

**EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN DE EMULSIONES AGUA-EN-ACEITE SOBRE LA
VISCOSIDAD Y LAS PROPIEDADES PVT EN CRUDOS PESADOS**

LIBIA SOFIA SANDOVAL RODRIGUEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2014

**EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN DE EMULSIONES AGUA-EN-ACEITE SOBRE LA
VISCOSIDAD Y LAS PROPIEDADES PVT EN CRUDOS PESADOS**

LIBIA SOFIA SANDOVAL RODRIGUEZ

Trabajo de grado para optar al título de Magister en Ingeniería Química

Director:

ING. RAMIRO MARTÍNEZ REY PH.D

Universidad Industrial de Santander

Co-director:

ING. WILSON ANTONIO CAÑAS MARIN MSC.

Instituto Colombiano del Petróleo

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA QUÍMICA

BUCARAMANGA

2014

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mi familia (Sofía, José (q.e.p.d), Miguel, José Miguel, Luisa Fernanda y Camilo Leonardo), por su apoyo incondicional y acompañamiento permanente durante todas las etapas necesarias para culminar con éxito esta importante meta en mi vida.

Mi especial agradecimiento al Ph.D. Ramiro Martínez Rey (Profesor de la Universidad Industrial de Santander) y al MSc. Wilson Antonio Cañas Marín (funcionario de ECOPETROL S.A), por brindarme su orientación, recomendaciones y conocimientos que contribuyeron a lograr la calidad académica de este trabajo de investigación.

Mi sincero agradecimiento al Instituto Colombiano del Petróleo de ECOPETROL S.A, por permitirme utilizar la información experimental necesaria para el desarrollo de esta investigación; de manera especial quiero dar las gracias al personal del Laboratorio de PVT (Ingenieros Juan Carlos Patiño Pabón, Juan Carlos Jaimes Rodríguez y Juan Gabriel Otero Arteaga) por su disposición, contribuciones técnicas y soporte.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
OBJETIVOS	19
Objetivo General	19
Objetivos Específicos	19
1. MARCO CONCEPTUAL	20
1.1 FLUIDOS DE YACIMIENTO	20
1.1.1 Hidrocarburos Líquidos	20
1.1.2 Agua.....	21
1.2 EMULSIONES DE HIDROCARBUROS.....	22
1.2.1 Morfología de emulsiones.....	23
1.2.2 Estabilidad de emulsiones.....	23
1.2.3 Preparación de emulsiones	25
1.2.4 Métodos existentes para la separación de emulsiones.	26
1.3 ANÁLISIS PVT	28
1.3.1 Evaluación experimental del comportamiento de fases.....	28
1.3.2 Evaluación experimental de la viscosidad, modelos y correlaciones.	29
2. METODOLOGIA	33
2.1 PLAN EXPERIMENTAL	33
2.1.1 Variables de respuesta.....	33
2.1.2 Variables independientes.....	34
2.1.3 Otras variables.....	35
2.1.4 Caracterización de emulsiones.	35
2.2 EVALUACIÓN EXPERIMENTAL.....	35
2.2.1 Fluidos utilizados.	35
2.2.2 Equipos utilizados.....	38
2.2.3 Especificaciones de las variables.....	39
2.3 ANÁLISIS Y TRATAMIENTO DE DATOS	40

2.3.1 Clasificación de las variables de respuesta.	40
2.3.2 Herramientas estadísticas y matemáticas empleadas	41
2.4 VALIDACIÓN DE LOS MODELOS OBTENIDOS	42
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	43
3.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS EMULSIONES PREPARADAS	43
3.1.2 Tipo de emulsión.....	43
3.1.3 Determinación de la fracción volumétrica de agua.....	43
3.1.4 Distribución de tamaño de gotas de fase dispersa (agua).....	43
3.2 COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE FLUIDOS Y EMULSIONES	47
3.2.1 Curvas de caída de presión.....	47
3.2.2 Curvas de flujo.	50
3.2.3 Curvas reológicas.....	52
3.3 COMPORTAMIENTO DE FASES DE FLUIDOS Y EMULSIONES	54
3.3.1 Densidad.	54
3.3.2 Presión de burbuja.....	56
4. DESARROLLO DE MODELOS MATEMÁTICOS EMPIRICOS.....	60
4.1 CLASIFICACIÓN DE LAS VARIABLES DE RESPUESTA	60
4.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO	60
4.2.1 Gráficos de Daniel y diagramas de Pareto.....	60
4.3 DESARROLLO Y VALIDACIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS.....	70
4.3.1 Análisis gráfico.....	70
4.3.2 Modelo propuesto.....	74
4.3.3 Regresión multivariada.....	75
4.3.4 Análisis de los parámetros del modelo.....	76
4.3.5 Validación y evaluación de la capacidad predictiva del modelo propuesto.....	81
4.3.6 Validación de las ecuaciones para el cálculo de los parámetros del modelo propuesto.	88
CONCLUSIONES	92
RECOMENDACIONES	94
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	95
ANEXOS	102

LISTA DE TABLAS

- Tabla 1. Correlaciones para la predicción de la viscosidad relativa de hidrocarburos a temperatura constante 31
- Tabla 2. Correlaciones para la predicción de la viscosidad relativa de hidrocarburos a temperatura variable 31
- Tabla 3. Propiedades de los fluidos utilizados 36
- Tabla 4. Composiciones totales de los fluidos vivos sintéticos utilizados, determinadas mediante técnica de cromatografía de gas 37
- Tabla 5. Valores de referencia para la precisión experimental aceptada para las variables de respuesta estudiadas 41
- Tabla 6. Resumen de las fracciones volumétricas de agua () para los fluidos y emulsiones preparadas 45
- Tabla 7. Resumen de resultados de viscosidad obtenidos para el Fluido C y sus emulsiones, medida a una temperatura de 140°F (60°C) 55
- Tabla 8. Resumen de resultados de viscosidad obtenidos para las emulsiones del Fluido E, medida a una temperatura de 140°F (60°C) 55
- Tabla 9. Resumen de resultados de viscosidad obtenidos para las emulsiones del Fluido F, medida a una temperatura de 140°F (60°C) 56
- Tabla 10. Resultados de las simulaciones y de las mediciones de presión de burbuja para los fluidos evaluados a diferentes fracciones volumétricas de agua. (A una temperatura de 140°F - 60°C-) 59
- Tabla 11. Porcentaje de variación para la viscosidad del Fluido C a diferentes fracciones volumétricas de agua. (A una temperatura de 140°F -60°C-) 61
- Tabla 12. Porcentaje de variación para la viscosidad del Fluido E a diferentes fracciones volumétricas de agua. (A una temperatura de 140°F -60°C-) 61
- Tabla 13. Porcentaje de variación para la viscosidad del Fluido F a diferentes fracciones volumétricas de agua. (A una temperatura de 140°F -60°C-) 61
- Tabla 14. Porcentaje de variación para la densidad del Fluido C a diferentes fracciones volumétricas de agua. (A una temperatura de 140°F -60°C-) 62

Tabla 15. Porcentaje de variación para la densidad del Fluido E a diferentes fracciones volumétricas de agua. (A una temperatura de 140°F -60°C-) 62

Tabla 16. ANOVA para los datos de viscosidad del Fluido C y sus emulsiones 66

Tabla 17. ANOVA modificado para los datos de viscosidad del Fluido C y sus emulsiones 67

Tabla 18. ANOVA para los datos de viscosidad de emulsiones del Fluido E 68

Tabla 19. ANOVA modificado para los datos de viscosidad del las emulsiones del Fluido E 68

Tabla 20. ANOVA para los datos de viscosidad del Fluido F y sus emulsiones 69

Tabla 21. ANOVA modificado para los datos de viscosidad de las emulsiones del Fluido F. 69

Tabla 22. Resumen de datos empleados para la realización de la regresión multivariada 75

Tabla 23. Parámetros del modelo obtenidos por regresión multivariada para cada uno de los fluidos evaluados 76

Tabla 24. Ecuaciones obtenidas para la relación existente entre los parámetros del modelo y las propiedades evaluadas. 81

Tabla 25. Datos de validación del modelo propuesto para el Fluido C 83

Tabla 26. Datos para la evaluación de la capacidad predictiva del modelo propuesto para el Fluido C 83

Tabla 27. Datos de validación del modelo propuesto para el Fluido E 85

Tabla 28. Datos para la evaluación de la capacidad predictiva del modelo propuesto para el Fluido E 85

Tabla 29. Datos de validación del modelo propuesto para el Fluido F 87

Tabla 30. Datos para la evaluación de la capacidad predictiva del modelo propuesto para el Fluido F 87

Tabla 31. Fluidos utilizados para la validación de los parámetros del modelo propuesto 88

Tabla 32. Propiedades del Fluido G 89

Tabla 33. Parámetros del modelo calculados a partir de las propiedades del Fluido G 89

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1. Proceso para la obtención de las fracciones SARA de un crudo 21
- Figura 2. Estructura hipotética de la molécula de asfalteno 21
- Figura 3. Morfología de diferentes tipos de emulsiones 23
- Figura 4. Esquema del plan experimental establecido 34
- Figura 5. Secuencia de la evaluación experimental 36
- Figura 6. Secuencia para el análisis y tratamiento de datos 40
- Figura 7. Microfotografías a temperatura ambiente, tomadas a las emulsiones agua-en-aceite (W/O) preparadas a partir de los fluidos evaluados. (a) Fluido C ($\phi = 0.24$); (b) Fluido E ($\phi = 0.23$); (c) Fluido F ($\phi = 0.26$) 44
- Figura 8. Distribución de tamaño de gota de las emulsiones del Fluido C ($\phi = 0.11, 0.16$ y 0.24)...45
- Figura 9. Distribución de tamaño de gota de las emulsiones del Fluido E ($\phi = 0.11$ y 0.23) 46
- Figura 10. Distribución de tamaño de gota de las emulsiones del Fluido F ($\phi = 0.17$ y 0.26) 46
- Figura 11. Perfil de caída de presión a 3514.7 psia (24.2 MPa) para el Fluido C y sus emulsiones ($\phi = 0, 0.11, 0.16$ y 0.24), medido a una temperatura de 140°F (60°C) 48
- Figura 12. Perfil de caída de presión a 3514.7 psia (24.2 MPa) para las emulsiones del Fluido E ($\phi = 0.02, 0.12$ y 0.23), medido a una temperatura de 140°F (60°C) 48
- Figura 13. Perfil de caída de presión a 3514.7 psia (24.2 MPa) para las emulsiones del Fluido F ($\phi = 0.02, 0.17$ y 0.26), medido a una temperatura de 140°F (60°C) 49
- Figura 14. Curva de flujo a 3514.7 psia (24.2 MPa) para el Fluido C y sus emulsiones ($\phi = 0, 0.11, 0.16$ y 0.24), medida a una temperatura de 140°F (60°C) 50
- Figura 15. Curva de flujo a 3514.7 psia (24.2 MPa) para las emulsiones del Fluido E ($\phi = 0.02, 0.12$ y 0.23), medida a una temperatura de 140°F (60°C) 51
- Figura 16. Curva de flujo a 3514.7 psia (24.2 MPa) para las emulsiones del Fluido F ($\phi = 0.02, 0.17$ y 0.26), medida a una temperatura de 140°F (60°C) 51
- Figura 17. Curva de viscosidad vs presión para las diferentes velocidades de deformación y contenidos de agua evaluados para el Fluido C y sus emulsiones ($\phi = 0, 0.11, 0.16$ y 0.24), medida a una temperatura de 140°F (60°C) 52

Figura 18. Curva de viscosidad vs presión para las diferentes velocidades de deformación y contenidos de agua evaluados para las emulsiones del Fluido E ($\phi = 0.02, 0.12$ y 0.23), medida a una temperatura de 140°F (60°C) 53

Figura 19. Curva de viscosidad vs presión para las diferentes velocidades de deformación y contenidos de agua evaluados para las emulsiones del Fluido F ($\phi = 0.02, 0.17$ y 0.26), medida a una temperatura de 140°F (60°C) 53

Figura 20. Comportamiento de la densidad del Fluido C a diferentes fracciones volumétricas de agua, determinado a una temperatura de 140°F (60°C) 57

Figura 21. Comportamiento de la densidad del Fluido E a diferentes fracciones volumétricas de agua, determinado a una temperatura de 140°F (60°C) 57

Figura 22. Resultados del análisis estadístico realizado al Fluido C. (a) Gráfico de Daniel. (b) Diagrama de Pareto 63

Figura 23. Resultados del análisis estadístico realizado al Fluido E. (a) Gráfico de Daniel. (b) Diagrama de Pareto 64

Figura 24. Resultados del análisis estadístico realizado al Fluido F. (a) Gráfico de Daniel. (b) Diagrama de Pareto 65

Figura 25. Logaritmo natural de la viscosidad Vs la fracción volumétrica de agua para las emulsiones del Fluido C. (A una temperatura de 140°F . 60°C -) 71

Figura 26. Logaritmo natural de la viscosidad Vs la fracción volumétrica de agua para las emulsiones del Fluido E. (A una temperatura de 140°F . 60°C -) 71

Figura 27. Logaritmo natural de la viscosidad vs la fracción volumétrica de agua para las emulsiones del Fluido F a una velocidad de deformación de 58 s^{-1} . (A una temperatura de 140°F . 60°C -) 72

Figura 28. Curva de viscosidad vs presión para el Fluido C y sus emulsiones ($\phi = 0.11, 0.16$ y 0.24). (A una temperatura de 140°F . 60°C -) 73

Figura 29. Curva de viscosidad vs presión para las emulsiones del Fluido E ($\phi = 0.02, 0.12$ y 0.23). (A una temperatura de 140°F . 60°C -) 73

Figura 30. Curva de viscosidad Vs presión para las emulsiones del Fluido F ($\phi = 0.02, 0.17$ y 0.26). (A una temperatura de 140°F . 60°C -) 74

Figura 31. Representación gráfica de la relación existente entre la constante A y la gravedad API..... 77

Figura 32. Representación gráfica de la relación existente entre el coeficiente B y el porcentaje en peso de asfaltenos 78

Figura 33. Representación gráfica de la relación existente entre el coeficiente C y la gravedad API 79

Figura 34. Representación gráfica de la relación existente entre el coeficiente D y la gravedad API, el GOR y el contenido de asfaltenos 80

Figura 35. Representación gráfica de la validación del modelo propuesto para el Fluido C 82

Figura 36. Representación gráfica de la validación del modelo propuesto para el Fluido E 84

Figura 37. Representación gráfica de la validación del modelo propuesto para el Fluido F86

Figura 38. Verificación de la relación existente entre la concentración de asfaltenos y la respuesta de la viscosidad a cambios de presión 89

Figura 39. Validación de las ecuaciones para el cálculo de los parámetros y del modelo propuesto, utilizando el Fluido G. Barras de error del 10%.....90

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Curvas de caída de presión para los fluidos y emulsiones evaluadas en el presente trabajo de investigación. 102

ANEXO B. Curvas de flujo para los fluidos y emulsiones evaluadas en el presente trabajo de investigación. 106

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN DE EMULSIONES AGUA-EN-ACEITE SOBRE LA VISCOSIDAD Y LAS PROPIEDADES PVT EN CRUDOS PESADOS *

AUTOR: Libia Sofía Sandoval Rodríguez **

PALABRAS CLAVE: EMULSIONES, REOLOGÍA, CRUDOS VIVOS PESADOS, VISCOSÍMETRO CAPILAR, YACIMIENTO DE PETRÓLEO, COMPORTAMIENTO DE FASES DE HIDROCARBUROS.

DESCRIPCIÓN:

Se prepararon emulsiones estables con contenidos de agua hasta de 26% en volumen a partir de aceites vivos pesados y extra-pesados usando un equipo desarrollado recientemente en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A. Este equipo permite preparar emulsiones de agua-en-aceite a condiciones de yacimiento sin afectar la composición global del hidrocarburo. Estas emulsiones se utilizaron para la evaluación del comportamiento de fases y del comportamiento reológico. Se usó un viscosímetro capilar para estudiar el comportamiento reológico de las emulsiones a diferentes velocidades de deformación y a presiones hasta de 24.2 MPa (3500 psia). Los resultados experimentales permiten concluir que las emulsiones preparadas y evaluadas tienen un comportamiento Newtoniano para los contenidos de agua, velocidades de deformación, presiones y temperatura (60 °C) estudiadas. Para estas emulsiones, también se observó un comportamiento logarítmico de la viscosidad con respecto a la presión y al contenido de agua. Para la evaluación del comportamiento de fases de las emulsiones preparadas se utilizó una celda PVT libre de mercurio. Los resultados obtenidos permiten concluir que la densidad y la presión de burbuja de crudos pesados no se ven afectadas de manera significativa por la presencia de agua emulsionada para los contenidos de agua, presiones y temperatura (60 °C) utilizadas en el presente estudio.

* Trabajo de investigación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Maestría en Ingeniería Química. Ramiro Martínez-Rey y Wilson Antonio Cañas-Marín.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE VISCOSITY AND THE PVT PROPERTIES OF WATER-IN-HEAVY OIL EMULSIONS *

AUTHOR: Libia Sofía Sandoval Rodríguez **

KEYWORDS: emulsions, rheology, heavy live oil, capillary viscometer, petroleum reservoir, hydrocarbon phase behavior.

DESCRIPTION

Stable emulsions were prepared with heavy and extra-heavy live oils by using a set-up recently developed at the Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A.; this equipment permits to prepare water-in-oil emulsions at reservoir conditions without any change on the overall hydrocarbon composition. The live fluids emulsions were prepared with water contents up to 26% in volume and they were used with the purpose of studying the phase behavior and the rheological behavior. Then, a capillary viscometer was used to study the rheological behavior of these emulsions at different shear rates and high pressures up to 24.2 MPa (3500 psia). The experimental results permit to conclude that the prepared and evaluated emulsions have a Newtonian behavior for the conditions of water contents, shear rates, pressures and temperature (60 °C) here studied. For these emulsions, a logarithmic behavior of the viscosity with respect to pressure and water content was also observed. Evaluations of the phase behavior were carried out using a mercury free PVT cell; the obtained results allow concluding that the density and the bubble pressure show a very low sensitivity at the emulsified water presence for water contents, pressures and temperature (60 °C) used in the present research work.

* Research Work

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Maestría en Ingeniería Química. Ramiro Martínez-Rey y Wilson Antonio Cañas-Marín.

INTRODUCCIÓN

El análisis PVT (Presión, Volumen, Temperatura) es el estudio de los cambios en volumen de un fluido como función de la presión, la temperatura y la composición. Uno de los objetivos principales de estos análisis, es obtener información esencial acerca del comportamiento termodinámico y de la viscosidad que tendría el fluido, tanto en el yacimiento como en superficie. Un buen entendimiento de este comportamiento es la base para la simulación de yacimientos, la estimación de recobro de hidrocarburos, el cálculo de reservas, el completamiento de pozos y el diseño de facilidades de superficie, entre otros. En todo lo anterior, la viscosidad es una propiedad esencial para comprender el transporte, y por ende la producción, que tendría el fluido desde yacimiento hasta superficie.

Idealmente, la viscosidad y las propiedades PVT se determinan mediante análisis de laboratorio que debieran ser realizados a muestras representativas del yacimiento tomadas en el fondo de pozo, es decir, hidrocarburos con gas en solución, los cuales son convencionalmente denominados «fluidos vivos». Desafortunadamente, muchas de estas muestras de hidrocarburo se encuentran generalmente formando emulsiones tipo agua-en-crudo, con el agua presente en el yacimiento o en las tuberías de producción. Este tipo de emulsiones se presentan frecuentemente, debido a que el agua forma parte integral de los fluidos del yacimiento y gracias a la existencia de diversos mecanismos que favorecen la dispersión de una fase en la otra; los cuales se presentan a nivel de reservorio, en las líneas durante los procesos de producción, o, durante la perforación, cuando ésta se realiza con lodo basado en agua.

En el estado emulsificado, el área interfacial entre las gotas dispersas y la fase continua representa un incremento en la energía libre del sistema; por lo tanto, las emulsiones son termodinámicamente inestables y tenderán a minimizar el área interfacial, favoreciendo la obtención de fases separadas. Sin embargo, debido a que los hidrocarburos contienen un buen número de componentes que tienen actividad interfacial y actúan como surfactantes naturales, las emulsiones tipo agua-en-aceite logran tener estabilidad cinética. Dicha estabilidad puede llegar a ser muy fuerte, de tal manera que el rompimiento total de la emulsión no puede lograrse mediante métodos convencionales, como por ejemplo, métodos térmicos o métodos mecánicos y por lo tanto se necesita de métodos más agresivos que pudieran llegar a afectar la composición total del fluido.

En general, el proceso para deshidratar muestras de fondo («fluido vivo») es muy complejo, debido a la necesidad de preservar la calidad y representatividad del fluido. Adicionalmente, la mayoría de las técnicas de deshidratación son aplicables sólo a condiciones ambiente, lo cual no es factible para muestras de fondo que han sido muestreadas a altas presiones y altas temperaturas. Por otra parte, se ha observado experimentalmente en el Laboratorio PVT del Instituto Colombiano del

Petróleo, la existencia de emulsiones de agua-en-crudo pesado vivo, que tienen una gran estabilidad y en algunos casos la cantidad de agua emulsionada no ha podido disminuirse sustancialmente, a pesar de ser sometidas a tratamientos térmicos por largos periodos de tiempo, aún de meses.

Nagarajan y otros en su estudio realizado para Exxon Mobil en 2007, propusieron un método para el tratamiento de emulsiones de diferentes tipos de fluidos, con el fin de obtener muestras con contenidos de agua menores al 1% en volumen, a fin de garantizar la confiabilidad de los datos obtenidos experimentalmente; sin embargo, en dicho estudio no se mencionan de manera explícita las implicaciones de utilizar datos experimentales medidos con fluidos que tengan mayores contenidos de agua. Adicionalmente, en la literatura abierta se encuentran muy pocos estudios acerca del efecto del agua sobre el comportamiento de fases de fluidos de yacimiento (Zuo et al., 1996, de Hemptinne et al., 1998, Kokal et al., 2003, Li y Ngheim, 1986) y los datos experimentales son escasos para soportar algunas de las conclusiones.

Por otra parte, se ha demostrado que si se realiza la medición de la viscosidad de una emulsión agua-en-crudo, se obtendrían valores sobreestimados, debido a que la viscosidad de este tipo de emulsiones es sustancialmente mayor que la del hidrocarburo deshidratado (Pal y Rhodes, 1985 y 1989; Johnsen y Rønningsen, 2003). Gracias a este conocimiento, se han publicado un buen número de correlaciones para la viscosidad de emulsiones, las cuales han sido desarrolladas para crudos muertos (sin gas en solución) y por tanto no contemplan el efecto de la presión. En la literatura se encuentran predicciones de la viscosidad de emulsiones de fluidos vivos a diferentes condiciones de presión y temperatura, utilizando un modelo isotérmico (Johnsen y Rønningsen, 2003), los errores obtenidos fueron en algunos casos superiores al 100%, es posible que la desviación se deba a que el modelo utilizado (Rønningsen, 1995) no incluye el término presión. Adicionalmente, reportes experimentales de mediciones de viscosidad de emulsiones bajo presión han sido escasos en la literatura y los datos reportados usualmente no exceden 1500 psia (Johnsen y Rønningsen, 2003; Kokal y Alvarez, 2003; Alboudwarej et al., 2005; Memon et al., 2010).

Todo lo anterior, motivó el planteamiento del presente estudio cuyo objetivo es la evaluación de propiedades reológicas y termodinámicas (presión de burbuja y densidad) de emulsiones de agua-en-crudo pesado vivo. Durante el desarrollo del presente estudio se prepararon emulsiones estables a partir de fluidos vivos, en un equipo desarrollado recientemente en el Instituto Colombiano del Petróleo. Dicho equipo permite emulsionar agua con crudo pesado, a condiciones de yacimiento, manteniendo constante la composición del hidrocarburo.

En el Capítulo 1 se presenta el marco conceptual, donde se muestran las bases del conocimiento que permitieron desarrollar el presente trabajo; en dicho capítulo se presentan conceptos básicos sobre fluidos de yacimiento, emulsiones y análisis PVT.

En el Capítulo 2 se muestra la planeación y metodología para la evaluación experimental, donde se detallan las variables evaluadas, los equipos utilizados y los fluidos analizados. Igualmente, se muestra la metodología empleada para el análisis y tratamiento de datos y se especifican las herramientas estadísticas y matemáticas empleadas durante el estudio.

En el Capítulo 3 se presentan los resultados obtenidos a partir de la experimentación realizada; básicamente, la caracterización de las emulsiones preparadas y los resultados del comportamiento reológico y termodinámico de los fluidos y emulsiones estudiadas.

El Capítulo 4 es el capítulo central del presente trabajo, puesto que en él se cuantifica el efecto de la presencia de agua emulsionada sobre las variables estudiadas. Igualmente se muestra la aplicación de herramientas estadísticas (Gráfico de Daniel, Diagrama de Pareto, Análisis de varianza) y matemáticas (regresión multivariada) para la obtención de modelos, que una vez evaluados, se encontró que tienen una muy buena capacidad predictiva.

OBJETIVOS

Objetivo General

Evaluar el impacto del contenido de agua emulsionada sobre la viscosidad y las propiedades PVT y establecer modelos matemáticos para su predicción, en crudos pesados vivos con diferentes contenidos de agua dispersa.

Objetivos Específicos

Evaluar a partir de datos experimentales, el efecto de la presencia de agua emulsionada sobre el comportamiento reológico de crudos pesados vivos con diferentes contenidos de agua.

Evaluar el efecto de la presencia de agua emulsionada sobre las propiedades PVT, a partir de datos experimentales obtenidos para crudos pesados vivos con diferentes contenidos de agua.

Establecer modelos matemáticos para la predicción de la viscosidad a condiciones de yacimiento, en crudos pesados vivos con diferentes contenidos de agua emulsionada.

1. MARCO CONCEPTUAL

1.1 FLUIDOS DE YACIMIENTO

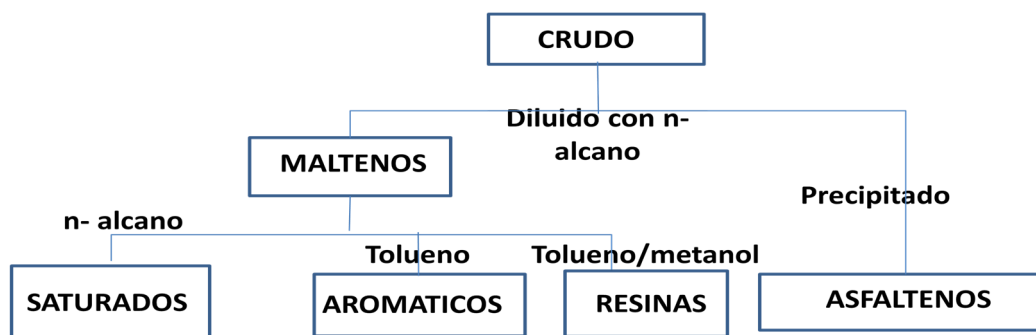
En un yacimiento básicamente se pueden encontrar tres tipos de fluidos: hidrocarburos líquidos, hidrocarburos gaseosos y agua. Los hidrocarburos líquidos pueden ser de tipo aceite negro, aceite volátil, crudos pesados y crudos extrapesados; los hidrocarburos gaseosos pueden ser gases secos, gases húmedos y gases condensados (McCain, 1990); el agua asociada a hidrocarburos puede ser agua dulce, salada o una mezcla de las dos (André, 2009).

1.1.1 Hidrocarburos Líquidos. En general, los fluidos de yacimiento pueden contener una variedad de compuestos de diferente naturaleza química que incluyen hidrocarburos y no hidrocarburos. Los compuestos hidrocarburos pueden ser tan ligeros como el metano o tan pesados que pueden llegar a contener hasta cien o más átomos de carbono. Los componentes no hidrocarburos que se encuentran principalmente son nitrógeno, dióxido de carbono y compuestos azufrados. Adicionalmente en los hidrocarburos se encuentran trazas de metales como níquel, hierro y vanadio (Firoozabadi, 1999).

Cuando un hidrocarburo líquido se encuentra a condiciones de yacimiento y éste no ha perdido presión por efectos de la producción, es decir se encuentra a una condición de presión y temperatura por encima de la presión de burbuja del fluido, el hidrocarburo se denomina convencionalmente como fluido vivo y corresponde a una fase homogénea. Cuando la presión del fluido cae por debajo de su presión de burbuja, los componentes livianos empiezan a liberarse en forma de gas, quedando una fase líquida rica en componentes más pesados; cuando se alcanza una condición tal (normalmente 14.7 psia y 60°F) en la que todo el gas ha sido liberado, el aceite residual se conoce como aceite muerto (Pedersen y Christensen, 2007).

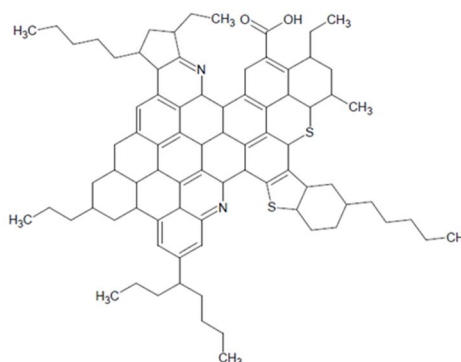
Es bien conocido que los hidrocarburos son una mezcla de naturaleza compleja para la cual no es posible determinar los constituyentes moleculares. Para estudios composicionales, el aceite muerto usualmente se divide en cuatro grupos de moléculas, las cuales convencionalmente se conocen como fracciones SARA (ver Figura 1): saturados (incluye ceras), aromáticos, resinas y asfaltenos. Para obtener las diferentes fracciones SARA, el crudo inicialmente se separa por solubilidad en maltenos y asfaltenos; los maltenos también llamados crudo desasfaltado, contienen todas las fracciones solubles en solventes parafínicos-saturados, aromáticos y resinas (Spieker, 2001).

Figura 1. Proceso para la obtención de las fracciones SARA de un crudo. Fuente: Spieker, 2001.



De todas las fracciones del crudo, los asfaltenos han ganado interés gracias al conocimiento que se ha adquirido sobre el efecto de estos constituyentes, tanto, en el desempeño de crudos pesados, como en la formación de sus emulsiones. Estos compuestos son considerados los más polares de las cuatro fracciones, normalmente son caracterizados por tener anillos aromáticos, pequeñas cadenas alifáticas y heteroátomos polares; muchos estudios han indicado la presencia de ácidos carboxílicos, carbonilos, fenoles y nitrógeno pirrólico y piridínico (Barbour y Petersen, 1974; Moschopedis y Speight, 1976). Una de las muchas estructuras hipotéticas formuladas en la literatura para la molécula de asfalto se muestra en la Figura 2.

Figura 2. Estructura hipotética de la molécula de asfalto. Fuente: Spieker, 2001.



1.1.2 Agua. En un yacimiento de hidrocarburos, el agua presente se denomina agua de formación+la cual puede ser connata (agua salada) o meteórica (agua dulce) o una mezcla de las dos; puede estar presente como agua libre o agua emulsionada; cuando se encuentra en estado emulsionado el agua puede estar presente hasta en un 30% (André, 2009).

Las aguas connatas generalmente se encuentran en forma de soluciones saturadas de calcio, magnesio, sulfatos y cloruros (de sodio y magnesio). Su origen se ha aceptado que está relacionado con muchos procesos naturales, algunas se encuentran a grandes profundidades y fueron atrapadas durante la sedimentación; por tanto, el agua está presente en todos los sedimentos que contienen materia orgánica que se transformó en petróleo. Por otra parte, las aguas meteóricas corresponden a aguas dulces que se han infiltrado a los yacimientos y son provenientes de aguas superficiales (Ostroff, 1979).

Existen dos propiedades de interés en la evaluación de aguas asociadas a hidrocarburos y que están relacionadas con la formación de emulsiones: el pH y la salinidad. El pH es controlado por los iones y gases disueltos, la mayoría de aguas de formación son tamponadas por un sistema bicarbonato-dióxido de carbono el cual es efectivo en un rango de pH de 4.5 a 8 (Ostroff, 1979). La salinidad está relacionada con los iones disueltos, los cuales juegan un papel importante en la deformación y ruptura de las gotas puesto que permiten la existencia de gradientes de tensión interfacial, los cuales son cruciales para la formación de emulsiones estables (Behin, 2011).

Considerando la solubilidad de los gases, los que están disueltos en agua reflejan la composición del petróleo asociado; por tanto, es posible encontrar agua saturada o supersaturada con hidrocarburos gaseosos. Los principales compuestos que se hallan disueltos son: nitrógeno, dióxido de carbono, metano, etano, propano, butano y pentano; sin embargo, existe evidencia de la presencia de hidrocarburos de mayor peso molecular (C_{12} a C_{14}) presentes como una suspensión coloidal fina (Collins, 1975).

Debido a que el presente trabajo de investigación no está enfocado a la evaluación de las propiedades del agua y su efecto sobre la estabilidad de emulsiones, se utilizó un agua de formación sintética neutra, sin gas disuelto y con una salinidad conocida.

1.2 EMULSIONES DE HIDROCARBUROS

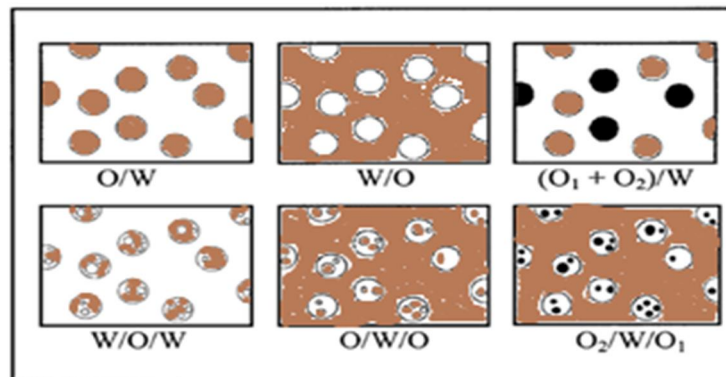
Dos terceras partes de los crudos del mundo se producen en forma de emulsión. Tales crudos se producen principalmente como emulsiones agua en aceite más que como emulsiones aceite en agua debido a los fenómenos que ocurren durante la producción. En los últimos cuarenta años se han llevado a cabo muchos estudios para tratar de entender estos sistemas complejos; sin embargo, aún hay muchas preguntas sin responder relacionadas con el comportamiento de este tipo de emulsiones. Dicha complejidad está relacionada con la composición de las moléculas surfactantes contenidas en el crudo, las cuales incluyen un gran rango de estructuras químicas y pesos moleculares (Langevin et al., 2004).

1.2.1 Morfología de emulsiones. Las emulsiones se consideran dispersiones especiales líquido-líquido. Están generalmente conformadas por dos fluidos inmiscibles, uno disperso en el otro, en presencia de un agente con actividad superficial (Griffin, 1965; Leal Calderon et al., 2007; Eccleston, 2002).

La morfología (tipo de emulsión) está definida por la forma como se encuentran dispuestas la fase dispersa y la fase continua en la emulsión. Cuando la fase dispersa es el agua, se denomina emulsión agua en aceite (W/O); cuando la fase dispersa es el aceite, se denomina emulsión aceite en agua (O/W) y cuando el agua o el aceite se encuentran simultáneamente como fase dispersa y continua, se denominan emulsiones múltiples (W/O/W, O/W/O u otras).

La morfología es la característica más básica de una emulsión y suele determinarse por métodos cualitativos basados en la observación al microscopio. La morfología de algunos tipos de emulsión se muestra en la Figura 3.

Figura 3. Morfología de diferentes tipos de emulsiones. Fuente: Peña, A.A, 2004.



1.2.2 Estabilidad de emulsiones. La estabilidad cinética de las emulsiones es una consecuencia del pequeño tamaño de las gotas y la presencia de películas interfaciales alrededor de las mismas, las cuales experimentan fuerzas de repulsión (Goodwin, 2004). En la mayoría de los casos, las emulsiones agua en aceite (W/O) son más estables que las emulsiones aceite en agua (O/W), debido al hecho que las películas formadas entre el aceite y el agua son más rígidas y estables que las formadas para emulsiones aceite en agua. Generalmente, la adsorción de películas surfactantes en la interface disminuye la tensión interfacial por reducción de la energía de interacción molecular a través de la interface (Abou-Kassem y Farouq-Ali, 1986).

De acuerdo con su grado de estabilidad cinética, las emulsiones pueden clasificarse en emulsiones sueltas, medias y apretadas. Una emulsión suelta se separa en pocos minutos, una emulsión

media se separa en un poco más de diez minutos y finalmente una emulsión apretada se separa algunas veces sólo parcialmente en horas o aun días (Schramn, 2000).

Es bien conocido que la estabilidad de las emulsiones se ve afectada tanto por la proporción relativa entre la fase dispersa y la fase continua, como por las propiedades del agua y del aceite. Típicamente, para emulsiones de agua en aceite, la máxima estabilidad se encuentra a bajos porcentajes de agua, cuando las gotas tienen mucha menos oportunidad de unirse a otras gotas y coalescer (Leal Calderon et al., 2007).

Estudios realizados (Kokal, 2005 y Tian, 2008) han concluido que el pH de la fase acuosa es importante en las emulsiones de hidrocarburo, debido a su efecto sobre la estabilidad. Gracias a que los crudos tienen ácidos orgánicos, una fase acuosa alcalina puede afectar la cantidad y tipo de material agrupado en las películas interfaciales. Por otra parte, una disminución en el pH de la fase acuosa genera disminución en las cargas electrostáticas de la superficie de las gotas, de manera que el potencial repulsivo entre ellas se puede reducir significativamente (Tian, 2008). Además el pH del agua afecta la rigidez de las películas interfaciales (Kokal, 2005).

En cuanto a las propiedades de la fase aceite, algunos autores (Czarnecki, y Moran, 2005; Kokal, 2005; Kumar et al., 2001; Li et al., 2002; Spiecker, 2003; Wu et al., 1999; Yang y Czarnecki, 2004) consideran que sólo los componentes presentes en el hidrocarburo líquido, tienen efecto sobre la estabilidad de las emulsiones de petróleo, por tanto la mayoría del trabajo experimental se ha desarrollado para ~~aceites muertos~~; sin embargo, estudios realizados (Alboudwarej et al., 2005; Auflem, 2002) han demostrado que también es necesario considerar los hidrocarburos presentes en la fase gas.

Con respecto al hidrocarburo líquido, es aceptado que la actividad interfacial está íntimamente relacionada con la estabilidad de las emulsiones, debido a la película formada por adsorción de los surfactantes naturales del crudo sobre las gotas emulsificadas. Algunos estudios (Czarnecki y Moran, 2005; Kumar, et al., 2001; Spiecker et al., 2003) han atribuido actividad interfacial sólo a las moléculas de asfalteno; no obstante, otras investigaciones (Gao, 2010; Kokal, 2005; Li et al., 2002; Yang y Czarnecki, 2004) han encontrado que en la fracción de maltenos también existen compuestos superficialmente activos. Con respecto al efecto de los componentes livianos del crudo presentes en la fase gas, Auflem en 2002 encontró que las muestras con los menores contenidos de gas, y probablemente como resultado de la alta viscosidad ocasionada por la pérdida de livianos, presentaron una emulsificación menos completa, con creación de un gran número de gotas relativamente grandes, las cuales se separan en pocos minutos, mientras que las emulsiones con más contenido de gas presentaron mayor estabilidad. Resultados similares fueron reportados por Alboudwarej et al. en 2005 en su estudio realizado a crudos pesados vivos.

Desde un punto de vista práctico, la determinación de la estabilidad es una de las pruebas más importantes que se debe llevar a cabo a una emulsión. Esta determinación puede realizarse empleando el método no normalizado denominado como «prueba de botella», el cual se realiza mediante dilución, aplicación de un químico demulsificante y agitación; este método es aplicable únicamente a aceites muertos. Para el caso de fluidos vivos, debido a la necesidad de mantener este tipo de emulsiones a condiciones de alta presión y alta temperatura a fin de mantener su integridad, la única técnica que puede emplearse es la cuantificación del tiempo en el cual el agua se separa de la emulsión de manera natural.

En cuanto a la reología interfacial, la cual es la medida de la elasticidad y viscosidad de las películas interfaciales que se forman sobre las superficies líquidas, se puede decir que juega un papel muy importante en la estabilidad de las emulsiones de agua en crudo y por ende en los mecanismos de demulsificación. El estudio de las propiedades de las películas interfaciales provee información sobre la compresibilidad y estabilidad de dichas capas, esta información puede correlacionarse con la formación de emulsiones estables; así, una película rígida previene la ruptura de la emulsión, mientras que las películas altamente compresibles son más fáciles de romper (Sjöblom, 2006).

1.2.3 Preparación de emulsiones. A pesar de que el efecto de las condiciones de operación durante la preparación de emulsiones no formó parte de los objetivos del presente trabajo de investigación, a continuación se presentan los aspectos más relevantes a tener en cuenta, a fin de contextualizar su impacto sobre la estabilidad; propiedad que permite garantizar que una emulsión puede ser sometida a pruebas de laboratorio, sin que su integridad se vea afectada.

En general, la preparación de emulsiones puede llevarse a cabo mediante varios mecanismos, los cuales consisten en forzar los dos fluidos inmiscibles (agua y crudo) a que experimenten un esfuerzo de corte que permita la dispersión de un fluido en el otro, es decir, la creación de área interfacial. A este respecto, se encuentra bien entendido que existe un impacto de las variables de operación del proceso (presión, temperatura, velocidad y tiempo de mezclado) sobre los mecanismos de estabilización y la cantidad de agua que puede emulsionarse en un crudo.

Tian en 2008 estableció que el tiempo y el método de mezclado son esenciales para hacer que una emulsión agua en aceite sea estable. Por su parte, Ashrafizadeh y Kamran en 2010, encontraron que para emulsiones de aceite en agua en presencia de un surfactante natural, incrementar la velocidad y el tiempo de mezclado aumenta la estabilidad de la emulsión, pues resulta en la producción de gotas pequeñas, las cuales aumentan el área interfacial y la interacción partícula-partícula. En cuanto al efecto de la presión y la temperatura, Kokal en 2008 estudió la

emulsificación de crudos a diferentes valores de estas variables entre condiciones de yacimiento y cabeza de pozo; en su estudio encontró que la disminución de las variables mencionadas favorece la obtención de emulsiones apretadas de agua en aceite y concluyó que las emulsiones se estabilizan durante el proceso de producción. El efecto de la temperatura se puede explicar debido a la alteración de la tensión interfacial y de la adsorción de los agentes surfactantes presentes en el crudo, además de la modificación de la viscosidad (Behin et al., 2011). Es importante mencionar que la presión del fluido no puede reducirse más allá de su presión de burbuja, debido a que la presencia de gas favorece la desestabilización de la emulsión (Auflem, 2002).

1.2.4 Métodos existentes para la separación de emulsiones. Existen dos etapas en la desestabilización de una emulsión: floculación y coalescencia. La floculación depende de la magnitud relativa de las fuerzas atractivas y repulsivas entre las gotas; se considera reversible y por tanto las fuerzas convectivas pueden romper los flóculos. Si las gotas colisionan y floculan, la fase continua entre ellas drena hasta que forma una capa delgada. La ocurrencia de la coalescencia incrementa el tamaño de las gotas, disminuye el número de gotas y eventualmente desestabiliza la emulsión (Aranberri et al., 2006).

La deshidratación de muestras de hidrocarburo tomadas en fondo de pozo (%fluidos vivos+) es necesaria para la determinación de propiedades PVT confiables que permitan la realización de análisis del comportamiento de un fluido (Memon et al., 2010) y para llevar a cabo un manejo eficiente de yacimientos (Nagarajan et al., 2007). Para los crudos pesados y extra-pesados, estos procesos de deshidratación son comúnmente muy complejos debido a la estabilidad de las emulsiones que forman; además, la mayoría de técnicas son aplicables sólo a condiciones atmosféricas (Memon et al., 2010); lo cual no es posible para muestras de %fluidos vivos+ que se han tomado a condiciones de alta presión y alta temperatura y por lo tanto deben analizarse bajo las mismas condiciones. Sin embargo, a manera ilustrativa se describen a continuación los diferentes métodos de deshidratación que han sido probados para emulsiones de hidrocarburos.

1.2.4.1 Método de segregación. La segregación es el método más simple y uno de los más antiguos que existen para separar dos fases inmiscibles; consiste en el aprovechamiento de la diferencia de densidades de las fases y de la fuerza de la gravedad para favorecer la separación. Cuanto mayor sea la diferencia de densidad entre la gota de agua y el crudo, mayor será la velocidad de segregación. Este método es ampliamente utilizado en la industria del petróleo a pesar de que para crudos pesados (donde la diferencia de densidades no es muy grande) se requieren largos tiempos de residencia y recipientes de gran tamaño (Stewart y Arnold 2009).

1.2.4.2 Métodos térmicos. La adición de calor debilita y rompe las películas entre el aceite y las gotas de agua por expansión de las últimas; por tanto, a mayor cantidad de calor agregado, se

espera mayor separación de las fases; sin embargo, existe un límite superior en cuanto a la cantidad de calor que se puede agregar al sistema, debido al hecho de que a alta temperatura las fracciones más volátiles del aceite se pueden vaporizar. Teniendo en cuenta que los fluidos de yacimiento se manejan a altas presiones, lo anterior no implica una limitación para la aplicación del método; de hecho la aplicación de ciclos de calentamiento-enfriamiento (Nagarajan et al., 2007), ha mostrado ser uno de los métodos más empleados para el tratamiento de emulsiones agua-en-aceite.

1.2.4.3 Métodos químicos. Consisten en la aplicación de un agente surfactante que interactúa tanto con la fase dispersa como con la fase continua induciendo su separación. Estos surfactantes son agentes con actividad superficial y corresponden generalmente a polímeros.

Debido a que las emulsiones agua en crudo contienen de manera natural un surfactante lipofílico, el tratamiento con agentes químicos se realiza con un surfactante hidrofílico (Salager, 1987). La acción de un agente surfactante una vez se ha adsorbido en la interfase agua-aceite, consiste básicamente en la inhibición de la formación de una película rígida o el debilitamiento de la película ya formada, volviéndola compresible (Marfisi y Salager, 2004).

1.2.4.4 Otros métodos. Uno de los mecanismos usualmente utilizados para la desestabilización de emulsiones es el tratamiento eléctrico; el cual consiste en aplicar un campo eléctrico para acelerar el proceso de acercamiento de la fase dispersa mediante el suministro de un voltaje entre dos electrodos. La fuerza resultante genera que la gota cargada se acerque al electrodo de carga opuesta y en su recorrido se lleve a cabo el contacto con otras gotas, formando cadenas debido al dipolo inducido (Chen et al., 1994).

Otra técnica eficiente para la separación de emulsiones de agua en aceite es la radiación con microondas, su efectividad se ha atribuido a los siguientes efectos: reducción de la viscosidad de la fase continua debido al incremento de la temperatura, lo cual favorece que las gotas se pongan en contacto (Fang et al., 1988 y Nilsen et al., 2001), reducción del espesor de la película interfacial debido a la expansión de la fase dispersa causada por el incremento de la presión interna de la gota de agua (Nilsen et al., 2001 y Xia et al., 2004), ruptura de puentes de hidrogeno entre las moléculas de agua y las moléculas de surfactante (Nilsen et al., 2001). El uso de ultrasonido acompañado con métodos mecánicos ha mostrado también ser un mecanismo eficiente para la separación de emulsiones (Varadaraj, 2003).

1.3 ANÁLISIS PVT

Para optimizar la producción de un campo petrolero, es esencial tener un amplio conocimiento de los cambios composicionales y volumétricos que se presentan en el fluido desde el yacimiento hasta superficie, así como el conocimiento de su movilidad durante este trayecto. La conexión desde el yacimiento hasta el pozo productor y de allí hasta superficie puede ser de varios kilómetros, por lo tanto las condiciones de presión y temperatura van disminuyendo, generando cambios volumétricos en el fluido. Las condiciones del yacimiento también pueden cambiar como resultado de la producción, por tanto un fluido de yacimiento en etapa exploratoria se encuentra aún en una sola fase; sin embargo, después del tiempo y debido a la pérdida de presión generada por la producción, el fluido puede llegar a estar en dos fases. Todos estos cambios que puede sufrir un fluido de yacimiento durante su vida productiva pueden evaluarse mediante un análisis PVT (Pedersen y Christensen, 2007).

Como se mencionó anteriormente, la simulación del comportamiento de un hidrocarburo desde yacimiento hasta superficie se realiza típicamente mediante un análisis de laboratorio, dicho análisis debe llevarse a cabo con muestras representativas del yacimiento; desafortunadamente, estas muestras de hidrocarburo se encuentran en muchas ocasiones formando emulsiones tipo agua en crudo con el agua de la formación. Nagarajan y otros en 2007 realizaron un estudio acerca de la importancia de la caracterización y el muestreo de fluidos de yacimiento en la generación de datos PVT para el manejo eficiente de yacimientos de hidrocarburos. Dentro del estudio propusieron un método para el tratamiento de muestras de diferentes tipos de fluidos, el cual consiste en la remoción tanto del agua libre como del agua emulsionada, con el fin de obtener muestras con contenidos de agua menores al 1% en volumen a fin de garantizar la confiabilidad de los datos experimentales obtenidos. En dicho estudio no se mencionan de manera explícita las implicaciones de obtener datos experimentales con fluidos que tengan mayores contenidos de agua.

Convencionalmente, un análisis PVT consta de unos ensayos de laboratorio bien establecidos mediante los cuales se evalúa el comportamiento de fases y la viscosidad.

1.3.1 Evaluación experimental del comportamiento de fases. La evaluación del comportamiento de fases de un fluido de yacimiento se lleva a cabo mediante la realización de los siguientes experimentos: Expansión a composición constante, Liberación diferencial de gas, Liberación instantánea de gas y Prueba de separador. La realización de las anteriores pruebas no ha sido normalizada; sin embargo, el principio teórico para su realización es de amplio

conocimiento en la industria del petróleo (McCain, 1990; Danesh, 1998; Ahmed, 2000; Whitson y Brulé, 2000; Pedersen y Christensen, 2007; Ali Nasser Khamis, 2008).

De las pruebas mencionadas anteriormente, sólo se profundizará sobre la expansión a composición constante y la liberación instantánea de gas, por ser los ensayos utilizados para la determinación de las propiedades de interés para el presente estudio.

La prueba de expansión a composición constante consiste en estudiar el fluido en un sistema hermético, para evaluar su respuesta en volumen ante cambios en presión a temperatura constante (normalmente la del yacimiento); la presión inicial suele ser la del yacimiento. En el ensayo, la presión del sistema se lleva hasta un valor que suele llamarse ~~presión~~ *presión de abandono*, la cual corresponde a la presión a la cual ya no es viable continuar la explotación; en este recorrido el fluido cae en dos fases puesto que la presión se lleva a valores menores a su punto de burbuja. (McCain, 1990; Danesh, 1998; Ahmed, 2000; Whitson y Brulé, 2000; Pedersen y Christensen, 2007; Ali Nasser Khamis, 2008). Este ensayo permite determinar la presión de burbuja del fluido y su densidad, utilizando para ello una celda PVT (ver detalles del equipo en la sección 2.2.2). La presión de burbuja del fluido se determina a partir del análisis de los puntos de presión contra volumen y corresponde al punto de presión en el cual se observa un aumento marcado en el volumen debido a la aparición de la fase gas.

La prueba de liberación instantánea de gas consiste en permitir que el fluido se separe en sus fases gas y aceite debido a que la presión del sistema se lleva hasta presión atmosférica. El gas y el aceite se recolectan y se llevan a condiciones estándar (14.7 psia y 60°F) para cuantificar su volumen. El aceite en esta condición se conoce normalmente como aceite de tanque (stock tank), lo cual significa que ya no tiene componentes livianos. (Whitson y Brulé, 2000; Pedersen y Christensen, 2007). El propósito de la prueba es determinar la composición total del fluido y cuantificar las cantidades relativas de gas y aceite (relación gas-aceite GOR [scf/STB . pies cúbicos estándar de gas por barril de aceite de stock tank -]), utilizando para ello un equipo denominado gasómetro (ver detalles del equipo en la sección 2.2.2).

1.3.2 Evaluación experimental de la viscosidad, modelos y correlaciones. La evaluación experimental de la viscosidad convencionalmente se lleva a cabo a temperatura constante, normalmente la del yacimiento y en un rango de presiones entre la del yacimiento y la atmosférica; esta evaluación permite determinar la movilidad que tendría el fluido desde yacimiento hasta superficie. Debido a que la viscosidad es una propiedad esencial para comprender la movilidad de los hidrocarburos, su medición resulta crítica para que pueda ser utilizada en cálculos de simulación de yacimiento; por tanto, debería realizarse a muestras libres de agua; desafortunadamente estas muestras son comúnmente tomadas en forma de emulsión agua-en-

aceite antes de alcanzar su respectivo punto de inversión, debido a las actividades de perforación, muestreo, tratamientos químicos, producción, etc.

En esta clase de emulsiones, las gotas de la fase dispersa (agua) tienen interfases deformables y las interacciones entre ellas juegan un rol importante en la reología; tratar de explicar cómo se deforman estas interfaces es muy difícil (Princen et al., 1980). Además, la presencia de interfases modifica los patrones de flujo dentro del fluido, lo cual incrementa la disipación de energía y causa un cambio en la viscosidad; de qué manera ocurre esto depende de la naturaleza del flujo hidrodinámico en las interfases (Mason et al., 1996). Debido a todo lo anterior, las viscosidades de las emulsiones agua-en-aceite son sustancialmente mayores que la viscosidad del correspondiente hidrocarburo deshidratado (Pal y Rhodes 1985, 1989; Johnsen y Rønningsen, 2003).

La viscosidad de una emulsión depende entre otras variables de la viscosidad de la fase continua, la fracción volumétrica de la fase dispersa, la velocidad de deformación (si el fluido es de carácter no Newtoniano), la temperatura y la distribución del tamaño de las gotas de la fase dispersa. De los anteriores, la temperatura y la fracción volumétrica de agua (ϕ) son quizá los factores más influyentes (Pal, 1989; Johnsen y Rønningsen, 2003). Sin embargo, es bien conocido que el comportamiento de la viscosidad de una emulsión es influenciada también por el empaquetamiento de las gotas de fase dispersa (Mason et al., 1996). Para fluidos de yacimiento, la presión también juega un papel clave en la viscosidad debido a los cambios en la presión que el fluido sufre inevitablemente desde el yacimiento hasta superficie. A pesar de la importancia de esta variable, su influencia en las propiedades mecánicas de los fluidos ha sido menos estudiada en comparación con la temperatura (Martín-Alfonso et al., 2007). En realidad, reportes experimentales de mediciones de viscosidad de emulsiones bajo presión han sido escasos en la literatura y los datos reportados usualmente no exceden 1500 psia (Johnsen y Rønningsen, 2003; Kokal y Alvarez, 2003; Alboudwarej et al., 2005; Memon et al., 2010).

En la literatura se encuentra un buen número de correlaciones para la viscosidad relativa (μ_r). La viscosidad relativa (μ_r) se define como la relación entre la viscosidad del fluido emulsionado -cuya fracción volumétrica de agua es conocida- y la viscosidad del fluido deshidratado, es decir:

$$\mu_r = \frac{\mu_{emulsionado}}{\mu_{deshidratado}}$$

En la Tabla 1 se presentan algunas de las correlaciones para μ_r que se han publicado en la literatura, las cuales se desarrollaron para temperatura constante. En la Tabla 2 se muestran las correspondientes a temperatura variable. En general, estas correlaciones son de naturaleza

polinómica o logarítmica y son función de la fracción volumétrica de agua (ϕ); la mayoría de ellas corresponden a modelos empíricos y por lo tanto las constantes involucradas se obtienen a partir de ajuste de datos experimentales.

Tabla 1. Correlaciones para la predicción de la viscosidad relativa de hidrocarburos a temperatura constante.

CORRELACIÓN	AUTOR/AÑO/REFERENCIA
$\mu_r = 1 + 2.5 \frac{\phi^2 + 0.4\phi}{\phi^2 + 1}$ $\phi = \frac{\mu_r}{\mu_w}$	Taylor (1932)
$\mu_r = \phi^{0.7}$	Richardson (1933) (Johnsen y Rønningsen 2003)
$\mu_r = \phi^{0.7}$ <p>ó</p> $\ln(\mu_r) = \ln \phi + \ln \phi$	Broughton y Squires (1938)
$\mu_r = \exp\left[\frac{2.5\phi}{1 - 0.609\phi}\right]$	Vand (1948) (Johnsen y Rønningsen 2003)
$\ln(\mu_r) = \frac{2.5\phi}{1 - \phi}$	Mooney (1951)
$\mu_r = \phi \left[1 + \frac{\phi^2}{1.1884 - \phi} \right]$	Pal y Rhodes (1985, 1989)

Tabla 2. Correlaciones para la predicción de la viscosidad relativa de hidrocarburos a temperatura variable.

CORRELACIÓN	AUTOR/AÑO/REFERENCIA
$\ln(\mu_r) = \ln \phi + \ln \phi + \ln \phi + \ln \phi$	Rønningsen (1995) (Johnsen y Rønningsen 2003)
$\phi = \gamma^{0.2} \phi + \frac{\phi}{\phi}$	Al-Roomi et al (2004)
$\phi = \gamma^{0.2} \phi + \frac{\phi}{\phi} + \phi(\gamma)$	Azodi et al (2013)

Predicciones de la viscosidad de emulsiones de fluidos vivos a diferentes condiciones de presión y temperatura se han realizado utilizando un modelo isotérmico (Johnsen y Rønningsen, 2003), los errores obtenidos fueron en algunos casos superiores al 100%, es posible que la desviación se deba a que el modelo utilizado (Rønningsen, 1995) no incluye el término presión.

En el presente trabajo de investigación se prepararon emulsiones de características similares a las que se forman de manera natural en un yacimiento de hidrocarburos y se midieron sus propiedades a condiciones de yacimiento, empleando para ello, las técnicas y equipos que el Instituto Colombiano del Petróleo tiene estandarizados.

El principal aporte del presente trabajo de investigación al conocimiento del comportamiento de fases y la reología de emulsiones agua-en-aceite, es la reducción de la incertidumbre relacionada con el verdadero impacto de la formación de emulsiones sobre los problemas de productividad en yacimientos de crudo pesado y extra-pesado; además de la generación de un modelo matemático que permite su utilización en cálculos de movilidad de emulsiones en yacimiento y tubería de producción. Este conocimiento a su vez mejora los procesos de simulación de yacimientos.

2. METODOLOGIA

Para el desarrollo del presente trabajo de investigación, se llevó a cabo un plan experimental que permitiera estudiar el comportamiento de fases (presión de burbuja y densidad) y el comportamiento reológico de fluidos de yacimiento y a su vez definiera las pruebas experimentales necesarias para cumplir con los objetivos propuestos. Dicho plan incluye tanto la preparación de emulsiones como la medición experimental de la viscosidad y de las propiedades PVT.

Es importante aclarar que no se realizó un diseño factorial debido a la dificultad para la aleatorización de algunas variables, ocasionada por la complejidad operacional, el tiempo invertido y los costos de la experimentación; por lo tanto los experimentos se planearon de tal manera que se hiciera un barrido para cada variable en el rango de interés.

2.1 PLAN EXPERIMENTAL

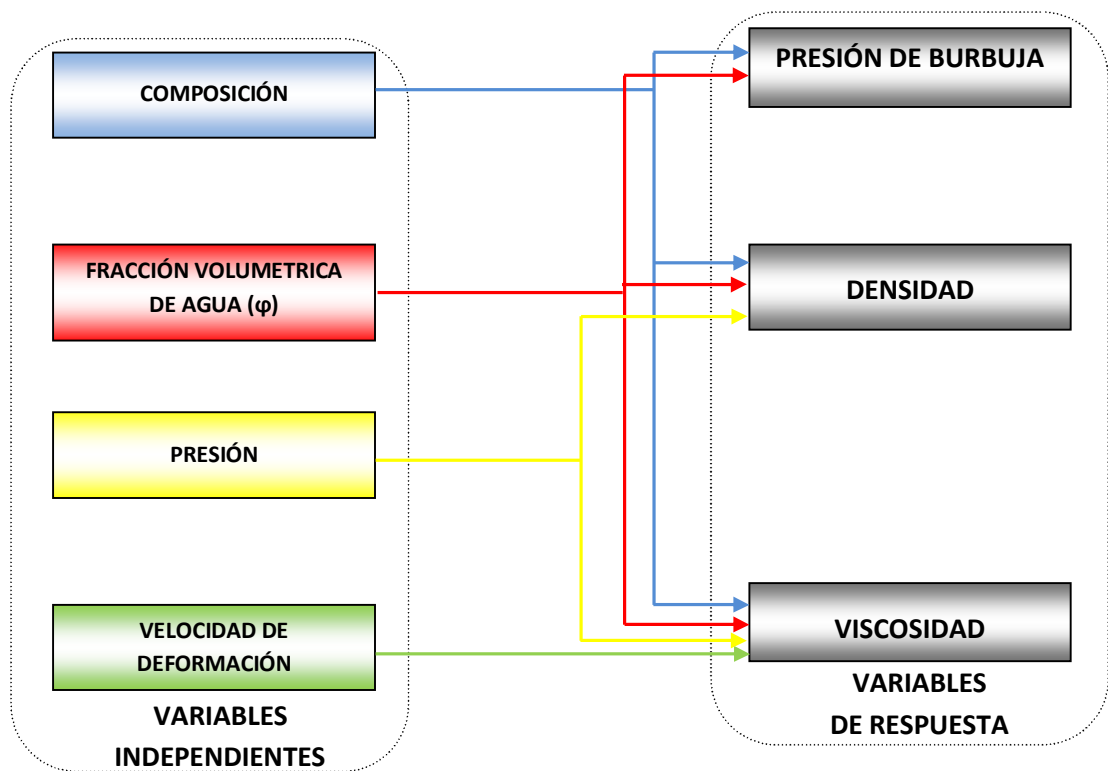
Inicialmente se realizó la identificación y definición de las variables controlables (variables independientes) que pudieran afectar a las variables de interés definidas para el presente estudio (variables de respuesta). Adicionalmente se llevó a cabo la identificación y definición de otras variables que de manera directa o indirecta pudieran afectar a las variables de respuesta y cuyo impacto no es objeto de la presente investigación. En la Figura 4 se muestra esquematizado el plan experimental establecido.

2.1.1 Variables de respuesta. Se seleccionaron tres variables de respuesta las cuales se dividieron en dos grupos, un grupo corresponde a la evaluación del comportamiento reológico (viscosidad) y el otro grupo corresponde a la evaluación del comportamiento de fases (presión de burbuja y densidad).

La presión de burbuja se seleccionó como variable de interés debido a que en la industria del petróleo, conocer el valor de esta propiedad a través de un análisis de laboratorio, significa tener información precisa de la condición a la cual un yacimiento se encontrará en dos fases y por tanto su producción primaria se tornará en una zona de gas y una zona de líquido. Este conocimiento previo permite establecer mecanismos de sostenimiento de presión en el yacimiento a fin de evitar que se dé este fenómeno. Por otra parte la densidad brinda información relativa acerca del comportamiento volumétrico del fluido, la cual es utilizada en simulación de yacimientos; finalmente la viscosidad se seleccionó por ser una propiedad esencial para comprender el transporte, y por ende la producción, que tendría el fluido desde yacimiento hasta superficie.

2.1.2 Variables independientes. Se seleccionaron cuatro variables independientes acorde con los grupos conformados para las variables de respuesta. Para cada una de las variables independientes se definieron los niveles en los cuales se iban a evaluar, teniendo en cuenta que hubiera una separación apropiada entre ellos a fin de disminuir la incertidumbre en la estimación de los efectos de cada variable. Es bien conocido, que normalmente dos niveles son suficientes para hacer una evaluación adecuada; sin embargo, en ocasiones se requieren más de dos niveles a fin de evaluar y modelar posibles comportamientos no lineales (Gutiérrez y De la Vara, 2008); teniendo en cuenta lo anterior, para algunas variables se definieron más de dos niveles.

Figura 4. Esquema del plan experimental establecido.



2.1.2.1 Variables para la evaluación del comportamiento reológico. Como variables independientes que pudieran afectar la viscosidad, se identificaron y definieron las siguientes: la composición del fluido, la fracción volumétrica de agua (ϕ), la presión y la velocidad de deformación; su selección se realizó tomando en cuenta que para los fluidos de yacimiento, éstas tienen una influencia importante sobre la viscosidad.

2.1.2.2 Variables para la evaluación del comportamiento de fases. Para la evaluación de la presión de burbuja se definieron la composición del fluido y la fracción volumétrica de agua (ϕ). Para la densidad se definieron la composición del fluido, la fracción volumétrica de agua (ϕ) y la presión.

2.1.3 Otras variables. Se encontró que existen cuatro variables que influyen directa o indirectamente sobre las variables de respuesta, pero su impacto no corresponde al objetivo central del presente estudio; por lo tanto se mantuvieron constantes durante la experimentación a fin de anular su efecto.

Dichas variables están relacionadas con las propiedades de la fase dispersa (pH y salinidad del agua), las condiciones de operación durante la preparación de las emulsiones (velocidad de deformación y temperatura) y las condiciones de operación durante la realización de los diferentes ensayos de laboratorio (temperatura).

La selección de dichas variables está relacionada con la estabilidad de la emulsiones analizadas, pues tal y como se mencionó en las secciones 1.1.2, 1.2.2 y 1.2.3, la estabilidad de una emulsión está directamente relacionada tanto con el pH y la salinidad del agua, como con las variables de operación durante su preparación (velocidad de deformación). Adicionalmente, existe evidencia experimental que indica que la temperatura de preparación tiene un fuerte impacto sobre la viscosidad dinámica de emulsiones de hidrocarburo (Evdokimov, 2004).

Por otra parte, la temperatura se mantuvo como una constante durante los diferentes ensayos de laboratorio debido a que en un estudio PVT, las propiedades se evalúan de manera convencional a una única temperatura, típicamente la del yacimiento.

2.1.4 Caracterización de emulsiones. En todo estudio relacionado con emulsiones es fundamental hacer una caracterización mínima de las emulsiones evaluadas. En el presente estudio las emulsiones se caracterizaron mediante las técnicas disponibles en los Laboratorios de PVT y de Reología y Fenómenos Interfaciales del Instituto Colombiano del Petróleo; la caracterización consistió en determinar la estabilidad, el tipo de emulsión y la distribución del tamaño de gota.

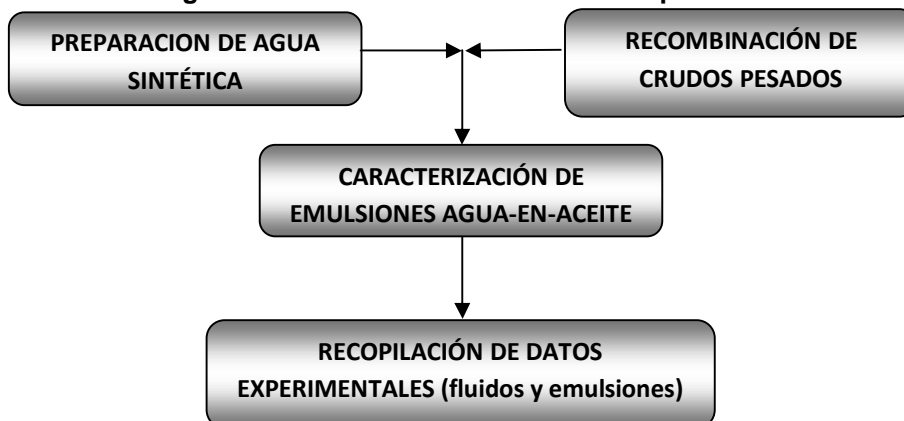
2.2 EVALUACIÓN EXPERIMENTAL

La experimentación se llevó a cabo acorde con el plan experimental definido y siguiendo la secuencia mostrada en la Figura 5, los detalles de la experimentación se muestran a continuación.

2.2.1 Fluidos utilizados. Como fase acuosa dispersada en el crudo se utilizó una salmuera sintética con un pH neutro y una salinidad equivalente de 6200 mg/L de sodio; estos valores se encuentran dentro de los rangos típicos de un agua de formación+. Los reactivos utilizados fueron de composición conocida para controlar cualquier interferencia que pudieran causar las impurezas de los mismos. Para la preparación se utilizaron los procedimientos estandarizados existentes en

el Laboratorio de Química de Producción del Instituto Colombiano del Petróleo, los cuales son de carácter confidencial.

Figura 5. Secuencia de la evaluación experimental.



Como fase continua se utilizaron dos crudos pesados vivos y un crudo extra-pesado vivo, los cuales fueron preparados mediante la técnica de recombinación. Esta técnica permite obtener fluidos vivos+sintéticos a partir de la mezcla de manera homogénea de un gas y un crudo en unas proporciones previamente establecidas. El protocolo para la recombinación de fluidos es de propiedad del Instituto Colombiano del Petróleo, por tanto es de carácter confidencial.

El resumen de las propiedades de los fluidos utilizados se muestra en la Tabla 3, como se puede observar sólo fue posible obtener un crudo (Fluido C) completamente deshidratado. En dicha Tabla se muestran las propiedades que se miden convencionalmente a un hidrocarburo. Las composiciones totales de los fluidos recombinados se muestran en la Tabla 4, dichas composiciones fueron determinadas mediante técnica de cromatografía de gas.

Tabla 3. Propiedades de los fluidos utilizados.

FLUIDO	CONTENIDO DE AGUA INICIAL (% PESO)	API *	GOR (scf/STB) **	% PESO DE ASFALTENOS
C	0	14.1	35.4	11.57
E	1.83	15.9	134.6	6.73
F	2.3	8.5	68.3	15.04

*Densidad específica de un hidrocarburo calculada mediante la siguiente fórmula: $(141,5/GE \text{ a } 60 \text{ }^\circ\text{F}) - 131,5$

** Ver definición en la sección 1.3.1 del presente documento.

Tabla 4. Composiciones totales de los fluidos vivos sintéticos utilizados, determinadas mediante técnica de cromatografía de gas.

Componente	Fluido C	Fluido E	Fluido F
N2	0.0045	0.0060	0.0000
CO2	0.0016	0.0045	0.0000
C1	9.3724	25.5772	18.2149
C2	0.1213	0.3743	0.3486
C3	0.1371	0.3945	0.4602
i-C4	0.0502	0.2185	0.2582
C4	0.0881	0.2556	0.4759
i-C5	0.0475	0.3920	0.3946
C5	0.0653	0.1459	0.3494
C6	0.0452	0.5758	0.5161
C7	0.0305	1.8499	0.7718
C8	0.0191	2.9113	0.7075
C9	0.0744	3.0623	0.8448
C10	0.2463	3.2109	0.7558
C11	0.7717	2.6968	0.8220
C12	1.6008	2.5610	1.1047
C13	2.8108	2.9232	1.6763
C14	3.3637	2.4705	1.7065
C15	4.1164	2.5748	2.0270
C16	3.4594	2.1757	2.0258
C17	4.0545	2.1117	2.1241
C18	4.3209	2.0411	2.2052
C19	4.2406	2.0139	2.2443
C20	4.3723	1.8376	2.2471
C21	3.5586	1.6024	2.1123
C22	3.4788	1.5417	1.9630
C23	3.3422	1.4548	1.9153
C24	2.8035	1.2582	1.8704
C25	2.5535	1.1941	1.6780
C26	2.4951	1.1552	1.4829
C27	2.3340	1.1337	1.5344
C28	2.2647	1.0493	1.4380
C29	2.1742	1.0359	1.4004
C30 +	31.5809	25.9899	42.1161
Benceno	0.0000	0.0297	0.0388
Tolueno	0.0000	0.1699	0.1697

2.2.2 Equipos utilizados. La totalidad de las pruebas se realizaron con las tecnologías disponibles en los diferentes laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo. La preparación de las emulsiones evaluadas en el presente estudio se llevó a cabo en un equipo recientemente desarrollado en el Laboratorio PVT del Instituto Colombiano del Petróleo, el cual permite obtener emulsiones de fluidos vivos a condiciones de presión y temperatura de yacimiento y sin alterar la composición del hidrocarburo. El equipo y el protocolo son de propiedad del Laboratorio PVT del Instituto Colombiano del Petróleo, por lo tanto es de carácter confidencial.

La determinación del tipo de emulsión preparada se realizó mediante un microscopio óptico OLYMPUS BX53. Para la determinación de la distribución del tamaño de gota de agua se empleó un equipo Mastersizer (fabricado por Malvern Instruments), este dispositivo ha sido utilizado ampliamente para este propósito (Binks et al., 1999; Forgiarini et al., 2000; Lethuaut et al., 2002; Pays et al., 2002; Malkin et al., 2004; Moradi et al., 2011). Su principio de operación se basa en la medición de la intensidad de la luz transmitida a través de la muestra, debido a que las emulsiones dispersan la luz generada por un rayo láser. Las anteriores determinaciones se llevaron a cabo en el Laboratorio de Reología y Fenómenos Interfaciales del Instituto Colombiano del Petróleo.

La medición de la viscosidad aparente de una muestra emulsificada no es un problema simple debido a diversos factores tales como la heterogeneidad de la muestra, problemas de estabilidad, variación en la distribución del tamaño de gota y la naturaleza transitoria de la emulsión (Kokal y Alvarez, 2003). Existen diversas metodologías y equipos que pueden ser utilizados para determinar experimentalmente la viscosidad de emulsiones, entre los cuales se pueden mencionar los viscosímetros electromagnéticos, capilares y de bolas, así como los reómetros de platos paralelos, entre otros. Sin embargo, el viscosímetro capilar es probablemente el instrumento más utilizado para realizar la medición de la viscosidad como función de la velocidad de deformación para un amplio rango de materiales (Muñoz y Yeow, 1996) y por lo tanto puede ser utilizado para la realización de mediciones en crudos pesados a temperaturas y presiones por encima de las condiciones atmosféricas; adicionalmente, es recomendado para mediciones de viscosidad de emulsiones debido a que la dinámica del fluido es menos afectada por la relativa baja concentración de partículas finas (Memon et al., 2010). Este tipo de viscosímetro ha sido utilizado para medir diferentes tipos de emulsiones a presiones bajas o medias (Memon et al., 2010; Alboudwarej et al., 2005; Alvarado y Marsden, 1979; Müller, 1966; Albers y Overbeek, 1960).

En el presente trabajo de investigación se utilizó un viscosímetro capilar construido y validado en el Laboratorio PVT del Instituto Colombiano del Petróleo. El equipo consiste en dos cilindros conectados mediante un tubo capilar de dimensiones conocidas por donde se hace fluir a diferentes caudales (velocidades de deformación) la muestra a analizar, en dicho tubo se realiza el

monitoreo de la caída de presión mediante un transductor. La viscosidad se determina a partir de las mediciones de caudal y caída de presión y utilizando la ecuación de Hagen-Poiseuille para flujo laminar en tubería. Las mediciones de viscosidad de los fluidos y emulsiones evaluadas se llevaron a cabo a alta presión.

La evaluación de la presión de burbuja y la densidad se llevaron a cabo mediante la prueba de expansión a composición constante (detalles de la misma se encuentran en la sección 1.3.1 del presente documento). Para su realización, se utilizó una celda PVT visual libre de mercurio marca DBR, la cual tiene la capacidad de operar a condiciones de alta presión y alta temperatura. La celda PVT consiste en un dispositivo hermético dotado con un pistón flotante que se desplaza libremente hacia arriba y hacia abajo para permitir cambios en el volumen del equipo, los cuales se traducen en cambios de volumen del fluido evaluado. La medición de la densidad se realizó a partir de la cuantificación de la masa y el volumen desplazados a la condición de presión deseada. La masa se determinó experimentalmente mediante una balanza SARTORIUS con una precisión de 0.001 g y el volumen se cuantificó mediante un dispositivo electrónico instalado en la celda PVT, denominado catetómetro; este dispositivo cuantifica la distancia recorrida por el pistón durante el desplazamiento de la masa, esta distancia se convierte a volumen a partir de las dimensiones del pistón utilizado; este dispositivo tiene una precisión de 0.001 cm.

La determinación de la relación gas-aceite (GOR) de los fluidos evaluados, se llevó a cabo mediante la prueba de liberación instantánea de gas (detalles de la misma se encuentran en la sección 1.3.1 del presente documento); para ello se utilizó un gasómetro automático marca Jefri DBR, el cual consiste en un dispositivo hermético que recoge y cuantifica el gas producido por un fluido debido a la disminución de la presión hasta condiciones ambiente. El protocolo para la realización de la prueba es de propiedad del Instituto Colombiano del Petróleo y por tanto es de carácter confidencial.

2.2.3 Especificaciones de las variables. En el presente trabajo de investigación las mediciones experimentales se realizaron en equipos de laboratorio que funcionan con el sistema inglés de unidades (presiones en psia y temperaturas en °F); lo anterior se debe a que este sistema de medida es el que convencionalmente se utiliza en la industria del petróleo; por tanto, todas las propiedades se reportan en dicho sistema de unidades, excepto, la viscosidad que se manejó en poises (sistema cgs), debido igualmente a que esta unidad es la que convencionalmente se emplea en la industria del petróleo.

Acorde con lo mencionado en la sección 2.1.3, todas las propiedades se midieron a temperatura constante (140°F -60°C-); el valor de la temperatura utilizado se encuentra en el rango de valores que existe en algunos yacimientos de crudo pesado y extra-pesado en Colombia.

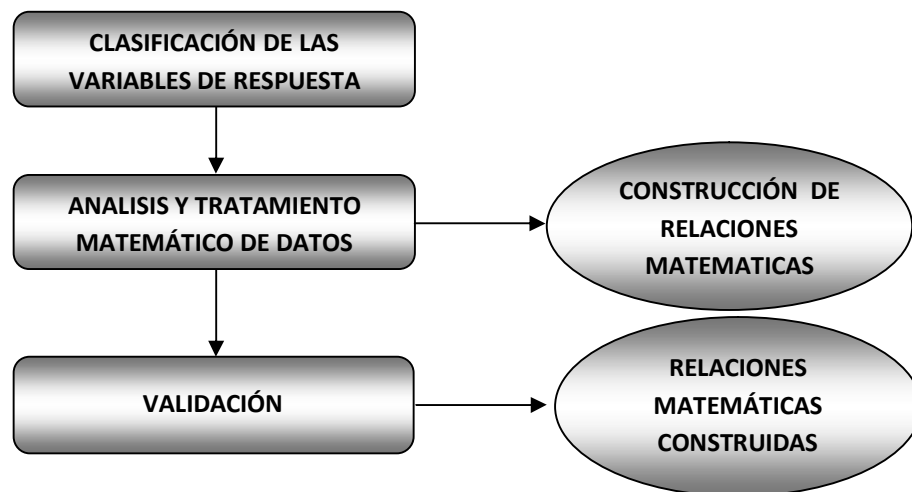
A fin de evaluar el comportamiento reológico de los diferentes fluidos y emulsiones analizadas, se hicieron mediciones de caída de presión a diferentes velocidades de deformación (58 s^{-1} , 86 s^{-1} y 115 s^{-1}) y a diferentes condiciones de presión, entre 3514.7 psia (24.2 MPa) y 814.7 psia (5.6 MPa). Sólo se realizaron mediciones a las velocidades de deformación mencionadas, debido a limitaciones experimentales relacionadas con el volumen de muestra consumido. La densidad de los fluidos y emulsiones estudiadas se determinó experimentalmente a diferentes condiciones de presión entre 3514.7 psia (24.2 MPa) y 514.7 psia (3.5 MPa).

Es importante mencionar que las presiones a las cuales se realizaron las mediciones de las propiedades anteriormente mencionadas, corresponden a valores por encima de la presión de burbuja del respectivo fluido, la cual también fue medida experimentalmente (ver sección 1.3.1).

2.3 ANÁLISIS Y TRATAMIENTO DE DATOS

El análisis y tratamiento de datos se llevó a cabo siguiendo la secuencia mostrada en la Figura 6.

Figura 6. Secuencia para el análisis y tratamiento de datos.



2.3.1 Clasificación de las variables de respuesta. A partir de la evaluación experimental de las variables de respuesta, realizada acorde con el plan establecido, se llevó a cabo la recopilación de los datos experimentales generados, los cuales requerían una evaluación y clasificación inicial. Dicha clasificación consistió en determinar para cuáles variables de respuesta, el efecto de la

presencia de agua emulsionada fue superior al error experimental convencionalmente aceptado en la industria del petróleo, para posteriormente hacer el tratamiento requerido a fin de establecer modelos matemáticos.

En la Tabla 5 se muestra el resumen de los valores de referencia establecidos para la precisión en la medición experimental de la presión de burbuja, la densidad y la viscosidad.

Tabla 5. Valores de referencia para la precisión experimental aceptada para las variables de respuesta estudiadas. Fuente: Nagarajan y otros 2007.

PROPIEDAD	PRECISIÓN
Presión de burbuja	+/- 50 psia (0.34 MPa)
Densidad	+/- 2%
Viscosidad	+/- 5%

2.3.2 Herramientas estadísticas y matemáticas empleadas. Una vez realizada la clasificación de las variables, fue necesario hacer un análisis estadístico de los datos recopilados, previo a la construcción de relaciones matemáticas que pudieran describir los comportamientos observados.

2.3.2.1 Herramientas estadísticas. La estimación de los cambios observados en la variable de respuesta (efectos) debidos a los cambios realizados en los niveles de las variables independientes, se llevó a cabo mediante análisis estadístico. Dichos efectos se discriminaron entre estadísticamente significativos y estadísticamente no significativos. Esta clasificación se llevó a cabo mediante la combinación de tres herramientas estadísticas: Gráfico de Daniel, diagrama de Pareto y análisis de varianza (Gutiérrez y De la Vara, 2008).

El gráfico de Daniel y el diagrama de Pareto se utilizaron simultáneamente a fin de identificar de manera inequívoca los efectos no significativos. Lo anterior fue necesario para construir un análisis de varianza (ANOVA) eliminando los efectos claramente no significativos y de esa manera aumentar los grados de libertad para el cálculo del error.

Los estadísticos generados mediante el ANOVA (estadístico F y valor p) fueron utilizados para establecer la contribución de cada una de las variables independientes estudiadas junto con sus interacciones, a fin de eliminar las que tenían una contribución poco importante y de esa manera poder obtener un modelo matemático final en el que sólo se incluyeran términos significativos.

2.3.2.2 Herramientas matemáticas. Una vez realizada la selección de las variables independientes relevantes, se procedió a establecer el grado de complejidad y forma de los modelos, considerando

para ello que tuvieran la estructura matemática más sencilla posible y el menor número de términos, pero que a su vez, el porcentaje de error con respecto a los datos experimentales se encontrara en un rango admisible. Para lograr lo anterior, inicialmente se hizo una representación gráfica de la variable de respuesta con respecto a las variables independientes para visualizar la forma de la función.

Después de establecida la forma de los modelos, se hizo regresión multivariada no lineal de los datos experimentales, utilizando mínimos cuadrados para obtener los coeficientes o parámetros. Debido a que en los modelos no lineales, la estimación de los coeficientes no se realiza utilizando técnicas de matrices simples, se empleó un software comercial que utiliza una modificación del algoritmo de ajuste de Levenberg-Marquardt, el cual es inherentemente más eficiente que el algoritmo original, puesto que los parámetros de ajuste se minimizan independientemente en cada iteración (Budil et al., 1996).

Como mecanismo de verificación del grado de ajuste del modelo se tomó el coeficiente de correlación ajustado (R^2 ajustado), a fin de verificar si efectivamente las variables independientes seleccionadas explican el comportamiento de la variable de respuesta.

2.4 VALIDACIÓN DE LOS MODELOS OBTENIDOS

Los datos obtenidos durante la evaluación experimental no fueron empleados en su totalidad para la generación de los modelos; esto se hizo con el objetivo de contar con datos experimentales para llevar a cabo tanto la validación, como para evaluar si los modelos tienen capacidad predictiva en regiones no incluidas dentro de la regresión; lo anterior con el fin de determinar si en dichas regiones actúan otros fenómenos no considerados en los modelos. Los datos utilizados para la regresión fueron seleccionados al azar (mayores detalles se encuentran en la Tabla 22).

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos durante el desarrollo del presente trabajo de investigación. Inicialmente se muestran los resultados relacionados con la caracterización de las emulsiones preparadas y posteriormente se discuten los resultados para cada una de las variables de respuesta estudiadas.

3.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS EMULSIONES PREPARADAS

3.1.1 Estabilidad y homogeneidad. Todas las emulsiones preparadas fueron estables antes y durante los diferentes experimentos. Una vez realizadas todas las evaluaciones experimentales, se pudo evidenciar que no existía agua separada de ninguna de las emulsiones analizadas. En general, ninguna de las emulsiones preparadas mostró presencia de agua libre aún después de transcurridas cuatro semanas. Por otra parte, la homogeneidad de las emulsiones evaluadas está garantizada por el equipo y protocolo desarrollados en el Instituto Colombiano del Petróleo, los cuales fueron debidamente validados.

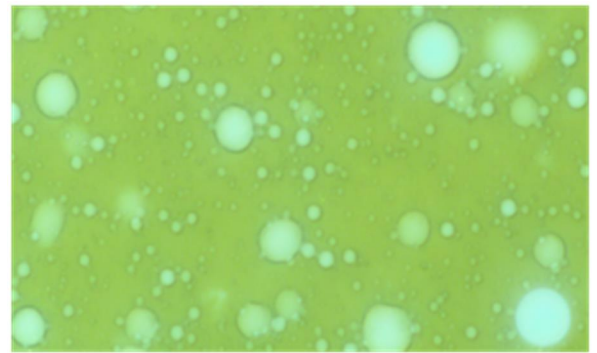
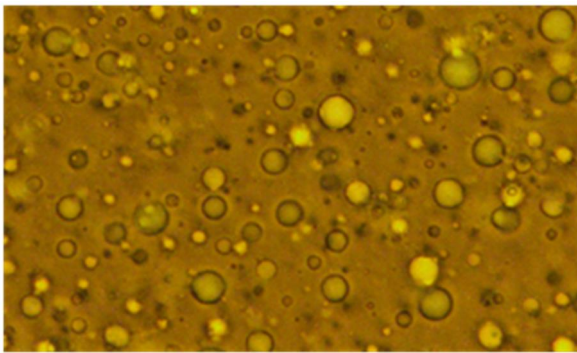
3.1.2 Tipo de emulsión. Mediante las observaciones realizadas al microscopio a temperatura ambiente, se pudo determinar que todas las emulsiones preparadas fueron del tipo agua-en-aceite (W/O), como se muestra en la Figura 7.

3.1.3 Determinación de la fracción volumétrica de agua. El contenido de agua de las emulsiones preparadas se determinó experimentalmente mediante la técnica de agua por destilación (ASTM D 4006). Los resultados obtenidos corresponden a fracción volumétrica () de la fase acuosa utilizada (%agua de formación+ sintética). Los resultados de las fracciones volumétricas de agua para cada uno de los fluidos utilizados y sus emulsiones se muestran en la Tabla 6; dichas fracciones corresponden a valores seleccionados a fin de cubrir los rangos y valores más altos que usualmente se encuentran en emulsiones naturales de fluidos de yacimiento. En dicha Tabla los espacios marcados con %%corresponden a fracciones volumétricas de agua no estudiadas.

3.1.4 Distribución de tamaño de gotas de fase dispersa (agua). El efecto del tamaño de gota sobre las propiedades de las emulsiones no forma parte del objetivo del presente estudio, por lo tanto no se analizó de manera sistemática; sin embargo, se discuten algunos resultados brevemente. Las Figuras 3-2, 3-3 y 3-4 muestran las distribuciones de tamaño de gota para cada una de las emulsiones preparadas durante el estudio; en dichas figuras el eje %corresponde al diámetro de las gotas de agua en micrómetros y el eje %corresponde al porcentaje acumulado de volumen de muestra analizada. La interpretación de los resultados mostrados en las gráficas

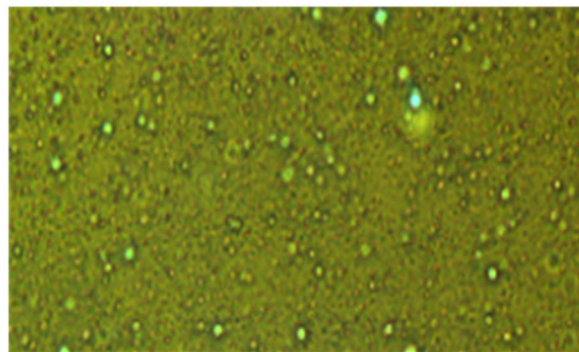
mencionadas se realiza de la siguiente manera: En la Figura 8, para la emulsión cuya fracción volumétrica de agua es 0.16, el 20% de la muestra analizada tiene gotas de agua con diámetros inferiores a 1 μm y el 100% de la muestra tiene gotas de agua con diámetros inferiores a 10 μm ; es decir, para la emulsión del Fluido C con $\phi = 0.16$, la totalidad de las gotas de agua tienen diámetros inferiores a 10 μm . En contraste, en la Figura 9 se puede observar que para la emulsión cuya fracción volumétrica de agua es 0.23, sólo el 40% de la muestra analizada tiene gotas con diámetros inferiores a 10 μm ; es decir, la emulsión del Fluido E con $\phi = 0.23$ tiene gotas de mayor tamaño que la emulsión del Fluido C con $\phi = 0.16$.

Figura 7. Microfotografías a temperatura ambiente, tomadas a las emulsiones agua-en-aceite (W/O) preparadas a partir de los fluidos evaluados. (a) Fluido C ($\phi = 0.24$); (b) Fluido E ($\phi = 0.23$); (c) Fluido F ($\phi = 0.26$).



(a)

(b)



(c)

Tabla 6. Resumen de las fracciones volumétricas de agua (ϕ) para los fluidos y emulsiones preparadas.

MUESTRA	FRACCIÓN VOL. DE AGUA (ϕ) FLUIDO C	FRACCIÓN VOL. DE AGUA (ϕ) FLUIDO E	FRACCIÓN VOL. DE AGUA (ϕ) FLUIDO F
Fluido de referencia	0	0.02	0.02
Emulsión 1	0.11	0.11	-
Emulsión 2	0.16	-	0.17
Emulsión 3	0.24	0.23	0.26
Emulsión 4	-	0.29	-

Figura 8. Tamaño de gota de las emulsiones del Fluido C ($\phi = 0.11, 0.16$ y 0.24).

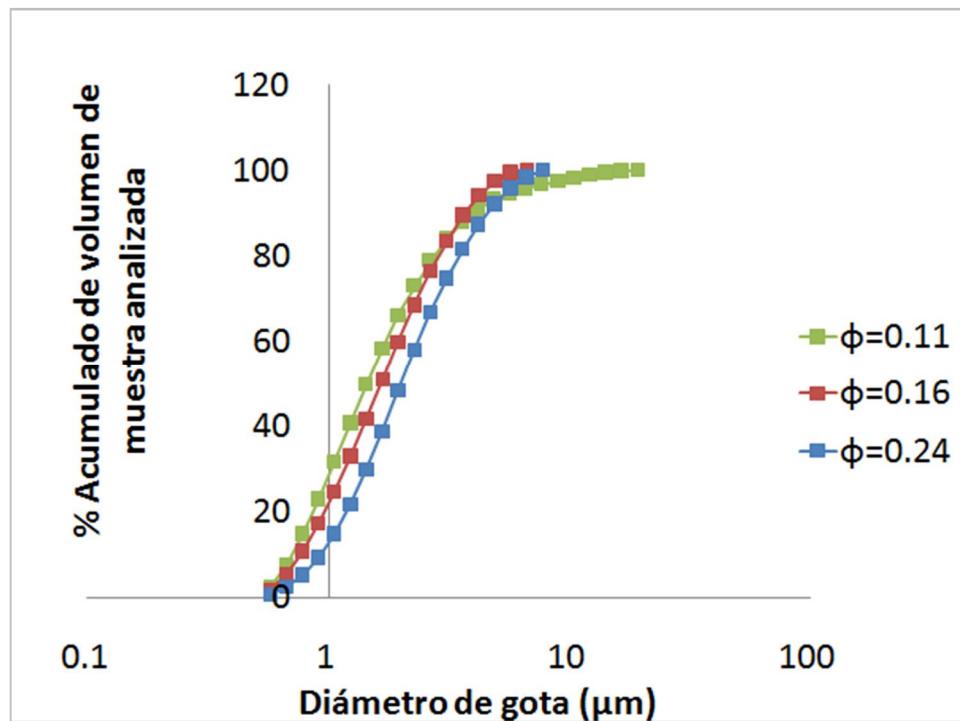


Figura 9. Tamaño de gota de las emulsiones del Fluido E ($\phi=0.11$ y 0.23).

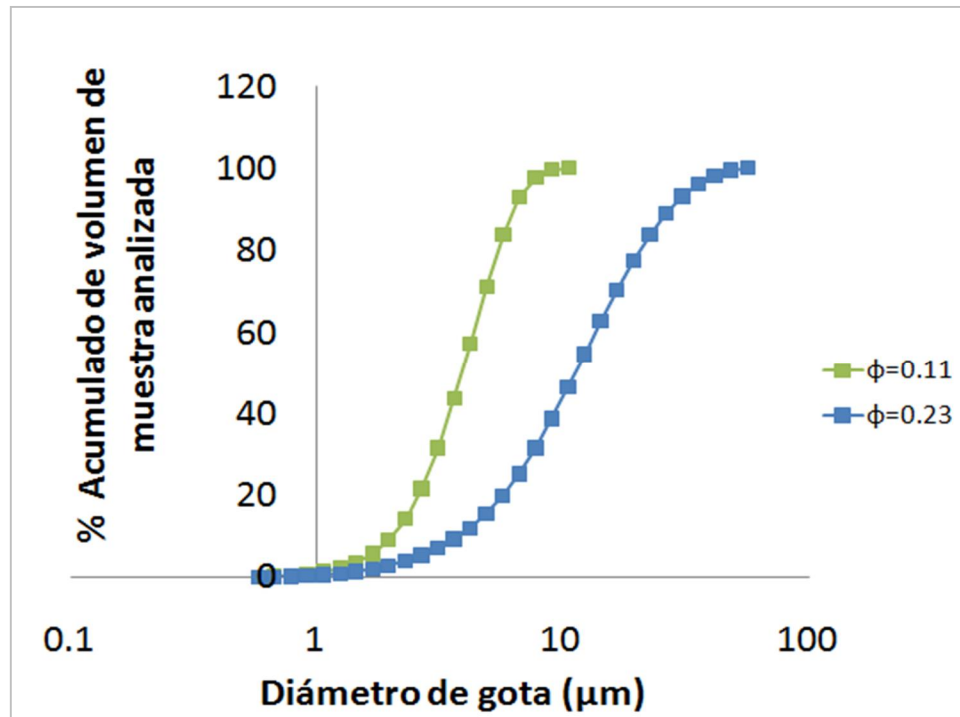
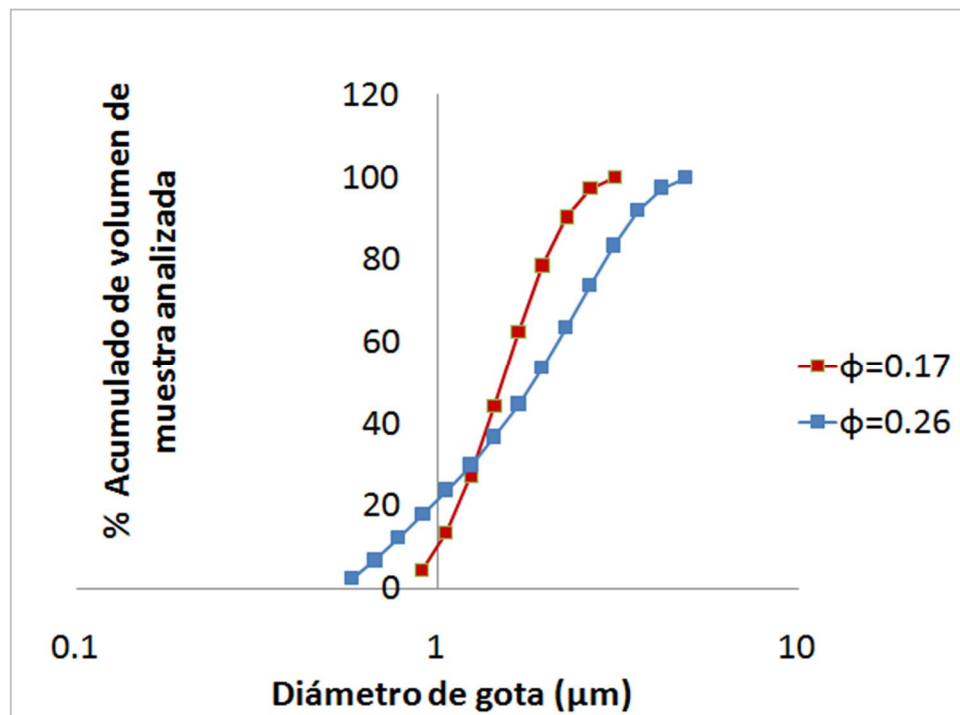


Figura 10. Tamaño de gota de las emulsiones del Fluido F ($\phi=0.17$ y 0.26).



En las figuras anteriores, se puede observar que para cada uno de los fluidos estudiados, el diámetro de las gotas de agua de todas las emulsiones evaluadas aumenta cuando el contenido de agua se incrementa; es decir, el diámetro de gota es directamente proporcional a la fracción volumétrica de agua, lo cual coincide con el comportamiento reportado para emulsiones de crudos muertos (Plasencia et al., 2013).

Por otra parte, al realizar una comparación entre gráficas, se evidencia que las gotas más grandes corresponden a las emulsiones del Fluido E, mientras que las más pequeñas corresponden a las emulsiones del Fluido F; en la Tabla 3 se puede corroborar que el Fluido E tiene el menor contenido de asfaltenos, mientras que el Fluido F tiene el mayor contenido; lo anterior ratifica que el tamaño de gota es inversamente proporcional al contenido de asfaltenos, lo cual está acorde con el comportamiento esperado (Gafonova y Yarranton, 2001).

3.2 COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE FLUIDOS Y EMULSIONES

Se llevaron a cabo diferentes evaluaciones experimentales en el viscosímetro capilar con el propósito de conocer el comportamiento reológico de los fluidos vivos recombinados (fluidos de referencia) y de sus respectivas emulsiones; a continuación se muestra la discusión de los principales resultados obtenidos.

3.2.1 Curvas de caída de presión. Las mediciones de la caída de presión a diferentes caudales se llevaron a cabo a condiciones de presión superiores a la presión de burbuja del respectivo fluido. Sólo se realizaron mediciones a tres velocidades de deformación, debido a limitaciones experimentales relacionadas con el volumen de muestra consumido.

A partir de los resultados obtenidos se pudo establecer que el orden de magnitud de la caída de presión es muy diferente para cada uno de los fluidos evaluados, lo anterior está directamente relacionado con la composición del fluido; por tanto, todos los resultados se mostrarán de manera independiente para cada uno de ellos. A manera ilustrativa, en las Figuras 11, 12 y 13 se muestran para todos los fluidos y emulsiones preparadas, los perfiles de caída de presión, a una presión de 3514,7 psia (24.2 MPa). Para los demás puntos de presión evaluados, los comportamientos fueron muy similares, los resultados se muestran en el Anexo 1.

Figura 11. Perfil de caída de presión a 3514.7 psia (24.2 MPa) para el Fluido C y sus emulsiones ($\phi = 0, 0.11, 0.16$ y 0.24), medido a una temperatura de 140°F (60°C).

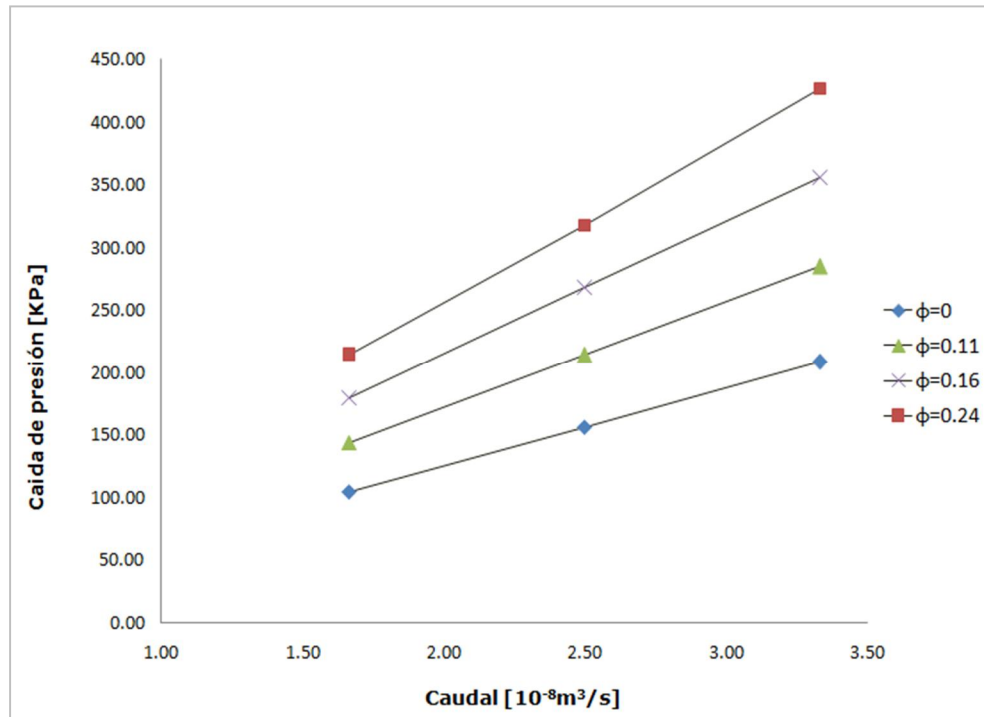


Figura 12. Perfil de caída de presión a 3514.7 psia (24.2 MPa) para las emulsiones del Fluido E ($\phi = 0.02, 0.12$ y 0.23), medido a una temperatura de 140°F (60°C).

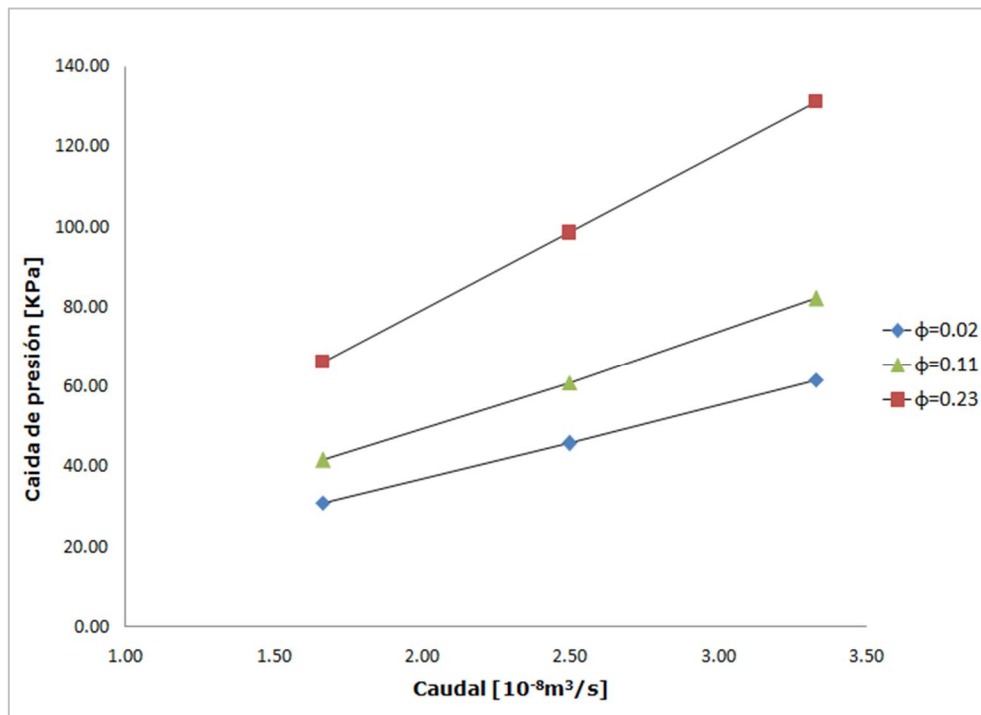
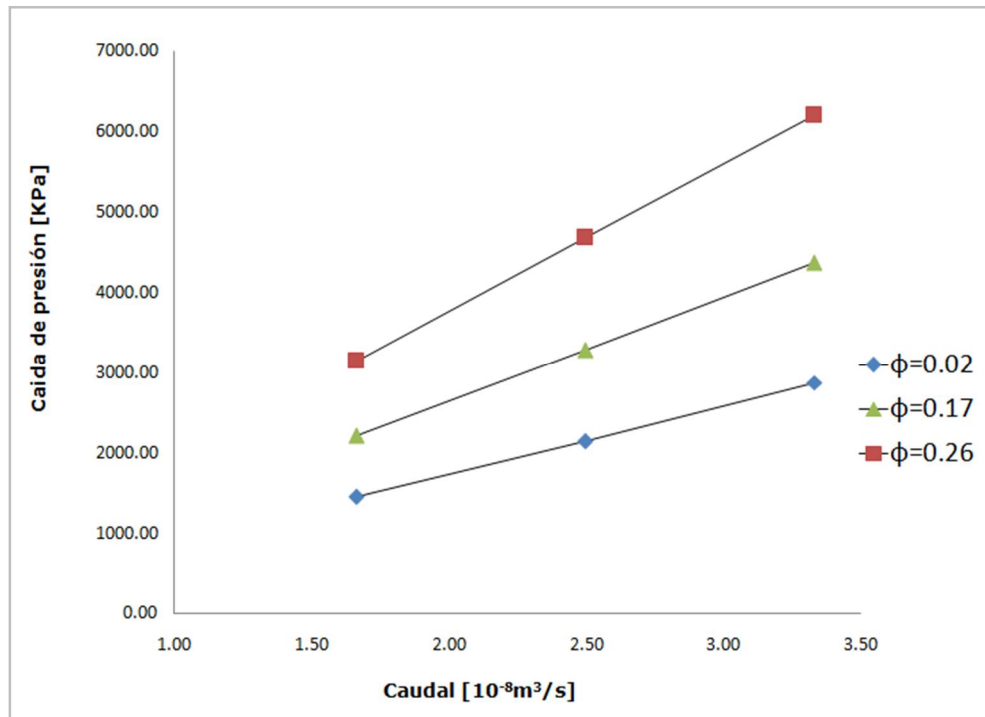


Figura 13. Perfil de caída de presión a 3514.7 psia (24.2 Mpa) para las emulsiones del Fluido F ($\phi = 0.02, 0.17$ y 0.26), medido a una temperatura de 140°F (60°C).



Como se puede observar, para todos los fluidos y emulsiones evaluadas, la caída de presión (KPa) se comporta de manera lineal con respecto a los caudales empleados (m^3/s). En la Figura también se puede observar que a un caudal determinado, la correspondiente caída de presión incrementa notoriamente con el contenido de agua, lo cual es un indicativo del evidente aumento en la viscosidad debido a la presencia de agua emulsionada; por otra parte, se observa que la caída de presión tiene mayor sensibilidad al caudal en la medida en que aumenta la fracción volumétrica de agua, lo anterior indica que existe una fuerte relación de dependencia entre la viscosidad y la fracción volumétrica de agua.

Es importante recalcar que dentro de la búsqueda bibliográfica realizada durante el presente trabajo de investigación no se encontraron estudios de reología de emulsiones a presiones tan altas como las mencionadas anteriormente, los resultados publicados no corresponden a mediciones de viscosidad a presiones superiores a 1500 psia -10.3 MPa- (Johnsen y Rønningesen, 2003; Kokal y Alvarez, 2003; Alboudwarej et al., 2005; Memon et al., 2010).

3.2.2 Curvas de flujo. En las Figuras 14, 15 y 16 se muestran las curvas de flujo para todos los fluidos y sus emulsiones preparadas; las curvas fueron construidas a una presión de 24.2 MPa (3514,7 psia); para los demás puntos de presión evaluados, los comportamientos fueron muy similares, los resultados se muestran en el Anexo 2.

A partir de los resultados obtenidos se pudo establecer que como consecuencia del orden de magnitud de la caída de presión, los esfuerzos de corte experimentados por cada uno de los fluidos evaluados son muy diferentes entre sí; lo anterior está directamente relacionado con la composición del fluido; por tanto, todos los resultados se mostrarán de manera independiente para cada uno de ellos.

Figura 14. Curva de flujo a 3514.7 psia (24.2 MPa) para el Fluido C y sus emulsiones ($\phi=0$, 0.11, 0.16 y 0.24), medida a una temperatura de 140°F (60°C).

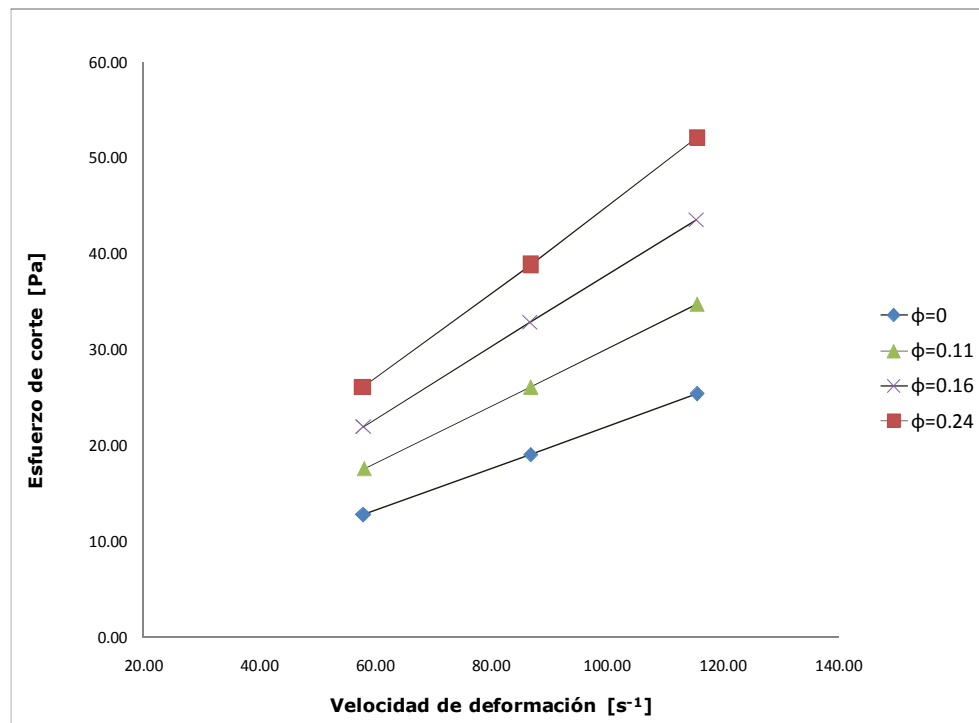


Figura 15. Curva de flujo a 3514.7 psia (24.2 MPa) para las emulsiones del Fluido E ($\phi = 0.02$, 0.12 y 0.23), medida a una temperatura de 140°F (60°C).

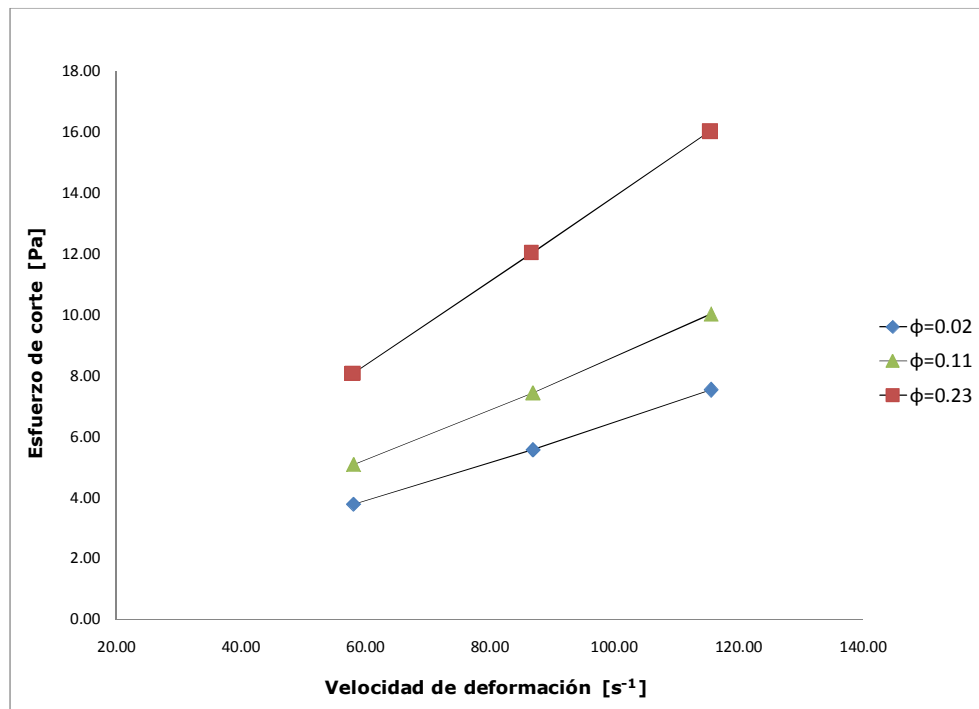
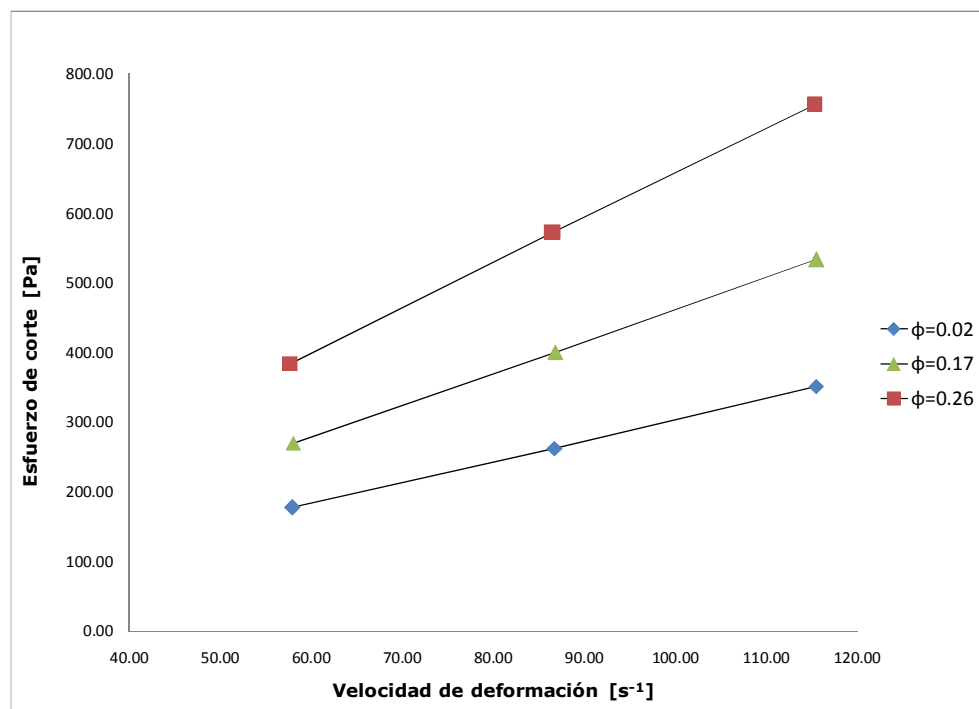


Figura 16. Curva de flujo a 3514.7 psia (24.2 MPa) para las emulsiones del Fluido F ($\phi = 0.02$, 0.17 y 0.26), medida a una temperatura de 140°F (60°C).



Los resultados indican igualmente que en el intervalo estudiado, el esfuerzo de corte tiene un comportamiento lineal con respecto a la velocidad de deformación, lo cual sugiere que los Fluidos C, E y F y sus correspondientes emulsiones podrían ser de naturaleza Newtoniana, en el intervalo de velocidad de deformación, temperatura y presión estudiados. Adicionalmente, como consecuencia del comportamiento de la caída de presión, el esfuerzo de corte aumenta marcadamente con la fracción volumétrica de agua (ϕ) y su aumento es mayor cuando la velocidad de deformación aumenta.

3.2.3 Curvas reológicas. En las Figuras 17, 18 y 19 se muestran para todos los fluidos y emulsiones evaluadas, las curvas de viscosidad versus presión para las diferentes velocidades de deformación y contenidos de agua estudiados. Debido al comportamiento del esfuerzo de corte, la magnitud de la viscosidad varía marcadamente con la composición del fluido y en consecuencia los resultados se mostrarán de manera independiente para cada uno de los fluidos evaluados.

Figura 17. Curva de viscosidad vs presión para las diferentes velocidades de deformación y contenidos de agua evaluados para el Fluido C y sus emulsiones ($\phi = 0, 0.11, 0.16$ y 0.24), medida a una temperatura de 140°F (60°C).

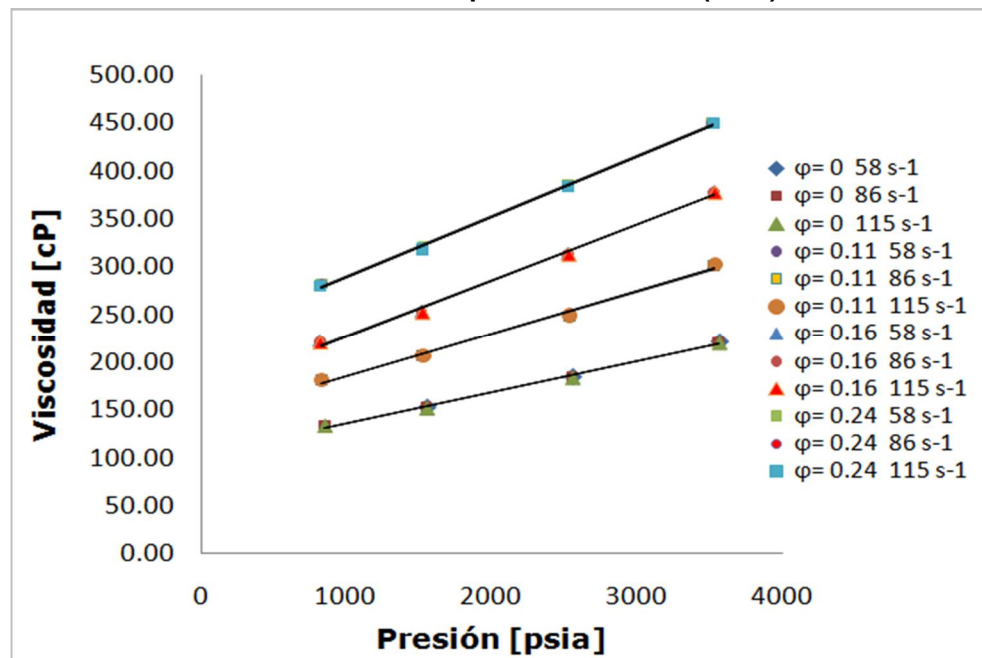


Figura 18. Curva de viscosidad vs presión para las diferentes velocidades de deformación y contenidos de agua evaluados para las emulsiones del Fluido E ($\phi = 0.02, 0.12$ y 0.23), medida a una temperatura de 140°F (60°C).

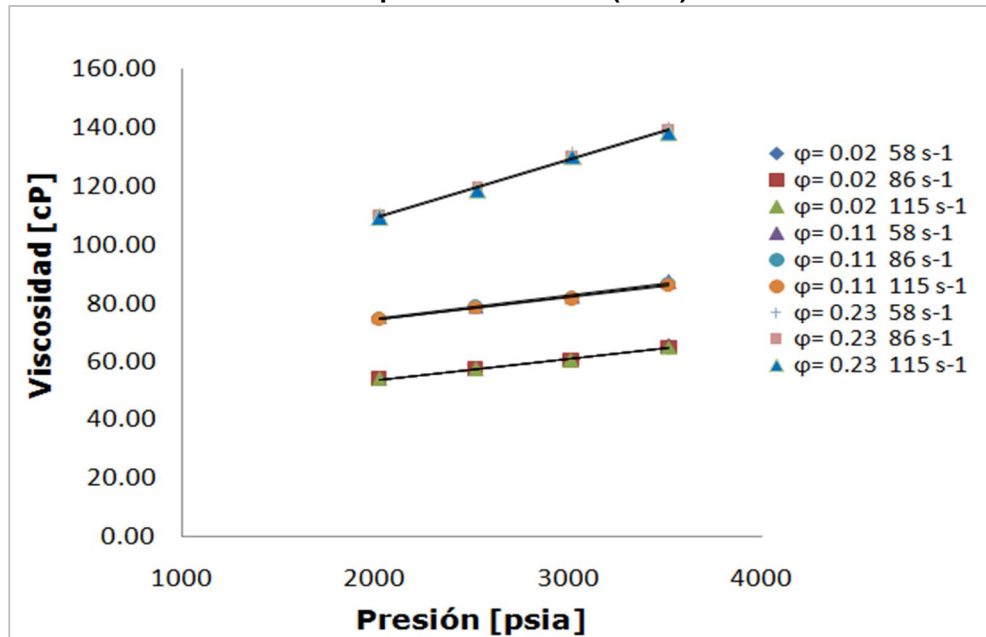
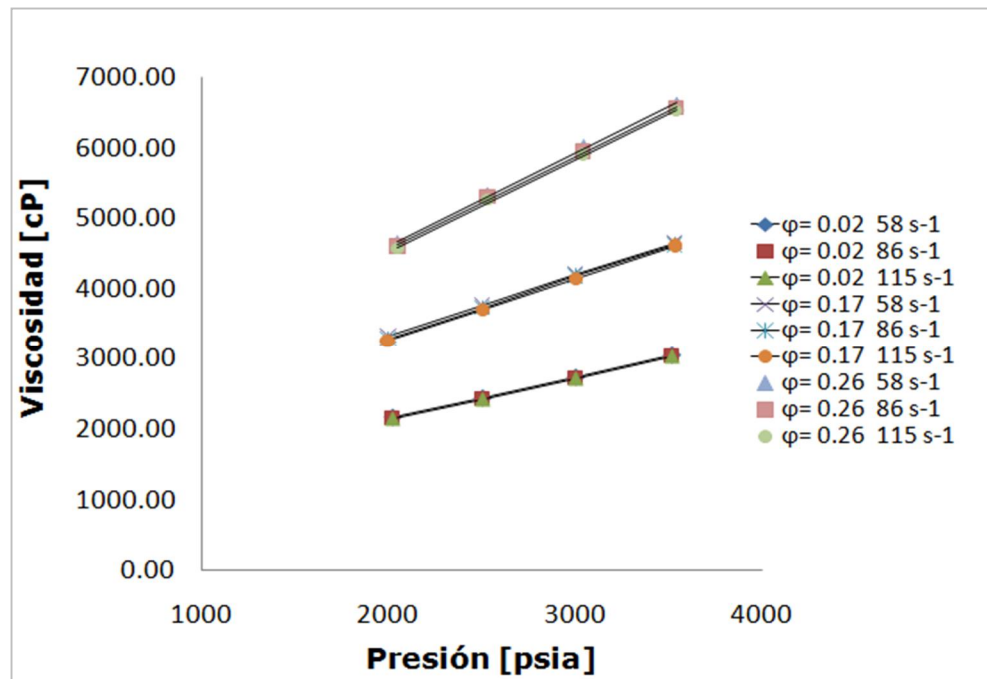


Figura 19. Curva de viscosidad vs presión para las diferentes velocidades de deformación y contenidos de agua evaluados para las emulsiones del Fluido F ($\phi = 0.02, 0.17$ y 0.26), medida a una temperatura de 140°F (60°C).



En las figuras anteriores se puede evidenciar que para todos los fluidos, el incremento en la viscosidad es muy marcado en la medida que se aumenta la fracción volumétrica de agua - incrementos de más del 100% entre la menor y mayor fracción volumétrica de agua evaluada - (información detallada se encuentra en las Tablas 4-1, 4-2 y 4-3 del capítulo 4). En estas Figuras se puede ver igualmente, que la variación en la viscosidad con la velocidad de deformación puede considerarse despreciable para el Fluido C y sus emulsiones y para las emulsiones del Fluido E; lo anterior confirma que estos fluidos presentan comportamiento Newtoniano aún a fracciones volumétricas de agua tan altas como las evaluadas. Por otra parte, para las emulsiones del Fluido F se observa que existen variaciones de la viscosidad con la velocidad de deformación; lo anterior indica que estos fluidos se podrían desviar del comportamiento Newtoniano; no obstante, es necesario verificar mediante análisis estadístico, si estas variaciones de viscosidad con la velocidad de deformación son estadísticamente significativas.

En las Tablas 3-2, 3-3 y 3-4 se muestran los resúmenes de los resultados obtenidos para todos los fluidos estudiados. En dichas Tablas se evidencia una disminución de la viscosidad con la velocidad de deformación; sin embargo, las variaciones pueden considerarse despreciables para los Fluidos C y E a todas las fracciones volumétricas de agua evaluadas, lo cual concuerda con lo discutido en los párrafos anteriores. No obstante, para el Fluido F a todas las fracciones volumétricas de agua evaluadas ($\phi = 0.02, 0.17$ y 0.26) existe una disminución de la viscosidad de aproximadamente 1.6% entre la menor y mayor velocidad de deformación, sugiriendo un posible y ligero comportamiento pseudoplástico.

3.3 COMPORTAMIENTO DE FASES DE FLUIDOS Y EMULSIONES

Se llevaron a cabo diferentes evaluaciones experimentales en una celda PVT visual con el propósito de conocer el comportamiento de fases de los fluidos vivos recombinados (fluidos de referencia) y de sus respectivas emulsiones; en las secciones siguientes se muestra la discusión de los principales resultados obtenidos.

3.3.1 Densidad. Las mediciones de densidad se llevaron a cabo a diferentes condiciones de presión por encima de la presión de burbuja de los fluidos evaluados. Para la evaluación de esta propiedad se seleccionaron los Fluidos C y E; el Fluido F no fue utilizado debido a limitaciones experimentales ocasionadas por la naturaleza del mismo (crudo extrapesado).

Tabla 7. Resumen de resultados de viscosidad obtenidos para el Fluido C y sus emulsiones, medida a una temperatura de 140°F (60°C).

Presión (psia)	Fracción volumétrica de agua ()	Viscosidad medida @ 58 s ⁻¹ (cP)	Viscosidad medida @ 86 s ⁻¹ (cP)	Viscosidad medida @ 115 s ⁻¹ (cP)
3514.7	0	220.93	220.69	220.51
3514.7	0.11	302.47	302.03	301.71
3514.7	0.16	378.60	378.30	378.09
3514.7	0.24	450.53	449.90	449.46
2514.7	0	184.15	183.99	183.87
2514.7	0.11	249.20	248.91	248.71
2514.7	0.16	313.83	313.54	313.34
2514.7	0.24	385.49	384.74	384.21
1514.7	0	152.20	152.02	151.90
1514.7	0.11	206.86	206.65	206.51
1514.7	0.16	253.49	253.13	252.88
1514.7	0.24	320.35	319.52	318.93
814.7	0	-	133.64	133.57
814.7	0.11	181.34	181.13	180.99
814.7	0.16	221.86	221.26	220.83
814.7	0.24	282.14	281.35	280.79

Tabla 8. Resumen de resultados de viscosidad obtenidos para las emulsiones del Fluido E, medida a una temperatura de 140°F (60°C).

Presión (psia)	Fracción volumétrica de agua ()	Viscosidad medida @ 58 s ⁻¹ (cP)	Viscosidad medida @ 86 s ⁻¹ (cP)	Viscosidad medida @ 115 s ⁻¹ (cP)
3514.7	0.02	64.84	64.72	64.64
3514.7	0.11	87.24	86.59	86.14
3514.7	0.23	139.68	138.83	138.22
3014.7	0.02	60.36	60.20	60.08
3014.7	0.11	82.28	81.83	81.51
3014.7	0.23	131.16	130.47	129.97
2514.7	0.02	57.22	57.19	57.17
2514.7	0.11	78.95	78.63	78.40
2514.7	0.23	119.90	119.18	118.67
2014.7	0.02	53.94	53.84	53.77
2014.7	0.11	75.00	74.66	74.42
2014.7	0.23	110.26	109.63	109.20

Tabla 9. Resumen de resultados de viscosidad obtenidos para las emulsiones del Fluido F, medida a una temperatura de 140°F (60°C).

Presión (psia)	Fracción volumétrica de agua ()	Viscosidad medida @ 58 s ⁻¹ (cP)	Viscosidad medida @ 86 s ⁻¹ (cP)	Viscosidad medida @ 115 s ⁻¹ (cP)
3514.7	0.02	3054.89	3036.41	3023.37
3514.7	0.17	4655.89	4620.30	4595.22
3514.7	0.26	6628.69	6565.82	6521.57
3014.7	0.02	2734.82	2717.60	2705.45
3014.7	0.17	4212.06	4176.82	4151.99
3014.7	0.26	6002.97	5945.03	5904.25
2514.7	0.02	2439.23	2423.08	2411.69
2514.7	0.17	3758.95	3724.66	3700.53
2514.7	0.26	5347.59	5295.07	5258.12
2014.7	0.02	2166.63	2151.56	2140.94
2014.7	0.17	3321.00	3288.00	3264.00
2014.7	0.26	4641.06	4594.64	4561.98

En las Figuras 20 y 21 se puede observar que para los fluidos evaluados existe un incremento en la densidad debido al aumento de la fracción volumétrica de agua; sin embargo, dicho incremento no es muy marcado (menores al 2%). Lo anterior significa que esta propiedad presenta poca sensibilidad a la presencia de agua emulsionada aún a contenidos tan altos como los evaluados; lo anterior no se aleja de los resultados esperados, debido a la similitud en el orden de magnitud de la densidad del agua y de los fluidos evaluados. En las Tablas 4-4 y 4-5, del capítulo 4, se muestra el resumen de los resultados obtenidos.

3.3.2 Presión de burbuja. Al igual que para la evaluación de la densidad, el estudio del efecto de la presencia de agua emulsionada sobre la presión de burbuja se llevó a cabo mediante la evaluación de los Fluidos C y E. El Fluido F no fue utilizado debido a que por la naturaleza del mismo (crudo extrapesado), no era posible llevar a cabo la prueba para este fluido en una celda PVT de la misma tecnología que la utilizada para los Fluidos C y E (y viceversa); por tanto, los resultados obtenidos para los diferentes fluidos no hubieran podido compararse, debido a que las diferencias podían atribuirse a los errores experimentales derivados del uso de diferentes tecnologías.

Figura 20. Comportamiento de la densidad del Fluido C a diferentes fracciones volumétricas de agua, determinado a una temperatura de 140°F (60°C).

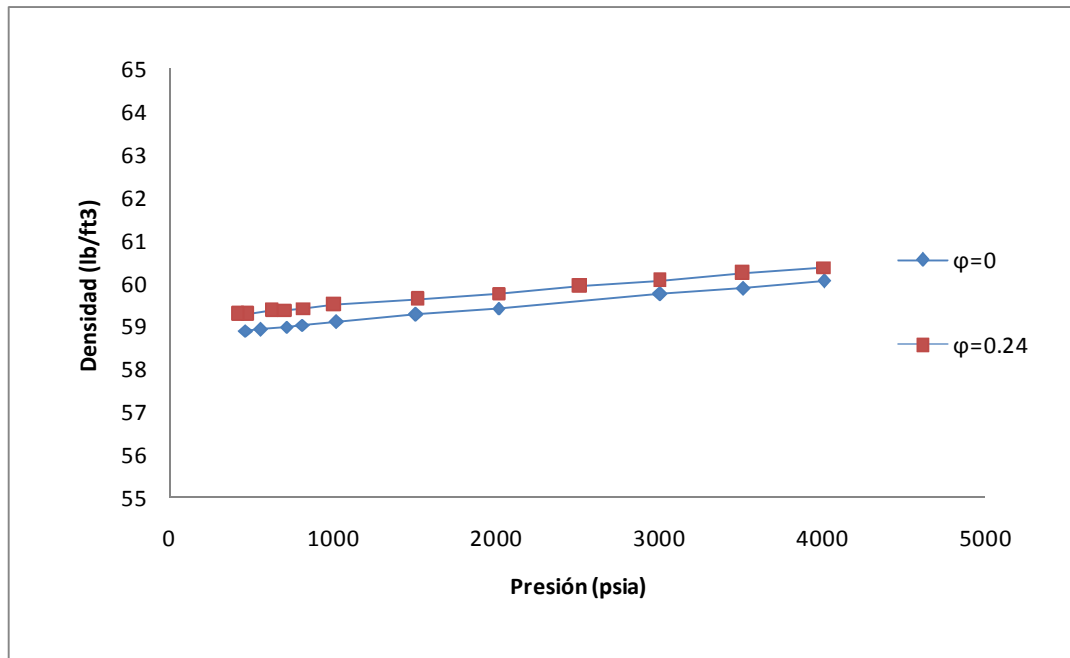
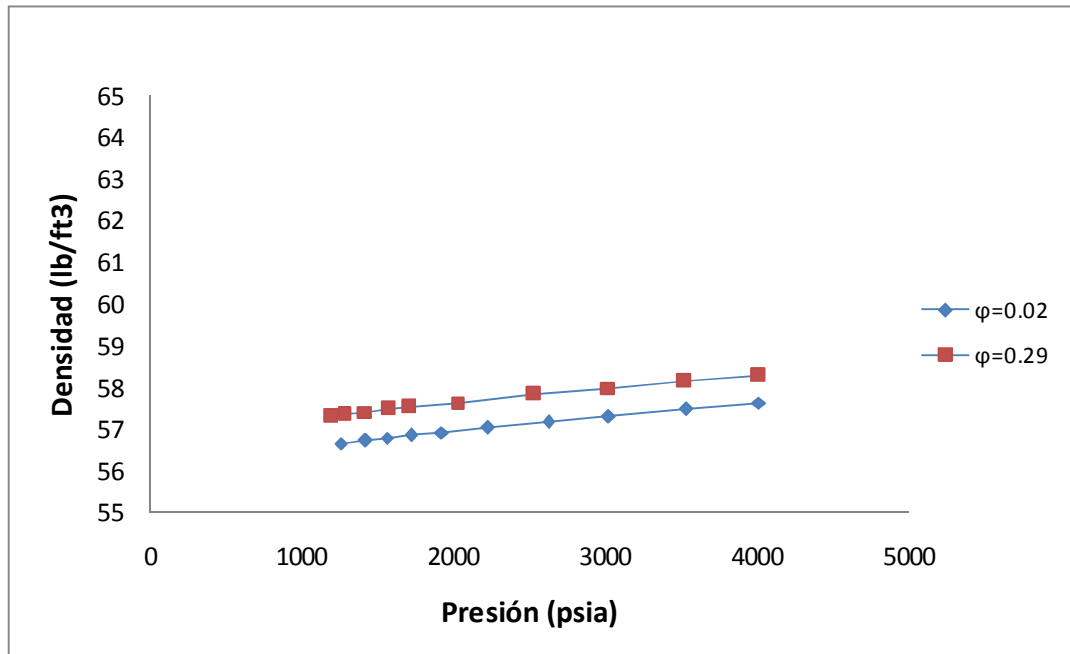


Figura 21. Comportamiento de la densidad del Fluido E a diferentes fracciones volumétricas de agua, determinado a una temperatura de 140°F (60°C).



En la Tabla 10 se muestra el resumen de los resultados obtenidos, en dicha Tabla se puede observar que para los fluidos evaluados existe una disminución en la presión de burbuja debida al aumento de la fracción volumétrica de agua (56.7 psia -0.39 MPa- para el Fluido C y 55 psia -0.37 MPa- para el Fluido E). No obstante, la disminución en la presión de burbuja de los fluidos evaluados es cercana al error experimental aceptado en la industria del petróleo para esta propiedad (-50 psia- ver Tabla 5). Lo anterior significa que la presión de burbuja de crudos pesados, presenta poca sensibilidad a la presencia de agua emulsionada, aún a contenidos tan altos como los evaluados (entre 1.3 - 1.6 moles de agua por mol de hidrocarburo).

Los resultados obtenidos en el presente trabajo, no coinciden con lo concluido por Zuo et al. (1996), donde a partir de simulaciones realizadas utilizando una modificación de la ecuación de Patel-Teja, se llegó a que las presiones de burbuja de los fluidos de yacimiento en presencia de agua, debían ser mayores que las del respectivo hidrocarburo; en dicha publicación los autores mencionaron que estaban realizando pruebas de laboratorio para corroborar sus conclusiones; sin embargo, los resultados de dichos estudios no se encontraron publicados en la revisión bibliográfica realizada durante el presente estudio.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el presente trabajo se realizaron simulaciones utilizando un software comercial que emplea el método propuesto por Li y Ngheim (1986). En este método el hidrocarburo (gas y líquido) se modela mediante una ecuación cúbica de estado y la solubilidad del gas en la fase acuosa se modela mediante la Ley de Henry; adicionalmente, las composiciones de la fase acuosa y el gas se ajustan por regresión de los coeficientes de interacción binaria y las constantes de la Ley de Henry se modifican mediante la teoría SPT (scaled particule theory) para tener en cuenta la presencia de sales en la fase acuosa.

Los resultados de la simulación se muestran en la Tabla 3.5; como se puede observar, el comportamiento predicho mediante la simulación coincide con el comportamiento observado experimentalmente. Lo anterior significa que para los fluidos evaluados, el hecho de que el agua se encuentre en emulsión (dispersa) y no en solución, no implica una modificación en el cálculo de la fugacidad de los componentes; es decir, la presencia de la interfase agua-aceite no afecta notoriamente los cálculos de equilibrio y por tanto no significa un impedimento para la aplicación del método propuesto por Li y Ngheim.

No obstante, los resultados indican que la desviación en las predicciones del Fluido C es mayor a la del Fluido E (sin ser una desviación significativa). Una posible explicación podría relacionarse con el hecho de que el Fluido C tiene un mayor contenido de asfaltenos que el Fluido E (ver Tabla 3) y teniendo en cuenta que a mayores concentraciones de asfalto puede presentarse una

saturación de la interfase agua-aceite (Gafonova y Yarranton, 2001), es posible, que cuando la concentración de asfaltenos aumenta, la presencia de la interfase agua-aceite empieza a tomar importancia para los cálculos de equilibrio. Sin embargo, se requiere la adquisición de un mayor número de datos experimentales con fluidos que tengan mayores contenidos de asfalteno para corroborar lo dicho anteriormente.

Tabla 10. Resultados de las simulaciones y de las mediciones de presión de burbuja para los fluidos evaluados a diferentes fracciones volumétricas de agua. (A una temperatura de 140°F -60°C-).

Fluido	Fracción volumétrica de agua ()	Presión de burbuja (psia) Experimental	Presión de burbuja (psia) Simulada	% Error
C	0	471.4	470	0.3
C	0.24	414.7	440	6.1
E	0.02	1254.7	1255	0.02
E	0.29	1199.7	1200	0.02

4. DESARROLLO DE MODELOS MATEMÁTICOS EMPIRICOS

Como prerrequisito para el desarrollo de modelos matemáticos, fue necesario establecer inicialmente si las variables de respuesta estudiadas presentaban un verdadero impacto de la presencia de agua emulsionada sobre su comportamiento, para posteriormente llevar a cabo un análisis estadístico a fin de establecer cuales variables independientes eran significativas.

4.1 CLASIFICACIÓN DE LAS VARIABLES DE RESPUESTA

A partir de los datos experimentales recopilados fue posible establecer el efecto de la presencia de agua emulsionada sobre las variables de respuesta evaluadas en el presente estudio. Los resultados indican que el agua genera incrementos en la viscosidad superiores al 100%, incrementos en la densidad inferiores al 2% y disminuciones cercanas a 50 psia (0.34 MPa) en la presión de burbuja de los fluidos estudiados. Lo anterior significa que la viscosidad es la única propiedad cuya variación debida al efecto de la presencia de agua emulsionada fue superior al error convencionalmente aceptado en la industria del petróleo (ver valores en la Tabla 5). En las Tablas 4-1 a 4-5 se muestra para las variables estudiadas, el porcentaje de variación entre la menor y mayor fracción volumétrica de agua evaluadas.

4.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO

El análisis estadístico se realizó únicamente para la viscosidad, por ser la única variable de respuesta cuyo impacto de la presencia de agua emulsionada fue importante. Como se pudo ver en la sección 3.2.3 del presente documento, el comportamiento reológico varía marcadamente con la composición del fluido, por tanto, el análisis estadístico se llevó a cabo de manera independiente para cada uno de los fluidos estudiados.

4.2.1 Gráficos de Daniel y diagramas de Pareto. Inicialmente se utilizaron estas dos herramientas a fin de evaluar el efecto sobre la viscosidad, de las variables independientes estudiadas y poder identificar de manera inequívoca cuales de ellas tienen efectos estadísticamente significativos. Los dos gráficos se construyeron a partir de los efectos estandarizados, los cuales se calculan dividiendo el efecto entre su error estándar (desviación estándar).

Tabla 11. Porcentaje de variación para la viscosidad del Fluido C a diferentes fracciones volumétricas de agua. (A una temperatura de 140°F -60°C-).

Presión (psia)	Viscosidad (cP) (= 0)	Viscosidad (cP) (= 0.24)	% variación
3514.7	220.93	450.53	103.92
2514.7	184.15	385.49	109.33
1514.7	152.20	320.35	110.48

Tabla 12. Porcentaje de variación para la viscosidad del Fluido E a diferentes fracciones volumétricas de agua. (A una temperatura de 140°F -60°C-).

Presión (psia)	Viscosidad (cP) (= 0.02)	Viscosidad (cP) (= 0.23)	% variación
3514.7	64.84	139.68	115.41
3014.7	60.36	131.16	117.29
2514.7	57.22	119.90	109.54

Tabla 13. Porcentaje de variación para la viscosidad del Fluido F a diferentes fracciones volumétricas de agua. (A una temperatura de 140°F -60°C-).

Presión (psia)	Viscosidad (cP) (= 0.02 y 58 s⁻¹)	Viscosidad (cP) (= 0.26 y 58 s⁻¹)	% variación
3514.7	3054.89	6628.69	116.99
3014.7	2734.82	6002.97	119.50
2514.7	2439.23	5347.59	119.23

Tabla 14. Porcentaje de variación para la densidad del Fluido C a diferentes fracciones volumétricas de agua. (A una temperatura de 140°F -60°C-).

Presión (psia)	Densidad (lb/ft3) = 0	Densidad (lb/ft3) = 0.24	% Variación
4013.7	60.04	60.37	0.55
3517.7	59.88	60.22	0.56
3011.7	59.73	60.06	0.54
2016.7	59.41	59.77	0.60
1515.7	59.25	59.62	0.62
1024.7	59.09	59.48	0.66
818.7	59.02	59.42	0.68
718.7	58.98	59.38	0.67

Tabla 15. Porcentaje de variación para la densidad del Fluido E a diferentes fracciones volumétricas de agua. (A una temperatura de 140°F -60°C-).

Presión (psia)	Densidad (lb/ft3) = 0	Densidad (lb/ft3) = 0.29	% Variación
4012.7	57.63	58.29	1.14
3535.7	57.49	58.15	1.15
3021.7	57.32	57.99	1.18
2529	57.14	57.83	1.20
1718.7	56.85	57.53	1.21
1561.7	56.79	57.48	1.21
1423.7	56.73	57.41	1.19

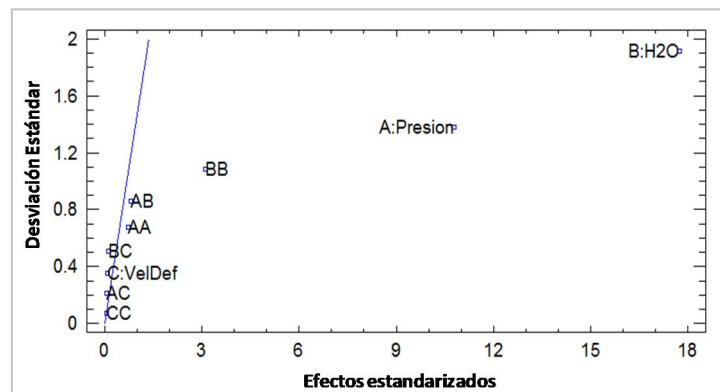
En el gráfico de Daniel, se concluye que un efecto es significativo cuando no sigue una distribución normal y por tanto no se encuentra formando parte de una línea recta; por otra parte en el diagrama de Pareto, se concluye que un efecto es significativo cuando el valor absoluto del efecto estandarizado es mayor que el valor crítico de la distribución T de student, representado mediante la línea vertical mostrada en el diagrama. Para todas las figuras se muestran las variables independientes representadas de la siguiente manera: A: presión, B: fracción volumétrica de agua () y C: velocidad de deformación.

4.2.1.1 Fluido C. En la Figura 22 se muestran los gráficos del análisis estadístico realizado al Fluido C. En la Figura se puede observar que el gráfico de Daniel indica que existen dos efectos lineales (A y B) y un efecto no lineal (BB), los cuales son claramente significativos; adicionalmente

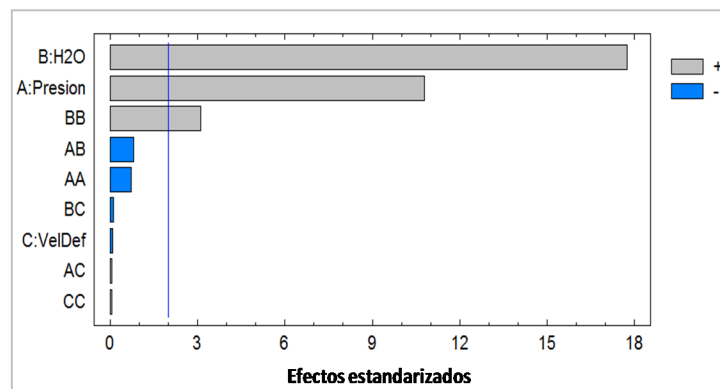
indica que existen dos efectos no lineales (AB y AA) sobre los cuales no hay total claridad acerca de si son estadísticamente significativos. Lo anterior se concluye debido a que los efectos A, B y BB no siguen una distribución normal y por tanto no se encuentran formando parte de la línea recta; este comportamiento no es tan evidente para los efectos AB y AA.

Por otra parte, el diagrama de Pareto indica que sólo existen dos efectos lineales (A y B) y un efecto no lineal (BB) estadísticamente significativos. Lo anterior se concluye debido a que para dichos efectos, el valor absoluto del efecto estandarizado es mayor que el valor crítico de la distribución T de student. Los resultados del análisis permiten concluir que la fracción volumétrica de agua (), la presión y el cuadrado de la fracción volumétrica de agua (ϕ^2) contribuyen a explicar el comportamiento de la viscosidad del Fluido C y sus emulsiones. Adicionalmente se ratifica que la velocidad de deformación no tiene un efecto estadísticamente significativo sobre la viscosidad y por tanto dichos fluidos siguen un comportamiento Newtoniano, tal como se había mencionado en la sección 3.2.3. No obstante, es necesario verificar mediante análisis de varianza la naturaleza de los efectos AB y AA.

Figura 22. Resultados del análisis estadístico realizado al Fluido C. (a) Gráfico de Daniel. (b) Diagrama de Pareto.



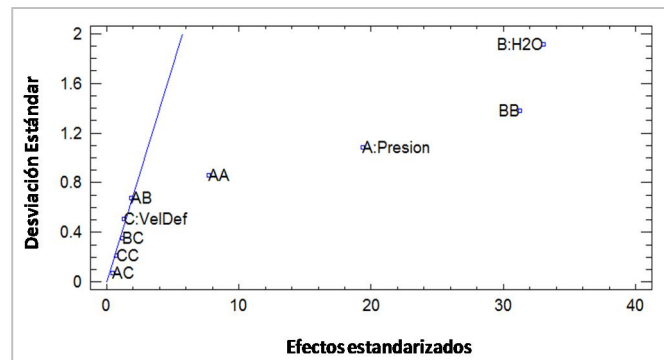
(a)



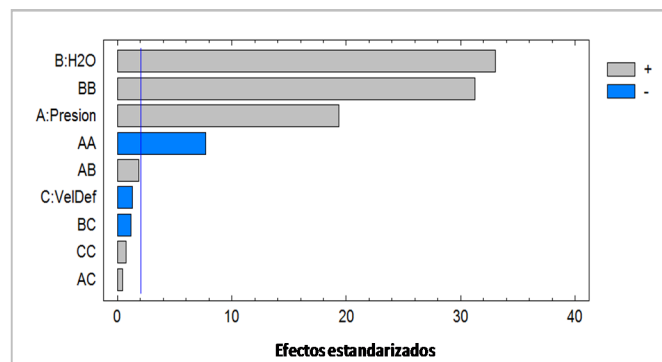
(b)

4.2.1.2 Fluido E. En la Figura 23 se muestran los gráficos del análisis estadístico realizado al Fluido E, en ella se puede observar que el gráfico de Daniel indica que existen dos efectos lineales (A y B) y dos efectos no lineales (BB y AA), los cuales son claramente significativos; el diagrama de Pareto ratifica lo anterior; sin embargo, esta herramienta indica que el efecto no lineal AA es de signo negativo.

Figura 23. Resultados del análisis estadístico realizado al Fluido E. (a) Gráfico de Daniel. (b) Diagrama de Pareto.



(a)

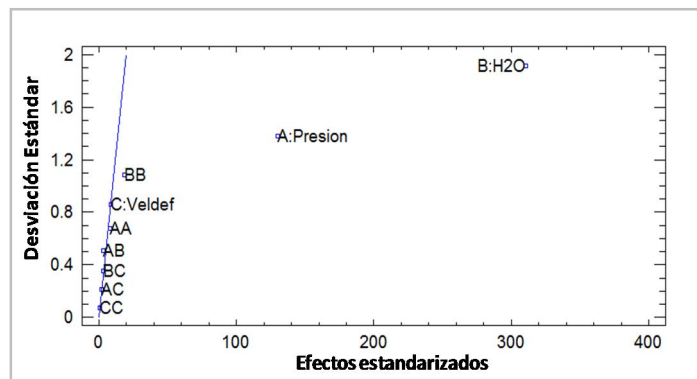


(b)

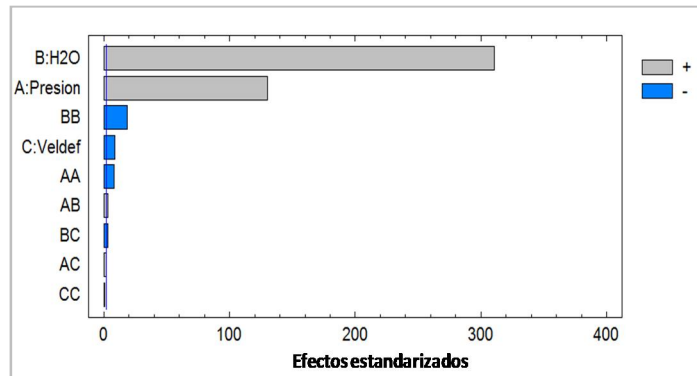
A partir del análisis se puede concluir que al igual que para el Fluido C, la fracción volumétrica de agua (), la presión y el cuadrado de la fracción volumétrica de agua (ϕ^2) contribuyen a explicar el comportamiento de la viscosidad de las emulsiones del Fluido E; no obstante, a diferencia del Fluido C, el cuadrado de la presión (P^2) también contribuye de manera significativa. Los resultados igualmente permiten ratificar que para las emulsiones del Fluido E, la velocidad de deformación no tiene un efecto estadísticamente significativo sobre la viscosidad y por tanto siguen un comportamiento Newtoniano, tal como se había mencionado en la sección 3.2.3.

4.2.1.3 Fluido F. En la Figura 24 se muestran los gráficos del análisis estadístico realizado al Fluido F. Como se puede observar, el diagrama de Pareto indica que existen tres efectos lineales (A, B y C) y dos efectos no lineales (BB y AA) los cuales son significativos; sin embargo, el gráfico de Daniel indica que sólo existen dos efectos lineales (A y B) y un efecto no lineal (BB) claramente significativos.

Figura 24. Resultados del análisis estadístico realizado al Fluido F. (a) Gráfico de Daniel. (b) Diagrama de Pareto.



(a)



(b)

El análisis indica que al igual que para el Fluido C, la fracción volumétrica de agua (ϕ), la presión y el cuadrado de la fracción volumétrica de agua (ϕ^2) contribuyen a explicar el comportamiento de la viscosidad del Fluido F y sus emulsiones; no obstante, dicho análisis también indica que existen otros dos efectos (velocidad de deformación y el cuadrado de la presión) que también contribuyen aunque en mucha menor proporción, a explicar el comportamiento de la viscosidad. Lo anterior indicaría que a diferencia del Fluido C y del Fluido E, la velocidad de deformación si tiene un efecto estadísticamente significativo sobre la viscosidad, lo cual indicaría que dichos fluidos no siguen un comportamiento Newtoniano, tal como se había mencionado en la sección 3.2.3. Sin embargo, es

necesario verificar lo anterior mediante análisis de varianza debido a que en el diagrama de Pareto se muestra que el efecto de la velocidad de deformación es mucho menor que los otros efectos significativos.

4.2.2 Análisis de varianza (ANOVA). El análisis de varianza de los resultados de viscosidad para cada uno de los fluidos y emulsiones evaluadas, se realizó con el fin de establecer la contribución de cada una de las variables independientes estudiadas junto con sus interacciones, y de esa manera poder eliminar las que tienen una contribución poco importante; lo anterior, se llevó a cabo para obtener un modelo matemático final en el que sólo se incluyeran términos significativos.

Como ya está establecido, en un ANOVA se descompone la variabilidad total de los datos (suma de cuadrados), en variabilidad debida a los tratamientos (combinación de niveles de las variables independientes) y en variabilidad del error aleatorio (variabilidad que no se puede explicar por las variables independientes estudiadas). Lo anterior se realiza a fin de establecer el cuadrado medio (suma de cuadrados dividida en los grados de libertad), el estadístico F (cuadrado medio de los tratamientos dividido en el cuadrado medio del error) y el valor p (área bajo la distribución F, la cual indica la significancia observada). En las secciones siguientes se muestra el análisis de varianza realizado para todos los fluidos y emulsiones evaluadas. Al igual que para el gráfico de Daniel y el diagrama de Pareto, en el ANOVA, las variables independientes se representan de la siguiente manera: A: presión, B: fracción volumétrica de agua () y C: velocidad de deformación.

4.2.2.1 ANOVA para el Fluido C. En la Tabla 16 se muestra el resumen del ANOVA realizado a partir de los datos obtenidos para el Fluido C y sus emulsiones.

Tabla 16. ANOVA para los datos de viscosidad del Fluido C y sus emulsiones.

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	P-Value
A:Presion	0.0606019	1	0.0606019	116.41	0.0000
B:H2O	0.163994	1	0.163994	315.03	0.0000
C:VelDef	0.00000539797	1	0.00000539797	0.01	0.9193
AA	0.000277233	1	0.000277233	0.53	0.4687
AB	0.000334093	1	0.000334093	0.64	0.4266
AC	0.00000266929	1	0.00000266929	0.01	0.9432
BB	0.00501246	1	0.00501246	9.63	0.0030
BC	0.00000832881	1	0.00000832881	0.02	0.8998
CC	0.00000183874	1	0.00000183874	0.00	0.9528
Total error	0.028111	54	0.000520574		
Total (corr.)	7.07125	63			

A partir de los resultados del análisis de varianza realizado para el Fluido C y sus emulsiones, se puede concluir con el 95% de confianza, que efectivamente la presión y la fracción volumétrica de agua (lineal y cuadrática) tienen una contribución importante sobre el comportamiento de la viscosidad. Lo anterior se concluye a partir del estadístico p, el cual es menor que 0.05 y del estadístico F el cual tiene un orden de magnitud importante para dichos efectos, en relación al valor de los otros efectos evaluados. Igualmente se confirma al 95% de confianza, que dichos fluidos tienen un comportamiento Newtoniano; lo anterior se concluye también a partir del estadístico p, el cual es mucho mayor que 0.05 y del estadístico F el cual tiene un orden de magnitud muy pequeño para la velocidad de deformación.

Como se mencionó en la sección 4.2.1.1, es necesario establecer adicionalmente si para el Fluido C y sus emulsiones, los efectos AB y AA son estadísticamente significativos. A partir de la Tabla 16 se puede concluir que no lo son, debido a que el valor p es bastante mayor que 0.05 y adicionalmente el valor de F es muy pequeño en relación a los valores obtenidos para los efectos que si son significativos; sin embargo, debido a que el ANOVA está calculado con todos los efectos, se requiere eliminar del análisis aquellos que son claramente no significativos, para de esa manera aumentar los grados de libertad para el cálculo del error y poder calcular de manera más adecuada los estadísticos F y p. En la Tabla 17 se muestra el ANOVA modificado, donde se puede verificar al 95% de confianza que efectivamente los efectos AB y AA no son estadísticamente significativos.

Tabla 17. ANOVA modificado para los datos de viscosidad del Fluido C y sus emulsiones.

<i>Source</i>	<i>Sum of Squares</i>	<i>Df</i>	<i>Mean Square</i>	<i>F-Ratio</i>	<i>P-Value</i>
A:Presion	0.0781532	1	0.0781532	160.64	0.0000
B:H2O	0.273576	1	0.273576	562.33	0.0000
AA	0.000277233	1	0.000277233	0.57	0.4534
AB	0.000334093	1	0.000334093	0.69	0.4107
BB	0.00501246	1	0.00501246	10.30	0.0022
Total error	0.0282173	58	0.000486506		
Total (corr.)	7.07125	63			

4.2.2.2 ANOVA para el Fluido E. En la Tabla 18 se muestra el resumen del ANOVA realizado a partir de los datos obtenidos para las emulsiones del Fluido E.

Tabla 18. ANOVA para los datos de viscosidad de emulsiones del Fluido E.

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	P-Value
A:Presion	0.00871046	1	0.00871046	373.92	0.0000
B:H2O	0.0254057	1	0.0254057	1090.60	0.0000
C:VelDef	0.0000413453	1	0.0000413453	1.77	0.1943
AA	0.00138125	1	0.00138125	59.29	0.0000
AB	0.0000825347	1	0.0000825347	3.54	0.0710
AC	0.00000405859	1	0.00000405859	0.17	0.6798
BB	0.0227502	1	0.0227502	976.61	0.0000
BC	0.0000330625	1	0.0000330625	1.42	0.2443
CC	0.0000141682	1	0.0000141682	0.61	0.4425
Total error	0.000605673	26	0.0000232951		
Total (corr.)	4.2111	35			

A partir de los resultados del análisis de varianza realizado para el Fluido E y sus emulsiones, se puede concluir con el 95% de confianza, que efectivamente la presión (lineal y cuadrática) y la fracción volumétrica de agua (lineal y cuadrática) tienen una contribución importante sobre el comportamiento de la viscosidad. Igualmente se confirma al 95% de confianza, que dichos fluidos tienen un comportamiento Newtoniano (la velocidad de deformación no es estadísticamente significativa).

En la Tabla también se puede observar que para las emulsiones del Fluido E, existe un efecto (AB) cuyo valor p es cercano a 0.05 y por tanto pudiera llegar a ser significativo cuando se eliminen del análisis aquellos efectos que son claramente no significativos. En la Tabla 19 se muestra el ANOVA modificado, donde se confirma al 95% de confianza que definitivamente el efecto AB no es estadísticamente significativo. De dicha Tabla se puede concluir igualmente que el cuadrado de la presión tiene una contribución muy pequeña sobre el comportamiento de la viscosidad (casi 23 veces menor que el efecto de la fracción volumétrica de agua).

Tabla 19. ANOVA modificado para los datos de viscosidad de las emulsiones del Fluido E.

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	P-Value
A:Presion	0.00960303	1	0.00960303	152.85	0.0000
B:H2O	0.0321635	1	0.0321635	511.94	0.0000
AA	0.00138125	1	0.00138125	21.99	0.0001
AB	0.0000825347	1	0.0000825347	1.31	0.2608
BB	0.0227502	1	0.0227502	362.11	0.0000
Total error	0.0018848	30	0.0000628266		
Total (corr.)	4.2111	35			

4.2.2.3 ANOVA para el Fluido F. En la Tabla 20 se muestra el resumen del ANOVA realizado a partir de los datos obtenidos para el Fluido F y sus emulsiones.

Tabla 20. ANOVA para los datos de viscosidad del Fluido F y sus emulsiones.

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	P-Value
A:Presion	0.611961	1	0.611961	16978.48	0.0000
B:H2O	3.47663	1	3.47663	96457.00	0.0000
C:Veldef	0.002882	1	0.002882	79.96	0.0000
AA	0.00231817	1	0.00231817	64.32	0.0000
AB	0.000411624	1	0.000411624	11.42	0.0023
AC	0.000138954	1	0.000138954	3.86	0.0604
BB	0.0124272	1	0.0124272	344.79	0.0000
BC	0.000369201	1	0.000369201	10.24	0.0036
CC	0.0000310927	1	0.0000310927	0.86	0.3615
Total error	0.000937128	26	0.0000360434		
Total (corr.)	4.10811	35			

A partir de los resultados del análisis de varianza realizado para el Fluido F y sus emulsiones, se puede concluir con el 95% de confianza, que sólo existen dos efectos (AC y CC) que no son estadísticamente significativos. Estos resultados son inesperados, debido a que no concuerdan con los resultados mostrados en la sección 4.2.1.3 donde se mostraba que existían tres efectos lineales (A, B y C) y dos efectos no lineales (BB y AA) estadísticamente significativos. En la Tabla 21 se muestra el ANOVA modificado una vez se eliminaron del análisis los efectos no significativos.

Tabla 21. ANOVA modificado para los datos de viscosidad de las emulsiones del Fluido F.

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	P-Value
A:Presion	0.611961	1	0.611961	15476.27	0.0000
B:H2O	3.47663	1	3.47663	87922.74	0.0000
C:Veldef	0.002882	1	0.002882	72.88	0.0000
AA	0.00231817	1	0.00231817	58.63	0.0000
AB	0.000411624	1	0.000411624	10.41	0.0032
BB	0.0124272	1	0.0124272	314.28	0.0000
BC	0.000369201	1	0.000369201	9.34	0.0049
Total error	0.00110717	28	0.0000395419		
Total (corr.)	4.10811	35			

En la Tabla anterior se puede observar que todos los efectos son estadísticamente significativos; sin embargo, si se observa detalladamente, existen diferencias marcadas en el orden de magnitud del estadístico F, lo cual indica que a pesar de que todos son significativos, existen unos efectos (fracción volumétrica de agua -lineal y cuadrática- y presión) que al igual que para los otros fluidos

evaluados contribuyen de manera importante a la viscosidad, comparados con los demás efectos significativos.

4.3 DESARROLLO Y VALIDACIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS

A partir del análisis estadístico se pudo establecer que existen variables independientes que ayudan a explicar el comportamiento de la viscosidad y son comunes a los tres fluidos evaluados; dichas variables son: la fracción volumétrica de agua (en forma lineal y cuadrática) y la presión. No obstante, dependiendo del fluido estudiado existen otros efectos que también resultaron ser significativos, aunque en mucha menor proporción. A continuación se muestra el análisis adicional que se realizó a fin de establecer el grado de complejidad y la forma de los modelos.

4.3.1 Análisis gráfico. El análisis consistió en hacer una representación gráfica de la viscosidad con respecto a las variables independientes que resultaron significativas; esto se realizó con el fin de visualizar la forma de la función.

El primer análisis gráfico se realizó tomando en cuenta que es un hecho experimental y teórico bien conocido que para crudos muertos, la viscosidad de emulsiones aumenta de manera exponencial con respecto a la fracción volumétrica de agua (Broughton y Squires, 1938; Mooney, 1951; R nningsen, 1995; Al-Roomi et al., 2004; Azodi et al., 2013); por tanto, se construyeron para cada uno de los fluidos evaluados, las gráficas del logaritmo natural de la viscosidad con respecto a la fracción volumétrica de agua a varios niveles de presión, a fin de verificar si las emulsiones de fluidos vivos también siguen dicho comportamiento.

En las Figuras 25, 26 y 27 se muestran las gráficas del logaritmo natural de la viscosidad versus la fracción volumétrica de agua para todos los fluidos evaluados; debido a la posible desviación del Fluido F del comportamiento Newtoniano, en la Figura 27 se muestran los resultados obtenidos a una velocidad de deformación de 58 s^{-1} .

Figura 25. Logaritmo natural de la viscosidad vs la fracción volumétrica de agua para las emulsiones del Fluido C. (A una temperatura de 140°F Æ 60°C-).

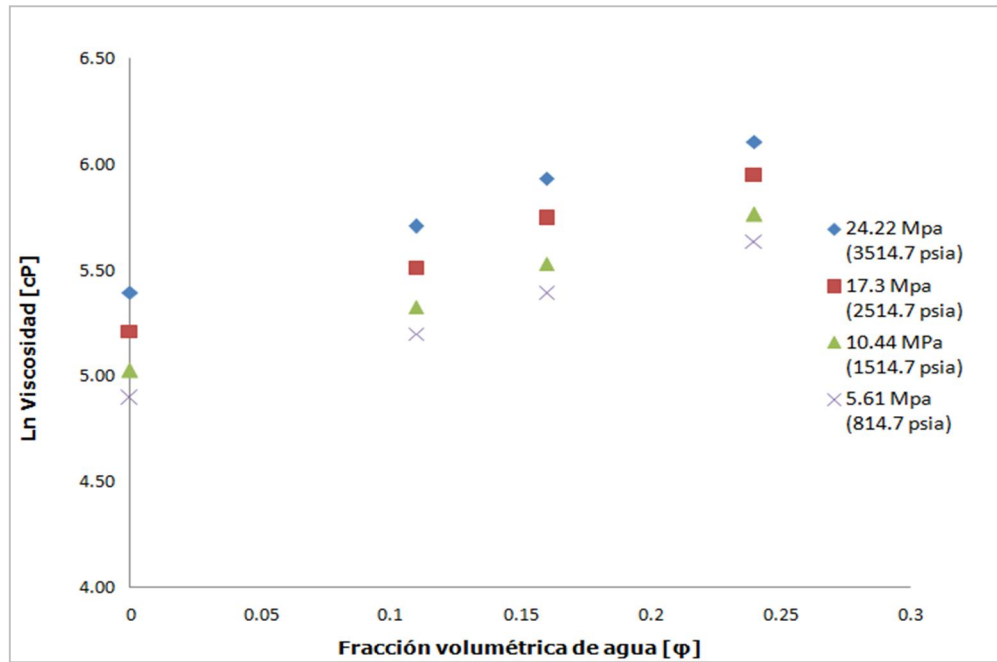


Figura 26. Logaritmo natural de la viscosidad vs la fracción volumétrica de agua para las emulsiones del Fluido E. (A una temperatura de 140°F Æ 60°C-).

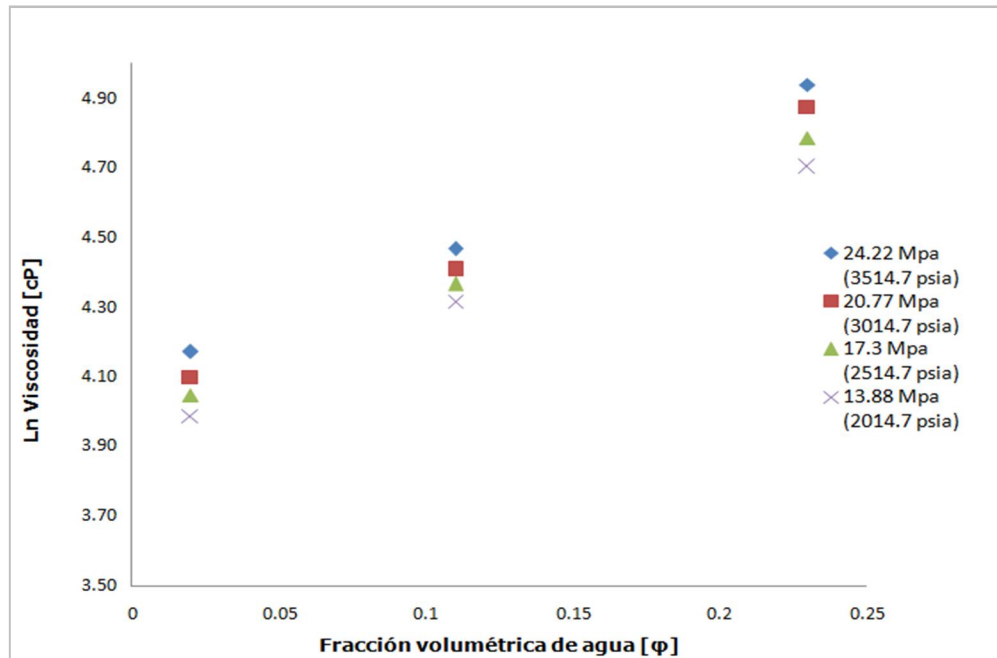
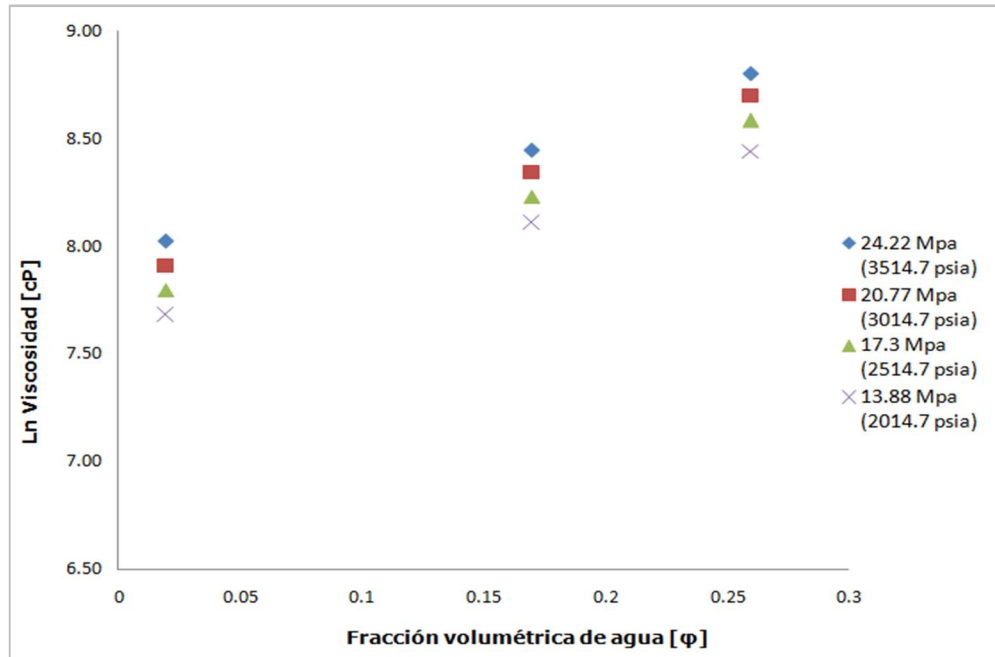


Figura 27. Logaritmo natural de la viscosidad vs la fracción volumétrica de agua para las emulsiones del Fluido F a una velocidad de deformación de 58 s^{-1} . (A una temperatura de 140°F Æ 60°C -).



De las gráficas se puede observar que las emulsiones de fluidos vivos también se comportan de manera exponencial con el incremento del contenido de agua. Debido a lo anterior, se quiso verificar si también existe un comportamiento exponencial de la viscosidad con respecto a la presión, para lo cual se realizó el segundo análisis gráfico.

Las Figuras 28, 29 y 30 muestran las gráficas del logaritmo natural de la viscosidad con la presión para todas las fracciones volumétricas de agua evaluadas. Como se puede observar, para todos los fluidos estudiados, el logaritmo natural de la viscosidad tiene un comportamiento lineal con la presión. Lo anterior ayuda a explicar lo mencionado en las secciones 4.2.2.2 y 4.2.2.3 donde se había concluido para los Fluidos E y F, que a pesar de que el efecto cuadrático de la presión (P^2) era significativo, su contribución a la explicación del comportamiento de la viscosidad era muy bajo. Del análisis anterior se pudo concluir por tanto, que dicho efecto no debe incluirse en el modelo.

Figura 28. Curva de viscosidad vs presión para el Fluido C y sus emulsiones ($\phi = 0.11, 0.16$ y 0.24). (A una temperatura de 140°F \dot{E} 60°C -).

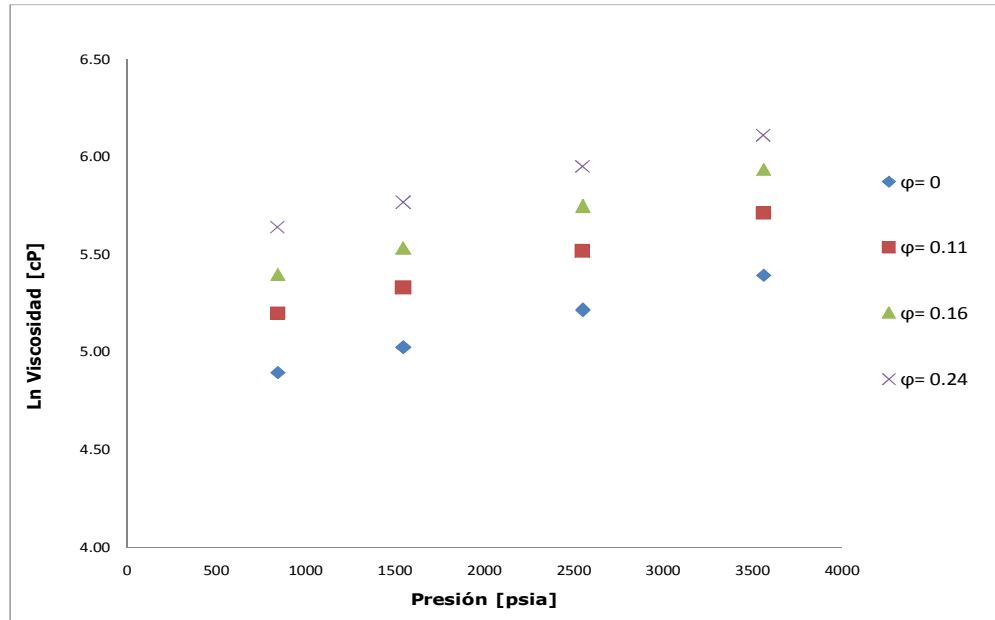


Figura 29. Curva de viscosidad vs presión para las emulsiones del Fluido E ($\phi = 0.02, 0.12$ y 0.23). (A una temperatura de 140°F \dot{E} 60°C -).

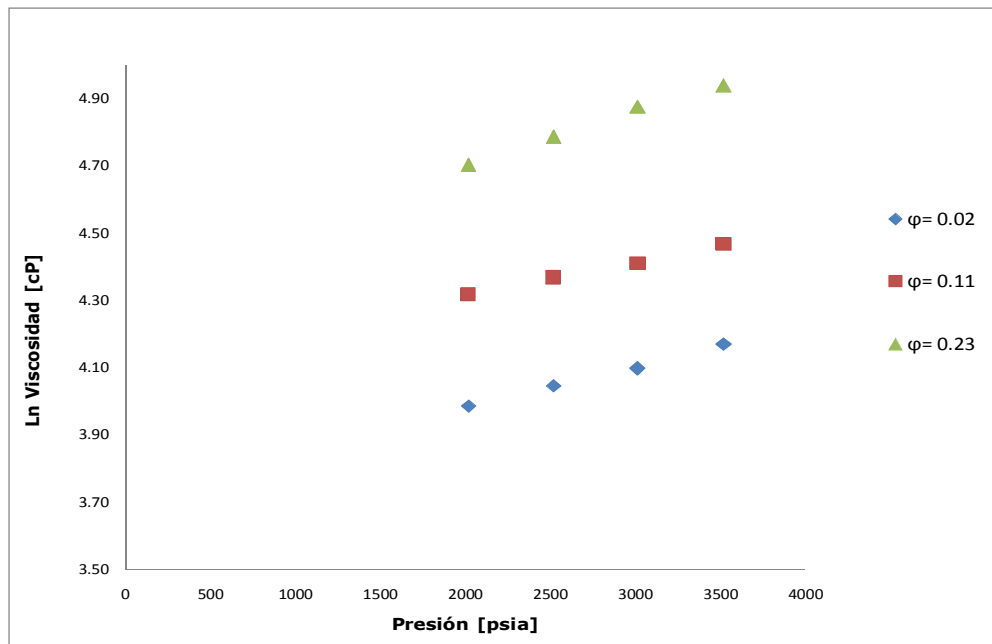
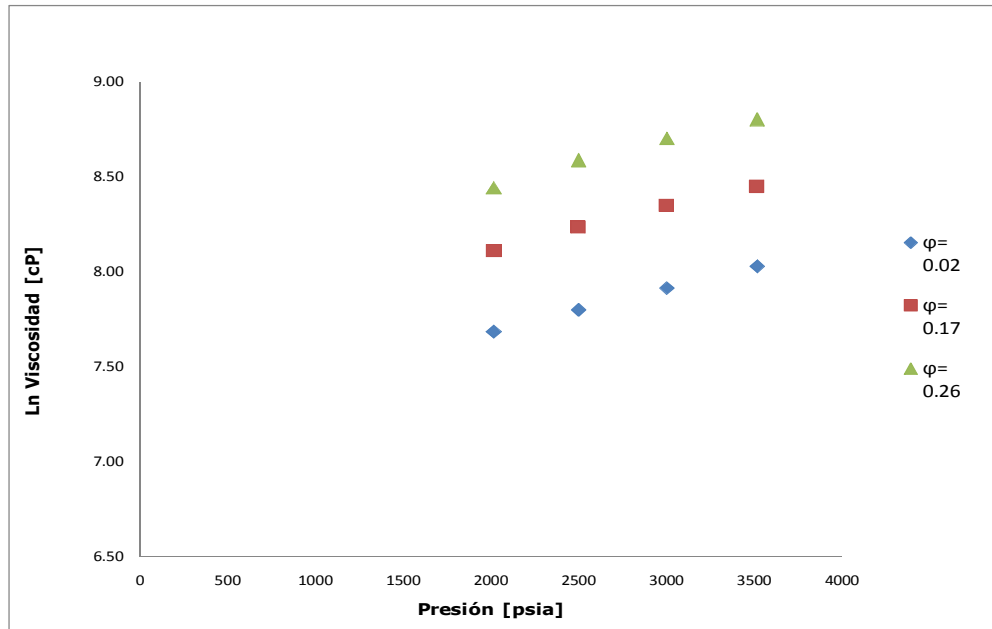


Figura 30. Curva de viscosidad Vs presión para las emulsiones del Fluido F ($\phi = 0.02, 0.17$ y 0.26). (A una temperatura de 140°F \dot{E} 60°C -).



4.3.2 Modelo propuesto. El grado de complejidad y forma del modelo se estableció a partir de la información obtenida mediante el análisis estadístico y el análisis gráfico; donde se concluyó que los únicos efectos significativos sobre la viscosidad son la presión y la fracción volumétrica de agua (lineal y cuadrática) y que el comportamiento de la viscosidad con dichas variables independientes es exponencial.

Como resultado, el modelo propuesto es logarítmico, con tres variables (viscosidad, presión y fracción volumétrica de agua) y con cuatro términos.

El modelo propuesto es de la forma:

$$\ln \mu = A + B * P + C * P^2 + (D * \phi^D)$$

Dónde:

A, B, C y D son constantes, P es la presión en psia y ϕ es la fracción volumétrica de agua (adimensional).

El modelo propuesto no se desvía en su estructura matemática de los modelos isotérmicos para el cálculo de la viscosidad de emulsiones, desarrollados por otros autores (ver Tabla 1);

evidentemente, existe una diferencia con dichos modelos y es la inclusión del efecto de la presión. En ese sentido, el modelo propuesto tiene similitudes con los modelos no isotérmicos (ver Tabla 2), lógicamente, cambiando la variable temperatura por la variable presión. Otra diferencia con los modelos existentes radica en el hecho de que el modelo desarrollado en el presente trabajo, no fue propuesto para el cálculo de la viscosidad relativa (relación entre la viscosidad del fluido con una fracción volumétrica de agua conocida y la viscosidad del fluido deshidratado); lo anterior debido básicamente a dos razones, la primera está relacionada con el hecho de que no se contó con fluidos 100% deshidratados (sólo un fluido con $w=0$) y la segunda tiene que ver con la concepción misma del modelo, *la cual consistió en proponer una relación matemática con carácter predictivo, que permitiera estimar la viscosidad del fluido deshidratado a partir de información experimental del fluido emulsionado.*

La inclusión de la presión en el modelo propuesto y haberlo desarrollado a partir de datos de crudos vivos pesados y extra-pesados, constituye uno de los grandes aportes del presente trabajo, pues permite calcular la viscosidad a condiciones de yacimiento y a diferentes contenidos de agua.

4.3.3 Regresión multivariada. Una vez definida la forma y el número de términos, se procedió a realizar regresión multivariada de los datos experimentales utilizando mínimos cuadrados, a fin de obtener los coeficientes o parámetros de los modelos (A, B, C y D). Algunos datos experimentales no fueron utilizados en la construcción de los modelos, con el fin de utilizarlos tanto para la validación como para determinar la capacidad predictiva del mismo. En la Tabla 22 se muestra el resumen de los datos empleados para la regresión; es importante mencionar que los datos utilizados fueron seleccionados al azar.

Tabla 22. Resumen de datos empleados para la realización de la regresión multivariada.

Fluido	Número de datos	Fracciones volumétricas de agua empleadas	Rango de presiones empleadas (psia)
C	30	0.11, 0.16 y 0.24	814.7 psia a 3514.7 psia
E	16	0.11 y 0.23	2014.7 psia a 3514.7 psia
F	16	0.17 y 0.26	2014.7 psia a 3514.7 psia

En la Tabla 23 se muestran los parámetros del modelo obtenidos por regresión multivariada para cada uno de los fluidos estudiados e igualmente se muestra el valor del coeficiente de correlación ajustado (R^2 ajustado) para cada uno de los modelos obtenidos.

Tabla 23. Parámetros del modelo obtenidos por regresión multivariada para cada uno de los fluidos evaluados.

FLUIDO	A	B	C	D	R2 ajustado
C	4.728	0.0001875	2.820	1.352	0.991
E	3.657	0.0001332	2.982	2.102	0.993
F	7.154	0.0002292	2.410	3.158	0.995

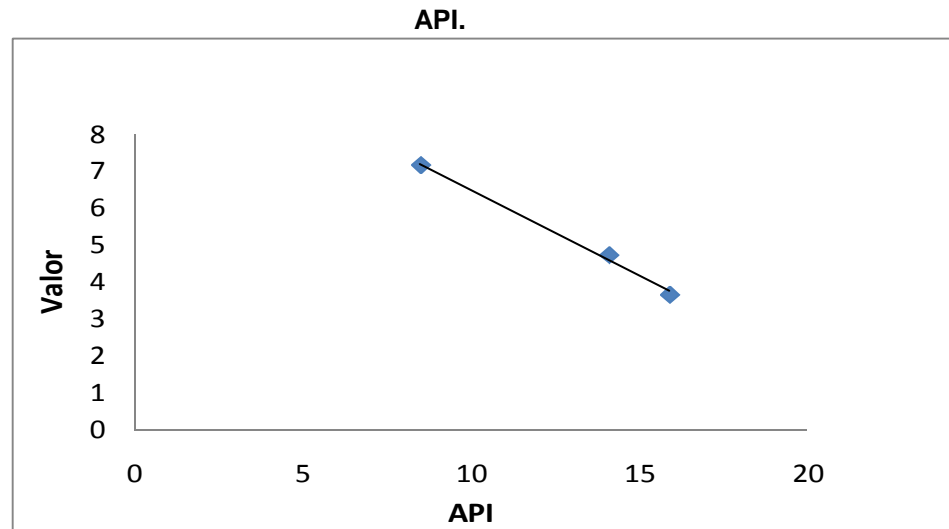
De los valores del coeficiente de correlación ajustado (R^2 ajustado), mostrados en la Tabla anterior, se puede concluir que para todos los fluidos evaluados, las variables independientes seleccionadas (fracción volumétrica de agua y presión) explican en más del 99% el comportamiento de la viscosidad; lo anterior significa que aún para el Fluido F, el aporte de la velocidad de deformación puede considerarse despreciable en relación al aporte de las otras dos variables independientes.

4.3.4 Análisis de los parámetros del modelo. Una vez obtenidos los parámetros del modelo, se hizo un análisis adicional con el fin de establecer si existe alguna relación entre dichos parámetros y algunas propiedades conocidas de los fluidos evaluados. Este análisis se realizó como un intento por explicar el fundamento del modelo obtenido; sin embargo, debido a que el modelo es netamente empírico, es necesario realizar análisis más profundos a fin de verificar si las relaciones encontradas en el presente trabajo pueden generalizarse.

La evaluación se realizó mediante un análisis gráfico de cada uno de los parámetros del modelo, con respecto a la gravedad API, la relación gas-aceite (GOR) y el contenido de asfaltenos (ver Tabla 3). La selección de estas variables se debió a que para los fluidos de yacimiento dichas propiedades son de fácil determinación y por tanto miden de manera rutinaria.

En la Figura 31 se muestra la relación encontrada para la constante μ_0 ; dicha Figura sugiere una relación inversamente proporcional entre la constante y la gravedad API. La relación existente entre la densidad y la viscosidad es bien conocida y a partir de ella se han generado diferentes correlaciones para su cálculo (Reid et al. (1977), Pedersen et al. (1984); Pedersen y Fredenslund (1987)); por tanto este hallazgo no se desvía del conocimiento que se tiene de estas dos propiedades. A partir de la relación encontrada podría decirse que para los fluidos y emulsiones evaluadas, la constante A es un parámetro característico del fluido.

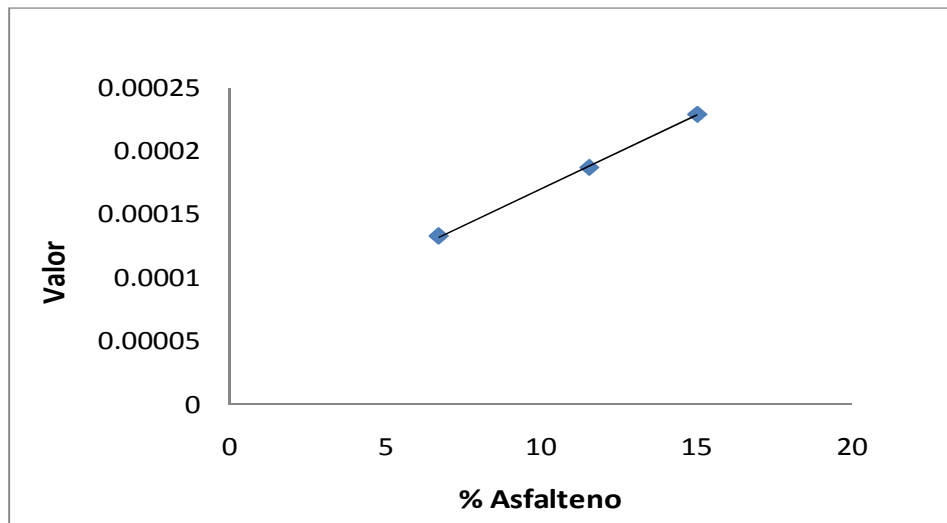
Figura 31. Representación gráfica de la relación existente entre la constante A y la gravedad



La Figura 32 muestra la relación encontrada para el coeficiente $\%B$; en la Figura se observa una relación directamente proporcional entre el coeficiente y el porcentaje en peso de asfaltenos. Debido a que este coeficiente es el que acompaña a la presión, la relación hallada sugeriría que para los fluidos y emulsiones evaluadas, en la medida en que aumenta la concentración de asfaltenos del hidrocarburo, la contribución de la presión a la viscosidad es más importante. Lo anterior suena razonable, debido a que en la medida en que se aumenta la presión y a causa de la estructura molecular de los asfaltenos, su facilidad para fluir debería ser menor en relación a los demás compuestos presentes en el hidrocarburo; este efecto se esperaría que fuera más notorio cuando su concentración sea mayor.

La Figura 33 muestra la relación encontrada para el coeficiente $\%G$; en la Figura se observa una relación directamente proporcional entre el coeficiente y la gravedad API. Teniendo en cuenta que este coeficiente acompaña a la componente lineal de la fracción volumétrica de agua, la relación encontrada sugiere que para los fluidos y emulsiones evaluadas, en la medida en que aumenta el API, el efecto de la presencia de agua sobre la viscosidad es más importante. Una explicación a esta relación pudiera ser, que la deformación que sufren las gotas de agua durante el flujo, la cual es la responsable del aumento en la viscosidad de una emulsión (como se mencionó en la sección 1.3.2), pudiera ser mayor si la gravedad API es mayor, debido a que hay menor cantidad de masa de hidrocarburo por unidad de volumen, lo cual sugiere que hay mayor posibilidad de que las gotas de agua no mantengan su forma original. Este efecto se espera sea mayor en la medida en que aumenta la cantidad de agua presente, debido a que en las emulsiones con mayores contenidos de agua, las gotas pueden tomar una forma de poliedro (Arirachakaran y otros 1989).

Figura 32. Representación gráfica de la relación existente entre el coeficiente B y el porcentaje en peso de asfaltenos.

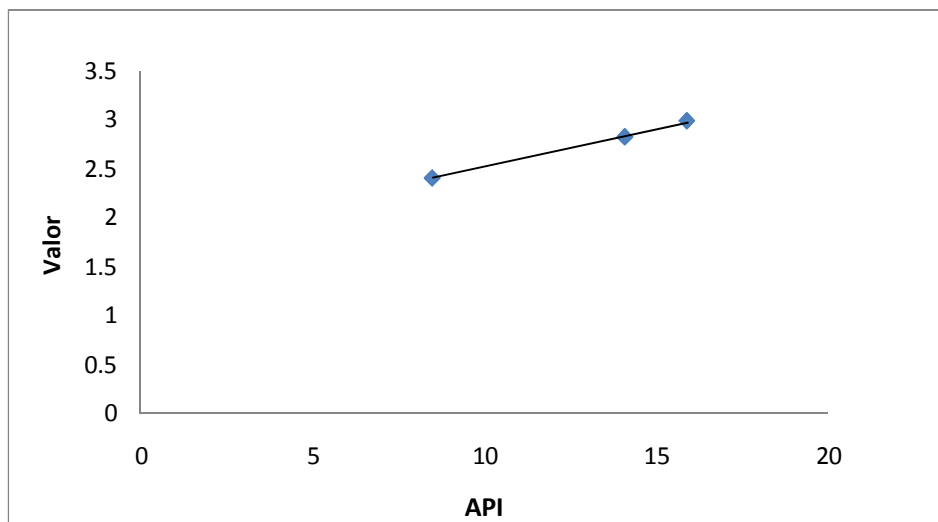


La relación entre el parámetro C y la gravedad API, pudiera generar algún tipo de duda, debido a que la gravedad API es una propiedad medida a condiciones de referencia (60°F y 14.7 psia) y por ende no toma en cuenta el aporte de los componentes más livianos del hidrocarburo; sin embargo, para el caso de crudos pesados y extrapesados, se espera que este aporte no sea muy grande debido a que una de las características de estos fluidos es precisamente que su contenido de componentes livianos e intermedios es bajo. Es importante recordar que para el caso del presente estudio, no fue posible evaluar si existe una relación entre el coeficiente B_0 y una densidad que tomara en cuenta el aporte de dichos componentes, debido a limitaciones experimentales que no permitieron contar con datos de densidad a alta presión para el Fluido F.

A diferencia de los demás parámetros del modelo, para el parámetro B_0 , el cual acompaña a la componente cuadrática de la fracción volumétrica de agua, no existe una relación lineal con ninguna de las propiedades conocidas de los fluidos evaluados, de hecho, no tiene una relación coherente con ninguna de ellas. Debido a lo anterior, se revisaron posibles relaciones entre dicho coeficiente y una combinación de las variables disponibles; como resultado de esta evaluación se encontró que el coeficiente tiene una relación lineal (directamente proporcional) con el producto de las tres variables estudiadas, una de ellas en forma cuadrática; el factor obtenido es de la forma:

$$\text{Factor} = \text{GOR} * \text{API} * \% \text{ASF}^2$$

Figura 33. Representación gráfica de la relación existente entre el coeficiente C y la gravedad API.

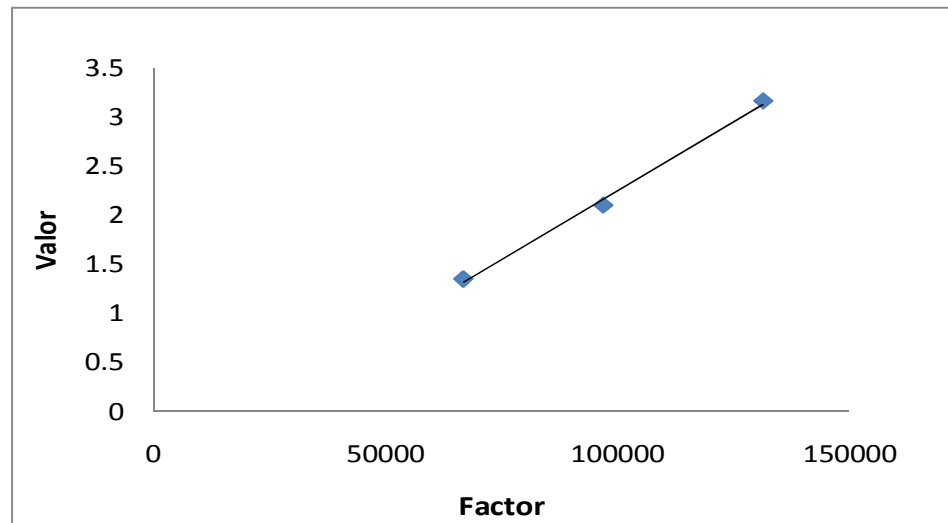


En la Figura 34 se muestra la relación encontrada para el coeficiente $\%D+$ y el factor definido previamente. El resultado obtenido resulta muy interesante y a la vez complejo de comprender, debido a que corresponde a una combinación de efectos, que especialmente para el caso del porcentaje de asfaltenos no es evidente a simple vista. Para facilitar el análisis, el factor obtenido se descompuso en sus términos, a fin de entender los efectos de cada propiedad de manera independiente.

El hecho de que la gravedad API tenga una relación directa con el coeficiente $\%D+$ no resulta extraño y al contrario ayuda a reforzar lo dicho anteriormente sobre la relación entre esta propiedad y el contenido de agua.

Por otra parte, que la relación gas-aceite (GOR) tenga una relación directa con dicho coeficiente, sugiere que para los fluidos y emulsiones evaluadas, en la medida en que aumenta la concentración de los componentes más livianos del hidrocarburo, el efecto de la cantidad de agua sobre la viscosidad es mayor; lo anterior es bastante lógico puesto que la presencia de compuestos livianos implica una disminución en la densidad y por ende una mayor probabilidad de que las gotas experimenten mayores deformaciones y como se mencionó anteriormente, este efecto es más fuerte al aumentar la fracción volumétrica de agua.

Figura 34. Representación gráfica de la relación existente entre el coeficiente D y la gravedad API, el GOR y el contenido de asfaltenos.



Finalmente, la relación encontrada con el porcentaje de asfaltenos sugiere que para los fluidos y emulsiones evaluadas, en la medida en que la concentración de asfaltenos sea mayor, la contribución del contenido de agua al aumento de la viscosidad es más importante. A simple vista parece no existir una explicación lógica para este hallazgo; sin embargo, éste puede interpretarse como un efecto indirecto del tamaño de las gotas de agua, el cual tiene una relación inversa con el contenido de asfaltenos, ya que se ha encontrado que en la medida en que aumenta la concentración de asfaltenos en el hidrocarburo, el diámetro de las gotas es menor (Gafonova y Yarranton, 2001) y a su vez, en la medida en que el diámetro de las gotas es menor, la viscosidad aumenta (Pal, 1996, 1997); lo anterior puede explicarse debido a un aumento en la fricción interna causado por las discontinuidades generadas por la presencia de gotas de agua. Es decir, para una emulsión de hidrocarburos, el aumento de la viscosidad debido a la presencia de agua es mayor cuando la concentración de asfaltenos es mayor.

En este punto es importante recordar que el coeficiente $\%D+$ no se relaciona de manera independiente con ninguna de las propiedades analizadas, sino con el producto de ellas y por tanto, para los fluidos y emulsiones evaluadas, la relación entre dichas propiedades y la componente cuadrática de la fracción volumétrica de agua, es una combinación de los efectos de cada una de ellas.

También es importante recordar que las relaciones encontradas entre las propiedades y los parámetros del modelo sólo son aplicables para la temperatura evaluada (140°F); por tanto, se sugiere como trabajo futuro, la realización del mismo estudio a diferentes temperaturas a fin de

verificar si la relación se mantiene. En la Tabla 24 se muestran las ecuaciones matemáticas obtenidas por regresión para las relaciones encontradas entre las propiedades evaluadas y los parámetros del modelo propuesto.

Tabla 24. Ecuaciones obtenidas para la relación existente entre los parámetros del modelo y las propiedades evaluadas.

PARÁMETRO	ECUACIÓN
A	-0.463(°API) + 11.124
B	0.0000115(%Asfaleno) +0.0000551
C	0.076(°API) + 1.758
D	0.000028(Factor) -0. 556097

Una vez establecidas las ecuaciones para el cálculo de los parámetros, el modelo propuesto es de la forma:

$$Q_{12} = (-0.463(^{\circ}\text{API}) + 11.124) + 0.0000115(\% \text{Asfaleno}) + 0.0000551 * Q_{12} + 0.076(^{\circ}\text{API}) + 1.758 * Q_{12} + ((0.000028(\text{Factor}) - 0.556097) * Q_{12}^2)$$

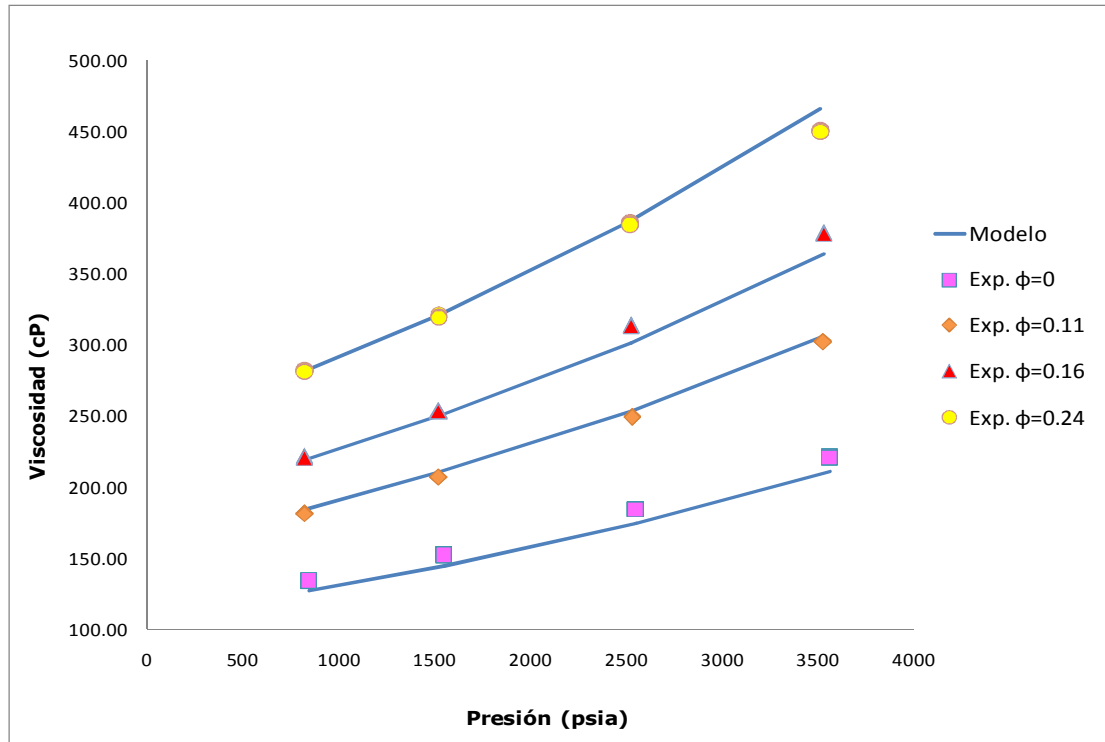
4.3.5 Validación y evaluación de la capacidad predictiva del modelo propuesto. Como se había mencionado en la sección 4.3.3, la totalidad de los datos recopilados durante la evaluación experimental no fueron empleados para la obtención de los parámetros de los modelos, a fin de contar con datos experimentales tanto para llevar a cabo la validación, como para evaluar si los modelos propuestos tienen capacidad predictiva en regiones no incluidas dentro de los rangos de la regresión. A continuación se muestran los detalles para cada uno de los modelos propuestos. Es importante mencionar que los datos utilizados para la validación fueron seleccionados al azar.

4.3.5.1 Modelo propuesto para el Fluido C. Para la validación del modelo se emplearon 12 datos, los cuales corresponden a fracciones volumétricas de agua () de 0.11, 0.16 y 0.24 y a presiones en el rango de 814.7 psia a 3514.7 psia (mismos rangos utilizados para la regresión). Para la evaluación de la capacidad predictiva del modelo se emplearon 10 datos, los cuales corresponden a una fracción volumétrica de agua () de 0 y a presiones en el rango de 814.7 psia a 3514.7 psia.

Como se puede observar en la Figura 35, el modelo ajusta apropiadamente los datos experimentales correspondientes al fluido completamente deshidratado (=0). Este resultado

demuestra la capacidad predictiva del modelo, teniendo en cuenta que dichos datos ($\phi=0$) no fueron utilizados para la obtención de los parámetros del mismo. Para las demás fracciones volumétricas de agua ($\phi = 0.11, 0.16$ y 0.24) se observa igualmente que el modelo tiene un ajuste apropiado; sin embargo, presenta algunas desviaciones a altas presiones y a los mayores contenidos de agua evaluados.

Figura 35. Representación gráfica de la validación del modelo propuesto para el Fluido C.



En las Tablas 4-15 y 4-16 se muestran los datos de la validación y evaluación de la capacidad predictiva del modelo respectivamente. En dichas Tablas se puede verificar que los porcentajes de error en la predicción de las viscosidades del fluido deshidratado son inferiores al 1%; mientras que los porcentajes de error en la validación son menores al 2% para las presiones más bajas, y menores al 3.5% para las presiones más altas.

Tabla 25. Datos de validación del modelo propuesto para el Fluido C.

Presión (psia)	Fracción volumétrica de agua ()	Viscosidad experimental (cP)	Viscosidad calculada con el modelo (cP)	% Error
3528.4	0.113	302.0	306.6	-1.5
818.2	0.165	221.3	217.8	1.6
1521.3	0.113	206.4	210.4	-2.0
823.1	0.24	282.1	280.6	0.5
2521.7	0.24	385.5	385.9	-0.1
824.3	0.113	180.9	184.7	-2.1
2531.2	0.113	248.5	254.3	-2.3
3515.2	0.24	449.1	464.9	-3.5
2531.2	0.113	248.9	254.3	-2.2
818.2	0.165	220.8	217.8	1.4
824.3	0.113	181.3	184.7	-1.8
818.2	0.165	220.5	217.8	1.2

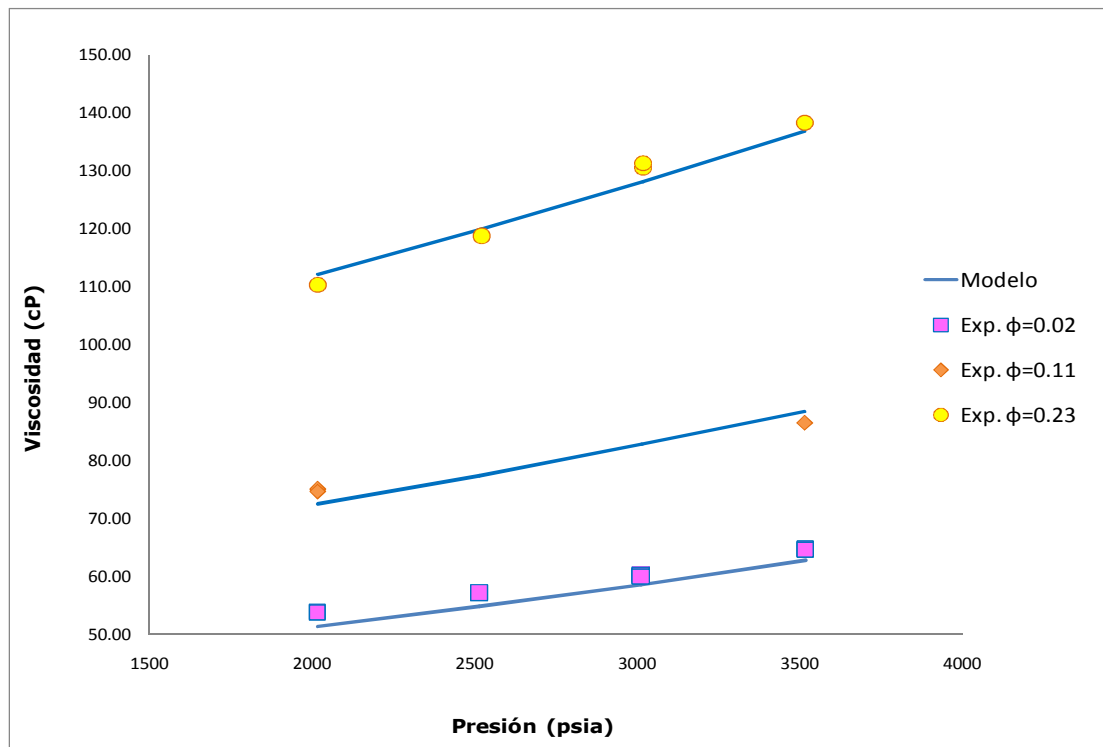
Tabla 26. Datos para la evaluación de la capacidad predictiva del modelo propuesto para el Fluido C.

Presión (psia)	Viscosidad experimental (cP)	Viscosidad calculada con el modelo (cP)	% Error
3561.4	220.7	220.5	0.1
2551.9	184.0	182.5	0.8
846.2	133.5	132.5	0.8
1548.8	151.9	151.2	0.5
3561.4	220.4	220.5	0.0
846.2	133.6	132.5	0.8
1548.8	152.2	151.2	0.7
1548.8	152.0	151.2	0.6
846.2	133.6	132.5	0.8
2551.9	183.9	182.5	0.8

4.3.5.2 Modelo propuesto para el Fluido E. Para la validación del modelo se emplearon 8 datos, los cuales corresponden a fracciones volumétricas de agua () de 0.11 y 0.23 y a presiones en el rango de 2014.7 psia a 3514.7 psia (mismos rangos utilizados para la regresión). Para la evaluación de la capacidad predictiva del modelo se emplearon 10 datos, los cuales corresponden

a una fracción volumétrica de agua (ϕ) de 0.02 y a presiones en el rango de 2014.7 psia a 3514.7 psia. En la Figura 36 se muestran los resultados de la evaluación realizada.

Figura 36. Representación gráfica de la validación del modelo propuesto para el Fluido E.



En la Figura 36 se puede observar que el modelo ajusta apropiadamente los datos experimentales correspondientes al fluido con la menor fracción volumétrica de agua ($\phi=0.02$). Este resultado demuestra la capacidad predictiva del modelo, teniendo en cuenta que dichos datos ($\phi=0.02$) no fueron utilizados para la obtención de los parámetros del mismo. Para las demás fracciones volumétricas de agua ($\phi=0.11$ y 0.23) se observa igualmente que el modelo tiene un ajuste apropiado.

En las Tablas 4-17 y 4-18 se muestran los datos de la validación y evaluación de la capacidad predictiva del modelo respectivamente. En dichas Tablas se puede verificar que los porcentajes de error en la predicción de las viscosidades del fluido con el menor contenido de agua son inferiores al 2%; mientras que los porcentajes de error en la validación son menores al 3.5%.

Tabla 27. Datos de validación del modelo propuesto para el Fluido E.

Presión (psia)	Fracción volumétrica de agua ()	Viscosidad experimental (cP)	Viscosidad calculada con el modelo (cP)	% Error
3514.7	0.111	86.6	88.4	-2.1
2523.8	0.229	118.7	119.9	-1.0
2018.1	0.111	75.0	72.4	3.4
3021	0.229	130.5	128.1	1.8
2018.1	0.111	74.7	72.4	3.0
3517	0.229	138.2	136.8	1.0
3021	0.229	131.2	128.1	2.4
2020.5	0.229	110.3	112.1	-1.7

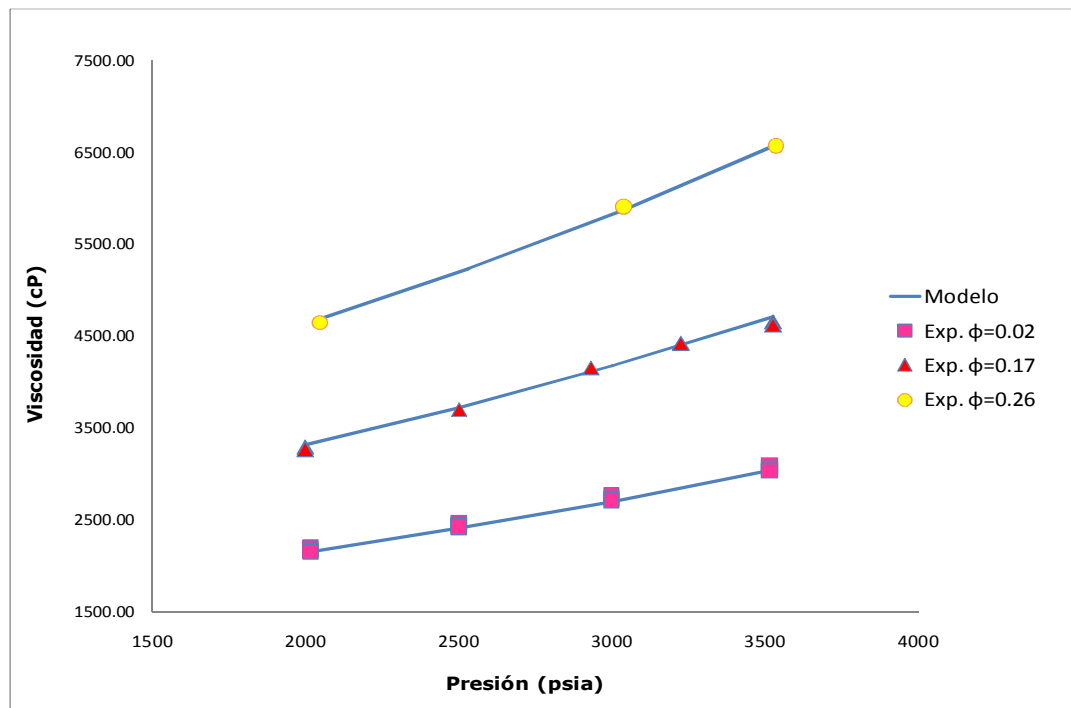
Tabla 28. Datos para la evaluación de la capacidad predictiva del modelo propuesto para el Fluido E.

Presión (psia)	Viscosidad experimental (cP)	Viscosidad calculada con el modelo (cP)	% Error
3518.6	64.7	65.4	-1.0
3518.6	64.6	65.4	-1.1
2017.1	53.9	53.5	0.8
3013.3	60.2	61.1	-1.5
3013.3	60.1	61.1	-1.7
2516.3	57.2	57.2	-0.1
3518.6	64.8	65.4	-0.8
2017.1	53.8	53.5	0.5
2017.1	53.8	53.5	0.6
3013.3	60.4	61.1	-1.2

4.3.5.3 Modelo propuesto para el Fluido F. Para la validación del modelo se emplearon 10 datos, los cuales corresponden a fracciones volumétricas de agua () de 0.17 y 0.26 y a presiones en el rango de 2014.7 psia a 3514.7 psia (mismos rangos utilizados para la regresión). Para la evaluación de la capacidad predictiva del modelo se emplearon 12 datos, los cuales corresponden a una fracción volumétrica de agua () de 0.02 y a presiones en el rango de 2014.7 psia a 3514.7 psia.

Como se puede observar en la Figura 37, el modelo ajusta apropiadamente los datos experimentales correspondientes al fluido con la menor fracción volumétrica de agua ($\phi = 0.02$). Este resultado demuestra la capacidad predictiva del modelo, teniendo en cuenta que dichos datos ($\phi = 0.02$) no fueron utilizados para la obtención de los parámetros del mismo. Para las demás fracciones volumétricas de agua ($\phi = 0.17$ y 0.26) se observa igualmente que el modelo tiene un ajuste apropiado. Los resultados anteriores son reveladores y ratifican lo mencionado en las secciones 4.2.2.3 y 4.3.2, donde se mencionó que la velocidad de deformación a pesar de tener un efecto estadísticamente significativo, no contribuye de manera importante a explicar el comportamiento de la viscosidad y por tanto para efectos prácticos, el Fluido F puede considerarse Newtoniano en el rango de velocidades de deformación evaluadas.

Figura 37. Representación gráfica de la validación del modelo propuesto para el Fluido F.



En las Tablas 4-19 y 4-20 se muestran los datos de la validación y evaluación de la capacidad predictiva del modelo respectivamente. En dichas Tablas se puede verificar que los porcentajes de error en la predicción de las viscosidades del fluido con el menor contenido de agua son inferiores al 1.5%; mientras que los porcentajes de error en la validación son menores al 2%.

Tabla 29. Datos de validación del modelo propuesto para el Fluido F.

Presión (psia)	Fracción volumétrica de agua ()	Velocidad de deformación (s⁻¹)	Viscosidad experimental (cP)	Viscosidad calculada con el modelo (cP)	% Error
3527.6	0.17	58	4655.9	4705.7	-1.1
3527.6	0.17	86	4620.3	4705.7	-1.8
2500	0.17	115	3700.5	3718.3	-0.5
2000	0.17	86	3288.0	3315.7	-0.8
2000	0.17	115	3264.0	3315.7	-1.6
3225.7	0.17	58	4421.4	4391.1	0.7
2932.5	0.17	58	4149.4	4105.3	1.1
3537.7	0.26	86	6565.8	6582.1	-0.2
2048.6	0.26	58	4641.1	4682.1	-0.9
3040.2	0.26	115	5904.3	5876.8	0.5

Tabla 30. Datos para la evaluación de la capacidad predictiva del modelo propuesto para el Fluido F.

Presión (psia)	Viscosidad experimental (cP)	Viscosidad calculada con el modelo (cP)	% Error
3515.4	3054.9	3031.6	0.8
3000	2734.8	2693.8	1.5
3515.4	3036.4	3031.6	0.2
3000	2717.6	2693.8	0.9
3000	2705.5	2693.8	0.4
2500	2411.7	2402.1	0.4
3515.4	3023.4	3031.6	-0.3
2017.9	2166.6	2150.8	0.7
2017.9	2140.9	2150.8	-0.5
2500	2423.1	2402.1	0.9
2500	2439.2	2402.1	1.5
2017.9	2151.6	2150.8	0.0

En este punto es importante mencionar que la metodología desarrollada para la obtención de los modelos propuestos y la estructura matemática de los mismos, constituye otro de los grandes aportes del presente trabajo, puesto que demuestra que a partir de datos experimentales de

emulsiones de fluidos vivos pesados y extra-pesados, se puede predecir la viscosidad que tendría el hidrocarburo no emulsionado.

4.3.6 Validación de las ecuaciones para el cálculo de los parámetros del modelo propuesto.

A partir del análisis de los parámetros del modelo propuesto (ver sección 4.3.4) fue posible establecer que para los fluidos y emulsiones evaluadas, existe una relación entre las propiedades del hidrocarburo y dichos parámetros.

Los resultados mostrados a continuación corresponden a un intento por verificar la validez de dichas relaciones y por validar las ecuaciones obtenidas para las mismas, utilizando para ello una emulsión natural de un fluido vivo real y dos fluidos muertos deshidratados, los cuales se denominan acorde con la información dada en la Tabla 31 y que por confidencialidad de la información sólo se mostrarán sus propiedades básicas.

Tabla 31. Fluidos utilizados para la validación de los parámetros del modelo propuesto.

FLUIDO	TIPO
G	Emulsión de fluido vivo real
H	Fluido muerto deshidratado
I	Fluido muerto deshidratado

En la Figura 38 se muestra el comportamiento de la viscosidad con la presión para los fluidos H e I; como se puede observar, el efecto de la presión sobre la viscosidad es más marcado para el Fluido H que para el Fluido I, lo anterior indica que acorde con lo mencionado en la sección 4.3.4, en la medida en que aumenta la concentración de asfaltenos del hidrocarburo, la contribución de la presión a la viscosidad es más importante.

En la Tabla 32 se muestran las propiedades del Fluido G, las cuales fueron utilizadas para la validación. En la Tabla 33 se muestran los valores de los parámetros del modelo, calculados a partir de las propiedades del Fluido G y utilizando las ecuaciones dadas en la Tabla 24.

Figura 38. Verificación de la relación existente entre la concentración de asfaltenos y la respuesta de la viscosidad a cambios de presión.

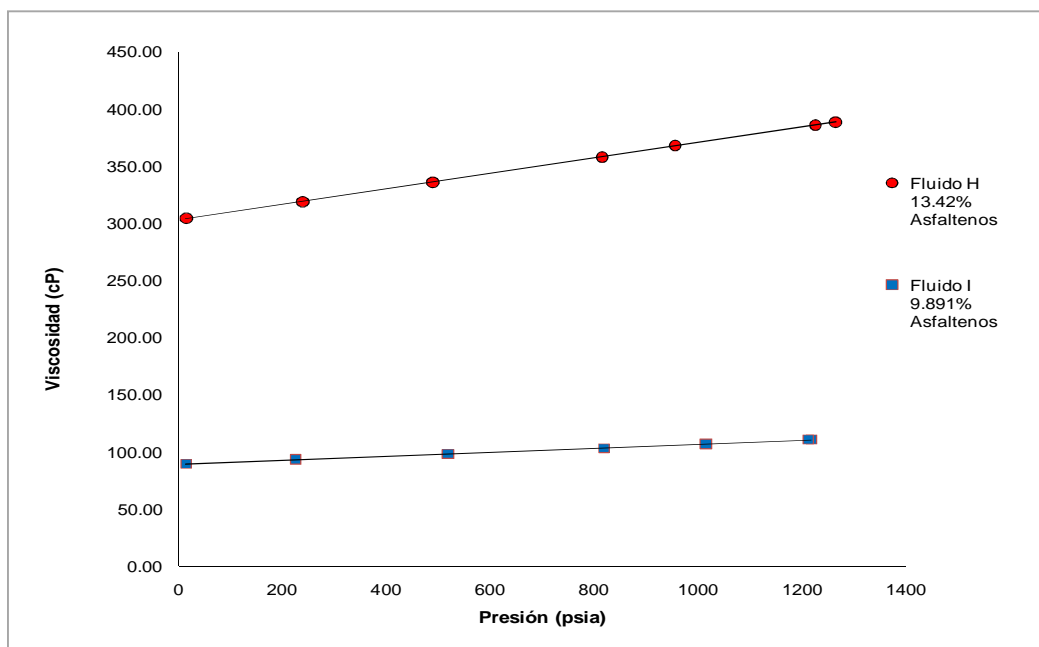


Tabla 32. Propiedades del Fluido G.

PROPIEDAD	VALOR
FRACCIÓN VOLUMÉTRICA DE AGUA	0.056
API	8.5
GOR (scf/STB)	70
CONTENIDO DE ASFALTENOS (% peso)	16.5

Tabla 33. Parámetros del modelo calculados a partir de las propiedades del Fluido G.

PARAMETRO	VALOR
A	7.187
B	0.0002454
C	2.407
D	3.990

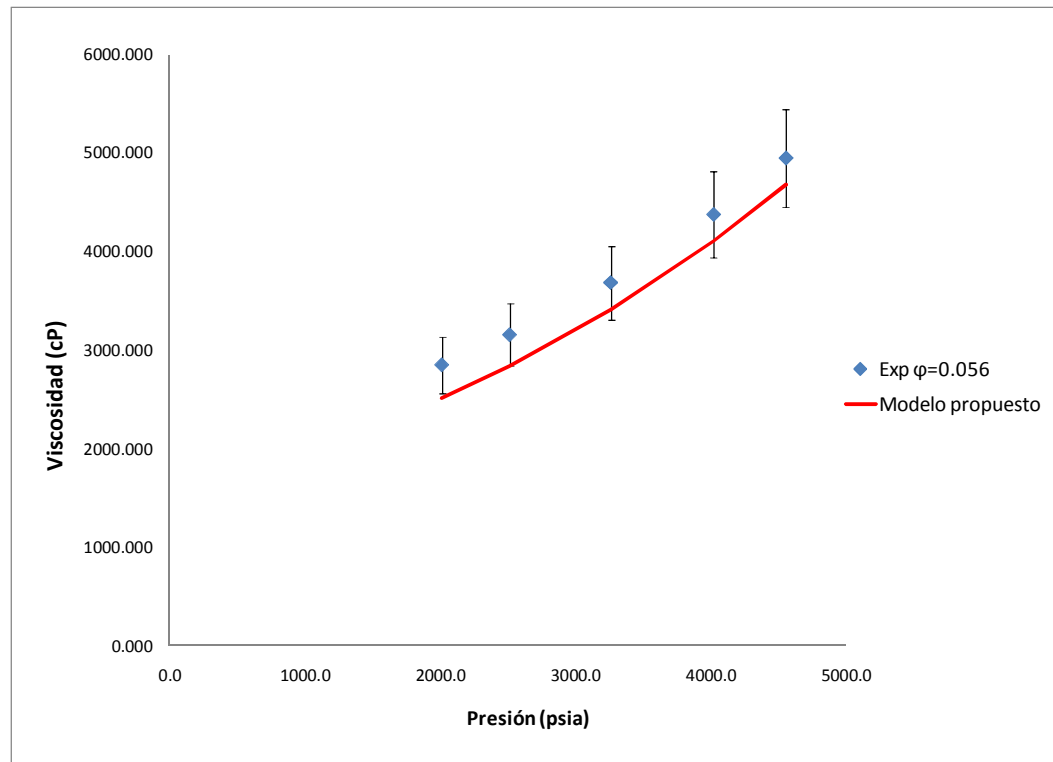
Los datos utilizados para la validación corresponden a mediciones de viscosidad realizadas en un viscosímetro electromagnético, el cual corresponde a una tecnología diferente a la utilizada en el

presente trabajo. Las mediciones se realizaron a la misma temperatura utilizada en el presente trabajo (140°F) y en un rango de presiones entre 2514.7 psia y 4555.7 psia.

En la Figura 39 se muestran los resultados de la validación del modelo propuesto utilizando los parámetros dados en la Tabla 32. Como se puede observar, el modelo subestima la viscosidad del fluido; sin embargo, el valor calculado de la viscosidad no se aleja marcadamente de los datos experimentales, puesto que todos los errores calculados son inferiores al 10%.

Los resultados obtenidos, pueden obedecer básicamente a que la fracción volumétrica de agua fue calculada a partir del porcentaje en peso de agua, medido mediante la técnica de Karl Fischer (ASTM 4377), la cual tiene una validez hasta un valor de 2% en peso (equivalente a una fracción volumétrica de agua de 0.02 aproximadamente); lo anterior significa que el valor de 0.056 utilizado para el modelo, está por fuera del rango válido para esta técnica y por tanto, es posible que si se contara con un dato más apropiado el modelo predijera la viscosidad del Fluido G con un menor error.

Figura 39. Validación de las ecuaciones para el cálculo de los parámetros y del modelo propuesto, utilizando el Fluido G. Barras de error del 10%.



Los resultados de este ejercicio de validación, tanto de los parámetros como del modelo propuesto, son muy interesantes y alentadores, puesto que por una parte, sugieren que puede existir una generalización de las observaciones dadas en el numeral 4.3.4 sobre la relación existente entre las propiedades del fluido y los parámetros del modelo. Por otra parte, sugieren que el modelo pudiera llegar a ser totalmente predictivo y por tanto no requeriría datos experimentales de viscosidad para el ajuste de los parámetros; sin embargo, lo anterior requiere de más pruebas experimentales para verificar que el modelo propuesto es lo suficientemente robusto; así como la realización de experimentos a otras temperaturas, para encontrar la relación de los parámetros del modelo con dicha variable. No obstante, el aporte tanto de la metodología expuesta en el presente trabajo como del modelo propuesto, son de gran valor para reducir la incertidumbre en la estimación del verdadero efecto de la presencia de agua emulsionada en fluidos vivos pesados y extrapesados.

CONCLUSIONES

En el presente estudio se encontró que la presencia de agua emulsionada genera incrementos en la viscosidad superiores al 100%, incrementos en la densidad inferiores al 2% y disminuciones cercanas a 50 psia (0.34 MPa) en la presión de burbuja de los fluidos estudiados. Lo anterior significa que a la temperatura utilizada en el presente trabajo, de las propiedades evaluadas, la viscosidad es la única, cuya variación debida al efecto de la presencia de agua emulsionada fue realmente significativa. A partir de estos resultados se puede concluir que a la temperatura evaluada, no existe una verdadera limitación para la determinación de la densidad y de la presión de burbuja en emulsiones de crudos pesados similares a los evaluados en el presente estudio y a los contenidos de agua utilizados.

Debido al bajo porcentaje de error entre los resultados experimentales de la presión de burbuja y las simulaciones realizadas utilizando para el hidrocarburo una ecuación de estado y para la solubilidad del gas en la fase acuosa la Ley de Henry (método de Li y Ngheim, 1986), se encontró que para los fluidos evaluados, el hecho de que el agua se encuentre en emulsión (dispersa) y no en solución, no implica una modificación en el cálculo de la fugacidad de los componentes; es decir, la presencia de la interfase agua-aceite no afecta notoriamente los cálculos de equilibrio y por tanto no significa un impedimento para la aplicación de dicho método.

El esfuerzo de corte experimentado por los fluidos a la misma velocidad de deformación, aumenta marcadamente con la fracción volumétrica de agua () lo cual es una indicación de que tanto el tamaño de las gotas de fase dispersa como su distribución cambian con el contenido de agua. Por otra parte, el comportamiento del esfuerzo de corte es lineal con respecto a las velocidades de deformación y a las presiones estudiadas; por tanto, para los fluidos y emulsiones evaluadas, sus características estructurales no son influenciadas por el flujo ni la presión y para efectos prácticos pueden considerarse fluidos Newtonianos a la temperatura, presiones, contenidos de agua y velocidades de deformación utilizados en el presente estudio.

Se obtuvo un modelo matemático a partir de datos experimentales de viscosidad de fluidos y emulsiones de agua en aceite, para fluidos pesados y extra-pesados vivos a diferentes condiciones de presión. El modelo propuesto para el cálculo de la viscosidad, es de naturaleza logarítmica, tiene cuatro parámetros y es función de la presión y de la fracción volumétrica de agua (en sus componentes lineal y cuadrática). Se encontró a partir de regresión no lineal multivariada, que las variables anteriormente mencionadas explican en más del 99% el comportamiento de la viscosidad; lo cual ratifica que para los fluidos pesados vivos evaluados y a los contenidos de agua utilizados en el presente trabajo (hasta 26% en volumen), el aporte de la velocidad de deformación puede considerarse despreciable en relación al aporte de la fracción volumétrica de agua y de la

presión. El modelo propuesto no se desvía en su estructura matemática de los modelos para el cálculo de la viscosidad de emulsiones desarrollados por otros autores; sin embargo, la inclusión del efecto de la presión es una diferencia significativa con dichos modelos, lo anterior y el hecho de ser un modelo isotérmico, permite su utilización en cálculos de movilidad de emulsiones tanto en yacimiento como en tubería de producción.

A diferencia de los modelos existentes en la literatura, el modelo desarrollado en el presente trabajo es de carácter predictivo, puesto que permite estimar con errores inferiores al 2% la viscosidad del fluido deshidratado, a partir de información experimental del fluido emulsionado, con contenidos de agua de hasta 26% en volumen. Lo anterior fue posible, gracias a la metodología desarrollada en el presente trabajo, donde se determinó la forma y complejidad del modelo, mediante la combinación del análisis estadístico y el análisis gráfico del comportamiento observado de la viscosidad. La validación del modelo propuesto y de las ecuaciones para el cálculo de los parámetros mediante una emulsión natural de fluido vivo, sugiere que es posible que el modelo propuesto pudiera llegar a ser totalmente predictivo y por tanto no requeriría datos experimentales de viscosidad para el ajuste de los parámetros.

Se propusieron relaciones matemáticas para el cálculo de cada uno de los cuatro parámetros del modelo propuesto, las cuales están en función de propiedades básicas y de fácil determinación: gravedad API, relación gas-aceite (GOR) y porcentaje en peso de asfaltenos. Dichas relaciones ponen de manifiesto que para los fluidos estudiados, las propiedades mencionadas anteriormente, ayudan a explicar la contribución de la fracción volumétrica de agua y de la presión, a la variabilidad en la viscosidad, observada a la condición de temperatura utilizada en el presente trabajo. Los rangos para el porcentaje en peso de asfaltenos, la gravedad API y la relación gas-aceite (GOR) utilizados en el presente estudio, implican que el nivel de aplicación de dichas relaciones matemáticas, es lo suficientemente amplio como para cubrir un buen rango de crudos pesados y extrapesados.

RECOMENDACIONES

El modelo propuesto puede ser utilizado para predicciones de viscosidad en fluidos vivos con las siguientes características: Temperatura de yacimiento de 60°C (140°F), presiones por encima de su presión de burbuja, contenidos de agua entre 0 y 26% en volumen, gravedades API entre 8.5° y 16°, relaciones gas-aceite (GOR) entre 35 scf/STB y 135 scf/STB y contenidos de asfalteno entre 6.5 y 15% en peso. El modelo propuesto también puede emplearse para fluidos con propiedades diferentes a las mencionadas, si se realiza el ajuste de los parámetros del modelo a partir de datos experimentales.

El rango de aplicación del modelo propuesto para el cálculo de la viscosidad puede ampliarse a partir de estudios adicionales realizados a otras temperaturas de yacimiento, utilizando fluidos pesados con propiedades fuera del rango evaluado en el presente estudio y utilizando otras velocidades de deformación.

La densidad y la presión de burbuja pueden medirse experimentalmente a emulsiones que tengan las siguientes características: Temperatura de yacimiento: 60°C (140°F), contenidos de agua entre 0 y 24% en volumen, gravedades API entre 14° y 16°, relaciones gas-aceite entre 35 scf/STB y 135 scf/STB y contenidos de asfalteno entre 6.5 y 11.5% en peso. El rango de aplicación de lo anterior puede ampliarse a partir de estudios adicionales realizados a otras temperaturas de yacimiento, variando el pH y la salinidad del agua y utilizando fluidos pesados con propiedades que estén fuera del rango evaluado en el presente trabajo de investigación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABOU-KASSEM, J.H., FAROUQ-ALI, S.M. (1986). Flow of Non-Newtonian fluid in porous media+. Paper SPE 15954, proceedings of the SPE Eastern Regional Meeting, Columbus, OH, USA.
- AHMED, T. (2001). Reservoir engineering handbook+. Segunda Edición. Butterworth-Heinemann.
- ALBERS, W., OVERBEEK, J. T. G. (1960). Stability of emulsions of water in oil III. Flocculation and redispersion of water droplets covered by amphipolar monolayers+. Journal of Colloid Science, 15(6), 489-502.
- ALBOUDWAREJ, H., MUHAMMAD, M., SHAHRAKI, A., DUBEY, S., VREENEGOOR, L., SALEH, J. (2007). Rheology of heavy-oil emulsions+. SPE Production & Operations, 22(3), 285-293.
- ALI NASSER KHAMIS, M. (2008). VVT Data quality control+. MSc. Thesis. Petroleum Engineering. King Fahd University of petroleum & minerals.
- AL-ROOMI, Y., GEORGE, R., ELGIBALY, A., ELKAMEL, A. (2004). Use of a novel surfactant for improving the transportability/transportation of heavy/viscous crude oils+. Journal of Petroleum Science and Engineering, 42(2), 235-243.
- ALVARADO, D, MARSDEN, S.S. (1979). Flow of oil-in-water emulsions through tubes and porous media+. Old SPE Journal, 19(6), 369-377.
- ANDRÉ, A. L. B. (2009). Investigation of the stability and separation of water-in-oil emulsion+. Master of science in engineering (chemical engineering), University of Stellenbosch, Stellenbosch.
- ARANBERRI, I., BINKS, B.P., CLINT, J.H. (2006). Elaboración y caracterización de emulsiones estabilizadas por polímeros y agentes tensioactivos+. Revista Iberoamericana de Polímeros. Vol 7, 211-231.
- ASHRAFIZADEH, S.N. KAMRAN, M. Emulsification of heavy crude oil in water for pipeline transportation+. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol 71, 205. 211. (2010).
- ASTM 4377 - 93a. (1998). Standard Test Method for Water in Crude Oils by Potentiometric Karl Fischer Titration+.
- ASTM.D 4006-81. Reapproved 1995. Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation+.
- AUFLEM, I. H. (2002). Influence of asphaltene aggregation and pressure on crude oil emulsion stability+. Doctoral Thesis. Department of Chemical Engineering. Norwegian University.

- AZODI, M., NAZAR, A.R. (2013) Experimental Design Approach to Investigate the Effects of Operating Factors on the Surface Tension, Viscosity, and Stability of Heavy Crude Oil-in-Water Emulsions+. *Journal of Dispersion Science and Technology*. 34, 2.
- BARBOUR, R.V., PETERSEN, J.C. (1974) Molecular interactions of asphalt: an infrared study of the hydrogen-bonding basicity of asphalt+. *Analytical Chemistry*, vol. 46, no. 2, pp. 273-277.
- BEHIN, J., NOROUZI, S. (2011). Influence of water ions and aluminum silicate particles on emulsion resolution of crude oil+. *Petroleum & Coal* 53, no 2, pp. 115-122.
- BINKS, B. P., CLINT, J. H., FLETCHER, P. D. I., RIPPON, S., LUBETKIN, S. D., MULQUEEN, P. J. (1999). Kinetics of swelling of oil-in-water emulsions stabilized by different surfactants+. *Langmuir*, 15(13), 4495-4501.
- BROUGHTON, G., SQUIRES, L. (1938). The viscosity of oil . water emulsions+. *J. Phys. Chem.* 42, 253. 263.
- BUDIL,D., LEE,S., SAXENA,S., FREED,J., (1996). "Nonlinear-least-squares analysis of slow-motion EPR spectra in one and two dimensions using a modified Levenberg. Marquardt algorithm." *Journal of Magnetic Resonance, Series A* 120.2: 155-189.
- CHEN, T.Y., MOHAMED, R.A., BAILEY, A.I, LUCKHAM, P.F., TAYLOR, S.E., (1994). Dewatering of crude oil emulsions 4. Emulsion resolution by the application of an electric field. *Colloids Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects* (83) 273-284.
- COLLINS, A. G. (1975). Developments in petroleum science 1.Geochemistry of oilfield waters+.Editorial Elsevier scientific publishing company.
- CZARNECKI, J., MORAN, K. (2005) On the stabilization mechanism of water-in-oil emulsions in petroleum systems+.*Energy Fuels*.Vol 19 (5), 2074. 2079.
- DANESH, A., (1998). VT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids+.Vol. 47.Elsevier.
- de HEMPTINNE, J.C. y DHIMA, A. (1998). The importance of water-hydrocarbon phase equilibria during reservoir production and drilling operations+. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*.vol. 53, N° 3.
- ECCLESTON, G. M. (2002). "Emulsion and Microemulsions In *Encyclopedia of Pharmaceutical Technology*+, Ed: Swarbrick, J., Boylan, JC. 1080-1085.

- EVDOKIMOV, I.N., NIKOLAJ, Y.E., y DMITRIJ, Y. E. (2004) "Effect of asphaltenes on the thermal properties of emulsions encountered in oil recovery operations." Fuel 83 (7) 897-903.
- FANG, C. S.; CHANG, B. K. L.; LAI, P. M. C.; KLAILA, W. J. (1988). "Microwave demulsification." Chemical Engineering Communications 73, no. 1, 227-239.
- FIROOZABADI, A. (1999). Thermodynamics of hydrocarbon reservoirs. Editorial McGraw-Hill.
- FORGIARINI, A., ESQUENA, J., GONZALEZ, C., SOLANS, C. (2000). Studies of the relation between phase behavior and emulsification methods with nanoemulsion formation. In Trends in Colloid and Interface Science XIV (pp. 36-39). Springer Berlin Heidelberg.
- GAFONOVA, O., YARRANTON, H.W. (2001). The Stabilization of Water-in-Hydrocarbon Emulsions by Asphaltenes and Resins. Journal of Colloid and Interface Science 241, 469. 478.
- GAO, S. (2010). Stability of water-in-diluted bitumen emulsion droplets. PhD Thesis. Chemical Engineering. University of Alberta.
- GOODWIN, J. (2004). Colloids and interfaces with surfactants and polymers . An Introduction. Editorial John Wiley & Sons, Ltd.
- GRIFFIN, W.C. (1965). Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology. Interscience: New York, 8, 117-154. 2nd ed.
- GUTIÉRREZ, H. y DE LA VARA, R. (2008). Análisis y diseño de experimentos. Mc Graw Hill. Segunda Edición.
- JOHNSEN, E.E, RØNNINGSEN, H.P. (2003). Viscosity of \neq water-in-crude-oil emulsions: experimental work and validation of correlations. Journal of Petroleum Science and Engineering (38) 23. 36.
- KOKAL, S. (2005). Crude oil emulsions: a state-of-the-art review. SPE Production & Facilities. SPE 77497.
- KOKAL, S. y AL-DOKHI M. (2008). "Case Studies of Emulsion Behavior at Reservoir Conditions." SPE Production & Operations 23(3), 312-317.
- KOKAL, S., ALVAREZ, C. (2003). Reducing Pressure Drop in Offshore Pipelines by Controlling the Viscosities of Pressurized Emulsions. Middle East Oil Show.

- KUMAR, K., NIKOLOV, A. D., WASAN, D. T. (2001). Mechanisms of stabilization of water-in-crude oil emulsions+Ind. Eng. Chem. Res. Vol 40, 3009-3014.
- LANGVIN, D., POTEAU, S., HENAUT, I., ARGILLIER, J.F. (2004). Crude oil emulsion properties and their application to heavy oil transportation+ Oil & Gas Science and Technology, vol. 59, pp. 511-521.
- LEAL CALDERON, F., SCHMITT, V., BIBETTE, J. (2007). Emulsion Science. Basic principles+ Editorial Springer Science+Business Media, LLC. Segunda edición.
- LETHUAUT, L., MÉTRO, F., GENOT, C. (2002). Effect of droplet size on lipid oxidation rates of oil-in-water emulsions stabilized by protein+ Journal of the American Oil Chemists' Society, 79(5), 425-430.
- LI, M., XU, M., MA, Y., WU, Z. (2002). The effect of molecular parameters on the stability of water-in-crude oil emulsions studied by IR and UV spectroscopy+ Colloids and Surfaces A Physicochem. Eng. Aspects.Vol 197. 193. 201.
- LI, YK., NGHIEM, L.X. (1986) Phase equilibria of oil, gas and water/brine mixtures from a cubic equation of state and Henry's law+ The Canadian Journal of Chemical Engineering. Vol 64, Issue 3, 486. 496.
- MALKIN, A. Y., MASALOVA, I., SLATTER, P., WILSON, K. (2004). Effect of droplet size on the rheological properties of highly-concentrated w/o emulsions+ Rheologica acta, 43(6), 584-591.
- MARFISI, S., SALAGER J.L. (2004). Deshidratación de crudo+Módulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales, Cuaderno FIRP S853PP, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela.
- MARTÍN-ALFONSO, M. J., MARTÍNEZ-BOZA, F. J., NAVARRO, F. J., FERNÁNDEZ, M., GALLEGOS, C. (2007). Pressure. temperature. viscosity relationship for heavy petroleum fractions+ Fuel, 86(1), 227-233.
- MASON, T. G., BIBETTE, J., WEITZ, D. A. (1996). Yielding and flow of monodisperse emulsions+ Journal of Colloid and Interface Science, 179(2), 439-448.
- McCAIN, W.D. (1990) The properties of petroleum fluids+ PennWell Books, Segunda edición.
- MEMON, A., GAO, J., TAYLOR, S., ENGEL, T., JIA, N. (2010, October). A Systematic Workflow Process for Heavy Oil Characterization: Experimental Techniques and Challenges+ In Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference.

- MOONEY, M. (1951). The viscosity of a concentrated suspension of spherical particles+. J. Colloid Sci. 6, 162-170.
- MORADI, M., ALVARADO, V., HUZURBAZAR, S. (2010). Effect of salinity on water-in-crude oil emulsion: evaluation through drop-size distribution proxy+. Energy & fuels, 25(1), 260-268.
- MOSCHOPEDIS, S.E., SPEIGHT, J.G. (1976). Investigation of hydrogen bonding by oxygen functions in Athabasca bitumen+. Fuel, vol. 55, pp. 187-192.
- MULLER, R. (1966). U.S. Patent No. 3,283,565. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.
- MUÑOZ, J. C., YEOW, Y. L. (1996). Applications of maximum entropy method in capillary viscometry+. Rheologica acta, 35(1), 76-82.
- NAGARAJAN, N.R, HONARPOUR, M.M, SAMPATH, K. (2007). Reservoir-fluid sampling and characterization- Key to efficient reservoir management+. SPE 103501. (Basado en el paper 101517 presentado en 2006 en el Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference+).
- NILSEN, P. J., KORNFELDT, A., NYGREN, T., FDHILA, R. B. (2001). (ABB Research Ltd.).Patent WO 0112289.
- OSTROFF, A.G. (1979). Introduction to oilfield water technology+.Editorial Prentice-Hall. Segunda edición.
- PAL, R. (1996). Effect of droplet size on the rheology of emulsions+.AIChE J. 42 (11), 3181.
- PAL, R. (1997). Scaling of relative viscosity of emulsions+. J. Rheol. 41, 141.
- PAL, R., RHODES, E. (1989). Viscosity/concentration relationships for emulsions+. J. Rheol. 33 (7), 1021.
- PAL, R., RHODES, E.J. (1985). A novel viscosity correlation for non-Newtonian concentrated emulsions+. J. Colloid Interface Sci. 107, 301.
- PAYS, K., GIEMANSKA-KAHN, J., POULIGNY, B., BIBETTE, J., LEAL-CALDERON, F. (2002). Double emulsions: how does release occur?+.Journal of controlled release, 79(1), 193-205.
- PEDERSEN, K.S., CHRISTENSEN, P. (2007). Phase behavior of petroleum reservoir fluids+. Editorial Taylor and Francis group.

- PEDERSEN, K.S., and FREDENSLUND, A. (1987). "An improved corresponding states model for the prediction of oil and gas viscosities and thermal conductivities", *Chemical Engineering Science*, Vol. 42, No. 1, 182-186.
- PEDERSEN, K.S., FREDENSLUND, A., CHRISTENSEN, P.L., y THOMASSEN, P. (1984). "Viscosity of Crude Oils", *Chemical Engineering Science*, Vol. 39, No. 6, 1011-1016.
- PEÑA, A.A. (2004). *Dynamic aspects of emulsion stability*+Ph.D thesis, Houston Rice University.
- PLASENCIA, J., PETTERSEN, B., JØRGEN NYDAL, O. (2012). *Pipe flow of water-in-crude oil emulsions: Effective viscosity, inversion point and droplet size distribution*+ *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- PRINCEN, H. M., ARONSON, M. P., MOSER, J. C. (1980). *Highly concentrated emulsions. II. Real systems. The effect of film thickness and contact angle on the volume fraction in creamed emulsions*+ *Journal of Colloid and Interface Science*, 75(1), 246-270.
- REID, R.C., PRAUSNITZ, J.M., y SHERWOOD, T.K. (1977). *The Properties of Gases and Liquids*+, 3rd Edition, McGraw-Hill, New York.
- RONNINGSEN, H. (1995). *Correlations for predicting viscosity of W/O-emulsions based on North Sea crude oils*+. In SPE International Symposium on Oilfield Chemistry.
- SALAGER J.L. (1987). *Deshidratación de crudo*+. Módulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales, Cuaderno FIRP 353, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela.
- SCHRAMN, L.L. (2000). *Surfactants: Fundamentals and applications in the petroleum industry*+. Editorial Cambridge University Press.
- SJÖBLOM, J. (2006). *Emulsions and emulsion stability*+. Editorial Taylor & Francis Group, LLC. Segunda edición.
- SPIECKER, P.M. (2001). *The impact of asphaltene chemistry and solvation on emulsion and interfacial film formation*+, PhD thesis, North Carolina State University, North Carolina.
- SPIECKER, P.M., GAWRYS, L., TRAIL, C., KILPATRICK, P.K. (2003). *Effects of petroleum resins on asphaltene aggregation and water-in-oil emulsion formation*+. *Colloids and Surfaces A Physicochem. Eng. Aspects*. Vol 220, 9 -27.
- STEWART, M y ARNOLD, K. (2009). *Emulsions and oil treating equipment, selection, sizing and troubleshooting*+. Elsevier Inc.

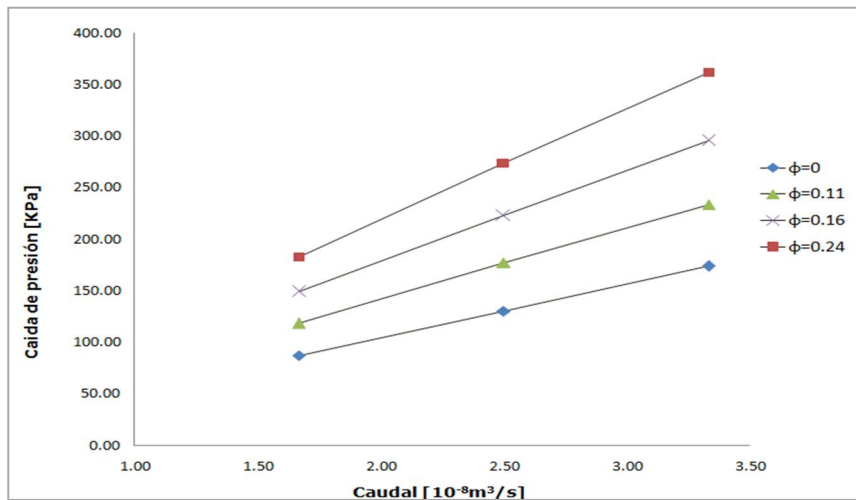
- TAYLOR, G.I. (1932). "The viscosity of a fluid containing small drops of another liquid". Proc. R. Soc. 138, 41. 48.
- TIAN, W. (2008). "A study of treatment of high pH water-in-heavy oil emulsion using low pressure CO₂". MSc. Thesis. Petroleum Systems Engineering. University of Regina.
- VARADARAJ, R. (2003). "Demulsification of water-in-oil emulsions". Patent US 6,555,009 B2.
- WHITSON, C., BRULÉ, M. (2000). "Phase behavior". Monograph volume 20 SPE Henry I. Doherty series.
- WU, X., VAN DE VEN T.G.M., CZARNECKI, J. (1999). "Colloidal forces between emulsified water droplets in toluene-diluted bitumen". Colloids and Surfaces A Physicochem. Eng. Aspects. Vol 149 (1-3). 577-583.
- XIA, L., LU, S. y CAO, G. (2004). "Stability and demulsification of emulsions stabilized by asphaltenes or resins." Journal of colloid and interface science 271(2) 504-506.
- YANG, X. L., CZARNECKI, J. (2004). "Investigation of subfractions of Athabasca asphaltenes and their role in emulsion stability". Energy & Fuels. Vol 18, 770-777.
- ZUO, Y.X., STENBY, E., y GUO, T.M. (1996) "Simulation of the high-pressure phase equilibria of hydrocarbon-water/brine systems." Journal of Petroleum Science and Engineering (15) 2, 201-220.

ANEXOS

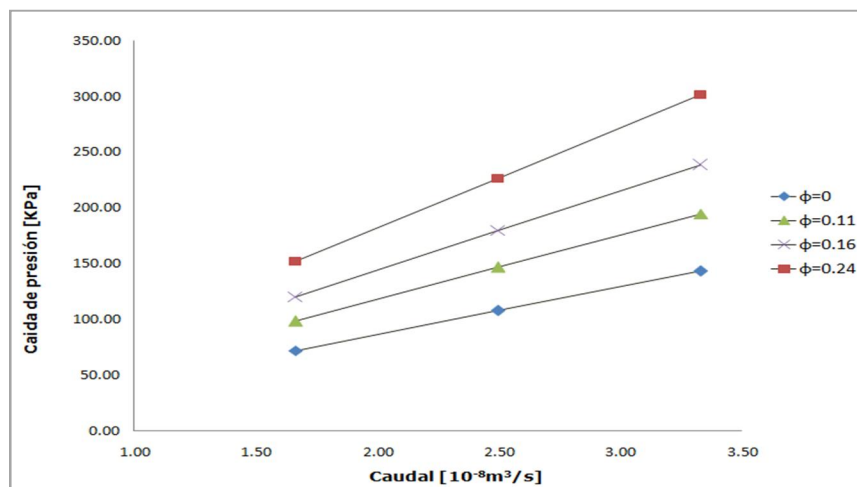
ANEXO A. CURVAS DE CAÍDA DE PRESIÓN PARA LOS FLUIDOS Y EMULSIONES EVALUADAS EN EL PRESENTE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

A.1 FLUIDO C

Perfil de caída de presión a 2514.7 psia (17.3 MPa) para el Fluido C y sus emulsiones ($\phi = 0, 0.11, 0.16$ y 0.24), medido a una temperatura de 140°F (60°C).

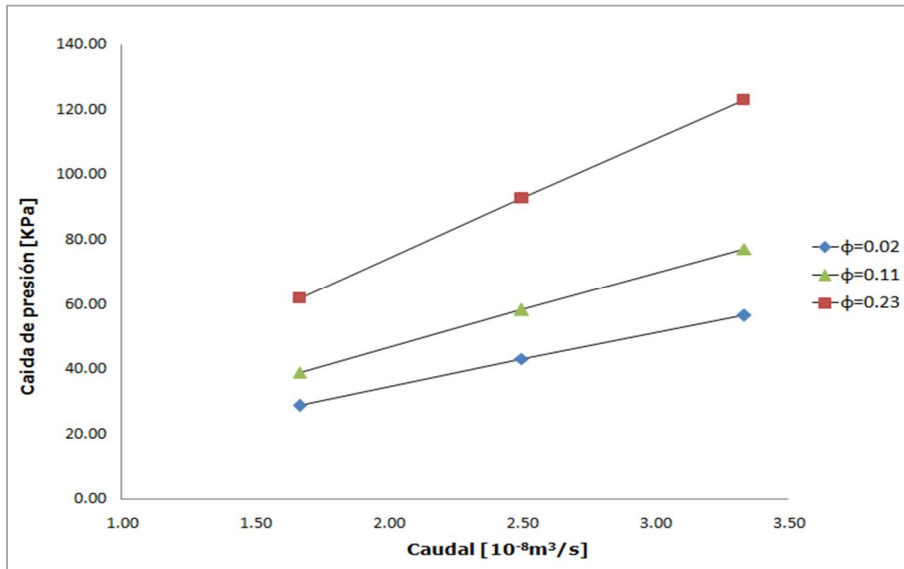


Perfil de caída de presión a 1514.7 psia (10.4MPa) para el Fluido C y sus emulsiones ($\phi = 0, 0.11, 0.16$ y 0.24), medido a una temperatura de 140°F (60°C).

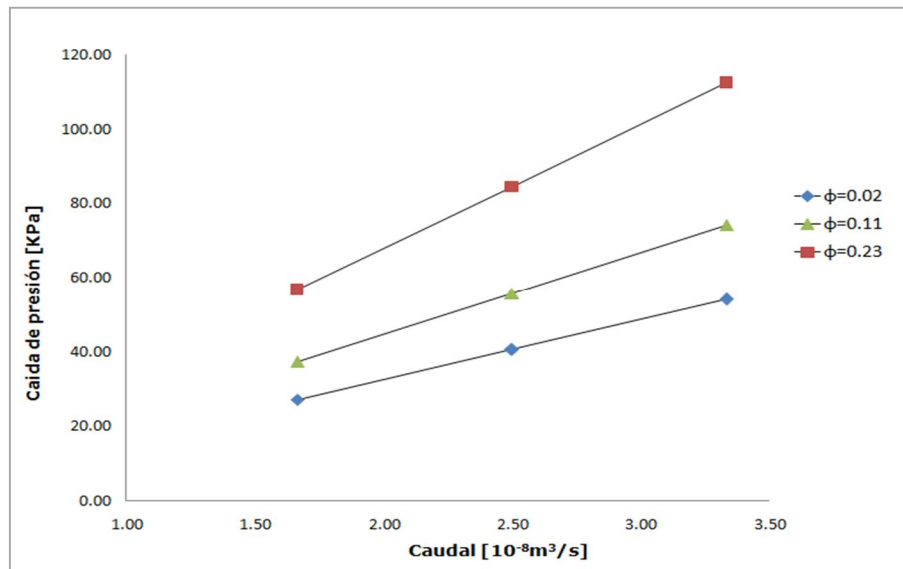


A.2. FLUIDO E

Perfil de caída de presión a 3014.7 psia (20.7 MPa) para las emulsiones del Fluido E ($\phi=0.02$, 0.11 y 0.23), medido a una temperatura de 140°F (60°C).

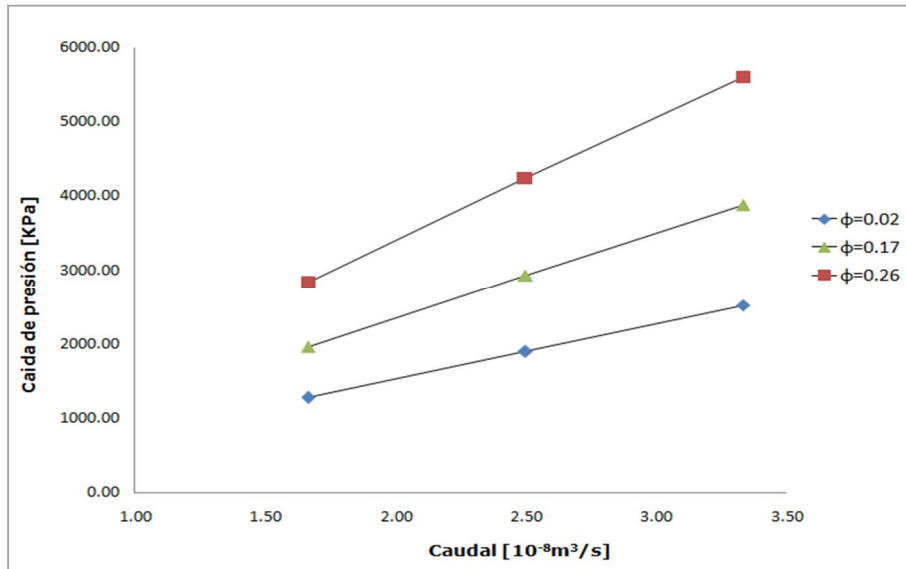


Perfil de caída de presión a 2514.7 psia (17.3 MPa) para las emulsiones del Fluido E ($\phi=0.02$, 0.11 y 0.23), medido a una temperatura de 140°F (60°C).

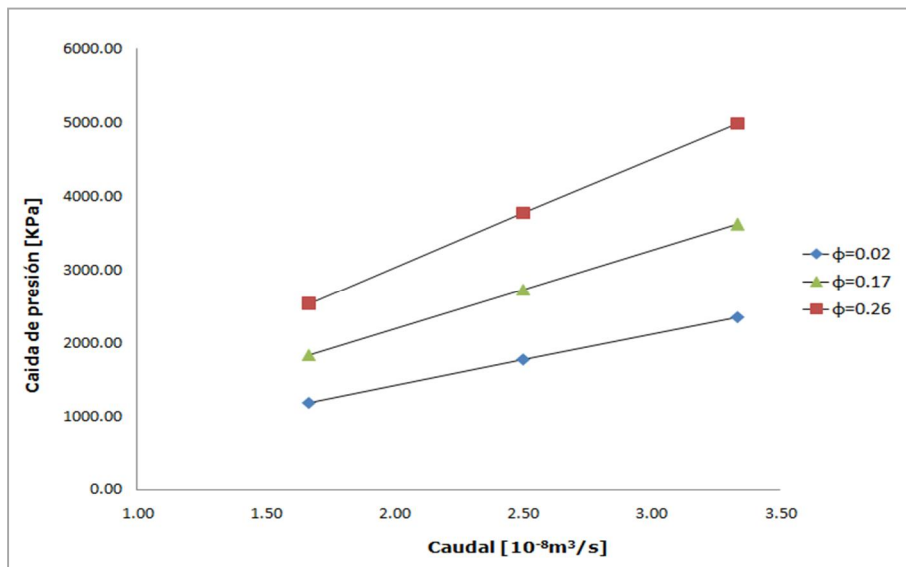


A.3. FLUIDO F

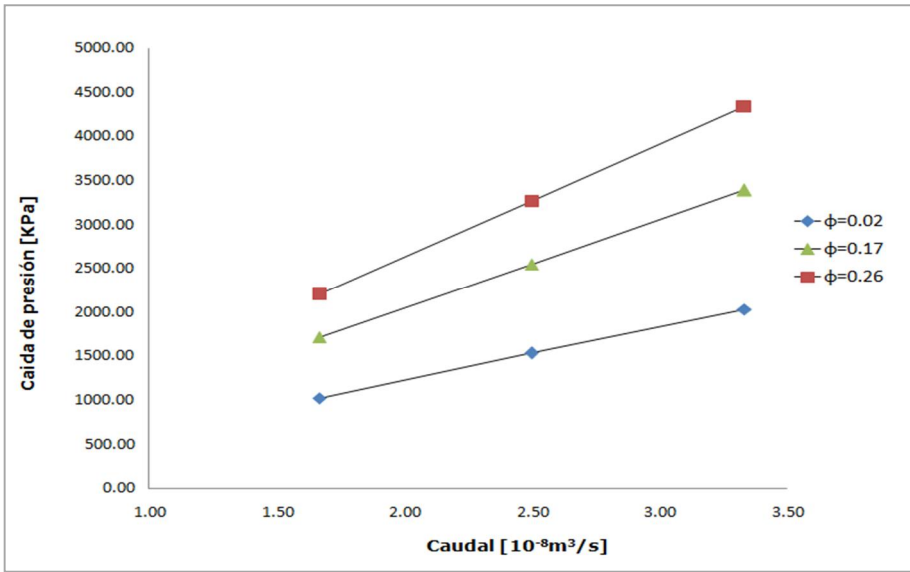
Perfil de caída de presión a 3014.7 psia (20.7MPa) para las emulsiones del Fluido F ($\phi = 0.02$, 0.17 y 0.26), medido a una temperatura de 140°F (60°C).



Perfil de caída de presión a 2514.7 psia (17.3 MPa) para las emulsiones del Fluido F ($\phi = 0.02$, 0.17 y 0.26), medido a una temperatura de 140°F (60°C).



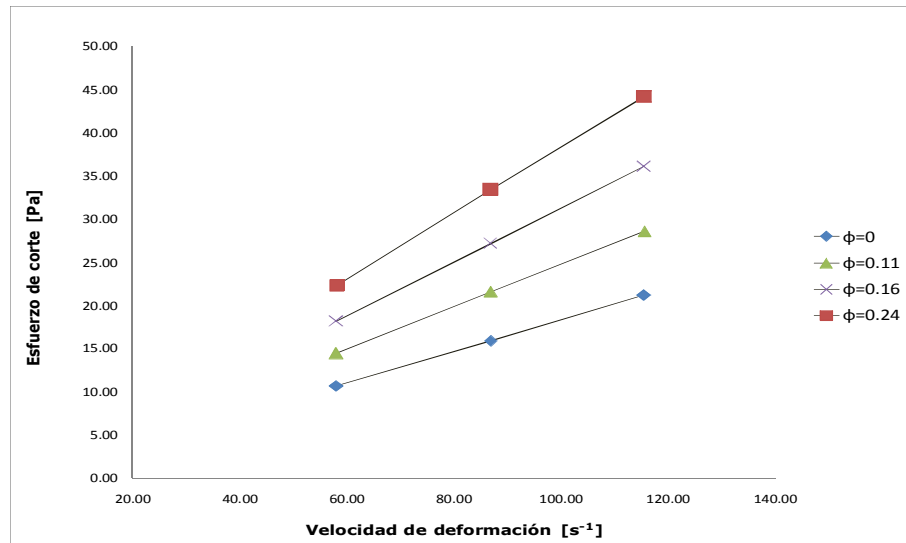
Perfil de caída de presión a 2014.7 psia (13.8 MPa) para las emulsiones del Fluido F ($\phi=0.02$, 0.17 y 0.26), medido a una temperatura de 140°F (60°C).



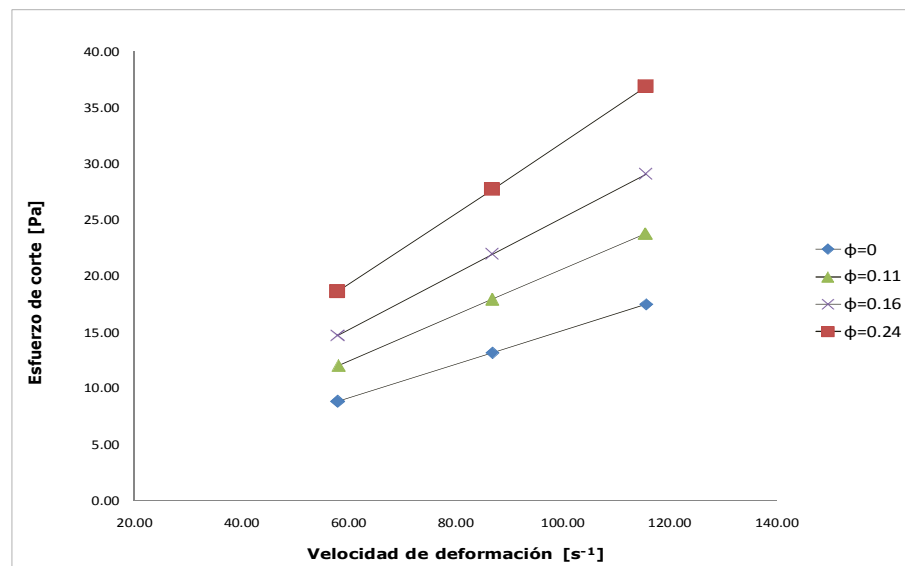
ANEXO B. CURVAS DE FLUJO PARA LOS FLUIDOS Y EMULSIONES EVALUADAS EN EL PRESENTE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

B.1. FLUIDO C

Curva de flujo a 2514.7 psia(17.3MPa) para el Fluido C y sus emulsiones ($\phi = 0, 0.11, 0.16$ y 0.24), medida a una temperatura de 140°F (60°C).

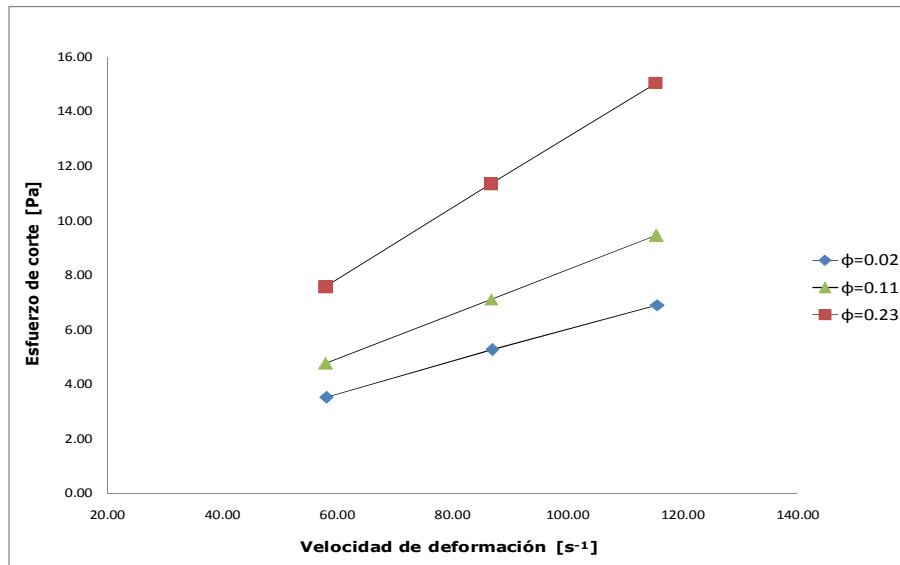


Curva de flujo a 1514.7 psia(10.4MPa) para el Fluido C y sus emulsiones ($\phi = 0, 0.11, 0.16$ y 0.24), medida a una temperatura de 140°F (60°C).

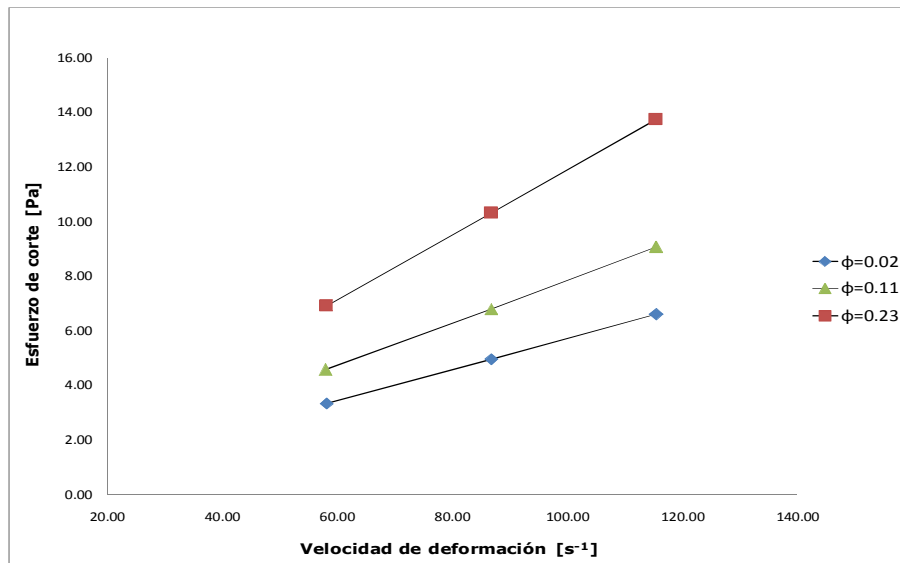


B.2. FLUIDO E

Curva de flujo a 3014.7 psia (20.7 MPa) para las emulsiones del Fluido E ($\phi = 0.02, 0.11$ y 0.23), medido a una temperatura de 140°F (60°C).

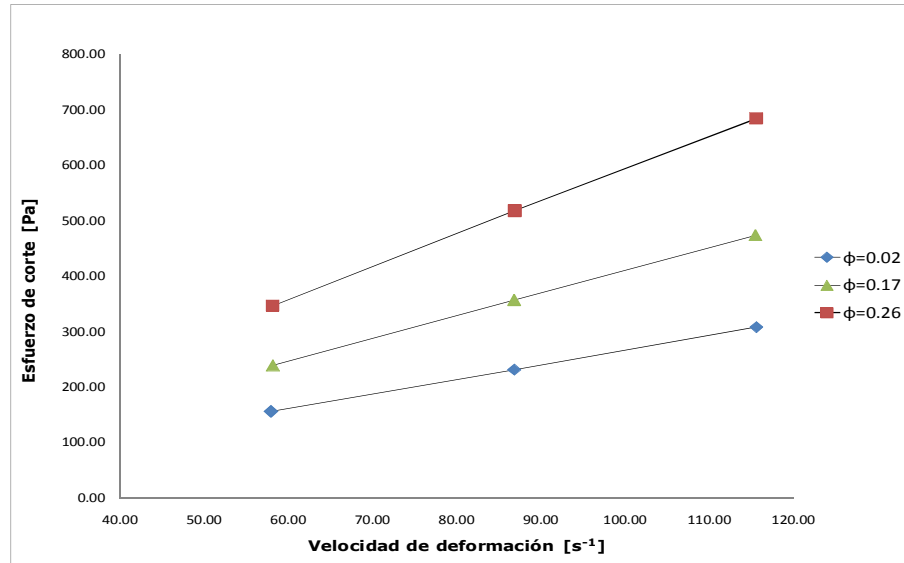


Curva de flujo a 2514.7 psia (17.3 MPa) para las emulsiones del Fluido E ($\phi = 0.02, 0.11$ y 0.23), medido a una temperatura de 140°F (60°C).

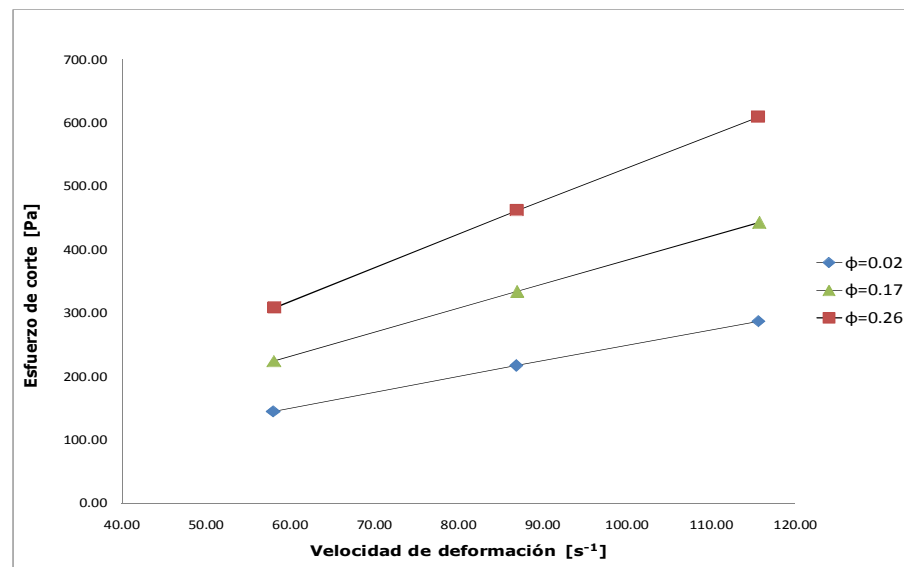


B.3. FLUIDO F

Curva de flujo a 3014.7 psia (20.7MPa) para las emulsiones del Fluido F ($\phi=0.02, 0.17$ y 0.26), medido a una temperatura de 140°F (60°C).



Curva de flujo a 2514.7 psia (17.3 MPa) para las emulsiones del Fluido F ($\phi=0.02, 0.17$ y 0.26), medido a una temperatura de 140°F (60°C).



Curva de flujo a 2014.7 psia (13.8 MPa) para las emulsiones del Fluido F ($\phi = 0.02, 0.17$ y 0.26), medido a una temperatura de 140°F (60°C).

