



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

## CARACTERIZACIÓN REOLÓGICA DE SISTEMAS DISPERSADOS ACEITE-SALMUERA-SURFACTANTE, ESTUDIO DE CASO EN EL CAMPO TEOTLECO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**Maestro en ingeniería**

PRESENTA:

**Hernán Quiroz Villarreal**



DIRECTOR DE TESIS:  
Dr. Enrique Soto Castruita

2014

Hernán Quiroz Villarreal: *Tesis de Maestría*, © 2017. L<sup>A</sup>T<sub>E</sub>X UNAM

**PROFILE:**

[mx.linkedin.com/in/hernanquiroz/](https://mx.linkedin.com/in/hernanquiroz/)

**E-MAIL:**

[quirohdx@gmail.com](mailto:quirohdx@gmail.com)

[hquiro@iim.unam.mx](mailto:hquiro@iim.unam.mx)

---

La portada reproduce el formato requerido por la División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra y el consejo de titulación de la Facultad de Ingeniería UNAM. Última actualización agosto 2017.

## SUMARIO

La caracterización volumétrica y el transporte de los fluidos del yacimiento es crucial en todo tipo de procesos en la industria como la producción, acondicionamiento, refinación, etc. Actualmente en México hay una necesidad apremiante de conocer con precisión los datos de propiedades volumétricas y de transporte de los crudos, en particular para los aceites pesados. Teniendo en cuenta qué los aceites pesados, son de importancia estratégica para México, es igualmente importante el desarrollo de metodologías precisas y confiables para la caracterización de la densidad y viscosidad a lo largo de toda la gama de condiciones que experimentan durante su proceso de producción.

Siendo la viscosidad una propiedad clave para la industria del petróleo, su medición requiere como parámetro fundamental de entrada una medición de la densidad exacta dentro del mismo rango de presión y temperatura.

El objetivo principal de este trabajo es el diseño, validación e implementación de un sistema experimental que funciona en un rango que va desde la temperatura ambiente hasta condiciones de yacimiento 120 °C, y hasta 1000 bar de presión para medir la densidad de los hidrocarburos con precisión de referencia. Para este propósito, se propuso y se implementó el diseño de un sistema hidráulico de alta presión y alta temperatura; este sistema fue desarrollado para permitir mediciones simultáneas de viscosidad y densidad de una muestra.

El sistema de medición de densidad incluye diferentes equipos de laboratorio; una bomba de jeringa de alta presión, un cilindro de transferencia de pistón flotante, un densímetro *Anton Paar* de tubo vibrante, capaz de entregar mas de cuatro figuras de precisión, un baño termostato recirculador, también conectado a un viscosímetro de cuerpo deslizante de alta presión.

El arreglo experimental está calibrado y validado en contra de cinco fluidos de referencia. Los fluidos de referencia elegidos son agua (destilada y desionizada), tolueno con pureza de 99.9 %, y tres mezclas de polímeros con valores certificados de densidad y viscosidad por el instituto de estándares de Alemania. Estos fluidos fueron seleccionados cuidadosamente para todo el rango de condiciones por presentar viscosidades similares a las observadas en muestras de aceite crudo extrapesado, pesado y medio.

Una vez que el sistema experimental se ha validado con los fluidos de referencia, se miden tres aceites crudos representativos mexicanos: un aceite extra pesado, un aceite medio, y un aceite ligero todos provenientes del Golfo de México. Un análisis de incertidumbre se realiza

con el fin de estimar, la incertidumbre relacionada con nuestras mediciones. Luego nuestros datos de densidad se comparan con los resultados de otra metodología. Nuestros datos se utilizan a continuación, en un trabajo relacionado, para la estimación precisa de la viscosidad de los mismos fluidos.

# ÍNDICE GENERAL

Índice de figuras	v
Índice de tablas	v
1 METODOLOGÍA	1
1.1 Introducción	1
1.2 Fluidos Utilizados	1
1.3 Pruebas de Botella	2
1.4 Reometría	2
1.5 Análisis de imágenes de microscopia	5
1.6 Tensión Interfacial	6
2 RESULTADOS	9
2.1 Introducción	9
2.2 Pruebas de botella	9
2.3 Reometría	11
2.4 Análisis de Imágenes	15
2.5 Tensión interfacial	15
BIBLIOGRAFÍA	23

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	Muestras en tubos	5
Figura 2	Tensiómetro de gota	6
Figura 3	Fases formadas en botellas	9
Figura 4	Drenado de las fases	10
Figura 5	Morfología de espuma	10
Figura 6	Prueba A emulsión organogel	11
Figura 7	Prueba B emulsión organogel	12
Figura 8	Prueba C emulsión organogel	13
Figura 9	Prueba D emulsión organogel	14
Figura 10	Prueba A salmuera	15
Figura 11	Prueba B salmuera	16
Figura 12	Prueba D salmuera	17
Figura 13	Prueba D aceite	17
Figura 14	Punto de cedencia	18
Figura 15	Prueba G2	18
Figura 16	Microscopia Amesus 3100	19
Figura 17	Fotografías gotas	19
Figura 18	Densidad del sistema Aire-S-S.	20
Figura 19	IFT del sistema Aire-S-S.	20
Figura 20	Densidad del sistema A-S-S.	21
Figura 21	IFT del sistema A-S-S.	21

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Aceite E2015-1465	1
Tabla 2	Salmuera E2015-1465	2
Tabla 3	Pruebas de botella	2
Tabla 4	Efecto de la concentración	3
Tabla 5	Efecto de la salinidad	3
Tabla 6	Pruebas de botella	4
Tabla 7	Pruebas de botella	5
Tabla 8	Diluciones	7
Tabla 9	Punto de cedencia	15
Tabla 10	Tensión interfacial sistema Aire-Salmuera	16



# 1

## METODOLOGÍA

### 1.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se presenta, de manera secuencial, la exploración general llevada a cabo en laboratorio para buscar la evidencia de la formación del organogel en el sistema multifásico aceite-salmuera-surfactante (**A-S-S**). El trabajo realizado incluye la preparación de varias series de pruebas de botella, mediciones reométricas, y toma de imágenes de microscopía La descripción técnica de los equipos de laboratorio utilizados se incluye el anexo A.

### 1.2 FLUIDOS UTILIZADOS

Para llevar a cabo la reproducción del sistema multifásico **A-S-S**, se utilizó aceite hidrocarburo muestreado en cabeza de pozo, proveniente del pozo Teotleco-42 e identificado como *Teotleco E2015-1465* cuyas propiedades se muestran en la [Tabla 1](#). El muestreo en cabeza de pozo, proporciona una muestra de fluido previo a la adición de aditivos para su estabilización. La salmuera identificada como *Salmuera E2015-1465* y cuyas propiedades se muestran en la [Tabla 2](#) proviene de la misma muestra de cabeza, esta salmuera se filtra antes de ser usada, se prefiere este fluido por encima de una salmuera sintética dado que la alta salinidad, representa una dificultad para estabilizar una salmuera de composición controlada.

Para el surfactante se eligieron dos lotes distintos del mismo producto llamados *Amesus 3100* y *Amesus 3200*, la diferencia entre ambos lotes radica en...

**Tabla 1:** Propiedades de la muestra de aceite E2015-1465.

Gravedad API	39.79
Densidad [g/cm <sup>3</sup> ]	0.82442
Viscosidad [cp]	29

**Tabla 2:** Propiedades del muestra de salmuera E2015-1465.

Salinidad [ppm]	160000
Densidad [g/cm <sup>3</sup> ]	1.1614
Viscosidad [cp]	13

**Tabla 3:** Serie 1 Pruebas de botella del sistema A-S-S a diferentes concentraciones de surfactante.

Botella	1	2	3	4	5	6	7
Concentración [%]	0.5	1	3	5	10	13	15
Amesus [ml]	0.3	0.5	1.5	2.5	5.0	6.5	7.5
Salmuera [ml]	49.8	49.5	48.5	47.5	45	43.5	42.5
Aceite [ml]	50	50	50	50	50	50	50

### 1.3 PRUEBAS DE BOTELLA

Se prepararon 7 muestras de 100 ml cada una de salmuera con tensioactivo y aceite, en una relación 50-50 *v/v*, con diferente concentración del *Amesus3100*, los volúmenes para la preparación se muestran en la [Tabla 3](#). Posterior a la mezcla las muestras fueron agitadas mecánicamente durante un tiempo de 3 minutos y preservadas en un horno a 70°C.

Se registró en fotografías el drenado de las fases salmuera y emulsión organogel en el sistema formado durante 10 días. La intención de este experimento es evidenciar mediante análisis de imágenes el cambio en la composición de la fase emulsionada y salmuera.

### 1.4 REOMETRÍA

Con el propósito de evaluar el efecto de la concentración del producto *Amesus 3100*, la presión y la temperatura sobre las propiedades reológicas del sistema se realizaron los siguientes experimentos. Se preparó una nueva serie de muestras que a 3 concentraciones de producto distintas, las cuales se presentan en la [Tabla 4](#). De cada muestra se analizó su comportamiento reológico tanto para la parte emulsionada como para la salmuera no emulsionada. Para la caracterización reológica del sistema se utilizó un reómetro *Physica MCR* de la marca *Anton Paar*, con una geometría de medición de cilindros concéntricos, y una cámara de presión con calentamiento eléctrico.

Se compararon los reogramas de cada muestra al momento de la preparación y 24 horas después de la preparación. Las siguientes condiciones de medición para cada experimento fueron:

**Tabla 4:** Serie 2 Pruebas de botella del sistema A-S-S a diferentes concentraciones de surfactante.

Botella	1	2	3
Concentración [%]	5	10	15
Amesus [ml]	1.25	2.5	3.75
Salmuera [ml]	23.75	22.5	21.25
Aceite [ml]	25	25	25

**Tabla 5:** Serie 3 Pruebas de botella del sistema A-S-S a diferentes concentraciones de NaCl.

Botella	1	2	3	4	5
Concentración [ppm]	20	50	70	100	120
NaCl [mg]	1000	2500	3500	5000	6000
Amesus [ml]	5	5	5	5	5
Agua [ml]	45	45	45	45	45

**PRUEBA A** Viscosidad vs velocidad de corte a 23 °C y 14.7 psi, con una rampa de velocidad de corte 2 a 100 s<sup>-1</sup>.

**PRUEBA B** Viscosidad vs velocidad de corte a 23 °C y 1500 psi, con una rampa de velocidad de corte 2 a 100 s<sup>-1</sup>.

**PRUEBA C** Viscosidad vs velocidad de corte a 160 °C y 1500 psi, con una rampa de velocidad de corte 2 a 100 s<sup>-1</sup>.

**PRUEBA D** Viscosidad vs temperatura a presión constante de 1500 psi y velocidad de corte de 100 s<sup>-1</sup>, con una rampa de temperatura de 23 a 160 °C.

Adicionalmente se llevo a cabo la **prueba D** para el aceite libre observado durante las pruebas de botella. Para este experimento se contaba con una muestra adicional con una concentración de Amesus 3100 del 3 % con una preparación similar a las anteriores y se incluyó como muestra el aceite original sin producto.

Posteriormente se analizó el efecto de la salinidad de la salmuera sobre el comportamiento reológico en presencia del surfactante, preparándose una salmuera sintética en diferentes concentraciones de cloruro de sodio resumidas en la [Tabla 5](#). En todos los casos la concentración de Amesus 3100 fue del 10 % y el volumen final de las muestras fue de 50 ml. Las botellas fueron agitadas durante 3 minutos para posteriormente llevar a cabo las siguientes pruebas:

**PRUEBA A** Viscosidad vs velocidad de corte a 23 °C y 14.7 psi, con una rampa de velocidad de corte 2 a 100 s<sup>-1</sup>.

**PRUEBA B** Viscosidad vs velocidad de corte a 23 °C y 1500 psi, con una rampa de velocidad de corte 2 a 100 s<sup>-1</sup>.

**PRUEBA D** Viscosidad vs temperatura a presión constante de 1500 psi y velocidad de corte de 100 s<sup>-1</sup>, con una rampa de temperatura de 23 a 70 °C.

**PRUEBA F** Viscosidad vs velocidad de corte a 70 °C y 1500 psi, con una rampa de velocidad de corte 2 a 100 s<sup>-1</sup>.

### Punto de cedencia

Se propone evaluar el reograma en con condiciones de esfuerzo oscilatorio para demostrar que las fases emulsionadas que se generan durante las pruebas de botella poseen propiedades visco elásticas. Para evaluar las implicaciones de este fenómeno se preparan una nueva serie de muestras A-S-S, las concentraciones y volúmenes de cada muestra se presentan en la [Tabla 6](#).

**Tabla 6:** Serie 4 Pruebas de botella del sistema A-S-S a diferentes concentraciones de surfactante.

Botella	1	2	3	4
Concentración [ %]	5	10	13	15
Amesus [ml]	1.25	2.5	3.25	3.75
Salmuera [ml]	23.75	22.5	21.75	21.25
Aceite [ml]	25	25	25	25

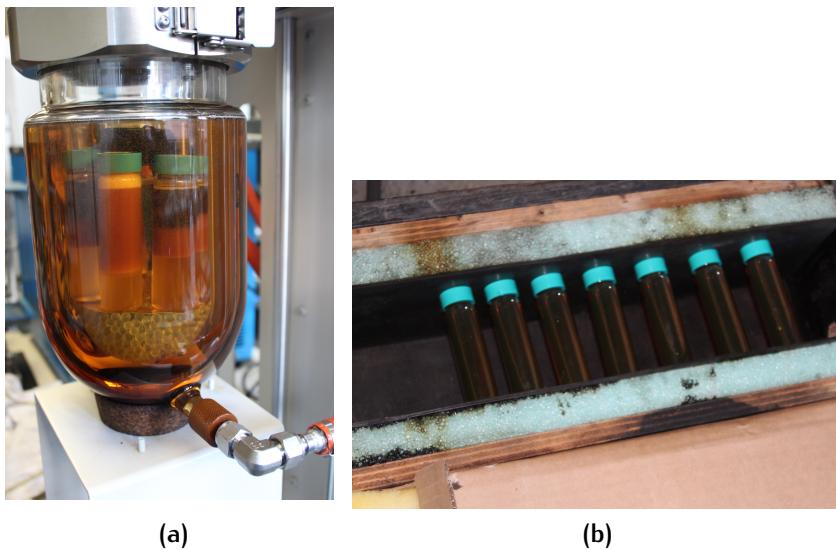
Se realizaron mediciones del módulo complejo y el módulo de almacenamiento, en una prueba de flujo oscilatorio con un barrido de deformación de 0.1 % a 100 % y una frecuencia angular de 0.5 rad/s.

**PRUEBA G1** Módulos complejo y de almacenamiento vs velocidad de corte en flujo oscilatorio a 23 °C y 14.7 psi, con una rampa de deformación de 0.1a100 %, amplitud de XX rad y frecuencia angular de 0.5 rad.

**PRUEBA G2** Módulos complejo y de almacenamiento vs velocidad de corte en flujo oscilatorio a 70 °C y 14.7 psi, con una rampa de deformación de 0.1a100 %, amplitud de XX rad y frecuencia angular de 0.5 rad.

### Tiempo de re-estruturación

Adicionalmente se realizan mediciones de viscosidad vs velocidad de corte, intercaladas con un periodo de reposo, que permita capturar cualitativamente la reestructuración del sistema después de ser sometida al corte.



**Figura 1:** (a) Arreglo experimental en reactor Paar. (b) Agitador mecánico.

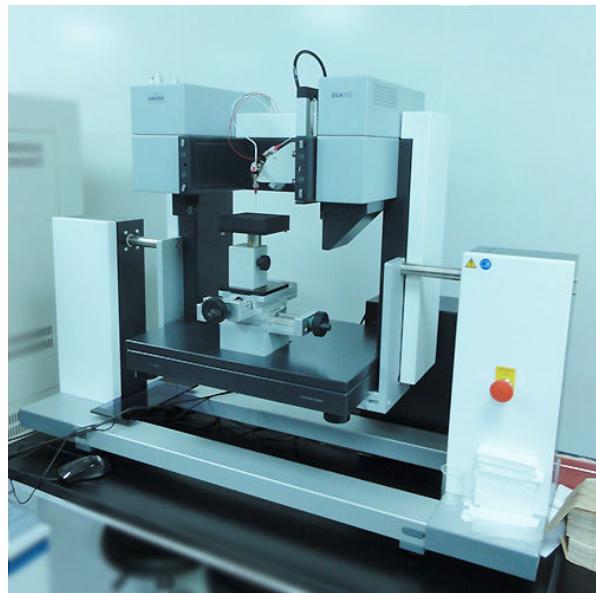
## 1.5 ANÁLISIS DE IMÁGENES DE MICROSCOPIA

Se propone realizar la microscopía para cada una de las fases formadas en las pruebas de botella, estas son llevadas a alta presión en un reactor Parr ([Figura 1 a](#)) para monitorear la morfología del sistema con el tiempo, a fin de describir al menos de manera cualitativa los procesos que tienen lugar y su posible relación con las propiedades reológicas. Las muestras analizadas y su concentración se resumen en la [Tabla 7](#). Esta serie se preparó por duplicado cambiando únicamente el producto surfactante de *Amesus* 3100 en la primera y *Amesus* 3200 para la otra. Se preparan a temperatura ambiente y son agitadas mecánicamente por 3 minutos como las anteriores ([Figura 1 b](#)).

**Tabla 7:** Serie 5 Pruebas de botella del sistema A-S-S a diferentes concentraciones de surfactante.

Botella	1	2	3	4	5	6	7
Concentración [%]	0.5	1	3	5	10	13	15
Amesus [ml]	0.075	0.15	0.45	0.75	1.5	1.95	2.25
Salmuera [ml]	14.925	14.85	14.55	14.25	13.5	13.05	12.75
Aceite [ml]	15	15	15	15	15	15	15

Para cada serie se registra el nivel de las fases formadas en fotografías por XX días y mediante un algoritmo de conteo de pixeles, se registran los niveles de cada foto. Posteriormente se toma una muestra de cada fase formada y es montada en un microscopio.



**Figura 2:** Tensiómetro de gota pendiente Krüss DSA del Instituto Mexicano del Petróleo.

## 1.6 TENSIÓN INTERFACIAL

Se llevaran a cabo mediciones de tensión interfacial en el sistema salmuera-aceite, aceite-aire, salmuera-organogel, y su comportamiento en con la concentración de surfactante. Esta información pretende ayudar a entender los procesos que ocurren dentro del sistema y permitirá complementar la descripción reológica. Para ello se utilizó un tensiómetro gota pendiente *Krüss DSA* ([Figura 2](#)).

Se prepararon 50 ml de una solución madre de salmuera con 20000 ppm de Amesus 3200 en un matraz aforado, a partir de la cual se hicieron diluciones, el detalle de los volúmenes y concentraciones logradas se presenta en la [Tabla 8](#).

Para la correcta determinación del diámetro de aguja utilizado, se utilizó un micrómetro con resolución de 0.01 mm y se calibro el sistema con agua tri-destilada y des-ionizada, de manera que a condiciones atmosféricas obtuviéramos el valor de tensión interfacial del agua, resultando en un diámetro de 0.9 mm. En primer lugar se realizaron mediciones de tensión interfacial para el sistema Aire-Salmuera-Surfactante en todo el rango de concentraciones mostrado en la tabla anterior, utilizando como referencia el valor de densidad del aire al 16 de mayo de 2017 para la CDMX según el sistema meteorológico nacional que es de  $1.1913264\text{kg}/\text{cm}^3$ .

Posteriormente se realizó la medición de tensión interfacial del sistema Aceite-Salmuera-Surfactante y finalmente para el sistema Salmuera-Organogel. Cada medición consiste de una fotografía de la gota, y su análisis mediante el algoritmo del equipo, similar al descrito en el ?? de este trabajo.

**Tabla 8:** Serie de diluciones a diferentes concentraciones de surfactante y salmuera.

Concentracion [ppm]	Amesus 3200		Densidad
	mg / 50 ml	mg/ml	$\rho$ [g/cm <sup>3</sup> ]
20000	1000	20	1.15053
10000	500	10	1.15389
5000	250	5	1.15679
2500	125	2.5	1.15765
1250	62.5	1.25	1.15936
625	31.25	0.625	1.16064
325	16.25	0.325	1.16112
162.5	8.125	0.1625	1.16124
143	7.15	0.143	1.16133
65	3.25	0.065	1.161335
0	0	0	1.16140



# 2 | RESULTADOS

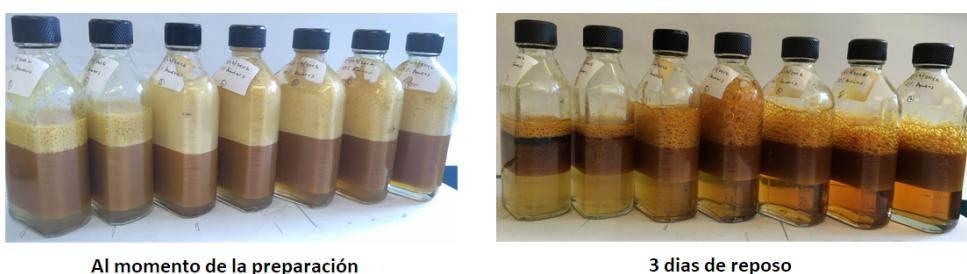
## 2.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se presenta, de manera secuencial, los resultados de la exploración general llevada a cabo en laboratorio para buscar la evidencia de la formación del organogel en el sistema multifásico aceite-salmuera-surfactante (**A-S-S**). El trabajo realizado incluye la preparación de varias series de pruebas de botella, mediciones reométricas, y toma de imágenes de microscopía. La descripción técnica de los equipos de laboratorio utilizados se incluye el anexo A.

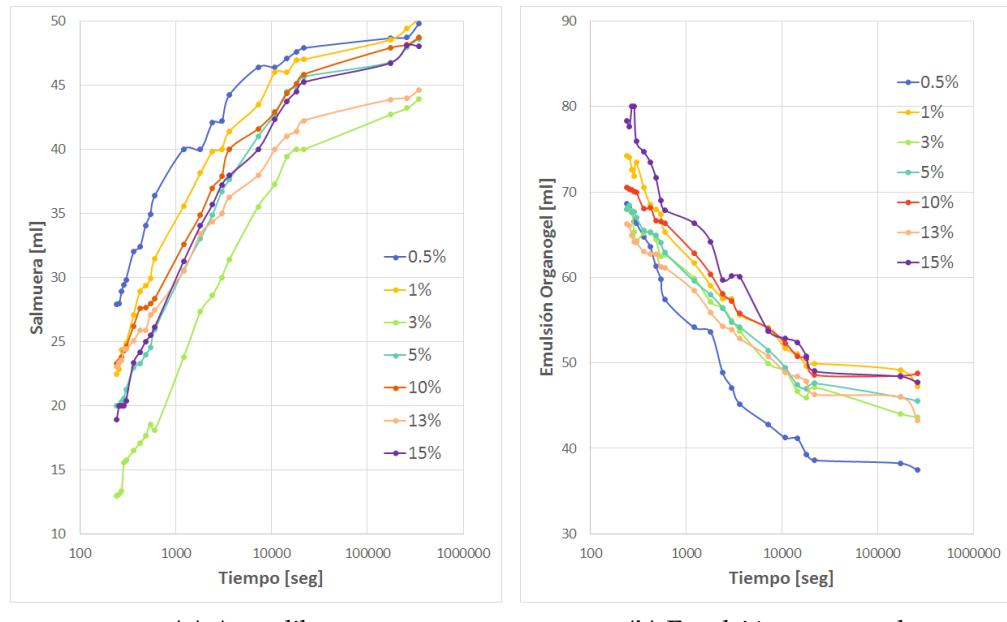
## 2.2 PRUEBAS DE BOTELLA

Luego de la preparación del sistema **A-S-S** y el agitamiento dentro de las botellas, se forman al menos dos fases líquidas (agua libre y emulsión o gel), y espuma, esta última puede romperse dependiendo del manejo de la botella. Las fases mencionadas se muestran en la [Figura 3](#).

Mediante análisis de imágenes y con la ayuda de un simple algoritmo para contar los pixeles en cada imagen, se registraron los niveles aproximado en mL. La medición de los niveles de agua libre y la parte emulsionada (organogel) se presentan en la [Figura 4](#).



**Figura 3:** Pruebas de botella realizadas para el sistema **A-S-S** a diferentes concentraciones de surfactante Amesus 3100

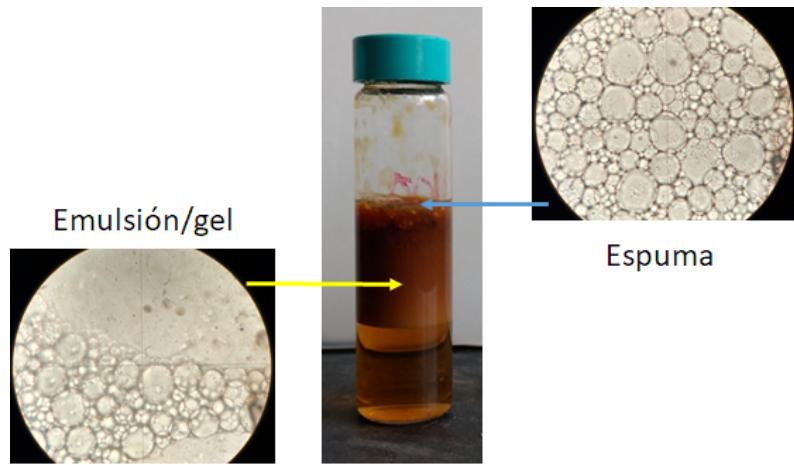


(a) Agua libre

(b) Emulsión organogel

**Figura 4:** Gráfico donde se muestran los niveles de ambas fases agua libre, y emulsión organogel durante 10 días a 70°C para 7 concentraciones de producto surfactante Amesus 3100 .

En este gráfico la dispersión de los puntos al final de drenado se ve afectada por la cantidad de espuma que sobrevivió en el horno y que se muestra en la figura anterior. Por ello se analizó la muestra de espuma al microscopio para comparar su morfología con la de la parte emulsión gel. Esta comparación se muestra en la [Figura 5](#).



**Figura 5:** Se realizó una prueba de botella para comparar la morfología de la espuma formada después del agitamiento en los casos en las concentraciones para las que sobrevivió la espuma después del calentamiento.

No se encontraron diferencias en la morfología de la espuma respecto a la del gel, por lo que se presume que su composición es básica.

camente la misma, con la única diferencia siendo aire atrapado por la una película de surfactante.

## 2.3 REOMETRÍA

Para cada fase presente en las pruebas de botella, se realizaron las pruebas descritas en el capítulo anterior. Se encontraron los siguientes reogramas:

### 2.3.1 Emulsión organogel

#### Prueba A

La viscosidad del sistema se ve afectado por la concentración de surfactante, al momento de la preparación, un incremento de concentración viene acompañado de una viscosidad mayor, la cual en todos los casos se incrementa después de 24 hrs. Sin embargo la relación antes mencionada entre viscosidad y concentración no prevalece pasadas las 24 hrs.(Figura 6).

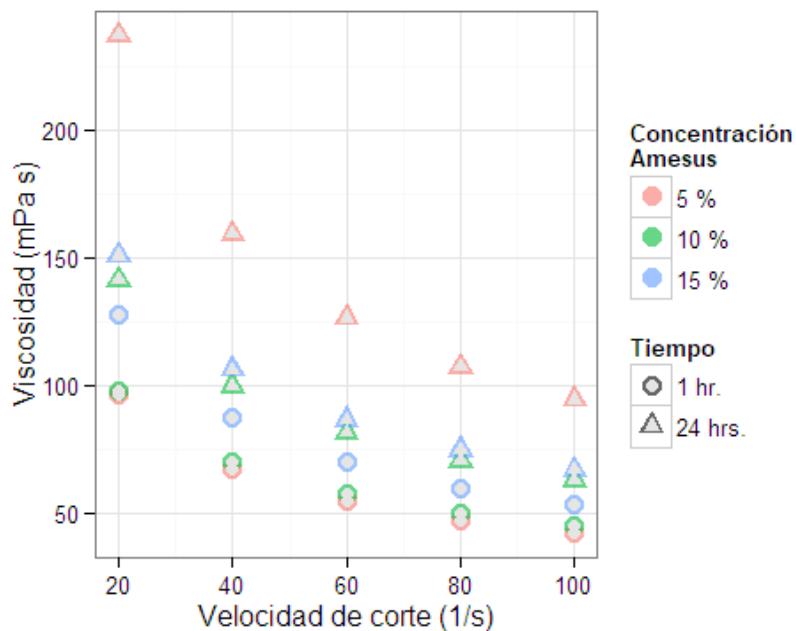
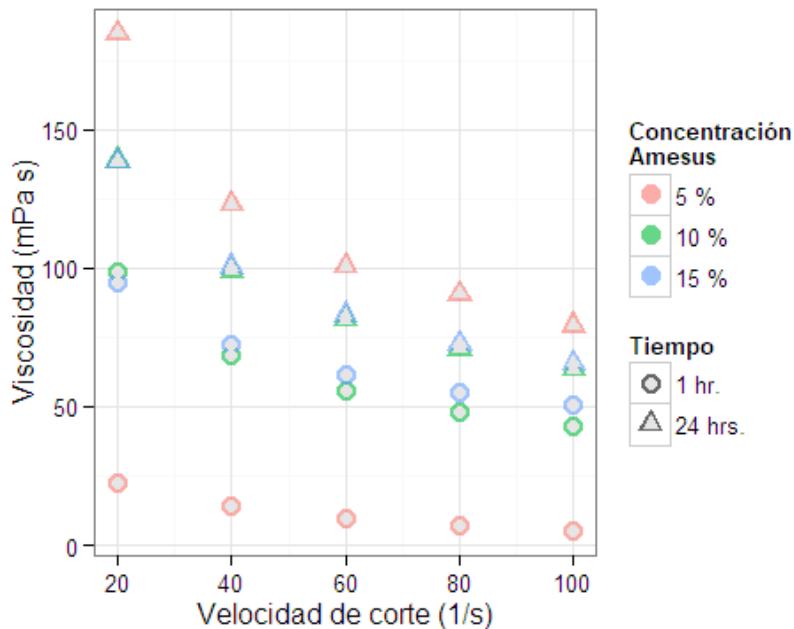


Figura 6: Emulsión-organogel Prueba A: 14.7 [psi] y 23 °C.

#### Prueba B

En esta prueba, la presión del sistema se refleja en una menor viscosidad en todos los casos. El incremento de viscosidad con la concentra-

ción también se cumple al momento de la preparación. Esta relación no se cumple pasadas las 24 hrs. ([Figura 7](#)).



**Figura 7:** Emulsión-organogel Prueba B: 1500 [psi] y 23 °C.

### **Prueba C**

La temperatura del sistema reduce la viscosidad de la muestra en todos los casos, se presume que también la presión contribuye a este comportamiento. Al momento de la preparación una mayor concentración de surfactante incrementa la viscosidad, sin embargo pasadas 24 hrs. esta tendencia se invierte teniendo viscosidades mas bajas para concentraciones mas altas de producto. ([Figura 8](#)).

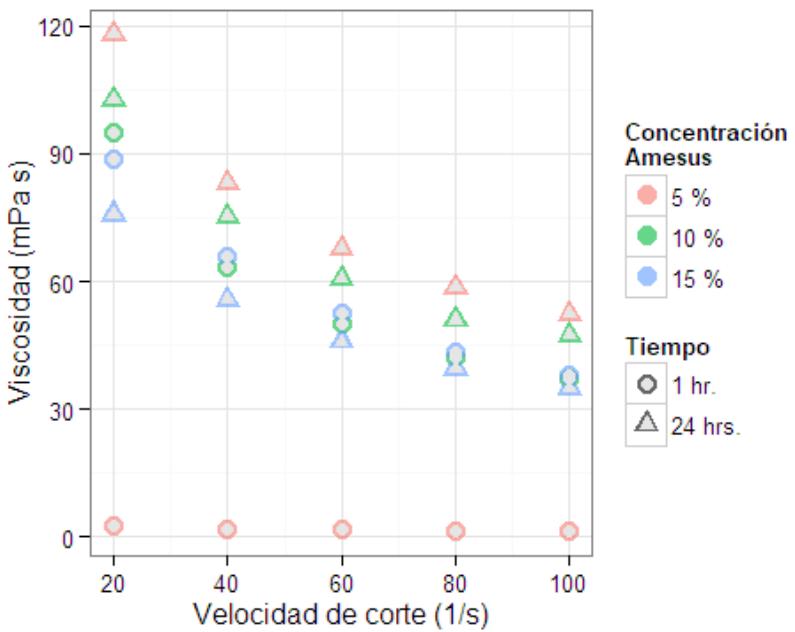
### **Prueba D**

El incremento constante de la temperatura del sistema tiene como resultado la disminución de la viscosidad de la muestra en todos los casos. La concentración muestra un efecto similar que la prueba C. Alrededor de los 100°C esta tendencia se invierte aumentando la viscosidad de la muestra con la temperatura, lo que podría ser indicio de la aparición de estructuras. ([Figura 9](#)).

#### **2.3.2 Salmuera**

##### **Prueba A**

El aumento de la concentración de surfactante disponible en el sistema incrementa la viscosidad del sistema, el tiempo después de la



**Figura 8:** Emulsión-organogel Prueba C: 1500 [psi] y 160 °C.

preparación influye de manera significativa para al concentración mas alta, mientras que en las demás no es tan importante [Figura 10](#).

### **Prueba B**

La presión del sistema reduce la viscosidad de las muestras en todos los casos respecto a la prueba anterior [Figura 11](#).

### **Prueba C**

No pudo realizarse dado que la resolución del equipo no lo permite.

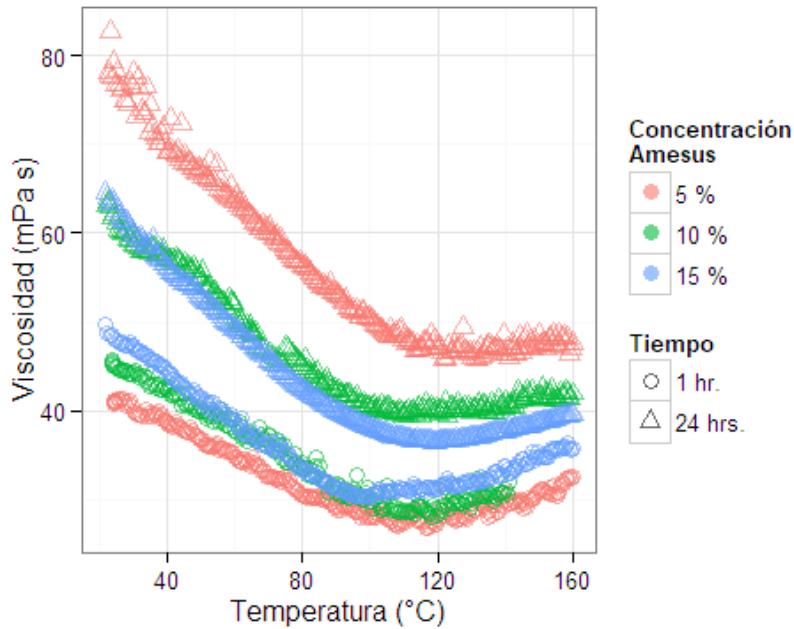
### **Prueba D**

descripción. [Figura 12](#)

#### **2.3.3 Aceite libre**

### **Prueba D**

El aumento en la concentración de surfactante incrementa la viscosidad de la muestra, mientras que la temperatura tiene el efecto contrario. A pesar de esto en todos los casos la viscosidad del aceite sin el producto es mucho mayor



**Figura 9:** Emulsión-organogel Prueba D:  $100 \text{ [s}^{-1}]$  y  $23 - 160 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

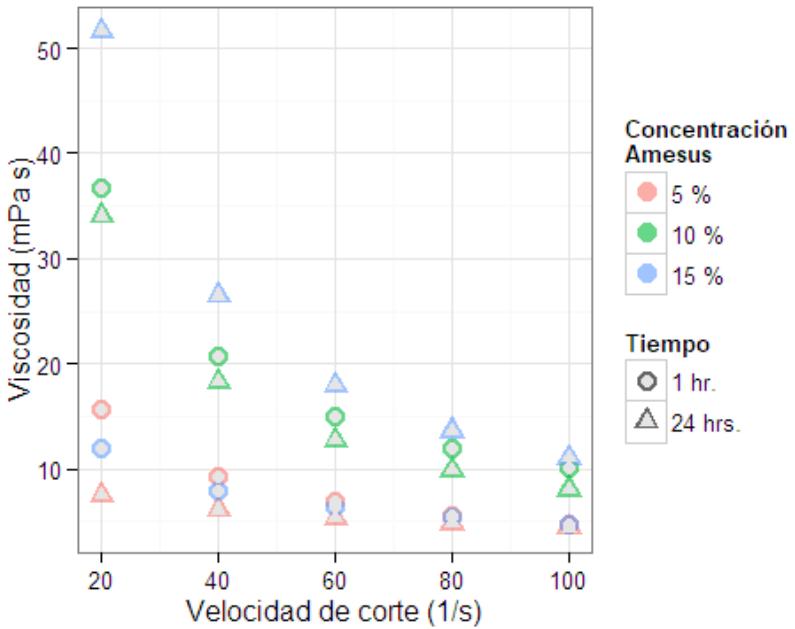
#### 2.3.4 Efecto de la salinidad

Se confirma a través de las pruebas **A B D F** que la salinidad afecta el desempeño del agente surfactante. En la mayoría de los pruebas se puede observar que la concentración intermedia del sistema (10%) representa un estado de transición que se refleja en sus propiedades. Lo anterior indica que para establecer una relación entre salinidad y viscosidad se requiere un estudio más amplio que está fuera de los alcances de este trabajo.

#### 2.3.5 Esfuerzo de cedencia

Para las serie de muestras preparada, se identificaron nuevamente dos fases, agua libre y organogel respectivamente las pruebas G1 y G2 produjo los reogramas presentados en la [Figura 14](#) y [Figura 15](#), en donde se observa que todas las concentraciones y temperaturas presentan un cruce de las curvas de módulo complejo y módulo de almacenamiento, lo que confirma que se trata de una sustancia viscoelástica que posee un punto de cedencia. Aunque no se encontró una relación clara del punto de cedencia con respecto a la concentración esto puede deberse a la dificultad para el muestreo pues la interfase entre las zonas acuosa y oleosa se elige de manera arbitraria.

Los valores de punto de cedencia vs concentración de cada una de las fases emulsionadas (clara y oscura) se encuentran resumidos en la [Tabla 9](#). En todos los casos el esfuerzo de cedencia disminuye con la temperatura. De manera general se aprecia que independiente de



**Figura 10:** Salmuera Prueba A: 14.7 [psi] y 23 °C.

**Tabla 9:** Esfuerzo de cedencia a diferentes concentraciones de producto y temperatura.

Gota	Densidad	IFT [dyn/cm <sup>2</sup> ]					
Teotleco	0.824423	19.45	10.88	8.23	6.11	3.64	1.64
Concentración [ppm]	1	56.25	290	625	1250	2500	
Densidad del medio	1.1614	1.16135	1.16109	1.16064	1.15936	1.15765	

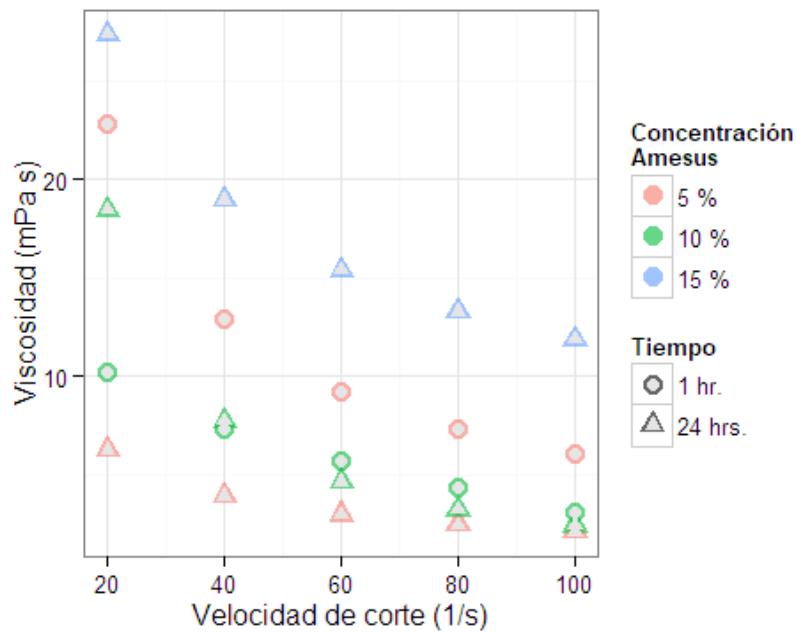
la frecuencia angular el punto de cedencia es similar, este comportamiento corresponde con la clasificación propuesta para un gel débil o fluido estructurado (Clark y Ross-Murphy, 1987).

## 2.4 ANÁLISIS DE IMÁGENES

## 2.5 TENSIÓN INTERFACIAL

El sistema **Aceite-S-S**, se midió en todo el rango de concentraciones con éxito sin embargo los intentos por medir el sistema Organogel-S-S no tuvieron la misma consistencia dado que el organogel no forma gotas en la punta del capilar, el detalle de este fenómeno se puede observar en la [Figura 17](#)

Los valores de tensión interfacial para, el sistema **Aire-S-S** y para **Aceite-S-S** a diferentes concentraciones de surfactante se encuentran resumidos en la [Tabla 10](#) y la [Tabla 11](#)



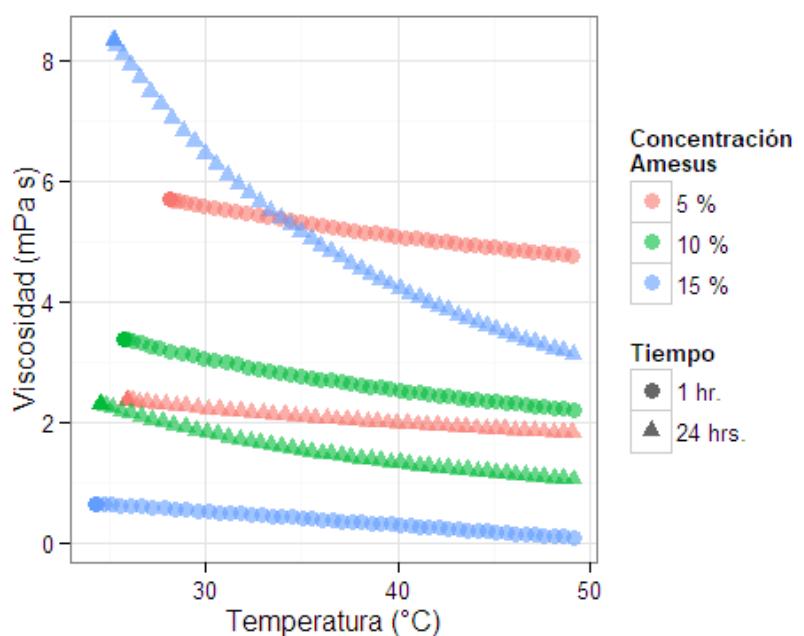
**Figura 11:** Salmuera Prueba B: 1500 [psi] y 23 °C.

**Tabla 10:** Tensión interfacial sistema Aire-Salmuera vs concentración de surfactante Amesus 3200.

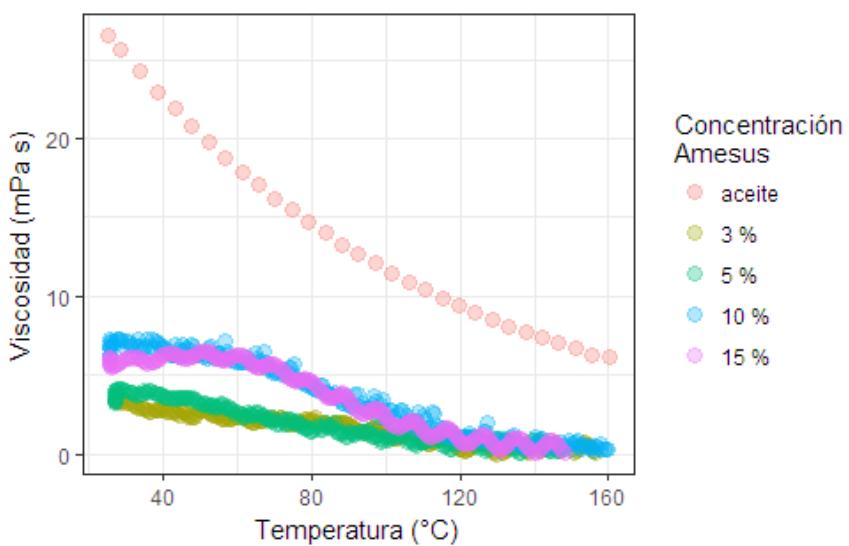
Tipo	Fase	Densidad [g/cm <sup>3</sup> ]						
Gota	líquido	19.45	10.88	8.23	6.11	3.64	1.64	
Medio	gas	1.0014	0.00135	1.00109	1.00064	1.00936	0.00765	
Concentración [ppm]		1	56.25	290	625	1250	2500	
IFT [dyn/cm <sup>2</sup> ]		66.664	58.0	290	625	1250	2500	

**Tabla 11:** Tensión interfacial sistema Aceite-Salmuera vs concentración de surfactante Amesus 3200.

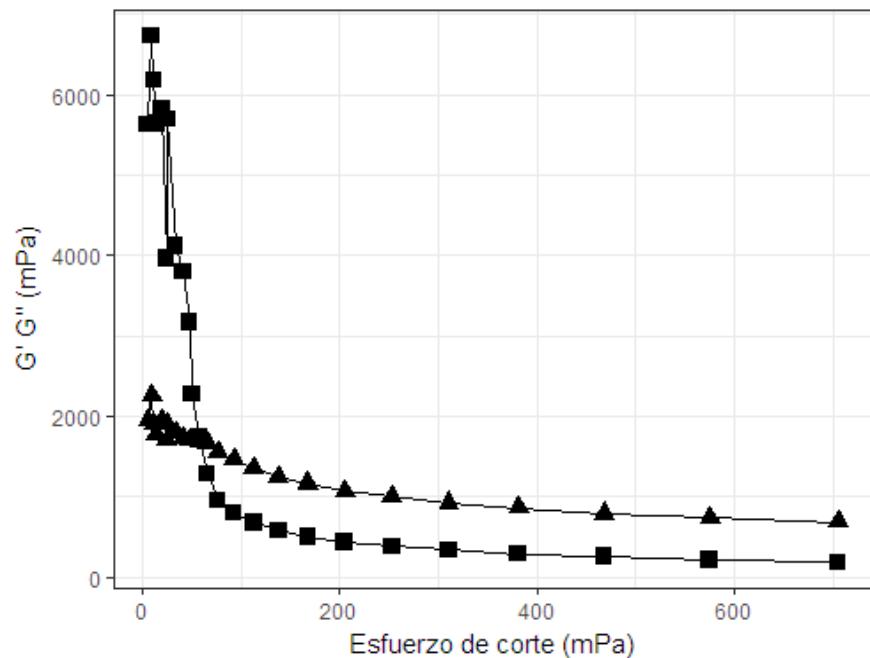
Gota	Densidad	IFT [dyn/cm <sup>2</sup> ]						
Teotleco	0.824423	19.45	10.88	8.23	6.11	3.64	1.64	
Concentración [ppm]	1	56.25	290	625	1250	2500		
Densidad del medio	1.1614	1.16135	1.16109	1.16064	1.15936	1.15765		



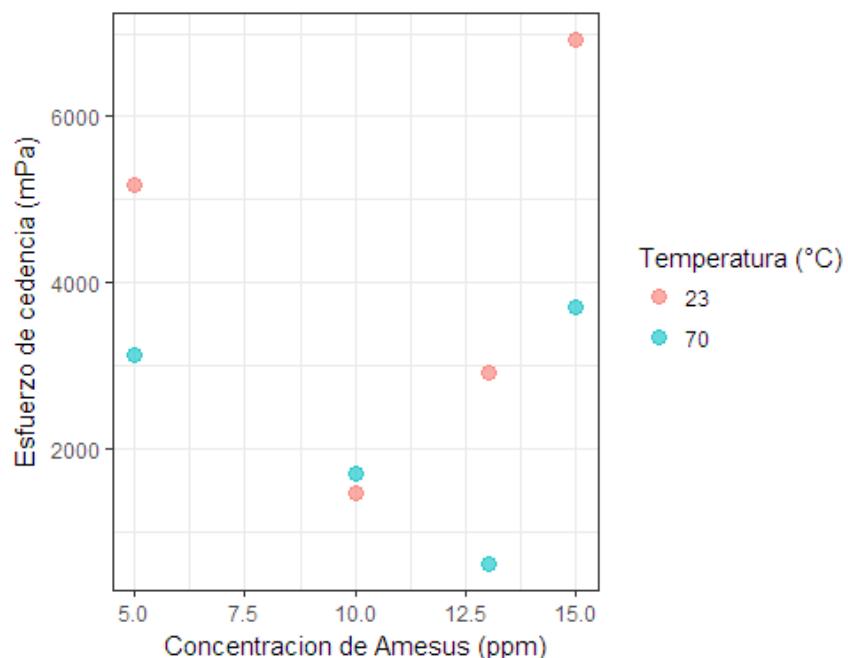
**Figura 12:** Salmuera Prueba D:  $100 \text{ [s}^{-1}\text{]}$  y  $23 - 50^\circ\text{C}$ . La prueba no alcanza la temperatura final programada, pues la viscosidad del sistema está en el umbral de detección del reómetro, por lo que se decide detenerla a  $50^\circ\text{C}$ .



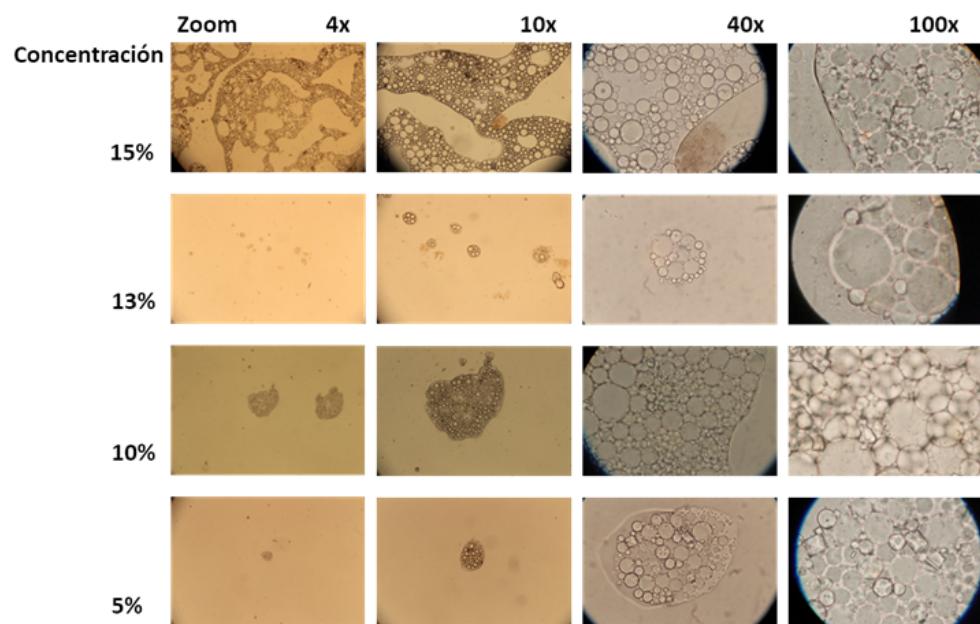
**Figura 13:** Aceite libre Prueba D:  $100 \text{ [s}^{-1}\text{]}$  y  $23 - 160^\circ\text{C}$ .



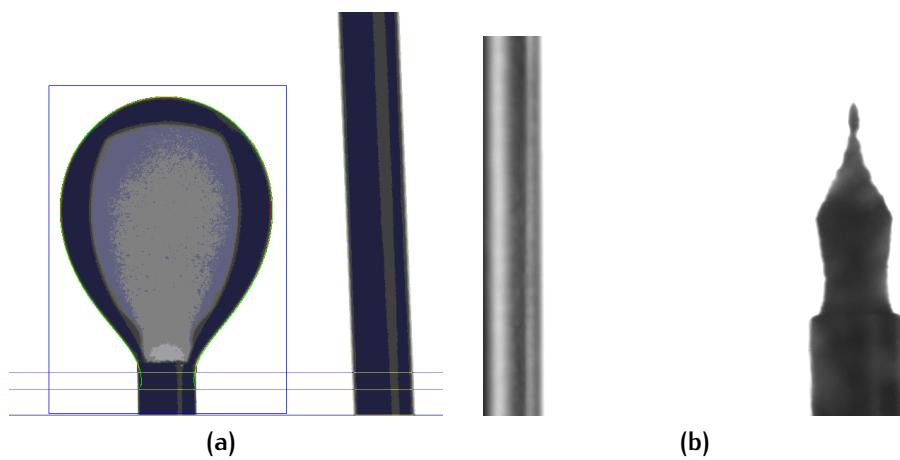
**Figura 14:** Punto de cedencia, reograma típico de la prueba G1. Las curvas del reograma representan el módulo de pérdida y el de almacenamiento, los cuales se cruzan justo en el punto de cedencia.



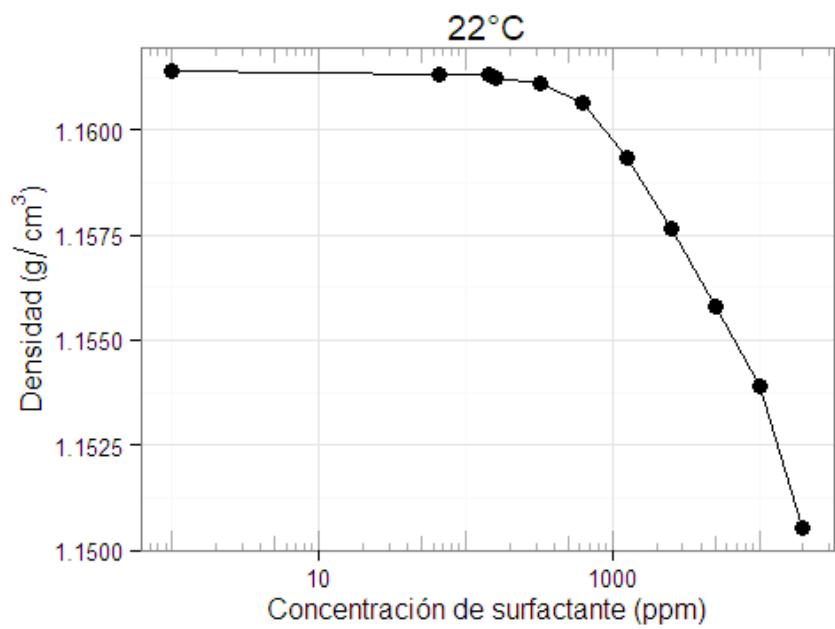
**Figura 15:** Punto de cedencia vs concentración de surfactante, resumen de las pruebas G1 y G2:  $\omega = 0.5$  rad/s.



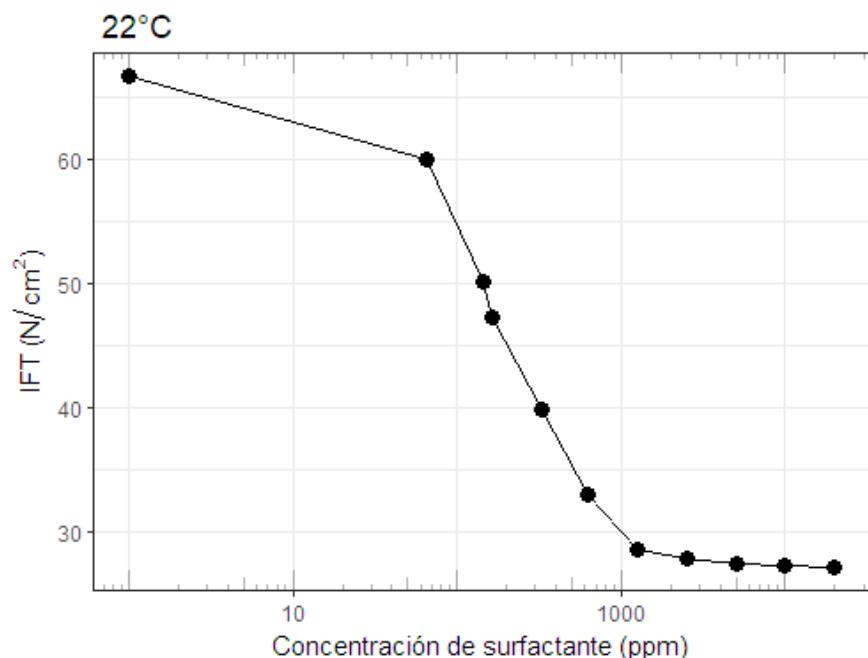
**Figura 16:** Microscopía de la muestra de Amesus 3100. En orden descendente, botellas 4 a la 7.



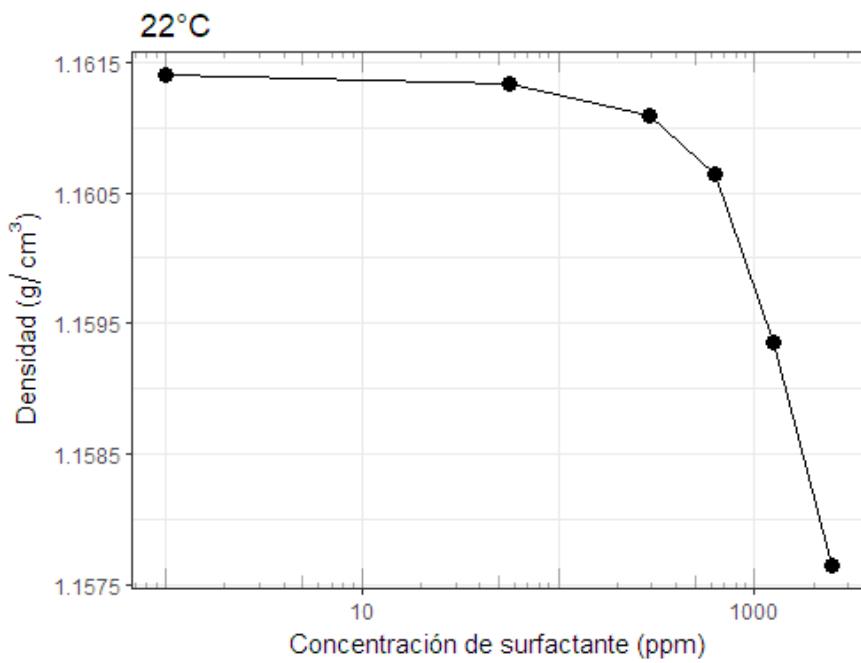
**Figura 17:** (a) Sistema Aceite-Salmuera-Surfactante, el aceite forma gotas que flotan debido a la diferencia de densidad. (b) Sistema Organogel-Salmuera-Surfactante, en ninguna concentración el gel forma gotas.



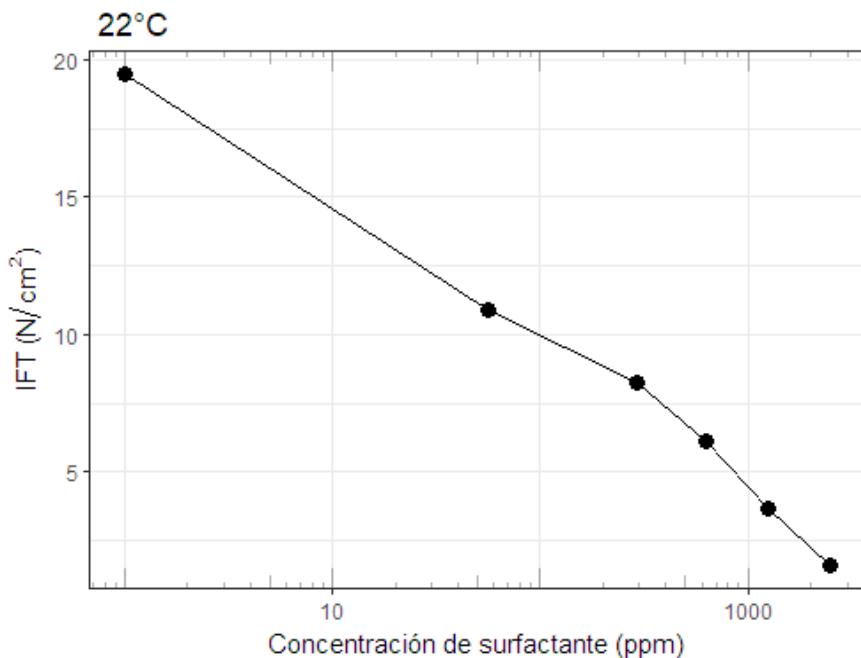
**Figura 18:** Densidad del sistema Aire-Salmuera-Surfactante Vs concentración de surfactante.



**Figura 19:** Tensión interfacial del sistema Aire-Salmuera-Surfactante Vs concentración de surfactante.



**Figura 20:** Densidad del sistema Aceite-Salmuera-Surfactante vs concentración de surfactante.



**Figura 21:** Tensión interfacial del sistema Aceite-Salmuera-Surfactante Vs concentración de surfactante.



# BIBLIOGRAFÍA

- Alcázar-Vara, L.A., L.S. Zamudio-Rivera, E. Buenrostro-González, R. Hernández-Altamirano, V. Y. Mena-Cervantes y J. F. Ramírez-Pérez  
2015 "Multifunctional Properties of Zwitterionic Liquids. Application in Enhanced Oil Recovery and Asphaltene Aggregation Phenomena", *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 54, 11 (mar. de 2015), págs. 2868-2878, DOI: 10.1021/ie504837h, <http://dx.doi.org/10.1021/ie504837h>.
- Ali, S.M. Farouq y S. Thomas  
1996 "The Promise And Problems of Enhanced Oil Recovery Methods", *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 35, 07 (jul. de 1996), DOI: 10.2118/96-07-07, <http://dx.doi.org/10.2118/96-07-07>.
- Almdal, K., J. Dyre, S. Hvidt y O. Kramer  
1993 "Towards a phenomenological definition of the term 'gel'", *Polymer Gels and Networks*, 1, 1 (ene. de 1993), págs. 5-17, DOI: 10.1016/0966-7822(93)90020-i, [https://doi.org/10.1016/0966-7822\(93\)90020-i](https://doi.org/10.1016/0966-7822(93)90020-i).
- Altamirano, R.H., V.Y.M. Cervantes, L.S.Z. Rivera, H.I.B. Conde y S.L. Ramirez  
2013 *Gemini surfactants, process of manufacture and use as multifunctional corrosion inhibitors*, US Patent 8,518,868, <http://www.google.com/patents/US8518868>.
- Alvarado, Vladimir y Eduardo Manrique  
2010 "Enhanced Oil Recovery: An Update Review", *Energies*, 3, 9 (ago. de 2010), págs. 1529-1575, DOI: 10.3390/en3091529, <http://dx.doi.org/10.3390/en3091529>.
- Amyx, James W., Daniel M. Bass y Robert L. Whiting  
1960 *Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties*, McGraw-Hill Book Company, Inc., ISBN: 0070016003, <https://www.amazon.com/Petroleum-Reservoir-Engineering-Physical-Properties/dp/0070016003%3FSubscriptionId%3D0JYN1NVW651KCA56C102%26tag%3Dtechkie-20%26linkCode%3Dxm2%26camp%3D2025%26creative%3D165953%26creativeASIN%3D0070016003>.

- Austad, T., B. Matre, J. Milter, A. Savareid y L. Oyno  
1998 "Chemical flooding of oil reservoirs 8. Spontaneous oil expulsion from oil- and water-wet low permeable chalk material by imbibition of aqueous surfactant solutions", *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 137, 1-3 (jun. de 1998), págs. 117-129, DOI: 10.1016/s0927-7757(97)00378-6, [http://dx.doi.org/10.1016/S0927-7757\(97\)00378-6](http://dx.doi.org/10.1016/S0927-7757(97)00378-6).
- B. Straumanis, M.E. Jirgensons  
1962 *A Short Textbook of Colloid Chemistry*, Pergamon Press, ISBN: 0080096018.
- Bailey, B., M. Crabtree y J. Tyrie  
2000 "Water Control", *Oilfield Review*, 12 (1 2000), [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors00/spr00/p30\\_51.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors00/spr00/p30_51.pdf).
- Berry, Joseph D., Michael J. Neeson, Raymond R. Dagastine, Derek Y.C. Chan y Rico F. Tabor  
2015 "Measurement of surface and interfacial tension using pendant drop tensiometry", *Journal of Colloid and Interface Science*, 454 (sep. de 2015), págs. 226-237, DOI: 10.1016/j.jcis.2015.05.012, <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2015.05.012>.
- Bird, K.S.  
2008 (ed.), *Handbook of Surface and Colloid Chemistry, Third Edition*, CRC Press, ISBN: 978-0-8493-7327-5.
- Buelvas, Manue Jose Laastre y Arthur William Milne  
2012 "A Solids-Free Permeability Modifier for Application in Producing and Injection Wells", en *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, Society of Petroleum Engineers (SPE), DOI: 10.2118/151836-ms, <http://dx.doi.org/10.2118/151836-MS>.
- Chierici, Gian Luigi  
1995 *Principles of Petroleum Reservoir Engineering*, Springer Science + Business Media, DOI: 10.1007/978-3-642-78243-5, <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-78243-5>.
- Clark, Allan H. y Simon B. Ross-Murphy  
1987 "Structural and mechanical properties of biopolymer gels", en *Biopolymers*, Springer-Verlag, págs. 57-192, DOI: 10.1007/bfb0023332, <https://doi.org/10.1007/bfb0023332>.

Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH

- 2012 (ed.), *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*, Documento técnico de trabajo, CNH: Comisión Nacional de Hidrocarburos, [http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/149844/IOR\\_EOR\\_published.pdf](http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/149844/IOR_EOR_published.pdf).

Cosgrove, Terence

- 2010 (ed.), *Colloid Science: Principles, Methods and Applications*, Wiley-Blackwell, ISBN: 978-1-4443-2019-0.

Daintith, John

- 2004 *The Facts on File Dictionary of Organic Chemistry (Facts on File Science Dictionary)*, Facts on File, ISBN: 0816049289.

Dandekar, Abhijit Y.

- 2013 *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties, Second Edition*, CRC Press, ISBN: 978-1-4398-7645-9, <https://www.amazon.com/Petroleum-Reservoir-Fluid-Properties-Second-ebook/dp/B00BC9MVDM%3FSubscriptionId%3D0JYN1NVW651KCA56C102%26tag%3Dtechkie-20%26linkCode%3Dxm2%26camp%3D2025%26creative%3D165953%26creativeASIN%3DB00BC9MVDM>.

Drelich, J., C. Fang y C.L. White

- 2015 *Encyclopedia of Surface and Colloid Science, Third Edition - Ten Volume Set (Print Version)*, CRC Press, págs. 3158-3163, ISBN: 1466590459.

Farouq Ali S. M., Jones J. A. y Meldau R. F.

- 1997 "Practical Heavy Oil Recovery", Borrador, Edmonton Alberta, <http://aevnmont.free.fr/SACH-BOOKS/Petrochemistry/Practical%20Heavy%20Oil%20Recovery.pdf>.

Freundlich, H. M. F.

- 1926 *Colloid and Capillary Chemistry*, Methuen y Co. Ltd.

Goodwin, James

- 2009 *Colloids and Interfaces with Surfactants and Polymers*, Wiley, ISBN: 0470518804.

Green, Don W. y G. Paul Willhite

- 1998 *Enhanced oil recovery (SPE textbook series) Volume 6*, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, ISBN: 1555630774.

Guillot, Guillermo, Yuri De Antuñano, Romel Cuadras, A. Milne, E. Miquilena, M. Losada, Nestor Molero, L. Mujica, J. Vazquez y J. Santini

- 2016 "Selectively Stimulating Oil Production in Mature Naturally Fractured Carbonate Reservoirs", en *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*, Society of Petroleum Engineers (SPE), <http://dx.doi.org/10.2118/178937-MS>.

Hibbeler, Jeffrey Carl y Philip James Rae

- 2005 "The Environmental Benefits of Reducing Unwanted Water Production", en *SPE Asia Pacific Health, Safety and Environment Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers (SPE), doi: [10.2118/96582-ms](https://doi.org/10.2118/96582-ms), <http://dx.doi.org/10.2118/96582-MS>.

Hiemenz, Paul C. y Raj Rajagopalan

- 1997 *Principles of Colloid and Surface Chemistry, Third Edition, Revised and Expanded (Undergraduate Chemistry: A Series of Textbooks)*, CRC Press, ISBN: 0824793978.

Hill, Freeman Lee, Steve Monroe y Reshma Mohanan

- 2012 "Water Management-An Increasing Trend in the Oil and Gas Industry", en *SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers (SPE), doi: [10.2118/154720-ms](https://doi.org/10.2118/154720-ms), <http://dx.doi.org/10.2118/154720-MS>.

Hirasaki, George y Danhua Leslie Zhang

- 2004 "Surface Chemistry of Oil Recovery From Fractured, Oil-Wet, Carbonate Formations", *SPE Journal*, 9, 02 (jun. de 2004), págs. 151-162, doi: [10.2118/88365-pa](https://doi.org/10.2118/88365-pa), <http://dx.doi.org/10.2118/88365-PA>.

Iglauer, Stefan, Yongfu Wu, Patrick Shuler, Yongchun Tang y William A. Goddard

- 2010 "New surfactant classes for enhanced oil recovery and their tertiary oil recovery potential", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 71, 1-2 (mar. de 2010), págs. 23-29, doi: [10.1016/j.petrol.2009.12.009](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.12.009), <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2009.12.009>.

"1: Glossary of Basic Terms in Polymer Science (1996)"

- s.f. en *Compendium of Polymer Terminology and Nomenclature*, ed. por Richard G. Jones, Jaroslav Kahovec, Robert Stepto, Edward S. Wilks, Michael Hess, Tatsuki Kitayama y W. Val Metanomski, Royal Society of Chemistry,

págs. 3-21, DOI: 10.1039/9781847559425-00003, <https://doi.org/10.1039/9781847559425-00003>.

El-Karsani, Khalid S. M., Ghaithan A. Al-Muntasher, Abdullah S Sultan e Ibnelwaleed A. Hussein

2015 "Gelation of a Water-Shutoff Gel at High Pressure and High Temperature: Rheological Investigation", *SPE Journal*, 20, 05 (oct. de 2015), págs. 1103-1112, DOI: 10.2118/173185-pa, <http://dx.doi.org/10.2118/173185-PA>.

Kruyt, H. R.

1952 *Colloid science*. Elsevier Pu. Co.

Lakatos, Istvan Janos, Janos Toth, Tibor Bodi, Julianna Lakatos-Szabo, Paul Daniel Berger y Christie H. Lee

2007 "Application of Viscoelastic Surfactants as Mobility-Control Agents in Low-Tension Surfactant Floods", en *International Symposium on Oilfield Chemistry*, Society of Petroleum Engineers (SPE), DOI: 10.2118/106005-ms, <http://dx.doi.org/10.2118/106005-MS>.

Lake, Larry W.

2010 *Enhanced Oil Recovery*, Society of Petroleum Engineers, ISBN: 1555633056.

Leverett, M.C.

1941 "Capillary Behavior in Porous Solids", *Transactions of the AIME*, 142, 01 (dic. de 1941), págs. 152-169, DOI: 10.2118/941152-g, <https://doi.org/10.2118%2F941152-g>.

Lopez, J., A. Martinez Ballesteros, R. Miranda, C. Garcia, C. Deolarte, B. Vidick, R. Giron Rojas, A. Millan, J.G. Rivas, A. Lopez y E. Miquilena

2014 "Engineered Approach to Isolate Intervals Invaded by Water or Gas in Naturally Fractured Carbonate Formations", en *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, Society of Petroleum Engineers (SPE), DOI: 10.2118/168165-ms, <http://dx.doi.org/10.2118/168165-MS>.

López-Chávez, Ernesto, Alberto García-Quiroz, Rodrigo Muñoz-Vega, Jorge I. Benítez-Puebla, Luis S. Zamudio-Rivera, José-Manuel Martínez-Magadán, Eduardo Buenrostro-González y Raúl Hernández-Altamirano

2012 "Density Functional Theoretical Study of the Interaction of Geminal Zwitterionic Liquids with Limestone, Regarding the Behavior of the Wettability Parameter", *Journal of Chemical & Engineering Data*, 57, 12 (dic. de

2012), págs. 3538-3542, DOI: 10.1021/je300687s, <http://dx.doi.org/10.1021/je300687s>.

Lopez-Diaz, David y Rolando Castillo

2010 "The Wormlike Micellar Solution made of a Zwitterionic Surfactant (TDPS), an Anionic Surfactant (SDS), and Brine in the Semidilute Regime", *The Journal of Physical Chemistry B*, 114, 27 (jul. de 2010), págs. 8917-8925, DOI: 10.1021/jp102108y, <http://dx.doi.org/10.1021/jp102108y>.

Lorenz, M.D., W.C. Lyons y G.J. Pilsga

2016 *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering, Third Edition*, 3rd ed, Gulf Professional Publishing, ISBN: 978-0-12-383846-9, <http://gen.lib.rus.ec/book/index.php?md5=534C4B911EA164E1C8E7D071FC8834AE>.

McBain, J. W. y S. S. Marsden

1948 "The structural types of aqueous systems of surface-active substances and their X-ray diffraction characteristics", *Acta Crystallogr*, 1, 5 (nov. de 1948), págs. 270-272, DOI: 10.1107/s0365110x48000727, <http://dx.doi.org/10.1107/S0365110X48000727>.

Moritis, Guntis

2010 "Special Report: EOR/Heavy Oil Survey: CO<sub>2</sub> Miscible, Steam Dominated Enhanced Oil Recovery Processes", 108 (14 abr. de 2010), ed. por The Oil & Gas Journal, <http://www.ogj.com/articles/print/volume-108/issue-14/technology/special-report-eor.html>.

Myers, Drew

1999 *Surfaces, Interfaces, and Colloids: Principles and Applications, 2nd Edition*, Wiley-VCH, ISBN: 0471330604.

Nelson, David L. y Michael M. Cox

2004 *Lehninger Principles of Biochemistry, Fourth Edition*, W. H. Freeman, ISBN: 0716743396.

Nishinari, Katsuyoshi

2009 "Some Thoughts on The Definition of a Gel", en *Gels: Structures, Properties, and Functions*, Springer Berlin Heidelberg, págs. 87-94, DOI: 10.1007/978-3-642-00865-8\_12, [https://doi.org/10.1007/978-3-642-00865-8\\_12](https://doi.org/10.1007/978-3-642-00865-8_12).

Ostwald, Wo.

1910 "Grundriss der Kolloidchemie", *Kolloid-Ztschr*, 6, 183-185.

Pashley, Richard y Marilyn Karaman

2004 *Applied Colloid and Surface Chemistry*, Wiley, ISBN: 0470868821.

Sánchez, Verónica M. y Caetano R. Miranda

2014 "Modeling Acid Oil Component Interactions with Carbonate Reservoirs: A First-Principles View on Low Salinity Recovery Mechanisms", *J. Phys. Chem. C*, 118, 33 (ago. de 2014), págs. 19180-19187, doi: 10.1021 / jp505259t, <http://dx.doi.org/10.1021/jp505259t>.

Schlumberger

2011 *Caso de Estudio: El Sistema de Control de la Producción de Agua WaterSEEKER Incrementa la Producción de Petróleo un 244 % y Reduce el Corte de Agua un 65 %*, [http://www.slb.com/resources/case\\_studies/stimulation/waterseeker\\_so\\_mex\\_cs\\_esp.aspx](http://www.slb.com/resources/case_studies/stimulation/waterseeker_so_mex_cs_esp.aspx).

2014 *TechnicalPaper: Isolation of Water Produciong Interval in an Horizontal Well Completed with Multistage Fracturing System Usin Two Inflatable Bridge*. [http://www.slb.com/resources/technical\\_papers/coiled\\_tubing/168288.aspx](http://www.slb.com/resources/technical_papers/coiled_tubing/168288.aspx).

Seright, R.S., R.H. Lane y R.D. Sydansk

2001 "A Strategy for Attacking Excess Water Production", en *SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*, Society of Petroleum Engineers (SPE), doi: 10.2118 / 70067-ms, <http://dx.doi.org/10.2118/70067-MS>.

Shaw, Duncan

1992 *Introduction to Colloid and Surface Chemistry, Fourth Edition (Colloid & Surface Engineering S)*, Butterworth-Heinemann, ISBN: 0750611820.

Sheng, James

2010 *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice*, Gulf Professional Publishing, ISBN: 1856177459.

Society of Petroleum Engineers, (SPE)

2016 *Produced Oilfield Water*, [http://petrowiki.org/Produced\\_oilfield\\_water](http://petrowiki.org/Produced_oilfield_water) [visitado 19-01-2017].

Standnes, Dag C y Tor Austad

2000 "Wettability alteration in chalk", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 28, 3 (nov. de 2000), págs. 123-143, doi: 10.1016/s0920-4105(00)00084-x, [http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105\(00\)00084-X](http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105(00)00084-X).

Staudinger, H.

1950 *Organische Kolloidchemie, 3rd ed.* Vieweg, Braunschweig.

Stosur, George J., J. Roger Hite, Norman F. Carnahan y Karl Miller  
2003 "The Alphabet Soup of IOR, EOR and AOR: Effective Communication Requires a Definition of Terms", en *SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific*, Society of Petroleum Engineers (SPE), doi: 10.2118/84908-ms, <http://dx.doi.org/10.2118/84908-MS>.

Sullivan, Philip F., Bala R. Gadiyar, Raul Hugo Morales, Robert Andrew Holicek, Danny Curtis Sorrells, Jesse Lee y Dan Dean Fischer  
2006 "Optimization of a Visco-Elastic Surfactant (VES) Fracturing Fluid for Application in High-Permeability Formations", en *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, Society of Petroleum Engineers (SPE), doi: 10.2118/98338-ms, <http://dx.doi.org/10.2118/98338-MS>.

Tadros, Tharwat F.

2013 *Emulsion Formation and Stability*, Wiley-VCH, ISBN: 3527319913.

Tarek, Ahmed

2010 *Reservoir Engineering Handbook*, Gulf Professional Publishing, ISBN: 978-1-85617-803-7, <https://www.amazon.com/Reservoir-Engineering-Handbook-Tarek-Ahmed-ebook/dp/B004Q9TXC2%3FSubscriptionId%3D0JYN1NVW651KCA56C102%26tag%3Dtechkie-20%26linkCode%3Dxm2%26camp%3D2025%26creative%3D165953%26creativeASIN%3DB004Q9TXC2>.

Thomas, S.

2007 "Enhanced Oil Recovery - An Overview", *Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'IFP*, 63, 1 (oct. de 2007), págs. 9-19, doi: 10.2516/ogst:2007060, <http://dx.doi.org/10.2516/ogst:2007060>.

Tissot, B. P. y D.H. Welte

1984 *Petroleum Formation and Occurrence*, Springer-Verlag Telos, ISBN: 0387132813, <https://www.amazon.com/Petroleum-Formation-Occurrence-B-Tissot/dp/0387132813%3FSubscriptionId%3D0JYN1NVW651KCA56C102%26tag%3Dtechkie-20%26linkCode%3Dxm2%26camp%3D2025%26creative%3D165953%26creativeASIN%3D0387132813>.

Von Weimarn, P.P.

1911 *Grundzüge der Dispersoidchemie*, Steinkopff, Dresden, <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:hbz:061:2-21306>.

Winsor, P.A.

- 1948 "Hydrotropy, solubilisation and related emulsification processes. Part I." *Trans. Faraday Soc.* 44, 376-398, doi: [10.1039/TF9484400376](https://doi.org/10.1039/TF9484400376).