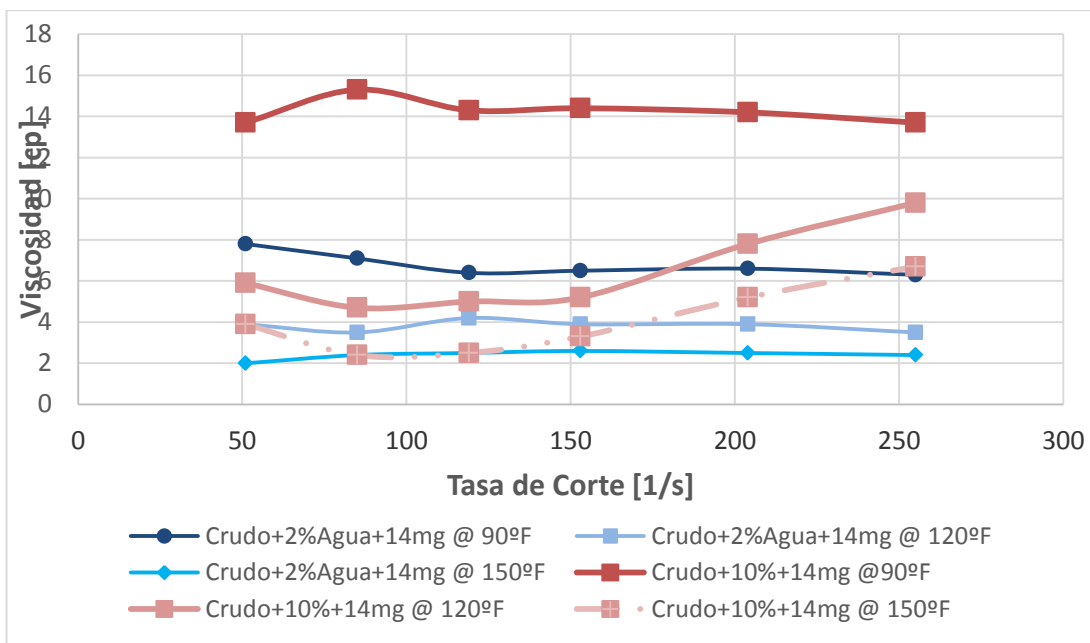


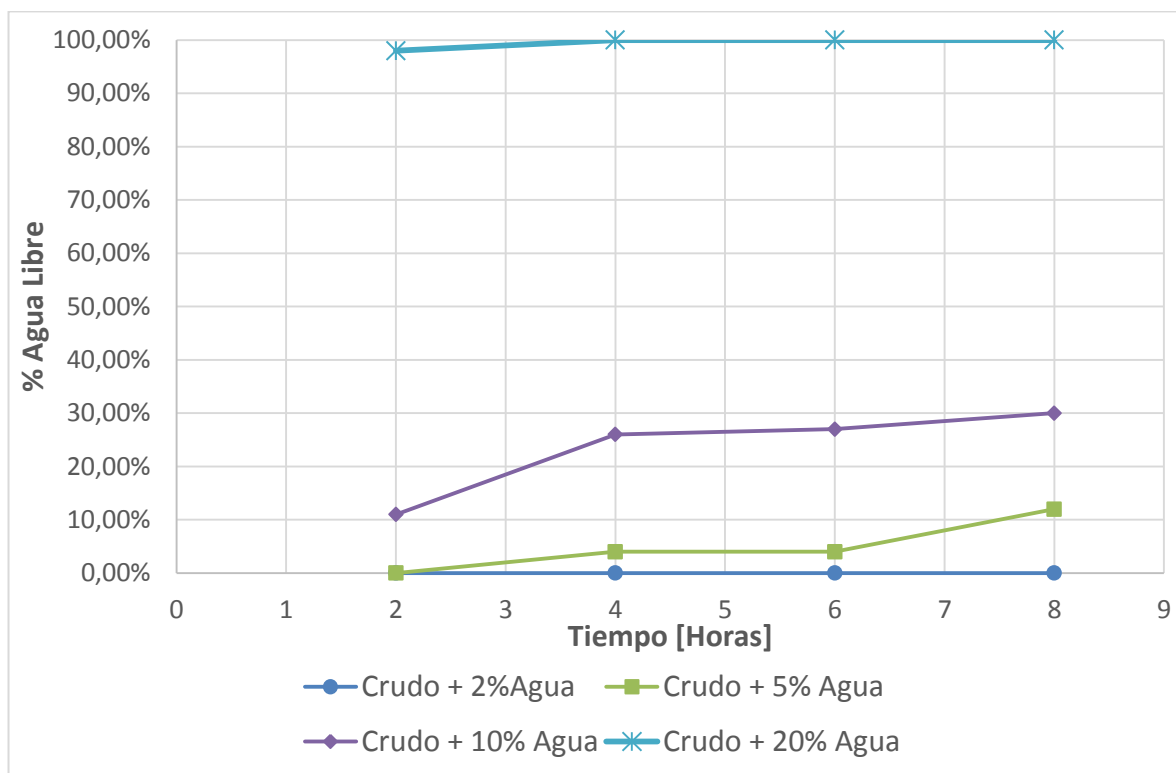
Figura 32. Análisis Reológico para emulsiones con Asfaltenos (2% vs. 10%)



3.5.1.2. Evaluación mediante Separación de Agua Libre y Microfotografía

Esta prueba consistió en determinar el agua, a diferentes contenidos de agua libre a cuatro emulsiones con diferentes contenidos de agua. En la figura 33 se muestran los resultados.

Figura 33. Resultados de análisis de Agua Libre variando proporciones de agua en el crudo



Las emulsiones de 2% y 5% son altamente estables, mientras que la emulsión del 20% es inestable, debido a que en la primera medición se liberó el 98% del agua contenida en ella. Este análisis de agua libre concuerda con el análisis Reológico a diferentes cortes de agua. Las emulsiones de 2% y 5% a pesar de no separar agua libre, mostraron cambios en la interfaz de la emulsión con el crudo después de 6 horas como se presenta en la figura 34.

Figura 34. Resultados de Agua Libre para muestras Crudo-Agua



Para hacer un análisis cualitativo, se tomaron microfotografías en este punto del desarrollo experimental. La figura 35 muestra una microfotografía tomada a una muestra de 2% de porcentaje de agua, en la cual se pueden observar pequeñas gotas que se encuentran separadas entre sí, lo cual indica que esta es una emulsión bastante fuerte. En la figura 36 se muestra una microfotografía para la emulsión de crudo con 10% de agua, en la cual se puede observar gotas de mayores tamaños y próximas entre sí, que son características de una emulsión inestable

Figura 35. Microfotografía de Crudo + 2% Agua a una hora (500x)

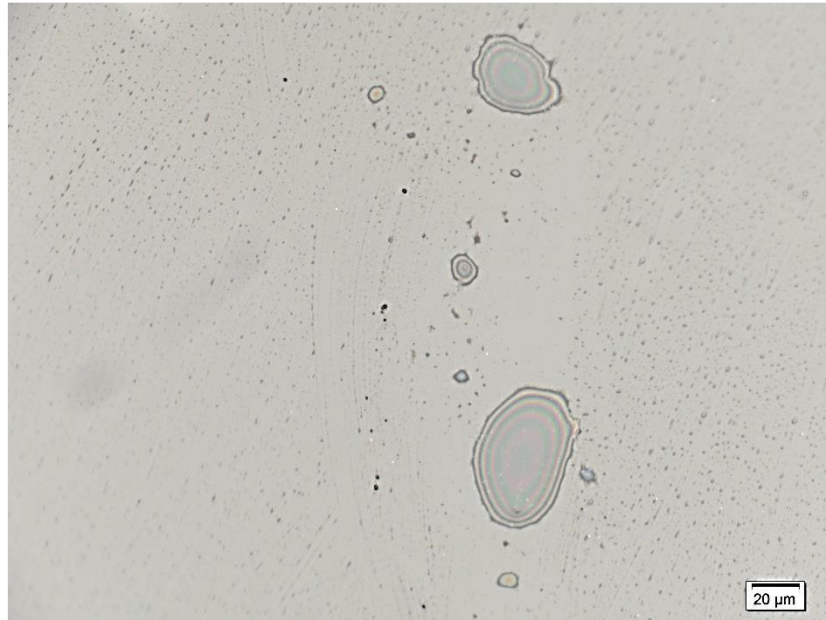
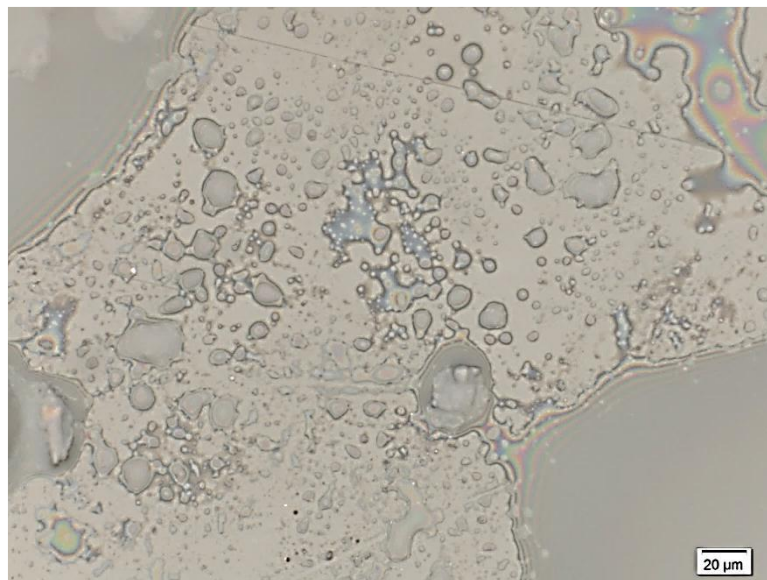
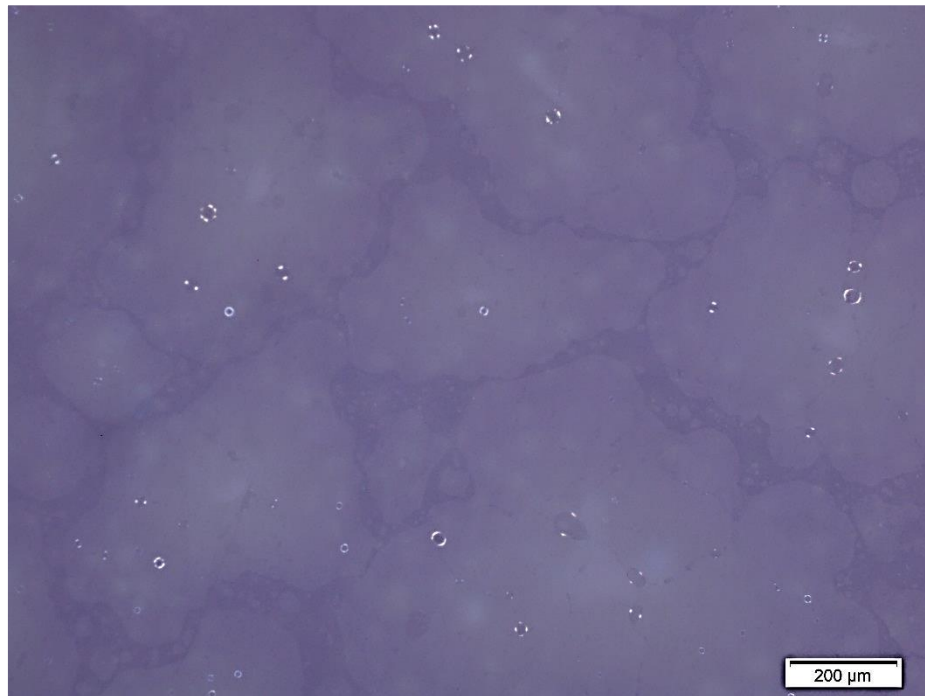


Figura 36. Microfotografía de Crudo + 10% Agua a una hora (500x)



La figura 37 muestra la microfotografía tomada a una emulsión con una proporción de agua del 20%, en la cual el tamaño de las gotas es tan grande que se difunde en la imagen, mostrando que es una emulsión débil, corroborando lo determinado mediante la prueba de separación de agua libre.

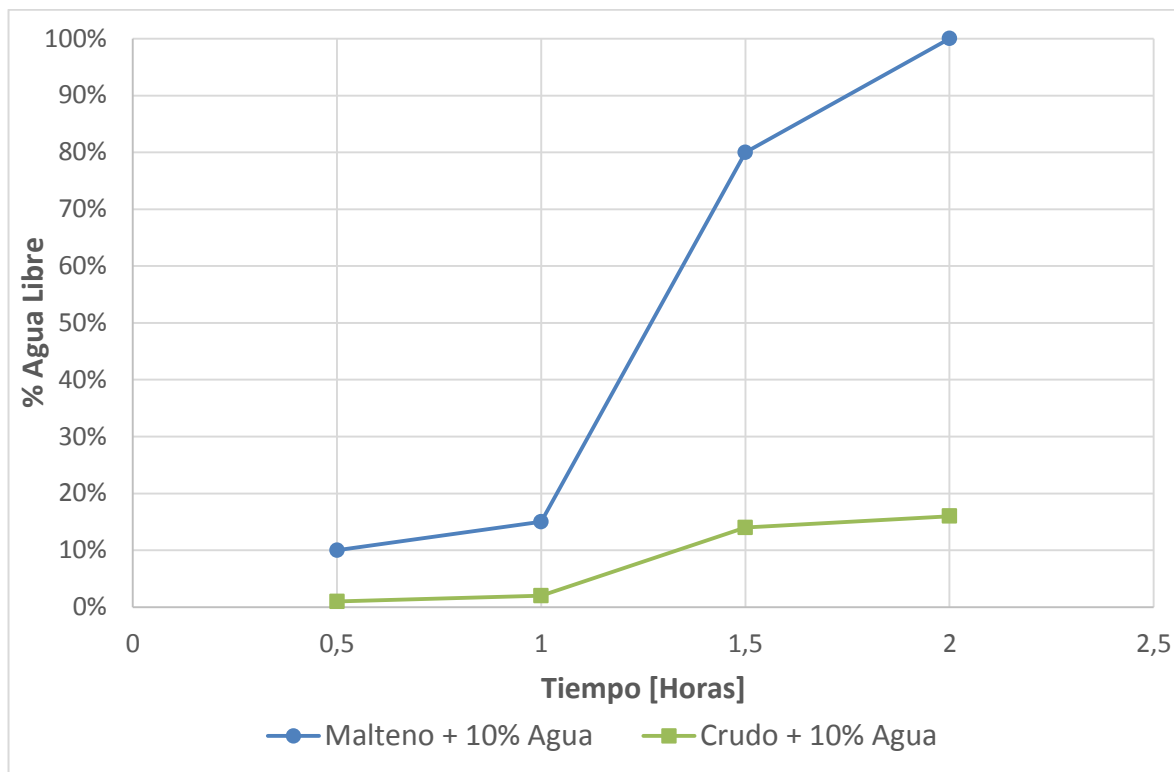
Figura 37. Microfotografía de Crudo + 20% Agua (100x)



Como las emulsiones al 2% y 5% mostraron estabilidad tanto en la prueba de reología como en la de agua libre, para evaluar el efecto de los asfaltenos se tomó la decisión de preparar emulsiones con el 10% de agua.

Se prepararon dos emulsiones: una de crudo con agua al 10% y otra de maltenos con agua al 10%. Cabe aclarar que a pesar de que las pruebas se programaron para realizarlas dentro de la siguiente hora de la preparación de las emulsiones, se decidió probar su comportamiento en un intervalo de 2 horas. La figura 38 muestra los resultados para este análisis de agua libre.

Figura 38. Resultados de análisis de Agua Libre para Crudo y Maltenos

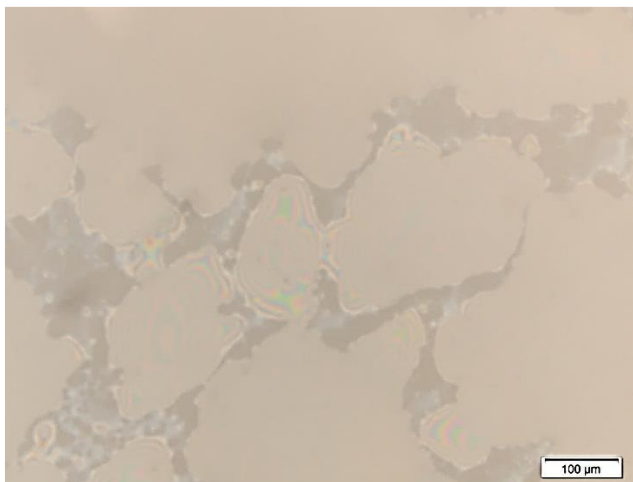


Se puede observar que a las 2 horas la muestra de emulsión con maltenos se desestabilizó totalmente, en comparación con aquella formada con crudo y agua, agua que mantiene en emulsión el 84% de su contenido de agua. Esto nos indica que existe un efecto de contribución a la formación de la emulsión bajo la presencia de asfaltenos disueltos. Esta conclusión concuerda con información de la literatura, ya que aquellos crudos pesados (con alta presencia de asfaltenos) son los que forman emulsiones más estables.

La figura 39 muestra una microfotografía realizada para la muestra de maltenos con agua al 10%, con respecto a emulsión de crudo con el mismo porcentaje de agua (figura 34) se puede observar una diferencia significativa tanto en el tamaño

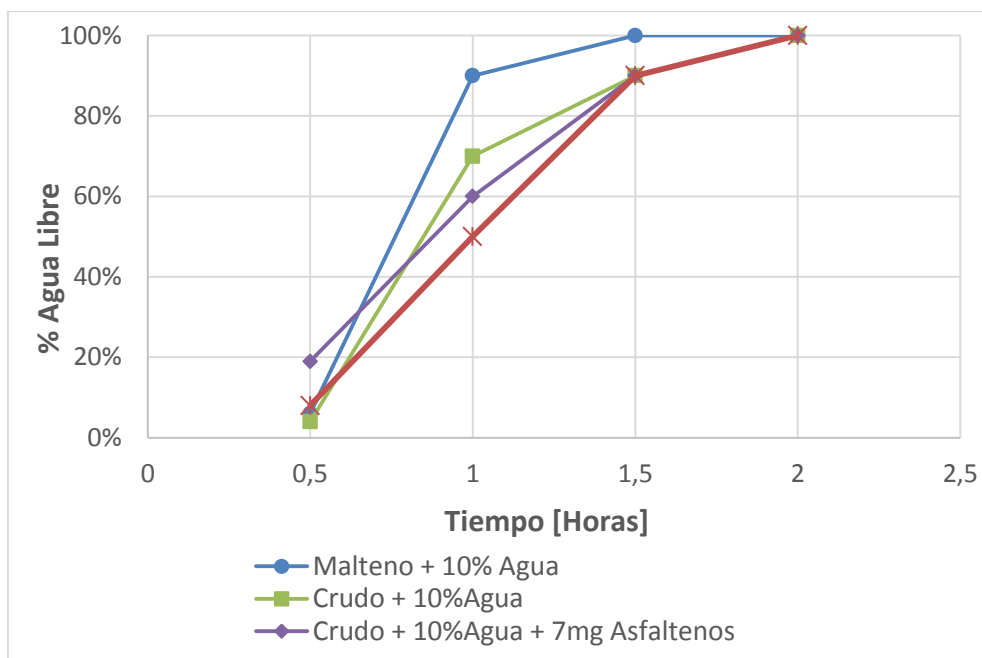
de las gotas (el cual es mayor), como en la apariencia de la interfaz, siendo menos definida la formada con los maltenos.

Figura 39. Microfotografía de Maltenos + 10% Agua (200x)



Por otra parte, se analizó el efecto que tienen los asfaltenos precipitados sobre la emulsión. La figura 40 muestra los resultados de este análisis de agua libre.

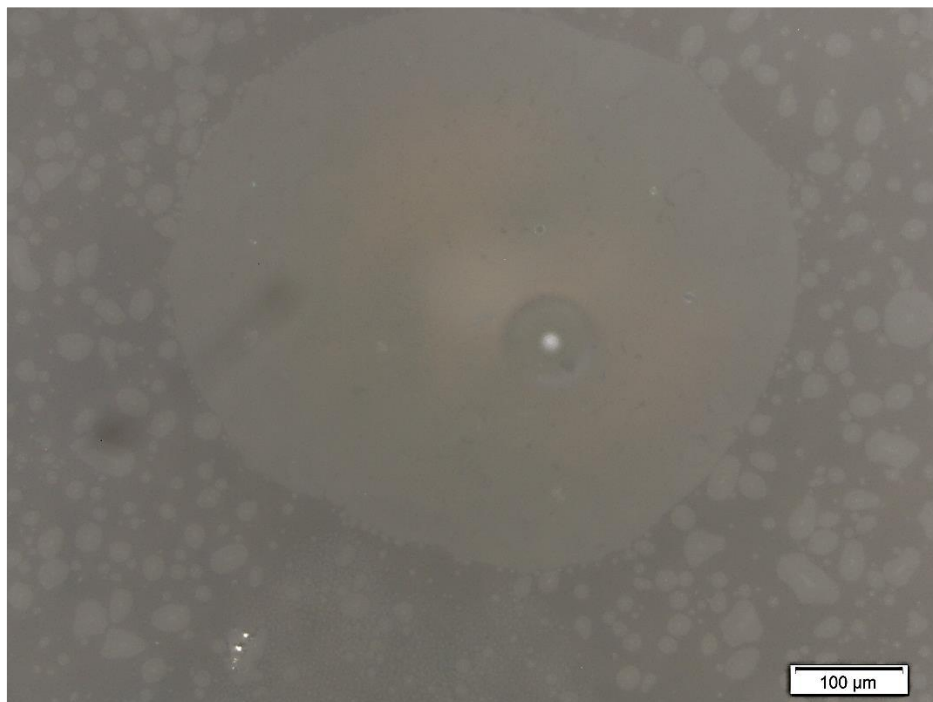
Figura 40. Resultados de análisis de Agua Libre para Muestras con Asfaltenos



Se observa que al agregar mayor cantidad de asfaltenos a la emulsión se disminuye y retrasa la liberación de agua, como se evidenció en las pruebas reológicas realizadas a estas emulsiones recién preparadas. Sin embargo al final todas las emulsiones se desestabilizan.

Una microfotografía para las emulsiones formadas con asfaltenos se muestra en la figura 41 (para 14mg de Asfaltenos).

Figura 41. Microfotografía de Crudo + 10% Agua + 14mg Asfaltenos (1000x)



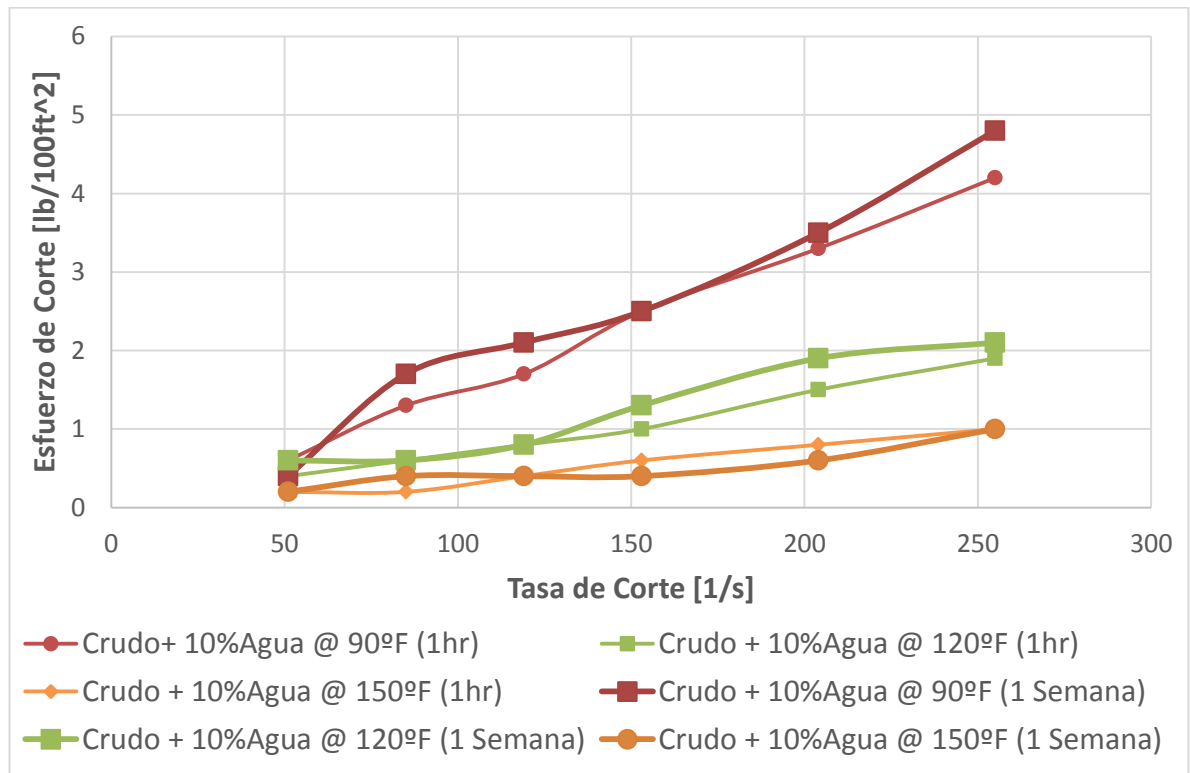
3.5.2. Evaluación a una Semana

A continuación se presentan los resultados obtenidos después de una semana de haber sido preparada la muestra.

3.5.2.1. Mediante Reología

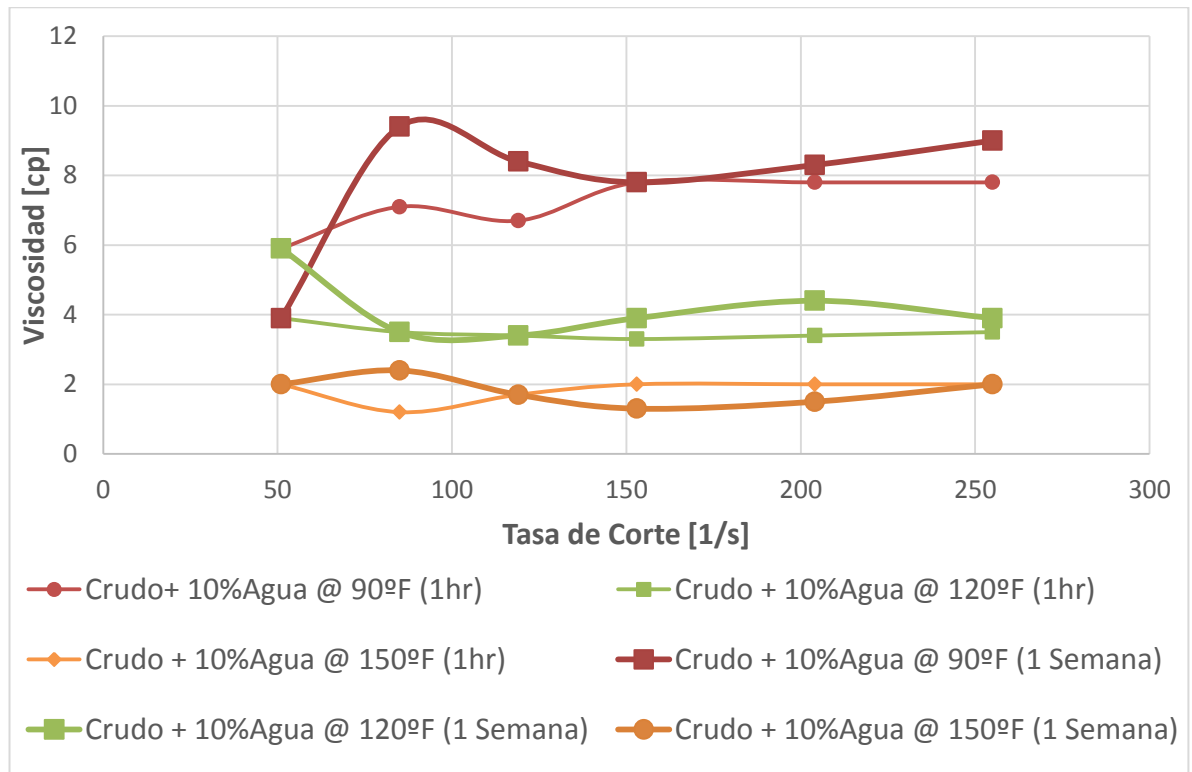
La figura 42 muestra los resultados reológicos para la muestra de la emulsión formada a partir de 10% de agua y crudo a las 3 temperaturas; se comparan con las curvas de comportamiento reológicos medidas una hora después de preparadas las emulsiones.

Figura 42. Análisis Reológico Comparativo para Crudo + 10% Agua



No se observan cambios significativos en función del tiempo, ya que para las 3 temperaturas la emulsión conserva similar comportamiento reológico. La figura 43 muestra el mismo análisis pero teniendo en cuenta las viscosidades de las muestras. También se conserva la misma tendencia.

Figura 43. Análisis de Viscosidad Comparativo para Crudo + 10% Agua



En la figura 44 se presenta el efecto de la presencia de asfaltenos precipitados en el crudo y la temperatura mostrando que se incrementa el esfuerzo de corte con el tiempo siendo el de mayor para una temperatura de 90 °F, lo cual indica también que en términos generales los asfaltenos influyen positivamente la estabilidad de la emulsión, cuando se encuentran precipitados.

La figura 45 muestra el análisis del comportamiento de la viscosidad a través del tiempo, propiedad cual tiende a permanecer relativamente estable con el tiempo, pero exhibe una tendencia a disminuir.

Figura 44. Análisis Reológico Comparativo para Crudo + 10% Agua + 14mg

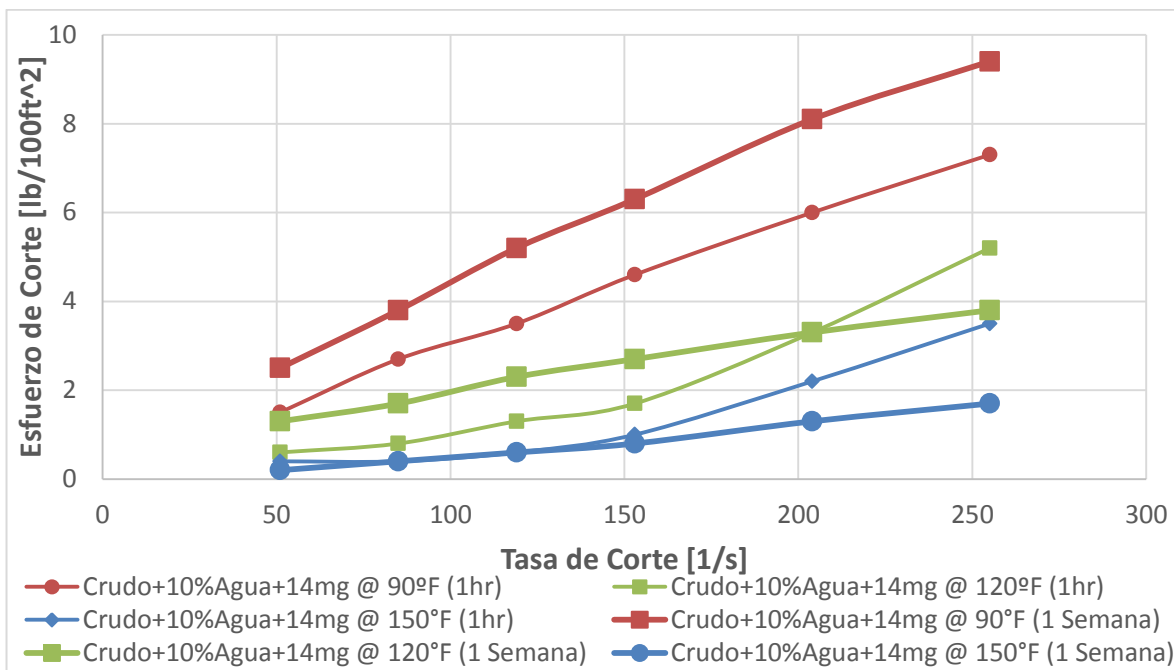
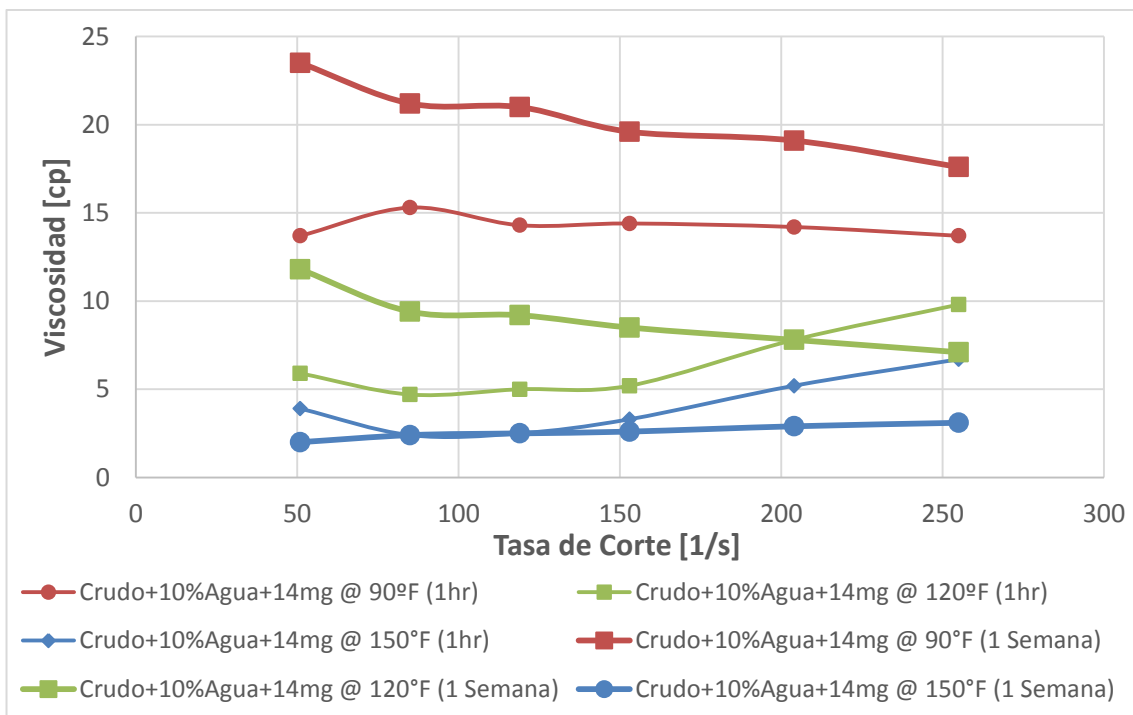


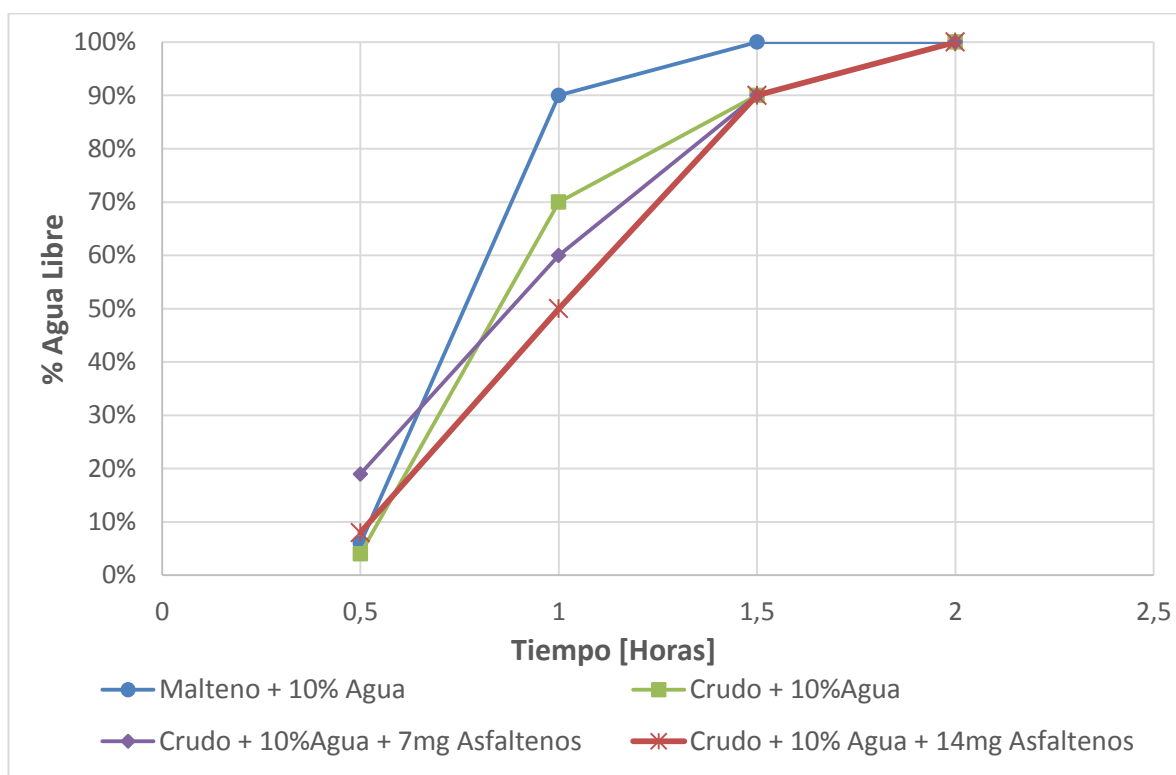
Figura 45. Análisis de Viscosidad Comparativo para Crudo + 10% Agua + 14mg



3.5.2.2. Mediante Separación de Agua Libre y Microfotografía

En cuanto a la separación de agua libre, se desarrolló un experimento (el cual es similar al mostrado en la figura 40) a una semana después. Los resultados se muestran en la figura 46, mostrando la misma tendencia.

Figura 46. Resultados de análisis de Agua Libre para Muestras con Asfaltenos (Una Semana Después)



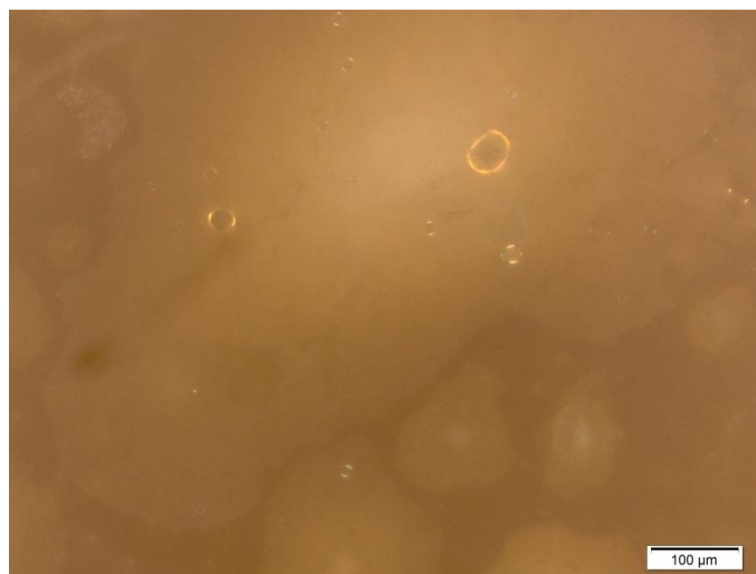
En la figuras 47, 48 y 49 se presentan las microfotografías del crudo al 10 y 20% y de los maltenos con el 10% de agua, después de la semana de preparadas.

Figura 47. Microfotografía de Crudo + 10% Agua a 1000x (una Semana después)



En general se observa que existen muchas menos gotas en la emulsión se puede decir que las gotas coalescieron desestabilizándose la emulsión y logrando la separación de las fases.

Figura 48. Microfotografía de Crudo + 20% Agua a 200x (una Semana después)



En comparación con su contraparte fresca (Figura 35) esta demuestra tener gotas más grandes que la anterior, aunque la diferencia para este corte de agua no es tan apreciable como en la del 10%.

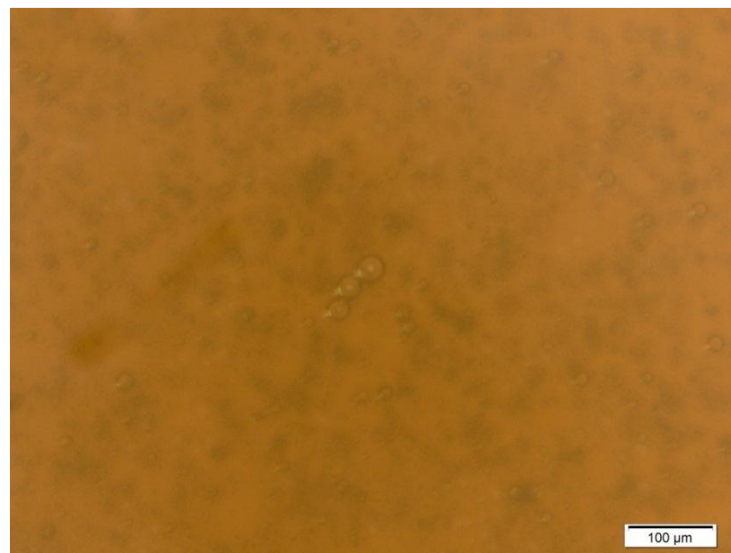
La figura 49 muestra una microfotografía de una Muestra de emulsión preparada con maltenos y agua (al 10%), tomada una semana después del punto de referencia. Al igual que en las dos figuras anteriores, se pueden observar tamaños de gotas mayores y dispersos, lo cual podría significar a simple vista un efecto de coalescencia en las gotas

Figura 49. Microfotografía de Malteno + 10% Agua a 100x (una Semana después)



Por último, en la figura 50 se muestra una microfotografía de una muestra con contenido de asfaltenos luego de una semana de referencia. Se puede observar una interfaz definida y oscura en la gota (sin embargo, la gota es más pequeña a una semana después, y se encuentra más separada del resto de las gotas observables en la muestra), lo cual es posible evidencia del efecto estabilizante que poseen los asfaltenos en la emulsión.

Figura 50. Microfotografía de Emulsión + 14mg Asfaltenos a 200x (a una Semana)



4. RESULTADOS CARACTERIZACIÓN EXPERIMENTAL

«Quien tiene paciencia, obtendrá lo que desea.»

Benjamin Franklin (1706-1790) Estadista y científico estadounidense.

Como se explicó anteriormente, luego de obtenida y separada la fracción asfáltica del crudo del campo Colorado, es momento de realizar una extensiva caracterización de esta. Esta consistirá en la presentación de resultados experimentales de las siguientes pruebas: Espectroscopía Infraroja, Espectroscopía Raman y Espectrometría de Masas.

Los resultados de estas pruebas son discutidos en detalle uno por uno, esto con el fin de poder determinar la estructura molecular de los asfaltenos del campo Colorado, y si esta estructura puede tener una influencia en el efecto que tiene esta fracción sobre las emulsiones W/O que se prepararán posteriormente.

En algunos casos será necesario contrastar los resultados obtenidos con resultados ya obtenidos en la literatura. Esto con dos objetivos: Facilitar la formulación de hipótesis sobre su estructura molecular, y segundo Encontrar similitudes o diferencias con otros asfaltenos del mundo, debido a su importancia investigativa.

4.1. RESULTADOS ESPECTROSCOPIA INFRARROJA

En el espectro infrarrojo medio, entre 4000 y 200 cm^{-1} (región de frecuencias de grupo) se observan una serie de bandas asignadas a vibraciones de sólo dos átomos de la molécula. En este caso la banda de absorción se asocia únicamente a un grupo funcional y a la estructura molecular completa, aunque hay influencias estructurales que provocan desplazamientos significativos en la frecuencia de la vibración. Estas vibraciones derivan de grupos que contienen hidrógeno (C-H, O-H y N-H) o grupos con dobles y triples enlaces aislados. Entre 1300 y 400 cm^{-1} (fingerprint región) la asignación a grupos funcionales determinados es más difícil debido a la multiplicidad de bandas, pero es una zona de espectro muy útil para la identificación de compuestos específicos. La tabla 12 muestra un cuadro resumen de las frecuencias de absorción de los grupos funcionales más comunes en el IR medio.

Tabla 12. Frecuencias de absorción de algunos grupos funcionales en la región MIR.

Enlace	Tipo de compuesto	Intervalo de frecuencias, cm^{-1}	Intensidad
C-H	Alcanos	2.850 – 2.970	Fuerte
		1.340 – 1.470	Fuerte
C-H	Alquenos	3.010 – 3.095	Media
		675 – 995	Fuerte
C-H	Alquinos	330	Fuerte
C-H	Anillos aromáticos	3.010 – 3.100	Media

		690 – 900	Fuerte
	Alcoholes y fenoles (monómeros)	3.590 – 3.650	Variable
O-H	Alcoholes y fenoles (unidos por puentes de H)	3.200 – 3.600	Variable
	Ácidos Carboxílicos(monómero)	3.500 – 3.650	Media
	Ácidos carboxílicos (unidos por puente de H)	2.500 – 2.700	Ancha
N –H	Aminas, amidas	3.300 – 3.500	Media
C=C	Alquenos	1.610 – 1.680	Variable
C=C	Anillos aromáticos	1.500 – 1.600	Variable
C≡C	Alquinos	2.100 – 2.260	Variable
C-N	Aminas y amidas	1.180 – 1.360	Fuerte
C≡N	Nitrilos	2.210 – 2.280	Fuerte
C-O	Alcoholes, éteres, A. carboxílicos, esteres	1.050 – 1.300	Fuerte
C=O	Aldehídos, cetonas, a. carboxílicos, esteres	1.690 – 1.760	Fuerte
		1.500 – 1.570	Fuerte
NO ₂	Nitroderivados	1.300 – 1.370	Fuerte

Fuente: SKOOG, A. Douglas. Principios de Análisis Instrumental.

4.1.1. Equipo

Los espectros infrarrojo fueron adquiridos en el laboratorio de Espectroscopia (LE) del Parque Tecnológico Guatiguará de la UIS, en el equipo marca Nicolet iS50 FTIR de Thermo Scientific, en el rango de $400\text{-}4000\text{cm}^{-1}$ que corresponde al rango

espectral de infrarrojo medio (MIR) (como lo muestra la figura 51), el cual tiene acoplada una celda ATR equipada con un cristal de reflexión de diamante de un solo paso, con ángulo de incidencia fijo de 45.

Figura 51. FTIR Nicolet iS50

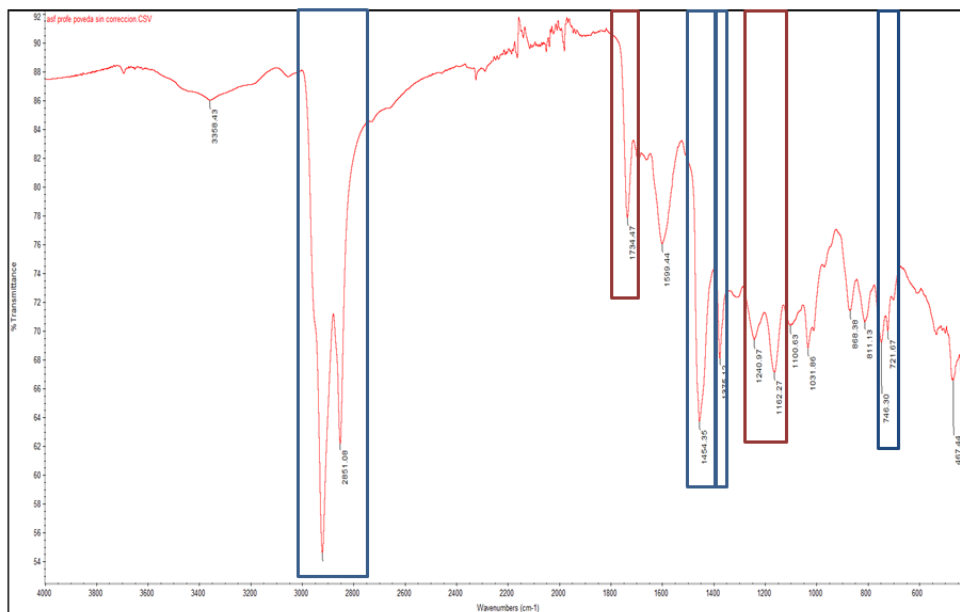


Los espectros IR del crudo de colorado 74 y sus fracciones de maltenos y asfaltenos fueron adquiridos usando el software OMNIC en formato txt. Los parámetros de adquisición establecidos fueron resolución de 4cm^{-1} , 32 scan y 0.4747cm/s , en el rango espectral de $400 - 4000\text{ cm}^{-1}$.

4.1.2. Resultados

La figura 52 muestra el espectro infrarrojo obtenido para el asfalteno del crudo. Estas bandas marcadas con líneas de color azul son características de hidrocarburos alifáticos. Las bandas más intensas se encuentran cerca de 3000 cm^{-1} : la tensión de C-H en CH_3 a 2956 cm^{-1} y 2872 cm^{-1} , la tensión de C-H en CH_2 a 2926 cm^{-1} y 2853 cm^{-1} . También tienen una intensidad importante las bandas a 1495 cm^{-1} y 1385 cm^{-1} , que corresponden a torsiones de tijera (simétrica y asimétrica) del grupo CH_2 .

Figura 52. Espectro infrarrojo, asfaltenos COL-74

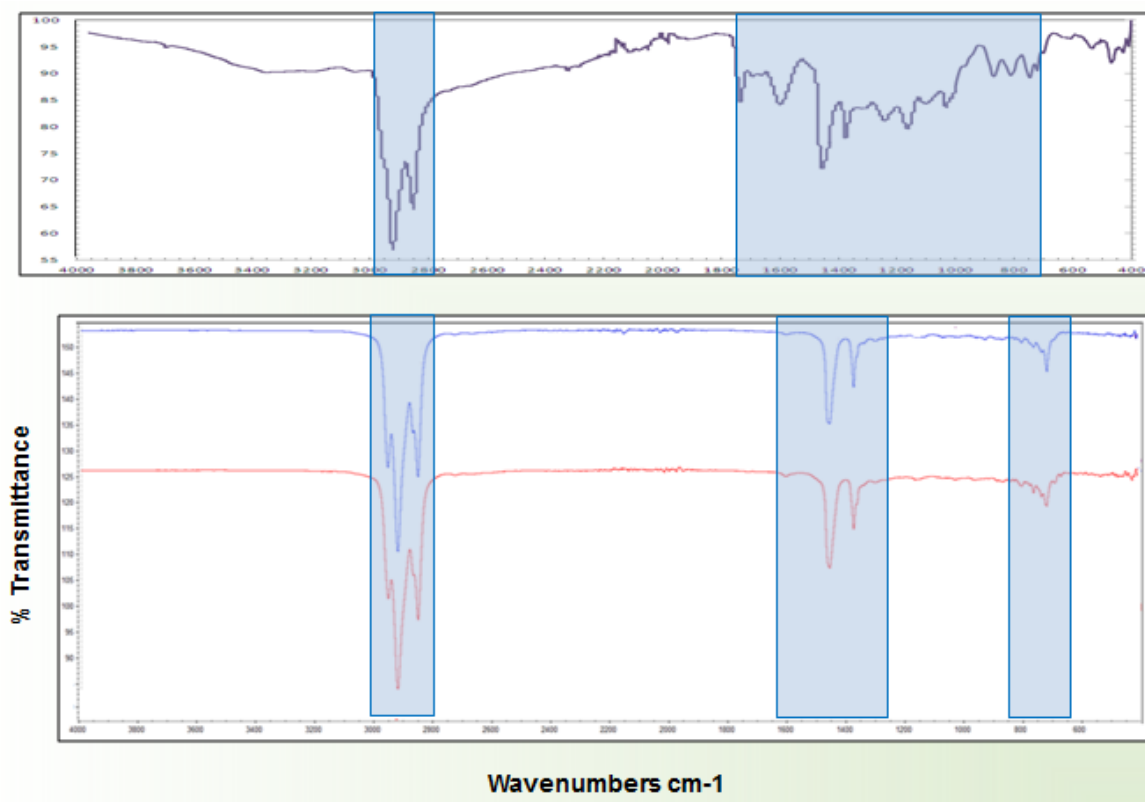


Las líneas de color café se atribuyen a la presencia de esteres en general. A bajas frecuencias se encuentran otras bandas aunque de asignación más compleja como las bandas de deformación de C-H aromático en el plano y fuera de él. De 900 -600cm⁻¹ se asigna la llamada huella digital del espectro y corresponde en su mayoría a bandas de compuestos aromáticos.

Al comparar los espectros de la fracción de maltenos y el crudo completo de colorado 74 con la fracción de asfáltenos (figura 53), se observa que en esta última ocurre una disminución de la banda correspondientes a estiramiento asimétrico C-H de grupos CH₃ en 2927cm⁻¹, lo cual indica una disminución de la presencia de hidrocarburos alifáticos en los asfáltenos. Adicionalmente el aumento significativo de las bandas IR en la región de vibraciones aromáticas (900-600cm⁻¹) en comparación con las otras fracciones, indica una alta concentración de compuestos aromáticos en el asfalto.

Debido a que no existe una diferencia significativa entre el espectro infrarrojo del crudo y los maltenos, se puede concluir que la cantidad de asfaltenos presente en el crudo es baja.

Figura 53. Espectros Infrarrojos Comparativos: Crudo, Maltenos y Asfaltenos



Para simplificar los estudios se emplearon parámetros promedio como herramienta para caracterizar el crudo y sus fracciones (maltenos y asfaltenos). En la tabla 12, se reportan los resultados de los parámetros estructurales promedio obtenidos a partir de las relaciones de intensidad reportadas en literatura⁴⁶ Los índices de aromaticidad y condensación de aromáticos R1 y R2, confirman que la fracción de asfaltenos tiene mayor aromaticidad. Las relación de

⁴⁶ Akrami H. A, Yardim M. F, kar A. A and Ekinci E. FTIR characterization of pitches derived from Avgamasya asphaltite and Raman-Dinçer heavy crude. Fuel 1997, Vol. 76, No. 14/15, pp. 1389-1394.

intensidad R3 y R5 muestra que la fracción de maltenos tiene mayor longitud de cadenas alifáticas y menor índice de sustitución, debido que la fracción de resinas y aromáticos que conforman la fracción de maltenos están constituidos posiblemente por estructuras policondensadas con menor número de anillos aromáticos en comparación que la fracción de asfaltenos.

Tabla 12. Parámetros estructurales promedio obtenidos mediante NIR

Parámetros		Crudo	Maltenos	Asfaltenos
Índice de aromaticidad	R1	0.182	0.240	0.426
Índice de condensación aromática	R2	0.165	0.134	0.219
Índice de longitud de cadenas alifáticas	R3	0.364	0.411	0.262
nCH ₂ /nCH ₃	R4	0.877	0.890	0.942
Índice de sustitución	R5	0.511	0.292	1.057

R1: Índice Aromaticidad = A1600/Aromáticos. **R2:** Índice de condensación aromática = Aromáticos/Atotal. **R3:** Índice longitud cadenas alifáticas = A720/ A(1454+1375). **R4:** A2850/A2920. **R5:** Índice de sustitución = A860/A740. **Aaromático:** A(860 + 810 + 740). **Atotal** : (2950 + 2920 + 2850 + 1700+ 1600 + 1454 + 1373 + 1030 + 864 + 810

Los índices de aromaticidad y condensación de aromáticos R1 y R2, confirman que la fracción de asfaltenos tiene mayor aromaticidad. Las relación de intensidad R3 y R5 muestra que la fracción de maltenos tiene mayor longitud de cadenas alifáticas y menor índice de sustitución, debido que la fracción de resinas y aromáticos que conforman la fracción de maltenos están constituidos posiblemente por estructuras policondensadas con menor número de anillos aromáticos en comparación que la fracción de asfaltenos.

La tendencia de las bandas a 2850 y 2920 cm⁻¹ se debe al aumento del contenido de los grupos metilo y metileno en el orden progresivo de separación. La ausencia de dobletes en la banda a 1375 indica que las cadenas alquílicas terminales son

de carácter lineal. El incremento del índice de grupo sulfoxido está directamente relacionado con el aumento del contenido de azufre en las fracciones, lo cual indica que esta especie se encuentra concentrada en gran parte en los asfaltenos.

Aunque el índice de sustitución incrementa en el orden progresivo de extracción, no sucede lo mismo con la relación nCH_2/mCH_3 en cadenas alquílicas. El aumento en la fracción de asfaltenos se debe a la disminución o remplazo de los grupos metilo en las cadenas alifáticas debido a la unión de estructuras aromáticas,

Una simple inspección visual de los espectros permite establecer que existen diferencias significativas en la composición química de las muestras estudiadas.

4.2. RESULTADOS ESPECTROSCOPIA RAMAN

El análisis Raman se realizó en el laboratorio de espectroscopia (LE) de la UIS sede Guatiguará en el equipo LabRam HR Evolution. HORIBA Scientific (YOBIN IVON, como lo muestra la figura 54), en el Rango de adquisición: 400 a 2000 cm^{-1} con el láser: 473nm (rojo) con 5% de potencia, objetivo de enfoque de 50X, tiempo de integración de 30s, por triplicado.

Las dos señales que se presentan en 1400 y 1600 cm^{-1} en los resultados de la figura 55, aproximadamente corresponden a vibraciones de enlaces Carbono-hidrógeno.

El espectro Raman del asfalteno no presenta bandas tan estrechas y bien definidas en comparación con el espectro IR. Sin embargo, existe una marcada diferencia en la región comprendida entre 1200 y 1700 cm^{-1} .

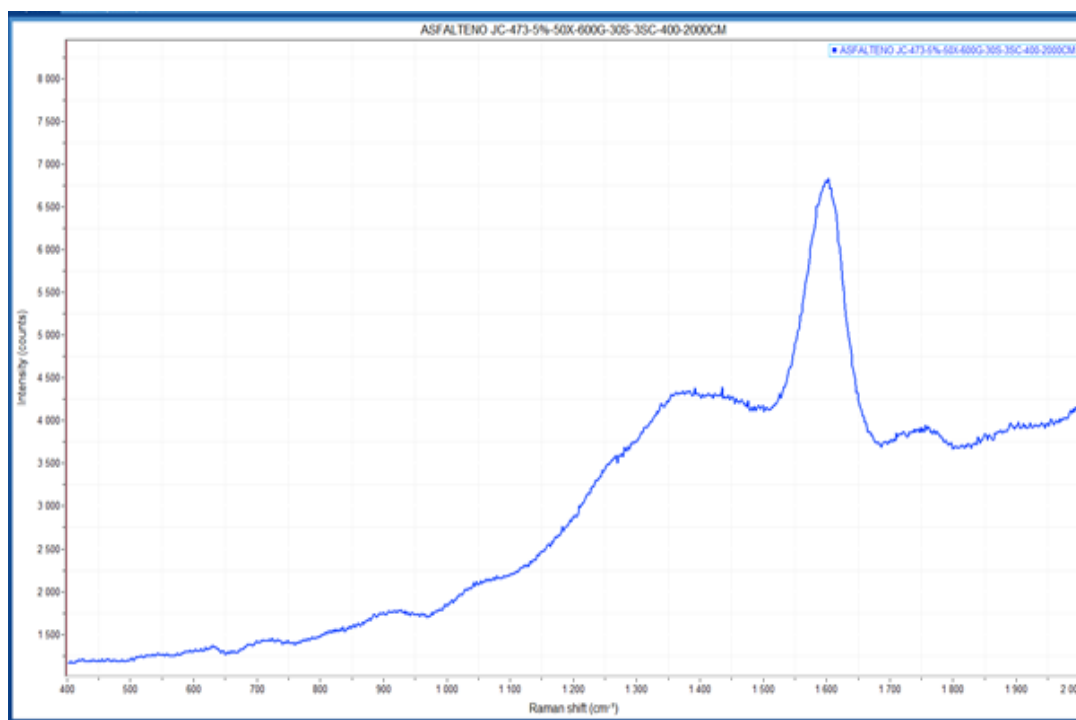
Es en esta donde las vibraciones de ν (anillo) y (C-H) de los anillos bencénicos aparecen en forma de bandas muy anchas; en donde se marcan los modos como las vibraciones de tensión ν (C=C) a 1600 cm^{-1} y ν (C-C) a $1325\text{-}1400\text{ cm}^{-1}$.

Figura 54. Equipo LabRam HR Evolution



Fuente: www.horiba.com

Figura 55. Resultados Espectroscopía Raman – Asfaltenos COL-74



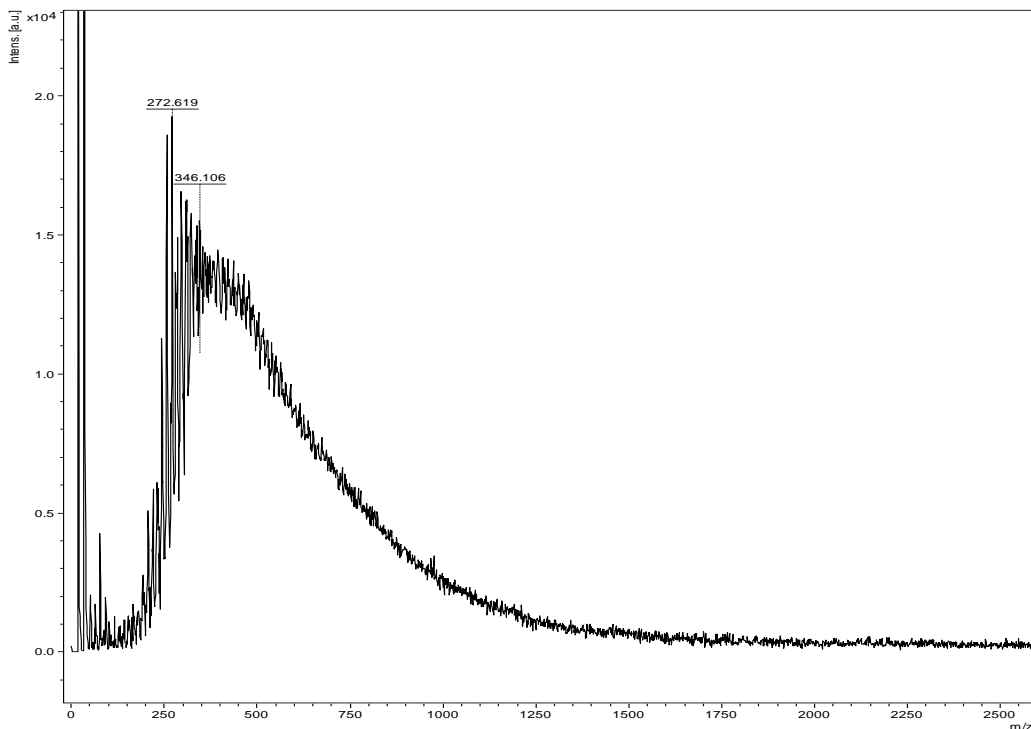
4.3. RESULTADOS ESPECTROMETRÍA DE MASA

El Parque Tecnológico de Guatiguará cuenta con un espectrómetro de masas (MALDI-TOF-TOF) modelo Ultraflextreme de Bruker Daltonics INC, como se puede apreciar en la figura 56. . El espectro de masa obtenido para los asfaltenos del campo Colorado se puede observar en la figura 57. Se puede observar en este espectro un comportamiento típico de una fracción asfáltica (el cual tiene predominancia hacia la izquierda debido a su alto peso molecular), sin embargo, no es un pico angosto como los espectros de masa que se muestran en la literatura, lo cual indica que existe una distribución de pesos moleculares significativa, lo cual nos permite concluir que no es un asfalteno tan pesado.

Figura 56. Espectrómetro de Masas (MALDI-TOF-TOF)



Figura 57. Espectro de Masas para los Asfaltenos COL-74



La distribución en una mezcla de componentes se puede representar de diferentes maneras, entre estas formas está el peso molecular promedio en número y en peso representadas como M_n y M_w , y su relación se identifica con el índice de polidispersidad, ($D=M_w/M_n$). En definición, el M_n es la resultante de sumar el peso molecular de cada especie química dividida sobre el número total de especies presentes. En tanto, el peso M_w es el promedio de los pesos moleculares de las especies presentes con base en la fracción másica de las mismas. Es muy común utilizar el índice de polidispersidad como la medida del grado de dispersión de una mezcla de especies químicas o moléculas. Por ejemplo, cuando D es igual a 1, todas las especies químicas en la mezcla tienen el mismo peso molecular y en este caso no existe dispersión. Por tanto, cuanto mayor es el valor de D , mayor es

la dispersión en la distribución de pesos moleculares lo cual indica que existe una gran cantidad de especies químicas de diferente peso molecular⁴⁷.

La tabla 14 muestra los resultados de estas determinaciones para la muestra del Asfalteno del pozo COL-74. Se determinó que el peso molecular promedio de la muestra es de 567 u.m.a. lo cual permite indicar que este es un asfalteno relativamente ligero en comparación con los reportados en la literatura. El peso molecular promedio en número, Mn, es 1723, lo cual nos otorga un índice de Polidiversidad de 3.04, lo cual indica que existe una dispersión molecular moderada en la muestra.

Tabla 14. Resultados Cuantitativos de Análisis de Masas

Peso molecular promedio en peso , Mw	567
Peso molecular promedio en número, Mn	1723
Polidispersidad, D = Mn/Mw	3.04

⁴⁷ LEÓN A.Y, PARRA M.J. Determination of Molecular Weight of Vacuum Residue and Their Sara Fractions. CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro – Vol. 4 Num. 2. Dec. 2010.

5. CONCLUSIONES

- La presencia de asfaltenos en el crudo del campo Colorado tanto en solución como precipitados, a pesar de que se encuentran en muy bajos porcentajes tanto en el crudo como en los depósitos (inferiores al 1 % en peso), contribuyen a la formación de emulsiones cuando los fluidos (agua y crudo) producidos son sometidos a esfuerzos de corte.
- Con base en las pruebas reológicas, se puede concluir que la viscosidad de las emulsiones está ligada al contenido de agua, siendo mayor para un contenido del 2% y mostrando una tendencia inversamente proporcional al contenido de agua.
- Las emulsiones formadas con crudo y agua demostraron ser más viscosas y estables en el tiempo, en comparación a aquellas formadas con maltenos y agua, con lo cual permite concluir que los asfaltenos solubilizados en el crudo, influyen en la estabilidad de la emulsión, especialmente a temperaturas altas como las de fondo de pozo.
- Los asfaltenos precipitados contribuyen a la formación de emulsiones y a su estabilidad en el tiempo, velocidad de corte y con la temperatura, con un marcado efecto a la temperatura de 90°F que es representativa de superficie en el campo Colorado, donde se evidenció un incremento en la viscosidad hasta del 75% respecto a la emulsión de crudo al 10% sin presencia de asfaltenos precipitados.

- Se determinó experimentalmente que el crudo del Pozo COL-74 del Campo Escuela Colorado posee una Gravedad API de 40.6, un BSW de 0,2%, un contenido de sal de 21 lb/kbbl y un contenido de asfaltenos del 0,02% en peso.
- Micrográficamente se pudieron evidenciar diferencias cualitativas en la formación de las diferentes emulsiones.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda acoplar los resultados de las caracterizaciones de los asfaltenos del Campo Escuela Colorado con los resultados obtenidos en este estudio de su efecto en la contribución de la formación y estabilidad de la emulsión.
- Mediante modelamiento y simulación, cuantificar las diferencias de los comportamientos reológicos obtenidos experimentalmente a fin de obtener resultados que permitan conclusiones más robustas sobre su comportamiento.
- Es importante seguir investigando en esta área con crudo de otros pozos del Campo Escuela Colorado, ya que a pesar de que hasta ahora no se han detectado problemas de emulsiones, con el incremento del corte de agua y posible incremento en la producción con el desarrollo del campo, es posible que estos puedan presentarse a futuro.
- Realizar un estudio de emulsiones teniendo en cuenta otros factores además de los asfaltenos, tales como presencia de inorgánicos, parafinas, resinas, caudales de producción y la salinidad del crudo, que contribuya a la toma de decisiones técnicas y económicas para el tratamiento del crudo en el Campo.

BIBLIOGRAFÍA

- AKBARZADEH Kamran, Ahmed HAMMAMI, Abdel KHARRAT, Dan ZHANG. “Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”, Oilfieldreview, Schlumberger. Alberta – Canadá, 2007. ISSN: 0923-1730.
- AMAYA Karl Leonard, CALVO Jhon Fredy. Geostatística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación mugrosa para determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado. Proyecto de Grado, Escuela de Geología UIS. Año 2010.
- ARNOLD K. & STEWART M. Surface Production Operations, Design of oil handling System and Facilities. Vol. 1. Ed. 3. Gulf Professional Publishing. 2008.
- ASKE N. et al. Asphaltene Aggregation from Crude Oils and Model Systems Studied by High-Pressure NIR Spectroscopy. Energy and Fuels 2002, 16, 1287-1295.
- AUFLEM IH: “Influence of Asphaltene Aggregation and Pressure on Crude Oil Emulsion Stability,” DoktorIngeniør Thesis, Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, Trondheim, junio de 2002.
- AUFLEM IH: “Influence of Asphaltene Aggregation and Pressure on Crude Oil Emulsion Stability,” DoktorIngeniør Thesis, Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, Trondheim, junio de 2002.
- BALINOV B., SODERMAN O. Emulsions – The NMR Perspective. Capítulo 12 de SJOBLOM, Encyclopedic Handbook of Emulsion Technology. 2001.
- BARRE L., ESPINAT D., ROSENBERG E., SCARSELLA M. Colloidal structure of heavy crudes and asphaltene solutions. Rev. Inst. Fr. Pet. 1997, 52, 161-175.
- BECKER C. et al. Molecular Weight Distributions of Asphaltenes and Deasphalted Oils Studied by Laser Desorption Ionization and Mass Spectrometry. Anal. Chem. 2008, 80, 8592-8597.
- BENAVIDES J., JAIMES Y. FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE LOS

USOS ALTERNATIVOS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO. Tesis de Grado para optar a Ingeniero de Petróleos. UIS 2014.

- BOBRA, M., 1991. Water-in-oil emulsification: a physicochemical study. In: Proceedings of 1991 International Oil Spill Conference. American Petroleum Institute, Washington, DC.
- BOUSSINGAULT JB: “Memoire sur la composition des bitumens,” Annales de Chimie et de Physique 64 (1837): 141. Citado en AUFLEM IH: “Influence of Asphaltene Aggregation and Pressure on Crude Oil Emulsion Stability,” Doktor Ingeniør Thesis, Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, Trondheim, junio de 2002.
- BUCHANAN B. Recent Advances in the Use of NIR Spectroscopy in the Petrochemical Industry. Chapter 26 of Handbook of Near-Infrared Analysis BURNS D.A; CIURCZAK E.W. Third Edition. 2008.
- CHAVARRÍA Sandra, SANDOVAL Angélica. Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el Campo Colorado. Proyecto de Grado, Ingeniería de Petróleos UIS, 2010
- CIVAN Faruk, Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Segunda Edición. Gulf Professional Publishing. University of Oklahoma, 2007
- ELSHARKAWY A.M., AL-SAHHAF T.A., FAHIM M.A. Effect of Inorganic Solids, Wax to Asphaltene Ratio, and water cut On the Stability of Water-in-Oil Emulsions. College of Engineering and Petroleum, Kuwait University. 2005
- ELSHARKAWY A.M., et al. Effect of Inorganic Solids, Wax to Asphaltene Ratio, and water cut On the Stability of Water-in-Oil Emulsions. Colegio de Ingeniería y Petróleo, Universidad de Kuwait. 2005.
- FERNANDEZ ARTEAGA. “Preparación, Caracterización y Estabilidad de emulsions y microemulsiones o/w”. Tesis Doctoral, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Granada. España, 2006.

- GAWRYS, K. L.; BLANKENSHIP, G. A.; KILPATRICK, P. K. On the distribution of chemical properties and aggregation of solubility fractions in asphaltenes. *Energy Fuels* 2005, 20, 705–714.
- GUARDIA B, J. Estudio de la Influencia de los Asfaltenos en la Estabilidad de Emulsiones de Agua en Aceite Sometidas a Campo Eléctrico DC. Trabajo especial de Grado, Universidad Central de Venezuela. 2007.
- HIRSCHBERG, L.N.J., DE JONG, B.A., SCHIPPER and, J.G. MEIJER. Influence of Temperature and Pressure on Asphaltene Flocculation. *Soc. Petrol. Eng.*, Vol. 24, June 1984, pp. 283-293.
- HOFFMAN E., STROOBANT V. *Mass spectroscopy, principles and Applications*, Second Edition, 1999.
- HURT et al. Comparison of the Structures of Molecules in Coal and Petroleum Asphaltenes by Using Mass Spectrometry. *Energy and Fuels* 26, 3653-3658. 2013.
- KILPATRICK P.K. Water-in-Crude Oil Emulsion Stabilization: Review and Unanswered Questions. *Energy & Fuels*, Vol. 26, pp. 4017-4026. 2012.
- KILPATRICK, Water-in-Crude Oil Emulsion Stabilization: Review and Unanswered Questions *Energy & Fuels*, Vol. 26, pp. 4017-4026. 2012.
- KOKAL S. Crude-Oil Emulsions: A State-of-the-art Review. SPE 77497. 2005
- LEE. Agents Which Promote and Stabilize Water-in-Oil Emulsions. *Spill Science & Technology*. Vol. 5, No. 2, pp 117.126. 1999
- LEONTARITIS, K.J., and MANSOORI, G.A. Asphaltene Flocculation during Oil Production and Processing: A Thermodynamic-Colloidal Model. SPE paper No.16258. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 4-6 Febrero, San Antonio, Texas. 1987.
- M.L. JOHNS, K.G. HOLLINGSWORTH, Characterization of emulsion systems using NMR and MRI. University of Cambridge. *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy Magazine*, Vol 50 (pp. 51-70), 2007.
- M.L. JOHNS. *NRM Studies of Emulsions*. University of Cambridge. Current

Opinion in Colloid & Interface Science Magazine. Vol 14 (pp 178-183). 2009

- MULLINS et al. Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics. Primera Edición. Springer Science & Business Media. 2007.
- MULLINS et al. Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics. Primera Edición. Springer Science & Business Media. 2007.
- MULLINS O.C. The Asphaltenes. Annual Review Analytical Chemistry. Vol. 4, 393–418 2011. ISSN: 1936-1327.
- MULLINS O.C. The modified Yen model. Energy & Fuels 2010. Vol. 24, 2179-2207. ISSN: 0887-0624.
- MURGICH J. & STRAUZ O.P. Molecular Mechanics of Aggregates of Asphaltenes and Resins of the Athabasca oil field. Petroleum Science and Technology, Vol. 19, 1-2, 231-243. ISSN: 1532-2459.
- MURGICH J. & STRAUZ O.P. Molecular Mechanics of Aggregates of Asphaltenes and Resins of the Athabasca oil field. Petroleum Science and Technology, Vol. 19, 1-2, 231-243. ISSN: 1532-2459.
- MURGICH J. Molecular Recognition and Molecular Mechanics of Micelles of Some Model Asphaltenes and Resin. Energy & Fuels 1996, Vol. 10, 68-76. ISSN: 0887-0624.
- NATHAN P.J. Resonancia Magnética Nuclear de Hidrógeno-1 y de Carbono-13. Departamento de química, Secretaría general OEA. México, pp 2-71. 1982. Citado en: GARCÍA E.O., Desarrollo de un Modelo de predicción de tratamientos químicos mediante métodos quimiométricos y RMN-¹H. Aplicación Campo Colorado. Tesis de Maestría en Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander. 2013.
- NGHIEM L.X, M.S. HASSAM, and Ram NUTAKKI. Efficient Modelling of Asphaltene Precipitation. SPE paper No. 26642. SPE 68th Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 Octubre, Houston, Texas. 1993.
- OPAWALE, Adenkule. Oilfield emulsion control: a major issue during heavy

crude oil production. Universidad Africana de Ciencia y Tecnología. Artículo SPE. Abuja (Nigeria), 2009.

- POMERANTZ et al. Two-Step Laser Mass Spectrometry of Asphaltenes. J. Am. Chem. Soc. 2008, 130, 7216-7217.
- Richard LEE. Agents Which Promote and Stabilize Water-in-Oil Emulsions. Spill Science & Technology. Vol. 5, No. 2, pp 117.126. 1999.
- SCHRAMM L.L. Emulsions: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry. American Chemistry Soc. Washington DC (1992). 231.
- SHEU, E.Y. Asphaltene Fundamentals and Applications. E.Y. Sheu and O.C. Mullins, Editors. 1995, Plenum: Nueva York. GROENZIN H., MULLINS O.C., Molecular Size and Structure of Asphaltenes. Petroleum Science and Technology, 2001. 19(1&2): p. 219-230.
- SIFFERT, B., C. BOURGEOIS AND E. PAPIRER, 1984. Structure and water-oil emulsifying properties of asphaltenes. Fuel, 63: 34-837.
 - SKOOG D.A, HOLLER F.J, CROUCH S.R. Principles of Instrumental Analysis. Sexta Edición. Thomson Higher Education, 2007.
- STEINBORN, FLOCK. "The Rheology of Heavy Crude Oils and Their Emulsions", University of Alberta. JCPT journal. 1983.
- STRASSNER, J.E. "Effect of pH en las capas interfaciales y en la estabilidad de las emulsiones W/O". JPT (Marzo, 1968) 303-312.
- STRAUSZ, O. P.; MOJELSKY, T. W.; LOWM, E. M. Fuel 1992, 71, 1355-1362. Citado en: MURGICH et al. The stability of the Asphaltene and Resin Aggregates and their Chemical Reactivity, University of Alberta, Canadá
- SZTUKOWSKI, YARRANTON. "Oilfield Solids and Water-in-Oil Emulsion Stability". Journal of Colloid and Interface Science. 2005.
- UNIVERSITY OF AMSTERDAM: "Basic Principles of NIR technique". Faculty of Sciences, 2005.

ANEXOS

ANEXO A. METODOLOGÍAS PARA SEPARACIÓN DEL CRUDO

La siguiente sección recopila las metodologías empleadas para la separación y evaluación de los asfaltenos, lo cual permitirá luego crear las emulsiones sintéticas de crudo. Para este propósito, fue necesario primero caracterizar el crudo (mediante gravedad API), luego deshidratarlo (mediante centrifugación) y separar los asfaltenos de este (mediante ASTM D6560-12). Después de seguir estas metodologías, los asfaltenos pasarán a su respectiva evaluación.

- **Norma ASTM 1796-04 (Método de la Centrífuga)**

Para el desarrollo de este proyecto se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones antes de empezar la separación:

- Sí la muestra de crudo contiene agua libre debe separarse por decantación y a su vez el volumen de muestra representativa debe agitarse vigorosamente para homogenizarse.
- Verificar que los tubos y elementos de la centrífuga se encuentren limpios y secos.
- Colocar el baño de temperatura al valor especificado para la prueba (140°F).
- Debido a que el objetivo es obtener crudo deshidratado e inalterado, en este procedimiento no se deberá utilizar ningún tipo de solvente, como tampoco ningún tipo de desémulsificante.

A continuación se detalla el procedimiento empleado:

1. Agitar vigorosamente el recipiente que contiene la muestra.
2. Agregar la muestra directamente del recipiente al tubo, hasta el 100% del volumen.
3. Tapar los tubos y agitar vigorosamente.
4. Colocar los tubos en el baño de temperatura por 10 minutos a $140^{\circ}\text{F} \pm 5^{\circ}\text{F}$ ($60^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$).
5. Sacar e invertir los tubos para asegurar que la mezcla sea uniforme.
6. Colocar los tubos en posiciones opuestas en el plato de la centrífuga. Tal y como lo muestra la figura A1. La centrífuga debe ser precalentada para conservar la temperatura.

Figura A1. Posición de los Platos de la Centrífuga



7. Cerrar y centrifugar por 10 minutos a 1800 revoluciones por minuto (rpm).
8. Leer y registrar el volumen combinado de agua y sedimentos del fondo de cada tubo de la centrífuga.

9. Calentar los tubos nuevamente a $140^{\circ}\text{F} \pm 5^{\circ}\text{F}$ ($60^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$), sin agitar, y volver a centrifugar por 5 minutos. Leer nuevamente y repetir el centrifugado hasta que las dos últimas lecturas sean iguales.
10. Para determinar salinidad se procede con la norma ARUBA, la cual se encuentra disponible en las guías del Laboratorio de la Escuela de Ingeniería de Petróleos. Básicamente consiste en una titulación con nitrato de plata, la cual arrojará un dato de salinidad (en partes por millón) que es fácilmente convertible a unidades de campo.

- **Norma ASTM D287-92 (Gravedad API: Método del Hidrómetro)**

La gravedad API es una medida fundamental a la hora de caracterizar el crudo, además de ser un dato de entrada en el modelo de depositación. Es por esto que es importante tener presente la gravedad de la muestra para este procedimiento. En esta metodología, la gravedad API se determinará mediante la prueba del Hidrómetro, la cual es sencilla, confiable y económica. Esta se basa en el principio de Arquímedes, básicamente se coloca un hidrómetro en una probeta llena de crudo, y el nivel en el que se pose marcará la gravedad del crudo. A continuación se detalla el procedimiento empleado

1. Identificar la muestra, para poder seleccionar un hidrómetro adecuado a la gravedad API esperada del crudo.
2. Transferir la muestra a una probeta limpia, de tal manera que evite la formación de burbujas y reduzca al mínimo la evaporación de los componentes livianos. Si se ha formado espuma en la superficie, remover con un papel filtro limpio
3. Medir la temperatura de la muestra, esta debe ser apropiada y no debe fluctuar más de 5°F durante el transcurso de la prueba.
4. Dejar caer suavemente el hidrómetro dentro del líquido y esperar el tiempo suficiente para que se estabilice. La figura A2 muestra la apariencia de un

hidrómetro estabilizado en una probeta llena de crudo. Se debe tener especial cuidado con la formación de burbujas en el crudo, y con que el hidrómetro no roce las paredes del recipiente. Esto puede afectar el resultado.

Figura A2. Hidrómetro estabilizado en el crudo



5. Con el hidrómetro flotando libremente y la temperatura de la muestra constante, tomar la lectura en la escala a la división más cercana.
6. Al dato obtenido, corregir a 60°F, usando las tablas “Petroleum Measurement Tables”.

- **Norma ASTM D6560-12 (Separación de Asfaltenos del Crudo)**

La Norma ASTM D6560 es uno de los estándares más empleados en el mundo para la separación de asfaltenos en el crudo. Esta prueba consiste en una porción

de la muestra que es mezclada con heptano y calentada mediante reflujo. Luego, los asfaltenos precipitados, las aceras y los materiales inorgánicos son colocados en un papel filtro. Las ceras son removidas mediante el lavado del papel con heptano caliente en un extractor.

Luego de que las ceras fueron removidas, los asfaltenos son separados de los materiales inorgánicos mediante la disolución en tolueno caliente, el solvente de extracción es evaporado, y se pesan los asfaltenos obtenidos. A continuación se detalla el procedimiento empleado:

- 1 Estimar el contenido de asfaltenos contenidos en la muestra y pesar la cantidad hasta al miligramo más cercano para muestras superiores a 1 gramo, y hasta 0.1 mg más cercano para muestras iguales o inferiores a 1 gramo, dentro de un recipiente de una capacidad apropiada
- 2 Añadir heptano a la muestra en el recipiente en una relación de 30 ml de solvente por cada gramo de muestra. Si el contenido de asfaltenos esperado está por debajo de 25% en peso. Para muestras con un contenido de asfaltenos esperado superior al 25%, se deberá utilizar un mínimo de volumen de heptano de 25 ml
- 3 Hervir la mezcla bajo reflujo por aproximadamente 60, Remover el recipiente y los contenidos al final de este periodo de tiempo, enfriar y cerrar con un retenedor. Luego almacenar en un mostrador oscuro por entre 90 a 150 minutos, tomados desde el tiempo que se removió el recipiente del reflujo.
- 4 Colocar el papel filtro en el embudo de filtración. De aquí en más, el papel filtro debe ser manejado solo con las pinzas. Sin agitar, decantar el líquido en el papel filtro, y luego transferir el residuo en el recipiente tanto como sea posible, con sucesivas cantidades de heptano caliente, utilizando la varilla de agitación de ser necesario. Dar al frasco una última limpieza con heptano caliente, y vaciar los fluidos de la limpieza en el filtro.

- 5 Remover el papel filtro y los contenidos del embudo de filtración, y colocarlos en el extractor de reflujo. Utilizando un recipiente diferente al que se utilizó inicialmente, realizar un reflujo con heptano a una tasa de 2 o 4 gotas por segundo desde el fondo del condensador para un periodo de extracción no mayor de 60 minutos, o hasta que las pocas gotas de heptano del fondo del extractor no dejen residuos en el vidrio del evaporador.
- 6 Reemplazar el frasco nuevo con el utilizado inicialmente, al cual se le han añadido de 30 a 60 mililitros de tolueno, y someterlo a reflujo hasta que todos los asfaltenos hayan sido removidos del papel.
- 7 Transferir los contenidos del frasco a un recipiente de evaporación limpio y seco al 0.2 mg más cercano de un plato similar. Lavar el frasco con pequeñas cantidades sucesivas de tolueno, las cuales en total no excedan los 30 ml. Remover el tolueno mediante evaporación en un baño de agua caliente, o mediante la evaporación en un rotovapor en una atmósfera de nitrógeno
- 8 Secar el plato y los contenidos de este en el horno de 100 a 110°C por 30 minutos. Enfriar en el recipiente de enfriamiento de 30 a 60 minutos y repesar mediante la tara utilizada anteriormente, y la cual ha sido sometida al mismo procedimiento de calentamiento y enfriamiento.

ANEXO B. TABLAS DE SEPARACIÓN AGUA LIBRE

Tabla B1 – Análisis de Agua Libre vs. Porcentaje de Agua

MUESTRA	AGUA TOTAL CONTENIDA [ml]	2 hr		4 hr		6 hr		8 hr	
		AGUA LIBRE [ml]	%	AGUA LIBRE [ml]	%	AGUA LIBRE [ml]	%	AGUA LIBRE [ml]	%
Crudo + 2% Agua	2	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Crudo + 5% Agua	5	0	0%	0,2	4%	0,2	4%	0,6	12%
Crudo + 10% Agua	10	1,1	11%	2,6	26%	2,7	27%	3	30%
Crudo + 20% Agua	20	19,5	98%	20	100%	20	100%	20	100%

Tabla B2 – Análisis de Agua Libre: Crudo vs. Maltenos

MUESTRA	AGUA TOTAL CONTENIDA [ml]	0,5 hr		1 hr		1,5 hr		2 hr	
		AGUA LIBRE [ml]	%	AGUA LIBRE [ml]	%	AGUA LIBRE [ml]	%	AGUA LIBRE [ml]	%
Malteno + 10% Agua	10	1	10%	1,5	15%	8	80%	10	100%
Crudo + 10% Agua	10	0,1	1%	0,2	2%	3	30%	3,1	31%

Tabla B3 – Análisis de Agua Libre vs. Contenido de Asfaltenos (1 hora)

MUESTRA	AGUA TOTAL CONTENIDA [ml]	0,5 hr		1 hr		1,5 hr		2 hr	
		AGUA LIBRE [ml]	%	AGUA LIBRE [ml]	%	AGUA LIBRE [ml]	%	AGUA LIBRE [ml]	%
Malteno + 10% Agua	10	0,6	6%	9	90%	10	100%	10	100%
Crudo + 10% Agua	10	0,4	4%	7	70%	9	90%	10	100%
Crudo + 10% Agua + 7 mg Asfaltenos	10	1,9	19%	6	60%	9	90%	10	100%
Crudo + 10% Agua + 14 mg Asfaltenos	10	0,8	8%	5	50%	9	90%	10	100%

Tabla B4 – Análisis de Agua Libre vs. Contenido de Asfaltenos (1 Semana)

MUESTRA	AGUA TOTAL CONTENIDA [ml]	0,5 hr		1 hr		1,5 hr		2 hr	
		AGUA LIBRE [ml]	%	AGUA LIBRE [ml]	%	AGUA LIBRE [ml]	%	AGUA LIBRE [ml]	%
Malteno + 10% Agua	10	0	0%	6	60%	10	100%	10	100%
Crudo + 10% Agua	10	0,2	2%	3	30%	10	100%	10	100%
Crudo + 10% Agua + 7 mg Asfaltenos	10	0	0%	1,6	16%	10	100%	10	100%
Crudo + 10% Agua + 14 mg Asfaltenos	10	0	0%	0,4	4%	10	100%	10	100%

ANEXO C. RESULTADOS REOMETRO OFITE MODELO 900

Experiment: Crudo 7_ Crudo + 14 mg asfaltenos

Test: Crudo 7: Crudo + 14 mg asfaltenos

Comment: Crudo 7: Crudo + 14 mgasfaltenos

Date: vie, jul 25

Time: 17:17:26

Length: 55

Shear Stress Unit: lb/100ft²

Rate Unit: RPM

Temperature Unit: ° F

Sweep Data:

Elapsed Time	Test State	E.T.	S. Rate	S. Stress	Viscosity
RPM	Temp				
00:05:53	<Record: 1><Sweep: 1>	00:06:18	51,0	1,5	13,7 30
89,6					
	00:06:48	85,0 2,7	15,3 50	89,6	
	00:07:19	119,0 3,5	14,3 70	89,6	
	00:07:49	153,0 4,6	14,4 90	89,6	
	00:08:19	204,0 6,0	14,2 120	89,6	
	00:08:49	255,0 7,3	13,7 150	89,6	
00:26:40	<Record: 2><Sweep: 1>	00:27:05	51,0	0,6	5,9 30
118,4					
	00:27:35	85,0 0,8	4,7 50	120,2	
	00:28:06	119,0 1,3	5,0 70	120,2	
	00:28:36	153,0 1,7	5,2 90	120,2	
	00:29:06	204,0 3,3	7,8 120	120,2	
	00:29:36	255,0 5,2	9,8 150	120,2	
00:47:18	<Record: 3><Sweep: 1>	00:47:42	51,0	0,4	3,9 30
149,0					
	00:48:13	85,0 0,4	2,4 50	149,0	
	00:48:43	119,0 0,6	2,5 70	149,0	
	00:49:13	153,0 1,0	3,3 90	150,8	
	00:49:43	204,0 2,2	5,2 120	150,8	
	00:50:13	255,0 3,5	6,7 150	150,8	

Experiment: Crudo 10_ 7 mg de asf + 10% agua
Test: Crudo 10: 7 mg de asfaltenos + crudo 10% agua
 Comment: Crudo 10: 7 mg de asf + 10% agua
 Date: mar, jul 29
 Time: 09:10:42
 Length: 66

Shear Stress Unit: lb/100ft²
 Rate Unit: RPM
 Temperature Unit: ° F

Sweep Data:

Elapsed Time	Test State	E.T.	S. Rate	S. Stress	Viscosity
RPM	Temp				
00:14:42	<Record: 1><Sweep: 1>	00:15:06	51,0	1,3	11,8 30
89,6					
	00:15:37	85,0 1,9	10,6 50	89,6	
	00:16:07	119,0 2,7	10,9 70	89,6	
	00:16:37	153,0 3,5	11,1 90	89,6	
	00:17:07	204,0 4,8	11,3 120	89,6	
	00:17:37	255,0 6,0	11,4 150	89,6	
00:37:10	<Record: 2><Sweep: 1>	00:37:34	51,0	1,0	9,8 30
118,4					
	00:38:05	85,0 1,3	7,1 50	118,2	
	00:38:35	119,0 1,7	6,7 70	118,4	
	00:39:05	153,0 2,1	6,5 90	118,4	
	00:39:35	204,0 2,7	6,4 120	118,4	
	00:40:05	255,0 3,3	6,3 150	118,4	
00:58:06	<Record: 3><Sweep: 1>	00:58:31	51,0	0,4	3,9 30
149,0					
	00:59:01	85,0 0,6	3,5 50	149,1	
	00:59:32	119,0 0,8	3,4 70	149,4	
	01:00:02	153,0 1,0	3,3 90	150,8	
	01:00:32	204,0 1,5	3,4 120	150,8	
	01:01:02	255,0 2,2	4,1 150	150,8	

Experiment: crudo 13 2% 14mgr
Test: crudo 13:crudo+2% agua+14mgr

Comment: crudo 13-2% 14 mgr

Date: jue, jul 31

Time: 19:14:07

Length: 57

Shear Stress Unit: lb/100ft^2

Rate Unit: RPM

Temperature Unit: ° F

Sweep Data:

Elapsed Time	Test State	E.T.	S. Rate	S. Stress	Viscosity
RPM	Temp				
00:00:03	<Record: 1><Sweep: 1>	00:00:28	51,0	0,2	2,0 30
89,6					
	00:00:58	85,0 0,8	4,7 50	91,4	
	00:01:29	119,0 1,3	5,0 70	91,4	
	00:01:59	153,0 1,9	5,9 90	91,4	
	00:02:29	204,0 2,5	5,9 120	91,4	
	00:02:59	255,0 3,1	5,9 150	91,4	
00:25:38	<Record: 2><Sweep: 1>	00:26:03	51,0	0,4	3,9 30
118,4					
	00:26:33	85,0 0,6	3,5 50	118,4	
	00:27:04	119,0 0,8	3,4 70	118,4	
	00:27:34	153,0 1,0	3,3 90	118,4	
	00:28:04	204,0 1,7	3,9 120	118,4	
	00:28:34	255,0 2,1	3,9 150	118,4	
00:49:06	<Record: 3><Sweep: 1>	00:49:31	51,0	0,2	2,0 30
149,0					
	00:50:01	85,0 0,2	1,2 50	149,0	
	00:50:32	119,0 0,4	1,7 70	149,0	
	00:51:02	153,0 0,6	2,0 90	149,0	
	00:51:32	204,0 0,8	2,0 120	149,0	
	00:52:02	255,0 1,0	2,0 150	149,0	

Experiment: crudo 12-2%agua+7mgr

Test: crudo 12:crudo+2% agua+7mgr

Comment: crudo 12-2%agua+7mgr

Date: jue, jul 31

Time: 17:57:20

Length: 57

Shear Stress Unit: lb/100ft^2

Rate Unit: RPM

Temperature Unit: ° F

Sweep Data:

Elapsed Time	Test State	E.T.	S. Rate	S. Stress	Viscosity
RPM	Temp				
0:00:00	<Record: 1><Sweep: 1>	0:00:25	51	0,8	7,8 30
89,6					
0:00:55	85	1,3	7,1	50	89,6
0:01:26	119	1,6	6,4	70	89,6
0:01:56	153	2,1	6,5	90	89,6
0:02:26	204	2,8	6,6	120	87,8
0:02:56	255	3,3	6,3	150	87,8
0:25:38	<Record: 2><Sweep: 1>	0:26:03	51	0,4	3,9 30
118,4					
0:26:33	85	0,6	3,5	50	118,4
0:27:04	119	1	4,2	70	118,4
0:27:34	153	1,3	3,9	90	118,4
0:28:04	204	1,7	3,9	120	118,4
0:28:34	255	1,9	3,5	150	118,4
0:49:10	<Record: 3><Sweep: 1>	0:49:35	51	0,2	2 30
149					
0:50:05	85	0,4	2,4	50	149
0:50:36	119	0,6	2,5	70	149
0:51:06	153	0,8	2,6	90	149
0:51:36	204	1	2,5	120	149
0:52:06	255	1,3	2,4	150	149