



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 24/09/2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

John Esteban Noguera Diaz, con C.C. No. 1075284249,

Oscar Alexander Diaz Diaz, con C.C. No. 1075288160,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado Modelo analítico para evaluar el daño de formación por el bloqueo de emulsiones agua/aceite en el medio poroso presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE: John Esteban Noguera Diaz EL AUTOR/ESTUDIANTE: Oscar Alexander Diaz Diaz

Firma:

John Esteban Noguera Diaz

Firma:

Oscar Alexander Diaz Diaz

Vigilada Mineducación



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Modelo analítico para evaluar el daño de formación por el bloqueo de emulsiones agua/aceite en el medio poroso.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Noguera Diaz	John Esteban
Diaz Diaz	Oscar Alexander

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Sepúlveda Gaona	Jairo Antonio

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de petróleos

CIUDAD: Neiva **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2018 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 121

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general X Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:



MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

Español

Inglés

1. Emulsiones newtonianas Newtonian emulsions
2. Emulsiones no-newtonianas non-Newtonian emulsions
3. Bloqueo por emulsiones emulsion blocking
4. Modelo analítico analytical model

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

La presencia de diferentes agentes dentro de un yacimiento petrolero contribuye de manera indirecta a la formación de emulsiones, esta emulsión genera un bloqueo o restricción al flujo, el cual produce una caída de presión adicional (daño en la formación), representando así un efecto negativo en la producción de fluidos. Para caracterizar este tipo de daño, se realizó el estado del arte sobre los modelos reportados en la literatura que describen el comportamiento de las emulsiones en el medio poroso.

Se estudió el comportamiento reológico de las emulsiones tanto en tubos capilares como en medios porosos desde un punto de vista matemático; como resultado de este análisis se propone la aplicación de una metodología utilizando un modelo analítico que emplea datos de flujo de una emulsión en tubos capilares y en medios porosos (núcleos), que nos permite estimar el parámetro β (parámetro que depende de la tortuosidad del medio y de la reología del fluido), la permeabilidad de la zona alterada (K_s), el daño de formación (S) y el tamaño de la garganta del poro (radio hidráulico).

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The presence of different agents within an oil field contributes indirectly to the formation of emulsions, this emulsion generates a blockage in the flow, which produces an additional pressure drop, thus representing a negative effect on the production of fluids. To characterize this type of damage, the state of the art was performed on the models reported in the literature that describe the behavior of the emulsions in the porous medium.

The rheological behavior of the emulsions in the capillaries was studied as well as in porous media from a mathematical point of view; as a result of this analysis we propose the application of a methodology using an analytical model that uses emulsion fluxes in capillary media and porous media, which allows us to estimate the parameter β (parameter that depends on the tortuosity of the medium and the rheology of the fluid), the permeability of the altered zone (K_s), the formation damage (S) and the size of the pore throat (hydraulic radius).



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3
--------	--------------	---------	---	----------	------	--------	--------

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla

Firma:

Nombre Jurado: Carmen Pinzón Torres

Firma:

MODELO ANALÍTICO PARA EVALUAR EL DAÑO DE FORMACIÓN POR EL
BLOQUEO DE EMULSIONES AGUA/ACEITE EN EL MEDIO POROSO

JOHN ESTEBAN NOGUERA DIAZ

OSCAR ALEXANDER DIAZ DIAZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2018

MODELO ANALÍTICO PARA EVALUAR EL DAÑO DE FORMACIÓN POR EL
BLOQUEO DE EMULSIONES AGUA/ACEITE EN EL MEDIO POROSO

JOHN ESTEBAN NOGUERA DIAZ

OSCAR ALEXANDER DIAZ DIAZ

PROYECTO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR POR EL

TITULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS

DIRECTOR

JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA

INGENIERIA DE PETROLEOS

DOCENTE UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2018

NOTA DE ACEPTACION

FIRMA DEL DIRECTOR

FIRMA DEL JURADO

FIRMA DEL JURADO

Neiva, _____

DEDICATORIA

A Dios y a nuestra señora Virgen de la Playa; por regalarnos la vida y las oportunidades para triunfar en ella, a nuestros padres, hermanos y demás familiares por ser el motivo de superación para alcanzar nuestros sueños...

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a nuestra señora Virgen de la playa, por todas las oportunidades y bendiciones que nos han otorgado a lo largo de nuestras vidas.

A nuestro director, MSc. Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, por su compromiso, colaboración y tiempo dedicado en este proyecto con el fin de transmitir sus conocimientos y experiencias hacia nosotros.

A nuestros jurados, Qca. Carmen Pinzón Torres y MSc. Luis Fernando Ramón Bonilla Camacho por todas las opiniones y recomendaciones con el fin de evaluar nuestro proyecto de grado.

A José Luis Motta Perdomo, auxiliar técnico del laboratorio de pruebas especiales- lape, por sus aportes a este proyecto.

De igual manera agradecer a todos los profesores, compañeros y amigos que hicieron parte de nuestra carrera.

TABLA DE CONTENIDO

Lista de figuras.....	x
Lista de tablas.....	xii
Introducción	1
Resumen.....	2
Abstract	3
1. Fundamentos Básicos.....	4
1.1. Antecedentes.....	4
1.2. Formación de emulsiones	4
1.3. Teoría sobre la formación de emulsiones	5
1.3.1. Teoría coloidal.....	5
1.3.2. Teoría de la tensión interfacial	6
1.3.3. Teoría del agente emulsificante.....	6
1.4. Clasificación de las emulsiones	9
1.4.1. Diluidas	10
1.4.2. Concentradas	10
1.4.3. Altamente concentradas	10
1.5. Teorías sobre la clasificación de emulsiones.....	10
1.5.1. De acuerdo a la estabilidad.....	11
1.5.2. De acuerdo a la facilidad de romperlas	11

1.5.3. De acuerdo a su naturaleza.....	11
1.6. Estabilidad de una emulsión.....	11
1.7. Factores que afectan la estabilidad de una emulsión.....	12
1.7.1. Tensión interfacial.....	12
1.7.2. Película interfacial.....	13
1.7.3. Relación de volumen de fases.....	14
1.7.4. Viscosidad de la fase continua.....	14
1.7.5. Tamaño de la gota.....	14
1.7.6. Temperatura.....	14
1.7.7. pH.....	14
1.7.8. Edad.....	15
1.7.9. Salinidad de la salmuera.....	15
1.7.10. Presencia de cationes.....	15
1.7.11. Tipo de aceite.....	15
1.7.12. Exposición al aire.....	16
1.7.13. Diferencia de densidad.....	16
1.8. Factores que afectan la viscosidad de las emulsiones.....	16
2. Caracterización reológica de las emulsiones.....	21
2.1. Reología.....	21
2.1.1. Comportamiento de flujo dependiente de la velocidad de deformación.....	21

2.1.2. Comparación de las curvas de flujo y de viscosidad.....	28
2.2. Estudios experimentales	29
2.2.3. Estudios reológicos.....	29
2.3. Modelos reológicos.....	34
2.3.1. Modelo para fluidos newtonianos	34
2.3.2. Modelo para fluidos pseudoplásticos y dilatantes.....	34
2.3.3. Modelo para comportamiento de fluidos que incluyen corte cero y corte infinito	34
2.3.4. Modelos de curvas de flujo incluyendo esfuerzo de cedencia.....	35
2.4. Métodos de predicción de la viscosidad de las emulsiones.....	37
3. Flujo de emulsiones en el medio poroso.....	43
3.1. Propiedades físicas del medio poroso.....	43
3.1.1. Porosidad	43
3.1.2. Permeabilidad	44
3.1.3. Mojabilidad.....	45
3.1.4. Saturación	46
3.1.5. Presión capilar.....	47
3.2. La ley de Darcy	51
3.3. Tensión interfacial y superficial	52
3.4. Radio hidráulico	53

3.5. Modelos para flujo de emulsión a través de medios porosos (Estado del arte).....	54
4. Evaluación del daño de formación debido al flujo emulsiones agua/aceite en el medio poroso.....	69
4.1. Modelo analítico.....	69
4.1.1. Flujo de fluidos no-newtonianos en tubos capilares.....	69
4.1.2. Flujo de fluidos no-newtonianos en medios porosos.....	72
4.2. Protocolo modelo evaluación reologica del fluido.....	76
4.3. Modelo de flujo de macroemulsiones en el medio poroso y cálculo del daño.....	78
5. Ejemplos de aplicación del modelo.....	82
5.1. Evaluación reológica de la emulsión en el tubo capilar.....	82
5.2. Evaluación reológica de la emulsión y cálculo del daño en el medio poroso para el núcleo P8.....	85
5.3. Evaluación reológica de la emulsión y cálculo del daño en el medio poroso para el núcleo Bo(1).....	92
5.4. Tablas comparativas de los dos ejemplos anteriores.....	99
6. Conclusiones.....	100
7. Recomendaciones.....	102
8. Referencias Bibliográficas.....	103

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Estabilización de una gota de agua por agentes emulsificantes presentes en el petróleo. Tomado de (Urbaez, 1987)	8
Figura 2 Clasificación de las emulsiones según la naturaleza de las fases y la fracción de la fase dispersa. Tomado de (Lendínez Gris, 2015).....	9
Figura 3 Curva de flujo de los fluidos newtonianos. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007).....	23
Figura 4 Curva de viscosidad para un fluido newtoniano. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007).....	24
Figura 5 Curva de flujo de un fluido pseudoplástico. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007).....	24
Figura 6 Curva de viscosidad de un fluido pseudoplástico. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007).....	25
Figura 7 Curva de flujo de un fluido dilatante. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007)	26
Figura 8 Curva de viscosidad de un fluido dilatante. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007).....	26
Figura 9 Curva de flujo de un fluido con esfuerzo de cedencia. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007)	27
Figura 10 Comparación de las curvas de flujo. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007)	28
Figura 11 Comparación de curvas de viscosidad. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007).....	28
Figura 12 Comparación de las curvas de flujo con y sin esfuerzo de cedencia. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007).....	29
<i>Figura 13</i> Definición de la presión capilar en un tubo capilar. Tomado de (Rondón, y otros, 2008)	49
Figura 14 Forma de la interfase fluido- fluido en un tubo vertical. Tomado de (Rondón, y otros, 2008)	51

Figura 15 Comportamiento de flujo para fluidos newtonianos.....	75
Figura 16 Comportamiento de fluidos no-newtonianos.....	76
Figura 17 Evaluación reológica de la macroemulsión para un $fe = 60\%$ en el tubo capilar. Fuente: autores.....	83
Figura 18 Viscosidad aparente como función de la velocidad de corte aparente, para la macroemulsión estudiada. Fuente: autores	84
Figura 19 Caída de presión, ΔP , frente a caudal, Q , (medios porosos) y esfuerzo cortante, τ_c , vs la velocidad de corte aparente, γa , (tubos capilares).	88
Figura 20 Superposición de los reogramas del tubo capilar y medio poroso para el núcleo P8.	89
Figura 21 Superposición de los reogramas del medio poroso y tubo capilar para la viscosidad aparente vs rata de corte.....	90
Figura 22 Comportamiento de la velocidad de flujo y el daño de formación con respecto a la caída de presión para el núcleo P8.....	92
Figura 23 Caída de presión, ΔP , frente a caudal, Q , (medios porosos) y esfuerzo cortante, τ_c , vs la velocidad de corte aparente, γa , (tubos capilares).	95
Figura 24 Superposición de los reogramas del tubo capilar y medio poroso para el núcleo Bo(1).	96
Figura 25 Superposición de los reogramas del medio poroso y tubo capilar para la viscosidad aparente vs rata de corte.....	97
Figura 26 Comportamiento de la velocidad de flujo y el daño de formación con respecto a la caída de presión para el núcleo Bo(1).....	99

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Correlaciones para calcular la viscosidad de emulsiones de agua y aceite	38
Tabla 2 Modelos del estado del arte para el flujo de emulsiones agua/aceite en el medio poroso	62
Tabla 3 Datos del capilar y concentración de la emulsión	82
Tabla 4 Datos reológicos experimentales.....	83
Tabla 5 Propiedades físicas y petrofísicas del medio poroso.....	85
Tabla 6 Datos experimentales obtenidos en prueba de desplazamiento positivo	85
Tabla 7 Resultados reológicos obtenidos para el núcleo P8	87
Tabla 8 Resultados la caída de presión con diferentes permeabilidades, caída de presión debido al daño y daño de formación en el medio poroso para el núcleo P8.....	90
Tabla 9 Propiedades físicas y petrofísicas del medio poroso.....	93
Tabla 10 Datos experimentales obtenidos en prueba de desplazamiento positivo	93
Tabla 11 Resultados reológicos obtenidos para el núcleo Bo(1)	94
Tabla 12 Resultados la caída de presión con diferentes permeabilidades, caída de presión debido al daño y daño de formación en el medio poroso para el núcleo Bo(1).....	97

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, la mayoría del petróleo crudo que se produce en el mundo está en forma de emulsión; las emulsiones producidas en campo más comunes son las de agua en aceite y las emulsiones de aceite en agua, son llamadas emulsiones inversas. Las emulsiones múltiples son más complejas y consisten en diminutas gotas suspendidas en gotas más grandes las cuales son suspendidas en una fase continua.

Es importante conocer el comportamiento del flujo de emulsiones en el medio poroso, dado que estas una vez entran en contacto con el yacimiento generan un daño de formación, el cual debe ser estimado para minimizar el efecto que se produce ya sea en la etapa de productividad o inyectividad del pozo. Por esta razón se implementan modelos analíticos, que predicen el comportamiento del flujo de emulsiones a través de medios porosos. A su vez permite evaluar las diversas propiedades reológicas con las cuales se logra obtener un mejor entendimiento de lo que sucede en el yacimiento.

El propósito de esta tesis fue evaluar el daño de formación por el bloqueo de emulsiones agua/aceite en el medio porosos mediante un modelo analítico, estudiando el flujo de macro emulsiones de aceite en agua a través de medios porosos y tubos capilares. Las características reológicas de las emulsiones se analizaron mediante el uso del viscosímetro capilar. Se desarrolló un nuevo método para describir el flujo de emulsiones a través de medios porosos que utiliza datos de flujo capilar y del núcleo.

RESUMEN

Las emulsiones generan diversos problemas en un campo petrolero, por lo tanto se debe evaluar cómo estas se forman, para lograr de manera eficiente una prevención de las mismas, obteniendo así mayores beneficios económicos con prevención en lugar de remediación.

La presencia de diferentes agentes dentro del yacimiento contribuye de manera indirecta a la formación de emulsiones, la emulsión formada genera un bloqueo o restricción al flujo, el cual produce una mayor caída de presión y a su vez un daño en la formación, por tanto esto representa un efecto negativo en la producción.

Con el fin de cumplir el objetivo de esta investigación, el cual es formular un modelo analítico para evaluar el daño de formación por el bloqueo de emulsiones agua/aceite en el medio poroso, se realizó un proceso de recopilación y evaluación de modelos referentes al comportamiento de las emulsiones en el medio poroso.

Se desarrolló un protocolo para el modelo que ofrece las herramientas necesarias para afrontar este problema y evaluar el daño a la formación mediante el uso de procedimientos analíticos y experimentales; ya que el modelamiento de este proceso es aún muy complejo surge la necesidad de seguir investigando acerca de cómo modelar el comportamiento reológico de las emulsiones en el medio poroso para así tener una idea clara de lo que ocurre en el interior del yacimiento.

Se realizó al final de este documento el desarrollo de varios ejercicios con el protocolo anteriormente mencionado y haciendo uso del modelo analítico planteado; con datos experimentales obtenidos del estudio reológico para una emulsión a diferentes concentraciones y en distintos medios porosos se calcula el daño de formación por el bloqueo de emulsiones; de esta manera se pretende dar una mejor visión acerca del problema planteado.

ABSTRACT

Emulsions generate diverse problems in an oil field, therefore it is necessary to evaluate how they are formed, to efficiently achieve a prevention of them, thus obtaining greater economic benefits with prevention instead of remediation.

The presence of different agents within the deposit contributes indirectly to the formation of emulsions, the emulsion formed generates a blockage or restriction to the flow, which produces a greater pressure drop and in turn a damage in the formation, therefore this represents a negative effect on production.

In order to fulfill the objective of this research, which is to formulate an analytical model to evaluate the formation damage by blocking water/oil emulsions in the porous medium, a process of compilation and evaluation of behavior models was carried out of the emulsions in the porous medium.

A protocol was developed for the model that offers the necessary tools to deal with this problem and evaluate the formation damage through the use of analytical and experimental procedures; Since the modeling of this process is still very complex, arise a need to continue researching how to model the rheological behavior of the emulsions in the porous medium in order to have a clear idea of what is happening inside the reservoir.

The development of several exercises with the aforementioned protocol and making use of the analytical model proposed was carried out at the end of this document; with experimental data obtained from the rheological study for an emulsion at different concentrations and in different porous mediums the formation damage is calculated by blocking emulsions; in this way it is intended to give a better vision about the problem posed.

1. FUNDAMENTOS BÁSICOS

1.1. ANTECEDENTES

Una emulsión es una dispersión homogénea de gotas de un líquido dentro de otro líquido inmisible. La fase que se presenta en forma de gotas se denomina fase dispersa o interna; por otra parte, aquella en la cual las gotas están suspendidas es la fase continua o externa. Tanto el medio de dispersión y la fase dispersa tienen una superficie de frontera que las delimita; la forma del medio de dispersión es cóncava, mientras que la de la fase dispersa es convexa (Berkman & Egloff, 1941).

Las emulsiones se pueden clasificar según el tamaño de las gotas dispersas, como microemulsión cuando el tamaño de sus gotas se encuentra entre 0.5 a 50 micras y macroemulsión cuando el tamaño de sus gotas se encuentra entre 10 a 150 micras (Hernández & Prada, 2013).

En la industria petrolera la formación de emulsiones durante el proceso de producción de aceite (crudo) es un problema costoso tanto por la necesidad de químicos requeridos como por los problemas de producción ocasionados por daño en el yacimiento. Así pues, la existencia de emulsiones puede tener efectos negativos sobre la inyectividad y productividad de un pozo, y por lo tanto afectar económicamente los procesos EOR.

1.2. FORMACIÓN DE EMULSIONES

Las emulsiones son causadas por turbulencia o agitación ya que el golpeteo causa que una de las fases se disperse en muchas gotas pequeñas, las cuales tienen una gran área colectiva interfacial, sin embargo, como las partículas coalescen, el área total interfacial disminuye. La tensión superficial representa la energía potencial disponible para producir un área interfacial más pequeña. Luego, la tendencia natural es que la coalescencia ocurra. Una tensión interfacial baja,

disminuye la coalescencia de las gotas de la emulsión. Dos líquidos puros inmiscibles no pueden formar una emulsión estable sin la presencia de fuerzas estabilizadoras de la emulsión, las pequeñas gotas se unirán nuevamente y decrecerá el área interfacial y la energía total de superficie. Para obtener una emulsión estable, se requiere que exista un tercer componente denominado agente emulsificante o emulsificador el cual tiene dos funciones:

- Disminuir la tensión interfacial entre los líquidos y permitir la formación de una interfase muy extendida comparada con la de las dos fases.
- Estabilizar la fase dispersa.

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 las emulsiones por migración a la interfase aceite-agua y forman una película interfacial alrededor de las gotas. Las moléculas de surfactantes se alinean ellas mismas en la interfase polar hidrofílica en la fase acuosa y en la no polar hidrofóbica en la fase aceite.

1.3. TEORÍA SOBRE LA FORMACIÓN DE EMULSIONES

1.3.1. Teoría coloidal

Explica el proceso de emulsificación relacionándolo con la química coloidal. Los coloides son sustancias que permanecen en suspensión en los líquidos siguiendo leyes físicas peculiares que le dan características muy diferentes a las sustancias no coloidales.

Por ejemplo, ciertas arcillas, sustancias coloidales, permanecen suspendidas en el agua por mucho tiempo después de un periodo de agitación que asegure suficiente dispersión de éstas.

1.3.2. Teoría de la tensión interfacial

Las relaciones de tensión interfacial permiten explicar la oclusión de un glóbulo de líquido dentro de otro, debido a que el líquido de tensión interfacial mayor (agua) asume una forma convexa, originando glóbulos esféricos y tiende a presentar la menor superficie al segundo líquido (aceite). Sin embargo, si la tensión interfacial es alta, por ejemplo, entre aceite y agua pura, la emulsificación se dificulta porque el aceite tiende a extenderse sobre la superficie del agua formando una capa delgada.

1.3.3. Teoría del agente emulsificante

Las teorías anteriores permiten explicar la formación de emulsiones, pero no explican porque las gotas dispersas no se unen al ponerse en contacto, ni la persistencia de algunas emulsiones. La teoría del agente emulsificante es la más aceptada universalmente, y explica la repulsión de las gotas dispersas a unirse debido a que están recubiertas por una sustancia denominada agente emulsificante, concentrado y retenido en la interfase por el proceso físico denominado absorción. El tipo de emulsión que se forme, normal o invertida, depende de las características del agente emulsificante y su relación con los dos líquidos de acuerdo con las siguientes normas sencillas:

- El líquido que humecta preferencialmente al agente emulsificante será la fase continua de la emulsión.
- Para agentes emulsificantes solubles, el líquido en el cual es soluble el emulsificante será la fase continua.

La acción del emulsificante se puede dar de tres maneras:

- Creando cargas repulsivas sobre la superficie de las gotas de la fase dispersa.
- Formando una película delgada que rodea las gotas de la fase dispersa y evita que las gotas se unan.

- Depositándose como polvo fino sobre las gotas de la fase dispersa.

De acuerdo con la teoría del agente emulsificante, para que se presente una emulsión estable se requiere lo siguiente:

- Presencia de dos fases inmiscibles
- Agitación fuerte
- Presencia de un agente surfactante (emulsificante) el cual es el responsable de la estabilización de la emulsión.

Los agentes emulsificantes son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:

1.3.3.1. Compuestos naturales surfactantes

Tales como asfáltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.

1.3.3.2. Sólidos finamente divididos

Tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, productos de la corrosión (por ejemplo, sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfáltenos precipitados. Los fluidos para estimulación de pozos pueden contribuir a formar emulsiones muy estables.

1.3.3.3. Químicos de producción añadidos

Tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes. Los surfactantes naturales se definen como macromoléculas con actividad interfacial que tienen un alto contenido de aromáticos y por lo tanto relativamente planas con al menos un grupo polar

y colas lipofílicas, con actividad interfacial. Estas moléculas pueden apilarse en forma de micelas. Se forman de las fracciones ácidas de asfáltenos, resinas, ácidos nafténicos y materiales porfirínicos. Estos surfactantes pueden adsorberse a la interfase de la gota de agua y formar una película rígida que resulta en una alta estabilidad de la emulsión W/O formada.

1.3.3.4. *Partículas sólidas muy finas*

Para ser agentes emulsionantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser mojadas por el aceite y el agua. Luego estas finas partículas sólidas o coloides (usualmente con surfactantes adheridos a su superficie) se colectan en la superficie de la gota y forman una barrera física.

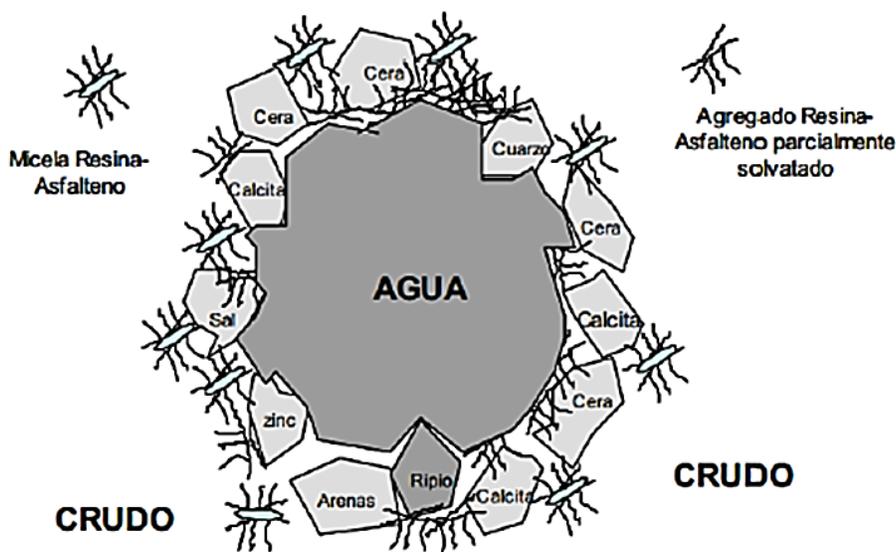


Figura 1 Estabilización de una gota de agua por agentes emulsificantes presentes en el petróleo.
Tomado de (Urbaez, 1987)

1.4. CLASIFICACIÓN DE LAS EMULSIONES

Las emulsiones se clasifican según diversos criterios ((Bancroft, 1911); (Becher, 1972)). En la figura 2, se muestra un esquema de emulsiones clasificadas de acuerdo a los criterios naturaleza de las fases y fracción en volumen de la fase dispersa.

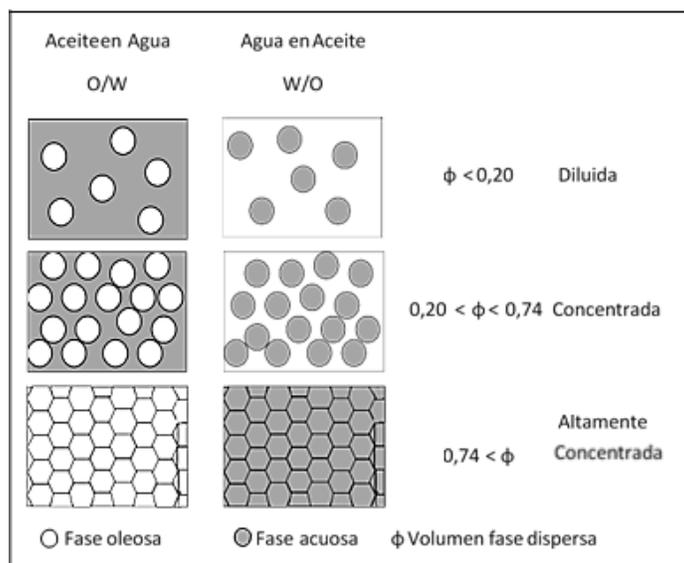


Figura 2 Clasificación de las emulsiones según la naturaleza de las fases y la fracción de la fase dispersa. Tomado de (Lendínez Gris, 2015)

Según la naturaleza de la fase dispersa, se distingue entre emulsiones:

- Aceite en agua (O/W), la fase dispersa es oleosa y la fase continua es acuosa.
- Agua en aceite (W/O), la fase dispersa es acuosa y la fase continua es oleosa.

Existen asimismo emulsiones con estructuras más complejas, son las denominadas emulsiones múltiples en las que una emulsión de tipo W/O o O/W, se halla dispersa en una fase acuosa u oleosa, dando lugar a emulsiones O/W/O o W/O/W respectivamente (Florence & Whitehill, 1982)

Según el volumen de fase dispersa, las emulsiones se clasifican en ((Lissant, 1966); (Princen & Kiss, 1987)):

1.4.1. Diluidas

El volumen de fase dispersa es igual o inferior al 20 % y su comportamiento reológico es newtoniano.

1.4.2. Concentradas

El volumen de fase dispersa está entre aproximadamente el 20 % y el 74 %, y su comportamiento reológico es no newtoniano.

1.4.3. Altamente concentradas

Son emulsiones en las que el volumen de fase dispersa es igual o superior al 74 %. Dicho porcentaje corresponde a un empaquetamiento compacto de gotas esféricas indeformables y monodispersas. Su comportamiento reológico es viscoelástico.

Además, las emulsiones también se pueden clasificar según el tamaño. Así, cuando el diámetro de gota de la fase dispersa es inferior a unos 200 μm , las emulsiones reciben el nombre de nano-emulsiones ((Solans, y otros, 2003); (Solans, Izquierdo, Nolla, Azemar, & García-Celma, 2005); (Tadros, 2013)).

1.5. TEORÍAS SOBRE LA CLASIFICACIÓN DE EMULSIONES

Según (Urbaez, 1987) las emulsiones se pueden clasificar de diferentes maneras dependiendo del aspecto que se tenga en cuenta para hacerlo:

1.5.1. De acuerdo a la estabilidad

Estables o inestables. Es estable cuando después de formada, la única vía de separar las fases es aplicando un tratamiento especial; una emulsión es inestable cuando luego de formada, si se deja en reposo durante un tiempo, las fases se separan por gravedad.

1.5.2. De acuerdo a la facilidad de romperlas

Flojas o duras. Una emulsión estable es floja cuando se puede romper con un tratamiento sencillo y es dura cuando requiere un proceso más complicado.

1.5.3. De acuerdo a su naturaleza

Normales, inversas y duales. Una emulsión normal es aquella en la cual la fase continua es el aceite y la fase dispersa es el agua; la fracción de agua en la emulsión puede estar entre 10 y 35%. Se le llama emulsión normal porque es la más común y está presente en la mayoría de los campos petroleros.

Una emulsión es inversa cuando la fase dispersa es el petróleo y la continua es el agua, se le llama inversa porque es muy raro encontrarla.

Una emulsión dual normalmente es aquella en la cual la fase dispersa es una emulsión de petróleo en agua y la continua es petróleo.

Las emulsiones duales e inversas son las más difíciles de romper y generalmente para ello se requieren tratamientos especiales.

1.6. ESTABILIDAD DE UNA EMULSIÓN

Se conoce como estabilidad el tiempo de conservación sin ruptura de una emulsión en condiciones normales de almacenaje o en movimiento. Debido a que poseen energía interfacial,

las emulsiones son termodinámicamente inestables. La estabilidad de las emulsiones está determinada por cuatro procesos. El primero es la sedimentación de la emulsión, causada por la diferencia de densidad entre las gotas de la emulsión y la fase continua. El segundo proceso es llamado coagulación o floculación, en el cual las gotas de una emulsión simple son agrupadas en grupos más grandes. El tercer proceso es la coalescencia, es decir, que las gotas se hacen cada vez más grandes. El último proceso se denomina madurez Ostwald, éste es un proceso de difusión controlada que puede ocurrir si la fase aceite es ligeramente soluble en agua.

La estabilidad de una emulsión se puede medir por la velocidad con la cual, las gotas de la fase dispersa se agrupan para formar una masa de líquido cada vez mayor que se separa por gravedad (en un proceso conocido como segregación).

Para que una emulsión sea estable debe cumplir con factores como: existir una película interfacial que se pueda considerar como una envoltura alrededor de cada gota dispersada; una tensión interfacial débil gracias a los agentes tensoactivos que hacen que las gotas de la fase dispersa no se junten; los líquidos deben ser inmiscibles (agua y petróleo).

1.7. FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DE UNA EMULSIÓN

(Urbaez, 1987) citado por (Hernández & Prada, 2013), establece que la estabilidad de una emulsión depende de los siguientes parámetros:

1.7.1. Tensión interfacial.

Una reducción de la tensión interfacial no es suficiente para aumentar la estabilidad de la emulsión. Se ha encontrado recientemente que los sistemas de tensión ultra-baja producen emulsiones inestables. Estudios de tensión interfacial dinámica entre crudo y agua muestran que

la tensión disminuye con el tiempo y que se requieren varias horas de contacto para obtener un valor estable.

A partir de las mediciones de tensión interfacial (IFT) se puede concluir que es la fracción de la resina que tiene la más alta afinidad por la interfase. Las resinas pueden reducir el IFT a los valores cerca de 15 mN/m (milinewton/metro; dina/cm). Mientras que los asfáltenos la reducen en 25 mN/m como valor límite. El valor para el petróleo crudo es del orden de 30 mN/m, lo cual revela que hay otros componentes que influyen la IFT además de las resinas y asfáltenos.

1.7.2. Película interfacial

Las gotas dispersas están en constante movimiento, por lo tanto, frecuentemente colisionan. Una película interfacial suficientemente fuerte para evitar la coalescencia es absolutamente necesaria para mantener la estabilidad de la emulsión. Una mezcla de surfactantes forma un empaque cerrado, produciendo una película mecánicamente fuerte.

La película interfacial formada estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

- Aumenta la tensión interfacial. Por lo general, para emulsiones de crudo la tensión interfacial es de 30 a 36 mN/m. La presencia de sales también aumenta la tensión interfacial.
- Forman una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas. Este tipo de película ha sido comparada con una envoltura plástica.
- Si el surfactante o partícula adsorbida en la interfase es polar, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

1.7.3. Relación de volumen de fases

Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota y el área interfacial. La distancia de separación se reduce y esto aumenta la probabilidad de colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión.

1.7.4. Viscosidad de la fase continua

Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión. Las emulsiones son, en general, fluidos no newtonianos.

1.7.5. Tamaño de la gota

Gotas muy pequeñas producen emulsiones más estables porque las gotas más grandes tienden a atraer a gotas más pequeñas. Una gran distribución de tamaños de gotas produce una emulsión menos estable que una distribución uniforme de tamaño de gota.

1.7.6. Temperatura

Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se incrementa la difusión de las gotas, decrece la viscosidad de la fase externa, disminuye la película interfacial y se modifica la tensión superficial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión.

1.7.7. pH

La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua/aceite. Ajustando el pH se puede

minimizar la estabilidad de la película que estabiliza la emulsión e incrementar la tensión superficial.

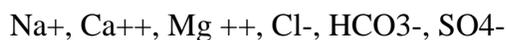
1.7.8. Edad

La edad incrementa la estabilidad de la emulsión porque el tiempo permite que los surfactantes migren a la interfase de la gota. Esta película alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. La cantidad de agentes emulsificantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias.

1.7.9. Salinidad de la salmuera

La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. Agua fresca o salmuera con baja concentración de sal favorecen la estabilidad de las emulsiones. Por el contrario, altas concentraciones de sal provocan pérdida en la estabilidad de las emulsiones.

El agua salada se encuentra asociada al petróleo en la formación geológica de donde es extraído. El agua producida varía en la cantidad de sales que contienen en solución, algunas tienen densidades mayores de 1,20 gr/cm³ y los iones que usualmente poseen en su composición son:



1.7.10. Presencia de cationes

Los cationes divalentes como calcio y magnesio tienen tendencia a producir una compactación de las películas adsorbidas y precipitación de sales insolubles en la interfase (soap), que estabilizan las emulsiones.

1.7.11. Tipo de aceite

Los crudos de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables. Ceras, resinas, asfáltenos y otros

sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipos de emulsificadores naturales.

1.7.12. Exposición al aire

Se ha comprobado que las emulsiones se hacen más estables cuando están expuestas al aire. Esto es debido a que el oxígeno en el aire va a reaccionar con los componentes en el crudo para formar un agente emulsificante. Esta acción ocurre rápidamente y solo unos pocos segundos de exposición al aire son necesarios para estabilizar la emulsión en alto grado.

1.7.13. Diferencia de densidad.

La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua.

1.8. FACTORES QUE AFECTAN LA VISCOSIDAD DE LAS EMULSIONES

En los trabajos de investigación en relación a las emulsiones de agua en aceite se encontró que la viscosidad depende principalmente de los siguientes factores ((Kumar & Srini-Vasan, 1985); (Ronningsen P. H., 1995); (Sefton & Sinton, 2010); (Ashrafizadeh & Kamran, 2010)): fracción volumétrica de la fase dispersa, viscosidad de la fase continua, viscosidad de la fase dispersa, velocidad de corte (si es no newtoniano), temperatura, naturaleza y concentración de los agentes emulsionantes, tamaño promedio y distribución de la gota, presencia de sólidos (orgánicos y/o inorgánicos) contenidos en la fase dispersa, densidad de los componentes, edad de la emulsión, tensión interfacial y pH del agua.

Si bien todos los elementos anteriormente mencionados afectan la viscosidad de una emulsión, la fracción volumétrica de agua y la temperatura son los más importantes. Así, la viscosidad de la

emulsión se reduce conforme aumenta la temperatura, debido principalmente a la reducción de la viscosidad del aceite.

Con respecto al efecto del tamaño promedio de la gota, la viscosidad de las emulsiones se incrementa conforme las gotas se hacen más pequeñas. Ahora bien, (Schramm, 1992) y (Ronningsen P. H., 1995), refieren que se ha mostrado que el efecto de este parámetro es pequeño a concentraciones inferiores al 40% de la fase dispersa.

A medida que la concentración de la fase dispersa se incrementa, también el número y tamaño de las gotas se incrementa, ocasionando una resistencia de flujo hacia los espacios libres, por lo que cada vez el movimiento hacia esos espacios es menor (Kumar & Srimi-Vasan, 1985). La distribución del tamaño de la gota tiene un papel importante cuando la fracción en volumen de la fase dispersa es alta. Cuando la concentración es baja, su efecto es pequeño (Schramm, 1992). Mientras más pequeño y uniforme sea el tamaño de la gota, mayor será la viscosidad (Ronningsen P. H., 1995).

En cuanto a la viscosidad del agua, no afecta la viscosidad del sistema debido a que es prácticamente constante. Por lo tanto, la del aceite es la que tiene un mayor impacto en la viscosidad de la emulsión. Así, como se describe en secciones posteriores, en los modelos de predicción generalmente se considera que esta última es proporcional a la del aceite. En este contexto se define una viscosidad relativa, μ_r , como:

$$\mu_r = \mu_a / \mu_o \quad (1.0)$$

Donde μ_a es la viscosidad aparente de la emulsión y μ_o es la viscosidad del aceite. Como se mencionó, uno de los factores más importantes que afectan la viscosidad de una emulsión es la fracción volumétrica del agua. Cuando su concentración se incrementa, las emulsiones comienzan a presentar un comportamiento cada vez más parecido a un fluido no newtoniano. Algunos autores

reportan que las emulsiones de agua en aceite crudo con una fracción volumétrica de agua mayor al 10%, en general exhiben una dependencia no lineal de la viscosidad relativa con respecto al porcentaje en volumen de agua (Ronningsen P. H., 1995).

La velocidad de corte influye fuertemente en la viscosidad de la emulsión cuando su comportamiento es no newtoniano. En intervalos relativamente bajos de la fase dispersa (menor a 40%), las emulsiones muestran un comportamiento newtoniano, y en consecuencia la viscosidad no depende de la velocidad de corte. En porcentajes mayores de la fase dispersa (mayor a 40%), las emulsiones presentan un comportamiento no newtoniano, y su viscosidad aparente disminuye significativamente con el incremento de la velocidad de corte (Schramm, 1992).

El contenido de sólidos influye en la viscosidad debido a que posee tamaño y forma diferente a las gotas esféricas. El incremento de sólidos en una emulsión aumenta la viscosidad. La viscosidad de la emulsión tiende a incrementarse con el esfuerzo de corte, mostrando un comportamiento dilatante. Este comportamiento es más notorio cuando se incrementa la fracción volumétrica de sólidos (Schramm, 1992).

Otro aspecto importante a considerar en el estudio de las emulsiones es su estabilidad, la cual depende de las propiedades físicas propias de su composición y de su origen (Kumar & Srinivasan, 1985). En este sentido, puede mencionarse que la tensión interfacial entre el aceite y el agua proporciona estabilidad a la emulsión. En general las emulsiones W/O o O/W son termodinámicamente inestables, por lo que las gotas de agua y aceite tienden a separarse. Para formar una emulsión estable es necesario un emulsionante o agente surfactante que reduzca la tensión interfacial y promueva la formación de gotas pequeñas. Los emulsionantes permiten formar una barrera visco-elástica evitando la coalescencia de las gotas. La película interfacial rígida sobre la superficie de la fase dispersa inhibe el proceso de coalescencia. Esta película

interfacial está formada por algunas especies que actúan en esta superficie, tales como sólidos finos (Al-Yaari, Hussein, Al-Sarkhi, Abbad, & Chang, 2015).

A medida que la temperatura de una emulsión se incrementa, el espesor de la película que el emulsionante forma alrededor de la fase dispersa disminuye hasta que se rompe. Por otro lado, cuando la concentración de la fase dispersa aumenta, la película que forma el agente emulsionante se adelgaza, y puede romperse fácilmente con el incremento de la velocidad de corte y la temperatura (Kumar & Srimi-Vasan, 1985).

De acuerdo a Ashrafizadeh & Kamran (2010), la concentración de surfactante es un factor que influye también en las emulsiones. Al estudiar el efecto en las emulsiones O/W, se ha observado que el incremento en su concentración provoca un incremento en la viscosidad de la emulsión, pero de forma simultánea se incrementa significativamente la estabilidad. El incremento en la concentración de surfactante aumenta el conjunto de barreras entre las dos fases y da una mejor distribución de las gotas dispersas en la fase continua.

El incremento en la velocidad y tiempo de mezclado en la formación de las emulsiones genera un incremento ligero de la viscosidad, y tiene un efecto estabilizador. Por otro lado, la calidad de las emulsiones disminuye a bajas velocidades y tiempos cortos de mezclado. Una mayor velocidad y tiempo de mezclado producen gotas de tamaño pequeño, lo cual incrementa el área interfacial y la interacción partícula-partícula, lo cual finalmente aumenta la estabilidad de la emulsión.

El contenido de sal en el agua empleada para formar una emulsión afecta la viscosidad y la estabilidad. Para una emulsión O/W formada con un agente surfactante, (Ashrafizadeh & Kamran, 2010) mencionan que la viscosidad aumenta al incrementarse la concentración de sal. Al mismo tiempo los iones actúan como barreras entre las gotas de aceite y las gotas de agua. De esta manera, el incremento de la salinidad en la fase acuosa resulta en una mejor estabilidad de la emulsión.

Ashrafizadeh & Kamran (2010) también mencionan que el incremento del pH tiene un efecto despreciable en la viscosidad de la emulsión, pero que incrementa significativamente su estabilidad. El incremento del pH del agua en las emulsiones O/W, de 6 a 9, incrementa el valor absoluto del potencial z de las gotas, el cual resulta en la formación de emulsiones con mayor estabilidad. Esto se atribuye a que las moléculas de surfactante se agrupan mejor cuando se tienen valores de pH altos.

2. CARACTERIZACIÓN REOLÓGICA DE LAS EMULSIONES

2.1. REOLOGÍA

La reología es la ciencia que estudia la deformación y el flujo de los materiales sometidos a fuerzas externas. En concreto, analiza la relación existente entre las variables esfuerzo (τ), gradiente de velocidad (γ) o velocidad de deformación y tiempo (t). Dependiendo de cómo sea esta relación, los materiales presentan comportamientos reológicos diferentes.

La caracterización reológica de un material permite determinar cómo fluirá en distintas condiciones, durante su fabricación, transporte, almacenamiento o utilización. Para ello se utilizan las *técnicas viscosimétricas*. Por otro lado, el comportamiento reológico de un material puede también relacionarse con su microestructura, para lo cual son de gran utilidad las *técnicas viscoelásticas*. (Reyes G., pág. 19)

De cualquier manera, los experimentos reológicos no solamente revelan información acerca del comportamiento de flujo de los líquidos, sino que también proporciona información sobre el comportamiento de deformación de los sólidos.

2.1.1. Comportamiento de flujo dependiente de la velocidad de deformación.

Si se aplica un esfuerzo a un fluido, este empezará a deformarse, de acuerdo a este principio se pueden distinguir 3 tipos de fluidos básicos. Los cuales son:

- Fluidos newtonianos
- Fluidos no-newtonianos
- Fluidos viscoelásticos.

2.1.1.1. Fluidos newtonianos

Como su nombre lo indica, estos fluidos cumplen con la ley de Newton, la cual enuncia que existe una relación lineal entre el esfuerzo de corte (shear stress) y la tasa de corte (shear rate). Esto indica que si en una prueba de reología en un fluido newtoniano, si se duplica el esfuerzo de corte, la tasa de corte se duplicara también. Esto es debido a que la viscosidad es constante para este tipo de fluidos y no depende del esfuerzo de corte aplicado, ni de la duración del esfuerzo aplicado, ni del ángulo del esfuerzo aplicado. Cabe recordar también que, aunque el esfuerzo aplicado a la muestra no genere cambios en la viscosidad para este tipo de fluidos, la temperatura y la presión del mismo si provocan cambios en su viscosidad.

Lo descrito anteriormente se puede representar mediante la siguiente ecuación:

$$\tau = \eta * \gamma \quad (2.0)$$

Donde:

η es la viscosidad del fluido

γ es la tasa de corte

τ es el esfuerzo de corte

Algunos ejemplos de este tipo de fluidos son el agua, los solventes, aceites minerales, crudos estándar, bitumen puro y limpio, el plasma sanguíneo, etc.

El comportamiento característico de este tipo de fluidos, se puede representar mediante un reograma (curva de flujo) y una curva de viscosidad.

2.1.1.2. Reograma

Este tipo de curva representa la relación directa que existe entre la tasa de corte (γ) y el esfuerzo de corte (τ); si se grafica la tasa de corte en el eje X y el esfuerzo de corte en el eje Y se obtiene la siguiente gráfica:

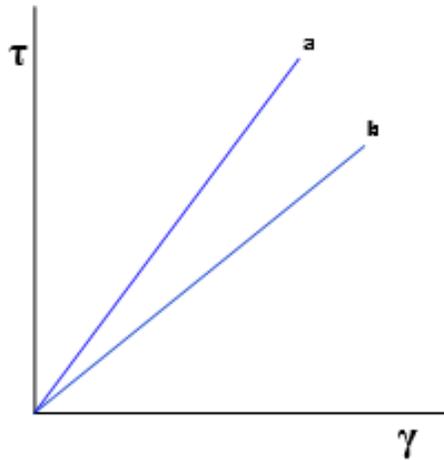


Figura 3 Curva de flujo de los fluidos Newtonianos. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007)

Como se puede observar en la figura 3, la pendiente en cada pareja de puntos (x, y) puede ser calculada mediante Δ_y/Δ_x debido a que las gráficas correspondientes son líneas rectas; de la gráfica también se puede decir que la pendiente calculada para cada pareja de puntos, corresponde a la viscosidad en dicho punto. De esta manera se puede concluir que la curva de viscosidad puede ser calculada de la curva de flujo para un fluido newtoniano si se calcula la viscosidad en cada punto (x, y) de la curva de flujo.

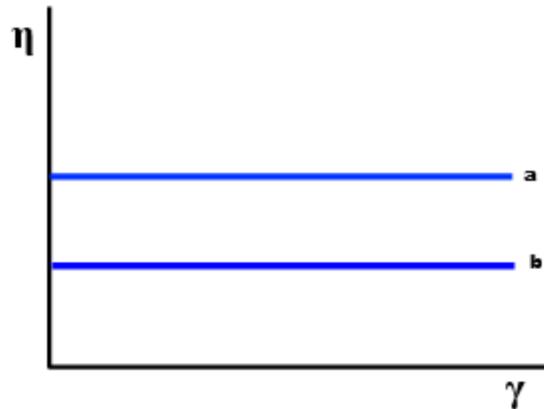


Figura 4 Curva de viscosidad para un fluido Newtoniano. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007)

De la figura 4, se puede describir el comportamiento de la viscosidad en un fluido newtoniano, dicho comportamiento es constante a cualquier variación en la tasa de corte, debido a que la gráfica es una línea recta de pendiente 0.

2.1.1.2. Fluidos pseudoplásticos o shear thinning

Este tipo de fluidos se caracterizan por tener un comportamiento de la viscosidad muy dependiente de la tasa de corte. La curva de flujo para este tipo de fluidos es una línea curva cuya pendiente es variante conforme cambia la tasa de corte y cada vez se acerca más a un valor de 0. Este comportamiento se puede demostrar en la siguiente gráfica:

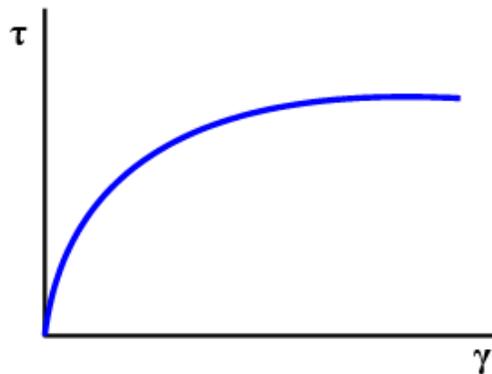


Figura 5 Curva de flujo de un fluido pseudoplástico. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007)

Si se desea analizar la curva de viscosidad para este tipo de fluidos, se debe observar un decrecimiento en el valor de la viscosidad conforme avanza la tasa de corte, dicho comportamiento se muestra en la siguiente gráfica.

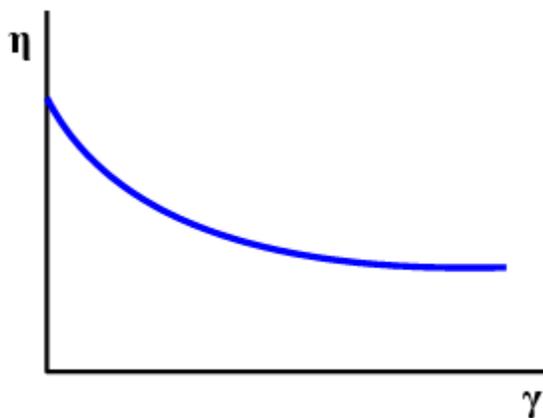


Figura 6 Curva de viscosidad de un fluido pseudoplástico. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007)

A diferencia de los fluidos newtonianos, la viscosidad en este tipo de fluidos no es constante, es por eso que según las normas ASTM D4092 y la DIN 53214, se debe reportar la viscosidad en función de la tasa de corte, además de esto, este valor de la viscosidad es una viscosidad aparente es decir que el valor reportado solo representa un punto de la curva.

2.1.1.2. Fluidos dilatantes o Shear thickening

Los fluidos dilatantes son suspensiones en las que se produce un aumento de la viscosidad con la velocidad de deformación, es decir, un aumento del esfuerzo de corte con dicha velocidad. Un análisis reológico de este tipo de fluido puede ser descrito a partir de su comportamiento base, el cual es mostrado en la siguiente gráfica.

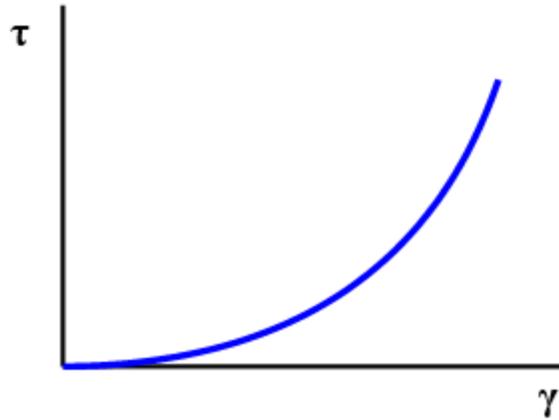


Figura 7 Curva de flujo de un fluido dilatante. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007)

En la figura 7, se observa una pendiente con tendencia a aumentar a medida que se incrementa la tasa de corte, dicho comportamiento ocurre con la curva de viscosidad, la cual es mostrada en la siguiente gráfica.

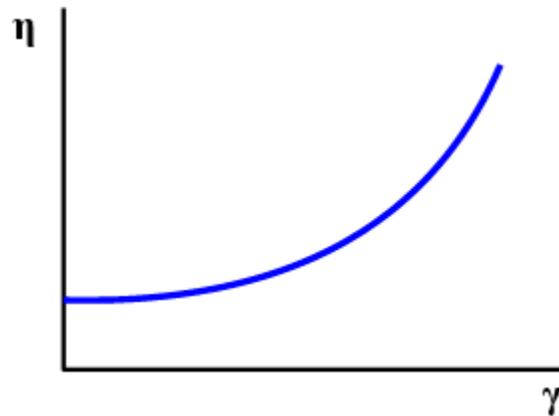


Figura 8 Curva de viscosidad de un fluido dilatante. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007)

Con este tipo de fluidos, se produce un fenómeno el cual es conocido como dilatancia. El fenómeno de dilatancia se produce debido a la fase dispersa del fluido, pues en dicho fluido tiene lugar un empacamiento de las partículas, dejando a la fase continua casi sin espacio, figura 8.

Si a continuación se aplica un esfuerzo, el empaquetamiento se altera y los huecos entre las partículas dispersas aumentan. Además, conforme aumenta la velocidad de deformación aplicada, mayor turbulencia y más difícil es el movimiento de la fase continua por los huecos, dando lugar a un mayor esfuerzo de corte (la viscosidad aumenta).

Ejemplos de este tipo de fluidos son las dispersiones con una alta concentración de sólidos o polímeros, como el caso de las suspensiones de cerámica y las dispersiones de almidón.

2.1.1.3. Fluidos con esfuerzo de cedencia o Yield point.

Estos requieren una determinada cantidad de fuerza aplicada antes de que puedan empezar a fluir. En otras palabras, si se representaran las fuerzas actuantes en el sistema, se observaría que el valor de las fuerzas externas actuando sobre el material son mayores que las fuerzas de la estructura interna. Debajo del esfuerzo de cedencia estos materiales muestran un comportamiento elástico, o como un tipo de sólido rígido. Esto se debe a que cuando las fuerzas internas son mayores que las fuerzas externas el material deforma de una manera mínima, dicha deformación es imperceptible al ojo humano hasta que las fuerzas externas se vuelven mayores a las fuerzas internas.

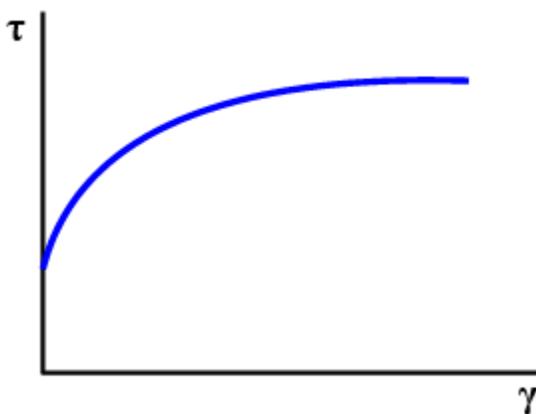


Figura 9 Curva de flujo de un fluido con esfuerzo de cedencia. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007)

Algunos ejemplos de materiales con esfuerzo de cedencia son: colorettes, salsa de tomate, mayonesa, mantequilla, yogurt, pinturas, geles, crema dental, entre otros.

2.1.2. Comparación de las curvas de flujo y de viscosidad

Para las siguientes gráficas, se usará la siguiente nomenclatura:

- (1) Fluido newtoniano
- (2) Fluido pseudoplástico
- (3) Fluido dilatante
- (4) Fluido sin esfuerzo de cedencia
- (5) Fluido con esfuerzo de cedencia

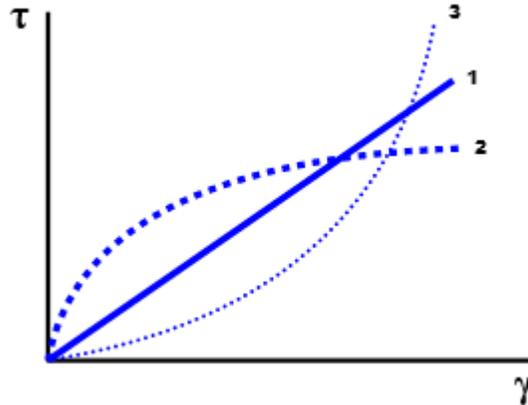


Figura 10 Comparación de las curvas de flujo. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martínez, 2007)

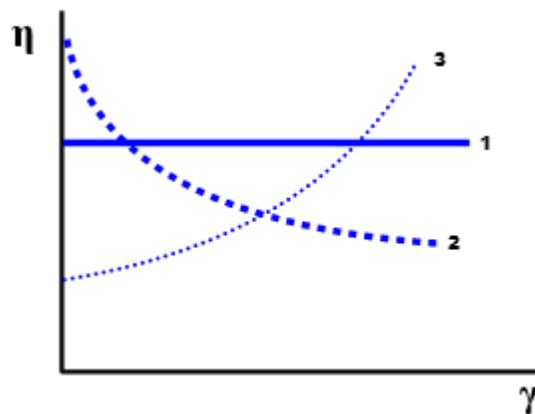


Figura 11 Comparación de curvas de viscosidad. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martínez, 2007)

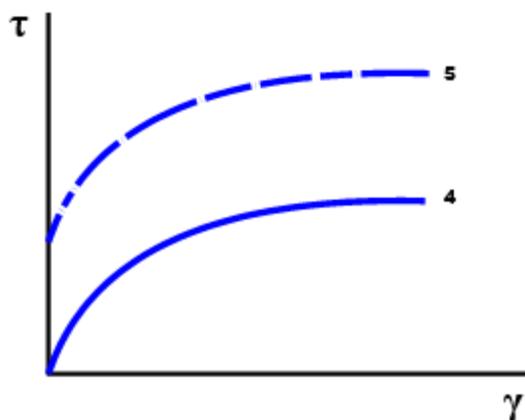


Figura 12 Comparación de las curvas de flujo con y sin esfuerzo de cedencia. Tomado de (Charry Villalba & Gualy Martinez, 2007)

2.2. ESTUDIOS EXPERIMENTALES

En esta sección se presenta un resumen de los trabajos experimentales realizados por diversos autores relacionados con la caracterización de emulsiones de agua y aceite. Como se describe a continuación, algunos de ellos están orientados al estudio de la estabilidad, a la caracterización reológica y desarrollo de modelos predictivos de la viscosidad, a la determinación del punto de inversión de fases, o al uso de agentes tensoactivos para reducir la viscosidad.

2.2.3. Estudios reológicos

En 1985, (Kumar & Srini-Vasan) estudiaron el comportamiento reológico de emulsiones de agua en aceite crudo. Determinaron que los sistemas analizados presentaban un comportamiento reológico pseudo-plástico. Sin embargo, a temperaturas superiores a 65°C observaron que seguían un comportamiento newtoniano, y lo atribuyeron a inestabilidad de la emulsión y la separación de las fases. Propusieron un modelo de ley de potencias para describir el comportamiento no newtoniano, y desarrollaron una correlación para la dependencia de la viscosidad con respecto a la concentración de las fases.

(Pilehviri, Saadevandi, Halvaci, & Clark, 1988), estudiaron el comportamiento de emulsiones generadas con cuatro diferentes tipos de aceite crudo, con viscosidades de 2,000 a 500,000 cp. Las emulsiones se formaron con concentraciones de 60 a 72.5% de aceite, y un agente tensoactivo. Determinaron que el comportamiento del esfuerzo y la velocidad de corte dependen fuertemente del tamaño de la gota de aceite. Por una parte, el comportamiento no newtoniano de la viscosidad aparente se incrementa cuando disminuye -1 el tamaño de la gota. La mayoría de las emulsiones mostraron una fuerte dependencia de la velocidad de corte cuando ésta era menor a 50 s⁻¹, y un comportamiento newtoniano a velocidades cercanas a 1000 s⁻¹. Los autores concluyeron que el modelo de ley de potencias no era suficiente para describir el comportamiento reológico de las emulsiones analizadas. Asimismo, que el tamaño de la gota es el factor dominante en el comportamiento de las emulsiones.

En 1995, (Ronningsen H. P.) desarrolló una correlación para estimar la viscosidad aparente de emulsiones de agua en aceite. Para tal efecto, utilizó ocho muestras de aceite crudo de seis campos del Mar del Norte. Las muestras incluían aceites moderadamente biodegradables (aromáticos/nafténicos), aceites cerosos y aceites ligeramente parafínicos. Las emulsiones se prepararon sintéticamente para simular el agua de formación característica de los campos. La solución se mantuvo con un pH neutro. Los experimentos se realizaron a diferentes temperaturas, fracciones volumétricas de agua, y velocidades de corte. Todos los aceites formaron emulsiones estables agua-aceite a 35 °C, sin necesidad de agregar agentes emulsionantes. A temperaturas superiores a los 40°C algunas de las emulsiones fueron inestables. La correlación empírica propuesta por el autor depende de la temperatura y la fracción volumétrica de agua.

(Pierre, Barré, Pina, & Moan, 2004), estudiaron experimentalmente el comportamiento reológico y la estructura del aceite crudo cuando incorporaban asfaltenos y resinas, que son los

dos componentes más polares del aceite. Su estudio se realizó a niveles macroscópico y microscópico. Los resultados obtenidos mostraron que la viscosidad depende en mayor medida de los asfaltenos. Asimismo, que las resinas permiten reducir el efecto de los asfaltenos sobre la viscosidad.

Por otra parte, (Farah, Olivera, Navaes, & Rajagopal, 2005), investigaron el comportamiento reológico de emulsiones con seis muestras de aceite crudo de campos en Brasil, con densidad de 15 a 40° API, desde aromáticos pesados hasta parafínicos ligeros. Los autores refieren que las emulsiones con aceites de una densidad mayor de 38° API fueron más difíciles de estabilizar. Las emulsiones se realizaron a fracciones volumétricas de 10 a 60% de una solución salina con 50 kg de sodio por m³, a presión atmosférica. Los experimentos se realizaron a diferentes velocidades de corte y temperaturas. La correlación propuesta para la viscosidad cinemática de la emulsión es función de la temperatura, la fracción volumétrica de agua y la temperatura de formación de ceras.

(Dan & Jing, 2006), desarrollaron un modelo teórico para la predicción de la viscosidad de emulsiones agua-aceite no-newtonianas. Validaron su modelo con datos experimentales de siete muestras de aceite crudo, una de la cuales corresponde a un aceite pesado con 534 cp a 60°C, y las otras seis corresponden al tipo aceite ceroso con viscosidades de 46.3 a 137.6 cp, a una temperatura de 30°C. El modelo propuesto depende de la velocidad de corte, y la fracción volumétrica de agua mínima y máxima de las emulsiones.

Debido a la alta viscosidad que poseen algunos aceites crudos, se ha investigado el uso de surfactantes para generar emulsiones de aceite en agua (O/W) y disminuir la viscosidad, mejorando su transporte en tuberías. Por ejemplo, (Ashrafizadeh & Kamran, 2010) generaron emulsiones de aceite en agua con un surfactante, y observaron que la viscosidad aparente de las emulsiones analizadas se redujo de manera significativa en comparación con la del aceite original. En los

experimentos utilizaron una muestra de aceite iraní y una mezcla de diésel con bitumen para simular un aceite extrapesado. El surfactante utilizado para generar las emulsiones de aceite en agua fue Triton X-100. Los autores determinaron que las emulsiones formadas eran del tipo aceite en agua a concentraciones menores al 60% en volumen de aceite; a valores mayores las emulsiones fueron de agua en aceite. Los autores encontraron que la viscosidad de las emulsiones crece y la estabilidad aumenta con el incremento de la concentración del tenso-activo, la velocidad de mezclado, la concentración de sal y el pH de la fase acuosa.

En 2010, (Sefton & Sinton) estudiaron emulsiones agua-aceite para muestras de bitumen de la región de Athabasca en Alberta, Canadá. Las muestras tenían una densidad de 8° API. Las emulsiones se formaron con agua a 10, 20, 30 y 40% en volumen. Las pruebas experimentales se llevaron a cabo a temperaturas de 70 a 88°C, y velocidades de corte de 0.6 a 6.4 s⁻¹. Los autores evaluaron algunos modelos y correlaciones de predicción de viscosidad, y desarrollaron una nueva correlación a partir de la relación funcional propuesta por (Ronningsen H. P., 1995).

(Hasan , Ghannam, & Esmail, 2010), estudiaron y evaluaron experimentalmente tres formas de reducir la viscosidad del aceite crudo pesado, las cuales fueron: dilución con aceite ligero; mezclado de aceite crudo con etanol, alcohol y agua; y por medio de una emulsión de agua en aceite crudo al 20% en agua, con surfactante. Sus experimentos cubrieron un amplio rango de temperaturas y concluyeron que la mezcla de aceite crudo pesado con aceite crudo ligero es el método que mayor disminución de viscosidad proporciona, en segundo lugar, está la mezcla de aceite crudo con etanol, alcohol y agua; y en tercer lugar la emulsión de 20% agua en aceite crudo con surfactante.

(Martinez, y otros, 2011) revisaron y documentaron distintas tecnologías y métodos utilizados para el transporte de aceite crudo pesado y extrapesado en instalaciones superficiales. Los métodos

que describen se enfocan a la reducción de viscosidad de los aceites crudos pesados y extrapesados por medio de dilución con hidrocarburos ligeros líquidos, o con emulsiones aceite en agua y tensoactivos. También documentaron el calentamiento del aceite crudo y tuberías para aquellos ambientes con temperatura inferior a 0°C. Revisaron tecnologías para reducción de fricción en tuberías, teniéndose: reductores del punto de fluidez, mejoradores de flujo, flujo anular con el aceite en la fase central, y mejora del aceite crudo por medios sintéticos.

En 2014, (Sandoval, Cañas, & Martínez) estudiaron el comportamiento de emulsiones de agua en aceite crudo a condiciones de yacimiento con un equipo desarrollado en Ecopetrol. Las emulsiones se formaron con aceite crudo vivo pesado y extrapesado, a diversas concentraciones de la fase dispersa, con un valor máximo de la fracción volumétrica de agua de 26%. Estudiaron el comportamiento reológico de las emulsiones a diferentes velocidades de corte, una temperatura de 60° C y con diferentes presiones, hasta 24.2 MPa. Sus resultados les permitieron concluir que las emulsiones generadas a las condiciones de estudio presentaban un comportamiento newtoniano, así como un comportamiento logarítmico de la viscosidad con respecto a la presión y contenido de agua.

2.3. MODELOS REOLÓGICOS

2.3.1. Modelo para fluidos newtonianos

Este es el modelo más sencillo donde la viscosidad del fluido permanece constante.

$$\tau = \eta * \dot{\gamma} \quad (2.1)$$

2.3.2. Modelo para fluidos pseudoplásticos y dilatantes.

2.3.2.1. Modelo de Ostwald/de Waele (o Ley de la Potencia)

$$\tau = k * \dot{\gamma}^n \quad (2.2)$$

Este modelo presentado por W. Ostwald y A. de Waele incluye los factores k (índice de consistencia de flujo) y el exponente n (índice de comportamiento de flujo). El índice de consistencia n presenta los siguientes comportamientos:

$n < 1$ para fluidos pseudoplásticos

$n > 1$ para fluidos dilatantes

$n = 1$ para fluidos newtonianos

La desventaja de este modelo, es su comportamiento a tasas de corte demasiado bajas o demasiado altas en las curvas de viscosidad de los polímeros, debido a que en estas partes, los modelos fallan y su comportamiento se hace inestable.

2.3.3. Modelo para comportamiento de fluidos que incluyen corte cero y corte infinito.

Para comprender a cabalidad estos modelos hay que mencionar antes dos conceptos:

Viscosidad a corte cero: $\mu_0 = \lim_{\dot{\gamma} \rightarrow 0} \eta(\dot{\gamma})$

Viscosidad a corte infinito: $\mu_\infty = \lim_{\dot{\gamma} \rightarrow \infty} \eta(\dot{\gamma})$

Los siguientes modelos solo aplican en fluidos polímeros.

2.3.3.1. Modelo de Cross

$$\frac{\eta(\gamma)}{\eta_0} = \frac{1}{1 + (C * \gamma)^P} \quad (2.3)$$

Este modelo tiene única aplicación en polímeros, e incluye la constante de Cross C (s) y el exponente de Cross P .

2.3.3.2. Sisko y Ellis

$$\text{Sisko: } \tau = C * \gamma^P + \eta_\infty * \gamma \quad (2.4)$$

$$\text{Ellis: } \tau = C * \gamma^P + \eta_0 * \gamma \quad (2.5)$$

Estos dos modelos fueron especialmente diseñados para describir el comportamiento a bajas ratas de corte (Ellis) y altas ratas de corte (Sisko).

2.3.4. Modelos de curvas de flujo incluyendo esfuerzo de cedencia.

2.3.4.1. Modelo de Bingham

$$\tau = \tau_B + \eta_B * \gamma \quad (2.6)$$

En esta ecuación se puede observar el esfuerzo de corte τ_B y el coeficiente de flujo η_B , este último es calculado con el fin de aproximar el comportamiento del fluido al comportamiento de una línea recta.

2.3.4.2. Modelo de Casson

$$\sqrt{\tau} = \sqrt{\tau_c} + \sqrt{\eta_c * \gamma} \quad (2.7)$$

Este modelo que incluye el esfuerzo de cedencia de Casson τ_c y la viscosidad de Casson η_c fue diseñado para fluidos o tintas de impresoras de computadores. Luego se le hizo unas modificaciones y se acondiciono para medir viscosidad en chocolates.

2.3.4.3. *Herschel/Bulkley*

$$\tau = \tau_{HB} + C * \gamma^P \quad (2.8)$$

Modelo que incluye el esfuerzo de cedencia de Herschel/Bulkley HB , el coeficiente de flujo C y el exponente P , donde el exponente P varía según:

$P < 1$ para fluidos pseudoplásticos

$P > 1$ para fluidos dilatantes

$P = 1$ para comportamiento de Bingham

2.3.4.4. *Polinomial*

Este modelo es enteramente matemático y representa la mayor aproximación para el análisis de curvas y su respectivo ajuste gráfico. Sin embargo, tiene una desventaja la cual es que usando este método se tiene que calcular un gran número de coeficientes para el buen desempeño del método, es decir que se requeriría de una cantidad relativamente alta de tiempo mientras se calculan los coeficientes; sin embargo, esta desventaja no existe con el avance de la tecnología y los cálculos hechos por computadora, los cuales son muy rápidos.

Para mencionar un ejemplo de este modelo, se puede usar un polinomio de tercer orden, el cual tendría la siguiente forma:

$$\tau = C_1 + C_2 * \gamma + C_3 * \gamma^2 + C_4 * \gamma^3 \quad (2.9)$$

2.3.4.5. Modelo de Eyring

$$\tau_{yx} = A \operatorname{arcsenh} \left(\frac{1}{B} \frac{dv_x}{dy} \right) \quad (2.10)$$

Este modelo deriva de la teoría cinética de los líquidos, de Eyring. El modelo de Eyring predice el comportamiento pseudoplástico para valores finitos de τ_{yx} , y tiende asintóticamente a la ley de la viscosidad de Newton cuando τ_{yx} tiende a cero, siendo en este caso $\mu = \frac{A}{B}$.

2.3.4.6. Modelo de Reiner-Philippoff

$$-\frac{dv_x}{dy} = \left(\frac{1}{\mu_\infty + \frac{\mu_0 + \mu_\infty}{1 + (\tau_{yx}/\tau_s)^2}} \right) \tau_{yx} \quad (2.11)$$

Este modelo contiene también tres parámetros ajustables: μ_0 , μ_∞ y τ_s .

Teniendo en cuenta que frecuentemente se ha observado que el comportamiento Newtoniano se presenta, tanto para valores muy bajos como muy elevados del gradiente de velocidad, la Ec. (13), ha sido planteada con el fin de que transforme en estos dos casos límite de la ley de Newton de la viscosidad, haciéndose $\mu = \mu_0$ y $\mu = \mu_\infty$, respectivamente. La curva que resulta al representar gráficamente τ_{yx} frente a $\frac{dv_x}{dy}$ muestra dos puntos de inflexión, que corresponden a

valores de $\tau_{yx} = \pm \tau_s \sqrt{3\mu_0/\mu_\infty}$.

2.4. MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE LA VISCOSIDAD DE LAS EMULSIONES

El desarrollo de métodos para predecir la viscosidad de las emulsiones de agua y aceite continúa siendo un tema abierto a la investigación. Los primeros trabajos en este sentido se publicaron desde principios del siglo veinte. Por ejemplo, con base en fundamentos teóricos, en 1933 (Richardson)

propuso una relación exponencial entre la viscosidad relativa, μ_r , y la fracción volumétrica del agua, ϕ (en (Ronningsen H. P., 1995)):

$$\mu_r = e^{k\phi} \quad (2.12)$$

donde k es una constante que depende del sistema analizado. Esta ecuación la modificó posteriormente (Broughton & Squires, 1938), incorporando un segundo factor de corrección, A .

La ecuación 2.12 puede expresarse como:

$$\ln\mu_r = \ln A + k\phi \quad (2.13)$$

La cual muestra que el logaritmo de la viscosidad relativa es una función lineal de la fracción volumétrica del agua. Esta relación fue el punto de partida para el desarrollo de correlaciones en los años siguientes. Sin embargo, con el paso del tiempo se incorporaron otras variables, como por ejemplo la temperatura, y otras formas funcionales más complejas. En la Tabla 1.0 se presenta un resumen de diversos modelos y correlaciones para predecir la viscosidad de emulsiones de agua y aceite.

Tabla 1

Correlaciones para calcular la viscosidad de emulsiones de agua y aceite

Autor	Correlaciones para vincular la viscosidad de la emulsión
Einstein (1906, 1911)	$\mu_r = 1 + 2.5\phi$ Donde ϕ es la fracción volumétrica de agua
Hatschek (1911)	$\mu_r = \frac{1}{1 - \phi^{\frac{1}{3}}}$ Donde ϕ es la fracción volumétrica de agua

$$\mu_r = \frac{1}{1 - (h\phi)^{\frac{1}{3}}}$$

Sibree (1930) Donde ϕ es la fracción volumétrica de agua y h es un factor de hidratación que toma en cuenta la película de adsorción, la cual incrementa el tamaño efectivo de cada gota

$$\mu_r = 1 + \left(\frac{\mu_c + 2.5\mu_d}{\mu_c + \mu_d} \right) \phi$$

Taylor (1932) Donde ϕ es la fracción volumétrica de agua, μ_c y μ_d la viscosidad de la fase continua y dispersa respectivamente

$$\mu_r = 1 + 2.5\phi + 14.1\phi^2$$

Guth y Simha (1936)

Donde ϕ es la fracción volumétrica del agua

$$\mu_r = \left[1 + \left(\frac{1.25\phi}{1 - k\phi} \right) \right]^2$$

Eilers (1941)

Donde k es una constante empírica que el autor maneja en 1.35

$$\mu_r = \exp\left(\frac{2.5\phi}{1 - C\phi}\right)$$

Vand (1948)

Donde C es un factor de acumulación que toma en cuenta la interacción entre las gotas del volumen relativo del incremento de la fase dispersa

 Mooney

(1950)

$$\mu_r = \exp\left(\frac{2.5\phi_1}{1 - C\phi_1 - \lambda_{21}\phi_2}\right) * \exp\left(\frac{2.5\phi_2}{1 - C\phi_2 - \lambda_{12}\phi_1}\right)$$

Donde ϕ_1 y ϕ_2 son la fracción de volumen de partículas de tamaño 1 y 2 respectivamente, λ_{12} es el factor de acumulación constante debido al efecto de las partículas de tamaño 1 en las partículas de tamaño 2, y λ_{21} es el factor de acumulación constante debido al efecto de las partículas de tamaño 2 en partículas de tamaño 1.

Roscoe-Brinkman

(1952)

$$\mu_r = \frac{1}{(1 - \phi)^{2.5}}$$

Donde ϕ es la fase dispersa

Krieger y Dougherty

(1956)

Donde ϕ_m es la concentración máxima de la fase dispersa e $[\mu]$ es igual a $(\mu_d/\mu_c) - 1$, la cual es la viscosidad intrínseca

$$\mu_r = \left[1 - \left(\frac{\phi}{\phi_m}\right)\right]^{-[\mu]\phi_m}$$

Yaron y Gal-Or

(1972)

$$\mu_r = 1 + \phi \left(\frac{5.5(4\phi)^{\frac{7}{3}} + 10 - \left(\frac{84}{11}\right)\phi^{\frac{2}{3}} + \left(\frac{4}{k}\right)(1 - \phi^{\frac{7}{3}})}{10\left(1 - \phi^{\frac{10}{3}}\right) - 25\phi\left(1 - \phi^{\frac{4}{3}}\right) + \left(\frac{10}{k}\right)(1 - \phi)\left(1 - \phi^{\frac{7}{3}}\right)} \right)$$

Donde ϕ es la fracción volumétrica de agua y k es una constante

Barnea y Mizrahi

(1975)

$$\mu_r = \left(\frac{\frac{2}{3} \exp\left[\frac{5\phi}{3(1-\phi)}\left(\frac{0.4+k}{1+k}\right)\right] + k}{\exp\left[\frac{5\phi}{3(1-\phi)}\left(\frac{0.4+k}{1+k}\right)\right] + k} \right) \exp\left[\frac{5\phi}{3(1-\phi)}\left(\frac{0.4+k}{1+k}\right)\right]$$

Donde ϕ es la fracción volumétrica de agua y k es una constante

$$\mu_r = 1 + \phi \left(\frac{2[(5k + 2) - 5(k - 1)]\phi^{\frac{7}{3}}}{4(k + 1) - 5(5k + 2)\phi + 42k\phi^{\frac{5}{3}} - 5(5k - 2)\phi^{\frac{7}{3}} + 4(k - 1)\phi^{\frac{10}{3}}} \right)$$

Choi y Schowalter
(1975)

Donde ϕ es l fracción volumétrica de agua y k es una constante

$$\mu_a = \mu_{a50\%} \left(\frac{\phi_d}{\phi_c} \right)^m$$

Kumar,
Watt y Vasan
(1985)

Donde $\mu_{a50\%}$ es la viscosidad aparente una concentración del 50%. m es la pendiente de una gráfica log-log de μ_a vs $\left(\frac{\phi_d}{\phi_c}\right)$. ϕ_d y ϕ_c son la fracción volumétrica de la fase dispersa y continua respectivamente

$$\phi_m^{1/2} \left(1 - \mu_r^{-1/[\mu]\phi_m} \right) = k_1 + k_2 \log(N_{Re,p}) + k_3 \log(N_{Re,p})^2$$

Pal
(1988)

Donde k_1, k_2, k_3 son constantes $(N_{Re,p}) = ((\rho c \gamma r^2)/\mu_c)$ es el numero de Reynolds de la particula, y γ es la velocidad de corte

$$\mu_r = [1 - k_0 k_f (\gamma) \phi]^{-25}$$

Pal y Rhodes
(1989)

Donde k_0 es un factor de hidratación y k_f es un factor de floculación

$$\ln(\mu_r) = k_1 + k_2T + k_3\phi + k_4T\phi$$

Ronningsen (1995) Donde k_1 , k_2 , k_3 y k_4 son constantes empíricas obtenidas para las muestras de aceite experimentales y T es la temperatura en °C

Phan-Thien y Pham (1997)

$$\mu_r^{2/5} \left(\frac{2\mu_r + 5k}{2 + 5k} \right)^{3/5} = \left(\frac{1}{1 - \phi} \right)$$

Donde k es una constante empírica

Pal (2001)

$$\mu_r \left[\frac{2\mu_r + 5k}{2 + 5k} \right]^{1.5} = \left(1 - \frac{\phi}{\phi_m} \right)^{-2.5}$$

Donde ϕ_m es la máxima concentración de la fase dispersa

Nota: Tomado de (López Hernández, 2017)

3. FLUJO DE EMULSIONES EN EL MEDIO POROSO.

El flujo de emulsión a través de medios porosos es un fenómeno importante en las operaciones de producción de petróleo y también es un tema de especial interés en muchas aplicaciones de la ciencia y la ingeniería, especialmente las industrias petroleras ((Soo & Radke, 1984); (Soma & Papadopoulos, 1995); (Vidrine, Willson, & Valsaraj, 2000); (Arhuoma, Mingzhe, Daoyong , & Raphael, 2009); (Cobos, Carvalho, & Alvarado, 2009). Se ha sugerido que el petróleo migra a través de las arenas del yacimiento en forma de una emulsión fina y dispersa de petróleo en el agua, y que las acumulaciones de hidrocarburos ocurren cuando la corriente ingresa a rocas de grano más fino, como limo o pizarra. El comportamiento de flujo de las emulsiones tanto en las tuberías como en los depósitos puede describirse adecuadamente en función de las propiedades de la emulsión y las leyes físicas que controlan su flujo a través de los medios porosos.

3.1. PROPIEDADES FÍSICAS DEL MEDIO POROSO

3.1.1. Porosidad

La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca (la propiedad inversa a la porosidad es la compacidad). Matemáticamente:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad (3.0)$$

V_p = volumen poroso

V_t = volumen total

De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en términos de porosidades absoluta, efectiva y no efectiva:

3.1.1.1. Porosidad absoluta.

Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral.

3.1.1.2. Porosidad efectiva.

Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo, esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, entre otros.

3.1.1.3. Porosidad no efectiva.

Es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y efectiva.

3.1.2. Permeabilidad

Es una medida de capacidad de una roca para permitir el paso de un fluido a través de ella. La permeabilidad puede ser absoluta, efectiva o relativa.

3.1.2.1. Permeabilidad absoluta. Es la propiedad de la roca que permite el paso de un fluido, cuando se encuentra saturada al 100 % de este fluido.

3.1.2.2. Permeabilidad efectiva (K_o , K_g , K_w)

La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%.

K_o = permeabilidad efectiva al aceite.

K_g = permeabilidad efectiva al gas.

K_w = permeabilidad efectiva al agua.

3.1.2.3. Permeabilidad relativa (K_{ro} , K_{rg} , K_{rw})

La permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta, como se indica en las siguientes ecuaciones.

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}, \quad (3.1)$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k}, \quad (3.2)$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k}, \quad (3.3)$$

3.1.3. Mojabilidad

Una propiedad muy importante de los medios porosos es la mojabilidad. Esta se refiere a la tendencia relativa de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos, tratando de ocupar la mayor área posible. Es una de las propiedades microscópicas más importantes en el transporte de fluidos en un medio poroso ya que controla la distribución relativa de estos en el seno del medio. En la roca de los yacimientos es una medida de la afinidad de la superficie de la roca por la fase petróleo o por la fase acuosa. La mojabilidad es función directa de la tensión interfacial y esta a su vez es función de la composición de la superficie sólida, composición química de las fases (polaridad, pH, presencia de iones), presión, temperatura, y presencia de surfactantes (Rondón, y otros, 2008).

Teórica y experimentalmente se ha observado que existe un amplio espectro de condiciones de mojado, los cuales son:

i) Mojabilidad fuerte o uniforme a un fluido: se manifiesta en superficies que poseen una afinidad marcada por un fluido (mojante) que se ubica normalmente adherido a la superficie de los poros.

ii) Mojabilidad débil a un fluido: Se presenta en superficies que no poseen una afinidad marcada por un fluido. En este caso, los fluidos comparten el espacio poroso separados por interfaces o meniscos cuya intersección con la superficie origina un ángulo de contacto.

iii) Mojabilidad intermedia o neutra: Se manifiesta en superficies minerales que no poseen una preferencia marcada a ser mojada por un fluido u otro.

iv) Mojabilidad heterogénea: en este caso una porción de la superficie es fuertemente mojada por agua, mientras que la porción restante es fuertemente mojada por aceite.

v) Mojabilidad mixta: en este caso, las superficies mojadas por un fluido forman partes continuas a través de los poros grandes, en tanto que los poros pequeños permanecen mojados por el otro fluido

En un medio fuertemente mojado al agua, esta ocupa los poros más pequeños, formando una película delgada sobre la superficie, mientras que la fase no mojante, ocupa el centro de los poros más grandes. Esta condición ocurre debido a que es la más favorable energéticamente (Rondón, y otros, 2008).

3.1.4. Saturación

Según (Halliburton), es la fracción de espacio poroso ocupado por un fluido, y está definida como:

$$S_{fluido} = \frac{V_f}{V_p} * 100\% \quad (3.4)$$

S_{fluido} = Porcentaje del fluido que satura el espacio poroso

V_f = Volumen del fluido dentro del espacio poroso

V_p = Volumen poroso

Si se considera que básicamente el volumen poroso de una roca que contiene hidrocarburos, está saturado con petróleo, gas y agua se tiene que:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (3.5)$$

S_w = Saturación de agua

S_o = Saturación de petróleo

S_g = Saturación de gas

3.1.5. Presión capilar

Un capilar es un tubo de diámetro muy pequeño, como el de un cabello, de donde viene su nombre. En los medios porosos se manifiestan los fenómenos capilares.

La presencia de más de una fase fluida en un medio poroso da cabida a la existencia de fuerzas fisicoquímicas asociadas con la curvatura de las superficies interfaciales que influyen en el estado de equilibrio. Estas son fuerzas retentivas del medio poroso que hacen imposible la extracción de todos los fluidos presentes en él. Según principios de termodinámica se determina que a través de la interfaz entre dos fases fluidas existe una diferencia de presión dada por la ecuación 3.6:

$$P = \gamma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (3.6)$$

Donde γ es la tensión interfacial, y R_1 y R_2 son los dos radios de curvatura principales de la superficie. El signo de P viene dado por los signos algebraicos de R_1 y R_2 , sabiendo que la presión es mayor en el lado cóncavo de la interfaz. Este término es conocido como presión capilar. En medios porosos los radios de curvatura de las interfaces fluidas tienen un orden de magnitud comparable con los radios de poro. Para una distribución con características similares de tamaño y forma de grano, la diferencia de presión interfacial en medios porosos varía inversamente con la raíz cuadrada de la permeabilidad (Rondón, y otros, 2008).

Cuando se coloca un tubo capilar en un recipiente con agua se manifiesta el ascenso del agua dentro del tubo; esta es la evidencia de la existencia de fenómenos capilares. Esta situación es muy parecida a la que existe en un yacimiento si se consideran los canales porosos como tubos capilares de diferentes diámetros, distribuidos irregularmente a través del yacimiento y conteniendo tres fluidos inmiscibles: agua, petróleo y gas.

La presión capilar varía con la saturación de los fluidos, la tensión interfacial entre ellos y la curvatura de la interfaz, que a su vez depende de la estructura y geometría del espacio poroso y la mojabilidad de la superficie, expresada por el ángulo de contacto (θ), medido a través de la fase más densa como se expresa en la ecuación 3.7:

$$P_c = \frac{2 \gamma \cos \theta}{r} \quad (3.7)$$

Donde r es el radio del tubo capilar. La ecuación 3.7 es conocida como ecuación de Young y Laplace, y es un caso especial de una relación más general, que constituye la ecuación básica de la capilaridad y fue deducida independientemente por ambos autores. El significado físico de la ecuación se ilustra convenientemente por el ascenso de líquido en un tubo capilar por encima de la superficie libre del líquido en el cual el capilar se encuentra parcialmente sumergido (Fig. 13).

Suponiendo que el líquido moja la pared interna del tubo capilar, y que el menisco tiene una forma semiesférica, de forma tal que $R_1 = R_2 = r$, el radio capilar. En este caso, están presentes dos fases en el sistema capilar, agua y aire y la P_c viene dada por la ecuación 3.8:

$$P_c = P_a - P_w \quad (3.8)$$

Donde P_a y P_w son las presiones en la interfaz entre la fase aire y la fase agua, respectivamente.

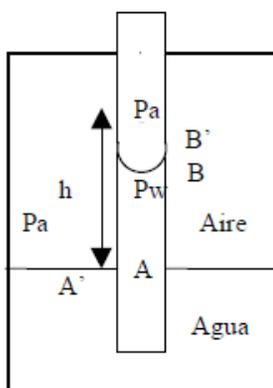


Figura 13 Definición de la presión capilar en un tubo capilar. Tomado de (Rondón, y otros, 2008)

Para determinar la diferencia de presión en la interfaz, en la Figura 13 se observa que la presión en el punto A dentro del capilar es la misma que en el punto A' fuera del capilar (presión atmosférica, P_a). En el punto B , justo bajo el menisco dentro del capilar, la presión es igual a la presión en A menos la columna de agua. Por lo tanto, la presión en B es:

$$P_w = P_a - h\rho g \quad (3.9)$$

Donde h es la altura de elevación del agua y ρ es la densidad del agua. En el punto B' , justo por encima del menisco dentro del capilar, la presión es P_a (se desprecia la densidad del aire). La presión a través del menisco es:

$$P_w - P_a = h\rho g \quad (3.10)$$

Que representa la presión capilar, P_c . En el caso de una interfaz agua-crudo, la presión capilar del crudo no es despreciable y resulta:

$$P_o - P_w = h(\rho_w - \rho_o)g \quad (3.11)$$

La cantidad $h\rho g$ puede ser expresada en función de la tensión interfacial γ , el ángulo de contacto (θ) y el radio del capilar (r) como se ilustra en la ecuación 3.12:

$$h\rho g = \frac{2\gamma \cos \theta}{r} \quad (3.12)$$

La P_c es una medida de la interacción entre los fluidos y la superficie de la roca. El conocimiento de la presión capilar (P_c) para un sistema agua/petróleo/roca es importante para la predicción del potencial de recuperación de hidrocarburos de un yacimiento.

En la práctica, si el diámetro del tubo es pequeño (un milímetro o menos) entonces la condición de borde que tiene que ver con el ángulo de contacto “invade” todo el tubo y el aspecto de la interfase es el que se ilustra a la derecha de la Figura 14. La interfase asume una forma esférica. Por otra parte, la ecuación de Laplace indica que existe una diferencia de presión a ambos lados de una interfase curva, de acuerdo a lo mostrado en la ecuación 3.13:

$$\Delta P = 2\gamma H = \frac{2\lambda}{R} \quad (3.13)$$

Donde H se llama la curvatura promedio, y es una propiedad geométrica de cada punto de la superficie, que se expresa como el promedio aritmético de la mayor y menor curvatura en este punto. Si la superficie es una esfera la curvatura es la misma en todas partes e igual al inverso del radio, de donde se deduce la segunda igualdad.

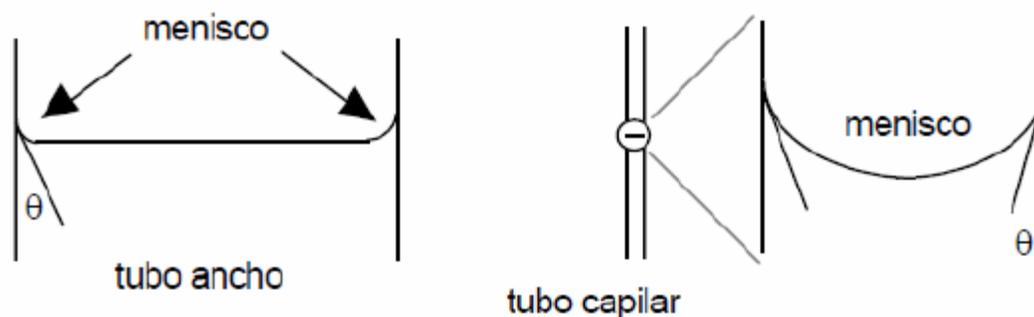


Figura 14 Forma de la interfase fluido- fluido en un tubo vertical. Tomado de (Rondón, y otros, 2008)

3.2. LA LEY DE DARCY

Henry Darcy haciendo estudios experimentales en medios porosos (exactamente filtros de arena) desarrolló la siguiente ecuación:

$$\frac{Q}{A} = C \frac{\Delta P}{L} \quad (3.14)$$

Donde Q es el caudal que pasa por el medio poroso, A es el área transversal de flujo (pero no es el área efectiva de flujo), ΔP es la caída de presión que origina el flujo, L la longitud del medio poroso y C es una constante que Darcy atribuyó al medio poroso. Como el fluido utilizado fue agua, cuya viscosidad es 1.0 cp aproximadamente a la temperatura del laboratorio, aparentemente no aparece en la ecuación anterior. La razón Q/A es llamada velocidad media aparente Um y se diferencia de la velocidad media real (Vm), debido a que tiene en cuenta toda el área transversal del elemento poroso y no el área efectiva de flujo.

Posteriormente, a través de experimentos con fluidos diferentes al agua con gradientes de presión no dependientes de los efectos gravitacionales determinó la ecuación:

$$U_m = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad (3.15)$$

Así, k es la permeabilidad de la roca, μ es la viscosidad del fluido en cp, dP/dL es el gradiente de presión en atm/cm y U_m es la velocidad media aparente de flujo en cm/seg. La unidad de permeabilidad es llamada Darcy. De acuerdo a lo anterior, la ley de Darcy dice que la velocidad media aparente de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad. (Calderón Vera & Torres Diaz, 2006)

3.3. TENSIÓN INTERFACIAL Y SUPERFICIAL

Según (Escobar Macualo, 2004) la interfase que separa a dos fases es una región con solubilidad limitada, que a lo sumo tiene el espesor de unas pocas moléculas. Se puede visualizar como una barrera que se forma debido a que las fuerzas atractivas entre las moléculas de la misma fase son mucho mayores que aquellas que existen en dos fases diferentes. La tensión superficial es una propiedad termodinámica fundamental de la interfase. Se define como *la energía disponible para incrementar el área de la interfase en una unidad*. Cuando dos fluidos están en contacto, las moléculas cerca de la interfase se atraen desigualmente por sus vecinas porque unas son más grandes que las otras, esto origina una superficie de energía libre/unidad de área que se llama tensión interfacial. En otras palabras, es la unidad de fuerza/unidad de longitud. La tensión interfacial, σ , es la tensión que existe entre la interfase de dos fluidos inmiscibles. Es una medida indirecta de la solubilidad. A medida que la tensión interfacial se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad. Si los fluidos son un líquido y su vapor, entonces se aplica el término de *tensión superficial*. A medida que el sistema se aproxima al punto crítico, las dos fases se hacen indistinguibles y la tensión superficial se hace cero. El valor de la tensión interfacial entre

crudo y agua, σ_{ow} , oscila entre 10 y 30 dinas/cm (10 a 30 mN/m). La tensión superficial para sistemas hidrocarburos se puede calcular mediante:

$$\sigma^{\frac{1}{4}} = \frac{P}{PM} (\rho_L - \rho_{vap}) \quad (3.16)$$

σ está en dinas/cm, ρ está en gr/cm³ y P es un parámetro adimensional característico de cada componente llamado parachor y está dado por:

$$P = 40 + 2.38 * PM_{liq} \quad (3.17)$$

La tensión interfacial juega un papel importante en el recobro de petróleo especialmente en los procesos terciarios, ya que, si este parámetro se hace despreciable, entonces existirá un único fluido saturando el medio, el cual, fluye más fácilmente

3.4. RADIO HIDRÁULICO

Para secciones transversales de conductos, no circulares, no es posible utilizar el diámetro D , como dimensión característica en el número de Reynolds, en estos casos, en su lugar se emplea el radio hidráulico definido por:

$$R = \frac{S}{c} \quad (3.18)$$

En donde:

R = Radio hidráulico

S = Sección transversal por la que circula el líquido.

c = perímetro mojado (Sin incluir la superficie libre, si la hubiese)

En el supuesto de conducción circular a plena sección, el radio hidráulico valdría:

$$R = \frac{S}{c} = \frac{\pi * \frac{D^2}{4}}{\pi * D} = \frac{D}{4} \quad (3.19)$$

3.5. MODELOS PARA FLUJO DE EMULSIÓN A TRAVÉS DE MEDIOS POROSOS (ESTADO DEL ARTE).

(McAuliffe, 1973b) llevó a cabo experimentos con emulsiones de aceite en agua, entre 10% y 80% de fracción de aceite, utilizando tres aceites crudos, e hidróxido de sodio como agente cáustico (componente alcalino). La viscosidad de la emulsión fue baja para una fracción de aceite $\leq 50\%$, porque el agua era la fase continua. La permeabilidad aparente después de la inyección de la emulsión en un núcleo de 1360 mD fue una función fuerte del tamaño medio de gota. Se observó una caída significativa en la permeabilidad para un diámetro promedio de gota de 12 μm . En todos los casos, el taponamiento se detuvo una vez que la reducción en la permeabilidad alcanzó 1-10% del valor original de permeabilidad de la roca. McAuliffe relacionó este resultado con la caída de presión límite a lo largo de la garganta de poro necesaria para movilizar una gota a través de la garganta. La recuperación de petróleo con inyección de emulsión en núcleos se atribuyó a correcciones de heterogeneidad en la roca y no a miscibilidad. Esta fue quizás la primera vez que se propuso una inyección de emulsión para fines de EOR. (McAuliffe, 1973a) describió una prueba piloto de campo en el 5K del campo petrolífero Midway-Sunset en California, en el cual se inyectaron 33,000 bbl de emulsión. Esta prueba de campo es el primer caso importante reportado de EOR basado en inundaciones de macroemulsiones. Un total de 55,000 bbl adicionales de aceite se atribuyeron a 0,4% de PV, tratamiento de emulsión al 14% en aceite. Los resultados indican

una mejor eficiencia de barrido del agua que desplaza un banco de emulsiones, con una menor proporción de agua-aceite (WOR) en los pozos de producción.

Los primeros trabajos de (Alvarado & Marsden Jr, 1979) presentan una analogía entre los reogramas en tubos capilares y la respuesta de la velocidad de caída de la presión (velocidad superficial) del flujo de la emulsión en muestras de roca para desarrollar un modelo reológico de macroemulsiones en medios porosos. Las macroemulsiones de aceite en agua preparadas con aceite mineral, agua y un agente tensioactivo se comportaron como fluidos newtonianos en concentraciones volumétricas de fase dispersa inferiores al 50%. A valores de concentración más altos, las emulsiones se volvieron pseudoplásticas. Se desarrolló un procedimiento de adaptación para llevar los reogramas de medios porosos para que coincidan con los reogramas de tubos capilares. Se encontró que una concentración crítica de fase dispersa, entre 40% y 50% en sus experimentos, era una función de la concentración de emulsionante. Una ley de Darcy modificada, que representa la reducción de la permeabilidad mediante taponamiento.

(Soo & Radke, 1984) estudiaron el flujo de emulsiones estables de aceite en agua a través de medios porosos, utilizando emulsiones con diámetros de gota promedio de 2, 3, 5, 7 y 10 μm , que fluyen a través de dos paquetes de arena Ottawa con poro medio diámetros de 17,3 y 29,5 μm , respectivamente. También se llevaron a cabo experimentos de micromódulos, en los cuales se colocó arena de Ottawa entre placas de vidrio. Demostraron claramente que, además del esfuerzo de gotas grandes en las gargantas de los poros, la interceptación en grietas o bolsas entre los granos también era un mecanismo de captura. Los autores desarrollaron un modelo de filtración para emulsiones diluidas ((Soo & Radke, 1986); (Soo, Williams, & Radke, 1986)) Los conceptos de la teoría de filtración en lecho profundo se usaron para describir el flujo de emulsión diluido y estable en medios porosos, incluida la redistribución del flujo y grandes reducciones de

permeabilidad (véase (Soo & Radke, 1986)). Los parámetros importantes en el modelo son λ_{pag} (el coeficiente del filtro) y β_{pag} (que mide la efectividad de las gotas retenidas en los poros del diámetro de la garganta D_p). El primer parámetro determina la captura de gotas, mientras que el último controla la reducción de la permeabilidad. Estos parámetros, por falta de tratamiento teórico, se determinaron empíricamente, conduciendo al concepto de desviación de flujo, caracterizado por un parámetro α . La ley de Darcy completó el modelo. (Soo, Williams, & Radke, 1986) mostraron cómo estimar los parámetros de filtración de su modelo a partir de datos experimentales. Se usaron emulsiones que variaban de 0,5% a 2,5% de concentración de fase dispersa para probar la teoría de filtración para el flujo de emulsión en medios porosos. El modelo describió con éxito los resultados del flujo de la emulsión hasta aproximadamente el 1% de la concentración de la fase dispersa.

(Hofman & Stein, 1991) presentaron resultados experimentales sobre la influencia de la repulsión electrostática y la estabilidad de la emulsión sobre el deterioro de la permeabilidad causado por el flujo de la emulsión a través de medios porosos. La concentración de fase dispersa fue 1% (v/v) en todos sus experimentos. Se observó una reducción significativa de la permeabilidad para un diámetro medio de gota igual a 5,1 y 8,9 μm , respectivamente, siendo mayor para el diámetro promedio mayor. Hofman y Sten reportan esto como un resultado sorprendente, porque la distribución del tamaño de poro tenía una gran fracción de todos los poros muy por encima del tamaño promedio de gota. Los resultados indican que tanto la emulsión estable como la inestable causaron una reducción de la permeabilidad, siendo esta última más efectiva en la obstrucción de medios porosos.

(Islam & Farouq Ali, 1994) desarrollaron un modelo a nivel Darcy para el flujo de emulsiones estables en medios porosos, incluida la generación in situ. Su modelo se basó en ecuaciones de conservación para fases de agua, aceite y emulsión, junto con una ecuación de transporte. El modelo de filtración de (Soo & Radke, 1984); (Soo & Radke, 1986) se usó para explicar los mecanismos de captura. Los resultados se compararon con los datos experimentales de (Soo & Radke, 1984).

(Abou-Kassem & Farouq-Ali, 1995) revisaron los modelos de fluidos pseudoplásticos de flujo de emulsión en medios porosos y discutieron sus suposiciones subyacentes. Propusieron un modelo tipo ley de Darcy basado en el flujo de un líquido de ley de potencia a través de un conjunto de tubos. El mapeo de los reogramas de medios porosos en los reogramas de tipo tubo capilar se siguió de (Alvarado & Marsden Jr, 1979).

(Romero, *et al.*, 1996) llevaron a cabo un estudio en tres etapas para desarrollar una emulsión de aceite en agua de penetración profunda para mejorar la eficiencia del barrido en formaciones heterogéneas y fracturadas. El tamaño de gota de emulsión promedio utilizado fue de $2,10 \mu\text{m}$, obtenido mezclando el aceite con una solución alcalina. La idea de inundar el espacio de los poros con un diámetro de gota similar al tamaño de la garganta poro fue presentada anteriormente por (McAuliffe, 1973b). El índice de inyectividad en los experimentos de (Romero, y otros, 1996) con roca consolidada cayó 96-99% de su valor original y la emulsión mantuvo su capacidad de obturación incluso después de la inyección de 27 PV de agua. (Bai, *et al.*, 2000) presentaron los resultados de un tratamiento emulsionante que produce emulsiones viscosas para el bloqueo de agua aplicadas a 238 pozos en el campo de Liaohe, China, en el período de 1991 a 1999. Se reportó una tasa de éxito del 83.6%, con un tiempo efectivo promedio de 4.5 meses.

(Khambharatana, *et al.*, 1997) desarrollaron un simulador para el flujo de emulsiones en medios porosos y compararon los resultados con los datos experimentales obtenidos de las inyecciones en núcleos de arena Berea y Ottawa presentadas por (Khambharatana, *et al.*, 1998). La mejor coincidencia entre los resultados de la simulación y los datos experimentales se obtuvo cuando se utilizó un modelo reológico no newtoniano multifásico de una emulsión con curvas de permeabilidad relativa dependientes de la tensión interfacial y captura del tiempo.

(Cobos, *et al.*, 2009) presentaron mediciones de visualización y caída de presión de emulsiones de aceite en agua que fluyen a través de un modelo de tubo micro-capilar de vidrio que está en expansión-contracción-expansión. El modelo físico pretende imitar un poro-garganta que conecta dos poros adyacentes de un medio poroso de alta permeabilidad. Se bombean emulsiones preparadas con aceites minerales o sintéticos y una solución de tensoactivos a través del capilar de vidrio y se registra la respuesta de presión como una función del tiempo para un rango de caudales específicos. La caída de presión adicional debida a la presencia de la fase dispersa se determinó en función de las condiciones de operación y las propiedades del líquido, lo que indica el rango de parámetros en los que se puede observar el bloqueo parcial de los poros.

(Romero M. L., 2009) en este trabajo se analiza el flujo de una emulsión en medios porosos mediante experimentos y un modelo de red capilar. El modelo se basa en la relación caída de presión de la emulsión a través de capilares constreñidos, que es una función del número capilar del flujo, las propiedades del líquido y la relación entre el diámetro de gota y el diámetro de la garganta capilar. El modelo de red capilar se construyó con el fin de obtener parámetros macroscópicos a partir del comportamiento de flujo microscópico.

Los resultados muestran cómo la permeabilidad cambia con la velocidad de Darcy. A tasas de flujo bajas, las gotas grandes bloquean parcialmente los poros más pequeños, lo que conduce a una baja permeabilidad. A altas tasas de flujo, el gradiente de presión en cada capilar es lo suficientemente fuerte como para forzar a las gotas a fluir a través de las constricciones. En consecuencia, la permeabilidad aumenta con el número capilar. Los resultados concuerdan bien con las mediciones experimentales en núcleos de arenisca.

(Romero, *et al.*, 2011) estudiaron el flujo de emulsiones a través de medios porosos mediante experimentos y simulación numérica. Se desarrolló un modelo de red capilar para obtener una respuesta ascendente del nivel de Darcy mediante el uso de la descripción de flujo a nivel de poro. El modelo se basa en la relación entre la caída de caudal y la caída de presión del flujo de emulsión a través de un capilar de cuarzo circular convergente-divergente con un diámetro de tubo de 200 μm y un diámetro de garganta de 50 μm . Los experimentos consistieron en inyectar emulsión aceite/agua con distribución de gotas conocida a través de núcleos de arenisca con dos valores de permeabilidad diferentes para analizar el efecto de la relación de caída del diámetro de garganta de poro sobre la relación de caída de flujo de presión en estado estacionario. Los resultados experimentales de la reducción de la movilidad relacionados con la inyección de emulsión se compararon cualitativamente con los resultados equivalentes obtenidos a través de simulaciones de red para verificar que el modelo capta los elementos principales del flujo.

(Guillen, *et al.*, 2012) investigaron experimentalmente el control de movilidad impulsado por capilares en medios porosos mediante el análisis del flujo de emulsión y el desplazamiento de un líquido por emulsión en una roca porosa. Se mide la caída de presión de salida y de entrada del flujo de la emulsión de aceite en agua a través de muestras de arenisca a diferentes tasas de flujo. La respuesta en estado estable a la inyección de flujo constante se usa para mostrar la dependencia

del número de capilares de, la movilidad de la emulsión. Además, para demostrar el beneficio del control de movilidad impulsado por capilares, estudiaron el desplazamiento del aceite mineral por agua y emulsión en dos números capilares midiendo el volumen de fluido desplazado.

(Nogueira , *et al.*, 2013) introdujeron consideraciones dinámicas en el modelo de Romero, *et al.*, (2011) para permitir una gama más amplia de mecanismos dinámicos en el modelo de red. El modelo describe la emulsión como una fase simple newtoniana que contiene una baja concentración de gotas dispersas. El efecto de la fase dispersa sobre las características del flujo se realiza a través de un factor de reducción de la movilidad local (Cobos, *et al.*, 2009; Romero, *et al.*, 2011). El modelo propuesto tiene en cuenta el transporte de la fase dispersa a través de la red, permitiendo que ocurran transitorios y gradientes de concentración de gotas, que no fueron posibles en el trabajo anterior. Esta descripción es capaz de registrar la evolución de la reducción de la movilidad como la emulsión es inyectada y las gotas quedan atrapadas a lo largo de los capilares, lo que permite el estudio de la inyección de emulsión alterna/fase continua. El modelo también es capaz de describir la captura de gotas residuales después de que la fase continua desplaza a la emulsión inyectada, produciendo cambios en el patrón de flujo incluso después de que no se producen gotas adicionales en el efluente de la red.

(Moradi, *et al.*, 2014) investigaron experimentalmente el atrapamiento capilar de las gotas en los medios porosos en función de la proporción entre el tamaño de gota y poro y el número de capilares. Para demostrar aún más la dinámica de las gotas de emulsión en medios porosos, la influencia del flujo de emulsión sobre la oscilación de la caída de presión se estudia en este documento. La oscilación de la caída de presión se usa para mostrar la aparición del mecanismo de liberación de bloqueo de las gotas de emulsión mientras se mueve en medios porosos. Para

analizar los datos de caída de presión, se utilizó la Transformada Rápida de Fourier (FFT) para encontrar las frecuencias dominantes y también las amplitudes de oscilación. Se llevan a cabo dos conjuntos de experimentos. Se usaron dos muestras de rocas con diferentes valores de permeabilidad. Para investigar el atrapamiento capilar, se inyectó agua a un ritmo de flujo sucesivamente creciente y se recogió el efluente para analizar el fluido producido. Los resultados experimentales muestran que las emulsiones de petróleo crudo en agua pueden mejorar el desplazamiento del petróleo crudo mediante la inyección de agua y aumentar efectivamente la recuperación de petróleo. Las gotas de aceite pueden bloquear las gargantas de los poros y desviar el flujo de agua hacia áreas sin barrido. El fenómeno de bloqueo causado por la inyección de emulsión puede ser efectivo incluso cuando la emulsión se desplaza con agua sin aditivos, pero la respuesta es una función del número de capilares, siendo el número de capilares más bajo el más favorable.

(Mandal & Bera, 2015) presentaron resultados experimentales de la variación de la tasa de flujo con la caída de presión de una emulsión O/W a diferentes concentraciones en paquetes de diferentes tamaños de arena, se observa que la caída de presión aumenta con la concentración de aceite en la emulsión debido a la alta viscosidad. Las propiedades reológicas de las emulsiones se calcularon teóricamente de los datos de pruebas de inyección de flujo de emulsión en el núcleo. La viscosidad efectiva es calculada a partir de un modelo derivado y se expresa como una función de la velocidad de cizalladura mientras fluye a través de medios porosos. En todos los casos, la velocidad de flujo disminuye al aumentar la concentración de emulsión. Esto se debe a las diferencias en la viscosidad entre las diferentes concentraciones de emulsiones inyectadas. La caída de presión para las emulsiones que fluyen a través de medios porosos depende

significativamente de la concentración de aceite en la emulsión O/W y del tamaño medio de partícula del medio.

Tabla 2

Modelos para el flujo de emulsiones agua/aceite en el medio poroso

Autor	Modelo
Mcauliffe (1973)	<p>Llevó a cabo experimentos con emulsiones de aceite en agua, entre 10% y 80% de fracción de aceite. Los resultados indican una mejor eficiencia de barrido del agua que desplaza un banco de emulsiones, con una menor proporción de agua-aceite (WOR) en los pozos de producción.</p>
Alvarado & Marsden (1979)	<p>Desarrollaron un procedimiento de adaptación para llevar los reogramas de medios porosos para que coincidan con los reogramas de tubos capilares.</p> $\frac{\beta \sqrt{k/\phi}}{2 L_c} \Delta P_c = K' \left(\frac{4 \vec{v}_c}{\sqrt{k\phi}} \right)^{n'}$ $\vec{v}_c^{n'} = \frac{\beta \left(\frac{k}{\phi} \right)^{\frac{n'+1}{2}} \phi^{n'} \Delta P_c}{2^{(2n'+1)} K' L_c}$ <p>Donde β, que es igual a $\alpha^{n'+1}$, es un parámetro que depende tanto de la tortuosidad del medio poroso como de la naturaleza reológica del fluido que fluye. Para fluidos newtonianos, $n' = 1$ y $K' = \mu$; y cuando $\beta = 8$, se reduce a la ley de Darcy.</p>

-
- Soo & Radke (1984) Estudiaron el flujo de emulsiones estables de aceite en agua a través de medios porosos, también se llevaron a cabo experimentos de micromódulos. Demostraron claramente que, además del esfuerzo de gotas grandes en las gargantas de los poros, la interceptación en grietas o bolsas entre los granos también era un mecanismo de captura.
- Desarrollaron un modelo de filtración para emulsiones diluidas.
- $$\beta = \frac{\beta_S \sigma_S + \beta_I \sigma_I}{\sigma}$$
- $$\lambda_{SI} = \frac{\lambda_S \varepsilon_S + \lambda_I \varepsilon_I}{\varepsilon_o}$$
- Soo & Radke (1986) Los parámetros importantes en el modelo son: λ (coeficiente del filtro) y β (que mide la efectividad de las gotas retenidas en los poros del diámetro de la garganta D_p).
- Hotman & Stein (1991) Presentaron resultados experimentales sobre la influencia de la repulsión electrostática y la estabilidad de la emulsión sobre el deterioro de la permeabilidad causado por el flujo de la emulsión a través de medios porosos. Los resultados indican que tanto la emulsión estable como la inestable causaron una reducción de la permeabilidad, siendo esta última más efectiva en la obstrucción de medios porosos.
- Islam & F. Ali (1994) Desarrollaron un modelo de nivel Darcy para el flujo de emulsiones estables en medios porosos, incluida la generación in situ. Su modelo se basó en
-

ecuaciones de conservación para fases de agua, aceite y emulsión, junto con una ecuación de transporte.

Propusieron un modelo tipo Ley de Darcy basado en el flujo de un líquido de ley de potencia a través de un conjunto de tubos y el mapeo de reogramas de medios porosos.

Abou
Kassem &
Farouq Ali
(1995)

$$vc^n = \left[\frac{\left(\frac{\gamma^2 k}{\phi} \right)^{(n+1)/2} \phi^n}{2^{(2n+1)} K L c} \right] \Delta P c$$

$$\gamma = \left[\frac{2^{(2n+1)} K L c}{\left(\frac{k}{\phi} \right)^{(n+1)/2} \phi^n I} \right]^{1/(n+1)}$$

Para un modelo de flujo para fluidos newtonianos y no newtonianos.

Romero et al.
(1996)

Llevaron a cabo un estudio en tres etapas para desarrollar una emulsión de aceite en agua de penetración profunda para mejorar la eficiencia del barrido en formaciones heterogéneas y fracturadas. La idea de inundar el espacio de los poros con un diámetro de gota similar al tamaño de la garganta poro.

Desarrollaron un simulador para el flujo de emulsiones en medios porosos.

Khambhratana
et al.
(1997)

$$\bar{u}_{m_{i,j,k}} = \left(u_{m_x}^2 + u_{m_y}^2 + u_{m_z}^2 \right)^{1/2} = \left[\begin{array}{l} \left(u_{m_{i=1,j,k}} + u_{m_{i=1,j,k}} \right)^2 \\ + \left(u_{m_{i,j=1,k}} + u_{m_{i,j=1,k}} \right)^2 \\ + \left(u_{m_{i,j,k=1}} + u_{m_{i,j,k=1}} \right)^2 \end{array} \right]^{1/2}$$

La mejor coincidencia entre los resultados de la simulación y los datos experimentales se obtuvo cuando se utilizó un modelo reológico no newtoniano multifásico de una emulsión con curvas de permeabilidad relativa dependientes de la tensión interfacial y captura del tiempo.

Los resultados experimentales reportados sobre flujo de emulsiones a través de un solo micro capilar con garganta muestran que la resistencia al flujo aumenta cuando las gotas son más grandes que el diámetro de constricción y el número capilar es suficientemente bajo, es decir, las fuerzas capilares son más fuertes que las viscosas; Utilizaron un radio equivalente más apropiado del capilar para un líquido de la ley de potencia.

Cobos et al.
(2009)

$$\bar{R} \equiv \left\{ \frac{L}{\int_0^L \frac{dx}{R(x)^{3n+1}}} \right\}^{\frac{1}{3n+1}}$$

$$\dot{\tau}_w = \frac{\bar{R} \Delta P_C}{2L}; \quad \dot{\gamma}_w = \frac{1}{n} + 3 \frac{4Q}{\pi \bar{R}^3}$$

Analizó el flujo de emulsiones en medios porosos mediante experimentos y un modelo de red capilar. Propone una relación del factor f de bloqueo de poros como una función del tamaño de la gota a la proporción del tamaño de la garganta y el número capilar, y este factor puede usarse para definir una viscosidad efectiva local μ_{eff} .

$$f(r_E/r_c, c_a) = \left[4 - 5 \frac{r_E}{0.85 r_c} + 4 \left(\frac{r_E}{0.85 r_c} \right)^{1.1} \right]^{(1 - \frac{r_E}{0.85 r_c}) \left(1 - \frac{c_a}{c_{ac}} \right)} \left[\frac{c_a}{c_{ac}} \right]^{\frac{1}{5} \left(1 - \frac{0.85 r_c}{r_c} \right)}$$

$$\mu_{eff} = \frac{\mu_{CF}}{f(r_E/r_c, c_a)}$$

El modelo se basa en la relación de caída de flujo-caudal de flujo de la emulsión a través de un capilar de cuarzo convergente divergente, este modelo es capaz de predecir los cambios de movilidad impulsados por capilares debido a la deformación de la caída en la escala de poros. El efecto de la fase dispersa sobre la relación caída de flujo de presión se representó en términos de una reducción de movilidad o factor de escala f .

Romero,
Carvalho &
Alvarado
(2011)

$$f = \frac{\Delta P_c}{\Delta P_e}; \quad Q = f \frac{r_c^2}{8} \frac{\pi r_c^2 \Delta P}{\mu_c L}$$

El factor f para cada capilar de la red.

$$f = 1.$$

Para $\alpha > \alpha^*$

$$f = \begin{cases} e^{-K_A (\alpha/\alpha^* - 1)} \left(\frac{c_a}{c_a^*} \right)^{K_B (\alpha/\alpha^* - 1)}, & c_a < c_a^*, \\ e^{-K_A (\alpha/\alpha^* - 1)}, & c_a > c_a^*. \end{cases}$$

Guillen,
Romero,
Carvalho &
Alvarado
(2012)

Mostraron que la movilidad de una emulsión con gotas más grandes que las gargantas porosas es una función fuerte del número capilar.

$$f \equiv \frac{\Delta P_c}{\Delta P_e}; \quad \Delta P_V \approx \frac{8 \mu_c \bar{L} Q}{\pi \bar{R}^4}$$

$$\Delta P_c \approx \frac{2\sigma}{R}; \quad Ca^* = \frac{\mu_c V}{\sigma} \approx \frac{\bar{R}}{\bar{L}}$$

Nogueira,
Carvalho &
Alvarado
(2013)

Este modelo describe la emulsión como una fase simple newtoniana que contiene una baja concentración de gotas dispersas. El efecto de la fase dispersa sobre las características del flujo se realiza a través de un factor de reducción de la movilidad local (Cobos et al., 2009; Romero et al., 2011). El modelo propuesto tiene en cuenta el transporte de la fase dispersa a través de la red, permitiendo que ocurran transitorios y gradientes de concentración de gotas.

$$f_{ij} = 1 + (f_{ij}^* - 1) \left(\frac{C_{ij}}{C^*} \right)^{K_c}$$

Esta definición del factor de reducción de la movilidad conduce a una relación de ley de potencia entre la caída de presión y la velocidad de flujo

Para capilar i, j :

$$V_{capij} \frac{dC_{ij}}{dt} = q_{ij} (C_i - C_j)$$

Para cuerpo de poro i, j :

$$V_{pi} \frac{dC_i}{dt} = \sum_{j=1}^{n_{in}} q_{j,i} C_{ij} - \sum_{j=1}^{n_{out}} q_{ji} C_i.$$

Moradi,
Kazempour,
French &
Alvarado
(2014)

En este estudio, se llevaron a cabo dos conjuntos de experimentos para investigar más a fondo el flujo de emulsión en tapones de núcleo de arenisca consolidada. El mecanismo de liberación de bloqueo de las gotas atrapadas se vuelve menos eficaz a medida que el índice de flujo de agua o, de forma equivalente, el número capilar, aumenta por encima de un valor crítico. Además, una relación de tamaño de gota a poro más grande da como

resultado un número capilar requerido más alto, es decir, una fuerza viscosa mayor para movilizar las gotas en los medios porosos.

$$\Delta p = -2\gamma H; \quad Ca = \frac{\mu v}{\gamma}$$

En este estudio, la variación de la tasa de flujo de las emulsiones O/W con caída de presión se estudió experimentalmente y se calcularon los parámetros reológicos. La viscosidad efectiva de la emulsión se calculó a partir del modelo derivado y se expresó como una función de la velocidad de corte mientras fluía a través de medios porosos.

Mandal &
Bera

(2015)

$$\tau_w = K(8v/D_H)^n \left(\frac{3n+1}{4n}\right)^n$$

$$K' = K \left(\frac{3n+1}{4n}\right)^n$$

$$\mu_{eff} = 8^{n-1} V^{n-1} D_H^{1-n} K'$$

Nota: Fuente: Autores.

4. EVALUACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN DEBIDO AL FLUJO EMULSIONES AGUA/ACEITE EN EL MEDIO POROSO.

Se implementó un modelo analítico tanto para la reología de tubos capilares como para el flujo de macroemulsiones en el medio poroso, en donde se calcula el daño de formación por bloqueo de emulsiones agua/aceite y su respectivo radio capilar.

4.1. MODELO ANALÍTICO

4.1.1. Flujo de fluidos no-newtonianos en tubos capilares

Considerando flujo continuo laminar de un fluido de densidad constante, (ρ), en un tubo de longitud (L_c) y radio (r). Al realizar un equilibrio de momento sobre un elemento de tubo, se puede determinar el flujo de momento o la distribución de esfuerzo cortante en una sección circular perpendicular al eje del tubo, es decir,

$$\tau_c = \frac{r_c}{2L_c} \Delta P_c \quad (4.0)$$

En este punto, se puede insertar la relación funcional apropiada para el esfuerzo cortante, (τ), en función de la velocidad de corte, ($\dot{\gamma}$), para obtener una ecuación diferencial que relacione las variables macroscópicas, la velocidad y la caída de presión a través del capilar. Al resolver la ecuación diferencial, se define la distribución de velocidad y luego encontrar relaciones de la presión/tasa de flujo para el modelo reológico considerado.

Otra alternativa más general es usar la ecuación (4.0) con el análisis teórico de (Rabinowitsch) y los estudios de (Mooney) y (Metzner & Reed). Las ecuaciones básicas son:

$$v_c = \frac{q}{\pi r_c^2} \quad (4.1)$$

$$\dot{\gamma}_{rc} = \frac{3n' + 1}{4n'} \left(\frac{8\vec{V}_c}{d} \right) \quad (4.2)$$

$$\tau_{rc} = \frac{r_c}{2L_c} \Delta P_c \quad (4.3)$$

$$\tau_{rc} = K' \left(\frac{8\vec{V}_c}{d} \right)^{n'} \quad (4.4)$$

Dónde:

v_c = Velocidad de flujo; cm/s

$\dot{\gamma}_{rc}$ = Tasa de corte en la pared capilar, S^{-1}

τ_{rc} = Esfuerzo cortante en la pared capilar, dina/cm²

L_c = Longitud capilar, cm

r_c = Radio capilar, cm

d = Diámetro capilar, cm

ΔP_c = Caída de presión a lo largo del capilar, dina/cm²

\vec{V}_c = Velocidad promedio del fluido, cm/s

n' = Índice de comportamiento de flujo, adimensional

K' = Índice de consistencia, poise-sec^{n'-1} ($Pa * S^{n'-1}$)

$$\tau_{rc} = K' \left(\frac{8\vec{V}_c}{d} \right)^{n'} \quad (4.4)$$

$$\ln \tau_{rc} = \ln k' + n' \ln \left(\frac{8\vec{V}_c}{d} \right) \quad (4.5)$$

El índice de comportamiento de flujo n' sería la pendiente, $r_c = \frac{d}{2}$ entonces:

$$n' = \frac{\Delta \text{Ln } \tau_{rc}}{\Delta \text{Ln } \left(\frac{8\vec{v}_c}{d} \right)} = \frac{\Delta \text{Ln } \left(\frac{r_c \Delta P_c}{2 L_c} \right)}{\Delta \text{Ln } \left(\frac{8\vec{v}_c}{d} \right)} = \frac{\Delta \text{Ln } \left(\frac{d \Delta P_c}{4 L_c} \right)}{\Delta \text{Ln } \left(\frac{8\vec{v}_c}{d} \right)} \quad (4.6)$$

De acuerdo con la Eq.4.6, n' representa la pendiente de un gráfico logarítmico de $\Delta P_c/4L_c$ vs $8\vec{v}_c/d$. El valor de $8\vec{v}_c/d$ se puede considerar como una velocidad de corte aparente. Por lo tanto, se escribe:

$$\dot{\gamma}_a = \frac{8 \vec{V}_c}{d} \quad (4.7)$$

La Eq.4.4 se usa para caracterizar las emulsiones desde el punto de vista reológico. Por definición, la viscosidad aparente, μ_a , viene dada por:

$$\mu_a = \frac{\tau_{rc}}{\dot{\gamma}_{rc}} \quad (4.8)$$

En general y para los fluidos no newtonianos, μ_a , según lo dado por Eq. 4.7, debe evaluarse a una velocidad de corte dada, $\dot{\gamma}$.

Ahora, se usa las Eqs.4.2 a 4.4 para reescribir la Eq.4.8 en términos de las constantes reológicas K' y n' . Por lo tanto:

$$\mu_a = \frac{K' \left(\frac{8 \vec{v}_c}{d} \right)^{n'}}{\frac{3n' + 1}{4n'} \left(\frac{8\vec{V}_c}{d} \right)} = \left(\frac{4n'}{3n' + 1} \right) K' \left(\frac{8 \vec{v}_c}{d} \right)^{n'-1} \quad (4.9)$$

Usando Eq.4.4 se traza el logaritmo de τ_{rc} vs el logaritmo de $\dot{\gamma}_a$ para obtener K' y n' , que son la intersección y la pendiente de esa gráfica. Entonces, se usan Eq.4.8 o Eq.4.9 para calcular la viscosidad aparente como una función de $\dot{\gamma}_a$. De esta manera, se define un fluido dado reológicamente.

4.1.2. Flujo de fluidos no-newtonianos en medios porosos

Considere la analogía entre la ley de Darcy y la ley Hagen-Poiseville. Para el flujo constante de un fluido newtoniano en un tubo capilar uniforme, la ley Hagen-Poiseville puede escribirse como:

$$\vec{v}_c = \frac{1}{2} \left(\frac{r_c}{2} \right)^2 \frac{\Delta P_c}{\mu L_c} \quad (4.10)$$

Al usar la suposición de (Deprit)- (Forchheimer) (la velocidad promedio de los poros, \vec{v}_c , es igual a la velocidad promedio en el núcleo, \vec{v}_c , dividida por la porosidad, ϕ), la ley de Darcy se puede escribir como:

$$\vec{v}_c = \frac{K}{\phi} * \frac{\Delta P_c}{\mu L_c} \quad (4.11)$$

Combinando las Eqs.4.10 y 4.11 se tiene:

$$\frac{1}{2} \left(\frac{r_c}{2} \right)^2 \frac{\Delta P_c}{\mu L_c} = \frac{K}{\phi} * \frac{\Delta P_c}{\mu L_c} \quad (4.12)$$

$$\frac{1}{2} \left(\frac{r_c}{2} \right)^2 = \frac{K}{\phi} \quad (4.13)$$

$$r_c = 2\sqrt{2} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (4.14)$$

$$r_c = \alpha \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (4.15)$$

Donde α es un parámetro que depende de la tortuosidad del medio poroso.

Al usar la Eq.4.15 para definir un r_c para Eq. 4.3, podemos definir la tensión de corte promedio en un medio poroso, $\bar{\tau}_c$, como:

$$\bar{\tau}_c = \frac{\alpha \sqrt{\frac{k}{\phi}} \Delta P_c}{2 L_c} \quad (4.16)$$

Donde ΔP_c es la presión a lo largo de la longitud del núcleo L_c , k y ϕ son la permeabilidad del núcleo y la porosidad, respectivamente. De la misma manera, al usar la suposición de (DePuit)-(Forchheimer) con la Eq.4.7, podemos definir la tasa de corte promedio dentro del medio poroso como:

$$\bar{\gamma}_c = \frac{8 \vec{v}_c}{\phi d} = \frac{8 \vec{v}_c}{\phi 2r_c} = \frac{4 \vec{v}_c}{\alpha \phi \sqrt{\frac{k}{\phi}}} = \frac{4 \vec{v}_c}{\alpha \sqrt{k\phi}} \quad (4.17)$$

Donde:

$$\phi \sqrt{\frac{k}{\phi}} = \phi \frac{k^{\frac{1}{2}}}{\phi^{\frac{1}{2}}} = \phi^{\frac{1}{2}} k^{\frac{1}{2}} = \sqrt{\phi k} \quad (4.18)$$

Por lo tanto, la idea principal es superponer la línea recta que resulta cuando se grafica el esfuerzo de corte frente a la velocidad de corte en el papel log-log para un medio poroso dado por las Eqs.4.16 y 4.17, respectivamente, con el esfuerzo de corte y la velocidad de corte determinadas por el viscosímetro capilar. Por lo tanto, la forma matemática de la ecuación que describe el flujo de macro emulsiones a través de medios porosos para un rango dado de tasas de corte será análogo al de la ecuación de (Metzner & Reed) (Eq.4.4), que describe la reología de fluidos newtonianos y no newtonianos en un viscosímetro capilar.

$$\bar{\tau}_c = k' (\bar{\gamma}_c)^{n'} \quad (4.19)$$

Reemplazando:

$$\frac{\alpha \sqrt{\frac{k}{\emptyset}} \Delta P_c}{2 L_c} = \left(\frac{4 \vec{v}_c}{\alpha \sqrt{k \emptyset}} \right)^{n'} k' \quad (4.20)$$

$$\frac{\alpha^{n'+1} \sqrt{\frac{k}{\emptyset}} \Delta P_c}{2 L_c} = \left(\frac{4 \vec{v}_c}{\sqrt{k \emptyset}} \right)^{n'} k' \quad (4.21)$$

En consecuencia, se puede escribir:

$$\frac{\beta \sqrt{k/\emptyset}}{2 L_c} \Delta P_c = K' \left(\frac{4 \vec{v}_c}{\sqrt{k \emptyset}} \right)^{n'} \quad (4.22)$$

$$\vec{v}_c^{n'} = \frac{\beta \left(\frac{k}{\emptyset} \right)^{\frac{n'+1}{2}} \emptyset^{n'} \Delta P_c}{2^{(2n'+1)} K' L_c} \quad (4.23)$$

Donde:

$\beta = \alpha^{n'+1}$, es un parámetro que depende tanto de la tortuosidad del medio poroso como de la naturaleza reológica del fluido que fluye.

Para fluidos newtonianos, $n' = 1$ y $K' = \mu$; y cuando $\beta=8$, la Eq.4.23 se reduce a la ley de Darcy, es decir:

$$\vec{v}_c = \frac{K}{\mu} * \frac{\Delta P_c}{L_c} \quad (4.24)$$

En las Eqs.4.22 y 4.23, las unidades están en el sistema CGS; por lo tanto:

\vec{v}_c = Velocidad de flujo promedio, cm/s

β = Parámetro, adimensional

\emptyset = Porosidad, adimensional

ΔP_c = Caída de presión, dina/cm²

L_c = Longitud del núcleo, cm

k = Permeabilidad, cm²

K' = Constante reológica, (poise * S^{n'-1})(Pa * S^{n'-1})

n' = Constante reológica, adimensional

El comportamiento en fluidos newtonianos en la figura 15, el esfuerzo de corte & viscosidad aparente vs tasa de corte, a medida que aumenta la tasa de corte aumenta el esfuerzo de corte proporcionalmente y la relación del esfuerzo de corte vs la tasa de corte es constante que es equivalente a la viscosidad aparente.

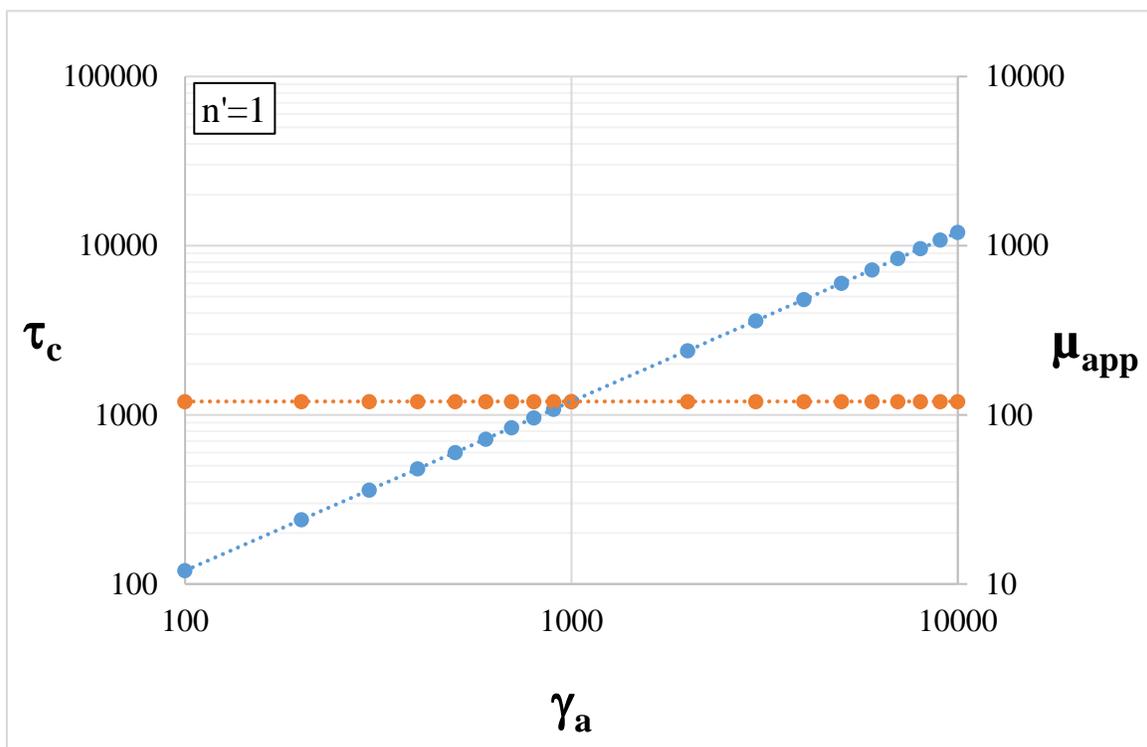


Figura 15 Comportamiento de flujo para fluidos newtonianos

El comportamiento en fluidos no-newtonianos en la figura 16, el esfuerzo de corte & viscosidad aparente vs tasa de corte, a medida que aumenta la tasa de corte aumenta el esfuerzo de corte, pero este no es proporcional y la relación del esfuerzo de corte vs la tasa de corte disminuye a medida que aumenta la tasa de corte y esta es equivalente a la viscosidad aparente.

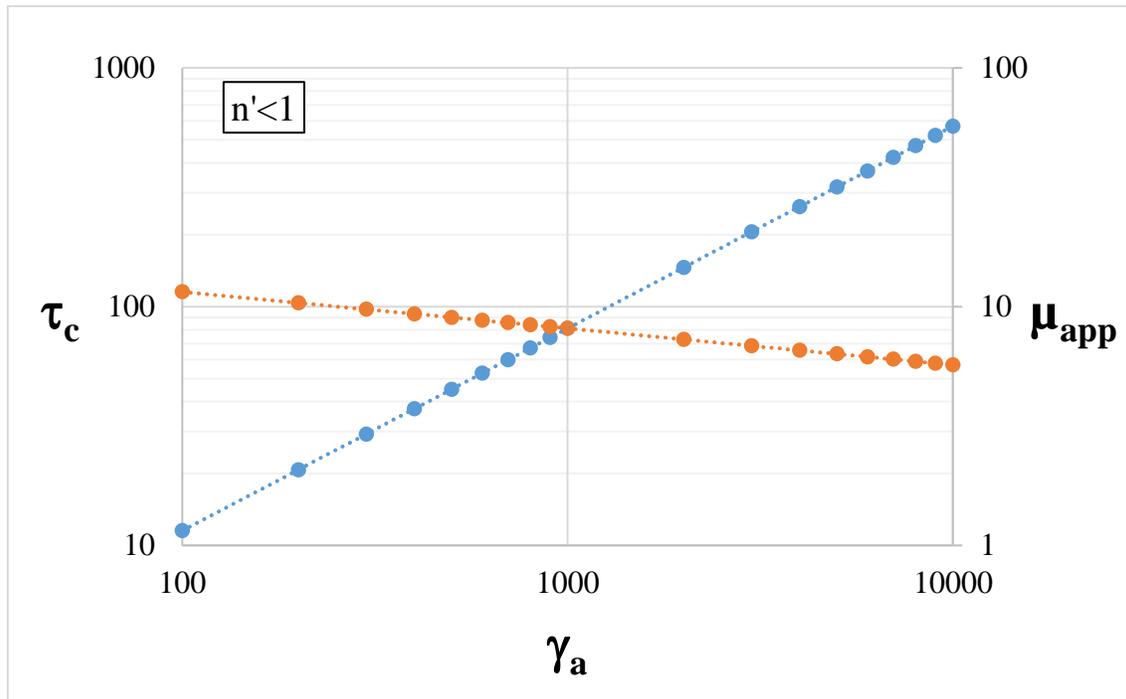


Figura 16 Comportamiento de fluidos no-newtonianos

4.2. PROTOCOLO MODELO EVALUACIÓN REOLOGICA DEL FLUIDO

1. Utilizando el viscosímetro capilar se hace fluir las emulsiones a diferentes tasas de flujo (Q) y se lee el correspondiente diferencial de presión (ΔP_c)
 - Se genera un historico ΔP_c vs Q
2. Calcular la velocidad de la emulsión con los datos de caudal (Q) y el radio del capilar (r_c).

$$V_{emulsi3n} = \frac{Q}{\pi r_{ca}^2} \quad (4.25)$$

3. Estimar el esfuerzo de corte (τ_c) de la emulsi3n en el capilar

$$\tau_c = \frac{r_{ca}}{2L_{ca}} \Delta P_c \quad (4.26)$$

4. Calcular la tasa de corte ($\dot{\gamma}_a$) de la emulsi3n en el capilar

$$\dot{\gamma}_a = \frac{8V_c}{d_{ca}} \quad (4.27)$$

5. Graficar en escala log-log, el esfuerzo de corte (τ_c) vs tasa de corte ($\dot{\gamma}_a$) y se obtiene el reograma.
6. Estimar la pendiente y el punto de corte como resultado de la regresi3n potencial de los datos de la grafica log-log, (τ_c) vs ($\dot{\gamma}_a$):

- La pendiente corresponde al indice de comportamiento de flujo n' (adimensional) y el punto de corte es el indice de consistencia $k'(cp * seg^{n-1})$

7. Si $n' = 1$ la emulsi3n tiene un comportamiento newtoniano y el indice de consistencia k' seria la viscosidad de la emulsi3n (μ).

Si $n' < 1$ la emulsi3n tiene un comportamiento no-newtoniano (Pseudoplastica), la viscosidad aparente (μ_{app}) seria una relaci3n entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte

$$\mu_{app} = \frac{\tau_c}{\dot{\gamma}_a} \quad (4.28)$$

8. Graficar en esacla log-log, la viscosidad aparente vs la tasa de corte a diferentes concentraciones fe .

- Si el porcentaje de concentración $fe < 50\%$ el valor de la viscosidad aparente permanece constante, la emulsion tiene un comportamiento newtoniano $n' = 1$.
- Si el valor de la viscosidad aparente disminuye con el aumento de la rata de corte, la emulsion tiene un comportamiento no-newtoniano $n' < 1$.

4.3. MODELO DE FLUJO DE MACROEMULSIONES EN EL MEDIO POROSO Y CALCULO DEL DAÑO.

1. Utilizar un equipo de desplazamiento positivo para hace fluir las emulsiones a diferentes tasas (Q) y leer el correspondiente diferencial de presion (ΔP)
2. Calcular la velocidad de la emulsion con el caudal (Q) y el radio del nucleo (r_{core})

$$V_{emulsi3n} = \frac{Q}{\pi(r_{core})^2} \quad (4.29)$$

3. Graficar en escala log-log entre el diferencial de presion (ΔP) vs la velocidad de la emulsion en el medio poroso (V_c)
4. Calcular el valor de β (parametro de correcci3n) suponiendo un valor de K_f (permeabilidad final) para el ajuste de los reogramas tanto del capilar como del medio poroso.

$$\beta = \frac{V_c^{n'} 2^{2n'+1} K' L_{co}}{\left(\frac{K_f}{\phi}\right)^{\frac{n'+1}{2}} \phi^{n'} \Delta P_c} \quad (4.30)$$

5. Calcular el esfuerzo de corte (τ_c) de la emulsion en el medio poroso:

$$\tau_c = \frac{\beta \sqrt{K_f / \phi} \Delta P_c}{2L_{co}} \quad (4.31)$$

6. Calcular la tasa de corte ($\dot{\gamma}_c$) de la emulsión en el medio poroso:

$$\dot{\gamma}_c = \frac{4\bar{V}_{CD}}{\sqrt{K_f}\phi} \quad (4.32)$$

7. Calcular la viscosidad aparente (μ_{app}) de la emulsión en el medio poroso.

$$\mu_{app} = \frac{\tau_c}{\dot{\gamma}_c} \quad (4.33)$$

8. Estimar la permeabilidad (K_C).

$$K_C = \frac{V_c \mu_a L_{co}}{\Delta P_c} \quad (4.34)$$

- Cuando la permeabilidad calculada K_C sea igual a la permeabilidad inicial K_i del núcleo, el valor supuesto de la permeabilidad final (k_f) es correcto.

9. Graficar en escala log-log en los ejes primarios diferencial de presión (ΔP_c) vs caudal (Q) para el capilar y en los ejes secundarios esfuerzo de corte (τ_c) vs tasa de corte ($\dot{\gamma}_c$) para el medio poroso :

- En la grafica las pendientes deben ser iguales tanto para el medio poroso como para el capilar, son lineas rectas de la misma pendiente (n').

10. Graficar en escala log-log esfuerzo de corte (τ_c) vs tasa de corte ($\dot{\gamma}_c$), tanto para el capilar como para el medio poroso :

- En la gráfica los dos reogramas tanto para el medio poroso como para los tubos capilares se deben superponer para un valor de β (parámetro de corrección o ajuste).

11. Graficar en escala log-log de la viscosidad aparente (μ_{app}) vs la tasa de corte (τ_c) tanto para el capilar como para el medio poroso.

- En la grafica la viscosidad aparente debe ser igual tanto para el medio poroso como para el capilar.

12. Calcular el diferencial de presión del sistema (ΔP_s) con la diferencia entre el diferencial de presión final (ΔP_f) de la emulsión la cual tiene una permeabilidad final (K_f) y el diferencial de presión ideal (ΔP_i) la cual está calculada a una permeabilidad inicial (K_i)

$$\Delta P_s = \Delta P_{emulsion} - \Delta P_{ideal} \quad (4.35)$$

$$\Delta P_{emulsion} = \frac{V_c^{n'} 2^{(2n'+1)} K L_{co}}{\beta \left(\frac{k_f}{\phi}\right)^{\left(\frac{n'+1}{2}\right)} \phi^{n'}} \quad (4.36)$$

$$\Delta P_{ideal} = \frac{V_c L_{co} \mu_{salmuera}}{k_{inicial}} \quad (4.37)$$

13. Graficar en escala cartesiana la velocidad de la emulsión (V_c) vs diferencial de presión (ΔP) para la permeabilidad final (K_f) y la inicial (K_i).

14. Calcular el daño de formación (S) por el bloqueo de la emulsión con el diferencial de presión del sistema (ΔP_s)

$$S = \frac{k_i A \Delta P_s}{887.2 q B \mu_{app} L_{co}} \quad (4.38)$$

15. Graficar en escala log-log en los ejes primarios daño (S) vs diferencial de presión del sistema (ΔP_s) y en el eje secundario (Y) velocidad de la emulsión (V_c)

16. Estimar el tamaño promedio de las gargantas del medio poroso (r_c) con el parámetro α .

$$r_c = \alpha \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (4.39)$$

$$\alpha = \beta^{\frac{1}{n'+1}} \quad (4.40)$$

5. EJEMPLOS DE APLICACIÓN DEL MODELO

5.1. EVALUACIÓN REOLÓGICA DE LA EMULSIÓN EN EL TUBO CAPILAR

Para hacer una evaluación reológica del fluido se prepara una emulsión agua/aceite, esta emulsión tiene un porcentaje de agua del 40% y aceite del 60%. Como se utiliza un viscosímetro capilar, se conocen los datos del radio y longitud del capilar.

Tabla 3

Datos del capilar y concentración de la emulsión

L_{ca} (cm)	r_c (cm)	fe (%)
29.1	0.02167	60

Nota: Tomado de (Abou-Kassem & Farouq-Ali, 1995)

Siguiendo el paso a paso del protocolo evaluación reologica del fluido (Capítulo 4, sección 4.1); los resultados obtenidos de esfuerzo de corte (τ_c) y rata de corte ($\dot{\gamma}_a$) se muestran en la Tabla 4.

Se grafica en escala log-log, esfuerzo de corte (τ_c) vs rata de corte ($\dot{\gamma}_a$), de esta grafica estimamos la pendiente que corresponde al indice de comportamiento de flujo el cual tiene un valor de ($n' = 0.847$) y el punto de corte es el indice de consistencia que tiene un valor de ($k = 0.23328$); estos resultados corresponden a una regresion potencial, figura 17.

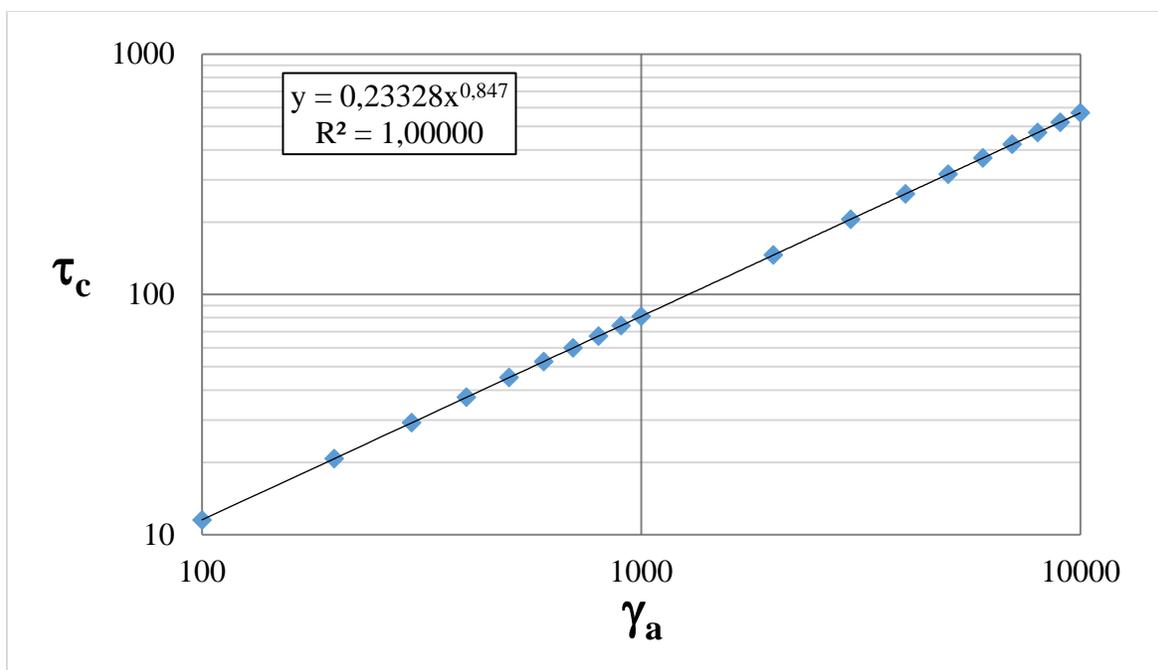


Figura 17 Evaluación reológica de la macroemulsión para un $fe = 60\%$ en el tubo capilar.
Fuente: autores.

Como $n' < 1$ la emulsión tiene un comportamiento no-newtoniano (pseudoplastica), la viscosidad aparente (μ_{app}) sería una relación entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte; los datos obtenidos de la viscosidad aparente se muestran en la tabla 4.

Tabla 4

Datos reológicos experimentales

ΔP (psi)	Q (cm ³ /s)	v (cm/s)	Esfuerzo de corte, τ_c (dinas/cm ²)	Rata de corte, $\dot{\gamma}_a$ (seg ⁻¹)	μ_{app} (poises)	μ_{app} (cp)
0.45	0.000799	0.541750	11.53127971	100	0.115313	11.531280
0.81	0.001598	1.083500	20.74196576	200	0.103710	10.370983
1.14	0.002398	1.625250	29.24147055	300	0.097472	9.747157
1.45	0.003197	2.167000	37.30974831	400	0.093274	9.327437
1.76	0.003996	2.708750	45.07182053	500	0.090144	9.014364
2.05	0.004795	3.250500	52.59828885	600	0.087664	8.766381
2.33	0.005595	3.792250	59.93431506	700	0.085620	8.562045
2.61	0.006394	4.334000	67.11115692	800	0.083889	8.388895
2.89	0.007193	4.875750	74.15166586	900	0.082391	8.239074
3.16	0.007992	5.417500	81.07323574	1000	0.081073	8.107324

5.68	0.015984	10.835000	145.83101984	2000	0.072916	7.291551
8.01	0.023977	16.252500	205.58868533	3000	0.068530	6.852956
10.22	0.031969	21.670000	262.31451297	4000	0.065579	6.557863
12.34	0.039961	27.087500	316.88749419	5000	0.063377	6.337750
14.41	0.047953	32.505000	369.80400962	6000	0.061634	6.163400
16.41	0.055945	37.922500	421.38157933	7000	0.060197	6.019737
18.38	0.063938	43.340000	471.83996785	8000	0.058980	5.898000
20.31	0.071930	48.757500	521.33983737	9000	0.057927	5.792665
22.20	0.079922	54.175000	570.00347933	10000	0.057000	5.700035

Nota: Fuente: Autores

Se gráfica en escala log-log la viscosidad aparente (μ_{app}) vs la tasa de corte (τ_c), en donde se puede observar que a mayor tasa de corte menor es el valor de la viscosidad aparente ya que esta emulsión es un fluido No-newtoniano y la fracción de la fase continua tiene un valor de ($f_e = 60\%$), figura 18.

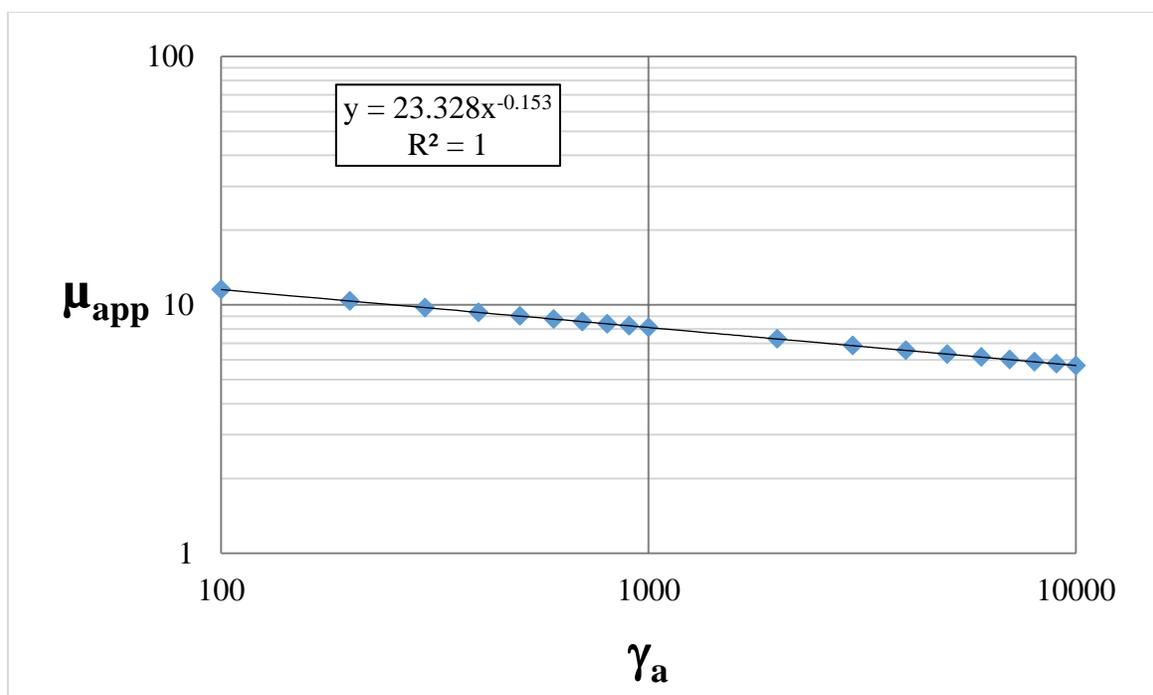


Figura 18 Viscosidad aparente como función de la velocidad de corte aparente, para la macro emulsión estudiada. Fuente: autores

5.2. EVALUACIÓN REOLÓGICA DE LA EMULSIÓN Y CÁLCULO DEL DAÑO EN EL MEDIO POROSO PARA EL NÚCLEO P8.

En la tabla 5 se describen las propiedades físicas y petrofísicas del medio poroso. La permeabilidad absoluta original del núcleo K_i , saturación de salmuera al 100%, se obtuvo a través de una prueba de desplazamiento positivo (flujo de salmuera a través del núcleo de roca). En la tabla 6 están los datos experimentales obtenidos de una prueba de desplazamiento positivo (flujo de la emulsión a través del núcleo de roca), caudal Q y diferencial de presión ΔP ; con el caudal Q y las propiedades físicas del núcleo se estima la velocidad de la emulsión.

Tabla 5

Propiedades físicas y petrofísicas del medio poroso

Núcleo	Longitud L_{CO} (cm)	Radio r (cm)	Porosidad \emptyset (Fracción)	Permeabilidad k (md)
P8	2.29	1.27	0.19	354

Nota: Tomado de (Abou-Kassem & Farouq-Ali, 1995)

Tabla 6

Datos experimentales obtenidos en prueba de desplazamiento positivo

No.	ΔP (Psi)	Q (cm ³ /s)	v (cm/s)
1	1.8550332	0.0106298	0.0020978
2	2.2037665	0.0130272	0.0025710
3	2.4923223	0.0150641	0.0029729
4	2.8888856	0.0179330	0.0035391
5	3.2271929	0.0204379	0.0040335
6	3.8813481	0.0254140	0.0050155
7	4.4989261	0.0302540	0.0059707
8	4.7258972	0.0320641	0.0063279
9	5.0880030	0.0349844	0.0069043
10	5.8254517	0.0410464	0.0081006
11	7.1808367	0.0525449	0.0103699
12	8.4264605	0.0634672	0.0125254

13	9.2981368	0.0712890	0.0140691
14	10.5156092	0.0824354	0.0162688
15	12.0397312	0.0967196	0.0190879
16	12.9622345	0.1055284	0.0208263
17	14.1282016	0.1168244	0.0230556
18	15.2107198	0.1274642	0.0251554
19	16.7842016	0.1431731	0.0282556
20	19.4548053	0.1704399	0.0336368
21	22.0021624	0.1970892	0.0388961
22	25.1911290	0.2312402	0.0456358
23	28.1411809	0.2635395	0.0520102
24	32.2199344	0.3092049	0.0610224
25	36.4387170	0.3575508	0.0705636
26	40.2081303	0.4016160	0.0792599
27	42.7595490	0.4318737	0.0852314
28	46.6058169	0.4781023	0.0943547

Nota: Fuente: autores

Ahora bien, se supone un valor para la permeabilidad final (K_f) y se calcula β con la ecuación (4.30). Luego se calcula el esfuerzo de corte (τ_c) y la rata de corte ($\dot{\gamma}_c$) con las ecuaciones (4.31) y (4.32), y por último se estima la μ_{app} con la ecuación (4.33).

Con los parámetros calculados se estima un valor de permeabilidad original, k_c , utilizando la ecuación (4.34). El valor de k_c calculado se compara con el valor de la permeabilidad original k_i del núcleo saturado 100% con salmuera. Si el valor de k_c es igual a k_i , el valor de k_f supuesto es correcto; o de lo contrario se supone un nuevo valor de k_f y se repite el proceso. El valor de k_f correcto es de 225.5 md, para un núcleo que tenía una permeabilidad original $k_i = 354$ md. Ver resultados en la tabla 7.

Tabla 7*Resultados reológicos obtenidos para el núcleo P8*

τ_c (dinas/cm ²)	$\dot{\gamma}_c$ (seg ⁻¹)	β (Adimensional)	k_i (md)	μ_{app} (Poise)
37.946329	408.069274	12.555	354.0	0.092990
45.079974	500.105895	12.555	354.0	0.090141
50.982635	578.300570	12.555	354.0	0.088159
59.094685	688.435654	12.555	354.0	0.085839
66.015057	784.595156	12.555	354.0	0.084139
79.396375	975.624678	12.555	354.0	0.081380
92.029474	1161.428966	12.555	354.0	0.079238
96.672367	1230.918420	12.555	354.0	0.078537
104.079558	1343.025173	12.555	354.0	0.077496
119.164716	1575.740431	12.555	354.0	0.075625
146.890304	2017.159422	12.555	354.0	0.072820
172.370631	2436.459971	12.555	354.0	0.070746
190.201533	2736.732891	12.555	354.0	0.069499
215.105998	3164.637120	12.555	354.0	0.067972
246.283248	3712.996766	12.555	354.0	0.066330
265.153861	4051.160504	12.555	354.0	0.065451
289.004740	4484.805060	12.555	354.0	0.064441
311.148597	4893.259097	12.555	354.0	0.063587
343.335546	5496.314262	12.555	354.0	0.062467
397.965084	6543.066848	12.555	354.0	0.060822
450.073505	7566.113113	12.555	354.0	0.059485
515.306609	8877.146329	12.555	354.0	0.058049
575.652504	10117.093653	12.555	354.0	0.056899
659.086980	11870.155295	12.555	354.0	0.055525
745.385875	13726.120689	12.555	354.0	0.054304
822.492526	15417.750536	12.555	354.0	0.053347
874.684029	16579.321308	12.555	354.0	0.052758
953.362810	18354.005946	12.555	354.0	0.051943

Nota: Fuente: autores

Además, al graficar en escala log-log ΔP vs Q (prueba de desplazamiento en el capilar) y; τ_c vs $\dot{\gamma}_c$ (prueba de desplazamiento en el núcleo), tienen un comportamiento lineal y paralelo, figura 19. También en escala log-log graficar los esfuerzos de corte y las tasas de corte obtenidos de los desplazamientos de la emulsión en el capilar y en el núcleo, y verificar que su comportamiento es

lineal y superpuesto, figura 20. De esta manera se comprueba que el valor supuesto para k_f es el correcto.

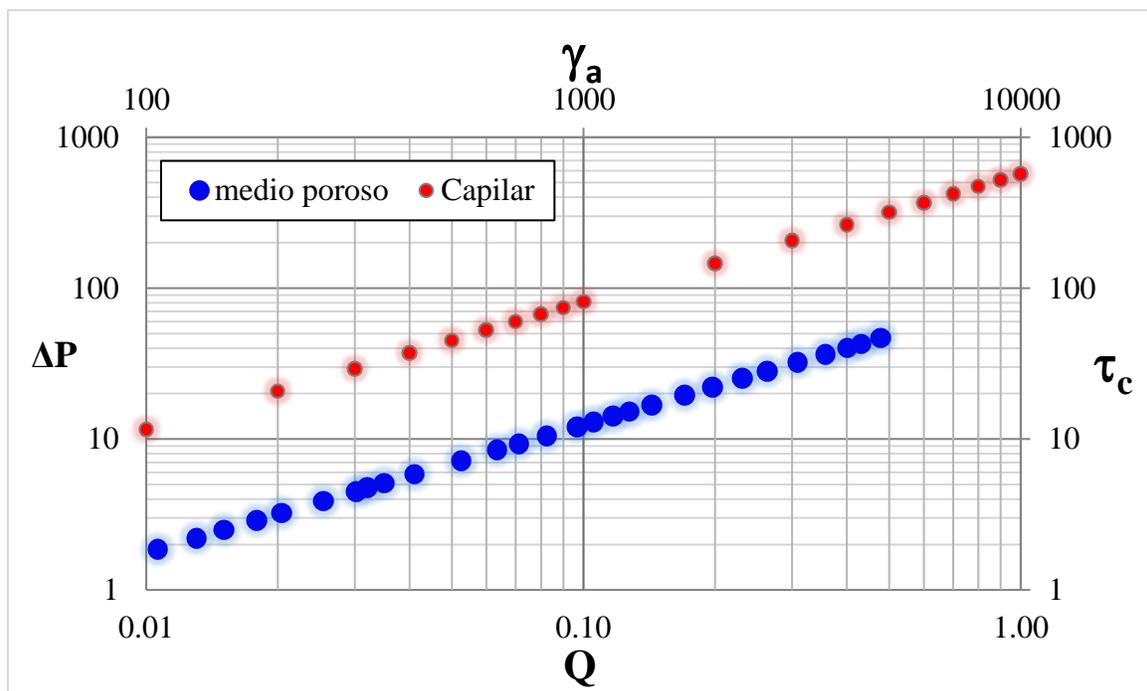


Figura 19 Caída de presión, ΔP , frente a caudal, Q , (medios porosos) y esfuerzo cortante, τ_c , vs la velocidad de corte aparente, γ_a , (tubos capilares).

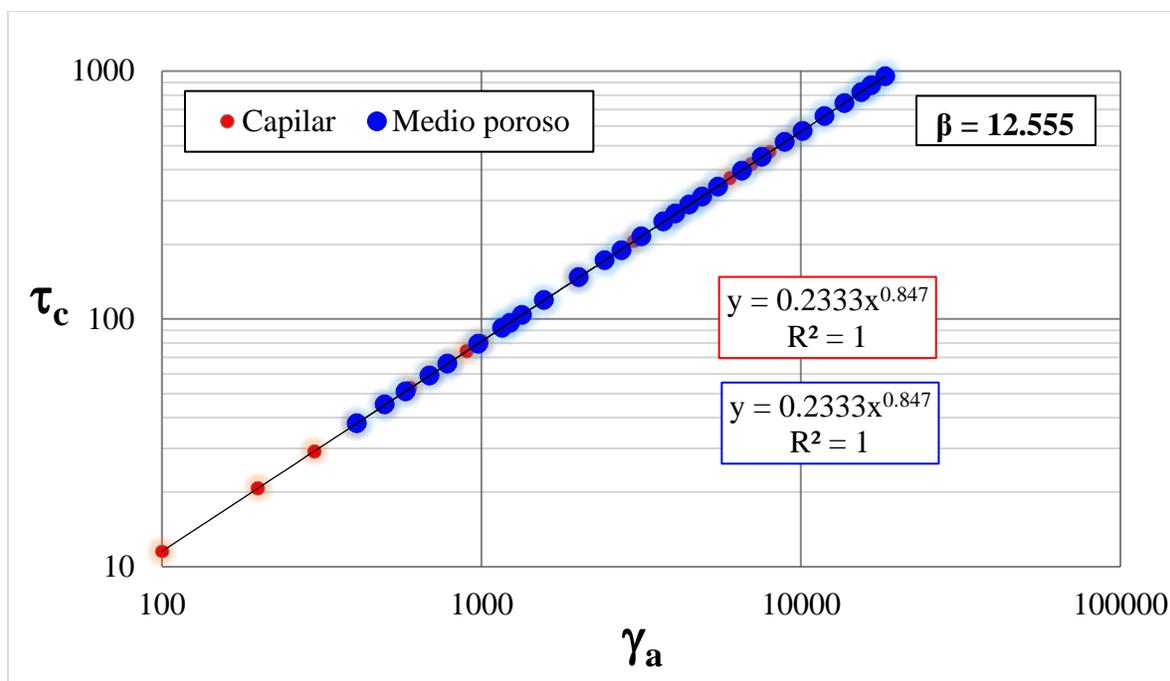


Figura 20 Superposición de los reogramas del tubo capilar y medio poroso para el núcleo P8.

El valor de β , parámetro que depende de la tortuosidad del medio y de la reología del fluido, para el sistema estudiado es de 12.555, fue calculado con la ecuación 4.30.

En la figura 21, se puede observar que el comportamiento de las viscosidades aparentes de la emulsión estimadas por la reología en el tubo capilar y el medio poroso tienen un comportamiento similar, la viscosidad aparente de la emulsión en los dos medios es la misma.

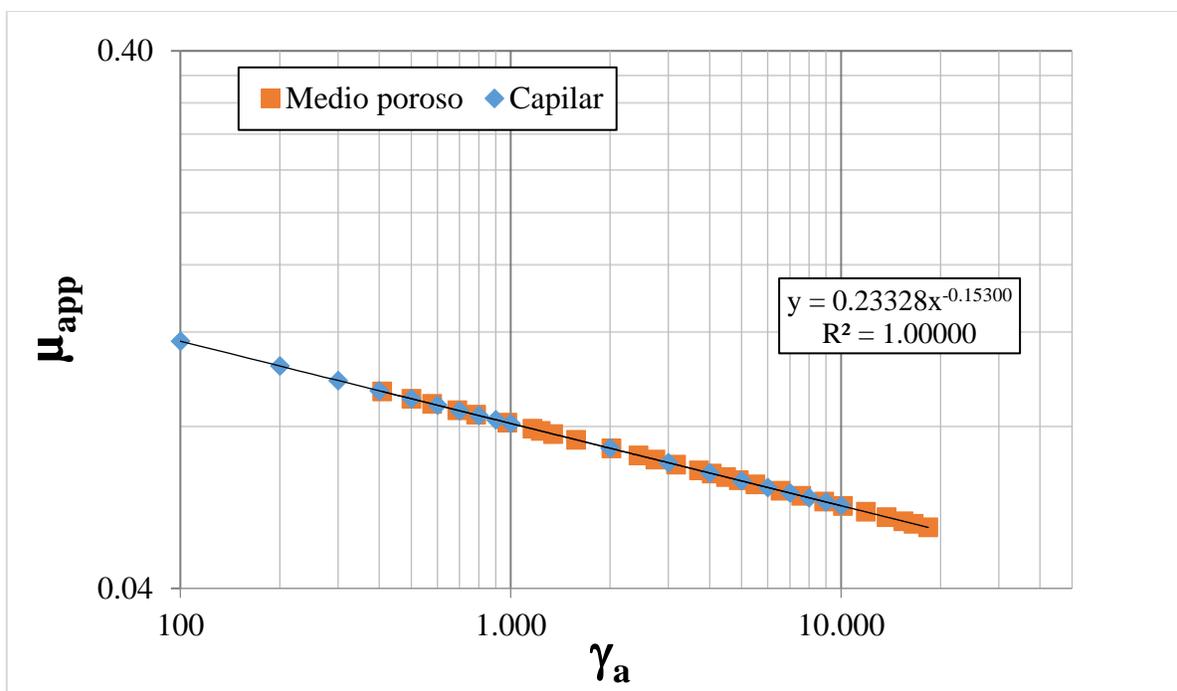


Figura 21 Superposición de los reogramas del medio poroso y tubo capilar para la viscosidad aparente vs tasa de corte

Se calcula el daño en la formación generado por la emulsión (bloqueo por emulsiones), estimando el valor de la caída de presión debido al daño ΔP_s , ecuaciones (4.36) y (4.37). Conocido el ΔP_s , se procede a calcular el daño por bloqueo de la emulsión, S , ecuación (4.38), ver tabla 8.

Tabla 8

Resultados la caída de presión con diferentes permeabilidades, caída de presión debido al daño y daño de formación en el medio poroso para el núcleo P8

ΔP_{kf} (psi)	ΔP_{ki} (psi)	ΔP_s (psi)	S
1.855032	0.199488	1.655545	8.354335
2.203766	0.244480	1.959285	8.067529
2.492321	0.282707	2.209615	7.868062
2.888884	0.336547	2.552338	7.634483
3.227192	0.383555	2.843636	7.463341
3.881347	0.476941	3.404405	7.185605
4.498924	0.567773	3.931151	6.969987
4.725895	0.601744	4.124152	6.899382

5.088001	0.656548	4.431453	6.794646
5.825449	0.770312	5.055137	6.606221
7.180834	0.986103	6.194730	6.323930
8.426457	1.191082	7.235376	6.115144
9.298133	1.337872	7.960261	5.989627
10.515605	1.547056	8.968549	5.835836
12.039726	1.815126	10.224600	5.670569
12.962229	1.980440	10.981789	5.582112
14.128196	2.192430	11.935766	5.480391
15.210714	2.392106	12.818608	5.394454
16.784195	2.686914	14.097281	5.281638
19.454798	3.198627	16.256171	5.116132
22.002154	3.698751	18.303403	4.981543
25.191119	4.339659	20.851460	4.836909
28.141170	4.945816	23.195353	4.721175
32.219922	5.802814	26.417108	4.582830
36.438703	6.710116	29.728587	4.459963
40.208115	7.537082	32.671033	4.363618
42.759532	8.104924	34.654608	4.304266
46.605799	8.972492	37.633306	4.222274

Nota: Fuente: autores

En la figura 22 se observa que el comportamiento del daño (S) con respecto a la caída de presión ΔP_s , es inversamente proporcional; esto se puede explicar debido a que la μ_{app} disminuye con el incremento del esfuerzo de corte y la tasa de corte.

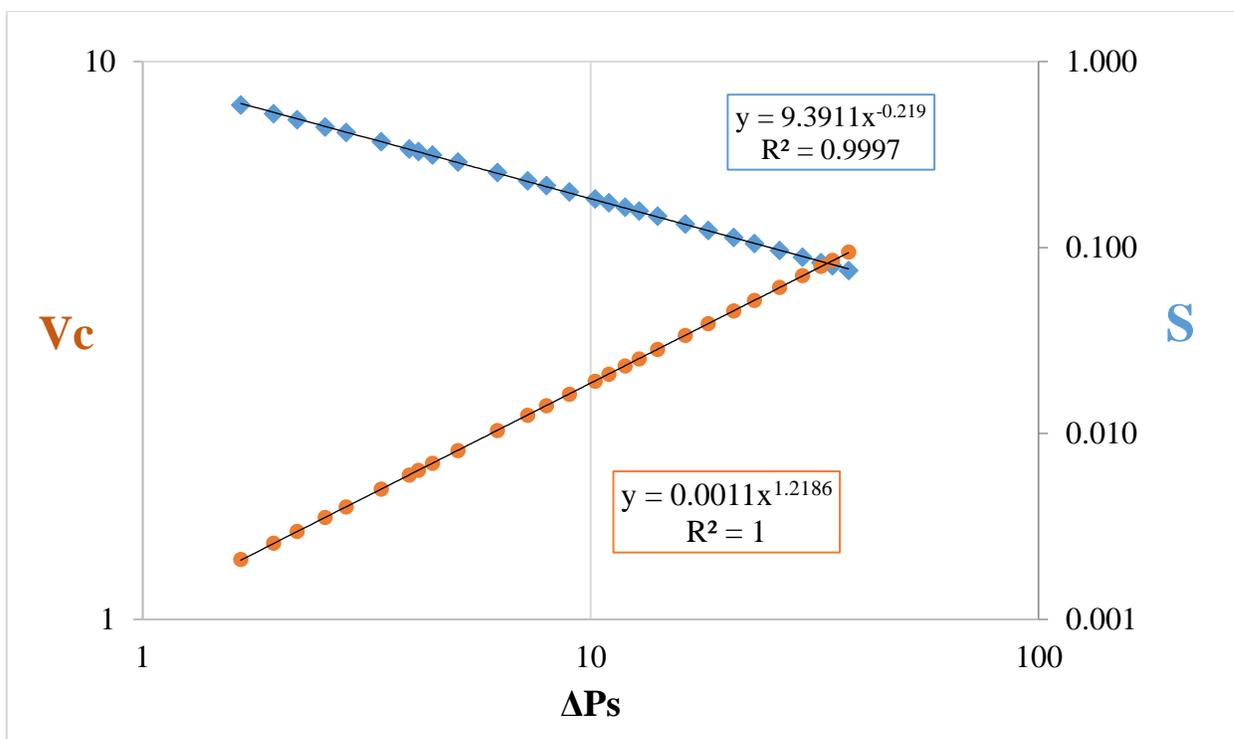


Figura 22 Comportamiento de la velocidad de flujo y el daño de formación con respecto a la caída de presión para el núcleo P8.

Por último, se estima el tamaño promedio de las gargantas del medio poroso con la permeabilidad inicial y final, ecuaciones (4.39) y (4.40).

5.3. EVALUACIÓN REOLÓGICA DE LA EMULSIÓN Y CÁLCULO DEL DAÑO EN EL MEDIO POROSO PARA EL NÚCLEO BO(1).

En la tabla 9 se describen las propiedades físicas y petrofísicas del medio poroso. La permeabilidad absoluta original del núcleo k_i , saturación de salmuera al 100%, se obtuvo a través de una prueba de desplazamiento positivo (flujo de salmuera a través del núcleo de roca). En la tabla 10 están los datos experimentales obtenidos de una prueba de desplazamiento positivo (flujo

de la emulsión a través del núcleo de roca), caudal Q y diferencial de presión ΔP ; con el caudal Q y las propiedades físicas del núcleo estimamos la velocidad de la emulsión.

Tabla 9

Propiedades físicas y petrofísicas del medio poroso

Núcleo	Longitud L_{CO} (cm)	Radio r (cm)	Porosidad \emptyset (Fracción)	Permeabilidad k (md)
Bo(1)	2.29	1.27	0.24	810

Nota: Tomado de (Abou-Kassem & Farouq-Ali, 1995)

Tabla 10

Datos experimentales obtenidos en prueba de desplazamiento positivo

No.	ΔP (Psi)	Q (cm ³ /s)	v (cm/s)
1	1.330825597	0.0170565	0.0033661
2	1.413789359	0.0183188	0.0036153
3	1.524804537	0.0200289	0.0039527
4	1.747057828	0.0235193	0.0046416
5	2.063155314	0.0286217	0.0056486
6	2.399887155	0.0342148	0.0067524
7	2.749691068	0.0401774	0.0079291
8	3.103209007	0.0463444	0.0091462
9	3.502177424	0.053458	0.0105501
10	3.952440301	0.0616636	0.0121695
11	4.597527019	0.0737137	0.0145476
12	5.512073995	0.0913212	0.0180225
13	6.411708019	0.1091668	0.0215443
14	7.236039407	0.1259233	0.0248513
15	7.804236477	0.1376784	0.0271712
16	8.807600586	0.1588113	0.0313418
17	9.939961642	0.1831879	0.0361526
18	11.21790646	0.2113062	0.0417018
19	12.85301041	0.2481303	0.0489691
20	14.50547614	0.2862169	0.0564856
21	16.61976779	0.3360955	0.0663293
22	19.62681268	0.4090101	0.0807192

Nota: Fuente: autores

Ahora bien, se supone un valor para la permeabilidad final (k_f) y calculamos β con la ecuación (4.30). Luego calculamos el esfuerzo de corte (τ_c) y la tasa de corte ($\dot{\gamma}_c$) con las ecuaciones (4.31) y (4.32), y por último estimamos la μ_{app} con la ecuación (4.33).

Con los parámetros calculados estimamos un valor de permeabilidad original, k_c , utilizando la ecuación (4.34). El valor de k_c calculado se compara con el valor de la permeabilidad original k_i del núcleo saturado 100% con salmuera. Si el valor de k_c es igual a k_i , el valor de k_f supuesto es correcto; o de lo contrario suponga un nuevo valor de k_f y repita el proceso. El valor de k_f correcto es de 618.9 md, para un núcleo que tenía una permeabilidad original $k_i = 810$ md. Ver resultados en la tabla 11.

Tabla 11

Resultados reológicos obtenidos para el núcleo Bo(1)

τ_c (dinas/cm ²)	$\dot{\gamma}_c$ (seg ⁻¹)	β (Adimensional)	k_i (md)	μ_{app} (Poise)
33.454396	351.668387	10.467	810.0	0.095131
35.539945	377.694862	10.467	810.0	0.094097
38.330653	412.953146	10.467	810.0	0.092821
43.917673	484.918013	10.467	810.0	0.090567
51.863756	590.118787	10.467	810.0	0.087887
60.328547	705.437922	10.467	810.0	0.085519
69.121944	828.373720	10.467	810.0	0.083443
78.008705	955.524458	10.467	810.0	0.081640
88.038004	1102.192101	10.467	810.0	0.079875
99.356746	1271.372604	10.467	810.0	0.078149
115.572985	1519.820491	10.467	810.0	0.076044
138.562937	1882.849518	10.467	810.0	0.073592
161.178006	2250.788749	10.467	810.0	0.071610
181.900111	2596.272683	10.467	810.0	0.070062
196.183493	2838.638187	10.467	810.0	0.069112
221.406136	3274.353882	10.467	810.0	0.067618
249.871515	3776.948624	10.467	810.0	0.066157
281.996590	4356.688915	10.467	810.0	0.064727
323.099958	5115.923224	10.467	810.0	0.063156
364.639766	5901.188919	10.467	810.0	0.061791

417.788992	6929.579632	10.467	810.0	0.060291
493.380315	8432.924826	10.467	810.0	0.058506

Nota: Fuente: autores

Además, se gráfica en escala log-log ΔP vs Q (prueba de desplazamiento en el capilar) y; τ_c vs $\dot{\gamma}_c$ (prueba de desplazamiento en el núcleo), tienen un comportamiento lineal y paralelo, figura 23. También en escala log-log se grafican los esfuerzos de corte y las tasas de corte obtenidos de los desplazamientos de la emulsión en el capilar y en el núcleo, y se verifica que su comportamiento es lineal y superpuesto, figura 24. De esta manera se comprueba que el valor supuesto para k_f es el correcto.

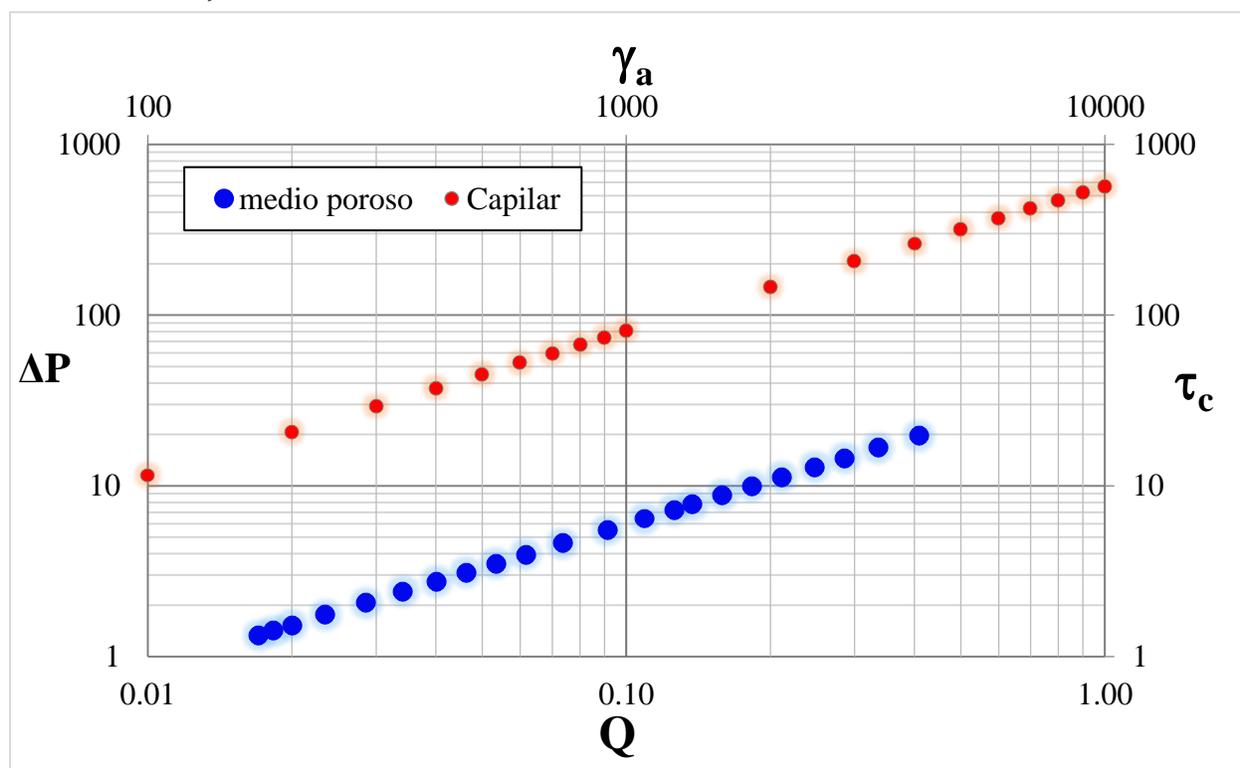


Figura 23 Caída de presión, ΔP , frente a caudal, Q , (medios porosos) y esfuerzo cortante, τ_c , vs la velocidad de corte aparente, γ_a , (tubos capilares).

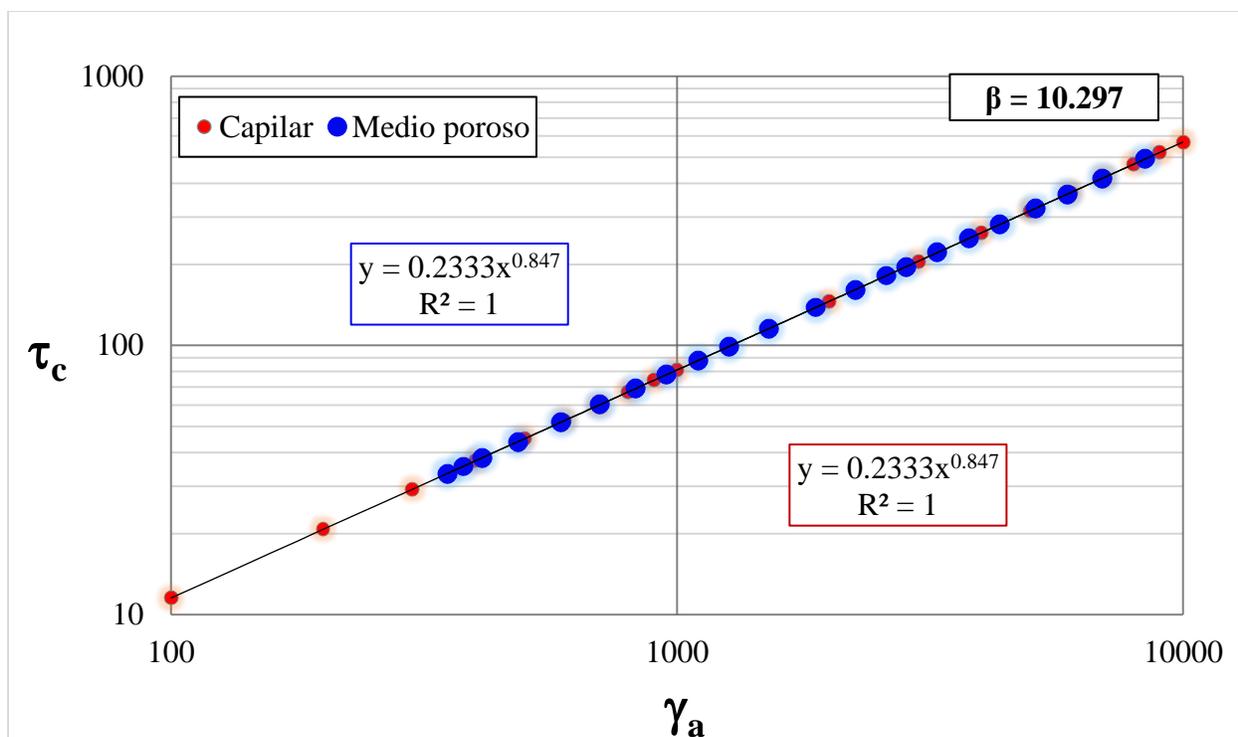


Figura 24 Superposición de los reogramas del tubo capilar y medio poroso para el núcleo Bo(1).

El valor de β , parámetro que depende de la tortuosidad del medio y de la reología del fluido, para el sistema estudiado es de 10.297, fue calculado con la ecuación 4.30.

En la figura 25, un gráfico log-log de los comportamientos de la viscosidad aparente vs tasa de corte, para el capilar y el medio poroso; se comprueba que tienen un comportamiento similar, la viscosidad aparente de la emulsión en los dos medios es la misma.

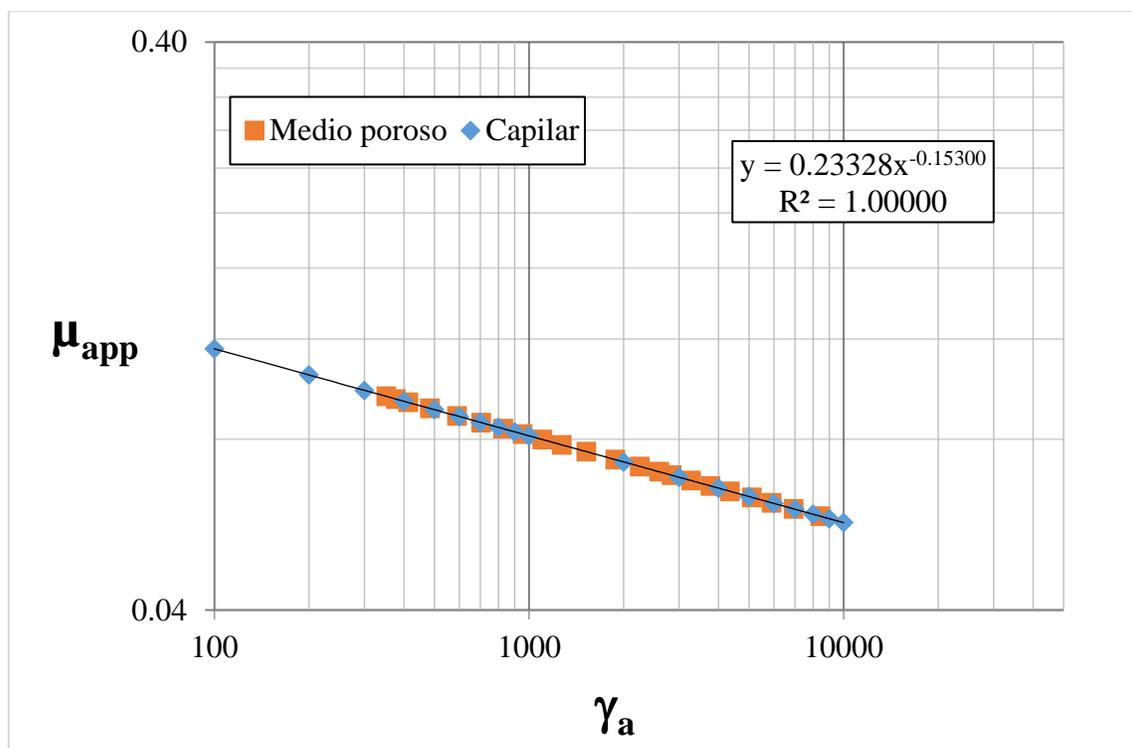


Figura 25 Superposición de los reogramas del medio poroso y tubo capilar para la viscosidad aparente vs tasa de corte

Se calcula el daño en la formación generado por la emulsión (bloqueo por emulsiones), estimando el valor de la caída de presión debido al daño ΔP_s , ecuaciones (4.36) y (4.37). Conocido el ΔP_s , se procede a calcular el daño por bloqueo de la emulsión, S , ecuación (4.38), ver tabla 12.

Tabla 12

Resultados la caída de presión con diferentes permeabilidades, caída de presión debido al daño y daño de formación en el medio poroso para el núcleo $Bo(1)$

ΔP_{kf} (psi)	ΔP_{ki} (psi)	ΔP_s (psi)	S
1.330825	0.139894	1.190931	8.569867
1.413789	0.150248	1.263541	8.465823
1.524804	0.164273	1.360531	8.337356
1.747057	0.192901	1.554156	8.110491
2.063155	0.234750	1.828404	7.840679

2.399886	0.280624	2.119262	7.602329
2.749690	0.329528	2.420162	7.393310
3.103208	0.380109	2.723099	7.211779
3.502176	0.438454	3.063723	7.034172
3.952439	0.505754	3.446685	6.860402
4.597525	0.604587	3.992939	6.648461
5.512072	0.749000	4.763072	6.401656
6.411706	0.895367	5.516339	6.202075
7.236037	1.032801	6.203236	6.046288
7.804233	1.129214	6.675019	5.950635
8.807597	1.302542	7.505055	5.800281
9.939958	1.502475	8.437482	5.653178
11.217902	1.733097	9.484805	5.509253
12.853005	2.035121	10.817884	5.351052
14.505470	2.347501	12.157969	5.213656
16.619761	2.756596	13.863165	5.062632
19.626805	3.354629	16.272176	4.883017

Nota: Fuente: autores

En la figura 26 se observa que el comportamiento del daño (S) con respecto a la caída de presión ΔP_s , es inversamente proporcional; esto se puede explicar debido a que la μ_{app} disminuye con el incremento del esfuerzo de corte y la tasa de corte, figura 25.

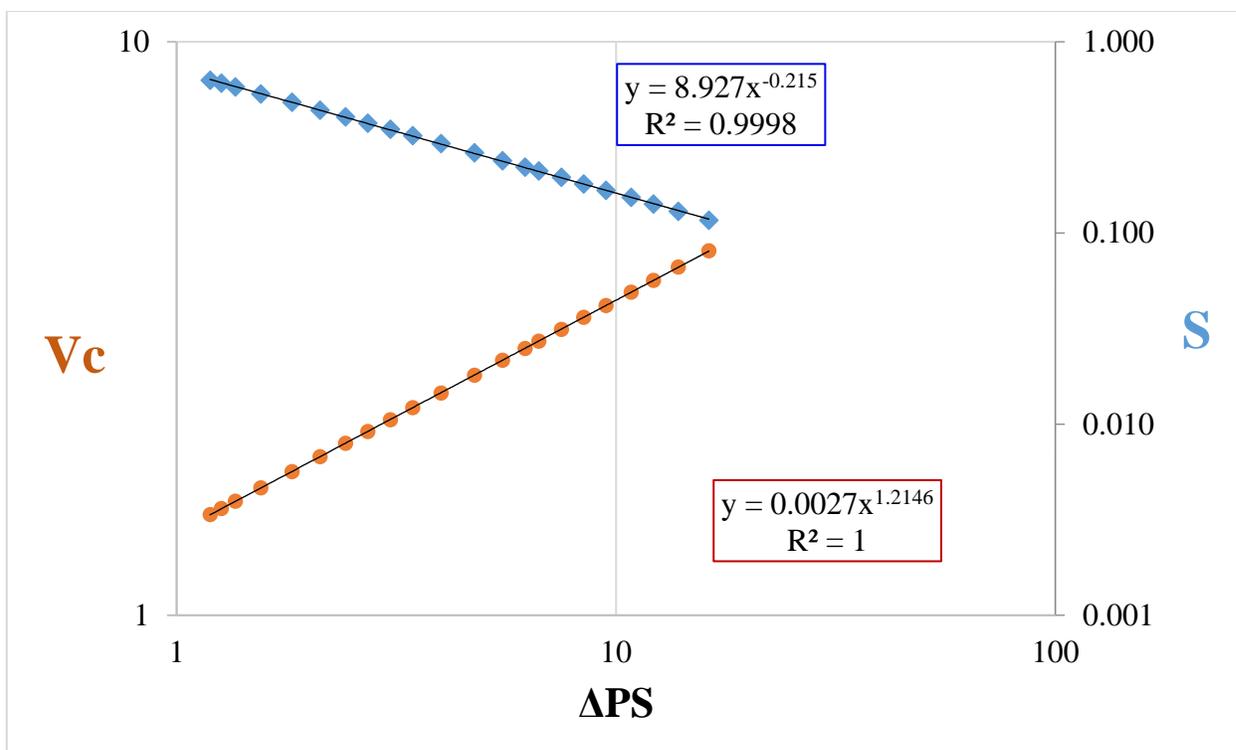


Figura 26 Comportamiento de la velocidad de flujo y el daño de formación con respecto a la caída de presión para el núcleo Bo(1).

Por último, se estima el tamaño promedio de las gargantas del medio poroso con la permeabilidad inicial y final, ecuaciones (4.39) y (4.40).

5.4. TABLAS COMPARATIVAS DE LOS DOS EJEMPLOS ANTERIORES.

Núcleo	ϕ	K_i (md)	K_f (md)	β	n'	α	% Reducción de k
P8	0.19	354	225.5	12.555	0.487	3.934	36.3
Bo(1)	0.24	810	618.9	10.467	0.487	3.565	23.6

Núcleo	ϕ	K_i (md)	K_f (md)	(rh) _i	(rh) _f
P8	0.19	354	225.5	5.355	4.258
Bo(1)	0.24	810	618.9	7.3141	6.393

6. CONCLUSIONES

- La caracterización reológica de una emulsión newtoniana y no-newtoniana se puede realizar empleando un viscosímetro capilar, donde se pueden estimar el índice de comportamiento de flujo (n') y el índice de consistencia (k').
- A medida que aumenta la tasa de corte, la viscosidad aparente de una emulsión no-newtoniana disminuye, mientras que para una emulsión newtoniana la viscosidad aparente permanece constante.
- El comportamiento reológico de las macroemulsiones agua/aceite para una fracción $fe > 50\%$, su comportamiento es no-newtoniano (pseudoplástico), mientras que para fracciones $10\% < fe < 40\%$ su comportamiento es newtoniano.
- El comportamiento reológico de las macroemulsiones agua/aceite es el mismo tanto en tubos capilares como en el medio poroso, siempre y cuando el diámetro promedio de las gotas de la emulsión sea menor que el diámetro de las gargantas porales.
- Si el diámetro de la gota de la emulsión es menor al diámetro de la garganta de poro, la emulsión no sufre ningún cambio reológico en el medio poroso.

- Cuando la emulsión fluye en el medio poroso genera un daño (S) por bloqueo que se puede caracterizar por el parámetro β que está en función de la reología del fluido y la tortuosidad del medio poroso.
- En rocas de menor permeabilidad el efecto del daño por bloqueo de emulsiones es más severo.
- El modelo fue validado con los datos reológicos experimentales proporcionados por (Alvarado & Marsden Jr, 1979).

7. RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio análogo para emulsiones agua en aceite, ya que éstas presentan un comportamiento reológico diferente a las emulsiones aceite en agua.
- Evaluar el daño (bloqueo por emulsiones) por el flujo de emulsiones newtonianas y no-newtonianas en formaciones apretadas.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abou-Kassem, J. H., & Farouq-Ali, S. M. (1995). Modelling of emulsion flow in porous media. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 34, 30-38.
- Alvarado, D. A., & Marsden Jr, S. S. (1979). Flow of Oil-in-Water Emulsions Through Tubes and Porous Media. *Society of Petroleum Engineers*, 19(06), 369-377.
- Al-Yaari, M., Hussein, I. A., Al-Sarkhi, A., Abbad, M., & Chang, F. (2015). Effect of water salinity on surfactant-stabilized water-oil emulsions flow characteristics. *Experimental Thermal and Fluid Science*, 64, 54-61.
- Arhuoma, M., Mingzhe, D., Daoyong, Y., & Raphael, I. (2009). Determination of Water-in-Oil Emulsion Viscosity in Porous Media. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 48(15), 7092-7102.
- Ashrafizadeh, S., & Kamran, M. (2010). Emulsification of Heavy Crude Oil in Water for Pipeline Transportation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 71(3-4), 205-211.
- Bai, B., Han, M., Li, Y., Wei, M., Gao, Y., & Coste, J.-P. (2000). Selective Water Shutoff Technology Study and Application of W/O Emulsions. *Society of Petroleum Engineers*, 1-8.
- Bancroft, W. D. (1911). The Theory of Emulsification, I. *The Journal of Physical Chemistry*, 177-233.
- Becher, P. (1972). *Emulsiones : teoría y práctica*. Madrid: Blume.
- Berkman, S., & Egloff, G. (1941). *Emulsions and Foams*. New York: Reinhold Publishing Corporation.

- Calderón Vera, J., & Torres Diaz, D. F. (2006). Normatización y Estandarización de procedimientos para la determinación de la permeabilidad a partir de pruebas de desplazamiento de fluidos a través de núcleos. *Ingeniero de Petroleos*. Universidad Surcolombiana, Neiva.
- Charry Villalba, A. M., & Gualy Martinez, A. R. (2007). Caracterización reológica de un fluido de fracturamiento y manual de operaciones del viscosímetro visco 88 del laboratorio de pruebas especiales en la universidad surcolombiana. *Ingeniero de Petroleos*. Universidad Surcolombiana, Neiva.
- Cobos, S., Carvalho, M. S., & Alvarado, V. (2009). Flow of Oil-Water Emulsion Through Constricted Capillary Tubes. *International Journal of Multiphase Flow*, 35, 507–515.
- Dan, D., & Jing, J. (2006). Apparent viscosity prediction of non Newtonian water in crude oil emulsions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 53(1-2), 113-122.
- Deput, A. E. (1863). *Études théoriques et pratiques sur le mouvement des eaux dans les canaux découverts et à travers les terrains perméables : avec des considérations relatives au régime des grandes eaux, au débouché à leur donner, et à la marche des alluvions dans les rivières*. Paris: Dunod.
- Escobar Macualo, F. H. (2004). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana.
- Farah, M., Olivera, R., Navaes, J., & Rajagopal, K. (2005). Viscosity of water-in-oil emulsions: Variation with temperature and water volume fraction. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 14(3-4), 169-184.
- Florence, A. T., & Whitehill, D. (1982). The formulation and stability of multiple emulsions. *International Journal of Pharmaceutics*, 277-308.

- Forchheimer, P. (1930). *Hydraulik*. Leipzig: B.G.Teubner.
- Guillen, V. R., Romero, M. I., Carvalho, M. S., & Alvarado, V. (2012). Capillary-driven mobility control in macro emulsion flow in porous media. *International Journal of Multiphase Flow*, 43, 62-65.
- Halliburton. (s.f.). *Recopilacion Tecnica Ingenieria de Yacimientos*. Halliburton.
- Hasan , S., Ghannam, M., & Esmail, N. (2010). Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. *Fuel*, 89(5), 1095-1100.
- Hernández, C. C., & Prada, J. C. (2013). Evaluación del impacto del CO2 asociado a los fluidos producidos sobre la formación de emulsiones. *Ingeniero de Petroleos*. Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia.
- Hofman, J., & Stein, H. N. (1991). Permeability reduction of porous media on transport of emulsions through them. *Colloids and Surfaces*, 61, 317-329.
- Islam, M. R., & Farouq Ali, S. M. (1994). Numerical simulation of emulsion flow through porous media. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 33(3), 59-63.
- Khambharatana , F., Thomas, S., & Farouq Ali, S. M. (1998). Macroemulsion Rheology and Drop Capture Mechanism During Flow in Porous Media. *Society of Petroleum Engineers*, 1-9.
- Khambharatana, F., Thomas, S., & Farouq Ali, S. M. (1997). Numerical Simulation and Experimental Verification of Oil Recovery by Macroemulsion Floods. *Society of Petroleum Engineers*, 1-16.
- Kumar, T., & Srini-Vasan, S. (1985). A New Model For Analysis Of The Rheological Properties Of Crude Oil - Water Emulsion System . *Society of Petroleum Engineers*, 1-25.
- Lendínez Gris, C. (2015). *Estudio de emulsiones altamente concentradas de tipo W/O: relación entre tamaño de gota y propiedades*. Universidad de Barcelona, Barcelona.

- Lissant, k. J. (1966). The geometry of high internal phase ratio emulsions. *Journal of Colloid and Interface Science*, 462-468.
- López Hernández, O. D. (2017). Estudio reológico de emulsiones de agua y aceite crudo pesado de campos marions en México. *Maestro en Ingeniería*. Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Mandal, A., & Bera, A. (2015). Modeling of flow of oil-in-water emulsions through porous media. *Petroleum Science*, 12(2), 273-281.
- Martinez, R., Mosqueira, M., Zapata, B., Mar, E., Bernal, C., Clavel, J., & Aburto, J. (2011). Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 75(3-4), 274-282.
- McAuliffe, C. D. (1973a). Crude-Oil-in-Water Emulsions To Improve. *Journal of Petroleum Technology*, 25(6), 721-726.
- McAuliffe, C. D. (1973b). Oil-in-water emulsions and their flow properties in porous media. *Journal of Petroleum Technology*, 25(6), 727-733.
- Metzner, A. B., & Reed, J. C. (1955). Flow of non-newtonian fluids—correlation of the laminar, transition, and turbulent-flow regions. *A.I.Ch.E. Journal*, 1(4), 434-440.
- Mooney, M. (1931). Explicit Formulas for Slip and Fluidity. *Journal or Rheology*, 2, 210-222.
- Moradi, M., Kazempour, M., French, J. T., & Alvarado, V. (2014). Dynamic flow response of crude oil-in-water emulsion during flow. *Fuel*, 135, 38-45.
- Nogueira , G. L., Carvalho, M. S., & Alvarado, V. (2013). Dynamic Network Model of Mobility Control in Emulsion Flow Through Porous Media. *Transport in Porous Media*, 98(2), 427-441.

- Pierre, C., Barré, L., Pina, A., & Moan, M. (2004). Composition and Heavy Oil Rheology. *Oil & Gas Science and Technology*, 59(5), 489-501.
- Pilehvari, A., Saadevandi, B., Halvaci, M., & Clark, P. E. (1988). Oil/Water Emulsions for Pipeline Transport of Viscous Crude Oils . *Society of Petroleum Engineers*, 393-403.
- Princen, H. M., & Kiss, A. D. (1987). Osmotic pressure of foams and highly concentrated emulsions. 2. Determination from the variation in volume fraction with height in an equilibrated column. *Langmuir*, 36-41.
- Rabinowitsch, B. (1929). Viscosity and Elasticity of Sols. *Z. Phys. Chem.*, A145, 1-29.
- Reyes G., M. A. (s.f.). Modelo reológico de aceites de yacimientos naturalmente fracturados. *Ingeniero Petrolero*. Universidad Nacional Autónoma de México, México DF.
- Romero, L., Ziritt, J. L., Marin, A., Rojas , F., Mogollon, J. L., & Paz, E. F. (1996). Plugging of High Permeability - Fractured Zones Using Emulsions. *Society of Petroleum Engineers*, 611-621.
- Romero, M. L. (2009). Flow of Emulsions in Porous Media. *Society of Petroleum Engineers*, 1-12.
- Romero, M. L., Carvalho, M. S., & Alvarado, V. (2011). Experiments and network model of flow of oil-water emulsion in porous media. *Physical Review E*, 84, 046305.
- Rondón, M., Pereira, J. C., Bouriat, P., Graciaa, A., Lachaise, J., & Salager, J. L. (2008). Breaking of Water-in-Crude-Oil Emulsions. 2. Influence of Asphaltene Concentration and Diluent Nature on Demulsifier Action. *Energy & Fuels*, 22(2), 702-707.
- Ronningsen, H. P. (1995). Correlation for predicting Viscosity of W/O emulsions based on North Sea Crude Oils. *Society of Petroleum Engineers*, 1-19.

- Ronningsen, P. H. (1995). Correlations for predicting Viscosity of W/O-Emulsions based on North Sea Crude Oils. *Society of Petroleum Engineers*, 1-19.
- Sandoval, L., Cañas, W., & Martínez, R. (2014). Rheological Behavior of Water-In-Oil Emulsions of Heavy and Extra Heavy Live Oils: Experimental Evaluation. *Ciencia Tecnologia y Futuro*, 5(4), 5-24.
- Scheidegger, A. E. (1974). *The physics of flow through porous media*. Canada: University of Toronto Press.
- Schramm, L. L. (1992). *Emulsions : fundamentals and applications in the petroleum industry*. Washington, D.C.: American Chemical Society.
- Sefton, E., & Sinton, D. (2010). Evaluation of selected viscosity prediction models for water in bitumen emulsions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72(1-2), 128-133.
- Solans, C., Esquena, J., Forgiarini, A., Usón, N., Morales, D., Izquierdo, P., . . . García-Celma, M. (2003). Nano-emulsions: Formation, properties and applications. *Surfactant Science Series*, 525-554.
- Solans, C., Izquierdo, P. J., Nolla, J., Azemar, N., & García-Celma, M. (2005). Nano-emulsion. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, 102-110.
- Soma, J., & Papadopoulos, K. D. (1995). Flow of dilute, sub-micron emulsions in granular porous media: effects of pH and ionic strength. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 101(1), 51-61.
- Soo, H., & Radke, C. J. (1984). Flow mechanism of dilute, stable emulsions in porous media. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 23(3), 342-347.
- Soo, H., & Radke, C. J. (1986). A filtration model for the flow of dilute, stable emulsions in porous media—I. Theory. *Chemical Engineering Science*, 41(2), 263-272.

- Soo, H., Williams, M. C., & Radke, C. J. (1986). A filtration model for the flow of dilute, stable emulsions in porous media—II. Parameter evaluation and estimation. *Chemical Engineering Science*, 41(2), 273-281.
- Tadros, T. F. (2013). *Emulsion Formation and Stability*. Germany: Wiley-VCH.
- Urbaez, J. (1987). *Tratamiento de Crudos*. San Tomé: Corpoven S.A.
- Vidrine, W. K., Willson, C. S., & Valsaraj, K. T. (2000). Emulsions in porous media. I. Transport and stability of polyaphrons in sand packs. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 175(3), 277 - 289.