

**DETERMINACIÓN DE UNA CORRELACIÓN PARA EL CALCULO DE
VISCOSIDAD DE LAS EMULSIONES EN CRUDOS EXTRA-PESADOS:
APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO**

**JOSÉ DAVID MÉNDEZ GARCÍA
YOJAN GIL GONZÁLEZ**



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

2015

**DETERMINACIÓN DE UNA CORRELACIÓN PARA EL CALCULO DE
VISCOSIDAD DE LAS EMULSIONES EN CRUDOS EXTRA-PESADOS:
APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO**

**JOSÉ DAVID MÉNDEZ GARCÍA
YOJAN GIL GONZÁLEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
de Petróleos**

Director

**M.Sc JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN
Ing. de petróleoos**

Co-director

**DIANA PATRICIA GUERRERO
Ing. de petróleoos**

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

2015

DEDICATORIA

Dedico este trabajo principalmente a DIOS por sus bendiciones, por ser mi guía y compañero incondicional.

A mis padres José Manuel y María Evelin por brindarme ese apoyo absoluto en mi vida y etapa de formación.

A mis HERMANOS John Jairo y Katherine por estar siempre a mi lado y brindarme su apoyo, paciencia y comprensión.

A mis sobrinos Yofran, Yuveimar, Johan Sebastián y Yumnara quienes son el caminar y la vida de la familia.

A mis amigos Reynaldo, Iván, Daniel y aquellas personas que me brindaron su apoyo y palabras de aliento para alcanzar esta meta.

Y a mi compañero de tesis, José David Quien en los momentos de dificultad logramos superar los obstáculos presentados en esta etapa tan importante de nuestras vidas.

YOJAN

DEDICATORIA

En primer lugar dedico este triunfo a DIOS, nuestro ser supremo quien me guio y lleno de sabiduría para lograr las metas que tenía planteadas.

A mis padres Anastasia García Duarte y Tito Méndez Barbosa que gracias a su enorme esfuerzo y bendiciones lograron mostrarme el camino para alcanzar mis metas.

A mi hermano del alma Diego Julián Méndez García por su apoyo incondicional y comprensión en todas las etapas de mi vida.

A mi hermana Angie Tatiana Méndez García que desde el cielo siempre me estas protegiendo y bendiciendo.

A mi tía Cristina García, y mis primos Aillen, Iván, Esteban, Ana que me extendieron su mano y me acogieron como un hermano

A mi compañero de tesis Yojan por su esfuerzo, comprensión y paciencia en esos momentos de frustración y angustia

JOSÉ DAVID

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo agradecemos sinceramente:

A **Dios** por su bendición, sabiduría y presencia en cada momento de nuestras vidas

A **nuestros padres** por ser la guía y soporte para cumplir cada uno de nuestros sueños.

Al ingeniero de petróleos y magister **John Alexander León Pabón** nuestro director, por su permanente apoyo y colaboración para que nosotros alcanzáramos nuestra meta.

A la **universidad industrial de Santander** por ser el artífice de la realización de nuestro sueño profesional.

Al ingeniero **Buendía** por facilitarnos los laboratorios de Guatiguara para la realización del proyecto.

A todas las personas, amigos, conocidos que de una u otra forma aportaron a la realización de nuestro proyecto

CONTENIDO

| | Pág. |
|--|-------------|
| INTRODUCCIÓN | 19 |
| | |
| 1. GENERALIDADES DE LA VISCOSIDAD DE EMULSIONES EN CRUDOS EXTRAPESADOS..... | 21 |
| 1.1 CRUDOS EXTRAPESADOS | 21 |
| 1.2 COMPOSICIÓN | 24 |
| 1.3 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO | 26 |
| 1.4 EMULSIONES | 28 |
| 1.4.1 Agentes Emulsificantes..... | 29 |
| 1.4.2 Balance hidrofílico-lipofílico..... | 32 |
| 1.4.3 Exceso de surfactantes..... | 34 |
| 1.4.4 Propiedades de una emulsión..... | 35 |
| 1.4.5 Comportamiento Reológico..... | 35 |
| 1.4.6 Rompimiento de la Emulsión. | 36 |
| 1.4.7 Estabilidad. | 36 |
| 1.5 FACTORES QUE AFECTAN LA VISCOSIDAD DE UNA EMULSIÓN | 37 |
| 1.5.1 Efecto de la Temperatura..... | 37 |
| 1.5.2 Efecto de la Presión..... | 38 |
| 1.5.3 Efecto del BSW o Corte de Agua..... | 39 |
| 1.5.4 Efecto de los Grados API..... | 40 |
| | |
| 2. MODELOS DE ANÁLISIS ESTADÍSTICO | 41 |
| 2.1 ANÁLISIS DE CORRELACIÓN..... | 41 |
| 2.1.1 Coeficiente de correlación lineal simple..... | 41 |

| | |
|--|----|
| 2.2 MODELOS DE REGRESIÓN..... | 42 |
| 2.2.1 Regresión lineal simple..... | 42 |
| 2.2.2 Regresión lineal múltiple..... | 43 |
| 2.2.3 Regresión no lineal..... | 45 |
| 2.2.4 Linealización de modelos no lineales..... | 46 |
| 2.3 OPTIMIZACIÓN DE MODELOS DE REGRESIÓN..... | 46 |
| 2.3.1 Método de los mínimos cuadrados..... | 47 |
| 2.4 CAPACIDAD PREDICTIVA DE UNA REGRESIÓN..... | 48 |
| 2.4.1 Coeficiente de determinación..... | 49 |
| 2.4.2 Error relativo.: | 49 |
| 2.4.3 Error relativo promedio..... | 50 |
| 2.4.4 Error absoluto promedio..... | 50 |
| 2.4.5 Desviación estándar..... | 51 |
| | |
| 3. CORRELACIONES PARA VISCOSIDADES DE CRUDOS EMULSIONADOS | 52 |
| 3.1 MODELOS PARA LA PREDICCIÓN DE LA VISCOSIDAD DE EMULSIÓN.... | 52 |
| 3.2 MODELOS A TEMPERATURA CONSTANTE..... | 53 |
| 3.3 EFECTO DE LA TEMPERATURA..... | 55 |
| 3.4 MÉTODOS PARA DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD DE EMULSIONES | 57 |
| 3.4.1 Método de Inversión..... | 57 |
| 3.4.2 Relación de volumen.:..... | 57 |
| 3.4.3 Tablas suministradas por el usuario..... | 57 |
| 3.4.4 Correlación de Woelflin..... | 58 |
| 3.4.5 Correlación de Brinkman..... | 60 |
| 3.4.6 Correlación de Vand..... | 61 |
| 3.4.7 Correlación de Richardson..... | 62 |
| 3.4.8 Correlación de Levitón y Leighton..... | 63 |
| | |
| 4. DISEÑO EXPERIMENTAL..... | 64 |

| | |
|--|-----|
| 4.1 ANÁLISIS Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA | 64 |
| 4.2 SELECCIÓN DE FACTORES | 65 |
| 4.2.1 Variables independientes..... | 65 |
| 4.2.2 Variables de bloqueo. | 66 |
| 4.2.3 Variable dependiente. | 66 |
| 4.3 SELECCIÓN DEL VALOR DE LAS VARIABLES..... | 67 |
| 4.4 SELECCIÓN DE LA ESTRATEGIA DE EXPERIMENTACIÓN..... | 68 |
| 4.4.1 Enfoque de la mejor conjetura. s. | 68 |
| 4.4.2 Enfoque de un factor a la vez. | 68 |
| 4.4.3 Experimentación factorial..... | 69 |
| 4.5 PREPARACIÓN DE DATOS..... | 69 |
| 4.6 FASE EXPERIMENTAL | 69 |
| 4.6.1 Método de aplicación; viscosímetro rotacional Brookfield DV2T..... | 69 |
| 4.6.2 Instrumentos y equipos para la realización de las pruebas..... | 70 |
| 4.6.3 Procedimiento para la realización de las pruebas de viscosidad. | 72 |
| | |
| 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS..... | 85 |
| 5.1 REPORTE Y VISUALIZACIÓN DE LOS DATOS..... | 85 |
| 5.2 DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN | 89 |
| 5.3 VALIDACIÓN DE LA CORRELACIÓN..... | 93 |
| | |
| 6. CONCLUSIONES | 100 |
| | |
| 7. RECOMENDACIONES..... | 101 |
| | |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 102 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|---|-------------|
| Figura 1. Muestra de dos crudos con diferentes grados API | 21 |
| Figura 2. Clasificación de los crudos pesados | 23 |
| Figura 3. Esquema de una emulsión | 28 |
| Figura 4. Esquema de una molécula de Estearato de Sodio | 30 |
| Figura 5. Estabilización de una gota de agua por agentes emulsificantes presentes en el crudo | 31 |
| Figura 6: Moléculas de agua y crudo dependiendo el porcentaje de HLB. | 33 |
| Figura 7. Valores de HLB de acuerdo el tipo de sustancia | 34 |
| Figura 8. Estructura básica de una molécula | 34 |
| Figura 9. Distribución del tamaño de las gotas de acuerdo a la fase interna | 35 |
| Figura 10. Efecto de la temperatura en la viscosidad | 38 |
| Figura 11. Viscosidad del petróleo en función de la presión | 39 |
| Figura 12. Nube de datos alrededor de línea de mínimos cuadrados | 47 |
| Figura 13. Viscosidad de una mezcla de aceite en agua | 60 |
| Figura 14. Frasco de la muestras | 75 |
| Figura 15. Porta muestra llenándolo de la muestra | 76 |
| Figura 16. Set de Agujas | 76 |
| Figura 17. Porta muestras con la aguja | 77 |
| Figura 18. Termostato del viscosímetro | 78 |
| Figura 19. Establecer el tipo de aguja | 79 |
| Figura 20. Visualizador del torque del viscosímetro | 80 |
| Figura 21. Establecer el tipo de la prueba | 80 |
| Figura 22. Establecer la recolección de datos | 81 |
| Figura 23. Ejecutar la prueba | 82 |

| | |
|--|----|
| Figura 24. Guardar la prueba | 84 |
| Figura 25. Viscosidad vs BSW a T=110°F del crudo 1 y 2 | 88 |
| Figura 26. Viscosidad vs BSW a T=150°F del crudo 1 y 2 | 89 |
| Figura 27. Análisis resultados base de datos | 98 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|---|-------------|
| Tabla 1. Composición química de los crudos extrapesados | 24 |
| Tabla 2. Contenido elemental de los crudos extrapesados °API<10 | 25 |
| Tabla 3. Contenido elemental de los crudos convencionales 25-35 °API | 26 |
| Tabla 4. Niveles de los Factores..... | 66 |
| Tabla 5. Esquema de los Factores y valores a trabajar | 67 |
| Tabla 6. Esquema del diseño experimental para la realización de las pruebas..... | 70 |
| Tabla 7. Instrumentos y Equipos..... | 71 |
| Tabla 8. Etiquetas de las muestras..... | 72 |
| Tabla 9. Tipos de agujas..... | 73 |
| Tabla 10. Resultados de la viscosidad del crudo #1 a T=150 °F | 85 |
| Tabla 11. Resultados de la viscosidad del crudo #1 a T=110 °F | 86 |
| Tabla 12. Resultados de la viscosidad del crudo #2 a T=150 °F | 86 |
| Tabla 13. Resultados de la viscosidad del crudo #2 a T=110 °F | 87 |
| Tabla 14. Análisis de la varianza por el método de mínimos cuadrados | 90 |
| Tabla 15. Análisis de la varianza por el método de paso hacia adelante..... | 90 |
| Tabla 16. Análisis de la varianza por el método de optimización Box Cox | 90 |
| Tabla 17. Análisis de la varianza por el método de optimización Cochran-Orcutt..... | 91 |
| Tabla 18. R2 Sin Ajustar y R2 Ajustado..... | 91 |
| Tabla 19. Error estándar, absoluto y relativo dependiendo el tipo de método aplicado | 93 |
| Tabla 20. Error estándar, absoluto y relativo por el método de mínimos cuadrados | 94 |
| Tabla 21. Calculo de Viscosidades por medio de correlaciones existentes | 95 |

Tabla 22. Comparación de correlaciones existentes con el método de mínimos cuadrados95

Tabla 23.Base de datos de viscosidades de tomadas en campo96

RESUMEN

TITULO: DETERMINACIÓN DE UNA CORRELACIÓN PARA EL CALCULO DE VISCOSIDAD DE LAS EMULSIONES EN CRUDOS EXTRA-PESADOS: APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO*

AUTORES: Yojan Gil González

José David Méndez García**

Palabras clave: Emulsiones, Reología, Crudos Extra-Pesados, Viscosímetro Rotacional, Punto de Inversión.

Descripción

Este documento nos presenta los resultados de la determinación de una correlación para el cálculo de la viscosidad de las emulsiones en crudos extra pesados que nos conlleva a reducir el grado de incertidumbre de la viscosidad, que influye en los procesos de extracción, producción, transporte y a su vez en las aplicaciones de los métodos de recobro mejorado.

La determinación de la viscosidad de una emulsión se determinó mediante el uso de un viscosímetro rotacional BROOKFIELD DV2T el cual fue la herramienta que permitió estudiar el comportamiento reológico de las emulsiones a diferentes temperaturas (110°F y 150°F) y cortes de agua entre (0% - 80%) sin variar la presión.

Los resultados experimentales permiten concluir que las emulsiones preparadas y evaluadas tienen un comportamiento no Newtoniano para las condiciones de cortes de agua y temperaturas (110°F y 150°F) aquí estudiadas. Para estas emulsiones, también se observó un comportamiento exponencial en donde su punto máximo llamado inversión fue del 50%, además la construcción de la correlación por el método de mínimos cuadrados arroja un valor de R² ajustado superior al 95% y un error relativo de 11,24% lo cual ratifica la eficiencia de la correlación para la predicción de las emulsiones de crudos extra pesados.

* Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: John Alexander Leon Pabon.

ABSTRACT

TITLE: DETERMINATION OF A CORRELATION FOR CALCULATING VISCOSITY OF THE EMULSIONS IN EXTRA-HEAVY OILS: APPLICATION TO A COLOMBIAN FIELD*

AUTHORS: Yojan Gil González
José David Méndez García**

KEYWORDS: Emulsions, rheology, extra-heavy oils, rotational viscometer, inversion point.

DESCRIPTION:

This paper presents us the results of the determination of a correlation for calculating viscosity of the emulsions in extra-heavy oils that leads us to reduce the uncertainty degree of the viscosity which influences in the extraction, production and transportation processes, and at the same time in the applications of enhanced recovery methods.

The determination of the viscosity of an emulsion was achieved by a rotational viscometer BROOKFIELD DV2T that allowed us to study the rheological behavior of the emulsions at different temperatures (110 ° F and 150 ° F) and water cuts between (0% - 80%) without varying the pressure.

The experimental results allow concluding that the emulsions prepared and evaluated have a non-Newtonian behavior for the conditions of water cuts and temperatures (110°F and 150°F) studied here. For these emulsions, were observed too an exponential behavior where its peak called investment was 50%, besides the construction of the correlation by the least squares method gave a value of R² adjusted above 95% and relative error of 11.24% which confirms the efficiency of the correlation for predicting extra heavy oil emulsions.

* Project Degree

** Faculty of Engineering Physicochemical. School of Petroleum Engineering. Director: John Alexander Leon Pabon.

INTRODUCCIÓN

En los últimos 10 años la industria del petróleo ha tenido que afrontar uno de los peores problemas que mucho tiempo atrás pasamos desapercibido; con el excesivo aumento en el consumo de esta fuente de energía no renovable (petróleo), las reservas que un día consideramos inagotables, eternas para toda la vida humana empezaron a escasear. Entonces nace la necesidad de encontrar más reservas que ayuden a sostener el incremento en la demanda de este recurso; sin embargo los nuevos hallazgos aunque satisfactorios, dieron a las empresas un nuevo problema con el cual lidiar.

Los nuevos hallazgos revelaron crudos con propiedades complejas, que dificultaban su extracción; a medida que se exploraba, más reservas de este crudo complejo eran encontradas, hoy a estos crudos difíciles de extraer se le conoce con el nombre de crudos no convencionales.

Debido al aumento de estas reservas, se fue haciendo necesario estudiar a fondo las propiedades de estos hidrocarburos, entre estas propiedades están la presión, la temperatura, la densidad, la viscosidad las cuales resultan de mucha importancia para entender el comportamiento de ese fluido en el yacimiento; de esta manera uno de los factores con mayor importancia a conocer es la viscosidad.

Actualmente existen diversos métodos para estimar la viscosidad de los crudos emulsionados, estos métodos se clasifican principalmente en dos grandes grupos, primero están las pruebas de laboratorio que nos permiten estimar con alto grado de certidumbre el valor de la viscosidad; el otro método es el uso de correlaciones

que nos permiten hallar esta propiedad en funciones de variables específicas tales como presión, temperatura, tamaño de gotas entre otras.

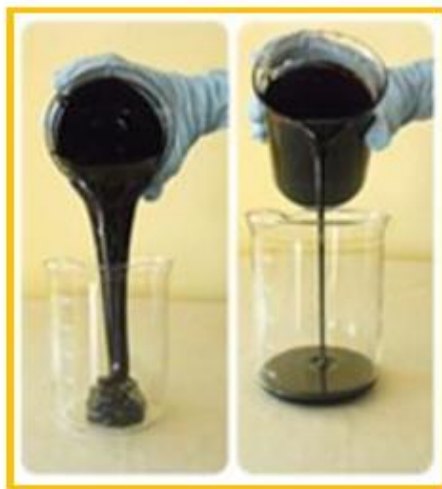
En nuestro caso en particular optaremos por determinar una correlación que permita el cálculo de la viscosidad de la emulsión; que facilite la adquisición de esta propiedad para cada uno de los pozos presentes en el campo en cuestión, para de esta manera reducir el tiempo y costos que genera realizar una prueba de laboratorio manteniendo la desviación y margen de error bajo.

1. GENERALIDADES DE LA VISCOSIDAD DE EMULSIONES EN CRUDOS EXTRAPESADOS

1.1 CRUDOS EXTRAPESADOS

Los crudos extra pesados por definición se establecen como aquellos hidrocarburos que tiene una densidad mayor que la del agua (Densidades menores a 10°API). Estos crudos debido a su composición química se encuentran compuestos de manera mayoritaria por una familia de hidrocarburos de muy alto peso molecular denominados asfáltenos. Los asfáltenos usualmente se encuentran rodeados de partículas de metales, tales como vanadio, níquel, azufre quienes ayudan a incrementar el peso molecular de estos compuestos. Como producto de su particular composición los crudos extra pesados presentan propiedades de viscosidad y densidad muy altas.

Figura 1. Muestra de dos crudos con diferentes grados API



Fuente: CARRASCO GRANADOS, Enrique. Caracterización PVT para aceites pesados y extrapesados en México. Ciudad de México, 2014, 22 p

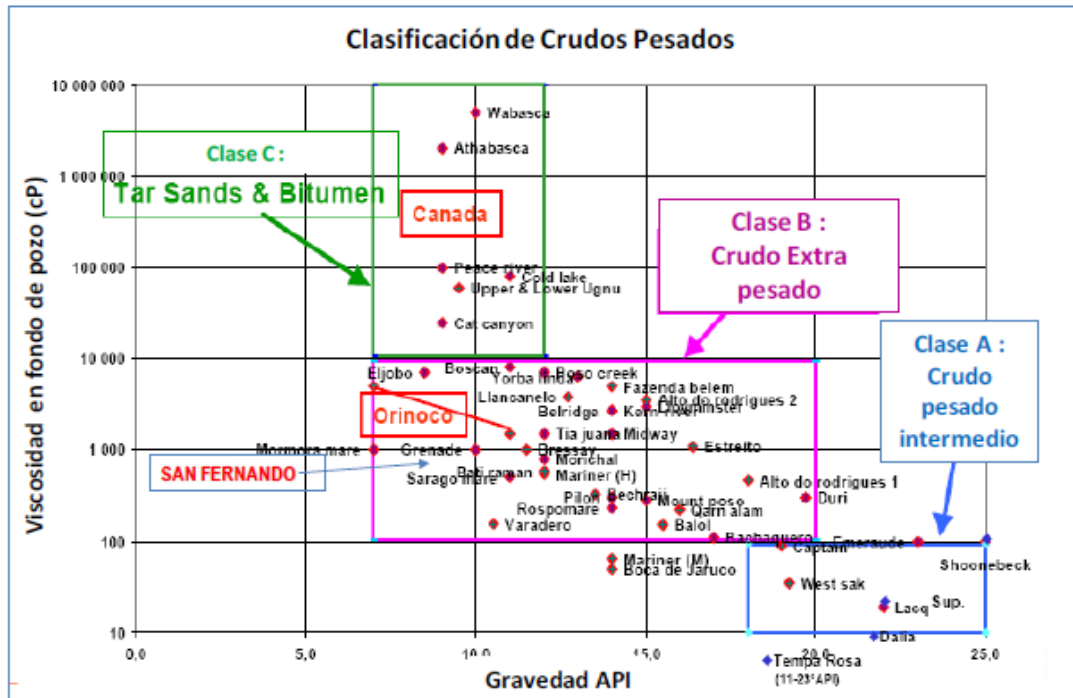
En la figura 1. Se observa la comparación entre el crudo extrapesado (izquierda) y el crudo pesado (derecha).

Guarín¹ define básicamente se puede establecer tres clasificaciones de crudos pesados, en función de su capacidad de fluir a condiciones del yacimiento.

- **Clase A** denominada Crudo pesado intermedio. Esta denominación abarca a los hidrocarburos que ha condiciones de yacimiento presentan una viscosidad menor a 100 Cp. y una densidad API entre 15 y 23.
- **Clase B** denominada Crudo extra pesado. Para crudos que se encuentren en un rango de viscosidad entre 100 y 10.000 Cp. y una gravedad API entre 8 y 15 grados.
- **Clase C** denominada Bitumen o arena Bituminosa. Se denomina a los hidrocarburos líquidos que ha condiciones de yacimiento son inmóviles. Estos hidrocarburos se encuentran en rangos der viscosidad mayores a los 10.000 Cp. y densidades API menores a 8.

¹ GUARÍN ARENAS, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extra pesados con movilidad. Caso formación San Fernando. Bucaramanga, 2011, 21 p. Trabajo de Grado (Maestría en ingeniería con énfasis en hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físicoquímicas.

Figura 2. Clasificación de los crudos pesados



Fuente: GUARÍN ARENAS, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extra pesados con movilidad. Caso formación San Fernando. Bucaramanga, 2011, 22 p.

En el caso de crudos extra pesados, en la mayoría de los campos donde se explota bitumen, arenas bituminosas o crudos extra pesados, las condiciones de temperatura hacen que los hidrocarburos dentro del yacimiento no sean móviles, por lo cual se requieren métodos térmicos que permitan reducir la viscosidad de los fluidos y permitir el flujo de fluidos hacia los pozos productores.

Los petróleos extrapesados se presentan en yacimientos de poca profundidad, predominantemente en arenas no consolidadas de gran porosidad y permeabilidad, limitadas por trampas predominantemente mixtas (estructurales-estratigráficas) con monteras no siempre absolutamente impermeables y relacionados a veces con grandes masas de bitúmenes y de asfalto.

Los yacimientos de crudos extrapesados suelen ser explotables de forma tradicional debido a que el gas disuelto contenido y la temperatura y la presión del yacimiento, les confieren mayor movilidad que la correspondiente a las condiciones estándares. En cambio, los bitúmenes no son explotables por los procedimientos petroleros usuales.

1.2 COMPOSICIÓN

La composición química de los crudos extrapesados (S.A.R.A.) suele estar dentro de los valores siguientes:

Tabla 1. Composición química de los crudos extrapesados

| Componentes | Porcentaje |
|--------------------------|------------|
| Hidrocarburos Saturados | 12-15% |
| Hidrocarburos Aromáticos | 34-37% |
| Resinas | 33-38% |
| Asfáltenos | 12-17% |

Fuente: Modificado de Bordenave, M.L., Editor. 1993, "Applied Petroleum Geochemistry" Editions Technip, 27 Rué Ginoux 75015 París.

La composición química de cada crudo depende de la naturaleza del kerógeno originario, del grado de madurez alcanzado antes de la expulsión, de los procesos migratorios experimentados y de los procesos de lavado por agua y biodegradación sufridos durante la permanencia en el yacimiento. Los crudos

extrapesados, usualmente, han estado sometidos al ataque prolongado del agua y de las bacterias, por lo que en general son crudos degradados².

Los Aceites Extra-pesados están compuestos principalmente de hidrocarburos, componentes de hidrógeno (H) y carbono (C). Además de una amplia gama de no hidrocarburos que han sido encontrados entre sus compuestos, como son cantidades de azufre (S), nitrógeno (N), oxígeno (O), y en estos casos existen cantidades de ciertos metales como: vanadio (V) y níquel (Ni)³.

El contenido elemental de los aceites Extra-pesados en comparación con los aceites convencionales en general, es:

Tabla 2. Contenido elemental de los crudos extrapesados °API<10

| Elementos | Porcentaje |
|--------------|------------|
| Carbono(C) | 82-86% |
| Hidrogeno(H) | 7,5-13% |
| Azufre(S) | 1,3-4,8% |
| Oxigeno(O) | 0,2-1,7% |
| Nitrógeno(N) | 0,3-1,5% |

Fuente: KAZEEM A. LAWAL AND ADEMOLA O. ADENUGA. "Pseudo-components for Nigerian Heavy Oil and Bitumen". SPE 136954-MS. Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 31 July - 7 August 2010, Tinapa - Calabar, Nigeria. Society of Petroleum Engineers. 2010.

² BORDENAVE, M.L., Editor. 1993, "Applied Petroleum Geochemistry" Editions Technip, 27 Rué Ginoux 75015 París.

³ CURTIS H. WHITSON AND MICHAEL R. BRULÉ. "PHASE BEHAVIOR", Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson Texas. 2000.

Tabla 3. Contenido elemental de los crudos convencionales 25-35 °API

| Elementos | Porcentaje |
|--------------|------------|
| Carbono(C) | 83-87% |
| Hidrogeno(H) | 11-14% |
| Azufre(S) | 0,01-0,8% |
| Oxigeno(O) | 0,4-2% |
| Nitrógeno(N) | 0,01-1,3% |

Fuente: McCain Jr, W.D. "The Properties of Petroleum Fluids" 2nd Ed., Pennwell Books, Tulsa, Okiahoma. 1990.

La comparación muestra el bajo contenido de Hidrogeno (H) y un alto contenido de Azufre (S) en el Aceite Extra-pesado, adicionalmente estos aceites contienen Vanadio (V) y Níquel (Ni) en cantidades de 0.8% y 0.1%, respectivamente.

1.3 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

La determinación de la viscosidad es un factor importante para el diseño como para los procesos de downstream (exploración, perforación y producción) y procesos de upstream (transporte, refinación y petroquímica).

En general, la viscosidad se define como la resistencia interna de un fluido al flujo; usualmente medida en centipoises, cp. La resistencia al flujo es causada por la fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre las otras⁴.

⁴ ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2004. 162 p.

La estimación de la viscosidad puede realizarse por medio de un análisis de laboratorio corrido a temperatura y presión del yacimiento o también puede ser deducida usando correlaciones empíricas. A través de la literatura se ha demostrado que las correlaciones más exactas son las que tienen en cuenta la composición del crudo; sin embargo, en la mayoría de los casos la única información disponible para el cálculo es la gravedad API del aceite, la temperatura, la presión del yacimiento y la cantidad de gas en solución en el caso que esté presente; por lo que se podría afirmar que la mayor parte de los modelos usados para la estimación de la viscosidad, se encuentran directamente relacionados con estas variables.

Dependiendo de la presión la viscosidad de los crudos puede ser clasificada en tres categorías⁵:

- **Viscosidad de petróleo muerto.** La viscosidad de petróleo muerto (sin gas en solución) es definida como la viscosidad del crudo a presión atmosférica y a la temperatura del sistema. La característica fundamental es que este valor expresa la resistencia al flujo de los crudos sin gas en solución.
- **Viscosidad de petróleo saturado.** La viscosidad de petróleo saturado es definida como la viscosidad del crudo a cualquier presión menor o igual a la presión de burbuja, por lo general para el análisis y la determinación de esta propiedad se generan ecuaciones o modelos en los que se deben tener en cuenta la fase gas y la fase líquida del sistema.
- **Viscosidad de petróleo subsaturado.** Se define como la viscosidad del crudo a una presión superior a la del punto de burbuja y a la temperatura del yacimiento. Para el análisis y la determinación de esta propiedad se generan

⁵ AHMED, Tarek. Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. Houston: Gulf Publishing Company, 2007. 237 p.

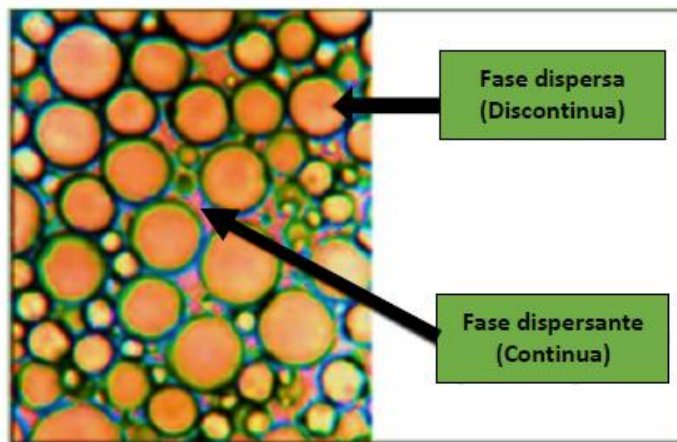
ecuaciones o modelos en los que se deben tener en cuenta solo la fase líquida del sistema.

1.4 EMULSIONES

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos fases distintas. La frase “aceite y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos y el agua.

Una emulsión es una suspensión cuasi-estable de finas gotas de un líquido disperso en otro líquido como se muestra en la figura 3. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras que el líquido que lo rodea es la fase continua o externa.

Figura 3. Esquema de una emulsión



Fuente: PASCUALI, Ricardo C, Seminario sobre emulsiones, Universidad de Buenos Aires, Noviembre, 2005.

Las emulsiones se pueden clasificar según:

a) El grado de estabilidad:

- **Estable:** una emulsión es estable cuando luego de formada, la única manera de conseguir que las fases se separen es mediante la aplicación de sistemas de tratamiento.
- **Inestables:** una emulsión es inestable cuando al dejarla en reposo durante algún tiempo, las fases se separan por gravedad.

b) Las fases de la emulsión:

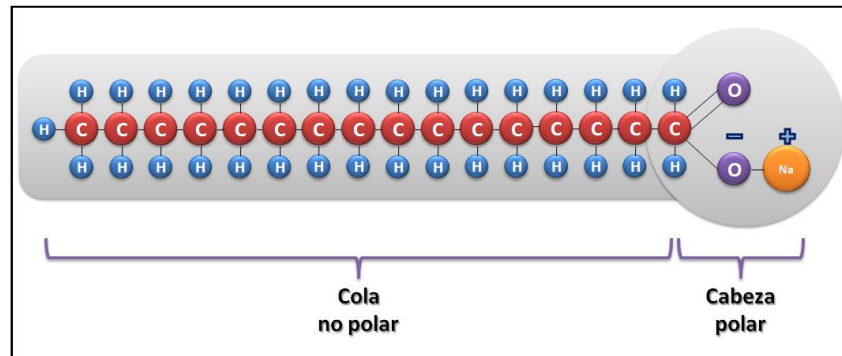
- **Normales:** una emulsión normal es aquella en la cual la fase continua es el aceite y la fase dispersa es el agua.
- **Inversas:** Una emulsión es inversa cuando la fase continua es el agua y la fase dispersa es el aceite.
- **Duales o Triples:** Petróleo en agua en petróleo y agua en petróleo en agua.

1.4.1 Agentes Emulsificantes. Los agentes emulsificantes (tensoactivos, surfactantes, etc.) son sustancias parcialmente solubles en agua y en crudo.

En la figura 4 se observa el esquema de una molécula de Estearato de Sodio, un tipo de jabón muy usado de manera doméstica.

- **Surfactantes:** El típico emulsificador es un agente activo de superficie o surfactante. Las moléculas del surfactante son anfipáticas, es decir, una parte de su molécula es hidrofílica o soluble en agua y la otra es lipofílica o soluble en aceite. Los surfactantes estabilizan de las emulsiones por migración a la interface aceite-agua y forman una película interfacial alrededor de las gotas (ver figura 5).

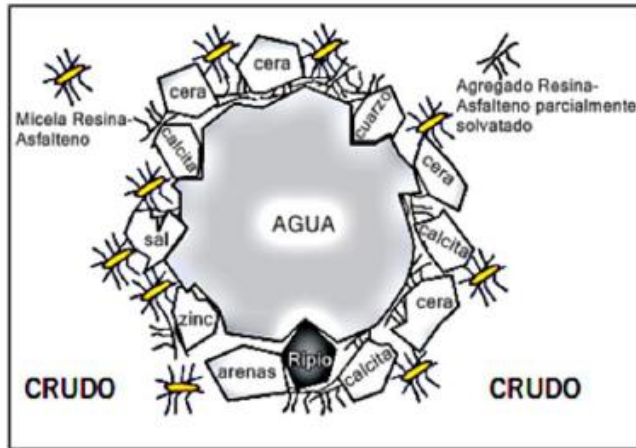
Figura 4. Esquema de una molécula de Estearato de Sodio



Fuente: GARCÍA, Edison, Seminario sobre emulsiones, Universidad industrial de Santander, Diciembre, 2014.

- **Partículas sólidas muy finas:** Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsificadores son partículas sólidas muy finas. Para ser agentes emulsificantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser humedecidos por el aceite y el agua.

Figura 5. Estabilización de una gota de agua por agentes emulsificantes presentes en el crudo



Fuente: PASCUALI, Ricardo C, Seminario sobre emulsiones, Universidad de Buenos Aires, Noviembre, 2005.

El agua que se separa en menos de cinco minutos es llamada agua libre. La cantidad de agua remanente emulsificada varía de <1 a >60 % volumen. En los crudos pesados y extrapesados (<20 °API) tienen a menudo de 10 a 35 % de agua.

De acuerdo con su carga, los tensoactivos se clasifican en:

- **No iónicos:** No se disocian en el agua (poliglicoles, ésteres de ácidos grasos, lecitina).
- **Aniónicos:** Presentan una carga negativa al disolverse en agua (estearato de sodio, laurato de potasio).
- **Catiónicos:** Presentan una carga positiva al disolverse en agua (sales cuaternarias de amonio, hidroclouros de aminas).

- **Anfóteros:** Tienen capacidad para formar un ion tensoactivo con cargas tanto negativas como positivas, según el pH. En pH ácido se comportan como catiónicos. En pH básico, como aniónicos.

1.4.2 Balance hidrofílico-lipofílico. William Colvin Griffin, de la empresa Atlas Powder Company (EEUU), desarrolló un método para clasificar los tensoactivos, basado en el valor del HLB (*Hydrophilic-Lipophylic Balance*).

El método está basado en la premisa de que todos los tensoactivos combinan, en una misma molécula, un grupo hidrofílico y otro lipofílico, y que la proporción entre los porcentajes en peso de estos dos grupos en los tensoactivos no iónicos es una indicación del comportamiento que puede ser esperado de ese producto.

El HLB es un parámetro que varía de 0 a 20, indicando la preferencia de una sustancia para disolverse en agua.

El cálculo del HLB se realiza mediante la siguiente expresión:

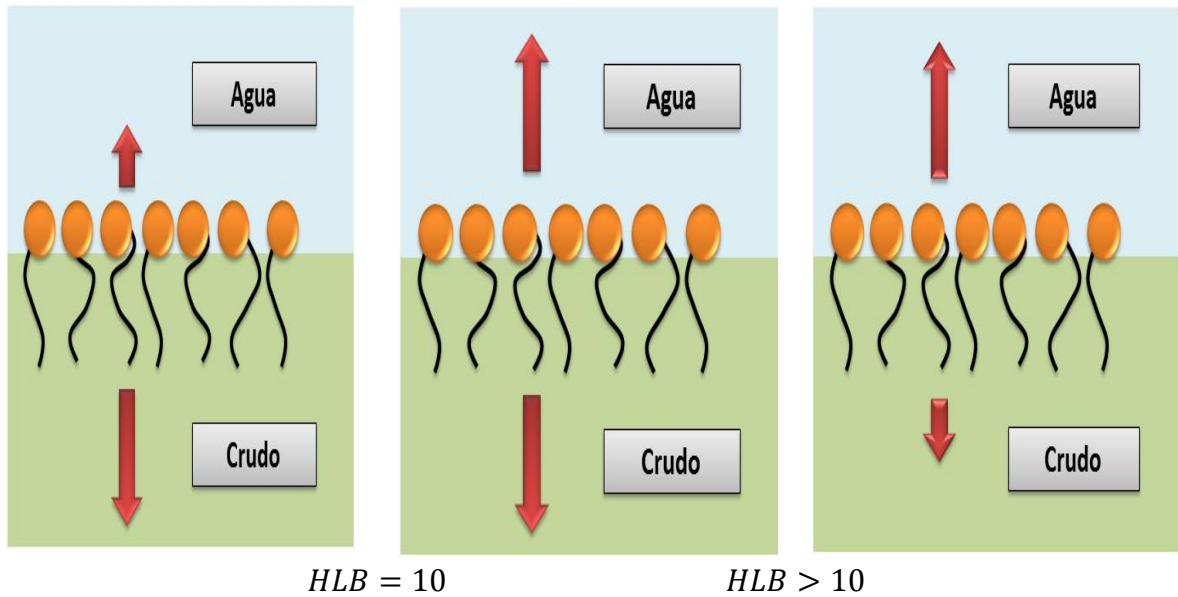
$$HLB = 20 \frac{M_h}{M} \quad (1)$$

Donde:

M_h: es la masa molar de la porción hidrofílica de la molécula.

M: es la masa molar de la molécula entera.

Figura 6. Moléculas de agua y crudo dependiendo el porcentaje de HLB.



Fuente: GARCÍA, Edison, Seminario sobre emulsiones, Universidad industrial de Santander, Diciembre, 2014.

- Valores altos de HLB (8-18) del agente emulsificantes darán como resultado emulsiones de aceite en agua (emulsiones inversas).
- Valores bajos de HLB (3-8) del agente emulsificante darán como resultado emulsiones de agua en aceite (emulsiones directas o normales).

Esto corresponde con la Regla de Bancroft: “La fase en la cual un surfactante es más soluble constituye la fase continua”

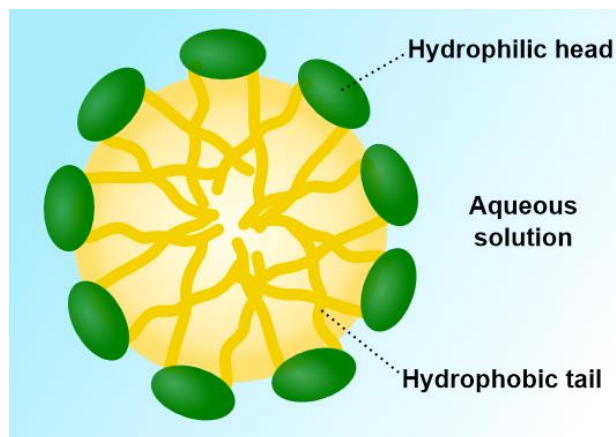
Figura 7. Valores de HLB de acuerdo el tipo de sustancia



Fuente: Autores del proyecto.

1.4.3 Exceso de surfactantes. El resultado de la aplicación de un exceso de surfactante es la formación de micelas, conglomerados de moléculas que poseen una masa elevada y que son muy difíciles de separar de la fase continua.

Figura 8. Estructura básica de una molécula



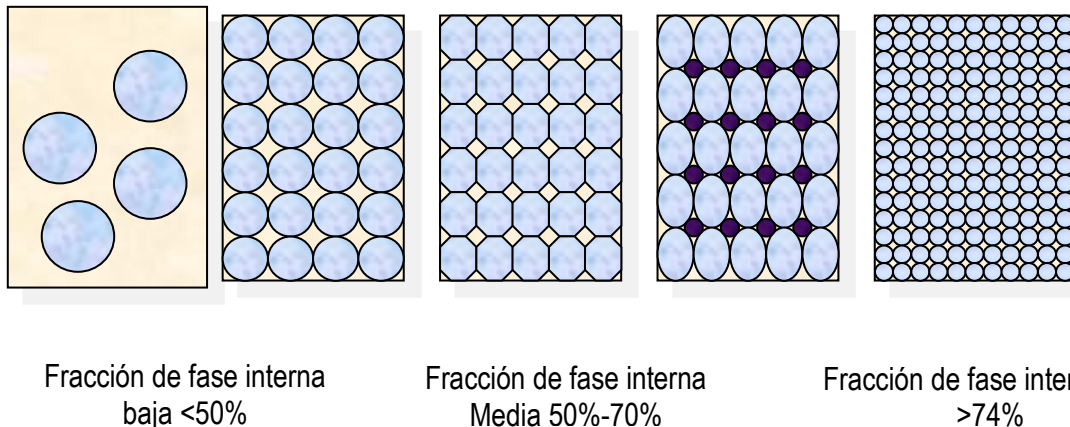
Fuente: GARCÍA, Edison, Seminario sobre emulsiones, Universidad industrial de Santander, Diciembre, 2014.

1.4.4 Propiedades de una emulsión

- **Distribución y Tamaño de las Gotas Dispersas:** Generalmente el tamaño de las gotas dispersas en una emulsión varía entre 0.1-100 micras. Mientras que la distribución puede ser clasificada evaluando el porcentaje de fase interna como Monodispersa o Polidispersa. El tamaño y la distribución de las gotas son fuertemente dependientes de la formulación y formación de la emulsión.

La importancia de estas propiedades radica en fundamentalmente en el gran efecto que tienen sobre el comportamiento reológico de la emulsión.

Figura 9. Distribución del tamaño de las gotas de acuerdo a la fase interna



Fuente: GARCÍA, Edison, Seminario sobre emulsiones, Universidad industrial de Santander, Diciembre, 2014.

1.4.5 Comportamiento Reológico. El comportamiento reológico de las emulsiones es un fenómeno complejo y se hace casi imposible evaluar el efecto individual de cada uno de los factores que lo afectan por separado.

El caso del tamaño de las gotas se ha observado que cambia drásticamente el comportamiento reológico de la emulsión pero aún no se ha desarrollado una teoría que relacione satisfactoriamente ambas variables.

1.4.6 Rompimiento de la Emulsión. Las emulsiones poseen energía en su película interfacial, por esto son termodinámicamente inestables. Las emulsiones pueden ser rotas por tres mecanismos que son: sedimentación, agregación y coalescencia.

La sedimentación se refiere a la caída de las gotas emulsionadas, el agrupamiento de dos o más gotas es llamado agregación y por último la coalescencia que ocurre cuando las gotas originales pierden sus identidades y se funden en gotas más grandes reduciendo el área de interface total.

El rompimiento de la emulsión depende de los siguientes parámetros: película interfacial, viscosidad de la fase continua, tamaño de la gota, relación de volumen de fases, temperatura, pH, edad, salinidad de la salmuera y tipo de aceite.

1.4.7 Estabilidad. Es la capacidad que tiene una emulsión de mantener una viscosidad determinada o fluidez durante un periodo de tiempo y adicionalmente resistirse a flocular, coalescer y sedimentarse, esta depende en gran medida de las cualidades de la película interfacial, como su resistencia y elasticidad.

Las emulsiones para el transporte de crudo pesado, deben ser lo suficientemente estables para mantener las condiciones de flujo, tales como, fluctuaciones en la presión y temperatura, arrastre de sólidos entre otros. Pero a su vez deben ser de fácil rompimiento para disminuir los costos en el proceso de desemulsificación.

1.5 FACTORES QUE AFECTAN LA VISCOSIDAD DE UNA EMULSIÓN

La presión y la temperatura son algunos de los principales factores que afectan la viscosidad de una emulsión. Si existe un incremento en la presión sobre un petróleo subsaturado, su viscosidad se incrementara, mientras que un aumento en la temperatura producirá una disminución de la viscosidad.

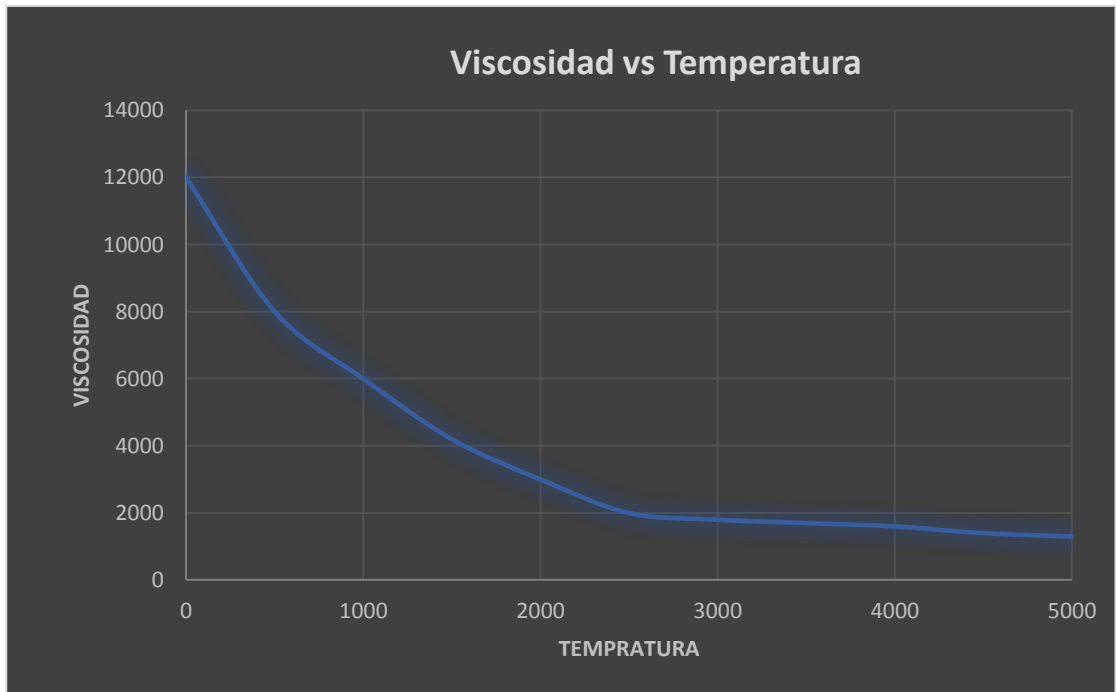
Un tercer parámetro que afecta esta propiedad es el contenido de agua (BSW) y por ultimo parámetro los grados API.

1.5.1 Efecto de la Temperatura. El propósito de aumentar la temperatura del crudo es disminuir su viscosidad mediante el incremento de la velocidad de las moléculas, produciendo además la disminución de sus fuerzas de cohesión como también la reducción de la resistencia molecular interna al desplazamiento (Ver Figura 10).

Muchos investigadores han propuesto modelos de la relación viscosidad-temperatura pero el más apropiado es el modelo de Slotte, el cual es aplicable a casi todos los crudos.

El efecto de la temperatura sobre la viscosidad de un líquido es notablemente diferente del efecto sobre un gas; mientras en este último la viscosidad aumenta con la temperatura, en los líquidos esta propiedad disminuye invariablemente de manera marcada al elevarse la temperatura.

Figura 10. Efecto de la temperatura en la viscosidad

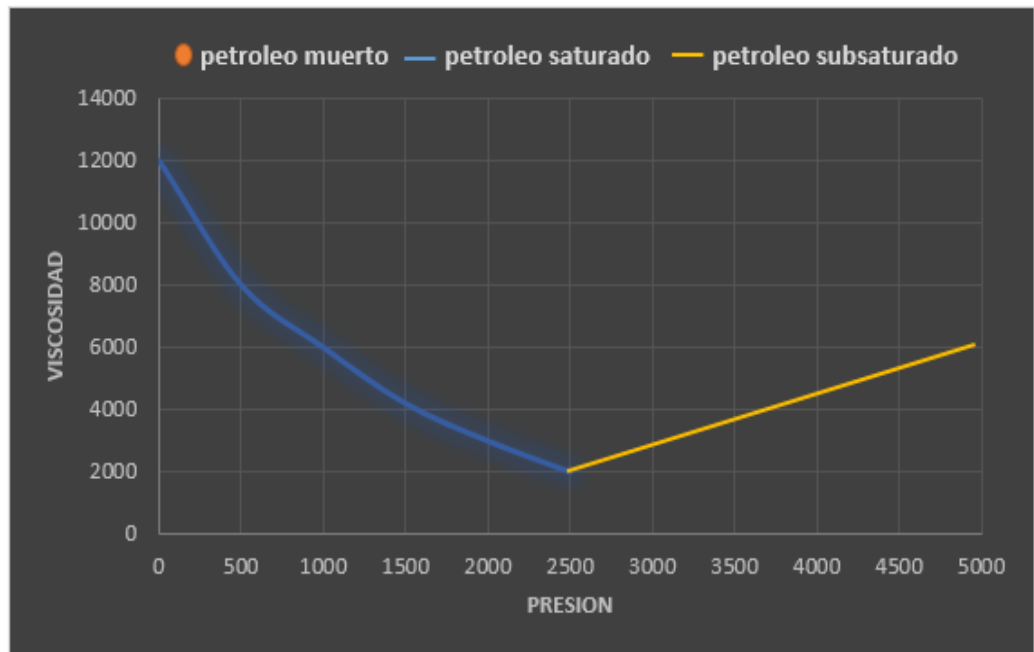


Fuente: Autores del proyecto.

1.5.2 Efecto de la Presión. Las viscosidades de la mayoría de los líquidos no son afectadas por presiones moderadas pero se han encontrado grandes incrementos a presiones sumamente elevadas. Por ejemplo la viscosidad del agua a 10.000 atm es el doble que a 1 atm.

Se puede analizar el efecto de la presión en la viscosidad de los crudos siempre y cuando se mantengan fijas las demás condiciones como lo son la composición (cantidad de gas en solución) y la temperatura, por lo tanto, si solo se varia la presión del líquido a una misma temperatura y con una cantidad de gas en solución constante; se observa que al aumentar la presión las moléculas de la sustancia se aproximan más, con lo que disminuyen su movimiento y la capacidad de poder desplazarse una sobre otras; lo cual se ve reflejado en un aumento de la viscosidad del crudo.

Figura 11. Viscosidad del petróleo en función de la presión



Fuente: Autores del proyecto.

1.5.3 Efecto del BSW o Corte de Agua. El efecto del corte de agua depende de la dispersabilidad (solubilidad) de una emulsión dado que esta es determinada por la fase continua; si la fase continua es hidrosoluble, la emulsión puede ser diluida con agua, si la fase continua es oleosoluble, la emulsión se puede disolver en aceite; la facilidad con que se puede disolver una emulsión se puede aumentar si se reduce la viscosidad de la emulsión.

La viscosidad de una emulsión cuando hay exceso de fase continua es virtualmente la viscosidad de dicha fase; al aumentar la proporción de la fase interna aumenta la viscosidad de la emulsión hasta un punto en que la emulsión deja de ser líquida. Cuando el volumen de la fase interna sobrepasa el de la externa, se aglomeran las partículas de la emulsión y la viscosidad aparente es parcialmente viscosidad estructural; además es necesario conocer el porcentaje

de agua en la emulsión directa para evitar que la emulsión no alcance al nivel máximo de corte de agua y se convierta en emulsión invertida.

1.5.4 Efecto de los Grados API. La variación de la viscosidad para crudos emulsionados no necesariamente va depender de los grados API ya que para notar el cambio en la viscosidad se necesita un factor adicional como puede ser presión o temperatura para determinar dicho efecto y concluir que tanto afecta los grados API en el crudo.

2. MODELOS DE ANÁLISIS ESTADÍSTICO

Un análisis estadístico es una herramienta ingenieril de gran uso en el ámbito científico debido a la capacidad que tiene para recoger, resumir organizar y analizar datos, con el objetivo de determinar conclusiones válidas para tomar decisiones totalmente razonables; dentro de esta gran herramienta destacan los análisis de regresión y correlación los cuales permiten estudiar la relación que puede existir entre dos o más variables.

2.1 ANÁLISIS DE CORRELACIÓN⁶

Los inicios de la estadística consistía en estudiar como variaban las características físicas en la población humana, en base a esta función los estadistas crearon una cantidad llamada coeficiente de correlación, lo cual permitía determinar la relación tan cercana o no de dos características, uno de estos primeros coeficientes de correlación fue propuesto por Sir Francis Galton, quien en 1888 midió la relación entre la estatura y la longitud del antebrazo.

2.1.1 Coeficiente de correlación lineal simple. Un coeficiente de correlación, es una medida numérica de la fuerza de relación lineal entre dos variables; es decir mide el grado en que los puntos en un diagrama, tienden a agruparse alrededor de una recta la cual se encarga de reflejar la relación lineal de las variables en estudio, comúnmente denominadas X y Y ; este coeficiente es denotado en la mayoría de la literatura con la letra “ r ”, y su expresión matemática es expresada así:

⁶ NAVIDI, William. Estadística para ingenieros y científicos, México 2006

$$r = \sqrt{r^2} \quad (2)$$

Por lo general un coeficiente de correlación varía entre “-1” y “+1”, cuando r es igual a “+1” la asociación de los valores se considera perfecta y directa es decir que a valores altos de una variable le corresponderán valores altos de la otra variable; por otra parte si r es igual a “-1” indicara que la asociación es perfecta pero inversa, es decir a valores altos de una variable le corresponderán valores bajos de la otra variable; cuando r es igual a cero la relación entre las dos variables no existe.

2.2 MODELOS DE REGRESIÓN⁷

Es una técnica estadística, que permite modelar e investigar la relación directa o indirecta de dos o más variables que intervienen en un mismo proceso, lo cual permite establecer una relación matemática que represente con el menor error posible el proceso estudiado; las regresiones pueden ser de varias formas dentro de las cuales tenemos.

2.2.1 Regresión lineal simple. Es utilizada cuando solamente se estudia una variable regresiva comúnmente denominada “x” de carácter matemático la cual es controlada por el experimentador; y una variable de respuesta denominada “y” la interacción entre estas variables se representa así:

$$Y = F(X) \quad (3)$$

⁷ HINES, William W. MONTGOMERY; Douglas C. Probabilidad y estadística para ingenieros y administración, Continental SA México 1996

Considerando una linealidad entre las variables, esa misma ecuación es expresada así⁷:

$$Y = \beta_1 + \beta_2 * X_2 + \mu_1 \quad (4)$$

La ecuación anterior es considerada como el modelo de una regresión lineal simple en la cual figura una sola variable explicativa donde el principal objetivo es determinar o estimar β_1 y β_2 de tal manera que se ajuste lo mejor posible a los valores de prueba reales.

2.2.2 Regresión lineal múltiple⁸. Una regresión lineal múltiple involucra más de una variable explicativa o regresiva “x”, lo cual ofrece una ventaja frente a al modelo lineal simple debido a que se podrá utilizar más información en la construcción del modelo y por consiguiente realizar estimaciones más precisas; donde el principal objetivo de este modelo es determinar de un conjunto de variables regresivas, (X_1, X_2, \dots, X_n) cuales son las que más influyen en la variable dependiente por lo general un modelo de este tipo es representado de la siguiente manera:

$$Y = b_0 + b_1 * X_1 + b_2 * X_2 + \dots + b_n * X_n + \mu \quad (5)$$

La ecuación anterior recibe el nombre de hiperplano debido a que en lugar de una recta de regresión, se forma un plano de regresión. En la práctica es de sumo cuidado considerar las variables regresivas que se van a tomar, para ello existen algunos criterios como son:

- *Las variables deben tener sentido numérico*
- *No se deben tomar variables redundantes o repetitivas*

⁸ ROJO ABUDIN, J. M. Regresión lineal múltiple, Instituto de economía y geografía; Madrid 2007

- *Las variables usadas deben tener cierta justificación teórica*
- *La relación entre las variables explícitas en el modelo y casos debe ser como mínimo 1 a 10*
- *La relación de las variables explicativas con la variable dependiente debe ser lineal*

De igual manera para realizar la regresión lineal múltiple se debe considerar algunas hipótesis sobre los datos, estas hipótesis son:

- **Linealidad:** Los valores de las variables estén generados por el modelo lineal

$$Y = \beta * X + \mu \quad (6)$$

- **Homocedasticidad:** Las perturbaciones tienen la misma varianza

$$V(u) = \sigma^2 \quad (7)$$

- **Independencia:** Las perturbaciones aleatorias son independientes entre si

$$E(u_i, u_j) = 0, \forall i \neq j \quad (8)$$

- **Normalidad:** Que la distribución de la perturbación aleatoria tenga distribución normal

$$U \approx N(0, \sigma^2) \quad (9)$$

Al admitir estas hipótesis entonces es posible que el teorema de Gauss-Markov que establece el método de estimación de mínimos cuadrados produzca estimadores óptimos, centrados y con poca varianza.

2.2.3 Regresión no lineal⁹. En muchos casos se ha notado que no siempre las regresiones lineales son confiables, suelen presentar errores en el ajuste de la regresión debido a la complejidad del proceso; por eso en determinadas ocasiones resulta mucho mejor establecer una regresión no lineal ya sea de tipo exponencial, polinomio, logarítmica.

Las regresiones no lineales son usadas cuando se desea estimar parámetros que relacionen una respuesta (y) con algunas variables control o predictoras; se originan cuando el investigador en el desarrollo de una teoría obtiene una relación funcional en la que los parámetros son no lineales; por lo general existen tres pasos para hacer un análisis de regresión no lineal:

- a) Estimar, encontrar los valores iniciales para el vector de parámetros.
- b) Obtener la estimación de mínimos cuadrados y producir un resumen estadístico por aproximación lineal.
- c) Mirar si el modelo ajustado es adecuado y las estimaciones de los parámetros son significativos.

Sin embargo este método no lineal suele ser en la mayoría de los casos bastante complejo, por ende muchos investigadores optan por la linealización del modelo lo cual facilita la estimación de las variables al poder aplicar una regresión lineal.

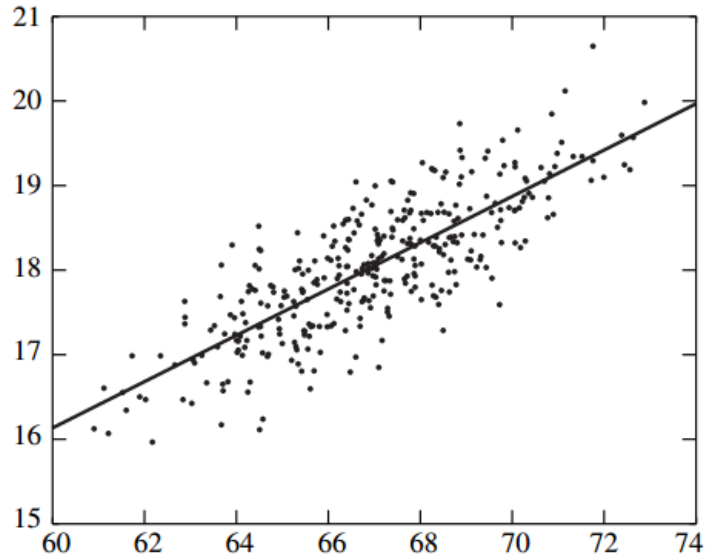
⁹ HINES, MONTGOMERY. Op. Cit.

2.2.4 Linealización de modelos no lineales. En muchas ocasiones el modelo de regresión lineal no es el mejor, debido a la naturaleza no lineal de la función verdadera, por lo general se evidencia de forma visual a partir de un diagrama de dispersión, o desde un principio se conoce que el modelo no es lineal, es entonces cuando se usa la linealización la cual nos permite volver un modelo no lineal en uno lineal mediante una transformación apropiada.

2.3 OPTIMIZACIÓN DE MODELOS DE REGRESIÓN

Como se ha dicho anteriormente el objetivo principal de una regresión es determinar o estimar β_1 y β_2 por medio de la información contenida en las observaciones, sin embargo cuando se tiene un alto número de observación, se genera una nube de datos (ver figura1) que pueden o no estar ajustados al modelo, entonces es necesario contemplar las estimaciones de β_1 y β_2 como la ordenada del origen y la pendiente de una recta próxima a los puntos así se designa mediante \hat{B}_1 y \hat{B}_2 las estimaciones de β_1 y β_2 , una de las formas de obtener estas estimaciones (\hat{B}_1 y \hat{B}_2) es el método de los mínimos cuadrados.

Figura 12. Nube de datos alrededor de línea de mínimos cuadrados



Fuente: modificada por autores de William Navidi “*Estadística para ingenieros y científicos*” Universidad Iberoamericana Ciudad de México, 2006

2.3.1 Método de los mínimos cuadrados¹⁰. El objetivo de este proceso es minimizar la suma de los residuos denominado por la letra “S” por ende lo primero es expresar S en función de los estimadores \hat{B}_1 y \hat{B}_2

$$S = \sum_{t=1}^t (Y_t - \hat{B}_1 - \hat{B}_2 X_t)^2 \quad (10)$$

Para minimizar S, se deriva parcialmente respecto a \hat{B}_1 y \hat{B}_2 :

$$\begin{aligned} \frac{\partial S}{\partial \hat{B}_1} &= -2 \sum_{t=1}^t (Y_t - \hat{B}_1 - \hat{B}_2 X_t) \\ \frac{\partial S}{\partial \hat{B}_2} &= -2 \sum_{t=1}^t (Y_t - \hat{B}_1 - \hat{B}_2 X_t) X_t \end{aligned} \quad (11)$$

¹⁰ NAVIDI, William. “*Estadística para ingenieros y científicos*” Universidad Iberoamericana Ciudad de México, 2000.

Los estimadores mínimos cuadráticos se calculan de igualar a cero las derivadas anteriores:

$$\begin{aligned} -2 \sum_{t=1}^t (Y_t - \dot{B}_1 - \dot{B}_2 X_t) &= 0 \\ -2 \sum_{t=1}^t (Y_t - \dot{B}_1 - \dot{B}_2 X_t) X_t &= 0 \end{aligned} \quad (12)$$

Al operar se obtiene:

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^t Y_t &= \dot{B}_1 T + \dot{B}_2 \sum_{t=1}^t X_t \\ \sum_{t=1}^t Y_t X_t &= \dot{B}_1 \sum_{t=1}^t X_t + \dot{B}_2 \sum_{t=1}^t X_t^2 \end{aligned} \quad (13)$$

La ecuación (12) comúnmente es denominada ecuación normal de la recta de regresión, al resolver este sistema se obtiene de forma inmediata el estimador \dot{B}_2

$$\dot{B}_2 = \frac{\sum_{t=1}^t (Y_t - \dot{Y})(X_t - \dot{X})}{\sum_{t=1}^t (X_t - \dot{X})^2} \quad (14)$$

2.4 CAPACIDAD PREDICTIVA DE UNA REGRESIÓN

Muy a menudo en todo proceso de regresión necesitamos saber que tan fiable es el modelo que se ha planteado; al indicador que permite evaluar la eficiencia del modelo se le conoce como coeficiente de determinación.

2.4.1 Coeficiente de determinación¹¹. El coeficiente de determinación es usado comúnmente para determinar qué tan eficiente es el modelo de regresión que se ha planteado, normalmente se asocia a R^2 (*ver ecuación*), y es conocido como el grado de variabilidad en los datos que resultan de la regresión.

$$R^2 = \frac{SS_R}{S_{YY}} = 1 - \frac{SS_E}{S_{YY}} \quad (15)$$

$$0 < R^2 < 1$$

Este término estadístico (R^2) debe ser usado cuidadosamente, evitando en lo posible volverlo unitario al agregar términos, lo cual indicaría un ajuste perfecto, creando un pronóstico falso de la eficiencia del modelo.

Por lo general se cree que el término R^2 mide la magnitud de la pendiente de la línea de regresión pero esto es falso, grandes valores de R^2 no indican que la pendiente sea más inclinada, y aunque se tenga un valor relativamente alto, esto tampoco implica que el modelo proporcione predicciones precisas.

2.4.2 Error relativo¹². El error relativo " E_r " (%) es conocido como la desviación en porcentaje de cualquier valor que se ha estimado en referencia al valor real o experimental, y se expresa matemáticamente como:

$$E_r = \frac{Y_{est} - Y_{exp}}{Y_{exp}} * 100 \quad (16)$$

¹¹ HINES, William W. MONTGOMERY, Douglas C. Probabilidad y estadística para ingeniería y administración; México 1996.

¹² NAVIDI, William. "Estadística para ingenieros y científicos" Universidad Iberoamericana Ciudad de México, 2000.

Este error se encarga de representar las posibles imprecisiones cometidas ya sea en la medición de los datos o en el desarrollo del experimento, en el campo de la investigación se suelen tolerar E_r no mayores al 10%, dependiendo del caso en que se esté trabajando se permitirá un mayor o menor E_r .

2.4.3 Error relativo promedio. Este error es una medida relativa de la desviación existente, de los valores que se han estimado respecto a los reales del experimento, es calculado con la siguiente expresión:

$$E_{rp} = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n (E_r)_i \quad (17)$$

Donde:

n = número total de datos

A medida que el E_{rp} disminuya en su valor la distribución de las diferencias positivas y negativas será más uniforme.

2.4.4 Error absoluto promedio. El E_{ap} permite evidenciar la relación absoluta en porcentaje de los valores estimados respecto a los reales, su expresión matemática está dada así:

$$E_{ap} = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n |E_r|_i \quad (18)$$

Normalmente se define como la diferencia entre el valor real de la magnitud que se va a medir y el obtenido en una medida; cuanto menor sea el valor del E_{ap} mejor será la regresión, siendo el mejor de los casos cuando los E_{ap} tiendan a ser semejantes.

2.4.5 Desviación estándar. Es una medida de la variación de los datos entorno a la línea de regresión, su expresión matemática es:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum(Y_{est}-Y_{exp})^2}{n-1}} \quad (19)$$

Cuanto mayor sea la aproximación de σ a cero, mejor será la exactitud de la predicción, a su vez que también permite conocer cuánto están alejados los valores respecto al promedio.

3. CORRELACIONES PARA VISCOSIDADES DE CRUDOS EMULSIONADOS

En general, las emulsiones de agua en aceite son estables y se forman espontáneamente debido a la presencia de los tensoactivos naturales existente en la fase del petróleo. Se sabe que la viscosidad de una emulsión W / O está fuertemente afectada por el aumento de su fracción de volumen de agua y la temperatura. También depende de la distribución del tamaño de gota de agua y por lo tanto en la tensión de cizallamiento que actúa a través del proceso de producción.

3.1 MODELOS PARA LA PREDICCIÓN DE LA VISCOSIDAD DE EMULSIÓN

La viscosidad (U) de emulsiones agua-aceite con densidades similares de fases y baja tensión interfacial, bajo condición de estado estacionario, es generalmente una función de variables como la temperatura (T), la fracción de volumen de fase dispersa (ϕ), la viscosidad de la fase continua (U_c), La viscosidad de la fase dispersa (U_d), Velocidad de cizallamiento de proceso (DF), Radio de las gotitas (R), y la presión (P); a presión constante y velocidad de cizallamiento, la principal variable que pueden afectar la viscosidad de una emulsión aceite-agua son la temperatura y la fracción de volumen de agua. Sin embargo, la distribución de tamaño de las gotas también se convierte en una variable importante para emulsiones concentradas.

3.2 MODELOS A TEMPERATURA CONSTANTE

La mayoría de los modelos existentes son basados en el parámetro llamado viscosidad relativa, definida como la razón entre la viscosidad de la emulsión y la viscosidad del aceite que es la fase continua

$$U_r = \frac{U_{W/o}}{U_o} \quad (20)$$

Einstein¹³ propuso que la viscosidad relativa de emulsiones aumenta linealmente con la fracción volumétrica de la fase dispersa, (ϕ):

$$U_r = 1 + 2.5\phi \quad (21)$$

Más tarde, Taylor¹⁴ propuso una ecuación similar a la de Einstein, excepto que introdujo la influencia de la viscosidad de ambas fases:

$$U_r = 1 + \left[\frac{2.5(k+0.4)}{(k+1)} \right] \phi \quad (22)$$

Donde k , es la relación entre la viscosidad de la fase dispersa y la viscosidad de la fase continua:

$$k = U_w / U_o \quad (23)$$

¹³ OLIVEIRA R. C. G, and GONCALVES M. A. L. Emulsión Rheology, Theory vs. Field Observation. Offshore Technology Conference, OTC 17386. Houston, TX, 2005.

¹⁴ Citado EN: OLIVEIRA R. C. G, and GONCALVES M. A. L. Emulsión Rheology, Theory vs. Field Observation. Offshore Technology Conference, OTC 17386. Houston, TX, 2005.

Woelflin¹⁵ (1942) propuso el siguiente modelo para emulsiones:

$$U_r = \exp(a\phi^2 + b\phi) \quad (24)$$

Donde a y b son parámetros dependientes del tipo de emulsión (sueltas, medias o apretadas).

Phan-Thien y Pham¹⁶ (1997) desarrollaron otro modelo para emulsiones concentradas partiendo de la ecuación de Taylor:

$$U_r^{2/5} \left[\frac{(2U_r + 5k)}{(2 + 5k)} \right]^{3/5} = (1 - \phi)^{-1} \quad (25)$$

Otro modelo utilizado para predecir la viscosidad de emulsiones W/O de crudos pesados tiene la siguiente forma cuadrática¹⁷:

$$U_r = 1 + a\phi + b\phi^2 \quad (26)$$

Muchos otros modelos han sido propuestos para predecir la viscosidad aparente de una emulsión. Otras variables además de la fracción de fase dispersa (ϕ), que afectan la viscosidad de las emulsiones son la temperatura, la presión, la viscosidad de las fases, los esfuerzos de cizallamiento y el tamaño y distribución de las gotas dispersas.

¹⁵ Ibid

¹⁶ Ibid

¹⁷ GONZÁLEZ Julio. Diplomado en producción de crudos pesados. Módulo IV: Operaciones de transporte. Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos, Sep. 2008

3.3 EFECTO DE LA TEMPERATURA

Ronningsen¹⁸ ha propuesto la siguiente correlación de la viscosidad de las emulsiones W / O como una función de la fracción de volumen de fase dispersa y la temperatura:

$$\ln U_e = a_1 + a_2 T + a_3 \phi + a_4 T\phi \quad (27)$$

Donde a_1, a_2, a_3, a_4 son constantes que son función de la velocidad de cizallamiento del proceso.

Esta correlación se basa en la relación exponencial entre la viscosidad y la fracción de volumen de fase dispersa y se obtuvo a través del análisis de los datos experimentales en diferentes temperaturas y velocidad de cizallamiento.

ASTM¹⁹ recomienda una ecuación para la variación de la viscosidad cinemática con la temperatura:

$$\ln \ln Z = A - B \ln T \quad (28)$$

Donde A y B son constantes para una emulsión específica, T es la temperatura absoluta y Z se realiza por la ecuación.

$$Z = U_{W/O} + 0.7 \quad \text{Para } U_{W/O} \text{ mayores a } 2,0 \text{ cSt} \quad (29)$$

¹⁸OLIVEIRA R. C. G, and GONCALVES M. A. L. Emulsión Rheology, Theory vs. Field Observation. Offshore Technology Conference, OTC 17386. Houston, TX, 2005

¹⁹ Ibid

El método ASTM es ampliamente aceptado en la industria; sin embargo, su uso está limitado sólo al petróleo y sus fracciones hasta la actualidad.

Recientemente Farah *et al.*²⁰ Ha propuesto un modelo basado en la ecuación (28). Este modelo supone que los valores de las constantes A y B de la ecuación ASTM exhiben una lineal relación con la fracción de volumen de la fase dispersa.

$$A = k_1 + k_2\phi \quad (30)$$

$$B = k_3 + k_4\phi \quad (31)$$

Sustituyendo la ecuación 29 y 30 en la 27 obtenemos:

$$\ln \ln(U_{w/0} + 0.7) = k_1 + k_2\phi + k_3 \ln T + k_4\phi \ln T \quad (32)$$

Viscosidad de la emulsión de aceite de agua en crudo a cualquier temperatura y en diferentes fracciones de volumen de agua.

²⁰ OLIVEIRA R. C. G, and GONCALVES M. A. L. Emulsión Rheology, Theory vs. Field Observation. Offshore Technology Conference, OTC 17386. Houston, TX, 2005

3.4 MÉTODOS PARA DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD DE EMULSIONES²¹

3.4.1 Método de Inversión. El método de inversión fija la viscosidad del líquido a la viscosidad de la fase continua; esto significa que, en un corte de agua inferior o igual a la de corte, las gotitas de agua son transportadas por una fase continua de aceite, y la mezcla asume la viscosidad del aceite. En un corte de agua por encima del valor de corte, las gotitas de aceite son transportados por una fase continua de agua, y la mezcla asume la viscosidad del agua.

3.4.2 Relación de volumen. El método de relación de volumen calcula viscosidad de la mezcla con la siguiente formula:

$$U_m = U_o\phi_o + U_w\phi_w \quad (33)$$

Donde:

U_m =viscosidad de la mezcla.

U_o = viscosidad del crudo.

U_w =viscosidad del agua.

ϕ_o = Fracción de volumen de crudo.

ϕ_w = Fracción de volumen de agua.

3.4.3 Tablas suministradas por el usuario. Este método utiliza una tabla suministrada por el usuario de viscosidades o multiplicadores de viscosidad contra la que fluye (in situ) el corte de agua; la tabla se introduce en el diálogo reveló pulsando el botón de la tabla de configuración de emulsión (Setup emulsion table).

²¹ Guía del usuario PIPESIM, 2007.pag 503-510.

El primer valor de corte de agua en la tabla debe ser cero (0), el valor de la viscosidad en el corte de agua cero se utiliza para dividir a todos los demás para producir multiplicadores, por lo tanto, la tabla de viscosidad se puede completar con los valores de viscosidad absoluta, o con multiplicadores.

La tabla se aplica a cortes de agua de cero hasta el valor de corte de agua suministrado; por encima de este, la viscosidad del líquido se ajusta a la viscosidad del agua usando una región de transición.

3.4.4 Correlación de Woelflin. La correlación Woelflin asume que los cambios de fase continúa de aceite en el aguas a un corte de agua dado están determinados por un punto de corte, esto significa que en un corte de agua por debajo o igual al valor del corte, de una emulsión de agua en aceite; la viscosidad de la emulsión está dada por la correlación Woelflin; en un corte de agua por encima del valor del corte, las gotitas de aceite son transportadas por una fase continua de agua, y la mezcla asume la viscosidad del agua, usando una región de transición.

En su artículo de 1942, Woelflin describen 3 tipos de emulsiones de agua en aceite, que calificó floja, media y estrecha o apretadas, el documento proporciona tablas de factores de multiplicación de la viscosidad como una función de corte de agua para los 3 tipos, y un gráfico que muestra las curvas para adaptarse a los datos; la implementación de PIPESIM es una digitalización de las curvas.

La viscosidad de todos los 3 tipos de emulsiones aumenta con el corte de agua hasta el valor de corte especificado, por encima de este cae y asume el valor de la viscosidad del agua, cabe señalar que los 3 tipos de emulsiones pueden producir una viscosidad de emulsión mucho mayor que la viscosidad del aceite; en sus experimentos en emulsiones apretadas, Woelflin obtuvo que la viscosidad de una emulsión de corte de agua 60% no se pudo determinar, debido a que la mezcla era demasiado viscosa para fluir a través del viscosímetro.

En las versiones de PIPESIM previas a la liberación 2.007,1 implementan solamente la correlación para emulsión floja, utilizando una curva de ajuste de la siguiente manera:

$$U_m = U_o(1 + 0,00123\phi_w^2) \quad (34)$$

Donde:

U_m = viscosidad de la mezcla.

U_o = viscosidad del crudo.

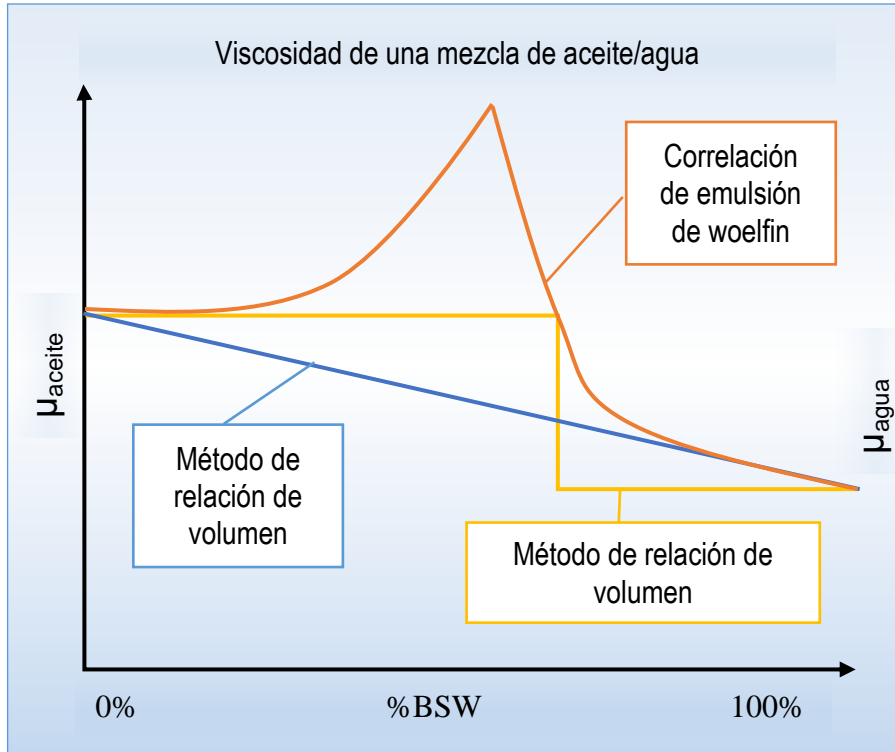
ϕ_w = Fracción de volumen de agua.

Además Woelflin notó que, cuando las emulsiones se acercan al punto de inversión, la viscosidad de la emulsión puede ser 40 veces o más de la viscosidad del aceite solo.

Para una fracción de agua menor al 13% se recomienda utilizar la ecuación de Woelflin²².

²² GARCÍA CHINCHILLA, Cesar Augusto. Diseño Conceptual del sistema de recolección de crudo extrapesado. Bucaramanga 2009, 54h. Tesis de grado de maestría en ingeniería de hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander.

Figura 13. Viscosidad de una mezcla de aceite en agua



Fuente: Modificado por autores de guía del usuario de Pipesim.

3.4.5 Correlación de Brinkman. La correlación de Brinkman se usa para el cálculo de viscosidades altas de emulsión de crudo a ambos lados del punto de corte o cutoff, utilizando la fórmula:

$$\mu_L = \mu_c (1 - \phi_d)^{-2,5} \quad (35)$$

Donde:

μ_c = es la viscosidad de la fase continua.

ϕ_d = fracción de volumen de la fase discontinua.

La correlación creada por Brinkman presenta algunas condiciones especiales para que el cálculo de viscosidad presente el menor error posible²³:

- La fracción de volumen de agua puede estar por encima o por debajo del valor de cutoff, no determina el valor de cutoff, es necesario aplicar otra técnica para determinar ese valor (puede calcularse con la correlación de Brauner y Ullman).
- La correlación es propuesta para determinar viscosidades de emulsiones altamente estables y apretadas.
- Se ajusta de buena manera a los datos en presencia de solventes puros.
- El tamaño de gota debe estar preferiblemente en el intervalo de 5 a 25 μm .

3.4.6 Correlación de Vand. La correlación de Vand permite calcular viscosidades elevadas de emulsiones de crudo a cualquiera de los dos lados del punto de corte o cutoff, mediante el uso de la fórmula siguiente:

$$\mu_L = \mu_c \left(\frac{K_1 * \phi_d}{1 - K_2 * \phi_d} \right)^e \quad (36)$$

Donde:

μ_c = es la viscosidad de la fase continua.

ϕ_d = fracción de volumen de la fase discontinua.

Los coeficientes K_1 y K_2 son seleccionados de una de las opciones siguientes:

Coeficientes de Vand: 2,5 y 0,609 respectivamente.

Coeficientes de Barnea y Mizrahi: 2,66 y 1,0 respectivamente.

²³ G. Ersoy, SPE, M. Yu, SPE, and C. Sarica, SPE, University of Tulsa. "Modeling of inversión point for heavy oil-water emulsion system". SPE 115610. Junio del 2009

3.4.7 Correlación de Richardson. La Correlación de Richardson se emplea para calcular valores de viscosidad elevada en emulsiones de crudo por encima o por debajo del punto de corte o cutoff, Richardson emplea la siguiente ecuación:

$$\mu_L = \mu_c (K * \phi_d)^e \quad (37)$$

Donde:

μ_c = es la viscosidad de la fase continua

ϕ_d = fracción de volumen de la fase discontinua

K = es una constante proporcionada por el usuario. Donde los valores de k pueden ser previstos por las condiciones del aceite en el agua o el agua en el aceite, los valores por defecto usados son 3,8 y 6,6.

Las restricciones para el uso de la correlación son principalmente las siguientes²⁴:

- Debe manejar una temperatura aproximadamente 5° y 40°C principalmente.
- La fracción de volumen de agua (%BSW) debe estar entre 10 y 60%.
- La distribución y el tamaño de gota debe estar preferiblemente en el intervalo de 5 a 30 μm
- El crudo debe formar emulsiones estables en las condiciones de prueba; el break-out del agua debe tener lugar dentro del marco de tiempo de interés para el uso práctico de los datos.

²⁴ RONNINGSEN, Hans Petter. "Correlations for predicting viscosity of W/O emulsion" .SPE 28968.1995.

3.4.8 Correlación de Levitón y Leighton. Levitón y Leighton construyeron una correlación que permite calcular valores de viscosidad elevados para emulsiones de crudo mediante el uso de determinadas variables y constantes; la ecuación se describe a continuación:

$$\mu_L = \mu_c \frac{2,5*(\mu_d+0,4\mu_c)}{(\mu_d+\mu_c)(\phi_d+\phi_d^{1,66}+\phi_d^{3,66})} e \quad (38)$$

Donde:

μ_d = viscosidad de la fase discontinua

μ_c = viscosidad de la fase continua.

ϕ_d = fracción de volumen de la fase discontinua.

4. DISEÑO EXPERIMENTAL

El diseño experimental es una herramienta que permite al investigador optimizar cualquier información producto de una labor específica²⁵, en nuestro caso, permite el análisis de nuestra propiedad de estudio (viscosidad), y la variación de ella respecto a diversos factores.

Debido a la naturaleza del proyecto; es necesario especificar un esquema de trabajo para las labores pertinentes en la realización de las pruebas de laboratorio, cuyo objetivo es marcar un camino guía para el avance de las distintas pruebas que permitan obtener resultados de calidad en la determinación de la viscosidad de emulsiones de crudos extrapesados; a continuación se muestra el diseño planteado para el desarrollo de este proyecto.

4.1 ANÁLISIS Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La viscosidad es una de las variables más influyentes en cualquier crudo, es eje fundamental en procesos de recobro y transporte de hidrocarburos; lo que la hace una propiedad de estudio continuo por los distintos sectores de la industria, en nuestro caso en particular requerimos analizar el comportamiento de esta propiedad en emulsiones de crudos extrapesados, determinando de esta manera las variables que la afectan directamente para desarrollar una correlación que permita ver la influencia de los distintos factores y la relación que puede o no existir entre ellos

²⁵ MONTGOMERY, Douglas E. Diseño y análisis de experimentos, segunda edición;, Universidad Estatal de Arizona

4.2 SELECCIÓN DE FACTORES

Una de las principales decisiones, es la selección de las variables a evaluar, por lo general cualquier proceso de estudio, dependiendo de la complejidad involucra más de una, dos o tres variables; de esta manera pueden resultar una cantidad “n” de variables que dificultan el análisis del proceso; es en este punto que la documentación e investigación referente a la actividad a realizar se torna muy importante, debido a que permite al investigador reducir el número de variables a las que considere necesarias para dar solución al proceso.

En nuestro caso y posterior a una amplia investigación y asesoramiento, se decide evaluar tres variables fundamentales para la viscosidad de emulsiones de crudos extra-pesado, las cuales serán la base de la correlación a elaborar, estas variables son:

- %BSW
- Temperatura
- °API

4.2.1 Variables independientes. Las variables independientes son aquellas que solo dependen de sí mismas, en nuestro caso se pueden presentar diversas posibilidades, lo cual implica que se evalúan una serie de niveles para cada uno de los factores (Ver tabla 4).

Tabla 4. Niveles de los Factores

| FACTOR | NIVELES |
|-------------|---------|
| Temperatura | 2 |
| °API | 2 |
| %BSW | 9 |

Fuente: Autores del Proyecto.

De esta manera se decide implementar nueve pruebas con BSW diferentes; abarcando una emulsión totalmente deshidratada (%BSW igual cero), hasta una con un %BSW igual a ochenta (80%), además se evalúan en dos temperaturas diferentes (110°F y 150°F) y dos °API distintos (8,4 y 8,6).

4.2.2 Variables de bloqueo. Al momento de realizar el análisis correspondiente, es necesario tener en cuenta algunas variables que influyen en los resultados que se esperan obtener, por tal motivo se controlan algunas de ellas, para asegurarse de que los datos obtenidos solo estén en función de las variables independientes. Las variables de bloqueo son:

- **Tamaño de gotas y presión:** Las pruebas se realizan considerando un tamaño de gotas igual y una presión ambiente, ya que son las condiciones a las que generalmente el crudo se le mide la viscosidad. Se busca tener el ambiente más propicio para que las pruebas de laboratorio estén a escala industrial.

4.2.3 Variable dependiente. Debido a que el objetivo del proyecto es la determinación de una correlación para el cálculo de viscosidad de las emulsiones en crudos extra-pesados, la variable dependiente es la viscosidad.

4.3 SELECCIÓN DEL VALOR DE LAS VARIABLES

Con el objetivo de abarcar un amplio margen de datos que permita solucionar los objetivos planteados al inicio de este documento, y basados en distintas bibliografías consultadas; se decide tomar 2 valores para la temperatura, teniendo en cuenta que la temperatura del yacimiento es de 180 °F y la de superficie 110 °F, por consiguiente se toma una temperatura intermedia (150 °F) y la de superficie; por otra parte los dos valores para el °API serán los suministrados por las muestras, mientras que las variaciones de %BSW será en incrementos de 10% (ver tabla 5).

Tabla 5. Esquema de los Factores y valores a trabajar

| Temperatura | |
|-------------|--------|
| T1 | T2 |
| 110 °F | 150 °F |

| °API | |
|------|-----|
| A1 | A2 |
| 8,6 | 8,4 |

| %BSW | B1 | B2 | B3 | B4 | B5 | B6 | B7 | B8 | B9 | B10 |
|------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|
| | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 |

Fuente: Autores del Proyecto

4.4 SELECCIÓN DE LA ESTRATEGIA DE EXPERIMENTACIÓN²⁶.

En general existen varias formas para determinar la influencia de cada una de las variables en la viscosidad de la emulsión; tres de las más conocidas son:

4.4.1 Enfoque de la mejor conjetura. Esta técnica es muy común entre ingenieros y científicos, y su eficacia depende en gran medida del conocimiento previo del investigador, pues es el quien determina cuáles serán las variables que se deben modificar para lograr el mejor resultado posible para el experimento, por lo general este tipo de experimentación presenta 2 desventajas la primera es que la conjetura inicial no produzca un resultado satisfactorio lo implicaría al investigador plantear una nueva conjetura abriendo la posibilidad a un sinnúmero de nuevas conjeturas lo que generaría un gran tiempo de experimentación; la segunda desventaja resulta si la conjetura inicial es totalmente satisfactoria, entonces el experimento se ve tentado a acabar las pruebas.

4.4.2 Enfoque de un factor a la vez. Este método consiste principalmente en tomar como referencia un punto de partida, con el fin de variar posteriormente una de las variables dentro de un determinado rango mientras se mantienen constantes las otras, de igual forma se repite el procedimiento para cada una de las variables evaluadas.

Luego de realizada cada una de las pruebas se elaboran las gráficas pertinentes para visualizar la influencia de cada una de las variables en la propiedad estudiada, la principal desventaja de esta experimentación es el no poder escoger cualquier interacción entre los factores.

²⁶ MONTGOMERY, Douglas E. Diseño y análisis de experimentos, segunda edición; Universidad Estatal de Arizona

4.4.3 Experimentación factorial. El mejor método para trabajar un experimento cuando se tiene varios factores es la experimentación factorial, esta técnica consiste en variar en conjunto todos los factores y no uno a la vez como el método anterior, sin embargo este método puede resultar extremadamente largo dependiendo del número de factores y niveles presentes. Para este caso en particular trabajaremos 3 factores, la temperatura y la °API con 2 subniveles cada uno; y el %BSW con 9 subniveles desde este punto de vista el mejor método experimental para nuestro caso es el enfoque de un factor a la vez, en total se tendrán un número de pruebas iguales a 36.

4.5 PREPARACIÓN DE DATOS

Antes de poder empezar con el experimento es necesario organizar los datos que se han establecido, de tal manera que el investigador tenga de forma clara los factores, y valores con los cuales se ha decidido trabajar, de esta manera tabla 6 muestra el esquema del diseño experimental a trabajar.

4.6 FASE EXPERIMENTAL

4.6.1 Método de aplicación; viscosímetro rotacional Brookfield DV2T. El método consiste en medir la viscosidad rotacional de una muestra que toma movimiento a través de una aguja calibrada, la cual gira en su propio eje ocasionando la restricción al flujo bajo condiciones controladas de temperatura y velocidad.

La velocidad (RPM) con la cual gira la aguja es controlada para alcanzar la estabilización y de esta forma obtener el dato de la viscosidad de la muestra a una temperatura específica. La prueba se hace para las temperaturas especificadas a 110 °F y 150 °F, dependiendo del fluido y del estudio que se realice.

4.6.2 Instrumentos y equipos para la realización de las pruebas. Para la realización de las pruebas de viscosidad, se debe hacer uso de un equipo especial que permita trabajar emulsiones de crudos extra-pesados a las temperaturas necesarias, para nuestro caso se usa el viscosímetro rotacional BROOKFIELD con el objetivo de determinar valores de viscosidad correctos; los instrumentos y equipos necesarios se presentan en la tabla 7.

Tabla 6. Esquema del diseño experimental para la realización de las pruebas

| | | API | BSW |
|-------------|----|-----|-----|
| Temperatura | T1 | A1 | B1 |
| | | | B2 |
| | | | B3 |
| | | | B4 |
| | | | B5 |
| | | | B6 |
| | | | B7 |
| | | | B8 |
| | | | B9 |
| | T2 | A2 | B1 |
| | | | B2 |
| | | | B3 |
| | | | B4 |
| | | | B5 |
| | | | B6 |
| | | | B7 |
| | | | B8 |
| | | | B9 |

Tabla 6. (Continuación)

| | | API | BSW |
|-------------|----|-----|-----|
| Temperatura | T2 | A1 | B1 |
| | | | B2 |
| | | | B3 |
| | | | B4 |
| | | | B5 |
| | | | B6 |
| | | | B7 |
| | | | B8 |
| | | | B9 |
| | | A2 | B1 |
| | | | B2 |
| | | | B3 |
| | | | B4 |
| | | | B5 |
| | | | B6 |
| | | | B7 |
| | | | B8 |
| | | | B9 |

Fuente: Autores del Proyecto

Tabla 7. Instrumentos y Equipos

| Instrumentos y Equipos | Cantidad |
|--|---|
| Viscosímetro Rotacional Brookfield DV2T: Equipado principalmente con un termostato de temperatura constante. | 1 |
| Set de agujas Cápsulas o porta muestras | Depende de la viscosidad de referencia del crudo extra-pesado |
| Baño de maría | 1 |
| Fascos de recolección de muestras | 1 |
| Termómetro | 1 |
| Agitador Hamilton Beach | 1 |

Fuente: Autores del Proyecto

Para poder realizar las pruebas es necesario la adquisición de las respectivas muestras en cantidad suficiente para ser medidas, en la tabla 8 se muestra el volumen de crudo mínimo necesario para cada API, dichas muestras fueron rotuladas como se muestra en la tabla 8.

Tabla 8. Etiquetas de las muestras

| Sustancia | Volumen (ml) |
|----------------------------------|--------------|
| Muestra de crudo #1 deshidratada | 1000 |
| Muestra de crudo #2 deshidratada | 1000 |

Fuente: Autores del Proyecto

4.6.3 Procedimiento para la realización de las pruebas de viscosidad. Cuando nos referimos a pruebas de laboratorio por lo general se hace asocio a las normas ASTM y API, estas normas permiten generalizar el criterio de medición de las propiedades de los crudos o sus derivados; sin embargo no siempre son seguidas al pie de la letra debido a la disposición de los materiales y equipos, a continuación se explica el procedimiento para determinar la variable en estudio en este caso la viscosidad.

A. Consideraciones que se deben tener en cuenta

Seleccionar la aguja que no corresponda puede ocasionar errores en las medidas. El viscosímetro **brookfield DV2T** incorpora velocidades que van desde 0,1-200 RPM (revoluciones por minuto).

La velocidad se determina en función de la viscosidad del líquido y la aguja que se utilice, de igual manera las agujas deben usarse teniendo en cuenta los parámetros de prueba que se presentan en la tabla 9.

El proceso de selección de la aguja y la velocidad de un fluido desconocido es normalmente de ensayo y error. Una selección apropiada dará lugar a mediciones realizadas entre 10-100% en el torque. Dos reglas generales le ayudarán en el proceso de ensayo y error.

- Rango de viscosidad es inversamente proporcional al tamaño de la aguja.
- Rango de viscosidad es inversamente proporcional a la velocidad de rotación.

La experimentación puede revelar que varias combinaciones de aguja/velocidad producirán satisfactorios resultados entre 10-100%. Cuando se produce esta circunstancia, cualquiera de las agujas puede haberse seleccionado.

Además el viscosímetro DV2T dará las indicaciones cuando la medición está fuera de rango del instrumento. Cuando la lectura del torque (%) supera el 100% (por encima del rango), la medición será errada; Si el torque (%) el valor está entre 0-9,9%, la etiqueta del campo de datos parpadea indicando datos errados. Cuando el torque (%) es inferior a cero (valores negativos) también son errados, lo recomendable es que las lecturas de viscosidad se tomen cuando el torque está en el rango de 10-100%.

Tabla 9. Tipos de agujas

| Set de agujas | Viscosidad(cp) DV2TLV | |
|---------------|-----------------------|---------|
| | Mínimo | Máximo |
| SC4-14 | 58,6 | 1171 |
| SC4-15 | 23,4 | 468,65 |
| SC4-16 | 60 | 1199700 |
| SC4-18 | 1,5 | 30000 |
| SC4-21 | 2,4 | 46865 |
| SC4-25 | 240 | 4790000 |
| SC4-27 | 11,7 | 234325 |

Tabla 9. (Continuación)

| Set de agujas | Viscosidad(cp) DV2TLV | |
|---------------|-----------------------|--------|
| | Mínimo | Máximo |
| SC4-28 | 23,4 | 468650 |
| SC4-29 | 46,9 | 937300 |
| SC4-31 | 15 | 300000 |
| SC4-34 | 30 | 600000 |
| HT-DIN-81 | 3,4 | 10000 |
| SC4-DIN-82 | 3,4 | 10000 |
| LV 2 - 62 | 50 | 300000 |

Fuente: Modificada de manual de instrucciones Brookfield.

Otro factor a tener en cuenta es la preparación de la emulsión; la metodología de preparación seguida a continuación es basada en métodos aplicados en el pasado por autores de investigaciones similares^{27, 28}.

- a) Preparar la salmuera, utilizando sal industrial (NaCl) y agua des ionizada, se establece una relación de la cantidad en masa de sal (soluto) y el volumen de la solución.
- b) Se mide la cantidad de crudo y salmuera de acuerdo a la muestra que se va realizar. Por ejemplo, para la muestra 1 se ha establecido el corte de agua de 0%. Se escoge la cantidad en volumen de crudo y salmuera (en este caso es cero) de acuerdo a la cantidad total en volumen de muestra que se quiere preparar.
- c) Preparar la muestra en un vaso metálico de agitación disponible en el laboratorio y se acciona el agitador a 28000 RPM, la cual tiene una duración de 15 minutos por muestra, una vez culminada la agitación se deja en reposo de 3 a 5 minutos, con el fin de dejar que la temperatura de la muestra se estabilice

²⁷ PENGYU, W.et al, "Effect of the the Dispersed Phase Oil/Wáter Wax Deposition", Beijing Key Laboratory of Urban Oil and Gas Distribution Technology; 2013

²⁸ OLIVEIRA, Marcia Cristina; et al. "Waxy Crude Oil Emulsion Gel: Impact On Flow Assurance", Petrobras Research Center, Rio de Janeiro, Brasil;2010.

(debido a la agitación, la muestra aumenta la temperatura de 10°F aproximadamente).

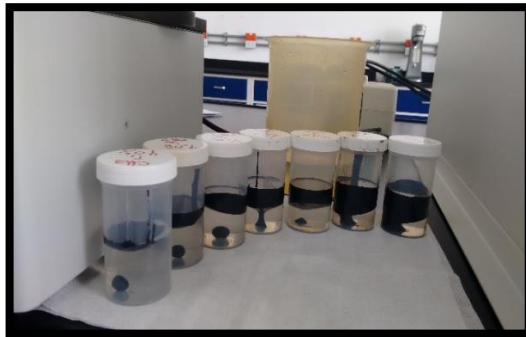
- d) Estabilizar el baño del viscosímetro a la temperatura de realización de la prueba. Suministrando agitación adecuada y control térmico al baño de tal forma que la temperatura no presente fluctuaciones de $\pm 0,05$.
- e) Colocar la emulsión en la cápsula hasta la marca adecuada de la aguja y precalentar sin exceder más de 3 °F a la temperatura de prueba (Para temperaturas superiores a 150 °F, precaliente de 5 a 6 °F por encima de la temperatura de prueba).

B. Determinación de la viscosidad

Para realizar este procedimiento se recomienda haber leído con anticipación el manual del equipo que se va a usar para dicho propósito y conocer los comandos básicos para poder operarlo de una manera adecuada, este procedimiento se debe realizar a cada una de las pruebas a realizar de acuerdo al esquema del diseño experimental (ver tabla 5 y 6).

- I. Etiquetar la muestra de crudo con su respectiva etiqueta con todos datos: Fecha, Pozo, API, observaciones, producto y etiqueta de seguridad.

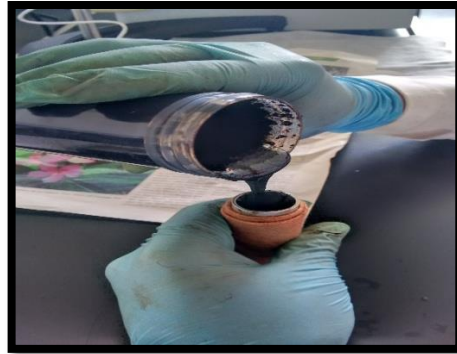
Figura 14. Frasco de la muestras



Fuente: Autores del Proyecto.

- II. En el momento en que la muestra termine el tiempo de reposo de la agitación, se lleva a él porta muestras teniendo en cuenta la cantidad necesaria para la aguja seleccionada.

Figura 15. Porta muestra llenándolo de la muestra



Fuente: Autores del Proyecto.

- III. De acuerdo con la tabla 3, se selecciona la aguja apropiada para el tipo de petróleo a analizar.

Figura 16. Set de Agujas



Fuente: Autores del Proyecto.

- IV.** Se fija el porta muestras en el viscosímetro y se mide con la aguja que el nivel de la muestra sea el adecuado, es decir, debe estar por encima de la parte cónica sin pasar de la muesca donde está grabada la identificación de la aguja.

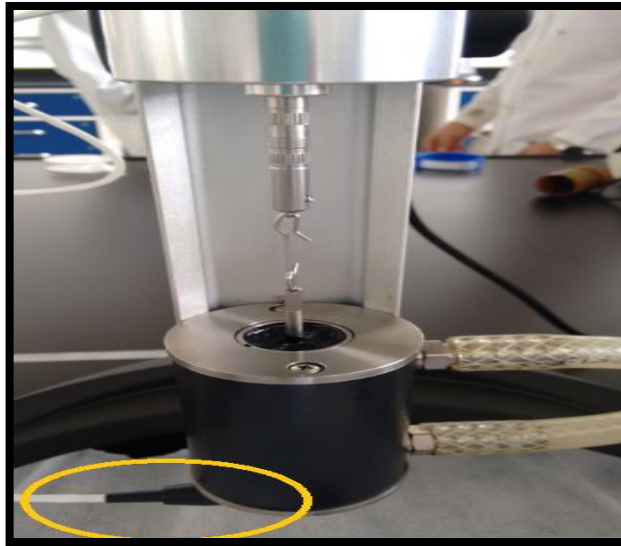
Figura 17. Porta muestras con la aguja



Fuente: Autores del Proyecto.

- V.** Se verifica que el nivel sea adecuado, paso seguido bajar la cápsula con la muestra hasta el termostato, especificando en el controlador del termostato la temperatura de prueba.

Figura 18. Termostato del viscosímetro



Fuente: Autores del Proyecto.

- VI. Esperar un tiempo a que la muestra estabilice a la temperatura de prueba, paralelamente en menú principal se programa la prueba de viscosidad, entonces en la opción “aguja” se especifica la aguja y se escoge una velocidad que mantenga el torque entre el 10% y 100%.

Figura 19. Establecer el tipo de aguja



Fuente: Autores del Proyecto.

- VII. En el momento en que la viscosidad sea estable se comienza a programar la RPM sin que el torque sea inferior de 10% y mayor de 100%.

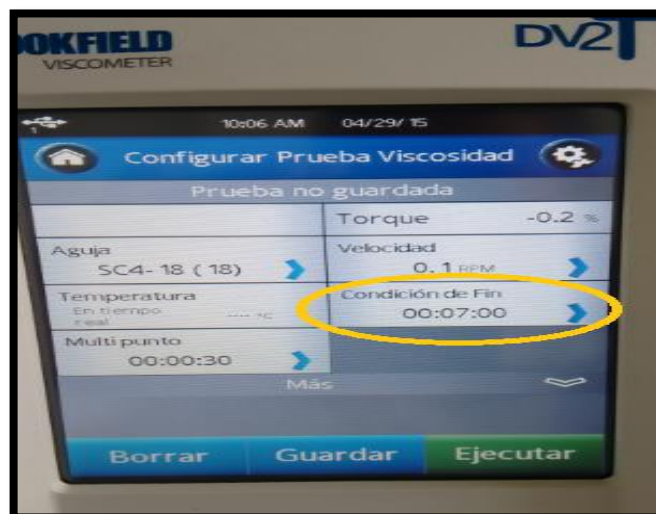
Figura 20. Visualizador del torque del viscosímetro



Fuente: Autores del Proyecto.

VIII. Se debe Programar el tiempo final de la prueba en el botón "condición fin", en nuestro caso se escogió un tiempo de 7 minutos para cada muestra.

Figura 21. Establecer el tipo de la prueba





Fuente: Autores del Proyecto.

- IX. Luego se escoge la opción “recolección de datos, multipuntos”, esto quiere decir que por cada intervalo de tiempo se va obtener un dato de viscosidad, en general se escoge cada 30 segundos un dato de viscosidad entonces al finalizar la prueba se van obtener como resultado 14 datos de viscosidad al transcurrir los 7 minutos.

Figura 22. Establecer la recolección de datos

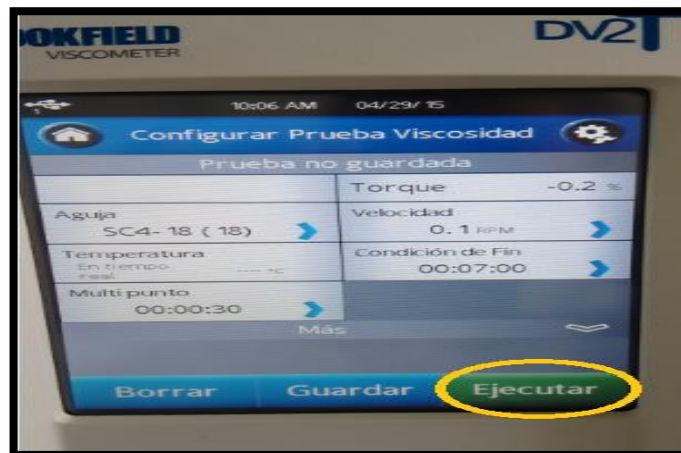




Fuente: Autores del Proyecto.

- X. Luego de terminar de configurar la prueba de viscosidad se oprime el botón “ejecutar”.
- Nota: En el tiempo que dura esta prueba (7 minutos) se debe dejar el viscosímetro lo más quieto posible y libre de vibraciones para que la medida de viscosidad no se vea afectada y así obtener datos más precisos.

Figura 23. Ejecutar la prueba



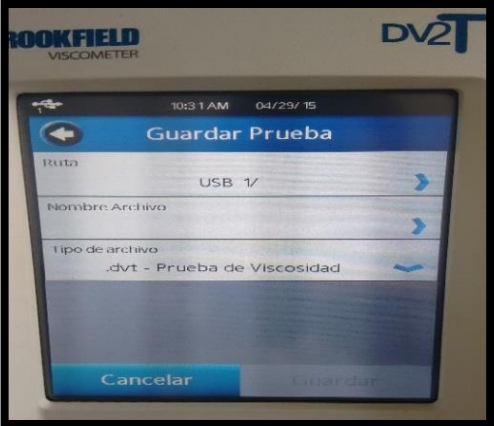


Fuente: Autores del Proyecto.

XI. Cuando se haya terminado la prueba aparecerá en pantalla un aviso “Fin de la prueba”, se pulsa GUARDAR, aparecerá 3 opciones:

- La primera opción es la “ruta”; esto indica el lugar donde se quiere almacenar los datos (USB o memoria del viscosímetro).
- La segunda opción el “nombre del archivo”.
- La tercera opción el “tipo de archivo”, si lo guardamos con extensión **.csv** indica valores separados por comas y se pueden leer en una computadora pero si lo guardamos con extensión **.dvt** indica prueba de viscosidad y se pueden leer solo en el viscosímetro.

Figura 24. Guardar la prueba



Fuente: Autores del Proyecto.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 REPORTE Y VISUALIZACIÓN DE LOS DATOS

Una vez terminada la fase experimental, los resultados han sido evaluados por medio de un análisis estadístico utilizando el software STATGRAPHICS Centurión.

En la tabla 10, 11, 12,13 se presentan los resultados de viscosidades a diferentes corte de agua teniendo en cuenta que el API se mantuvo constante y se manejaron temperaturas de 110°F, 150°F.

Tabla 10. Resultados de la viscosidad del crudo #1 a T=150 °F

| Muestra | Temperatura °F | RPM | % BSW | Viscosidad cp |
|---------|----------------|-----|-------|---------------|
| # 1 | 150 | 0,1 | 0 | 6660 |
| # 1 | 150 | 0,1 | 10 | 9981,66 |
| # 1 | 150 | 0,1 | 20 | 14120 |
| # 1 | 150 | 0,1 | 30 | 16050 |
| # 1 | 150 | 0,1 | 40 | 18085 |
| # 1 | 150 | 0,1 | 50 | 24195 |
| # 1 | 150 | 0,1 | 60 | 21580 |
| # 1 | 150 | 0,1 | 70 | 18840 |
| # 1 | 150 | 0,1 | 80 | 17580 |

Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 11. Resultados de la viscosidad del crudo #1 a T=110 °F

| Muestra | Temperatura °F | RPM | % BSW | Viscosidad cp |
|---------|----------------|-----|-------|---------------|
| # 1 | 110 | 0,3 | 0 | 87600 |
| # 1 | 110 | 0,3 | 10 | 95340 |
| # 1 | 110 | 0,3 | 20 | 102700 |
| # 1 | 110 | 0,3 | 30 | 106540 |
| # 1 | 110 | 0,3 | 40 | 113370 |
| # 1 | 110 | 0,3 | 50 | 120230 |
| # 1 | 110 | 0,3 | 60 | 110320 |
| # 1 | 110 | 0,3 | 70 | 105470 |
| # 1 | 110 | 0,3 | 80 | 100880 |

Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 12. Resultados de la viscosidad del crudo #2 a T=150 °F

| Muestra | Temperatura °F | RPM | % BSW | Viscosidad cp |
|---------|----------------|-----|-------|---------------|
| # 2 | 150 | 0,1 | 0 | 7845 |
| # 2 | 150 | 0,1 | 10 | 11210 |
| # 2 | 150 | 0,1 | 20 | 16220 |
| # 2 | 150 | 0,1 | 30 | 17925 |
| # 2 | 150 | 0,1 | 40 | 20340 |
| # 2 | 150 | 0,1 | 50 | 25375 |
| # 2 | 150 | 0,1 | 60 | 23175 |
| # 2 | 150 | 0,1 | 70 | 21750 |
| # 2 | 150 | 0,1 | 80 | 20310 |

Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 13. Resultados de la viscosidad del crudo #2 a T=110 °F

| Muestra | Temperatura °F | RPM | % BSW | Viscosidad |
|---------|----------------|-----|-------|------------|
| # 2 | 110 | 0,3 | 0 | 89550 |
| # 2 | 110 | 0,3 | 10 | 96770 |
| # 2 | 110 | 0,3 | 20 | 104660 |
| # 2 | 110 | 0,3 | 30 | 107080 |
| # 2 | 110 | 0,3 | 40 | 115620 |
| # 2 | 110 | 0,3 | 50 | 123440 |
| # 2 | 110 | 0,3 | 60 | 113450 |
| # 2 | 110 | 0,3 | 70 | 108920 |
| # 2 | 110 | 0,3 | 80 | 106330 |

Fuente: Autores del Proyecto.

En la figura 25 y 26 Se han medido las propiedades reológicas del crudo extra-pesado, principalmente la viscosidad, dependiendo de la temperatura, el corte de agua y los grados API; se observa un incremento en la viscosidad desde el corte de agua de 10% hasta el 50% debido a que el fluido presenta una característica no newtoniana, además la aglomeración de las gotas de agua hace que la emulsión contenga una viscosidad estructural permitiendo que la medición se pueda realizar en un viscosímetro rotacional.

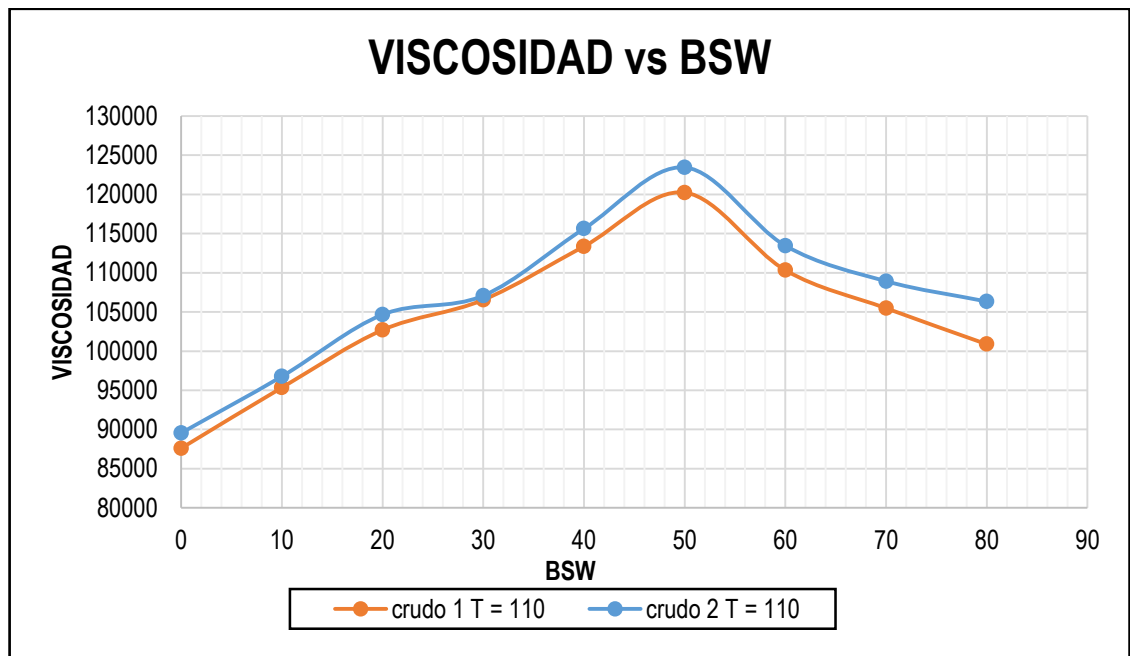
Luego a partir que la emulsión tiene un contenido de 60% de agua, los valores resultantes decrecen significativamente dando como conclusión a emulsión invertida.

El punto máximo de las curvas se llama **inversión**, este punto nos indica que la emulsión pasa de ser una emulsión directa (W/O) a una emulsión inversa (O/W), además en este punto las gotas de agua se unen generando un efecto de

coalescencia lo que logra que la viscosidad de la emulsión disminuya considerablemente.

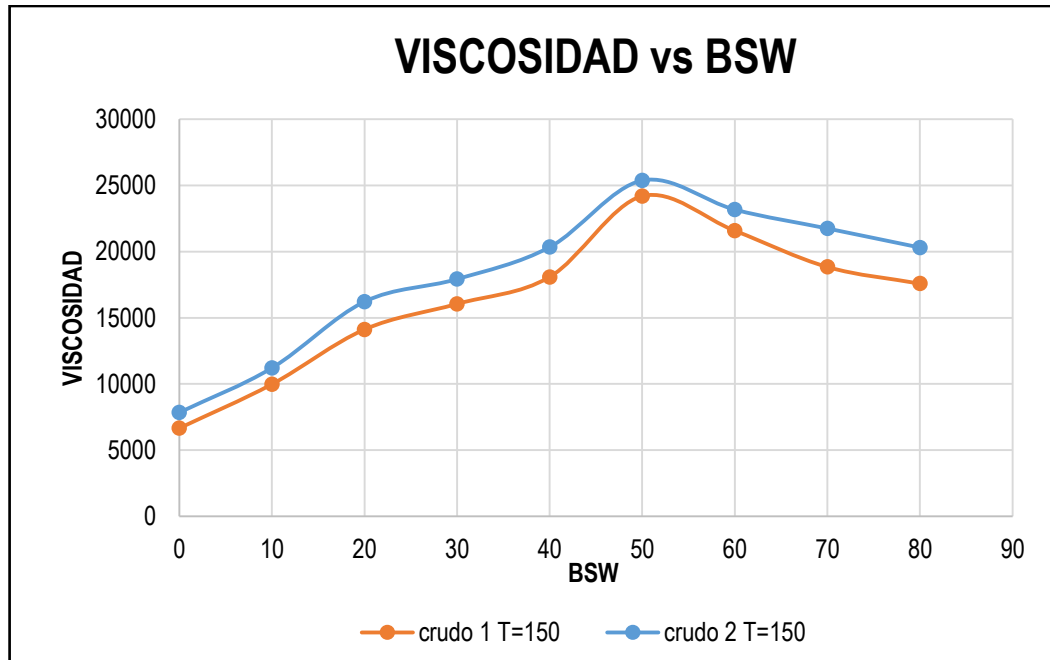
Además las figuras 25 y 26 se observa la buena medición de la viscosidad de la emulsión para crudo extrapesados en el laboratorio de Guatiguara ya que se determinó tanto el punto de crudo muerto a un corte de agua de 0% como la inversión del crudo a un corte de agua de 50%.

Figura 25. Viscosidad vs BSW a T=110°F del crudo 1 y 2



Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 26. Viscosidad vs BSW a T=150°F del crudo 1 y 2



Fuente: Autores del Proyecto.

5.2 DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN

Para desarrollar la correlación de la viscosidad de emulsiones en crudos extra-pesados se aplican 4 métodos estadístico (método de mínimos cuadrados, método de un paso hacia adelante, método de box cox, método de cochrane-orcutt); teniendo en cuenta parámetros dependientes como la viscosidad y los valores independientes que son BSW, API y la temperatura; así dando como resultado que los métodos son idóneos para un uso previsto, de los cuales se seleccionará la correlación que mejor se ajuste a los datos de laboratorio.

En las tablas 14, 15, 16,17 se presentan los análisis de las varianzas por cada uno de los métodos estadísticos a evaluar para la viscosidad en función de todos los factores involucrados, además los diferentes métodos de comparación incluidas

sus interacciones. Cabe la pena resaltar que el “Valor-P” para la temperatura, BSW y API en cada uno de los casos son menores a 0,05 lo que indica que los resultados para esta propiedad tienen un nivel de confianza superior al 95%.

Tabla 14. Análisis de la varianza por el método de mínimos cuadrados

| Fuente | Suma de Cuadrados | Grados de libertad | Cuadrado Medio | Razón-F | Valor-P |
|---------------|-------------------|--------------------|----------------|---------|---------|
| Modelo | 7,17E+10 | 3 | 2,39E+10 | 625,26 | 0 |
| Residuo | 1,22E+09 | 32 | 3,82E+07 | | |
| Total (Corr.) | 7,29E+10 | 35 | | | |

Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 15. Análisis de la varianza por el método de paso hacia adelante

| Fuente | Suma de Cuadrados | Grados de libertad | Cuadrado Medio | Razón-F | Valor-P |
|---------------|-------------------|--------------------|----------------|---------|---------|
| Modelo | 7,17E+10 | 2 | 3,58E+10 | 932,01 | 0 |
| Residuo | 1,27E+09 | 33 | 3,85E+07 | | |
| Total (Corr.) | 7,29E+10 | 35 | | | |

Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 16. Análisis de la varianza por el método de optimización Box Cox

| Fuente | Suma de Cuadrados | Grados de libertad | Cuadrado Medio | Razón-F | Valor-P |
|---------------|-------------------|--------------------|----------------|---------|---------|
| Modelo | 6,14E+10 | 3 | 2,05E+10 | 705,57 | 0 |
| Residuo | 9,28E+08 | 32 | 2,90E+07 | | |
| Total (Corr.) | 6,23E+10 | 35 | | | |

Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 17. Análisis de la varianza por el método de optimización Cochrane-Orcutt

| Fuente | Suma de Cuadrados | Grados de libertad | Cuadrado Medio | Razón-F | Valor-P |
|---------------|-------------------|--------------------|----------------|---------|---------|
| Modelo | 2,44E+10 | 3 | 8,15E+09 | 378,59 | 0 |
| Residuo | 6,67E+08 | 31 | 2,15E+07 | | |
| Total (Corr.) | 2,51E+10 | 34 | | | |

Fuente: Autores del Proyecto.

A continuación se presenta el error de los modelos estadísticos aplicados para determinar la correlación de viscosidad en función de los factores significativos (BSW, API y temperatura) para el Crudo extra-pesado. Para los 4 métodos se obtuvieron los siguientes valores:

Tabla 18. R2 Sin Ajustar y R2 Ajustado

| MÉTODO | R ² -Sin Ajustar (%) | R ² -Ajustado (%) |
|------------------------------|---------------------------------|------------------------------|
| Mínimos Cuadrados | 98,32 | 98,16 |
| Paso Hacia Adelante | 98,26 | 98,15 |
| Optimización Box Cox | 98,51 | 98,37 |
| Optimización Cochrane-Orcutt | 97,34 | 97,08 |

Fuente: Autores del Proyecto.

El término “R²” indica que tan ajustado se encuentra el modelo, en otras palabras es el factor que me determina si la correlación encontrada explica o no el comportamiento de los datos, al tener “R²” mayores la correlación se ajustara mucho mejor a los datos de prueba.

Estos resultados permiten evidenciar que los modelos que se presentan tienen un buen ajuste a los datos experimentales debido a que el valor de “R²” para cada uno de los métodos es aceptable, sin embargo no será hasta el momento de validar la correlación que se decida cuál será la correlación que mejor se ajuste a los datos de laboratorio.

De esta manera se presentan las 4 correlaciones generadas por cada uno de los métodos:

- Método Mínimos Cuadrados.

$$VISCOSIDAD(CP) = 438026 - 2218,09 * T(^{\circ}F) - 11230,1 * API + 185,879 * BSW \quad (39)$$

- Método Paso Hacia Adelante.

$$VISCOSIDAD(CP) = 342570 - 2218,09 * T(^{\circ}F) + 185,879 * BSW \quad (40)$$

- Método Optimización Box Cox.

$$VISCOSIDAD(CP) = 428110 - 2048,68 * T(^{\circ}F) - 11129,1 * API + 193,094 * BSW \quad (41)$$

- Método Optimización Cochrane-Orcutt.

$$VISCOSIDAD(CP) = 250995 - 2190,34 * T(^{\circ}F) - 10732,9 * API + 129,946 * BSW \quad (42)$$

5.3 VALIDACIÓN DE LA CORRELACIÓN

El proceso de validación de las pruebas experimentales comprendió un análisis estadístico a los resultados de viscosidad a través del programa STATGRAPHICS Centurión y una evaluación del error relativo de cada muestra obtenida; en donde la primera evaluación que se hizo con el software arrojó datos de error estadístico con un nivel de confianza del 95%, En la segunda evaluación se estimó el error relativo de cada correlación dependiente el tipo de modelo aplicado.

La tabla 19 muestra el error estándar, absoluto y relativo para cada uno de los modelos comparado con los datos de laboratorio obtenidos; se debe tener en cuenta que el error estándar me permite establecer límites para la correlación; es decir un rango de valores en los cuales puede estar el valor de la viscosidad, por otra parte y de más interés está el error relativo el cual me indica que tan alejados se encuentran los valores de la viscosidad calculados con la correlación respecto a los valores reales de viscosidad

Tabla 19. Error estándar, absoluto y relativo dependiendo el tipo de método aplicado

| MÉTODO | Error estándar | Error absoluto | E. Relativo (%) |
|------------------------------|----------------|----------------|-----------------|
| Mínimos Cuadrados | 6183,5 | 4522,94 | 11,24 |
| Paso Hacia Adelante | 6201,03 | 4522,93 | 11,32 |
| Optimización Box Cox | 5384,86 | 4250,97 | 12,55 |
| Optimización Cochrane-Orcutt | 4608,3 | 3489,12 | 16,45 |

Fuente: Autores del Proyecto.

En la anterior tabla los resultados de cada uno de los modelos tiene un buen ajuste a los datos experimentales, sin embargo el método que mejor se ajusta a los datos obtenidos en el laboratorio es el método de Mínimos Cuadrados con un error relativo de 11,24%; siendo de esta manera la correlación establecida para determinar las viscosidades de emulsiones de crudo extra-pesado de estudio.

Tabla 20. Error estándar, absoluto y relativo por el método de mínimos cuadrados

| Correlación seleccionada | | |
|--|----------------|-----------------|
| Método de mínimos cuadrados | | |
| $VISCOSIDAD(CP) = 438026 - 2218,09 * T(^{\circ}F) - 11230,1 * API + 185,879 * BSW$ | | |
| Error estándar | Error absoluto | E. Relativo (%) |
| 6183,5 | 4522,94 | 11,24 |

Fuente: Autores del Proyecto.

Después de establecer cuál era la mejor correlación para describir el comportamiento de la viscosidad de la emulsión de crudos extra pesados; se realiza una comparación de la correlación elaborada (correlación por método de mínimos cuadrados) con 4 correlaciones ya existentes y de continuo uso en simuladores (correlación de Vand, correlación de Richarson, correlación de Woelfin y correlación de Brinkman) con el fin de estimar realmente la importancia de la correlación; de esta manera se analizaron los datos obtenidos de viscosidad en el laboratorio mostrados en la tabla 10 con las correlaciones existentes obteniendo los resultados mostrados en la tabla 21, luego se analizó el error relativo promedio de cada correlación, se debe aclarar que los valores de viscosidad con un %BSW de 60, 70, y 80 están muy alejados de los datos reales (ver tabla 10), esto debido a las restricciones que cada correlación presenta, por ende para el cálculo de error relativo no fueron tenidos en cuenta.

En la tabla 22 se muestra el porcentaje de error relativo promedio de cada correlación, en el cual se ratifica que la correlación construida es más eficiente para determinar la viscosidad de emulsiones.

Tabla 21. Calculo de Viscosidades por medio de correlaciones existentes

| % BSW | T (°F) | Viscosidad de Vand | Viscosidad de Richardson | Viscosidad de Woelflin | Viscosidad de Brinkman |
|-------|--------|--------------------|--------------------------|------------------------|------------------------|
| 0 | 150 | 0 | 0 | 6660 | 6660 |
| 10 | | 182,42418 | 479,962842 | 6659,94831 | 8666,98322 |
| 20 | | 1440,5184 | 3158,58074 | 6659,76251 | 11634,5412 |
| 30 | | 5272,63018 | 9509,49934 | 6659,42051 | 16245,3521 |
| 40 | | 14225,311 | 20786,2597 | 6658,90878 | 23883,3973 |
| 50 | | 32778,1011 | 38124,5808 | 6658,21716 | 37674,6493 |
| 60 | | 69024,0401 | 62580,931 | 6657,33736 | 65814,9038 |
| 70 | | 138064,724 | 95152,9509 | 6656,26238 | 135104,898 |
| 80 | | 269278,471 | 136792,006 | 6654,98608 | 372305,318 |

Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 22. Comparación de correlaciones existentes con el método de mínimos cuadrados

| CORRELACIONES | E. RELATIVO (%) |
|-------------------|-----------------|
| Richardson | 64,34 |
| Vand | 68,66 |
| Woelflin | 46,71 |
| Brinkman | 19,91 |
| Mínimos cuadrados | 11,24 |

Fuente: Autores del Proyecto.

En la tabla 23 se muestra la comparación de una base de datos de viscosidad tomadas en el campo de petróleos objeto del estudio contra datos de viscosidad calculados con la correlación validada y seleccionada anteriormente, en la tabla se

puede observar la gravedad API de los distintos crudos, los cuales manejan rangos desde 8 – 8,9 °API además de eso el dato de %BSW para cada muestra es de cero, debido a que el campo del cual se tomaron los datos no tiene a disposición el equipo necesario para realizar la medida de viscosidad a emulsiones de crudos extrapesados, la cual fue la principal razón para la construcción de la correlación; así mismo se prueba a una temperatura de 150°F y se determina el error relativo para cada muestra.

Tabla 23. Base de datos de viscosidades de tomadas en campo

| BSW | °API | T | V(Medida en campo) | V(medida por la correlación) | Error relativo |
|-----|------|-----|--------------------|------------------------------|----------------|
| 0 | 8 | 150 | 13119 | 15471,7 | 17,933532 |
| 0 | 8,1 | 150 | 17713 | 14348,69 | 18,993451 |
| 0 | 8,1 | 150 | 14382 | 14348,69 | 0,231609 |
| 0 | 8,2 | 150 | 11489 | 13225,68 | 15,116024 |
| 0 | 8,2 | 150 | 14159 | 13225,68 | 6,5917085 |
| 0 | 8,2 | 150 | 14427 | 13225,68 | 8,3268871 |
| 0 | 8,2 | 150 | 11430 | 13225,68 | 15,710236 |
| 0 | 8,2 | 150 | 12764 | 13225,68 | 3,6170479 |
| 0 | 8,2 | 150 | 11820 | 13225,68 | 11,892386 |
| 0 | 8,2 | 150 | 12623 | 13225,68 | 4,7744593 |
| 0 | 8,2 | 150 | 13140 | 13225,68 | 0,6520548 |
| 0 | 8,2 | 150 | 13262 | 13225,68 | 0,2738652 |
| 0 | 8,2 | 150 | 11150 | 13225,68 | 18,615964 |
| 0 | 8,2 | 150 | 15365 | 13225,68 | 13,923332 |
| 0 | 8,2 | 150 | 11357 | 13225,68 | 16,453993 |
| 0 | 8,3 | 150 | 13145 | 12102,67 | 7,9308797 |
| 0 | 8,3 | 150 | 12454 | 12102,67 | 2,8225819 |
| 0 | 8,3 | 150 | 10337 | 12102,67 | 17,076538 |
| 0 | 8,3 | 150 | 14024 | 12102,67 | 13,700299 |
| 0 | 8,3 | 150 | 10337 | 12102,67 | 17,076538 |
| 0 | 8,3 | 150 | 13811 | 12102,67 | 12,369343 |

Tabla 23. Continuación

| BSW | °API | T | V(Medida en campo) | V(medido por la correlacion) | Error relativo |
|-----|------|-----|--------------------|------------------------------|----------------|
| 0 | 8,3 | 150 | 10712 | 12102,67 | 12,982356 |
| 0 | 8,3 | 150 | 14217 | 12102,67 | 14,871844 |
| 0 | 8,3 | 150 | 11372 | 12102,67 | 6,4251671 |
| 0 | 8,3 | 150 | 10659 | 12102,67 | 13,544141 |
| 0 | 8,3 | 150 | 10554 | 12102,67 | 14,673773 |
| 0 | 8,3 | 150 | 14160 | 12102,67 | 14,529167 |
| 0 | 8,3 | 150 | 14913 | 12102,67 | 18,844833 |
| 0 | 8,4 | 150 | 10672 | 10979,66 | 2,8828711 |
| 0 | 8,4 | 150 | 10414 | 10979,66 | 5,4317265 |
| 0 | 8,4 | 150 | 9615 | 10979,66 | 14,193032 |
| 0 | 8,4 | 150 | 9151 | 10979,66 | 19,98186 |
| 0 | 8,4 | 150 | 9160 | 10979,66 | 19,863975 |
| 0 | 8,4 | 150 | 11466 | 10979,66 | 4,2415838 |
| 0 | 8,4 | 150 | 12783 | 10979,66 | 14,10733 |
| 0 | 8,4 | 150 | 11833 | 10979,66 | 7,2115271 |
| 0 | 8,4 | 150 | 10702 | 10979,66 | 2,5944683 |
| 0 | 8,5 | 150 | 8953 | 9856,65 | 10,093265 |
| 0 | 8,5 | 150 | 12001 | 9856,65 | 17,868094 |
| 0 | 8,5 | 150 | 8437 | 9856,65 | 16,826479 |
| 0 | 8,5 | 150 | 9485 | 9856,65 | 3,918292 |
| 0 | 8,6 | 150 | 8171 | 8733,64 | 6,8858157 |
| 0 | 8,6 | 150 | 8210 | 8733,64 | 6,3741885 |
| 0 | 8,6 | 150 | 8129 | 8733,64 | 7,4380613 |
| 0 | 8,6 | 150 | 8547 | 8733,64 | 2,1836902 |
| 0 | 8,6 | 150 | 10213 | 8733,64 | 14,485068 |
| 0 | 8,7 | 150 | 7188 | 7610,63 | 5,8781876 |
| 0 | 8,7 | 150 | 8316 | 7610,63 | 8,4820827 |
| 0 | 8,7 | 150 | 7000 | 7610,63 | 8,7232857 |
| 0 | 8,8 | 150 | 7426 | 6487,62 | 12,636413 |
| 0 | 8,8 | 150 | 5890 | 6487,62 | 10,14635 |
| 0 | 8,9 | 150 | 5086 | 5364,61 | 5,4842008 |

Tabla 23. Continuación

| BSW | °API | T | V(Medida en campo) | V(medido por la correlacion) | Error relativo |
|-------------------------|------|-----|--------------------|------------------------------|----------------|
| 0 | 8,9 | 150 | 6555 | 5364,61 | 18,160031 |
| 0 | 8,9 | 150 | 5340 | 5364,61 | 0,4608614 |
| Error relativo promedio | | | | | 10,4908657 |

Fuente: Autores del Proyecto.

A continuación en la figura 27 se grafica los resultados presentados en la tabla 20 para observar el comportamiento de la correlación obtenida por el método de mínimos cuadrados con referencia a la base de datos de viscosidades del campo.

Figura 27. Análisis resultados base de datos



Fuente: autores del proyecto

La figura 27 es una comparación de las viscosidades obtenidas en laboratorio y las generadas por la correlación, se observa que los datos se encuentran dentro del error estándar establecido para la correlación generada por el método de los mínimos cuadrados mostrado en la tabla 19 (error estándar +/- 6183,5 Cp), de

esta manera se evidencia que la correlación se ajusta de buena manera a la base de datos de viscosidades de referencia del campo.

Además en la tabla 22 se calcula el error relativo de las viscosidades dando como resultado un error relativo promedio de 10,49% lo cual es bajo comparado con las distintas literaturas en las cuales se habla de errores del 20%; en algunos de los datos se alcanzan a tener errores de 19% esto debido a las distintas características de los hidrocarburos aun siendo de la misma formación; también se puede observar que la correlación predice de buena manera datos de °API por fuera de los establecidos para construir la misma.

6. CONCLUSIONES

- La correlación obtenida mediante el método de mínimos cuadrados es el modelo más viable a utilizar al presentar una variable de R^2_{ajustado} del 98,16% y un error relativo promedio de 11,24% para la predicción del comportamiento de la viscosidad de emulsiones de crudos extrapesados del campo objeto de estudio.
- Mientras que las correlaciones existentes como la de, Richarson, vand, Woelflin, y Brinkman presentan un porcentaje de error relativo de 64,34%, 68,66%, 46,71% y 19,91% respectivamente, la correlación calculada por el método de mínimos cuadrados predice con mayor exactitud la base de datos de viscosidades calculadas en laboratorio con un error relativo promedio de 11,24% lo cual ratifica la validez de la correlación como una herramienta eficaz para la predicción de las viscosidades de emulsiones de crudos extrapesados del campo.
- La presencia de agua emulsionada en los hidrocarburos pesados, ocasiona un aumento considerable en la viscosidad, al generar una estructura interna altamente estable que ejerce una restricción al movimiento, dificultando los procesos de extracción y transporte de los hidrocarburos pesados.
- La viscosidad de las emulsiones presentan un valor máximo al cual pueden llegar dependiendo del contenido de agua presente en la emulsión (% BSW), en nuestro caso se estima que el valor máximo de viscosidad se encontró en un 50% de BSW.

7. RECOMENDACIONES

- La correlación construida permite predecir datos de viscosidad por fuera del rango en el que fue estudiado, para la gravedad °API el rango confiable para lograr una buena predicción varía desde 8,2-8,8 mientras que para la temperatura se debería manejar en los valores establecidos de 110°F y 150°F ya que es la variable más influyente y se requiere de un estudio más extenso para calcular la viscosidad a otros valores de temperatura, en cuanto al %BSW se pueden trabajar des 0% hasta 80%.
- Se recomienda elaborar nuevas correlaciones, con una base de datos experimental en la que se involucren mayor número de variables principalmente mayor número de muestras de crudo, para lograr un ajuste más significativo en la viscosidad de las emulsiones de crudos extra pesados de todo el campo.
- Que los tiempos de estabilización de la emulsión sean lo más precisos posible (crudos extrapesados 60-90 minutos), para alcanzar un mejor homogenización de la emulsión pues con ello evitaremos datos erróneos al medir la propiedad de viscosidad de crudos Extra-pesados.
- Se recomienda realizar un estudio de comparación entre los diferentes modelos de correlación propuestos y las correlaciones predeterminadas en un simulador con el fin de obtener el mejor ajuste y reducir el error relativo de la viscosidad de las emulsiones en crudo extrapesados.

BIBLIOGRAFÍA

BÁNZER C., “Correlaciones numéricas P.V.T.”, Universidad del Zulia. Instituto de Investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros, Maracaibo VEN, Enero de 1996.

BROOKFIELD,” Manual de Viscosímetro Rotacional Brookfield DV2T”. Laboratorio de ingeniería .USA, 2005.

GARCÍA CESAR. “Diseño conceptual del sistema de recolección de crudo extra-pesado San Fernando”. Escuela de Ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2009.

GONZÁLEZ J. “Efecto del Contenido Relativo de los Asfaltenos Sobre la Estabilidad de las Emulsiones w-o en el Crudo del Campo Colorado”. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad industrial de Santander, 2014.

H. ALBOUDWAREJ AND M. MUHAMMAD, Schlumberger;” Rheology of Heavy-Oil Emulsions”. SPE 97886, (2005).

HANS PETTER RONNINGSEN, “Correlations for predicting Viscosity of W/O Emulsions based on North Sea Crude Oils”. SPE 28968, (1995).

KOKAL, S.L., “Crude Oil Emulsions” in Petroleum Engineers Handbook, SPE (2003).

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

OGLESBY K. D., "An experimental study on the effects of oil viscosity, mixture velocity and water fraction on horizontal oil-water flow". M. S. Thesis, U of Tulsa, 1979.

OLIVEIRA R. C. G, and GONCALVES M. A. L. "Emulsión Rheology, Theory vs. Field Observation". Offshore Technology Conference, OTC 17386. Houston, TX, 2005.

OPAWALE Adenkule. "Oilfield emulsion control: a major issue during heavy crude oil production.

PEDRAZA J., NARANJO C. "Efecto del corte de agua y salinidad sobre las propiedades de crudos parafínicos. Aplicación campo colorado". Escuela de Ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2014.

PENGYU W. "Effect of the Dispersed Phase Oil/Water Wax Deposition", Beijing Key Laboratory of Urban Oil and Gas Distribution Technology, 2013.

SCHRAMM, L.L. (ED.), "Emulsions: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry", , Adv. Chem. Ser. Monograph Series 231, Am. Chem. Soc., Washington DC (1992).

SCHUBERT, H. AND ARMBROSTER, H., "Principles of Formation and Stability of Emulsions", Int. Chem. Engg., vol. 32 # 1, pp 14-28 (1992).

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

TAMBE, D.E. AND SHARMA, M.M., "Factors Controlling the Stability of Colloid-Stabilized Emulsions", J. Coll. Int. Sci., vol 157, pp 244-253 (1993).

VERNON SMITH, AND KENNETH E. ARNOLD, "Crude Oil Emulsions", Chapter 19. Houston (1986).