



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**FUNDAMENTOS DE LAS EMULSIONES  
AGUA-ACEITE CRUDO Y SU APLICACIÓN  
EN LA INDUSTRIA PETROLERA**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Petrolero**

**PRESENTA**

Enríquez Hernández Oscar Hugo

**DIRECTOR DE TESIS**

Ing. Oswaldo David López Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



# Agradecimientos

“Do or do not. There is no try”.

Jedi Master Yoda

A mi padre, Leobardo Enríquez por enseñarme a nunca rendirme y por todo el apoyo que me has dado durante tantos años, sin ti jamás podríamos llegar hasta donde hemos llegado, gracias por nunca desistir con nosotros y por estar siempre.

A mi madre, Antonia Hernández, éste logro te lo dedico especialmente a ti, porque sé que siempre has estado presente en mi vida, porque a pesar de que te fuiste a un lugar mejor nunca has dejado de preocuparte por mí y de ser el motor más importante en éste sueño. No existen las palabras para describir la felicidad que ahora siento, todo te lo debo a ti Mamá.

A mi hermano, Leobardo Enríquez, que has sido como un segundo padre para mí; hemos crecido juntos, siempre has estado para mí en los momentos más difíciles; gracias por cuidar de mí y ayudarme en este sueño.

A Pamela Ruíz, por caminar a mi lado y por todo el apoyo que me has dado en lo académico y personal, eres una mujer maravillosa y una persona sumamente inteligente, espero que podamos estar muchos años más juntos.

A mi tía Carmen y a mi abuela Daniela, por darme tanto amor y por ser tan protectoras.

A Maggie, Rosy, Lauro, Liz, Mily, Gabriel, por dejarme ser su hermano.

A mi primo Ricardo por apoyarme cuando lo necesito y por enseñarme a siempre tener una sonrisa y nunca darme por vencido, me siento muy orgulloso de tenerte como primo.

A mis primos Oliver y Alfredo por ser los mejores compañeros y amigos, por darme la oportunidad de compartir junto a ustedes los mismos sueños e ideales, aún nos falta mucho por recorrer.

A mis primos Isaac, Gerardo, Lety, Elo, Silvio, Eduardo, Lupe, que, aunque estén lejos siempre me tienen presente y yo a ustedes.

A Mary y Toño por siempre recibirme con los brazos abiertos en su hogar.

A toda la familia porque siempre me apoyaron y velaron por mí, mil gracias por todo su amor.

A mis mejores amigos Daniel y Sara, por tantos años de amistad, por soportarme en mis momentos malos, por escucharme y darme la oportunidad de formar parte de su vida, espero de todo corazón que siempre estemos juntos compartiendo momentos importantes.

A mis grandes amigos de Veracruz, Nabila, Alejandro, Jairo, Saydel, Selene Toño, Emir, Arturo, Rafa, José Miguel, por las locuras vividas en el bachillerato y por su amistad incondicional.

A mis amigos y compañeros de la Facultad, René, Emilio, Gustavo, Javier, Charly, Beto, Néstor, Luis, Gaby, Oswa, Amanda, Itzel, Omar, Ana, Naye, Sandy, Quintín, Toño, Elliot, por enseñarme muchas cosas durante la carrera y por haber aportado también en mi formación personal.

A mis amigos de la Ciudad de México, Paloma, Mónica, Frida Luis, Eduardo, Selene, Alejandro, Jorge, Miguel, por darme la oportunidad de conocerlos y por su confianza.

A mi amigo, el Ingeniero Erick Gallardo por darme la oportunidad de compartir con usted muchas vivencias que en lo personal han enriquecido mucho mi vida, por permitirme apoyar en sus materias y sobre todo por esa gran amistad que me ha ofrecido durante más de dos años, gracias muchas.

Al M.I. Carlos Avendaño por haberme compartido sus conocimientos y por guiarme a elegir éste tema de tesis, gracias por su amistad y por los pozoles, espero algún día poder trabajar con usted.

Al Ingeniero Oswaldo López por su enorme apoyo en éste trabajo, por estar al pendiente del mismo y por haberme tendido la mano cuando me hacía falta.

Al Programa Universitario de Estudios de la Diversidad Cultural y la Interculturalidad, a través de su programa “Sistema de Becas para Estudiantes Indígenas”, por el apoyo brindado en mi formación profesional, moral y económicamente. A mi tutor Carlos Ortega por sus consejos y regaños que hicieron de mí un ser humano más responsable, mil gracias.

A mi amada Universidad Nacional Autónoma de México, por darme el privilegio de recibir sus conocimientos a través de grandes Profesores y dejarme formar parte de esa enorme casa, espero poder retribuir algún día, todo lo que me han dado.

A todos los que han aportado algo en mi vida, familiares, amigos, compañeros, mil gracias.







## Resumen

La explotación de aceite crudo pesado en el mundo conlleva problemas especiales debido a su alta viscosidad; este tipo de fluidos genera problemas operativos como pueden ser los altos costos para el calentamiento de tuberías y el uso de químicos para reducir la viscosidad. Adicionalmente, cuando un campo presenta producción de agua, las emulsiones formadas complican aún más el transporte y tratamiento de este tipo de aceites.

Si bien las emulsiones causan problemas en la producción del aceite, éstas también pueden ser una alternativa para su transporte a través de ductos, ya que cierto tipo de emulsiones permiten disminuir la viscosidad y aumentar la velocidad de flujo, reduciendo así costos operativos que se tendrían con las tecnologías convencionales.

Dado que las emulsiones se encuentran presentes a lo largo de nuestro sistema de producción, se hace necesario conocer los fundamentos de ellas y las tecnologías existentes para su estudio.

A partir de los cambios que se han presentado en materia de explotación de hidrocarburos en nuestro país, es importante conocer los estudios y tecnologías que se desarrollan en otras partes del mundo con relación a las emulsiones de aceite crudo, por lo que el alcance del presente trabajo, es dar a conocer los fundamentos de las tecnologías disponibles en el estudio de emulsiones.

Se hace una revisión de la literatura sobre las tecnologías utilizadas en el estudio de emulsiones dando a conocer los aspectos más relevantes de ellas, enfocando el conocimiento en no considerar a las emulsiones solo como un obstáculo en la producción de aceite, si no en aprovecharlas para poder mejorar el proceso de extracción y transporte del mismo.

---

---

## Contenido

Resumen .....	i
Contenido .....	ii
Lista de Figuras .....	vi
Lista de Tablas.....	ix
1. INTRODUCCIÓN .....	1
2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS EMULSIONES.....	4
2.1. Definición de una emulsión .....	4
2.2. Características de las emulsiones .....	7
2.2.1. Aspecto y color.....	7
2.2.2. Agua y sedimentos básicos.....	7
2.2.3. Tamaño de gotas y distribución del tamaño de gotas.....	8
2.2.4. Viscosidad de las emulsiones.....	10
2.2.5. Viscosidad Interfacial .....	14
2.3. Formación de emulsiones.....	15
2.4. Tipos de emulsiones .....	17
2.5. Agentes emulsionantes.....	20
2.5.1. Surfactantes.....	20
2.5.2. Sólidos finamente divididos.....	20
3. ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES.....	22
3.1. Estabilidad.....	22
3.2. Películas superficiales y estabilidad de coalescencia .....	23

3.2.1. Películas rígidas y sólidas. ....	24
3.2.2. Películas móviles o líquidas.....	25
3.3. Factores que afectan a la estabilidad .....	25
3.3.1. Fracción pesada en el aceite crudo .....	25
3.3.2. Sólidos .....	27
3.3.3. Temperatura .....	28
3.3.4. Tamaño de la gota .....	29
3.3.5. pH.....	30
3.4. Medición de la estabilidad.....	31
4. TECNOLOGÍAS APLICADAS EN EL ESTUDIO DE EMULSIONES.....	34
4.1. Nano-Partículas (al, al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , cu, cuo). Su efecto en la separación y el tratamiento de emulsiones. ....	34
4.2. Tratamiento de emulsiones agua-aceite utilizando radiación de microondas.....	37
4.3. Tratamiento de agua en emulsiones de aceite pesado con fluidos innovadores en microemulsiones .....	42
4.4. Resonancia Nuclear Magnética .....	44
4.5. Espectroscopía de infrarrojo cercano .....	47
4.6. Calorimetría diferencial de barrido .....	49
5. APLICACIONES EN LA INDUSTRIA PETROLERA.....	51
5.1. Transporte de aceite crudo pesado mediante emulsiones (caso de aplicación) .....	52
5.1.1. Diseño del proceso y Operación. ....	55
5.1.2. Preparación de la emulsión. ....	56
5.1.3. Consideraciones para la tubería de transporte de la emulsión.....	57

---



---

5.1.4.	Efectos de válvulas y bombas. ....	60
5.1.5.	Efectos del cierre y puesta en operación de la tubería. ....	61
5.1.6.	Consideraciones de corrosión.....	61
5.1.7.	Desemulsificación .....	62
5.1.8.	Economía.....	62
5.1.9.	Costo de los surfactantes.....	62
5.1.10.	Comparación de métodos para transporte de aceite crudo pesado.	63
5.1.11.	Efectos económicos de la concentración de agua en una emulsión.	66
5.2.	Diseño de carga en bombas semisumergibles .....	69
5.2.1.	Caso de estudio.....	70
5.3.	Fluidos de perforación .....	75
5.4.	Estimulación de pozos: fracturamiento y acidificación .....	76
5.5.	Inyección de emulsiones y microemulsiones en la recuperación de aceite pesado .....	77
5.5.1.	Acidización de la matriz. ....	78
6.	ROMPIMIENTO DE EMULSIONES.....	83
6.1.	Desestabilizador de emulsiones .....	83
6.2.	Mecanismos involucrados en la desemulsificación .....	85
6.2.1.	Floculación .....	86
6.2.2.	Coalescencia.....	86
6.2.3.	Sedimentación .....	87
6.3.	Métodos desemulsionantes o para romper emulsiones .....	88
6.4.	Prevención de emulsiones .....	91
6.5.	Selección y optimización del desemulsionante .....	92

## Contenido

---

---

Conclusiones .....	94
Referencias .....	95

---

---

## Lista de Figuras

Figura 1.1 Microfotografía de una emulsión de agua-aceite. ....	5
Figura 2.2 Microfotografía de una emulsión inversa. Las partículas tienen un tamaño aproximado de 10 micras de diámetro y se dispersan en la fase acuosa continua. ....	5
Figura 2.3 Microfotografía de una emulsión de aceite-agua-aceite. Las gotas de aceite se muestran en gotitas de agua que se dispersan en la fase continua de aceite. ....	6
Figura 2.4 Microfotografía de una emulsión de múltiples etapas del campo de las Montañas Rocosas. La fase dispersa de agua contiene pequeñas partículas de aceite. ....	6
Figura 2.5 Distribución del tamaño de las gotas en una emulsión de petróleo, obtenida usando un microscopio Nikon y software de análisis de imagen. ....	9
Figura 2.6 Microfotografía de la distribución de tamaños de gotas en emulsiones. ....	9
Figura 2.7 Viscosidades de una emulsión muy estrecha a 125°F obtenido usando un reómetro Haake RS-150. ....	11
Figura 2.8 Viscosidades para una emulsión muy estrecha a una velocidad de corte de 0.1 (1/s). ....	13
Figura 2.9 Viscosidades relativas de las emulsiones obtenidas usando un reómetro Haake RS-150. ....	14
Figura 2.10 Representación de una emulsión aceite-agua. ....	17
Figura 2.11 Representación de una emulsión agua-aceite. ....	17
Figura 2.12 Representación de una emulsión aceite-agua-aceite. ....	18
Figura 2.13 Representación de una emulsión agua-aceite-agua. ....	19
Figura 2.14 Esquema representativo de un sólido finamente dividido. ....	21
Figura 3.1 Diferencia en la dispersión de la luz en una solución y una dispersión coloidal. ....	22
Figura 3.2 Mecanismos de estabilización de las emulsiones. ....	23
Figura 3.3 Representación de una película interfacial. ....	24
Figura 3.4 Mecanismo de estabilización de la emulsión por agregación de asfaltenos. ....	26
Figura 3.5 Efecto del pH y la concentración de desemulsionante en la estabilidad de una emulsión. ....	30
Figura 3.6 Efecto de la salmuera y el pH en la estabilidad de la emulsión. ....	31

Figura 3.7 Procedimiento para la prueba de botella. ....	32
Figura 4.1 Esquema de los puntos de inyección de las nanopartículas. ....	35
Figura 4.2 Gráfica de densidad de nanofluidos contra la fracción volumétrica de nanopartículas en agua. ....	37
Figura 4.3 Representación de una onda electromagnética. ....	38
Figura 4.4 Vista microscópica de una emulsión, sin adición de NaOH, agitación manual (320X). ....	40
Figura 4.5 Vista microscópica de una emulsión, con adición de NaOH, agitación mecánica (320X). ....	41
Figura 4.6 Espectro de rayos X de las pequeñas gotas de aceite. ....	46
Figura 4.7 Espectro de una muestra de arena con aceite que ilustra picos debido a los minerales arcillosos (C), de aceite (O), y las fases de agua (W). ....	48
Figura 4.8 Comportamiento del congelamiento de una emulsión caracterizada por calorimetría diferencial de barrido. ....	50
Figura 5.1 Ejemplo de una muestra de aceite crudo pesado. ....	53
Figura 5.2 Reducción de viscosidades de aceites pesados y bitúmenes mediante la conversión de emulsiones de aceite en agua. ....	54
Figura 5.3 Instalaciones necesarias para un sistema de transporte de crudo pesado emulsionado. ....	56
Figura 5.4 Factores de ajuste de la viscosidad en las variaciones de contenido de agua a base de emulsiones que contienen 30% de agua. ....	59
Figura 5.5 Total de gastos de operación, minimizadas en emulsiones que contienen altas concentraciones de aceite crudo. ....	68
Figura 5.6 Trayectoria del pozo. ....	71
Figura 5.7 Curvas de flujo de entrada y salida para un corte de agua de 0%. ....	72
Figura 5.8 Perfiles de presión para diferentes cortes de agua, a 950 [B/D]. ....	73
Figura 5.9 Componente de fricción de perfil de presión para 15 y 50% de corte de agua y 950 [B/D]. ....	73
Figura 6.1 Factores que dan pie a la coalescencia de las gotas. ....	87

---

---

Figura 6.2 Esquema general de una molécula de emulsionante. ....	90
--	----

## Lista de Tablas

Tabla 2.1 Clasificación de emulsiones por el tiempo de separación.....	19
Tabla 5.1 Algunas emulsiones en la industria petrolera. ....	52
Tabla 5.2 Bases utilizadas para la evaluación. ....	64
Tabla 5.3 Costos de transporte para un sistema de transporte de emulsión comparado con la recirculación de diluyente. ....	66
Tabla 5.4 Datos del pozo y el yacimiento. ....	71
Tabla 5.5 Datos del rendimiento de la bomba. ....	74
Tabla 5.6 Componentes de las microemulsiones para la recuperación mejorada de aceite. ....	82
Tabla 6.1 Factores que aumentan o aceleran el rompimiento de la emulsión. ....	84
Tabla 6.2 Factores de las que depende la velocidad de floculación. ....	86
Tabla 6.3 Métodos de tratamiento de emulsiones. ....	89
Tabla 6.4 Valores de BHL y sus aplicaciones. ....	90



---

---

# 1. INTRODUCCIÓN

En los campos donde se produce aceite crudo y agua, es común que se incrementen los costos de producción debido a problemas en el transporte y al tratamiento del aceite.

El crudo comercializable debe cumplir con ciertas especificaciones incluyendo la cantidad de contenido de agua libre y sedimentos (BS&W), lo que significa que la producción de agua debe ser separada del aceite para cumplir dichas especificaciones. El agua se puede producir como agua libre, y/o en forma de una emulsión.

Una emulsión normal en un campo petrolero es una dispersión de pequeñas gotas de agua en el aceite, éstas pueden ser difíciles de tratar y pueden causar fuertes problemas operacionales en el manejo de las instalaciones de aceite crudo y en baterías de separación gas-aceite.

Los problemas más fuertes que se tienen con las emulsiones se presentan durante el invierno debido a las bajas temperaturas en superficie. Las emulsiones deben de ser tratadas para eliminar el agua dispersa y sales inorgánicas asociadas con el fin de cumplir las especificaciones de transporte, almacenamiento y exportación.

Las emulsiones se producen en casi todas las etapas de producción y proceso del aceite crudo: en el interior del yacimiento, en el aparejo de producción, cabezales, equipos de bombeo de fondo, en plantas de separación de gas-aceite, durante el transporte a través de ductos, en equipos de bombeo superficial, o en el almacenamiento de crudo y procesado del mismo.

Parte del siguiente trabajo está enfocado en los fundamentos y métodos para resolver los problemas causados por las emulsiones, sin embargo, hay que tener en cuenta que las emulsiones no necesariamente son un problema en la industria petrolera.

Se presentan los fundamentos y el estado del arte en la aplicación de las tecnologías para el aprovechamiento de las emulsiones; por ejemplo, éstas son de gran importancia en las técnicas de recuperación mejorada de aceite, porque en general, los procesos que se

basan en la inyección de surfactantes o materiales formadores de surfactantes en un yacimiento dependen en gran medida en la tecnología de la emulsión.

La inyección de polímeros micelares y de polímeros alcalino surfactantes son otros dos ejemplos en los que la tecnología de la emulsión para un proceso específico ha evolucionado para satisfacer necesidades especiales, en éstos procesos es necesario entender el comportamiento de una emulsión, ya que se inyecta o se forma en un yacimiento y viaja a través del yacimiento durante un período de semanas o meses, también a medida que fluye a través de un pozo en producción.

Otra aplicación con gran relevancia de las emulsiones en la industria petrolera son las emulsiones aceite en agua que proporcionan una alternativa efectiva de bajo costo para el transporte de aceite pesado o bitumen. Una típica “emulsión de transporte” está compuesta de 70% aceite crudo, 30% fase acuosa, y 200-500 [ppm] de un surfactante estabilizador. La emulsión resultante tiene una viscosidad entre los 50-200 [cP] a condiciones de operación.

Una aplicación no menos importante se encuentra en los lodos de perforación y de terminación, que son fluidos complejos con diversas propiedades de acuerdo a la necesidad que se deba cubrir, se componen típicamente de agua, aceite y sólidos suspendidos, y en ocasiones de burbujas de gas. En éstos lodos, el agua y el aceite se encuentran en forma de emulsión aceite en agua (O/W) o agua en aceite (W/O); los surfactantes de éstos actúan como emulsionantes, dispersantes, espumantes o antiespumantes, e inhibidores de corrosión.

En la estimulación, cuando se tiene presencia de carbonatos, se desea retardar la acidificación, para que el fluido pueda penetrar a cierta distancia del pozo antes de reaccionar con la roca. Uno de los métodos para lograr el retardo consiste en emulsionar la fase acuosa ácida en queroseno, en forma de emulsión agua-aceite; para éstas emulsiones se usan sulfonatos de petróleo o sales de ácidos carboxílicos.

Siendo el queroseno la fase continua, el contacto de ácido-roca no se produce inmediatamente y la emulsión puede penetrar a varios metros del pozo antes de que se consuma todo el ácido.

## 2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS EMULSIONES

Es importante tener un panorama general de los conceptos básicos de las emulsiones y su importancia, ya que éstas pueden estar inclusive en productos de uso común como cosméticos, alimentos, etc. Por lo que en este capítulo se dará una definición comprensible y breve de las emulsiones, así como sus características, la manera en que éstas se forman en el yacimiento y en las tuberías de producción, los tipos de emulsiones existentes y por último los agentes emulsionantes que estabilizan a las emulsiones.

### 2.1. Definición de una emulsión <sup>[1]</sup>

Una emulsión es un sistema líquido heterogéneo conformado por dos líquidos inmiscibles (que no pueden ser mezclados), con uno de los líquidos íntimamente disperso en forma de pequeñas gotas en el segundo líquido.

Esta es distinguible de una dispersión simple de un líquido en otro por el hecho de que, en una emulsión, la probabilidad de coalescencia de las pequeñas gotas en contacto una con otra se reduce considerablemente debido a la presencia de un agente emulsionante, que inhibe la coalescencia (unión de las partículas), dicha inhibición no está presente en una dispersión.

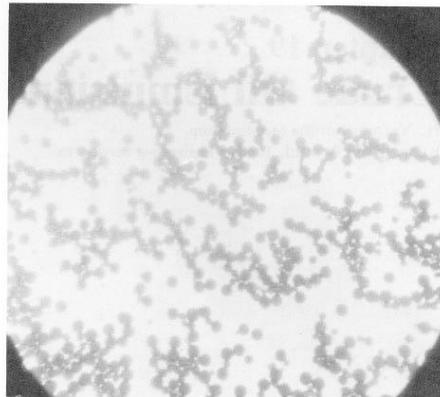
La estabilidad de una emulsión es controlada por el tipo o cantidad de surfactantes y/o sólidos finamente divididos, que generalmente actúan como agentes emulsionantes, éstos agentes forman películas interfaciales alrededor de las gotas de la fase dispersa y crean una barrera que impide la coalescencia de las pequeñas gotas como se observa en la Figura 2.1.



**Figura 2.1** Microfotografía de una emulsión de agua-aceite. <sup>[2]</sup>

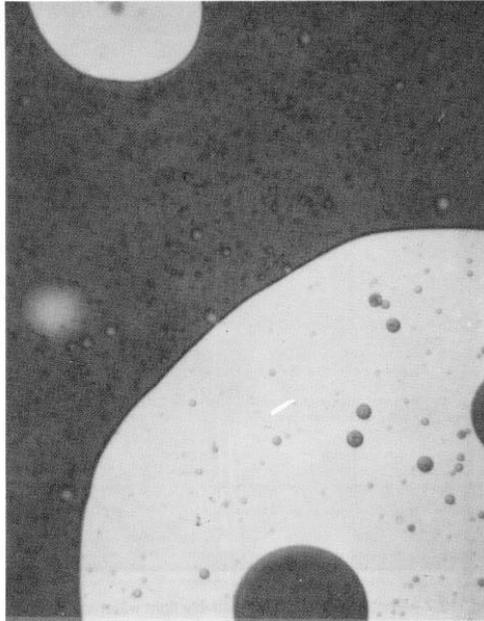
A la matriz de una emulsión se le llama fase externa o continua, la porción de la emulsión que está en forma de pequeñas gotas se denomina interna o dispersa. En la mayoría de las emulsiones de aceite crudo y agua, el agua es finamente dispersa en el aceite. La forma esférica que tienen los glóbulos de agua es el resultado de la tensión interfacial, que los obliga a exponer la menor área superficial al aceite.

Las emulsiones son a veces relacionadas entre sí en una forma más compleja, pueden ser o bien agua en aceite o aceite en agua inicialmente, pero la agitación adicional puede provocar que se convierta en una emulsión de varias etapas como se muestra en la Figura 2.2, en la cual tenemos una emulsión inversa (fase continua aceite y fase dispersa el agua).

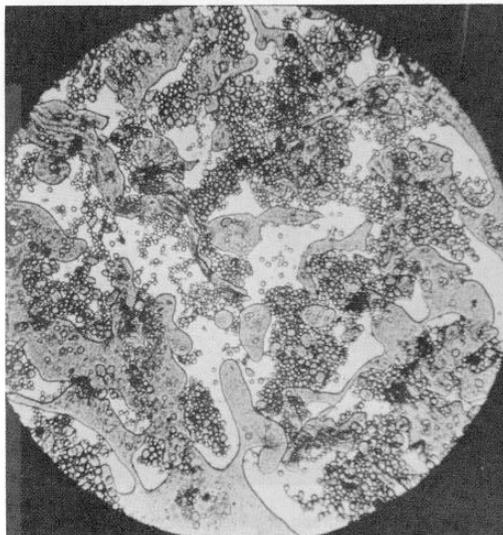


**Figura 2.2** Microfotografía de una emulsión inversa. Las partículas tienen un tamaño aproximado de 10 micras de diámetro y se dispersan en la fase acuosa continua. <sup>[2]</sup>

Si inicialmente se trata de una emulsión agua en aceite, se puede formar una emulsión de agua-aceite-agua si un pequeño volumen de la emulsión original de agua en el aceite está envuelto en una película de agua. También es posible formar emulsiones de múltiples etapas en una fase continua de aceite como se muestra en la Figura 2.3 y Figura 2.4.



**Figura 2.3** Microfotografía de una emulsión de aceite-agua-aceite. Las gotas de aceite se muestran en gotitas de agua que se dispersan en la fase continua de aceite. <sup>[2]</sup>



**Figura 2.4** Microfotografía de una emulsión de múltiples etapas del campo de las Montañas Rocosas. La fase dispersa de agua contiene pequeñas partículas de aceite. <sup>[2]</sup>

Éste arreglo alternado de fase externa / fase interna / fase externa se ha encontrado hasta en ocho etapas. Las emulsiones múltiples usualmente añaden sensibilidad al problema de la separación de emulsiones formadas por aceite y agua. El método más violento es la agitación, en la cual una emulsión múltiple es más probable que se forme. [2]

## **2.2. Características de las emulsiones [3]**

Las emulsiones en el campo se caracterizan por varias propiedades, incluyendo la apariencia y el color, contenido de agua libre y sedimentos (BS&W por sus siglas en inglés), tamaño de la gota y las viscosidades interfaciales.

### **2.2.1. Aspecto y color**

El aspecto y el color es una manera fácil para caracterizar una emulsión. La caracterización se facilita cuando ésta es transferida a un tubo de centrifugado con fondo cónico de vidrio, el color de la emulsión puede variar ampliamente dependiendo del contenido de agua y aceite, y las características de ambo fluidos.

Los colores comunes de las emulsiones son el color café rojizo oscuro, gris o café negruzco; sin embargo, cualquier color se puede presentar dependiendo del tipo de aceite que se tenga en la instalación, en ocasiones se utiliza la brillantez para su caracterización. Una emulsión generalmente se ve sucia y opaca debido a la dispersión de la luz en la interfase aceite-agua.

Cuando una emulsión tiene gotas de aceite de diámetro pequeño (con área superficial grande) tiene un color claro, pero cuando tiene gotas de diámetro grande, por lo general se ve oscura y menos brillante. La comprensión de las características de una emulsión por observación visual es un arte que mejora con la experiencia.

### **2.2.2. Agua y sedimentos básicos.**

El BS&W es la porción sólida y acuosa de una emulsión, también es conocido como BSW. Existen varios métodos para determinar la cantidad de sólidos en las emulsiones, los estándares han sido propuestos por varias organizaciones, entre ellas el Instituto del

Petróleo, Instituto Americano del Petróleo y la Sociedad Americana para Pruebas de Materiales (ASTM).

La técnica más común para la determinación de aceite, agua y sólidos consiste en añadir una cantidad de un desulsionante a la emulsión, centrifugarla y dejarla reposar; la cantidad de sólidos y agua separados se mide directamente a partir de tubos centrífugos especialmente diseñados. Cuando se desea solamente el contenido de agua, también se puede utilizar la valoración de Karl-Fischer (método de determinación de la humedad específico para el agua y apto para muestras con un gran contenido en humedad [análisis por volumetría]), la cual resulta muy precisa con contenidos de agua muy bajos (< 2%), aunque también se puede utilizar con contenidos de agua más altos (> 10%).

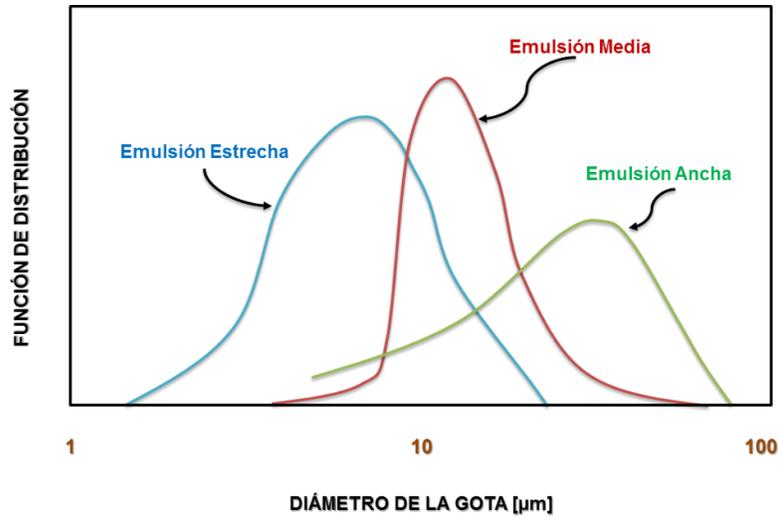
Otros métodos menos comunes se basan en las propiedades eléctricas (conductancia y constantes dieléctricas), atenuación de rayos gamma y medidores basados en microondas.

### **2.2.3. Tamaño de gotas y distribución del tamaño de gotas**

Las emulsiones que se producen, en general, tienen gotas que superan 0.1 micrómetro de diámetro e incluso pueden ser mayores que 100 micrómetros; el rango del tamaño de las gotas puede ser representado por una función de distribución. La Figura 2.5 muestra las distribuciones de los tamaños de las gotas de una emulsión de crudo típica.

La distribución del tamaño de la gota depende de varios factores, incluyendo la tensión interfacial (IFT), corte, naturaleza y cantidad de agentes emulsionantes, presencia de sólidos y las propiedades del aceite y agua; determina, en cierta manera, la estabilidad de la emulsión y deberá tomarse en cuenta dentro los protocolos para la selección del tratamiento óptimo.

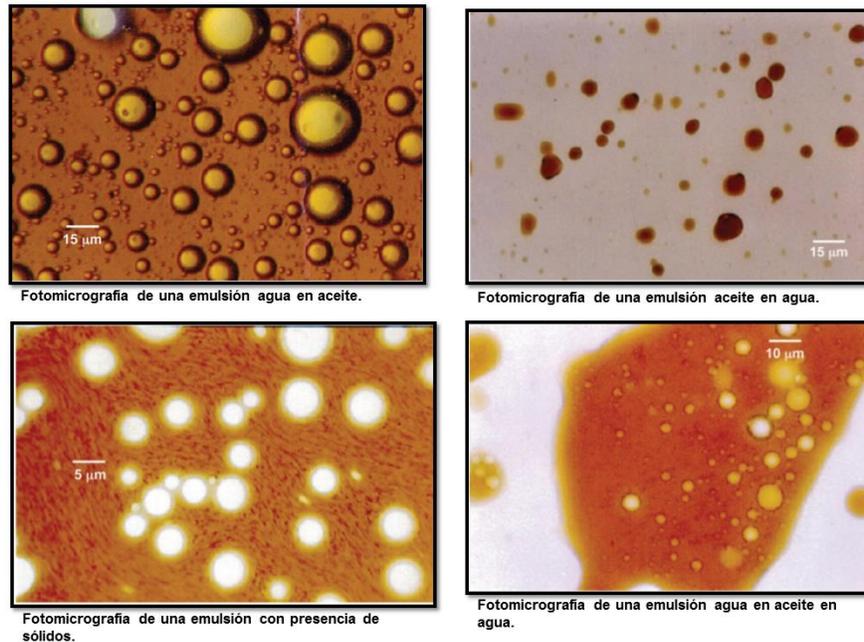
Como una regla general, cuanto más pequeños son el tamaño medio de las gotas dispersas en el agua, más firme será la emulsión, y, por lo tanto, más largo será el tiempo de asentamiento requerido en un separador, lo que a su vez implica equipos de separación mucho más grandes.



**Figura 2.5** Distribución del tamaño de las gotas en una emulsión de petróleo, obtenida usando un microscopio Nikon y software de análisis de imagen. <sup>[3]</sup>

Una emulsión estrecha es cuando se tienen gotas pequeñas y estrechamente distribuidas y una emulsión ancha es cuando existen gotas grandes y ampliamente distribuidas la cual es fácil de romper a diferencia de la estrecha.

Las fotomicrografías en la Figura 2.6 nos muestran la distribución de los tamaños de gota de varias emulsiones.



**Figura 2.6** Microfotografía de la distribución de tamaños de gotas en emulsiones. <sup>[3]</sup>

La distribución del tamaño de las gotas en una emulsión se determina por los siguientes métodos:

- ◆ Análisis de microscopía e imagen. Por ejemplo, las fotomicrografías en la Figura 2.6 pueden ser digitalizadas y medir el número de partículas de diferentes tamaños con el software de análisis de imagen.
- ◆ Mediante el uso de las propiedades eléctricas, tales como las constantes de conductividad y las constantes dieléctricas.
- ◆ Mediante el uso de técnicas como dispersión de la luz, dispersión de neutrones y dispersión de rayos X. Estas técnicas abarcan tamaños de gota de 0.4 nano micrómetro a más de 100 micrómetros.
- ◆ Mediante separaciones físicas incluyendo técnicas cromatográficas, técnicas de sedimentación y fraccionamiento de campo-flujo.

### **2.2.4. Viscosidad de las emulsiones**

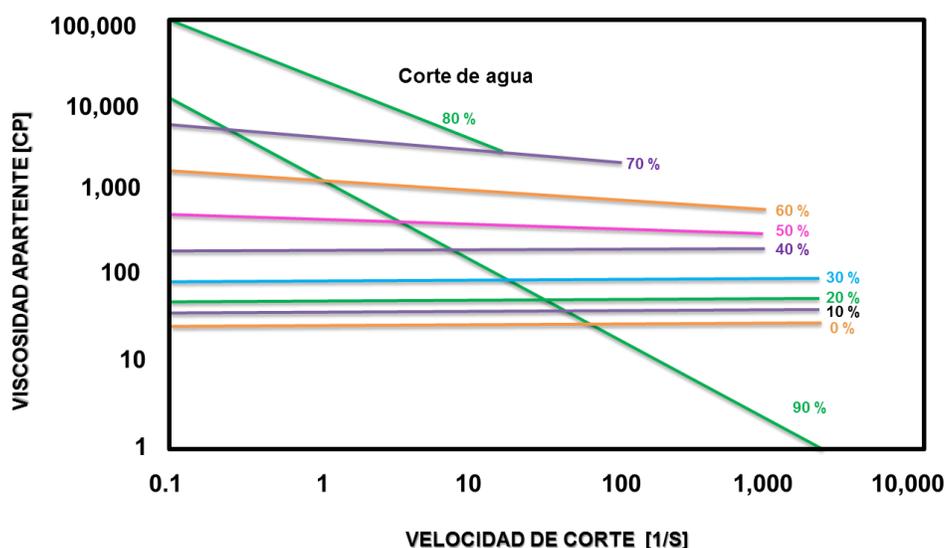
La viscosidad de la emulsión puede ser sustancialmente mayor que la viscosidad de cualquier aceite o agua porque éstas muestran un comportamiento no-Newtoniano: que es aquel cuya viscosidad (resistencia a fluir) varía con el gradiente de tensión (dirección en que más rápido varia la tensión) que se le aplica, es decir, se deforma en la dirección de la fuerza aplicada, como resultado, un fluido no-Newtoniano no tiene un valor de viscosidad definido y constante, a diferencia de un fluido newtoniano; éste comportamiento es resultado de la aglomeración de las pequeñas gotas de la viscosidad estructural (reducción de la viscosidad al aumentar la velocidad de corte en flujo estacionario <sup>[4]</sup>).

En una cierta fracción de volumen de la fase acuosa (corte de agua), las emulsiones en los campos petroleros tienen un comportamiento pseudoplástico hasta cierto valor cuando la velocidad de corte aumenta.

La Figura 2.7 muestra las viscosidades de las emulsiones a 125°F a diferentes cortes de agua. Los valores constantes de viscosidad para todas las velocidades corte, con pendiente cero, indica que las emulsiones presentan un comportamiento Newtoniano hasta un contenido de agua de 40%. A un corte de agua mayor a 40% se observa que la

curva se desvía a un valor diferente de cero, lo que indica un comportamiento no-Newtoniano. Este comportamiento corresponde a un fluido pseudoplástico o reofluidificante (fenómeno que ocurre cuando la viscosidad disminuye al aumentar la velocidad de corte, el esfuerzo aplicado desorganiza el arreglo de las moléculas de la matriz).

La viscosidad de la emulsión incrementa fuertemente conforme incrementa el corte de agua (para una viscosidad de aceite de 20 [cp] y agua <1 [cp]); llegando al 80% de corte de agua se observa un fenómeno llamado inversión de fase, hasta éste punto la emulsión es una emulsión agua en aceite; al 80% de corte de agua la emulsión se invierte a una emulsión aceite en agua, y el agua que fue la fase dispersa, se convierte ahora en la fase continua. En este caso particular, se observan múltiples emulsiones (agua en aceite en agua) hasta concentraciones muy altas de agua, mayores a 95%.



**Figura 2.7** Viscosidades de una emulsión muy estrecha a 125°F obtenido usando un reómetro Haake RS-150. [3]

La temperatura también tiene un efecto significativo sobre la viscosidad de la emulsión; la Figura 2.8 muestra un ejemplo de éste fenómeno, donde la viscosidad de la emulsión disminuye al aumentar la temperatura. La viscosidad de las emulsiones depende de varios factores: viscosidades del aceite y del agua, fracción volumétrica de agua dispersa,

temperatura, distribución del tamaño de las gotas, velocidad de corte y cantidad de sólidos presentes.

La Figura 2.7 y Figura 2.8 muestran que la viscosidad de la emulsión puede ser sustancialmente mayor que la viscosidad del aceite o agua a una cierta temperatura, la relación de la viscosidad de la emulsión a la viscosidad del aceite crudo a la misma temperatura se puede aproximar por diversas ecuaciones como la propuesta por Schramm:

$$\frac{\mu_e}{\mu_o} = e^{5\Phi} (1 - 3\Phi + a\Phi^2) \quad \text{(Ec. 1.1)}$$

,

donde:

a= factor para el tipo de emulsión

$\mu_e$ = viscosidad de la emulsión [cP]

$\mu_o$ = viscosidad del aceite a la misma temperatura [cP]

$\Phi$  = el corte de agua o fracción volumétrica de agua

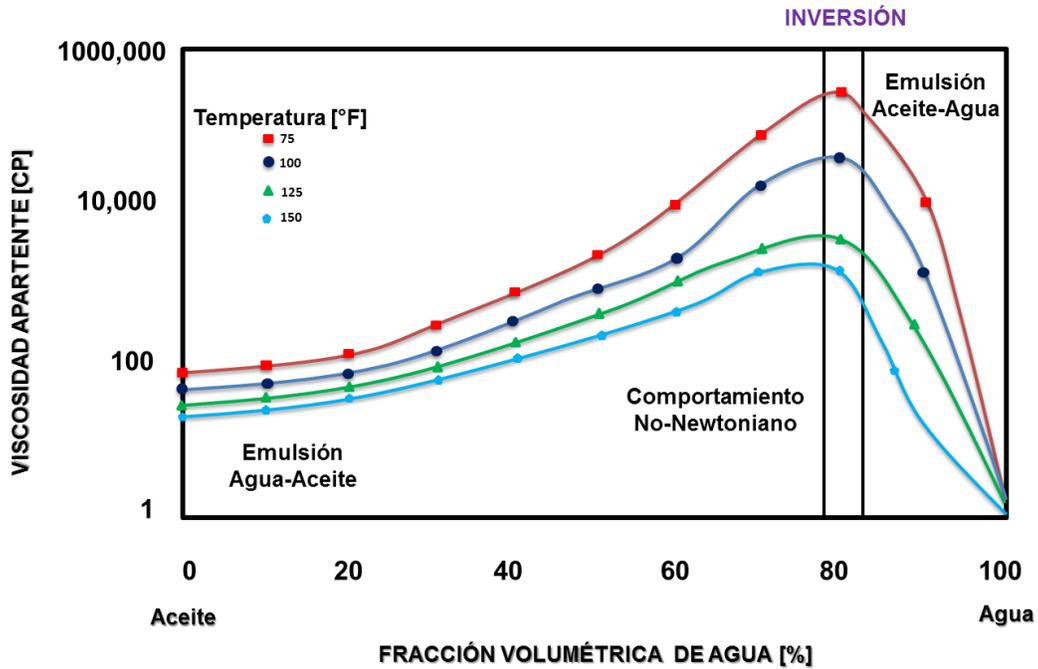


Figura 2.8 Viscosidades para una emulsión muy estrecha a una velocidad de corte de 0.1 (1/s). [5]

El valor de “ $a$ ” varía dependiendo del tipo de emulsión:

- ◆ 1.3 para una emulsión muy estrecha
- ◆ 5.5 para una emulsión estrecha.
- ◆ 4.5 para una media.
- ◆ 3.8 para una ancha.
- ◆ 3.0 para una emulsión muy ancha.

En la Figura 2.9 se muestran las viscosidades calculadas con la Ec. 1.1, la viscosidad de la emulsión depende de varios factores y la Ec. 1.1 proporciona solo una estimación de la misma. Para valores más precisos, se deben utilizar datos experimentales.

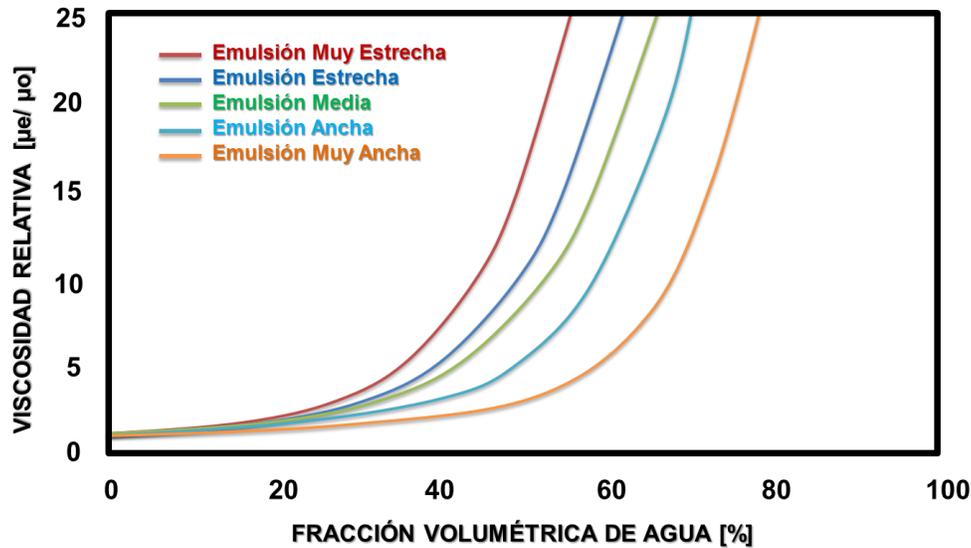


Figura 2.9 Viscosidades relativas de las emulsiones obtenidas usando un reómetro Haake RS-150. [3]

### 2.2.5. Viscosidad Interfacial

Otra propiedad que está relacionada y es muy importante, especialmente en la desemulsificación, es la viscosidad interfacial.

Las emulsiones de agua en aceite forman películas interfaciales rígidas que encapsulan las gotas de agua, éstas películas interfaciales estabilizan una emulsión mediante la reducción de la tensión interfacial (IFT) y el aumento de la viscosidad interfacial. Dichas películas retardan la velocidad de drene de la película de aceite durante la coalescencia de las gotas de agua, reduciendo así en gran medida la tasa de rompimiento de la emulsión.

La viscosidad interfacial es la propiedad de una interfase de resistir la deformación de cizalla, en el plano de la interfase, de manera creciente a medida que crece la velocidad de deformación [4]. En ciertas situaciones las moléculas adsorbidas en la interfase presentan interacciones laterales entre sí.

Cuando se desplaza una de estas moléculas, se produce un esfuerzo que tiende a desplazar las moléculas contiguas por "arrastre". Al desplazar el fluido cercano a la interfase, se someten las moléculas adsorbidas a un esfuerzo cuyo resultado final puede ser

el movimiento de la interfase (fluido-fluido). Si la interfase presenta una alta viscosidad interfacial, por ejemplo, una película casi rígida, entonces se resiste al desplazamiento.

En la práctica es sumamente difícil medir esta propiedad porque no se puede medir el efecto de la viscosidad interfacial sin medir también el efecto de la viscosidad del fluido que se encuentra entre el elemento impulsor y la interfase. Como la viscosidad de cualquier volumen de líquido se refiere a un efecto tridimensional, es obvio que los esfuerzos correspondientes van a ser siempre grandes respecto a los esfuerzos producidos en una monocapa molecular. [5]

### **2.3. Formación de emulsiones**

Las tres condiciones necesarias para que una emulsión se forme son:

- 1) los líquidos deben ser inmiscibles,
- 2) agitación suficiente para dispersar un líquido en forma de pequeñas gotas dentro del otro,
- 3) debe estar presente un agente emulsionante.

El crudo y el agua son inmiscibles: si se vierten suavemente en el mismo recipiente, se separarán rápidamente, si el aceite y agua se agitan de manera violenta, pequeñas gotas de agua se dispersarán en la fase continua aceite y pequeñas gotas de aceite se dispersarán en la fase continua de agua. Si no se tocan, éstas se separan rápidamente en capas de aceite y agua.

Cuando se consideran emulsiones en crudo, generalmente se está interesado en emulsiones de agua en aceite, porque la mayoría de las emulsiones son de éste tipo, y se encuentran en la producción de crudo pesado.

La agitación necesaria para la formación de una emulsión puede ser el resultado de una o varias de las siguientes:

- 1) bombas de fondo del pozo (BEC),
- 2) flujo a través de las tuberías, cabezal, colector, líneas de flujo,

- 3) bombas de transferencia en superficie,
- 4) caídas de presión a través de estranguladores, válvulas u otros equipos en superficie.

Cuanto mayor es la agitación, más pequeñas son las gotas de agua dispersas en el aceite. Los estudios de las emulsiones de agua en aceite han demostrado que las gotitas de agua pueden ser de diversos tamaños, desde menos de 1 hasta 1000 micras. Las emulsiones que tienen gotitas de agua más pequeñas son generalmente más estables y difíciles de tratar que las que tienen gotas más grandes.

El crudo puede variar ampliamente en sus tendencias emulsionantes. Algunos pueden formar emulsiones muy estables las cuales son difíciles de separar, mientras que otros podrían no emulsionar, o pueden formar una emulsión débil que se podrá separar rápidamente. La presencia, cantidad y naturaleza de un agente emulsionante determina si se forma una emulsión y la estabilidad de la misma. Si el crudo no contiene ningún agente emulsionante, el aceite y el agua pueden formar una dispersión que se separará rápidamente debido a la rápida coalescencia de las gotas dispersas. Por otro lado, si hay presencia de un agente emulsionante en el crudo, puede que se forme una emulsión bastante estable.

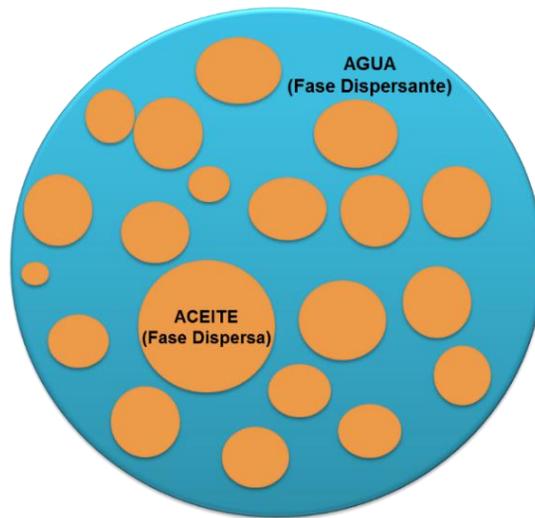
Si una emulsión no es tratada, cierta cantidad de agua se separará del aceite por la coalescencia natural y sedimentación debido a la diferencia de densidades entre el aceite y el agua, a menos que algún tipo de tratamiento sea utilizado para llevar a cabo la separación completa; sin embargo, puede que haya un pequeño porcentaje de agua en el aceite, incluso después del asentamiento, la cual permanecerá en el aceite en forma de gotitas diminutas y tendrán velocidades de sedimentación extremadamente lentas. Dichas gotas de agua serán muy dispersas, por lo que las posibilidades de que colisionen, se unan en grandes gotas y asienten son muy pocas. La cantidad de agua que se emulsiona con el crudo en la mayoría de los sistemas de producción puede variar desde menos de 1 y en raros casos hasta más de 60%. [2]

## 2.4. Tipos de emulsiones <sup>[9]</sup>

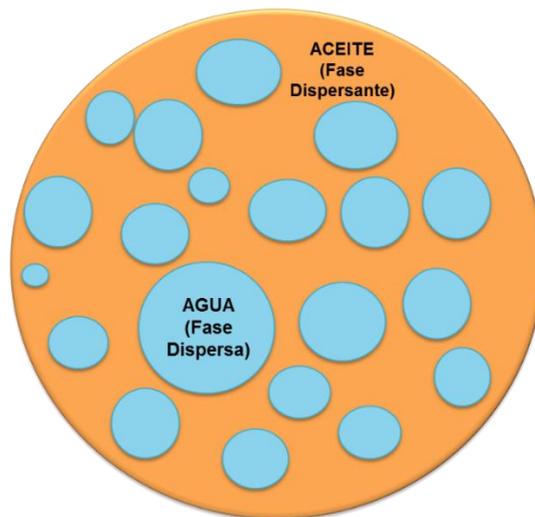
Los dos tipos de emulsiones más comunes en sistemas agua-aceite son conocidas como agua-aceite (Figura 2.10) y aceite-agua (Figura 2.11).

Las emulsiones agua-aceite se refieren a agua dispersa en el aceite y las emulsiones aceite-agua se refieren a aceite disperso en el agua.

El tipo de emulsión formada depende fundamentalmente del tipo de agentes emulsionantes.



**Figura 2.10** Representación de una emulsión aceite-agua. <sup>[9]</sup>

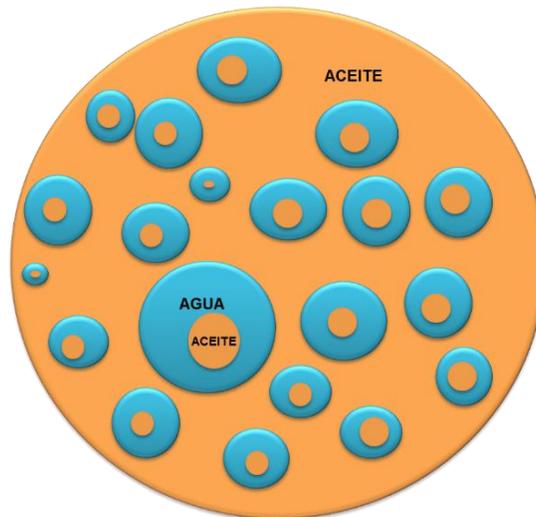


**Figura 2.11** Representación de una emulsión agua-aceite. <sup>[9]</sup>

Una regla empírica predice que surfactantes predominantemente solubles en aceite forman emulsiones agua-aceite y surfactantes solubles en agua producen emulsiones aceite-agua. En los campos petroleros las emulsiones agua-aceite son llamadas emulsiones normales, mientras que las emulsiones aceite-agua son llamadas emulsiones inversas.

Esta clasificación simple no siempre es adecuada, ya que las emulsiones múltiples o complejas (aceite-agua-aceite o agua-aceite-agua) se pueden presentar.

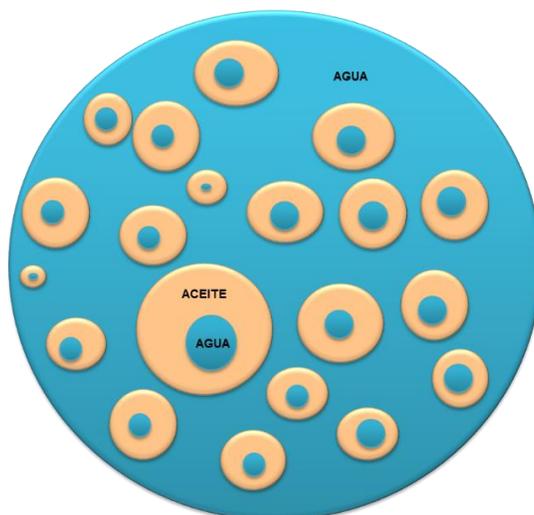
Emulsiones del tipo aceite-agua-aceite (Figura 2.12) se refieren a emulsiones consistentes en gotas de aceite dentro de gotas de agua que están dispersas en fase continua de aceite.



**Figura 2.12** Representación de una emulsión aceite-agua-aceite. <sup>[9]</sup>

Las emulsiones agua-aceite-agua (Figura 2.13) tienen gotas de agua dispersas en gotas de aceite que a su vez están dispersas en fase continua de agua.

Éste trabajo se centra en emulsiones agua en aceite, porque éstas son las más comunes en el manejo de crudo.



**Figura 2.13** Representación de una emulsión agua-aceite-agua. <sup>[9]</sup>

En las emulsiones normales, la fase acuosa dispersa es usualmente llamada agua y sedimento básico (BS&W) y la fase continua es aceite crudo. El BS&W es principalmente agua salina; sin embargo, sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes.

Las emulsiones normales producidas también pueden ser clasificadas de acuerdo al tiempo de separación como se muestra en la Tabla 2.1. <sup>[6]</sup>

**Tabla 2.1** Clasificación de emulsiones por el tiempo de separación

EMULSIÓN	TIEMPO	MÉTODO DE SEPARACIÓN
<b>Fuerte</b>	Horas o días	Sistemas de tratamiento
<b>Media</b>	10 minutos	Gravedad
<b>Débil</b>	Pocos minutos	Gravedad después de reposo

La cantidad de agua remanente emulsionada varía de 1% a 60% en volumen. En los crudos ligeros (mayores a 20 °API) las emulsiones, en general, contienen un volumen fraccional de agua de 5 a 20%, mientras que en los crudos pesados (menores a 20 °API) tienen a menudo de 10 a 35% de agua. <sup>[7]</sup>

## **2.5. Agentes emulsionantes**

Las emulsiones agua en aceite producidas en los yacimientos petroleros contienen aceite, agua y un agente emulsionante, éstos agentes estabilizan a las emulsiones e incluyen:

- Surfactantes o agentes tensoactivos y,
- sólidos finamente divididos.

### **2.5.1. Surfactantes.**

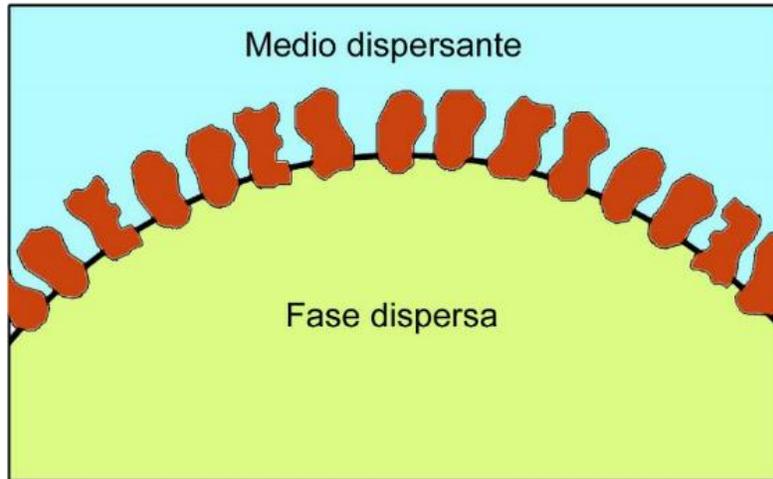
Los surfactantes son compuestos que pueden ser solubles tanto en agua como en aceite, tienen una parte hidrófoba con afinidad para el aceite y una parte hidrófila que tiene afinidad por el agua. Debido a ésta afinidad los surfactantes tienden a concentrarse en la interfase aceite/agua, donde forman películas interfaciales, lo cual conduce a una disminución de la tensión interfacial y promueve la dispersión y emulsificación de las gotas. Originalmente los emulsionantes en el crudo incluyen fracciones con mayor punto de ebullición, como los asfaltenos y resinas, ácidos orgánicos y bases; éstos compuestos han demostrado estar presentes en las películas interfaciales que se forman alrededor de las gotas de agua en muchas emulsiones en los campos petroleros.

Otros surfactantes que pueden estar presentes son los productos químicos inyectados a la formación o en el pozo (por ejemplo, fluidos de perforación, productos químicos para la estimulación, inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, ceras y agentes de control de asfaltenos)

### **2.5.2. Sólidos finamente divididos.**

Los sólidos finos pueden actuar como estabilizadores mecánicos; éstas partículas, que deben de ser mucho más pequeñas que las gotas de las emulsiones (por lo general submicrónicas), se acumulan en la interfase aceite/agua y son mojadas tanto por el aceite como por el agua. La efectividad de éstos sólidos en la estabilización de las emulsiones depende de factores tales como el tamaño de la partícula, las interacciones entre partículas y la mojabilidad de las mismas.

Los sólidos finamente divididos (representados en un esquema en la Figura 2.14) que se encuentran en la producción de aceite crudo, pueden ser partículas de arcilla, arena, ceras y asfaltenos, lodos de perforación, etc. <sup>[8]</sup>



**Figura 2.14** Esquema representativo de un sólido finamente dividido. <sup>[9]</sup>

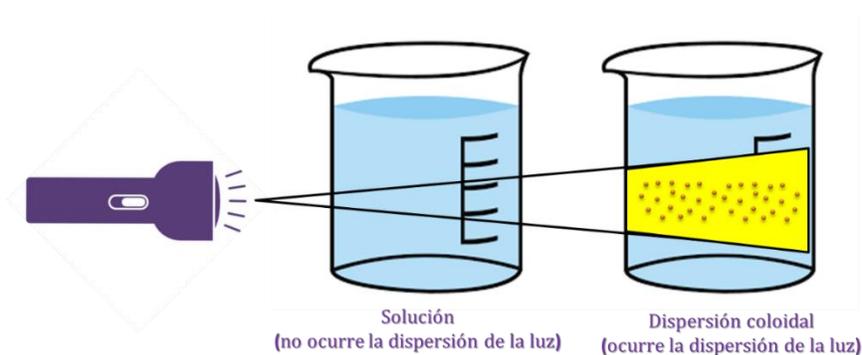
### 3. ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

Este capítulo tiene como objetivo dar a conocer cómo es el comportamiento de una emulsión estable y sus características generales, así como los factores que afectan a dicha estabilidad y su medición, ya que ésta última determina la facilidad con la que el aceite y el agua se separan de una emulsión.

#### 3.1. Estabilidad

Desde un punto de vista termodinámico, una emulsión es un sistema inestable. Esto se debe a que existe una tendencia natural hacia un sistema líquido/líquido para separar y reducir su área interfacial y por lo tanto su energía interfacial. Sin embargo, la mayoría de las emulsiones demuestran estabilidad cinética (es decir, que son estables durante un periodo de tiempo).

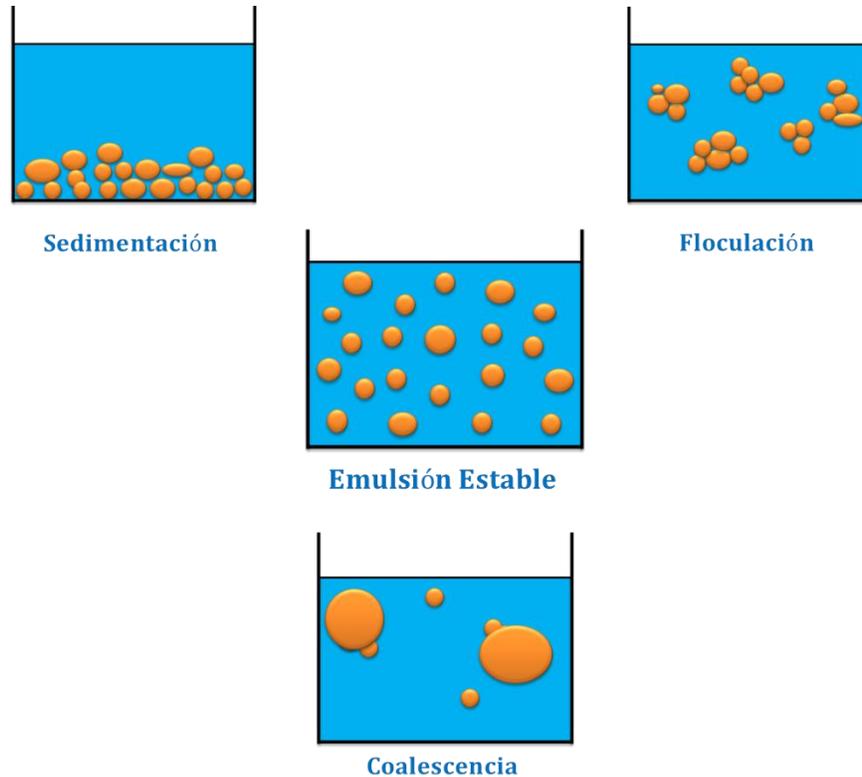
Las emulsiones agua-aceite se consideran dispersiones coloidales especiales de líquido en líquido (Figura 3.1) y su estabilidad cinética es una consecuencia del pequeño tamaño de las gotitas; la presencia de una película interfacial alrededor de las pequeñas gotas de agua es causada por agentes estabilizantes (o emulsionantes).<sup>[5]</sup>



**Figura 3.1** Diferencia en la dispersión de la luz en una solución y una dispersión coloidal.<sup>[10]</sup>

Los estabilizadores suprimen los mecanismos implicados en las emulsiones (sedimentación, floculación o agregación, coalescencia, y la inversión de fases) que de otra manera puedan romper una emulsión. La sedimentación es la caída de gotas de agua de una emulsión debido a la diferencia de densidades entre el aceite y el agua; por otro lado,

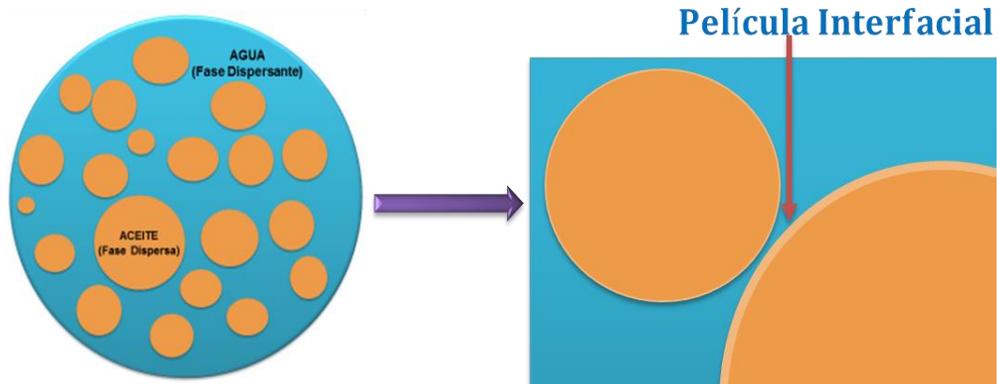
la floculación o agregación es la agrupación de las pequeñas gotas de agua en una emulsión sin un cambio en el área superficial; y la coalescencia es la fusión de las gotitas para formar gotas más grandes con reducida área superficial total (Figura 3.2). <sup>[11]</sup>



*Figura 3.2 Mecanismos de estabilización de las emulsiones. <sup>[11]</sup>*

### **3.2. Películas superficiales y estabilidad de coalescencia <sup>[5]</sup>**

Las emulsiones en la producción de los campos petroleros son estabilizadas por películas (Figura 3.3) que se forman alrededor de las pequeñas gotas de agua en la interfase agua/aceite. Se cree que esas películas resultan de la absorción de moléculas polares de alto peso molecular que son activas interfacialmente (por ejemplo, exhiben comportamiento como surfactante).



**Figura 3.3** Representación de una película interfacial.

Las películas superficiales mejoran la estabilidad de la emulsión por:

- a) reducción de la tensión interfacial,
- b) incremento de la viscosidad interfacial.

Las películas interfaciales altamente viscosas retardan la velocidad de drene de las películas de aceite durante la coagulación de las gotas de agua porque proveen una barrera mecánica a la coalescencia. Esto puede dirigir a una reducción en la velocidad del rompimiento de la emulsión.

Las características de las películas interfaciales están en función del tipo del aceite crudo (por ejemplo, asfaltenos o parafínicos), de la composición y del pH del agua, de la temperatura y del contacto o del tiempo de envejecimiento.

Estas películas son clasificadas en dos categorías con base en sus movilidades:

### **3.2.1. Películas rígidas y sólidas.**

Son similares a una capa exterior insoluble sobre las gotas de agua y se caracterizan por una viscosidad interfacial muy alta. Existe evidencia de que éstas películas están formadas por fracciones polares de aceite y otros emulsionantes que se pueden estabilizar por sólidos muy finos. Las películas rígidas y sólidas juegan un rol importante debido a que dificultan el proceso de coalescencia de la gota. Proveen una barrera estructural a la coalescencia de la gota e incrementan la estabilidad de la emulsión. Dichas películas también tienen propiedades visco-elásticas.

---

---

### 3.2.2. Películas móviles y líquidas.

Éstas películas, como su nombre lo implican, son móviles y se caracterizan por bajas viscosidades interfaciales; son formadas, por ejemplo, cuando un desemulsionante es adicionado a una emulsión, éstas son inherentemente menos estables y la coalescencia de las gotas de agua mejora considerablemente.

La estabilidad de las emulsiones ha sido correlacionada con la movilidad de las películas interfaciales. Los surfactantes que modifican la rigidez de la película pueden acelerar considerablemente el proceso de desemulsificación.

### 3.3. Factores que afectan a la estabilidad <sup>[12]</sup>

Las películas interfaciales son principalmente las responsables de la estabilidad de una emulsión, ahora veremos los factores que afectan a las películas interfaciales y, por lo tanto, la estabilidad de la emulsión.

#### 3.3.1. Fracción pesada en el aceite crudo <sup>[12]</sup>

Los emulsionantes (o estabilizadores) que ocurren de una manera natural se encuentran presentes en el punto de ebullición más alto de la fracción polar del aceite; en éstas se encuentran los asfaltenos, resinas, ácidos orgánicos solubles en aceite (por ejemplo, ácidos nafténicos y carboxílicos) y bases, y, por ende, éstos compuestos son los principales constituyentes de las películas interfaciales que rodean las gotas de agua que dan a la emulsión su estabilidad.

Un material con alto contenido asfáltico estabiliza las emulsiones continuas de agua en aceite, pero existe incertidumbre en el mecanismo preciso de la estabilización de ésta. Los asfaltenos residen en la interfase agua/aceite debido a sus propiedades de superficie activa. La acumulación de asfaltenos en la interfase da como resultado la formación de una película rígida. Una gota de agua estabilizada con asfaltenos se muestra en la Figura 3.4. <sup>[13]</sup>



*Figura 3.4 Mecanismo de estabilización de la emulsión por agregación de asfaltenos. [13]*

Cuando dicha película es formada, ésta actúa como una barrera a la coalescencia de la gota de agua. Para que dos gotas coalescan, la película ha de ser drenada y rota. La presencia de los asfaltenos puede retardar naturalmente el drene de esta película.

El estado de los asfaltenos en el aceite crudo también tiene un efecto sobre las propiedades estabilizantes de la emulsión. Mientras que los asfaltenos estabilizan las emulsiones cuando están presentes en estado coloidal (no se han floculado), existe evidencia de que sus propiedades estabilizadoras son significativamente mejores cuando éstos son precipitados desde el aceite crudo y están presentes en fase sólida.

Las resinas son compuestos con alto peso molecular que no son solubles en etilacetato, pero son solubles en n-heptano. El rol de las resinas en la estabilización de las emulsiones ha sido tema de debate en la literatura. Algunos investigadores piensan que las resinas tienen una tendencia a asociarse con los asfaltenos y, juntos forman micelas. La micela asfaltenos/resina juega un rol clave en la estabilidad de la emulsión.

Parece que la relación de asfaltenos/resina en el aceite crudo es responsable por el tipo de la película formada (sólida o móvil), de aquí que es ligada directamente a la estabilidad de la emulsión.

Las ceras son sustancias parafínicas de alto peso molecular presentes en el aceite crudo, que cristalizan cuando el aceite es enfriado por debajo de su punto de nube. Son solubles en acetona y en diclorometano a 30 [°C]. Los efectos de las ceras sobre la estabilidad de la emulsión no quedan claros en la literatura.

---

---

Las ceras por sí mismas son solubles en aceite y, en ausencia de asfaltenos, no forman emulsiones estables en aceites. Sin embargo, la adición de una cantidad nominal (una cantidad insuficiente por sí misma para producir emulsiones) de asfaltenos en el aceite crudo con ceras, puede conllevar a la formación de emulsiones estables. Por lo tanto, las ceras pueden interactuar sinérgicamente con asfaltenos para estabilizar emulsiones. <sup>[12]</sup>

El estado físico de las ceras en el aceite crudo también juega un rol importante en la estabilidad de la emulsión. Las ceras son más aptas para formar una emulsión estable cuando están presentes como sólidos finos en las emulsiones.

Los crudos que tienen bajo punto de nube generalmente tienen una tendencia más grande para formar emulsiones firmes y estables que los crudos con punto de nube alto. Similarmente, las temperaturas bajas, en general mejoran la formación de emulsiones de los aceites crudos.

### **3.3.2. Sólidos**

Las partículas sólidas finas presentes en el aceite crudo son capaces de estabilizar las emulsiones dependiendo de ciertos factores como el tamaño de las partículas, las interacciones de las interpartículas y de la humectabilidad de los sólidos. <sup>[14]</sup>

Las partículas estabilizan las emulsiones por difusión (se introducen en el medio en el que inicialmente estaban ausente aumentando la entropía) a la interfase agua-aceite donde forman estructuras rígidas (películas) que pueden inhibir esféricamente la coalescencia de las gotas de la emulsión.

Las partículas deben ser mucho más pequeñas que el tamaño de las gotas de la emulsión para actuar como estabilizadores de la emulsión. El tamaño de éstas partículas normalmente varía desde 1 micrómetro hasta varios micrómetros, y éstas son suspendidas coloidalmente en los líquidos. <sup>[7]</sup>

La humectabilidad de las partículas sólidas juega un rol importante en el proceso de estabilización de una emulsión. Si el sólido permanece completamente en el aceite o en la fase agua, no será un estabilizador, esto es porque debe de estar presente en la interfase y

debe de estar mojada por ambas fases para que pueda actuar como un estabilizador. Cuando los sólidos son afines al aceite húmedo (más sólidos en la fase aceite) se tendrá como resultado a una emulsión agua-aceite.

Las partículas del aceite húmedo se dividen dentro de la fase aceite y evitan la coalescencia de las gotas de agua por impedimento esférico. Así mismo, los sólidos humedecidos en agua estabilizarán una emulsión aceite-agua.

Algunos de los sólidos humedecidos en aceite son, por ejemplo, los asfaltenos y las parafinas; los sólidos humedecidos en agua son sales inorgánicas ( $\text{CaCO}_3$  y  $\text{CaSO}_4$ ), arcillas y arenas.

Cuando los sólidos son mojados por ambas fases agua y aceite (humectabilidad intermedia), éstos se aglomeran en la interfase y retardan la coalescencia gota a gota. Dichas partículas tendrán que ser relocalizadas dentro del aceite o del agua debido a la coalescencia que toma lugar.

La facilidad de la formación y de la estabilidad de las emulsiones ha sido ligada al contenido de los asfaltenos del aceite crudo, y al pH de la fase acuosa. <sup>[8]</sup>

Con base en el desarrollo de experimentos <sup>[8]</sup> se mostró que las partículas coloidales en la estabilización de las emulsiones dependen en gran medida de la formación de una capa “densamente empacada” de partículas sólidas (películas) en la interfase aceite-agua. Ésta película proporciona un impedimento esférico a la coalescencia de las gotas de agua. La presencia de sólidos en la interfase exhibe un comportamiento viscoelástico, lo que afecta a la velocidad de drene de la película entre las gotas y también afecta el desplazamiento de las partículas en la interfase.

### **3.3.3. Temperatura**

La temperatura puede afectar significativamente la estabilidad de la emulsión, las propiedades físicas del aceite, agua, películas interfaciales y las solubilidades de los surfactantes en las fases aceite y agua; todo ello también afecta la estabilidad.

El efecto más importante es la viscosidad de la emulsión, la cual disminuye con el incremento de la temperatura cuando hay parafinas presentes y originan problemas de emulsión; con la adición de calor se puede eliminar el problema completamente por redisolución de las parafinas dentro del aceite crudo.

La temperatura incrementa la energía térmica de las gotas, y de ahí que, incremente la frecuencia de las colisiones de las mismas, también se reduce la viscosidad interfacial y da resultado a una velocidad de drene más rápida de la película, además de mejorar la coalescencia.

Jones y colaboradores <sup>[12]</sup> demostraron que un incremento en la temperatura permite una desestabilización gradual de las películas interfaciales del aceite-agua, sin embargo, en las temperaturas más altas existe una barrera cinética en la coalescencia de la gota, la temperatura influye en la velocidad de la formación de las películas interfaciales por el cambio en la velocidad de adsorción y de las características de la interfase. Esto también influye en la compresibilidad de la película porque cambia la solubilidad de los surfactantes de aceite crudo en la fase total.

La lenta desgasificación y el envejecimiento permiten cambios importantes en el comportamiento interfacial de la película a altas temperaturas, éstas películas generadas en el proceso permanecen incompresibles y no flexibles (películas sólidas) a altas temperaturas y la estabilidad de la emulsión no puede ser afectada por el calentamiento.

#### **3.3.4. Tamaño de la gota**

Se sabe que los rangos del tamaño de las gotas van desde menos de 1 micrómetro a más de 50 micrómetros; como se ha mencionado anteriormente las emulsiones tienen generalmente una distribución del tamaño de gota en vez de un tamaño fijo. Una distribución típica de gota para emulsiones agua-aceite se muestra en la Figura 1.2, la distribución del tamaño de las gotas es normalmente representada por un histograma o alguna función de distribución.

Las emulsiones que tienen gotas de tamaño más pequeñas son más estables, para separar el agua las gotas se unen, pero las gotas más pequeñas necesitan mayor tiempo para su separación. La distribución del tamaño de las gotas afecta a la viscosidad de la emulsión, ésta es más alta cuando las gotas son más pequeñas y también se ve afectada cuando la distribución es estrecha.

### 3.3.5. pH

El pH de la fase acuosa tiene una fuerte influencia sobre la estabilidad de la emulsión, ésta afecta la rigidez de las películas interfaciales, así como también influye en el tipo de emulsión formada. El bajo pH (ácido) generalmente produce emulsiones agua-aceite y cuando el pH es alto (básico) produce una emulsión aceite-agua.

La Figura 3.5 nos muestra el efecto del pH sobre la estabilidad de una emulsión, el pH óptimo para la desemulsificación es aproximadamente de 10, sin desemulsionante.

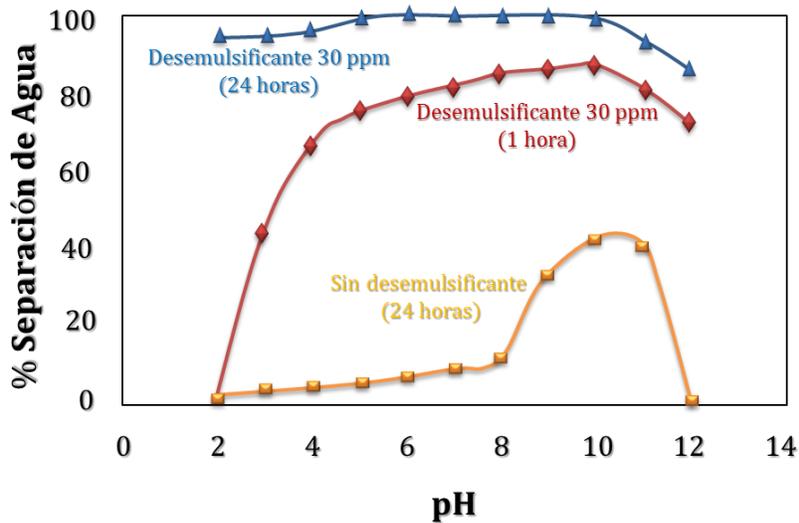
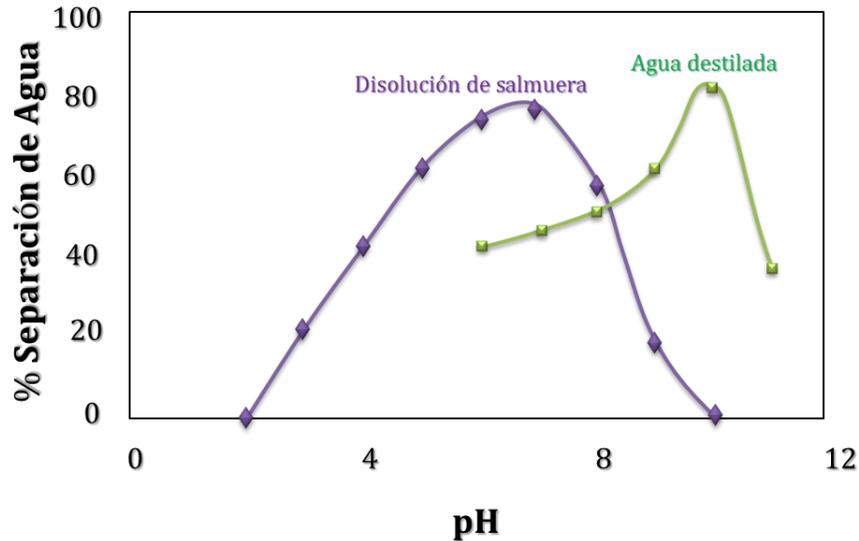


Figura 3.5 Efecto del pH y la concentración de desemulsionante en la estabilidad de una emulsión. [15]

En la Figura 3.6 se muestra el efecto de una salmuera de bicarbonato y el agua destilada sobre la estabilidad de la emulsión.



**Figura 3.6** Efecto de la salmuera y el pH en la estabilidad de la emulsión. <sup>[15]</sup>

El pH óptimo (para la separación del agua) cambia desde aproximadamente 10 para el agua destilada y entre 6 y 7 para la solución de la salmuera, esto es debido al efecto de ionización. La mayoría de los sistemas aceite crudo-salmuera, existe un intervalo de pH óptimo para el cual las películas interfaciales exhiben una mínima estabilización en la emulsión o máximas propiedades de rompimiento de la emulsión.

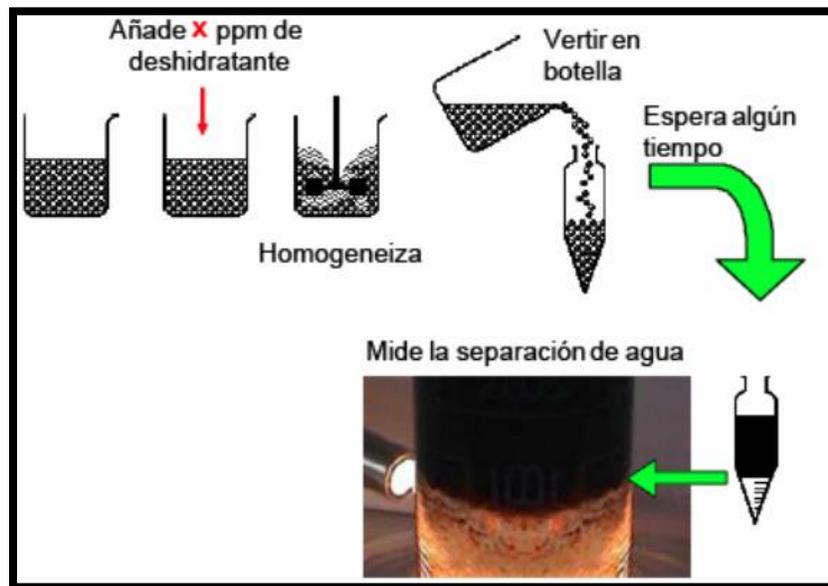
El pH óptimo para la máxima estabilidad de la emulsión depende tanto del aceite crudo como de la composición de la salmuera, aunque el efecto de la salmuera parece tener más peso.

### 3.4. Medición de la estabilidad

Desde un punto de vista práctico, la medición de la estabilidad de la emulsión es una de las pruebas más importantes que se pueden realizar en una emulsión, se determina la facilidad con la que el aceite y el agua se separan de una emulsión. Existen numerosos métodos para determinar esto, pero el más común es la prueba de botella; en éste método se diluye la emulsión con un disolvente, se mezcla con un desemulsionante, se agita para dispersarlo y finalmente se observa la separación de las fases en función del tiempo.

Las pruebas se realizan normalmente a temperaturas elevadas y pueden implicar un proceso de centrifugación para mejorar la separación, sin bien existen diferentes métodos y procedimientos seguidos por varios laboratorios para la prueba de botella, el método estándar para determinar el agua y los sedimentos de fondo en una emulsión es el ASTM 4007 propuesto por la Sociedad Americana para Pruebas de Materiales (ASTM por sus siglas en inglés).

Un ejemplo simple del procedimiento de la prueba de botella se representa en la Figura 3.7.



**Figura 3.7** Procedimiento para la prueba de botella. <sup>[16]</sup>

La estabilidad de la emulsión se relaciona generalmente con la facilidad de separación del agua con el tiempo y una dosis de desemulsionante. Por ejemplo, a una concentración dada de desemulsionante las emulsiones pueden ser clasificadas por la cantidad de agua separada en un periodo determinado de tiempo.

La prueba de botella se utiliza regularmente como una prueba para detectar desemulsionantes potenciales.

Recientemente se propuso un método para la medición de la estabilidad de una emulsión de manera cuantitativa, el método propuesto fue el concepto de un índice de separación de una emulsión para medir su anchura. <sup>[17]</sup>

El total de agua separada en una prueba de botella con diferentes dosis de desemulsificantes se promedia para determinar un índice de separación de la emulsión, éste índice mide la separación desde cero (sin separación) a 100% (separación total), así, el índice de separación proporciona una medida de la anchura de la emulsión.

## 4. TECNOLOGÍAS APLICADAS EN EL ESTUDIO DE EMULSIONES

En éste capítulo se dan a conocer de manera general las tecnologías disponibles para el estudio de las emulsiones, diferentes a las convencionales, que son usadas alrededor del mundo y han causado gran impacto en la industria petrolera; aunque aún se siguen estudiando, dichas tecnologías son propuestas como alternativas para el tratamiento de las emulsiones.

### 4.1. Nano-Partículas (al, al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, cu, cuo). Su efecto en la separación y el tratamiento de emulsiones. <sup>[18]</sup>

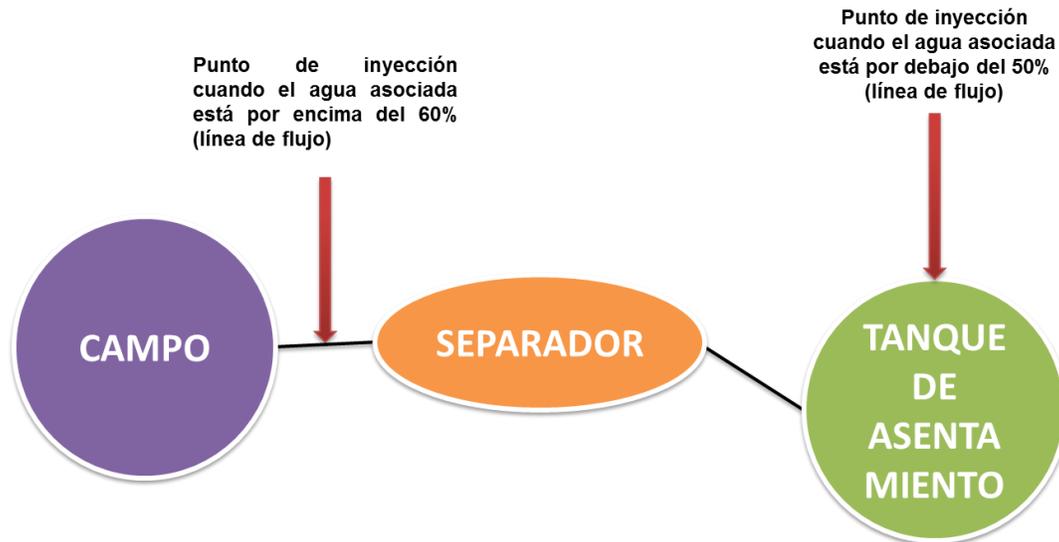
El avance en la nano-ciencia y la tecnología han evolucionado en todo el campo de la ciencia y la ingeniería en un nuevo nivel, sobre todo en la dinámica de fluidos, sin embargo, es un área que no se ha desarrollado completamente y no se ha comprendido del todo. Los estudios y experimentos de la mayoría de las partículas en su nivel de nano-escala están todavía en curso para lograr consolidar completamente los conceptos de sus propiedades y características.

Los estudios más recientes han demostrado <sup>[18]</sup> una funcionalidad superior de las propiedades de la mayoría de éstas partículas como su conductividad térmica, conductividad eléctrica y características ópticas.

Continúa explorándose el uso de las nano-partículas para mejorar el proceso de separación de las emulsiones bajo un esquema de diferencia de densidades, sin embargo, como se ha mencionado anteriormente, los estudios sobre las nano-partículas no son completamente maduros, la principal ventaja de ésta aplicación en los procesos de separación, además de la mejora en la densidad de los fluidos base, es el hecho de que no causan abrasión o aglomeración y sedimentación en las tuberías o en los tanques de sedimentación durante el proceso de separación.

Amarfio, Aborisade y Shaibu <sup>[18]</sup> estudiaron la aplicación de las nano-partículas después de la separación primaria del aceite a partir del agua asociada, de modo que el agua puede ser tratada eficazmente de las láminas de aceite y las pequeñas gotas que se escapan en la separación; es importante tomar en cuenta que el aceite recuperado después del tratamiento con las nano-partículas puede tener contaminación de las mismas.

En la Figura 4.1 se muestra un esquema de los puntos de inyección de las nanopartículas.



**Figura 4.1** Esquema de los puntos de inyección de las nanopartículas. <sup>[18]</sup>

Los autores Amarfio, Aborisade y Shaibu <sup>[18]</sup> estudiaron el potencial único de las nanopartículas de aluminio, cobre y sus óxidos en el tratamiento de una emulsión agua-aceite, el cual ha sido un problema importante en la industria del petróleo. De los estudios que se han publicado se mostró que las nano-partículas del aluminio por encima del cobre y sus óxidos, aumentan las densidades de sus fluidos base.

Correlaciones como la de Pak y Cho, que se utilizan para el cálculo de la densidad demostraron la mejora en la densidad de los fluidos base cuando las nano-partículas son dispersadas en ellas. Esta propiedad del material (densidad) se investigó para mostrar cómo éstas nano-partículas antes mencionadas afectan al tratamiento de la emulsión.

Se presentó un estudio centrado en la separación de una emulsión de aceite en agua, que normalmente, sucede en superficie, en las instalaciones de separación, después de que el aceite asciende a la superficie y se separa del agua que lo acompaña.

El objetivo principal de ésta investigación fue el de aumentar la densidad del agua mediante la impregnación de nano-partículas en la emulsión de aceite-agua que, a su vez debido a los efectos de la gravedad aumentaría la velocidad de sedimentación del aceite.

Después de la separación, las nano partículas se recuperan mediante el uso de campos magnéticos, ya que éstas partículas son paramagéticas.

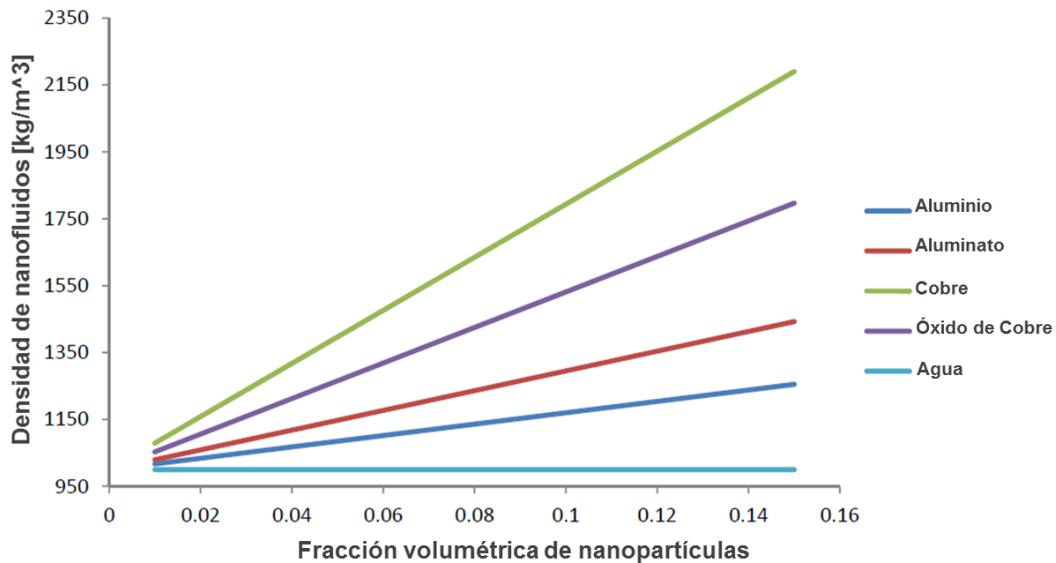
Se emplearon las correlaciones de Pak y Cho para mostrar cómo la densidad del agua asociada en la producción del aceite se incrementa utilizando nano-partículas de aluminio, cobre y sus óxidos, que son paramagnéticos (cuando un material es sometido bajo la influencia de un campo magnético, se imana y orienta paralelamente a las líneas de fuerza) en la naturaleza y se recuperan mediante el empleo de un campo magnético de manera que las nano-partículas se reciclan y reutilizan en solo un período de tiempo para garantizar la magnetización y la recuperación eficaz de las partículas antes que el agua llegue a su destino final.

Amarfio, Aborisade y Shaibu <sup>[18]</sup> proponen una tecnología de campo magnético externo en el estudio, ya que muchas veces, el agua puede desecharse en el medio ambiente o se reinyecta en la formación con fines de mantenimiento de presión en el yacimiento.

Un desarrollo importante en la actualidad en el estudio de las nano-partículas se ha dado en el área de estabilización de las emulsiones. Tiantian, Aminzande, Caetona Rodrigues Miranda (2013) y otros autores han publicado estudios que muestran los efectos de la estabilización de la emulsión por las nano-partículas que tienen un gran potencial en el proceso de recuperación mejorada del aceite.

En sus investigaciones, éstos autores demostraron a partir de sus experimentos de qué manera se diseñan las nanopartículas para poder lograr la capacidad de desplazamiento

deseado y una de las maneras con las que lograron el proceso de estabilización, fue al recubrir la superficie de las nanopartículas. Pero en ésta aplicación se quiere lograr lo contrario, es decir el tratamiento de la emulsión y acelerar la velocidad de separación (el agua de aceite) por medio de aumento en la densidad como se muestra en la Figura 4.2 con las fracciones volumétricas de las nanopartículas en agua.



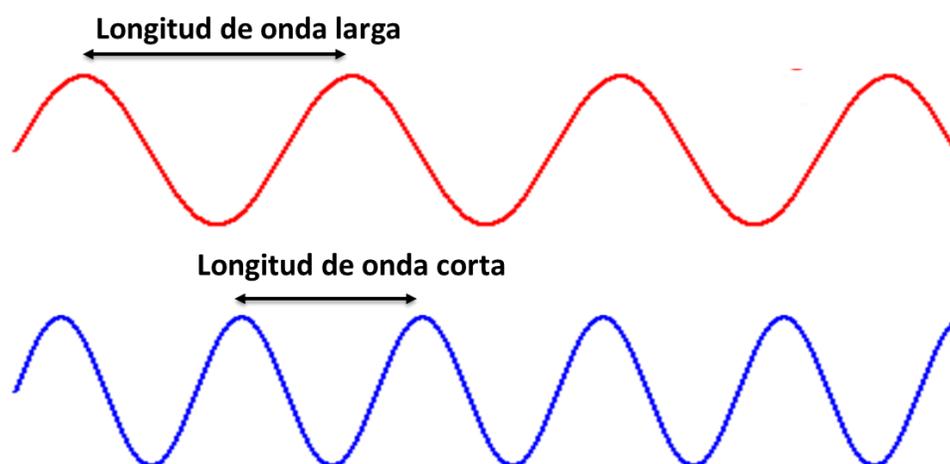
**Figura 4.2** Gráfica de densidad de nanofluidos contra la fracción volumétrica de nanopartículas en agua. [18]

## 4.2. Tratamiento de emulsiones agua-aceite utilizando radiación de microondas. [19]

Las microondas son un tipo de energía radiante que forman parte del espectro electromagnético entre las ondas de radio y el infrarrojo, esto para aumentar la frecuencia que fluctúa entre 300 y 30,000 [MHz], las cuales fueron descubiertas por James Clark Maxwell en 1864.

Las microondas se propagan en un medio dieléctrico, son absorbidas por sustancias polares, transmitidas a través del plástico, papel, vidrio y cerámica, entre otras y reflejadas por los metales. De acuerdo con la teoría de Maxwell, las ondas electromagnéticas constan de dos campos, uno eléctrico y otro magnético que forman un ángulo de 90° entre sí y cada uno de los cuales están en función del tiempo.

Algunas ventajas del uso de la tecnología de microondas son: calentamiento sin limitaciones de transferencia de calor superficial (absorción volumétrica, evitando el sobrecalentamiento de la capa superficial de las sustancias tratadas), calentamiento rápido y selectivo de áreas húmedas y eliminación de la oxidación de la superficie del material tratado, ahorros energéticos y de material, alta eficiencia de transformación de la energía y de las ondas electromagnéticas, además de que las microondas solamente calientan el producto y no el aire adentro, por lo que se desplaza menor energía al ambiente.<sup>[20]</sup>



**Figura 4.3** Representación de una onda electromagnética.

En la Figura 4.3 se muestra dos ondas electromagnéticas, en la primera corresponde a una menor frecuencia y una menor energía, mientras que en la segunda se tiene una mayor frecuencia con mayor energía.

Existen dos mecanismos mediante los cuales las microondas producen calor: la polarización iónica y la rotación dipolar.

La primera se produce cuando los iones están en una solución en movimiento como respuesta a un campo eléctrico haciendo que la energía cinética aumente debido al campo que actúa sobre los iones, que chocan entre ellos transformando de campo cinético a frecuencia de microondas, generando así una onda de calor bastante grande.

El mecanismo de rotación dipolar depende de la existencia de moléculas polares, en condiciones normales, éstas se orientan al azar en el espacio y en presencia de un campo

eléctrico, dichas moléculas se reorientan y se alinean con el campo. Cuando se aplica un campo alterno, su polaridad varía en función de la frecuencia de microondas, y las moléculas se alinean con el campo a esta misma frecuencia. [21]

El calor se genera como resultado de la rotación de las moléculas; cuando se retira el campo, las moléculas vuelven a su orientación aleatoria.

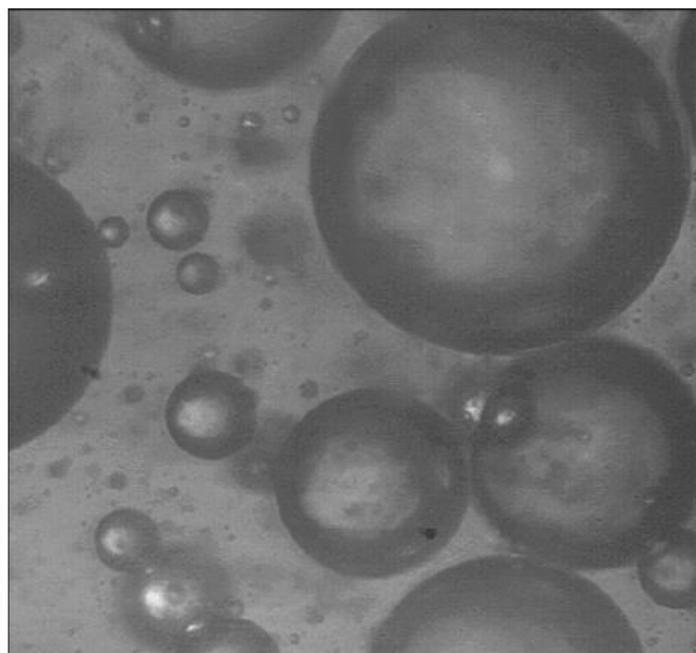
En el experimento desarrollado, la fase de aceite se formó con lubricantes parafínicos, se utilizaron los hidróxidos de sodio como agentes de estabilización que alteran el pH de la emulsión de la muestra y se evaluó cualitativamente la ruptura de la emulsión por medio de la coalescencia, utilizando la radiación de microondas.

Se estudiaron cualitativamente diversas variables como la presencia de NaOH, la relación de agua-aceite, el método de mezclado y el efecto de la viscosidad del lubricante base.

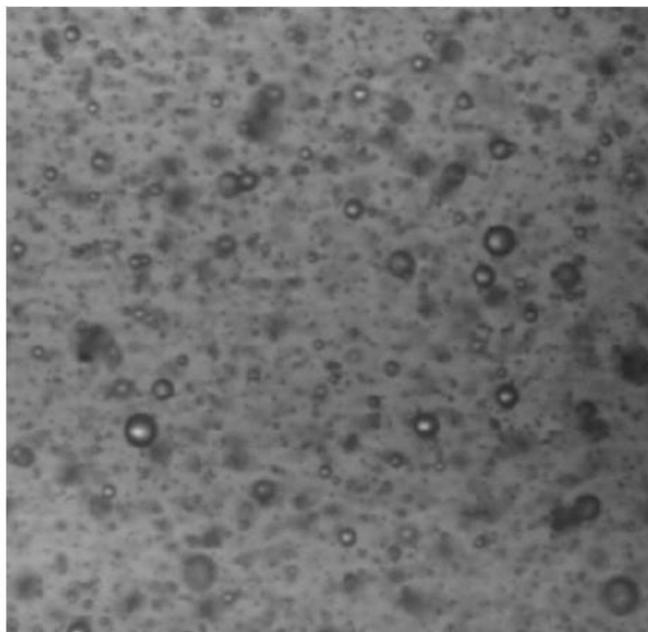
Para el caso de las emulsiones de agua en aceite, el uso de las microondas es capaz de desestabilizarlas por dos métodos: el primero es mediante el aumento de la temperatura, lo cual reduce la viscosidad de la fase continua y rompe la película externa de las gotas, lo que a su vez permite la coalescencia; el segundo, es la reordenación de la distribución de la carga eléctrica de las moléculas de agua mientras giran, y los iones alrededor de las gotas en movimiento. Estas dos acciones combinadas, dan como resultado la ruptura de la emulsión sin añadir ningún agente químico.

Con el objetivo de mitigar el riesgo ambiental que estas emulsiones residuales representan, se llevó a cabo un estudio básico con el fin de verificar el fenómeno descrito anteriormente; éste experimento consistió en romper la emulsión de manera sencilla en término de su contenido, con el fin de obtener datos preliminares que pudieran ayudar a extender el método para manejar los desechos reales. Las muestras consistieron en emulsiones de agua/aceite (a diferentes composiciones), que tenían como base un lubricante comercial como fase aceite.

En la Figura 4.4 y Figura 4.5 se muestra cómo varía el tamaño de la gota de la fase dispersa dependiendo del método de agitación utilizado, el tamaño es visiblemente mayor en la agitación manual, comparado al mecánico; éste es un resultado esperado porque la agitación mecánica aumenta la dispersión de la fase, disminuyendo así el diámetro de la gota.



**Figura 4.4** Vista microscópica de una emulsión, sin adición de NaOH, agitación manual (320X). <sup>[19]</sup>



**Figura 4.5** Vista microscópica de una emulsión, con adición de NaOH, agitación mecánica (320X). <sup>[19]</sup>

Los resultados del trabajo experimental son perfiles de temperatura que comprobaron la linealidad y uniformidad a fin de establecer que las emulsiones viscosas de agua-aceite se calientan mucho más rápido por la radiación que por calentamiento convencional; otro resultado fue, los factores de recuperación de la fase acuosa que describen el rendimiento y eficiencia de método.

Las emulsiones formadas se sometieron a un proceso de irradiación con microondas a varios tiempos de exposición, los siguientes factores: componentes aromáticos, el contenido de hidróxido de sodio, el método de mezclado de la emulsión y el tiempo total de exposición al calor; resultaron ser los factores que afectan los resultados.

Mediante el uso de la exposición de radiación de microondas, los resultados mostraron una recuperación de la fase acuosa que varió de 60 a 80%, lo que llevó a concluir que el estudio de ésta técnica debe de continuar. Los porcentajes de separación de agua ofrecen una manera cualitativa de estimar la eficacia del proceso de ruptura y el tiempo total necesario para una recuperación máxima de agua.

El trabajo experimental de Vega y Delgado <sup>[19]</sup>, llevó a las siguientes conclusiones:

- ◆ El calentamiento por microondas demostró ser un método eficaz para romper emulsiones de agua-aceite. Se genera un perfil uniforme y lineal de la temperatura en la dirección horizontal, proporcionando así una separación de agua-aceite más rápido.
- ◆ La presencia de NaOH en la emulsión actúo como un factor de estabilización reteniendo la ruptura, lo que resultó en una menor separación del agua.
- ◆ La viscosidad disminuye los porcentajes de recuperación de agua, ya que la alta viscosidad eleva el tiempo de sedimentación y ralentizó el proceso de separación.
- ◆ En los casos de alta viscosidad, la agitación mecánica reduce el tamaño de la gota y su distribución normal, por consiguiente, favorece la separación y la promueve un perfil de temperatura lineal.

### **4.3. Tratamiento de agua en emulsiones de aceite pesado con fluidos innovadores en microemulsiones [22]**

La formación de emulsiones de agua-aceite in-situ en crudos pesados es uno de los problemas más graves encontrados durante la fase de producción en los pozos petroleros, éstas producen viscosidades que son mucho más altas que las del aceite original. Como sabemos, estos problemas se encuentran con frecuencia en los crudos pesados y extra-pesados, debido a que estos aceites tienen cantidades significativas de carboxilatos y naftenos, que son moléculas polares y excelentes estabilizadores de éste tipo de emulsiones.

Estas emulsiones agua-aceite se forman en el yacimiento y en las regiones cercanas del pozo, también en la superficie, en cabeza de pozo, tuberías superficiales, plantas de separación, e inclusive en la refinería antes de su procesamiento.

Los factores principales que determinan la formación de emulsiones in-situ son las de la relación de aceite/agua producida, propiedades y composición del aceite y agua congénita, y algunas propiedades del yacimiento como la temperatura.

Los desemulsionantes se utilizan tradicionalmente para evitar la formación de emulsiones in-situ, y éstos son generalmente eficaces, pero en situaciones en las que la química del desemulsionante no puede cambiar la curvatura de la interfase aceite/agua, el problema de la emulsificación persiste, con consecuencias inherentes como la pérdida de la producción, caídas de presión en las líneas de flujo y por supuesto, el aumento de los costos operativos.

Una solución para el tratamiento de estas emulsiones problemáticas es el uso de la tecnología de fluidos en microemulsiones (es una emulsión termodinámicamente estable que consiste en una mezcla de aceite, agua y surfactante), éstas normalmente tienen un bajo nivel de tensión interfacial de aceite/agua y pueden alterar la curvatura interfacial de la emulsión, produciendo coalescencia y el aumento del tamaño de las gotas hasta que la emulsión se separa en agua y aceite.

Para la evaluación de ésta tecnología de fluidos, se caracteriza el aceite, la tensión interfacial, se evalúa la microscopía, se hacen pruebas de compatibilidad de fluidos y se trata la emulsión en una celda de filtración HPHT (alta presión y alta temperatura).

Entre los resultados que se obtienen de dichas evaluaciones se obtiene que:

- ◆ Las microemulsiones reducen la tensión interfacial, por lo tanto, se reducen las fuerzas capilares y la emulsión de aceite se rompe permitiendo así una mejor movilidad del aceite.
- ◆ Se obtiene una microemulsión monofásica, mediante la mezcla del disolvente/co-disolvente aromático como la fase de aceite, tratamiento de la emulsión, exhibe ultra-bajas tensiones interfaciales y una alta solubilidad.
- ◆ La comprensión profunda de las microemulsiones y la tecnología de surfactantes se puede utilizar para desarrollar sistemáticamente una solución personalizada en función de los requerimientos del pozo y las características del aceite.
- ◆ Las medidas de viscosidad y técnicas de microscopía son usadas para confirmar la emulsión de agua-aceite.

#### **4.4. Resonancia Nuclear Magnética [23]**

La Resonancia Nuclear Magnética (RNM) es una técnica útil para determinar la estructura de las moléculas, la interacción de complejos moleculares, cinética de reacciones químicas, dinámica de biomacromoléculas y la composición de las mezclas de las soluciones biológicas. El tamaño de las moléculas de interés puede ir desde una pequeña molécula orgánica o metabolito, a un péptido de tamaño medio, un producto natural o hasta proteínas de varios kDa (kilo Dalton) de peso molecular. [24]

Es un método espectroscópico de análisis no destructivo. La resonancia magnética nuclear es un método espectral basado en las propiedades magnéticas de los núcleos y, en su aplicación más común, en las propiedades del núcleo de hidrógeno.

Los electrones producen modificaciones débiles pero observables, siendo esos efectos electrónicos los que dan lugar a los desplazamientos químicos y a las constantes de acoplamiento, permitiendo así el estudio detallado de la estructura electrónica de las moléculas. Existe un receptor que traslada los datos a ser procesados y muestra un espectro el cual es estudiado, para finalmente identificar la molécula. Esto ha permitido el éxito de la RNM en química orgánica.

En la industria petrolera, entre otras aplicaciones, se utiliza el equipo de Resonancia Nuclear Magnética para la medición de la distribución del tamaño de las gotas de las emulsiones agua-aceite durante el incremento de agua hasta el punto de inversión de fases, el monitoreo de éste, es necesario para ayudar a establecer los diferentes mecanismos potenciales, como la divergencia del tamaño promedio de gota y/o la formación de emulsiones múltiples involucrados en el proceso de inversión.

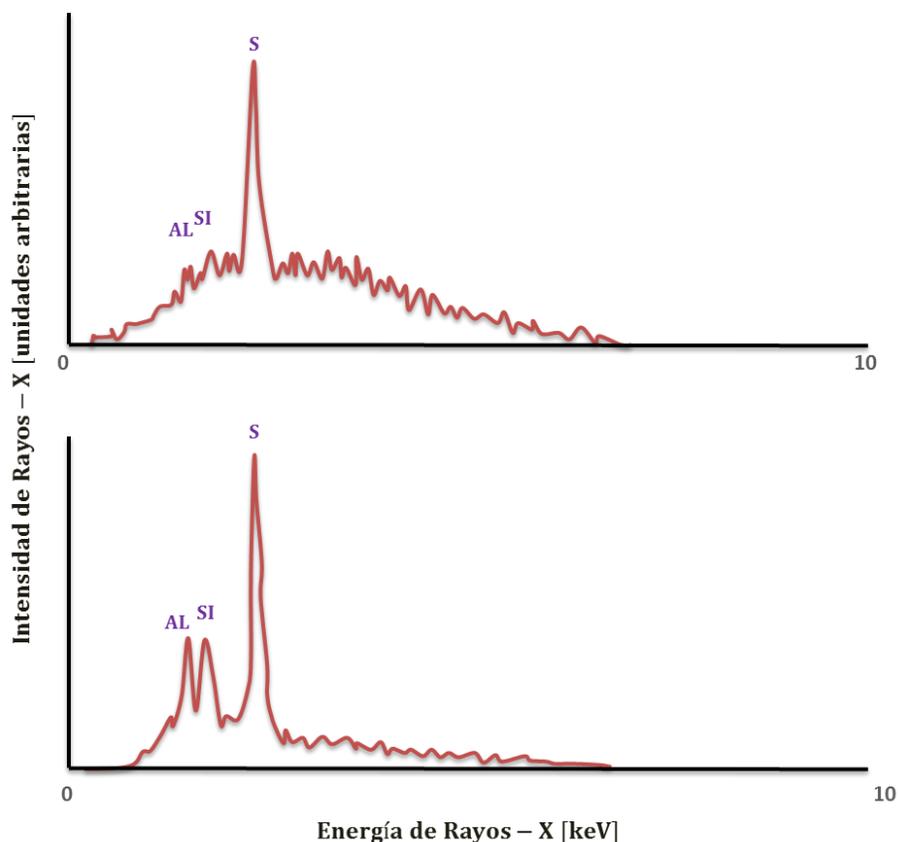
La inversión de fase es un fenómeno que puede ocurrir cuando el sistema presenta un cambio en su propiedad, generalmente en la concentración de la fase o la temperatura, causando un cambio drástico en la morfología de la emulsión (la fase dispersa llega a ser la fase continua y viceversa).

La aplicación de la medición de la distribución del tamaño de las gotas utilizando espectrómetros de resonancia magnética da como resultado una consistencia en la distribución promedio de las gotas y en cómo van evolucionando al acercarse al punto de inversión de fases. Cuando se agregan gotas de agua debajo del punto de inversión en emulsiones de aceite se observa que el promedio de las gotas crece de manera exponencial, lo cual es consistente con el mecanismo de coalescencia de las gotas al exceder la desintegración de las gotas; el caso contrario sucede cuando se agrega un surfactante a la emulsión, éste no presenta cambios en la distribución de las gotas al acercarse al punto de inversión de fases.

Es importante recalcar que, en la industria petrolera, la inversión de fases es deseable cuando existe una emulsión de agua en aceite, para que ésta pueda cambiar a una emulsión de aceite en agua; esto es debido a que es más viable económicamente y más fácil, tratar la segunda debido a la baja viscosidad de la fase continua de ésta. Un ejemplo claro es en el transporte de aceite pesado en tuberías, en la que éstas emulsiones son producidas para reducir la viscosidad del aceite.

En comparación con otros métodos para determinar el tamaño de gotas de emulsiones (microscopio, métodos de esparcimiento de luz, espectrometría ultrasónica, conductividad eléctrica) las técnicas no invasivas de RNM son fácilmente empleadas en emulsiones opacas y concentradas.

La información sobre el rango estructural de la fase de agua puede ayudar a comprender el tamaño efectivo de algunas fases dispersas y sólidos en sistemas emulsionados, y por lo tanto algunos de los factores que afectan su estabilidad. <sup>[25]</sup>



**Figura 4.6** Espectro de rayos X de las pequeñas gotas de aceite. <sup>[25]</sup>

La espectroscopía de resonancia nuclear magnética puede sondear propiedades de volumen de cualquier tipo de agua (a través de la espectroscopía de RNM de protones) o las fases orgánicas (a través de la espectroscopía de RNM de carbono 12). Los sensores en línea se han desarrollado para determinar el contenido de aceite y agua en ciertos sistemas de emulsiones, aunque las técnicas de RNM requieren generadores de campo magnéticos y de radiofrecuencia para producir las señales, lo que significa que no es suficientemente resistente para muchas aplicaciones en línea. <sup>[26]</sup>

Sin embargo, se puede utilizar como una prueba rápida de laboratorio para el contenido de aceite o de agua, ya que tiene una gama amplia de aplicabilidad. La señal de rayos X puede ser afectada por especies magnéticas o paramagnéticas, y en menor medida, por la fase sólida, si por ejemplo las especies orgánicas son absorbidas en una superficie sólida. <sup>[25]</sup>

En la Figura 4.6 se muestra que el espectro superior fue adquirido con un rayo de energía de 10 [keV]. En esta energía los electrones no penetran de manera significativa la fase dispersa de aceite, y la señal de rayos X muestra un componente con alto contenido de azufre, típico de un aceite pesado. A los 15 [keV] los electrones penetran en la pequeña gota, y la señal de rayos X proviene detrás de la gota de aceite. Este espectro muestra considerable Al y Si; lo que nos dice que las arcillas finas pueden desempeñar un papel en la estabilización de esta emulsión.

Otra de las aplicaciones de la RNM se encuentra en la caracterización y selección de desemulsionantes para emulsiones de agua-aceite, ya que la selección de este puede ahorrar tiempo y dinero.

Se considera una técnica prometedora porque permite estudiar por separado las fases de aceite y de agua sin la necesidad de recurrir a una separación física.

#### **4.5. Espectroscopía de infrarrojo cercano [25]**

El análisis de infrarrojo cercano es una técnica no destructiva que es versátil en el sentido de que permite que muchos componentes puedan ser analizados simultáneamente. El espectro del análisis depende de las vibraciones armónicas de las moléculas, esta condición significa que la temperatura, el contenido de humedad, cambios de enlaces, y las diversas concentraciones de los diversos componentes en una muestra puedan determinarse al mismo tiempo.

Además, la dispersión de las partículas tales como la arena y la arcilla en la muestra también permiten (en un principio) la determinación de las distribuciones del tamaño de partículas por el análisis infrarrojo cercano, esto permite analizar y caracterizar el tamaño de las pequeñas gotas de las emulsiones de aceite en agua. [27]

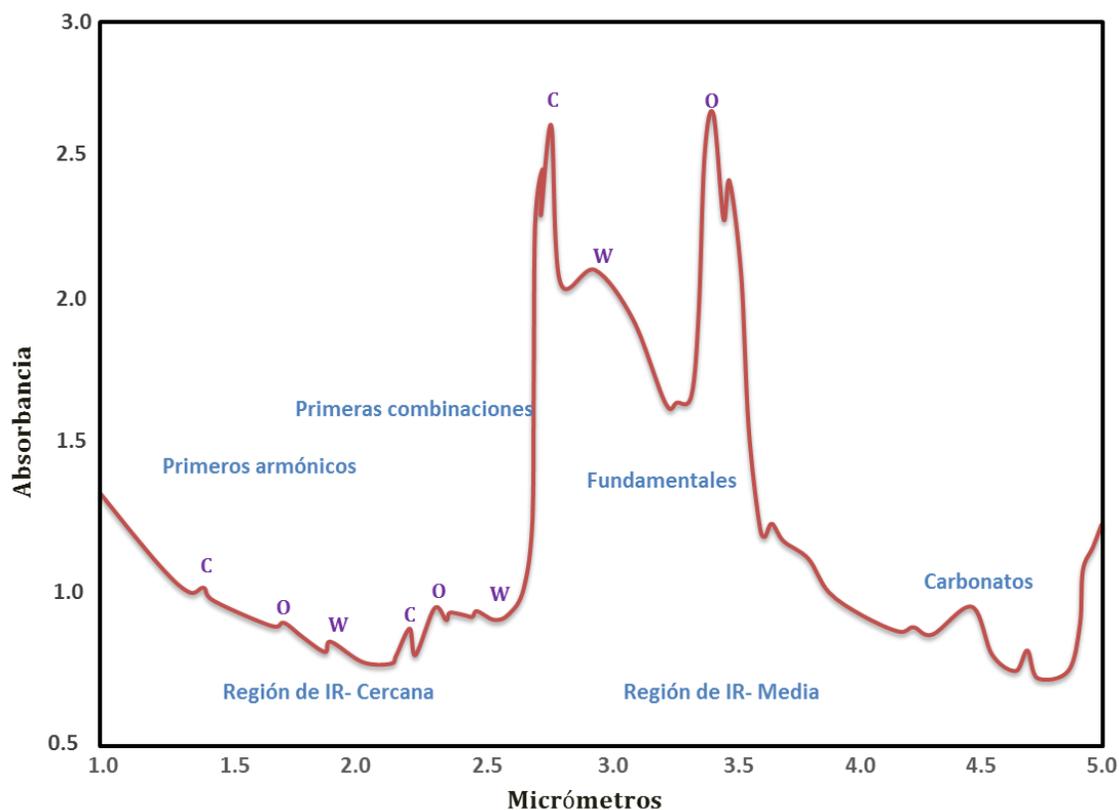
Para determinar el contenido de aceite, agua y sólidos a la vez, se deben aplicar técnicas estadísticas como el análisis de mínimos cuadrados parciales y el análisis multivariante. Este enfoque requiere una gran cantidad de preparación y análisis de patrones de calibración.

En la Figura 4.7, el espectro de una muestra de arena con aceite nos muestra los picos fundamentales de C-H a 3.5 [μm], a partir de los dos picos de esta región, se podría determinar la relación aromática-alifática de los hidrocarburos presentes en la muestra.

La vibración fundamental del agua está en aproximadamente 3 [μm] (éste pico podría ser sustancialmente mayor en una muestra de emulsión convencional), y las vibraciones debido a las arcillas son de aproximadamente 2.8 [μm].

Los espectros antes mencionados son obtenidos a través de una fibra óptica; por lo tanto, esta técnica tiene el potencial para cuantificar en línea los componentes antes mencionados. El método requiere una calibración con patrones que pueden resultar difíciles, dadas las emulsiones complejas en el campo.

La forma de los picos de arcilla indica que están presentes la caolinita y una pequeña cantidad de arcillas como la bentonita.



**Figura 4.7** Espectro de una muestra de arena con aceite que ilustra picos debido a los minerales arcillosos (C), de aceite (O), y las fases de agua (W).<sup>[25]</sup>

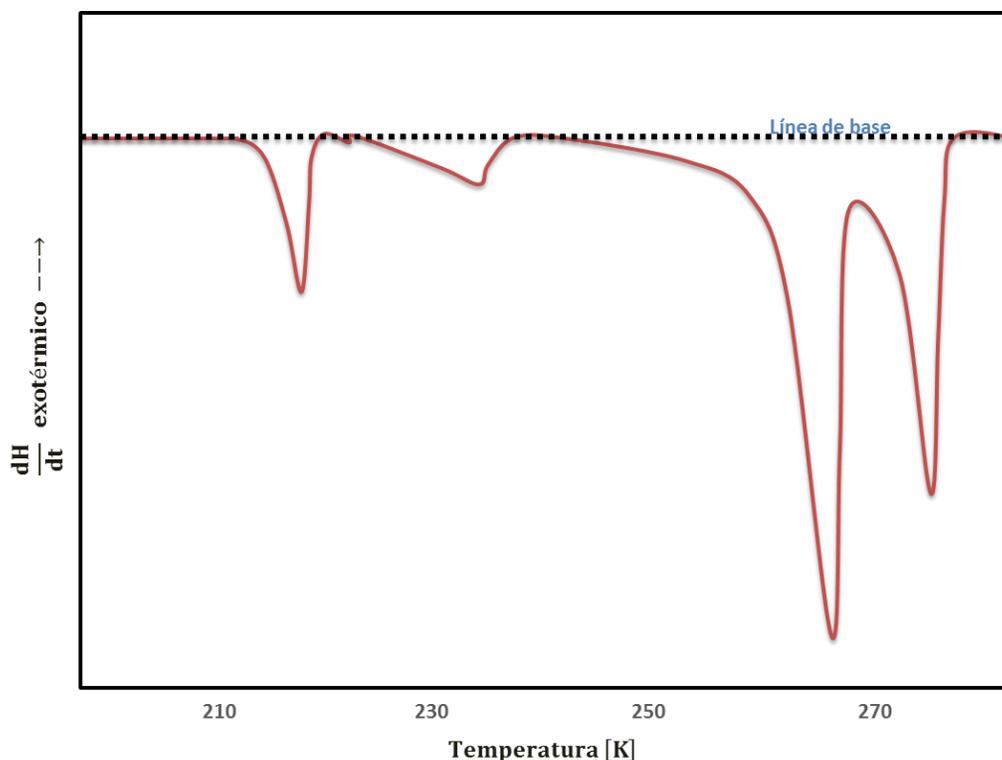
#### **4.6. Calorimetría diferencial de barrido [25]**

Es una técnica con el potencial para determinar las cantidades relativas de agua libre y agua emulsionada, el comportamiento de sobre enfriamiento del agua emulsionada es muy diferente a la del agua libre, por lo que estas pueden ser caracterizadas en una muestra.

Este parámetro es importante en la caracterización de los fluidos producidos y emulsiones, en la interfase en las que podría existir agua como dos fases continuas y emulsionadas.

La Figura 4.8 muestra un gráfico de la cantidad de calor absorbido por las muestras en función del tiempo para un sistema emulsionado y con agua libre, el agua emulsionada, o el agua de la fase dispersa, está contenida en pequeños volúmenes, una condición que disminuye la probabilidad de un punto de nucleación para el comienzo del proceso de sobre enfriamiento de la fase dispersa.

El agua libre se congela a aproximadamente 273 [°K], el agua emulsionada se sobre enfría y se congela a temperaturas más bajas dependiendo de la distribución de los tamaños. Las gotas más pequeñas se congelan después debido a su volumen menor, de modo que los lugares de nucleación son menos probables para la formación de cristales de hielo y la congelación del agua.



**Figura 4.8** Comportamiento del congelamiento de una emulsión caracterizada por calorimetría diferencial de barrido. <sup>[25]</sup>

El calor latente de cristalización o solidificación es tomado a una temperatura inferior a la del agua libre, que se congela a una temperatura mayor; el grado de sobre enfriamiento es mayor para las emulsiones con distribución del tamaño de gota más pequeño, y, en casos especiales, la técnica también puede indicar la distribución del tamaño de la gota.

Estos calores latentes y temperaturas de congelamiento también pueden ser afectados por solutos que rebajan el punto de sobre enfriamiento y los sólidos finos que proporcionan sitios de nucleación.

A pesar de estas posibles interferencias, la técnica es una de las pocas que permite determinar la relación del agua libre contra el agua emulsionada.

## 5. APLICACIONES EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Éste capítulo tiene como objetivo dar a conocer algunas aplicaciones de las emulsiones en la industria petrolera para así voltear a ver a las emulsiones como una herramienta para el transporte de aceite pesado y también en la recuperación mejorada de éste.

Las emulsiones son de gran importancia en las técnicas de recuperación mejorada de aceite, en algunos casos, las emulsiones pueden ser una consecuencia no deseada del proceso, pero en otros casos, el uso de emulsiones es crítica y fundamental para éste.

La inyección de polímeros micelares y la de polímeros alcalino surfactantes son dos ejemplos en los que la tecnología de la emulsión para un proceso específico ha evolucionado para satisfacer necesidades especiales, en éstos procesos es necesario entender el comportamiento de una emulsión, ya que se inyecta o se forma en un yacimiento y viaja a través de yacimiento durante un período de semanas o meses. También es necesario entender su comportamiento a medida que fluye fuera del yacimiento a través de un pozo en producción.

Las microemulsiones son tratadas como un tipo de emulsión, a pesar de que entre ellas existan diferencias fundamentales. Las micro emulsiones son termodinámicamente estables y no se segregan con el tiempo, por el contrario, las emulsiones se separan con el tiempo.

El método de inyección de polímeros micelares está técnicamente bien desarrollado, relativamente bien entendido y ha sido objeto de numerosas pruebas de campo exitosas, sin embargo, éste proceso es inherentemente costoso debido a las grandes cantidades de surfactantes que deben de ser inyectadas en el yacimiento.

La inyección de polímeros alcalino surfactantes es una tecnología mucho más nueva y más compleja, éste proceso es mucho menos costoso, debido a la baja concentración de surfactantes que se utiliza.

**Tabla 5.1** Algunas emulsiones en la industria petrolera. <sup>[25]</sup>

<b>Indeseable</b>	Producción (cabeza de pozo)	W/O
	Emulsiones de gasolina	W/O
	Emulsiones de crema en derrames de aceite	W/O
	Emulsiones en sentina de buque tanque	O/W
<b>Deseable</b>	Emulsiones en tuberías de aceite pesado	O/W
	Emulsiones en estimulación de pozos	O/W-W/O
	Emulsiones en procesos de flotación de aceite y arena	O/W
	Emulsiones en fluidos de perforación (lodo emulsionado en aceite-lodo base aceite)	O/W-W/O
	Emulsión asfáltica	O/W
	Recuperación mejorada de aceite en emulsiones in situ	O/W
	Emulsión de combustible de emulsión (70% de aceite pesado)	O/W
	Emulsión en transporte de combustible	O/W
	Emulsiones en lodos provenientes del tratamiento con ácidos	O/W-W/O

### 5.1. Transporte de aceite crudo pesado mediante emulsiones (caso de aplicación) <sup>[25]</sup>

La dispersión de agua o salmuera en el aceite pesado ha sido usada en muchas partes del mundo para el transporte en tuberías de producción. El concepto de transportación dispersa estabilizada hidrodinámicamente es tomado de Shell Oil Corporation. <sup>[28]</sup>

El uso de surfactantes y agua para formar emulsiones aceite en agua en aceite fue propuesto para usarse en el transporte de aceite crudo, además, los surfactantes pueden ser inyectados en un pozo de producción para bombear o transportar aceite pesado en forma de emulsiones de aceite en agua. <sup>[29]</sup>

El uso de emulsiones para reducir la viscosidad de aceite crudo pesado (un ejemplo de aceite pesado se muestra en la Figura 5.1) y así permitir su transporte por medio de tuberías convencionales fue desarrollado por Canadian Occidental desde el otoño de 1984. Los beneficios que han generado estas emulsiones pueden ser aplicados a las tuberías de

transporte, a la combustión de combustibles y así disminuir los gastos de producción de pozos de aceite crudo pesado y también para mejorar la recuperación secundaria de aceite pesado.

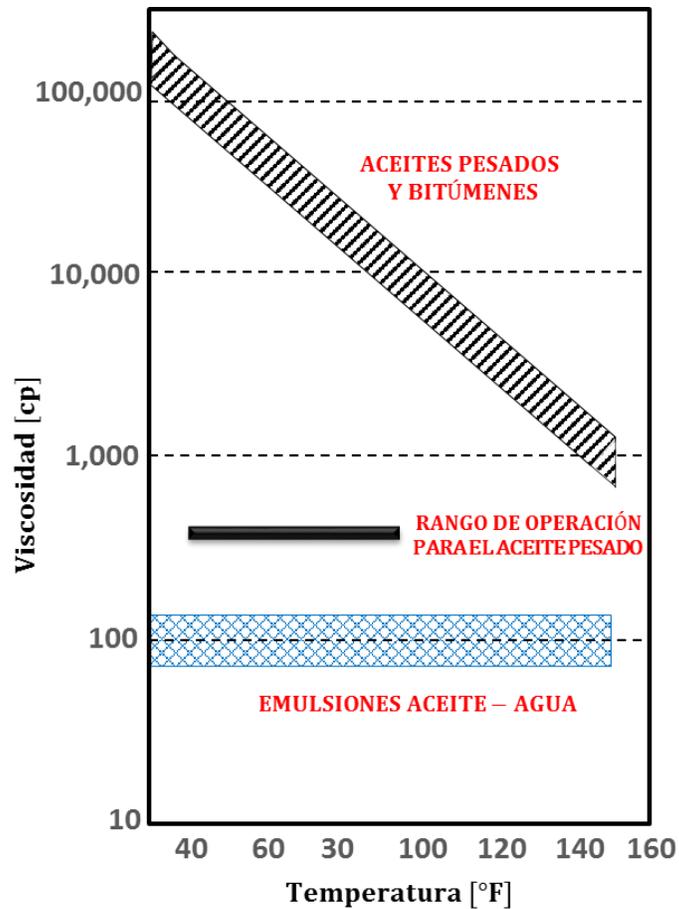


*Figura 5.1* Ejemplo de una muestra de aceite crudo pesado. [30]

El uso de ésta tecnología surgió de la necesidad de proporcionar una alternativa al uso de diluyentes o a la aplicación del calor para reducir la viscosidad del crudo pesado en las tuberías.

En la Figura 5.2 se muestra una comparación de los rangos de viscosidades de las emulsiones de aceite-agua contra el aceite pesado sin diluir, así como de los bitúmenes, además, se muestra una viscosidad común para un aceite pesado en una tubería.

Como se observa, la viscosidad de la emulsión es buena bajo las especificaciones requeridas y proporciona beneficios operativos comparado a las operaciones normales en las cuales la reducción de la viscosidad es alcanzada debido al uso de diluyentes.



**Figura 5.2** Reducción de viscosidades de aceites pesados y bitúmenes mediante la conversión de emulsiones de aceite en agua. <sup>[25]</sup>

El uso de emulsiones aceite-agua en sistemas de oleoductos representa una salida radical de las prácticas convencionales. Como resultado, podemos obtener la posibilidad de evitar congelamiento, corrosión, separación de la emulsión o inversión, separación de agua, y, el tratamiento.

Las emulsiones de aceite en agua para transporte de aceite pesado es una tecnología en desarrollo. Muchas compañías tienen programas en curso en esta área y están compitiendo en el mercado del proceso y formulación de surfactantes, por lo tanto, mucha de la información relativa a esta tecnología es confidencial.

El interés de Canadian Occidental en las emulsiones aceite-agua estaba relacionado al marketing y transporte de bitumen de Athabasca y aceite pesado de Alberta. Un programa de desarrollo de un laboratorio y una planta piloto fue iniciado a finales de 1984

en el Occidental Center en Tulsa, Oklahoma. El programa ha incluido las siguientes características:

1. Desarrollo de sistemas de surfactantes para preparación de emulsiones aceite en agua estables.
2. Evaluación de los sistemas de preparación de emulsiones y selección de condiciones óptimas para la preparación de emulsiones continuas.
3. Desarrollo de pruebas de laboratorio para evaluar la estabilidad y la vida de emulsiones aceite-agua.
4. Construcción de una planta piloto de emulsiones y pruebas de las propiedades reológicas y estabilidad de las emulsiones aceite-agua en las tuberías.
5. Finalización de dos pruebas de campo para demostrar la tecnología.

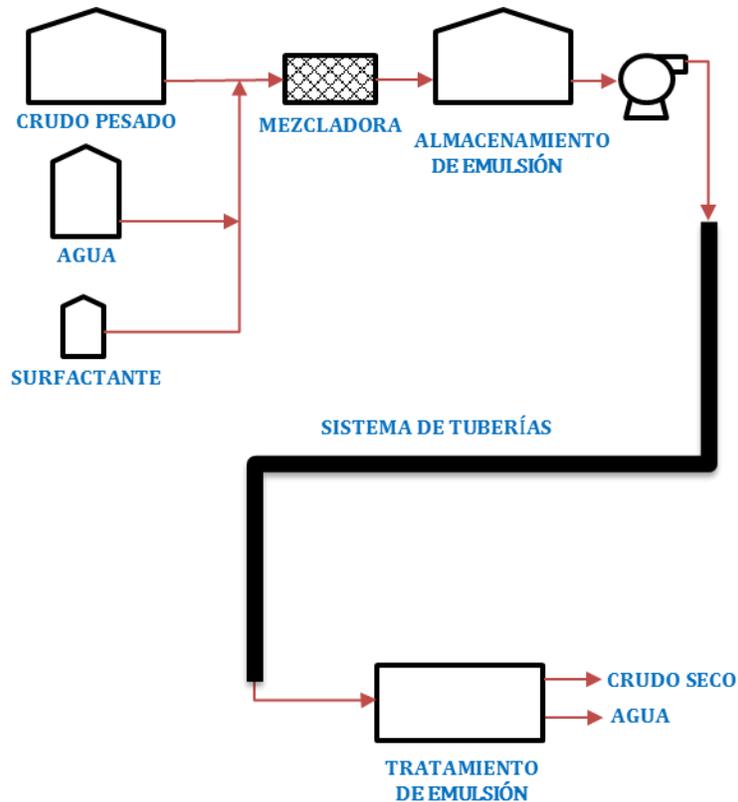
#### **5.1.1. Diseño del proceso y Operación.** <sup>[25]</sup>

Las emulsiones diseñadas para el transporte en ductos están compuestas de una fase continua que consiste de agua o salmuera, moléculas del aceite pesado a ser transportado y aditivos que consisten generalmente de surfactantes químicos.

El propósito de los surfactantes es proporcionar suficiente estabilidad a las burbujas de hidrocarburo para que no coalescan o absorban agua o salmuera durante las operaciones. La fase acuosa se conforma de aproximadamente el 25–35% del total de la emulsión, y la concentración es seleccionada para que se use la mínima cantidad de agua cuando se conocen las especificaciones de viscosidad deseadas.

Los componentes principales de un sistema de emulsión de oleoductos se ilustran en la Figura 5.3. Como se indica, el sistema es relativamente simple y no requiere de grandes modificaciones al sistema original.

Los pasos principales incluidos en la operación de un sistema de emulsión de transporte incluyen la preparación de la emulsión, almacenamiento y bombeo de la emulsión, y finalmente el tratamiento de la emulsión para recuperar el aceite pesado.



*Figura 5.3 Instalaciones necesarias para un sistema de transporte de crudo pesado emulsionado. [25]*

### 5.1.2. Preparación de la emulsión.

Preparar una emulsión de transporte es una operación simple que incluye los pasos de formar una solución de agua-salmuera de la composición de la emulsión estabilizada seguida de un proceso de mezclado en el cual el aceite crudo y la fase acuosa son dosificadas de manera específica en un dispositivo mezclador.

El equipo requerido para la preparación de emulsiones de transporte incluye tanque de calentamiento para aceite y salmuera; bombas de inyección para aceite, salmuera, y surfactante; artículos de mezclado y premezclado; y tanques de almacenamiento para emulsiones.

La instrumentación mínima es también requerida para monitorear gastos de flujo y temperatura. El método básico para la preparación de emulsiones es calentar soluciones de aceite y salmuera a la temperatura de operación deseada; disolver surfactante en la salmuera, y simultáneamente bombear el aceite crudo y la salmuera a través del aparato

de mezclado en las proporciones deseadas. Las temperaturas típicas de formación de emulsiones están en el rango de 50–90 [°C].

Las bombas de aceite y de salmueras pueden ser centrífugas o de desplazamiento positivo, siendo capaces de proporcionar flujo estacionario al dispositivo mezclador, ya que, las propiedades de la emulsión son dependientes de la relación aceite-salmuera que resulten de éste. El surfactante se puede disolver de forma continua en la fase de salmuera, los mezcladores estáticos proporcionan un método simple de separación, ya que no requiere de partes móviles y son fáciles de manejar.

Las técnicas usadas en la preparación de una emulsión estable aceite-agua para transporte en ductos son ilustrados por los resultados de una prueba de campo en la cual un bitumen de Athabasca fue emulsificado y bombeado a través de una tubería de 3 [pg] x 4000 [ft]. La emulsión en este caso comprende 75% por peso de bitumen de 8.3 [°API] y 25% de una salmuera sintética conteniendo 1.7% de NaCl.

El surfactante usado fue una mezcla de dos surfactantes nonylfenol etoxilado, aproximadamente 1500 [ppm] de la mezcla de surfactante, basada en la emulsión total, fue usada en la preparación de la emulsión. La emulsión fue formada calentando el bitumen y la salmuera ambos a 189[°F] y bombeando las corrientes combinadas a través de un mezclador mixto de 2 [pg] a un gasto de 10 [ft/s]. Esta operación produce una emulsión con un diámetro de burbuja promedio de 27 micrómetros y una viscosidad cercana a 120 [cP] a condiciones de ambiente.

La emulsión fue introducida directamente al sistema de tuberías para pruebas de reología y estabilidad, la cual fue estable durante un periodo operativo de aproximadamente una semana.

### **5.1.3. Consideraciones para la tubería de transporte de la emulsión.**

La predicción de los gradientes de presión de la tubería es requerida para la operación de cualquier sistema. Los gradientes de presión para una emulsión de transporte que fluye a través de las tuberías con diámetros comerciales pueden ser estimados con

técnicas estándar, ya que las emulsiones estabilizadas químicamente exhiben un comportamiento reológico del tipo Newtoniano. La viscosidad de la emulsión debe ser conocida para implementar estos métodos.

La mejor manera de determinar la viscosidad de la emulsión para una aplicación es preparar un bache de emulsión conforme a las especificaciones planeadas y directamente medir la viscosidad en un circuito de tubería de al menos 1 [pg] de diámetro interno. Se debe ser cuidadoso de usar la misma composición de salmuera, concentración de surfactante, distribución del tamaño de burbuja, relación salmuera-aceite, y temperatura tal como se espera en la aplicación de campo.

En la práctica, el arranque de una planta piloto puede no ser factible, o puede haber algunas diferencias entre las condiciones de la tubería de prueba y las condiciones de la tubería comercial. Por ello, se deben de aplicar factores de ajuste en los datos de viscosidad para compensar disparidades en los parámetros de operación medidas con las condiciones de la tubería.

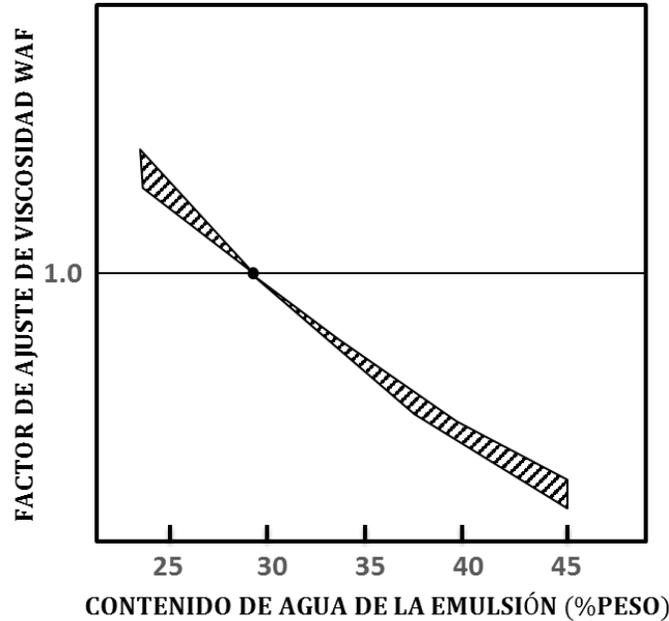
Después de que la viscosidad de la emulsión es estimada, el factor de fricción puede ser usado para determinar el régimen de flujo (laminar o turbulento) y el gradiente de presión. La viscosidad de la emulsión puede ser usada como entrada en algún modelo estándar de tubería. Sin embargo, es recomendable que las pruebas en la planta piloto sean realizadas varias veces con cambios de aceite antes de su aplicación comercial.

Se recomiendan mediciones directas de la viscosidad a condiciones de tubería, especialmente si se espera flujo laminar en la operación. La viscosidad es de menor importancia en el flujo turbulento debido a la velocidad alta con la que se mueve.

Las emulsiones viejas contienen una poción substancial de partículas grandes (>200  $\mu\text{m}$ ) exhibiendo una baja sensibilidad temperatura-viscosidad, y este efeco debe ser considerado en el cálculo de los gradientes de presión.

La viscosidad de una emulsión aceite-agua es fuertemente dependiente del contenido de agua. Los factores de ajuste de viscosidad por contenido de agua pueden ser

obtenidos de una correlación como la mostrada en la Figura 5.4; en esta figura, el factor de ajuste es definido como 1.0 al nivel base de 30% de agua. La correlación que se usa es dependiente del contenido base de aceite y otros factores.



**Figura 5.4** Factores de ajuste de la viscosidad en las variaciones de contenido de agua a base de emulsiones que contienen 30% de agua. <sup>[25]</sup>

Una porción de agua presente en la emulsión puede ser dispersada entre las gotas de aceite, y estas suelen ser tratadas como aceite cuando la viscosidad de la emulsión es estimada, generalmente, el agua agregada está presente en fase continua.

Cuando una emulsión es vieja, la coalescencia de las gotas ocurre y tiende a incrementar el tamaño de gota y la dispersión. Estos incrementos, causan reducción de la viscosidad de la emulsión. La viscosidad puede estar relacionada directamente al envejecimiento por una ecuación de la forma:

$$\mu = \mu_0 \exp(-k\theta) \quad (\text{Ec. 4.1}),$$

donde  $\mu$  es la viscosidad (el sufijo 0 indica la viscosidad inicial),  $\theta$  es el tiempo de transporte de la emulsión, y  $k$  es una constante que caracteriza la velocidad de degradación de una emulsión. Esta ecuación puede ser escrita también en términos de distancia viajada en vez del tiempo de transporte.

El valor de  $k$  puede ser medido experimentalmente para una emulsión, la velocidad de la degradación decrece conforme el diámetro incrementa. Una aceptación para el cálculo de viscosidades para diseño de tuberías es que la velocidad de degradación es proporcional a la relación superficie a volumen ( $1/d$ ), donde  $d$  es el diámetro de la tubería.

La velocidad de envejecimiento de la emulsión incrementa con la temperatura. La velocidad de envejecimiento en flujo turbulento parece ser detenida después de cierto punto generalmente siendo menor a la observada en el flujo laminar. Las velocidades de envejecimiento son reducidas por el incremento en la concentración de surfactante como resultado de la acción anticoalescente del surfactante.

La viscosidad de una emulsión aceite en agua generalmente varía en proporción a la viscosidad de la fase continua. Si una salmuera concentrada o salmuera con aditivos es usada, entonces la viscosidad de la fase continua puede ser sustancialmente mayor que la del agua, por ello se suelen usar correcciones.

La viscosidad de una emulsión de aceite en agua, generalmente varía en proporción a la de la fase continua, si una concentración de salmuera es usada con aditivos entonces la viscosidad de ésta fase llega a ser sustancialmente mayor que la del agua.

La concentración de surfactante normalmente no es lo suficientemente alta para afectar la viscosidad de la fase continua, los cambios en ésta generalmente causan de manera indirecta un efecto en la reología, en la preparación de la emulsión y en la velocidad de envejecimiento la misma. Un incremento en la concentración de surfactante resulta en un tamaño de gota inicial más pequeño y un envejecimiento de la emulsión más lento; ambas condiciones tienden a aumentar la viscosidad.

#### **5.1.4. Efectos de válvulas y bombas.**

El flujo de emulsiones a través de bombas y válvulas puede afectar potencialmente las propiedades de la emulsión.

**Bombas.** Muchas bombas han sido utilizadas en las tuberías de transporte de emulsiones alcanzando velocidades de salida de 200 [ft/s], a comparación de las

---

---

aplicaciones normales de una estación de bombeo, que alcanzan una velocidad de 300 [ft/s], por otro lado, la estabilidad de corte no cambia después de pasar a través de la bomba centrífuga.

El paso de emulsiones a través de una bomba centrífuga a gastos bajos y a altas presiones de entrada puede reducir la estabilidad de corte de la emulsión. Las bombas de engranes son aparatos de bajo corte y no afectan la emulsión negativamente.

**Válvulas.** Las pruebas de laboratorio que se han realizado muestran que las emulsiones pueden asentarse con una diferencial de presión de 1,000 [psi], como suele pasar en las aplicaciones comerciales, con una reducción pequeña en la estabilidad de corte. La velocidad a través de la entrada de la válvula puede alcanzar los 130 [ft/s].

#### **5.1.5. Efectos del cierre y puesta en operación de la tubería.**

Cuando en una tubería se tiene emulsión, la tubería sale de operación y puede permanecer cerrada por uno o varios días. Generalmente existe un gradiente de presión más alto de lo normal en el nuevo flujo; en los experimentos de la planta piloto, el gradiente de presión regresa a su valor original en 5 minutos, éste incremento se origina debido a la formación de “creaming” o la estratificación de la emulsión.

Para poner en operación nuevamente la tubería, se requiere de energía adicional para dispersar el material formado.

#### **5.1.6. Consideraciones de corrosión.**

Los rangos de corrosión son dictaminados por las propiedades de la salmuera que se usará. La prueba en la planta piloto con una prueba de corrosión electroquímica indica velocidades de corrosión menores de 5 [millas/año] para emulsiones fluyendo en tuberías. La velocidad de corrosión declina con el tiempo, debido a la formación de una capa de aceite en el metal. En las pruebas piloto y de campo que se llevaron a cabo, las paredes de la tubería siempre mostraron una delgada capa de aceite crudo en la pared después de que la emulsión iba pasando (aproximadamente 0.001 [pg]).

La velocidad de corrosión para salmueras vivas con CO<sub>2</sub> o H<sub>2</sub>S son más altas que aquellas medidas en la planta piloto.

### **5.1.7. Desemulsificación**

La parte final del sistema de transporte de emulsión es la desemulsificación o rompimiento de la emulsión agua-aceite para recuperar el aceite. El equipo y las condiciones de proceso requeridas para esta operación son las mismas o similares a aquellas usadas para un proceso de deshidratado de aceite convencional, esto se menciona con mayor detalle en el Capítulo 6.

El procedimiento básico para la desemulsificación de una emulsión de transporte agua-aceite consiste en los pasos siguientes:

- ◆ Aumentar la temperatura de la emulsión de 190 a 250[°F].
- ◆ Añadir surfactantes desemulsionantes.
- ◆ Posiblemente añadir diluyentes para reducción de viscosidad.
- ◆ Proporcionar el tiempo de residencia suficiente para la separación de las fases agua y aceite.

El tiempo requerido para la separación en el paso 4, depende de la diferencia de densidades entre las fases agua y aceite, el equipo de tratamiento, y la temperatura de tratamiento.

### **5.1.8. Economía**

El análisis económico de un sistema de transporte de emulsión por ductos es altamente específico de la locación y depende de varios factores que no se pueden generalizar. Sin embargo, los casos que se analizan a continuación se presentan para ilustrar los costos típicos asociados con el uso de la tecnología.

### **5.1.9. Costo de los surfactantes.**

Un costo importante asociado con el uso de emulsiones de aceite en agua es el costo de los surfactantes utilizados para estabilizar las pequeñas gotas de aceite dentro de la

emulsión; éste costo dependerá de la formulación del surfactante elegido para una aplicación específica, la distancia del transporte, y en algunos casos, el tipo de aceite crudo que se emulsiona.

Con base en la formulación que normalmente se usa y los precios del mercado, el costo del surfactante estimado para el transporte de crudo pesado emulsionado en una distancia de 200 a 400 [millas] es de aproximadamente \$0.50 a \$1.00 (dólares por barril de aceite transportado).

Para longitudes mayores de tuberías, de 1,500 a 2,000 [millas], el costo del surfactante puede aumentar en un 50-100% con relación a distancias más cortas. Estos costos se basan en estimaciones conservadoras de las cantidades requeridas de surfactantes y probablemente pueden reducirse después de ser optimizado para una aplicación en específico.

#### **5.1.10. Comparación de métodos para transporte de aceite crudo pesado.**

El método que ha prevalecido en uso para el transporte de crudo y bitumen en Alberta, Canadá, es el de diluir el aceite crudo con una parte de un diluyente hidrocarburo ligero, condensado de gas natural, con dos partes de aceite crudo. Esta cantidad de diluyente, es generalmente, adecuado para reducir la viscosidad del aceite crudo lo suficiente para que se satisfagan las especificaciones mínimas de las tuberías.

Sin embargo, la escasez de potenciales diluyentes condensados puede limitar el uso de éste método para el transporte de aceite pesado.

Una alternativa a éste problema mediante el uso de diluyentes, es recuperarlo en el extremo de las tuberías por fracciones y reciclarlo al inicio de las tuberías.

Se toma como ejemplo para comparar éste método, una tubería de 24 [pg] de diámetro, 200 [millas] de tuberías diseñadas para el transporte de 300,000 barriles por día de mezcla o 200,000 barriles por día de crudo sin diluir. Una línea paralela se asume para el retorno del diluyente separado.

**Tabla 5.2** Bases utilizadas para la evaluación. <sup>[25]</sup>

<b>Propiedades de la emulsión</b>	
Gravedad	10 ° API ( $\gamma_s=1$ )
Viscosidad	100 cP
Concentración de aceite crudo	70%
Gasto	286,000 BPD (45,474 m <sup>3</sup> /día)
<b>Costo del surfactante</b>	\$0.75 por barril de aceite
<b>Costo de eliminación del agua</b>	\$0.20 por barril de agua
<b>Tarifas</b>	
Por mezcla	\$1.00 por barril
Por diluyente	\$0.50 por barril
Por emulsión	\$0.50 por barril
<b>Combustible</b>	\$5.00 por millón de BTU
<b>Electricidad</b>	\$0.06 por KWh
<b>Costos relacionados al capital</b>	25% de costo total de instalación

Las tarifas para las emulsiones en comparación con la mezcla se asumen debido a la reducción del 75% en la viscosidad y la disminución de los costos de bombeo, los costos calculados del transporte de aceite crudo para las emulsiones se basan en las estimaciones de las inversiones de capital necesarias para las instalaciones de emulsificación y de recuperación de aceite, costos de explotación, gastos de las tuberías, costos de los surfactantes y de la eliminación de agua.

Los costos para el caso de la mezcla de recirculación incluyen los costos normales de operación de las tuberías más los costos por separación y bombeo del diluyente de regreso al inicio de la tubería. Los costos asumidos para el caso de las emulsiones se basaron en la suposición de que los costos de las instalaciones de producción de aceite crudo no se iban a ver influenciados por la transformación subsecuente del mismo, producido para una emulsión de aceite y agua.

En algunos casos, estos costos pueden reducirse mediante la reducción de los requisitos necesarios de deshidratación de aceite para cumplir con las especificaciones habituales en las tuberías ( $< 0.5\% \text{ H}_2\text{O}$ ). En cualquier caso, aún se requiere de las operaciones de secado de aceite para evitar el bombeo en exceso de agua en el sistema de tuberías.

Una alternativa para el caso descrito, es que el agua separada de la emulsión se recicla al comienzo de la tubería para su reutilización, este eliminaría los problemas y costos de la eliminación de aguas y reduciría la cantidad de surfactantes requeridos, ya que una porción de surfactante permanecería en el agua separada. Para este caso se supone que un 50% de la recuperación de surfactante se podría lograr después de la desemulsificación.

Los casos de eliminación y de recirculación se compararon con un método de transporte alternativo que incluye el fraccionamiento de una fracción ligera de diluyente de una mezcla de aceite pesado y la recirculación del diluyente al inicio de la tubería. Para este caso, una recuperación del 85% de diluyente de la mezcla se asumió junto con una pérdida en su valor de \$5 por barril de diluyente no recuperado.

Los costos de transporte estimados (dólares por barril de aceite crudo) para los tres casos se resumen de la siguiente manera:

1. Emulsión con eliminación de agua, \$2.04.
2. Emulsión con recirculación de agua, \$1.97.
3. Mezcla de diluyente con aceite pesado, \$2.74.

Un desglose detallado de los costos operativos y de capital estimados para los tres casos se muestran en la Tabla 5.3. El análisis que se presenta es solo ilustrativo, ya que el costo para cualquier aplicación específica requiere una evaluación adicional.

**Tabla 5.3** Costos de transporte para un sistema de transporte de emulsión comparado con la recirculación de diluyente. <sup>[25]</sup>

<i>Sistema de emulsión</i>			
<b>Partidas</b>	<i>Eliminación de agua</i>	<i>Recirculación de agua</i>	<i>Recirculación de diluyente</i>
<b>Costos de capital [millones de dólares]</b>			
<b>Sistema de emulsificación</b>	3.5	3.5	
<b>Separación de la emulsión</b>	33.6	33.6	
<b>Recuperación del diluyente</b>			72.0
<b>Total</b>	37.1	37.1	72.0
<b>Costos de operación [dólares por barril]</b>			
<b>Surfactantes</b>	0.75	0.56	
<b>Combustibles</b>	0.20	0.20	0.52
<b>Impuestos</b>	0.71	0.92	1.50
<b>Eliminación de agua</b>	0.09		
<b>Mantenimiento y mano de obra</b>	0.07	0.07	0.10
<b>Distribución de diluyente</b>			0.37
<b>Gastos varios</b>	0.10	0.10	
<b>Subtotal</b>	1.92	1.85	2.49
<b>Costos relacionados con el capital</b>	0.12	0.12	0.25
<b>Total</b>	2.04	1.97	2.74

### 5.1.11. Efectos económicos de la concentración de agua en una emulsión.

Un parámetro importante en la preparación de una emulsión de aceite en agua utilizada en el transporte de aceite pesado es la concentración utilizada de agua o salmuera, los efectos económicos de ésta variable pueden ser evaluados para determinar el valor óptimo que minimice el costo de transporte.

Los cambios en el contenido de agua en el transporte de una emulsión afectan principalmente a la viscosidad del fluido, el gasto total y el volumen de agua que se requiere

en la eliminación o en la recirculación. Otros componentes también se ven afectados, como el manejo de agua pura, la formación de emulsiones y la desemulsificación.

Para el caso estudiado, se consideran únicamente los costos de bombeo de oleoductos y de la eliminación de agua.

La concentración de agua en una emulsión tiene un doble efecto sobre los costos de bombeo; para una velocidad de flujo fija de aceite, a medida que aumenta el contenido de agua, el volumen total que fluye aumenta, lo que a su vez aumenta el costo de bombeo. Sin embargo, el agua adicional en la emulsión también reduce su viscosidad y por ende reduce el costo de bombeo.

Estos dos factores tienden a compensarse entre sí para concentraciones de emulsiones de aceite en un rango de 50 a 70%. A concentraciones más altas de aceite, la viscosidad aumenta rápidamente, y esta situación reduce el incentivo para una mayor reducción de agua.

En un ejemplo hipotético podemos observar el análisis de costos operacionales contra la fracción de crudo contenida en una emulsión, para los cálculos que se realizaron en el sistema de tuberías se usaron los siguientes datos:

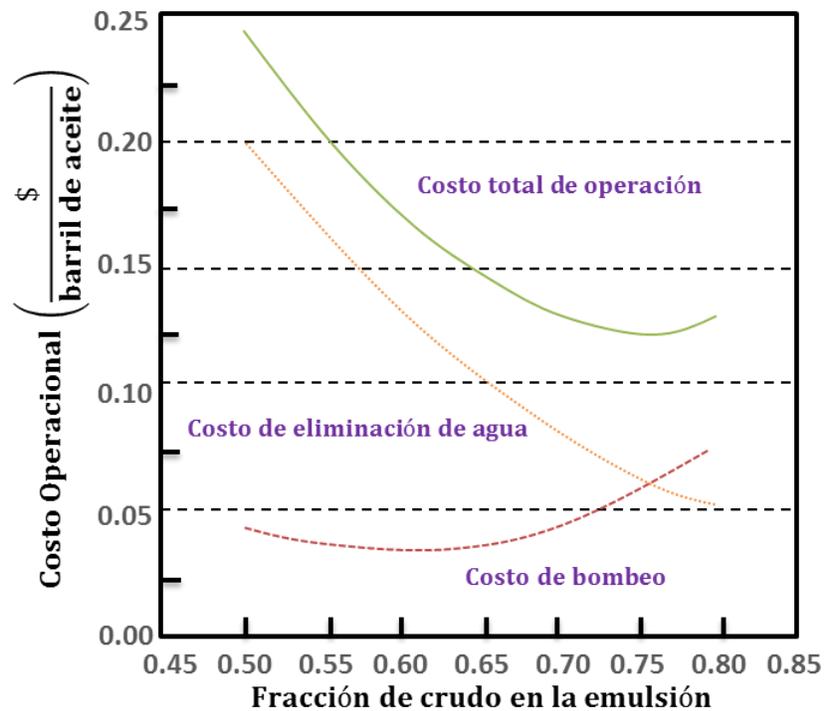
- Longitud, 200 [millas].
- Diámetro, 12 [pg].
- Gravedad del aceite, 10 [°API].
- Gasto de aceite, 50,000 [BPD].
- Eficiencia de la bomba, 67%.
- Costo eléctrico, \$0.065 [KWh].
- Eliminación de agua, \$0.20 por barril.

Los resultados de éste análisis se muestran en la Figura 5.5. El costo de bombeo de la emulsión se reduce al mínimo para el sistema de tuberías mencionado a una concentración de emulsión de aceite en un rango de 60 a 62%, y los costos de eliminación

de agua de forma natural disminuye continuamente a medida que el contenido de agua en la emulsión disminuye.

El costo total de este caso alcanza un mínimo de aceite crudo alrededor de 76% en la emulsión.

Esta evaluación muestra que la concentración de agua en la emulsión generalmente debe ser reducida hasta que la viscosidad comience a aumentar de manera significativa; en la selección de la concentración óptima real para un caso específico, otros factores como el efecto de la concentración de agua en la estabilidad de la emulsión, el efecto del gasto total en la eficiencia de la bomba, el costo y la disponibilidad del agua también deben de ser considerados.



**Figura 5.5** Total de gastos de operación, minimizadas en emulsiones que contienen altas concentraciones de aceite crudo. <sup>[25]</sup>

---

---

## 5.2. Diseño de carga en bombas semisumergibles <sup>[31]</sup>

El agua se produce invariablemente con el aceite; si hay suficiente fuerza de corte cuando el aceite y el flujo de agua fluyen a través de la trayectoria de producción, se pueden formar emulsiones estables.

Dicha situación se puede presentar, particularmente, durante la producción de aceites pesados, en donde es utilizado el vapor de agua para reducir la viscosidad de éste, o en casos en los que las bombas sumergibles se utilizan para levantar artificialmente los fluidos producidos.

Para ello se realizó un estudio <sup>[31]</sup> para poder investigar el efecto del contenido de agua, la presión y la temperatura (es decir, las condiciones de funcionamiento de la viscosidad de las emulsiones de aceite pesado vivo). Se utilizaron dos muestras de aceite pesado procedentes de América del Sur para dicho estudio.

Las muestras de aceite del tanque de almacenamiento se recombinan con los gases correspondientes para reconstituir las composiciones originales del yacimiento. Las emulsiones aceite-agua vivas fueron preparadas en una celda cilíndrica con un corte concéntrico con agua de formación sintética, bajo una determinada presión, temperatura y condiciones de corte.

La estabilidad de las emulsiones vivas se investigó usando una celda totalmente visual (PVT), mientras que las viscosidades se midieron usando un viscosímetro capilar de alta presión pre-calibrado. Las viscosidades se midieron por lo menos en tres gastos diferentes en las condiciones de pruebas y además se determinaron parámetros como la estabilidad y la distribución del tamaño de las gotas.

Los resultados experimentales indicaron que el punto de inversión para las emulsiones fue de aproximadamente de 60% del corte de agua (volumen), y el tamaño medio de la gota fue aumentando con el contenido de agua; para todos los casos medidos, las viscosidades variaron con la temperatura de acuerdo con la relación de Arrhenius,

mientras que las viscosidades no indicaron variación alguna con la velocidad de flujo (esfuerzo cortante) dentro de la gama de velocidades de flujo medidos.

Las viscosidades medidas también aumentaron con la disminución de la presión por debajo del punto de burbuja de la muestra mientras los componentes de hidrocarburos más ligeros fueron apareciendo.

Las viscosidades medidas aumentaron hasta un 500% debido a la presencia de emulsiones antes de una fuerte caída de la viscosidad más allá del punto de inversión, y, la variación de la viscosidad con el contenido de agua para las muestras de emulsiones vivas indicó que el punto de inversión es similar a las de las muestras.

Los resultados experimentales se utilizaron también para analizar y evaluar el rendimiento de un sistema BEC cuando el corte de agua aumenta provocando una emulsión en el pozo.

### **5.2.1. Caso de estudio**

Se llevó a cabo un análisis del rendimiento del sistema BEC en virtud de los resultados experimentales. Para esto, los datos medidos del aceite B fueron de 2,000 [psia] y 70 [°F]; la información y los datos para el yacimiento y el pozo se presentan en la Tabla 5.4 y en la Figura 5.6.

Tabla 5.4 Datos del pozo y el yacimiento. <sup>[31]</sup>

DATOS DEL POZO	
Tubería de revestimiento	7 [pg], 23 [lb/ft]
Tubería	3 ½ [pg], 9.2 [lb/ft]
Medida de Perforación	6,200 [ft]
YACIMIENTO	
Pws	1,085 [psi]
Gasto de la prueba	998 [B/D]
Presión de la prueba	485 [psi]
Temperatura	110 [°F]
BEC	
Profundidad de la bomba	5,910 [ft]

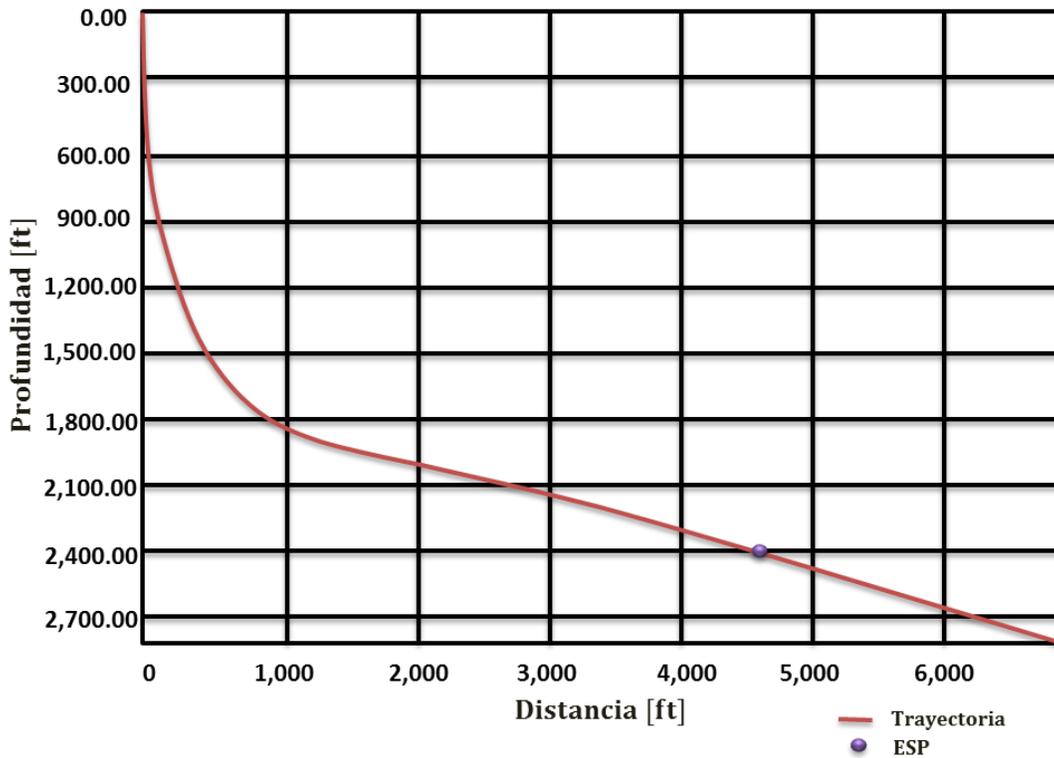
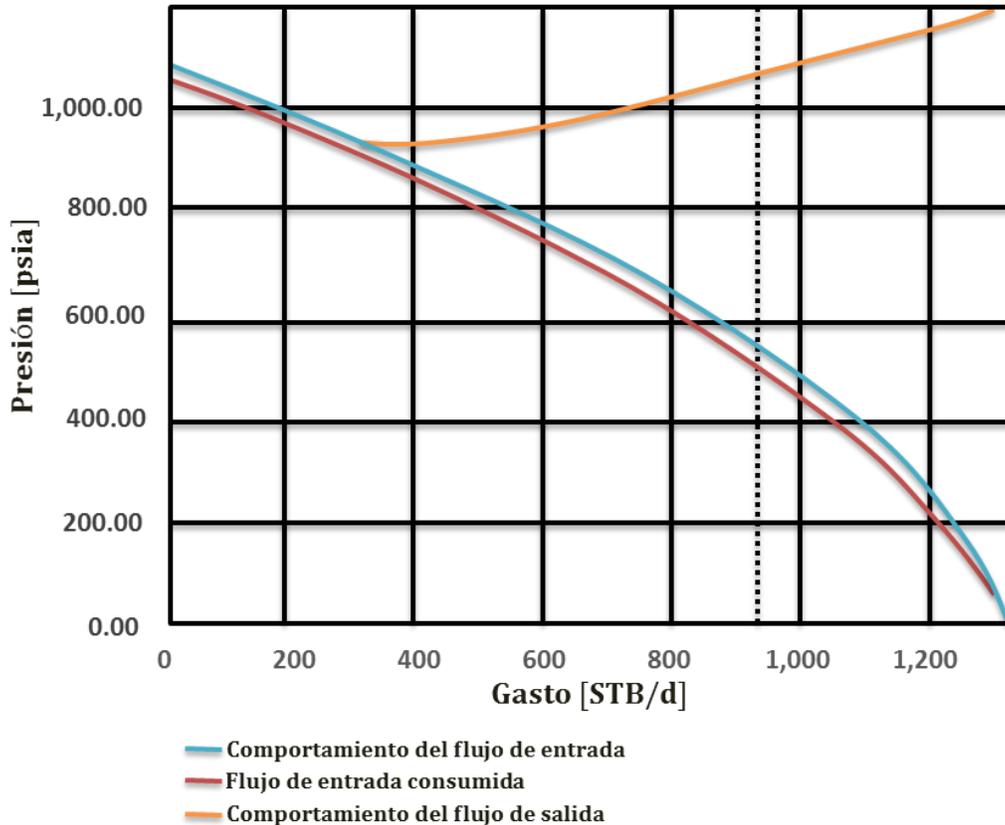


Figura 5.6 Trayectoria del pozo. <sup>[31]</sup>

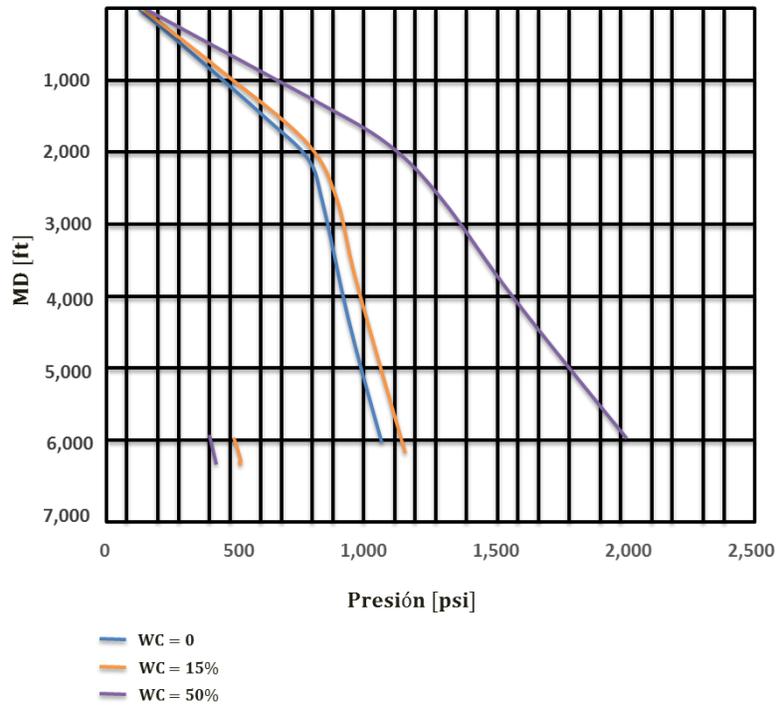
La Figura 5.7 nos muestra las curvas de rendimiento para el aceite (no emulsionado); para éste caso, la presión de fondo fluyendo fue de 511 [psia]; para la velocidad de flujo, una presión de 1076 [psia] es necesaria para levantar el líquido a la superficie. Esta diferencia de presión indica que un sistema artificial de producción se requiere para producir 950 [B/D] de líquido, y el sistema BEC es el candidato más adecuado para dicha situación, ya que para lograr éste gasto se requiere una presión adicional de 565 [psi].



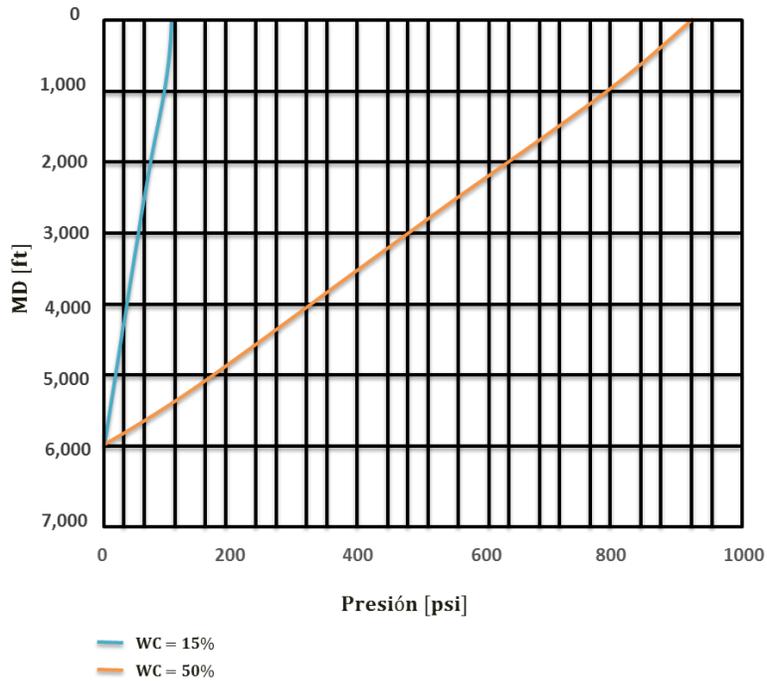
**Figura 5.7** Curvas de flujo de entrada y salida para un corte de agua de 0%. <sup>[31]</sup>

El cambio en el corte de agua, que a su vez cambia viscosidad, afecta doblemente a todo el sistema:

Primero, el aumento de la viscosidad modifica drásticamente el rendimiento de la tubería, la consecuencia de ello es que se requiere mayor presión para levantar el fluido a la superficie con el incremento en el corte de agua. El cambio en el perfil se muestra en la Figura 5.8, y el componente de fricción que soporta el efecto de la viscosidad se muestra en la Figura 5.9.



**Figura 5.8** Perfiles de presión para diferentes cortes de agua, a 950 [B/D]. <sup>[31]</sup>



**Figura 5.9** Componente de fricción de perfil de presión para 15 y 50% de corte de agua y 950 [B/D]. <sup>[31]</sup>

En segundo lugar, la viscosidad afecta al rendimiento de la bomba, porque a medida que ésta aumenta, la eficiencia de la bomba disminuye y se requieren más etapas para producir la misma velocidad de flujo.

En la Tabla 5.5 se muestra el número de etapas, y el aumento drástico de la potencia requerida a medida que aumenta el corte de agua, así como también el modo en que el factor carga para cada etapa disminuye y el factor de la potencia aumenta. Cuanto menor sea el factor de corrección de la carga, se proporcionará menor altura o elevación.

**Tabla 5.5** Datos del rendimiento de la bomba. <sup>[31]</sup>

Corte de agua [%]	0	15	50
<b>Número de etapas</b>	27	32	335
<b>Presión de entrada [psi]</b>	511	492	410
<b>Presión de descarga [psi]</b>	1,076	1,150	2,019
<b>Elevación requerida [psi]</b>	565	658	1,609
<b>Potencia requerida [hp]</b>	34	46	1,208
<b>Factor de corrección de carga</b>	0.97	0.94	0.75
<b>Factor de corrección de potencia</b>	1.35	1.45	2.7
<b>Mejor índice de eficiencia [B/D]</b>	1,805	1,679	721

Cuanto mayor es el factor de potencia, más potencia será requerida por la bomba para poder operar y levantar el mismo gasto (estos factores son de 1.0 para el agua). Por lo tanto, la bomba proporciona menos levantamiento y requiere más energía (por ejemplo, un motor más grande) a medida que aumenta la viscosidad de la emulsión.

Este incremento indica que, si se espera el aumento del corte de agua, el sistema debe de estar diseñado alrededor del punto de inversión de fase en la cual la viscosidad tiene un cambio; a medida que esta aumenta, se requiere más elevación para mover el fluido a la superficie, y también se reduce la eficiencia de la bomba.

El índice de eficiencia de la bomba disminuye a medida que aumenta la viscosidad. En este análisis, se determinó el número de etapas requeridas para seguir produciendo a la misma velocidad y si se establece el número de etapas, como consecuencia, el gasto de producción disminuye a medida que aumenta el corte de agua, como es de esperarse. [31]

### **5.3. Fluidos de perforación [32]**

Los lodos de perforación son fluidos complejos que suelen poseer varias propiedades, de acuerdo al papel que deben jugar. El lodo de perforación debe remover el calor producido por el trabajo de la barrena; por su papel de agente enfriador contiene agua. También debe lubricar las partes móviles, y por eso contiene aceite. Además, deben ser densos; y por eso contiene sólidos suspendidos como la bentonita, u otras arcillas.

Finalmente debe ser viscoso para no "perdersé" en las formaciones y para arrastrar el residuo de molienda de la barrena. Adicionalmente debe contener inhibidores de corrosión.

La composición típica de los lodos de perforación incluye agua, aceite y sólidos suspendidos, y a veces burbujas de gas. El agua y el aceite se encuentran en forma de emulsión aceite-agua o agua-aceite. Los surfactantes de los lodos de perforación actúan como emulsionantes, dispersantes, espumantes o antiespumantes, e inhibidores de corrosión.

Los lignosulfonatos son los agentes dispersantes más utilizados. Al dispersar las partículas de arcilla y otros sólidos, evitan la formación de grumos y ayudan a mantener la homogeneidad del fluido, reduciendo así las pérdidas por filtración lateral. Los agentes emulsionantes más usados en lodos aceite-agua son los alquil aril sulfonatos, particularmente los sulfonatos de petróleo, y los alquil fenoles etoxilados.

En los lodos de base aceite (agua-aceite) se usan sales de iones divalentes (calcio o magnesio) de ácidos de resinas o de sulfonatos de petróleo. Se usan adicionalmente sulfonatos de asfalto o sulfonatos de triglicéridos como agentes lubricantes surfactantes.

En ciertos casos se quiere producir un lodo espumoso, en otros no. En los lodos de base gas se usan agentes espumantes como alcohol éter sulfatos, alcohol etoxisulfatos o alquil fenoles etoxilados. Para reducir la formación de emulsiones en lodos de base agua o aceite se usan agentes antiespumantes como los alquil aril sulfonatos o el estearato de aluminio.

En todos casos se usan inhibidores de corrosión, los cuales son surfactantes con cierto carácter catiónico. Según los problemas de compatibilidad con las demás sustancias surfactantes presentes en el lodo, se usan aminas grasas o derivados de la imidazolina para tales fines. [33]

#### **5.4. Estimulación de pozos: fracturamiento y acidificación<sup>[32]</sup>**

Las emulsiones pueden ser utilizadas para aumentar la inyección o la productividad de los pozos de aceite y gas por fracturación o acidificación. Independientemente del tipo de dispersión usada, el objetivo es aumentar la capacidad de flujo en la región cercana al pozo de un yacimiento.

Los fluidos de fracturamiento se inyectan a altas presiones y altas velocidades, a través de un pozo, y en una formación con una presión mayor a la de separación con el fin de crear y ampliar las fracturas. Una vez que se fractura la roca, los canales de flujo se mantienen abiertos mediante la inyección de suspensiones que contienen partículas, llamados apuntalantes, de arena o grava.

De ésta manera, las fracturas se mantienen abiertas, aun cuando el bombeo ha cesado y el pozo ha sido puesto en producción, de esta manera las emulsiones se han utilizado comúnmente en el fracturamiento hidráulico.

Estas emulsiones son cuidadosamente formuladas, con surfactantes y polímeros, que tiene propiedades reológicas e hidráulicas adecuadas, entendiéndose que deben de tener buena capacidad de bombeo a condiciones de alta velocidad de corte y en aumentos de la viscosidad, también una buena capacidad de suspensión a condiciones bajas de corte. [25]

Los surfactantes, a veces incorporados en las mulsiones, pueden ser muy adecuados para la acidificación, en el que la inyectividad o la productividad de un yacimiento es mejorada mediante la disolución de las partículas finas desde el interior de los canales de flujo. Esto aumenta la capacidad de flujo en la región cercana a los pozos; para yacimientos de carbonato, estos fluidos de acidificación pueden ser de hasta 28% en masa de HCL y/o hasta 13% en masa de ácidos orgánicos tales como el ácido fórmico o acético. <sup>[25]</sup>

La emulsión ácida en aceite puede extender la propagación de distancias considerables de ácido en un yacimiento debido a que la fase continua (aceite) previene o minimiza el contacto entre el ácido y la roca. La emulsificación también aumenta la viscosidad y mejora la distribución del ácido en yacimientos estratificados y heterogéneos.

Las acidificaciones en espumas son acuosas, donde la fase continua es normalmente ácido clorhídrico (yacimientos carbonatados) o ácido fluorhídrico (yacimientos de areniscas), o una mezcla, junto con surfactantes adecuados y demás estabilizante. Estos aumentan la viscosidad efectiva, proporcionando control de movilidad cuando se inyectan al yacimiento. <sup>[28]</sup>

## **5.5. Inyección de emulsiones y microemulsiones en la recuperación de aceite pesado <sup>[32], [34]</sup>**

Las emulsiones aceite en agua pueden ser útiles como agentes mejoradores del barrido en yacimientos de aceite pesado.

Para mejorar la relación de movilidad que ocurren con los aceites de alta viscosidad, se propusieron el uso de emulsiones estables de aceite en agua, se realizaron experimentos de laboratorio con emulsiones preparadas mediante la reacción del hidróxido de sodio con un aceite de ácido sintético.

Estas emulsiones se pueden formar espontáneamente durante los procesos de recuperación de aceite, pero pueden ser fácilmente preparados y se inyectan como fluidos de recuperación mejorada de aceite.

Posteriormente se propuso la inyección de emulsiones en yacimientos de aceite pesado como una técnica de recuperación secundaria, éste proceso es de gran interés para un yacimiento de Saskatchewan de aceite pesado, donde la recuperación primaria es típicamente del 2-8%.

La inyección de agua en estos campos produce solamente 2-5% adicional de aceite original en sitio debido a la naturaleza altamente viscosa de aceite. En experimentos de laboratorio, una emulsión de agua en aceite es creado mediante el uso de una solución de hidróxido de sodio, ésta se inyecta en el yacimiento y su alta viscosidad proporciona una relación de movilidad más favorable, resultando en un mejor barrido en el yacimiento. Los parámetros importantes son la estabilidad y el control de viscosidad de la emulsión.

Finalmente se investigó la aplicación de la inyección del vapor para los procesos de inyección de emulsiones, y en los modelos de laboratorio, las emulsiones que contenían 5% en volumen de aceite crudo fueron eficaces en el bloqueo de los canales creados por la inyección de vapor durante los ciclos de inyección subsiguientes; las gotitas de aceite en la emulsión eran en su mayoría de un rango de 1-2 [ $\mu\text{m}$ ], pero también se observaron gotas de hasta 10 [ $\mu\text{m}$ ].

### **5.5.1. Acidización de la matriz.** <sup>[34]</sup>

La tecnología de emulsiones se ha aplicado al tratamiento de materiales ácidos del yacimiento en la región cercana a la perforación del pozo, la estructura de poro de ésta región a veces puede llegar a estar conectada, ya sea por las partículas de los fluidos de perforación o por los depósitos de precipitación causadas por los cambios de presión temperaturas durante la producción.

Estos materiales de poros conectados reducen la permeabilidad en la región cerca del agujero de pozo y por lo tanto reducen la productividad de este. La estimulación con ácido se utiliza habitualmente para aumentar la productividad del pozo mediante la eliminación de estos depósitos no deseados.

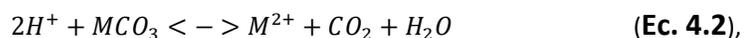
---

---

Los pozos en formaciones de origen natural con baja permeabilidad también pueden ser estimulados usando el mismo proceso, pero aplicándolo a la matriz de la roca original; este proceso se conoce como estimulación de la matriz.

Dicho proceso consiste en la inyección de ácido clorhídrico (para calizas) o una mezcla de ácido láctico-ácido fluorhídrico clorhídrico (para areniscas) en la formación de espacios porosos, éstos ácidos reaccionan y disuelven porciones de la matriz de la roca original, aumentando la permeabilidad. La profundidad que el ácido penetra en la formación es uno de los factores que determina la eficacia del tratamiento.

Para yacimientos carbonatados o cementos carbonatados en particular, el consumo de ácido se produce muy rápidamente a temperaturas elevadas de formación de acuerdo con la ecuación:



donde M es calcio o magnesio. La velocidad de disolución está limitada por la transferencia de masa, de tal manera que depende de la velocidad a la que el ácido se difunde a la superficie del material que disuelve; la tasa de transferencia de masa que acompaña al flujo a través de la matriz de la roca es alta, por lo que el ácido se consume muy rápidamente. De esta manera, la penetración profunda del ácido es difícil de lograr, y una mejora significativa de la productividad no siempre se puede alcanzar.

La disolución de la matriz de la roca no se produce de una manera radial uniforme; debido a la permeabilidad contrastante en el yacimiento, los canales de flujo dominantes llamados agujeros de gusano se pueden desarrollar y extender en la formación de una manera aleatoria y el aumento de la productividad, entonces, se rige por la dirección y distancia del agujero de gusano; cuanto más largo éste, mejor será el resultado.

Las fugas o pérdidas de ácido a través de las paredes del agujero de gusano a menudo resultan en agujeros demasiado cortos para proporcionar un aumento significativo de la productividad, por lo tanto, la estimulación eficaz requiere del retraso de la velocidad

de disolución del mineral; el uso de microemulsiones es un método para llevar a cabo este retraso.

El ácido clorhídrico se inyecta como una microemulsión de agua en aceite, la velocidad de difusión del ácido acuoso disperso a la superficie de la roca es más lenta que la difusión molecular de ácido a partir de un sistema totalmente acuoso; de éste modo la velocidad de disolución de la caliza se retarda con el sistema de microemulsiones.

Las microemulsiones son sistemas monofásicos en los cuales el agua y el aceite se hacen compatibles gracias a la adición de una mezcla anfífila, usualmente compuesta de un surfactante y un alcohol. Contrariamente a las macroemulsiones, las microemulsiones son generalmente poco viscosas y termodinámicamente estables, y presentan tensiones interfaciales ultra bajas con agua y con aceite. <sup>[32]</sup>

El grado de retardo depende de la estructura micelar del sistema, Hoefner y Fogler describieron uno de estos sistemas de microemulsiones que contenían cloruro de cetilpiridinio y butanol como surfactante-co-surfactante en una relación de 35-65 % en peso. En este sistema, el dodecano se usa como la fase de aceite y el ácido clorhídrico como la fase acuosa, para mantener el ácido clorhídrico como la fase dispersa era necesario el uso de una composición que se encontraba cercana a la cima del aceite de diagrama pseudoternario.

La difusividad del ácido del sistema de microemulsión fue de dos órdenes de magnitud menor que con el ácido acuoso sólo.

Gracias a estas características pueden usarse con una baja concentración de surfactante para formar un sistema trifásico (microemulsión-agua-aceite) como tapón de desplazamiento en recuperación mejorada del aceite, puesto que la baja tensión y la baja estabilidad de las macroemulsiones eventualmente formadas, garantizan un recobro considerable de crudo en la zona barrida.

Con una concentración de surfactante suficientemente alta que permita lograr la co-solubilización completa de agua y aceite, se pueden utilizar como agentes limpiadores de

pozo, con el fin de producir un incremento de permeabilidad para inyección, restauración de la producción o corrección de un daño de formación. [32]

Estudios recientes demuestran que el mismo principio de formulación permite resolver dos tipos de problemas, el primero al formular el tapón inyectado, y en el segundo al mezclarse el fluido inyectado con las emulsiones que taponan la formación.

Las inyecciones químicas implican la inyección de una solución de surfactantes que puedan causar tensión interfacial aceite/agua en gotas de aproximadamente de 30 [mN/m] a valores cercanos a cero, del orden de  $10^{-3}$ - $10^{-4}$  [mN/m], lo que permite espontáneamente la emulsificación de aceite, un aumento en varias magnitudes del número capilar, mucho mayor desplazamiento y recuperación del aceite.

Las micelas presentes también ayudan a solubilizar las gotitas de aceite liberadas, por lo tanto, a este proceso también se le denomina como “inyecciones micelares”. Después de haber movilizado el aceite, estos procesos son aún más eficientes si las gotitas de aceite son capaces de unirse en un banco continuo de aceite. En este caso, dicho banco se desplaza a un pozo de producción

Para crudos medianos a pesados, algunos de los surfactantes implicados se pueden generar a partir del aceite in situ por medio de la reacción con un álcali, como el carbonato de sodio; también se suele añadir polímeros para aumentar la viscosidad del fluido desplazante, lo que provoca una mejor eficiencia de barrido.

En general, las inyecciones químicas implican la inyección de una mezcla de polímeros alcalino surfactantes. Cuando se tiene la inyección de microemulsiones, también es agregado un co-surfactante.

La formulación de un surfactante ideal para un sistema de microemulsiones depende de muchas variables (pH, salinidad, temperatura, etc.). La Tabla 5.6 enumera algunos de los componentes de una formulación común.

**Tabla 5.6** Componentes de las microemulsiones para la recuperación mejorada de aceite. <sup>[32]</sup>

Componente	Composición
<b>Aceite</b>	Aceite o aceite blanco
<b>Salmuera</b>	Agua de formación o agua de mar, lagos, ríos y con condiciones y concentraciones salinas variables (mg/L a g/L)
<b>Químicos</b>	Surfactante primario (por ejemplo, sulfonato de petróleo) Co-surfactantes/co-solventes (por ejemplo, alcoholes C <sub>3</sub> a C <sub>5</sub> ) Polímeros (ejemplo, xantano) Agentes alcalinos (ejemplo, carbonato de sodio) Bactericidas (ejemplo, formaldehídos) Agentes de adsorción

El tipo exacto de emulsiones formadas en el yacimiento pueden ser muy variados, desde microemulsiones finas, como en las inyecciones de polímeros alcalino surfactantes, a emulsiones múltiples o microemulsiones.

Aunque son capaces de producir un desplazamiento de aceite muy eficiente, las inyecciones de microemulsiones se han desarrollado lentamente debido a la complejidad de la tecnología y el alto costo de éstas. <sup>[32]</sup>

---

---

## 6. ROMPIMIENTO DE EMULSIONES

Como ya se mencionó al inicio del trabajo, a diferencia de las emulsiones mencionadas en el capítulo 4, la formación de emulsiones ocasiona problemas en el sistema integral de producción, razón por la cual se requiere romper las emulsiones por distintos métodos. En este capítulo se hablará de los aspectos generales de un desemulsionante, así como los mecanismos involucrados en la desemulsificación y los métodos convencionales disponibles en la industria para poder romper las emulsiones; también se tratará la prevención de emulsiones, y la selección y optimización de agentes desemulsionantes.

### 6.1. Desestabilizador de emulsiones <sup>[34]</sup>

La desemulsificación es la ruptura de una emulsión de aceite crudo en las fases aceite y agua, desde un punto de vista del proceso, el productor de aceite está interesado en tres aspectos de la desemulsificación:

- ◆ La velocidad a la que ésta separación se lleva a cabo.
- ◆ La cantidad de agua que sale del aceite después de la separación.
- ◆ La calidad del agua separada para ser eliminada.
- ◆ Una velocidad rápida de separación, un valor bajo de agua residual en el aceite y un valor bajo de aceite en el agua.

El aceite producido generalmente tiene que cumplir ciertas especificaciones de las compañías y especificaciones de los oleoductos, por ejemplo, el aceite enviado desde las instalaciones de manejo de aceite húmedo no debe de contener más del 0.2% de sedimento básico y agua (BS&W) y 10 libras de contenido de sal por cada mil barriles de aceite; dicha norma depende de las especificaciones de la compañía o requerimientos del oleoducto.

La sal es insoluble en el aceite, con el agua residual en el tratamiento de crudo, se requiere un bajo contenido de sedimento básico, agua y sal para reducir la corrosión y deposición de éstas.

La preocupación principal en las refinerías es la de eliminar las sales inorgánicas del aceite crudo antes de que cause corrosión u otros efectos que puedan perjudicar los equipos en éstas instalaciones, las sales se eliminan por lavado o desalado del aceite crudo con agua dulce.

Como se mencionó en el capítulo II, las emulsiones producidas en un yacimiento petrolero poseen una cierta estabilidad cinética, ésta se debe a la formación de películas interfaciales que encapsulan las gotas de agua.

Para separar una emulsión en sus fases aceite y agua, la película interfacial debe ser destruida y hacer que las gotas tiendan a coalescer, por lo tanto, la desestabilización o rompimiento de la emulsión está vinculada directamente a la eliminación de la película interfacial.

En la Tabla 6.1 se muestran los factores que aumentan o aceleran el rompimiento de una emulsión.

**Tabla 6.1** Factores que aumentan o aceleran el rompimiento de la emulsión. <sup>[34]</sup>

FACTOR	CARACTERÍSTICAS
Temperatura	La aplicación del calor promueve la separación y acelera el proceso de tratamiento reduciendo la viscosidad del aceite, aumenta la movilidad y velocidad de sedimentación de las pequeñas gotas, aumenta las colisiones de las gotas y favorece a la coalescencia, aumenta la diferencia de densidades de los fluidos, etc.  Se debe de hacer un análisis económico para tomar en cuenta los costos de calefacción, reducción del tiempo de tratamiento y el agua residual.
Agitación y esfuerzo cortante	Su reducción disminuye la estabilidad de la emulsión, ya que un alto esfuerzo cortante es perjudicial y debe de ser evitado porque puede provocar una mezcla violenta de agua y aceite, lo que conduciría a tamaño de gotas más pequeñas.
Tiempo de residencia	Un aumento en el tiempo de residencia conlleva también el aumento de la eficiencia de separación y reduce la cantidad de agua residual en el aceite; no obstante, hay que tomar en cuenta que ésto también conlleva en altos costos de equipos de separación.

Eliminación de sólidos	Los sólidos tienen una fuerte tendencia a estabilizar emulsiones, sobre todo si están presentes como sólidos finos o cuando son humedecidos tanto por el aceite como por el agua; la eliminación de éstos o de su origen a veces es todo lo que se requiere para eliminar o reducir el problema de la emulsión. Los sólidos humedecidos por el aceite estabilizan emulsiones agua-aceite y los sólidos humedecidos por agua también se pueden volver mojados por aceite con un recubrimiento de materiales polares fuertes y pueden participar de manera efectiva en la estabilización de emulsiones de agua-aceite.
Control de agentes emulsionantes	Son necesarios en la estabilización de las emulsiones, el control de ellos permite la efectividad de la desestabilización y su resolución; para poder controlarlos se pueden tomar medidas como: una cuidadosa selección de los productos químicos que se inyectan durante la producción del aceite, evitar mezclas de aceite crudo no compatibles (es incompatible si da lugar a la precipitación de sólidos orgánicos e inorgánicos), el uso de dispersantes para controlar la precipitación de asfaltenos y el uso de reductores de punto para el control de ceras, neutralización del efecto de estabilidad de la película que encapsula las pequeñas gotas de agua por los desemulsionantes.
Reacondicionamiento	La separación adicional de agua se puede lograr mediante el reacondicionamiento del equipo existente; invariablemente, los problemas de las emulsiones aumentan después de que el equipo de separación se ha instalado, esto debido al envejecimiento del campo, el aumento de los cortes de agua, un diseño inadecuado de las instalaciones, etc.

## 6.2. Mecanismos involucrados en la desemulsificación [36]

La separación de una emulsión en sus fases o componentes consta de dos etapas:

1. Floculación (agregación, aglomeración o coagulación).
2. Coalescencia.

En cualquiera de estas etapas se puede determinar la velocidad de ruptura de una emulsión.

### 6.2.1. Floculación

Durante esta etapa las pequeñas gotas se agrupan formando agregados o “flóculos”, las gotas están cerca unas de otras llegando a tocar en ciertos puntos, pero sin perder su identidad (no pueden unirse).

La coalescencia tendrá lugar en ésta etapa solamente si existe una película emulsionante de agua muy débil que rodee a las pequeñas gotas y la velocidad de floculación depende de los factores indicados en la Tabla 6.2. [36]

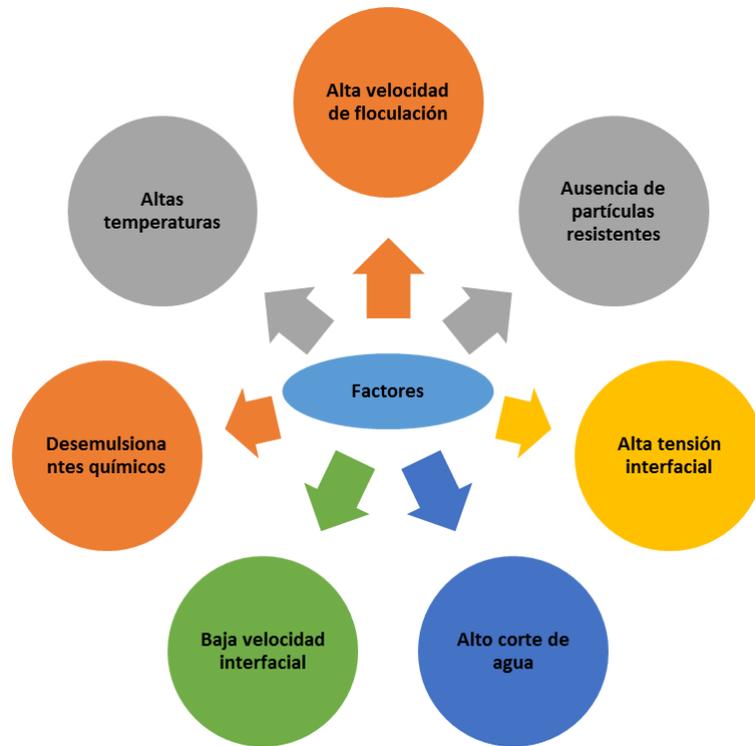
**Tabla 6.2** Factores de los que depende la velocidad de floculación. [36]

Factor	Comportamiento
<b>Contenido de agua</b>	Velocidad de floculación mayor con mayor corte de agua.
<b>Temperatura alta</b>	Con el aumento de la energía térmica de las gotas aumenta la probabilidad de colisión conduciendo a la floculación.
<b>Viscosidad</b>	Con viscosidad baja, se reduce el tiempo de asentamiento y aumenta la velocidad de floculación.
<b>Densidad</b>	Cuando la diferencia de densidades es alta, aumenta la velocidad de sedimentación.
<b>Aplicación de campo electrostático</b>	Aumento de movimiento de las gotas hacia los electrodos, de donde se agregan.

### 6.2.2. Coalescencia

Las pequeñas gotas de agua se fusionan o se unen entre sí para formar una gota más grande, éste es un proceso irreversible que conduce a una disminución en el número de pequeñas gotitas de agua, y finalmente, para completar la desemulsificación.

La coalescencia es realizada por los factores mostrados en la Figura 6.1. [19]



*Figura 6.1 Factores que dan pie a la coalescencia de las gotas. [19]*

### 6.2.3. Sedimentación

Es el proceso en el cual las pequeñas gotas de agua se asientan en una emulsión a causa de su alta densidad, éste proceso es impulsado por la diferencia de densidades entre el aceite y el agua, lo que puede dar lugar a la ruptura de la emulsión.

Las gotas de la emulsión sin eliminar se acumulan en la interfase aceite-agua en los equipos superficiales, formando una capa de emulsión la cual puede provocar varios problemas como los siguientes: [19]

- ◆ Ocupar espacio en el tanque de separación y reducir de manera efectiva el tiempo de retención o de separación.
- ◆ Aumenta el contenido de agua libre y sedimentos.
- ◆ Aumenta el aceite residual en el tratamiento de agua.
- ◆ Aumenta la incidencia de arcos eléctricos o equipos de frecuencia molestos.
- ◆ Crea una barrera para las gotas de agua y sólidos que migran hacia la parte baja de la capa de agua.

Las capas de emulsiones son causadas por desemulsificantes ineficaces (incapaces de resolver una emulsión), insuficiencia de desemulsificantes (cantidades insuficientes para romper la emulsión con eficacia), otro producto químico que anulan el efecto del desemulsionante, temperaturas bajas y la presencia de sólidos acumulados.

### **6.3. Métodos desemulsionantes o para romper emulsiones<sup>[5]</sup>**

El tratamiento de las emulsiones busca de alguna u otra manera neutralizar la acción del agente emulsionante, destruyendo la película interfacial o venciendo las fuerzas repulsivas que impiden la unión de las gotas dispersas y éste proceso se lleva a cabo por una o la combinación de los métodos siguientes:

- ◆ Adición de desemulsificantes químicos.
- ◆ Aumento de la temperatura de la emulsión.
- ◆ Aplicación de campos electrostáticos que promueven la coalescencia de las gotas.
- ◆ Reducción de la velocidad de flujo que permite la separación gravitacional del aceite, agua y gas; esto se logra generalmente en separadores de gran tamaño y desaladoras.

Los métodos para la desemulsificación son muy específicos, dependiendo de la aplicación, esto se debe a la variedad de aceite crudo existente, salmueras, equipos para separación, agentes químicos desemulsificantes y las especificaciones de cada producto, además, las emulsiones y las condiciones a las que están cambian con el tiempo, lo que hace aún más complejo su tratamiento.

Los métodos más comunes usados en el tratamiento de emulsiones se muestran en la Tabla 6.3.

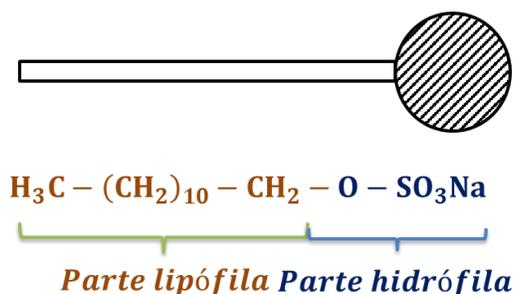
**Tabla 6.3** Métodos de tratamiento de emulsiones. <sup>[19]</sup>

MÉTODO	CARACTERISTICAS
<b>Térmico</b>	Aplicación de calor para reducir la viscosidad del aceite e incrementar la velocidad de asentamiento de las gotas de agua.
<b>Mecánico</b>	Utilización de equipos mecánicos como separadores de agua libre (FWKO por sus siglas en inglés), separadores bifásicos y trifásicos, desaladoras, tanques de almacenamiento, entre otras. La separación del aceite y del agua generalmente se basan en separación gravitacional, debido a que el agua posee una mayor densidad que el aceite y las gotas de agua tienden a asentarse
<b>Eléctrico</b>	Las gotas de agua están cargadas y cuando un campo eléctrico es aplicado, las gotas se mueven muy rápido, haciendo así que choquen entre sí provocando la coalescencia; con éste campo se puede romper la película interfacial al arreglar las moléculas polares, con ello debilita la película y fortalece la coalescencia.  Consiste de un transformador con electrodos que generan corriente alterna de alto voltaje, dichos electrodos son colocados de manera que distribuyan un campo eléctrico perpendicular a la dirección del flujo.
<b>Químico</b>	Un método común es la adición de desemulsionantes, que están diseñados especialmente para neutralizar el efecto estabilizador de los agentes emulsionantes; los desemulsionantes son compuestos de surfactantes que cuando se añaden a la emulsión, migran hacia la interfaz aceite-agua, debilitan a la película rígida y mejoran la coalescencia de las pequeñas gotas de agua.

Uno de los métodos que ha tenido mayor auge y que conviene analizar un poco más es el químico. La correcta selección de los químicos es una etapa crucial en el proceso para romper una emulsión; dicha etapa se ha visto más como un arte que una ciencia, sin embargo, al entender mejor el procedimiento para romper emulsiones, aunado a la disponibilidad de nuevos químicos, nuevas tecnologías, esfuerzos de investigación y desarrollo, ésta selección se ha convertido en algo no tan complejo y más organizado, eliminando así las fallas que se han presentado a lo largo de los años. <sup>[37]</sup>

Los desemulsionantes son químicos que contienen componentes como los solventes que son generalmente un medio de transporte para los ingredientes activos del desemulsionante. También contiene surfactantes que son productos químicos que tienen

propiedades que se caracterizan por valores de balance hidrófilo-lipófilo (BHL), las sustancias con capacidad emulsionante presentan una estructura dipolar (Figura 6.2), donde se distingue una parte hidrofílica (afín al agua) formada por grupos disociables o grupos hidroxilo y otra lipofílica (afín al aceite o grasas) de cadena alquímica.



**Figura 6.2** Esquema general de una molécula de emulsionante. <sup>[25]</sup>

El BHL es una escala que toma valores entre 0 y 20 y que describe características del surfactante, si el valor del BHL es muy bajo (valores inferiores a nueve) existen pocos grupos hidrofílicos, por otro lado, un alto (valores de 8 a 18) BHL indica lo contrario y es soluble al agua como se muestra en la Tabla 6.4.

**Tabla 6.4** Valores de BHL y sus aplicaciones. <sup>[28]</sup>

BHL	APLICACIÓN
1-3	Antiespumante
3-6	Emulsionante (emulsión w-o)
7-9	Humectantes
8-18	Emulsionantes (emulsión o-w)
13-16	Detergentes
16-18	Solubilizantes

Los desemulsionantes actúan por el desplazamiento total o parcial de los componentes estabilizadores de las películas interfaciales alrededor de las pequeñas gotas de agua, éste desplazamiento provoca un cambio en las propiedades tales como la viscosidad interfacial o la elasticidad de la película protectora, mejorando así la desestabilización. En ciertos casos, los desemulsionantes actúan como un agente

---

---

humectante y cambian la humectabilidad de las partículas de estabilización, lo que a su vez conduce a una ruptura de la película de la emulsión.

Por otro lado, los factores que afectan a la eficiencia de un desemulsionante son el pH, el tipo de aceite, la composición de la salmuera y la distribución del tamaño de las gotas.

#### **6.4. Prevención de emulsiones <sup>[5]</sup>**

Las emulsiones son, frecuentemente, un problema en el presupuesto operativo de un campo, ya que es prácticamente imposible eliminar las emulsiones durante la producción de aceite; sin embargo, los problemas causados por las emulsiones podrían reducirse y optimizarse siguiendo buenas prácticas operacionales.

Los siguientes puntos son recomendables a seguir en las prácticas operativas:

- ◆ Manejo de sólidos. Los sólidos finos estabilizan a las emulsiones, por ello se deben de hacer esfuerzos para reducir la contaminación de éstos durante la producción. Estos sólidos pueden ser asfaltenos, sarros y ceras.
- ◆ Reducción de productos corrosivos. Se pueden reducir con inhibidores de corrosión eficaces.
- ◆ Acidificación. Las estimulaciones con ácidos pueden generar emulsiones muy estrechas; en consecuencia, a la hora de emplear ácidos, es recomendable hacerlo con mucho cuidado y su rendimiento debe ser revisado.
- ◆ Turbulencia. Los estranguladores y otros dispositivos como las bombas deben de ser controladas para optimizar el corte y la mezcla, una fuerte mezcla da pie a emulsiones muy estrechas o inclusive a re-emulsificar después de la separación del agua.
- ◆ Compatibilidad de los productos químicos. Los productos químicos son utilizados cada vez más en la recuperación mejorada de aceite y en el procesamiento de crudo, se piensa que tal vez, éstos productos pueden ser los causantes de los problemas de las emulsiones, por ello se deben de hacer estudios de compatibilidad durante la producción del aceite (desde el yacimiento hasta las

instalaciones de separación), y sus tendencias a formar emulsiones deben de ser minuciosamente evaluados.

## **6.5. Selección y optimización del desemulsionante <sup>[5]</sup>**

Para una instalación petrolera ya existente, se deberían considerar si se está usando el mejor desemulsificante o si éste está siendo utilizado de forma óptima. La selección del desemulsificante, aún se considera un arte que mejora con la experiencia, sin embargo, hay ciertos métodos disponibles para reducir algunas incertidumbres que intervienen en la detección y selección óptima del desemulsificante.

A la hora de seleccionar el desemulsionante, también se debe tener en mente el sistema de tratamiento de emulsiones, por lo que algunas de las preguntas que se podrían hacer serían, ¿cuál es el tiempo de retención de la emulsión en el equipo?, ¿qué tipo de emulsión se está tratando?, ¿de cuánto es el corte de agua?, ¿el sistema es calentado?, ¿cuáles son los rangos de temperatura manejables?, ¿hay cambios en la composición?

Conforme van cambiando las condiciones en el campo, los requerimientos de desemulsificantes también varían, por ejemplo, la acidificación de un pozo puede dar lugar a lodos asfálticos, lo que a su vez forman emulsiones muy estrechas y estables. Del mismo modo, en las reparaciones del pozo y en el uso de tratamientos químicos pueden conducir a estos problemas en las plantas de tratamiento.

Las consecuencias que conllevan el tratamiento de los pozos y otras actividades deben de ser anticipadas y el operador debe de tomar la decisión de aumentar las dosis de desemulsificantes, de ser necesario, porque no se puede esperar que el mismo desemulsificante o una misma dosis sean capaces de resolver la emulsión cuando las condiciones van cambiando.

Al seleccionar un desemulsionante para un cierto sistema, generalmente se inicia con una prueba de botella, las muestras representativas se transfieren a varios tubos de centrífuga, posteriormente se añaden desemulsificantes de diferentes proveedores a

dichos tubos en varias proporciones, se recogen y analizan los datos de deserción del agua para así poder determinar el mejor desemulsificante.

Para la selección del mejor desemulsificante, varios conjuntos de pruebas pueden ser necesarios en diferentes concentraciones, temperaturas, cortes de agua, etc. Las dosis de desemulsificantes obtenidas en laboratorio suelen ser mayores que los necesarios en el campo, por ello es recomendable que las pruebas de botella se realicen con emulsiones frescas (es decir, a pocos minutos después del muestreo), ya que el tiempo que pase después de la prueba provoca un efecto significativo sobre la dosis de desemulsificante.

Durante la prueba de botella, otros factores deben de ser tomados en cuenta: el color y apariencia de la emulsión, claridad del agua, sedimentos presentes en el agua y sólidos sueltos que cuelgan en la interfase. Estos factores pueden proporcionar información que son importantes durante la selección de desemulsificantes.

Posteriormente a las pruebas de botella, dos o tres desemulsificantes son seleccionados para las pruebas en campo, durante estas pruebas dichos productos deben de ser probados en diversas concentraciones, temperaturas de operación, tiempos de sedimentación, se ensayan para la claridad del agua separada, y lo más importante, la cantidad de agua y sal que queda en el crudo producido. También es recomendable probar los productos químicos durante un período de tiempo (mínimo de 1 a 2 días) para evaluar el rendimiento químico, el mejor desemulsificante es el que produce una separación limpia con mayor rapidez a un menor costo por unidad de barril de aceite.

Las concentraciones de desemulsionantes varían generalmente de menos de 5 [ppm] (aproximadamente 1 [gal /5,000 [bbl]) a más de 200 [ppm] (aproximadamente 8 [gal/1,000 [bbl]), el rango más común es entre 10 y 50 [ppm]. Cualquiera que sea la dosis de desemulsionante y su rango, puede ser posible reducir y optimizar su uso mediante la evaluación de sus diversos componentes en el programa de tratamiento.

## Conclusiones

Si bien es cierto que el tratamiento de las emulsiones en la producción de aceite crudo es importante para la reducción de problemas operativos y, por ende, el aumento de los costos de las instalaciones, en éste trabajo se da un enfoque diferente a la importancia del uso de las emulsiones, sobre todo, en el transporte de aceite pesado.

La viscosidad del aceite crudo pesado es el factor más importante en el transporte por oleoductos, por ello, se debe encontrar una alternativa viable económica y operativamente aceptable que reduzca la viscosidad de éste y sus emulsiones. Una de las alternativas es la formación de emulsiones aceite en agua.

Es de gran importancia conocer las tecnologías que se implementan alrededor del mundo para el manejo de aceite pesado y sus emulsiones, esto, debido a la escasa disponibilidad de las reservas convencionales y el incremento en la demanda actual de energéticos. Se debe continuar la innovación e investigación en aceites pesados para su recuperación, producción y transporte, con el fin de encontrar otros métodos que den pie a una mayor velocidad de flujo, permitiendo reducir costos operativos.

El campo de las emulsiones en la industria petrolera es bastante extenso, por lo que se requiere de su estudio y comprensión para mejorar los procesos de producción, ya sea por medio de la formación de emulsiones o mediante su tratamiento.

---

---

## Referencias

1. Becher, P., & Dekker. (1988). *Encyclopedia of Emulsion Technology*. Vol. 3. New York.
2. H. Vernon S., & Arnold, K. Crude Oil Emulsions. Meridian Corp. Paragon Engineering Services Inc.
3. Kokal, S. (2002). *Crude Oil Emulsions: A-State-Of-The-Art-Review*. Society of Petroleum Engineers, Texas. Saudi Aramco.
4. Revista Iberoamericana de Polímeros. (2002). *Glosario de Terminología Reológica*. Vol. 3(2): <http://www.ehu.es/reviberpol/pdf/abr/reologia.pdf>
5. Lake, L. (2006). *Petroleum Engineering Handbook*. U. of Texas at Austin. SPE.
6. Ramos, S.O., & Garces, W.Z. (2009). *Diseño De Las Principales Facilidades De Superficie Para La Deshidratación Del Crudo Proveniente De La Formación San Fernando A Escala Piloto*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
7. Schramm, L. L. (1992). *Petroleum Emulsions*.
8. Tambe, D.E. & Sharma, M.M. (1993). *Factors controlling the stability of Colloid-Stabilized Emulsions*. J. of Colloid Interface Science.
9. Pasquali, R. C. *Catedra de Farmacotecnia I. Seminario sobre emulsiones*. Facultad de Farmacia y Bioquímica, Universidad de Buenos Aires: [es.Slidshare.net/zinzita/emulsiones](http://es.Slidshare.net/zinzita/emulsiones).
10. Seda, M. (2011). *Los Coloides*: [http://es.slideshare.net/mariana\\_seda/coloides-10042125](http://es.slideshare.net/mariana_seda/coloides-10042125)
11. Kosegarten & Conde, C. E. (2012). *Factores Principales que Intervienen en la Estabilidad de una Emulsión*. Temas Selectos de Ingeniería de Alimentos.
12. Jones, T.J., & Neustadter, E.L., & Wittingham, K.P. (1978). *Water-in-Crude Oil Emulsion Stability and Emulsion Destabilization by Chemical Demulsifiers*. Journal of Canadian Petroleum Technology.
13. Kilpatrick, P.K. & Spiecker, P.M. (2011). *Asphaltene Emulsions*. Encyclopedic Handbook of Emulsion Technology. New York City.
14. Tambe, D.E. & Sharma, M.M. (1993). *Factors Controlling the Stability of Colloid-Stabilized Emulsions*. Journal of Colloid and Interface Science. No. 157.
15. Kimbler, O.K. & Reed, R.L. & Silberberg, I.H. (1966). *Physical Characteristics of Natural Films Formed at the Crude Oil-Water Interfaces*. Journal of Petroleum Technology. No. 153.
16. Marfisi. S & Salager. J. L. (2004). *Deshidratación de Crudos - Principios y Tecnologías*. Cuaderno FIRP N° S853PP. Venezuela: Universidad de Los Andes, Laboratorio FIRP, Escuela de Ingeniería Química.
17. Levine, S. & Sanford, E (1985). *Stabilization of Emulsion Droplets by Fine Powders*. Canadian Journal Chemical Engineering.

18. Amarfio, E. M. & Aborisade O. & Shaibu, M. (2013). *Effects of Nano-Particles (al, al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, cu, cuo) in Emulsion Treatment and Separation*. Society of Petroleum Engineers.
19. Vega, C. & Delgado, M. (2002). *Treatment of waste-water/oil emulsions using mirowave radiation*. Society of Petroleum Engineers. Universidad Simón Bolívar. Bolivia.
20. Bastos B. J.M. & Zambrano B. L.S. (2006). *Separación de Emulsiones Aceite-agua-lodos Provenientes del Proceso de Extracción de Aceite de Palma Mediante Técnicas de Microondas*. Universidad Industrial de Santander: Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas.
21. Casilla, A. L. & Doria, M. A. & Geney, M. A. & Jarma, S. E. & Ríos, C. E. *Tecnología de Microondas Aplicada a la Conservación de Alimentos*. Colombia: Facultad de Ingenierías.
22. Pietrangeli, G. & Quintero, L. & Jones, T & Q. Darugar. (2014). *Treatment of Water in Heavy Crude Oil Emulsions with Innovate Microemulsion Fluids*. Baker Hughes. Society of Petroleum Engineers.
23. Ling, N.N.A. & Haber, A & May, A.F. & Fridjonsson, E.O & Johns, M.L. *NMR Studies of Rmulsion Microstructure Approaching the Phase Inversion Point*. The University of Western Australia: School of Mechanical and Chemical Engineering. Australia.
24. Nanociencias, IPN. *Resonancia Magnética Nuclear, 750 y 400 MHz: Líquidos*. [www.nanocentro.ipn.mx](http://www.nanocentro.ipn.mx)
25. Schramm L.L. (1992) *Emulsions: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. Advances in Chemistry Series. No. 231, Washington, D.C.
26. Gambhir, P.N. & Agarwala, A.K. (1985). *Journal of the American Oil Chemists' Society*.
27. Walling, P.L. (1988). *Society of Cosmetic Chemists*.
28. Schramm, L.L. (2005). *Emulsions, Foams, and Suspensions: Fundamentals and Applications*.
29. Simon, R. & Ponyter, W.G. (1968). *Journal of Petroleum Technology and Alternative Fuels*.
30. Arriola, M. E. & Gorordo, C.S. *Optimización de la Producción en Pozos con Crudo Pesado y Extra Pesado Utilizando Mejoradores de Flujo*. PetroQuiMex: La Revista de la Industria Petrolera.
31. Alboudwarej, H. & Muhammad, M. & Shahraki, A. & Dubey, S. & Vreenegoor, L. & Saleh, J. (2007). *Rheology of Heavy-Oil Emulsions*. Schlumberger - Shell Global Solutions (US) Inc. - Shell International E&P.
32. Schramm, L.L. (2005). *Emulsions, Foams, and Suspensions: Fundamentals and Applications*.

- 
- 
33. Salager, J.L. (1991). *Uso de los Surfactantes en la Industria Petrolera. Laboratorio de Formulación, Interfaces, Reología y Procesos*. Venezuela: UNIVERSIDAD DE LOS ANDES: ESCUELA DE INGENIERIA QUIMICA.
  34. Taylor, K.C. & Hawkins, B.F. (1992). *Emulsions in Enhanced Oil Recovery*. Alberta, Canada: Calgary. Petroleum Recovery Institute.
  35. Menon, V.B. & Wasan, D.T. (1987). *Particle-Fluid Interactions with Applications to Solid-Stabilized Emulsions*. Part III. Colloids & Surfaces.
  36. Bobra, M. (1990). *A Study of the Formation of Water-in-Oil Emulsions*. Arctic and Marine Oil Spill Program Technology Seminar, Edmonton, Canada.
  37. Kokal, S.L. & Wingrove, M.D. (2000). *Emulsion Separation Index: From Laboratory to Field Case Studies*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas.