



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**“EVALUACION DE UN PROCESO EXPERIMENTAL DE INYECCION DE
PRODUCTO QUIMICO PARA INCREMENTAR EL FACTOR DE
RECOBRO”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

SAMANTHA ETHEL PLANDIURA MAR

DIRECTOR: DR. ENRIQUE SERRANO SALDAÑA



CIUDAD UNIVERSITARIA 2013

A mis papás

Lidia Mar de Plandiura y Fernando Plandiura Sánchez, gracias por su amor, comprensión, paciencia, sus consejos, por todo lo que me han dado durante toda mi vida. Gracias por siempre apoyarme cuando los necesitaba. Gracias por comprender todo el tiempo que necesité para llegar hasta aquí. También gracias por sus “jalones de oreja” cuando los necesitaba; por las consentidas que siempre me dan; por ser increíbles padres y amigos; gracias por todo, los amo.

A mis hermanos

Sharon, Fernando y Scarleth, gracias por siempre estar ahí cuando los necesito, apoyarme cuando no podía con algo, escucharme ‘quejotearme’ de todo; porque cada vez que volvía a casa me trataban como si llevara años fuera, por secundar mis ideas locas, por seguir siendo mis ‘bocoles’, los amo.

A Angie

Gracias por compartir conmigo una de las mejores experiencias de mi vida! Por ser una increíble amiga todo este tiempo; por todas las locuras que hicimos, los lugares a donde fuimos, las experiencias que pasamos juntas; por ser como eres,ja! Porque sin ti la uni no hubiera sido lo mismo, en ningún aspecto.

A Gabi

Gracias por TODO! Por estar siempre conmigo, por apoyarme en todo, por ser la mejor amiga que alguien pueda pedir! Por las locuras, las pláticas, los desvelos, los viajes, las ‘llorderas’, las risas, la comida! Dios,la comida! Jajaja. Porque sin ti esto no hubiera sido igual. Sabes que te amo, y sufriré como loca cuando ya no estemos juntas.

A mis amigas

Pamela, Karla, Ana, Liz, Aura, Mon, Moris, Sara, Rosita, Arlette, gracias por tantos años de amistad! Por ser increíbles; porque cada que nos volvemos a ver es como si nunca nos hubieramos separado. Por las pláticas interminables, por las risas compartidas, por el ‘chismorreo’ de siempre. Gracias por formar parte de mi vida.

A mi familia

Tia Kikis, Tio Guada, Telly, Cici, Inti, Tia Luci, gracias por su apoyo y cariño, por todos los momentos compartidos; las risas en el restaurante, las fiestas familiares; gracias.

A los amigos hechos en esta experiencia

Jorge, Isma, Pablo, y todos los amigos que hice en la uni y fuera de ella, gracias. Gracias, porque hicieron que la decisión de irme a estudiar al DF fuera la mejor de mi vida. Por dejarme entrar en sus vidas y ser parte de ellas; por las experiencias maravillosas que compartimos; por todas esas salidas, las confianzas, las borracheras jajaja; gracias por ser mis amigos.

Y a todas las personas que de alguna forma estuvieron involucradas en mi camino, gracias, por que de una u otra forma, modificaron mi vida de maneras inimaginables.

jag älskar dig, you'll always be in my heart.

Gracias 'Charlie Brown', por todo.

A mi director de tesis

Dr. Enrique Serrano Saldaña, gracias por el interés que puso en este trabajo; por la paciencia y la comprensión. Por tomarse el tiempo de ayudarme en cualquier cosa que necesité; por compartir su conocimiento. Por dejarme, aunque fue temporalmente, ser parte de su gran equipo de trabajo

A todo el equipo de Recuperación Mejorada del IMP. Gracias.

A mis sinodales

Dr. Erick Luna Rojero, M.I. Alfredo León García, M.I. Tomás Pérez García, M.C. Fabián Carranza Dumon, Gracias por invertir tiempo en revisar este trabajo y por el apoyo que me brindaron.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma máter

Gracias, en especial a la facultad de ingeniería. Por darme la más maravillosa experiencia de mi vida, por otorgarme la oportunidad de formar parte de su comunidad, por dejarme ser puma hecha en CU!

¡México, Pumas, Universidad! ¡¡GOYA!!

INDICE

AGRADECIMIENTOS	i
RESUMEN	vi
INTRODUCCIÓN	vii
CAPÍTULO 1 PROCESO QUIMICO EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA	
1.1 RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS	2
1.1.1 ETAPAS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	2
1.1.2 METODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR QUIMICOS.....	4
1.2 MARCO TEÓRICO	7
1.2.1 TENSIÓN INTERFACIAL (TIF).....	7
1.2.2 MOJABILIDAD.....	8
1.2.3 NÚMERO CAPILAR.....	12
1.2.4 MOVILIDAD.....	13
1.2.5 IMBIBICIÓN.....	13
1.2.6 ADSORCIÓN.....	15
1.2.7 FUERZAS CAPILARES CONTRA FUERZAS VISCOSAS.....	17
1.3 SURFACTANTES	18
1.3.1 ESTRUCTURA DE LOS SURFACTANTES.....	19
1.3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES.....	19
1.3.3 INYECCIÓN CON SURFACTANTES.....	21
1.3.4 CONCENTRACIÓN MICELAR CRITICA (CMC).....	22
1.3.5 FACTOR DE RECUPERACION.....	24
1.3.6 EFICIENCIA DE BARRIDO VOLUMETRICA.....	25
1.3.7 EFECTOS DE LA PRESION Y TEMPERATURA EN LOS SURFACTANTES.....	25

CAPITULO 2	EXPOSICION DEL CASO EXPERIMENTAL	
2.1	CAMPOS DE ESTUDIO.....	28
2.1.1	POZA RICA.....	28
2.1.2	SAN ANDRES.....	31
2.1.3	CONSTITUCIONES.....	33
2.2	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	35
CAPITULO 3	DESARROLLO DE EXPERIMENTOS	
3.1	MATERIALES Y REACTIVOS.....	37
3.1.1	MATERIALES DE LABORATORIO.....	37
3.1.2	REACTIVOS.....	37
3.2	EQUIPO.....	38
3.3	DISEÑO DE EXPERIMENTOS.....	39
3.3.1	MEDICIÓN DE LA TENSION INTERFACIAL Y ANGULO DE CONTACTO.....	39
3.4	PROCEDIMIENTO.....	40
3.4.1	TENSIONES INTERFACIALES.....	41
3.4.2	ÁNGULO DE CONTACTO.....	46
CAPITULO 4	RESULTADOS	
4.1	TENSION INTERFACIAL.....	50
4.1.1	CASO BASE.....	50
4.1.2	TIF AGUA+SURFACTANTE/AIRE.....	50
4.1.3	TIF ACEITE/AGUA+SURFACTANTE.....	53
4.2	CONCENTRACION MICELAR CRÍTICA.....	55
4.3	ANGULO DE CONTACTO.....	59
CAPITULO 5	ANALISIS	
5.1	TIF ACEITE / AGUA+SURFACTANTE.....	63

5.2 ANGULO DE CONTACTO.....	66
5.3 CONCENTRACION MICELAR CRÍTICA.....	70
5.4 NÚMERO CAPILAR Y NÚMERO DE BOND.....	72
5.5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	79
REFERENCIAS.....	81

RESUMEN

El objetivo de la tesis presentada a continuación es la caracterización de las propiedades físico-químicas de los surfactantes inyectados dentro de los procesos químicos para la recuperación mejorada de aceite dentro de un yacimiento.

Dicha caracterización se desarrolló durante una línea de investigación realizada durante el sexenio de marzo a agosto de 2012 dentro de las facilidades y de la mano a las investigaciones del Instituto Mexicano del Petróleo.

El objetivo principal de la caracterización de los surfactantes es lograr tomar una decisión técnica eficiente con respecto a la implementación de la misma, con la finalidad de lograr un proceso adecuado de recuperación mejorada y por tanto un incremento en la producción del campo.

Es de vital importancia conocer el funcionamiento, la logística, condiciones y características generales y particulares del campo y de los fluidos involucrados en el proceso, así como de los mecanismos, para ser capaces de establecer las ventajas y desventajas de la caracterización de los productos químicos con los que se trabaja.

Los objetivos anteriores fueron alcanzados gracias a la realización de las siguientes pruebas experimentales y controladas dentro del laboratorio con muestras de casos base y de los campos de San Andrés, Poza Rica y Tamaulipas-Constituciones: Medición de Tensión Interfacial Aceite/Gas, Aceite/Agua, Agua/Gas, Aceite/Agua, tanto en los casos base como con la implementación de surfactantes y la medición de ángulo de contacto. Se evaluaron 5 productos químicos diferentes.

INTRODUCCIÓN

Vivimos en una época en la cual el funcionamiento de la sociedad depende en gran medida del uso y aprovechamiento de los hidrocarburos, y aunque el desarrollo de tecnología para la explotación de fuentes alternas de energía se encuentra en pleno crecimiento, la demanda de hidrocarburos seguirá aumentando durante los años venideros. Por tanto, lograr la satisfacción de dicha demanda es de vital importancia.

El camino más adecuado para lograr dicho objetivo (considerando el hecho de que los campos maduros predominan en las regiones petroleras de nuestro país y que dichos campos tienen cantidades considerables de hidrocarburos con alta factibilidad de ser explotados) es la implementación de procesos de Recuperación Mejorada con la finalidad de incrementar la producción de los campos en cuestión.

Actualmente, se explotan mediante métodos de Recuperación Secundaria puesto que en general, los métodos de Recuperación Mejorada se han desarrollado a nivel laboratorio o en casos muy particulares sin lograr que se aplique a escala de campo, deteniendo la posibilidad de aprovechar los recursos que aun se encuentran en campos maduros.

Lo anterior se debe a que los métodos de Recuperación Mejorada por inyección de agentes químicos son catalogados como sumamente complejos y costosos, sin considerar el incremento que pueden llegar a tener en la producción de los campos y por tanto en la utilidad de los mismos. Sin embargo, se ha generado un amplio desarrollo de nuevos productos que aún no han sido evaluados por la industria y cada día se generan más.

Por tanto, es de suma importancia realizar pruebas y estudios de estos nuevos productos que ayuden a determinar que tan factible es su aplicación en la industria petrolera; con lo anterior en mente, durante el desarrollo de esta tesis se realizó un estudio y análisis enfocado en el uso de nuevos productos químicos para determinar su potencial aplicación en el incremento del factor de recuperación en pozo.

Tomando como base información tomada de artículos, libros e investigaciones previas realizadas a nivel mundial sobre el tema se realizó una caracterización y análisis de enfoque experimental dentro de los Laboratorios del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) con la finalidad de determinar si la utilización de alguno de los productos evaluados es factible en proyectos de Recuperación de Hidrocarburos en el esquema petrolero de nuestro país.

CAPITULO 1

PROCESO QUIMICO EN LA RECUPERACION MEJORADA

1.1 RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS

En México cerca del 80% del volumen de hidrocarburos descubiertos permanece en el subsuelo, lo que constituye un desafío para la ingeniería de yacimientos al pretender aumentar el factor de recuperación mediante técnicas más sofisticadas ⁽¹⁾.

La recuperación del aceite implica la presencia de varios mecanismos de desplazamiento. El gradiente de presión permite al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento implica la presencia de varias fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares.

1.1.1 ETAPAS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS

En la etapa de **recuperación primaria** se utiliza la energía natural del yacimiento, donde el aceite es drenado naturalmente hacia el pozo por la presencia de diferentes mecanismos de empuje. Los mecanismos que actúan en este periodo son expansión, segregación, gas disuelto y entrada natural de agua. El porcentaje de recuperación primaria del crudo en el medio poroso, es en promedio del orden del 10-15 %, pero puede ser tan bajo como 5% en yacimientos sin gas libre o alcanzar el 20% en los que poseen una alta transmisibilidad y capa de gas o acuífero activo ⁽²⁾.

En esta etapa se considera el uso de tecnologías en el pozo, como el uso de sistemas artificiales de producción, el fracturamiento hidráulico de la formación y el empleo de pozos horizontales y multilaterales.

La etapa de **recuperación secundaria** involucra inyección de fluidos menos costosos que el aceite para permitir desplazamiento del aceite y mantenimiento de presión. Estos fluidos son inyectados con pozos inyectoros bajo arreglos geométricos definidos.

* Inyección de gas. Contempla el mantenimiento de presión, desplazamiento del aceite y manejo de gas.

* Inyección de agua, para desplazamiento y mantenimiento de presión.

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 40-70% del crudo original ⁽¹⁾. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores ⁽³⁾:

- A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse 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 la heterogeneidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque el arreglo de los pozos inyectoros no es favorable.

La **recuperación mejorada** (EOR, por sus siglas en ingles, Enhanced Oil Recovery) puede ser aplicado como proceso primario o secundario para la recuperación de hidrocarburos, aplicando tecnología más moderna y sofisticada.

Los procesos de recuperación mejorada se refieren a todos los procesos (excepto inyección de agua) en los cuales se le suministra energía y/o químicos al yacimiento para lo siguiente: a) incrementar presión, b) modificar tensiones interfaciales, c) mojabilidad, d) movilidad, e) manejar la permeabilidad de zonas seleccionadas, f) cambiar propiedades de fluidos, con el objetivo de incrementar la producción.⁽⁴⁾

Estos métodos se utilizan para contrarrestar los fenómenos responsables del entrapamiento de aceite. La cantidad de aceite atrapado en el interior del yacimiento se debe principalmente a dos fenómenos:

- ❖ Heterogeneidad del yacimiento;
- ❖ Fuerzas capilares que hacen que las gotas de petróleo queden atrapadas en el medio poroso en forma discontinua.

En México el 49.23 % del volumen original de aceite probado ⁽¹⁾ (**Fig. 1.1**), ha estado sujeto a un proceso de recuperación secundaria, mientras que solo el 0.94% se ha sometido a un proceso mejorado de recuperación. Por lo que se concluye que existe un potencial del volumen original probado de 49.83% susceptible de aplicarle procesos de recuperación adicional.

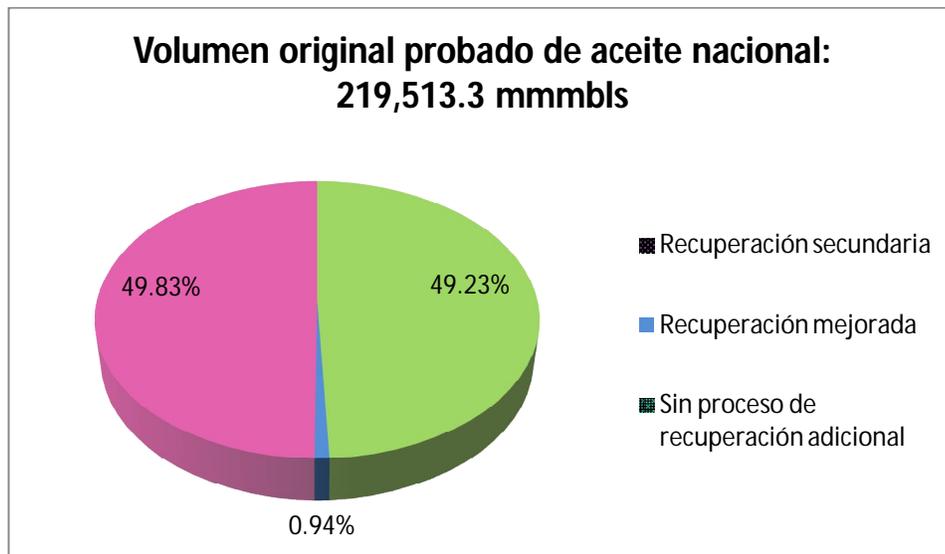


Figura 1.1: Volumen original probado de aceite nacional sometido a algún proceso de recuperación adicional. ⁽¹⁾

Mientras que dentro de los campos que se encuentran en su etapa de declinación, solo en uno se emplea un método de recuperación mejorada. [Campo Cantarell, inyección de nitrógeno desde el año 2000]. (**Fig. 1.2**).

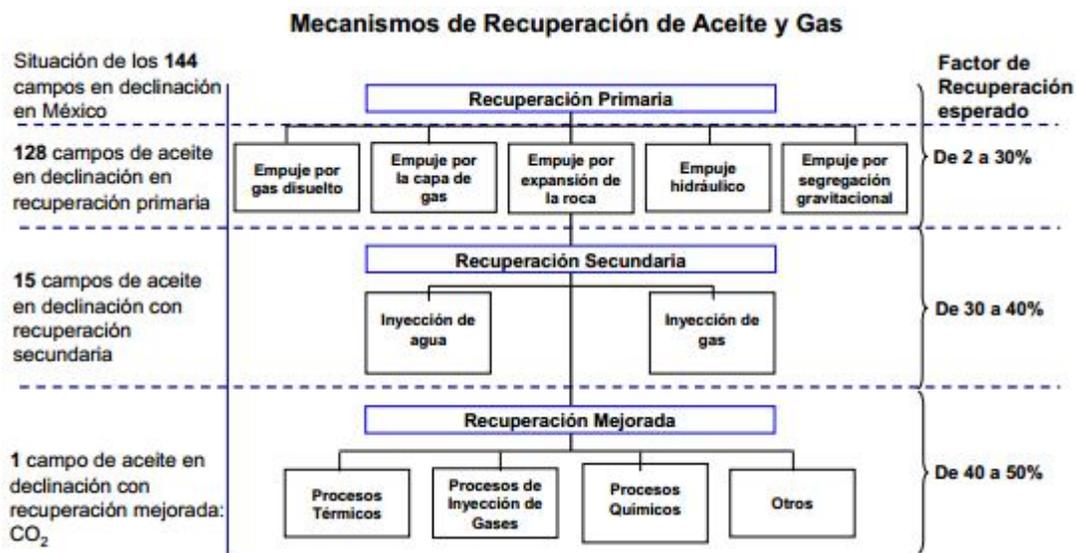


Figura 1.2: Mecanismos de Recuperación de Aceite y Gas. [Fuente: CNH; Regulación de la Industria de E&P, abril 2011.]

Debido al actual escenario de la producción de hidrocarburos en México (en el cual se explota en su mayoría campos maduros en proceso de declinación), pero tomando en cuenta que recientemente se han tenido altos precios del petróleo, sería conveniente pensar en emplear nueva tecnología, técnicas innovadoras y materiales no utilizados anteriormente a estos procesos (métodos de Recuperación Mejorada). Se ha demostrado, a nivel laboratorio, la viabilidad de estas técnicas para aumentar la recuperación final de hidrocarburos de los yacimientos.

En general, dentro de estos procesos, los métodos de recuperación por Químicos han sido etiquetados como métodos caros y complejos, por lo que han sido relegados a un último lugar en la lista de alternativas. Sin embargo, existen nuevos productos que no se han utilizado en la industria y que tienen el potencial para mejorar visiblemente la producción. A continuación se hablará a detalle de estos procesos y las variables que involucra.

1.1.2 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR QUÍMICOS

Estos métodos implican todos aquellos procesos en los que a un fluido, generalmente agua, se le agregan productos químicos, como polímeros o surfactantes, con el propósito de mejorar la eficiencia de desplazamiento del aceite, reduciendo tensiones interfaciales, mejorando la movilidad y el número capilar a través de cambios en la mojabilidad.⁽⁵⁾

Al inyectar al yacimiento fluidos diferentes a los originalmente contenidos en él, el objetivo 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

Estos procesos están diseñados especialmente para ser utilizados después de un proceso de inyección de agua.

Debido a que en los pozos en estudio se utilizó la inyección de agua como método de recuperación secundaria, la inyección de químicos resulta ser el sistema más factible para dar seguimiento al proceso de recuperación.

El objetivo principal al añadir químicos al agua de inyección es disminuir la tensión interfacial entre el agua y el aceite, e incrementar la viscosidad del agua para mejorar la relación de movilidad y modificar la mojabilidad del sistema.

La inyección de una solución diluida de agua con polímero para incrementar la viscosidad del agua inyectada puede incrementar la cantidad de aceite recuperado en algunas formaciones. Soluciones diluidas que contengan surfactantes se inyectan para disminuir la tensión interfacial o la presión capilar que impiden que las gotitas de aceite se muevan a través del yacimiento ⁽⁶⁾.

Los químicos mas recomendados para poder llevar a cabo el proceso son los polímeros, surfactantes y soluciones causticas.

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, así como, de las consideraciones económicas correspondientes. Sin embargo, se pueden mencionar algunos criterios básicos de selección para el desarrollo de proyectos de este tipo ⁽⁵⁾:

Método	°API	Viscosidad (cP)	Permeabilidad (mD)	Temp. (°F)
Inyección de Polímeros	15-40	<35	>10	<160
Inyección de surfactantes	25-40	<15	<500	<150
Inyección de soluciones Alcalinas	15-35	<150	<1000	<200

Tabla 1.1 Criterios básicos de selección para el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada basado en métodos químicos.

Artículos relacionados:

* ***Polymer Flood Technology For Heavy Oil Recovery***. F. R. Wassmuth, K. Green, L. Hodgins, A. T. Turta, Alberta Research Council.

Este artículo revisa los fundamentos de las inundaciones de polímero a medida que se aplica a la recuperación de petróleo pesado.

* ***Overview of Polymer Flooding (EOR) in North Africa Fields - Elements of Designing a New Polymer/Surfactant Flood Offshore (Case Study)***. Ahmed M. Shehata, TPS/Cairo University, Ahmed Ghatas, Mahmoud Kamel, Ahmed Aly, TPS, Ahmed Hassan, PICO.

Este trabajo presenta un estudio para investigar la efectividad de las inyecciones de polímero y un surfactante en un campo egipcio costa fuera. El objetivo de este trabajo es presentar una revisión extensa de la literatura en inyecciones de polímero y lo que constituye un proyecto exitoso de inundación universal con polímero.

* ***Study of Enhanced-Oil-Recovery Mechanism of Alkali/Surfactant/Polymer Flooding in Porous Media From Experiments***. Pingping Shen, SPE, Jialu Wang, SPE, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina; Shiyi Yuan, SPE, Taixian Zhong, SPE, PetroChina; and Xu Jia, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina

El mecanismo de flujo de fluido en la recuperación mejorada de aceite (EOR) en medios porosos por las inundaciones alcalino/surfactante/polímero (ASP) se investigó mediante la medición de las distribuciones de rendimiento de producción, la presión y la saturación a través de los transductores de presión diferencial instalados y sondas de medición de saturación en un modelo físico de un depósito vertical heterogéneo.

* ***Study of Surfactant-Polymer Flooding in Heavy Oil Reservoirs***. Anzhou Feng, Guicai Zhang, Jijiang Ge, Ping Jiang, Haihua Pei, Jianqiang Zhang, Ruidong Li, China University of Petroleum.

Este documento presenta un tipo de surfactante de betaína que tiene una excelente capacidad para reducir la TIF aceite/agua a baja concentración sin lignina de metal alcalino y con bajo precio.

* ***EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States***. E.J. Manrique, Norwest Questa Engineering; V.E. Muci, Instituto de Empresa; M.E. Gurfinkel, Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin.

El estudio incluye una breve descripción actual de las experiencias en los métodos químicos de EOR en formaciones carbonatadas tanto en laboratorio (por ejemplo, cambios de humectabilidad y aditivos químicos novedosos) como en campo (por ejemplo, mejora de inyektividad). Una breve discusión en torno a los criterios de control utilizados para identificar oportunidades viables de EOR en los campos de carbonato, basadas en experiencias pasadas y presentes.

1.2 MARCO TEÓRICO

En un medio poroso, las características del flujo y la 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 rigen el comportamiento en el yacimiento son en general:

- Tensión Interfacial (TIF)
- Mojabilidad
- Número capilar
- Relación de Movilidad
- Imbibición

1.2.1 TENSIÓN INTERFACIAL (TIF)

Cuando se ponen en contacto dos líquidos inmiscibles el sistema considerado estará formado por las dos fases líquidas y la interfase de contacto entre ellas (**Fig. 1.3**). La tensión interfacial es una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas que interactúan en la frontera de dos fases ⁽⁷⁾.

Este desbalance de las fuerzas de atracción tiende a mover las moléculas hacia la superficie o interfase, lo que resulta en la formación de una superficie similar a una membrana con una curvatura.

Se tendrán también interacciones de tipo Van der Waals con las moléculas del otro líquido en la interfase, lo que conducirá a que la tensión en la interfase (tensión interfacial) tenga un valor intermedio entre las tensiones superficiales de los dos líquidos condensados.

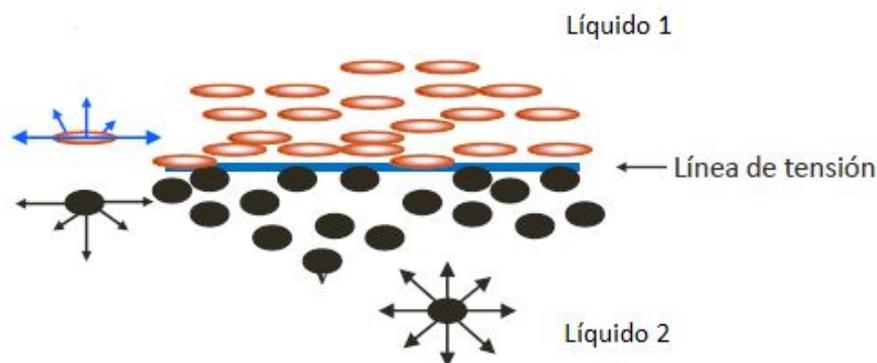


Figura 1.3: Tensión interfacial entre dos fluidos inmiscibles entre sí.

La reducción de la tensión interfacial da origen a la disminución del aceite residual retenido en el medio poroso del yacimiento, obteniéndose con esto altas recuperaciones en la producción.

La tensión interfacial (al igual que la superficial) puede reducirse con el uso de aditivos emulsificantes. Estas sustancias se acumulan en la zona de contacto de las dos fases de la emulsión, reduciendo la tensión interfacial.

Para poder calcular esta propiedad, es necesario involucrar diferentes variables como la temperatura (T), la presión (P), la densidad (ρ), etc.

Valores promedio de TIF:

Aceite nuevo: 45 dinas/cm

Aceite usado: 25 dinas/cm

Agua destilada: 70 dinas/cm

1.2.2 MOJABILIDAD

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. La mojabilidad es una función del tipo de fluido (por lo general aceite y agua) y de la superficie sólida (con referencia al medio poroso, roca) ⁽⁸⁾.

Se puede establecer que si un medio poroso es mojable a una determinada fase (fase mojante), esta condición se traduce en que ⁽⁹⁾:

- La fase mojante tiende al medio poroso en forma espontánea y por lo tanto, es necesario entregar energía para sacarla del medio poroso.
- La fase mojante tiende a ocupar los capilares de menor diámetro dentro de la red poral y formar una película continua sobre la superficie sólida. Y, en consecuencia, es difícil de movilizar a través del medio poroso.

En forma complementaria se puede establecer que:

- La fase no mojante es expulsada del medio poroso en forma espontánea, por lo tanto, no es necesario entregar energía para extraerla de la red poral. Sólo es necesario disponer de una fuente de fase mojante para que la reemplace en forma espontánea.
- La fase no mojante tiende a concentrarse en el centro de los poros grandes en la forma de glóbulos esféricos. En consecuencia, la fase no mojante es más fácilmente movilizable.

MOJABILIDAD POR AGUA

Si el agua es la fase con preferencia para mojar (**Fig. 1.4**) se alojará en los espacios porosos más pequeños que no pueden ser invadidos por el aceite, colocando el aceite en los poros más grandes. Durante la explotación ambas fases son continuas, aunque hacia el tope de la zona de transición, donde la saturación de agua es muy baja o igual a la irreducible, la permeabilidad relativa al agua K_{rw} puede ser nula y la permeabilidad relativa del aceite K_{ro} elevada pero en disminución de acuerdo a la saturación de petróleo decreciente.

Debido a que durante la producción el agua ocupa gargantas de poros anteriormente ocupadas con petróleo es posible que un grupo de poros que contenía petróleo quede desvinculado, atrampando volúmenes de petróleo y anulando su movilidad si la presión de drenaje no supera la presión capilar de entrada a la garganta.

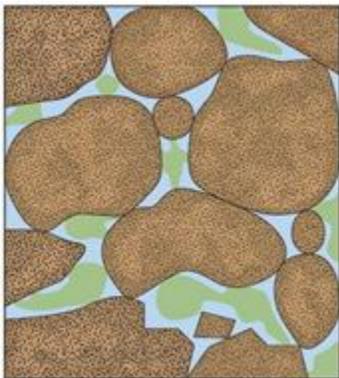


Figura 1.4: Mojabilidad por agua

MOJABILIDAD MIXTA

Actualmente muchos especialistas consideran que la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos tienen condiciones de mojabilidad mixta (**Fig. 1.5**). Es probable que el aceite haya migrado hacia una formación mojable por agua y modifique desde allí la mojabilidad en las superficies de contacto. Durante la producción, el agua va ocupando el centro de los espacios porosos más grandes, pero sin entrar en contacto con el agua congénita, dejando un intermedio de hidrocarburo adherido por la mojabilidad preferente hacia el aceite. La permeabilidad relativa al aceite K_{ro} disminuye rápidamente ya que los trayectos más permeables se inundan con agua.

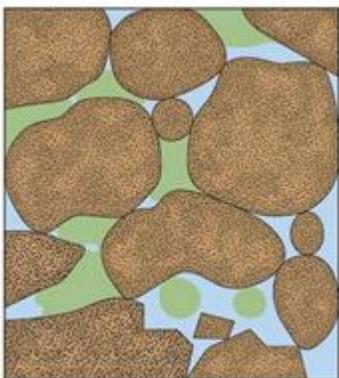


Figura 1.5: Mojabilidad Mixta

MOJABILIDAD POR ACEITE

El caso extremo de una formación completamente mojabla por aceite (**Fig. 1.6**) es prácticamente improbable a menos que la formación sea su propia roca generadora. Allí el kerógeno y el proceso de maduración del petróleo pueden producir superficies de contacto del poro con mojabla preferente por petróleo

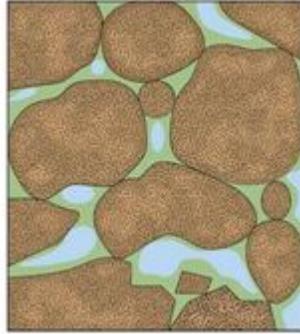


Figura 1.6: Mojabla por Aceite

El ángulo de contacto es una medida local o superficial de la mojabla de un sistema roca/agua/aceite.

ÁNGULO DE CONTACTO

Una gota de un fluido preferentemente mojabte va a desplazar a otro fluido dispersándose por la superficie, por el contrario un fluido no mojabte formará gotas, disminuyendo su contacto con la superficie del sólido. El equilibrio de estos casos creará un ángulo de contacto θ entre los fluidos y la superficie, que está determinado por el equilibrio de fuerzas resultante de la interacción de las tensiones interfaciales.

La ecuación de Young-Dupre para un sólido ideal (perfectamente liso, químicamente homogéneo, rígido, insoluble y de superficie no reactiva) define el ángulo de contacto, en términos de energías superficiales o balance en fuerzas que lo interrelaciona con la tensión interfacial que actúa en la línea de contacto entre las tres fases. Esta ecuación puede ser escrita de la siguiente forma ⁽¹⁰⁾:

$$\sigma_{ow} \cos \theta = \sigma_{wr} - \sigma_{or}$$

Donde σ_{ow}, θ es el ángulo de contacto de Young-Dupre en un sistema agua aceite.

El equilibrio en un sistema sólido-líquido-fluido esta caracterizado por la formación de un ángulo de contacto intrínseco θ_{in} .

La mayoría de las superficies de los sólidos son rugosas y pueden ser químicamente heterogéneas, esta condición difiere de la suposición hecha por Young en su ecuación, ya que el supone un "sólido ideal", los cuales son difícilmente encontrados. Estas características de las superficies sólidas conducen a

histéresis del ángulo de contacto: a diferencia del único valor predicho por la ecuación de Young, un amplio rango de ángulos de contacto estables pueden ser observados. El ángulo entre la dirección de la tangente y la superficie del sólido en un punto dado y la dirección de la tangente de la interfase líquido-fluido (lf) en ese mismo punto es llamado "ángulo de contacto actual", θ_{ac} ⁽¹¹⁾. Los métodos ópticos usuales para la medición de ángulos de contacto conducen a un ángulo de contacto aparente, θ_{ap} (Fig. 1.7).

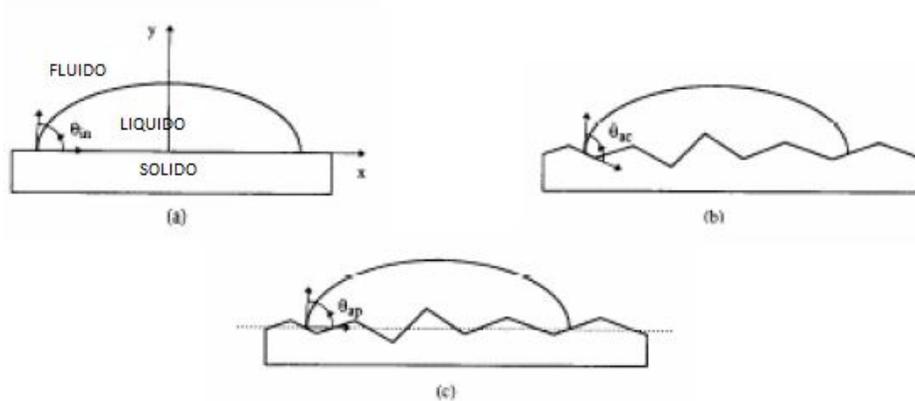


Figura 1.7: Definiciones de ángulos de contacto: (a) ángulo de contacto intrínseco; (b) ángulo de contacto actual; (c) ángulo de contacto aparente ⁽¹⁰⁾.

En cuanto a la mojabilidad dependiendo del ángulo de contacto, cuando θ es menor a 90° el fluido es mojante y mayor a 90° es no mojante (con respecto a un fluido) (Fig. 1.8).

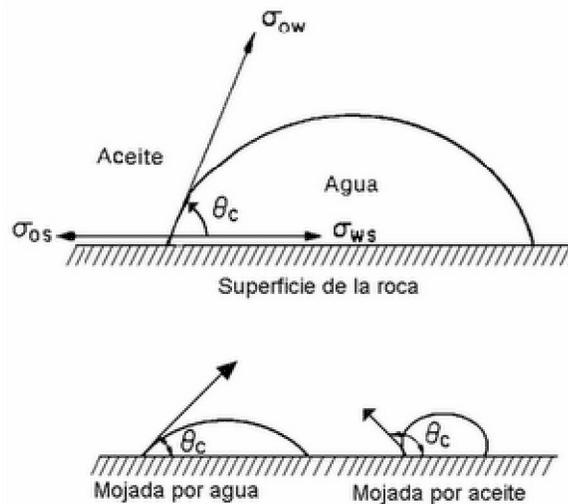


Figura 1.8: Mojabilidad preferente.

Un factor de adhesión de cero indica que los fluidos tienen igual afinidad por la superficie. La mojabilidad tiene solo un significado relativo. Teóricamente, debe ocurrir mojabilidad o no mojabilidad completa cuando el ángulo de contacto es 0° o 180° respectivamente. Sin embargo un ángulo de cero es obtenido sólo en pocos casos.

De acuerdo a la ecuación de Young-Dupre, si el resultado es negativo el aceite es la fase mojante; mientras que con un resultado positivo, concluimos que la fase mojante es el agua.

1.2.3 NÚMERO CAPILAR

El número capilar (N_c), es representado como una relación que se ha definido para describir la interdependencia entre las fuerzas viscosas y la tensión interfacial y la restricción al paso a través de un capilar ⁽¹¹⁾.

$$N_c = \frac{\text{Fuerzas viscosas}}{\text{Fuerzas interfaciales}} = \frac{(\Delta P)}{(L)\sigma} = \frac{v * \mu}{\sigma \cos \theta}$$

Donde N_c es el número capilar, (ΔP) es la presión diferencial a través de una longitud dada (L) y σ es la tensión interfacial entre el petróleo y la fase acuosa. Además $(v * \mu)$ expresa la relación de viscosidad y (σ) las fuerzas capilares que actúan en el medio poroso.

Para poder recuperar cantidades significativas de aceite, el número capilar debe crecer 3 o 4 órdenes de magnitud. El número capilar N_c es directamente proporcional al producto de la viscosidad μ y la velocidad v e inversamente proporcional a la tensión interfacial σ . Los valores de viscosidad y velocidad no pueden incrementarse por encima de un factor entre 2 y 10 sin causar daño a la formación; sin embargo la tensión interfacial entre el agua de formación y el crudo atrapado en la formación puede reducirse fácilmente en términos de 1000 a 10,000 veces por el agregado de tensoactivos especiales. Un número capilar típico es 10^{-7} . Se necesita una reducción de 100 a 1000 veces de la tensión interfacial para mejorar la recuperación de aceite por alteración del N_c a partir de la adición de agentes químicos al agua de inyección.



Figura 1.9: "Relación entre el número capilar y la recuperación de crudo", el número capilar típico después de la inyección de agua es $\sim 10^{-6}$ y la recuperación de crudo cesa. La recuperación de crudo comenzará a crecer a medida que el número capilar suba.

1.2.4 MOVILIDAD

La movilidad de un fluido se define como la relación de la permeabilidad efectiva del fluido y su viscosidad ⁽¹²⁾.

$$\lambda = \frac{k_{eff}}{\mu}$$

Donde k_{eff} es la permeabilidad efectiva y μ la viscosidad.

La relación de movilidad (M) viene a hacer la relación que existe entre la movilidad del fluido desplazante y el fluido desplazado.

Para valores de $M > 1$, el fluido desplazante fluye más rápidamente que el fluido desplazado. Para valores $M < 1$, el fluido desplazado fluye más rápidamente que el fluido desplazante.

Las permeabilidades relativas están presentes en un desplazamiento inmisible.

En ausencia de permeabilidad relativa, como es el caso de un desplazamiento miscible, la relación de movilidad viene a ser la relación de las viscosidades entre el fluido desplazado y el fluido desplazante.

1.2.5 IMBIBICIÓN

La Imbibición se define como el desplazamiento de un fluido viscoso por otro fluido inmisible con este. Este proceso es controlado, y se ve afectado, por varios factores: El número capilar N_c y el cociente de movilidad M tienen gran importancia ⁽¹³⁾. Payatakes y Dias clasificaron los procesos de imbibición de la siguiente manera:

- 1.- Imbibición Espontánea
- 2.- Flujo Constante
- 3.- Imbibición Casi-estática
- 4.- Invasión dinámica a flujo constante del fluido invasor

La imbibición es el proceso espontáneo de desplazamiento, con una fase mojante, de la fase no mojante. Este proceso no requiere aplicación de fuerzas externas al sistema roca-fluidos, por lo que no existen presiones umbral [Presión mínima requerida por un fluido no mojante para penetrar en los poros más grandes de un medio poroso saturado 100% con un fluido mojante] ⁽¹⁴⁾.

El drenaje es el proceso por el cual la fase no-mojante desplaza, del medio poroso, a la fase mojante. Es un proceso forzado (no espontáneo) pues las fuerzas capilares tienden a retener la fase mojante dentro de la estructura capilar. En este proceso siempre existe una presión umbral asociada a las fuerzas capilares originadas en los capilares de mayor diámetro.

Conforme a la historia regular de llenado de las trampas de hidrocarburos, éstas se encontraban originalmente saturadas al 100 % con agua. Durante el llenado, el hidrocarburo desaloja una parte del agua conforme a una curva de drenaje.

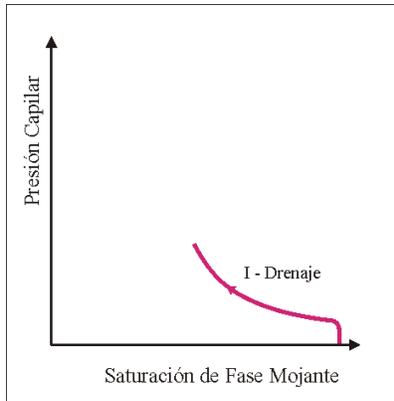


Figura 1.10: En este esquema se asume que el agua es la fase mojante y que el hidrocarburo (gas o aceite) es la fase no mojante.

A medida que aumenta la diferencia de presión entre el agua y el hidrocarburo comienza a recorrer la curva de drenaje que parte de $S_w=100\%$.

Si por alguna razón, el drenaje se interrumpe y comienza un desplazamiento con agua (por pérdida del sello de la trampa o por inyección de agua durante la explotación de un yacimiento), la presión capilar del sistema evoluciona conforme a la curva de imbibición:

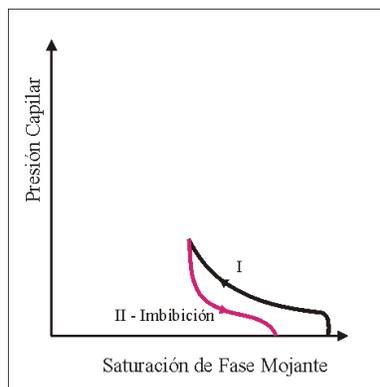


Figura 1.11: Se interrumpe el drenaje y se comienza con el proceso de imbibición.

El desplazamiento del hidrocarburo no es completo durante la imbibición, pues parte del mismo queda retenido en la estructura poral bajo la forma de saturación residual de aceite (S_{or}).

1.2.6 ADSORCIÓN

Es importante que cuando un surfactante se inyecta en el yacimiento, se debe lograr una baja tensión interfacial mientras que mantiene su integridad. Sin embargo, esto no suele ser siempre el caso, ya que el surfactante se descompone.

Precipitación, entrapamiento y la adsorción son varios mecanismos por los cuales los surfactantes son atrapados por la roca del yacimiento. Para prevenir esta pérdida se usan surfactantes tolerantes a la sal mientras que los cambios en parámetros como la dureza, presión, temperatura y co-surfactante responsable del comportamiento de fase, sólo tendrán lugar dentro de límites aceptables.

Sin embargo, la adsorción de surfactantes en la interfase sólido-líquido siempre ocurrirá, y en la mayoría de los casos, instantáneamente. La adsorción de surfactante en la interfase sólido- líquido entra en juego por la interacción electrostática entre el sólido (adsorbente) y el surfactante (adsorbato). El intercambio de iones (**Fig. 1.12**), el emparejamiento de iones y la unión hidrofóbica (**Fig. 1.13**) son algunos de los mecanismos por los cuales los surfactantes se adsorben en las superficies de minerales de la roca ⁽¹⁵⁾.

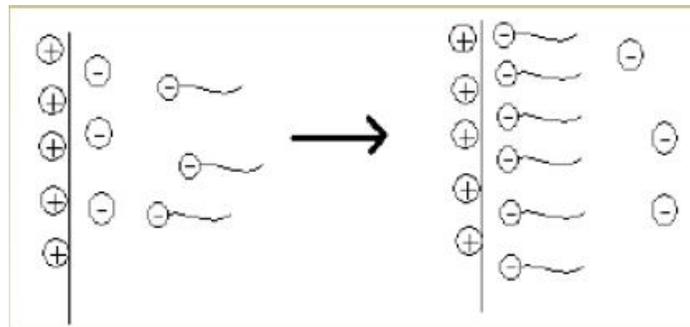


Figura 1.12: Intercambio de iones.

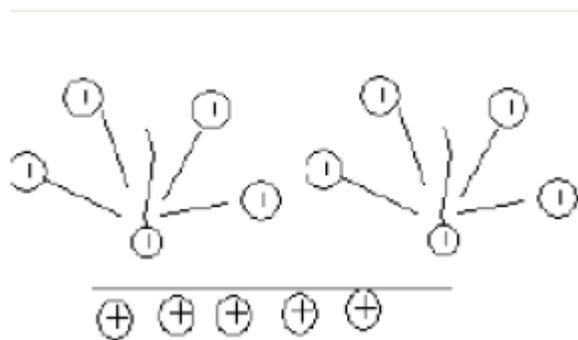


Figura 1.13: Unión hidrofóbica.

Un ejemplo de una isoterma (**Fig. 1.14**) para la adsorción de un surfactante cargado negativamente sobre un adsorbente con sitios cargados positivamente es en forma de S. Hay cuatro regiones que reflejan modos distintos de adsorción ⁽¹⁵⁾:

Región 1

Un intercambio aniónico es el principal medio de la adsorción del surfactante. Se muestra como una relación lineal entre el material adsorbido y la concentración de equilibrio.

Región 2

Una interacción entre las cadenas hidrófobas de los surfactantes que se inyectarán y los surfactantes ya adsorbidos naturalmente conduce a un incremento marcado en la adsorción. Esto tiene lugar por encima de la CMC de la superficie.

Región 3

La repulsión electrostática entre el surfactante y un sólido similarmente cargado tiene que ser superada por la adsorción, esto conduce a una disminución en la adsorción del surfactante.

Región 4

Por encima de la concentración micelar crítica, CMC, se obtiene una adsorción plana. La concentración de monómeros es constante por encima de la CMC y las micelas no se adsorben en el sólido.

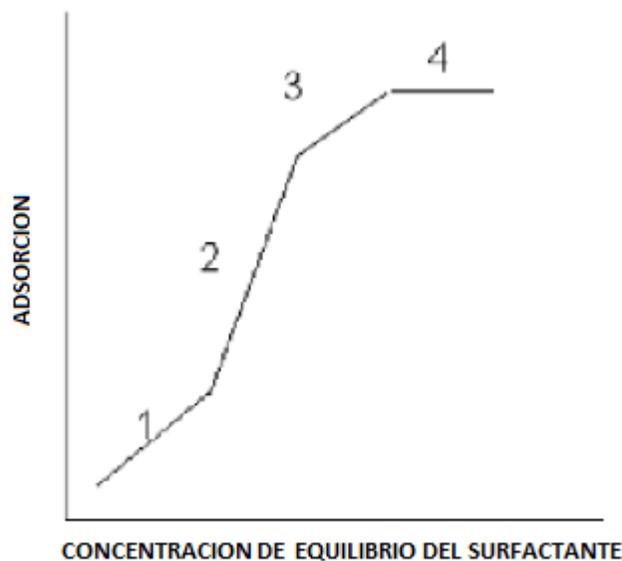


Figura 1.14: Isoterma esquemática de Adsorción con forma de S

1.2.7 FUERZAS CAPILARES CONTRA FUERZAS VISCOSAS

Las fuerzas capilares son las principales responsables de la saturación residual de petróleo presente en zonas barridas por agua.

La relación entre fuerzas viscosas y fuerzas capilares está dada por el número capilar, N_c (o número de Weber), cuya expresión varía de un autor a otro:

$$N_{ca} = \frac{v\eta}{\gamma}, \quad \frac{\Delta P}{\gamma}, \quad \frac{v\eta}{\gamma \cos\theta}, \quad \frac{v\eta}{\phi\gamma} \dots$$

Todas estas expresiones son equivalentes en cuanto a su significado fenomenológico y no importa cual se escoja. Según la literatura, si se puede aumentar el número capilar de tres o cuatro órdenes de magnitud, se puede alcanzar una recuperación de casi 100% del petróleo en la zona barrida⁽³⁾.

Si se consideran dos poros en paralelo con un poro superior que contiene un glóbulo de aceite atrapado por fuerzas capilares (**Fig. 1.15**); la ecuación de Laplace permite calcular la caída de presión a través de la interfase:

$$\Delta P = \sigma \cdot \Gamma$$

Donde ΔP es la caída de presión, σ la tensión interfacial y Γ la curvatura, aproximadamente el inverso del radio de poro.

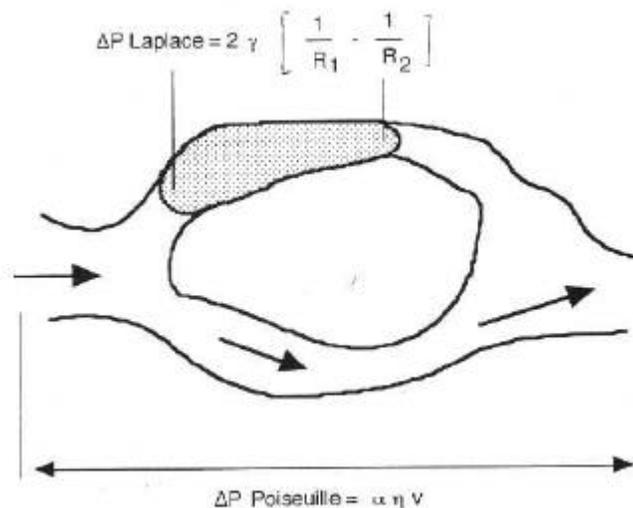


Figura 1.15

En el poro inferior la fase continua, agua o salmuera, puede fluir y ejercer entonces una fuerza de drenaje dada por las relaciones de Darcy o de Poiseuille para un capilar⁽¹⁶⁾:

$$\Delta P = \frac{v \cdot \mu \cdot L}{k}$$

Donde ΔP es la diferencia de presión entre los extremos del glóbulo, L es la longitud del glóbulo (estimado por la longitud de un poro o un grano de arena), v es la velocidad superficial de desplazamiento de la fase continua, μ la viscosidad de la fase continua y k la permeabilidad del medio poroso.

La condición de movilización esta por lo tanto favorecida por un aumento de la velocidad de inyección de agua, pero dicho aumento implica una acentuación en la presión de inyección y un costo adicional. Además está limitado por dos factores desfavorables: no se puede aumentar la presión mas allá de la presión de fractura de la roca del yacimiento, y por otra parte el aumento de velocidad tiende a favorecer las inestabilidades de tipo digitación y la producción de caminos preferenciales ⁽¹⁷⁾.

El segundo factor a modificar es la viscosidad de la fase acuosa, porque también es favorable para controlar las inestabilidades como la digitación y tiende a mejorar la eficiencia de barrido. Sin embargo, a mayor viscosidad de la fase acuosa, mayor el gradiente de presión requerido para obtener la misma velocidad del fluido ⁽¹⁷⁾.

Así que la mejor opción es disminuir la tensión interfacial, ya que valores típicos de tensión que se encuentran entre 10 y 20 dinas/cm se pueden reducir a una tensión en el orden de $10^{-3} - 10^{-4}$ dina/cm y con esto producir un numero capilar en el intervalo requerido y lograr saturaciones residuales de aceite cercanas a cero ⁽¹⁶⁾.

1.3 SURFACTANTES

Los surfactantes o agentes tensoactivos son 'detergentes' o sustancias parecidas a 'jabones' que tienen la habilidad de cambiar las propiedades superficiales e interfaciales de las soluciones en las que entran en contacto, a un grado muy marcado, incluso si están presentes en cantidades mínimas.

El objetivo principal es recobrar el aceite residual de 10 a 20% del volumen poroso, que permanece después de la recuperación primaria o de una inyección de agua

Las primeras investigaciones en las inyecciones con surfactantes, se llevaron a cabo con la idea de bajar la tensión interfacial entre el petróleo y el agua a valores muy pequeños (menores a 0,001 dinas/cm), de modo que el petróleo atrapado se haga móvil y sea desplazado por el fluido inyectado, es decir, que ocurra un desplazamiento miscible.

Actualmente, el funcionamiento de los surfactantes no va sólo enfocado a la disminución de la tensión interfacial, ahora también modifican la mojabilidad, son inhibidores de corrosión, cambian la capacidad espumante, ayuda en la dispersión de asfaltenos, etc.

1.3.1 ESTRUCTURA DE LOS SURFACTANTES

La molécula del surfactante consiste de un grupo de cabeza hidrofílico (molécula que tiene la tendencia a interactuar o disolverse en el agua) y cola lipofílica (comportamiento de toda molécula que tiene afinidad por los lípidos). La cabeza se refiere al grupo soluble – el grupo hidrofílico (colóide que tiene gran afinidad por el solvente) o hidrofílico- en sistemas acuosos y la cola se refiere al grupo hidrofóbico (colóide que tiene poca afinidad por el solvente) o hidrofóbico (propiedad de una molécula que tiene la tendencia a repeler o no disolverse en el agua) ⁽¹⁵⁾.

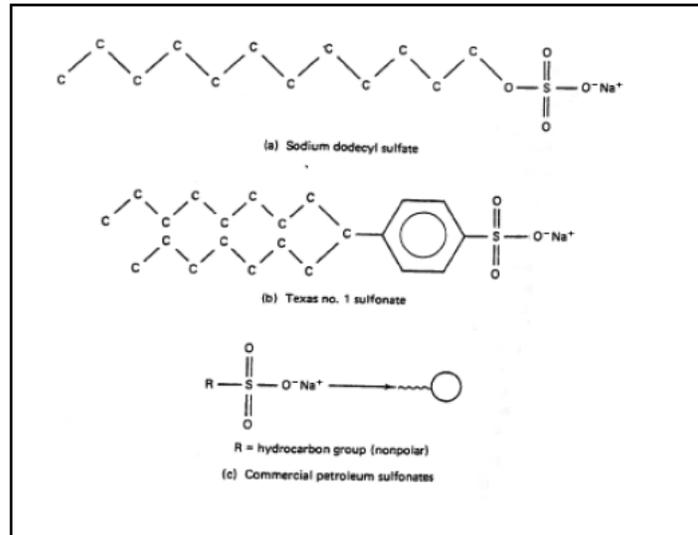


Figura 1.16: Estructura molecular del surfactante.

1.3.2 CLASIFICACION DE LOS SURFACTANTES

En sistemas acuosos, el grupo hidrófobo es generalmente un grupo hidrocarburo de cadena larga. El hidrófilo o cabeza será un grupo iónico o altamente polar que puede impactar cierta solubilidad en agua a la molécula. La naturaleza del hidrófilo forma la clasificación química más útil del surfactante, mientras que la porción hidrófoba o cola forma los subgrupos.

1.3.2.1 ANIONICO

Los surfactantes aniónicos contienen generalmente uno de cuatro grupos polares solubles - carboxilato, sulfonato, sulfato o fosfato - combinado con una cadena hidrocarbonada hidrófoba. Si esa cadena es corta son muy hidrosolubles, y en caso contrario tendrán baja hidrosolubilidad y actuarán en sistemas no acuosos como aceites lubricantes ⁽¹⁸⁾.

Los surfactantes aniónicos son comúnmente usados en la inyección con polímeros micelares porque son estables, relativamente resistentes a la retención y son en general buenos.

1.3.2.2 CATIONICO

El hidrófilo lleva una carga positiva, como los haluros de amonio cuaternario ($R_4N^+ X^-$), donde los cuatro grupos R pueden o no ser el mismo, pero por lo general tienen la misma familia genérica. La molécula del surfactante contiene un anión inorgánico para equilibrar la carga. Los surfactantes catiónicos se utilizan poco en una inundación polímero- micelar porque son altamente absorbidos por las superficies de arcillas aniónicas intersticiales. R se refiere a los grupos de hidrocarburo ⁽¹⁸⁾.

1.3.2.3 NO-IONICO

El hidrófilo no tiene carga pero deriva su solubilidad en agua de los grupos altamente polares tales como polioxietileno (POE o OCH_2CH_2O -) ⁽¹⁸⁾ o R-poliol grupos, incluyendo azúcar. Estos surfactantes no forman enlaces, pero cuando se disuelve en soluciones acuosas, exhiben propiedades típicas de surfactantes por contrastes electronegativos entre sus constituyentes. Los surfactantes no-iónicos son sin embargo más tolerantes que los aniónicos en el entorno de alta salinidad.

1.3.2.4 ANFÓTEROS

Esta clase de surfactante contiene dos o más de las otras clases. En otras palabras, un surfactante anfótero puede contener tanto un grupo iónico y un grupo no polar. Estos surfactantes no se han utilizado en la recuperación de aceite.

1.3.2.5 LIQUIDOS ZWITTERIONICOS

Los líquidos zwitterionicos son compuestos que contienen al catión y al anión en diferentes átomos de la misma molécula, lo que los hace eléctricamente neutros y les brinda la oportunidad de comportarse como ácidos o bases (donador o aceptor) en función de las características del medio en que se encuentren. Es decir, se comportan como moléculas inteligentes que pueden ser diseñadas de tal forma que respondan de forma eficiente en función de las características de uno o varios medios específicos ⁽¹⁹⁾.

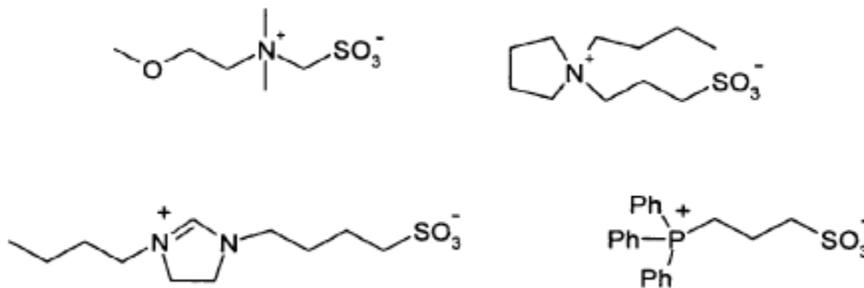


Figura 1.17: Estructuras químicas de algunos líquidos zwitterionicos.

El uso de productos químicos surfactantes modificadores de la mojabilidad es uno de los métodos más ampliamente utilizados dentro de la recuperación con químicos. Un modificador de la mojabilidad se define como un surfactante capaz de cambiar la afinidad de la roca del yacimiento favorablemente. La

mojabilidad de una roca puede verse modificada de manera natural por la adsorción de compuestos polares, la formación de depósitos de material orgánico que estuvo originalmente en el aceite o por agentes externos. Los cambios en la mojabilidad afectan la presión capilar, permeabilidades relativas, la saturación de aceite residual y saturación de agua irreductible ⁽¹⁹⁾.

1.3.3 INYECCION CON SURFACTANTES

Los surfactantes se utilizan como un proceso para recuperar hidrocarburos en una última etapa. Después de que se inyecta agua, glóbulos de aceite quedan atrapados en el yacimiento debido a una presión capilar alta. La inyección con surfactantes es un proceso en el que éstos se introducen en el yacimiento para incrementar la recuperación de aceite mediante la reducción de la tensión interfacial entre el aceite y el agua, con lo que los glóbulos discontinuos residuales de petróleo quedan atrapados en los poros de la roca por las fuerzas capilares ⁽¹⁷⁾.

1.3.3.1 PROCEDIMIENTO

Las gotitas o ganglios de aceite que quedan atrapados se movilizan debido a una reducción en la tensión interfacial entre el aceite y el agua después de que la solución con surfactantes se ha inyectado. La coalescencia de estas gotas conduce a un aumento local de la saturación del aceite. Un banco de aceite comenzará a fluir, movilizand o cualquier volumen de aceite residual en el frente. Detrás del banco de aceite, el surfactante ayuda a evitar que el aceite movilizado vuelva a ser re-atrapado. El aceite residual final será determinado por la tensión interfacial entre éste y la solución de surfactante detrás del banco de aceite ⁽¹⁸⁾.

El alto costo de los surfactantes conduce a una inyección de solo una pequeña parte del volumen de poros en la mayoría de los casos. El bache de surfactante, por lo tanto, tiene que ser desplazado por el agua, que en algunos casos contiene polímero, que por su capacidad para aumentar la viscosidad impide la canalización.

Inicialmente se inyecta un volumen de salmuera cuyo propósito es cambiar la salinidad de la salmuera de la formación (**Fig. 1.18**), de tal forma que al mezclarse con el surfactante no cause una 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. Este bache micelar 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.

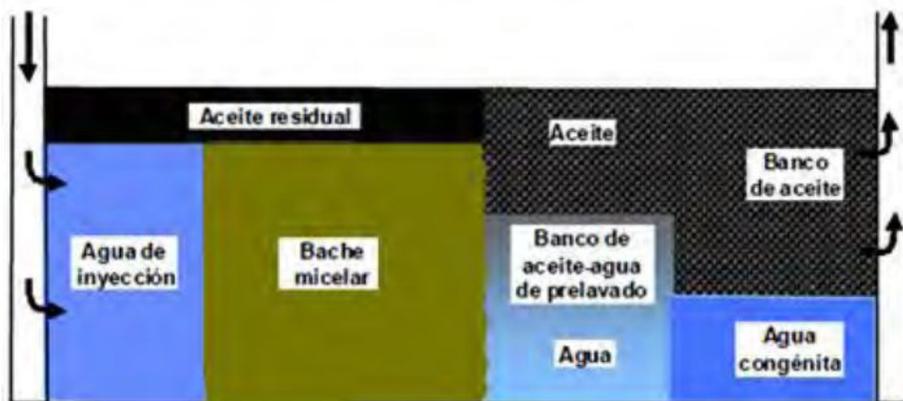


Figura 1.18: Procedimiento de inyección de soluciones micelares.

1.3.4 CONCENTRACION MICELAR CRITICA (CMC) ⁽²⁰⁾

La concentración micelar crítica es un fenómeno que presentan los surfactantes debido a la estructura polar-apolar de sus moléculas, estos disminuyen la tensión superficial de la sustancia en concentraciones por debajo de la crítica, en que estos mismos han cubierto la totalidad de la superficie. Arriba de esta concentración las moléculas del surfactante se dirigen hacia el interior del líquido formando agregados de moléculas sencillas (micelas), como consecuencia se produce una estructura con una orientación específica de alto peso molecular. Debido a esto se observan cambios bruscos en las propiedades fisicoquímicas. Dicha concentración se consigue más fácilmente si el surfactantes es predominantemente hidrofílico.

La Fig. 1.19 muestra la acción de un surfactante sobre la tensión superficial. Al aumentar la concentración de surfactante en agua, la tensión superficial disminuye (línea AB) debido a que las moléculas se adsorben en la superficie del agua. Al agregar mayor cantidad de surfactante se alcanza el punto B donde las moléculas están totalmente empaquetadas en la superficie, de forma totalmente vertical, con la parte hidrofílica orientada hacia el agua y la parte lipofílica hacia el aire. Si se continua agregando surfactante, no caben más moléculas en la superficie, y se agregan en estructuras denominadas micelas. Ocurre entonces que la tensión superficial no disminuye más y permanece aproximadamente constante (línea horizontal BC). La concentración a la que comienza la formación de micelas (punto B) se llama Concentración Micelar Crítica.

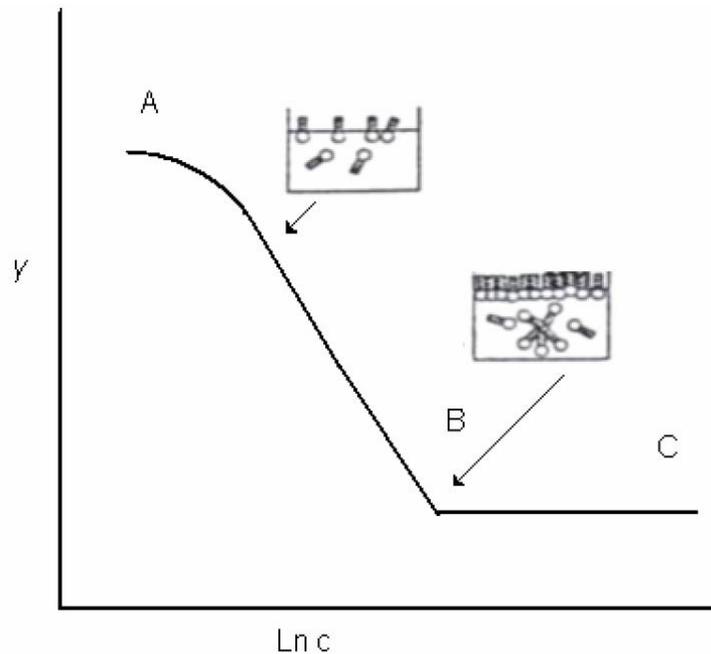


Figura 1.19: Acción de un surfactante sobre la tensión superficial.

Una vez formadas, las micelas pueden estar integradas por un número n de moléculas, el tamaño es variable y depende de la naturaleza del surfactante, de la concentración, de la temperatura y de los iones presentes.

Los surfactantes iónicos se disocian en solución acuosa y forman micelas iónicas, cuyas cabezas hidrofílicas (orientadas al agua) poseen una carga neta negativa o positiva. La facilidad de formar micelas depende del surfactante y decrece en el siguiente orden: no iónico > anfótero > iónico. Los surfactantes no iónicos forman micelas más grandes. Las micelas no iónicas están formadas por una parte central donde se sitúan las cadenas de hidrocarburos no polares, y una capa formada por cadenas de polioxietileno largas y flexibles. El manto polar interacciona con el agua, como consecuencia, las micelas están muy hidratadas. Las micelas formadas en soluciones diluidas de surfactante son aproximadamente esféricas. Al aumentar su concentración las micelas aumentan de tamaño. Siendo demasiado grandes para conservar la forma esférica, adoptan estructura elipsoidal, cilíndricas y finalmente laminares, lo cual afecta la solubilidad y viscosidad de la solución.

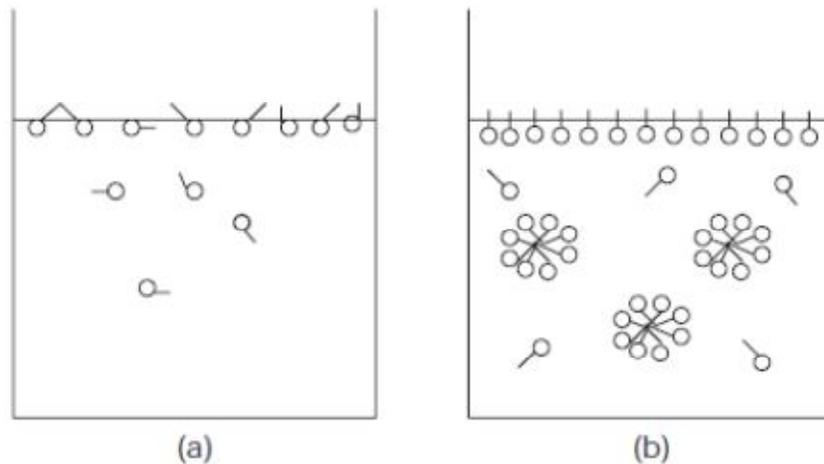


Figura 1.20: Distribución de las moléculas de surfactante en soluciones a concentraciones (a) por debajo y (b) por encima de la CMC.

1.3.5 FACTOR DE RECUPERACION

El factor de recuperación ⁽²¹⁾ es el porcentaje del volumen original de hidrocarburos dentro de un yacimiento que puede ser producido, recuperado.

Este factor depende de muchas variables, entre las que destacan:

- Grado de heterogeneidad y anisotropía de las propiedades de la roca.
- Propiedades físico-químicas de los fluidos.
- Tipo de empuje predominante en el yacimiento.
- Proceso de Explotación: declinación natural, recuperación secundaria, recuperación mejorada, etc.
- Ritmo de extracción. Algunos yacimientos son muy sensibles al ritmo de extracción.
- Número de pozos y su localización.

La estimación del factor de recuperación de un yacimiento es función del tiempo que tiene en producción, además se considera que es función de varios parámetros del mismo yacimiento o campo, es también función de la etapa de explotación en la que se encuentra y de las prácticas operativas con las que se haya explotado el yacimiento o campo. También tiene relación con la tecnología que se emplea para su explotación y finalmente, influyen también los costos de producción y el precio del petróleo para obtener el máximo valor del factor de recuperación.

Factor de recuperación a la fecha de cálculo, en porcentaje:

$$FR = \frac{\text{Producción acumulada de aceite o gas a esa fecha}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$$

Las unidades de la producción acumulada y del volumen original son comúnmente barriles de petróleo crudo a condiciones de superficie (bpc).

En el caso de yacimientos de gas, se usa indistintamente millones de pies cúbicos de gas (mmpc) o se convierte el gas a barriles de petróleo crudo equivalente, ambos a condiciones de superficie.

En la industria petrolera, también es de uso común calcular el factor de recuperación final o último esperado al término de la vida del yacimiento, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$FRF = \frac{\text{Producción acumulada final esperada de aceite o gas (Np o Gp final)}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$$

(FRF: Factor de recuperación final esperado).

N_p o G_p , final = Producción acumulada a la fecha de cálculo + Reservas Probadas

1.3.6 EFICIENCIA DE BARRIDO VOLUMETRICA

Para el desplazamiento eficiente del banco de aceite hacia los pozos productores, la relación de movilidad tiene que ser tan baja como sea posible. Una relación de movilidad baja evita la canalización del bache de surfactante en el banco de aceite y también reduce en gran escala la dispersión causada por los contrastes de permeabilidad y la segregación gravitacional. La eficiencia de barrido volumétrica se mejoró mediante una relación movilidad baja debido a que una gran cantidad de los fluidos inyectados son forzados desplazarse a zonas alejadas de la línea entre el pozo inyector y el productor ⁽⁶⁾.

1.3.7 EFECTOS DE LA PRESION Y TEMPERATURA EN LOS SURFACTANTES

Generalmente la tendencia del surfactante a disolverse en aceite a medida que la temperatura 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 más soluble al agua.

Además se ha observado que a altas concentraciones de surfactante o a bajas temperaturas, o aun en presencia de surfactantes puros se presenta la formación de una fase que tiende a ser cristales 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.

CAPITULO 2

EXPOSICION DEL CASO EXPERIMENTAL

2.1 CAMPOS DE ESTUDIO

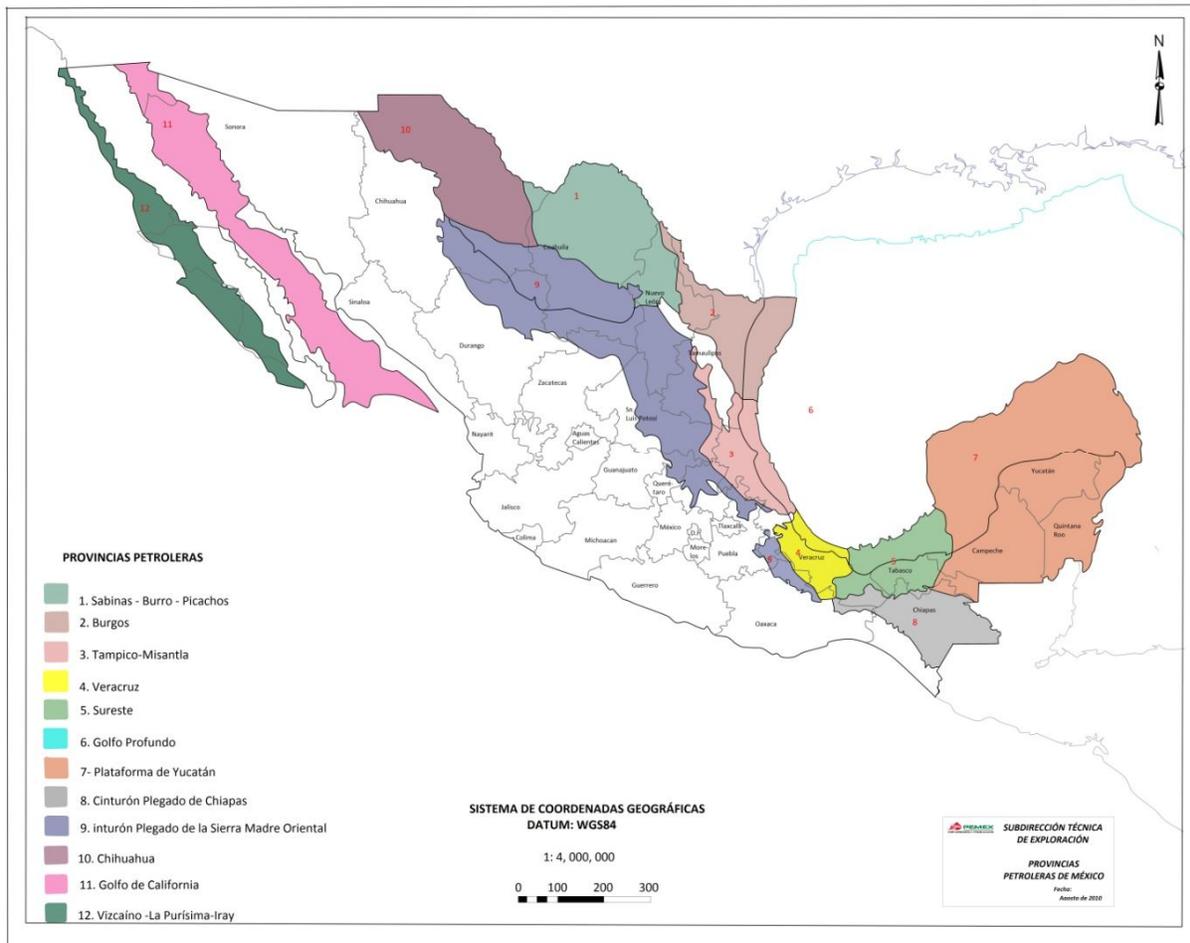


Figura 2.1: Cuencas Petroleras de México

Los campos en estudio se localizan en la parte este de la República Mexicana, en el estado de Veracruz (campos Poza Rica y San Andrés) y Tamaulipas (campo Tamaulipas-Constituciones); geológicamente, se encuentran en la Cuenca Tampico-Misantla (**Fig. 2.1**).

Estos campos pertenecen a yacimientos con características similares, son yacimientos maduros, homogéneos y no fracturados. Además de que han utilizado la inyección de agua como método de recuperación de hidrocarburos y están por llegar al fin de este proceso.

2.1.1 POZA RICA

El campo Poza Rica se localiza en la porción Norte del Estado de Veracruz abarcando parte del Municipio de Poza Rica y Tihuatlán aproximadamente a 25 kilómetros del Golfo de México (**Fig. 2.2**). Tiene una extensión aproximada de 126.5 kilómetros cuadrados. Fue descubierto en el año 1930.



Figura 2.2: Localización del campo Poza Rica

Geológicamente, se encuentra en la porción Sur-Central de la Cuenca Tampico-Misantla. Perteneciente a la formación Tamabra, del periodo Cretácico Medio. Su ambiente de depósito fue el talud.

Cuenta con 842 pozos perforados, de los cuales 225 se encuentran activos. El espaciamiento promedio entre pozos es de 400 metros.

Es un yacimiento de aceite negro-ligero de 30 ° API, saturado, con un mecanismo de empuje mixto, entre gas disuelto y la expansión roca-fluido. Tiene una Presión actual de 217 kg/cm² y una Temperatura de 90°C. Uso de Recuperación Secundaria desde 1951 hasta la fecha.

Las características de este campo se resumen en las tablas 2.1 a 2.3.

CARACTERISTICAS:

➤ Petrofísicas:

Porosidad	12-19%
Permeabilidad	5-25 mD
Saturación inicial de agua	15-18%
Espesor Bruto	208 m
Espesor Neto	146 m
Profundidad Promedio	2200 m

Tabla 2.1: Características petrofísicas del campo Poza Rica.

➤ Tipo de Fluidos y Condiciones

Fluido	Aceite Negro Ligero
Densidad relativa del Gas	0.771
RGA	146-360 m³/m³
Rsi	146 m³/m⁴
Pi	245 kg/cm²
Psat	245 kg/cm²
Acuífero	parcialmente activo
Salinidad	60000-70000 ppm

Tabla 2.2: Características del tipo de fluido y condiciones generales del campo Poza Rica.

➤ Reservas:

Qo actual campo	7291 MB
Np	1410 MMB
Gp	1909 MMMPC
Volumen original Aceite	4810 MMB
Volumen original Gas	4878 MMMPC
Boi	1.48
Factor de Recuperación Aceite	30%
Factor de Recuperación Gas	40%
Declinación anual	14%
Reserva Recuperable Aceite	1587.78 MMB
Reserva Recuperable Gas	2121.90 MMPC
Reserva Remanente 2P Aceite	122 MMB
Reserva Remanente 2P Gas	125.4 MMMPC
Reserva Remanente 3P Aceite	211 MMB
Reserva Remanente 3P Gas	176 MMMPC

Tabla 2.3: Características de las reservas del campo Poza Rica.

2.1.2 SAN ANDRES

El bloque San Andrés se localiza en el sur del Activo Integral Poza Rica-Altamira, comprende una extensión aproximada de 209 Km²; se encuentra a 35 Km al SE de la ciudad de Poza Rica, Veracruz (Fig. 2.3). El principal campo en este bloque es San Andrés, en el municipio de Papantla, el cual fue descubierto en el año 1955, cuenta con un área aproximada de 38 Km².

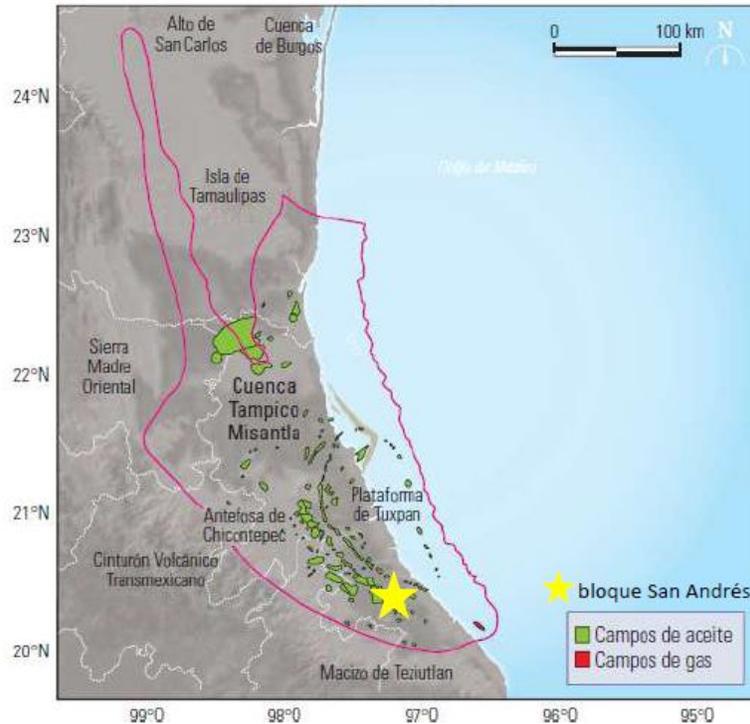


Figura 2.3: Localización del bloque San Andrés

Geológicamente, se ubica en la porción sureste de la Cuenca Tampico-Misantla; pertenece a la formación San Andrés Superior, del periodo Jurásico Superior. Su ambiente de depósito fue de plataforma.

Cuenta con 346 pozos perforados, de los cuales entre 93 y 64 se encuentran activos. El espaciamiento promedio entre pozos es de 400 metros.

Es un yacimiento de aceite negro-ligero de 32 ° API, bajo saturado, con un mecanismo de empuje mixto, entre gas disuelto y la expansión roca-fluido. Tiene una Presión actual de 253 kg/cm² y una Temperatura de 119 °C. Uso de Recuperación Secundaria desde 1961.

Las características de este campo se resumen en las tablas 2.4 a 2.6:

CARACTERISTICAS:

➤ Petrofísicas:

Porosidad	8-16%
Permeabilidad	0.1-7 mD
Saturación inicial de agua	20-35%
Espesor Bruto	120 m
Espesor Neto	40 m
Profundidad Promedio	3200 m

Tabla 2.4: Características petrofísicas del campo San Andrés.

➤ Tipo de Fluidos y Condiciones:

Fluido	Aceite Negro Ligero
Densidad relativa del Gas	0.873
RGA	110-590 m³/m³
Rsi	80.6 m³/m⁴
Pi	468 kg/cm²
Psat	178 kg/cm²
Acuífero	parcialmente muy activo
Salinidad	70000-100000 ppm
Wi	507 MMB

Tabla 2.5: Características del tipo de fluido y condiciones generales del campo San Andrés.

➤ Reservas:

Qo actual campo	4200 MB
Np	311 MMB
Gp	277 MMMPC
Volumen original Aceite	1100 MMB
Volumen original Gas	1191.5 MMMPC
Boi	1.3196
Factor de Recuperación Aceite	27.7%

Factor de Recuperación Gas	38%
Declinación anual	12%
Reserva Recuperable Aceite	333 MMB
Reserva Recuperable Gas	303 MMPC
Reserva Remanente 2P Aceite	340.5 MMB
Reserva Remanente 2P Gas	320.8 MMMPC
Reserva Remanente 3P Aceite	364.7 MMB
Reserva Remanente 3P Gas	350.9 MMMPC

Tabla 2.6: Características de las reservas del campo San Andrés.

2.1.3 TAMAULIPAS-CONSTITUCIONES

El campo Tamaulipas-Constituciones se localiza en la porción Sur del Estado de Tamaulipas, abarcando el municipio de Altamira, al noroeste de la ciudad de Tampico (Fig. 2.4). Tiene una extensión aproximada de 60 kilómetros cuadrados. Fue descubierto en el año 1956.

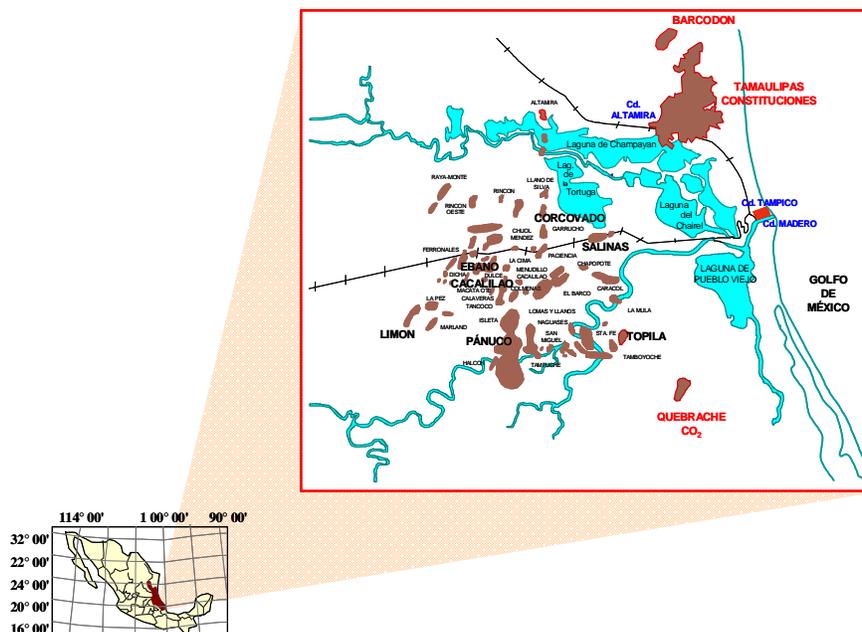


Figura 2.4: Localización del campo Tamaulipas-Constituciones.

Geológicamente, se encuentra en la Cuenca Tampico-Misantla, en la porción occidental de la Isla Jurásica de Tamaulipas-Constituciones, formando parte de lo que se denomina Archipiélago Jurásico Superior.

Cuenta con 716 pozos perforados, de los cuales 412 se encuentran activos. El espaciamiento promedio entre pozos es de 400 metros.

Su mecanismo de empuje es gas disuelto.

Es un yacimiento de aceite negro de 18 ° API, con un mecanismo de empuje de gas disuelto. Tiene una Temperatura de 90°C. Uso de Recuperación Secundaria desde 1968.

Las características de este campo se resumen en las tablas 2.7 a 2.9.

CARACTERISTICAS:

➤ **Petrofísicas:**

Porosidad	14%
Permeabilidad	4 mD
Saturación inicial de agua	18%
Espesor neto	40 m

Tabla 2.7: Características petrofísicas del campo Constituciones.

➤ **Tipo de Fluidos y Condiciones:**

Fluido	Aceite Negro
Pi	215 kg/cm²

Tabla 2.8: Características del tipo de fluido y condiciones generales del campo Constituciones.

➤ **Reservas:**

Qo actual campo	15100 MB @1998
Np	214.9 MMB
Gp	211.4 MMMPC

Tabla 2.9: Características de las reservas del campo Constituciones.

2.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Estos campos tienen problemáticas similares, al ser campos maduros se encuentran en una etapa clara de declinación en la producción y el uso de la inyección de agua como método de recuperación ya no es una solución viable.

Al ser yacimientos de aceite negro y contando con la ventaja de que hay instalación para realizar inyección de agua, una de las alternativas para resolver el problema es el uso de productos químicos, en este caso surfactantes.

El objetivo de este trabajo es estudiar el cambio producido en la tensión interfacial, el ángulo de contacto y el número capilar mediante pruebas experimentales usando diferentes productos químicos (surfactantes), para incrementar el factor de recobro en yacimientos maduros inyectados por agua.

Hipótesis:

A través de la inyección de un surfactante es posible reducir la tensión interfacial agua/aceite y modificar la mojabilidad del sistema roca/agua/aceite modificando el ángulo de contacto, para reducir las fuerzas capilares que causan la retención del aceite en yacimientos maduros invadidos por agua, causando con esto un incremento en el factor de recobro en un sistema matricial.

CAPITULO 3

DESARROLLO DE EXPERIMENTOS

Cualquier proceso de recuperación de hidrocarburos debe cumplir con un procedimiento que evalúe su potencial de recobro en el campo, para ello se realizan diferentes pruebas en laboratorios para poder reproducir las condiciones que se tienen en un yacimiento y los mecanismos físicos que están implicados.

Para poder hacer una correcta evaluación del surfactante adecuado para cada campo, es decir, aquel que aportará el mayor cambio positivo a alguna de las propiedades que se pretenden modificar, se necesita conocer dichas propiedades antes y después de utilizar el químico.

En este proyecto se realizaron cuatro pruebas de laboratorio, intentando recrear el comportamiento de los mecanismos involucrados, realizando las pruebas a condiciones ambientales, tanto en casos base como con diferentes concentraciones de surfactantes. Las pruebas son:

- ❖ Tensión Interfacial agua/gas [determinación posterior de la CMC correspondiente]
- ❖ Tensión Interfacial agua/aceite
- ❖ Ángulo de contacto

Uno de los objetivos de estas pruebas es determinar el tipo de mojabilidad del sistema, basándonos en los datos arrojados de las mediciones de las tensiones interfaciales y el ángulo de contacto en el sistema agua/aceite en cada campo, y posteriormente al usar un producto químico, establecer cuál es el que más ayuda a modificar esta propiedad.

Estas pruebas se realizaron en instalaciones del Instituto Mexicano del Petróleo.

3.1 MATERIALES Y REACTIVOS

3.1.1 MATERIALES DE LABORATORIO

- | | |
|--|------------------------------------|
| ▪ Jeringas | ▪ Parafilm |
| ▪ Vasos de precipitado | ▪ Micro pipetas de 1000µL y 5000µL |
| ▪ Tubo capilar | ▪ Puntas para micro pipetas |
| ▪ Tubos de ensayo | ▪ Celdas de vidrio |
| ▪ Picnómetro | ▪ Embudo para refrigerante |
| ▪ Termómetro | ▪ Perlas de agitación |
| ▪ Filtros Whatman | ▪ Matraz bola de fondo plano |
| ▪ Sistema de microfiltrado de 0.6 micras | ▪ Mangueras |
| ▪ Agitador magnético | ▪ Cronómetro |

3.1.2 REACTIVOS

- Agua de formación de los campos San Andrés, Poza Rica y Tamaulipas-Constituciones [Proporcionada por el Dr. Juan Manuel Berlanga, AIPRA PEMEX].

- Aceite de los campos San Andrés, Poza Rica y Tamaulipas-Constituciones [Proporcionado por el Dr. Juan Manuel Berlanga, AIPRA PEMEX].
- Surfactantes [Proporcionado por el Dr. Luis Zamudio Silvestre, del grupo de Síntesis Química y Electroquímica del IMP. Productos químicos en patente].
- Carbón activado.
- Cloroformo.
- Agua Destilada.
- Galletas de caliza Bedford [1 pg de diámetro x ½ pg de longitud].

3.2 EQUIPO

- Balanza Analítica Ohaus
- Bomba de inyección de jeringa "Mr. Sage Instruments"
- Bomba de inyección "Isco"
- Estufa de convección "Blue M Electric"
- Cámara fotográfica digital

TRATAMIENTO PRELIMINAR

Debido a que el agua congénita de los campos en estudio presentó impurezas, fue necesario realizar un tratamiento de filtrado antes de realizar las pruebas.

AGUA DE TAMAULIPAS-CONSTITUCIONES

El agua congénita de este campo presentó una coloración verde y sedimentos; fue necesario filtrar con carbono activado y posteriormente utilizar el sistema de micro filtrado con una membrana de 0.6 micrómetros.

AGUA DE POZA RICA

El agua congénita de este campo presentó aceite, por lo que fue necesario pasarla por filtros Whatman.

AGUA DE SAN ANDRES

El agua congénita de este campo no presentaba impurezas visibles.

ROCAS CALIZAS

Limpieza de las galletas. Se sometieron a un proceso de limpieza con cloroformo y secado con aire. En un embudo para refrigerante se colocaron las galletas y se procedió con el destilado con cloroformo para remover cualquier rastro de aceite que pudieran contener. Se colocaron en la estufa para secar.

3.3 DISEÑO DE EXPERIMENTOS

3.3.1 MEDICIÓN DE LA TENSION INTERFACIAL Y ANGULO DE CONTACTO

Esta prueba se dividió en cuatro partes; la primera consistió en medir la tensión interfacial aceite/gas y aceite/agua de los casos base, para conocer sus propiedades y poder realizar las compases posteriores.

La segunda parte radicó en medir la TIF agua/gas, utilizando surfactantes; con estos resultados se determinó la CMC correspondiente. La tercera prueba consistió en la medición de la TIF aceite/agua con surfactante a diferentes concentraciones y en la cuarta se midieron los ángulos de contacto.

Para la primera fase de la prueba se realizaron mediciones utilizando únicamente el agua y aceite correspondiente a cada campo. Las pruebas aceite/gas se realizaron con aire.

En la segunda parte de esta prueba se procedió a realizar mezclas de surfactante a distintas concentraciones con el agua de formación de cada campo. En la determinación de la CMC, se utilizaron estos resultados y se realizó el cálculo.

La tercera etapa consistió en medir la TIF entre el aceite y el agua con surfactante en celdas experimentales conectadas en serie y reguladas por una válvula de cuatro vías, que se llenaban con la mezcla del agua y el surfactante y por el tubo capilar salían las gotas de aceite.

Para la última prueba se realizaron mediciones tanto en casos base como con cada uno de los surfactantes, en diferentes concentraciones, para los tres campos. Se emplearon muestras de roca caliza Bedford, las cuales se saturaron por 5 días en el agua de formación y posteriormente se sometieron a una saturación de aceite por un mismo lapso de tiempo.

Estas rocas saturadas se colocaron dentro de una celda de vidrio y cada celda contenía un soporte de acrílico para la roca, y se encontraban montadas en una base que las situaba en serie, permitiendo tomar las fotografías en secuencia de aumento de concentración del surfactante.

Es conocido en la literatura especializada, que las principales variables que determinan el comportamiento de la tensión interfacial y el ángulo de contacto son: tipo de aceite, tipo de agua, producto químico utilizado, salinidad, etc. En este trabajo el diseño contempló el siguiente juego de variables:

Variable	TIF	θ_c
Concentración	9	4
Tipo de agua	3	3
Tipo de aceite	3	3
Producto químico	5	5
	= 405 mediciones	= 180 mediciones

Tabla 3.1: Variables dependientes e independientes involucradas en el proceso.

Constantes: pH, Temperatura, Presión, salinidad.

3.4 PROCEDIMIENTO

Para optimizar tiempos, se decidió diseñar un dispositivo (**Fig. 3.1**) que permitió medir en serie las variables de Tensión Interfacial y θ_c .

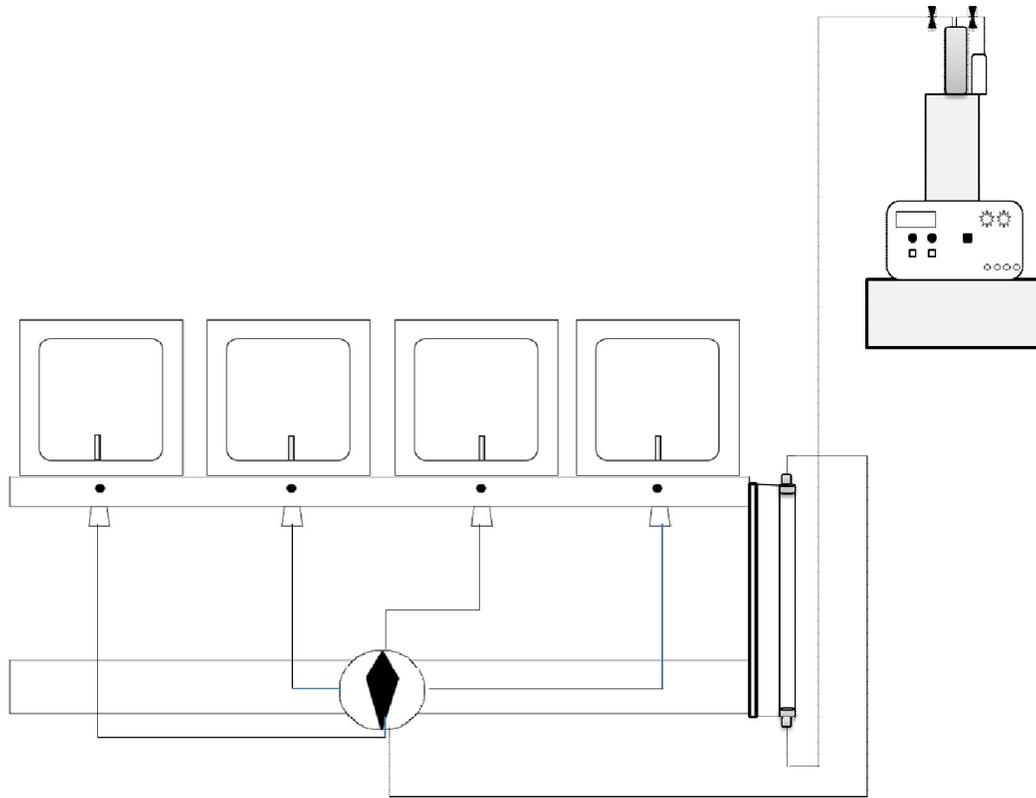


Figura 3.1: Diagrama del sistema utilizado para medir TIF y ángulos de contacto.

Con la finalidad de obtener resultados concretos, se necesita hacer una serie de pruebas que brinden las respuestas adecuadas; sin embargo, se requiere de un orden específico para las mismas con el propósito de optimizar tiempos y lograr conclusiones de manera más eficiente.

El procedimiento general del proyecto, es presentado en la Fig. 3.2:

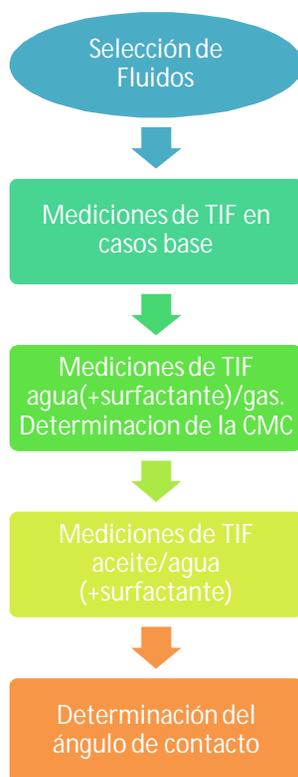


Figura 3.2: Diagrama del proyecto.

3.4.1 TENSIONES INTERFACIALES

3.4.1.1 MÉTODO GOTA PENDIENTE [FACTOR DE FORMA]

En este método 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 habría interrumpido recupera su continuidad anterior.

Es una forma conveniente de medir la tensión superficial e interfacial debido a las principales suposiciones:

- La gota es simétrica en el eje central vertical: esto significa que es irrelevante la dirección desde la que es vista.
- La gota no está en movimiento, en el sentido de que la viscosidad o inercia no están jugando un papel en la determinación de su forma: esto significa que la tensión superficial (o interfacial) y la gravedad son las únicas fuerzas que le dan forma al perfil de la gota.

La tensión 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 (**Fig. 3.3**). Cuando los efectos gravitacionales y de tensión interfacial son comparables, entonces se puede determinar la TIF mediante este análisis.



Figura 3.3: Gota de aceite en agua de formación + surfactante.

El método del factor de forma 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 siguiente ecuación:

$$\sigma = \frac{1}{H(\Delta\rho)g[de]^2} \quad (\text{Ecuación 3.1})$$

Donde:

σ : Tensión interfacial [dinas/cm]

$\Delta\rho$: diferencia de densidades entre las dos fases [g/cm^3]

de : diámetro máximo de la gota [cm]

g : constante gravitacional en el punto de medición [cm/s^2]

$1/H$: 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) (**Fig. 3.4**) en un plano seleccionado a una distancia del vértice, a la cima de la gota, son obtenidos a partir de los datos experimentales.

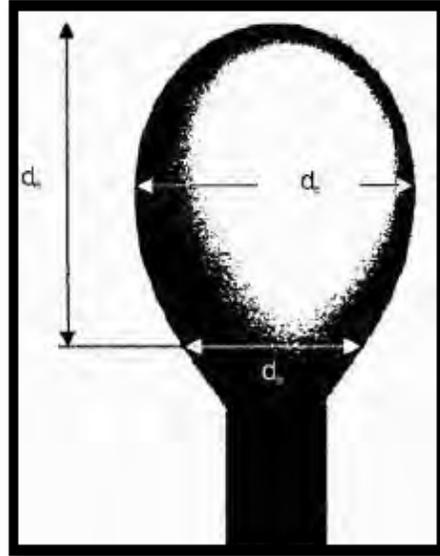


Figura 3.4: Dimensiones para el cálculo de la TIF.

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 ($a, B_0, B_1, B_2, B_3, B_4$).

$$\frac{1}{H} = \frac{B_4}{S^4} + B_3 S^3 - B^2 S^2 + B_1 S - B_0 \quad (\text{Ecuación 3.2})$$

La magnitud de la tensión interfacial se obtiene tomando imágenes de los perfiles de las gotas pendientes, las cuales con digitalizadas para determinar los lugares de la interfaz. La tensión interfacial se determina una vez que existe congruencia óptima entre la forma teórica y la experimental (**Fig. 3.5**).

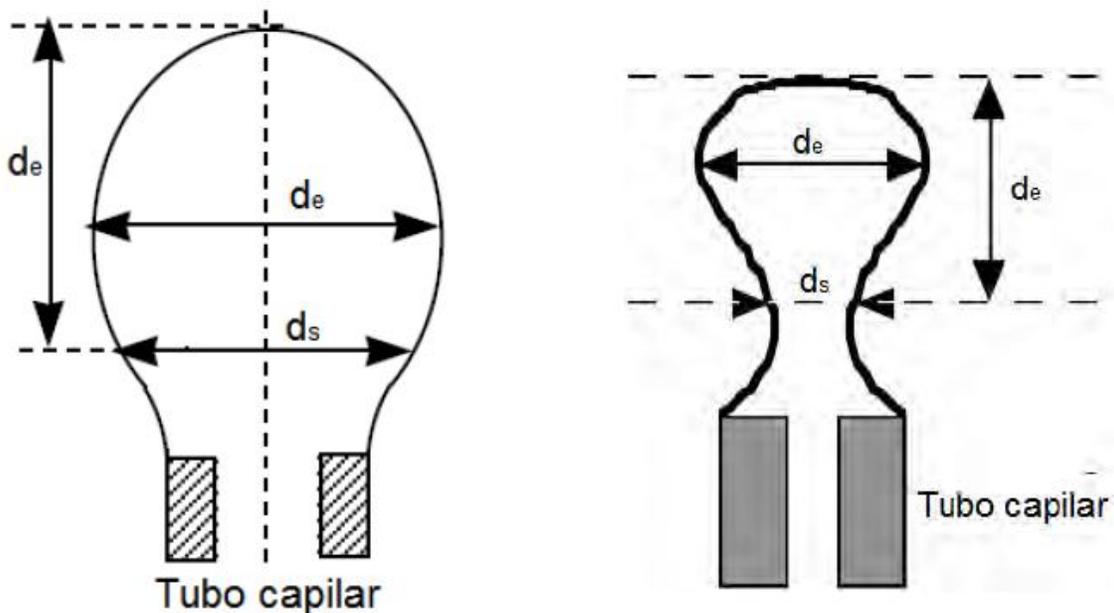


Figura 3.5: Perfiles teóricos de las formas óptimas de las gotas.

El método de la gota pendiente se utiliza generalmente cuando la gota formada por el líquido a medir forma un ecuador (**Fig. 3.6**).



Figura 3.6: Perfil ideal para tomar la medición.

3.4.1.2 PROCEDIMIENTO PARA MEDIR LA TENSION INTERFACIAL AGUA/ACEITE, CASOS BASE

Preliminar:

- i. Se verificó la limpieza del material.
- ii. Se llenó la celda con el agua de formación.
- iii. Se preparó una jeringa con el aceite del campo seleccionado. Se adaptó el tubo capilar en la jeringa.
- iv. Se preparó el montaje de luz.

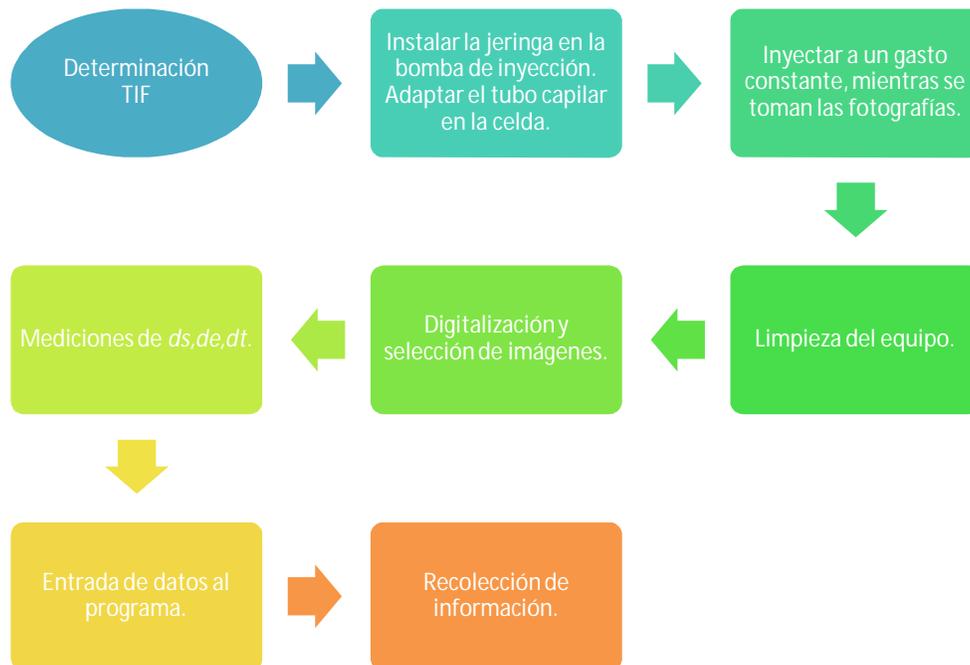


Figura 3.7: Diagrama de la metodología utilizada. TIF agua/aceite casos base.

3.4.1.3 PROCEDIMIENTO PARA MEDIR LA TENSION INTERFACIAL AGUA+SURFACTANTE/GAS

Preliminar:

- i. Se verificó la limpieza del material.
- ii. Se prepararon las soluciones a diferentes concentraciones [0.01%, 0.02%, 0.03%, 0.05%, 0.07%, 0.1%, 0.3%, 0.5%, 0.7%]
- iii. Se preparó una jeringa con la solución del campo seleccionado. Se adaptó el tubo capilar en la jeringa.
- iv. Se preparó el montaje de luz.

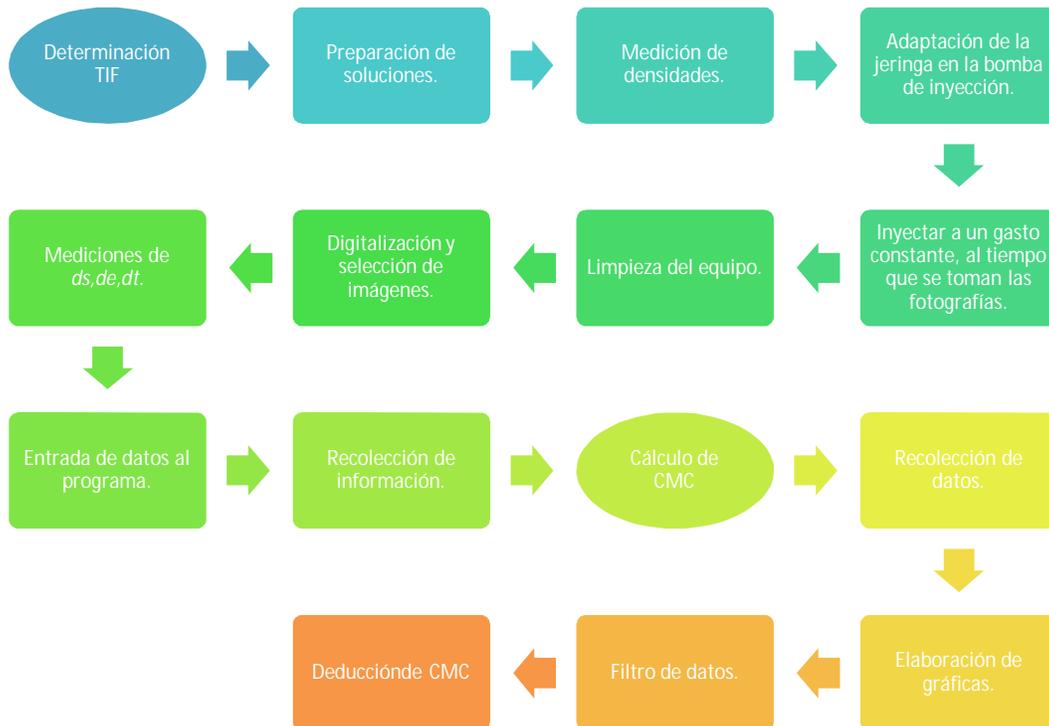


Figura 3.8: Diagrama de la metodología utilizada. TIF agua/gas. Cálculo de CMC.

3.4.1.4 PROCEDIMIENTO PARA MEDIR LA TENSION INTERFACIAL ACEITE/AGUA+SURFACTANTE

- i. se verificó la limpieza del material.
- ii. Se prepararon las soluciones a diferentes concentraciones [0.01%, 0.1%, 0.2%, 0.3%]
- iii. se preparó una jeringa con el aceite del campo seleccionado. Se adaptó el tubo capilar en la jeringa.
- v. Se llenó la celda con la solución.
- vi. Se preparó el montaje de luz.



Figura 3.9: Diagrama de la metodología utilizada. TIF aceite/agua.

3.4.2 ÁNGULO DE CONTACTO.

En este método se emplea una celda de cristal y se monta una galleta de roca caliza previamente saturada con agua de formación y posteriormente de aceite. Se realizaron pruebas en casos base y posteriormente utilizando los surfactantes.

Se digitalizaron las imágenes tomadas del contacto de la gota con la superficie de la roca, y con estas se realizó la medición del ángulo mediante un programa de computadora (**Fig. 3.10**).

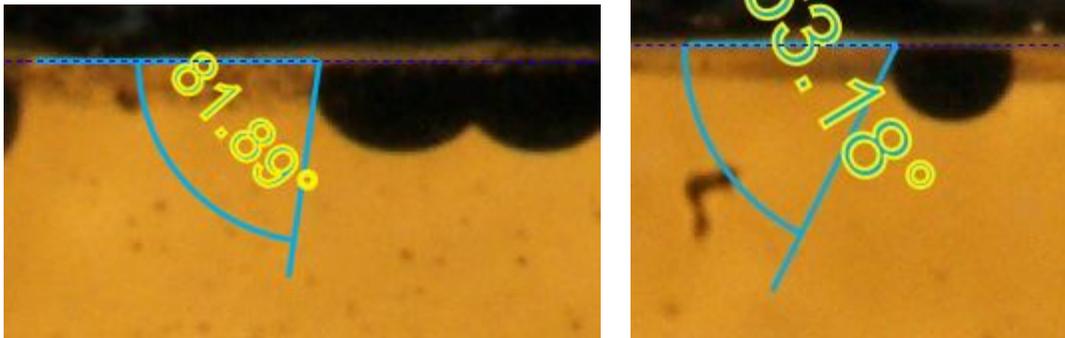


Figura 3.10: Ejemplo de la determinación del ángulo de contacto.

PROCEDIMIENTO:

- a. Se numeró cada una de las galletas.
- b. Se pesaron las galletas.
- c. Se saturaron en agua de formación de los campos por 5 días.
- d. Se saturaron en aceite de los campos por 5 días.
- e. Se pesaron las galletas.
- f. Tomar aceite con una jeringa.

Procedimiento preliminar para el uso de la bomba de inyección:

- i. Se llenó la manguera y un poco del pistón con agua, ésta se utilizó para desplazar el fluido.
- ii. Se purgó el aire que pueda haberse almacenado.
- iii. Para inyectar, se verificó que la válvula del agua estuviera cerrada y abierta la de salida.
- iv. Se inyectó el aceite de la jeringa en el pistón.
- v. Una vez lleno el pistón, se colocó el soporte para las galletas en la celda.
- vi. Se activó la bomba hasta que el aceite del pistón llegó a la manguera de la válvula principal en la base de las celdas.
- vii. Se preparó el montaje de luz.

Cada celda tuvo su correspondiente válvula y manguera, por lo que el procedimiento fue controlado.

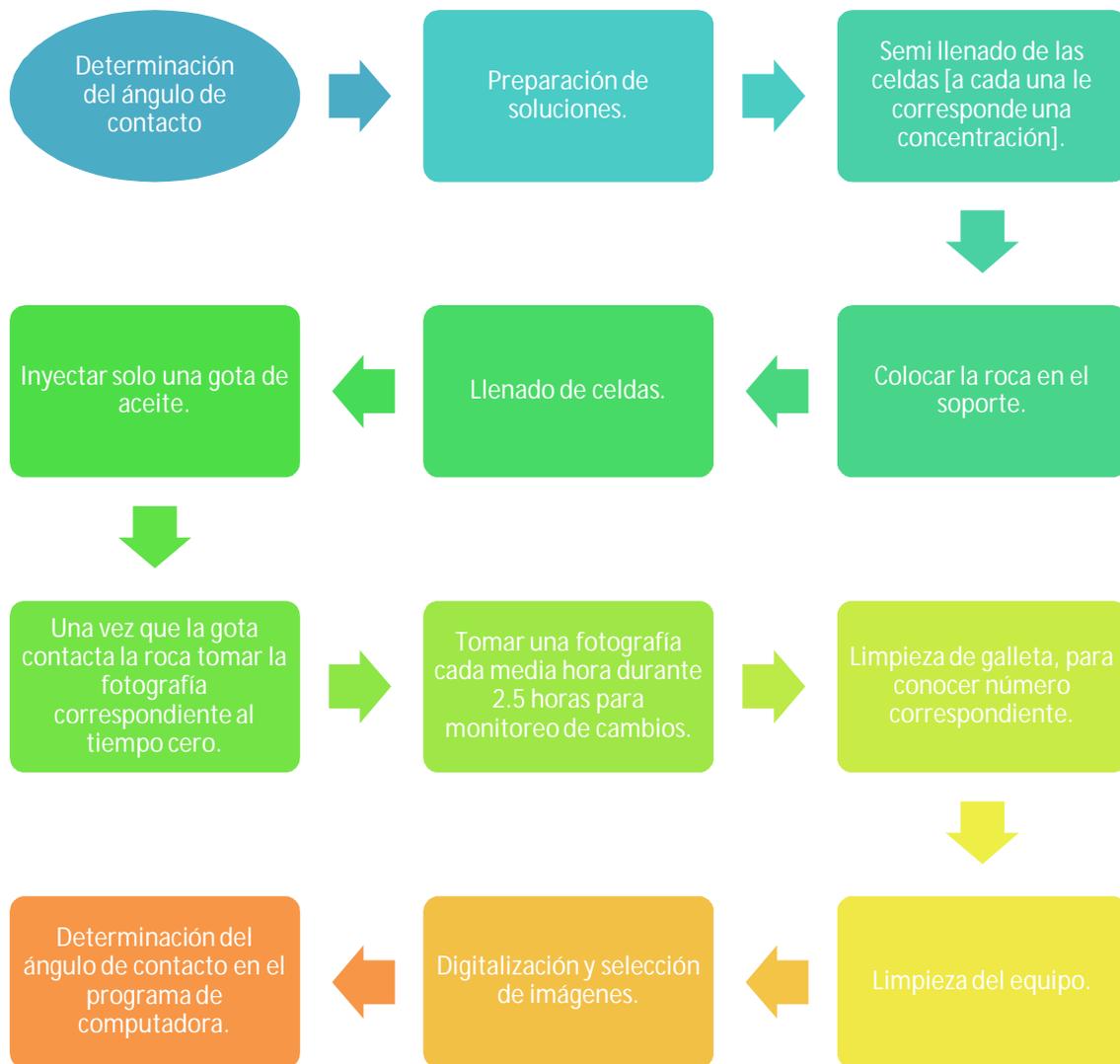


Figura 3.11: Diagrama de la metodología utilizada. Determinación del ángulo de contacto.

CAPITULO 4

RESULTADOS

4.1 TENSION INTERFACIAL

4.1.1 CASO BASE:

Con base a las condiciones que se establecieron como referencia (**Tabla 4.1**),

Diámetro del Tubo 1/16"

0.15875 cm

Condiciones de Laboratorio

T= 25 °C ($\pm 2^\circ\text{C}$), presión atmosférica

Tabla 4.1: Condiciones de la pruebas para medir la TIF.

los resultados arrojados de las pruebas en los casos base se presentan en las **Tablas 4.2 y 4.3**:

Sistema Aceite/Aire	ρ aceite (g/cm ³)	ρ aire (g/cm ³)	TIF (Din/cm)
Poza Rica	0.86230479	0.00087301	26.8238571
San Andrés	0.89056336	0.00087301	14.2803
Constituciones	0.99844135	0.00087301	18.9035502

Tabla 4.2: Tensión interfacial en el sistema aceite/aire.

Sistema Aceite/Agua	ρ aceite (g/cm ³)	ρ agua (g/cm ³)	TIF (Din/cm)
Poza Rica	0.86230479	1.00321941	31.9864
San Andrés	0.89056336	1.02273425	19.25159
Constituciones	0.99844135	1.02036688	14.22149

Tabla 4.3: Tensión interfacial en el sistema agua/aceite.

4.1.2 TIF AGUA+SURFACTANTE/AIRE

La densidad promedio de los cinco productos químicos más el agua de cada campo utilizados durante este proyecto para realizar las mediciones de la TIF, se resume en la **Tabla 4.4**:

	POZA RICA	SAN ANDRÉS	CONSTITUCIONES
Producto químico	Densidad promedio (g/cm³)	Densidad Promedio (g/cm³)	Densidad Promedio (g/cm³)
A	1.00274	1.02127	1.02262
B	1.00373	1.02078	1.02311
C	1.00469	1.02098	1.02467
D	1.0032	1.02263	1.02548
E	1.00273	1.02228	1.02195

Tabla 4.4: Densidad promedio de los surfactantes utilizados.

En las **tablas 4.5 a 4.7**, se presenta el promedio de los resultados de las pruebas de Tensión Interfacial agua+surfactante/aire en concentraciones de 0.01%, 0.0.2%, 0.03%, 0.05%, 0.07%, 0.1%, 0.3%, 0.5%, 0.7%, 0.9% y 1.5% para cada producto químico.

Para cada medición se seleccionaron 3 o 4 fotos en donde, se consideró, la gota presentaba la mejor forma para poder realizar las mediciones; posteriormente, se obtuvo el promedio a los resultados.

▪ **POZA RICA**

Concentración (%)	Producto químico A	Producto químico B	Producto químico C	Producto químico D	Producto químico E
0.01	50.41	49.83	42.53	49.74	50.4
0.02	37.43	35.57	40.43	39.18	46.42
0.03	32.22	32.49	37	35.55	43.29
0.05	28.88	30.41	32.7	30.88	40.22
0.07	28.27	30.36	30.26	29.73	38.34
0.1	28.3	29.93	30	29.44	37.96
0.3	28.01	29.89	27.64	29.34	36.4
0.5	27.31	29.79	23.64	29.19	36.37
0.7	27.82	*---	*---	*---	36.08
0.9	28.09	29.48	*---	*---	35.77

Tabla 4.5: Tensión Interfacial Agua+surfactante/Aire, campo Poza Rica.

* ----: En estas concentraciones no fue posible contar con una foto adecuada para la medición.

▪ **SAN ANDRES**

Concentración (%)	Producto químico A	Producto químico B	Producto químico C	Producto químico D	Producto químico E
0.01	56.03	40.8	49.48	47.08	49.78
0.02	36.65	37.98	46.3	43.28	42.7
0.03	35.51	35.77	43.4	38.8	41.35
0.05	*---	*---	37.61	37.05	38.77
0.07	*---	29.91	35.2	31.18	*---
0.1	28.82	29.49	32.2	30.3	36.63
0.3	27.89	28.13	29.9	30.2	*---
0.5	*---	26.92	29.86	29.9	*---
0.7	*---	27.06	29.8	29.8	*---
0.9	26.43	26.63	*---	*---	36.23
1.5	25.65	27.06	*---	*---	*---

Tabla 4.6: Tensión Interfacial Agua+surfactante/Aire, campo San Andrés.

* ----: En estas concentraciones no fue posible contar con una foto adecuada para la medición.

▪ **CONSTITUCIONES**

Concentración (%)	Producto químico A	Producto químico B	Producto químico C	Producto químico D	Producto químico E
0.01	50.62	51.44	51.67	42.05	50.3
0.02	30.53	35.97	47.93	39.46	44.27
0.03	29.11	34.5	42.08	36.74	42.61
0.05	27.77	30.86	36.27	30	40.58
0.07	27.67	29.19	34.07	25	37.21
0.1	27.59	29.31	31.91	20.27	37.07
0.3	27.34	27.52	30.17	18.99	35.47
0.5	27.21	*---	30.08	17.74	35.23
0.7	*---	27.36	29.93	17.73	35.12
0.9	*---	*---	*---	*---	35.14

Tabla 4.7: Tensión Interfacial Agua+surfactante/Aire, campo Constituciones.

4.1.3 TIF ACEITE / AGUA+SURFACTANTE

Se presenta el promedio de los resultados (**Tablas 4.8 a 4.10**) de las pruebas de Tensión Interfacial aceite/agua+surfactante en concentraciones de 0.01%, 0.1%, 0.2% y 0.3% para cada producto químico.

Se seleccionaron 3 o 4 fotos en donde, se consideró, la gota presentaba la mejor forma para poder realizar las mediciones; posteriormente, se obtuvo el promedio a los resultados.

▪ POZA RICA

Concentración (%)	PRODUCTO QUIMICO A	PRODUCTO QUIMICO B	PRODUCTO QUIMICO C	PRODUCTO QUIMICO D	PRODUCTO QUIMICO E
0.01	4.78611	5.92374	6.81111	6.35327	4.2017
0.1	0.63325 /UM	1.43247	**-----	1.33329	2.09884
0.2	0.38477	1.08645	0.48441 */UM	1.1619	2.23527
0.3	0.42199	0.88838	0.50058	1.28077 * /UM	1.45589

Tabla 4.8: Tensión Interfacial Aceite/Agua+surfactante, campo Poza Rica.

* /UM: Única medición.

** -----: No se pudo realizar la medición.

▪ SAN ANDRES

Concentración (%)	PRODUCTO QUIMICO A	PRODUCTO QUIMICO B	PRODUCTO QUIMICO C	PRODUCTO QUIMICO D	PRODUCTO QUIMICO E
0.01	7.26520	9.08352	7.57477	7.93455	10.21891
0.1	**-----	**-----	**-----	1.1639	1.48445
0.2	**-----	0.22346	**-----	0.21802	1.06437
0.3	**-----	1.26612	**-----	0.26361	1.18236

Tabla 4.9: Tensión Interfacial Aceite/Agua+surfactante, campo San Andrés.

▪ **CONSTITUCIONES**

Concentración (%)	PRODUCTO QUIMICO A	PRODUCTO QUIMICO B	PRODUCTO QUIMICO C	PRODUCTO QUIMICO D	PRODUCTO QUIMICO E
0.01	0.511256	0.23716	0.865308	1.26536	1.00097

Tabla 4.10: Tensión Interfacial Aceite/Agua+surfactante, campo Constituciones.

** -----: No se pudo realizar la medición.

Se evaluaron concentraciones a 0.01%, 0.1%, 0.2%, y 0.3% en las pruebas de tensión interfacial en los sistemas agua-aceite del campo Constituciones. Al realizar la prueba se observó que el aceite inyectado no formaba gotas y tampoco se desprendía del capilar. Las siguientes imágenes (**Fig. 4.1**) muestran el proceso de inyección del aceite con uno de los productos químicos utilizados a las diferentes concentraciones.

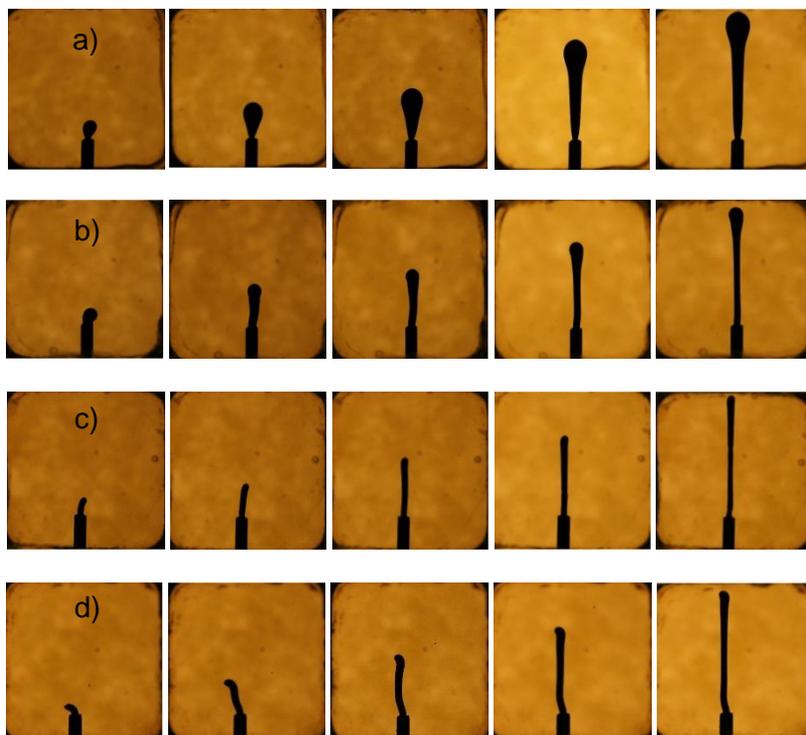


Figura 4.1: Tensión interfacial Aceite/Agua del campo Constituciones, **producto químico A:** a) al 0.01%, b) al 0.1%, c) al 0.2%, d) al 0.3%.

En la serie a) correspondiente a la concentración de 0.01% se formó la gota aunque no se desprendió; fue posible realizar las mediciones.

En las series b), c) y d) la gota nunca adoptó la forma adecuada para poder medirla y nunca se desprendió (siendo siempre un flujo constante).

Se observó el mismo comportamiento en los demás productos químicos.

Con base a lo que se observa, una posible explicación para este comportamiento sería que la tensión interfacial es tan baja debido a la concentración de producto químico, que no permite que se forme una gota y se desprenda del capilar.

4.2 CONCENTRACION MICELAR CRÍTICA

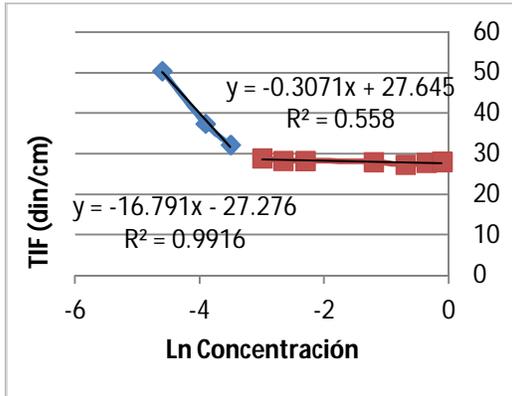
Para determinar la Concentración Micelar Crítica se utilizaron los resultados de las mediciones de TIF agua+surfactante/aire, obtenidos anteriormente. En las **Tabla 4.11 a 4.13** se presentan los resultados de los cinco surfactantes para los tres campos.

Se graficaron los resultados (**Gráf. 4.1 a 4.15**) para cada campo y se calculó la CMC correspondiente.

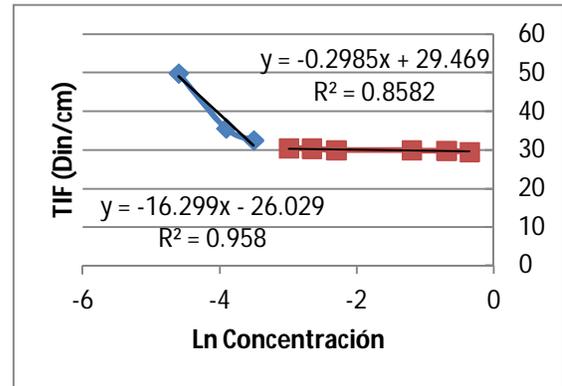
Producto químico	Poza Rica	San Andrés	Constituciones
	CMC (%)	CMC (%)	CMC (%)
A	0.03572	0.034879	0.027936
B	0.031163	0.078288	0.033673
C	0.085485	0.10928	0.086676
D	0.051127	0.094354	0.160179
E	0.067723	0.060757	0.079607

Tabla 4.11: Concentración Micelar Crítica de los cinco surfactantes.

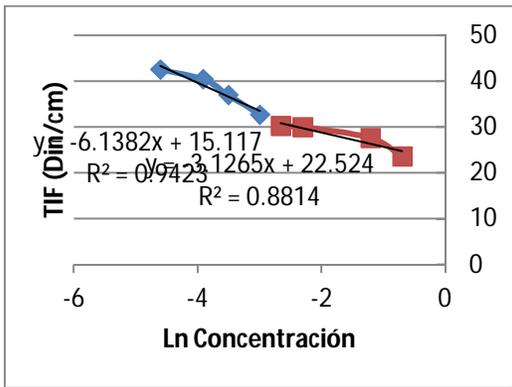
▪ **POZA RICA**



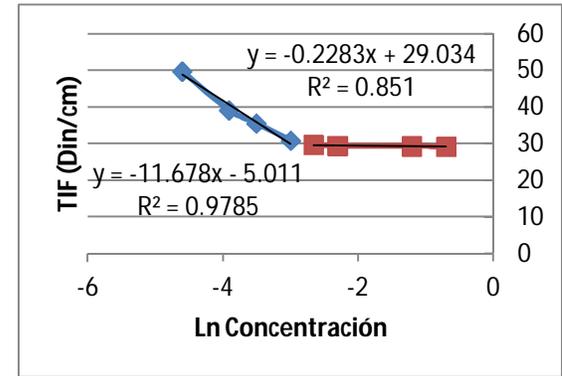
Gráfica 4.1: CMC del Agua congénita + el producto químico **A**.



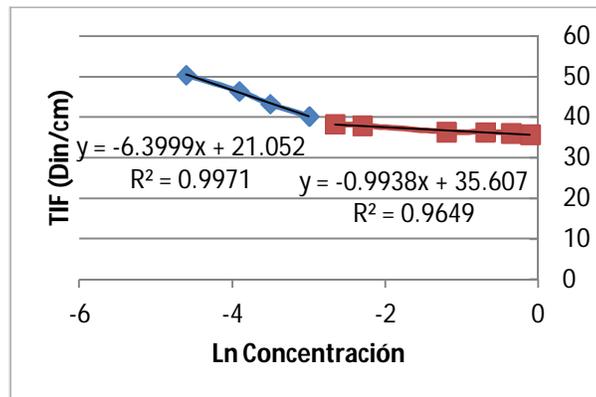
Gráfica 4.2: CMC del Agua congénita + el producto químico **B**.



Gráfica 4.3: CMC del Agua congénita + el producto químico **C**.

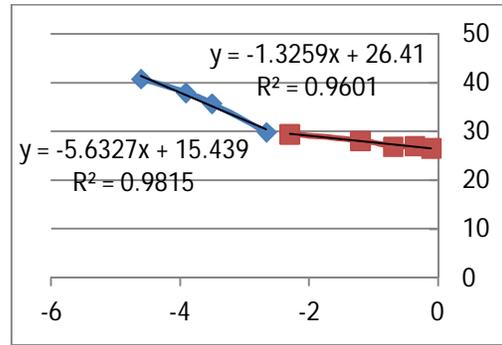
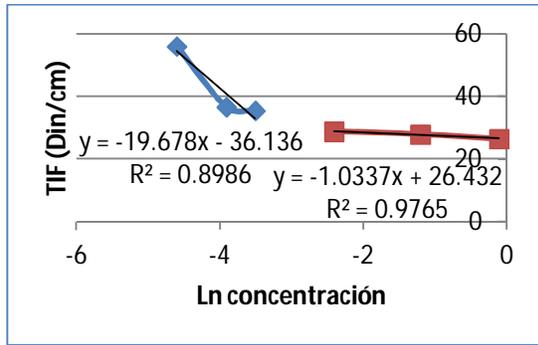


Gráfica 4.4: CMC del Agua congénita + el producto químico **D**.



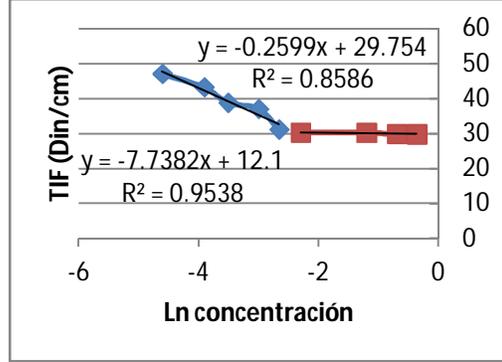
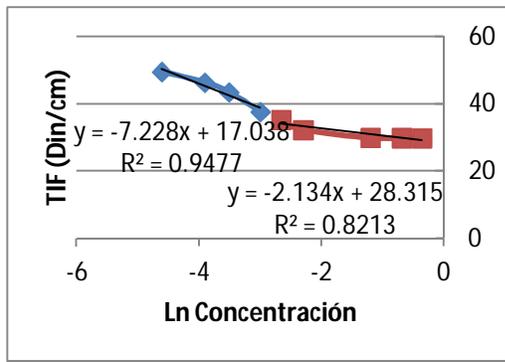
Gráfica 4.5: CMC del Agua congénita + el producto químico **E**.

▪ **SAN ANDRES**



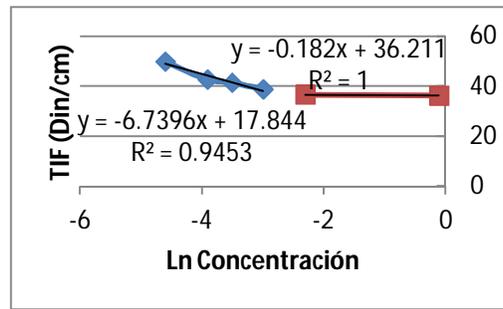
Gráfica 4.6: CMC del Agua congénita + el producto químico A.

Gráfica 4.7: CMC del Agua congénita + el producto químico B.



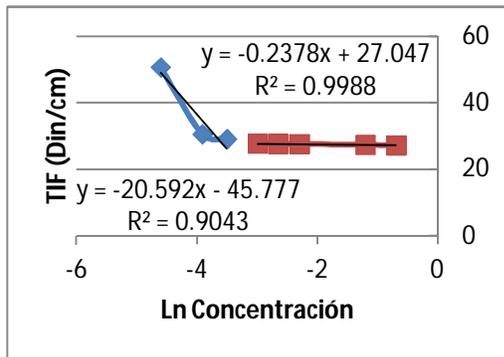
Gráfica 4.8: CMC del Agua congénita + el producto químico C.

Gráfica 4.9: CMC del Agua congénita + el producto químico D.

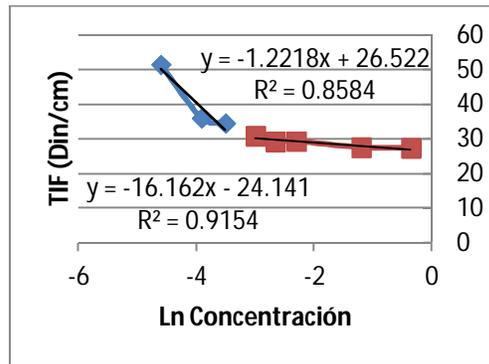


Gráfica 4.10: CMC del Agua congénita + el producto químico E.

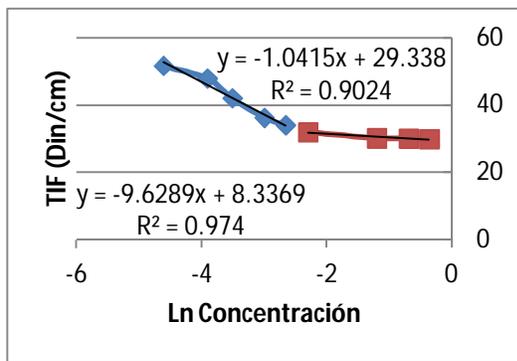
▪ **CONSTITUCIONES**



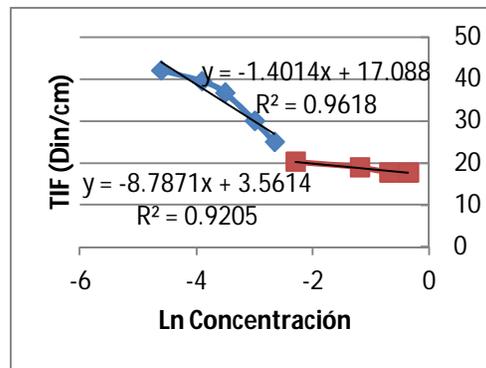
Gráfica 4.11: CMC del Agua congénita + el producto químico A.



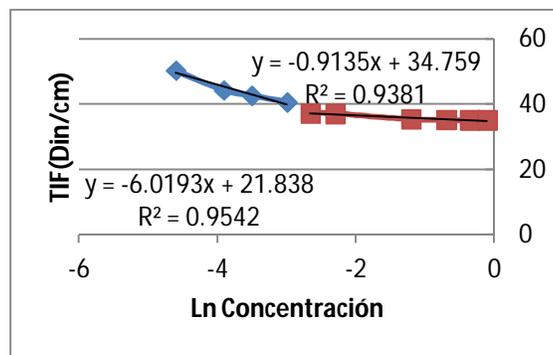
Gráfica 4.12: CMC del Agua congénita + el producto químico B.



Gráfica 4.13: CMC del Agua congénita + el producto químico C.



Gráfica 4.14: CMC del Agua congénita + el producto químico D.



Gráfica 4.15: CMC del Agua congénita + el producto químico E.

4.3 ANGULO DE CONTACTO

Se realizaron pruebas en casos base y posteriormente utilizando los surfactantes. En este método se empleó una celda de cristal y se montó una galleta de roca caliza previamente saturada con agua de formación y posteriormente de aceite. Se digitalizaron las imágenes tomadas del contacto de la gota con la superficie de la roca, y con estas se realizó la medición del ángulo mediante un programa de computadora.

En las tablas 4.15, 4.17 y 4.19 se muestran los resultados de las pruebas. Ángulos medidos respecto al aceite.

- **POZA RICA**

Caso Base: en la tabla 4.14 se muestran los resultados del ángulo de contacto en el sistema agua /aceite del campo Poza Rica.

T _{cero}	2 Hrs
54.25°	44.05°

Tabla 4.14: Ángulo de contacto del Aceite del campo Poza Rica, medido al tiempo cero y dos horas después.

		Concentración			
		0.01%	0.1%	0.2%	0.3%
Producto Químico A	T _{cero}	90°	87.61°	83.15°	95.49°
	2 Hrs	106.70°	115.41°	81.25°	121.61°
Producto Químico B	T _{cero}	157.83°	143.50°	68.41°	59.12°
	2 Hrs	147.20°	122.55°	89.17°	66.14°
Producto Químico C	T _{cero}	145.92°	135°	67.07°	*---
	2 Hrs	90°	109.98°	155.73°	*---
Producto Químico D	T _{cero}	85.12°	54.25°	90°	101.71°
	2 Hrs	48.82°	45°	69.45°	94.5°
Producto Químico E	T _{cero}	48.29°	61.30°	70.85°	83.83°
	2 Hrs	110.65°	114.83°	139.40°	107.91°

Tabla 4.15: ángulo de contacto en el sistema Agua+Surfactante / Aceite del campo Poza Rica; medido a diferentes concentraciones, al tiempo cero y dos horas después.

* ---: No se pudo medir.

▪ **SAN ANDRES**

Caso Base: en la tabla 4.16 se muestran los resultados del ángulo de contacto en el sistema agua /aceite del campo San Andrés.

T _{cero}	2 Hrs
99.40°	99.27°

Tabla 4.16: Ángulo de contacto del Aceite del campo San Andrés, medido al tiempo cero y dos horas después.

		Concentración			
		0.01%	0.1%	0.2%	0.3%
Producto Químico A	T _{cero}	117.43°	*---	*---	*---
	2 Hrs	112.10°	*---	*---	*---
Producto Químico B	T _{cero}	144.23°	117.65°	92.73°	112.25°
	2 Hrs	144.45°	135.53°	113.55°	128.38°
Producto Químico C	T _{cero}	58.53°	*---	*---	*---
	2 Hrs	132.92°	*---	*---	*---
Producto Químico D	T _{cero}	150.89°	81.89°	63.18°	95.58°
	2 Hrs	142.48°	132.47°	108.72°	117.12°
Producto Químico E	T _{cero}	88.97°	73.14°	80.20°	64.57°
	2 Hrs	92.45°	122.20°	98.13°	117.72°

Tabla 4.17: Ángulo de contacto en el sistema Agua+Surfactante / Aceite del campo San Andrés; medido a diferentes concentraciones, al tiempo cero y dos horas después.

* ---: No se pudo medir.

▪ **CONSTITUCIONES**

Caso Base: en la tabla 4.18 se muestran los resultados del ángulo de contacto en el sistema agua /aceite del campo Constituciones.

T _{cero}	2 Hrs
135.89°	*---

Tabla 4.18: Ángulo de contacto del Aceite del campo Constituciones, medido al tiempo cero y dos horas después.

		Concentración			
		0.01%	0.1%	0.2%	0.3%
Producto Químico A	T _{cero}	94.79°	85.18°	41.84°	115.10°
	2 Hrs	160.10°	42.15°	41.52°	*---
Producto Químico B	T _{cero}	79.46°	149.99°	151.97°	138.01°
	2 Hrs	145.44°	164.37°	155.88°	166.42°
Producto Químico C	T _{cero}	72.16°	109.18°	53.01°	101.89°
	2 Hrs	150.55°	169.56°	60.4°	141.01°
Producto Químico D	T _{cero}	148.74°	149.15°	157.96°	153.97°
	2 Hrs	159.70°	160.82°	165.84°	164.93°
Producto Químico E	T _{cero}	83.86°	91.06°	138.86°	132.51°
	2 Hrs	154.94°	163.01°	*---	161.57°

Tabla 4.19: Ángulo de contacto en el sistema Agua+Surfactante / Aceite del campo Constituciones; medido a diferentes concentraciones, al tiempo cero y dos horas después.

* ---: No se pudo medir.

CAPITULO 5

ANALISIS

Cada yacimiento es un reto por si mismo debido a que cada uno de ellos presenta comportamientos y características únicas; por tanto, no se pueden implementar procesos ni productos nuevos sin antes pasar por una extensa línea de pruebas y diseños experimentales en laboratorio para determinar si son viables para su implementación en campo.

El objetivo de este proyecto fue comparar la eficiencia que podrían tener algunos productos químicos para su posible aplicación como método de recuperación mejorada en campos maduros del AIPRA, por lo que se planteó como objetivo de este trabajo, medir en laboratorio las interacciones que tienen los surfactantes en los sistemas fluido-fluido y roca-fluido.

Dentro de este apartado, se exponen y discuten los resultados obtenidos en el laboratorio durante el desarrollo del trabajo y su combinación con las conclusiones de la teoría analizada, para poder concluir qué producto químico analizado es el más factible para usar en cada campo y recomendar su posible aplicación.

A continuación se desarrollan los diferentes puntos de análisis de este proyecto:

5.1 TIF ACEITE / AGUA+SURFACTANTE

Como se indicó en el capítulo 1, los surfactantes juegan un papel muy importante en lo que a recuperación de hidrocarburos se refiere por disminución en la tensión interfacial. Para un sistema agua aceite la tensión interfacial es del orden e algunas decenas de dina/cm; en presencia de un surfactante se reduce generalmente a 1 o 0.1 dina/cm, en ciertos casos muy particulares se puede llegar a 0.001 dina/cm.

Al analizar qué producto químico es el que logra una mayor disminución en la tensión interfacial se debe tomar en cuenta la concentración con la que se logra este punto, puesto que lo ideal sería usar la menor concentración posible de surfactante en la mezcla a inyectarse, debido al elevado precio de estos.

▪ **POZA RICA**

En la tabla 5.1 y la figura 5.1, se puede observar que el químico que mas redujo la tensión interfacial en este campo es el surfactante A, a una concentración de 0.2%; inclusive a una concentración de 0.1%, con este producto, la TIF es la más baja de los cinco.

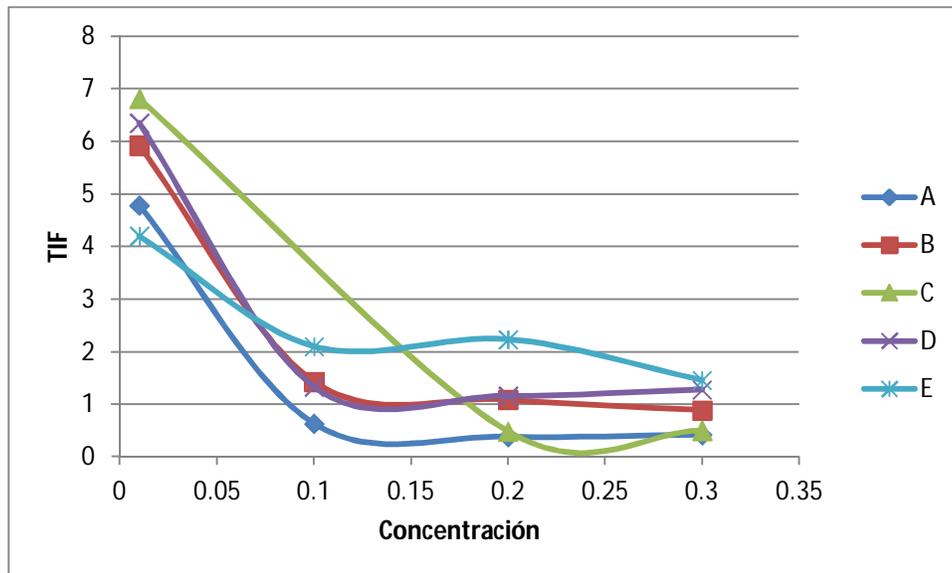
Todos los productos, a una concentración de 0.01%, llegan con una tensión interfacial alta, sin embargo ésta se redujo a casi a una octava parte de la TIF original, es decir, cuando todavía no se implementaba el producto (31.9864 din/cm).

El químico E es el que menos disminuye la tensión.

Los químicos A, B, C y D tienen un comportamiento similar en todas sus concentraciones.

Concentración (%)	PRODUCTO QUIMICO A	PRODUCTO QUIMICO B	PRODUCTO QUIMICO C	PRODUCTO QUIMICO D	PRODUCTO QUIMICO E
0	31.9864	31.9864	31.9864	31.9864	31.9864
0.01	4.78611	5.92374	6.81111	6.35327	4.2017
0.1	0.63325	1.43247	**-----	1.33329	2.09884
0.2	0.38477	1.08645	0.48441	1.1619	2.23527
0.3	0.42199	0.88838	0.50058	1.28077	1.45589

Tabla 5.1: Tensión Interfacial Aceite/Agua+surfactante, campo Poza Rica.



Gráfica 5.1: Concentraciones de los cinco surfactante vs TIF, campo Poza Rica.

▪ **SAN ANDRES**

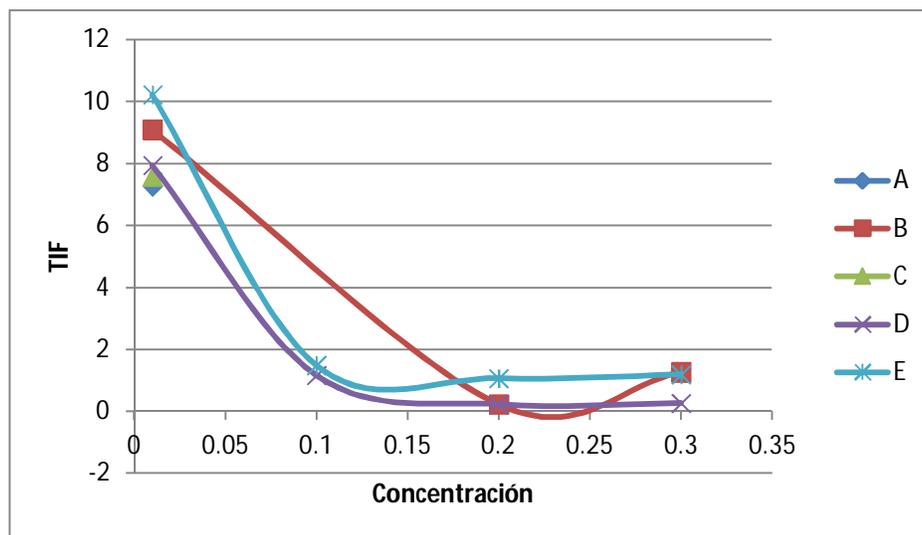
En la Tabla 5.2 y la Figura 5.2, se puede apreciar que el químico que logra la mayor disminución en la tensión interfacial en este campo es el producto D a una concentración de 0.2%. Este surfactante es el que logra la mayor reducción en la TIF en cualquiera de sus concentraciones.

Los químicos A y C, a concentraciones mayores de 0.01% no pudieron medirse.

El surfactante B a 0.3% y el E al 0.2%, elevan la tensión interfacial a un valor por encima de la concentración anterior; se recomienda volver a realizar mediciones a estas concentraciones, para corroborar resultados.

Concentración (%)	PRODUCTO QUIMICO A	PRODUCTO QUIMICO B	PRODUCTO QUIMICO C	PRODUCTO QUIMICO D	PRODUCTO QUIMICO E
0	19.25159	19.25159	19.25159	19.25159	19.25159
0.01	7.26520	9.08352	7.57477	7.93455	10.21891
0.1	**-----	**-----	**-----	1.1639	1.48445
0.2	**-----	0.22346	**-----	0.21802	1.06437
0.3	**-----	1.26612	**-----	0.26361	1.18236

Tabla 5.2: Tensión Interfacial Aceite/Agua+surfactante, campo San Andrés.



Gráfica 5.2: Concentraciones de los cinco surfactante vs TIF, campo San Andrés.

- **CONSTITUCIONES**

Debido a que los productos químicos en este campo no permitieron que se formaran gotas, e incluso no permitiendo que se separara del capilar, siendo el flujo fue constante, no fue posible realizar mediciones a concentraciones superiores a 0.01%.

Con la poca información que se pudo conseguir en este campo, se podría decir que el surfactante que más cambió la tensión interfacial fue el B, pero si se observa el comportamiento de los surfactantes en los otros campos, no se puede generalizar que el producto más eficiente es el que disminuye en mayor medida la TIF desde la primera concentración.

Concentración (%)	PRODUCTO QUIMICO A	PRODUCTO QUIMICO B	PRODUCTO QUIMICO C	PRODUCTO QUIMICO D	PRODUCTO QUIMICO E
0	14.22149	14.22149	14.22149	14.22149	14.22149
0.01	0.511256	0.23716	0.865308	1.26536	1.00097

Tabla 5.3: Tensión Interfacial Aceite/Agua+surfactante, campo Constituciones.

5.2 ANGULO DE CONTACTO

Según la literatura, existe 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.

Mediante la disolución de un surfactante en uno de los fluidos, en este caso el agua, se puede hacer que la mojabilidad del sólido cambie de un fluido a otro.

- **POZA RICA**

Se puede observar en la tabla 5.4 y en la gráfica 5.3 que el comportamiento del ángulo de contacto en presencia de la mayoría de los productos químicos es variable; no se refleja el mecanismo esperado, es decir, la modificación de la mojabilidad hacia el agua.

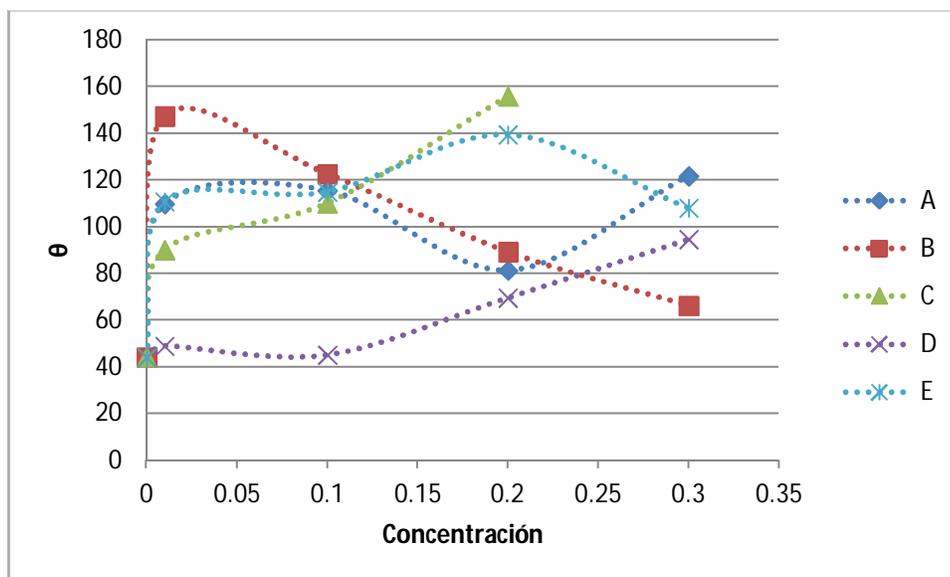
Se piensa que estas modificaciones no favorables o no esperadas, es decir, las anomalías observadas en el comportamiento, se debieron, posiblemente, a las siguientes condiciones: tiempo de saturación de las galletas tanto en el agua de formación como en el aceite, una presión más alta de saturación, el tipo de roca utilizada, el tiempo de contacto con el surfactante, etc. este comportamiento se debió a

Se recomienda realizar nuevamente las pruebas para corroborar resultados.

El producto químico B es el único que muestra un comportamiento deseado, al ir disminuyendo el ángulo conforme se aumenta la concentración de surfactante. Pero el surfactante D logra la mayor reducción al 0.1%

Concentración (%)	Producto Químico A	Producto Químico B	Producto Químico C	Producto Químico D	Producto Químico E
0	44.05°	44.05°	44.05°	44.05°	44.05°
0.01	109.7°	147.2°	90°	48.82°	110.65°
0.1	115.41°	122.55°	109.98°	45°	114.83°
0.2	81.25°	89.17°	155.73°	69.45°	139.4°
0.3	121.61°	66.14°	---	94.5°	107.91°

Tabla 5.4: ángulo de contacto en el sistema Agua+Surfactante / Aceite del campo Poza Rica; medido dos horas después, a diferentes concentraciones.



Gráfica 5.3: Concentración de surfactante contra el ángulo de contacto, campo Poza Rica.

▪ **SAN ANDRES**

No se cuenta con suficiente información de los productos A y C para poder realizar un análisis adecuado.

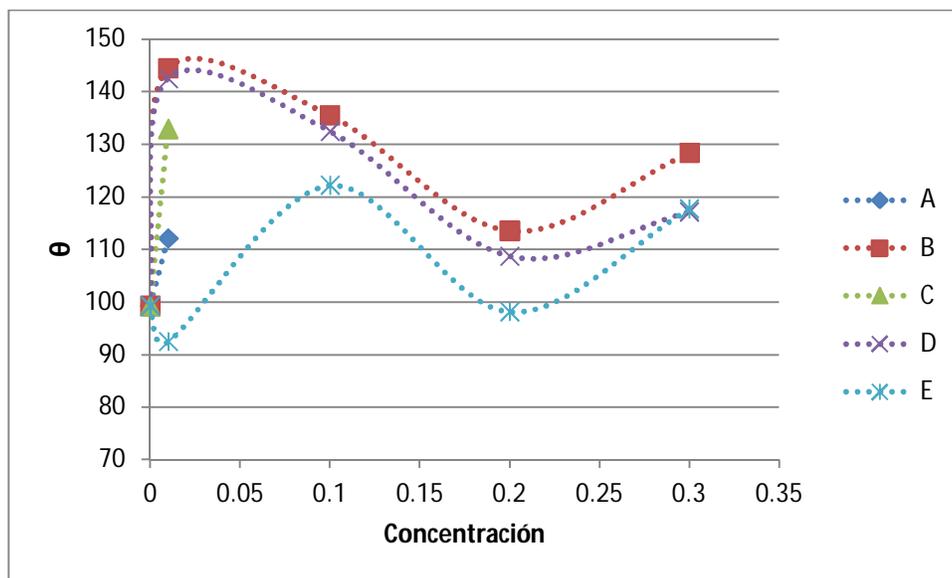
Los surfactantes A y B presentan un comportamiento similar, al lograr una reducción en el ángulo de contacto en las pruebas de las primeras tres concentraciones; mientras que el E fluctúa demasiado.

Si se descartan las mediciones a la concentración de 0.3%, se puede decir que el producto E es el que logra una mayor disminución en el ángulo a una concentración de 0.01 y 0.2%, a pesar de su comportamiento variable.

Ningún surfactante a ninguna concentración logra cambiar el fluido mojanete, de aceite a agua. Lo más cercano se logra a 92 y 98°, ambos con el producto químico E.

Concentración (%)	Producto Químico A	Producto Químico B	Producto Químico C	Producto Químico D	Producto Químico E
0	99.27°	99.27°	99.27°	99.27°	99.27°
0.01	112.1°	144.45°	132.92°	142.48°	92.45°
0.1	---	135.53°	---	132.47°	122.2°
0.2	---	113.55°	---	108.72°	98.13°
0.3	---	128.38°	---	117.12°	117.72°

Tabla 5.5: ángulo de contacto en el sistema Agua+Surfactante / Aceite del campo San Andrés; medido dos horas después, a diferentes concentraciones.



Gráfica 5.4: Concentración de surfactante contra el ángulo de contacto, campo San Andrés.

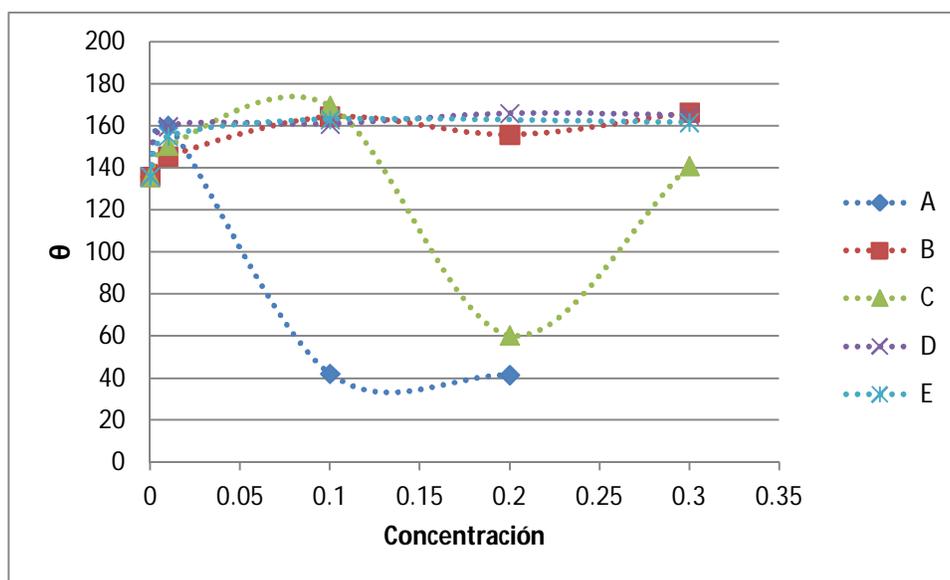
▪ **CONSTITUCIONES**

Como se muestra en la tabla 5.6 y 5.5, los productos químicos B, D y E no logran una disminución sustancial en el ángulo de contacto. Si se descarta la medición del surfactante C a la concentración de 0.3%, se podría decir que tanto el A como C muestran un comportamiento deseado.

El producto A, a una concentración de 0.2% logra la mayor disminución del ángulo en este campo. Tanto el producto A a concentraciones de 0.1 y 0.2% como el C a 0.2% logran cambiar la mojabilidad del sistema.

Concentración (%)	Producto Químico A	Producto Químico B	Producto Químico C	Producto Químico D	Producto Químico E
0	135.89°	135.89°	135.89°	135.89°	135.89°
0.01	160.1°	145.44°	150.55°	159.7°	154.94°
0.1	42.15°	164.37°	169.56°	160.82°	163.01°
0.2	41.58°	155.88°	60.4°	165.84°	
0.3		166.42°	141.01°	164.93°	161.57°

Tabla 5.6: ángulo de contacto en el sistema Agua+Surfactante / Aceite del campo Constituciones; medido dos horas después, a diferentes concentraciones.



Gráfica 5.5: Concentración de surfactante contra el ángulo de contacto, campo Constituciones.

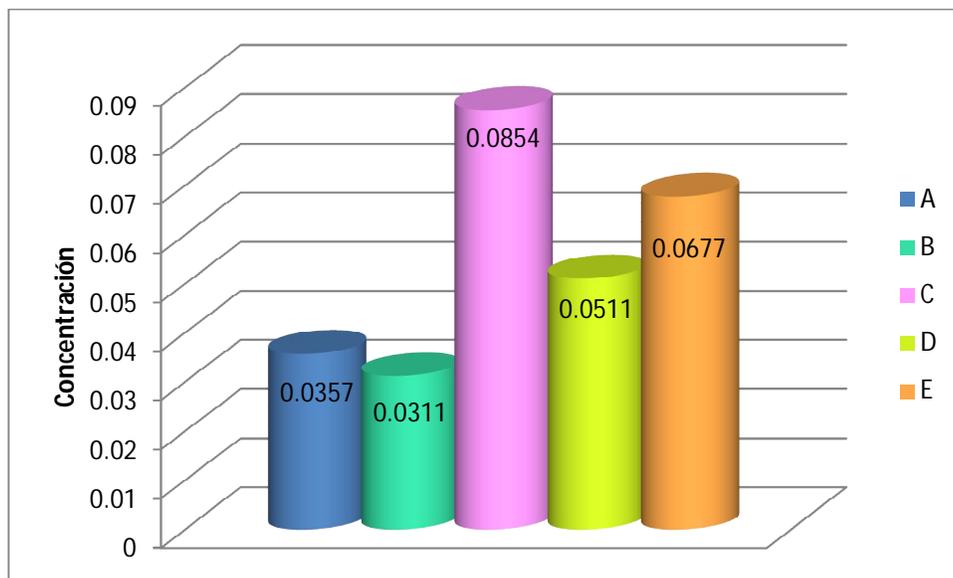
5.3 CONCENTRACION MICELAR CRÍTICA

Un factor importante a considerar en el análisis de este proyecto, es la concentración micelar crítica del producto químico con el agua de cada campo; ya que al usar una menor concentración de surfactante se usa menos producto y por lo tanto, el precio de un proyecto disminuye.

Además, al rebasar esta concentración, el producto químico no sólo funciona como un reductor de tensión interfacial y ángulo de contacto, sino que llega a tener un gran potencial como modificador de la capacidad espumante, reductor de corrosión, ayuda en la dispersión de asfaltenos, etc.

Entonces, a menor concentración (basándose en la CMC) se llega a un menor precio y se obtienen más cualidades extra. Por lo tanto, se podría concluir que el producto químico con menor CMC sería la mejor opción.

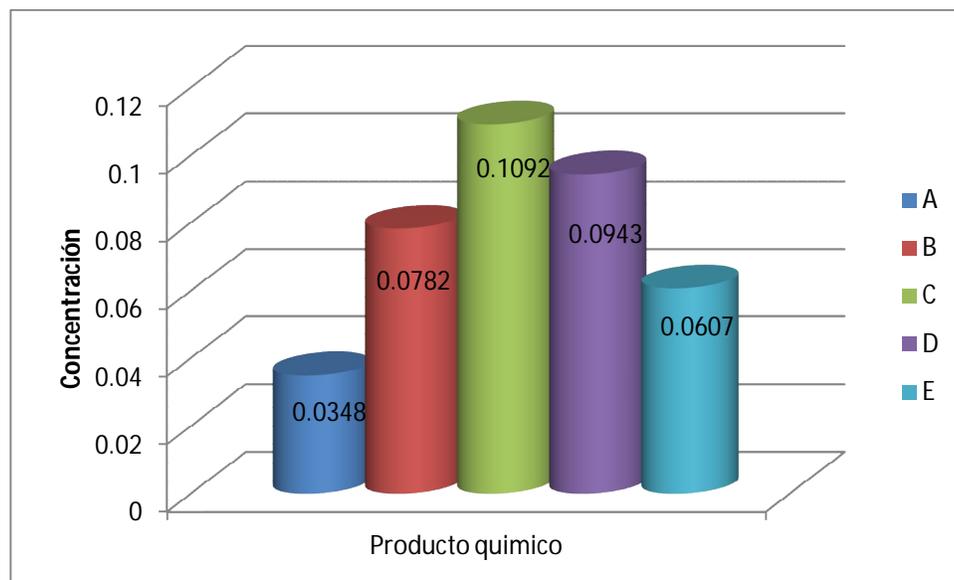
- **POZA RICA**



Gráfica 5.6: CMC campo Poza Rica.

El valor más bajo de CMC en el campo Poza Rica, es por el producto B, con una concentración de 0.0311%. Por lo tanto, a partir de esta concentración, el surfactante adquiere, además, cualidades extra.

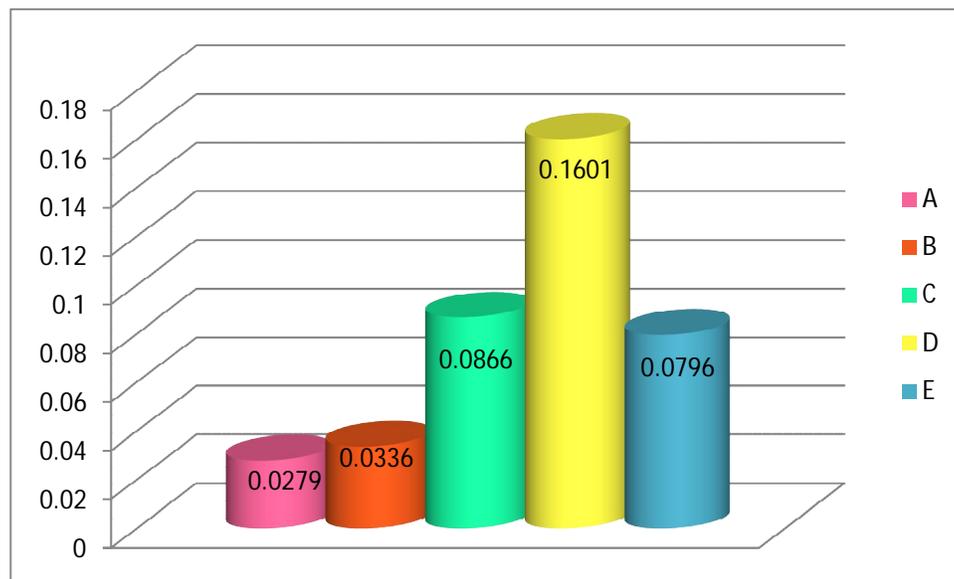
▪ **SAN ANDRES**



Gráfica 5.7: CMC campo San Andrés.

El valor más bajo de CMC en el campo San Andrés, es por el producto A, con una concentración de 0.0348%.

▪ **CONSTITUCIONES**



Gráfica 5.8: CMC campo Constituciones.

El valor más bajo de CMC en el campo Constituciones, es por el producto B, con una concentración de 0.0279%.

5.4 NÚMERO CAPILAR Y NÚMERO DE BOND

Para hacer un análisis más profundo del efecto que tienen los cambios en la tensión interfacial y el ángulo de contacto en la recuperación de hidrocarburos de estos campos, se requiere hacer interpretaciones del comportamiento del número capilar, y como complemento, del número de Bond.

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 surfactantes con este parámetro. Los valores de viscosidad y velocidad no pueden incrementarse por encima de un factor entre 2 y 10 sin causar daño a la formación.

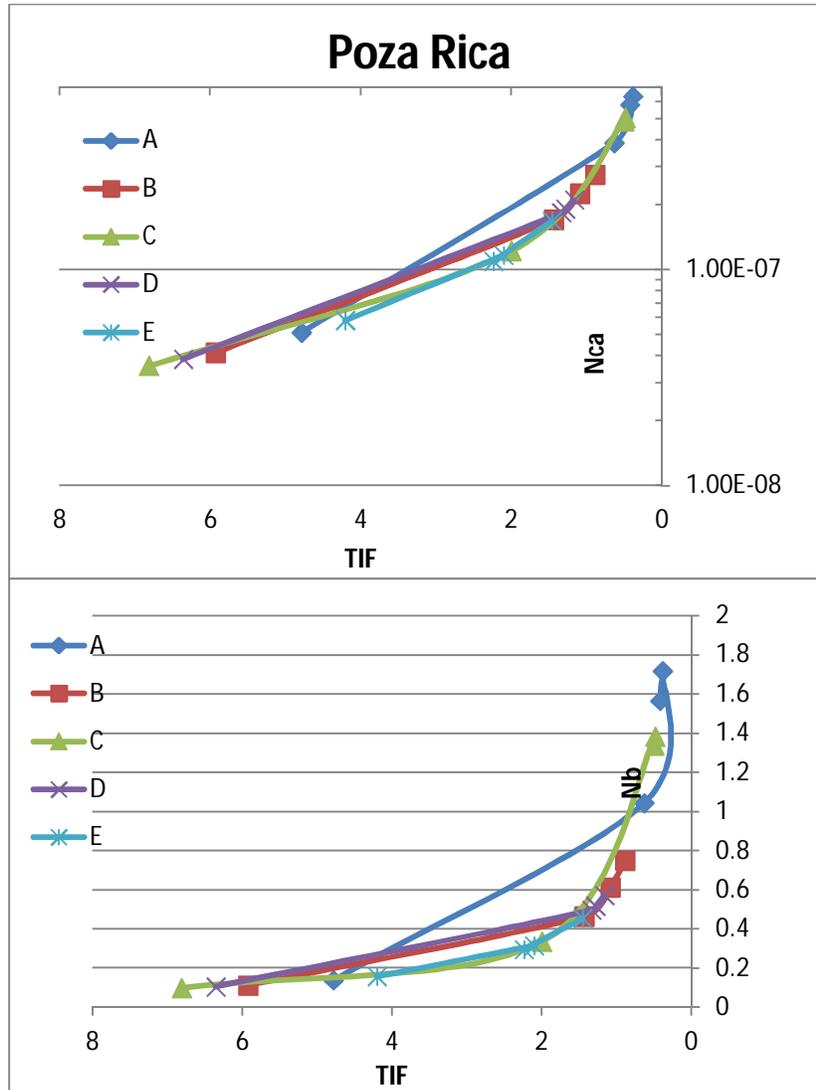
De acuerdo a la literatura, si el número capilar es mayor, menor será la saturación residual de aceite y por lo tanto mayor será la recuperación, enlazando de esta manera el factor de recuperación con el número capilar.

De igual manera, el número de Bond es una relación entre fuerzas capilares y fuerzas gravitacionales, entonces para incrementar este número las fuerzas capilares deben ser de un orden muy bajo, puesto que no se puede modificar la relación de fuerzas gravitacionales, pues involucran variables como la aceleración de la gravedad, longitud y diferencia de densidades. Y este número al incrementarse, indica que mejora la eficiencia de desplazamiento y de barrido.

En un primer análisis, se supone un sistema mojado por agua, donde el ángulo de contacto es muy cercano a cero, haciendo el coseno de este ángulo 'uno', variando las tensiones interfaciales de acuerdo a los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio. Posteriormente, se realiza el análisis con los resultados conseguidos de las pruebas de modificación del ángulo de contacto y de tensión interfacial, variando concentraciones.

ANALISIS 1:

▪ POZA RICA

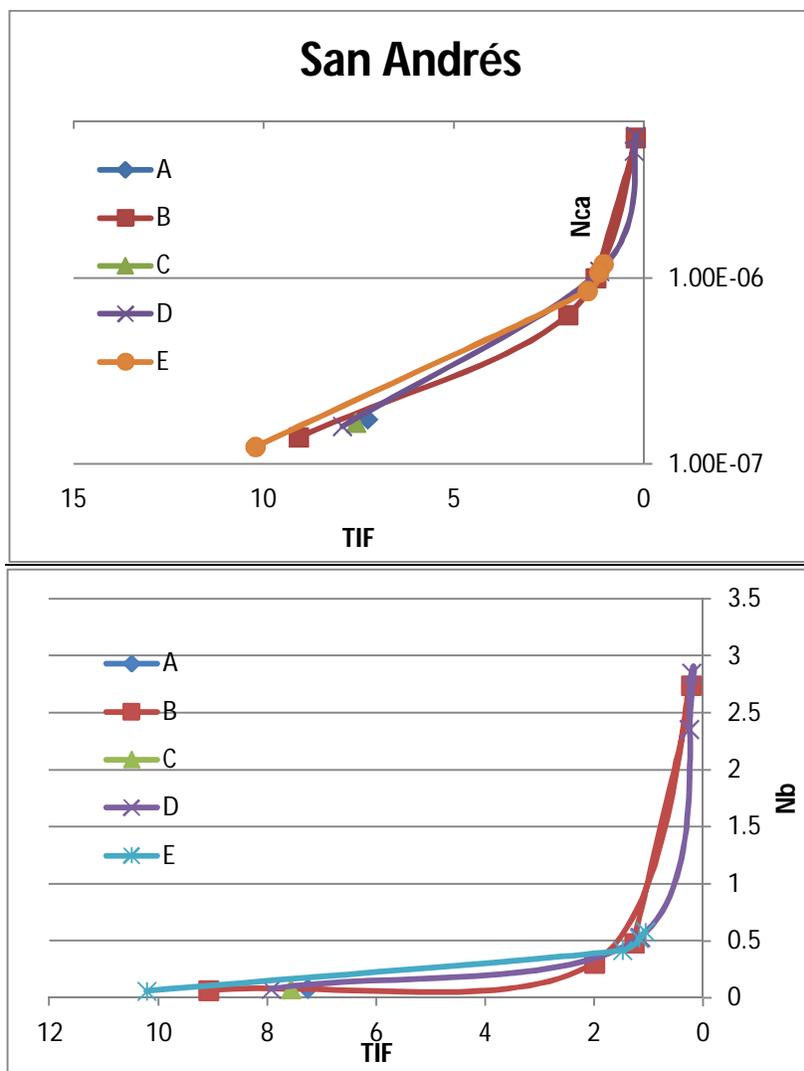


Gráfica 5.9: Tensión interfacial vs Nca, Tensión interfacial vs Nb, campo Poza Rica.

En la gráfica 5.9 se puede observar un comportamiento similar de todos los productos químicos, conforme disminuye la tensión interfacial, ambos números aumentan, lo que significa que el factor de recuperación también incrementa.

En ambos casos, los surfactante que más aumentan los números en este campo son el A y el C.

- **SAN ANDRES**



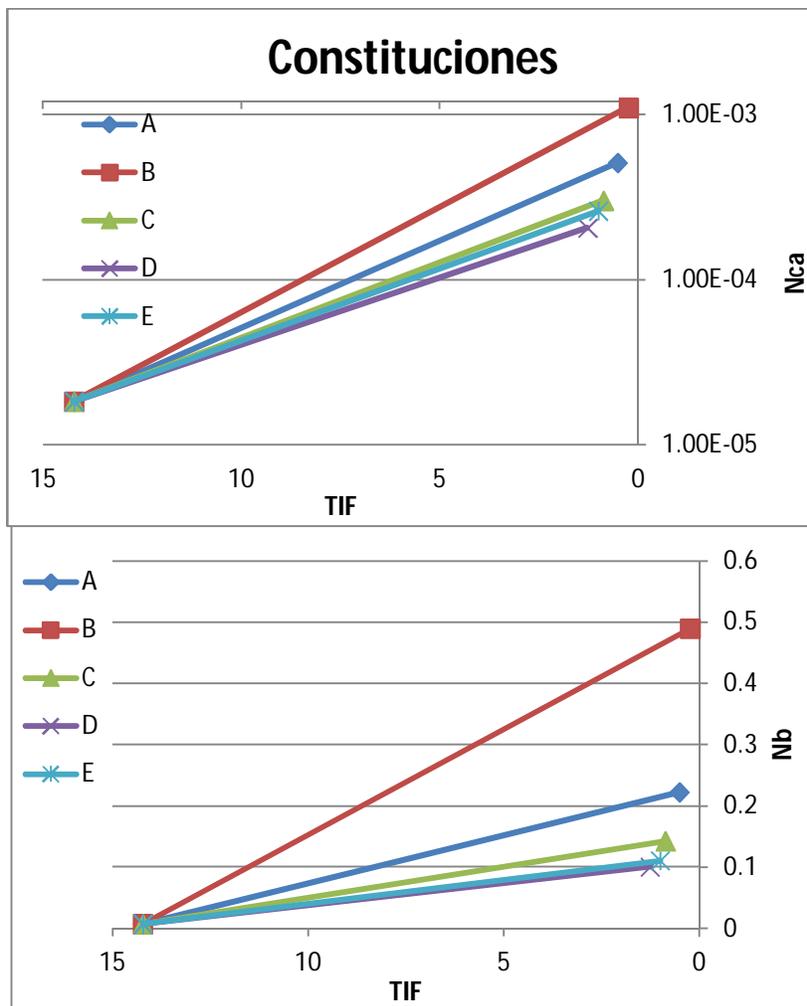
Gráfica 5.10: Tensión interfacial vs Nca, Tensión interfacial vs Nb, campo San Andrés.

En la gráfica 5.10 se puede observar un comportamiento similar y esperado, de todos los productos químicos, conforme disminuye la tensión interfacial, ambos números aumentan, lo que significa que el factor de recuperación también incrementa.

No se tiene suficiente información de los productos A y C.

En ambos casos, los surfactante que más aumentan los números en este campo son el B y el D.

- **CONSTITUCIONES**

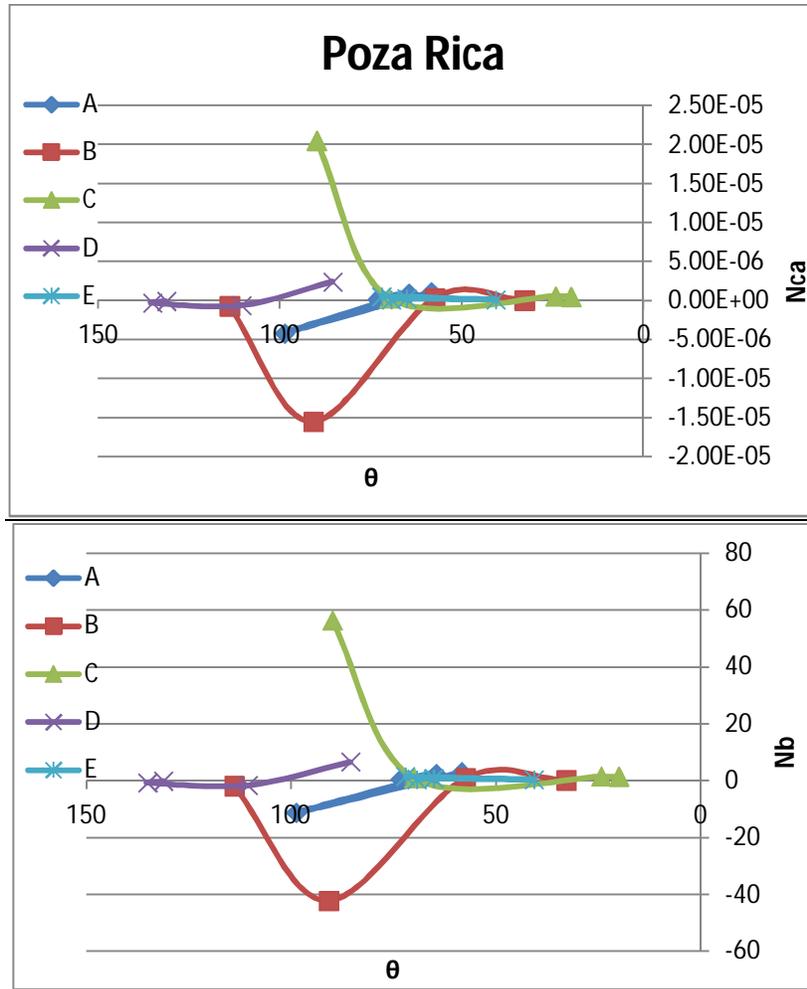


Gráfica 5.11: Tensión interfacial vs Nca, Tensión interfacial vs Nb, campo Constituciones.

En este campo no se obtuvo la información suficiente como para realizar un análisis. Se recomienda ejecutar nuevamente las pruebas de laboratorio pertinentes.

ANALISIS 2:

▪ **POZA RICA**



Gráfica 5.12: Ángulo de contacto vs N_{ca} , Ángulo de contacto vs N_b , campo Poza Rica.

En la gráfica 5.12 se puede observar que el comportamiento no es el esperado, puesto que hay variaciones muy grandes e importantes. Descartando los datos donde el comportamiento es fuera de lo esperado, el producto A es el que más incrementa tanto el número capilar como el de Bond

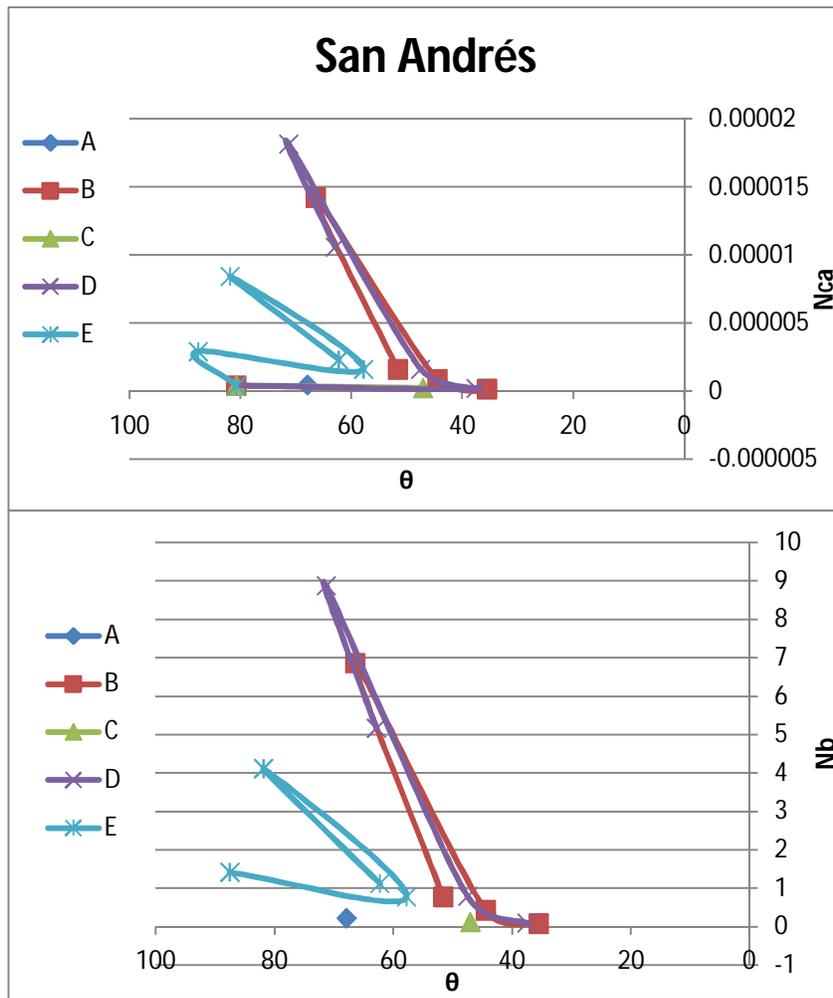
La conducta en estas concentraciones especiales no refleja el comportamiento del mecanismo de reducción del ángulo de contacto en un sistema agua-aceite, donde se pretende modificar la mojabilidad.

Este comportamiento variable se manifiesta en los tres campos (ver gráficas 5.12, 5.13 y 5.14).

No se cuenta con los elementos suficientes para poder explicar porque se presenta este fenómeno. Aunque algunas teorías podrían ser el efecto que tiene la agregación de micelas o la adsorción de surfactante en la pared de la roca.

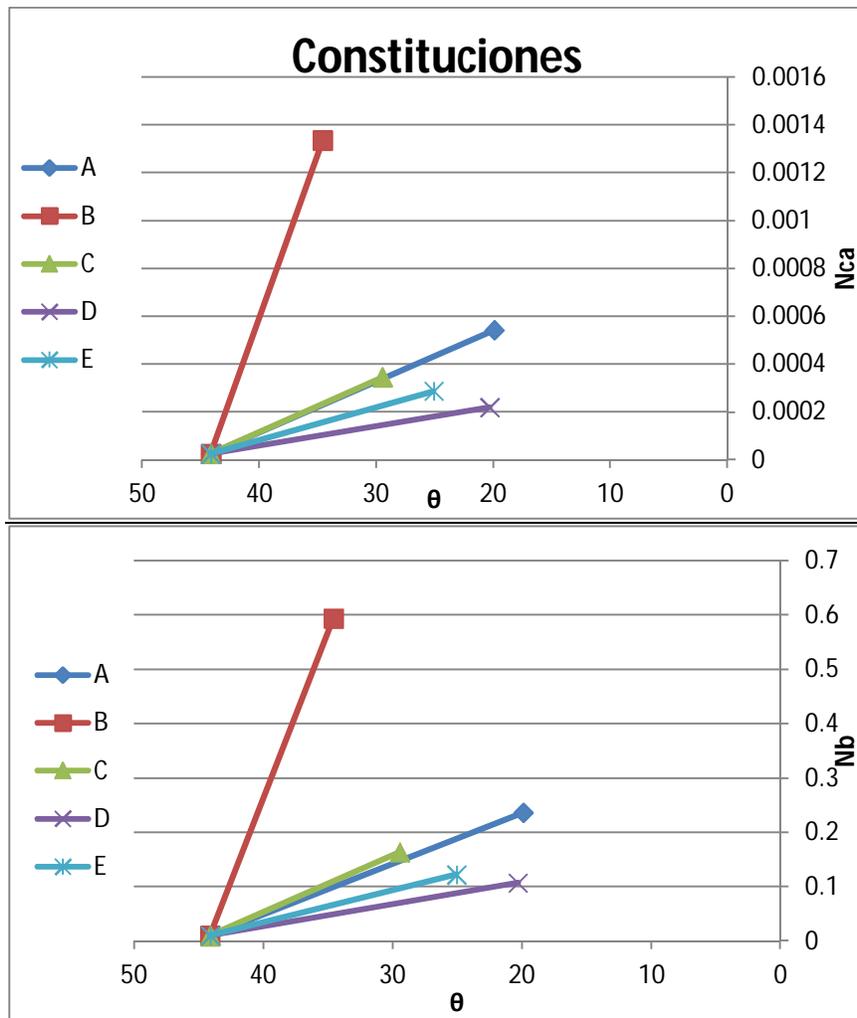
Se recomienda realizar más pruebas para saber si es una conducta típica o son detalles de las pruebas en laboratorio.

- **SAN ANDRES**



Gráfica 5.13: Ángulo de contacto vs N_{ca} , Ángulo de contacto vs N_b , campo San Andrés.

▪ CONSTITUCIONES



Gráfica 5.14: Ángulo de contacto vs N_{ca} , Ángulo de contacto vs N_b , campo Constituciones

5.5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El objetivo de este proyecto fue determinar qué surfactante, de un grupo de cinco productos químicos creados en el Instituto Mexicano del Petróleo, es el más efectivo en tres campos en estudio del AIPRA, para su potencial uso en un proceso químico de recuperación mejorada.

Apoyándose en el análisis de los resultados de las pruebas que reflejaron un comportamiento esperado, el surfactante adecuado para cada campo se presenta en la tabla 5.7:

	TIF	θ	CMC	Nca y Nb
POZA RICA	A, 0.2%	D, 0.1%	B, 0.0311%	A,D
SAN ANDRES	D, 0.2%	E, 0.2%	A, 0.0348%	B,D
CONSTITUCIONES	---	A, 0.1 y 0.2%	A, 0.0279	---

Tabla 5.7: Surfactante efectivo para cada campo, de acuerdo a una variable.

Con base a las variables TIF, θ , Nb y Nca, consideradas como variables críticas en el diseño de este proyecto, se puede decir que:

- Los surfactantes A y D son los mejores para el campo Poza Rica, además de tener una CMC baja.
- Los mejores surfactantes para el campo San Andrés son el B y el D.
- El mejor surfactante para el campo Constituciones es el A, aunque por la poca información que se logró en este campo, se podría decir que esta conclusión es ambigua.

Este análisis se pudo hacer en base a las siguientes observaciones:

- ✓ El comportamiento del aceite de Constituciones junto con el surfactante, afectó el resultado de las pruebas de medición de tensión interfacial.
- ✓ Algunos surfactantes provocaron una turbidez lo suficientemente alta como para afectar algunas mediciones dentro del proyecto.
- ✓ Se realizaron pruebas de compatibilidad de agua (no mencionadas en este trabajo) para asegurar que no existían riesgos de precipitación.
- ✓ Se comprobó que no es necesario llegar a tensiones interfaciales ultra bajas para incrementar el factor de recuperación.
- ✓ La selección del producto químico adecuado para cada campo debe realizarse de acuerdo al tipo de aceite y del agua, las condiciones del yacimiento, etc.

RECOMENDACIONES

- ❖ Realizar pruebas adicionales para corroborar resultados y confirmar la selección de surfactante adecuado para cada campo.
- ❖ Experimentar fórmulas de mezclas de surfactantes para cada sistema en específico, con el objetivo de optimizar en gran medida la producción.
- ❖ Modificar más variables dentro de un estudio mas específico, para tener una mayor caracterización de los productos químicos.
- ❖ Dar mayor relevancia a los proyectos de recuperación mejorada, en este caso en específico, a los procesos químicos, ya que pueden ser el futuro de la industria petrolera mexicana.

REFERENCIAS

- (1) Petróleos Mexicanos, "*Anuario Estadístico 2007*". México PEMEX. 2007.
- (2) J. A. Boon, "*Chemistry in Enhanced Oil Recovery- an overview*". Oil Sands Research Department, Alberta. 1984.
- (3) M. Baviere, "*Basic Concepts in Enhanced Oil Recovery Processes*". London, 2007. ISBN 1851666176
- (4) J. J. Taber; F. D. Martin; R. S. Seright, "*EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects*". SPE, New Mexico Petroleum Recovery Research Center. 1997.
- (5) PDVSA-CIED, "*Método de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos*". Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico. Caracas, 1998.
- (6) Svein M. Skjæveland & Jon Kleppe, "*Recent Advances in Improved Oil Recovery Methods for North Sea Sand-stone Reservoirs*". Spor monograph.
- (7) J. L. Salager, "*Recuperación Mejorada del Petróleo*". Escuela de ingeniería Química, Universidad de los Andés, Venezuela. 2005.
- (8) SLB, "*Oilfield Review, Summer 2007, Fundamentals of Wettability*". Oilfield Review, Schlumberger.
- (9) W. G. Anderson, "*Wettability Literature Survey – Part 1: Rock/oil/brine Interactions and the effect of core handling on wettability*". Journal of Petroleum Technology. 1986.
- (10) A. Marmur, "*Contact Angle Equilibrium: The Intrinsic Contact Angle*". Contact Angle, Wettability and Adhesion. Ed. K. L. Mittal. Pp 125-137. 1993.
- (11) A. Marmur, "*Equilibrium Contact Angles: Theory and Measurement*". Colloids and Surfaces, Physics Chemical and Engineering Aspects. 1996.
- (12) L. A. Flores Yenque, "*Recuperación Mejorada de Petróleo, Mediante Inyección de Nitrógeno en el Noroeste Peruano*". Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica.
- (13) Muhamad Sahimi, "*Flow and Transport in Porus Media and Fracture Rock*". Weinheim, 1995.
- (14) Nuno Donlucas, S. M., "*Miscibilidad y Propiedades Térmicas y Dinamo-mecánicas de Mezclas de Polímeros*". Euskal Herriko Unibert Sitatea, 1999.

- (15) C. EmeGwaly, "Enhanced Oil Recovery for Norne Field's E-segment Using Surfactant Flooding". Norwegian University of Science and Technology, 2010.
- (16) SPE, "EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects". SPE, Reservoir Engineering, August 1997.
- (17) J.R. Barnes, J. P. Smit & J. R. Smit, "Development of Surfactants for Chemical Flooding at Difficult Reservoir Conditions". SPE 113313. Texas USA.
- (18) D. Myers, "Surfactant Science and Technology". John Wiley & Sons Incorporated Publication.
- (19) R. Hernández Altamirano, L. S. Zamudio Rivera, V.Y. Mena Cervantes, "Composition Comprising Zwitterionic Geminal Liquids as Wettability Modifiers in Improved Oil Recovery Processes". Instituto Mexicano del Petróleo, 2011.
- (20) James J. Sheng, "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery". 2011
- (21) "Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México". CNH, 2010.