



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARACTERIZACIÓN DE AGENTES QUÍMICOS PARA  
RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N

Javier Gutiérrez Farfán  
Jaime Félix López Blas

DIRECTOR: DR. ENRIQUE SERRANO SALDAÑA



MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA 2012

**A Dios:**

Quiero en esta oportunidad agradecer en primer lugar a Dios que me ha conservado con vida, con salud, que me dio inteligencia, y me ha guiado y cuidado hasta hoy, por acompañarme en todo momento de dificultad, por permitirme terminar mis estudios y por cuidar a mi familia en las horas de ausencia. Gracias por poner en mi camino a personas maravillosas y por las bendiciones y los regalos que recibo día tras día.

**A mis Papás:**

Lauro Gutiérrez Martínez y Graciela Farfán Sánchez, gracias por su amor, apoyo y comprensión, gracias por haberme brindado la oportunidad de estudiar, por sus consejos, regaños y enseñanzas, este trabajo es parte de su lucha y sacrificio, le doy gracias a Dios por permitirme ser su hijo, cuentan con toda mi admiración y respeto. ¡Los Amo!

## *AGRADECIMIENTOS*

---

### *A mí Hermano*

Ismael, gracias por tu cariño y apoyo, gracias por todo lo que me has enseñado y por todos los momentos que has compartido conmigo, quiero que sepas que cuentas con toda mi admiración y respeto, te quiero mucho carnal, cuenta siempre conmigo.

### *A mis Hermanas:*

Anamaria y Erika, gracias por todo su cariño y apoyo, gracias por todos esos momentos que hemos pasado juntos y por haber traído al mundo a mis cuatro sobrinas (Belén, Mariana; Pamela y Paola), le han dado mucha alegría a mi vida, las quiero mucho.

### *A mí Novia*

Sara Ximena, peque, le doy muchas gracias a dios por haberte hecho parte de mi vida. Gracias por tu apoyo y amor incondicional, gracias por acompañarme en todo momento y darme ánimos cuando más lo necesitaba, quiero que sepas que eres una mujer excepcional , me alegra saber que comienza una nueva etapa de mi vida y me alegra mas el hecho de que la viviré a tu lado. ¡Te amo muchísimo!

*A mis Abuelos:*

José Farfán, gracias por todo su cariño, gracias por haber sido parte de mi vida y por todas sus enseñanzas. Lo extraño mucho

Hermínia Martínez, abuelita gracias por todo el amor que me dio, por todos los abrazos y sonrisas, gracias por haber sido parte de mi vida. La extraño muchísimo

Dolores Sánchez, abuelita gracias por todo su amor y por todos sus consejos gracias por mantenernos siempre unidos, le pido a dios la conserve muchos años más con la familia, la quiero mucho.

*A mis tíos:*

Carmen, Matilde, Ema, Manuel, Víctor, José, Dolores, Julianna, Carlos, Raúl, Noé, Alfonso, Consuelo, Margarita, gracias por su cariño y apoyo y por todos los momentos que han compartido conmigo, gracias por ser parte de mi familia, los quiero.

*A mis amigos:*

A todos mis amigos (Chucho, Erick, David, Garcés, Beto, Noé, Daniela, Cyntia, Castrejón, Josué, Cris, Víctor, Saúl, Jhetro, Álvaro, Mariana, Erika) por haber compartido con mígo esta etapa de mi vida en la Facultad de Ingeniería.

## *AGRADECIMIENTOS*

---

*A mí amigo: Jaime Félix López Blas*

*Por compartir este tiempo en la elaboración de nuestra tesis, eres un gran compañero, cuenta siempre con mi amistad.*

*A mí director de tesis:*

*Dr. Enrique Serrano Saldaña Gracias por el interés que puso en mi tesis y por compartir su conocimiento conmigo. Lo admiro y estoy muy agradecido con usted. Gracias por permitirme ser parte, temporalmente, de su excelente equipo de trabajo.*

*A todo el equipo de Recuperación Mejorada del IMP: Dr. David Nieto, Ing. Armando Pineda, Gina, Claudia, Xóchitl, Mari, Raquel, Ko, Anita, Gustavo, Calleja, Iván, gracias porque cada uno de ustedes puso su "granito de arena" para que pudiera salir adelante mi trabajo.*

*A mis sinodales:*

*Ing. Manuel Villamar Viguera  
Dr. Rafael Rodríguez Nieto  
Dr. Erick Emanuel Luna Rojero  
Dra. Martha Leticia Cecopieri Gómez*

*Gracias por invertir su tiempo en revisar este trabajo y por sus consejos y observaciones para mejorarlo.*

A mí Alma Mater:

La Universidad Nacional Autónoma de México, en especial a la Facultad de Ingeniería. Gracias por toda tu gente: alumnos, profesores y trabajadores, porque todos ellos conforman tu grandeza.

Javier Gutiérrez Farfán

A **Díos** por acompañarme día con día con tus bendiciones, por ponerme en este camino, además de disfrutar y alcanzar logros como éste. Por ayudarme a levantarme y aprender en mis errores.

A la **memoria de mi madre**, Laura Blas Blas (†), por el ayer maravilloso que diste a mi existencia y por el hoy que logramos juntos, por acompañarme todos y cada uno de los días de mi vida, por tu amor, tus enseñanzas, tu dedicación y comprensión, marcaron la base de mi formación, porque has sido el motivo esencial de mis sueños. ¡Te Amo Mamí!

A **mis Tíos**, Carmen Blas y Mario Salas (†), por darme la oportunidad de elegir una vida incomparable, por apoyarme y depositar su confianza en mí, por sus enseñanzas, por las llamadas de atención, por mostrarme un camino diferente, por no dejarme solo y ser un ejemplo, a su manera.

A **Jaime López Rasgado** por ser parte de este sueño, aunque el papel de Padre haya quedado pendiente, sé que lo intentas, Te quiero y te Respeto por todo lo que has hecho y también has intentado.

A **Lulú** por compartir parte de tu vida conmigo, por enseñarme uno de los caminos y ser mi ejemplo a seguir. Por todas esas pequeñas cosas que hicieron la diferencia en mi vida, por compartir risas, sueños, anhelos, amor. Por enseñarme que todo lo que tenemos en la mente lo podemos tener en la mano.

A **mis Hermanos**, Beleguí y Hermes, por todo lo que vivimos y compartimos juntos, por las cosas que nos faltaron por presenciar, además por su cariño y apoyo incondicional. Los quiero hermanos.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México**, mi Alma Máter, por haberme abierto sus puertas desde el CCH, pasando por la Facultad de Ingeniería, y haberme brindado los conocimientos necesarios para poder concluir mis estudios.

Esta tesis se llevó a cabo gracias al apoyo del Instituto Mexicano del Petróleo, el cual proporcionó las facilidades para realizar este proyecto.

Mi más extenso agradecimiento al Dr. Enrique Serrano Saldaña, cuyo invaluable y generoso apoyo e interés hicieron posible la realización de esta tesis. De la misma manera pretendo expresar mi reconocimiento a los doctores Rafael R. Nieto, Erick Luna, Martha L. Cecopieri, y al Ing. Manuel Villamar. Agradezco el tiempo y dedicación invertida en la revisión de este trabajo.

Cuando uno de mis sueños se hace realidad no siempre se le atribuye al empeño, ni al tiempo, ni al esfuerzo que ponga en realizarlo. Detrás de cada sueño siempre hay personas que me apoyan, que creen y depositan su confianza en mí. Son seres especiales que me animan a seguir adelante en mis proyectos, brindándome de diferentes maneras su solidaridad, respeto, armonía, honestidad y felicidad.

**A Iraís Bravo Sandre** por tu apoyo y amor incondicional, por darme ánimos siempre. Más que agradecimiento es una dedicatoria para ti mi niña hermosa. Eres una mujer maravillosa, haz traído ilusiones a mi vida.

**A María Del Refugio Ramírez Cruz** quien con su amor, presencia, apoyo, cariño, comprensión y paciencia me ayudó a terminar esta tesis.

**A la Familia del Tae Kwon Do**, empezando por mi carpeta de maestros y profesores: Daniel, Valeria, Vicente, Miguel A. Orea Luna, José Sámano, Octavio Manzo, Arnulfo García; ya que transmitieron filosofía e hicieron que me esforzara dando lo mejor de mí, recordándome el onceavo precepto del TKD, "Terminar siempre lo que empiezas".

**A mis compañeros y mis Alumnos**, a todos ustedes y cada uno de sus padres por exigirme ser mejor día a día.

**A Javier Gutiérrez Farfán** por ser parte de este proyecto y darme la oportunidad de conocer a la gran persona que llevas dentro, es uno de nuestros grandes pasos, cuentas conmigo hoy y siempre Amigo.

## *AGRADECIMIENTOS*

---

También tengo presentes a todos y cada uno de mis amigos, quienes por cierto, son muchos y vale la pena mencionarlos: Fernando, Venteño, Jorge, Jazmín, Costa, Bibitz, Farfán, Balderas, Canelo, Mariana, Érika, Verónica, Gaby, Briseida, Yazmín, Edgar, Adrián, Rubén, Daniel, Anaythé, Yibrán, Raúl, Gabo, Tena, Chango, Ricardo, Dana, Cyntía, Castrejón, Humberto, Isabel, Noé, Yalil, Fabiola, Fernanda, Ileana, Mares, Maribel, Mellín, Pilar, Cyn, Salvador, Xóchitl, Álvaro, César.

A aquellas personas que de alguna manera incursionaron en mi vida y que por alguna extraña razón no los recuerdo, pero dejaron huella y hoy los reconozco, ya que me hicieron crecer personal y profesionalmente.

A todos y cada uno de ustedes mi mayor reconocimiento y gratitud.

Jaime Félix López Blas.

**“LA SABIDURÍA SUPREMA ES TENER SUEÑOS BASTANTE GRANDES PARA NO  
PERDERLOS DE VISTA MIENTRAS SE PERSIGUEN”**

*William Faulkner*

# ÍNDICE

---

<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	II
<b>NOMENCLATURA</b> .....	XII
<b>RESUMEN</b> .....	1
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	2
<b>CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES</b> .....	4
<b>1.1. Etapas de Recuperación de Hidrocarburos</b> .....	5
<b>1.2. Fundamentos de los Procesos Químicos de Recuperación</b> .....	16
1.2.1. Interacciones Roca-Fluido y Fluido-Fluido .....	16
1.2.2. Tensión Interfacial .....	17
1.2.3. Mojabilidad .....	22
1.2.4. Permeabilidades Relativas .....	29
1.2.5. Relación de Movilidades .....	31
<b>1.3. Modelo Conceptual de Inyección de Agentes Tenso-activos</b> .....	32
<b>1.4. Tipos y Propiedades de los Surfactantes</b> .....	35
1.4.1. Comportamiento de Fases y Tensión Interfacial .....	38
1.4.2. Interacciones Roca-Fluidos + Surfactante .....	48
1.4.3 Mecanismos de Desplazamiento .....	51
<b>1.5. Estado del Arte</b> .....	53
<b>Objetivos</b> .....	56
<b>Alcances</b> .....	57
<b>CAPÍTULO 2 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL</b> .....	58
<b>2.1. Materiales y Reactivos</b> .....	59
2.1.1. Materiales de Laboratorio .....	59
2.1.2. Reactivos .....	60
<b>2.2. Diseño Experimental</b> .....	63
2.2.1. Prueba de Estabilidad de Fase .....	63
2.2.2. Medición de la Tensión Superficial e Interfacial. ....	64
2.2.3. Medición del Ángulo de Contacto .....	64
2.2.4. Medición de la Capacidad Espumante .....	65
<b>2.3. Procedimientos</b> .....	66
2.3.1. Procedimiento para Determinar la Estabilidad de Fase .....	67
2.3.2. Procedimiento para Determinar la Tensión Interfacial .....	68

# ÍNDICE

---

2.3.3. Procedimiento para Determinar el Ángulo de Contacto .....	71
2.3.4. Procedimiento para Determinar la Estabilidad de Espuma .....	75
<b>2.4. Resultados</b> .....	<b>79</b>
2.4.1. Resultados de la Prueba de Estabilidad de Fase. ....	79
2.4.2. Medición de la Tensión Interfacial .....	82
2.4.3. Resultados de la Medición del Ángulo de Contacto .....	85
2.4.4. Resultados de la Prueba de Estabilidad de Espumas .....	86
<b>CAPÍTULO 3 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS</b> .....	<b>89</b>
<b>3.1. Estabilidad de Fase</b> .....	<b>91</b>
<b>3.2. Disminución de la Tensión Interfacial.</b> ....	<b>92</b>
<b>3.3. Modificación del Ángulo de Contacto</b> .....	<b>96</b>
<b>3.4. Estabilidad Espumante</b> .....	<b>99</b>
<b>3.5. Comparación entre Pruebas</b> .....	<b>100</b>
<b>3.6. Efectos en el Número Capilar</b> .....	<b>101</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	<b>103</b>
<b>REFERENCIAS</b> .....	<b>105</b>

## NOMENCLATURA

---

1/H	Factor de Forma, basado en la relación de $ds/de=S$
ACN	Número de Carbón Alcano del Aceite Refinado
API	American Petroleum Institute
CMC	Concentración Micelar Crítica [% peso]
Co <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
d <sub>e</sub>	Diámetro máximo de la gota [pixeles]
d <sub>s</sub>	Diámetro del tubo Capilar [pixeles]
EACN	Número de Carbón Alcano Equivalente del Crudo
EOR	Engineering Oil Recovery
Longitud	Pies [ft]
g	Constante Gravitacional en el punto de medición [m/s <sup>2</sup> ]
k	Permeabilidad [cp]
k <sub>f</sub>	Permeabilidad a un fluido [cp]
k <sub>g</sub>	Permeabilidad al Gas [cp]
k <sub>o</sub>	Permeabilidad al aceite [cp]

## NOMENCLATUARA

---

$k_{rg}$	Permeabilidad relativa al gas [cp]
$k_{ro}$	Permeabilidad relativa al aceite [cp]
$k_{rw}$	Permeabilidad relativa al Agua [cp]
$k_w$	Permeabilidad al Agua [cp]
M [ $\lambda$ ]	Relación de Movilidades
Mbpd	Miles de Barriles por Día
Mmb	Millones de barriles
Mmmbls	Miles de Millones de barriles
$N_2$	Nitrógeno
Na Cl	Cloruro de Sodio
$N_{ca}$	Número Capilar
$N_p$	Volumen acumulado de Aceite
O	Aceite
Pc	Presión Capilar
ppm	Partes por millón

## NOMENCLATUARA

---

$Q_o$	Gasto de Aceite
$r$	Radio [cm]
$S_{eo}$	Parámetro de Solubilización del Aceite
$S_{ew}$	Parámetro de Solubilización del Agua
$S_{or}$	Saturación de Aceite Residual
SP	Surfactante/Polímero
$S_{wi}$	Saturación de agua inicial
TIF	Tensión Interfacial
$t$	Tiempo [min]
W	Agua
$W_{eo}$	Fracción peso del Aceite
$W_{es}$	Fracción peso del Surfactante
$W_{ew}$	Fracción peso del agua
WOR	Relación Agua-Aceite
YNF	Yacimientos Naturalmente Fracturados

## NOMENCLATUARA

---

$\Delta\rho$	Diferencia de Densidades entre las dos fases
$\theta_a$	Ángulo de Avance
$\theta_b$	Ángulo de Retroceso
$\theta_c$	Ángulo de Contacto
$\lambda_f$	Movilidad de un Fluido
$\lambda_o$	Movilidad del Aceite
$\lambda_w$	Movilidad del Agua
$\mu$	Viscosidad
$\sigma$	Tensión Superficial
$\sigma_{os}$	Tensión Sólido- Aceite
$\sigma_{wo}$	Tensión Aceite-Agua
$\sigma_{ws}$	Tensión Sólido-Agua

La presente tesis se desarrolló en una línea de investigación en el Instituto Mexicano del Petróleo, dentro de los procesos químicos que involucran la inyección de surfactantes; para ello se necesita caracterizarlos por sus propiedades físico-químicas, lo cual fue el objeto de estudio de este trabajo.

Para poder llegar a tomar una decisión técnica de implementación de la caracterización es primordial conocer el funcionamiento, la logística, las condiciones del yacimiento y, los objetivos generales además de los particulares; que a su vez se toman en cuenta las propiedades de los fluidos que intervienen en el proceso. Es indispensable conocer cuáles son los mecanismos que influyen durante el proceso de caracterización para poder determinar las ventajas y desventajas que se presenten en el transcurso de caracterización de los productos químicos de interés.

Para lograr los objetivos planteados, realizamos las siguientes pruebas experimentales a condiciones de laboratorio: Estabilidad de fases, Tensión Interfacial, Ángulo de Contacto y Estabilidad de Espuma, evaluando diez productos químicos. Adicionalmente los resultados obtenidos se analizaron en términos del número capilar para estimar el comportamiento de los productos en el eventual incremento del factor de recuperación.

A partir de los resultados obtenidos se concluyó que, de los diez productos químicos evaluados, el que mejores rendimientos tuvo en la reducción de tensión interfacial, modificación del ángulo de contacto y capacidad de formación de espuma, es el IMP ESAT 2000.

# INTRODUCCIÓN

---

En la actualidad la demanda de hidrocarburos en el mundo se ha incrementado y se espera que en el futuro ésta siga creciendo, por lo que es importante satisfacer dicha demanda. Una forma de conseguir este objetivo es la implantación de métodos de Recuperación Mejorada para incrementar los factores de recuperación de hidrocarburos en los campos maduros.

Las regiones petroleras de nuestro país tienen muchos campos maduros, que en el mejor de los casos algunos pocos han sido explotados por Recuperación Secundaria, y en casos excepcionales se ha probado la Recuperación Mejorada, sin que se llegue a aplicar a escala de campo; por lo que aún se tienen cantidades considerables de hidrocarburos remanentes factibles de ser explotados por algún mecanismo de Recuperación Mejorada.

En general, los métodos de Recuperación Mejorada por inyección de agentes Químicos han sido desplazados y ubicados como última alternativa, debido a su complejidad y alto costo; sin embargo, existen muchos nuevos productos que no se han probado en la industria, por ello resulta importante llevar a cabo estudios que nos ayuden a determinar la factibilidad de su uso en la industria petrolera. Por tal motivo, en este trabajo se realizó un análisis enfocado a la caracterización de nuevos surfactantes con potencial aplicación para el incremento del factor de recuperación.

La caracterización y análisis se realizó a partir de un enfoque experimental para determinar si es factible el uso de estos agentes tenso-activos en proyectos de Recuperación de Hidrocarburos en México. La información con la que se cuenta sobre la caracterización de Agentes Químicos para poder realizar este trabajo experimental en Laboratorios del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) fue tomada de artículos, libros e investigaciones que se han realizado a nivel mundial sobre este proceso.

El objetivo de este trabajo fue determinar características físico químicas de nuevos surfactante para estimar la factibilidad de incrementar la recuperación de aceite por su uso.

Se efectuaron cuatro tipos de pruebas a condiciones de laboratorio donde se evaluó la estabilidad química y térmica de los productos químicos en agua de mar y agua de formación, capacidad de reducción de la tensión interfacial, modificación del ángulo de contacto y capacidad de generación de espumas.

De los resultados obtenidos, se determinó que el producto químico que potencialmente puede tener mejor eficiencia en un proceso de recuperación de aceite, es el ESAT 2000.

El documento que se presenta, tiene la siguiente estructura.

En el Capítulo 1 “**Antecedentes**” se presenta una introducción que muestra las principales características que describen el proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos debido a los procesos químicos, haciendo énfasis en la inyección de surfactantes. Así como las investigaciones de caracterización de agentes tensoactivos que se han elaborado alrededor del mundo, y algunas implementaciones en el campo.

En el Capítulo 2 “**Metodología Experimental**” en este apartado se presenta los materiales, reactivos, y procedimientos realizados en el laboratorio.

En el Capítulo 3 “**Análisis e Interpretación de Resultados**” en este apartado se analizan los resultados obtenidos, y con ayuda de gráficas se determinaron tendencias sobre la eficiencia de los surfactantes utilizados en el desarrollo de este trabajo.

Finalmente, se presentan las conclusiones que se generaron con los resultados obtenidos, así como recomendaciones para una eventual continuidad de este trabajo.

# CAPITULO 1

## ANTECEDENTES

### ANTECEDENTES

En los últimos años, el descubrimiento de nuevos yacimientos con grandes acumulaciones de hidrocarburos es menos frecuente, y los yacimientos descubiertos tienen como característica en común que las profundidades y costos de extracción son cada vez mayores. Todo parece indicar que la época de la extracción de hidrocarburo fácil y a bajo costo ha concluido.

En México, el 80% del volumen de hidrocarburos descubiertos permanece en el subsuelo, representando un reto para la ingeniería de yacimientos incrementar los factores de recuperación de los yacimientos mediante técnicas más sofisticadas de explotación, como los métodos de Recuperación Mejorada.

#### 1.1. Etapas de Recuperación de Hidrocarburos<sup>1\*</sup>

Durante la etapa productiva de un yacimiento se pueden identificar las siguientes etapas de recuperación de aceite:

##### **Recuperación Primaria**

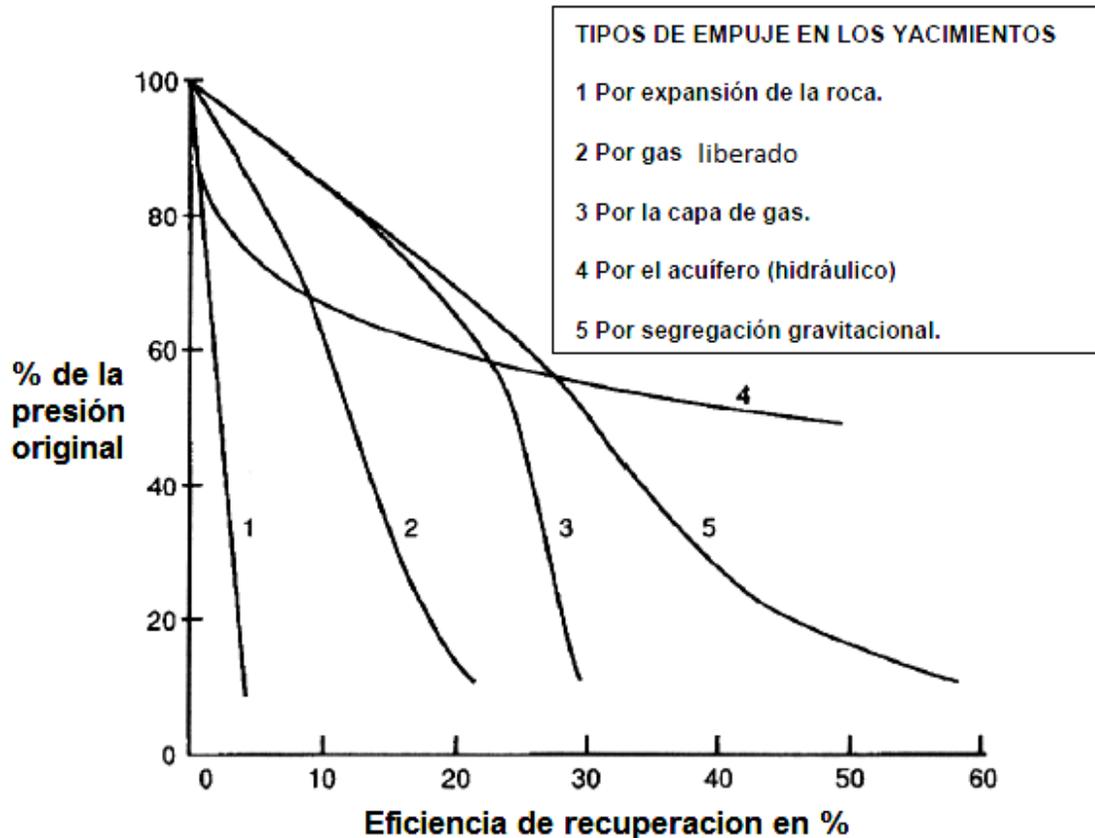
Esta etapa comienza con el inicio de la explotación de un campo o yacimiento y es aquella en la cual se aprovecha la energía natural con la que cuenta el yacimiento; durante este período, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento; en ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de decaimiento de la presión, como la compactación de sedimento (subsistencia), la migración de agua o la lenta expansión de un casquete de gas. En esta etapa se puede considerar el empleo de tecnologías en el pozo, como el uso de sistemas artificiales de producción de varios tipos, el fracturamiento hidráulico de la formación, así como en el área de perforación, el empleo de pozos horizontales y multilaterales.

El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente in situ es en promedio del orden de 10-15%, pero puede ser tan bajo como 5% en yacimientos

\* Referencias al final

sin gas libre o alcanzar 20% y aún más en yacimientos que poseen una baja permeabilidad y un casquete de gas o un acuífero activo.

En la **Figura 1.1.**, se pueden distinguir los factores de recuperación según el caso de mecanismo predominante en la recuperación primaria.



**Figura 1.1.** Influencia de los mecanismos primarios de recuperación en la presión del yacimiento y en la eficiencia de recuperación de aceite.

## Recuperación Secundaria

Esta etapa consiste en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por pozos inyectoros bajo arreglos geométricos definidos.

La declinación de la presión en el yacimiento durante la Recuperación Primaria puede ser restaurada parcialmente por los siguientes métodos:

- Inyección de gas
- Inyección de agua

**Inyección de gas:** Los métodos de inyección de gas pueden ser subdivididos en tres categorías:

- **Restauración de la presión:** En este método el gas se inyecta en la formación productora a través del pozo mientras que otros pozos están cerrados hasta que la presión sea restaurada en todo el yacimiento.
- **Mantenimiento de presión:** El gas de los pozos productores se comprime y se inyecta en los pozos seleccionados antes que la presión de yacimiento se haya totalmente agotado.
- **Manejo de gas:** El gas se inyecta en el yacimiento a presión y un flujo continuo de gas que se mantiene del pozo inyector al pozo productor.

**Inyección de agua.** En el proceso de inyección de agua, el agua se inyecta en el yacimiento. El agua conduce al aceite a través de las rocas del yacimiento hacia los pozos productores.

La inyección de agua es el método de Recuperación Secundaria más ampliamente usado, debido principalmente a:

- a) la disponibilidad del agua
- b) la facilidad relativa con la que se inyecta debido a la carga hidrostática que se logra en los pozos de inyección,

- c) la facilidad de movimiento del agua en el yacimiento, y
- d) la eficiencia del agua para desplazar el aceite.

Los dos últimos puntos en realidad son cuestionables como ventajas ya que la facilidad de movimiento del agua de inyección, resultado de interrelaciones complejas roca-fluidos, es la responsable de la baja eficiencia de desplazamiento del aceite.

El drene por agua permite elevar la recuperación del aceite originalmente in situ hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 40% en algunos casos.

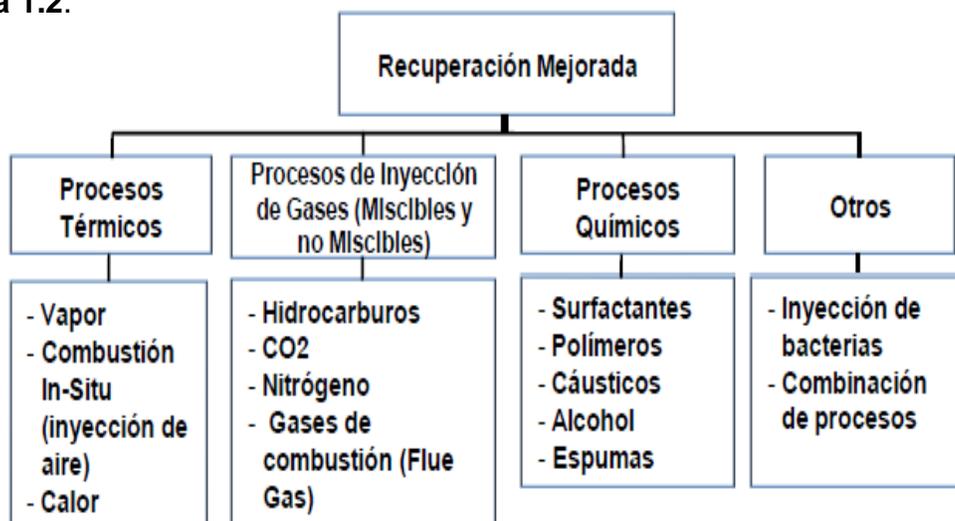
En general, la eficiencia de la Recuperación Secundaria está limitada por dos factores principales:

- A la escala del medio poroso el aceite alcanza una saturación residual suficientemente baja, tal que para el caso particular de un sistema preferentemente mojado por agua, éste se encuentra en forma de glóbulos discontinuos atrapados por las fuerzas capilares.
- A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la Recuperación Secundaria no penetra, debido a su baja permeabilidad, o porque el patrón de inyección de los pozos no es el favorable. Esto ocasiona que los fluidos inyectados sigan caminos preferenciales.

Los factores anteriores son el resultado de las interrelaciones roca-fluidos propias de los yacimientos, tales como la presión capilar, la mojabilidad de la roca, las curvas de permeabilidades relativas, la tensión interfacial y la relación de movilidades. Los métodos de Recuperación Secundaria no pueden alterar estas características de los yacimientos, por lo que es necesario considerar métodos alternativos que ayuden a mejorar la eficiencia de desplazamiento del aceite.

## Recuperación Terciaria y/o Mejorada

Después de las Recuperaciones Primaria y Secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% del crudo originalmente in situ; La Recuperación Mejorada busca disminuir los efectos adversos de los factores que generan el entrapamiento del aceite, mediante diferentes procesos. Algunos controlan los frentes de desplazamiento modificando la relación de viscosidades y otros modifican la tensión interfacial, mediante procesos térmicos, químicos, miscibles y algunos especiales como el microbial; en general dichos procesos pueden incrementar la recuperación de hidrocarburos hasta un 50%. Una descripción más detallada de estos procesos de Recuperación Mejorada de hidrocarburos se presenta en la **Figura 1.2.**



**Figura 1.2.** *Procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos.*

### Procesos Térmicos

Estos procesos son especialmente útiles para los crudos pesados (5-15 ° API), ya que la función principal de estos es disminuir la viscosidad del petróleo y optimizar su movilidad. Cabe mencionar, que estos métodos de recuperación han alcanzado el mayor éxito en los últimos años y por ello gran porcentaje de la producción diaria de EOR en Canadá, Estados Unidos y Venezuela proviene principalmente de ellos; estos métodos mejoran la eficiencia de barrido y la eficiencia del desplazamiento, en general los procesos térmicos tiene una tasa de recuperación

estimada de 40% a 60%. Los procesos térmicos de recuperación mejorada son los siguientes:

- 🍏 Combustión in situ
- 🍏 Inyección cíclica de vapor e
- 🍏 Inyección de agua caliente.

### **Procesos Miscibles**

Este proceso consiste en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el petróleo existente. En condiciones ideales, el fluido desplazante y el petróleo se mezclan en una banda estrecha que se expande a medida que se mueve en el medio poroso, y desplaza todo el petróleo que se encuentra delante como un pistón

La eficiencia del desplazamiento miscible depende de muchos factores tales como la tensión interfacial, capilaridad, relación de movilidad, inestabilidad de la viscosidad, eficiencia de barrido y eficiencia de desplazamiento, estos procesos tienen una tasa de recuperación estimada de 50% a 60%.

### **Procesos Químicos**

Estos métodos consisten en inyectar al yacimiento fluidos diferentes a los originalmente contenidos en él, con el objetivo de mejorar el desplazamiento del crudo a través de diferentes mecanismos, tales como:

- 🍏 Reducción de la relación de movilidades
- 🍏 Miscibilidad
- 🍏 Reducción de la tensión interfacial agua/crudo

Los químicos mas recomendados para poder llevar a cabo el proceso son los polímeros, surfactantes y soluciones causticas. Los métodos de recuperación mejorada por métodos químicos incluyen:

- 🍏 Inyección de polímeros y soluciones micelares poliméricas.
- 🍏 Procesos de inyección de surfactante.

- 🍏 Inyección de soluciones alcalinas o aditivos alcalinos combinados con mezclas de álcali-surfactante o álcali-surfactante-polímero (ASP).
- 🍏 Inyección de espumas

Debido a que cada yacimiento es único en lo que se refiere a las propiedades de los crudos y del medio poroso, se deben diseñar sistemas químicos característicos para cada aplicación. Los reactivos químicos empleados, sus concentraciones en los procesos de inyección y el tamaño de los mismos, dependerán de las propiedades de los fluidos y del medio poroso de la formación, a pesar de que estos procesos tienen una tasa de recuperación estimada de 50% a 60% de hidrocarburos, sus altos costos no han permitido una amplia aplicación en campo.

### **Otros Procesos de Recuperación Mejorada.**

La industria petrolera está tratando de aplicar otros procesos en la etapa de recuperación mejorada. Uno es la inyección de bacterias (microbiano) a los yacimientos, sobre todo en los campos maduros. Este proceso tiene grandes perspectivas, aunque requiere de más investigación, ya que no resulta claro si el mejoramiento de producción que se ha obtenido en pruebas de campo obedece sólo a reacciones alrededor del pozo o si verdaderamente se consigue penetrar los microbios y su efecto dentro del yacimiento, para aumentar el flujo de fluidos hacia los pozos.

Otros métodos de recuperación mejorada que ha utilizado la industria petrolera mundial, son aquellos que combinan procesos, de los cuales se pueden mencionar la Inyección de surfactantes y vapor e Inyección de agua y gas.

### **Criterios para la selección del proceso de Recuperación Mejorada<sup>2-4</sup>**

La selección del método de Recuperación Mejorada debe hacerse para cada campo en particular, tomando como guía criterios que han sido establecidos con base en la experiencia de campo y al estudio de los mecanismos de desplazamiento<sup>7</sup>. Ejemplo de estos criterios se presentan en la (**Tabla 1.1**).

Tabla 1.1. Resumen de los criterios de selección para los métodos de Recuperación Mejorada.

Método	Propiedades del Aceite			Características del yacimiento					
	%API	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación de aceite (%)	Tipo de formación	Espesor neto (ft)	Permeabilidad promedio (md)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
<b>Métodos de Inyección de Gas (Miscible)</b>									
Nitrogeno y gas de combustión	> 35 <u>48</u> $\rightarrow$	< 0.4 <u>0.2</u> $\rightarrow$	Alto porcentaje de C <sub>1</sub> a C <sub>7</sub>	> 40 <u>75</u> $\rightarrow$	Arenisca o carbonato	Delgado a menos que tenga echado	NC	> 6000	NC
Hidrocarburos	> 23 <u>41</u> $\rightarrow$	< 3 <u>0.5</u> $\rightarrow$	Alto porcentaje de C <sub>2</sub> a C <sub>7</sub>	> 30 <u>80</u> $\rightarrow$	Arenisca o carbonato	Delgado a menos que tenga echado	NC	> 4000	NC
CO <sub>2</sub>	> 22 <u>36</u> $\rightarrow$	< 10 <u>1.5</u> $\rightarrow$	Alto porcentaje de C <sub>5</sub> a C <sub>12</sub>	> 20 <u>55</u> $\rightarrow$	Arenisca o carbonato	Amplio rango	NC	> 2500	NC
Gases Inmiscibles	> 12	< 600	NC	> 35 <u>70</u> $\rightarrow$	NC	NC si existe echado y/o buena permeabilidad vertical	NC	> 1800	NC
<b>Inyección de Agua (mejorada)</b>									
Inyección de Micellar/Polimero, ASP y Alkali	> 20 <u>35</u> $\rightarrow$	< 35 <u>13</u> $\rightarrow$	Ligero, intermedio, algunos ácidos orgánicos para inyección de alcali	> 35 <u>53</u> $\rightarrow$	De preferencia arenisca	NC	> 10 <u>450</u> $\rightarrow$	< 9000 <u>3250</u>	< 200 <u>80</u>
Inyección de Polimero	> 15	< 150, > 10	NC	> 50 <u>80</u> $\rightarrow$	De preferencia arenisca	NC	> 10 <u>800</u> $\rightarrow$	< 9000	< 200 <u>140</u>
<b>Térmico Mecánico</b>									
Combustión	> 10 <u>16</u> $\rightarrow$ ?	< 5000 $\downarrow$ 1200	Algunos componentes asfálticos	> 50 <u>72</u> $\rightarrow$	Arena / arenisca	> 10	> 50 <sup>e</sup>	< 11500 <u>3500</u>	> 100 <u>135</u>
Vapor	> 8 a <u>13.5</u> $\rightarrow$ ?	< 200000 $\downarrow$ 4700	NC	> 40 <u>66</u> $\rightarrow$	Arena / arenisca	> 20	> 200 <u>2540</u> $\rightarrow$ <sup>d</sup>	< 4500 <u>1500</u>	NC
Extracción superficial	7 a 11	Cero flujo en frío	NC	> 8%wt arena	Arena bituminosa	> 10*	NC	> 3 : 1 relación de sobrecarga / arena	NC

NC = No Crítico

Los valores subrayados representan el valor promedio para los proyectos de campo actuales.

b: > 3 md para algunos yacimientos de carbonatos si solo se quiere barrer el sistema de fracturas

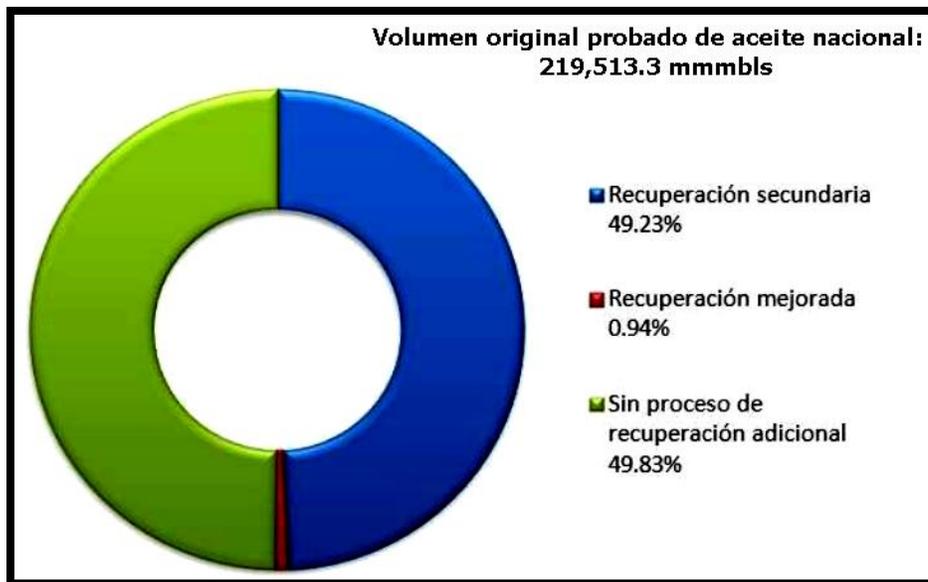
c: Transmisibilidad > 20 md-ft/cp

d: Transmisibilidad > 50 md-ft/cp

e: Ver profundidad

### Importancia de los Métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos en México.

En México solamente (49.23%) del volumen original de aceite probado, ha estado sujeto a un proceso de recuperación secundaria, mientras que solo (0.94%) se ha sometido a un proceso mejorado de recuperación, (**Figura 1.3.**) Por lo que se concluye que existe un potencial del volumen original probado de (49.83%) susceptible de aplicarle procesos de recuperación adicional.



**Figura. 1.3** Volumen original probado de aceite nacional sometido a algún proceso de recuperación adicional <sup>5</sup>

La mayor parte de la producción y de las reservas de hidrocarburos en México, provienen de los campos localizados en la región Sureste del país. En esta zona predominan los yacimientos asociados a rocas carbonatadas, en donde se presentan grandes producciones de hidrocarburos relacionadas con un sistema complejo de porosidad y el predominio de las fracturas naturales y cavidades de disolución. A este tipo de yacimientos se les denomina yacimientos naturalmente fracturados. Los cuales, por sus rasgos, son difíciles de caracterizar, modelar y simular; además de que no se cuentan con casos análogos para emplearlos en la documentación de procesos de recuperación. En México el 94.5% de la producción y el 67% de las reservas de hidrocarburos se encuentran asociadas a este tipo de yacimiento.

## **Yacimientos naturalmente fracturados**

Un yacimiento fracturado es aquel que tiene una ocurrencia natural de fracturas las cuales tienen, o se predice que tendrán, un efecto significativo en el flujo de fluidos en el yacimiento al incrementar la porosidad y la permeabilidad o incrementando su anisotropía.

También se puede definir como un sistema formado por poros y canales intercomunicados, donde los poros forman el sistema de matriz y los canales el sistema de fracturas, ambos extendidos a través del yacimiento. El sistema fracturado desarrolla un contacto superficial considerable con el sistema matriz.

## **Clasificación basada en el almacenamiento**

Yacimientos tipo A: el mayor volumen está en la porosidad de la matriz y en pequeñas cantidades en las fracturas.

Yacimientos tipo B: aproximadamente la mitad de los hidrocarburos se almacena en la matriz y la otra mitad en las fracturas. Las fracturas son mucho más permeables que la matriz.

Yacimientos tipo C: todos los hidrocarburos están en las fracturas con ninguna contribución de la matriz. En este caso las fracturas dan tanto el almacenamiento como la permeabilidad necesaria para llevar a cabo la producción comercial.

En YNF los factores de recuperación bajo proceso de recuperación adicional son menores debido a que no son considerados buenos candidatos para EOR.

La **Tabla 1.2.** nos presenta un panorama general de los factores de recuperación para YNF, Cabe señalar que estos rangos no representan una solución definitiva; sin embargo, se pueden usar cuidadosamente y solamente como indicadores de magnitud. Estos no son sustitutos de un estudio detallado ya que cada yacimiento naturalmente fracturado debería ser considerado como un proyecto individual.

# CAPÍTULO 1

**Tabla 1.2.** Factores totales de recuperación por YNF

Mecanismo	Tipo		
	A	B	C
Agotamiento Natural	10-20	20-30	30-35
Agotamiento Natural e Inyección de Gas	15-25	25-30	30-40
Agotamiento Natural e Inyección de Agua	20-35	25-40	40-50
Agotamiento Natural e Inyección de Agua y Gas	25-40	30-45	45-55
Segregación Gravitacional con Corte de Agua	40-50	50-60	>60
Agotamiento Natural y Empuje de Agua	30-40	40-50	50-60
Agotamiento Natural y Casquete de Gas	15-25	25-35	35-40
Agotamiento Natural con Empuje de Agua y Casquete de Gas	35-45	45-55	55-65

A partir de esta información, los métodos de recuperación mejorada tienen una oportunidad excelente para incrementar la recuperación del aceite que aún permanece en los yacimientos (**Figura 1.4**), por lo que hay que destacar la importancia de los estudios experimentales para determinar el método más eficiente de acuerdo al tipo de yacimiento y a las propiedades de los fluidos; es decir, un análisis técnico económico.



**Figura 1.4.** Aceite adicional por procesos de recuperación <sup>6</sup>

## 1.2. Fundamentos de los Procesos Químicos de Recuperación

Los reactivos químicos empleados en los procesos de inyección, sus concentraciones y el tamaño de los mismos, dependerán de las propiedades del medio poroso y de los fluidos de la formación.

Como se menciono anteriormente el objetivo de los procesos químicos es mejorar el desplazamiento del crudo a través de diferentes mecanismos, tales como Reducción de la relación de movilidades, Miscibilidad, Reducción de la tensión interfacial agua/crudo, y una de las mejores formas para entender estos procesos es a través del entendimiento del proceso de desplazamiento inmisible. Esto es, reconocer los efectos que tiene la interacción roca-fluidos sobre la eficiencia de desplazamiento del agua de inyección.

### 1.2.1. Interacciones Roca-Fluido y Fluido-Fluido

En un medio poroso, esto es, a nivel microscópico, las características del flujo y distribución de los fluidos residentes, están determinadas por las interacciones entre la roca y las diferentes fases presentes. Las interacciones roca-fluidos y fluido-fluido que gobiernan el comportamiento, y por tanto la eficiencia de un proceso de inyección de agua son en general:

- Tensión Interfacial.
- Mojabilidad
- Permeabilidades relativas.
- Relación de Movilidades.

## 1.2.2 Tensión Interfacial <sup>7-11</sup>

La presencia de fluidos inmiscibles en el yacimiento (aceite/agua, aceite/gas, agua/gas, o aceite/agua/gas) origina la presencia de interfaces, en las cuales se ejerce un esfuerzo de tensión conocido como Tensión Interfacial.

La tensión interfacial es una propiedad termodinámica fundamental de una interfase, y se define como la energía requerida para incrementar el área de la interfase en una unidad. Generalmente la tensión interfacial se refiere a la tensión generada en una interfase de dos líquidos, mientras que para el caso particular de la interfase entre un líquido y su vapor (o el aire) se le denomina tensión superficial.

La unidad normalmente empleada para su medición es (dina/cm) que es equivalente al (mN/m).

Los métodos para medir la tensión superficial-interfacial se pueden clasificar en:

1.- Métodos Basados en la Medición de una Fuerza, entre estos métodos se pueden citar:

- a) Método del anillo.
- b) Método del plato (Wilhelmy).

2.- Métodos Basados en la Medición de la Presión, entre estos tenemos:

- a) Método de la elevación capilar.
- b) Método de presión de burbuja.

3.- Métodos basados en las Medidas Geométricas o de Deformación de una Interfase en un Campo Gravitacional, entre estos podemos citar:

- a) Método de la gota pendiente.
- b) Método de la gota colocada.
- c) Método de la gota giratoria.

### Método Gota Pendiente

Una forma para determinar la tensión interfacial es mediante el método de la gota colgante o pendiente (**Figura 1.5**). En esta medición, se inyecta el aceite a través de un tubo capilar de dimensiones conocidas sumergido en una celda llena con agua. A medida que la gota se inyecta, esta asciende a través de la interfase, el área de ésta se incrementa hasta que ocurre un rompimiento, con lo que la fase cuya continuidad se había interrumpido recupera su continuidad anterior.



**Figura 1.5.** Gota de aceite en agua de mar + surfactante para la aplicación del método de la gota pendiente para la determinación de la TIF

Una característica importante del método de la gota pendiente es que la gota no se encuentra en movimiento, por lo que la viscosidad y la inercia no tienen un papel importante en la determinación de su forma, lo que significa que la tensión interfacial y la fuerza de gravedad son las únicas fuerzas que intervienen para darle forma al perfil de la gota pendiente. La tensión interfacial al ser una propiedad interfacial intenta dar a la gota una forma esférica, esto con el objetivo de minimizar la energía libre requerida para formar una interfaz. Sin embargo, el efecto de la gravedad hace que se distorsione la gota pendiente, adquiriendo formas como la de una pera o una lágrima (**Figura 1.5**). Cuando los efectos

gravitacionales y de tensión interfacial son comparables, entonces, se puede determinar la tensión interfacial mediante el análisis de la forma de la gota, es decir cuando se alcanza el equilibrio.

En aplicaciones de la técnica de la gota colgante, se han desarrollado algunos métodos como el de factor de forma y el método de regresión, para obtener información de la tensión interfacial a partir de la forma de las gotas colgantes.

En este trabajo, se utilizó el método del factor de forma, que utiliza un polinomio para obtener la tensión interfacial a partir de la forma de la gota y la diferencia de densidad de los dos medios. En este método se calcula la tensión interfacial con base en la ecuación siguiente:

$$\sigma = \frac{1}{H(\Delta\rho)g[de]^2} \quad (1.1)$$

Donde:

$\sigma$ = Tensión Interfacial [dinas/cm]

$\Delta\rho$ = diferencia de densidades entre las dos fases [g/cm<sup>3</sup>]

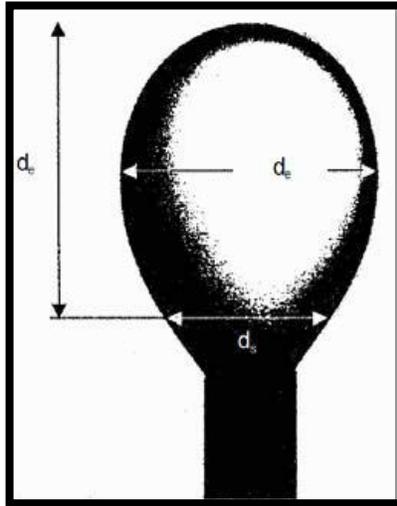
$de$ = diámetro máximo de la gota [cm]

$g$ = constante gravitacional en el punto de medición [ cm/s<sup>2</sup>]

$1/H$ = factor de forma basado en la relación de  $ds/de=S$ .

$ds$ = diámetro del tubo capilar [cm].

El diámetro máximo de la gota ( $de$ ) y el diámetro ( $ds$ ) en un plano seleccionado a una distancia del vértice, a la cima de la gota, son obtenidos a partir de los datos experimentales, (**Figura 1.6.**), Misak realizó un polinomio para obtener el factor de forma  $1/H$  a través del cociente de la gota pendiente ( $S$ ) y mediante el ajuste polinomial de seis constantes ( $a, B_0, B_1, B_2, B_3, B_4$ ).



**Figura 1.6.** Dimensiones de la gota para el Cálculo de la tensión interfacial

En la Ecuación 1.2 se presenta el polinomio realizado por Misak.

$$\frac{1}{H} = \frac{B_4}{S^4} + B_3S^3 - B^2S^2 + B_1S - B_0 \quad (1.2)$$

La magnitud de la tensión interfacial se obtiene tomando imágenes de vídeo de las siluetas de las gotas pendientes los cuales son digitalizados para determinar los lugares de la interfaz. Estos puntos se comparan con las formas teóricas de interfase. La tensión interfacial se determina una vez que existe una congruencia óptima entre la forma teórica y la experimental (**Figura 1.7**). El éxito de la medición se basa en un conjunto de valores iniciales de los parámetros del método numérico, utilizado para determinar la congruencia óptima entre los datos experimentales y los perfiles teóricos.

El método de la gota pendiente se utiliza generalmente cuando la gota formada por el líquido a medir forma un ecuador (**Figura 1.8**). Desafortunadamente, las gotas pendientes de tensión interfacial ultra baja no tienen ecuador; debido a esto el método no puede utilizarse cuando el líquido a medir presenta esta característica.

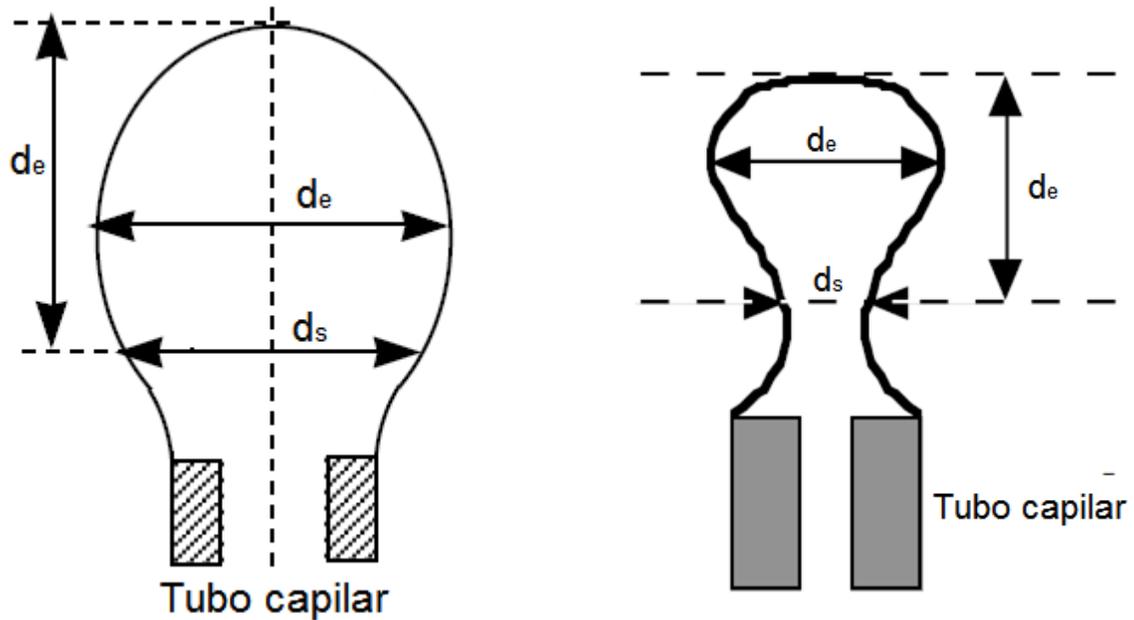


Figura 1.7 perfiles teóricos de las formas de las gotas



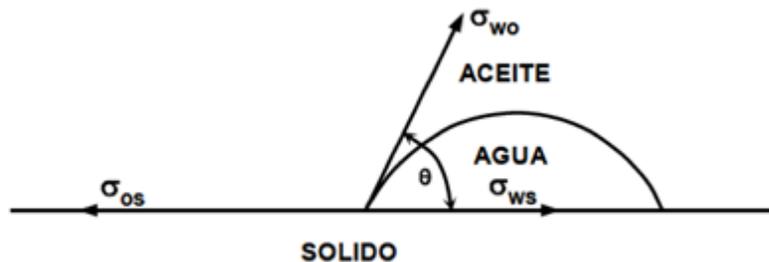
Figura 1.8 muestra la forma experimental de una gota con ecuador, ideal para tomar la medición de la tensión mediante el método de la gota pendiente

La tensión interfacial puede verse también como una medida de la miscibilidad. A medida que la tensión interfacial disminuye, las dos fases se aproximan a la miscibilidad.

1.2.3. Mojabilidad<sup>12-24</sup>

La interacción entre la superficie de la roca del yacimiento y los fluidos confinados en el espacio poroso influye en la distribución de los fluidos, así como también, en el comportamiento del flujo en el medio poroso. Cuando dos fases inmiscibles se ponen en contacto con una superficie sólida, generalmente una de las fases es atraída hacia la superficie, más que la otra. Esta fase se identifica como la fase mojante mientras que la otra es la fase no-mojante. En otras palabras, se dice que un fluido moja en forma preferencial la superficie de un sólido cuando éste se adhiere y tiende a espaciarse sobre ella, en presencia de otros fluidos.

La mojabilidad puede explicarse cualitativamente mediante el balance de fuerzas entre dos fluidos inmiscibles (agua y aceite) y el sólido mostrado en la **Figura 1.9**. Las fuerzas que están presentes en la línea de contacto son:



**Figura 1.9.** Mojabilidad de un sistema agua-aceite-roca en equilibrio, et al. Craig.<sup>12</sup>

$\sigma_{os}$  : Tensión Interfacial sólido-aceite.

$\sigma_{ws}$  : Tensión Interfacial sólido-agua.

$\sigma_{wo}$  : Tensión Interfacial agua-aceite

$\theta_c$ , es el ángulo de contacto y se mide a través de la fase agua hacia  $\sigma_{wo}$ , la tangente a la interfase en la línea de contacto. En equilibrio, el sistema cumple con la condición  $\Sigma F_x = 0$ , de donde se obtiene la ecuación de Young Dupre:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{wo} \cos \theta_c \quad (1.3)$$

Hasta ahora  $\sigma_{os}$  y  $\sigma_{ws}$  no pueden medirse directamente. Sin embargo,  $\sigma_{wo}$  y  $\theta_c$ , si pueden determinarse independientemente en el laboratorio, siendo estos parámetros los que proporcionan una medida de la mojabilidad de la roca.

## Clasificación de la Mojabilidad

Considerando la **Figura 1.9** y la ecuación de Dupre (Ecuación 1.3), se pueden considerar los siguientes casos de mojabilidad:<sup>12,13</sup>

### Caso 1: $\sigma_{os} > \sigma_{ws}$

De la ecuación de Young Dupre:

$$\sigma_{os} > \sigma_{ws} ; \Rightarrow \cos \theta_c > 0$$

Esto implica que  $0^\circ < \theta_c < 90^\circ$ , lo que equivale establecer que para  $\theta_c < 90^\circ$ , la roca es preferentemente mojable por el agua.

### Caso 2: $\sigma_{os} < \sigma_{ws}$

De la ecuación de Young Dupre:

$$\sigma_{os} < \sigma_{ws} ; \Rightarrow \cos \theta_c < 0$$

Lo que implica que  $90^\circ < \theta_c < 180^\circ$ , lo que equivale establecer que para  $\theta_c > 90^\circ$ , la roca es preferentemente mojada por el aceite.

**Caso 3:  $\sigma_{os} = \sigma_{ws}$**

De la ecuación de Young Dupre:

$$\sigma_{os} = \sigma_{ws}; \Rightarrow \cos \theta_c = 0$$

Lo que implica que  $\theta_c = 90^\circ$ , siendo este el caso de mojabilidad neutra, en la que ninguno de los dos fluidos tiene preferencia para mojar la roca.

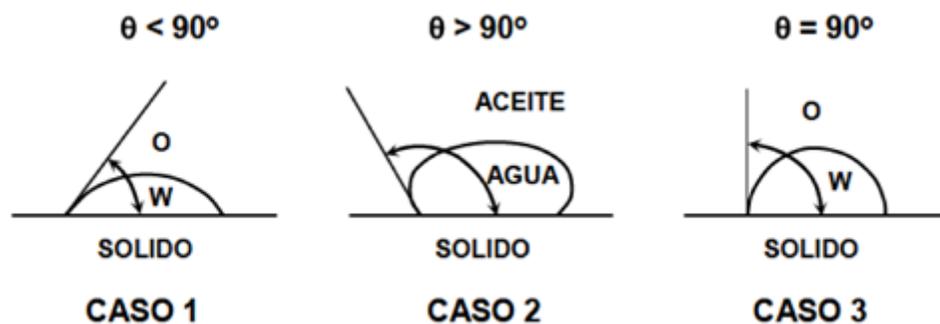
**Caso 4:  $\theta_c = 0^\circ$**

En este caso la roca es considerada fuertemente mojable por agua.

**Caso 5:  $\theta_c = 180^\circ$**

Esto implica que la roca es fuertemente mojable por aceite.

La **Figura 1.10**. Ilustra los casos de mojabilidad 1, 2 y 3, respectivamente.



**Figura 1.10.** Diferentes grados de mojabilidad en un sistema agua-aceite-sólido

En los inicios de la ingeniería de yacimientos generalmente se consideraba que todas las formaciones eran preferentemente mojadas por agua, debido principalmente a que: (1) las rocas sedimentarias que forman los yacimientos originalmente se depositaron en un medio acuoso y que el aceite migró a ellas mucho más tarde, y por otra parte, (2) la mayoría de los minerales que conforman las rocas sedimentarias, en su estado natural son mojados por agua. Sin embargo, a la fecha ya ha sido establecido que algunas formaciones productoras son mojadas por aceite.

La mojabilidad de la roca por aceite se explica por la presencia de componentes polares en el crudo. Estos componentes polares, aparentemente de tipo asfáltico, se adsorben sobre la superficie de la roca y tienden a hacerla mojada por aceite. Este efecto depende también de la naturaleza de la roca; es decir, si es predominantemente de sílice, carbonato o arcilla; por lo tanto, no es posible determinar sólo por la composición de un crudo la mojabilidad que presentará al contacto con una roca.

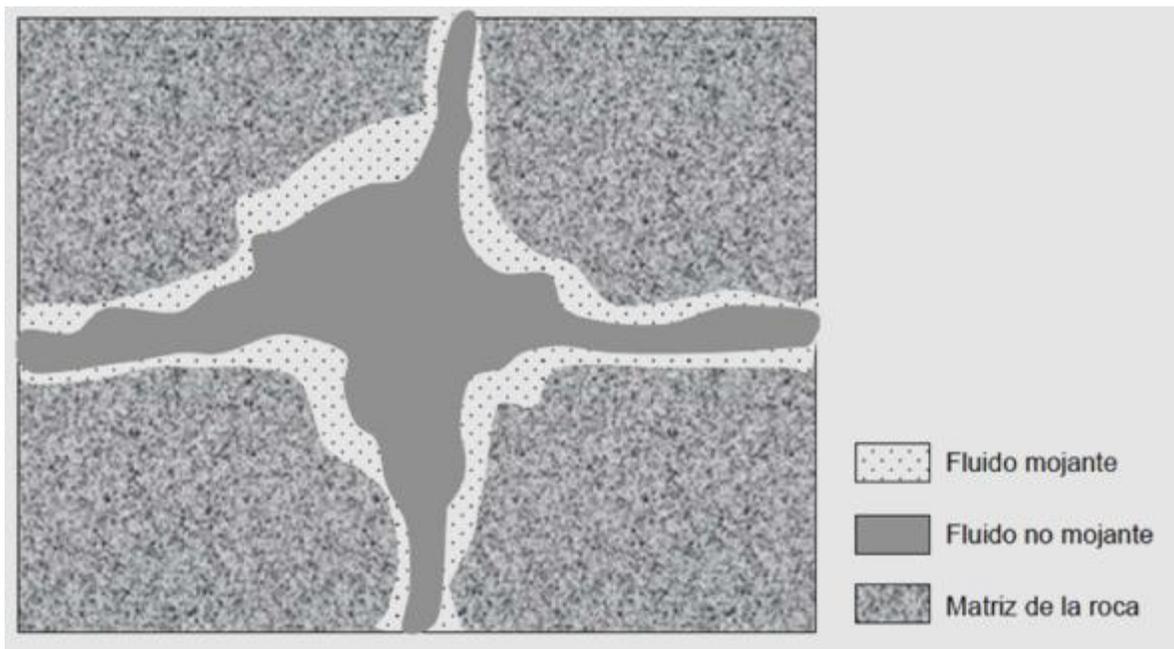
Por lo general, la roca de los yacimientos está compuesta por una variedad amplia de minerales, los cuales tienen diferentes superficies químicas y propiedades de adsorción, lo que origina variaciones en la mojabilidad. Así es como surgen los tipos de mojabilidad conocidos como mojabilidad fraccional y mojabilidad mixta.

**Mojabilidad Fraccional.** En este tipo de mojabilidad, algunos componentes del crudo se adsorben en ciertas áreas de la roca, de tal forma que dicha porción de la roca es fuertemente mojada por aceite, mientras que el resto es fuertemente mojada por agua.

**Mojabilidad Mixta.** Esta es un tipo especial de mojabilidad fraccional, en la que las superficies mojadas por aceite forman rutas continuas a través de los poros grandes, mientras que los poros pequeños permanecen mojados por agua y no contienen aceite.

### Efecto de la Mojabilidad sobre la Inyección de Agua

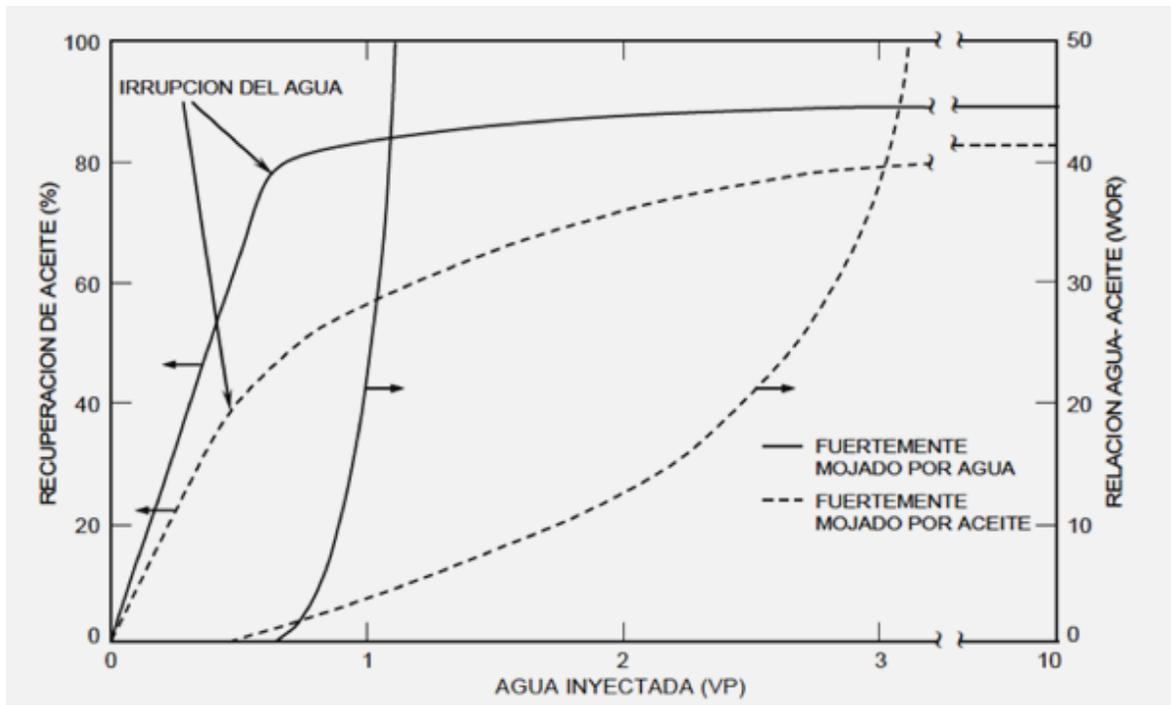
La mojabilidad determina la distribución de los fluidos en el espacio poroso (a nivel microscópico). El fluido que moja la roca se encontrará ocupando los poros más pequeños y los intersticios de los granos de la roca, así también, como una película sobre ellos, dejando al fluido no mojante en el centro del poro, como se ilustra en la **Figura 1.11**. La distribución de los fluidos en el medio poroso afectará de manera importante el comportamiento de un proceso de inyección de agua<sup>14</sup>.



**Figura 1.11.** Distribución de fluidos en un medio poroso.

- a) Roca fuertemente mojada por agua. La fase aceite se encuentra en la parte central de los poros, mientras que el agua se encuentra adherida a las paredes de los poros. En un proceso de inyección de agua, la saturación de agua en los poros se incrementa continuamente; es decir, el proceso se está realizando en la dirección en la que la saturación de la fase mojante (agua) aumenta continuamente, por lo que se dice que es un proceso de imbibición. El comportamiento de un proceso de inyección de agua bajo estas condiciones se ilustra en la **Figura 1.12**.

b) Roca fuertemente mojada por aceite. La fase aceite se encuentra cubriendo las paredes de los poros, mientras que el agua ocupa los espacios centrales de los poros. Cuando se implanta un proceso de inyección de agua en este tipo de yacimientos, la saturación de agua en los poros se incrementa, mientras que la saturación de aceite disminuye, es decir, el proceso se está realizando en la dirección en la que la saturación de la fase mojante (aceite), disminuye continuamente, por lo que se dice que es un proceso de drene o drenaje. En este proceso la recuperación de aceite es ineficiente (**Figura 1.12**).



**Figura 1.12.** Comportamiento típico de la inyección de agua, Para sistemas con mojabilidad extrema.

Se ha observado en la práctica que medios porosos cuya mojabilidad no sea extrema, se comportan como un proceso intermedio de los dos casos mostrados. El comportamiento en un medio poroso de mojabilidad fraccional también es parecido a estos sistemas (dependiendo de los porcentajes de los granos de roca que corresponden a mojabilidad para cada una de las fases).

### Determinación de la Mojabilidad

La importancia de la mojabilidad en el comportamiento de la inyección de agua hace necesaria su determinación. Existen algunos métodos cualitativos que sólo son confiables en los casos de mojabilidades extremas y que no son precisos para los casos de mojabilidad intermedia; por esta razón, son preferibles los métodos cuantitativos para determinar la mojabilidad, que son:<sup>15</sup>

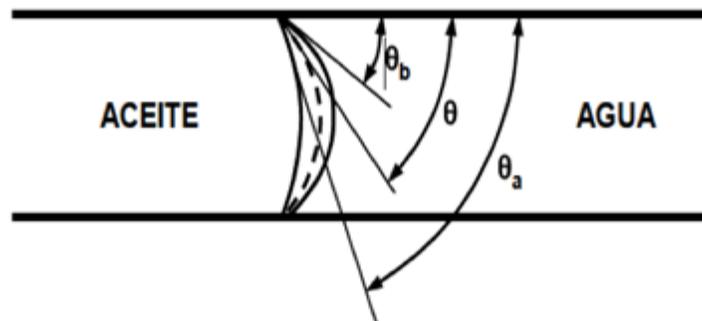
- a) Angulo de contacto.
- b) Método de Amott.
- c) Índice de Mojabilidad USBM.
- d) Combinación de los métodos Amott/USBM.

**Angulo de contacto.** En el flujo multifásico agua-aceite a través de un capilar, existen las tres posibilidades de medición del ángulo de contacto que se ilustran en la (**Figura 1.13**) las cuales son:

$\theta$  = Angulo de contacto en condiciones estáticas.

$\theta_a$  = Angulo de avance (agua desplazando aceite).

$\theta_b$  = Angulo de retroceso (aceite desplazando agua).



**Figura 1.13.** Posibilidades de medición del ángulo de contacto en un tubo capilar

El ángulo de contacto que se emplea normalmente es el ángulo de avance  $\theta_a$ . Para su medición, el método de laboratorio más utilizado es el de gota fija o

inmóvil. En el método se montan una o dos láminas de cristal pulido en una celda de material inerte; la medición se efectúa como sigue:

- 1) Se limpia la celda y se llena con salmuera sintética.
- 2) Se pone una gota de aceite entre ambos cristales.
- 3) Después de unos días se desplazan los cristales de manera paralela.
- 4) Se mide el ángulo causado por el movimiento de los cristales, y después de unos días se vuelve a medir el ángulo hasta que se obtiene un valor constante.

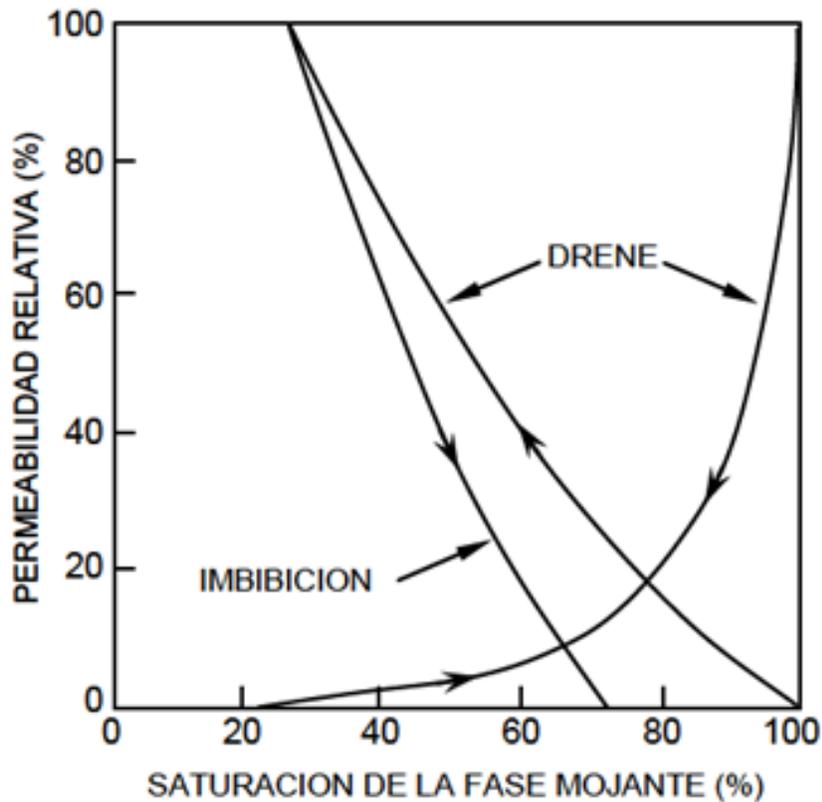
### 1.2.4. Permeabilidades Relativas

Suponiendo que la ley de Darcy se aplica a cada fase, las permeabilidades de dos o más fases fluyendo a través de un medio poroso pueden determinarse a partir de datos experimentales. Así se define a la permeabilidad relativa como la medida directa de la habilidad del sistema poroso para conducir un fluido, cuando uno o mas fluidos están presentes. Esta propiedad de flujo es el resultado de un efecto compuesto de la geometría del espacio poroso, mojabilidad, distribución de fluidos, e historia de saturación.<sup>12,16</sup> Por definición:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}; \quad k_{rw} = \frac{k_w}{k}; \quad k_{rg} = \frac{k_g}{k}; \quad (1.4)$$

La permeabilidad base con la que se evalúa la permeabilidad relativa (ecuación 1.4), puede ser (1) la permeabilidad absoluta al aire, (2) la permeabilidad absoluta al agua, y (3) la permeabilidad del aceite a la saturación de agua irreducible,  $S_{wi}$ .

Como se mencionó anteriormente, la historia de saturación causa histéresis característica de la presión capilar; un efecto idéntico se presenta en las curvas de permeabilidad relativa. La **Figura 1.14** presenta un conjunto de curvas de permeabilidad relativa que muestran el efecto de la historia de saturación; es decir, el efecto de drene e imbibición, en función de la saturación de la fase mojante.



**Figura 1.14.** Efecto de la historia de saturación sobre la permeabilidad relativa.

## 1.2.5. Relación de Movilidades

Por definición la movilidad de un fluido,  $\lambda$ , se puede definir como:

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f} \quad (1.5)$$

Para un proceso de desplazamiento inmisible agua-aceite, se definen la movilidad al agua y la movilidad al aceite, como sigue:

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} \quad (1.6)$$

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} \quad (1.7)$$

Se puede deducir que las movilidades son función de la saturación de agua,  $S_w$ , debido a que las permeabilidades  $k_o$  y  $k_w$ , son función de  $S_w$ . El cociente de ambas movilidades se conoce como Relación de Movilidades,  $M$ :

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad (1.8)$$

En la ecuación 1.8., la movilidad del agua,  $\lambda_w$  debe evaluarse a las condiciones de  $S_w$  existentes en la porción del yacimiento invadida por agua, mientras que la movilidad del aceite,  $\lambda_o$  deberá evaluarse a condiciones de  $S_{wc}$  existente en la región del banco de petróleo.

$$M = \frac{k_w \mu_o}{\mu_w k_o} = \frac{k_{rw} \mu_o}{\mu_w k_{ro}} \quad (1.9)$$

De la definición de  $M$  (ecuación 1.9), resulta evidente que existirán valores diferentes antes y después de la irrupción del frente de desplazamiento. Para los procesos de inyección de agua, dependiendo del valor de la  $M$ , se tendrán dos casos:

$M < 1$  Se dice que el proceso de desplazamiento se realiza bajo condiciones Favorables

$M > 1$  Se considera que el proceso de desplazamiento se realiza bajo condiciones desfavorables.

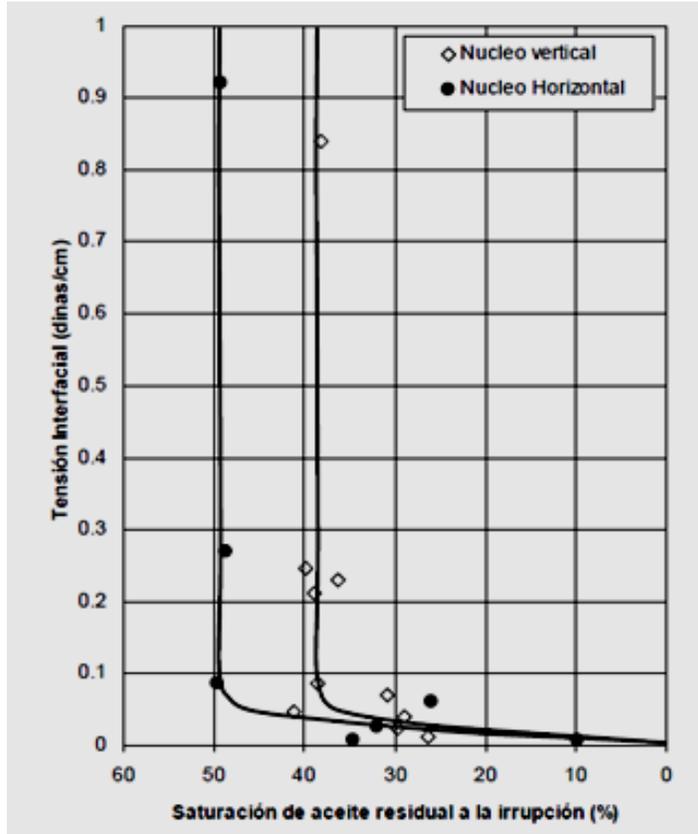
### 1.3. Modelo Conceptual de Inyección de Agentes Tensioactivos

En el proceso de inyección de surfactantes se utilizan compuestos con actividad molecular para disminuir la tensión interfacial entre el agua inyectada y el aceite del yacimiento, y por lo tanto permite el libre movimiento del aceite desde su ubicación original a través del medio poroso.

La inyección de surfactantes tiene un gran potencial por la posibilidad de diseñar procesos donde se incremente el drene tanto a nivel microscópico como macroscópico.

Probablemente el efecto más importante de la recuperación de aceite relacionado con la inyección de soluciones micelares, es la disminución de la tensión interfacial agua-aceite a valores ultrabajos (del orden de  $10^{-3}$  dinas/cm) en presencia de microemulsiones (**Figura 1.15.**). En este sentido las fuerzas capilares, responsables del atrapamiento del aceite, prácticamente son eliminadas. Este efecto se fortalece por el hecho de que las micelas transportan una parte importante del aceite en forma miscible. Lo anterior conlleva a que los valores de

aceite residual y agua irreductible disminuyan considerablemente, aumentando el volumen de aceite que puede movilizarse.



**Figura 1.15.** Efecto de la TIF sobre la recuperación de aceite.<sup>25</sup>

También existe la evidencia de que cuando la mojabilidad del medio poroso no es favorable para el desplazamiento (medio mojable por aceite), la presencia de surfactantes tiende a modificar el ángulo de contacto a condiciones favorables, muy probablemente hacia una mojabilidad intermedia.

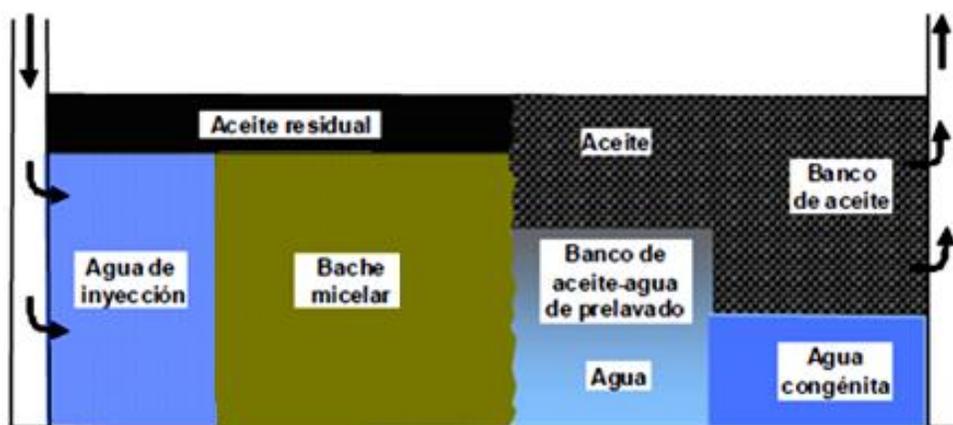
Por otra parte, las microemulsiones presentan viscosidades iguales o superiores a las del aceite, por lo que su presencia en lugar del agua para desplazar aceite modifica favorablemente la relación de movilidades. Todos estos aspectos no sólo mejoran la eficiencia de desplazamiento microscópico, sino que también mejoran las eficiencias de barrido.

El desarrollo de modelos matemáticos que en forma explícita permitan calcular el efecto de los fenómenos antes discutidos en el valor de la recuperación de aceite,

es una labor compleja. Una forma práctica es considerar estos efectos en las curvas de permeabilidades relativas. Por ejemplo, al disminuir la tensión interfacial se observa que las curvas de permeabilidad relativa  $k_{ro}$  y  $k_{rw}$  terminan en una saturación de agua de 1 y 0 respectivamente. Por otra parte, a tensiones interfaciales ultrabajas las curvas se vuelven líneas rectas, lo que implica que el agua y el aceite alcanzan su movilidad máxima para cualquier valor de saturación de agua.

## Procedimiento de Inyección

Inicialmente se inyecta un volumen de salmuera cuyo propósito es cambiar la salinidad de la salmuera de la formación, de tal forma que al mezclarse con el surfactante no cause disminución de la actividad interfacial. En algunos casos, se puede agregar al bache de preflujo un agente de sacrificio, el cual disminuye la retención del surfactante que se inyectará posteriormente. Posterior al bache de preflujo, se procede a inyectar el bache micelar (del orden de 0.05 a 0.2 vp). Este bache miscelar puede empujarse con una solución polimérica que mejore la relación de movilidades. Por último, se procede a la inyección de agua simple para empujar todos los baches inyectados a los pozos productores. La **Figura 1.16** ilustra el procedimiento de inyección.



**Figura 1.16.** Procedimiento de inyección de soluciones miscelares

### 1.4. Tipos y Propiedades de los Surfactantes

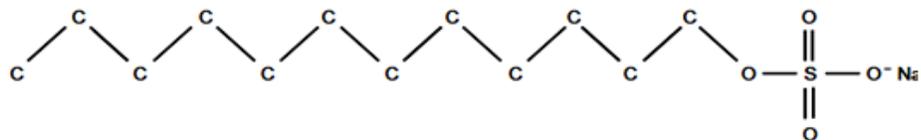
Los surfactantes son sales orgánicas que tienen la propiedad de acumularse en la interfase agua-aceite disminuyendo la tensión interfacial. Estructuralmente, una molécula de surfactante está compuesta de una porción no-polar (cadena larga o cola lipofílica: afín al aceite) y una porción polar (cabeza hidrofílica: afín al agua). La **Figura 1.17.** muestra la estructura molecular de dos surfactantes comunes e ilustra la notación corta para los surfactantes. Los surfactantes se clasifican en cuatro grupos dependiendo de su polaridad <sup>26</sup>:

**Aniónicos.** Tan requeridos por su electroneutralidad, la molécula del surfactante aniónico (cargado negativamente, en contraposición al monómero) se descarga con un catión metálico inorgánico (generalmente sodio) asociado con el monómero. En una solución acuosa, la molécula ioniza a los cationes libres y a los monómeros aniónicos. Los surfactantes aniónicos son los más comunes en el desplazamiento miscelar debido a que son buenos surfactantes, relativamente resistentes a la retención, estables, y pueden obtenerse de forma relativamente económica.

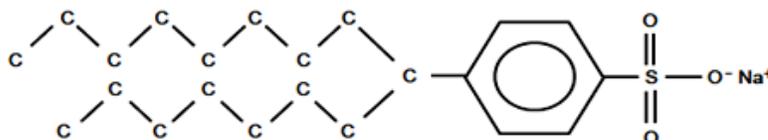
**Catiónicos.** Si la parte polar tiene carga positiva, los surfactantes son catiónicos. En este caso, la molécula del surfactante contiene un anión inorgánico para balancear la carga. Los surfactantes catiónicos se usan muy poco en el desplazamiento miscelar debido a que son fuertemente adsorbidos por las superficies aniónicas de las arcillas

**No-iónicos.** Una clase de surfactantes que han sido extensivamente utilizados en el desplazamiento miscelar, principalmente como cosurfactantes pero que se han incrementado hasta ser surfactantes primarios, son los no-iónicos. Estos surfactantes no forman enlaces iónicos, sino que cuando se disuelven en soluciones acuosas, presentan propiedades de surfactantes por su contraste de electronegatividad entre sus constituyentes. Los surfactantes no-iónicos son mucho más tolerantes a la alta salinidad que los aniónicos.

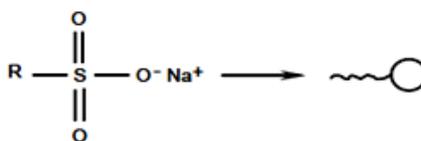
**Anfotéricos.** Esta clase de surfactantes contiene aspectos de dos o más de las otras clases. Por ejemplo, un anfotérico podría contener tanto un grupo aniónico como un grupo no-polar. Estos surfactantes no han utilizado en la recuperación de aceite.



(a) Sulfato dodecil sodico



(b) Sulfonato Texas No. 1



R = grupo hidrocarburo (no polar)

(c) Sulfonatos de petróleo comercial

**Figura 1.17.** Estructuras moleculares representativas de los surfactantes.<sup>26</sup>

En cada clase existe una gran variedad de surfactantes. El surfactante más comúnmente utilizado en la recuperación mejorada es el sulfonato de petróleo, debido a su bajo costo, su obtención fácil en grandes cantidades y su gran actividad interfacial. El sulfonato de petróleo es un surfactante aniónico que puede producirse por sulfonización de: (1) un químico orgánico puro (algunas veces conocidos como sulfonatos sintéticos), (2) una corriente de refinación de peso molecular intermedio, o cuando sea apropiado, (3) el aceite crudo mismo. La **Tabla 1.3** muestra algunas propiedades de sulfonatos comerciales; se puede observar que el rango del peso molecular va de 350 a 450, en donde el menor peso molecular significa mayor solubilidad al agua. Algunos productos contienen impurezas como aceite crudo sin reaccionar durante la sulfonización y agua de la neutralización, lo que implica que parte del surfactante es inactivo.

**Tabla 1.3. Ejemplo de algunos surfactantes aniónicos comerciales.**

Compañía	Surfactante	Peso Molecular	Actividad (% peso)	Aceite (% peso)	Agua (% peso)	Sal (% peso)	Tipo
ALCOLAC	SIPONATE DS-10	350	98				Sulfonato benzeno dodecil de sodio
ALCOLAC	SIPONATE A 168	350	70				
CONOCO	AES 14125		58.3	1.7			Sulfatos eter alifonico
CONOCO	AES 1412A		60	3			Sulfatos eter alifonico
EXXON	RL 3070	334	60	14	25.2		Sulfonatos de sodio aryl alkyl
EXXON	RL 3011	375	64.4	25.2	10		Sulfonatos de sodio aryl alkyl
EXXON	RL 3330	390	66	24	9.5		Sulfonatos de sodio aryl alkyl
EXXON	RL 3331	391	65	26.5	8.1		Sulfonatos de sodio aryl alkyl
EXXON	RL 3332	460	60	31.4	8.1		Sulfonatos de sodio aryl alkyl
EXXON	RL 2917	515	65.7	25.7	8.5		Sulfonatos de sodio aryl alkyl
KAO	LS 8203	330	65		53		Sulfonato alkyl lineal
KAO	LS 8202	480	44.1	54.6	0.06		Sulfonato alkyl lineal
LION	LEONOX E		94	2		2	
LION	LEONOX D	350	94	2		3	Sulfonato oleofin alfa
LION	LION AJS-2	375	35				
LION	LEONOX K	570	30				
SHELL	ENORDET AOS 310-40	317	38		61	< 1	Sulfatos eter alifonico
SHELL	ENORDET LXS 370-60	375	60.1		38	1.9	Sulfonatos xileno alkyl lineal
SHELL	ENORDET LXS 395-60	395	60		37.4	2.6	Sulfonatos xileno alkyl lineal
SHELL	ENORDET LXS 420-60	417	60.6		36.6	2.8	Sulfonatos xileno alkyl lineal
SHELL	ENORDET 3ES-441-60	441	59.3		29.5	1.2	Sulfonatos xileno alkyl lineal
STEPAN	PS HMW		50.7	24.4	22.1		
STEPAN	PS MMW		53.2	18.4	26.6		
STEPAN	PS 360	360	65.8	18.9	12.4		
STEPAN	PS 420	420	56.1	13	28.8		
STEPAN	PS 465	464	58.7	14.9	24.2		
WITCO	TRS 40	330-350	40-43	18	40		
WITCO	TRS 10-410	415-430	61-63	33	4-5		
WITCO	TRS 16	440-470	61-63	32.5	4-5		
WITCO	TRS 18	490-500	61-63	32.5	4-5		

## 1.4.1. Comportamiento de Fases y Tensión Interfacial

Si un surfactante aniónico se disuelve en una solución acuosa, el surfactante se disocia en un catión y un monómero. Si se incrementa la concentración del surfactante la parte lipofílica del surfactante empieza a asociarse entre ellos mismos para formar agregados o micelas, que contienen varios monómeros. Una gráfica de la concentración de monómero de surfactante contra la concentración total de surfactante muestra una curva que empieza en el origen, incrementándose monótonicamente con pendiente unitaria hasta que se alcanza la concentración micelar crítica (CMC), arriba de la cual el incremento en la concentración de surfactante sólo incrementa la concentración micelar (**Figura 1.18.**). Típicamente la concentración micelar crítica es muy pequeña, del orden de [ $10^{-5}$  a  $10^{-4}$  kg-mol/m<sup>3</sup>], por lo que en casi todas las concentraciones de surfactantes prácticas para la recuperación mejorada (del orden de  $10^{-2}$  kg-mol/m<sup>3</sup>), el surfactante está predominantemente en forma micelar; esto da origen al nombre de desplazamiento micelar. Las estructuras de las micelas no son estáticas y pueden tomar varias formas.<sup>27</sup>

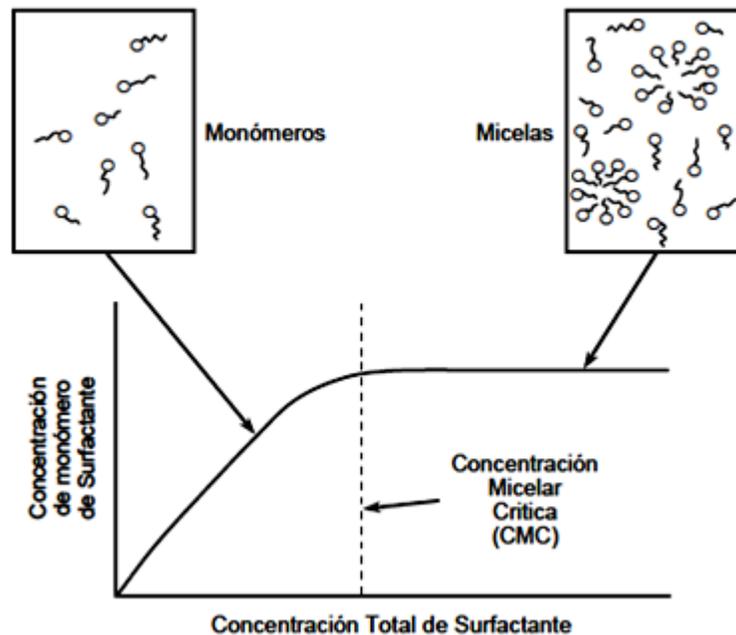
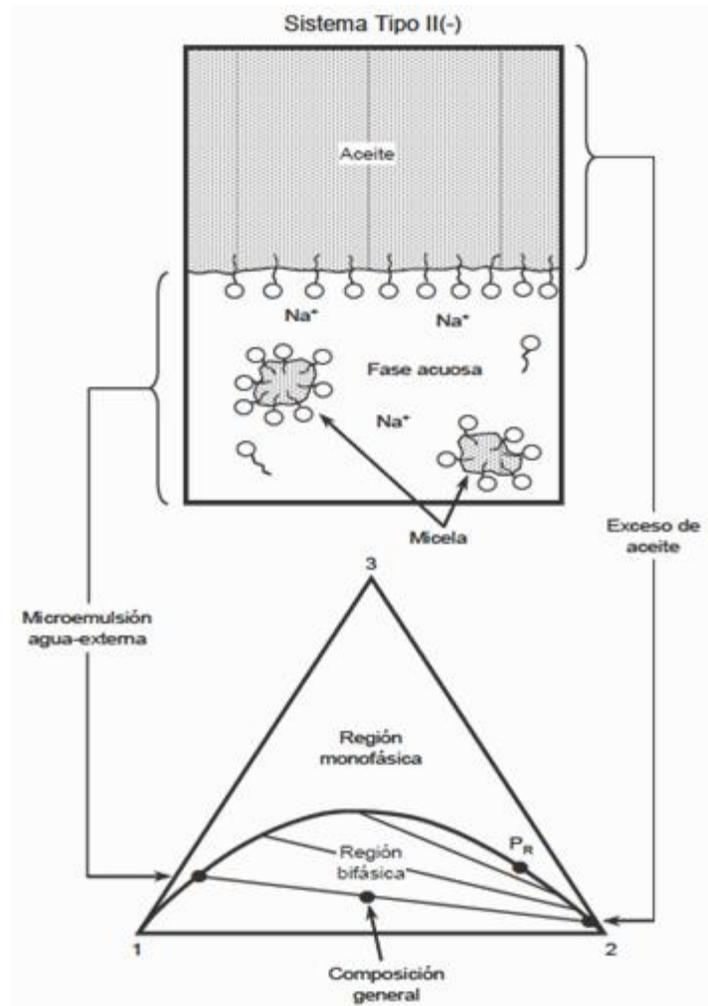


Figura 1.18. Definición esquemática de CMC.<sup>26</sup>

Cuando esta solución contacta una fase ólea, el surfactante tiende a acumularse en la interfase. La parte lipofílica se “disuelve” en la fase ólea y la hidrofílica en la fase acuosa. El surfactante prefiere la interfase a la micela; sin embargo, sólo se necesita una concentración pequeña de surfactante para saturar la interfase. La doble naturaleza del surfactante es importante, ya que la acumulación en la interfase causa que la tensión interfacial entre las dos fases disminuya. La tensión interfacial entre las dos fases es función del exceso de concentración de surfactante en la interfase. El exceso es la diferencia entre la concentración de la solución y la concentración en la interfase. Lo anterior lleva al estudio del comportamiento de fases surfactante-aceite-salmuera.

Comportamiento de fase surfactante-aceite-salmuera. Este comportamiento generalmente se analiza a través de los diagramas ternarios. El comportamiento de fase se ve afectado fuertemente por la salinidad. A baja salinidad, un surfactante exhibirá buena solubilidad en la fase acuosa y solubilidad reducida en la fase ólea. Así, una composición general cerca del límite salmuera-aceite se separará en dos fases: una fase que esencialmente es aceite puro y una microemulsión (externa-agua) que contiene salmuera, surfactante y un poco de aceite solubilizado. El aceite solubilizado ocurre cuando los glóbulos de aceite ocupan el centro de las micelas hinchadas. Este comportamiento de fase se conoce como sistema Winsor tipo I, microemulsión fase-inferior (por que es más denso que la fase aceite), o sistema tipo II (-). El término tipo II (-); II significa que solamente se pueden formar dos fases y (-) significa que la línea de unión tiene pendiente negativa (**Figura 1.19**).



**Figura 1.19.** Representación esquemática del comportamiento de fase tipo II(-).<sup>26</sup>

Para salinidades altas (**Figura 1.20**), las fuerzas electrostáticas decrecen drásticamente la solubilidad del surfactante en la fase acuosa. Una composición total dentro de la región de dos fases, se separará en una fase salmuera y una microemulsión (externa-aceite) que contiene la mayoría del surfactante y algo de salmuera solubilizada. La salmuera se solubiliza a través de la formación de micelas hinchadas invertidas, con la salmuera en sus centros. Este comportamiento de fase se conoce como sistema Winsor tipo II, microemulsión fase-superior, o sistema tipo II(+).

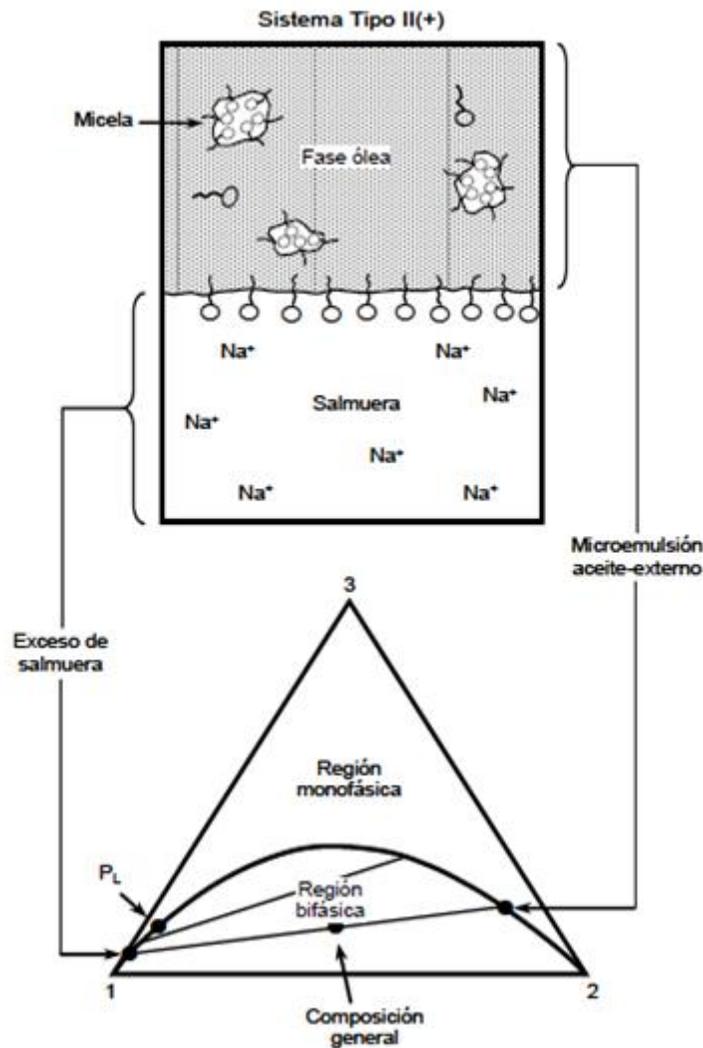
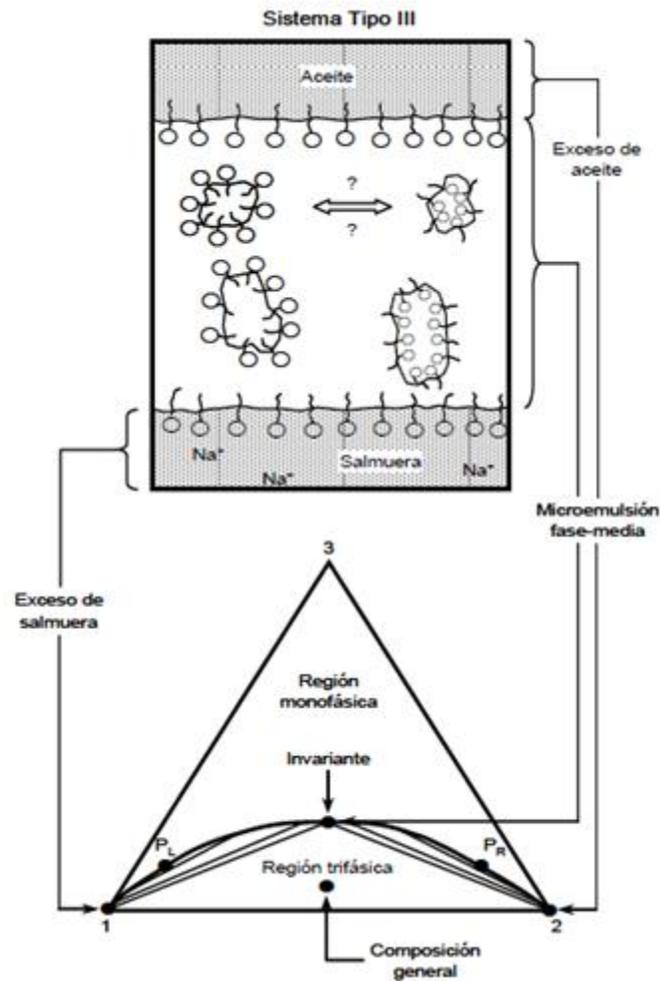


Figura 1.20. Representación esquemática del comportamiento de fase tipo II(+).<sup>26</sup>

Los dos extremos presentados son aproximadamente imágenes opuestas: en el sistema tipo II(-) la emulsión es de fase continua-agua, y en el sistema tipo II(+) la emulsión es de fase continua-aceite. Aunque en el sistema tipo II(-), la solubilidad inducida de aceite en una fase rica en salmuera, sugiere un mecanismo de extracción en la recuperación del aceite, esto es opacado por el efecto sobre la tensión interfacial a salinidades intermedias.

## CAPÍTULO 1

A una salinidad intermedia habrá un cambio continuo entre los sistemas tipo II(-) y tipo II(+). No hay salinidad donde la solubilidad del surfactante en la fase rica en salmuera y en la fase rica en aceite sea exactamente igual, pero hay un rango de salinidad en donde se forma una tercera fase rica en surfactante, tal como se muestra en la **Figura 1.21**. Una composición total dentro de la región de tres fases se separa en fases aceite y salmuera, como en los tipos II(-) y II(+), y en una microemulsión cuya composición está representada por un punto invariante.



**Figura 1.21.** Representación esquemática del comportamiento de fase tipo III.<sup>26</sup>

A este comportamiento de fase se le conoce como Winsor tipo III, microemulsión fase-intermedia, o sistema tipo III. En la región de tres fases hay una región de dos fases cuya extensión tan pequeña se desprecia. Ahora en este sistema hay dos interfases que originan dos tensiones interfaciales: una entre la microemulsión y el aceite ( $\sigma_{eo}$ ) y otra entre la microemulsión y el agua ( $\sigma_{ew}$ ).

De lo anterior es evidente que la concentración de sal es un factor importante en una mezcla de surfactantes. La **Figura 1.22** muestra el comportamiento de la tensión interfacial y del parámetro de solubilización como una función de la salinidad y las fases tipo II(-) – tipo III – tipo II(+). De la **Figura 1.22** se observa la importancia del tipo III, debido a que en esa zona se obtiene la tensión interfacial mínima y el valor máximo del parámetro de solubilización. También se puede observar que existe una salinidad en donde los valores de tensión interfacial son iguales y lo suficientemente bajos para obtener una buena recuperación de aceite, siendo esta salinidad conocida como salinidad óptima para esta combinación particular de surfactante-salmuera-aceite, y la tensión interfacial corresponde con la tensión interfacial óptima. A la condición de salinidad óptima se obtiene igual relación de solubilidad para el agua y el aceite en la microemulsión, además que se ha observado en desplazamientos en núcleos que se obtiene la recuperación máxima. Por lo anterior, un objetivo del diseño de un proceso de desplazamiento micelar es generar esta salinidad óptima en la presencia del surfactante.

Los parámetros de solubilización se obtienen a partir de mediciones relativamente simples del comportamiento de fases, y se definen como sigue:

$$S_{eo} = \frac{W_{eo}}{W_{es}} ; \quad S_{ew} = \frac{W_{ew}}{W_{es}} , \quad (1.10)$$

Donde:  $S_{eo}$  es el parámetro de solubilización del aceite;  $S_{ew}$  es el parámetro de solubilización del agua;  $W_{eo}$ ,  $W_{ew}$  y  $W_{es}$ , son las fracciones peso del aceite, agua y surfactante en la microemulsión.

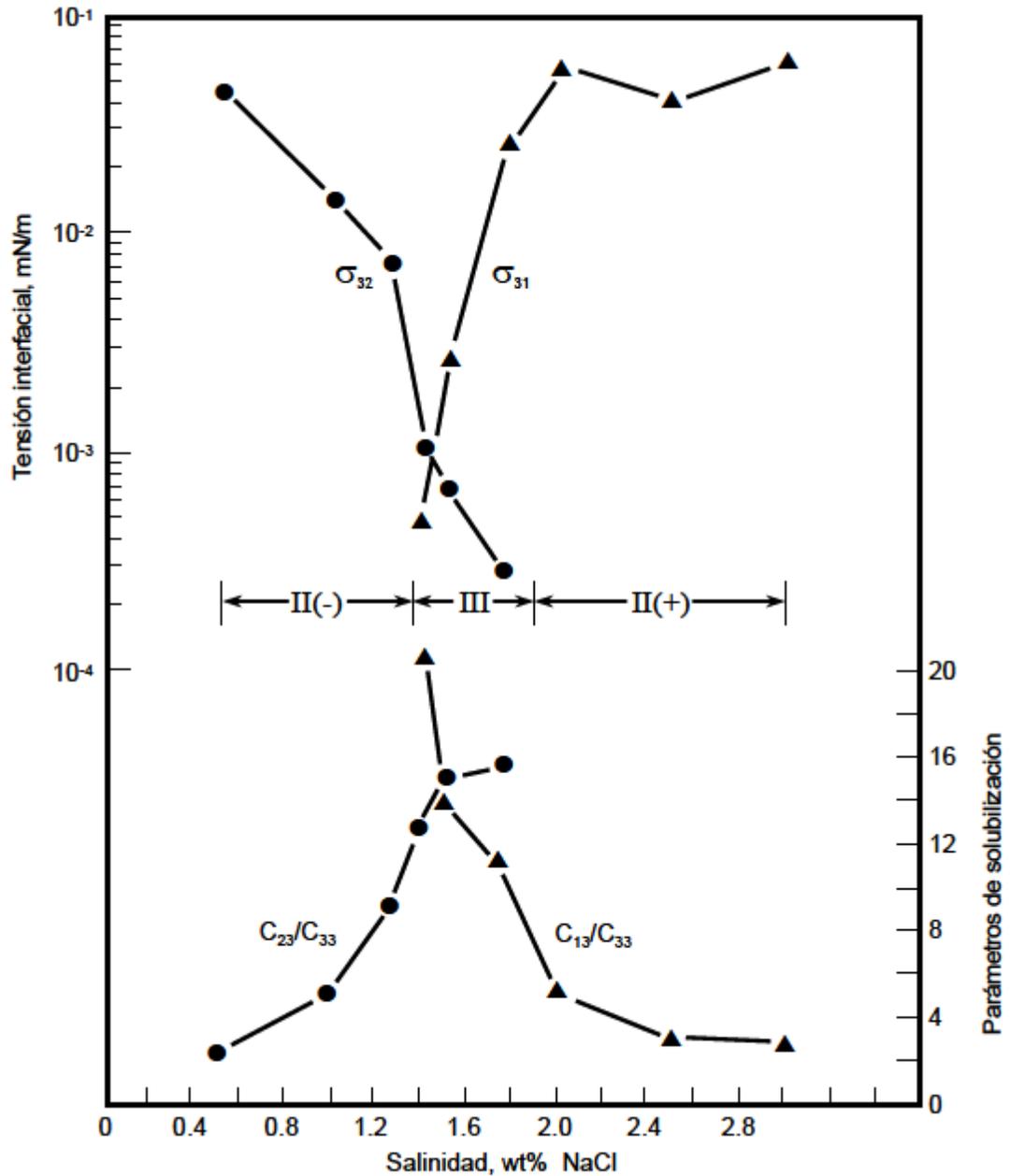
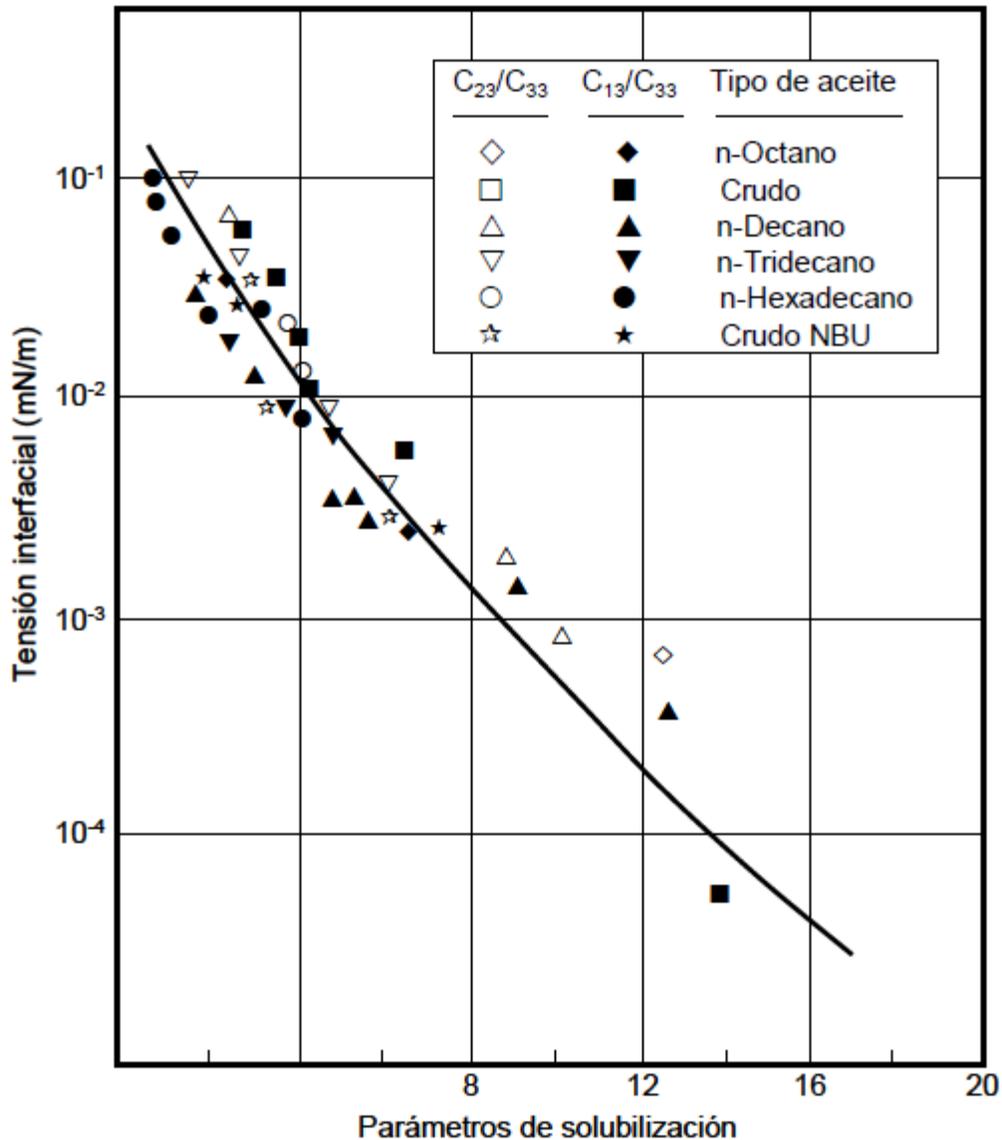


Figura 1.22. Tensión interfacial y parámetros de solubilización.

Basándose en el hecho de que la tensión interfacial se relaciona directamente con el comportamiento de fases, Glinsmann <sup>28</sup> correlacionó los parámetros de solubilización con la tensión interfacial como se muestra en la **Figura 1.23**.



**Figura 1.23.** Correlación de los parámetros de solubilización con la tensión interfacial.<sup>27</sup>

La microemulsión de fase-intermedia no puede ser simultáneamente de fase externa aceite y fase externa agua; las miscelas contenidas en esta fase experimentan una inversión, y muchas propiedades de la fase (por ejemplo la conductividad eléctrica), cambian abruptamente de ser características del agua a ser características del aceite. Además muchas otras propiedades toman un valor

extremo. Esto significa que aunque la inversión de fase por salinidad es atractiva, no necesariamente indica una salinidad óptima. Además de la concentración de electrolito en la salmuera, muchas otras variables pueden ocasionar el comportamiento de fase anterior. En general, cambiando alguna condición que mejore la solubilidad del surfactante en el aceite causará un cambio del Tipo II(-) al Tipo II(+). Algunas propiedades que tienen efecto sobre el comportamiento de fases son las siguientes:<sup>26,28</sup>

**Efecto de la estructura del Surfactante.** En general, incrementando la importancia del extremo no-polar del surfactante se aumentará la solubilidad en aceite. Este cambio implica incrementar el peso molecular no-polar, disminuyendo la ramificación de la cadena, decreciendo el número de mitades polares (de disulfonatos a monosulfonatos), y disminuyendo la resistencia de la mitad polar.

Dos mediciones comunes de la competencia de las partes hidrofílicas y lipofílicas indican la solubilidad del aceite. La densidad de carga del surfactante es el número de iones disociados por molécula dividido entre el tamaño molecular. La solubilidad del surfactante en la salmuera se eleva a medida que la densidad de carga se incrementa. Una segunda medición es el número de balance hidrofílico-lipofílico (HLB). Para ciertos tipos de surfactantes (por ejemplo no-iónicos), el número HLB está relacionado con la estructura molecular, pero para otros no puede definirse como único. Estas mediciones son difíciles de aplicar a los sulfonatos de petróleo debido a su composición compleja de especies químicas.

**Cosurfactantes.** Uno de los primeros usos del cosurfactante fue el de ajustar el pseudocomponente surfactante, tal que la transición de la fase tipo II(-) al tipo II(+) ocurra a diferentes salinidades. Un cosurfactante soluble en agua (por ejemplo: alcohol amyl terciario, sulfonato de petróleo segundo, o n-butanol), hace que el surfactante sea más soluble en agua. Alcoholes de alto peso molecular incrementan la solubilidad en aceite.

**Efecto de las Propiedades del aceite.** Si el aceite puede hacerse más polar, éste actuará como un mejor solvente para el surfactante, apresurando la transición del

tipo II(-) al tipo II(+). Hay varias mediciones para esta tendencia. Los crudos con densidad relativa alta tienden a ser ricos en ácidos orgánicos, por lo que la solubilidad del surfactante en aceite es menor en aceites de alta gravedad específica. Cash y colaboradores<sup>30</sup> idearon una medida del efecto del aceite sobre el comportamiento de fase, por medio de las comparaciones de las transiciones observadas con un aceite crudo a un aceite refinado. Si para un crudo la transición de tipo II(-) a tipo II(+) ocurre a la misma salinidad, el número de carbón alcano (ACN) del aceite refinado y el número de carbón alcano equivalente (EACN) del crudo son iguales.

La medición del EACN de un aceite crudo requiere la preparación de una serie de soluciones con surfactante, obteniéndose valores de tensión interfacial mínima contra el incremento paulatino del número de carbón alcano; la menor tensión interfacial encontrada muestra el EACN del aceite.

**Efecto de la Presión y Temperatura.** Generalmente la tendencia del surfactante a disolverse en aceite a medida que la temperatura se incrementa es mínima. Para la mayoría de los aniónicos, las mayores temperaturas significan más solubilidad en la salmuera. Esta tendencia es inversa para la mayoría de los no-iónicos.

En sistemas líquidos el comportamiento de fase es relativamente insensible a la presión, pero para el caso de crudos gasificados, a medida que el volumen específico del aceite se incrementa (disminuyendo la presión), el surfactante se hace mas soluble al agua.

Además del comportamiento de fases discutido anteriormente, se ha observado que a altas concentraciones de surfactante o bajas temperaturas, o aun en presencia de surfactantes puros se presenta la formación de una fase que tiende a ser cristales líquidos de alta viscosidad, u otras fases condensadas. La viscosidad alta de esta fase actúa en detrimento de la recuperación de aceite, ya que puede causar inestabilidad viscosa local durante el desplazamiento o disminuir la inyectividad. Este efecto puede corregirse mediante la adición de cosurfactantes.

## 1.4.2. Interacciones Roca-Fluidos + surfactante<sup>31</sup>

Las interacciones roca-fluidos que afectan el desplazamiento miscelar son la adsorción, intercambio catiónico, fenómeno de precipitación-disolución, fenómeno capilar y dispersión. Todos estos afectan directa o indirectamente la retención del surfactante. La tendencia del surfactante a ser adsorbido ha sido estudiada ampliamente, ya que es de gran importancia para el aspecto económico del proceso. También se ha investigado respecto a la precipitación del surfactante cuando se encuentra con una salmuera de alta dureza, aunque esto generalmente no es un problema en la práctica, ya que la mayor parte del surfactante se particionará en el aceite o en la microemulsión fase-superior que se forma en estas condiciones, más que precipitarse. El atrapamiento causado por las fuerzas capilares microscópicas en los poros de la roca ha tenido mucho menos atención, pero es de importancia potencial.

Fenómeno Capilar. La microemulsión residual puede formarse de la misma manera que el aceite residual e igualmente puede correlacionarse con el Número Capilar. El atrapamiento de la microemulsión puede ser mayor que la del aceite, debido a que el aceite es no-mojante y la microemulsión es la mojante. Una saturación residual de microemulsión del orden de 10%, resultará en una pérdida mayor que la que se tiene por adsorción en una arena limpia.

Afortunadamente el atrapamiento de la microemulsión puede eliminarse diseñando el proceso en tal forma que el comportamiento de fase corriente arriba del bache de surfactante sea del tipo II(-). La forma más simple y menos cara para hacer esto, es reducir la salinidad del bache polimérico. A medida que el bache de surfactante se mezcla con la solución polimérica del tipo II o tipo III a tipo I, no ocurrirá atrapamiento con el tipo I, debido a que la microemulsión fase-inferior será desplazada de forma miscible por la salmuera en la solución polimérica.

**Adsorción.** La adsorción del surfactante es causada por la atracción entre sus moléculas y las superficies minerales. Estas fuerzas difieren bastante entre surfactantes no-iónicos y aniónicos, y dependen también de la naturaleza de la

superficie mineral; adicionalmente depende de la temperatura, composición y pH de la salmuera, concentración del surfactante y concentración del aceite, ya que el aceite afecta tanto el comportamiento de fase como la estructura miscelar de la solución de surfactante. Debe notarse que las mismas condiciones que proporcionan alta solubilidad del surfactante en el aceite y la salmuera, también tienden a disminuir la adsorción.

En general la adsorción del surfactante se incrementa a medida que aumenta la concentración de surfactante hasta un valor máximo que se alcanza a la concentración micelar crítica (CMC), como se muestra en la **Figura 1.24**. Ya que la concentración de surfactante inyectado generalmente es al menos dos órdenes de magnitud mayor que la CMC, este valor máximo de adsorción se alcanza rápidamente y puede aproximarse como una isoterma tipo Langmuir. El nivel de adsorción puede disminuirse con el uso de un cosurfactante, como se muestra en la **Figura 1.25**.

**Intercambio Catiónico.** El intercambio catiónico ocurre cuando uno o más fluidos inyectados difieren en composición electrolítica con el fluido inicial saturante en el medio poroso, como es el caso cuando se usa un surfactante aniónico. También ocurre intercambio catiónico con las arcillas de la formación.

Si la salinidad óptima es baja y ocurre mucho intercambio catiónico, se tendrán cambios grandes en las propiedades interfaciales del surfactante, que deberán considerarse en el diseño; sin embargo, si la salinidad óptima es muy alta y/o el intercambio catiónico a esta salinidad es bajo, el intercambio catiónico podría no ser muy importante en el diseño.

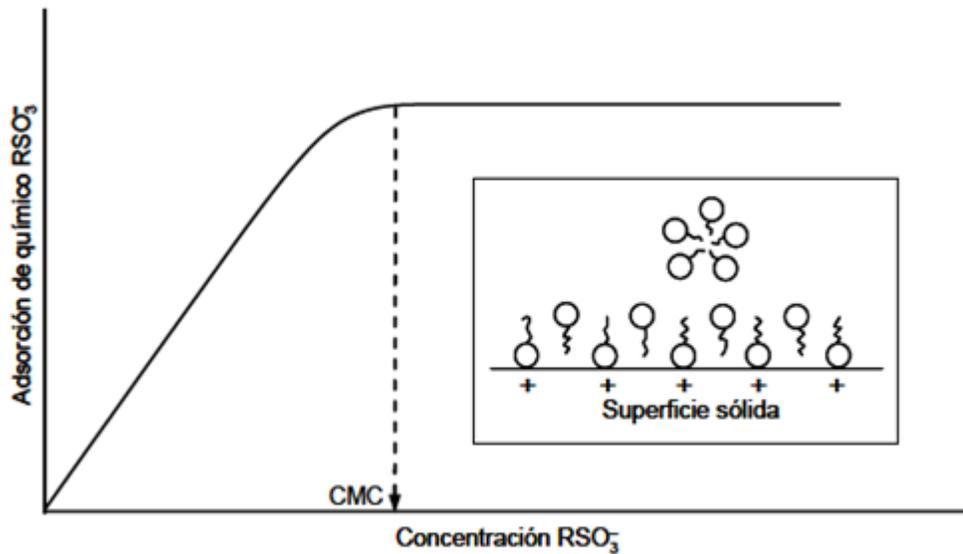


Figura 1.24. Adsorción del surfactante sobre superficies metálicas oxidadas.

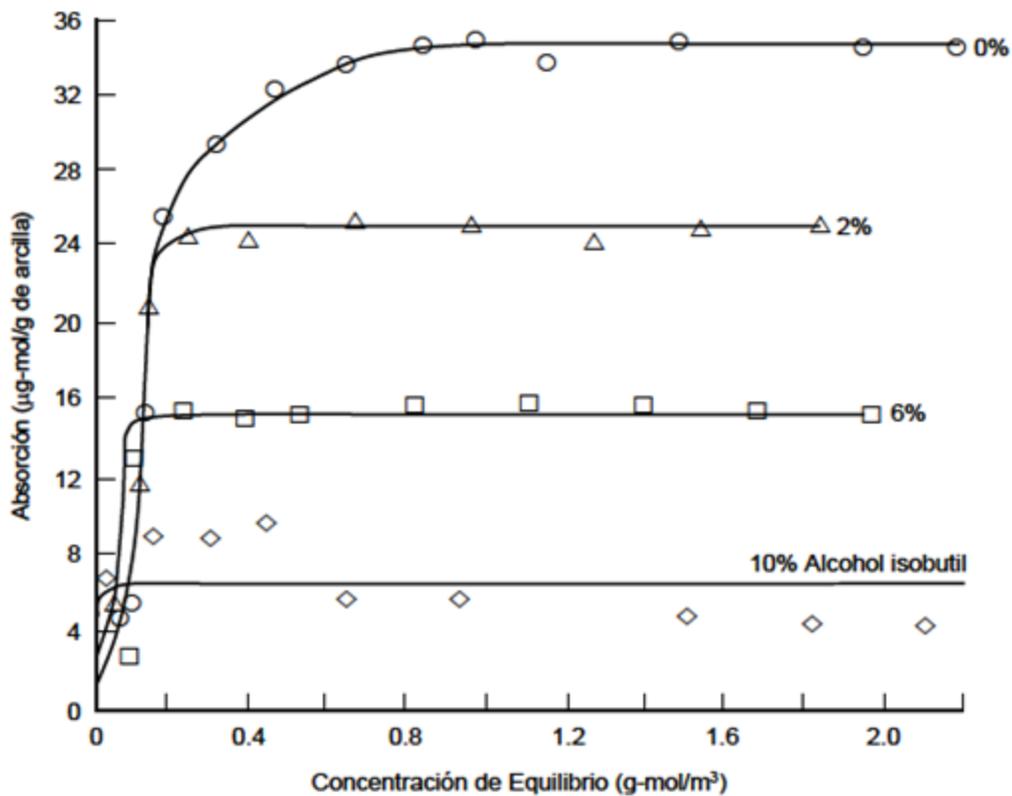


Figura 1.25. Efecto del cosurfactante sobre la adsorción del surfactante (el surfactante es sulfonato benceno dodecil 4-fenil).

1.4.3. Mecanismos de Desplazamiento

Probablemente el efecto más importante de la recuperación de aceite relacionado con la inyección de soluciones micelares, es la disminución de la tensión interfacial agua-aceite a valores ultrabajos (del orden de  $10^{-3}$  dinas/cm) en presencia de microemulsiones (**Figura 1.26.**) En este sentido las fuerzas capilares, responsables del atrapamiento del aceite, prácticamente son eliminadas. Este efecto se fortalece por el hecho de que las micelas transportan una parte importante del aceite en forma miscible. Lo anterior conlleva a que los valores de aceite residual y agua irreductible disminuyan considerablemente, aumentando el volumen de aceite que puede movilizarse.

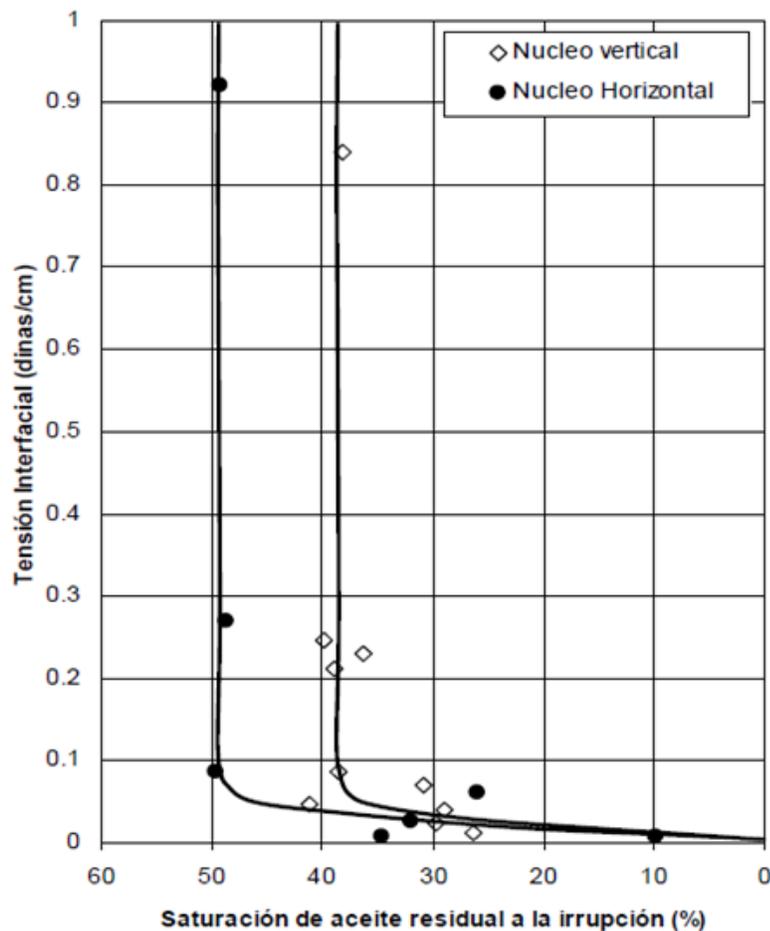


Figura 1.26. Efecto de la TIF sobre la recuperación de aceite.<sup>32</sup>

También existe la evidencia de que cuando la mojabilidad del medio poroso no es favorable para el desplazamiento (medio mojable por aceite), la presencia de surfactantes tiende a modificar el ángulo de contacto a condiciones favorables, muy probablemente hacia una mojabilidad intermedia.

Por otra parte, las microemulsiones presentan viscosidades iguales o superiores a las del aceite, por lo que su presencia en lugar del agua para desplazar aceite modifica favorablemente la relación de movilidades. Todos estos aspectos no sólo mejoran la eficiencia de desplazamiento microscópico, sino que también mejoran las eficiencias de barrido.

El desarrollo de modelos matemáticos que en forma explícita permitan calcular el efecto de los fenómenos antes discutidos en el valor de la recuperación de aceite, es una labor compleja. Una forma práctica es considerar estos efectos en las curvas de permeabilidades relativas. Por ejemplo, al disminuir la tensión interfacial se observa que las curvas de permeabilidad relativa  $k_{ro}$  y  $k_{rw}$  terminan en una saturación de agua de 1 y 0 respectivamente. Por otra parte, a tensiones interfaciales ultrabajas las curvas se vuelven líneas rectas, lo que implica que el agua y el aceite alcanzan su movilidad máxima para cualquier valor de saturación de agua.

**1.5. Estado del Arte**

Durante varios años se han realizado estudios experimentales para determinar e implementar varios métodos que determinan magnitudes físicas de los tensoactivos, como lo son estabilidad de fase, Tensión superficial, tensión interfacial, ángulo de contacto, capacidad espumante, entre otros. Para poder realizar estudios más completos y lograr simular una excelente recuperación de hidrocarburos. Aunque la aplicación de surfactantes en campo no tiene mucho desarrollo, si se han estudiado las formas de evaluar y seleccionar los agentes tensoactivos, lo cual ha servido para saber sus respectivos beneficios y ciertas limitaciones que se puedan presentar. Algunos de los estudios, contribuciones y aplicaciones hechas por diferentes investigadores en todo el mundo, son referenciados en la **Tabla 1.4.**

**Tabla 1.4.** *Estado del arte de Caracterización de Surfactantes*

<b>Año</b>	<b>Título</b>	<b>Autor</b>	<b>Descripción</b>
<b>1991</b>	<b>Humectabilidad: fundamentos y fuerzas superficiales.</b>	G. J. Hirasaki, SPE, Shell Development Co.	La humectabilidad de las superficies minerales por el agua y el aceite se describe por las fuerzas de superficie que son electrostáticas, Van der Waals, y estructurales. Las fuerzas superficiales son expresadas como la disociación de la presión isoterma, la cual determina la estabilidad del espesor de la película entre fases.
<b>2002</b>	<b>Recuperación de aceite por surfactante a partir de carbonatos fracturados con ayuda de de la gravedad: Experimentos de laboratorio y simulaciones mecánicas.</b>	B. Adibhatla, SPE, and K. K. Mohanty, SPE, University of Houston.	Los experimentos y simulaciones mecánicas se han realizado para comprender la inyección de soluciones diluidas de tensoactivos aniónicos en aceite húmedo, yacimientos fracturados. En el proceso, el surfactante dentro de la matriz reduce la TIF y ángulo de contacto.

<p><b>2006</b></p>	<p><b>Modelado de la Alteración de la Mojabilidad en Yacimientos Naturalmente Fracturados.</b></p>	<p>M. Delshad, SPE, N.F. Najafabadi, SPE, G.A. Anderson, SPE, G.A. Pope, SPE, and K. Sepehrnoori, SPE, U. of Texas at Austin.</p>	<p>Los tensoactivos se han utilizado para cambiar mojabilidad, para aumentar la recuperación de aceite, por aumento de imbibición del agua en la matriz de la roca. Se combinan los efectos de la reducción de la TIF, la relación de movilidad reducida y la alteración de la mojabilidad.</p>
<p><b>2006</b></p>	<p><b>Un estudio de comportamiento y EOR con surfactantes en Carbonatos con modelos compuestos.</b></p>	<p>Y. Wu, SPE, P.J. Shuler, SPE, M. Blanco, Y. Tang, and W.A. Goddard III, California Inst. of Technology.</p>	<p>Este estudio se centra en los mecanismos responsables de la recuperación mejorada de aceite (EOR) de yacimientos naturalmente fracturados por soluciones de surfactantes y métodos de selección para formulaciones químicas efectivas.</p>
<p><b>2006</b></p>	<p><b>Identificación y Evaluación de los agentes tensoactivos para EOR de alto rendimiento.</b></p>	<p>David B. Levitt, SPE, Adam C. Jackson, SPE, Christopher Heinson, SPE, y Larry N. Britton, de la Universidad de Texas en Austin; Taimur Malik, y Dwarakanath Varadarajan, SPE, Intera, y Gary A. Papa, SPE, de la Universidad de Texas en Austin.</p>	<p>La selección inicial de los tensoactivos se basa en la estructura del surfactante deseable. Fase de selección comportamiento ayuda a identificar rápidamente las formulaciones favorable surfactante. Explora la salinidad se llevan a cabo para observar tiempos de equilibrio, la viscosidad microemulsión, aceite y relaciones de solubilización en agua, y la tensión interfacial (IFT).</p>
<p><b>2007</b></p>	<p><b>Recuperación terciaria por ASP: Caso yacimiento Centenario</b></p>	<p>Pluspetrol</p>	<p>Se desarrollaron pruebas con productos diferentes, analizando comportamiento de fases, viscosidad efectiva, interacciones entre químicos, pruebas de emulsificación con surfactante, tamaño de micelas, cálculos de viscosidad y tensión interfacial.</p>
	<p><b>Investigación de los coeficientes de difusión de</b></p>	<p>H. Luo and A.</p>	<p>Los disolventes pueden ser inyectados para diluir</p>

## CAPÍTULO 1

<b>2008</b>	<b>aceite pesado y de sistemas disolventes de hidrocarburos en un medio poroso.</b>	Kantzas, SPE, University of Calgary and TIPM Laboratory.	el aceite viscoso pesado o asfalto y mejorar la recuperación de los yacimientos de aceite pesado y bitumen en Canadá.
<b>2008</b>	<b>Inyección Química en carbonatos fracturados usando modificaciones de mojabilidad.</b>	Nariman Fathi Najafabadi, SPE, Mojdeh Delshad, SPE, Kamy Sepehrnoori, SPE, Quoc P. Nguyen, SPE, and Jieyuan Zhang, The University of Texas at Austin.	La estimulación química con tensoactivo o electrolito para alterar la mojabilidad tiene el potencial para mejorar la imbibición de agua y expulsar más aceite de la matriz. La interacción en la interfaz matriz-fractura involucra la interacción de fuerzas capilares, gravitacionales y viscosas.
<b>2008</b>	<b>Procesos ASP: Amplia gama de condiciones para una buena recuperación.</b>	Shunhua Liu, SPE, Occidental Oil and Gas Corporation; Robert Feng Li, SPE, Clarence A. Miller, SPE, George J. Hirasaki, SPE, Rice University.	El proceso de diseño de un ASP requiere el conocimiento de la cantidad de tensoactivo formado bajo condiciones alcalinas de ácidos nafténicos en el aceite crudo. El tensoactivo interactúa para formar películas de surfactante y gotitas de microemulsión durante la inyección de un proceso ASP.
<b>2008</b>	<b>Modelado de los mecanismos de inyección de Alkali/ Surfactante/ Polímero.</b>	Hourshad Mohammadi, SPE, Mojdeh Delshad, SPE, and Gary A. Pope, SPE The University of Texas at Austin.	La inyección del sistema ASP es de creciente interés e importancia debido a altos precios de aceite y la necesidad de incrementar la producción petrolera. La reducción de la adsorción de los tensoactivos aniónicos que disminuyen los costos es un gran beneficio.
<b>2009</b>	<b>Recuperación Mejorada de Aceite con productos químicos en formaciones de Carbonatos.</b>	René Tabary, Antoine Fornari, Brigitte Bazin, Bernard Bourbiaux, and Christine Dalmazzone, IFP.	Esta investigación propone una combinación de métodos experimentales para la evaluación de la eficacia de los productos químicos para recuperar el aceite. El estudio está orientado a la adquisición de los datos necesarios para modelar químicamente los mecanismos de imbibición.

**2010**

**Aplicación de nueva formulación de surfactantes no iónicos para solucionar problemas de bloqueo por emulsiones en el campo el Furrial**

Rodríguez Nathaly, De La Hoz Julio, Duque Eusebio, BJ SERVICES. Pérez Iris, Goitia María, PDVSA

Se analizaron pruebas de laboratorio, donde se estudiaron las interacciones de los surfactantes con los fluidos del pozo, así como la verificación de la no humectabilidad del crudo en la roca. Se llevó a cabo con tubería flexible. Con un aumento en la producción del 300% y disminución en el corte de agua en un 30%.

Conforme se va desarrollando la tecnología es posible aplicarla a nuestra campo de trabajo; es decir, para poder tener resultados óptimos necesitamos buscar un área de desarrollo un nuestra industria. Así podemos llegar a resultados favorables. Al realizar el estado del arte, se puede ver que hay mejoras en el factor de recuperación de aceite; sin embargo, los métodos para la caracterización de los tensoactivos es primordial para llegar a lo anterior. La justificación de este trabajo es dar una visión más clara de lo que realmente sucede con la aplicación de los surfactantes, pasando por una buena caracterización de los mismos.

## OBJETIVOS

### Objetivo General

- ☞ Caracterizar nuevos Surfactantes para su potencial uso en los Procesos Químicos de Recuperación Mejorada de Aceite. Así como proporcionar una herramienta de consulta para comprender mejor las interacciones de los agentes tensoactivos.

### Objetivos Específicos

- ✍ Determinar experimentalmente la CMC de cada surfactante
- ✍ Obtener datos experimentales de la TIF, ángulo de contacto y estabilidad de espuma en base al tipo de surfactante

- ✍ Determinar experimentalmente las tensiones interfaciales de soluciones de surfactantes.
- ✍ Evaluar la estabilidad de la espuma formada por el producto químico en agua de mar.
- ✍ Determinar experimentalmente la CMC de cada surfactante y describir los resultados de CMC.
- ✍ Obtener datos experimentales de la TIF, ángulo de contacto y estabilidad de espuma en base al tipo de surfactante
- ✍ Comparar resultados entre pruebas para determinar el agente que potencialmente puede tener mayores beneficios en un proceso de EOR

### ALCANCES

- ◆ Diseñar y construir una celda que permita medir la tensión interfacial entre dos fluidos a condiciones de laboratorio, por medio del método de la gota pendiente. La característica principal de este método es obtener la tensión interfacial a partir de diversos factores geométricos que caracterizan el perfil de una gota, por lo que se necesitará la aplicación de un programa de cómputo, el cual permitirá calcular la tensión a partir de las imágenes obtenidas en ésta prueba.
- ◆ Realizar mediciones de la tensión interfacial entre el aceite y el agua con diferentes concentraciones de surfactante, a condiciones de laboratorio, con el fin de determinar a qué concentración se logra obtener la tensión interfacial que minimice las fuerzas capilares que atrapan al aceite remanente.
- ◆ Realizar mediciones de ángulo de contacto, con la misma metodología que para tensión interfacial.
- ◆ Realizar mediciones para establecer la capacidad espumante de los agentes tensoactivos, con el fin de determinar el número capilar y predecir la recuperación de aceite.

**CAPÍTULO 2**  
**METODOLOGÍA**  
**EXPERIMENTAL**

### CAPÍTULO 2 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

Todo proceso de recuperación de hidrocarburos debe cumplir con un procedimiento que evalúe su potencial de recuperación en el campo, para ello se realizan muchas pruebas en laboratorios las cuales van de la más sencilla hasta aquellas que reproducen las condiciones que se tienen en un yacimiento. En este trabajo se realizaron 4 pruebas esenciales para caracterizar agentes químicos, estas pruebas son:

- 1) Estabilidad de fases.
- 2) Determinación de la tensión superficial e interfacial
- 3) Medición del ángulo de contacto
- 4) Estabilidad espumante

#### 2.1. Materiales y Reactivos

Las cuatro pruebas anteriormente mencionadas fueron realizadas en laboratorios del Instituto Mexicano del Petróleo.

##### 2.1.1 Materiales de Laboratorio

- |  |                                |
|--|--------------------------------|
| 12. Micro Pipetas de 1000 $\mu$ L                | 1. Jeringas                    |
| 13. Puntas para micro pipetas                    | 2. Difusor                     |
| 14. Picnómetro                                   | 3. Nitrógeno/ $\text{CO}_2$    |
| 15. Filtros de 6 micras                          | 4. Celdas de vidrio            |
| 16. Balanza digital                              | 5. Cámara Fotográfica Digital  |
| 17. Agitador                                     | 6. Espumómetro                 |
| 18. Celda de presión                             | 7. Tubos de ensayo             |
| 19. Campana de Vacío                             | 8. Parafilm                    |
| 20. Mangueras                                    | 9. Matraz                      |
| 21. Núcleos de 5 cm de diámetro y 0.5 de espesor | 10. Termómetro                 |
| 22. Cronómetro                                   | 11. Cristalería de Laboratorio |
| 23. Vasos de precipitados                        |                                |
| 24. Calentador                                   |                                |

### 2.1.2. Reactivos

La **Tabla 2.1** presenta los reactivos que se emplearon para la realización de este trabajo.

*La tabla 2.1 Reactivos utilizados en el desarrollo de este trabajo.*

<b>Reactivo</b>	<b>Ficha técnica</b>
<b>STEPANTAN AS-12 46</b>	<p><b>Activos, % 46</b></p> <p><b>Punto de enturbiamiento -1 (30)</b></p> <p><b>Viscosidad 100 cps @ 25 ° C (77 °F)</b></p> <p><b>Descripción química SODIO ALFA-OLEFINA SULFONATO</b></p> <p><b>Forma a 25C ° líquido</b></p>
<b>AMPHOSOL C</b>	<p><b>Sólidos, % 50</b></p> <p><b>Viscosidad 150</b></p> <p><b>Descripción química COCAMIDOPROPIL-HIDROXISULTAINA.</b></p> <p>Compatible con tensoactivos aniónicos, no iónicos y catiónicos.</p> <p><b>Forma a 25C ° Líquido</b></p>
<b>AMPHOSOL LB</b>	<p><b>Activos, % 30</b></p> <p><b>% sólidos, 36.5</b></p> <p><b>Viscosidad 13 cps @ 25 ° C (77 ° F)</b></p> <p><b>Descripción química BETAÍNA LAURAMIDOPROPIL</b></p> <p>Compatible con tensoactivos aniónicos, catiónicos y no iónicos.</p> <p><b>Forma a 25C ° líquido</b></p>

## CAPÍTULO 2

Reactivo	Ficha técnica
<b>AMPHOSOL CG</b>	<p><b>Activos, % 30</b>  <b>Sólidos, % 35</b>  <b>Nube de puntos -3 ° C (26 ° F)</b>  <b>Viscosidad 13 cps a 25 ° C (77 ° F)</b>  <b>Punto de fluidez -7 ° C (19 ° F)</b>  <b>Descripción</b>                      química COCAMIDOPROPYL BETAINE. Compatible con tensoactivos aniónicos, catiónicos y no iónicos. AMPHOSOL CG es el aceite de coco en base.  <b>Forma a 25C ° líquido</b></p>
<b>STEPANQUAT 1010</b>	<p><b>Activos,% 50</b>  <b>de viscosidad de 20 cps a 25 ° C (77° F)</b>  <b>Punto de fluidez -9 ° C (16 ° F)</b>  <b>Descripción</b>                      química DIDECILDIMETILAMONIO CLORURO  <b>Forma a 25C ° líquido</b></p>
<b>Polyestep</b>	<b>NO DISPONIBLE</b>
<b>IMP Moat 1000</b>	<b>Complejo supramolecular</b>
<b>IMP Esat 1000</b>	<b>Complejo supramolecular</b>
<b>IMP Esat 2000</b>	<b>Complejo supramolecular</b>

## CAPÍTULO 2

<b>Reactivo</b>	<b>Ficha técnica</b>
<b>IMP Esat 2100</b>	<b>Complejo supramolecular</b>
<b>Agua de Mar</b>	<b>Ubicación en Akal J-enlace</b> <b>Densidad= 1.023766 g/cm<sup>3</sup></b>
<b>Agua de formación</b>	<b>Pozo C184, Chac-A,</b> <b>Densidad =1.076695 g/cm<sup>3</sup></b>
<b>Aceite</b>	<b>Pozo Nohoch 2222 Ac</b> <b>Densidad a 23°C=0.944987 g/cm<sup>3</sup></b>
<b>Roca caliza</b>	<b>Estándar</b>
<b>Tolueno</b>	<b>NO DISPONIBLE</b>
<b>Cloroformo</b>	<b>NO DISPONIBLE</b>
<b>Acetona</b>	<b>NO DISPONIBLE</b>
<b>Agua destilada</b>	<b>NO DISPONIBLE</b>
<b>Jabón</b>	<b>NO DISPONIBLE</b>
<b>Jabón des ionizado</b>	<b>NO DISPONIBLE</b>

### 2.2. Diseño Experimental

#### 2.2.1. Prueba de Estabilidad de Fases

Para determinar si los surfactantes a estudiar (**Tabla 2.1**) se comportaban de manera estable en soluciones salinas se realizaron cuatro pruebas, las cuales a su vez se dividieron en dos etapas cada una; la primera etapa para cada prueba consistió en evaluar el comportamiento de los surfactantes en salmueras a temperatura ambiente, en la segunda etapa se sometieron cada una de las soluciones a una temperatura de 80 °C y se observó su comportamiento al ser sometidos a dicha temperatura, los cuatro casos en los que consistió esta prueba fueron las siguientes y se realizaron una sola vez para cada uno de los agentes químicos evaluados.

**(1) Disolución de surfactante en soluciones de agua destilada + NaCl a distintas concentraciones:** Se utilizaron 10 surfactantes (**Tabla 2.1**) para los cuales se prepararon salmueras sintéticas con NaCl y agua destilada, las concentraciones utilizadas en la salmuera son de 20 000, 40 000, 60 000, 80 000, 100 000 y 120 000 ppm de NaCl,

**(2) Disoluciones en agua de mar:** Se evaluaron los diez surfactantes, se tomaron 0.5 gramos de cada uno por 10 gramos de agua de mar para realizar la solución, se observó y registró su comportamiento.

**(3) Disoluciones en agua de formación del campo Chac-A,** Se evaluaron los diez surfactantes, se tomaron 0.5 gramos de cada uno por 10 gramos de agua de formación para realizar solución, se observó y registró su comportamiento.

**(4) Disoluciones en mezclas de Agua de Formación (AF) con agua de mar (AM) manejando 3 proporciones para dichas mezclas (1:1, 2:1, 3:1).** Para esta prueba se evaluaron 10 surfactantes, se tomaron 0.5 gramos de surfactante por 10 gramos de agua de las distintas mezclas (agua de formación/agua de mar) para integrar la solución y se observó y registró su comportamiento. Esta mezcla de salinidades se realizó, debido a que fue necesario evaluar el comportamiento de

los surfactantes a diferentes concentraciones, para poder establecer un rango de operación y así poder determinar la concentración Micelar Crítica, CMC.

### **2.2.2. Medición de la Tensión Superficial e Interfacial**

Esta prueba se dividió en tres partes, la primera consistió en medir la tensión superficial, la segunda en la obtención de la CMC para cada uno de los surfactantes y la tercera consistió en la medición de la tensión interfacial.

Para la primera parte de este experimento se procedió a realizar cinco formulaciones de surfactante con agua de mar a diferentes concentraciones para cada uno de los agentes químicos a estudiar, las concentraciones que se decidieron evaluar fueron las siguientes: **0.01, 0.05, 0.1, 0.3, 0.5**, a cada una de ellas se les midió su densidad en cuatro ocasiones para luego obtener el promedio de las mediciones registrada y reportarlas en este trabajo; para determinar la tensión superficial de cada surfactante se realizó la digitalización de 5 perfiles de distintas gotas para obtener su promedio, la determinación del valor de la tensión superficial se obtuvo mediante un programa desarrollado en el IMP.

Para la segunda parte de esta prueba se determinó la CMC a partir de los datos registrados en la medición de la tensión superficial, se graficaron y se determinaron los valores de CMC para cada uno de los agentes químicos.

En la tercera parte de esta prueba se realizaron las mediciones de cinco perfiles de gotas para cada uno de los surfactantes para luego obtener su promedio y reportarlo en este trabajo, para esta parte de la prueba se empleó un programa realizado en el IMP para poder determinar la magnitud de la Tensión interfacial.

### **2.2.3. Medición del Ángulo de Contacto**

Para esta prueba se realizaron mediciones para cada uno de los surfactantes para los cuales se emplearon 7 muestras de roca caliza estándar, las cuales se saturaron por un día con agua de formación, donde se empleó una bomba de vacío, posteriormente se sometieron a un saturación de aceite en una celda de alta presión por un lapso de un día, las muestras de roca previamente saturadas

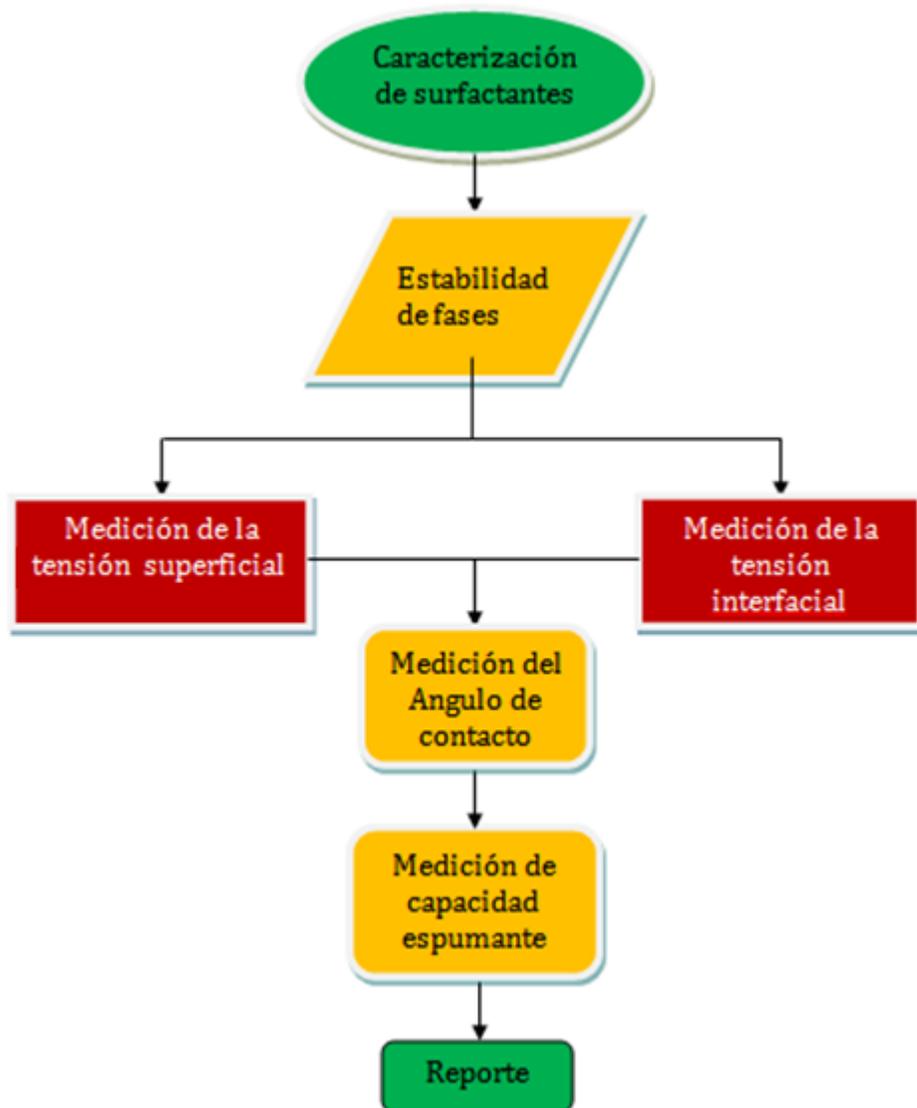
se colocaron dentro de una celda de vidrio (Figura 2.1) llena de la solución de surfactante con agua de mar; se observó el comportamiento superficial que presentó una gota de aceite colocada en la superficie de la roca inmersa en la solución, para su análisis se digitalizaron las imágenes tomadas del contacto de la gota con la superficie, con la cual se realizó la medición del ángulo de contacto, se tomó la medición de tres imágenes para observar la interacción con cada una de las soluciones de surfactante para poder obtener un promedio de estas mediciones, tomando este último como el resultado de ángulo de contacto para cada una de las soluciones.

### **2.2.4. Medición de la Capacidad Espumante**

En esta prueba se emplearon 200 ml de solución de surfactante en agua de mar, cada solución se evaluó una sola vez por falta de disponibilidad del equipo, por tal motivo la lectura que se muestra para cada una de las soluciones de surfactante es única y se muestra como resultado en este trabajo; la medición se realizó con una presión, temperatura y gastos de inyección de gas constantes.

2.3. Procedimientos

El procedimiento empleado para las cuatro pruebas evaluadas en este trabajo (Estabilidad de fase, tensión superficial e interfacial, Angulo de contacto y capacidad espumante) se muestra en el **Diagrama 2.1**

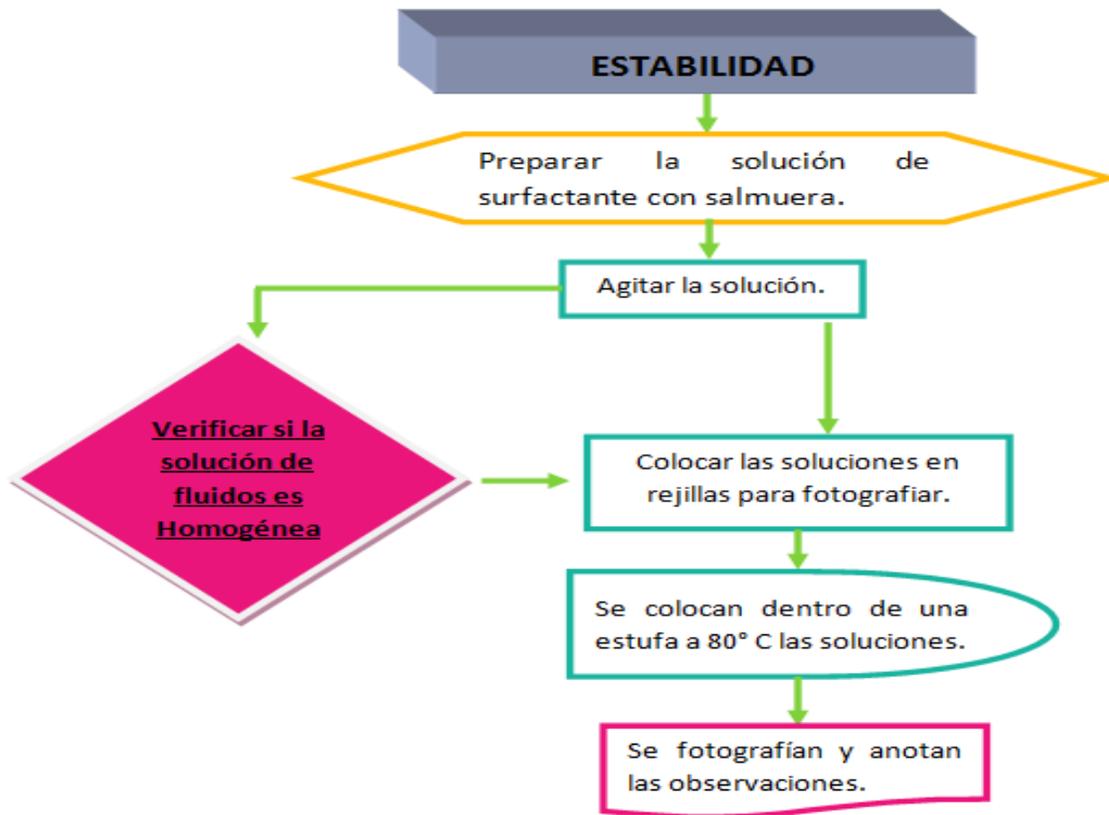


**Diagrama 2.1.** Procedimiento general de la metodología de caracterización de agentes químicos utilizada durante este trabajo.

### 2.3.1. Procedimiento para Determinar la Estabilidad de Fases

Para determinar la estabilidad de fase para cada uno de los surfactantes se realizaron pruebas para evaluar su afinidad a cada uno de ellos con las soluciones salinas, la prueba se realizó en base al método descrito en el **Diagrama 2.2**. La medición se realizó empleando el procedimiento general siguiente:

1. Se lavó y secó el material con agua destilada, acetona y aire con el fin de garantizar una optima limpieza del mismo y evitar alguna alteración de los resultados por contaminación de agentes externos a los contemplados para nuestras soluciones.
2. Se verificó que la balanza haya estado calibrada correctamente para minimizar los errores de medición.
3. Se procedió a colocar el surfactante en la soluciones salinas para su posterior agitación
4. Se cubrió cada uno de los tubos de ensayo con Parafilm y así evitar cualquier tipo de contaminación
5. Se colocaron los tubos en las rejillas, se fotografiaron y registraron las observaciones.
6. Se colocó la rejilla dentro de la estufa a una temperatura de 80 °C
7. Se revisó la temperatura de las soluciones y se retiraron de la estufa cuando estas alcanzaron la temperatura deseada.
8. Se fotografiaron y anotaron las observaciones.



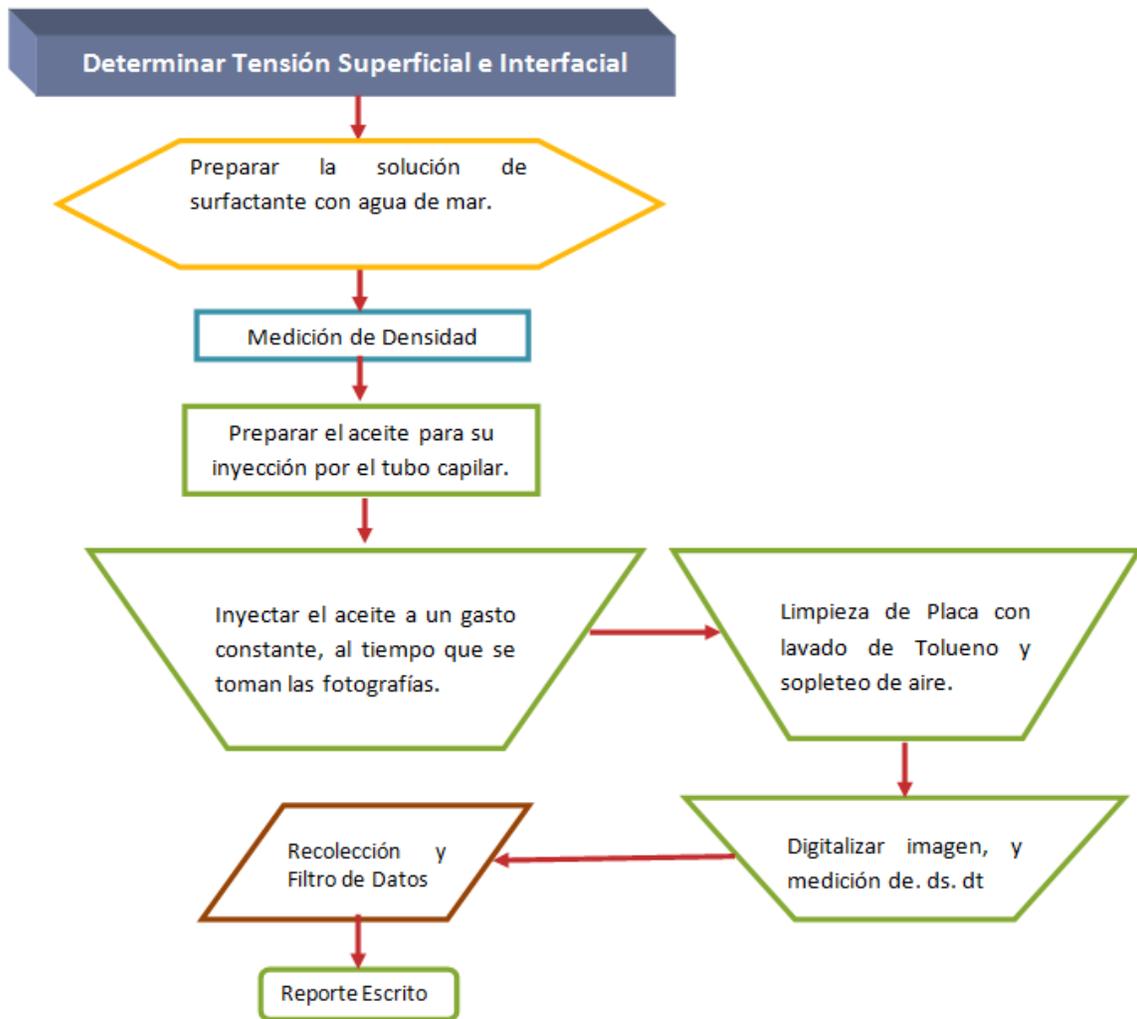
**Diagrama 2.2.** Metodología para determinar la estabilidad de fase

### 2.3.2. Procedimiento para Determinar la Tensión Interfacial

Para determinar la reducción de la tensión interfacial se empleó el método de la gota pendiente descrito en el subtema 1.2.1, a partir de los datos obtenidos de CMC para cada uno de los surfactantes se determinó que la concentración para la formulación de las soluciones de agua de mar con surfactante es del 0.2 [%peso], la prueba se realizó en base al método descrito en el **Diagrama 2.3** , utilizando el procedimiento general siguiente:

### **Procedimiento General para la Determinación de la Tensión Interfacial.**

1. Se verificó la limpieza del material a utilizar.
2. Se realizó la solución de los surfactantes en agua de mar a las concentraciones propuestas.
3. Se determinó la densidad de cada una de las soluciones.
4. Se vertió la solución en una celda de cristal transparente hasta cubrir el tubo capilar.
5. Se preparó el aceite para su inyección por el tubo capilar.
6. Se inyectó el aceite a un flujo constante, se tomaron fotografías del perfil de la gota formada mediante la inyección de la solución.
7. Mediante la digitalización de las imágenes se obtuvieron los datos requeridos para la medición de la tensión interfacial.
8. Con ayuda del programa proporcionado en el IMP se determinó la tensión interfacial.
9. Se limpió la celda y se repitió el procedimiento para cada solución.

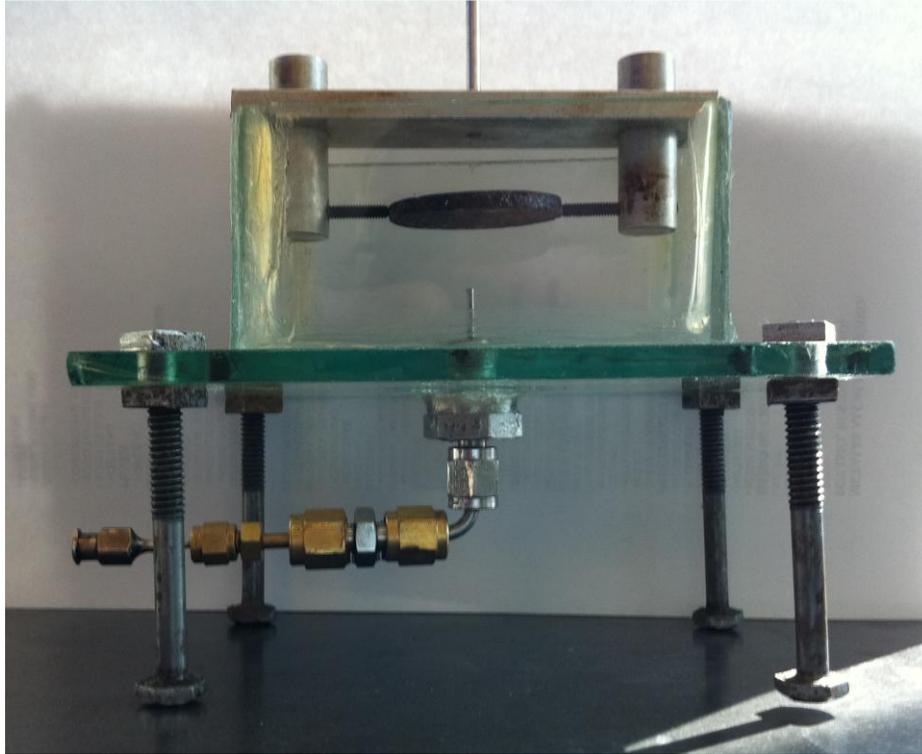


**Diagrama 2.3.** Metodología empleada para la determinación de la tensión interfacial

### 2.3.3. Procedimiento para Determinar el Ángulo de Contacto

Para determinar el ángulo de contacto se empleó el método de laboratorio más utilizado que es el de gota fija o inmóvil. En el método emplea una celda de material inerte (celda de cristal **Figura 2.1**) y se montan una lámina de roca caliza estándar previamente saturada con agua de formación **Figura. 2.2** y aceite **Figura 2.3.**; a partir de los datos obtenidos de CMC para cada uno de los surfactantes se determinó que la concentración para la formulación de las soluciones de agua de mar con surfactante es del [0.2 % peso], la prueba se realizó en base al método descrito en el **Diagrama 2.4.**, utilizando el procedimiento general siguiente:

1. Se limpió la celda y se llenó con la solución de agua de mar con surfactante.
2. Se colocó la lámina de roca caliza encima de la celda, cuidando que esta sea totalmente cubierta por la solución.
3. Se inyectó una gota de aceite por el tubo capilar que se encuentra fijo en el centro de la celda.
4. Se esperaron unos minutos para dejar que la gota se estabilizara en la superficie de la roca.
5. Se tomó una imagen de la gota para su análisis en un programa de cómputo.
6. Se analizaron las imágenes de las gotas y se midió el ángulo que existe entre la gota y la superficie de contacto (**Figura 2.4**)



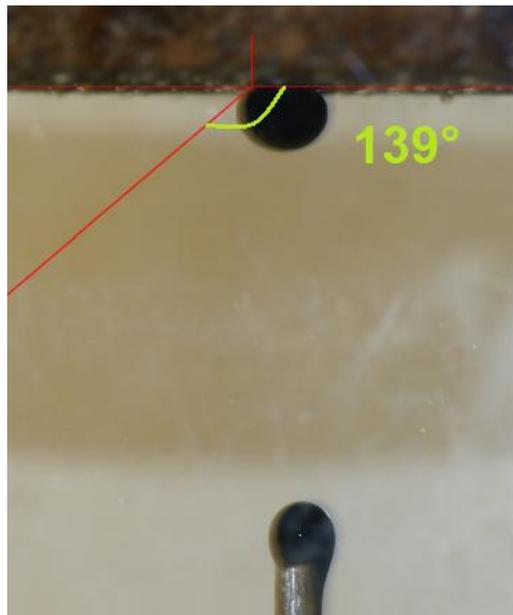
**Figura 2.1.** Celda de cristal empleada para la medición del ángulo de contacto



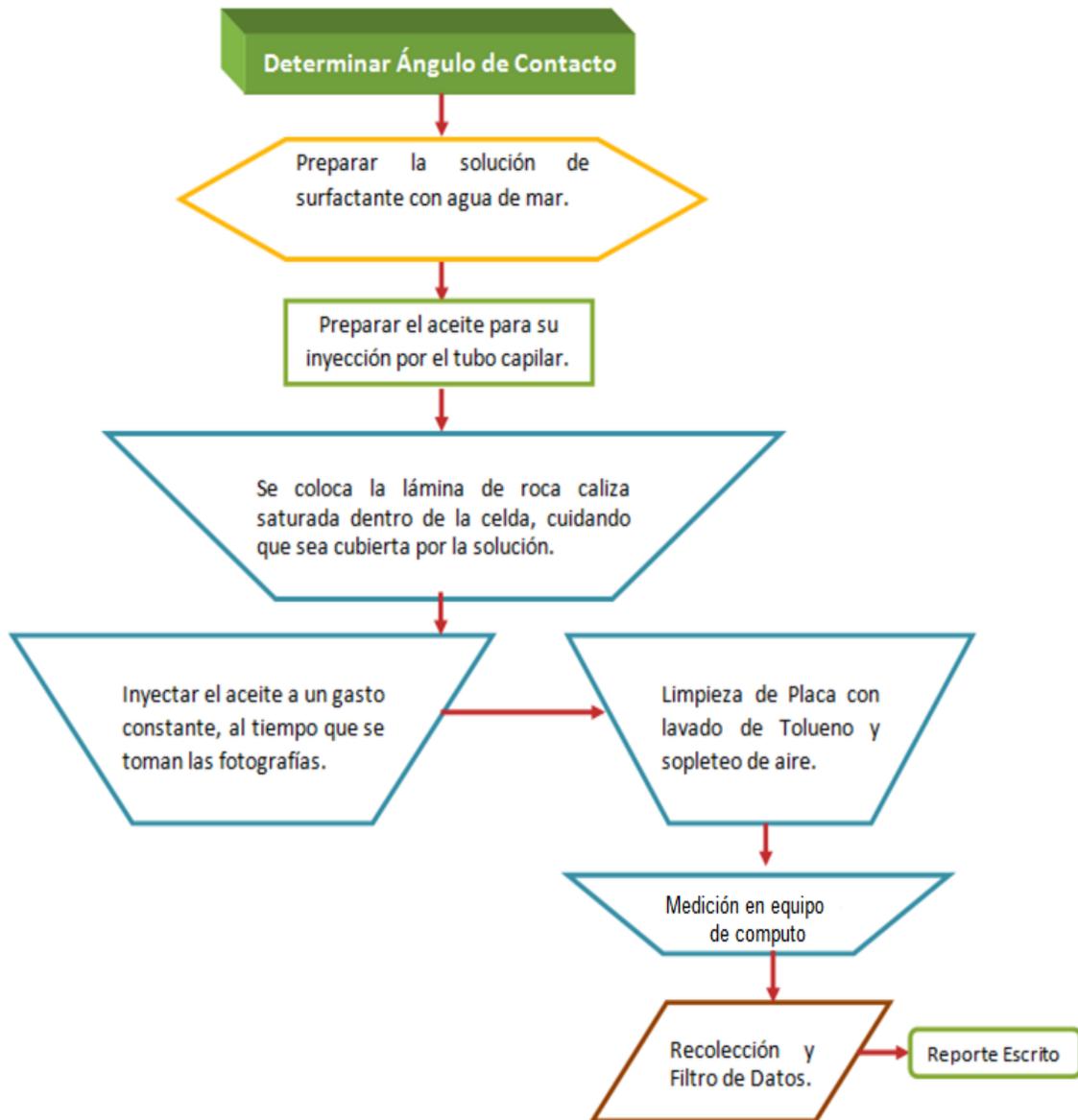
**Figura 2.2.** Saturación de roca caliza con agua de formación empleando una bomba de vacío.



**Figura 2.3.** Celda para saturar a presión las rocas empleadas con aceite del pozo Nohoch 2222 Ac



**Figura 2.4.** Medición del ángulo de contacto medido de las imágenes obtenidas durante el experimento.



**Diagrama 2.4.** Metodología empleada para la medición del ángulo de contacto

### 2.3.4. Procedimiento para Determinar la Estabilidad de Espuma

Para poder realizar esta prueba se empleó un espumómetro, el cual se compone principalmente por un tubo de vidrio que tiene como base un tapón de plástico, del cual sobre salen un difusor de gas **Figura 2.5**, muestra un esquema general de un espumómetro; las formulaciones de las soluciones de agua de mar con surfactante empleadas en esta prueba son del 0.2 [% peso], la prueba se realizó en base al método descrito en el diagrama 2.5., utilizando el procedimiento general siguiente:

1. Se calentó el tubo a una temperatura constante.
2. Se colocó dentro del tubo de cristal una cantidad específica de solución a analizar, en este caso fueron 200 ml, midiendo su altura inicial y registrando el dato.
3. Después se alimentó el flujo del gas, medido a través de un rotámetro **Figura 2.6**.
4. Desde el momento en que se empieza a alimentar el gas se tomó el tiempo con un cronómetro un lapso de 45 segundos pasando este tiempo se cierra la entrada de gas.
5. Se observó la espuma por inspección visual registrando la altura de la espuma cada 5 minutos **Figura 2.7**. En este estudio sólo se tomará en cuenta la estabilidad de la espuma.
6. Se lavó el espumómetro cada que se emplean diferentes reactivos de la siguiente manera:
  - Se hizo pasar agua destilada por el tubo de vidrio, de manera que arrastrara los residuos de la solución anterior.
  - Se sustrajo el agua por medio del vacío. Es recomendable realizar 2 ó 3 veces este procedimiento para lograr una mayor limpieza.

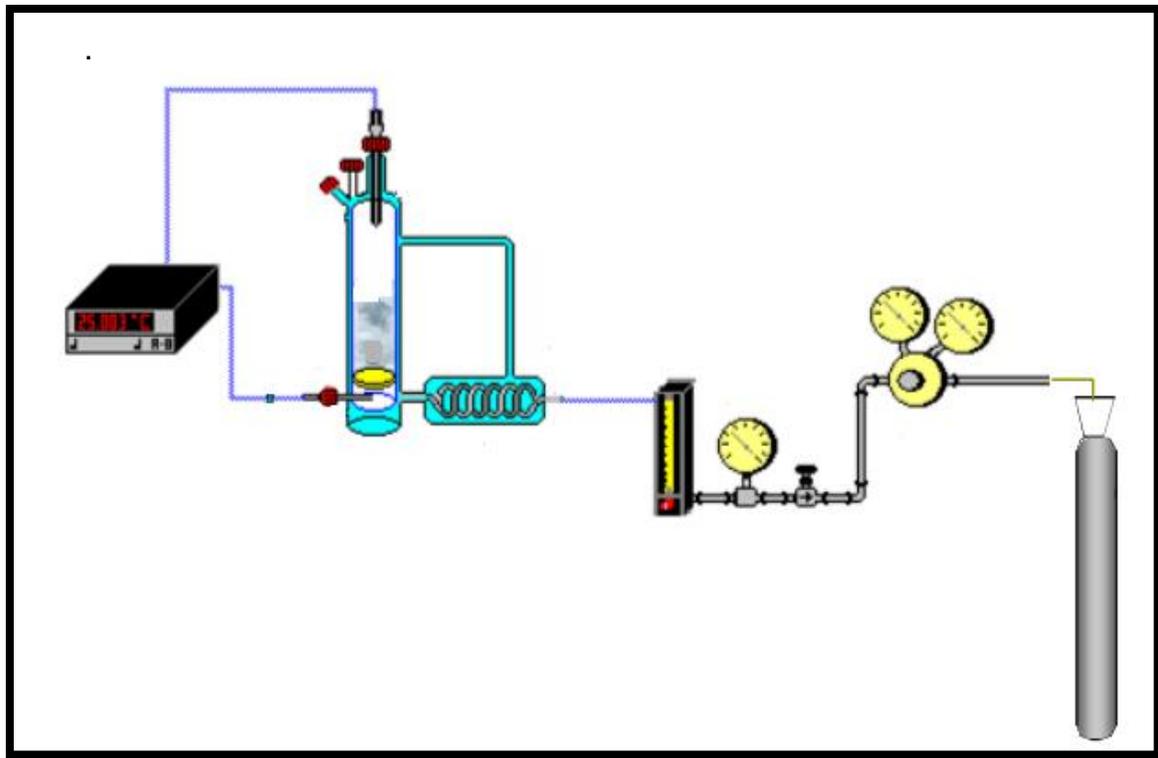


Figura 2.5 Diagrama del sistema de medición del índice de estabilidad de espuma.

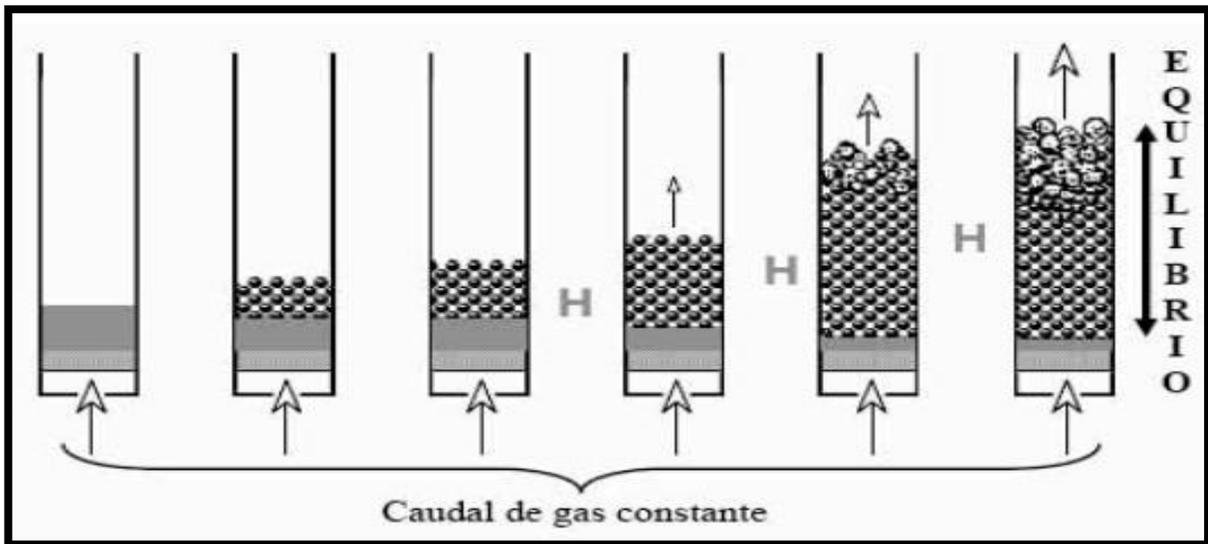
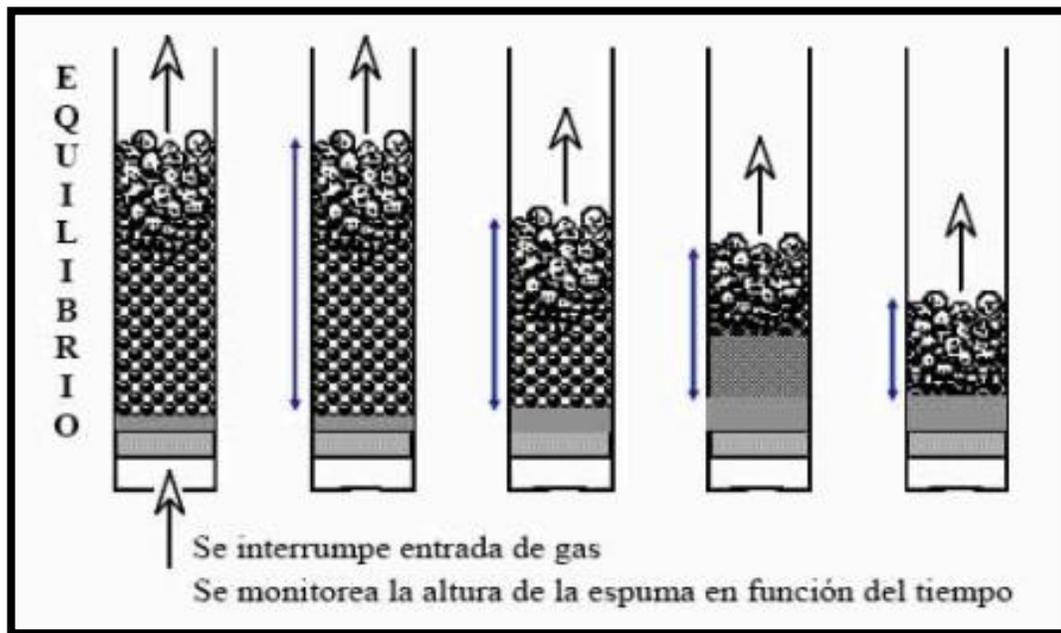


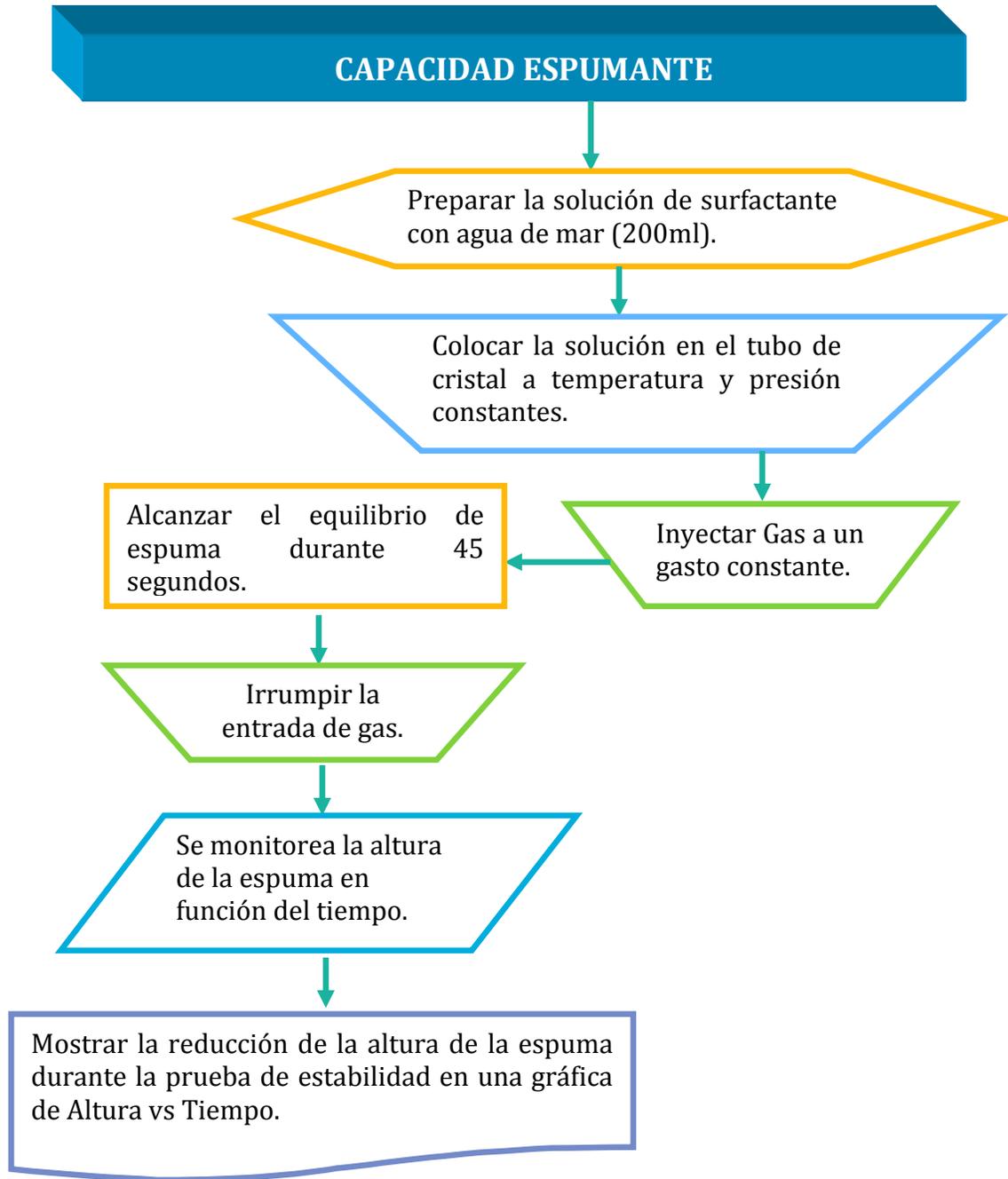
Figura 2.6 Principio del Espumómetro a gasto constante a través de una solución espumante



**Figura 2.7** La inyección se detiene al alcanzar el equilibrio y se registra el decaimiento o reducción de la altura de la espuma en el tiempo.

Durante esta prueba solo se evaluaron 5 surfactantes; Amphosol LB, Amphosol CG, Stepantan AS-1246, IMP Moat1000 e IMP Esat 2000, esto debido a la falta de disponibilidad del equipo empleado para su medición.

Diagrama 2.5. Metodología para Determinar la Capacidad Espumante.



## 2.4. Resultados

### 2.4.1. Resultados de la Prueba de Estabilidad de Fases

Las observaciones hechas sobre la estabilidad de fase se presentan en las **Tablas 2.2 y 2.3**. en la **Tabla 2.2** entiéndase como **(1) estable** a toda aquella solución que presentó una buena disolución del surfactante formando un medio cristalino, y **(0) inestable** a toda solución con presencia de grumos, micelas, o separación en dos fases sin alcanzar una homogeneidad en la solución, en la **Tabla 2.3** entiéndase como **(2) estable** a toda aquella solución que presentó una buena disolución del surfactante formando un medio cristalino, con **(1)** aquellas soluciones que se mostraron homogéneas pero la solución se volvió opaca y **(0) inestable** a toda solución con presencia de grumos, micelas, o separación en dos fases sin alcanzar una homogeneidad en la solución

Surfactante	Salmuera					
	2[%peso]	4[%peso]	6[%peso]	8[%peso]	10[%peso]	12[%peso]
Stepantan	1	1	1	1	1	1
Amphosol C5	1	1	1	1	1	1
Amphosol C	1	1	1	1	1	1
Stepanquat 1010	0	0	0	0	0	0
Amphosol LB	1	1	1	1	1	1
Polyestep	0	0	0	0	0	0
IMP Moat 1000	1	1	1	1	1	1
IMP Esat 1000	1	1	1	1	1	1
IMP Esat 2000	1	1	1	1	1	1
IMP Esat 2100	1	1	1	1	1	1

**Tabla 2.2.** Prueba de estabilidad en Agua destilada + NaCl variando la concentración de NaCl del (2-12 %)

Surfactante	Salmuera				
	AM	AF	AF/AM 1:1	AF/AM 2:1	AF/AM 3:1
Stepantan	2	2	2	2	2
Amphosol C5	1	1	1	1	1
Amphosol -C	2	2	2	2	2
Stepanquat 2020	0	0	0	0	0
Amphosol LB	2	2	2	2	2
Polyestep	0	0	0	0	0
IMP Moat 2000	2	2	2	2	2
IMP Esat 2000	2	2	2	2	2
IMP Esat 2000	1	1	1	1	1
IMP Esat 2200	1	1	1	1	1

**Tabla 2.3.** Prueba de estabilidad en Agua Mar y agua de formación y sus combinaciones

### Observaciones Generales

Como se puede observa en las tablas la mayoría de los surfactantes tienen un comportamiento estable durante todo el proceso, a excepción de los surfactantes Polyestep y Stepanquat, los cuales presentan anomalías desde la prueba más sencilla en donde se tiene una salmuera sintética preparada con agua destilada y NaCl **Figura 2.8.**, para estos surfactantes se presentaron formaciones de grumos y micelas al instante de ser agregados a las salmueras para su disolución, este comportamiento se presentó desde la concentración más baja de NaCl hasta la más alta, lo mismo les ocurrió al ser diluidos en agua de mar y agua de formación siendo en estas dos últimas, las salmueras en donde se aprecian mayores cambios para el resto de los surfactantes como son el caso del IMP Esat 2000 e IMP Esat 2200, los cuales presentaron un rechazo al agua de mar y agua de formación dejando ver formación de micelas y una separación en dos fases **Figura 2.9.**

## CAPÍTULO 2

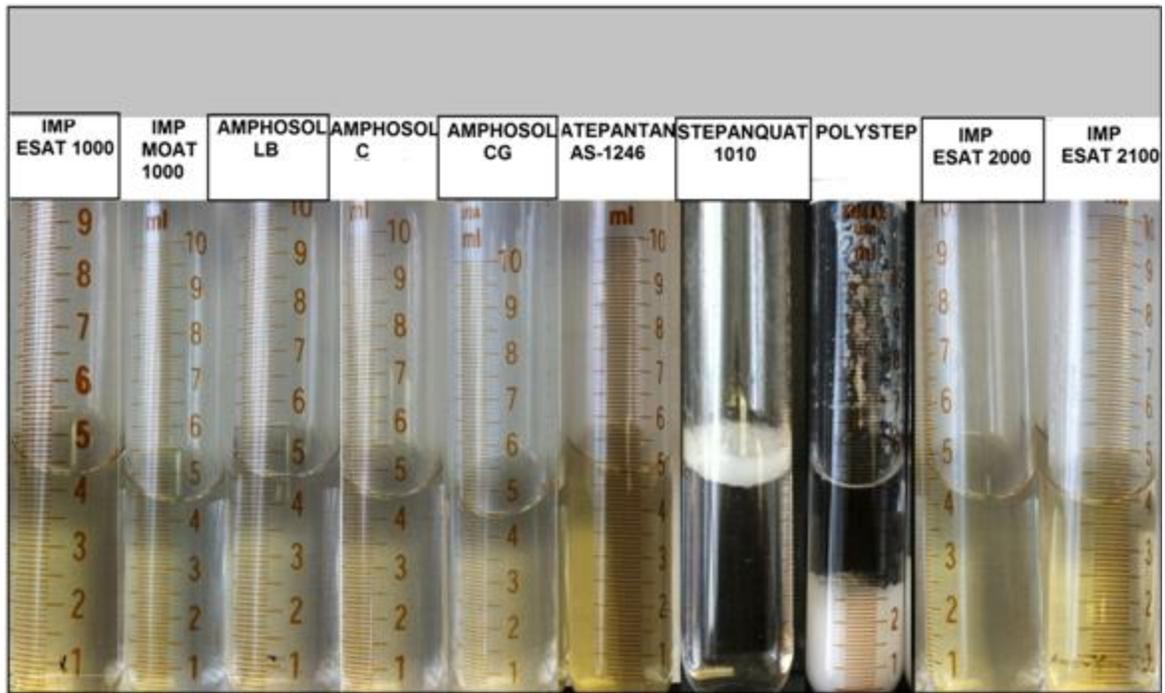


Figura 2.8. Afinidad de los surfactantes Stepanquat y Polystep

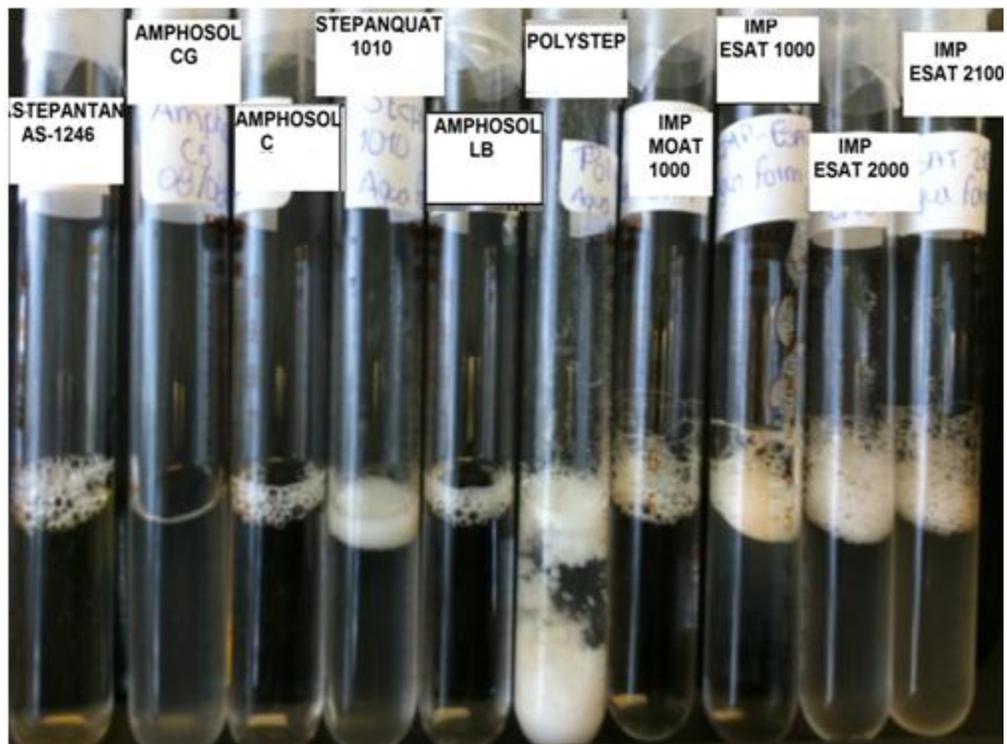


Figura 2.9. Prueba con agua de formación.

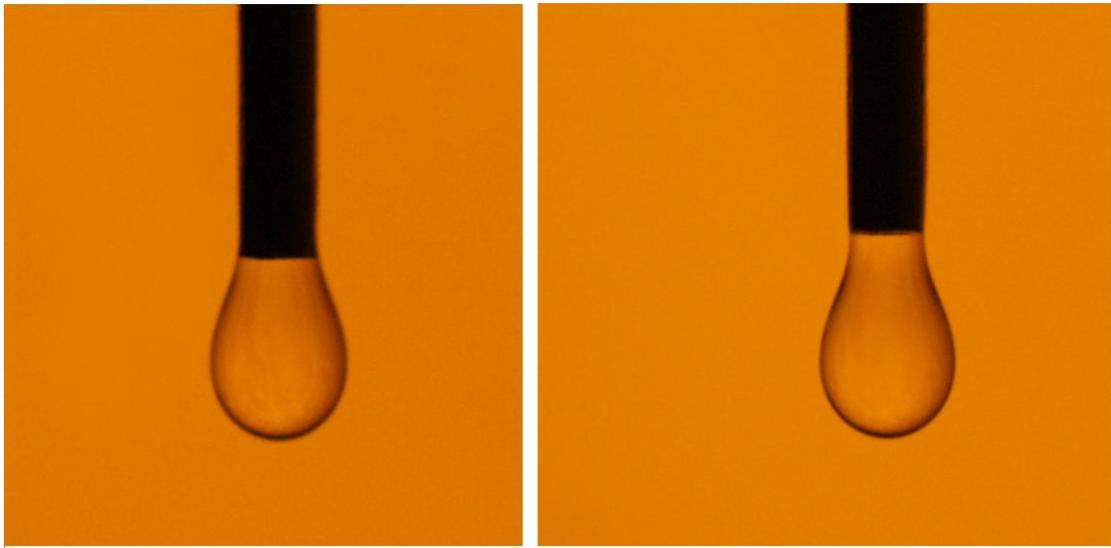
2.4.2. Medición de Tensión Interfacial

En la **Tabla 2.4.** se muestran los resultados obtenidos durante la medición de la tensión superficial a si como la densidad de cada una de las soluciones preparadas, en la **Figura 2.20.** Se muestran la representación grafica de los perfiles obtenidos durante esta medición.

Tabla de Soluciones para Tension Superficial			
SURFACTENTE		Densidad (cm3)	Tensión Superficial (dinas/cm)
Nombre	Concentración (% peso)		
Stepantan	0,5	1,02940399	35,1815084
Stepantan	0,3	1,029370771	36,1414144
Stepantan	0,1	1,02827297	40,4016412
Stepantan	0,05	1,030026687	41,7339137
Stepantan	0,01	1,02827297	56,34378455
Amphosol C5	0,5	1,028532215	29,272411
Amphosol C5	0,3	1,027929851	32,744408
Amphosol C5	0,1	1,027496505	34,2280985
Amphosol C5	0,05	1,027303342	37,1004474
Amphosol C5	0,01	1,02711145	40,0121952
Esat 2100	0,5	1,02792731	30,35238224
Esat 2100	0,3	1,027842165	31,26957696
Esat 2100	0,1	1,028563096	31,64390093
Esat 2100	0,05	1,026098615	33,60495071
Esat 2100	0,01	1,025921972	38,37033357
Moat 1000	0,5	1,026864913	38,0963039
Moat 1000	0,3	1,026041428	39,2420862
Moat 1000	0,1	1,025975346	39,9637589
Moat 1000	0,05	1,025013343	40,3238652
Moat 1000	0,01	1,024911679	52,3
Amphosol C	0,5	1,027258864	42,40902893
Amphosol C	0,3	1,026575168	43,81656123
Amphosol C	0,1	1,026365485	44,95658598
Amphosol C	0,05	1,025962638	45,63433604
Amphosol C	0,01	1,025455585	59,40463691
Amphosol LB	0,5	1,026989452	40,58638677
Amphosol LB	0,3	1,026378193	40,86022945
Amphosol LB	0,1	1,026181217	46,07331854
Amphosol LB	0,05	1,026021095	46,88987835
Amphosol LB	0,01	1,025872411	56,705171
Esat 1000	0,5	1,027758292	35,07009056
Esat 1000	0,3	1,027416444	35,41736284
Esat 1000	0,1	1,026819164	35,78731193
Esat 1000	0,05	1,026413776	36,11538532
Esat 1000	0,01	1,02607574	36,51833626
Esat 2000	0,5	1,028173847	35,12392612
Esat 2000	0,3	1,027768459	35,48279536
Esat 2000	0,1	1,026924641	41,59763036
Esat 2000	0,05	1,026778498	47,36653609
Esat 2000	0,01	1,026657771	50,05278555

Tabla 2.4. Resultados obtenidos de la tensión superficial \*

\* En esta prueba solo se evaluaron los 8 surfactantes que dieron buenos resultados en la prueba de estabilidad de fase eliminando a los surfactantes Stepanquat y Polystep



**Figura 2.20.** *Perfiles de las gotas tomados durante la medición de la tensión superficial*

Tomando la tensión superficial e interfacial como una de las propiedades físicas como método para determinar la CMC se presentan los resultados obtenidos de esta medición en la **Tabla 2.5**.

SURFACTANTE	CMC (% peso)
Stepantan	0,05354546
Amphosol C	0,046709907
Amphosol LB	0,134755173
Amphosol C5	0,100650361
MOAT 1000	0,048806626
<b>ESAT 1000</b>	<b>0,051222836</b>
Esat 2000	0,014970863
ESAT 2100	0,0655845

**Tabal 2.5.** *Muestra los resultados obtenidos de CMC*

En la **Tabla 2.6**. Se muestran los resultados obtenidos durante la medición de la tensión interfacial agua-aceite, donde la fase acuosa lleva el surfactante al 0.2 (%peso); así como la densidad de cada una de las soluciones preparadas; En la **Figura 2.22** se muestran la representación grafica de los perfiles obtenidos durante esta medición.

Tabla de soluciones para Tensión Interfacial		
SURFACTENTE Nombre	Densidad ( $\text{cm}^3$ )	Tensión Interfacial (dinas/cm)
STEPANTAN	1,02918948	2,914431801
Amphosol C5	1,027674673	3,028842913
Moat 1000	1,025761342	1,039776462
Amphosol C	1,026323548	4,380758665
Amphosol LB	1,026288474	4,941615194
Esat 1000	1,026896683	0,473487588
Esat 2000	1,027260643	0,412567148

Tabla 2.6. Magnitud de densidad y su correspondiente tensión interfacial.

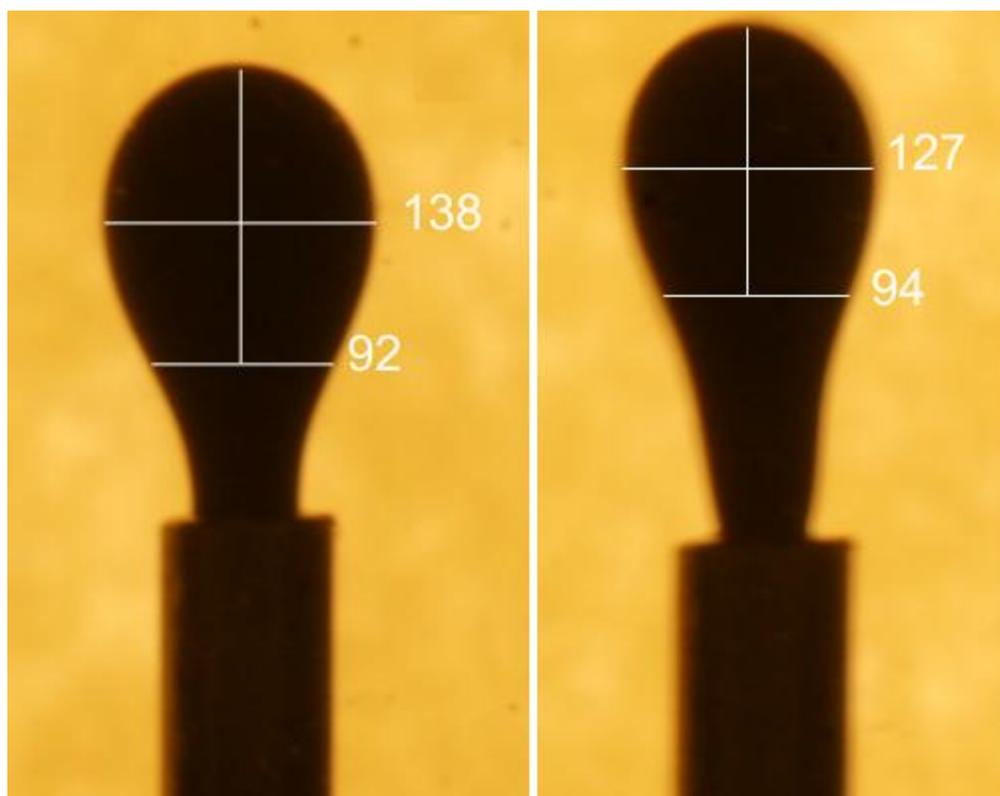


Figura 2.22. Perfiles gráficos obtenidos durante la medición de la tensión interfacial.

### 2.4.3. Resultados de las Mediciones de Ángulo de Contacto

Los ángulos que se muestran en la **Tabla 2.7.** son muy elevados, debido a que se considera que las láminas de roca caliza se encuentran extremadamente mojadas por aceite. Las soluciones con las que se prepararon sólo se realizaron con agua de mar. En la medición con la solución el surfactante IMP Esat 2000 se tuvo un problema con la opacidad (**Figura 2.22**) de la solución, lo cual no permitió efectuar la medición, por lo que no se presenta el ángulo de contacto para dicha solución. Cabe mencionar que todas las concentraciones de las soluciones se realizaron al 0.2 (%peso)

SURFACTENTE	Densidad	Ángulo de Contacto
Nombre		
Esat 2000	1,027260643	ND
Esat 1000	1,026896683	78
Moat 1000	1,025761342	126
Amphosol C5	1,027674673	134
Amphosol LB	1,026288474	134,5
Amphosol C	1,026323548	138
STEPANTAN	1,02918948	139

**Tabla 2.7.** Resultados obtenidos durante la medición del Angulo de contacto



**Figura 2.22.** Problemas de opacidad de la solución con surfactante IMP ESAT 2000

**2.4.4 Resultados de la Prueba de Estabilidad de Espumas**

Los resultados de las pruebas se muestran en las **Tablas 2.8, 2.9, 2.20 y 2.22** para cada uno de los surfactantes evaluados, así como su representación gráfica en la **Figura 2.23**.



**Figura 2.23.** Muestra grafica de la medición de espumas

STEPANTAN AS-1246 (0,2%)				
Tiempo (min.)	Altura del líquido(cm)	Altura líquido + espuma (cm)	Altura de la espuma (cm)	Estabilidad de la espuma (%)
0,45	1,3	16	14,7	100
4	3,8	16,6	12,8	87,07482993
8	3,8	10	6,2	42,17687075
12	3,8	9,7	5,9	40,13605442
16	3,8	9,4	5,6	38,0952381
20	3,8	9,2	5,4	36,73469388
24	3,8	9	5,2	35,37414966
28	3,8	8,7	4,9	33,33333333
32	3,8	8,5	4,7	31,97278912
36	3,8	8,5	4,7	31,97278912
40	3,8	8,5	4,7	31,97278912
44	3,8	8,2	4,4	29,93197279
48	3,8	5,8	2	13,60544218

**Tabla 2.8.** Estabilidad de la espuma producida por el surfactante Stepantan al 0.2 (% peso) medido a temperatura y presión constante

## CAPÍTULO 2

AMPHOSOL- LB (0,2%)				
Tiempo (min.)	Altura del líquido(cm)	Altura líquido + espuma (cm)	Altura de la espuma (cm)	Estabilidad de la espuma (%)
0,45	1	15,5	14,5	100
5	3,7	16,9	13,2	91,0344828
10	3,8	16,9	13,1	90,3448276
13	3,8	10,5	6,7	46,2068966
15	3,8	10,4	6,6	45,5172414
20	3,8	9,7	5,9	40,6896552
25	3,8	9,6	5,8	40
30	3,8	9,6	5,8	40
35	3,8	9,6	5,8	40
40	3,8	4,2	0,4	2,75862069

**Tabla 2.9** Estabilidad de la espuma producida por el surfactante Amphosol- LB al 0.2 (%peso) medido a temperatura y presión constante

AMPHOSOL- CG (0,2%)				
Tiempo (min.)	Altura del líquido(cm)	Altura líquido + espuma (cm)	Altura de la espuma (cm)	Estabilidad de la espuma (%)
0,45	1	15,8	14,8	100
5	3,7	17,1	13,4	90,54054054
10	3,8	17	13,2	89,18918919
13	3,8	16,5	12,7	85,81081081
15	3,8	16,5	12,7	85,81081081
20	3,8	16	12,2	82,43243243
25	3,8	14	10,2	68,91891892
30	3,8	13,5	9,7	65,54054054
35	3,8	10	6,2	41,89189189
40	3,8	9	5,2	35,13513514
45	3,8	8	4,2	28,37837838
48	3,8	5	1,2	8,108108108

**Tabla 2.20.** Muestra la estabilidad de la espuma producida por el surfactante Amphosol- CG al 0.2%wt medido a temperatura y presión constante

## CAPÍTULO 2

IMP-MOAT-1000 (0,2%)				
Tiempo [s]	Altura del líquido(cm)	Altura líquido + espuma (cm)	Altura de la espuma (cm)	Estabilidad de la espuma (%)
0.45	1	16	15	100
5	3.7	16.9	13.2	88
10	3.8	16.9	13.1	87.3333333
13	3.8	15	11.2	74.6666667
15	3.8	14.4	10.6	70.6666667
20	3.8	14.4	10.6	70.6666667
25	3.8	14	10.2	68
30	3.8	14	10.2	68
35	3.8	13.5	9.7	64.6666667
40	3.8	13.5	9.7	64.6666667
45	3.8	13	9.2	61.3333333
50	3.8	13	9.2	61.3333333
55	3.8	12.5	8.7	58
60	3.8	12	8.2	54.6666667
75	3.8	11	7.2	48
80	3.8	10.5	6.7	44.6666667
85	3.8	10.5	6.7	44.6666667
90	3.8	9.5	5.7	38
95	3.8	5	1.2	8
100	3.8	5	1.2	8

**Tabla 2.22.** Muestra la estabilidad de la espuma producida por el surfactante IMP Moat 1000 0.2%wt medido a temperatura y presión constante

IMP-ESAT-2000 (0,2%) agua mar				
Tiempo [min]	Altura del líquido(cm)	Altura líquido + espuma (cm)	Altura de la espuma (cm)	Estabilidad de la espuma (%)
0.45	0.6	18.6	18	100
10	3.6	19	15.4	85.5555556
20	3.7	19	15.3	85
40	3.7	19	15.3	85
60	3.7	19	15.3	85
80	3.7	19	15.3	85
90	3.7	19	15.3	85
100	3.7	19	15.3	85
120	3.7	19	15.3	85
140	3.7	17	13.3	73.8888889
160	3.7	17	13.3	73.8888889
180	3.7	17	13.3	73.8888889
200	3.7	16.4	12.7	70.5555556
220	3.7	16.4	12.7	70.5555556
240	3.7	10.7	7	38.8888889
260	3.7	10.7	7	38.8888889
280	3.7	10.7	7	38.8888889
300	3.7	10.7	7	38.8888889
320	3.7	10.7	7	38.8888889
330	3.7	9	5.3	29.4444444

**Tabla 2.22.** Muestra la estabilidad de la espuma producida por el surfactante IMP Esat 2000 0.2%wt medido a temperatura y presión constante

**CAPÍTULO 3**

**ANÁLISIS E**

**INTERPRETACIÓN DE**

**RESULTADOS**

Los yacimientos mexicanos presentan características únicas; por lo que la recolección de los datos se desarrolla a través de las pruebas básicas que se desarrollan en el laboratorio ya que de esto depende la implementación de un método de recuperación mejorada. Para muchos yacimientos no es posible aplicar criterios establecidos de selección. Las alternativas son estudios de laboratorio y generar nuevos modelos analíticos o numéricos.

Los proyectos donde intervienen los agentes tensoactivos son, generalmente, más exitosos que aquellos que no los incluyen, en cuanto a recuperación de aceite.

Antes de decidir si es o no conveniente desviar recursos económicos para estudiar a detalle la implantación de un mecanismo de Recuperación Mejorada en un campo petrolero, es conveniente efectuar mediciones de laboratorio básicas que ayuden a determinar la factibilidad de aplicación del método analizado.

En el presente trabajo se eligió analizar la factibilidad que podrían tener algunos productos químicos para su posible aplicación como método de recuperación mejorada, por lo que se planteó como objetivo de este trabajo, medir en laboratorio las interacciones que tienen los surfactantes en los sistemas roca-fluido y fluido-fluido.

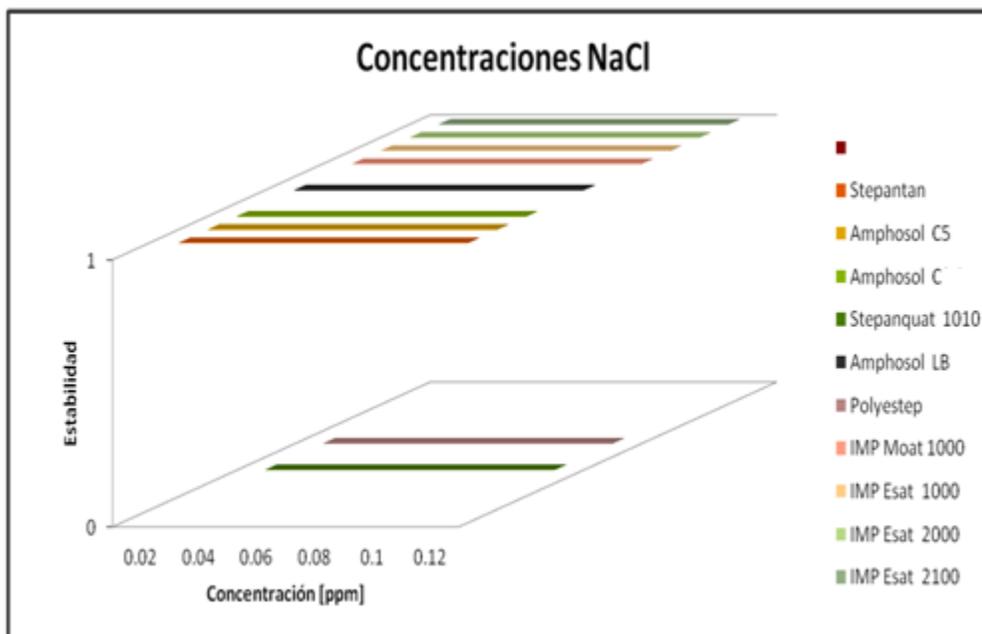
En este apartado se analizarán y discutirán los resultados obtenidos en el laboratorio, complementados con la teoría presentada en el desarrollo del presente trabajo, para en base a este razonamiento concluir la factibilidad que tienen estos productos para su posible aplicación en un proceso de recuperación mejorada. El análisis se realizará con base en cuatro puntos principales:

- 1) Estabilidad de fase
- 2) Disminución de la Tensión Interfacial
- 3) Cambio de Ángulo de Contacto
- 4) Pruebas estabilidad de espumas.

Experimentalmente fue posible determinar la CMC, obteniendo resultados adecuados con variabilidad muy pequeña, ya que, Los surfactantes son sustancias muy versátiles, que presentan un comportamiento químico especial y que pueden utilizarse en diversas aplicaciones en la industria petrolera.

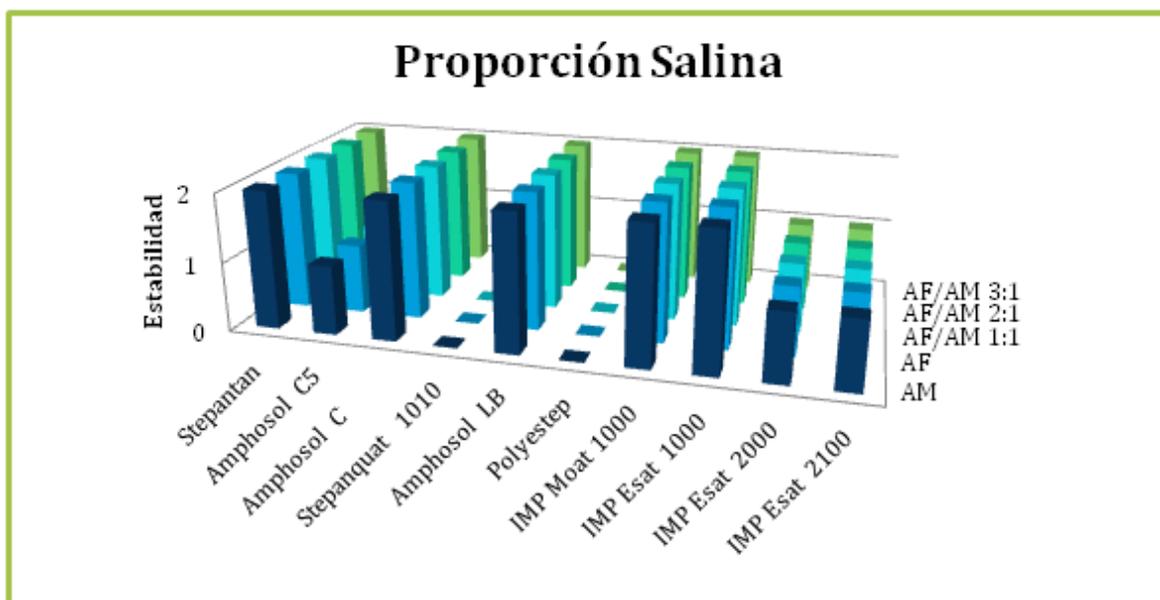
### 3.1 Estabilidad de Fases

Esta prueba se realizó a diferentes concentraciones de NaCl en agua destilada, para poder disminuir la cantidad de surfactantes; además de visualizar y determinar a qué concentraciones son visiblemente estables; para sustituir el agua destilada por agua de mar y agua de formación. Las agentes tensoactivos que resultaron ser estables, en esta prueba, en todas las concentraciones se representan en la **Figura 3.1** con el número **2**, y por lo contrario, los que no se comportan de manera estable, presentan micelas y/o precipitados en la solución, que son el Stepanquat y el Polystep, representados con **0**.



**Figura 3.1** Surfactantes con diferentes concentraciones de NaCl

En la **Figura 3.2.** se observa el comportamiento de los surfactantes en las pruebas con agua de mar, agua de formación y sus combinaciones, en esta grafica se aprecia que no todos los surfactantes son totalmente estables, esto se ve en aquellos que presentan un valor de (1) ya que estos presentan colores opacos; es decir, son estables pero no del todo, y los que mantuvieron su comportamiento presentando micelas, precipitación de grumos, son representados con (0), mientras los que se comporta de forma estable son representados con el numero (2) Con lo que se determina eliminar los surfactantes que presentan un comportamiento inestable como son el caso del Polyestep y Stepanquat.



**Figura 3.2.** Proporción Salina

Los surfactantes que no son visiblemente estables, se retomaron en las pruebas consecutivas, para poder establecer una buena caracterización y tener suficientes motivos para eliminarlo u optar por él como candidato para ser empleado en un proceso de recuperación de aceite.

### 3.2. Disminución de la Tensión Interfacial

Como se menciona en el capítulo 1 los surfactantes juegan un papel muy importante a lo que se refiere a una recuperación de petróleo por baja tensión interfacial. Para agua en equilibrio con una fase hidrocarburo es del orden de

algunas decenas de dina/cm (ó mN/m). En presencia de un surfactante se reduce generalmente a 1 ó 0,1 dina/cm, pero en ciertos casos muy particulares puede llegar a 0,001 dina/cm.

En análisis hecho en el laboratorio el aceite del pozo *Nohoch 2222* presento una tensión de 31.56 dinas/cm, estos resultados se presentan en la **Tabla 3.1**, así como la medición de este en la **Figura 3.3**

### **Nohoch 2222 Ac vs Akal J Ag M**

Densidad Akal J\_Ag M = 1.023766 g/cm<sup>3</sup>

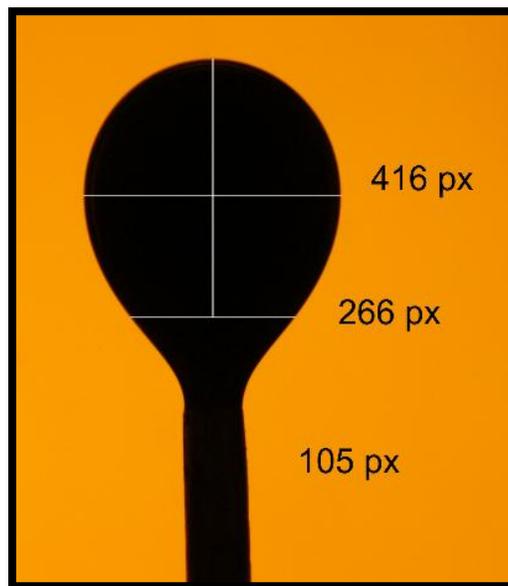
Densidad Nohoch 2222 Ac con corrección a 23 °C = 0.944987 g/cm<sup>3</sup>

Diámetro del Tubo 1/16" = 0.15875 cm

Condiciones de Laboratorio T = 23 °C, P = 1 atm

Nohoch 2222 Ac vs Akal J Ag M	
	IFT Din/cm
Medición 1	31.13
Medición 2	31.80
Medición 3	31.77
Promedio	31.56

**Tabla 3.1** TIF del aceite Akal



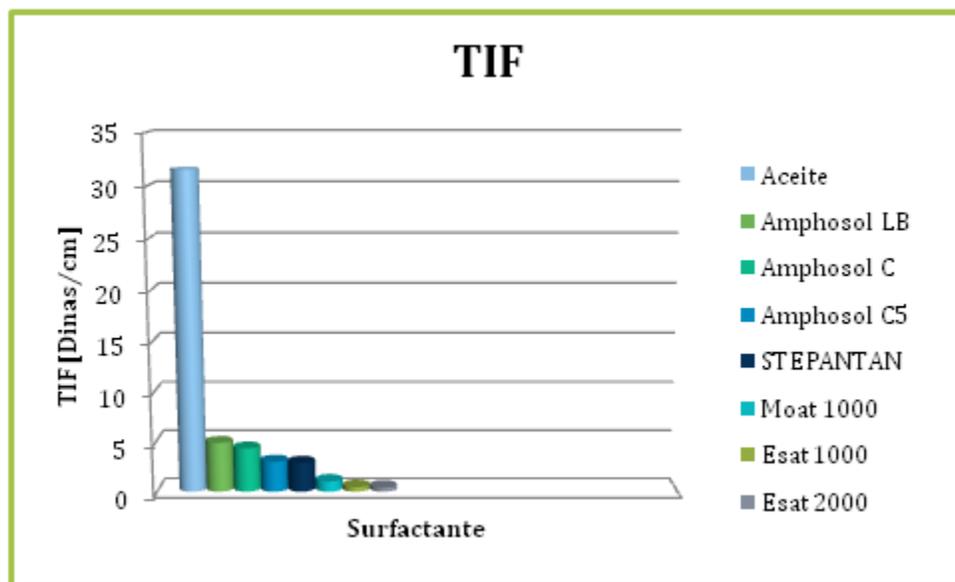
**Figura. 3.3** Medición de Tensión Nohoch 2222 Ac vs Akal J\_Ag M

## CAPÍTULO 3

De las mediciones efectuadas se observó una disminución máxima de 31.56 a 0.41256715 dinas/cm, sin alcanzar un valor de Tensión Interfacial ultra bajo Como se mencionó en el Capítulo 1 en el apartado Mecanismos de desplazamiento, para obtener incrementos sustanciales de la recuperación de aceite, es necesario disminuir la Tensión Interfacial a un valor ultra bajo ( $TIF < 0.01$  dinas/cm), lo cual no fue posible para ningún surfactante empleado durante este trabajo, lo anterior se puede observar en la **Tabla 3.2**, en la **Figura 3.4** se muestra el comportamiento en la reducción de la tensión interfacial para cada uno de los surfactantes empleados en este trabajo.

SURFACTENTE	Tensión Interfacial
Nombre	(dinas/cm)
STEPANTAN	2,914431801
Amphosol C5	3,028842913
Moat 1000	1,039776462
Amphosol C	4,380758665
Amphosol LB	4,941615194
Esat 1000	0,473487588
Esat 2000	0,412567148

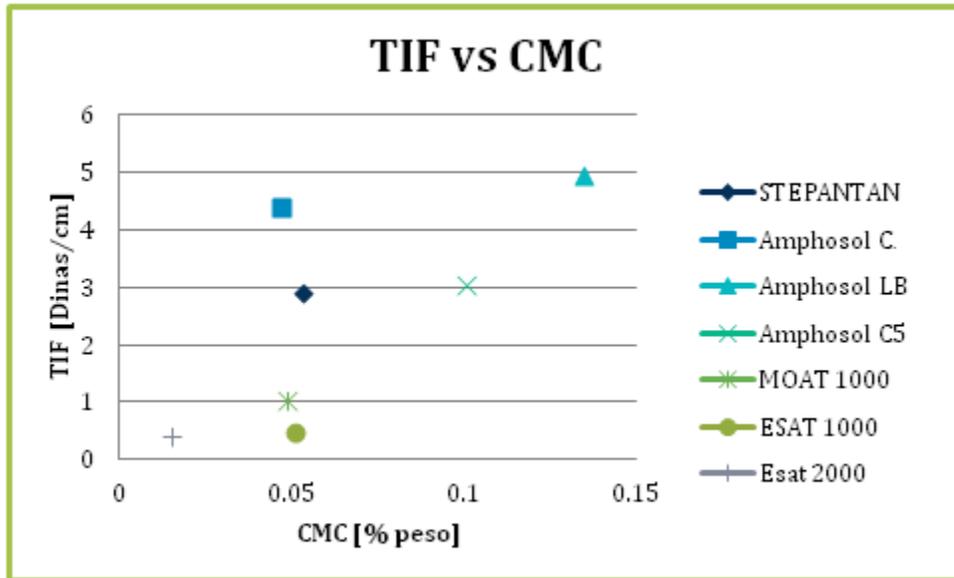
**Tabla 3.2.** Efectos de la disminución de la tensión interfacial



**Figura 3.4** Muestra los valores de TIF para los surfactantes probados

Probando la TIF en los surfactantes, después de haber hecho el filtro de estabilidad de fase, se puede apreciar que en los agentes tensoactivos hay una ligera disminución; es decir, no tenemos tensiones ultra bajas.

En la **Figura 3.5** podemos decir que, los cuatro agentes que se apilan cerca del valor de 0.05 de concentración con su respectivo valor de TIF bajo, son aquellos que podrían seguirse valorando como opción.



**Figura 3.5** TIF vs CMC

Los que aparecen a la derecha de 0.05 de concentración, son aquellos que se descartarían, bajo esta prueba, ya que a más concentración se requiere más volumen de surfactante, y por cuestiones económicas ya no es factible. Por lo contrario; el que se colocó al lado izquierdo de ésta concentración, bajo esta prueba, se considera viable como opción; ya que presenta baja CMC y baja TIF

También existe la evidencia de que cuando la mojabilidad del medio poroso no es favorable para el desplazamiento (medio mojable por aceite), la presencia de surfactantes tiende a modificar el ángulo de contacto a condiciones favorables, muy probablemente hacia una mojabilidad intermedia.

Por otra parte, las microemulsiones presentan viscosidades iguales o superiores a las del aceite, por lo que su presencia en lugar del agua para desplazar aceite modifica favorablemente la relación de movilidades. Todos estos aspectos no sólo mejoran la eficiencia de desplazamiento microscópico, sino que también mejoran las eficiencias de barrido.

El desarrollo de modelos matemáticos que en forma explícita permitan calcular el efecto de los fenómenos antes discutidos en el valor de la recuperación de aceite, es una labor compleja. Una forma práctica es considerar estos efectos en las curvas de permeabilidades relativas. Por ejemplo, al disminuir la tensión interfacial se observa que las curvas de permeabilidad relativa  $k_{ro}$  y  $k_{rw}$  terminan en una saturación de agua de 1 y 0 respectivamente. Por otra parte, a tensiones interfaciales ultrabajas las curvas se vuelven líneas rectas, lo que implica que el agua y el aceite alcanzan su movilidad máxima para cualquier valor de saturación de agua.

### 3.3. Modificación del Ángulo de Contacto

Como ya se mencionó con anterioridad, haciendo un balance de fuerzas, Young derivó una ecuación que relaciona el ángulo de contacto con las energías interfaciales. El grado de mojabilidad es controlado por los valores relativos de las energías que intervienen en la ecuación.

Mediante la disolución de un surfactante en uno de los líquidos, se puede hacer que la mojabilidad del sólido cambie de un líquido a otro. La interacción permite el esparcimiento del líquido sobre el sólido; es decir, la penetración del líquido en un medio poroso o el desplazamiento de un líquido por otro en una superficie. Lógicamente que la mojabilidad juega un papel muy importante en procesos de recuperación de hidrocarburos.

La característica de mojabilidad de la solución depende de la cantidad de cada componente así como de la relación entre éstos. Esto es porque la actividad de superficie de los componentes puros no es la misma y por lo tanto la variación de la relación de concentración de los componentes cambia la actividad de superficie.

## CAPÍTULO 3

Si se desea aumentar la mojabilidad, o cambiarla, se debe utilizar mayor concentración de surfactante.

Lo anterior se puede apreciar con más exactitud en la **Tabla 3.3**.

Surfactante	Ángulo de Contacto	CMC [%Pes o]	Clasificación de la Mojabilidad	Interpretación
Stepantan	139	0.05354546	$\sigma_{os-ows} < 0 ? \text{Cos } \Theta < 0$	$\Theta_{so}$
Amphosol C	138	0.04670991	$\sigma_{os-ows} < 0 ? \text{Cos } \Theta < 0$	$\Theta_{so}$
Amphosol LB	134.5	0.13475517	$\sigma_{os-ows} < 0 ? \text{Cos } \Theta < 0$	$\Theta_{so}$
Amphosol C5	134	0.10085036	$\sigma_{os-ows} < 0 ? \text{Cos } \Theta < 0$	$\Theta_{so}$
MOAT 1000	126	0.04880663	$\sigma_{os-ows} < 0 ? \text{Cos } \Theta < 0$	$\Theta_{so}$
ESAT 1000	78	0.05122284	$\sigma_{os-ows} > 0 ? \text{Cos } \Theta > 0$	$\Theta_{sw}$

**Tabla 3.3** Modificación del Ángulo de Contacto

En todos los casos la concentración es la misma, ya que en campo se preparan normalmente a esa concentración; por lo costoso que resulta el surfactante. No se necesita más de esa cantidad para poder reducir la TIF; ya que la mayoría de los surfactantes tienen la CMC por debajo de esta cantidad.

En esta tabla podemos decir que:

- La CMC disminuye conforme el número de carbonos en la cadena Hidrofóbica se incrementa.
- La CMC incrementa conforme el grupo de la cabeza se desplaza desde el final de la parte Hidrofóbica hacia la mitad de ésta.

- c) La CMC se incrementa si átomos polares (por ejemplo, Nitrógeno u Oxígeno) están incluidos en el grupo hidrofóbico.
- d) En una Sal aniónica la CMC disminuye en el orden siguiente:  
 $Li^+ > Na^+ > K^+ > Ca^{2+} = Mg^{2+}$

En la **Figura 3.6** se aprecia la medición del ángulo de contacto del sistema VS concentración total de la solución, la cual se observa a continuación.



**Figura 3.6** *Ángulo de Contacto*

Solo podemos decir que el compuesto IMP ESAT 1000 es el que se comporta de manera conveniente para el cambio de ángulo de contacto y comparte características para aplicarse como método de recuperación, sin embargo, debe de analizarse en conjunto; es decir, las propiedades de tensión y capacidad espumante se deben rectificar y verse como un solo resultado. Cabe hacer énfasis que para esta prueba es el que tiene mejor comportamiento. La solución es la suma de reacciones de tensoactivos básicos.

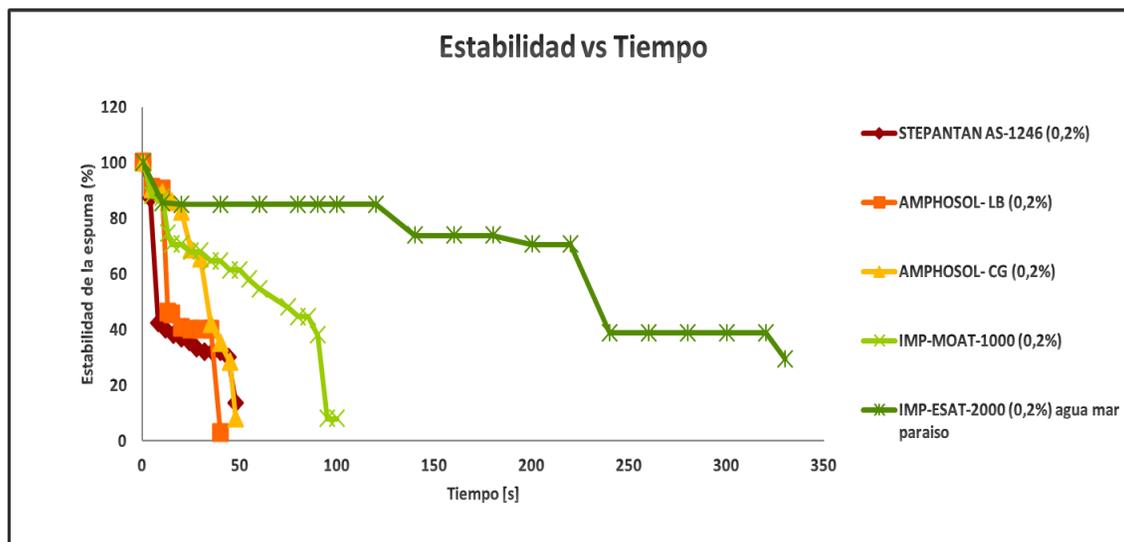
Se necesitará hacer un análisis en conjunto para poder determinar, bajo estas mediciones, qué agente tensoactivo es el que mejor se comporta para poder aumentar el número capilar. Cabe mencionar que para esta prueba y la siguiente,

las soluciones se prepararon al 0.2 % de concentración; esto es porque más arriba ya no se considera como agente y posible reductor de TIF ni como agente potencial para cambiar el ángulo de contacto.

### 3.4. Estabilidad Espumante

Los resultados se aprecian en la **Figura 3.7**, en la que se pueden observar que la altura de la espuma es función de la concentración de los surfactantes, la relación de concentración entre éstos y la temperatura. Es bien sabido que las espumas son muy complejas. Por otra parte, la inyección, evaporación, la interacción entre el ambiente y la espuma determina la estabilidad de la espuma. Tal cual se puede apreciar en la gráfica de cada agente.

La espuma ocurre debido a la tensión superficial muy baja. Las espumas son estables si existe estabilidad en las películas en la interfase aire-agua, y además donde la tensión superficial varía rápidamente con la concentración.



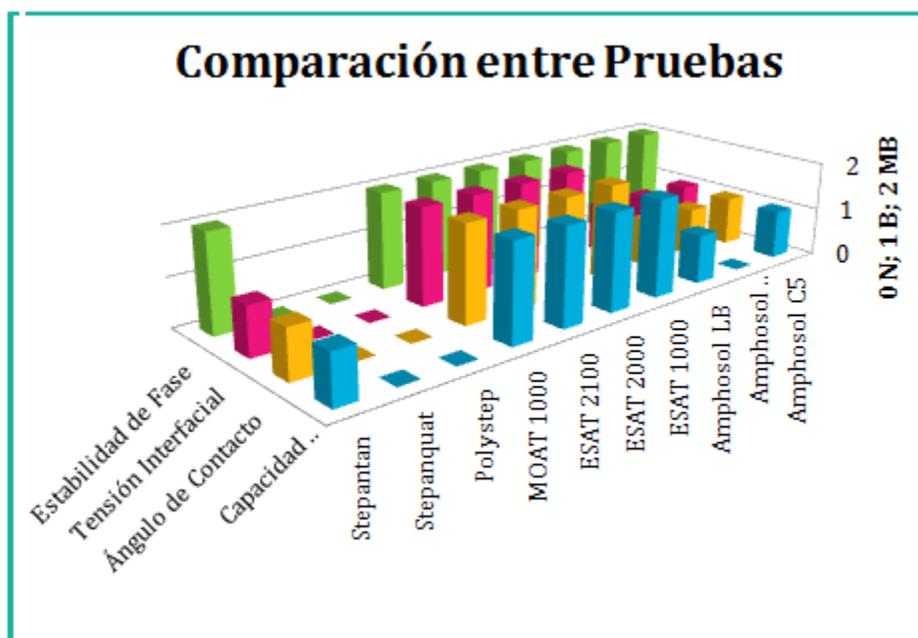
**Figura 3.7** Estabilidad vs Tiempo

Existe una comparación entre agentes y su estabilidad respecto al tiempo, por lo que podemos decir que, bajo esta prueba el tensoactivo que resulta más eficiente y efectivo es el IMP Esat 2000, ya que es el que dura más tiempo estable en solución; es decir, no produce cavernas ni rompe su estructura antes. Esto es

debido a los grupos que componen a cada tensoactivo; es decir, la parte que repele el agua, el grupo hidrofóbico es más amplio que la que si es afín con el agua.

### 3.5. Comparación entre Pruebas

En la **Figura 3.8.** se puede observar una comparación en conjunto de todos los resultados obtenidos durante este trabajo



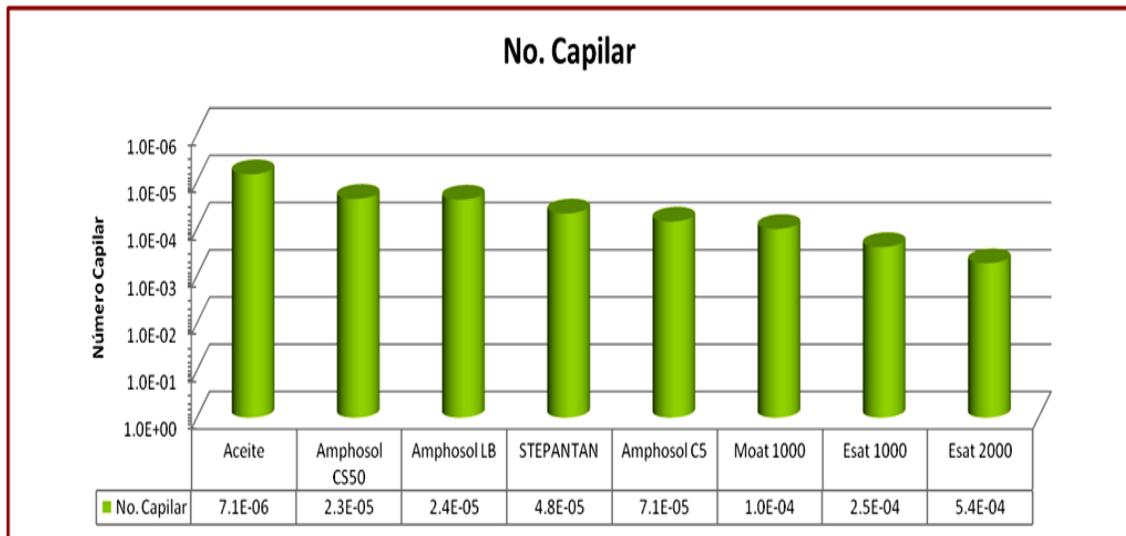
**Figura 3.8** Comparación entre pruebas.

Haciendo una comparación entre las pruebas que se realizaron para poder caracterizar y, así poder determinar que agente es factible o recomendable para utilizarse en un proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos. De los surfactantes que se probaron podemos decir que son 4 las alternativas; sin embargo, si hacemos el estudio y comparamos los valores entre ellos, el mejor agente que conserva su estabilidad a diferentes concentraciones con una temperatura ambiente, es el que muestra mejor reducción de la TIF, modifica el ángulo de contacto y se observa que modifica la mojabilidad de la roca, además tiene una buena estabilidad espumante. Por lo que bajo este criterio y las pruebas que se realizaron el mejor agente tensoactivo es el IMP ESAT 2000. *Haciendo*

énfasis en que, en la **Figura 3.8** se representa con el número 2 al surfactante **que** es muy bueno, con 1 al que es bueno, y con 0 al que es malo debido a su nula capacidad para mejorar las interacciones roca-fluido, fluido-fluido que intervienen en un proceso de EOR.

### 3.6. Efectos en el Número Capilar

Como el número capilar es la relación que existe entre las fuerzas viscosas y las interfaciales a través de un capilar, podemos visualizar los efectos que tienen los tensoactivos con este parámetro. Los valores de viscosidad  $\mu$  y velocidad  $v$  no pueden incrementarse por encima de un factor entre 2 y 10 sin causar daño a la formación; por lo que, para su utilizarlo ocupamos valores de  $\mu$  del agua, y velocidad de Darcy igual a 1. Su representación se muestra en la **Figura 3.9**.



**Figura 3.9** Número Capilar de cada surfactante

Con la comparación anterior podemos decir que si el número capilar es mayor, será menor la saturación residual de petróleo y por lo tanto mayor será la recuperación, enlazando de esta manera el factor de recuperación con el número capilar, el cual depende de las fuerzas viscosas y de las interfaciales, las cuales

## CAPÍTULO 3

---

fueron, experimentalmente, calculadas. Tomando en cuenta los valores de Número Capilar, el mejor surfactante sigue siendo el IMP ESAT 2000.

Como se venía presentando en las pruebas anteriores, el comportamiento del agente antes mencionado, es el que tiene mejores valores en cada una de las pruebas, por ello se concluye que, de los que fueron caracterizados, es la opción viable para postularse como método químico, en EOR.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

Experimentalmente se determinaron las principales características fisicoquímicas de un grupo de diez surfactantes: STEPANTAN AS-1246, AMPHOSOL- LB, APMHOSOL-C, AMPHOSOL-CG, STEPANQUAT, POLYESTEP, IMP MOAT-1000, IMP ESAT-1000, IMP ESAT-2000 E IMP ESAT-2100 para su potencial uso en un proceso químico de Recuperación Mejorada.

Las conclusiones a las que se pudo llegar con el desarrollo de este trabajo son las siguientes:

### Conclusiones

- Conforme a las pruebas que se realizaron, el que tuvo mejor comportamiento en las pruebas fue el IMP-ESAT 2000. Por lo que es un posible candidato para aplicarse como método de EOR.
- En la prueba de Ángulo de Contacto se debe tener un poco más de cuidado, ya que hay agentes que reducen considerablemente la tensión y no se pudo obtener una imagen de algunos tensoactivos, como es el caso del ESAT 2000.
- No es necesario obtener una tensión interfacial ultra baja para incrementar el factor de recuperación; en algunos casos es mejor la modificación del ángulo de contacto.
- Debe de existir compatibilidad entre el tensoactivo y el agua de formación con el objetivo de reducir riesgos de precipitación de sales inorgánicas no solubles que pueden provocar daños a la formación.
- La selección del agente tensoactivo depende del tipo de aceite, de las condiciones que se presenten en el yacimiento: salinidad, dureza del agua de formación, temperatura y presión.
- El hecho de que algunos surfactantes hayan tenido buenos resultados para reducir tensión o modificar el ángulo de contacto, no significa que sea el mejor, en el esquema de la nueva generación de productos químicos que son multifuncionales.

### Recomendaciones

- A este estudio se pueden agregar variables como lo son: variar el tiempo, presión y temperatura, para tener una mayor y mejor caracterización de los surfactantes.
- Estudiar formulaciones de mezcla de surfactantes para un sistema agua-aceite específico, con el objetivo de optimizarlo; es decir, combinar agentes para observar su comportamiento durante las pruebas y determinar si es factible su posible aplicación como método de EOR.
- Combinar procesos; es decir, emplear los surfactantes durante los procesos de recuperación térmicos como agentes estimuladores del proceso; ya que se observó que al aumentar la temperatura en éstos, se mejora la viscosidad.
- Durante la estadía por la Facultad de Ingeniería, y prácticas en la industria se observó que no hay personal especializado en la rama; por lo que se sugiere enfocar el proceso de formación de especialistas en los procesos de Recuperación Mejorada.
- En nuestro país, se le debería dar más importancia a los proyectos de Recuperación Mejorada, ya que de estos proyectos puede depender el futuro de la industria petrolera mexicana.

## REFERENCIAS

---

- 1) <http://www.cnh.gob.mx/>
- 2) Green, D., *Enhanced Oil Recovery*, SPE textbook series Vol. 6, Richardson TX, 1998.
- 3) Lake Larry W. *Enhanced Oil Recovery*, University of Texas at Austin, Prentice Hall, 1989.
- 4) Sheng James J., *Modern Chemical Enhanced Oil recovery, theory and practice*, Elsevier Inc., Oxford USA, 2011
- 5) Petróleos Mexicanos, *Anuario estadístico 2007/ Petróleos Mexicanos, México PEMEX*, 2007.
- 6) Taber, J. J., Martin, F. D., y Seright, R. S.: "EOR Screening Criteria Revisited –Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects", *SPE Reservoir Engineering* (Ago. 1997) 189-198
- 7) Al-Sahhaf T. and Suttar Ahmed A., Producing Ultralow Interfacial Tension at the oil/water, *Petroleum Science and Technology* Vol. 20, Nos. 7 & 8, pp. 773-788, 2002.
- 8) Aranda Bravo C. G., *Estudio de la tensión interfacial de diversos sistemas de interés para la industria del petróleo*, Tesis UNAM, Facultad de Química, México, 2005.
- 9) Shi-Low L. and Hae-Feng H., Measurement of Low Interfacial Tension by Pendant Drop Digitization, Department of Chemical Engineering, National Taiwan Institute of Technology, Taipei, 106, Taiwan, *Langmuir* 1994.
- 10) Morrow Norman, *Interfacial Phenomena in Petroleum Recovery*, Marcel Dekker, Inc., New Mexico, 1991, Chapter 9.
- 11) Xu W., Ayirala S. C., Measurement of Surfactant-Induced Interfacial Interactions at Reservoir Conditions, SPE 96021, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Volúmen 11, Número 1, Febrero 2008.

## REFERENCIAS

---

- 12) Craig, F. F. Jr.: *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*, Monograph Vol. 3, Henry L. Doherty Series, Second Printing, New York (1971).
- 13) Rivera, R. J.: *Apuntes de la Asignatura de Recuperación Mejorada*, U.N.A.M., Facultad de Ingeniería; División de Estudios de Posgrado (2007).
- 14) Anderson, W. G.: "Wettability Literature Survey –Part 6: The Effects of Wettability on Waterflooding", *J. Pet. Tech.* (Dic. 1987) 1605-1622
- 15) Anderson, W. G.: "Wettability Literature Survey –Part 2: Wettability Measurement", *J. Pet. Tech.* (Nov. 1986) 1246-1262.
- 16) Anderson, W. G.: "Wettability Literature Survey –Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability", *J. Pet. Tech.* (Nov. 1987) 1453-1468
- 17) Miller Bernie J., Single Well Alkaline-Surfactant Injectivity Improvement Test in the Big Sinking Field, SPE 89384, SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 17-21 Abril 2004, Tulsa, Oklahoma.
- 18) Holley, S. M., Design, Operation, and Evaluation of a Surfactant/polymer Field Pilot Test, SPE 20232, SPE Reservoir Engineering, Volumen 7, Número 1, Febrero 1992.
- 19) Rivas Hercilio y Gutiérrez Xiomara, Los Surfactantes: comportamiento y algunas de sus aplicaciones en la industria petrolera, Acta Científica Venezolana, Vol. 50, Suplemento No.1
- 20) Salager Jean L., El mundo de los Surfactantes, Universidad de los Andes, Mérida-Venezuela, 1992.
- 21) Schramm Laurier L., *Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*, Cambridge University.
- 22) Dinesh Shah O., *Surface Phenomena in Enhanced Oil Recovery*, University of Florida, Gainesville, Florida.

## REFERENCIAS

---

- 23) Hisham K. Zubari. Single Well Tests to determine the Efficiency of Alkaline-Surfactant Injection in a highly Oil-Wet Limestone Reservoir. SPE 81464, Middle East Oil Show, 9-12 Junio 2003, Bahrain.
- 24) S. M. Holley. Design, Operation, and Evaluation of a Surfactant/polymer Field Pilot Test. SPE 20232, SPE Reservoir Engineering, Volumen 7, Número 1, Febrero 1992
- 25) Sorbie, K. S.: *Polymer Improved Oil Recovery*, Blackie and Son Ltd., Florida (1991).
- 26) Lake, L. W.: *Enhanced Oil Recovery*, Prentice Hall, Inc., New Jersey (1989).
- 27) Shah, D. O., Bansal, V. K., Chang, K., y Hsieh, W. C.: "The Structure, Formation and Phase-Inversion of Microemulsions", en: D. O. Shah, R. S. Schechter (editores): *Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*, Academic Press (1977) 293-337.
- 28) Glinsmann, G. R.: "Surfactant Flooding with Microemulsions Formed In-situ -Effect of Oil Characteristics", artículo SPE-8326, presentado en el 54<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, 1979.
- 29) Morgan, J. C., Schechter, R. S., y Wade, W. H.: "Recent Advances in the Study of Low Interfacial Tensions", en: D. O. Shah, R. S. Schechter (editores): *Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*, Academic Press (1977) 101-118.
- 30) Cash, R. C., Cayias, J. L., Fournier, R. G., Jacobson, J. K., Schares, T., Schechter, R. S., y Wade, W. H.: "Modelling Crude Oils for Low Interfacial Tension", *Soc. Pet. Eng. J.*, 16 (1976), 351-357.
- 31) Baviere, M.: *Basic Concepts in Enhanced Oil Recovery Processes*, Elsevier Applied Science, New York (1991).

## REFERENCIAS

---

- 32)Wagner, O. R., y Leach, R. O.: "Effect of interfacial Tension on Displacement Efficiency", *Soc. Pet. Eng. J.* (Dic. 1966) 335-344.
- 33)Willhite, G. P.: *Waterflooding*, SPE Textbook Series Vol. 3, Third Printing, Richardson, Texas (1986).
- 34)Anderson, W. G.: "Wettability Literature Survey –Part 4: The Effects of Wettability on Capillary Pressure", *J. Pet. Tech.* (Oct. 1987) 1283-1300.
- 35)Hovendick, M. D.: "Development and Results of the Hale/Mable Leases Cooperative Polymer EOR Injection Project, Vacuum (Grayburg-San Andres) Field, Lea County, New Mexico", *SPE Reservoir Engineering* (Ago. 1989) 363-372.
- 36)Adibhatla B., Oil Recovery From Fractured Carbonates by Surfactant-Aided Gravity Drainage: Laboratory Experiments and Mechanistic Simulations, SPE 99773, SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 22-26 Abril 2006, Tulsa, Oklahoma, USA.
- 37)<http://www.mktechsolutions.com/Surfactants.htm>
- 38)<http://www.oil-chem.com/eor.htm>
- 39)Pitts, M.J.: "Investigation of Oil Recovery Improvement By Coupling an Interfacial Tension Agent and a Mobility Control Agent in Light Oil Reservoirs," DOE/BC/14886-14.
- 40)Taber, J. J.: Martin, F.D.: Seright, R. S.: *EOR Screening Criteria Revisited Part 2: Applications and Impact of Oil Prices*. EUA, SPE 39234, 1997.