

**ESTADO DEL ARTE EN EL DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR
EMULSIONES**

**NICOLÁS ANDRÉS BENAVIDES RINTÁ
JUAN CARLOS BERNAL RONCANCIO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**ESTADO DEL ARTE EN EL DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR
EMULSIONES**

**NICOLÁS ANDRÉS BENAVIDES RINTÁ
JUAN CARLOS BERNAL RONCANCIO**

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR:
LUIS FELIPE CARRILLO
Químico, M.Sc**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2015**

Dedicatoria

A la vida, que me ha dado tanto.
A El que siempre sabe cómo hace sus cosas.

A mi madre, por quien soy un profesional.
A mi padre, por quien soy ingeniero.

A mi madrina Sofía, de quien recibo el más grande apoyo cuando el cuerpo y la mente se
agotan,
Y solo el espíritu te dice avanza.

A mis Hermanos: Pacho, Camila y Jhoano.
También a mis sobrinos Karen, mañe y Juanito.

A mis tias Mile, Marina,
Jenny a mi tía Jenny por ponerse la 10 con esta tesis
Por supuesto a mi tío Jorge colega creativo, a Nando y Elvis.

A Bucaramanga y sus habitantes a quienes tendré por siempre en mi corazón.

A mis amigos y compañeros en esta etapa, por suerte son muchos y espero anexar una lista
con sus nombres al final de este libro.

A Willian G. Morgan y a Edwin Drake quienes dieron comienzo a mis dos pasiones.

A mis pseudohermanos Milo, Juanca y Lucho.

A mis grandes amigas Marilyn, Julieta y aleja. Son lo más valioso que me dejo la universidad.

A rafa, mil historias que contar y un amigo para siempre.

A Juanca mi compañero de tesis, por las trasnochadas haciendo este libro.

A todas las que de una u otra forma hicieron más ameno mi paso por Bucaramanga.

¡A usted que lee esto!

“El primer paso es separar sueños de objetivos, los sueños son para quienes no planean su futuro”

Nicolás Benavides

Dedicatoria

A Dios y a la Santísima Virgen de Chiquinquirá, por guiar, cuidar y bendecir cada paso que doy, por darme la capacidad, sabiduría y fortaleza necesaria para alcanzar este logro en mi vida.

A mis padres, Jesús y Elvira, por amarme y apoyarme incondicionalmente en cada instante, por enseñarme a crecer, por alentarme en los momentos difíciles, por enseñarme a valorar todo lo que tengo, por confiar en mí y hacer hasta lo imposible para lograr este sueño de convertirme en profesional.

A mis hermanos, Yamid y Milena, por su bondad y amistad sincera en todo momento, por sus innumerables consejos, por su apoyo y comprensión, por sus enseñanzas y por estar pendiente de su hermanito.

A Karen, mi novia, por brindarme su amor, dedicación, comprensión y apoyo a lo largo de estos años, por darme la fuerza necesaria para afrontar cada reto y por compartir tantas experiencias en este transcurso.

A mis abuelas, Soledad y Rosa que empezaron conmigo en este camino y que ahora me cuidan desde el cielo, gracias por dejar tanta huella en mi vida

A mis sobrinitos Laura y Esteban y a Martha mí cuñada.

A Nicolás, mi compañero de tesis por su amistad y trabajo en equipo.

A cada uno de mis amigos que hicieron parte de esta meta: Camilo, Javier, Hollman, Armando, Nicolás, Duván, Pablo, María, Yesid, Freddy, Jeison, Freddy, María del Carmen, Napoleón, Sisi y Arturo.

Juan Carlos Bernal

Agradecimientos

A nuestro alma mater la Universidad industrial de Santander por recibirnos con las
puertas abiertas.

Al grupo de Modelamiento de procesos de hidrocarburos.

A los profes, Camilo Yatte, Cesar Pineda, Manuel Cabarcas, Werney Machuca,
Nicolás Santos, Samuel Muñoz y Olga Ortiz.

A nuestras familias.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN _____	17
1 GENERALIDADES _____	18
1.1 DAÑO A LA FORMACIÓN _____	18
1.2 EMULSIONES _____	22
1.2.1 Tipos de emulsiones. _____	22
1.2.2 Formación de emulsiones. _____	24
1.2.3 Emulsificantes. _____	24
1.2.4 Propiedades de una emulsión. _____	26
1.2.5 Fuerzas de superficie de las emulsiones y su estabilidad. _____	30
1.2.6 Mecanismos de ruptura de una emulsión. _____	31
2 INFORMACIÓN RECOPIADA SOBRE FORMACIÓN DE EMULSIONES IN SITU _____	34
2.1 RESUMEN HISTÓRICO DE LOS APORTES DE ALGUNAS INVESTIGACIONES SOBRE EMULSIONES REALIZADAS DESDE EL AÑO 1921 AI 2009 _____	34
2.2 RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA DE EMULSIONES _____	42

2.3	Emulsificantes _____	42
2.3.1	Presentes en el crudo. _____	42
2.3.2	Químicos y sólidos. _____	46
2.4	ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES _____	49
2.4.1	Películas Interfaciales. _____	49
2.5	ENERGÍA _____	50
2.6	FACTORES QUE INTERVIENEN EN LA ESTABILIDAD DE UNA EMULSIÓN	51
3	EVIDENCIAS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR EMULSIONES _____	55
3.1	BLOQUEO POR EMULSIONES _____	56
3.2	HECHOS OBSERVADOS EN INVESTIGACIONES QUE DEMUESTRAN EL DAÑO A LA FORMACIÓN POR EMULSIONES _____	60
4	PLANTEAMIENTO DE UN PROTOCOLO DE LABORATORIO PARA EVIDENCIAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR EMULSIONES _____	71
4.1	SELECCIÓN DE FLUIDOS _____	71
4.1.1	Agua. _____	72
4.1.2	Crudo. _____	73
4.1.3	Emulsificante. _____	73
4.2	PREPARACIÓN DE LAS EMULSIONES SINTÉTICAS _____	74
4.2.1	Procedimiento. _____	75

4.3	DETERMINACIÓN DE LA ESTABILIDAD	75
4.4	CARACTERIZACIÓN DE LAS EMULSIONES	75
4.4.1	Tipo de emulsión.	76
4.4.2	Tamaño de gota.	76
4.4.3	Viscosidad.	76
4.5	PROPIEDADES DE LA ROCA	77
4.5.1	Porosidad.	77
4.5.2	Permeabilidad.	77
4.5.3	Saturación de la muestra.	78
4.6	PRUEBA DE DEZPLAZAMIENTO	78
4.7	RESULTADOS	80
4.7.1	Fluidos.	81
4.7.2	Resultados de los diferentes plug.	81
4.8	ANÁLISIS DE RESULTADOS	82
5	CONCLUSIONES	83
6	RECOMENDACIONES	84
	CITAS	85
	BIBLIOGRAFÍA	91

TABLA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Comportamiento de la presión en la zona dañada.....	20
Figura 2. Microfotografía de una emulsión agua en aceite.	22
Figura 3. Tipos de emulsiones	23
Figura 4. Distribución de tamaño de gota para emulsiones de crudo.	27
Figura 5. Comportamiento adelgazante típico de emulsiones.	28
Figura 6. Estructura de una emulsión de aceite en el agua.	29
Figura 7. Cronología de estudios sobre emulsiones	41
Figura 8. Mecanismo de estabilización de Emulsiones por Asfaltenos.....	44
Figura 9. Micela Resina-asfaltenos.....	45
Figura 10. Comportamiento de la mojabilidad de los sólidos en la interface aceite/agua.	47
Figura 11. Efecto del pH en la estabilidad de la emulsión.	53
Figura 12. Efecto del bloqueo por emulsión, en la vecindad del pozo, en la producción de crudo.	59
Figura 13. Permeabilidad Vs Caudal de inyección.....	61
Figura 14. Disminución de la permeabilidad respecto a los volúmenes porosos inyectados.....	65
Figura 15. % de Producción de emulsiones en el líquido total producido	66
Figura 16. Producción acumulada de petróleo para diferentes fracciones de volumen de agua (fase dispersa) de la emulsión in situ.	67
Figura 17. Viscosidad (cP) vs Temperatura (K)	69
Figura 18. Causas del daño a la formación por emulsiones	72

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Tipos de daño	21
Tabla 2. Escala de valores de Balance Hidrofílico-Lipofílico (HLB)	26
Tabla 3. Clasificación de las películas Interfaciales	50
Tabla 4. Composición del agua emulsionada	68
Tabla 5. Características de la fase de aceite	69
Tabla 6. Composición artificial del agua de formación	72
Tabla 7. Características generales AK 1000 WACKER®	73
Tabla 8. Especificaciones del equipo de desplazamiento	78
Tabla 9. Tabla de resultados 1	81
Tabla 10. Tabla de resultados 2	81
Tabla 11. Tabla de resultados 3	82

RESUMEN

TÍTULO: ESTADO DEL ARTE EN EL DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR EMULSIONES*

AUTORES: NICOLÁS ANDRÉS BENAVIDES RINTA
JUAN CARLOS BERNAL RONCANCIO**

PALABRAS CLAVES: Emulsiones, estado del arte, daño a la formación, flujo en medios porosos, pruebas de desplazamiento.

DESCRIPCIÓN: La elaboración de este trabajo se fundamenta en la compilación cronológica y bibliográfica evidenciada en el estado del arte. La revisión y análisis de los estudios permitió el planteamiento de un protocolo de laboratorio para el análisis gráfico del daño a la formación.

Las emulsiones como sistema conformado por dos fases inmiscibles en una mezcla homogénea han sido desde el origen de la industria de los hidrocarburos un serio problema por sus características, debido a esto se han constituido en tema obligado de varias investigaciones, concluyendo que su formación no controlada consiste en un problema que se debe corregir.

Algunas investigaciones han podido evidenciar el daño a la formación por emulsiones mediante la realización de experimentos con núcleos y analizando la disminución de la producción en relación al aumento de las emulsiones en superficie.

Otro gran escenario ocupado por las emulsiones que requiere atención por parte de la ingeniería de yacimientos es la formación de estas en los procesos térmicos como los presentes en los métodos terciarios de recobro, este trabajo también incluye un capítulo en el que se reportan algunos avances de la investigación al respecto. Los investigadores presentan una división en cuanto a la posibilidad o no de la formación de emulsiones en el yacimiento, mediante el análisis de las investigaciones que se trataron en este documento se intuye una alta probabilidad de la formación de emulsiones en el yacimiento causando el daño a la formación.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Luis Felipe Carrillo

ABSTRACT

TITLE: STATE OF ART OF SKIN DAMAGE FOR EMULSION*

AUTHORS: NICOLÁS ANDRÉS BENAVIDES RINTA
JUAN CARLOS BERNAL RONCANCIO**

KEY WORDS: Emulsions, state of art, skin damage, flow in porous media, core flooding experiments.

DESCRIPTION:

The principal reason for to do this work was the bibliographic compilation saw in the state of art. The review and analyst of studies to allowed proposing a methodology for graphical analysis of formation damage. Furthermore for to have a better outline there is a resume about thermic effect over emulsion.

The emulsion as a system comprised of two immiscible fluids in just one homogenous mixture, they have been since the beginning of hydrocarbons industry a serious problem for its features, due this have been a topic forced to several researches, concluding in that is necessary to break the emulsions unwanted, but their effects into the behavior yet are unknown.

Some researchers have could demonstrate the skin damage by emulsions via experiments with plugs and analyzing the decrease of production in relation to increase of emulsion on surface.

Other great scenery taken for emulsions that need a lot attention for the behavior engineers is the forming emulsion for thermic process like EOR, this work also have one chapter about some studies and researches on the subject. The researchers have one division about the possibility or no of forming emulsion into the reservoir, we conclude that is possible the forming of emulsions there and a turn the skin damage.

* Degree Project

** Faculty of engineering's physicochemical. Petroleum engineering school. Director: Luis Felipe Carrillo,

INTRODUCCIÓN

Con los afanes de aumentar las ganancias, las empresas petroleras han invertido grandes esfuerzos en mejorar la producción de sus campos; dentro de sus objetivos se encuentra la disminución de los efectos negativos de algunos fenómenos, como el daño a la formación, el cual es conocido como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad.

El daño a la formación puede ser producido entre otros por la formación de emulsiones, principalmente por emulsiones de agua en aceite (WO), debido a sus altas viscosidades y el bloqueo que producen en el medio poroso.

Las emulsiones WO se forman generalmente en yacimientos de crudo pesado, ya que la mayoría de estos tienen un alto contenido de asfaltenos, los cuales, por sus propiedades fisicoquímicas tienden a estabilizar las emulsiones sirviendo como un surfactante natural; cabe aclarar que en yacimiento existen numerosos surfactantes, como los que se generan en procesos de recobro térmico.

Ligado a lo anterior en este estado del arte se pretende alcanzar un conocimiento crítico acerca del nivel de comprensión que se tiene sobre este tipo de daño. Esto implica un sondeo completo a nivel descriptivo, sinóptico y analítico para realizar una comprensión, donde puedan apreciarse los logros y avances; además el desarrollo de un protocolo para evidenciar las consecuencias del daño estudiado.

Todo esto con el propósito de la apertura a futuros desarrollos y líneas nuevas de investigación que permitan avanzar en el estudio del daño a la formación por emulsiones.

1 GENERALIDADES

1.1 DAÑO A LA FORMACIÓN

Según **Golan y Whiston** en **1991** [1], el daño a la formación se define como la variación de la permeabilidad en formaciones de hidrocarburos debido a varios procesos adversos.

El daño a la formación, es el conjunto de efectos negativos sobre la permeabilidad de la formación en las cercanías del pozo y físicamente se manifiesta como la caída de presión durante la vida productiva del mismo, esta caída de presión se muestra en la Figura 1, se refiere como ΔP_{skin} y se describe por la ecuación de flujo radial en estado estable.

$$\Delta P_{skin} = 141.2 \frac{qB\mu}{Kh} S \quad \text{Ecuación 1.}$$

Dónde:

S: daño, está en términos de las propiedades de la zona de permeabilidad alterada

K: permeabilidad (mD)

B: factor volumétrico de formación (RB/STB)

h: espesor (ft)

q: tasa de producción (STB/d)

En algunas ocasiones resulta más útil expresar el efecto de daño y estimulación en términos de la eficiencia de flujo (EF); la cual se define como la relación entre el caudal actual y el caudal ideal para una presión dada. Esto se expresa así:

$$E.F = \frac{q_{actual}}{q_{ideal}} \text{ [adimensional]} \quad \text{Ecuación 2.}$$

Debido a que los componentes individuales del factor de daño no se pueden medir directamente, será necesario calcular los componentes individuales basándose en correlaciones desarrolladas empíricamente, analíticamente y con simuladores numéricos. Una vez que se ha evaluado la contribución de cada componente del factor de daño, será posible considerar medidas correctivas para reducir el efecto dañino y por consiguiente, el mejoramiento de la productividad del pozo.

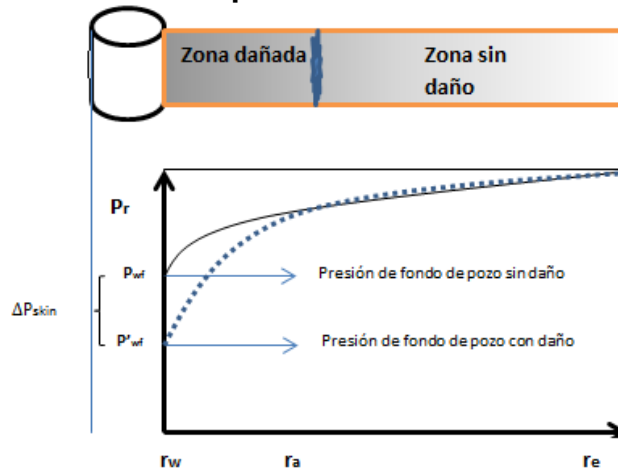
El efecto de daño total S , para un pozo se puede establecer de la siguiente forma:

$$S = \sum \text{Restricciones al flujo} \quad \text{Ecuación 3.}$$

El daño a la formación puede ser originado por:

- ✓ Daño de perforación
 - Invasión de fluidos de perforación
 - Invasión de sólidos de perforación
- ✓ Daño de cementación
 - Cementación forzada
 - Lechada de cemento
- ✓ Daños en la terminación y reparación de pozos
 - Daños por fluidos de terminación
 - Daños durante la producción
 - Daño durante limpieza del pozo
 - Daño durante el tratamiento ácido
- ✓ Daños en pozos inyectoros

Figura 1. Comportamiento de la presión en la zona dañada.



Fuente: GOLAN M., "Well Performance", Prentice Hall, EnglewoodCliffs, Segunda Edición. 1991. Página 127.

Modificada por los Autores.

El factor S es una estimación de que tan dañada esta la formación, con base a esto se tiene tres posibles escenarios: Factor skin positivo, $s > 0$; zona dañada cerca a la cara del pozo, $k_{skin} < k$. Factor skin positivo, $s < 0$; indica que se ha realizado una estimulación. Factor skin positivo, $s = 0$; no hay alteración de la permeabilidad en la cara del pozo, $k_{skin} = k$.

Los eventos que causan daño, pueden clasificarse en cuatro grupos de acuerdo al efecto que producen:

- ✓ Daño a la permeabilidad absoluta: En este tipo de daño, las partículas ocupan parcial o totalmente el espacio poroso de la formación, ya sea por: presencia de finos y arcillas de la propia formación, sólidos de los fluidos de perforación o de completamiento e Incrustaciones de depósitos orgánicos (asfaltenos, parafinas).

- ✓ Cambios en la permeabilidad relativa: generada por cambios en la mojabilidad al aceite en una formación mojada por agua, cambios en la saturación de fluidos y/o por tratamientos previos.
- ✓ Alteración de la viscosidad: el aumento de la viscosidad, que dificulta el transporte de fluidos. Obedece a la formación de emulsiones y/o adición de polímeros.
- ✓ Depósitos complejos de inorgánicos: presencia de incrustaciones como las de carbonato de calcio (CaCO₃), sulfato de bario (BaSO₄), entre otras.

A continuación se muestran los diferentes fenómenos y el mecanismo por el cual se altera la formación.

Tabla 1. Tipos de daño

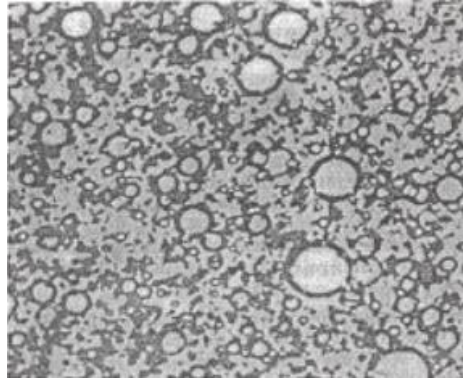
TIPOS DE DAÑO	MECANISMO
Taponamiento por sólidos	Reducción K absoluta
Migración de finos	Reducción K absoluta
Hinchamiento de arcillas	Reducción K absoluta
Bloqueo por agua	Reducción K relativa
Formación de emulsiones	Aumento viscosidad
	Reducción de K
Cambios de mojabilidad	Reducción K relativa
Reducción de permeabilidad relativa	Reducción K relativa
Precipitación de escamas orgánicas	Reducción K absoluta
	Aumento viscosidad
Precipitación de escamas inorgánicas	Reducción K absoluta
Geomecánica	Reducción K absoluta

Fuente: Luis Felipe Carrillo M. Material. Curso daño a la formación.2013.

1.2 EMULSIONES

La definición habitual de una emulsión fue propuesta por **Dickinson & Stainsby** en **1988** [2] y se refiere a una dispersión coloidal de gotas de un líquido en otra fase líquida. Estos sistemas están constituidos por dos líquidos inmiscibles en los que la fase dispersa se encuentra en forma de pequeñas gotas, entre 0,1 y 100 μm distribuidos en la fase continua o dispersa como se muestra en la Fig. 2.

Figura 2. Microfotografía de una emulsión agua en aceite.

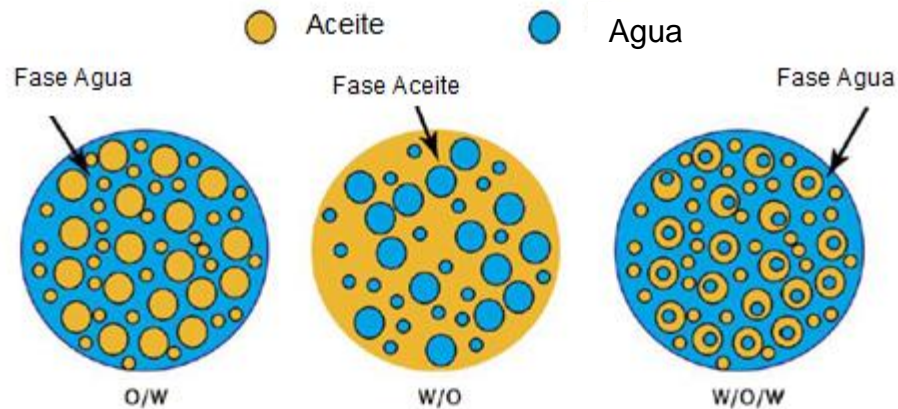


Fuente: Oilfield Processing of Petroleum: Crude oil

1.2.1 Tipos de emulsiones. Los tipos de emulsiones han sido clasificados por diversos autores (Salager, Martínez y Méndez) [3, 4, 5], de acuerdo con la relación entre su fase continua y el fluido disperso, de esta relación se derivan las posibles combinaciones. En la figura 3 se muestra un esquema comparativo de cómo se presentan los tipos de emulsiones según la fase que se encuentre dispersa en la fase continua:

- ✓ OW (oil in wáter): Gotas de aceite dispersas en agua.
- ✓ WO (water in oil): Gotas de agua dispersas en aceite.
- ✓ WOW (water in oil in wáter): Gotas de agua dispersas en aceite a su vez dispersas en agua.

Figura 3. Tipos de emulsiones



Fuente: MARTINEZ-PALOU Rafael et al., Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review. En: Journal of petroleum Science and Engineering, 2011. Vol 75, no, p. 276.

Las emulsiones también han sido clasificadas dependiendo la fase continua en:

- ✓ **Emulsiones directas:** en las cuales la fase continua es el aceite y las gotas que componen la fase dispersa son de agua, igualmente son llamadas emulsiones de agua en aceite.
- ✓ **Emulsiones inversas:** se conocen como emulsiones de aceite en agua, refiriéndose a que su fase continua es el agua y la fase dispersa es el aceite.

A su vez **Kokal** en **2006**, propuso otra clasificación para las emulsiones de acuerdo a su estabilidad [6]:

- ✓ **Emulsiones débiles:** se separan en pocos minutos. El agua separada usualmente se conoce como agua libre.
- ✓ **Emulsiones medias:** se separan en diez minutos o más.
- ✓ **Emulsiones fuertes:** se separan (algunas veces solo de forma parcial) en cuestión de horas o incluso días.

1.2.2 Formación de emulsiones. Existen tres requisitos esenciales para formar una emulsión:

- ✓ Dos líquidos inmiscibles, como el agua y el aceite.
- ✓ Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.
- ✓ Un agente emulsionante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continúa.

1.2.3 Emulsificantes. Los Emulsificantes son compuestos que poseen una doble afinidad. Una parte es afín a sustancias polares como el agua (hidrofílica) y otra afín a sustancias apolares como el aceite (lipofílica), por esto, pueden estabilizar o desestabilizar una interfase agua-aceite, ubicando espacialmente una parte de su estructura dentro del aceite y otra dentro del agua.

- **Balance hidrofílico-lipofílico.** El método desarrollado en 1949 por William Colvin, está basado en la premisa de que todos los tensoactivos combinan, en una misma molécula, un grupo hidrofílico y otro lipofílico, y que la proporción entre los porcentajes en peso de estos dos grupos en los tensoactivos no iónicos es una indicación del comportamiento que puede ser esperado de ese producto.

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

Para surfactantes polietoxilados fue definido como 20 veces el peso de la fracción de la parte polioxietileno. Como estas especies tienen exactamente el mismo peso en sus partes hidrofílica y lipofílica, una regla del dedo gordo aproximada es que a $HLB < 8$ y $HLB > 12$, indican un surfactante lipofílico e hidrofílico, respectivamente. Lo anterior, produciría una emulsión W/O ó O/W de acuerdo a **la Regla de Bancroft** [7] desarrollada en **1913**, la cual indica que la fase externa o continua de la emulsión contendrá la mayoría del surfactante.

En la tabla 2 se presenta la escala de valores de HLB de 0 a 20 y su aplicación. Esta escala es usada aún hoy en día, debido a su extrema simplicidad y a que sólo es válida para comparar sustancias en la misma familia de surfactantes. Sin embargo, se debe anotar que la escala HLB no tiene en cuenta variables fisicoquímicas del sistema como concentración de surfactante, presencia de alcoholes y electrolitos o temperatura, entre otros.

Tabla 2. Escala de valores de Balance Hidrofílico-Lipofílico (HLB)

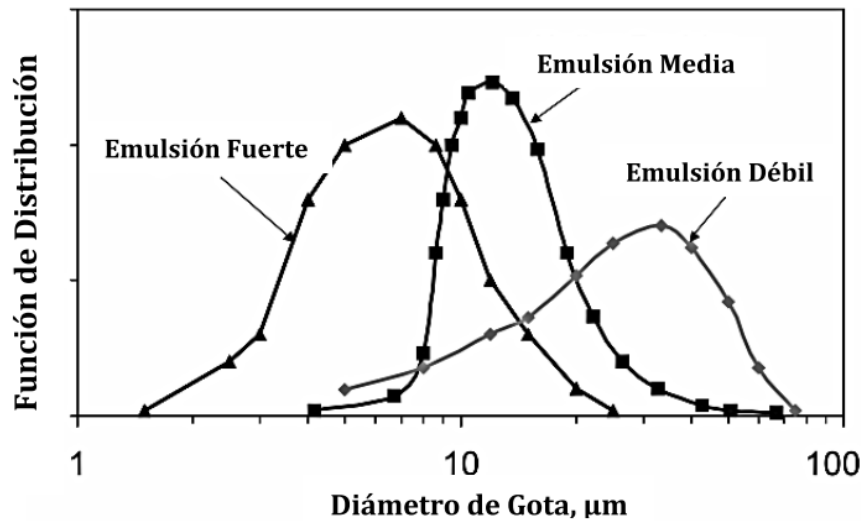
Número HLB	Solubilidad del surfactante/comportamiento en agua	Aplicación
0	No dispersable	/
2		
4		
6	Pobre dispersabilidad	Emulsionante de emulsiones W/O
8		
10	Dispersión lechosa estable	Agente humectante
12	Solución translúcida y transparente	
14	Solución clara	Solubilizante: emulsionante de emulsiones O/W
16		
18		
20		

Fuente: KANICKY James et al., Surface chemistry in the petroleum industry. Chapter 11. Handbook of applied surface and colloid chemistry. Editado por Krister Holmberg. 2001, p. 257. Modificada por los autores.

1.2.4 Propiedades de una emulsión. A continuación se mencionan algunas de las propiedades que permiten caracterizar las emulsiones.

- **Tamaño de Gota y Distribución de Tamaño de Gota.** Sunil Kokal [8] en 2005 señala que las emulsiones de crudo generalmente tienen tamaños de gota entre 0,1 μm y 50 μm [9] La distribución de tamaño de gota de emulsiones típicas de crudo se muestra en la Fig. 4. Esta distribución depende de IFT, cizallamiento, naturaleza de los emulsificantes, presencia de sólidos y propiedades del crudo y el agua.

Figura 4. Distribución de tamaño de gota para emulsiones de crudo.



Fuente: Kokal, Sunil, —Crude oil Emulsions: A State of The Artll. SPE, Production & Facilities, Saudi Aramco, 2005. Modificada por los autores.

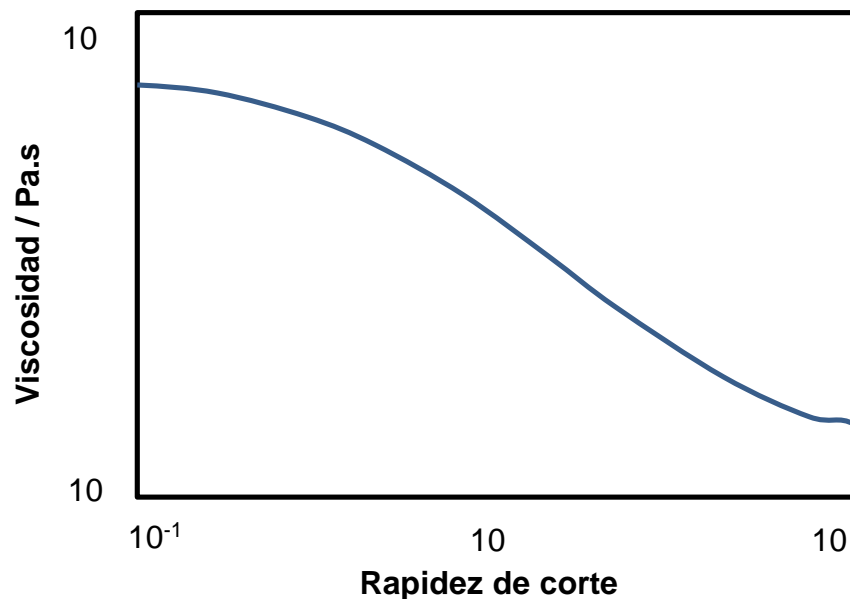
- **Apariencia y Color.** El color de la emulsión varía ampliamente dependiendo del contenido crudo/agua y las características de los mismos. Los colores más comunes son marrón-rojizo oscuro, gris, marrón negruzco aunque pueden tomar cualquier color dependiendo del tipo de crudo y de agua de cada instalación en particular. El brillo de la emulsión también se utiliza como criterio de caracterización. Cuando una emulsión tiene diámetros de gota pequeños (mayor área superficial) tiene un color claro más brillante que cuando las gotas son más grandes (menor área superficial).
- **Reología.** La reología se aboca al estudio de las propiedades mecánicas de materiales cuando éstos están sujetos a una deformación.

Las propiedades reológicas de una emulsión dependen fuertemente de las propiedades de las fases individualmente, pero principalmente con la fase dispersa. El tamaño, forma, cantidad y deformabilidad de las gotas de fase dispersa, así como

las interacciones que ocurren entre ellas, afectan la reología de las emulsiones. Esto no sólo cambia la viscosidad de la emulsión respecto a la viscosidad de las fases, también hace que el comportamiento de la emulsión difiera del caso más simple: el newtoniano.

Un comportamiento típico de las emulsiones es el pseudoplástico o adelgazante al corte, Fig. 5. Este tipo de comportamiento es frecuente en fluidos complejos. En este tipo de flujo, cuando se incrementa la rapidez de corte, la viscosidad de la emulsión disminuye. Tal adelgazamiento puede ser resultado de que las gotas se alinean, estiran o deforman al ser sometidas a una deformación cortante.

Figura 5. Comportamiento adelgazante típico de emulsiones.



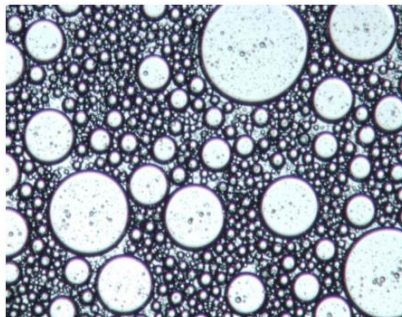
Fuente: Gallardo Rojas, Reología de una emulsión de aceite en agua. 2012. Página 26. Modificados por los autores.

A muy baja rapidez de corte, algunas emulsiones se comportan como un fluido newtoniano. Esto es porque el movimiento Browniano de las especies dispersas contrarresta completamente los efectos de orientación producidos por la deformación cortante.

Según **Macosko** [10], La forma en que se acomodan espacialmente los dominios de las fases en una emulsión se conoce como su microestructura. La microestructura está determinada por las propiedades de las fases que conforman la emulsión y por la historia de flujo. Los cambios en la microestructura se reflejan en la reología de la emulsión. Un ejemplo de la estructura de una emulsión se presenta en la Fig. 6. En la figura, se pueden ver las gotas de aceite dispersas en una fase continua de agua.

Las gotas son de aceite y el fluido de alrededor es una fase acuosa sin que sobre ella se haya aplicado una historia de deformación. La separación de las placas es de aproximadamente 50 micras, y es menor que las gotas grandes presentes. El campo visual tiene una longitud de aproximadamente 1200 micras.

Figura 6. Estructura de una emulsión de aceite en el agua.



Fuente: Tomado de Gallardo Rojas, Reología de una emulsión de aceite en agua. 2012. Página 27.

1.2.5 Fuerzas de superficie de las emulsiones y su estabilidad. Una emulsión tendrá una estabilidad a largo plazo si se previene que las gotas se acerquen entre sí mediante fuertes fuerzas repulsivas que ayudan a evitar el rompimiento de las emulsiones.

- **Estabilización Estérica de la Interfaz.** Fuerza repulsiva que se presenta a separaciones cortas entre superficies hidrofílicas como grupos principales de surfactantes. Han sido identificadas dos razones moleculares para la existencia de estas. La primera fue documentada en 1979 por N. Fuller [11], e indica que dos superficies polares se acercan entre sí, los grupos polares serán parcialmente deshidratados, lo que aumenta la fuerza repulsiva. Y en 1996, Israelachilli [12] dice que dos superficies se acercan las moléculas de la interfaz tendrán un decrecimiento de la movilidad perpendicular a la superficie, lo que disminuye la entropía del sistema y aumenta la repulsión estérica. Empíricamente se ha encontrado que la repulsión estérica entre surfactante y grupos principales aceitosos decae de manera exponencial con la distancia:

$$W_{st} = W_{st}^0 \exp(-D/\lambda) \quad \text{Ecuación 4.}$$

Donde W es la energía de interacción, D es la separación entre esferas y λ es la longitud de decaimiento de la fuerza [13].

- **Estabilización eléctrica de la interfaz.** Las fuerzas electroestáticas siempre están presentes entre partículas o gotas de emulsión cargadas en soluciones electrolíticas. Contra-iones de la gota de emulsión (iones con cargas opuestas a la de la gota) son atraídos a la superficie y los iones son repelidos. Por lo tanto, fuera de la gota de emulsión cargada, en la llamada capa difusa, la concentración de iones será diferente que en toda la solución y la carga de la capa difusa balancearán la carga de la superficie.

J. Sjoblom en **2001** [13], documenta que se presenta una interacción electroestática de doble capa cuando dos gotas cargadas están tan cerca una de la otra que sus capas difusas se superponen. La interacción electroestática de doble capa, para dos gotas cargadas idénticas con pequeño potencial electroestático superficial y un radio grande comparado con su separación esta aproximadamente dado por:

$$W_{dl} = 2\pi R \epsilon \epsilon_0 \psi_0^2 \exp(-kD) \quad \text{Ecuación 5.}$$

Donde ϵ_0 es la permitividad en el vacío, ϵ es la constante dieléctrica del medio, ψ es el potencial de superficie, k^{-1} es la longitud de apantallamiento de Debye, y está dada por:

$$k^{-1} = \sqrt{\frac{\epsilon_0 \epsilon kT}{1000 N_A e^2 \sum_i c_i z_i^2}} \quad \text{Ecuación 6.}$$

Donde e es la carga elemental, N_A es el número de Avogadro, c_i es la concentración del ion i expresada en mol/dm³, y z_i es la valencia del ion i .

1.2.6 Mecanismos de ruptura de una emulsión. Los mecanismos de ruptura son producto del efecto de las fuerzas naturales sobre las gotas emulsificadas que tratan de generar 2 fases.

- **Floculación o Agregación.** Durante la floculación las gotas de agua se acumulan formando agregados. Las gotas están cerca unas de otras como para tocarse, pero no lo suficiente para coalescer. La coalescencia solo se presenta si la película interfacial es lo suficientemente débil.

Bobra [14] en 1968 identificó los factores que causan la floculación los cuales son enunciados a continuación:

- ✓ Contenido de agua en la emulsión. La razón de floculación es más alta cuando el contenido de agua es más alto
 - ✓ La temperatura de la emulsión es alta. La temperatura incrementa la energía térmica de las gotas y la probabilidad de colisión, llevando a la floculación.
 - ✓ La viscosidad del crudo es baja, lo que reduce el tiempo de asentamiento e incrementa la razón de floculación.
 - ✓ La diferencia de densidad entre el agua y el crudo es alta, lo que incrementa la razón de sedimentación.
 - ✓ Se aplica un campo electrostático. Esto incrementa el movimiento de las gotas hacia los electrodos, donde se agregan.
- **Coalescencia.** Durante la coalescencia las gotas de agua se fusionan y van formando una sola gota más grande. Este proceso es irreversible y lleva a la disminución en el número de gotas y eventualmente a la desemulsificación.

Bobra [14] realizó estudios de los factores que favorecen la coalescencia los cuales más adelante fueron complementados por Schramm [15], y son los siguientes:

- ✓ Alta razón de floculación incrementa la razón de colisión entre las gotas.
 - ✓ La ausencia de películas mecánicamente fuertes que estabilizan las emulsiones.
 - ✓ Alta tensión interfacial. El sistema trata de reducir su energía libre interfacial mediante la coalescencia.
 - ✓ Alto contenido de agua incrementa la frecuencia de las colisiones entre las gotas.
 - ✓ Baja viscosidad interfacial mejora el drenaje de la película y la coalescencia.
 - ✓ Desemulsificantes químicos convierten películas sólidas en películas móviles que son lo suficientemente débiles para romperse y permitir la coalescencia.
 - ✓ Altas temperaturas reducen la viscosidad interfacial y del crudo y aumentan la frecuencia de colisión.
-
- **Sedimentación.** Kokal y Manar [6, 8, 16, 17] documentaron en diferentes investigaciones y concluyeron que la sedimentación es el proceso mediante el cual las gotas de agua de una emulsión se asientan debido a su más alta densidad. Su proceso inverso, “creaming”, es la formación de las gotas de crudo en el agua. La sedimentación y “creaming” son impulsadas por la diferencia de densidad entre el crudo y el agua y puede no terminar en el rompimiento de la emulsión.

2 INFORMACIÓN RECOPIADA SOBRE FORMACIÓN DE EMULSIONES IN SITU

La recopilación bibliográfica presentada en esta capítulo recoge los estudios realizados en las últimas décadas, estos estuvieron basados en conceptos muy generales que fueron poco a poco y con la intervención de nuevos investigadores apoyados con el avance tecnológico y científico, logrando concentrarlos en temas concretos, esto generó un abanico de líneas de investigación específicas y por consiguiente producciones científicas paralelas en las que se encuentran evidencias y conclusiones consecuentemente diversas, lo que finalmente resultó en diferentes posturas frente a temas específicos sobre emulsiones que son debatidos aún en la actualidad.

Además de lo anterior se documentan los resultados posturas y aportes de algunos investigadores sobre emulsiones que por su renombre o lo concluyente de su investigación son los más relevantes o generaron más controversia, de ahí su importancia.

2.1 RESUMEN HISTÓRICO DE LOS APORTES DE ALGUNAS INVESTIGACIONES SOBRE EMULSIONES REALIZADAS DESDE EL AÑO 1921 AL 2009

En la segunda década del siglo pasado las primeras investigaciones realizadas sobre las emulsiones se llevaron a cabo por parte de **Alex W. McCoy**, **H.R. Shidel**, **E.A. Trager** quienes basaron su estudio en dos líneas. Una realizada mediante pruebas de laboratorio y la otra en el campo, del trabajo en el laboratorio se concluyó

que: el calor proveniente del yacimiento puede ser usado como una base económica para la división de las emulsiones, además existen dos grupos de mezclas en el primero el agua es separada rápidamente con una pequeña cantidad de calor y en el segundo el agua puede ser removida solo por destilación. [18]

En 1929, **E.H. Griswold & W.J. Wilkins** observaron la formación de emulsiones en el sistema de levantamiento gas lift, debido al agua presente en la producción y a las restricciones que presentaba el sistema al flujo normal de crudo, las cuales dadas sus viscosidad y densidad presentaban un problema para el sistema que debía ser corregido. [19]

Al mismo tiempo **Tickell** investigaba sobre el fenómeno capilar como la posible forma de representar la producción del petróleo, en el que comenta la dificultad que ya es bien sabida en la investigación sobre fenómenos en yacimiento como lo son: la imposibilidad de reproducir a escala en laboratorio las fuerzas presentes en un yacimiento y si se reducen las escalas de las características no es posible hacerlo proporcionalmente en todas. En su documento admite la existencia de combinaciones de los 3 fluidos típicos en sus fases características en un mismo yacimiento (agua, petróleo y gas natural gaseoso) gas en el aceite como burbujas, gotas de agua en el crudo como emulsiones y el crudo en el gas como una espuma, dentro de sus confirmaciones se encuentran que el efecto de las espumas; como el de las emulsiones, influyen directamente sobre las cualidades reológicas de los fluidos que los contengan. [20]

Poco después en un estudio realizado por el Dr. **Van Der Minne** sobre el tratamiento de las emulsiones resalto la relación del tamaño de las gotas formadas en la fase discontinua de una muestra de crudo emulsionado siendo normalmente de 1 micrón;

pero habiendo casos de gotas de 20 hasta 100 micrones, también el contenido del agua puede ir desde un pequeño porcentaje hasta el 80% o 90% y su consistencia (viscosidad) puede variar desde un fino aceite hasta una sustancia similar a la crema, la fase acuosa normalmente contiene una pequeña cantidad de materia seca, pero puede llegar a ser hasta un 20% de sal (usualmente NaCl).

El agua y el aceite en los casos de pozos por producción natural puede mezclarse en el fondo del pozo y formar la emulsión, en el caso del pozo con producción asistida existe una mayor oportunidad de formarse la emulsión a lo largo de las juntas de la tubería y más aún si hay gas que se libere. En sus estudios señaló el funcionamiento de los alkalis o jabón alkali (Sodium oleate) como surfactante que ayuda a la estabilidad de la emulsión. En 1913 **Bancroft**, propuso una regla la cual generalmente aplica: él dijo que las sustancias que se disuelven coloidalmente en el aceite y no en el agua, forman emulsiones agua en aceite, sustancias como los alcalinotérreos (calcium oleate) puede dispersarse en el aceite y no en el agua.

Igualmente expuso que las emulsiones pueden ser estabilizadas por sustancia oleofílicas como lo son los metales pesados y el carbón, la interfaz de la gota es ocupado por una sustancia sólida finamente dividida y estos forman una especie de armadura que protege a las gotas de la coalescencia, este fenómeno puede ser visto en microscopio pero esto no ocurre con todos los sólidos. En 1913, **Reiders** y **Horfman** quienes desarrollaron pruebas con parafinas y agua para estudiar su comportamiento ante la presencia de diferentes sólidos determinaron que algunos tenían preferencia hacia la formación de emulsiones OW o WO, estos sólidos son recogidos en la interfaz hasta que está completamente llena por este, otras sustancias tienen preferencia por una de las fases líquidas y no genera acumulación, este comportamiento puede estar conectado con el ángulo de contacto formado por la interfaz agua-aceite y las partículas de la sustancia sólida.

En el caso de las emulsiones fuertes la velocidad del proceso de separación en el cual la velocidad del proceso de coagulación es un factor principal. El movimiento Browniano está constantemente desplazando las partículas de la emulsión, lo que resulta en un coloide o aglomeración de gotas emulsionadas. [21]

En 1937 se realiza una nueva investigación en donde el autor discute la diferentes fuentes de emulsiones en el petróleo y sugiere algunos métodos para su prevención; dentro de las fuentes de las emulsiones resalta 4: las bombas de levantamiento, las turbulencias en el transporte por tubería, el deslizamiento, agitación por gas y es el primero en mencionar la posible formación de emulsiones por fenómenos en el yacimiento; pero afirma que al no haber evidencia que respalde esta teoría él no la tomara como una causa relevante para ese momento. [22]

A finales de la década de los 40 **M. C. Leverett** desarrolla el primer diseño experimental que podría cuantificar el efecto sobre el flujo de fluidos en un medio poroso (arena no consolidada) debido a una mezcla inmiscible de agua aceite, que si bien es una sistema diferente al proporcionado por una emulsión W/O presenta de alguna manera los primeros pasos para la medida del comportamiento del flujo en un medio poroso.

El análisis preliminar sobre el problema indicaba que las siguientes variables serian relevantes en la determinación de la respectiva permeabilidad efectiva: porosidad y permeabilidad de la arena (y posiblemente otras cantidades necesarias para la descripción adecuada del tamaño de poro y la distribución en la arena); viscosidad y densidad de las fases liquidas; la tensión interfacial entre los 2 líquidos y el Angulo

de contacto sobre la superficie de la arena; y finalmente el gradiente de presión bajo el cual ocurre el flujo. El objetivo de Leverett era la determinación experimental de cuál puede ser el efecto de la variación de estos factores, y si es posible correlacionar los resultados obtenidos en un estatuto general.

R. D. Wyckoff & H. G. Botset, habían investigado un sistema un tanto similar al usado en el trabajo de **Leverett**, ellos reportaron resultados del experimento en el cual fue usada una mezcla gas- líquido a través de una arena no consolidada con permeabilidad entre 11 y 260 Darcys. Además se realizaron experimentos en los que las mezclas aceite-agua fueron tratados similarmente, y se concluyó que el mecanismo de flujo fue esencialmente el mismo para los 2 sistemas (gas-aceite y agua-aceite). [23]

Leverett, concluyo que permeabilidad relativa de una arena no consolidada para una mezcla de agua-aceite es independiente de la viscosidad de cada líquido, pero está relacionada con su distribución del tamaño de poro, de la presión de desplazamiento, el gradiente de presión y la saturación de agua. [24]

Después de algunos años **Keith E. James** realiza una investigación de laboratorio sobre el flujo de fluidos a través de medios porosos con surfactantes en un sistema de crudo-agua-arena, esta vez a diferencia de investigaciones anteriores usó núcleos de arenas consolidadas al igual que Leverett supuso un desplazamiento tipo pistón, pero James fue el primero en incluir una celda de fotomicrografía que le permitió observar cómo se distribuyen dentro del medio poroso los elementos comúnmente encontrados en un yacimiento, tales como granos de arena, gotas de aceite, gotas de salmuera y sobre todo observar la distribución de las gotas emulsionadas dentro de la arena y alrededor del medio poroso. [25]

Pero no es sino hasta 1969 que **A. C. Uzoigwe, J. E. Riseden, & S. S. Farsden Jr.** realizan los primeros desplazamientos de emulsiones agua aceite en medios porosos. La emulsión preparada con keroseno, agua y emulsificantes comerciales fue estudiada en tubos capilares de Pyrex con diferente radio y en medio porosos no consolidados. La calidad de la emulsión (porcentaje de aceite en volumen) fue variado en pasos de 10% ,20% hasta 70%. La menor calidad fue aceite en agua y la mayor fue agua en aceite. La reología de las emulsiones realizadas estuvieron en un amplio rango de clasificaciones con comportamientos: Newtonianos, fluidos pseudo-plásticos fluidos diletantes. Notaron el aumento de la viscosidad aparente cuando aumentaba la relación de aceite-agua así como el tipo de comportamientos depende del emulsificante.

Pruebas reológicas usando el Viscosímetro de Fann mostraron que las emulsiones tenían valores sedientes (yields points) pero no de esfuerzos de gel (gel strengths). No se observó presencia de Histéresis en las curvas de cizallamiento contra esfuerzo de cizalla.

La movilidad de los fluidos fue calculada con la ley de Darcy para flujo de emulsiones en medios porosos.

Las primeras emulsiones creadas usaron un 5% de emulsificante en keroseno, esta mezcla fue agitada con abundante agua por 30 segundos. Una segunda emulsión se preparó igual pero fue agitada 30 minutos, su primera conclusión fue que desde que se encontré emulsificante en exceso la emulsión sería más estable durante la medición en flujo por el medio, además el flujo a través del sistema poroso tiende a

aumentar la estabilidad de la mezcla, el tamaño de las gotas emulsionadas fueron de unos 0,5 micrones y su viscosidad era mayor la del agua que la del aceite. [26]

A finales de la década de los 80's los investigadores **D.A. Alvarado y S.S Marsden Jr.** realizan nuevamente pruebas con un equipo de desplazamiento positivo usando como medio núcleos y tubos capilares unidos en serie, todo esto para macroemulsiones sintéticas, gracias a estos estudios se encontró la primera correlación para el flujo de macroemulsiones reducida de la ecuación de Darcy.

Dentro de sus resultados encontraron que el tipo de comportamiento reológico de una emulsión depende de la concentración de emulsión en la mezcla, para bajos valores (10% y 40%) las macroemulsiones tenderán a tener un comportamiento Newtoniano, mientras que para valores altos de la relación (>50%) el comportamiento se ra el de un fluido psudoplástico. [27]

En la actualiad se siguen realizando estudios y pruebas para cuantificar el efecto de las emulsiones en el flujo dentro del yacimiento; lo que ha permitido realizar nuevas correlaciones que permitan cuantificar este fenomeno, en 2009, **Mao Llich Romero** presenta uno de los trabajos mas actuales sobre el flujo de emulsiones en medios porosos, utilizando un sistema de alta sencibilidad que le permitio medir leves caidas de presion a lo largo de la prueba de desplazamiento y con las que concluyo que, pese a la division entre los diferentes investigadores que aun no apuntan sus conclusiones a la formacion o no de emulsion en el yacimiento hay un fenomeno de bloqueo parcial del poro, el cual es funcion del numero capilar y y de la relacion entre los radios de las gotas de la fase dispersa y de la garganta de poro. [28]

Figura 7. Cronología de estudios sobre emulsiones



2.2 RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA DE EMULSIONES

Adicional al resumen cronológico de las investigaciones realizadas sobre las emulsiones y los daños causados a la formación, se realizó la revisión bibliográfica sobre esta temática y sus diferentes componentes y los efectos que esta produce en la formación.

2.3 EMULSIFICANTES

Los emulsificantes son compuestos que poseen una doble afinidad. una parte es afín a sustancias polares como el agua (hidrofílica) y otra afín a sustancias apolares como el aceite (lipofílica), por esto, pueden estabilizar o desestabilizar una interfase agua-aceite, ubicando espacialmente una parte de su estructura dentro del aceite y otra dentro del agua.

2.3.1 Presentes en el crudo. Eley, Hey & Symonds [29] en 1988 simularon emulsiones formadas por una salmuera y crudos provenientes de Kuwait, Venezuela y Libia, este estudio fue basado en un modelo que consiste en n-heptano, m-xileno y asfaltenos; las emulsiones fueron analizadas microscópicamente, donde se evidencio que los crudos con alto contenido de C7+ y bajos en m-xileno permitieron la formación de emulsiones con mayor facilidad gracias a los emulsificantes naturales presentes en el crudo, como resinas, asfaltenos, ácidos y bases orgánicos, son fracciones con puntos de ebullición más altos, por lo que supusieron que son los constituyentes principales de las películas interfaciales.

- **Asfaltenos.** Nianxi Yan, Murray & Maisliyah [30] mediante el uso un modelo de solventes orgánicos y Yarranton, Hisham & Masliyah [31] por medio de experimentos de diferentes emulsiones utilizando diferentes concentraciones de asfaltenos, definieron que químicamente, los Asfaltenos son moléculas poli-cíclicas en forma de disco con la tendencia a formar agregados; esta agregación es la causa de efectos complejos como la adsorción en superficies sólidas, precipitación, Reología de fluidos, estabilidad de la emulsión, etc. Además los asfaltenos son especies polares, formadas por estructuras poli- aromáticas condensadas, contienen cadenas alquilo, heteroátomos (como O, S y N) y algunos metales.

Los Asfaltenos estabilizan las emulsiones de crudo mediante diferentes modos de acción. Cuando los asfaltenos se dispersan en la interfaz, la película formada se comporta como una piel cuya rigidez se puede ver por la formación de arrugas en la interfaz cuando la gota se contrae, a esta conclusión llegaron Sanchez & Zakin en su investigación [32].

Mohammed [33] gracias a una serie de investigaciones infirió que los asfaltenos también pueden formar agregados con moléculas de resinas en la interfaz y así evitan la coalescencia de las gotas de la fase dispersa por medio de interacción estérica. Éste y otros autores sugieren que los asfaltenos estabilizan la emulsión mediante la formación de puentes de hidrógeno entre los asfaltenos y moléculas de agua. En la Fig 8., se muestra una gota de agua estabilizada por asfaltenos.

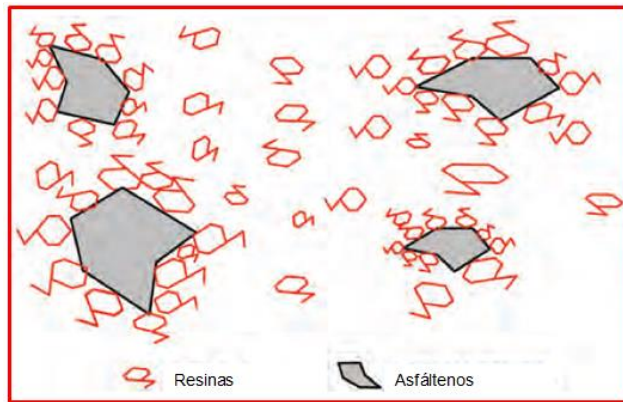
Figura 8. Mecanismo de estabilización de Emulsiones por Asfaltenos.



Fuente: Sunil Kokal, Saudi Aramco. Crude Oil Emulsions - Everything You Wanted to Know but Were Afraid to Ask, 2008. Modificado por los autores.

- **Resinas.** Como los asfaltenos, son heterocompuestos que contienen oxígeno, nitrógeno y átomos de sulfuro. El rango de sus pesos moleculares va de 500 a 2000 g/mol. Como se muestra en la Fig. 9, las resinas tienden a asociarse con asfaltenos y juntos forman micelas, y estas tienen un papel clave en la estabilización de las emulsiones. Además la razón de resinas/asfaltenos en el crudo puede ser responsable del tipo de emulsión formada (rígida o móvil) y, por lo tanto, está ligada directamente a la estabilidad de la emulsión, esto es dicho por Kokal [6] pero aun es objeto de debate.

Figura 9. Micela Resina-asfaltenos.



Fuente: Kokal, S.L.: —Crude-Oil Emulsions, II Petroleum Engineering Hand-book, SPE, Volume I General Engineering, U. of Texas at Austin, 2006.

Se piensa que las resinas son precursores moleculares de los asfaltenos. Las cabezas polares de las resinas rodean los asfaltenos, mientras las colas alifáticas se extienden hacia el crudo. Las resinas pueden actuar como estabilizadores de la dispersión de los asfaltenos y se pueden convertir en asfaltenos por oxidación y se asume son solubles en el petróleo.

- **Saturados.** Ellison [34] y otros investigadores [6, 35] señalan que los saturados son no-polares y consisten en alcanos normales (n-parafinas), alcanos ramificados (isoparafinas) y ciclo-alcanos (también conocidos como naftenos). Los saturados son la fuente más grande de hidrocarburos o ceras del petróleo que se clasifican generalmente como ceras parafínicas, ceras microcristalinas, y/o petrolato. De estos, la cera parafínica es la mayor constituyente de los depósitos sólidos.

En la ausencia de asfaltenos, los saturados no estabilizan las emulsiones. Sin embargo, la adición de una cantidad nominal de asfaltenos (una cantidad

insuficiente por si sola para estabilizar emulsiones) a los crudos que contienen saturados, puede llevar a la formación de emulsiones estables. Por lo tanto, los saturados pueden actuar sinérgicamente con los asfaltenos en la estabilización de emulsiones. Los saturados son más aptos para formar emulsiones estables cuando están presentes como sólidos finos en la emulsión; por esto, emulsiones estabilizadas por saturados se dan a temperaturas más bajas.

2.3.2 Químicos y sólidos. Tambe & Sharma [36] en 1993 basado en estudios anteriores [37, 38], evaluaron experimentalmente el efecto de diferentes emulsificantes donde comprobaron que los emulsificantes que existen en yacimiento no solamente provienen del aceite, también pueden ser de origen químico y sólido.

Los químicos fueron algunas sustancias propias de los fluidos inyectados a la formación como: fluidos de perforación, químicos para estimulación, inhibidores de corrosión y sarro, ceras y agentes de control de asfaltenos.

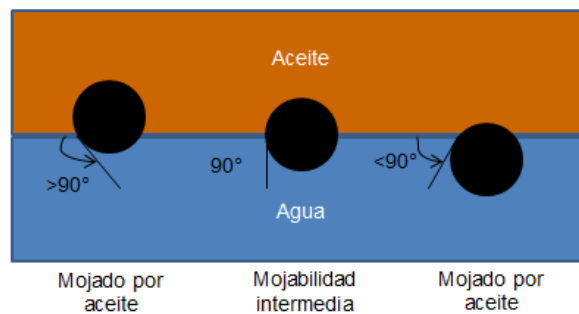
Los emulsificantes sólidos son partículas, que deben ser mucho más pequeñas que las gotas de la emulsión, se posicionan alrededor de la interfaz actuando como estabilizadores mecánicos. La efectividad de estos sólidos en la estabilización de emulsiones depende de factores como el tamaño de partícula, interacciones entre partículas. Entre estas partículas se encuentran: arcilla, arena, asfaltenos, ceras, etc.

Livine [37] y **Menon** [38] en sus estudios encontraron que los sólidos se difunden en la interfaz crudo/agua, donde forman películas rígidas que pueden inhibir

estéricamente la coalescencia de las gotas de la emulsión; una característica es que los sólidos deben ser más pequeños que la gota de la emulsión para poder actuar como estabilizantes, normalmente de submicrones a micrones de diámetro.

Asimismo resaltaron el rol en la estabilización de las emulsiones; siendo la mojabilidad el grado en el cual un sólido es mojado por crudo o agua cuando ambos están presentes. En la Fig. 10 se muestran tres casos de mojabilidad en términos del ángulo de contacto. Cuando este ángulo es menor que 90° , el sólido es mojado por crudo. De manera similar, cuando el ángulo es mayor de 90° , el sólido es mojado por agua. Ángulos de contacto cercanos a los 90° forman las emulsiones más fuertes.

Figura 10. Comportamiento de la mojabilidad de los sólidos en la interface aceite/agua.



Fuente: Kokal, S.L.: —Crude-Oil Emulsions, II Petroleum Engineering Hand-book, SPE, Volume I General Engineering, U. of Texas at Austin, 2006. Modificado por los Autores.

Los asfaltenos y saturados son ejemplos de partículas mojadas por crudo, y escamas inorgánicas (CaCO_3 , CaSO_4), arcilla, arena y productos para prevenir la corrosión. Diferentes investigaciones [38, 39] coinciden que las partículas mojadas por agua se pueden convertir en mojadas por crudo en presencia de compuestos polares orgánicos pesados.

Sharma [40], realizó 2 tipos de experimentos, el primero sobre la estabilidad de la emulsión y el segundo con la coalescencia de gotas. Las emulsiones fueron preparadas usando combinaciones específicas de fase acuosa (destilado de agua/salmuera), fase de aceite (n-decano), emulsificante (ácido estérico) y partículas sólidas (CaCO_3 , BaSO_4 , bentonita, sílica alúmina y grafito); estos experimentos arrojaron entre otros resultados el papel de las partículas sólidas coloidales en la estabilidad de la emulsión y los mecanismos involucrados los cuales se resumen en los siguientes puntos.

- ✓ Las partículas deben estar presentes en la interfaz agua/crudo antes de que la estabilización pueda presentarse. La habilidad de estas partículas para difundirse y adsorberse en la interfaz depende de su tamaño, mojabilidad, y el estado de dispersión de los sólidos.
- ✓ La habilidad de los sólidos de formar películas rígidas que encapsulan las gotas de agua es importante para estabilizar estas emulsiones.
- ✓ Las partículas mojadas por agua tienden a estabilizarse en emulsiones O/W, y las partículas mojadas por crudo se estabilizan en W/O.
- ✓ Es necesaria cierta interacción entre las partículas para una estabilización efectiva.

2.4 ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

J Sjoblom [13] describió desde un punto de vista exclusivamente termodinámico, las emulsiones como es un sistema inestable porque poseen una tendencia natural a separarse y reducir su área interfacial y, por lo tanto, su energía interfacial. Sin embargo, la mayoría de las emulsiones muestran estabilidad cinética (son estables durante un periodo de tiempo).

Las emulsiones de agua en crudo son consideradas dispersiones coloidales líquido-líquido. Su estabilidad cinética es una consecuencia del pequeño tamaño de gota y de la presencia de una película interfacial alrededor de estas, causada por agentes estabilizadores o emulsificantes. Estos estabilizadores suprimen los mecanismos naturales de rompimiento de las emulsiones (sedimentación, agregación o floculación, coalescencia e inversión de fases), según lo define **Kokal** [6] en una de sus investigaciones.

2.4.1 Películas Interfaciales. Dadas algunas investigaciones se cree que estas películas son el resultado de la adsorción de moléculas polares de alto peso molecular que exhiben comportamiento similar al de los surfactantes.

Estas películas mejoran la estabilidad de la emulsión reduciendo la IFT e incrementando la viscosidad interfacial. Este aumento de la viscosidad retarda la tasa de drenaje de la película de crudo durante la coagulación de las gotas de agua, promoviendo una barrera mecánica a la coalescencia, lo que lleva a una reducción de la tasa de rompimiento de la emulsión.

Mediante experimentos **Sharma** [40] concluyo que las características de las películas interfaciales están en función del tipo de crudo, composición y pH del agua, temperatura, el grado en el que se comprime la película adsorbida, tiempo de contacto y concentración de las moléculas polares en el crudo.

Jones, Neustadter & Whittingham [41] clasificaron las películas interfaciales con base en su movilidad en:

Tabla 3. Clasificación de las películas Interfaciales

Películas solidas	Películas Móviles
Alta Viscosidad interfacial.	Baja Viscosidad interfacial.
Formadas por fracciones polares del crudo y otros emulsificantes e incluso sólidos finos.	Formadas en presencia de desemulsificantes.
Evitan la coalescencia de la fase dispersa.	Se alcanza la coalescencia.
Emulsiones estables.	Emulsiones de baja estabilidad.

2.5 ENERGÍA

El tercer parámetro involucrado en la formación de emulsiones es la energía, así lo describe **J Sjoblom** [13] en su trabajo. Las emulsiones son un sistema inestable porque poseen una tendencia natural a separarse y reducir su área interfacial y, por lo tanto, su energía interfacial. Para vencer dicha inestabilidad las emulsiones requieren de una fuente externa que aporte esta energía, dicha energía proviene principalmente del diferencial de presión que genera el desplazamiento del fluido a través de la tubería de producción como lo afirma **J. S. Surfluh**. [42] en su trabajo,

este misma aseveración se puede aplicar a la formación de emulsiones en el yacimiento al atravesar las gargantas de los poros.

Escobar [43] afirma que en la zona cercana a la cara del pozo (wellbore) es donde se presenta la mayor caída de presión; de lo cual se presume que aportaría la energía (agitación) necesaria para la formación de emulsión dentro del yacimiento. Una contraparte a esta teoría puede surgir del fenómeno explicado por **Jhon Lee** [44], en el que la onda de caída de presión avanza a lo largo del yacimiento y su efecto disminuye conforme aumenta la distancia con respecto al pozo productor, lo que significaría que en zonas muy lejanas no habría la suficiente energía para la formación de emulsiones.

Otras fuentes de energía en los yacimientos muy conocida en la industria de los hidrocarburos son los mecanismos naturales de producción, que aunque no aportan energía extra como lo hace un proceso EOR. Los mecanismos como capa de gas en expansión, acuíferos activos y expansión roca fluido.

2.6 FACTORES QUE INTERVIENEN EN LA ESTABILIDAD DE UNA EMULSIÓN

En general, las emulsiones se estabilizan por surfactantes y otras especies, asumiendo que sean adsorbidas por la interfaz crudo/agua y prevengan el crecimiento de la gota por coalescencia y la separación de fases.

Después de la adsorción, las superficies se vuelven visco-elásticas y proveen estabilidad a la emulsión, esto fue demostrado experimentalmente por **Khan** [45]

mediante la medida de la variación de la viscosidad debido al cambio intencional de algunos factores.

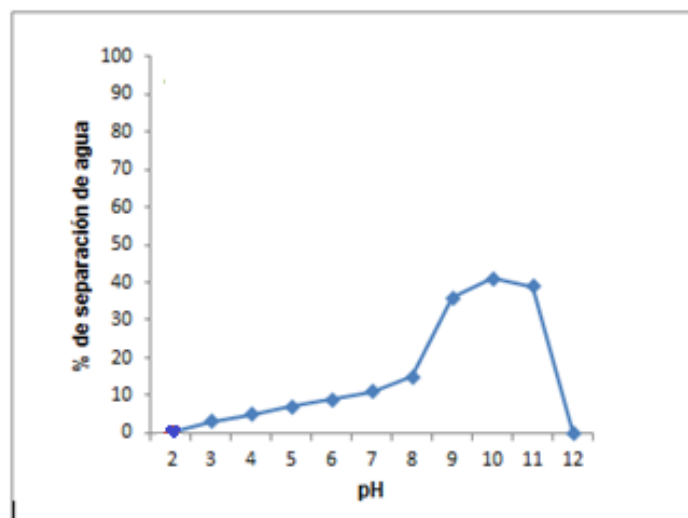
Según algunos investigadores los principales factores que intervienen en la estabilidad de las emulsiones son:

- **Temperatura.** Kokal [8] en su publicación asegura que la temperatura afecta las propiedades físicas del crudo, agua, películas interfaciales y solubilidades del emulsificante en las fases; estas a su vez afectan la estabilidad de la emulsión. La temperatura incrementa la energía térmica de las gotas y, por lo tanto, incrementa la frecuencia de colisión, reduce la viscosidad interfacial, lo que resulta en una tasa de drenaje de película y coalescencia más rápida. El efecto de la temperatura en la interfaz crudo/agua se ha estudiado en detalle por Jones et al. [46] quien mostró que un incremento de temperatura lleva a una desestabilización gradual de las películas interfaciales. Sin embargo, incluso a temperaturas considerablemente altas, aún existe una barrera cinética que disminuye la coalescencia. La temperatura influencia la formación de las películas cambiando las tasas de adsorción, las características interfaciales, la compresibilidad de la película, y la solubilidad de los emulsificantes en la totalidad de la fase.
- **Tamaño de Gota.** Investigaciones de laboratorio [8, 47] comprobaron que en las emulsiones de tamaño de gota más pequeño tiende a ser más estables. Para separar el agua, las gotas deben coalescer, y entre más pequeñas sean las gotas mayor será el tiempo de separación lo que indica una mayor estabilidad. La distribución de tamaño de gota afecta la viscosidad, pues esta es mayor cuando las gotas son más pequeñas.

- **pH y salmuera.** El pH del agua influencia la estabilidad de la emulsión, afectando la rigidez de las películas. Emulsiones estabilizadas por asfaltenos contienen ácidos (bajos pHs) y se desestabilizan progresivamente con el incremento del pH. En medio alcalino las películas rígidas se debilitan o se convierten en películas móviles. Las películas formadas por resinas son las más fuertes en medio básico y las más débiles en medio ácido, a estas conclusiones llegaron las investigaciones de Coppel [49] y otros [46, 48, 49].

El pH también influencia el tipo de emulsión formada. Bajos pHs generalmente producen WO, mientras que pH altos producen OW. La composición de la salmuera también tiene un efecto notable en la estabilidad de la emulsión (con respecto al pH). La Fig. 11, muestra el efecto del pH sobre la estabilidad de la emulsión para un crudo venezolano [49]. El pH óptimo para el rompimiento de la emulsion es de aproximadamente 10 en la ausencia de un desemulsificante.

Figura 11. Efecto del pH en la estabilidad de la emulsión.



Fuente: Kokal, S.L.: —Crude-Oil Emulsions, II Petroleum Engineering Hand-book, SPE, Volume I General Engineering, U. of Texas at Austin, 2006. Modificado por los Autores.

En la composición de la salmuera **Strassner** [49] y otros [46,48] documentan que iones específicos presentes en la salmuera también influyen en el comportamiento de la película superficial. Las aguas de las formaciones petroleras contienen muchos iones; iones de sodio y cloro están presentes en grandes concentraciones, mientras otros se presentan en amplios rangos de concentración. En general:

- ✓ La composición de la salmuera está íntimamente relacionada con el pH a la hora de determinar las propiedades de estabilización de las películas interfaciales.
- ✓ Salmueras con una alta concentración de iones Ca^{++} y una tasa alta de $\text{Ca}^{++}/\text{Mg}^{++}$ forman películas rígidas que resultan en emulsiones estables.
- ✓ Altas concentraciones de iones divalentes y pH resulta en la reducción de la estabilidad de la emulsión. Muchas especies de moléculas polares están presentes en la interfaz y cada especie responde de manera diferente. En la presencia de varios cationes diferentes pueden ocurrir efectos sinérgicos.

3 EVIDENCIAS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR EMULSIONES

En este capítulo se presentan algunas pruebas de daño a la formación por emulsiones que se presentaron en campos de petróleo o en pruebas de laboratorio, en las que la formación de emulsiones fue innegable al igual que su efecto negativo en el medio poroso.

Muchos trabajos han reportado el aumento de la presencia de emulsiones en el crudo de producción al aplicar sobre sus campos métodos que aumentan la tasa de producción tales como desplazamientos o procesos térmicos; aunque estos trabajos se enfocan en el aumento de la producción y no en el efecto del daño a la formación por la emulsificación de los fluidos, pero pueden ser usados como evidencia del daño a la formación por emulsiones.

Considerando la forma más simple de la Ley de Darcy para flujo radial descrita por **Amaefule**:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad \text{Ecuación 7.}$$

Dónde:

- ✓ A: área de flujo. [pie²]
- ✓ k: permeabilidad. [mD]
- ✓ q: densidad de flujo. [bl/día]
- ✓ μ : viscosidad.
- ✓ $\frac{\partial P}{\partial r}$: gradiente de presión.

En un análisis lógico y matemático a la ecuación de Darcy se aprecia que la disminución de producción depende básicamente de una reducción en la permeabilidad de la formación, o de un incremento en la viscosidad de los mismos, dicha disminución es el efecto clásico del daño a la formación por cualquier fuente. [50]

El valor de k es aclarado por **Amaefule, et al.** [51] en donde explica que la permeabilidad, k , se refiere a una permeabilidad equivalente efectiva a los fluidos del yacimiento. Esta depende de la heterogeneidad de la formación, de la permeabilidad absoluta de la misma y de la permeabilidad efectiva de los fluidos.

La presencia de emulsiones en la superficie no implica que se encuentren emulsiones en la formación del pozo. A menudo, las emulsiones en la superficie son resultado de la mezcla y agitación que ocurre en válvulas de estrangulamiento. La mezcla de dos fluidos inmiscibles a una alta razón de agitación en la formación, así lo explica **Schechter, R.S** [52] esto puede producir una mezcla homogénea de una fase dispersa en otra. Estas emulsiones usualmente tienen viscosidades más altas que cualquiera de los fluidos constituyentes y puede resultar en un decrecimiento significativo de la habilidad de fluir del hidrocarburo.

3.1 BLOQUEO POR EMULSIONES

El bloqueo por emulsión ocurre cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo, y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo. La permeabilidad de la formación cerca del pozo puede ser dramáticamente reducida.

Este fenómeno no es frecuente, pero cuando ocurre, sus consecuencias son desastrosas.

El mecanismo de la formación de emulsiones en el medio poroso es controversial, pero al parecer no sólo depende de las propiedades del crudo, sino también de la introducción de agentes externos. En la práctica, como lo describe **Carlos Islas** [53] en su manual; se ha hallado que el agua y el petróleo propios de un yacimiento rara vez forman emulsiones espontáneamente. Para que se forme una emulsión, se requieren factores externos, como puntos en el recorrido del crudo en donde haya fuertes cambios de presión, como lo son las tuberías y accesorios en las líneas de producción y las zonas cercanas a la cara del pozo debe tenerse en cuenta que la energía para la formación de las emulsiones en este medio la proporciona el esfuerzo de corte producido cuando los fluidos atraviesan en el medio poroso.

Un mecanismo mucho más probable de formación de emulsiones en el medio es la introducción de emulsionantes en los fluidos de que están en contacto con el yacimiento ya sean en procesos de perforación, workover o en procesos de recobro mejorado.

La caída de productividad debido a la alteración de las propiedades de la formación se puede formular por **Faruk Civan** [54] y de la siguiente manera teniendo algunas consideraciones teóricas [51]. El flujo rápido de crudo y agua en la región cercana al pozo promueve la agitación y emulsificación. Esto causa una reducción en la movilidad efectiva de hidrocarburos, de acuerdo con las ecuaciones propuestas por Leontaritis 1998, porque la viscosidad de la emulsión es mucho mayor que la viscosidad del crudo y el agua por separado.

Una emulsión de alta viscosidad forma un bloque estacionario que se opone al flujo al que se le llama bloque de emulsión. Si μ y μ_d representan las viscosidades de aceite y emulsión, respectivamente, y se considera un flujo radial de estado estacionario e incompresible, a continuación, se dan las velocidades teóricas de flujo dañado y no dañado, respectivamente,

$$q = \frac{2\pi kh(p_e - p_w)}{\mu B \ln(r_e/r_w)} \quad \text{Ecuación 8.}$$

$$q = \frac{2\pi kh(p_e - p_w)}{\mu B \ln(r_e/r_w) + \mu_d B_d \ln(r_d/r_w)} \quad \text{Ecuación 9}$$

Por lo tanto, sustituyendo la Ecuación 6 y Ecuación 9 en:

$$DR \equiv RCFR = \frac{q - q_d}{q} = 1 - \frac{q_d}{q} \quad \text{Ecuación 10.}$$

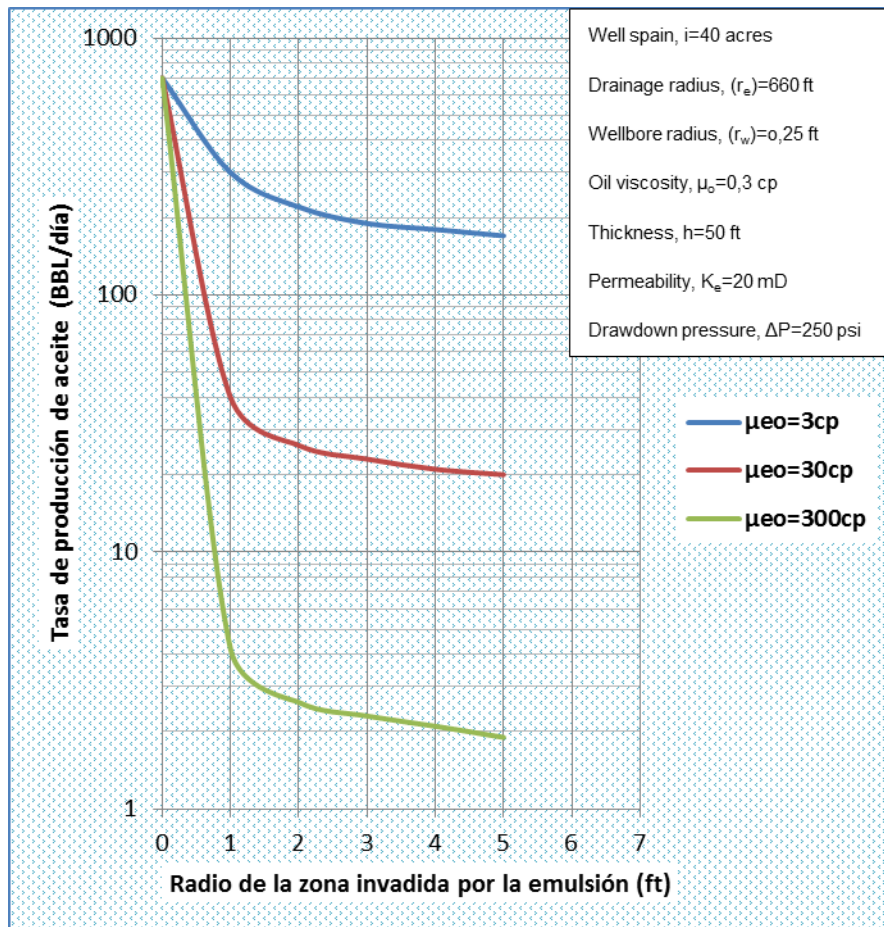
(Cambio Relativo de la Tasa de Flujo (RCFR) o Radio del daño (DR) expresan el cambio en la densidad de flujo por el daño cerca del pozo como una fracción, que se muestra en la Ecuación 10, donde q y q_d se refieren a las razones de flujo no dañado y dañado respectivamente.

Amaefule et al. [51], nos lleva a la siguiente expresión para la relación de daños:

$$DR = \frac{\left[\frac{\mu_d B_d}{\mu B} - 1\right] \ln(r_d/r_w)}{\left[\frac{\mu_d B_d}{\mu B}\right] \ln(r_d/r_w) + \ln(r_e/r_d)} \quad \text{Ecuación 11.}$$

La Fig. 12 muestra el efecto que tiene el bloqueo por emulsión en la tasa de producción de crudo de acuerdo con la Ecuación 11.

Figura 12. Efecto del bloqueo por emulsión, en la vecindad del pozo, en la producción de crudo.



Fuente: Amaefule, J. O., Kersey, D. G., Norman, D. L., and Shannon, P. M., —Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies, II Proceedings of the 39th Annual Technical Meeting of Petroleum Society of CIM and Canadian Gas Processors Association, Calgary, 1988.

Cada emulsión puede estar estabilizada por la presencia de emulsificantes y partículas finas. Las gotas de la fase dispersa que son más grandes que el tamaño de la garganta de poro bloqueara el poro, además si la estabilidad de las emulsiones aumenta, se incrementará la viscosidad y reduce la movilidad efectiva de los hidrocarburos produciendo una disminución en la productividad.

La Fig. 12, muestra como a medida en que aumenta la zona afectada por las emulsiones, disminuye la tasa de producción que el concepto básico del daño a la formación, este efecto aumenta drásticamente cuando el fluido aumenta la viscosidad.

3.2 HECHOS OBSERVADOS EN INVESTIGACIONES QUE DEMUESTRAN EL DAÑO A LA FORMACIÓN POR EMULSIONES

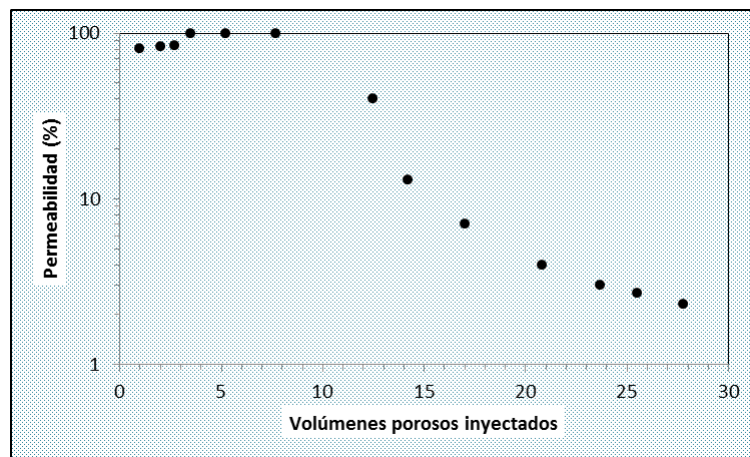
- **Caso 1.** Uno de los trabajos más importantes para demostrar el daño a la formación por la reducción de la permeabilidad fue desarrollado experimentalmente por **David Cuthiell** [55] y su equipo, en ese trabajo se realizaron 22 pruebas de desplazamiento a través de núcleos sintéticos y de paquetes de filtros, usaron 11 emulsiones hechas con crudos de campos y otras 11 realizadas con crudos sintéticos a tasas de inyección de entre 25 y 300 mL/h.

Dentro de sus resultados experimentales notaron una similitud en el comportamiento presentado por las emulsiones con los presentados en los campos estudiados, como por ejemplo:

- ✓ Contenido de agua en la emulsión aumenta generalmente con el aumento de velocidad de flujo.
- ✓ Contenido de agua aumenta muy notablemente en una pequeña gama de caudales.
- ✓ Algunas emulsiones están presentes incluso en las velocidades de flujo más bajas investigados.
- ✓ Los tamaños de gota de emulsión típicos disminuyen en altos caudales.

Gráficamente el efecto de la relación velocidad de flujo (energía), formación de emulsiones y disminución de la permeabilidad; que son las principales variables para evidenciar el daño se pueden ver en la Fig.13. En esta se observa como a una mayor tasa de flujo se generan emulsiones en relaciones WO mayores, lo es congruente con las variables de formación de emulsiones. Estas emulsiones con mayores relaciones de WO producen una disminución en la permeabilidad relativa del crudo y emulsión; dicho fenómeno representa el bloqueo por emulsión por disminución de permeabilidad.

Figura 13. Permeabilidad Vs Caudal de inyección



Fuente: Cuthiell David. The in situ formation of heavy oil emulsions. 2008.

- **Caso 2. T.A. Bertness, Mobil Oil Co. et al [56]** en su publicación del 3 de octubre de 1965, para la SPE, señalan que en los procesos de recobro térmico, como la combustión in situ y la inyección de vapor hay aspectos muy importantes que favorecen la formación de emulsiones in situ, a raíz, de que estos métodos se realizan a crudos pesados, se deduce que las emulsiones generadas son principalmente WO de acuerdo con la regla de Bancroft.

Los principales aportes de este artículo es que se mencionan algunos factores que contribuyen a la emulsificación de los fluidos in situ.

En el caso del proceso de combustión in situ se documentan los siguientes.

- ✓ La oxidación del crudo disminuye la tensión interfacial que puede contribuir a la estabilidad de las emulsiones.[57]
- ✓ El dióxido de carbono generado por la combustión puede causar la precipitación de asfaltenos y resinas en el crudo.
- ✓ La condensación de vapor por delante de un frente de combustión en la formación puede estabilizar las gotas por su tamaño a causa de los emulsificantes presentes.
- ✓ Ácidos generados en la combustión forman emulsificantes por la reacción con el crudo.
- ✓ Aumento de la energía en el flujo turbulento, crea emulsiones que se estabilizan por la multitud de emulsionantes formados en el proceso de combustión.

Mientras que en la inyección de vapor de agua el autor se refiere a que los problemas de emulsiones aumentan, principalmente relacionados con propiedades del crudo y formación, descritos así:

- ✓ Formación de diminutas gotitas de agua dulce con la condensación del vapor de agua en la formación.

- ✓ La destilación de vapor de fracciones ligeras del crudo puede causar la formación de coloides de hidrocarburos o sólidos que estabilizan emulsiones y ayuda a la producción de arcillas y limos de formación.
- ✓ Arcillas, limos y lodos de hidrocarburos que se acumulan alrededor del pozo y pueden ser eliminados por el proceso de push-pull añadiéndose a la emulsión y dándole estabilidad.
- ✓ La energía adicional en el flujo turbulento de los fluidos producidos genera la dispersión requerida para la estabilidad de las emulsiones.

Con estos aportes se concluye que en procesos de recobro térmico, existe el escenario y los constituyentes propicios para que las emulsiones se formen in situ, especialmente las WO, las cuales son las que generan el mayor daño a la formación debido a su decremento de la relación de movilidades y su afectación negativa de la permeabilidad.

- **Caso 3.** En este trabajo **T. Chen et al** [58], presentaron pruebas de laboratorio y de campo para la formación in situ y el flujo de emulsiones en medios porosos.

Las muestras de campo emanan de las operaciones de estimulación cíclica de vapor de Esso Resources Canadá Ltd. en Cold Lake.

Los experimentos de laboratorio se realizaron con muestras de bitumen provenientes del yacimiento de Cold Lake, el cual contiene emulsificantes naturales así como sólidos suspendidos, por tal razón no se usó ninguno adicional; la salmuera de composición 1.0, 0.03 y 0.02 % en peso de NaCl, CaCl₂ y MgCl₂

respectivamente, las cuales son concentraciones iónicas promedio del agua producida en Cold Lake.

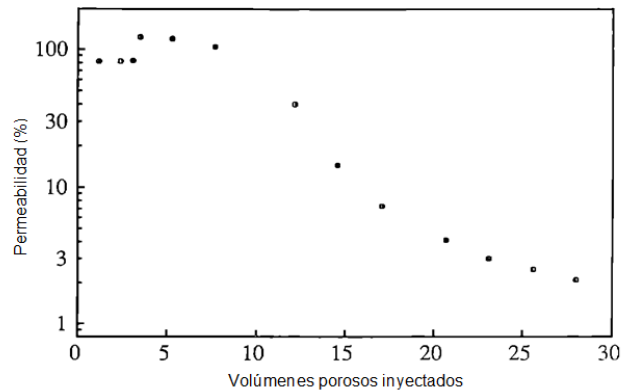
Se realizan pruebas de desplazamiento de fluidos (crudo: 80%, agua: 20%) en núcleos de arena a 150 y 200 (°C).

Las observaciones más significativas que evidencien efectos negativos de la formación de emulsiones se describen a continuación.

La movilidad total de fluido a través del núcleo disminuyó con volúmenes de poro de fluido inyectado. Que podría ser debido a un aumento de la formación de emulsión con el tiempo y / o movimientos de finos.

La Fig. 14 describe la disminución de la permeabilidad evidenciando el bloqueo que causa el flujo de la emulsión, el cual comenzó tan pronto como la temperatura central se elevó por encima de 60 ° C.

Figura 14. Disminución de la permeabilidad respecto a los volúmenes porosos inyectados

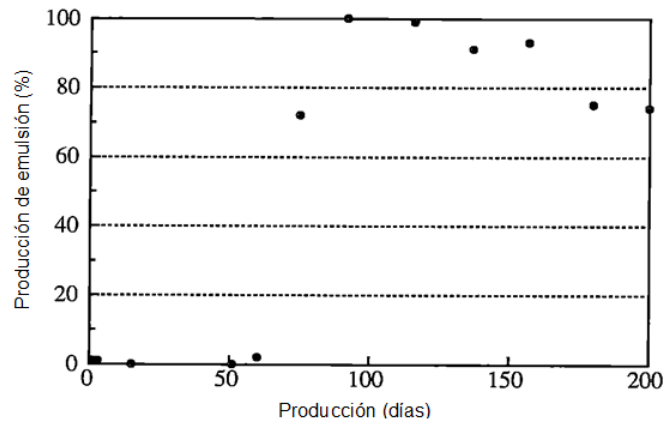


Fuente: Chent, Chakrabarty, et al. Laboratory and field evidence of emulsion Flow in porous media. 1991, Banff, Canadá. PETSOC-91-78

Esto sustenta a **Strassner** [59] cuando documentó en **1968** que se producían reducciones en la tensión interfacial con un aumento de la temperatura para sistemas de crudo pesado, en los procesos de inyección de vapor y combustión in situ, generando un aumento en la tendencia a formar emulsiones, las cuales se intuye, bloquean algunas gargantas de poro, de ahí el porqué de la reducción de la permeabilidad.

Por ultimo en la Fig. 15 se ve el % de emulsión en el líquido total producido, evidenciándose que después del día 50 se empiezan a generar las emulsiones, aumentando drásticamente hasta que solo se producen estas, como ocurre en el día 90 aproximadamente, luego empieza a decrecer evidenciando una tendencia la cual se mantiene hasta el último día de seguimiento. Estos resultados coinciden con los medidos en el yacimiento Could Lake.

Figura 15. % de Producción de emulsiones en el líquido total producido



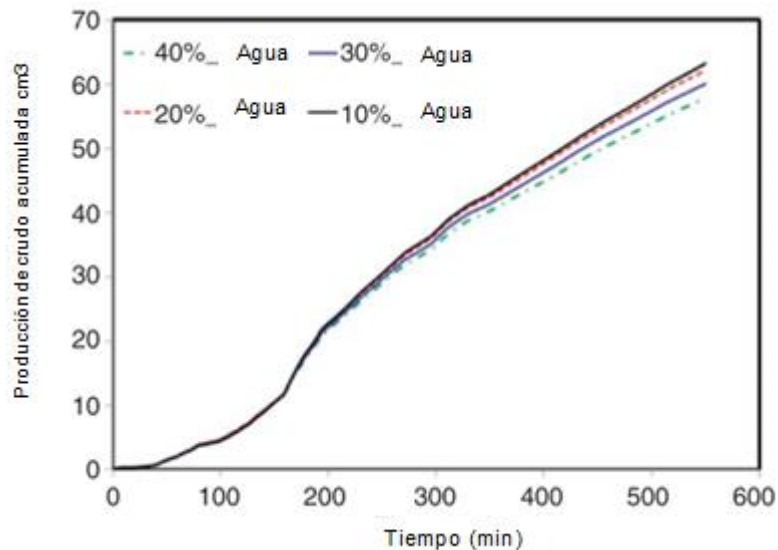
Fuente: Chent, Chakrabarty, et al. Laboratory and field evidence of emulsion Flow in porous media. 1991, Banff, Canadá. PETSOC-91-78

- **Caso 4. Ezeuko et al [60]** realizaron una investigación que fue presentada en Junio de 2012 en la conferencia de la SPE en Alberta, Canada, este trabajo está orientado al flujo de emulsiones causadas por métodos de recobro SAGD y ES-SAGD, el cual presenta un enfoque numérico que permitió la incorporación de emulsiones en simulaciones de yacimientos por medio de una reacción pseudo-química de dos etapas utilizando simuladores de yacimientos comerciales.

En esta y otras investigaciones experimentales de procesos térmicos como SAGD [61, 62, 63, 64, 65], han ratificado que las emulsiones producidas son predominantemente emulsiones WO y confiando en los procesos de laboratorio se evidencia que la emulsión igualmente predomina in situ.

Como aporte de esta publicación a nuestro trabajo, se evaluaron los resultados de la producción de petróleo acumulado de la simulación de flujo de emulsiones con diferentes relaciones de agua-aceite originadas por el método de recobro SAGD, y se pueden ver en la Fig. 16., donde para el rango de la fracción de volumen de agua, la producción final de aceite acumulado disminuyó con un aumento en la fracción de volumen de agua en cada emulsión. Un aumento en la fracción de volumen de agua influye en simulaciones en dos formas principales: Aumenta la viscosidad de la emulsión, viscosidades efectivas y aumenta el volumen de agua producida con la emulsión, lo que reduce el contenido de aceite de la emulsión producida infiriendo que se produce un daño al medio poroso.

Figura 16. Producción acumulada de petróleo para diferentes fracciones de volumen de agua (fase dispersa) de la emulsión in situ.



Fuente: Investigation of Emulsion Flow in Steam-Assisted Gravity Drainage C.C. Ezeuko, J. Wang, and I.D. Gates, University of Calgary. Modificado por los autores.

- **Caso 5. Bennion et al [66]** expusieron su investigación en la conferencia técnica anual de la CIM en 1993, realizada en Calgary, esta estaba basada en la formación in situ de emulsiones estables durante una estimulación térmica. Para esto realizaron pruebas de desplazamiento y de caracterización de emulsiones, se basaron en numerosos modelos descritos por Strassner [59], pero en esta investigación no les concernía la verificación o validación de ningún modelo.

El resultado de este paper que le aporta valor a esta tesis es la variación de la viscosidad de la emulsiones con respecto a las calidades de éstas.

Las características de los fluidos utilizados se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 4. Composición del agua emulsionada

ION	Concentración (ppm)
Sodio (Na)	1069
Potasio (K)	30
Calcio (Ca)	38
Magnesio (Mg)	0
Hierro (Fe)	Traza
Cloro (Cl)	1198
Bicarbonato (HCO₃)	859
Sulfato (SO₄)	15
Carbonato (CO₃)	57
Hidróxido (OH)	0
Sulfuro de Hidrogeno (H₂S)	0
Solidos totales	3267
Gravedad especifica (15,6 °C)	1,0030
Índice de refracción (22 °C)	1,3306
pH	8,8
Resistividad (25 °C) (ohm*metros)	2,10

Fuente: The In-Situ Formation of Bitumen-Water-Stable Emulsions in Porous Media During Thermal Stimulation D.B. Bennion et al. Modificado por los autores.

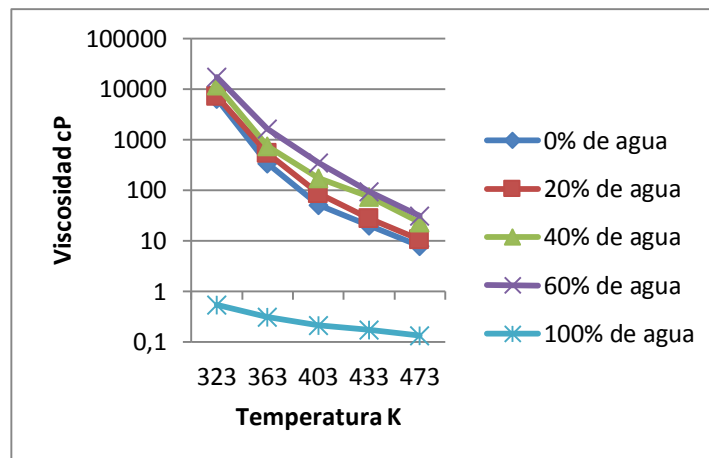
Tabla 5. Características de la fase de aceite

% saturados	18,3
% aromáticos	26,5
% resinas	37,3
% asfaltenos	17,9
Densidad @ 15,6 °C	1017 Kg/m ³
Gravedad API	7,63 °API
Viscosidad a 40 °C	33083 cP

Fuente: The In-Situ Formation of Bitumen-Water-Stable Emulsions in Porous Media During Thermal Stimulation D.B. Bennion et al. Modificado por los Autores.

Las pruebas de viscosidad con respecto a la temperatura arrojaron los resultados que se muestran en la Fig.17.

Figura 17. Viscosidad (cP) vs Temperatura (K)



Fuente: Modificado de, D.B. Bennion et al. The In-Situ Formation of Bitumen-Water-Stable Emulsions in Porous Media During Thermal Stimulation.

De los datos obtenidos podemos afirmar que la viscosidad de la emulsión aumenta con la calidad, y que a temperaturas de hasta 473 K (200 °C) aún se presentan emulsiones estables. También se puede inferir que la emulsión de más alta calidad (60% de agua) tiende a desestabilizarse después de los 433 K (160 °C).

4 PLANTEAMIENTO DE UN PROTOCOLO DE LABORATORIO PARA EVIDENCIAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR EMULSIONES

Finalizada la revisión cronológica y bibliográfica sobre las emulsiones sus elementos, factores y efectos; y teniendo en cuenta que si se afirma sobre el daño a la formación por emulsiones, se hace necesario conocer cómo se pueden evidenciar, por esta razón a continuación se planteara un protocolo para evidenciar el daño, aclarando que no se llevó a cabo experimentalmente y por lo tanto no se probará.

4.1 SELECCIÓN DE FLUIDOS

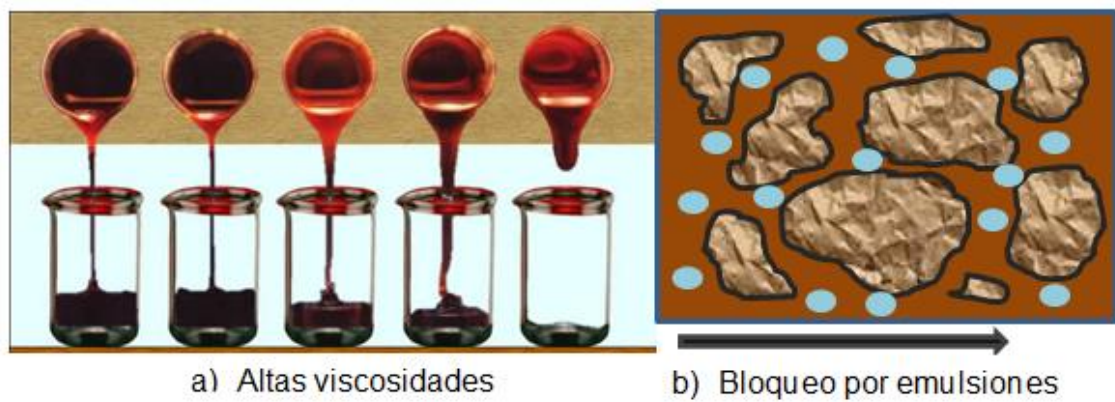
Como se ha mencionado anteriormente, el petróleo contiene emulsificantes de origen natural, los cuales incluyen las fracciones de alto punto de ebullición como asfaltenos, resinas y ácidos nafténicos, capaces de formar películas altamente viscosas y rígidas en la interfase crudo-agua. Otros surfactantes presentes pueden proceder de químicos inyectados a la formación, como fluidos de perforación, químicos para estimulación, inhibidores de corrosión y sarro, ceras y agentes de control de asfaltenos [36].

Para determinar el daño debido a la presencia de emulsiones en la formación se aislará el fenómeno. Inicialmente existían dos posibilidades: utilizar emulsiones naturales (crudo emulsionado) o utilizar emulsiones sintéticas [67].

Se propondrá esta metodología con fluidos sintéticos para formar las emulsiones, esto conllevará a que el único daño presente sea el causado por emulsiones.

El daño por emulsiones sintéticas será debido a las altas viscosidades y el bloqueo por estas. Fig.18.

Figura 18. Causas del daño a la formación por emulsiones



4.1.1 Agua. Para recrear el agua de formación se debe usar la siguiente composición típica de un yacimiento.

Tabla 6. Composición artificial del agua de formación

Sal	Concentración (g/L)
NaCl	24,79
MgCl ₂ 6H ₂ O	11,79
KCl	0,8
CaCl ₂ 2H ₂ O	1,6

Fuente: Ingebret Fjelde. Formation Damages Caused by emulsions during drilling with emulsified drilling fluids. Houston, Texas, 2007.

4.1.2 Crudo. Para reemplazar el crudo y poder afirmar que solo va a estar presente el daño causado por emulsiones se puede utilizar fluido siliconado AK 1000, con una viscosidad de 1000 cP , otras propiedades del fluido siliconado de muestran en la tabla 7.

Tabla 7. Características generales AK 1000 WACKER®

Propiedad	Método de inspección	Valor
Densidad a 25 °C	DIN 51757	Aprox. 0,97 g/cm ³ Ξ 14,07 °API
Punto de inflamabilidad	ISO 2592	>300 °C
Temperatura de ignición	EN 14522	410 °C
Tensión superficial		Aprox. 0,021 N/m
Viscosidad dinámica	DIN 53019	1000 cP
Viscosidad cinemática	DIN 53019	Aprox. 1000 mm ² /s

Fuente: Wacker Chemie Ag 2015, Wacker® Ak 1000 Silicone Fluid

4.1.3 Emulsificante. Para escoger el emulsificante, se debe buscar los que garanticen emulsiones WO, posteriormente realizar pruebas preliminares con estos y por último escoger el que garantice una mayor estabilidad tanto de la interfaz como en el tiempo.

Para la creación de emulsiones agua en aceite, la cual es la emulsión de interés por sus altas viscosidades, el emulsificante debe tener un HLB bajo.

En la literatura sugieren que el porcentaje adecuado de emulsificante para estabilizar las emulsiones sea del 2%, (Pérez Páez, Rocío, 2009) variando solo las proporciones de fase interna o externa según el caso.

4.2 PREPARACIÓN DE LAS EMULSIONES SINTÉTICAS

Las emulsiones sintéticas deben ser formuladas mediante un diseño experimental basado en la metodología de superficies de respuestas (MSR), el cual fue desarrollado en una tesis de desestabilización de emulsiones.

Las proporciones de la fase acuosa son (W/O): 10/90, 30/70 y 50/50.

El volumen requerido para cada fase se estima calculando el porcentaje deseado para esta relacionándolo con el volumen total de la mezcla (200 ml).

Los fluidos a utilizar ya se establecieron anteriormente (salmuera sintética, fluido siliconado AK-1000 y emulsificante).

La fuente de energía para que se produzca la emulsión será el agitador Hamilton Beach Comercial a 1000 rpm y una duración de 3 minutos.

4.2.1 Procedimiento. Inicialmente se toma un volumen determinado del fluido siliconado, luego adiciona el emulsificante seleccionado, mientras se va agitando con el Hamilton Beach Comercial, posteriormente se adiciona la fase dispersante (salmuera sintética).

4.3 DETERMINACIÓN DE LA ESTABILIDAD

- **Envejecimiento.** Para el estudio de estabilidad en función del tiempo transcurrido desde la preparación, las emulsiones se almacenarán en la oscuridad a temperatura ambiente (entre 20 y 25 °C), tomándose muestras cada cierto tiempo para poder estudiar la evolución de la distribución de tamaño de gota.
- **Desestabilización con la temperatura.** Para el estudio de estabilidad de la emulsión en función de la temperatura las muestras, una vez preparadas, se introducirán en tubos de ensayo y estos, a su vez, en un baño termostático a la temperatura de interés durante las 24 horas planeadas. Se tomarán muestras cada 4 horas para evaluar la distribución del tamaño de gota en los diferentes tiempos.

Cuando se tengan las emulsiones formadas, se deben caracterizar.

4.4 CARACTERIZACIÓN DE LAS EMULSIONES

En esta etapa se evalúan las características internas del fluido emulsionado, las cuales son las que más afectan las propiedades del mismo.

4.4.1 Tipo de emulsión. Prueba de mojabilidad visual. Consiste en dos probetas llenas de agua y tolueno. Con ayuda de un gotero tomar una cantidad de emulsión preparada y adicionar una gota a cada una de las probetas. La dispersión de la gota en agua y no en tolueno significa que la emulsión era del tipo aceite en agua; la dispersión de la gota en tolueno y no en agua significa que la emulsión era de tipo agua en aceite.

Prueba de conductividad. Utilizando un conductímetro HANNA instruments HI 933100. Se estableció que para valores de conductividad entre $12\mu\text{S}$ y $10\mu\text{S}$ (valores de conductividad de la salmuera) las emulsiones eran clasificadas como de tipo aceite en agua y para valores inferiores a $7\mu\text{S}$ las emulsiones eran de tipo agua en aceite.

4.4.2 Tamaño de gota. Los tamaños de gota de las emulsiones se determinarán mediante la toma de micrografías, su respectivo procesamiento y análisis estadístico que permita obtener la respectiva distribución de tamaño para cada emulsión estudiada.

Se realizará una determinación del comportamiento reológico de las emulsiones empleadas. Para cumplir este objetivo se empleará un utilizando un viscosímetro rotacional Brookfield

4.4.3 Viscosidad. Se realizará una determinación del comportamiento reológico de las emulsiones empleadas. El equipo utilizado será un viscosímetro rotacional Brookfield DV2TLV, que determinará diferentes esfuerzos de corte a diferentes velocidades, y por tanto viscosidades, el procedimiento debe ser el siguiente.

- ✓ Determinar diferentes de valores de esfuerzos de corte a partir de velocidades entre 1 y 100 s⁻¹.
- ✓ Obtener los logaritmos naturales para la velocidad de corte medida a γ_a (aparente) y el esfuerzo de corte τ (medido).
- ✓ Graficar $\ln \gamma_a$ contra $\ln \tau$.
- ✓ Obtener el polinomio correspondiente a esta gráfica, trazando su línea de tendencia.

Posteriormente construir respectivos reogramas de γ_a Vs τ para cada una de las emulsiones evaluadas.

4.5 PROPIEDADES DE LA ROCA

Los Plug escogidos serán núcleos sintéticos que tengan una permeabilidad de 800 1000 y 1200 mD.

4.5.1 Porosidad. Esta propiedad se determinada en un Porosímetro, a condiciones de laboratorio. Mediante el empleo de un Matrix Cup se determina el volumen de granos lo cual permite calcular la porosidad mediante la ley de Boyle.

4.5.2 Permeabilidad. Se determina en un Permeámetro Semi-automatizado de estado estacionario, utilizando un Core Holder Tipo Hassler Biaxial, a presión de trabajo equivalente a la presión de sobrecarga.

4.5.3 Saturación de la muestra. La saturación se realiza al vacío con salmuera sintética, dejando la muestra en este proceso durante aproximadamente 3 días. Es importante resaltar la necesidad de pesar la muestra antes y después de la saturación (seca y húmeda), pues la diferencia de peso determina el volumen poroso de la muestra. El caudal a utilizar no debe superar el volumen poroso de la muestra.

4.6 PRUEBA DE DEZPLAZAMIENTO

Para realizar esta prueba se utilizará un equipo de Core Flooding (Corepet) con las siguientes especificaciones.

Tabla 8. Especificaciones del equipo de desplazamiento

Especificación	Valor
Longitud (L)	6 cm
Diámetro (ϕ)	1,5 in
Tasa de inyección (Q)	0,1 cc/min - 20 cc/min – 50 cc/min
Delta de presión (ΔP)	4500 KPa

Se debe establecer las condiciones de trabajo del equipo:

- ✓ Presión de Confinamiento.
- ✓ Temperatura.
- ✓ Contrapresión.

- a) Se ubica la muestra en el CORE HOLDER dentro del equipo de desplazamiento “Liquid Flood System”, se recargan las bombas con la emulsión y la salmuera de la prueba.

- b) La prueba consistirá en ciclos de salmuera, fluido sintético y emulsión, en los cuales se desplaza el fluido de interés, en sentido de producción y se monitorea el delta de presión hasta obtener 10 datos consecutivos, cuya diferencia entre ellos no sea mayor al 5%.
- c) Primero se determina la permeabilidad absoluta para el agua. Se desplaza la salmuera necesaria a condiciones de saturación irreducible S_{wirr} .
- d) Segundo se determina la permeabilidad efectiva del fluido siliconado a condiciones de S_{wirr} . Para esto se realizan ciclos de fluido y salmuera hasta encontrar diferenciales de presión (ΔP) similares que no varíen en un 5%, entre los dos últimos ciclos consecutivos con respecto a la inyección del fluido siliconado.
- e) Posteriormente se realiza la inducción del daño, inyectando la emulsión por un tiempo determinado midiendo la permeabilidad de la emulsión.
- f) Para terminar el desplazamiento, con un nuevo ciclo de fluido siliconado, se mide la permeabilidad de retorno a condiciones de S_{wirr} , para evaluar que tan grande fue el daño inducido y se sigue desplazando durante un periodo de tiempo midiéndose en diferentes Δt para ver como cae la producción debido a la reducción de permeabilidad.
- g) Finalmente se debe dejar el equipo limpio y en buen estado.

Los datos obtenidos de todo este procedimiento deben ser digitados o escritos en las tablas de resultados.

4.7 RESULTADOS

Las siguientes son las definiciones de cada término que se va a utilizar:

- K referencia: permeabilidad efectiva del fluido siliconado a condiciones de Swirr.
- K retorno 1: permeabilidad de retorno (del fluido siliconado) a condiciones de Swirr, luego de haber inducido el daño (emulsión W/O=10/90).
- K retorno 2: permeabilidad de retorno (del fluido siliconado) a condiciones de Swirr, luego de haber inducido el daño (emulsión W/O=30/70).
- K retorno 3: permeabilidad de retorno (del fluido siliconado) a condiciones de Swirr, luego de haber inducido el daño (emulsión W/O=50/50).
- Reducción de la permeabilidad= $\frac{K_{\text{retorno}}}{K_{\text{referencia}}} - 1$ Ecuación 12.
- Emulsión 1: W/O=10/90
- Emulsión 2: W/O=30/70
- Emulsión 3: W/O=50/50
- Producción de retorno 1: producción de retorno acumulada en diferentes Δt (del fluido siliconado) a condiciones de Swirr, luego de haber inducido el daño (emulsión W/O=10/90).
- Producción de retorno 2: producción de retorno acumulada en diferentes Δt (del fluido siliconado) a condiciones de Swirr, luego de haber inducido el daño (emulsión W/O=30/90).
- Producción de retorno 3: producción de retorno acumulada en diferentes Δt (del fluido siliconado) a condiciones de Swirr, luego de haber inducido el daño (emulsión W/O=50/90).

4.7.1 Fluidos. Se deben reportar las propiedades reológicas de cada fluido así como la relación de emulsificante usada en este.

Tabla 9. Tabla de resultados 1

Fluido	Viscosidad (cP)	pH	Cantidad de emulsificante
Fluido siliconado			
Salmuera			
Emulsión 1			
Emulsión 2			
Emulsión 3			

4.7.2 Resultados de los diferentes plug. Se deben reportar los resultados en cada flujo de retorno que atraviese el plug.

Tabla 10. Tabla de resultados 2

Plug		
Porosidad		
Tipos de permeabilidad	Valor (mD)	Reducción de la permeabilidad (fracción)
K referencia		
K retorno 1		
K retorno 2		
K retorno 3		
K emulsión 1		
K emulsión 2		
K emulsión 3		

Tabla 11. Tabla de resultados 3

Tasa de inyección						
	Producción acumulada					
Ítem	$\Delta t_{(i)}$	$\Delta t_{(i+1)}$	$\Delta t_{(i+2)}$	$\Delta t_{(i+\dots)}$	$\Delta t_{(n-1)}$	$\Delta t_{(n)}$
Producción fluido siliconado						
Producción de retorno 1						
Producción de retorno 2						
Producción de retorno 3						

4.8 ANÁLISIS DE RESULTADOS

De los datos obtenidos experimentalmente graficar y analizar:

- ✓ Producción acumulada vs tiempo.
- ✓ Reducción de la permeabilidad vs % de agua de la emulsión.
- ✓ Viscosidad vs % de agua de la emulsión.

Estas graficas deben ser analizadas cada una, teniendo como línea base los resultados del fluido sintético.

Además se puede evidenciar el daño evaluando la eficiencia de flujo como se describe en la Ecuación 2, en el primer capítulo.

5 CONCLUSIONES

- En el análisis del estado del arte presentado se concluye que sí existen las condiciones necesarias para la formación de emulsiones in situ y el efecto de daño negativo de estas en la formación.
- Principalmente las emulsiones agua en aceite (WO) tienen un efecto negativo en el flujo de los fluidos a través de la garganta de poro, debido a sus altas viscosidades y a que las gotas de la fase dispersa bloquean algunas de las gargantas, trayendo como consecuencia la reducción de la permeabilidad.
- Fracciones polares en el crudo como los asfaltenos y resinas, bajos pH, tamaños de gotas pequeñas y ángulo de contacto cerca a los 90°, son factores que favorecen la formación y estabilidad in situ de las emulsiones agua en aceite.
- En métodos de estimulación térmica es inevitable la formación de emulsiones WO in situ, debido a que el incremento en la temperatura disminuye la tensión interfacial entre los fluidos facilitando su emulsificación.
- Los métodos de estimulación térmica producen emulsiones estables debido a la adición de energía en el flujo turbulento y la formación de numerosos emulsificantes.

6 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un detallado análisis de sensibilidad a los principales parámetros que influyen en la formación de emulsiones in situ, para generar un modelo que permita cuantificar el impacto que generan las emulsiones sobre el flujo en el medio poroso.
- Se recomienda realizar una investigación que permita proponer un método para el control de la formación de emulsiones in situ como herramienta de reducción del daño a la formación por estas.
- Dado que el emulsificante es el facilitador de la formación de emulsiones se recomienda realizar pruebas para determinar la eficiencia de los emulsificantes naturales.
- Se recomienda realizar un mapeo de los campos colombianos que presentan producción de emulsiones WO y analizar los posibles efectos de estas en el yacimiento.
- Se recomienda efectuar el protocolo propuesto en este trabajo de grado, el cual permite evidenciar el daño por emulsiones, usando crudos emulsionados que procedan de campos colombianos con producción de estas.

CITAS

1. Golan M., "Well Performance", Prentice Hall, EngledwoodsCliffs, Segunda Edición. 1991.
2. E. Dickinson and G. Stainsby, Elsevier, Advances in food emulsions and foams. Applied Science, London, 1988
3. M. Méndez y E. Geffroy. ¿Por qué es importante el estudio de las emulsiones en la industria del petróleo? Cien preguntas y cien respuestas sobre materiales. Editorial Terracota, México, 2011.
4. MARTINEZ-PALOU Rafael et al., Trasportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review. En: Journal of petroleum Science and Engineering, 2011. Vol 75, no, p. 276.
5. SALAGER, Jean Louis. Formulación, composición y fabricación de emulsiones para obtener las propiedades deseadas. Estado del arte, Parte B. Propiedades de las emulsiones y su medición. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfaces, Reología y Procesos, Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. Versión #2. Cuaderno FIRP S747-B, Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales. 1999.
6. Kokal, S.L.: —Crude-Oil Emulsions, II Petroleum Engineering Hand-book, SPE, Volume I General Engineering, U. of Texas at Austin, 2006.
7. SALAGER, Jean Louis, et al. Formulación de micro emulsiones por el método del HLD. Traducido de: Techniques de l'Ingénieur, Vol. Génie des Procédés, artículo J2 157, p. 1-20. 2001.
8. Kokal, Sunil, —Crude oil Emulsions: A State of The ArtII. SPE, Production & Facilities, Saudi Aramco, 2005.
9. Chrisman, Erika; Lima, Viviane and Menechini, Priscila, —Asphaltenes – Problems and Solutions in E&P of Brazilian Crude OilsII Crude Oil Emulsions – Composition Stability and Characterization, Edited by Manar El-Sayed Abdel-Raouf, 2012, p 4-26.

10. C. W. Macosko. Rheology: principles, measurements and applications. Wiley-VCH, USA, 1994.
11. VA Parsegian, N Fuller, R P Rand. —Measured Work of Deformation and Repulsion of Lecithin Bilayers II Proc Natl Acad Sci USA 76: 2750—2754, 1979.
12. J. Israelachilli; H. Wennestrom. —Role of hydration and water structure in biological and colloidal interactions II, Nature Publishing Group, 1996.
13. J. Sjoblom, Chapter 13. —Encyclopedic handbook of emulsion Technology, Marcel Dekker, NY, 2001.
14. Bobra, M.: A Study of the Formation of Water-in-Oil Emulsions, II Proc., 1990 Arctic and Marine Oil Spill Program Technical Seminar, Edmonton, Canada (1990) JPT (March 1968) 303.
15. L.L. Schramm (ed.), —Emulsions: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry II, Advanced Chemical Service Monograph Series, American Chemistry Soc., Washington DC 1992, p 231.
16. Kokal, Sunil; Aramco, Saudi, —Crude Oil Emulsions: Everything You Wanted to Know but Were Afraid to Ask II, SPE Distinguished Lecturer Series, 2008.
17. Manar El-Sayed Abdel-Raouf, —Factors Affecting the Stability of Crude Oil Emulsions II Crude Oil Emulsions – Composition Stability and Characterization, Edited by Manar El-Sayed Abdel-Raouf, 2012, p 4-26.
18. Coy, A. W., Shidel, H. R., & Trager, E. A. (1921, December 1). Investigations Concerning Oil-water Emulsion. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/921430-G.
19. Griswold, E. H., & Wilkins, W. J. (1929, December 1). Pressure Control of Oil Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/929104-G
20. Tickell, F. G. (1929, December 1). Capillary Phenomena as Related to Oil Production. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/929343-G.
21. Treatment of crude oil emulsions 1929. By Dr. J. L. VAN DER MINNE.
22. Prevention of Oil-Field Emulsions, J. S. Surfluh.
23. R. D. Wyckoff and H. G. Botset: Physics (1936) 7,325.
24. Flow of Oil-water Mixtures through Unconsolidated Sands SPE-939149-G 1938.

25. Laboratory Research on Fluid Flowing Through Porous Media - Surfactants in an Oil-Water-Sand System SPE-1157-G 1958.
26. The Flow Of Emulsions In Tubes And A Porous Medium SPE-2832-MS 19
27. Flow of Oil-in-Water Emulsions Through tubes and porous media SPE-5859-PA 1979.
28. Mao Ilich Romero, Flow of Emulsions in Porous Media; SPE-129519-STU
29. Eley, D.D., Hey, M.J., and Symonds, J.D.: —Emulsions of Water in Asphaltene Containing Oils, *II Colloids & Surfaces* (1988) 32, 87.
30. Yan, M. Gray, J. Masliyah, (2001) —On water-in-oil emulsions stabilized by fine solids, *II, Coll. Surf. A* 193 97–107.
31. H.W. Yarranton, H. Hussein, J. Masliyah, (2000) —Water-in-hydrocarbon emulsions stabilized by asphaltenes at low concentrations, *II, J. Coll. Interf. Sci.* 228, 52–6.
32. L.E. Sanchez and J.L. Zakin, (1994) —Transport of Viscous Crudes as Concentrated Oil-In-Water Emulsions, *II, Industrial & Engineering Chemistry Research*, 33, 3256-3261.
33. R.A. Mohammed, A.I. Bailey, P.F. Luckham, S.E. Taylor, (1993) —Dewatering of crude oil emulsions 1. Rheological behavior of the crude oil–water interfacell, *Coll. Surf. A* 80: 223–235.
34. B. T. Ellison, C.T. Gallagher, L.M. Frostman, and S.E. Lorimer (2000). —The physical chemistry of wax, hydrates and asphaltene, *II, In: Offshore Technology Conference*, Houston, TX, May 1–4, 2000, OTC 11963.
35. G. Speight, (2014). —The Chemistry and Technology of Petroleum, *II, 2nd ed.* Marcel Dekkar Inc., New York.
36. Tambe D.E. and Sharma, M.M.: —Factors Controlling the Stability of Colloid-Stabilized Emulsions, *II J. of Colloids and Interface Science* (1993) No. 157, 244–253.
37. Levine, S. and Sanford, E.: —Stabilization of Emulsion Droplets by Fine Powders, *II Canadian J.Chemical Engineering* (1985) 62, 258.

- 38.** Menon, V.B., Nikolov, A.D., and Wasan, D.T.: —Interfacial Effects of Solids-Stabilized Emulsions: Measurements of Film Tension and Particle
- 39.** Kokal, S. and Al-Juraid, J.I.: —Reducing Emulsion Problems by Controlling Asphaltene Solubility and Precipitation, ll paper SPE 48995 presented at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 27–30 September.
- 40.** D.E. and Sharma, M.M.: —Factors Controlling the Stability of Colloid-Stabilized Emulsions, ll J. of Colloids and Interface Science (1993) No. 157, 244–253.
- 41.** Jones, T.J., Neustadter, E.L., and Wittingham, K.P.: —Water-in-Crude-oil Emulsion Stability and Emulsion Destabilization by Chemical Demulsifiers, ll J. Cdn. Pet. Tech. (April–June 1978) 100–108.
- 42.** Prevention of Oil-Field Emulsions, J. S. Surfluh.
- 43.** Freddy Humberto Escobar M., Ph.D. Analisis Moderno De Presiones De Pozos
- 44.** Lee Jhon, Well Testing 1988.
- 45.** M.R. Khan, (1996) Rheological Properties of Heavy Oils and Heavy Oil Emulsions. Energy Sources, 18, 385-391.
- 46.** Jones, T.J., Neustadter, E.L., and Wittingham, K.P.: —Water-in-Crude-oil Emulsion Stability and Emulsion Destabilization by Chemical Demulsifiers, ll J. Cdn. Pet. Tech. (April–June 1978) 100–108.
- 47.** J. Sjoblom, N. Aske, I.H. Auflem, O. Brandal, T.E. Havre, O. Saether, A. Westvik, E.E. Johnsen and H. Kallevik, (2003), —Our current understanding of water-in crude oil emulsions. Recent characterization techniques and high pressure performancell, Adv. Col. Interf. Sci. 100–102, 399–473.
- 48.** Kimbler, O.K., Reed, R.L., and Silberberg, I.H.: —Physical Characteristics of Natural Films Formed at the Crude Oil-Water Interfaces, ll JPT (June 1966) 153.
- 49.** Strassner, J.E.: —Effect of pH on Interfacial Films and Stability of Crude Oil-Water Emulsions, ll JPT (March 1968) 303.
- 50.** Jamilia O. Safieva, Kristofer G. Paso, Ravilya Z. Safieva and Rustem Z. Syunyaev, —Adsorption and Aggregation of Asphaltenes in Petroleum Dispersed Systems ll, Ugelstad Laboratory, Norwegian University of Science and

Technology (NTNU), Trondheim Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow.

51. Amaefule, J. O., Kersey, D. G., Norman, D. L., and Shannon, P. M., —Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies, II Proceedings of the 39th Annual Technical Meeting of Petroleum Society of CIM and Canadian Gas Processors Association, Calgary, 1988, 16pp.
52. Schechter, R.S.: —Oil Well Stimulation II, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey (1991).
53. Islas Silva, Carlos, —Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros II, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C. 1991.
54. Civan, F., —Reservoir Formation Damage. Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation, II Segunda Edición. Gulf Professional Publishing as an imprint of Elsevier. 2007. Chapter 21-24
55. David Cuthiell, The in situ formation of heavy oil emulsion 1995
56. T.A. BERTNESS, Mobil Oil Co., thermal recovery principles and practice of oil treatment, Los Angeles 1965
57. Chung, K.H., and Butler, R.M. 1987. Geometrical Effect of Steam Injection on the Formation of Emulsions in the Steam-assisted Gravity Drainage Process. Paper SPE 873822 presented at SPE Annual Technical Meeting, Calgary, Alberta, Canada, 7–10 June. <http://dx.doi.org/10.2118/87-38-22>.
58. Chent, Chakrabarty, et al. Laboratory and field evidence of emulsion Flow in porous media. 1991, Banff, Canadá. PETSOC-91-78
59. Strassner, J.E., "Effect of pH on Interfacial Films and Stability of Crude Oil-Water Emulsions", JPT, 303312, 1968.
60. C.C. Ezeuko, J. Wang, and I.D. Gates. Investigation of Emulsion Flow in Steam-Assisted Gravity Drainage, University of Calgary, 2012.
61. Noik, C., Dalmazzone, C., Goulay, C., et al. 2005. Characterization and Emulsion Behaviour of Athabasca Extra Heavy Oil Produced by SAGD. Paper SPE 97748 presented at the SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 1–3 November.

- 62.** Sasaki, K., Akibayashi, S., Yazawa, N., Doan, Q.T., and Farouq, A. 2001a. Experimental Modeling of the SAGD Process – Enhancing SAGD Performance with Periodic Stimulation of the Horizontal Producer. SPE J 6 (1): 89–97. <http://dx.doi.org/10.2118/69742-PA>.
- 63.** Sasaki, K., Akibayashi, S., Yazawa, N., et al. 2001b. Numerical and Experimental Modeling of the Steam-assisted Gravity Drainage (SAGD) Process. J. Cdn. Pet. Tech. 40 (1): 45–50. <http://dx.doi.org/10.2118/01-01-04>.
- 64.** Mohammadzadeh, O. and Chatzis, I. 2009. Pore-level Investigation of Heavy Oil Recovery Using Steam-assisted Gravity Drainage (SAGD). Paper SPE 13403 presented at the International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 7–9 December. <http://dx.doi.org/10.2523/13403-MS>
- 65.** Moulik, S.P., Das, M.L., and Bhattacharya, P.K. 1992. Thermodynamics of Microemulsion Formation. 1. Enthalpy of Solution of Water in Binary (Triton X 100pButanol) and Ternary (HeptanepTriton X 100pButanol) Mixtures and Heat Capacity of Resulting Systems. Langmuir 8 (9): 2135–2139.
- 66.** D.B. Bennion et al The In-Situ Formation of Bitumen-Water-Stable Emulsions in Porous Media During Thermal Stimulation
- 67.** Farah, Marco A., Oliveira, Roberto C., Navaes Caldas, Jorge., Rajagopal, Krishnaswamy —Viscosity of water-in-oil emulsions: Variation with temperature and water volume fraction. Journal of Petroleum Science and Engineering 48 (2005) 169–184.

BIBLIOGRAFÍA

DAVID E. Tambe, MUKUL, M. Sharma, Factors Controlling the Stability of Colloid-Stabilized Emulsions: I. An Experimental Investigation [online] Austin, Texas, Center for Petroleum and Geosystems ENGINEERING. [cited: 8 marzo 2015] [doi:10.1006/jcis.1993.1182](https://doi.org/10.1006/jcis.1993.1182) Available: Science Direct: Universidad Industrial de Santander.

ESCOBAR, Freddy Humberto, Analisis Moderno De Presiones De Pozos, 1 ed. Neiva, Huila, 2003. Chapter 1.

FARUK, Civan, Reservoir Formation Damage, 2 ed. Jordan Hill, Oxford, 2007. Chapter 1.

KOKAL, Sunil Lalchand, Crude Oil Emulsions, II Petroleum Engineering Handbook, Richardson, Texas Society of Petroleum Engineers, 2007, [cited: 8 marzo 2015] Volume I General Engineering, U. of Texas at Austin, 2006.

----- . Crude oil Emulsions: A State of-The-Art Review. [Online] Richardson, Texas. Society of Petroleum Engineers. Febrero, 2005. [cited: 8 marzo 2015] DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/77497-PA> Available: One petro: Universidad Industrial de Santander.

SJOBLOM, Johan. Encyclopedic handbook of emulsion Technology, 1 ed. Marcel Dekker, NY, 2001. Chapter 13.