

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE SURFACTANTES EN AGUA DE PRODUCCIÓN COMO MEDIO PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDOS EXTRAPESADOS EN LOS CAMPOS CABRUTICA Y PETROMONAGAS**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Oliveira G, Alfredo  
Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2015

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE SURFACTANTES EN AGUA DE  
PRODUCCIÓN COMO MEDIO PARA LA RECUPERACIÓN  
MEJORADA DE CRUDOS EXTRAPESADOS EN LOS CAMPOS  
CABRUTICA Y PETROMONAGAS**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Miranda Lisbeth

TUTOR INDUSTRIAL: M. Sc. Archer Franklin

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Oliveira G, Alfredo  
Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2015

## ACTA DE APROBACIÓN

Caracas, Noviembre 2015

Los abajo firmantes miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo especial de grado presentado por el Bachiller Alfredo Oliveira Goncalves, titulado:

**“EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE SURFACTANTES EN AGUA DE PRODUCCIÓN COMO MEDIO PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDOS EXTRAPESADOS EN LOS CAMPOS CABRUTICA Y PETROMONAGAS”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran **APROBADO**.

---

Prof. Carlos Gil

Jurado

---

Prof. René Rojas

Jurado

---

Prof. Lisbeth Miranda

Tutor Académico

***Dedicatoria***

*A mi madre a mi padre y a mi abuelo João Junior Dos Ramos*

## **AGRADECIMIENTOS**

A la gloriosa Universidad Central de Venezuela, como la casa que vence las sombras.

A la Prof. Lisbeth Miranda, por la dirección y asesoramiento en la elaboración de este trabajo.

Al M. Sc. Franklin Archer, por la dirección, asesoramiento, amistad, conocimientos recibidos y por su apoyo en todo momento para desarrollar este trabajo.

Al PhD. Pablo Manrique, por la dirección, asesoramiento, por ser el co-creador del proyecto INTESURF™, base técnica y científica para el desarrollo de este trabajo.

A los Ing. de PDVSA INTEVEP, Manuel Olivo, Hector Acosta, Wilmer Chavarro, Xenia Suzzarini, Antonio Bastidas, por su compañerismo y colaboración para la realización de este trabajo

**Oliveira G. Alfredo**

**EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE SURFACTANTES EN  
AGUA DE PRODUCCIÓN COMO MEDIO PARA LA  
RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDOS  
EXTRAPESADOS EN LOS CAMPOS CABRUTICA Y  
PETROMONAGAS**

**Tutor Académico: Prof. Lisbeth Miranda.**

**Tutor Industrial: M. Sc Franklin Archer.**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de  
Petróleo. 2015, n° pag. 136.**

**Palabras Claves:** Surfactante, Mojabilidad, Adsorción, Tensión, Permeabilidad,  
Recobro mejorado.

**Resumen.**

En el presente trabajo se evaluaron dos especies de surfactantes en agua de producción del campo Cabrutica y Petromonagas se determinó la concentración micelar crítica, se realizaron pruebas fuera del medio poroso a temperatura de yacimiento, en donde se envejecieron con crudo una serie de placas de sílice durante un tiempo determinado para lograr afinidad del crudo al mineral como ocurre en los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), posteriormente se realizaron pruebas de ángulo de contacto en donde se observó un cambio de la mojabilidad de crudo al agua gracias a la acción de los surfactantes. También se realizaron pruebas de interacción fluido-fluido y roca-fluido a una serie de concentraciones del surfactante A en donde se aprecia el comportamiento y la interacción de los fluidos que serán sometidos dentro del medio poroso.

Adicionalmente se realizaron pruebas de adsorción sobre las superficies de las arenas de los campos en estudio con ambas especies de surfactantes A y B, con la finalidad de determinar la cantidad de surfactante adsorbido en la superficie mineral. Quedó demostrando por medio de pruebas de fluorescencia molecular que el surfactante se adsorbe en la superficie del mineral para generar un cambio de la mojabilidad del crudo al agua.

Las pruebas dentro del medio poroso consistieron principalmente en hacer pasar agua de formación, crudo y soluciones de surfactantes dentro de un tapón de núcleo envejecido proveniente del campo Cabrutica. Al núcleo seleccionado se realizaron pruebas de permeabilidad relativa inicial, pruebas de retorno de permeabilidad y pruebas de recobro mejorado de hidrocarburos, en donde se observó aumento en la permeabilidad efectiva del crudo consecuencia de la disminución de la tensión y cambio de la mojabilidad del crudo al agua.

## INDICE GENERAL

INDICE GENERAL.....	vii
INDICE DE TABLAS .....	xiv
INDICE DE FIGURAS .....	xvi
ÍNDICE DE GRÁFICOS .....	xviii
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	3
1.1. Planteamiento del problema .....	3
1.2. Antecedentes de la investigación.....	4
1.3. Objetivos .....	7
General.....	7
Específicos .....	7
CAPÍTULO II .....	8
Marco Teórico .....	8
2.1. Origen y definición del crudo o petróleo.....	8
2.1.1. Composición química del petróleo .....	9
2.1.2. Clasificación del petróleo según su gravedad API .....	10
2.2. Ubicación geográfica de los campos Cabrutica y Petromonagas .....	10
2.3. Tipos de Yacimientos .....	11
2.3.1. Petróleo negro .....	12
2.4. Comportamiento de un yacimiento .....	12
2.4.1. Aspectos relevantes de un yacimiento .....	12
• Geográficos .....	12
• Geológicos .....	12

• Petrofísicos .....	13
• Producción .....	13
• Económicos .....	13
• Mercado.....	13
2.4.1.1 Yacimientos de petróleo pesado y extra pesado .....	14
2.4.2. Producción primaria, secundaria y terciaria .....	14
2.4.2.1. Métodos de predicción de inyección .....	16
Método de Buckley y Leverett.....	16
Método de Dykstra y Parsons .....	16
Método de Stiles .....	16
2.4.2.2. Métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos (RMH) .....	17
ASP comparación con método Intesurf® .....	18
Inyección de surfactantes en agua de producción.....	18
2.5. Surfactante.....	19
2.5.1. Clasificación de los surfactantes.....	20
2.5.2. Propiedades de los surfactantes .....	22
Adsorción.....	22
Asociación o agregación.....	23
Concentración micelar crítica .....	23
2.6. Estimulación de pozos petroleros.....	24
2.6.1. Tipos de estimulación .....	24
Estimulación por fracturamiento hidráulico .....	24
Estimulación matricial .....	25
2.6.1.1. Estimulación matricial reactiva o acidificación .....	25
2.6.1.2. Utilización de surfactantes en la estimulación matricial no reactiva	26
Disminución de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso .....	26



Mojabilidad de la roca .....	26
Rompimiento de emulsiones.....	26
2.6.2. Acción de los surfactantes no-iónicos en estimulación matricial .....	27
2.7. Características que debe poseer un fluido acuoso de inyección en procesos de Estimulación y RMH .....	28
2.7.1. Agua de producción como fluido base de inyección de Surfactantes..	28
2.7.2. Composición fisicoquímica del agua de producción .....	29
2.7.3 Análisis de los componentes y de las propiedades fisicoquímicas presentadas por el Agua de Producción.....	30
Cationes .....	30
Aniones .....	31
Propiedades físicas del agua .....	32
2.8. Propiedades del medio poroso.....	33
2.8.1. Porosidad .....	33
Tipos de porosidad .....	33
2.8.2. Saturación de fluidos .....	34
2.8.2.1. Métodos para determinar la saturación de los fluidos. ....	35
Determinación de la saturación a partir de muestras de roca .....	35
2.8.2.2. Definición de saturación crítica .....	35
Determinación de la saturación mediante registros eléctricos.....	36
2.8.3. Permeabilidad y Ley de Darcy.....	36
2.8.3.1. Clasificación de la permeabilidad.....	37
Permeabilidad absoluta .....	37
Permeabilidad efectiva.....	37
Permeabilidad relativa.....	37
2.8.4. Medición de la permeabilidad.....	38

2.9. Interacciones roca-fluido, fluido-fluido .....	38
2.9.1. Tensión superficial.....	38
2.9.1.1. Métodos para medir la tensión superficial .....	39
Método de la placa de Wilhelmy .....	39
Método del anillo de Nouy .....	39
2.9.2. Humectabilidad o mojabilidad .....	40
2.9.2.1. Mojabilidad en la Imbibición y la alteración de la mojabilidad .....	41
2.9.2.2. Método para la determinación de ángulo de contacto .....	41
Medición de ángulo de contacto .....	41
Método de las permeabilidades relativas .....	42
2.9.3. Presión capilar.....	43
2.9.3.1. Procesos de desplazamiento.....	44
Drenaje.....	44
Imbibición.....	44
Efectos de la temperatura y presión en el proceso de imbibición.....	44
2.9.4. Fuerzas intermoleculares .....	45
Fuerzas ión-ión .....	45
Fuerzas ión-dipolo .....	46
Fuerzas ión-dipolo inducido .....	46
Fuerzas hidrofóbicas .....	47
2.9.4.1 Fuerzas de Van der Waals .....	47
Fuerzas dipolo-dipolo inducido.....	48
Fuerzas de dispersión de London .....	48
Puentes de hidrógeno.....	49
CAPÍTULO III.....	50
3.1. Marco metodológico.....	50

3.2. Medición de la tensión superficial.....	51
3.2.1. Determinación de la concentración micelar crítica (CMC) .....	53
3.3. Procedimiento para medición de ángulo de contacto .....	53
3.3.1. Tratamiento para placas de sílice .....	53
Limpieza de placas de sílice .....	53
Envejecimiento de las placas de sílice .....	54
3.3.2. Evaluación de formulación química sobre las placas de sílice envejecidas .....	54
3.3.3. Medición de ángulo de contacto .....	55
3.4. Pruebas de interacción Fluido-Fluido y Roca-Fluido fuera del medio poroso .....	57
3.4.1. Muestras de botella para el campo Cabrutica .....	57
3.5. Acondicionamiento de las arenas y tapones de núcleo .....	58
3.5.1. Lavado de arenas y tapones de núcleo .....	58
3.5.2. Envejecimiento de las arenas .....	59
3.6. Adsorción de surfactantes en arenas envejecidas .....	59
3.7. Recombinación de crudo .....	60
3.8. Pruebas dentro del medio poroso .....	61
3.8.1. Montaje del equipo de desplazamiento.....	62
3.8.2. Colocación del núcleo en la celda Hassler.....	64
3.8.3. Cálculo de permeabilidades .....	66
Cálculo de las permeabilidades relativas iniciales.....	66
Prueba de retorno de permeabilidad (PRP).....	67
3.8.4. Prueba de RMH .....	68
CAPÍTULO IV .....	71
4. Resultados .....	71

4.1 Estudio de la CMC de los surfactantes A y B en agua de producción de los campos Cabrutica y Petromonagas .....	71
4.1.1. Eficacia y eficiencia de los surfactantes .....	76
4.2. Estudio de cambio de mojabilidad en placas de sílice aplicando una formulación química a base de los surfactantes A y B.....	78
4.2.1. Efecto de la formulación química a base de surfactantes en placas de sílice envejecidas con crudo del Campo Cabrutica .....	78
• Surfactante A en agua de producción de Cabrutica.....	79
• Surfactante B en agua de producción de Cabrutica.....	81
4.2.2. Efecto de la formulación química en placas de sílice envejecidas con crudo del Campo Petromonagas .....	82
• Formulación con surfactante A en agua de producción de Petromonagas	83
• Formulación con surfactante B en agua de producción de Petromonagas.	84
4.3. Estudio de la interacción fluido – fluido y roca – fluido en pruebas estáticas fuera del medio poroso. ....	87
Análisis de la interacción fluido-fluido y roca-fluido.....	87
4.4. Pruebas de adsorción para formulaciones de los surfactantes A y B en arenas provenientes de los campos Cabrutica y Petromonagas.....	88
Curvas de calibración para cada especie de surfactante en aguas de producción de Cabrutica y Petromonagas .....	92
Resultados de la pruebas de adsorción con diferentes especies de surfactantes en arenas de los campos Cabrutica y Petromonagas.....	95
4.5. Pruebas dentro del medio poroso. ....	100
4.5.1. Prueba de permeabilidad relativa inicial.....	100
4.5.2. Prueba de retorno de permeabilidad .....	102
4.5.3 Prueba de recuperación mejorada de hidrocarburos .....	106
CAPÍTULO V .....	109

5.1. Conclusiones .....	109
5.2. Recomendaciones .....	110
Bibliografía .....	111
ANEXOS .....	114

## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Composición Química del Petróleo (Mendez O. , 2012).....	9
<b>Tabla 2.</b> Clasificación del Crudo según API (Petroleos de Venezuela, 2014).....	10
<b>Tabla 3.</b> Principales componentes y propiedades presentadas por el agua de producción. (Suárez, 2012) .....	29
<b>Tabla 4.</b> Ventajas y desventajas al emplear el agua de producción como fluido base de inyección. (Suárez, 2012).....	30
<b>Tabla 5.</b> Reglas de Craig para determinar la mojabilidad en el medio poroso ....	42
<b>Tabla 6.</b> Matriz de concentraciones para la medición de la tensión superficial...	52
<b>Tabla 7.</b> Composición química del agua de formación (Manrique, Ensayos fisicoquímicos de las aguas de producción de la Faja Petrolífera del Orinoco, 2013) .....	54
<b>Tabla 8.</b> Concentración de surfactantes evaluadas en la medición de ángulo de contacto .....	55
<b>Tabla 9.</b> Soluciones preparadas para el análisis Fluido-Fluido, Roca-Fluido.....	57
<b>Tabla 10.</b> Composición química para las aguas de producción (Manrique, Ensayos fisicoquímicos de las aguas de producción de la Faja Petrolífera del Orinoco, 2013) .....	76
<b>Tabla 11.</b> Valores de eficiencia para los surfactantes A y B.....	77
<b>Tabla 12.</b> Valores de eficacia para los surfactantes A y B.....	78
<b>Tabla 13.</b> Ángulo de contacto inicial entre placas de sílice y crudo de Cabrutica	79
<b>Tabla 14.</b> Ángulo de contacto para A en agua de producción de Cabrutica a diferentes concentraciones .....	80
<b>Tabla 15.</b> Ángulo de contacto para las placas envejecidas puestas en contacto con la solución que contiene surfactante B en agua de producción de Cabrutica a diferentes concentraciones .....	81
<b>Tabla 16.</b> Ángulo de contacto inicial entre placas de sílice, crudo de Petromonagas en presencia de agua de formación .....	83
<b>Tabla 17.</b> Ángulo de contacto para las placas puestas en contacto con la solución que contiene el surfactante A en agua de producción de Petromonagas a diferentes concentraciones .....	83

<b>Tabla 18.</b> Ángulo de contacto para las placas puestas en contacto con la solución que contiene el surfactante B en agua de producción de Petromonagas a diferentes concentraciones .....	85
<b>Tabla 19.</b> Matriz de soluciones preparadas y resultados de fluorescencia molecular para ambas especies de surfactantes A y B en agua de producción de Cabrutica y Petromonagas .....	92
<b>Tabla 20.</b> Soluciones preparadas en agua de producción de los campos Cabrutica y Petromonagas para realizar las pruebas de adsorción .....	95
<b>Tabla 21.</b> Caracterización del núcleo empleado en pruebas de permeabilidad dentro del medio poroso .....	100
<b>Tabla 22.</b> Caracterización del crudo proveniente del campo Cabrutica.....	100

## INDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Bloque Carabobo (wordpress, s.f) .....	11
<b>Figura 2.</b> Bloque Junín (Suárez, 2012) .....	11
<b>Figura 3.</b> Procesos y métodos de EOR (elaboración propia) .....	17
<b>Figura 4.</b> Estructura química de tensoactivos (Salager, 2002).....	21
<b>Figura 5.</b> Fenómeno de adsorción en las diferentes interfases (Suárez, 2012) ....	23
<b>Figura 6.</b> Tensión de una solución de surfactante a medida que se aumenta la concentración (Kruss, 2015) .....	24
<b>Figura 7.</b> Explicación gráfica de la porosidad (Padrón, 2012) .....	33
<b>Figura 8.</b> Porosidad efectiva y no efectiva (Padrón, 2012).....	34
<b>Figura 9.</b> Porosidad efectiva y no efectiva (Padrón, 2012).....	35
<b>Figura 10.</b> Curva típica de permeabilidad relativa al agua y al petróleo .....	38
<b>Figura 11.</b> Método de la placa de Whilhelmy (Salager, 2002) .....	39
<b>Figura 12.</b> Método del anillo de Nouy (Salager, 2002) .....	40
<b>Figura 13.</b> Sistema mojante y sistema no mojante (Escobar, 2000) .....	40
<b>Figura 14.</b> Diferentes tipos de mojabilidad de una gota sobre una superficie horizontal (Abdallah, 2007) .....	42
<b>Figura 15.</b> Sistemas de funciones mostrando la mojabilidad de una roca al agua y al petróleo (Proyecto USB-INTEVEP, 2009) .....	43
<b>Figura 16.</b> Principios de la presión capilar y diagrama de fuerzas .....	44
<b>Figura 17.</b> Fuerzas intermoleculares (Corzo, 2015).....	45
<b>Figura 18.</b> Ley de Coulomb (Corzo, 2015).....	46
<b>Figura 19.</b> Atracciones ión-dipolo (Corzo, 2015).....	46
Figura 20. Efecto hidrofóbico formación de micelas (Corzo, 2015) .....	47
<b>Figura 21.</b> Representación instantánea de dos dipolos en dos átomos de helio que indican la atracción electrostática entre ellos (Brown, 2004) .....	48
Figura 22. Ejemplo de puentes de hidrógeno.....	49
<b>Figura 23.</b> Esquema de trabajo.....	50
<b>Figura 24.</b> KRUSS- tensiometer control panel K11 .....	52
<b>Figura 25.</b> Placas de sílice envejecidas con crudo del campo Cabrutica .....	54
<b>Figura 26.</b> Placas de sílice envejecidas puestas en la formulación acuosa de surfactantes.....	55



<b>Figura 27.</b> Tensiómetro de gota colgante OCA 20 .....	56
<b>Figura 28.</b> Celda del tensiómetro de gota colgante OCA 20 .....	56
<b>Figura 29.</b> Lavado de arenas en el sistema de extracción Soxhlet.....	59
<b>Figura 30.</b> Reactor para recombino de crudo y gas metano .....	61
<b>Figura 31.</b> Gasómetro para la cuantificación del gas metano .....	61
<b>Figura 32.</b> Esquema utilizado para la realización de pruebas de desplazamiento dentro del medio poroso.....	63
<b>Figura 33.</b> Celda triaxial (centro), válvula de contrapresión (derecha) .....	63
<b>Figura 34.</b> Cilindros tipo pistón con crudo y agua respectivamente.....	63
<b>Figura 35.</b> Bombas ISCO, inyección de fluidos (izquierda), presión de sobrecarga (centro), válvula de contra presión (derecha).....	64
<b>Figura 36.</b> Montaje para la medición del diferencial de presión.....	64
<b>Figura 37.</b> Tapón de núcleo en la manga termo encogible .....	65
<b>Figura 38.</b> Tapón de núcleo dentro de la manga de neopreno .....	65
<b>Figura 39.</b> Manga de neopreno ajustada a la empaadura fija de la celda Hassler .....	66
<b>Figura 40.</b> Sistema empaado y ajustado para evitar fugas .....	66
<b>Figura 41.</b> Proceso de inyección para el cálculo de permeabilidades relativas ...	67
<b>Figura 42.</b> Representación de la inyección de la formulación química .....	68
<b>Figura 43.</b> Representación del proceso combinado de estimulación y recuperación mejorada de hidrocarburo .....	70
<b>Figura 44.</b> Interacción fluido-fluido, roca-fluido fuera del medio poroso para crudo de Cabrutica con la formulación del surfactante A con agua de producción de Cabrutica .....	87

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

<b>Gráfico 1.</b> Tensión superficial vs log de la concentración (ppm) para el surfactante A y agua de producción de Cabrutica .....	72
<b>Gráfico 2.</b> Tensión superficial vs log de la concentración (ppm) para el surfactante A y agua de producción de Petromonagas .....	73
<b>Gráfico 3.</b> Tensión superficial vs log de la concentración (ppm) para el surfactante B y agua de producción de Petromonagas .....	74
<b>Gráfico 4.</b> Tensión superficial vs log de la concentración (ppm) para el surfactante B y agua de producción de Cabrutica .....	75
<b>Gráfico 5.</b> Variación del ángulo de contacto de las placas de sílice con respecto al tiempo para el surfactante A en agua de Cabrutica a diferentes concentraciones	80
<b>Gráfico 6.</b> Variación del ángulo de contacto con respecto al tiempo para las placas de sílice puestas en contacto con la solución de surfactante B en agua de Cabrutica a diferentes concentraciones .....	82
<b>Gráfico 7.</b> Variación del ángulo de contacto con respecto al tiempo para las placas de sílice puestas en contacto con la solución de surfactante A en agua de Petromonagas a diferentes concentraciones.....	84
<b>Gráfico 8.</b> Variación del ángulo de contacto con respecto al tiempo para las placas de sílice puestas en contacto con la solución de surfactante B en agua de Petromonagas a diferentes concentraciones.....	86
<b>Gráfico 9.</b> Espectro de fluorescencia con nivel de intensidad medio para la formulación de surfactante A en agua destilada .....	90
<b>Gráfico 10.</b> Espectro de fluorescencia con nivel de intensidad medio para la formulación de surfactante B en agua destilada.....	90
<b>Gráfico 11.</b> Espectro de fluorescencia con nivel de intensidad medio para agua de producción del campo Cabrutica.....	91
<b>Gráfico 12.</b> Espectro de fluorescencia con nivel de intensidad medio para agua de producción del campo Petromonagas .....	91
<b>Gráfico 13.</b> Curva de calibración para el surfactante A en agua de producción del campo Cabrutica.....	93
<b>Gráfico 14.</b> Curva de calibración para el surfactante B en agua de producción del campo Cabrutica.....	93

<b>Gráfico 15.</b> Curva de calibración para el surfactante A en agua de producción del campo Petromonagas .....	94
<b>Gráfico 16.</b> Curva de calibración para el surfactante B en agua de producción del campo Petromonagas .....	94
<b>Gráfico 17.</b> Porcentaje del surfactante A adsorbido por arena envejecida del campo Cabrutica en 24 horas.....	96
<b>Gráfico 18.</b> Porcentaje del surfactante B adsorbido por arena envejecida del campo Cabrutica en 24 horas.....	97
<b>Gráfico 19.</b> Porcentaje del surfactante A adsorbido por arena envejecida del campo Petromonagas en 24 horas.....	98
<b>Gráfico 20.</b> Porcentaje del surfactante B adsorbido por arena envejecida del campo Petromonagas en 24 horas.....	99
<b>Gráfico 21.</b> Comparación de la adsorción de los diferentes surfactantes en agua de producción de los campos Cabrutica y Petromonagas.....	99
<b>Gráfico 22.</b> Permeabilidad relativa inicial al crudo y al agua de formación del campo Cabrutica.....	101
<b>Gráfico 23.</b> Permeabilidad relativa inicial al crudo y al agua de formación del campo Cabrutica en escala semi logarítmica .....	101
<b>Gráfico 24.</b> Permeabilidad efectiva al crudo vs volumen poroso inyectado acumulado .....	103
<b>Gráfico 25.</b> Permeabilidad relativa al crudo y al agua de formación del campo Cabrutica luego de realizada la prueba de retorno de permeabilidad .....	104
<b>Gráfico 26.</b> Permeabilidad relativa al crudo y al agua de formación del campo Cabrutica en escala semi logarítmica luego de realizada la prueba de retorno de permeabilidad.....	104
<b>Gráfico 27.</b> Comparación de las permeabilidades relativas al agua de formación y al crudo del campo Cabrutica antes y después de las pruebas de retorno de la permeabilidad.....	105
<b>Gráfico 28.</b> Permeabilidad relativa al crudo y al surfactante A en agua de producción del campo Cabrutica para la prueba de RMH.....	106
<b>Gráfico 29.</b> Permeabilidad relativa al crudo y al surfactante A en agua de producción del campo Cabrutica en escala logarítmica para la prueba de RMH	107

**Gráfico 30.** Comparación de las permeabilidades relativas iniciales, permeabilidades relativas luego de la PRP y permeabilidades relativas durante pruebas de RMH en escala logarítmica..... 108

## INTRODUCCIÓN

Desde los inicios de la exploración, explotación y producción del petróleo como recurso energético para el mundo, se han realizado importantes avances tecnológicos, desarrollo de nuevas herramientas y adaptación de tecnologías en todas las áreas ligadas a la industria petrolera, incrementando el nivel de aprovechamiento de los recursos petroleros para satisfacer la demanda energética mundial. El potencial energético, yacimientos más complejos, la explotación de crudos pesados y extra pesados, zonas aisladas con condiciones extremas y el gran poder geopolítico que ejerce el petróleo en el mundo han presionado a las compañías y países petroleros a competir en el desarrollo de avances como inyección surfactantes.

En las últimas décadas se ha despertado el interés por el estudio de los crudos pesados y extrapesados debido al incremento de las reservas certificadas y a la merma de yacimientos de crudo mediano y liviano; Forrest Craig en el año 1982 estudio a fondo el fenómenos de la mojabilidad reconociendo que con la presencia de pequeñas cantidades de compuestos polares de naturaleza asfáltica que se adsorben en la superficie de la roca se tiende a que estas superficies sean mojadas por el petróleo. Años más tarde a partir de las investigaciones de Craig, Thais Montenegro de Pedrosa (1993) estudió el cambio de la mojabilidad de diversos campos venezolanos concluyendo que la presencia de asfaltenos en crudos venezolanos alteraba la mojabilidad del yacimiento a mojado por el crudo, asegurando que al menos el 50% de los campos en Venezuela son mojados al petróleo.

En vista de la gran problemática que se presenta en los campos de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) como la baja productividad de sus pozos debido a que el crudo no fluye fácilmente no por su alta viscosidad como se ha querido hacer creer si no por la afinidad que tiene el crudo de la FPO a la roca reservorio siendo altamente mojante rompiendo paradigmas establecidos (Manrique P. y colaboradores), por tal

motivo los investigadores Pablo Manrique y Franklin Archer (Patent N°: 9018 US2012/0247759) han estudiado el fenómeno de la mojabilidad tomando como base para la investigación los trabajos de Craig y Pedrosa para resolver desde otro punto de vista el problema de la productividad sin alterar la viscosidad de los crudo como se hace en la actualidad donde se aplican procesos térmicos que disminuyen la viscosidad del crudo y a su vez debilitan la naturaleza del yacimiento, entre otros problemas como la producción de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, la solución radica en aumentar la permeabilidad relativa del crudo por medio de la inyección de surfactantes que cambian la mojabilidad y permiten la movilidad del crudo a través de las gargantas de poro drenando al pozo productor. Esta investigación busca evaluar diferentes sistemas de surfactantes para su aplicación en pruebas dentro y fuera del medio poroso que permita su aplicación para estimulación de pozos y recobro mejorado de hidrocarburos pesados y extrapesados.

# CAPÍTULO I

## 1.1. Planteamiento del problema

Inicialmente los yacimientos de petróleo durante su formación se encontraban saturados completamente con agua en su mayoría de origen marina, por medio del proceso de migración el petróleo se desplazó desde la roca madre hacia el yacimiento saturando la roca reservorio hasta entramparse, durante este proceso el agua de formación se imbibie mientras el crudo se drena por estar la roca reservorio mojada inicialmente al agua, luego de cientos de miles de años de interacción de este crudo en el yacimiento se crea una afinidad natural por el aceite.

Observando el bajo factor de recobro que posee la FPO, la alta producción de agua en pozos existentes y la incapacidad de los métodos térmicos para alcanzar las metas de recobro y producción planteadas, ya que al inyectar grandes cantidades de calor en forma de vapor se modifica únicamente la viscosidad del crudo aumentando en cierta manera la productividad en las primeras etapas del proceso, sin embargo por cada ciclo de inyección de vapor aplicado se ve afectada en gran manera la permeabilidad del yacimiento hasta el punto donde este método ya no es efectivo. Otra de las grandes problemáticas que se presentan al inyectar vapor sobrecalentado es que las moléculas de hidrógeno del agua se juntan con el azufre del crudo, el oxígeno libre del agua en forma de vapor se junta con el carbono formando gases altamente tóxicos y mortales que son difíciles de controlar y predecir su comportamiento en el yacimiento, también se incrementa considerablemente la producción de agua, incremento en la saturación de agua en el yacimiento, ocurre hidratación de las arcillas y altos costos económicos que conllevan estos proceso térmicos

En vista de todas las razones anteriores los investigadores Pablo Manrique y Franklin Archer (Patent N°: US2012/0247759) han plateado una alternativa simple económica y limpia, con el uso de surfactantes en medio acuoso que busca cambiar la mojabilidad de la roca al crudo creando una película de agua entre la roca y el

crudo, como consecuencia directa aumenta la permeabilidad efectiva del crudo y movilidad desplazándose hacia el pozo sin necesidad de implementar procesos térmicos. Otra de las ventajas es la utilización del agua de producción como medio para la inyección de los surfactantes solucionando la problemática de la disposición de las aguas de producción.

## **1.2. Antecedentes de la investigación**

Manrique P. y Archer F. En la patente venezolana N° US 140008062 "Formulación y método de uso para la explotación y transporte de crudos pesados y extra pesados en pozos", estudiaron la inyección combinada de surfactante y co-surfactante y un fluido portador (agua de formación), esta mezcla es introducida en el medio poroso el tiempo suficiente como para formar una película en la superficie del medio poroso mientras que por un pozo inyector se inyecta la misma mezcla de surfactantes por lo cual los hidrocarburos fluyen desde el medio poroso cercano al pozo inyector hasta el pozo productor. El diseño de este procedimiento de recobro mejorado en frío es respaldado por pruebas experimentales de laboratorio como medición de ángulo de contacto, medición de la tensión superficial, estudio morfológico de la superficie de las arenas, pruebas dinámicas en el medio poroso, dando como resultado el cambio de la mojabilidad y aumento de la productividad al aplicar los métodos de inyección de surfactantes desarrollados en la investigación. (Venezuela Patent No. 140008062A1, 2014)

Farías G., Archer F., Manrique P. En la investigación "Adsorción de un surfactante no iónico sobre arenas humectadas al aceite de yacimientos petroleros venezolanos" estudiaron las superficies de varias arenas de los campos petroleros venezolanos y determinaron la adsorción de surfactantes no-iónicos en las arenas por un método estático que consistía en agregar una masa constante de arena en viales a diferentes concentraciones del surfactante en estudio, luego se analizaron las muestras del surfactante a través de la técnica de fluorescencia molecular. (Farías, 2013)

Pedroza, T. (1993) estudió "Cambios de mojabilidad debido a la deposición y la presencia de asfaltenos en el petróleo crudo" en donde afirma que existe suficiente



evidencia que la mojabilidad de la roca puede cambiar, debido a la adsorción de los componentes más pesados del petróleo, los estudios fueron realizados en núcleos y crudo provenientes de campos venezolanos, afirma que el envejecimiento de los núcleos en crudo es vital para lograr un cambio en la mojabilidad de la roca permitiendo que ocurran interacciones electrostáticas, De Pedrosa asegura que más del 50% de los yacimientos de petróleo en Venezuela están mojados al crudo basándose en los resultados de su investigación.

Craig, F. (1982). Diferentes pruebas en laboratorio lo llevaron a la conclusión de que la naturaleza de la mojabilidad del yacimiento se debe a la ausencia o a la presencia de pequeñísimas cantidades de compuestos polares en el petróleo, aparentemente de naturaleza asfáltica, se adsorben en las superficies de la roca y tienden a hacer que estas superficies sean mojadas por aceite. El efecto de estos compuestos polares depende hasta cierto grado de la naturaleza de la superficie de la roca, es decir, que las superficies de la roca sean predominantemente de sílice, de carbonatos o de arcilla.

Zdziennicka y colaboradores, realizaron medidas de ángulos de contacto en una solución acuosa de Triton X-100 (TX-100) con metanol, y mezclas de etanol-propanol y Triton X-165 (TX-165) en superficies de cuarzo. De los resultados obtenidos se tiene que la mojabilidad en cuarzo depende del tipo de Triton y de las concentraciones de alcohol, además de que existe una dependencia lineal entre la tensión superficial de la solución acuosa de Tritón y la mezcla de alcoholes. (Zdziennicka, 2010)

Subhash C. y colaboradores en su trabajo científico “Modificación de la permeabilidad relativa inducida por surfactantes para la recuperación mejorada de crudo”, estudiaron experimentalmente la influencia del tipo de surfactante y la concentración en la recuperación de petróleo, permeabilidades relativas y humectabilidad en rocas de los yacimientos petroleros. Varios experimentos se realizaron utilizando núcleos de Berea y dos tipos de tensoactivos no iónicos y aniónicos en diferentes concentraciones. Las variaciones de permeabilidad relativa se interpretan utilizando las reglas de Craig para caracterizar las alteraciones inducidas por la humectabilidad de los tensoactivos. Los dos mecanismos

principales detrás de la utilización de tensoactivos para mejorar la recuperación de petróleo son reducción de la tensión interfacial y alteración de la mojabilidad. Las emulsiones aceite/agua causan altas caídas de presión durante los experimentos de inundaciones, afectando fuertemente a las curvas de permeabilidad relativa. Este estudio sugiere que el desarrollo de un estado mixto de humectabilidad causa rendimientos significativamente mayores de recuperaciones de crudo. Las contribuciones significativas de este estudio son la cuantificación de la capacidad de alterar la humectabilidad por los tensoactivos y la consecuente mejora de la recuperación de petróleo. Tanto los surfactantes no iónicos y aniónicos son eficaces en la mejora de la recuperación de petróleo en los núcleos de berea que contienen decano y crudo como fases oleicas y salmuera sintética como fase acuosa. Los dos principales mecanismos responsables de la recuperación mejorada de petróleo con surfactantes son reducción de la tensión interfacial aceite/agua y la alteración de la humectabilidad. En el estudio se recomienda estudiar la alteración de la mojabilidad inducido por surfactantes, midiendo los ángulos de contacto en sistemas reactivos y no reactivos en diversas concentraciones del surfactante no iónico y aniónicos. (Subhash, 2002)

Akhlaq y colaboradores, estudiaron las propiedades de mojabilidad del crudo en placas de vidrio expuestas a soluciones de aceites y asfáltenos en diferentes condiciones. Se evaluaron factores tales como la estabilidad coloidal de las soluciones, concentración de petróleo crudo y de los asfáltenos, tiempo de contacto, tamaño de gota. Se encontró que las propiedades de mojabilidad de las placas de vidrio fueron influenciadas por los compuestos adsorbidos y que esta influencia se correlaciona con la estabilidad coloidal del crudo y de las soluciones de los asfáltenos utilizados. (Akhlaq, 1997)

Cuiec L. (2009) En el paper JCPT77 estudió los problemas relacionados en la restauración al estado natural de muestras de núcleo. Es de suma importancia para la ingeniería de yacimientos que las muestras de núcleo a utilizar en cualquier prueba de laboratorio sus propiedades estén lo más cercanas posibles a como se encontraba en el yacimiento, para esto Luis Cuiec realizó diversas pruebas con tapones de núcleo de diferentes yacimientos alrededor del mundo compuestos de

sílica en su mayoría, determinando que al cabo de varias horas de envejecimiento del núcleo la mojabilidad del mismo se iba restaurando devolviendo su afinidad al crudo. Aunque para asegurar la restauración de la mojabilidad al crudo los tapones de núcleo debían ser envejecidos al menos durante 1000 horas. (Cuiec, 2009)

### **1.3.Objetivos**

#### **General**

Evaluar en el laboratorio diferentes concentraciones de surfactantes en agua de producción como fluido base de inyección, para alterar la mojabilidad natural de la roca al crudo presente en los yacimientos provenientes de los campos Cabrutica y Petromonagas para lograr la recuperación mejorada en frío de crudo extra pesado.

#### **Específicos**

- Determinar la concentración micelar crítica de dos especies de surfactantes en agua de producción por el método gráfico usando la tensión superficial vs la concentración del surfactante en una solución acuosa.
- Evaluar el comportamiento del ángulo de contacto según la concentración del surfactante en placas de sílice envejecidas con crudos y usando como base de la solución el agua de producción del campo respectivo.
- Evaluar la interacción fluido – fluido y roca – fluido en pruebas estáticas fuera del medio poroso entre el crudo agua de formación y la solución del surfactante preparados en agua de producción.
- Determinar la adsorción del surfactante en arenas humectadas al crudo de los campos Cabrutica y Petromonagas.
- Evaluar el comportamiento de una solución específica de surfactante en pruebas dinámicas dentro del medio poroso.

## **CAPÍTULO II**

### **Marco Teórico**

Para el desarrollo de la evaluación de sistemas de surfactantes para la recuperación mejorada de crudos extra pesados se revisaron diversos textos, documentos técnicos, papers, entre otros que propician los conocimientos básicos requeridos para el entendimiento del trabajo y elaboración del marco teórico.

#### **2.1. Origen y definición del crudo o petróleo**

El crudo o petróleo proviene de organismos vegetales o animales principalmente de algas y zooplancton los cuales hace más de 65 millones de años se depositaron en grandes cantidades en cuencas ubicadas mayormente en el lecho marino, dando origen a la actividad biológica y química entre la materia orgánica (MO), alto contenido de minerales y sulfuros. La materia orgánica en grandes cantidades se deposita y consolida en el subsuelo que con ayuda de altas tempera (150-200°C) y presiones comienza la etapa inicial de formación de la roca sedimentaria y kerógeno conocida como diagénesis, a mayores temperaturas, presiones y temperaturas ocurre el proceso de metagénesis y catagénesis, donde a partir del kerógeno se comienza a producir el petróleo y gas proveniente del mismo formando una mezcla compleja de hidrocarburos líquidos y gaseosos resultantes de los procesos anteriores. Para poder ser extraído del subsuelo estos hidrocarburos deben acumularse o entramparse en ciertas rocas que por sus propiedades físicas les impiden continuar desplazándose llamadas reservorios o yacimientos, es decir que el petróleo expulsado de la roca madre migra hacia el reservorio el cual se encontraba inicialmente saturado el 100% de agua de formación, es decir que el crudo desplazó al agua hasta llevarla a su saturación de agua irreducible mientras el petróleo pasó por un proceso de envejecimiento durante millones de años. (Madrid, 2011).

### 2.1.1. Composición química del petróleo

Entre los elementos que conforman al crudo se encuentran el carbono y el hidrógeno por ellos son llamados hidrocarburos, también se encuentran otros elementos como el azufre, nitrógeno, oxígeno y otros minerales como el hierro que es altamente corrosivo. En la tabla 1 se presenta la composición del crudo en general. (Mendez O. , 2012)

**Tabla 1.** Composición Química del Petróleo (Mendez O. , 2012)

ELEMENTOS QUE CONFORMAN EL PETRÓLEO	% EN PESO
Carbono	82,8-87,1
Hidrógeno	11,7-14,7
Azufre	0,1-5,5
Nitrógeno	0,1-2,4
Oxígeno	0,1-1,7
Minerales	0,1-1,2

### 2.1.1.2. Clasificación del petróleo según su composición química

- a) "Petróleo parafínico: predominan los hidrocarburos saturados o parafínicos (75%), son muy fluidos de colores claros y bajo peso específico (aprox. 0,85 kg/lit), elevados rendimientos de naftas, bajo contenido de azufre y poseen altos puntos de congelación".
- b) "Petróleo nafténico o aromático: contenido de parafina <45%, elevados rendimientos de destilados medios, bajo punto de congelación".
- c) "Petróleos asfálticos: elevado rendimiento de residuos, alto contenido de azufre y metales, alta viscosidad, por destilación producen un gran residuo de asfalto".
- d) "Composición de base mixta: formados por toda clase de hidrocarburos, parafínicos, nafténicos, aromáticos y asfálticos, la mayoría de los yacimientos mundiales son de este tipo" (Mendez O. , 2012).

### 2.1.2. Clasificación del petróleo según su gravedad API

Según el American Petroleum Institute (API) los crudos se pueden clasificar en livianos, medianos y pesados como se muestra en la tabla 2, esta catalogación da una idea de la capacidad de fluidez y viscosidad del crudo, aunque la viscosidad no tiene una relación directa con la cantidad de asfaltenos que contenga el crudo indiferentemente si es liviano o pesado, la clasificación API también nos permite fijar el precio en el mercado internacional. En la ecuación N° 1 se muestra la manera de calcular el API. (Petroleos de Venezuela, 2014)

$$API = \frac{141,5}{Gravedadespecífica} - 131,5 ; a 60^{\circ}F \quad \text{Ecuación N}^{\circ} 1$$

**Tabla 2.** Clasificación del Crudo según API (Petroleos de Venezuela, 2014)

CRUDOS LIVIANOS	30-40°
CRUDOS MEDIANOS	22-29,9°
CRUDOS PESADOS	10-21,9°
CRUDOS EXTRAPESADOS	<10°

### 2.2. Ubicación geográfica de los campos Cabrutica y Petromonagas

La Faja Petrolífera del Orinoco, fuente de reservas de hidrocarburos líquidos más grande del mundo, comprende una extensión de 55.314 km<sup>2</sup> y un área de explotación actual de 11.593 km<sup>2</sup>, ubicada al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas.

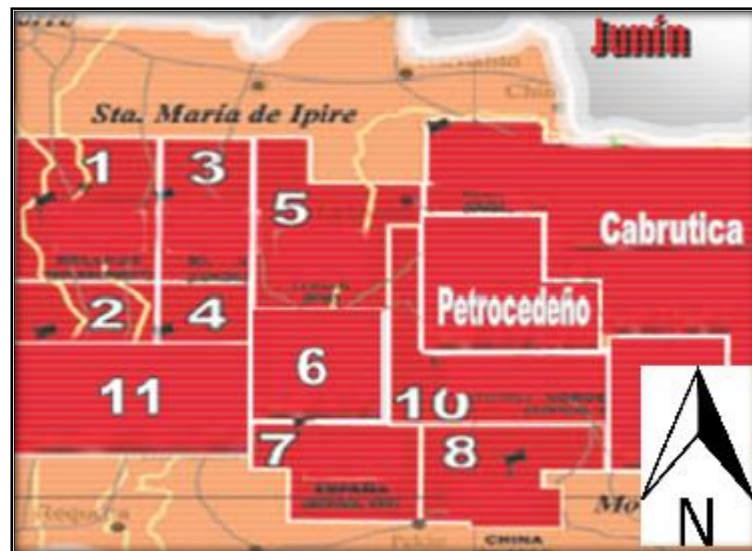
Este gran yacimiento petrolero fue dividido en cuatro grandes áreas, siendo estas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, y a su vez segmentado en 29 bloques de 500 km<sup>2</sup> cada uno aproximadamente.

Petromonagas (83,33% PDVSA, 16,67% TNK-BP): Esta es el área Carabobo y su ubicación se presenta en la figura 1, ubicado al sur del estado Monagas, y fue creada como empresa mixta, la cual procesa 120 mil barriles diarios de petróleo provenientes de 98 pozos de crudo. (Rodriguez, 2013)



**Figura 1.** Bloque Carabobo (wordpress, s.f)

El campo Cabrutica.



**Figura 2.** Bloque Junín (Suárez, 2012)

### 2.3. Tipos de Yacimientos

Los campos designados a ser estudiados se encuentran ubicados en yacimientos de petróleo pesado y extrapesado, aunque los yacimientos también pueden ser clasificados según su geología en yacimientos estructurales, estratigráficos y combinados. Según el punto de burbuja se clasifica en, subsaturados donde la presión inicial del yacimiento es mayor a la presión de burbuja en donde el petróleo se encuentra en fase líquida, en saturados, donde la presión inicial del yacimiento es menor a la presión del punto de burbuja donde se empieza a liberar el gas

contenido en el crudo. Para el estudio del presente trabajo el interés es clasificar el crudo de acuerdo al estado de los fluidos y su gravedad específica. (Escobar, 2000)

### **2.3.1. Petróleo negro**

Consiste de una amplia variedad de especies químicas que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles. El punto crítico está localizado hacia la pendiente de la curva. Las líneas (iso-volumétricas o de calidad) están uniformemente espaciadas y tienen un rango de temperatura amplio. Los primeros crudos de este tipo fueron de color negro, de allí su nombre. También se le llama crudo de bajo encogimiento o crudo ordinario. Estos crudos tienen  $GOR \leq 1000$  pcs/STB, el cual se incrementa por debajo del punto de burbuja.  $B_o \leq 2$  y  $API \leq 45$  y el contenido de  $C_{7+}$  mayor o igual a 30%. Las temperaturas del yacimiento son menores de 250 °F. La gravedad decrece lentamente con el tiempo hasta bien avanzada la vida del yacimiento donde vuelve a incrementarse ligeramente. Este crudo es normalmente negro (compuestos pesados) aunque puede ser marrón o verduzco (Escobar, 2000).

## **2.4. Comportamiento de un yacimiento**

La sumatoria del comportamiento de todos los pozos sirve de base para apreciar y dilucidar detalles sobre los diferentes sectores y la totalidad del yacimiento. El seguimiento continuo sobre el comportamiento del yacimiento aparece en estudios e informes frecuentes, preparados por los geólogos, ingenieros y demás personal técnico especializado de la empresa. Los estudios e informes de productividad del yacimiento cubren los siguientes aspectos. (Barberii, 1998)

### **2.4.1. Aspectos relevantes de un yacimiento**

- **Geográficos**

Ubicación del yacimiento y detalles de identificación y acceso. Relación geográfica con otros campos y/o ciudades y pueblos. (Barberii, 1998)

- **Geológicos**

Reseña sobre métodos de exploración que condujeron al delineamiento, interpretaciones y correlaciones. La columna geológica. Geología del subsuelo.



Origen, migración y entrapamiento de los hidrocarburos. Características generales y específicas de los estratos productores. Secciones y correlaciones. Mapas isópacos. Estimaciones de acumulaciones de hidrocarburos en sitio. Observaciones y cambios basados en la obtención e interpretación de datos derivados de pozos terminados últimamente. (Barberii, 1998)

- **Petrofísicos**

Características de los estratos productores, profundidad, espesores, arena neta, porosidad, permeabilidad, presión, temperatura, saturación, características de los fluidos, contactos de los fluidos. (Barberii, 1998)

- **Producción**

Correlaciones de análisis de relaciones presión-volumen-temperatura de los fluidos al correr el tiempo. Comparaciones e interpretaciones de pruebas de pozos, mensura de presión y temperatura general de presión de fondo de sectores o de todo el yacimiento. Preparación e interpretación de gráficos de producción (petróleo-gas agua) versus tiempo y/o presión para apreciar declinaciones y tendencias. Aplicaciones de fórmulas matemáticas y modelos para determinar y comparar declinaciones y tendencias y formular proyecciones sobre el comportamiento futuro del yacimiento. Análisis del comportamiento de extracción primaria de hidrocarburos y posibles aplicaciones futuras de métodos y mecanismos para vigorizar la productividad del yacimiento por la inyección de gas y/o agua u otros fluidos o aplicaciones térmicas, estimaciones de reservas. (Barberii, 1998)

- **Económicos**

Consideración de inversión y gastos, rentabilidad de la producción, modelos económicos y alternativas para el desarrollo y continuidad de producción del yacimiento en las diferentes etapas de extracción primaria y vigorizada. (Barberii, 1998)

- **Mercado**

Calidad y rendimiento de derivados. Opciones de venta de crudos y/o derivados localmente o al exterior. (Barberii, 1998)

#### **2.4.1.1 Yacimientos de petróleo pesado y extra pesado**

En esta investigación es necesario definir a los yacimientos de crudo pesado y extra pesado debido al enfoque que se le da a esta investigación.

Los crudos pesados y extra pesados se clasifican de esta manera debido a su gravedad específica, mientras más denso es el petróleo más baja es la densidad API y varían desde los 4° hasta los 22,3° API para crudos extra pesados y pesados, aunque estos crudos no siempre fueron pesado inicialmente se considera que todos los crudo parten con una gravedad API entre 30° y 40°API el petróleo se vuelve pesado sólo luego de una degradación sustancial ocurrida durante la migración y luego del entrapamiento. La degradación se produce a través de una variedad de procesos biológicos químicos y físicos, las aguas de formación también remueven hidrocarburos por solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua. El petróleo crudo también se degrada por volatilización cuando un sello pobre permite que la moléculas más livianas se separen y escapen, los crudos pesados se producen típicamente de formaciones geológicamente jóvenes, Pleistoceno, Mioceno y Plioceno, estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, la recuperación de este crudo en frío tiende a ser del 1% al 10% en frío y los yacimientos de la FPO no escapan a esta realidad, poseen presiones que oscilan entre los 300 y 800psi. (Curtis, 2015)

#### **2.4.2. Producción primaria, secundaria y terciaria**

Las operaciones de recuperación de petróleo han sido tradicionalmente subdivididas en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. Históricamente, estas etapas describen la producción de un yacimiento como una secuencia cronológica. La etapa primaria, de producción inicial, resulta del desplazamiento por la energía natural existente en el yacimiento. La secundaria, es casi sinónima de inyección de agua, se implementa usualmente después de la declinación de la producción primaria. Entre estos procesos, los tradicionales son: la inyección de agua y la inyección de gas.

La recuperación secundaria resulta del aumento de la energía natural, al inyectar agua o gas para desplazar el petróleo hacia los pozos, sin embargo en los pozos

productores de la FPO no aplica ya que el agua no tiene la capacidad de movilizar al crudo. En el caso del gas, se inyecta en la capa de gas para mantener la presión o expandirla. Los procesos de gas basados en otros mecanismos, como hinchamiento de petróleo, reducción de la viscosidad del petróleo, o comportamiento de fases favorable, se consideran procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos (RMH).

En cuanto a la recuperación terciaria, la tercera etapa de producción, es la que se obtiene después de la inyección de agua (o cualquier proceso secundario utilizado). Los procesos terciarios utilizan gases miscibles, químicas y/o energía térmica para desplazar petróleo adicional después de que un proceso secundario se vuelve no rentable, presenta un esquema de los diferentes mecanismos de producción del petróleo.

La desventaja de considerar las tres etapas como una secuencia cronológica es que muchas operaciones de producción de los yacimientos no se llevan a cabo en el orden especificado. Un buen ejemplo es la producción de petróleo pesado que ocurre en todo el mundo: si el crudo es suficientemente viscoso, no puede fluir a tasas económicas mediante empujes de energía natural, de tal manera que la producción primaria sería insignificante; tampoco la inyección de agua sería factible por lo que el uso de energía térmica o inyección de surfactantes podría ser la única forma de recuperar una cantidad significativa de petróleo. (Paris de Ferrer, 2001)

Sin embargo estudios recientes indican que es posible la aplicación recobro mejorado de hidrocarburos a través de la inyección de surfactantes por medio de un pozo inyector como método de producción primaria, como premisa de que el factor de recobro es mayor debido a que se aprovecha toda la energía inicial que posee el yacimiento cuando el pozo productor es abierto por primera vez. (Venezuela Patent No. 0247759 A1, 2012)

### **2.4.2.1. Métodos de predicción de inyección**

Un método de inyección consiste en aplicar un conjunto de ecuaciones que simulan el comportamiento esperado del yacimiento y permiten pronosticar información sobre su futuro.

#### **Método de Buckley y Leverett**

El método de predicción de Buckley y Leverett se fundamenta en la teoría de desplazamiento y permite estimar el comportamiento lineal de petróleo cuando se inyecta agua o gas a una tasa constante en un yacimiento. En este caso, se estimará el volumen de petróleo desplazado a cualquier tiempo, la tasa de producción de petróleo y el volumen de agua que se tiene que inyectar por cada volumen de petróleo producido. Tiene poca aplicación debido a las suposiciones en las cuales se fundamenta, en especial la de flujo lineal.

#### **Método de Dykstra y Parsons**

En el método de Dykstra y Parsons el yacimiento de petróleo se considera como un sistema estratificado formado por varios estratos y la recuperación de petróleo se calcula en función de la razón de movilidad y de la variación de permeabilidad del sistema. Se basa en las siguientes suposiciones:

- El yacimiento consiste de estratos de permeabilidad uniforme aislados, es decir, se supone que no existe flujo cruzados entre capas.
- El desplazamiento es tipo pistón sin fugas; es decir, solo existe una fase que fluye en un determinado volumen de sistema.
- Flujo continuo y sistema lineal.
- Todas las capas tienen la misma porosidad y permeabilidades relativas al petróleo y al agua, aunque tales propiedades pueden ser variables.

#### **Método de Stiles**

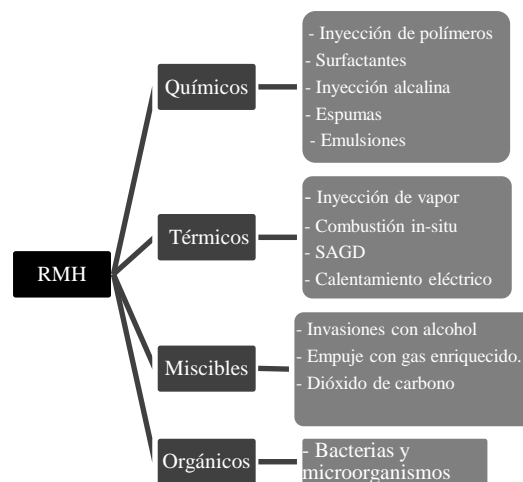
En 1949, Stiles presenta un método para predecir el comportamiento de la inyección de agua en yacimientos de petróleo parcialmente agotados, el cual toma en cuenta la variación de la permeabilidad y la distribución vertical de la capacidad

productiva, donde las distancias recorridas por los fluidos en las diferentes capas son proporcionales a las permeabilidades de cada una de ellas. Las suposiciones que lo fundamentan son:

- Flujo lineal y continuo
- Las tasas de producción y de inyección en cada capa son proporcionales a su permeabilidad y a la movilidad del flujo producido a través de cada una de ellas.
- Como la razón de movilidad es igual a uno, el avance del frente en cada capa es proporcional a su permeabilidad; sin embargo, en el cálculo del flujo fraccional de agua y de la razón agua-petróleo, la razón de la movilidad puede tener cualquier valor.
- Todas las capas tienen las mismas características con excepción de las permeabilidades.

#### 2.4.2.2. Métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos (RMH)

El término “recuperación mejorada de hidrocarburos” se refiere a cualquier método utilizado para recuperar mayor cantidad de petróleo de la que se podría obtener por recuperación primaria, estos métodos buscan reducir o eliminar la capilaridad y fuerzas interfaciales que existen entre el crudo y los poros de la roca, en la figura 3 se muestra una clasificación de los procesos de recobro mejorado. (Enhanced oil recovery, 2001)



**Figura 3.** Procesos y métodos de EOR (elaboración propia)

### **ASP comparación con método Intesurf®**

Es una combinación de varios métodos entre ellos alcalinos, inyección de surfactantes, polímeros, y aminas con el objetivo de realizar cambios en la mojabilidad se emplea un proceso de emulsificación in situ. Este método de RMH requiere adicionar al agua de inyección ciertas sustancias químicas como hidróxido de sodio, silicato de sodio, soda caustica o carbonato de sodio, las cuales reaccionan con los ácidos orgánicos que contiene el petróleo del yacimiento. A medida que el agua alcalina y el petróleo reaccionan, se van activando surfactantes en la interfase petróleo-agua, las cuales permiten que el petróleo sea producido. (Paris de Ferrer, 2001)

En comparación con el método de ASP la inyección de surfactantes a través del método planteado por Manrique P. y colaboradores propone la inyección de surfactantes en agua de producción. Este método ayuda a resolver la problemática de la disposición de aguas residuales y evita la toma de agua de acuíferos para consumo humano, tampoco utiliza polímeros, aminas o cualquier aditivo que incremente los costos, otra ventaja muy importante es que esta tecnología no busca emulsificar el crudo en el agua de inyección ya que se ha demostrado que es muy difícil mantener una emulsión donde la fase continua sea el agua, este tipo de emulsiones se pueden ser revertidas durante el proceso dañando severamente el pozo a un grado donde sea imposible la aplicación de cualquier otro método. (Venezuela Patent No. 0247759 A1, 2012)

### **Inyección de surfactantes en agua de producción**

Los surfactantes son compuestos cuyas estructuras moleculares contienen tanto grupos hidrofílicos, como grupos hidrofóbicos. Cuando se agregan a un medio acuoso, las moléculas de surfactantes forman estructuras denominadas micelas, las cuales permiten interactuar en la interfaz de ambos fluidos otorgándole sus principales funciones como la reducción de la tensión interfacial por absorción en la interfaz líquido-líquido y aumento de la solubilidad por medio de una concentración crítica micelar, la cual para el caso del petróleo permite que éste penetre el corazón de las micelas formando un sistema de microemulsión. De acuerdo a la carga que poseen los surfactantes se clasifican en: aniónicos,

catiónicos, no iónicos y anfotéricos. Para la recuperación mejorada del petróleo los surfactantes que se emplean mayormente son los aniónicos dentro de los que destacan los sulfonatos, los cuales en base a su fórmula de agente tensoactivos permite optimizar el proceso de recobro.

La cantidad de hidrocarburo que se produce por energía natural del yacimiento o por la aplicación de mecanismos como la inyección de agua o gas, por lo general no es mayor al 40% de petróleo original en sitio, debido al efecto de las fuerzas viscosas que impiden la fluidez del petróleo y fuerzas capilares que retienen el hidrocarburo en el medio poroso. Es por ello, que la movilidad del petróleo residual está sujeta a una competencia entre las fuerzas viscosas y fuerzas capilares, que se expresa a través del denominado número capilar ( $N_c$ ) definido como (Salager, 2002):

$$N_c = \frac{V * \mu}{\sigma * \cos \theta} \quad \text{Ecuación N° 2}$$

$\mu$ : Viscosidad del fluido desplazante (centipoise).

$V$ : Velocidad del fluido desplazante (cm/seg).

$\theta$ : Ángulo de contacto (grado sexagesimal)

$\sigma$ : Tensión interfacial (Nm/m)

## 2.5. Surfactante

La palabra "*surfactant*" no tiene una traducción exacta en español, lengua en la cual se usa el término genérico de "tensoactivos", que se refiere a una actividad o a una acción sobre la tensión superficial o interfacial, es decir sobre la energía libre de Gibbs. Este término es equivalente a surfactante solo si se supone que la actividad superficial o interfacial se traduce necesariamente por un descenso de la tensión, lo cual es verdad en la mayor parte de los casos que tienen un interés práctico. Para esta investigación se utilizó el término "surfactante". En general, el término tensoactivo se refiere a una propiedad de la sustancia. Los anfífilos tiene muchas otras propiedades y se califican según las aplicaciones: jabones, detergentes,

dispersantes, emulsionantes, espumantes, bactericida, inhibidores de corrosión, antiestático, etc. O dentro de las estructuras de tipo: membrana, microemulsión, cristal líquido, liposomas o gel. (Salager, 2002)

### **2.5.1. Clasificación de los surfactantes**

Los surfactantes se clasifican comúnmente de acuerdo a la estructura de su molécula o de acuerdo a su ionización en el agua

#### **Los surfactantes aniónicos**

Se disocian en un anión anfífilo y un catión, el cual es en general un metal alcalino o un amonio cuaternario. A este tipo pertenecen los detergentes sintéticos como los alquil benceno sulfonatos, los jabones (sales de sodio de ácidos grasos), los agentes espumantes como el lauril sulfato, los humectantes del tipo sulfosucinato, los dispersantes del tipo lignosulfonatos, etc. La producción de los surfactantes aniónicos representa alrededor del 55% de los surfactantes producidos anualmente en el mundo. (Islas, 1991)

#### **Los surfactantes no-iónicos**

Están en el segundo rango por orden de importancia con un poco menos del 40% del total. En solución acuosa no se ionizan, puesto que ellos poseen grupos hidrófilos del tipo alcohol, fenol, éter o amida. Una alta proporción de estos surfactantes pueden tornarse relativamente hidrofílicos gracias a la presencia de una cadena poliéter del tipo polióxido de etileno. El grupo hidrófobo es generalmente un radical alquilo o alquil benceno y a veces una estructura de origen natural como un ácido graso, sobre todo cuando se requiere una baja toxicidad. (Islas, 1991)

#### **Los surfactantes catiónicos**

Se disocian en solución acuosa en un catión orgánico anfífilo y un anión generalmente del tipo halogenuro. La gran mayoría de estos surfactantes son compuestos nitrogenados del tipo sal de amina grasa o de amonio cuaternario. La fabricación de estos surfactantes es mucho más costosa que los anteriores y es por esta razón que no se les utilizan salvo en caso de aplicación particular, como cuando se hace uso de sus propiedades bactericidas o de su facilidad de adsorción sobre



sustratos biológicos o inertes que poseen una carga negativa. Esta última propiedad hace que sean excelentes agentes antiestáticos, hidrofobantes, así como inhibidores de corrosión, y puedan ser utilizados tanto en productos industriales como para uso doméstico. (Islas, 1991)

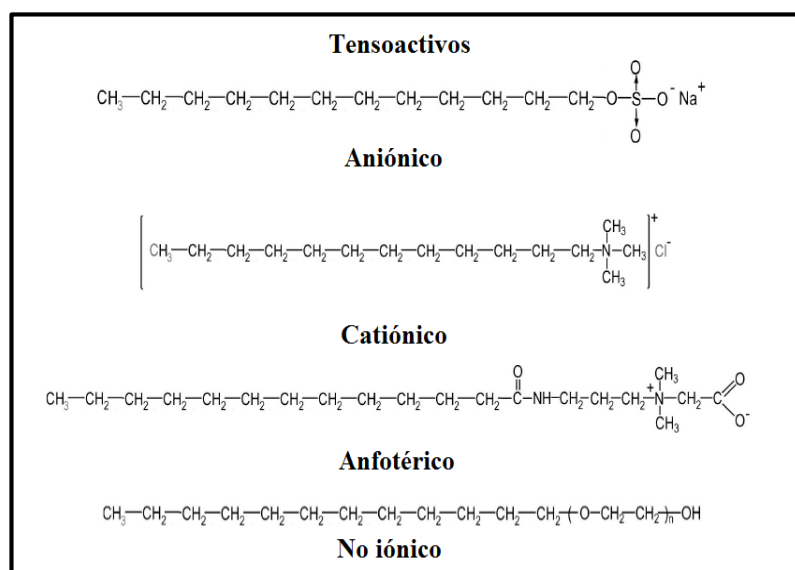
### Surfactantes anfóteros

La combinación dentro de una misma molécula de dos caracteres: aniónico y catiónico producen un surfactante llamado anfótero, como por ejemplo los aminoácidos, las betaínas o los fosfolípidos; ciertos anfóteros son insensibles al pH, otros son de tipo catiónico a pH ácido y de tipo aniónico a pH alto. Los anfóteros son en general tan caros como los catiónicos y por esta razón su utilización se reduce a aplicaciones particulares. (Islas, 1991)

### Surfactantes poliméricos

Estos son producidos asociando estructuras polimerizadas de tipo hidrofílico o lipofílico, en forma de bloques o de injertos. Ciertos de estos surfactantes son indispensables en procesos donde están involucrados macromoléculas naturales como en la deshidratación de petróleo. (Islas, 1991)

En la figura 4 se presentan los diferentes tipos de surfactantes anteriormente definidos.



**Figura 4.** Estructura química de tensoactivos (Salager, 2002)

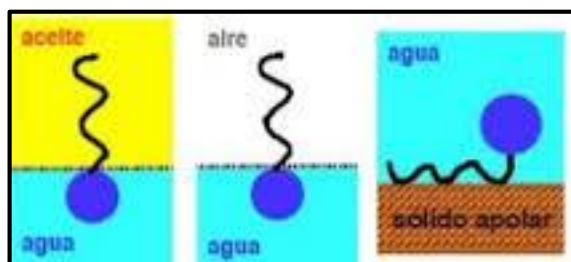
### **2.5.2. Propiedades de los surfactantes**

Los surfactantes poseen propiedades esenciales, adsorción en la interfase y asociación en la solución.

#### **Adsorción**

Los surfactantes poseen una doble afinidad polar-apolar, las moléculas de surfactantes tienden a satisfacer su doble afinidad a los compuestos hidrofílicos e hidrofóbicos, cuando los surfactantes se encuentran en una interfase agua-aire o agua-aceite está se orienta según su afinidad de manera que el grupo polar se encuentre en el agua y el grupo apolar en el aire o en el aceite. Para que suceda la ubicación de las moléculas en la interfase debe ocurrir una transferencia de energía desde el seno de la solución acuosa a la interfase, este fenómeno se denomina adsorción de surfactantes, donde se reduce la tensión entre las fases, de allí el nombre de tensoactivos, responsable de la curvatura de la interfase deformación de gotas y fenómenos capilares. La adsorción de los surfactantes no se limita a la interfase de líquido-líquido, sino que también se produce en las interfaces líquido-sólido y gas-sólido como se muestra en la siguiente figura. (Louis, 1992)

Dentro de los métodos para medir la adsorción de surfactantes se encuentra la espectroscopía de fluorescencia molecular es un método que consiste en un proceso de emisión en el cual las moléculas son excitadas por la absorción de radiación electromagnética. Las especies excitadas se relajan al estado fundamental, liberando su exceso de energía en forma de fotones. Una de las características más atractivas de los métodos de fluorescencia es su sensibilidad inherente, la cual es, con frecuencia de uno a tres órdenes de magnitud mejor que las de la espectroscopía de absorción. No obstante, los métodos de fluorescencia se aplican mucho menos que los métodos de absorción debido al número relativamente limitado de sistemas químicos que se pueden hacer fluorescer.



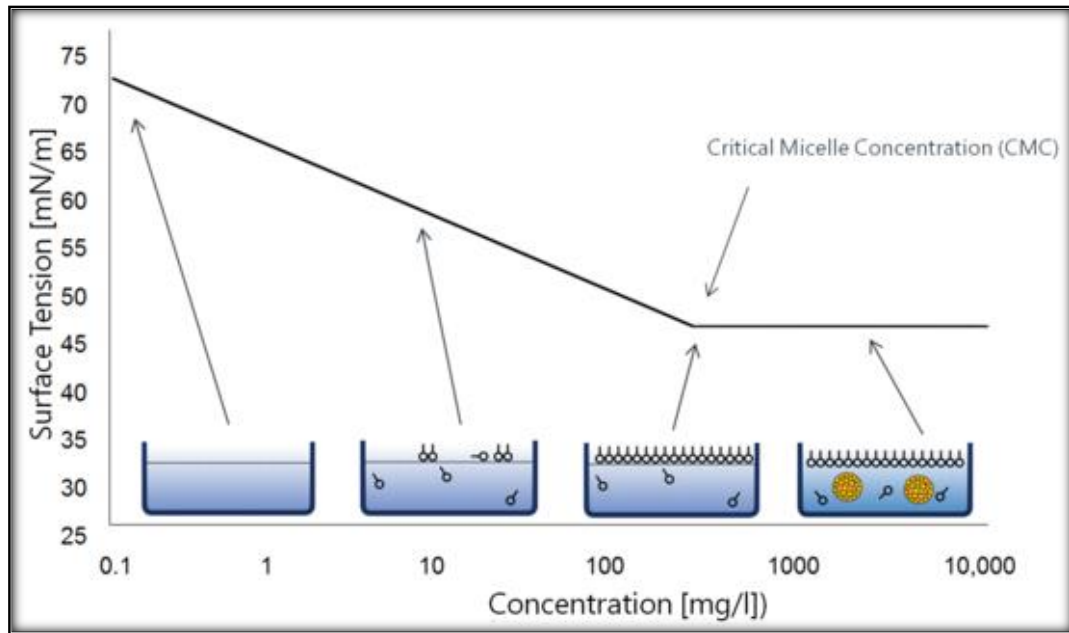
**Figura 5.** Fenómeno de adsorción en las diferentes interfases (Suárez, 2012)

### **Asociación o agregación**

Las soluciones acuosas de surfactantes al aumentarse la concentración del mismo comienzan a adsorberse en la interfase del sistema, luego su concentración aumenta hasta que se forman las primeras micelas a cierta concentración la interfase ya se encuentra totalmente saturada de monómeros y la tensión interfacial llega a un punto donde no se reduce más, ese punto es denominado concentración micelar crítica. La micelización es un tipo de micro precipitación en donde el surfactante se retrae parcialmente de la fase acuosa teniendo afinidad por sí mismo en la parte apolar de la molécula.

### **Concentración micelar crítica**

Se denomina concentración micelar crítica (CMC) a la concentración mínima de surfactante a partir de la cual se forman micelas espontáneamente en una disolución. La concentración micelar crítica es un punto definido con precisión para cada compuesto, la CMC es una de las más importantes características de un surfactante, pues antes de alcanzarse la tensión superficial depende directamente de la concentración de surfactante, pero permanece constante o crece de forma suave a partir de la CMC, como se muestra en la figura 6. (Kruss, 2015)



**Figura 6.** Tensión de una solución de surfactante a medida que se aumenta la concentración (Kruss, 2015)

## 2.6. Estimulación de pozos petroleros

Una estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirve para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de éste a la formación los objetivos de la estimulación: para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; para pozos inyectores aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor, y para procesos de recuperación secundaria y mejorada, optimizar los patrones de flujo. (Islas, 1991)

### 2.6.1. Tipos de estimulación

#### Estimulación por fracturamiento hidráulico

En este caso las características del yacimiento permanecen inalteradas y el mejoramiento de la productividad se da por el cambio de patrón de flujo de radial circular a lineal hacia una gran superficie dentro del yacimiento creada por el fracturamiento hidráulico. (Islas, 1991)

### **Estimulación matricial**

Un valor grande de S (daño a la formación) en general será consecuencia de un daño en la zona vecina al pozo, debido principalmente a las operaciones de perforación, cementación y terminación del mismo. (Islas, 1991)

Esta alteración en la vecindad del pozo puede realmente ser eliminada y así reducir a cero el valor de S, o en algunos casos disminuirlo más a valores negativos. Esto es posible lograrlo a través de la estimulación matricial, la cual reduce el efecto Skin, S, y el mejoramiento de la productividad del pozo resulta de un virtual incremento efectivo del radio del pozo, dado por la ecuación N°3 presentada a continuación.

$$rw' = rw * e^{-S} \quad \text{Ecuación N°3}$$

rw': Incremento efectivo virtual del radio del pozo (pies).

rw: Radio del pozo (pies).

S Factor de daño (adimensional).

La estimulación matricial a su vez se subdivide en dos modalidades la no reactiva o no ácida en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca, se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, como alcoholes, solventes o surfactantes. La estimulación matricial reactiva en donde los fluidos reaccionan químicamente con la formación disolviendo materiales que dañan la formación, en estos casos se utilizan sistemas de ácidos. (Islas, 1991)

#### **2.6.1.1. Estimulación matricial reactiva o acidificación**

La estimulación matricial reactiva o acidificación matricial consiste en la inyección a la formación de soluciones químicas a gastos y presiones inferiores a la presión de ruptura de la roca. En formaciones de alta productividad la acidificación matricial se utiliza para estimular la productividad natural del pozo, en donde las soluciones de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños que dañan la formación y disuelven los propios sólidos de la roca.

Este tipo de trabajos de estimulación es dañino ya que se convierte en una amenaza para el metal de las tuberías y equipos de superficie, algunos ácidos precipitan productos del crudo, luego de la estimulación ocurre una rápida declinación de la productividad, puede causar colapso de la formación en la vecindad del pozo. (Mendez J., 2009)

#### **2.6.1.2. Utilización de surfactantes en la estimulación matricial no reactiva**

La molécula de surfactante es parcialmente soluble tanto en fluidos oleosos como acuosos; sin embargo, la solubilidad preferencial de los surfactantes depende de la relación de sus grupos solubles en agua y aceite, por lo tanto un incremento en la relación de los grupos solubles en aceite propicia una mayor solubilidad en aceite; por lo contrario un incremento de los grupos solubles en agua produce una mayor solubilidad en agua. Algunos surfactantes son sólo dispersables en agua o aceite.

El uso de los surfactantes para tratamiento de pozos se ha hecho imprescindible en todo tipo de estimulación. Específicamente en la estimulación matricial no ácida, la acción de los surfactantes se manifiesta principalmente en los siguientes fenómenos:

##### **Disminución de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso**

La acción bajo tensora de los surfactantes permite reducir las fuerzas capilares responsables del entrapamiento de los fluidos en el medio poroso. (Islas, 1991)

##### **Mojabilidad de la roca**

Cuando la formación en la vecindad del pozo llega a ser mojada por aceite, el aceite se adhiere a la pared de los poros incrementando el espesor de la película que moja la roca con la consecuente disminución del área libre de flujo del aceite y/o del gas. (Islas, 1991) Originando que el sor aumente

##### **Rompimiento de emulsiones**

La formación de una emulsión en el medio poroso restringe considerablemente el flujo de fluidos al pozo, por lo que en algunos casos será necesario destruir tales

emulsiones, en algunos casos se quiere emulsificar para otorgar mayor movilidad al crudo creando emulsiones en donde la fase continua es el agua.

Una emulsión es un sistema en el cual un líquido es dispersado en forma de gotas en otro fluido inmiscible. La emulsión puede ser estable o inestable. El líquido disperso constituye la fase discontinua, y el otro líquido la fase continua. En el caso de los yacimientos se presentan más frecuentemente emulsiones agua aceite, que emulsiones aceite en agua.

Cuando dos líquidos inmiscibles entran en contacto y se mezcla, se llega a formar una esfera que ofrece un área de superficie mínima y también una fuerte tensión interfacial. Si existe un agente surfactante de tipo emulsificante (que puede encontrarse en el propio aceite o en los fluidos de invasión), las superficies de las gotas de la fase dispersa adquieren cierta rigidez. Esto genera emulsiones estables que pueden agravarse por cargas electrostáticas provenientes de las moléculas de agua o presencia de finos que actúan como agentes emulsificantes. Para crear una emulsión estable, se requerirán entonces líquidos inmiscibles, suficiente agitación y un agente emulsificante.

Los surfactantes actúan en las emulsiones reduciendo la tensión interfacial, lo cual permite romper la rigidez de la película, o neutralizando el efecto de los agentes emulsificantes. Adicionalmente el cambio de Mojabilidad de las partículas sólidas también puede coadyuvar en el rompimiento de la emulsión. (Islas, 1991)

### **2.6.2. Acción de los surfactantes no-iónicos en estimulación matricial**

Las moléculas de estos surfactantes no ionizan, en combinación con otros productos químicos, los surfactantes no-iónicos pueden proporcionar otras características, tales como alta tolerancia al agua dura y al pH ácido.

La mayoría de los surfactantes no-iónicos son derivados de óxido de etileno o mezclas de óxido de etileno-óxido de propileno. Ya que la solubilidad en agua de los no-iónicos se debe a la formación de puentes de hidrógeno o a la atracción de agua por el oxígeno proveniente del óxido de etileno, esta atracción se reduce a altas

temperaturas y/o altas concentraciones de sal, ocasionado que la mayoría de los surfactantes no-iónicos se separen de la solución. (Islas, 1991)

## **2.7. Características que debe poseer un fluido acuoso de inyección en procesos de Estimulación y RMH**

Un fluido acuoso de inyección debe poseer una serie de propiedades y características que asegure que no va a generar daños al yacimiento y que al entrar en contacto con el medio poroso, cumpla con los objetivos planteados durante el proceso de estimulación y recuperación mejorada de petróleo. Este fluido de inyección debe cumplir con las siguientes características:

Propiedades fisicoquímicas similares a las del agua de formación para evitar incompatibilidades.

- Bajas concentraciones de sólidos no disueltos, para evitar taponamientos del medio poroso.
- Una concentración del 2% de inhibidor de arcillas para evitar el hinchamiento de las mismas.
- Ser capaz de modificar la condición de mojabilidad natural al aceite presentada por yacimientos de crudos pesados y extrapesados. (Proyecto USB-INTEVEP, 2009)

### **2.7.1. Agua de producción como fluido base de inyección de Surfactantes**

Se considera agua de producción a aquella agua que es extraída en conjunto con el hidrocarburo en las operaciones de producción de un yacimiento, y separadas en superficie mediante el proceso de deshidratación.<sup>1</sup> En la investigación se define el agua producida como el agua que se separa del crudo en el deshidratador, luego atraviesa un tren de intercambiadores de calor y finalmente es enviada a la planta de tratamiento de agua producida. En la planta de tratamiento se inyectan una serie de químicos como: clarificante, secuestrante de oxígeno, biocidas, entre otros; para hacer más eficiente la separación del crudo remanente del agua producida, con la finalidad de que esta cumpla las especificaciones para ser reinyectada.



### 2.7.2. Composición fisicoquímica del agua de producción

Los componentes primarios presentes en el agua de producción dependen principalmente de los yacimientos a partir de los cuales son obtenidas estas aguas. La mayoría de estos componentes han sido estudiados en forma extensa e individualmente en varias oportunidades por diversas razones. Una de las principales preocupaciones de reutilizar estas aguas para procesos de inyección, es la presencia de ciertos cationes que tienden a formar sales o compuestos insolubles que tapan el medio poroso. Otro caso es cuando estas aguas tienen como destino ser vertidas en los océanos, para ello debe analizarse fundamentalmente el contenido de aceite y grasas.

Los principales componentes presentes en el agua de producción y las propiedades de los mismos que se miden en el laboratorio se presentan en la tabla 3. (Suárez, 2012)

**Tabla 3.** Principales componentes y propiedades presentadas por el agua de producción. (Suárez, 2012)

Cationes	Aniones	Otras propiedades
Ca <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	pH
Mg <sup>2+</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Tensión superficial
Na <sup>+</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Sólidos suspendidos
Fe <sup>3+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Sólidos disueltos
Ba <sup>2+</sup>	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Sólidos disueltos
Sr <sup>3+</sup>	PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup>	Conteo Bacteriano

En la tabla 4 se presentan las ventajas y posibles desventajas de emplear el agua de producción como fluido base de inyección surfactantes en procesos de estimulación y recuperación mejorada.

**Tabla 4.** Ventajas y desventajas al emplear el agua de producción como fluido base de inyección.  
(Suárez, 2012)

Ventajas	Desventajas
Presencia de agentes tensoactivos provenientes del proceso de producción de crudo	Concentraciones considerables de sólidos no disueltos
Salinidad y otras propiedades fisicoquímicas similares a las propiedades del agua de formación del yacimiento receptor	Presencia de iones divalentes capaces de formar precipitados insolubles al entrar en contacto con la formación receptora
Presencia de iones $K^{+}$ en solución, los cuales son utilizados para inhibir el hinchamiento de arcillas	Presencia de iones divalentes capaces de formar precipitados insolubles al entrar en contacto con la formación receptora

### 2.7.3 Análisis de los componentes y de las propiedades fisicoquímicas presentadas por el Agua de Producción.

#### Cationes

Calcio: los iones son un componente principal de las salmueras de yacimientos petrolíferos. El ión calcio se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles los cuales taponarían el medio.

Magnesio: estos iones se presentan solamente en bajas concentraciones y también forman incrustaciones. Normalmente se encuentra como un componente de la incrustación del carbonato de calcio.

Sodio: es el catión más abundante en las salmueras de yacimientos petrolíferos, generalmente se halla en concentraciones superiores a 35000 ppm. Se considera únicamente problemático al precipitarse como cloruro de sodio en grandes cantidades, esto ocurre cuando se tiene agua extremadamente salada.

Hierro: el contenido de hierro disuelto generalmente es muy bajo en el agua de producción, valores altos son sinónimo de corrosión. Puede estar disuelta en forma férrica o ferrosa ( $\text{Fe}^{3+}$  ó  $\text{Fe}^{2+}$ ); o pueden estar en suspensión como precipitado de hierro. El hierro también se combina con los sulfatos y materias orgánicas para formar un lodo de hierro, y es prácticamente susceptible de formar lodos si hay ácidos presentes. El conteo de hierro es usado para detectar o monitorear el grado de corrosión.

Bario: es uno de los metales presentes en el agua de producción que se puede combinar con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble (precipitado extremadamente insoluble). Aun en cantidades pequeñas puede causar grandes problemas. El bario se queda en la superficie por mucho tiempo por lo que se debe evitar la descarga en la superficie.

Estroncio: puede combinarse con el sulfato y formar precipitados insolubles de sulfato de estroncio. Aunque es más soluble que el sulfato de bario, se encuentra a menudo mezclado con el sulfato de bario. (Suárez, 2012)

### **Aniones**

Carbonato: está prácticamente en toda agua de formación y por ende en el agua de producción, sobre todo si se tiene un pH elevado, reacciona con algunos cationes para formar precipitados insolubles.

Bicarbonato: se encuentra en la mayoría de las aguas de formación en ocasiones en concentraciones mayores a 800 ppm, lo cual es bastante perjudicial ya que pueden reaccionar fácilmente con los cationes bario, magnesio o calcio para formar precipitados insolubles.

Sulfato: es el alimento de las bacterias reductoras de sulfatos que pueden llevar a la formación de  $\text{H}_2\text{S}$  en el yacimiento, este anión tiene tendencia a reaccionar con los cationes estroncio, bario o calcio y llegar a formar incrustaciones insolubles.

Cloruro: es el ion más predominante en el agua de formación y de producción, que caracteriza a la misma, su mayor fuente es el cloruro de sodio ( $\text{NaCl}$ ) por lo que la concentración de cloruros es la medida de la salinidad de agua. El principal

problema del manejo de cloruros es que la corrosividad de la salmuera aumenta drásticamente con el contenido de cloruro. (Suárez, 2012)

### **Propiedades físicas del agua**

- **Conductividad:** es la capacidad que posee una solución acuosa de conducir la corriente eléctrica, a 25°C. (Aguinaga, 1996)
- **Dureza total:** se define como la suma de la concentración de iones calcio y magnesio, expresados como carbonato de calcio, en mg/L. (Aguinaga, 1996)
- **pH:** el pH o la actividad del ión hidrógeno indican a una temperatura dada, la intensidad de las características ácidas o básicas del agua. (Aguinaga, 1996). El pH se define como el logaritmo de la inversa de la actividad de los iones hidrógeno,  $\text{pH} = -\log[\text{H}^+]$ .  $[\text{H}^+] =$  actividad de los iones hidrógeno en mol/L. (Aguinaga, 1996)
- **Sólidos en suspensión:** son los materiales retenidos por un filtro estándar de fibra de vidrio y secado 103-105°C. Los sólidos suspendidos fijos son los residuos resultantes luego de calcinar a  $550 \pm 50^\circ$  la muestra retenida en el filtro. Los sólidos suspendidos volátiles corresponden a los compuestos perdidos durante la calcinación a  $550 \pm 50^\circ\text{C}$  de la muestra retenida en el filtro. Se determinan por diferencia de peso entre sólidos suspendidos totales y fijos. (Aguinaga, 1996)
- **Turbidez:** es una medida de la propiedad óptica que causa dispersión y absorción de la luz con disminución de la transmisión en línea recta. Se miden en unidades de turbidez nefelométrica, (NTU) (Aguinaga, 1996).
- **Alcalinidad:** del agua se puede definir como una medida de su capacidad para neutralizar ácidos. En las aguas naturales, esta propiedad se debe principalmente a la presencia de ciertas sales de ácidos débiles, aunque también puede contribuir la presencia de bases débiles y fuertes. (Henry, 1999)

## 2.8. Propiedades del medio poroso

El medio poroso es una estructura compleja donde ocurren distintos fenómenos e interacciones entre los fluidos que allí se alojan.

### 2.8.1. Porosidad

Fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que puedan almacenar fluidos como se presenta en la figura 7 y se define en la ecuación N°4. (Padrón, 2012)

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{Ecuación N°4}$$

$\Phi$ = Porosidad

$V_p$ = Volumen poroso de la muestra (cm<sup>3</sup>)

$V_t$ = Volumen total de la muestra (cm<sup>3</sup>)

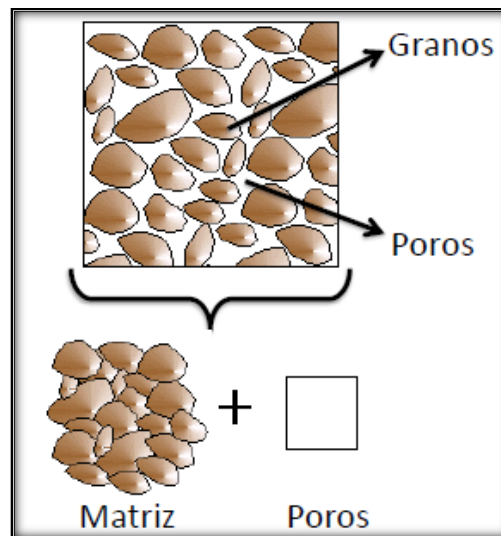


Figura 7. Explicación gráfica de la porosidad (Padrón, 2012)

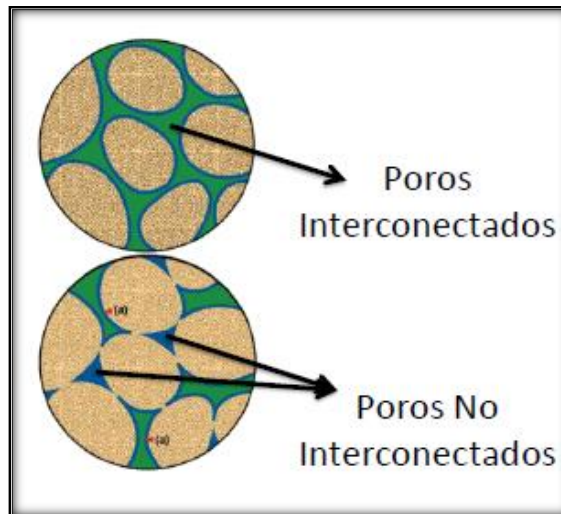
### Tipos de porosidad

Según la comunicación de sus poros como se muestra en la figura 8 la porosidad se puede clasificar en efectiva con poros interconectados, no efectiva para poros no interconectados las ecuaciones N°4 y N°5 muestran como calcular las diferentes

porosidades, por último la porosidad absoluta la cual es la suma de las dos anteriores.

$$\Phi_{efectiva} = \frac{V_{pint}}{V_t} \quad \text{Ecuación N}^\circ 5$$

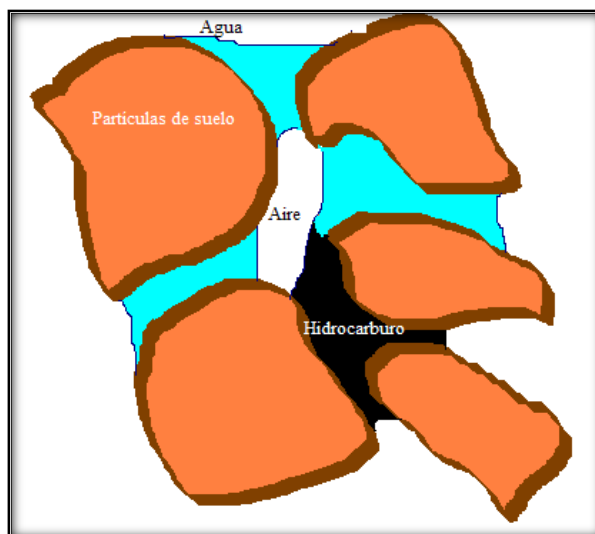
$$\Phi_{noefectiva} = \frac{V_{pnoint}}{V_t} \quad \text{Ecuación N}^\circ 6$$



**Figura 8.** Porosidad efectiva y no efectiva (Padrón, 2012)

### 2.8.2. Saturación de fluidos

La saturación es otra de las propiedades importantes a determinar, cuál es la saturación de fluidos es el yacimiento. En la mayoría de la formaciones petrolíferas ocurre que la roca estuvo saturada con agua inicialmente antes de la invasión y entrapamiento del crudo, siendo el petróleo menos denso que el agua este se ubica en general en la parte superior del yacimiento aunque el crudo no desplaza en su totalidad al agua que inicialmente estaba alojada en los poros de la roca, para determinar la cantidad de hidrocarburos acumulados en la roca es necesario determinar la saturación de los fluidos (petróleo, agua y gas). En la figura 9 se muestra una distribución de los fluidos en el yacimiento. (James, 1988)



**Figura 9.** Porosidad efectiva y no efectiva (Padrón, 2012)

### **2.8.2.1. Métodos para determinar la saturación de los fluidos.**

Existen dos enfoques principales para la medición de la saturación de los fluidos. El primer enfoque es un método directo y consiste en la selección de muestras de roca y medir la cantidad de fluidos que se encuentra contenida en las muestras. Otro enfoque indirecto para determinar la saturación de los fluidos es el uso de registros eléctricos. (James, 1988)

#### **Determinación de la saturación a partir de muestras de roca**

La determinación de la saturación a partir de la toma de muestras de roca de un yacimiento consiste en tomar una pequeña muestra y calentarla hasta evaporar el agua y el crudo, el cual es condensado y recolectado en un recipiente receptor este método es conocido como retorta, y tiene algunas desventajas es necesario alcanzar temperaturas en el orden de los 550-600°C en donde parte del agua se puede cristalizar y arroja un error de medición considerable ya que no se podría contabilizar el agua cristalizada. (James, 1988)

### **2.8.2.2. Definición de saturación crítica**

La permeabilidad relativa puede ser igual a cero a una saturación dada. Para las fases en movimiento, estas saturaciones se denominan: Saturación de Agua crítica ( $S_{wc}$ ) esta corresponde a la saturación en la cual la fase acuosa inicia el flujo.

Para la fase desplazada la saturación mínima es la residual, para petróleo desplazado por agua ( $S_{or}$ ). La saturación de agua irreducible ( $S_{wir}$ ) es el volumen poroso ocupado por agua en un yacimiento con máxima saturación de hidrocarburo. En rocas mojadas por agua, representa la película de agua en la superficie sólida alrededor de los granos y las gargantas de poro, este fenómeno ocurre gracias a los fenómenos de presiones capilares. (Proyecto USB-INTEVEP, 2009)

### **Determinación de la saturación mediante registros eléctricos**

Los fluidos que se encuentran contenidos en las rocas de un yacimiento son agua, petróleo y gas, el petróleo y el gas no son conductores eléctricos en cambio el agua en un buen conductor eléctrico cuando contiene sales disueltas como el agua de formación. La corriente es conducida en el agua por el movimiento de iones. La alta resistividad del crudo es registrada en superficie y puede ser interpretada por especialistas en registros eléctricos mediante las ecuaciones de resistividad y el factor de formación definido por Archie. (James, 1988)

### **2.8.3. Permeabilidad y Ley de Darcy**

Una de las características que debe conocerse en un yacimiento, es su habilidad para permitir el flujo de fluidos a través de él, la cuantificación de esta característica es de suma importancia para estudios relativos a la explotación de un yacimiento esta propiedad del medio poroso es conocida como permeabilidad.

La expresión que nos permite cuantificar la permeabilidad es conocida como la Ley de Darcy y viene representada por la siguiente ecuación. (James, 1988)

$$\dots\dots K(darcy) = \frac{L(cm) * Q((cm^3)/seg) * \mu(cp)}{(A(cm^2) * \Delta P(atm))} \quad \text{Ecuación N° 7}$$

Para darle validez a la Ley de darcy el fluido debe cumplir con los siguientes postulados.

- El fluido debe ser incompresible.
- El fluido es homogéneo y monofásico.
- El fluido no reacciona con el medio poroso.
- El flujo es viscoso.



- El flujo es lineal.
- El flujo es isotérmico.
- El flujo es horizontal.
- La viscosidad es independiente de la presión.
- El fluido satura 100% el medio poroso.

### **2.8.3.1. Clasificación de la permeabilidad**

La permeabilidad se separa en tres concepciones, la permeabilidad absoluta, permeabilidad efectiva y permeabilidad relativa.

#### **Permeabilidad absoluta**

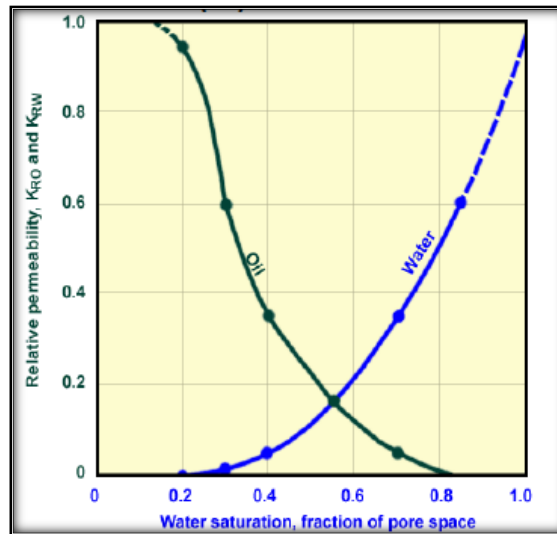
Es la permeabilidad cuando la saturación del medio consiste en 100% de fluido en movimiento. (Padrón, 2012)

#### **Permeabilidad efectiva**

La permeabilidad efectiva de una fase es la capacidad de un medio poroso de permitir el paso de dicha fase a una determinada saturación, cuando en el sistema existen varias fases (agua, petróleo y gas).

#### **Permeabilidad relativa**

Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1. A continuación en la figura 10 se presenta una curva típica de permeabilidades relativas, los puntos más importantes para destacar en este tipo de curvas son los *end points*, saturación de agua residual ( $S_{wr}$ ), saturación de petróleo irreducible ( $S_{or}$ ), permeabilidad relativa máxima del petróleo ( $K_{romax}$ ) y permeabilidad relativa máxima del agua ( $K_{rwmmax}$ ).



**Figura 10.** Curva típica de permeabilidad relativa al agua y al petróleo

#### 2.8.4. Medición de la permeabilidad

Para la determinación de la permeabilidad relativa y absoluta en el laboratorio es necesario realizar pruebas de desplazamiento de crudo a flujo constante en condiciones de yacimiento, en donde a través de una celda se inyecta un fluido a determinado caudal penetra el núcleo que se encuentra encapsulado en la celda este genera un diferencial de presión a la entrada y a la salida; conocidas las dimensiones del núcleo y viscosidad del crudo se aplica la ley de darcy para obtener un resultado de la permeabilidad.

#### 2.9. Interacciones roca-fluido, fluido-fluido

Durante la perforación y producción de pozos petroleros existen interacciones entre los fluidos y la roca que los contiene, algunas de esas interacciones se ven afectadas por la introducción de fluidos extraños a la formación a continuación de definirán conceptos que permitan el entendimiento de tales interacciones.

##### 2.9.1. Tensión superficial

Se define como el trabajo necesario para crear una nueva unidad de superficie en la interfase que separa los fluidos ya sea agua-sólido, gas-sólido, gas-agua o sólido-gas. La fuerza por unidad de longitud requerida para crear un área de superficie adicional se define en la ecuación N° 8.

$$\sigma = \frac{\text{Trabajo (W)}}{\text{Área (A)}} = \frac{\text{dinas}}{\text{cm}} = \frac{\text{mN}}{\text{m}} \quad \text{Ecuación N}^\circ 8$$

### 2.9.1.1. Métodos para medir la tensión superficial

#### Método de la placa de Wilhelmy

En este método se mide la fuerza hacia abajo que sobre una placa lisa ejerce la superficie o interfase a la cual se desea determinar la tensión cuando esta placa toca exactamente esa superficie o interfase.

El lado inferior de la placa se pone en contacto con la superficie del líquido para que se moje, luego se ejerce una fuerza vertical sobre la placa para levantarla, la placa se levanta poco a poco, y de cada lado se forma una interfase de curva, se levanta la placa hasta que se produzca el arranque, este procedimiento se presenta en la figura 11. (Anton de Salager, 2005)

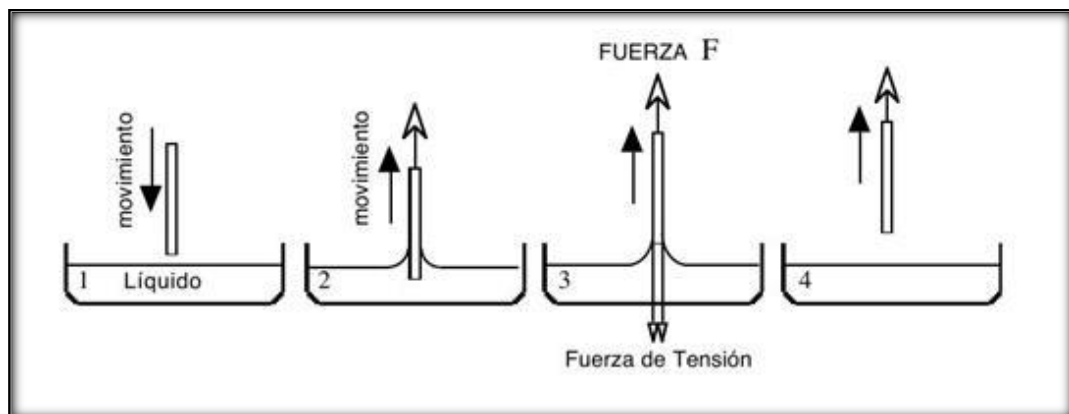


Figura 11. Método de la placa de Wilhelmy (Salager, 2002)

#### Método del anillo de Nouy

Un anillo se coloca sobre la superficie del líquido como se presenta en la figura 12 y se mide la fuerza requerida para separar el anillo de la superficie. En este método debe asegurarse el mojado completo del anillo para obtener resultados reproducibles y de significado. Es un método sencillo, rápido, de alta precisión, no muy dependiente del ángulo de contacto. Es una variante del método de la placa que tiene ciertas ventajas en cuanto a precisión.

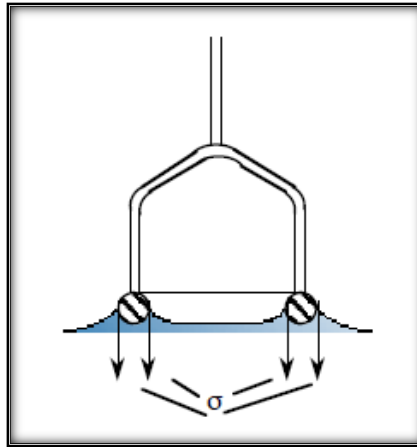


Figura 12. Método del anillo de Nouy (Salager, 2002)

### 2.9.2. Humectabilidad o mojabilidad

Tendencia de un fluido en presencia de otro inmisible con él a extenderse o adherirse a una superficie sólida. Los compuestos polares orgánicos en el crudo reaccionan con la superficie de la roca convirtiéndola en mojable por petróleo, aunque geológicamente el agua es la fase mojante del medio en condiciones originales cuando el crudo entró a la cuenca proveniente de la roca madre el yacimiento estaba mojado por agua sin embargo la migración del crudo interactuó con la roca haciendo que cambie la mojabilidad de la misma

El ángulo de contacto es una medida indirecta de mojabilidad. Si  $\theta \geq 90^\circ$  hace referencia a un sistema mojado por aceite y si  $\theta \leq 90^\circ$  se dice que el sistema está mojado al agua, en la figura 13 se muestran sistemas de diferente mojabilidad (Escobar, 2000)

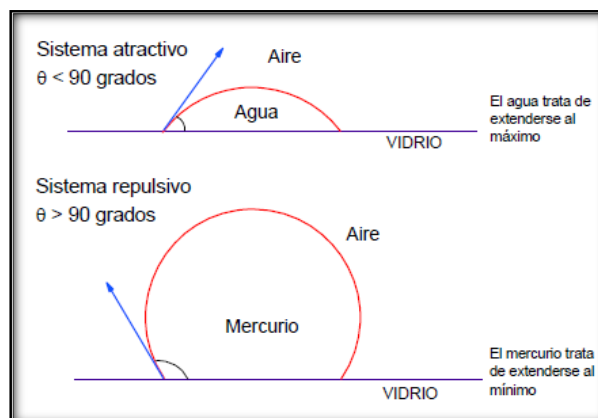


Figura 13. Sistema mojante y sistema no mojante (Escobar, 2000)

### **2.9.2.1. Mojabilidad en la Imbibición y la alteración de la mojabilidad**

La interdependencia de la imbibición y la mojabilidad de la roca conllevan a que la separación de los dos términos sea prácticamente imposible. Se puede correlacionar la imbibición espontánea y forzada con indicadores de mojabilidad.

Hasta la década de los 80 se suponía que la mayoría de los reservorios eran mojados por agua, sin embargo estudios recientes demuestran que esta suposición es errada. La mayoría de los yacimientos mojados por petróleo poseen un factor de recobro menor a aquellos mojados por agua, lo cual es explicado en parte por el fenómeno de imbibición y otras interacciones complejas como la cantidad de surfactantes naturales que contenga el petróleo (asfaltenos) generando un cambio en el comportamiento de la mojabilidad, lo cual forma un complejo hidrófobo muy estable. (Proyecto USB-INTEVEP, 2009)

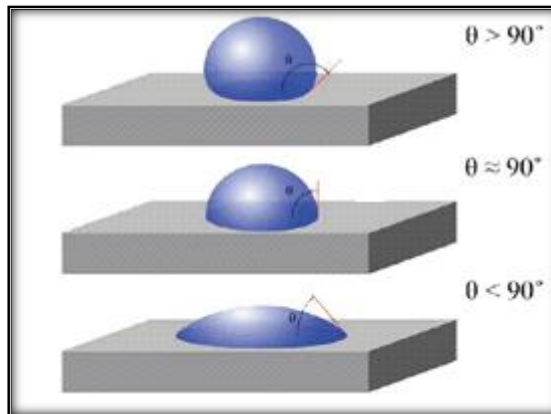
Por las razones expuestas la alteración de la mojabilidad del yacimiento es de vital importancia con la finalidad de mejorar el recobro en yacimientos mojados por el petróleo. La manera de alterar la mojabilidad puede consistir en el uso de surfactantes (método químico).

### **2.9.2.2. Método para la determinación de ángulo de contacto**

Existen diversos métodos para medir la preferencia de la mojabilidad de un yacimiento.

#### **Medición de ángulo de contacto**

Se utilizan diversos métodos para crear líneas de contacto móviles, desde las cuales se miden los ángulos de contacto correspondientes al avance y retroceso del agua como se presenta en la figura 14. La hipótesis de esta prueba es que el petróleo crudo cambiará la superficie del modelo bajo condiciones de temperatura, pH y concentraciones de sal de la salmuera de la formación. (Abdallah, 2007)



**Figura 14.** Diferentes tipos de mojabilidad de una gota sobre una superficie horizontal (Abdallah, 2007)

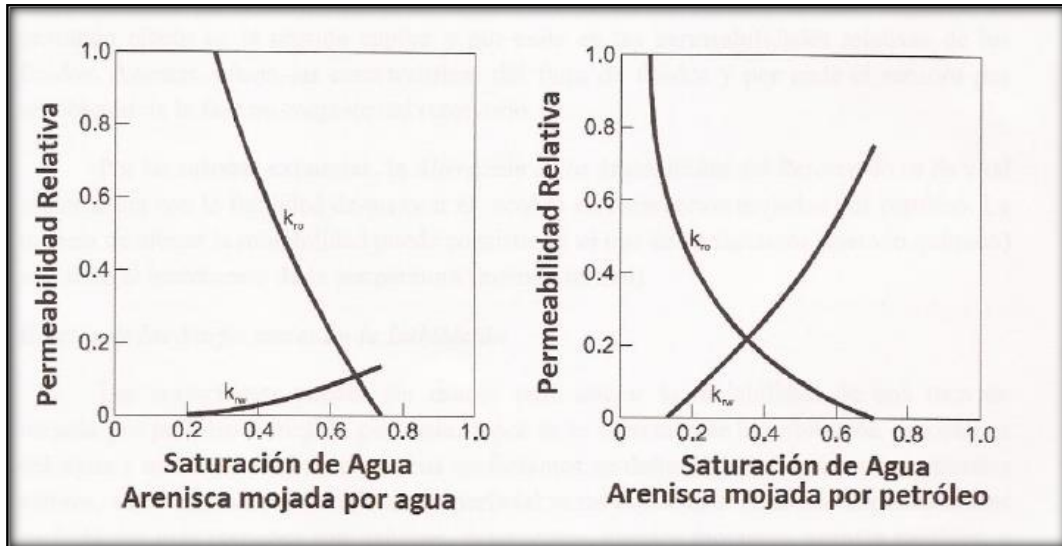
### Método de las permeabilidades relativas

El método consiste en el estudio detallado de las permeabilidades relativas para distinguir los diferentes sistemas fuertemente mojados por agua o por aceite para ello se utilizan las reglas de Craig presentadas en la tabla 5, llamadas también las reglas de la mano derecha y se basan en la permeabilidad del aceite a la saturación de agua irreducible.

**Tabla 5.** Reglas de Craig para determinar la mojabilidad en el medio poroso

Observación experimental	Mojado por agua	Mojado por aceite
Saturación de agua irreducible	Generalmente mayor de 20 – 25% de volumen poroso.	Generalmente menor de 15% de volumen poroso.
Saturación de agua a $K_{rw} = K_{ro}$	Mayor de 50% de volumen poroso.	Menor de 50% de volumen poroso.
Permeabilidad relativa al agua a la saturación de agua máxima	Generalmente menor de 50% de volumen poroso.	De 50 – 100% de volumen poroso.

En la figura 15 se presentan dos pares de función de permeabilidad un sistema agua/petróleo, a fin de indicar el importante rol de la mojabilidad en la permeabilidad relativa.



**Figura 15.** Sistemas de funciones mostrando la mojabilidad de una roca al agua y al petróleo  
(Proyecto USB-INTEVEP, 2009)

### 2.9.3. Presión capilar

Es la diferencia de presión entre el fluido de la fase no mojante y la fase mojante viene dado por la ecuación 9. En un sistema poroso se observa que las fuerzas inducidas por la mojabilidad preferencial del medio con uno de los fluidos se extiende sobre toda la interfase. Cuando los fluidos están en contacto, las moléculas cerca de la interfase se atraen desigualmente por sus vecinas. Si la interfase es curva la presión sobre un lado (cóncavo con respecto al fluido más denso) excede la del otro lado (convexo con respecto al fluido más denso), luego esa diferencia es la presión capilar como se presenta en la figura 16. El concepto de la presión capilar como característica de una roca porosa resultó de la representación de fenómenos capilares en tubos de diámetro pequeño (capilares). (Escobar, 2000)

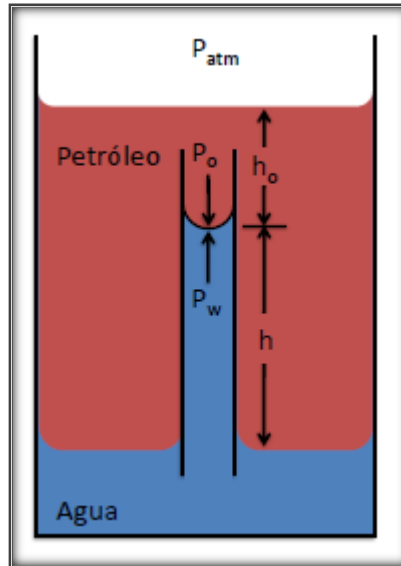
$$P_c = P_m - P_{nm}$$

Ecuación N° 9

$P_c$  = presión capilar (atm)

$P_m$  = presión del fluido mojante (atm)

$P_{nm}$  = presión del fluido no mojante (atm)



**Figura 16.** Principios de la presión capilar y diagrama de fuerzas

### 2.9.3.1. Procesos de desplazamiento

#### **Drenaje**

Proceso de cambio en los niveles de saturación durante el cual la saturación de la fase mojante disminuye, es un proceso forzado en donde las fuerzas capilares retienen la fase mojante, para que ocurra el drenaje debe existir la presión de umbral, presión mínima requerida para que la fase no mojante penetre en el medio poroso y saturado por la fase mojante.

#### **Imbibición**

Proceso en el cambio de los niveles de saturación durante el cual la fase mojante aumenta, es un proceso espontáneo.

#### **Efectos de la temperatura y presión en el proceso de imbibición**

En experimentos previos, se ha demostrado que el aumento de la temperatura y presión en rocas conlleva a un incremento en la tasa de imbibición y por ende



aumenta el recobro y la producción. Se ha concluido que la dependencia de la mojabilidad con la temperatura es afectada por gran diversidad de factores como efecto de la temperatura en las propiedades electrocinéticas de la interfase hidrocarburo-agua y sólido agua, y la composición del agua de formación. (Proyecto USB-INTEVEP, 2009)

#### 2.9.4. Fuerzas intermoleculares

Dentro de una molécula, los átomos están unidos mediante fuerzas (enlaces iónicos, metálicos o covalentes, principalmente). Estas son las fuerzas que se deben vencer para que se produzca un cambio químico. Son estas fuerzas, por tanto, las que determinan las propiedades químicas, en la figura 17 se presentan los diferentes tipos de fuerzas intermoleculares. (Corzo, 2015)

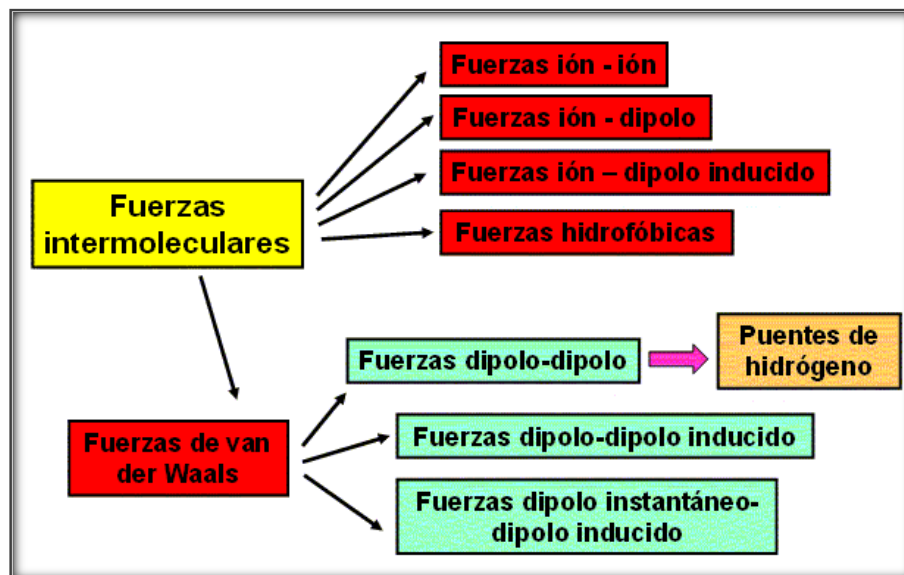


Figura 17. Fuerzas intermoleculares (Corzo, 2015)

#### Fuerzas ión-ión

Son las que se establecen entre iones de igual o distinta carga, los iones con cargas de signo opuesto se atraen, los iones con cargas del mismo signo se repelen.

La magnitud de la fuerza electrostática viene definida por la ley de Coulomb y es directamente proporcional a la magnitud de las cargas e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia que las separa como se muestra en la figura 18.

Con frecuencia, este tipo de interacción recibe el nombre de puente salino. Son frecuentes entre una enzima y su sustrato, entre los aminoácidos de una proteína o entre los ácidos nucleicos y las proteínas. (Corzo, 2015)

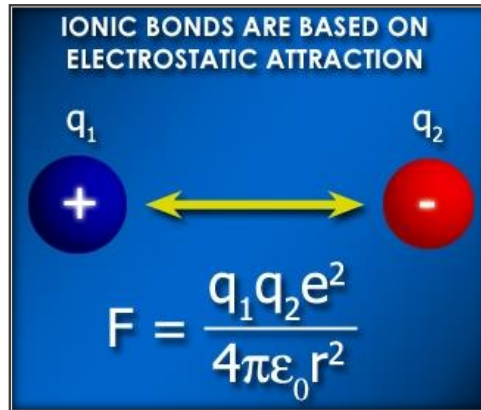


Figura 18. Ley de Coulomb (Corzo, 2015)

### Fuerzas ión-dipolo

La fuerza ión-dipolo existe entre un ión y la carga parcial de un extremo de una molécula polar. Las moléculas polares son dipolos; tienen un extremo positivo y uno negativo. Los iones positivos son atraídos hacia el extremo negativo de un dipolo, mientras que los iones negativos son atraídos hacia el extremo positivo como se muestra en la figura 19. La magnitud de la atracción incrementa la carga del ión o la magnitud del momento dipolar. (Brown, 2004)

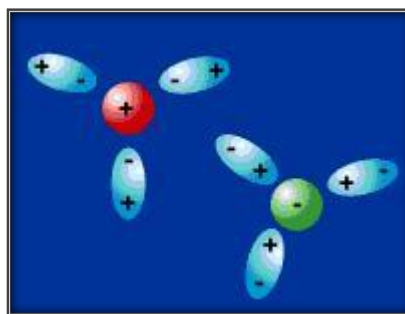


Figura 19. Atracciones ión-dipolo (Corzo, 2015)

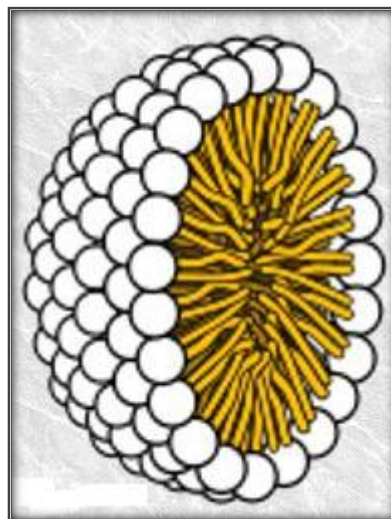
### Fuerzas ión-dipolo inducido

Tienes lugar entre un ión y una molécula apolar. La proximidad del ión provoca una distorsión en la nube electrónica de la molécula apolar que convierte de manera

transitoria en una molécula polarizada. En este momento se produce la atracción entre el ión y la molécula polarizada. (Corzo, 2015)

### **Fuerzas hidrofóbicas**

En un medio acuoso, las moléculas hidrofóbicas tienden a asociarse por el simple hecho de que evitan interaccionar con el agua. Lo hace por razones termodinámicas: las moléculas hidrofóbicas se asocian para minimizar el número de moléculas de agua que puedan estar en contacto con las moléculas hidrofóbicas. Este fenómeno se denomina efecto hidrofóbico y es el responsable de que determinados lípidos formen agregados supramoleculares. Es un ejemplo de la formación de fuerzas hidrofóbicas la formación de micelas como se muestra en la figura 20. (Corzo, 2015)



**Figura 20.** Efecto hidrofóbico formación de micelas (Corzo, 2015)

#### **2.9.4.1 Fuerzas de Van der Waals**

Cuando se encuentran a una distancia moderada, las moléculas se atraen entre sí pero, cuando sus nubes electrónicas empiezan a solaparse, las moléculas se repelen con fuerza.

El término "fuerzas de van der Waals" engloba colectivamente a las fuerzas de atracción entre las moléculas, son fuerzas de atracción débiles que se establecen entre moléculas eléctricamente neutras (tanto polares como no polares), pero son

muy numerosas y desempeñan un papel fundamental en multitud de procesos biológicos. (Corzo, 2015)

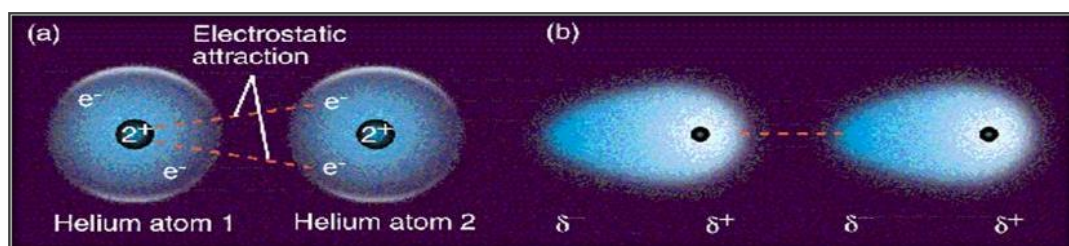
Las fuerzas de van der Waals incluyen:

### Fuerzas dipolo-dipolo inducido

Tienen lugar entre una molécula polar y una molécula apolar. En este caso, la carga de una molécula polar provoca una distorsión en la nube electrónica de la molécula apolar y la convierte, de modo transitorio, en un dipolo. En este momento se establece una fuerza de atracción entre las moléculas. (Brown, 2004)

### Fuerzas de dispersión de London

London reconoció que el movimiento de los electrones en un átomo o molécula puede crear un momento dipolar instantáneo. Se considera los átomos de helio como ejemplo. En una colección de átomos de helio, la distribución media de los electrones alrededor de cada núcleo es esféricamente simétrica. Los átomos son no polares y no poseen un momento dipolar permanente. La distribución instantánea de los electrones, en cambio, puede ser diferente la distribución media. Por ejemplo, si pudiera congelar el movimiento de los electrones de un átomo de helio en un instante dado, ambos electrones podrían estar en el mismo lado del núcleo, justo en ese instante, entonces, el átomo tendría un momento dipolar instantáneo como se muestra en la figura 21. Dado que los electrones se repelen, los movimientos de los electrones de un átomo influyen en los movimientos de los electrones de los vecinos cercanos. Así el dipolo temporal de un átomo puede inducir un dipolo similar en un átomo adyacente y hacer que los átomos se atraigan, esta interacción atractiva se denomina dispersión de London. (Brown, 2004)



**Figura 21.** Representación instantánea de dos dipolos en dos átomos de helio que indican la atracción electrostática entre ellos (Brown, 2004)

## Puentes de hidrógeno

Son un tipo especial de atracción intermolecular que existe entre el átomo de hidrógeno de un enlace polar (sobre todo un enlace H-F, H-O o H-N) y un par de electrones no compartido en un ion o átomo electronegativo cercano (usualmente un átomo F, O ó N de otra molécula). Por ejemplo existe un puente de hidrógeno entre el átomo de H de una molécula de HF y el átomo de F de una molécula de HF adyacente,  $F-H \cdots F-H$  como se muestra en la figura 22 (donde los puntos representan los puentes de hidrógeno entre las moléculas). (Brown, 2004)

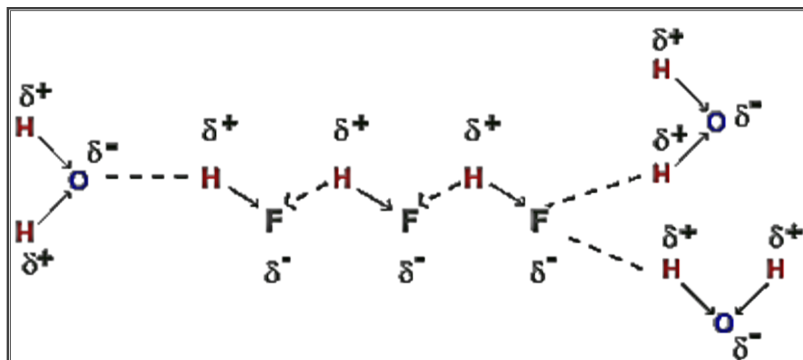


Figura 22. Ejemplo de puentes de hidrógeno

# CAPÍTULO III

## 3.1. Marco metodológico

Según Hernández Sampieri el método experimental es un proceso sistemático y una aproximación científica a la investigación en la cual el investigador manipula una o más variables y controla y mide cualquier cambio en otras variables. (Sampieri, 2003)

En la figura 23 se presenta el esquema experimental desarrollado durante la investigación:

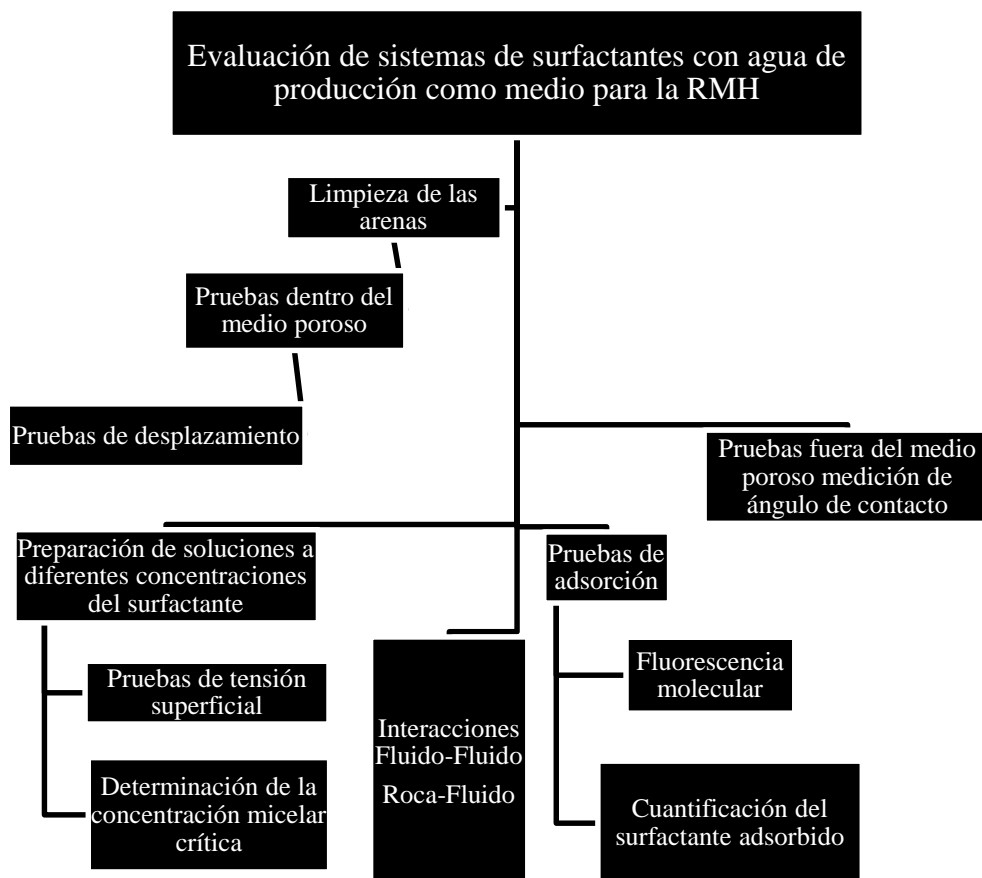


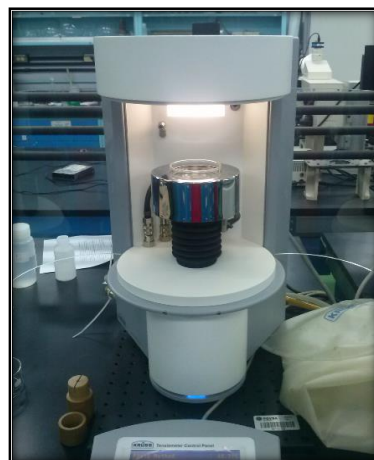
Figura 23. Esquema de trabajo

### **3.2. Medición de la tensión superficial**

Se prepararon diferentes soluciones de dos especies de surfactantes a diferentes concentraciones con cada agua de producción en estudio como se muestra en la tabla 6 para obtener la tensión superficial por el método de la placa de Wilhelmy, se utilizó el tensiómetro KRUSS- *tensiometer control panel* K11 mostrado en la figura 24. Es un equipo automatizado que cuenta con una balanza digital la cual posee un gancho donde se coloca la placa la cual estará en contacto con el líquido en estudio una vez que la placa entra en contacto con el fluido automáticamente el equipo identifica dicho contacto posteriormente comenzará el proceso de medición mostrando resultados en mN/m y una incertidumbre de 0.001mN/m el equipo mide cada tres segundos hasta romper la barrera de energía que impide que se mezclen ambas fases mostrando el resultado final de la tensión. La muestra de fluido a analizar es colocada en un porta muestras conectado a un baño de agua que se establece a la temperatura de trabajo deseada (50°C), posterior a cada medición la placa debe pasar por un proceso de limpieza que consiste en incinerar cualquier residuo como sales o sedimentos que puedan adherirse a la placa.

**Tabla 6.** Matriz de concentraciones para la medición de la tensión superficial

Agua de producción de Cabrutica con el surfactante A	Agua de producción de Cabrutica con el surfactante B	Agua de producción de Petromonagas con el surfactante A	Agua de producción de Petromonagas con el surfactante B
ppm	ppm	ppm	ppm
10	10	10	10
50	50	50	50
200	200	200	200
1000	1000	1000	1000
2000	2000	2000	2000
3000	3000	3000	3000
3500	4000		4000
4000	6000		6000
5000			



**Figura 24.** KRUSS- tensiometer control panel K11



### **3.2.1. Determinación de la concentración micelar crítica (CMC)**

Para la determinación de la CMC se graficó la tensión superficial Vs Log de la concentración en ppm para cada formulación con sus respectivas aguas de producción. Esta gráfica nos permitirá observar la concentración a la cual se satura la superficie del fluido con los monómeros del surfactante y el valor de la tensión superficial se estabiliza.

### **3.3. Procedimiento para medición de ángulo de contacto**

Antes de la medición del ángulo de contacto en el tensiómetro de gota colgante es necesario llevar las placas de sílice a las condiciones reales de mojabilidad al crudo para ello es necesario realizar un tratamiento de limpieza y envejecimiento como se describe a continuación.

#### **3.3.1. Tratamiento para placas de sílice**

##### **Limpieza de placas de sílice**

Para la medición del ángulo de contacto se utilizaron placas de vidrio ( $\text{SiO}_2$ ), con las siguientes dimensiones 10,99mm de largo x 26mm de ancho y 1.2mm de espesor. Antes de colocar las placas en agua de formación pasaron por un proceso de limpieza para la remoción de compuestos orgánicos e inorgánicos y se dejaron secar a la temperatura de laboratorio ( $24^\circ\text{C}$ ), para ser introducidas en agua de formación por 24 horas para llevar al estado inicial de mojabilidad que presenta la cuenca sedimentaria, en la tabla 7 se muestra la concentración de aniones y cationes disueltos en las aguas de formación de los campos correspondientes (Cabrutica y Petromonagas).

Se procedió a medir el ángulo de contacto para verificar la mojabilidad de las placas al agua.

**Tabla 7.** Composición química del agua de formación (Manrique, Ensayos fisicoquímicos de las aguas de producción de la Faja Petrolífera del Orinoco, 2013)

	Ph	Aniones			Cationes			
		(Cl <sup>-</sup> ) ppm	(SO <sub>4</sub> <sup>=</sup> ) ppm	(NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> ) ppm	(Ca) ppm	(K) ppm	(Mg) ppm	(Na) ppm
<b>Petromonagas</b>	7,59	7234	7,74	<5	65	148	96	4302
<b>Cabrutica</b>	8.62	4551	8.9	<5	<5	100	17	5038

### Envejecimiento de las placas de sílice

Luego del proceso de limpieza y de haber estado en agua e formación las placas se colocaron en botellas con los crudos correspondientes a los campos en estudio en una proporción de 70% agua de formación 30% crudo a temperatura de yacimiento (50°C) por un período de 8 semanas con la finalidad de simular las condiciones de yacimiento, una vez envejecidas las placas se procedió a determinar el ángulo de contacto inicial con los distintos crudos en estudio, en el capítulo IV se presentan los resultados para los ángulos de contacto luego del envejecimiento. En la figura 25 de muestran placas de sílice luego de 8 semanas de envejecimiento.



**Figura 25.** Placas de sílice envejecidas con crudo del campo Cabrutica

### 3.3.2. Evaluación de formulación química sobre las placas de sílice envejecidas

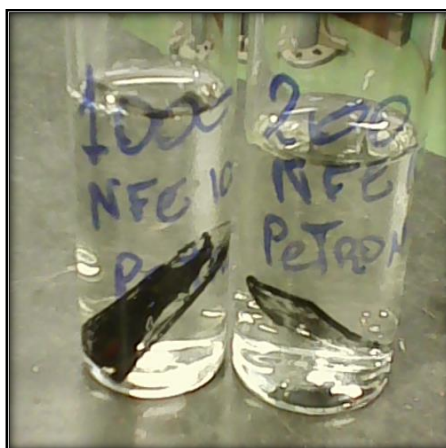
Para este análisis se prepararon cuatro grupos de soluciones con el fin de analizar el cambio de ángulo de contacto a diferentes concentraciones de los surfactantes A y B en aguas de producción de Cabrutica y Petromonagas, en la tabla 8 se muestra

las diferentes concentraciones de surfactantes a evaluar en los diferentes sistemas de estudio.

**Tabla 8.** Concentración de surfactantes evaluadas en la medición de ángulo de contacto

Surfactante	Agua de producción	Concentraciones de surfactante (ppm)
A	Cabrutica	50, 200, 400, 622, 800, 1000
A	Petromonagas	150, 200, 309, 400, 600, 800
B	Cabrutica	50, 400, 622, 800, 1000
B	Petromonagas	150, 200, 309, 400, 600, 800

Luego de preparadas las soluciones se introdujeron placas de sílice (previamente envejecidas) en cada una de las soluciones en períodos de tiempo como se muestra en la figura 26, comprendidos de 2 horas, 4 horas, 6 horas, 24 horas y 72 horas, para medir el cambio de la mojabilidad al crudo por las placas de sílice luego del envejecimiento en términos de variación del ángulo de contacto.



**Figura 26.** Placas de sílice envejecidas puestas en la formulación acuosa de surfactantes

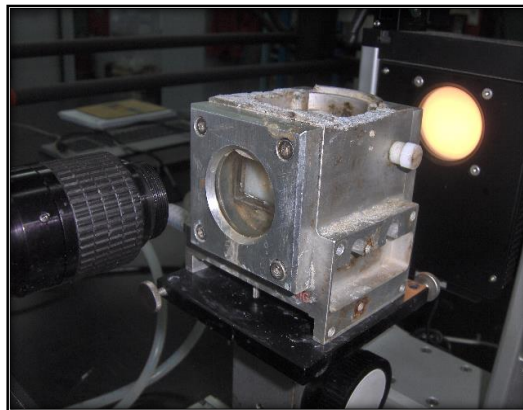
### 3.3.3. Medición de ángulo de contacto

Para este experimento se utilizó el tensiómetro de gota colgante OCA 20 mostrado en la figura 27, el equipo está conformado por un celda que se presenta en la figura 28 en donde se introduce la placa de sílice, esta se mantiene fija en la celda gracias a un montaje especialmente diseñado para tal fin, la celda esta acoplada a un baño

de agua que permite establecer la temperatura deseada, la celda es iluminada por una lámpara de halógeno de intensidad ajustable, cuenta con un sistema óptico de enfoque fino y continuo y de una cámara fotográfica de alta resolución que facilita la apreciación del ángulo de contacto, las imágenes obtenidas son procesadas por el software SCA 20 el cual realiza automáticamente la medición del ángulo que forma una gota de crudo con la superficie de la lámina a ser evaluada.



**Figura 27.** Tensiómetro de gota colgante OCA 20



**Figura 28.** Celda del tensiómetro de gota colgante OCA 20

### 3.4. Pruebas de interacción Fluido-Fluido y Roca-Fluido fuera del medio poroso

Para evaluar la interacción Fluido - Fluido y Roca - Fluido entre el crudo, agua de formación y la solución del surfactante en agua de producción se siguió el siguiente protocolo de preparación.

- Calentar los fluidos a utilizar a la temperatura del yacimiento por al menos dos horas antes de mezclarlos.
- Todas las formulaciones a base de surfactantes se prepararan con agua de producción del campo respectivo y filtrando previamente a 2 micrones.
- Preparar una mezcla de 70 % de crudo y 30 % de agua de formación y colocar en una botella como blanco.
- Todas las observaciones de las botellas deberán quedar registradas con fotos bien nítidas mostrando el frasco para ver los fondos y las paredes de la botella donde se podrán mostrar las interacciones del fluido con el mineral.

#### 3.4.1. Muestras de botella para el campo Cabrutica

1.- Preparar un conjunto de muestras de botellas con las siguientes especificaciones, como se muestra en la tabla 9.

Colocar 50 ml de crudo (70%) y agua de formación (30 %) y mezclar con 50 ml de una solución de A para cada uno de los siguientes sistemas:

**Tabla 9.** Soluciones preparadas para el análisis Fluido-Fluido, Roca-Fluido

<b>Formulación del surfactante A en agua de producción del campo Cabrutica</b>
300ppm
600ppm
700ppm
750ppm
800ppm
1000ppm

Luego agitar con mezclador por al menos dos horas a la temperatura del yacimiento (50°C), dejar en reposo y observar el comportamiento del crudo dentro de las botellas, registrar el % de agua, % de crudo, % y tipo de emulsión o microemulsión, ver si hay adherencia del fluido a las paredes y si existe presencia de precipitados.

### **3.5. Acondicionamiento de las arenas y tapones de núcleo**

Los tapones de núcleo obtenidos para la realización de las pruebas de desplazamiento así como las arenas para cuantificar la adsorción de los surfactantes fueron extraídas de pozos ubicados en los campos Cabrutica y Petromonagas, al momento de perforar y extraer las muestras son contaminadas con lodos de perforación y es necesario eliminar dichos contaminantes ya que ocasionan un daño afectando directamente la mojabilidad y la permeabilidad de las arenas, otras muestras son tomadas directamente de los ripios producidos estas muestras son llamadas muestras de acarreo.

#### **3.5.1. Lavado de arenas y tapones de núcleo**

Para la limpieza de arenas y tapones de núcleo se utilizó un sistemas de extracción Soxhlet como se muestra en la figura 29, consiste en colocar un solvente compuesto por 70% de diclorometano 30% de metanol. Este solvente es calentado por una manga térmica hasta su punto de ebullición donde posteriormente los gases del solvente son condensados para hacer contacto con la arena y realizar el proceso de lavado, la arena está contenida en un dedal hecho de un papel de filtro que retiene la arena y deja pasar el solvente para la recirculación del mismo, este proceso se repite por unas 72 horas, posteriormente las arenas se colocaron en una estufa durante 48 horas a 50 °C con la finalidad de evaporar los residuos de solvente.



**Figura 29.** Lavado de arenas en el sistema de extracción Soxhlet

### **3.5.2. Envejecimiento de las arenas**

El proceso de envejecimiento de las arenas siguiendo procedimientos experimentales internos de INTEVEP, se hizo pasar agua de formación a través de las muestras de arenas a temperatura de yacimiento (50 °C), posteriormente se mezclaron las arenas en envases de vidrio con crudo correspondiente a los campos en estudio (Cabrutica y Petromonagas), los envases de vidrio fueron colocados en un horno a 50 °C durante 12 semanas.

Luego de las 12 semanas es necesario remover el crudo de las arenas disolviendo pentano (1:2 solvente/crudo) y agitando cada media hora durante un minuto, posteriormente se filtraron las arenas al vacío con la ayuda de un kitasato y una bomba de vacío.

### **3.6. Adsorción de surfactantes en arenas envejecidas**

Estas pruebas se realizaron por un método estático que consistió en preparar en viales diferentes concentraciones de surfactantes en agua de producción correspondiente a cada campo en estudio (Cabrutica y Petromonagas), posteriormente se le agregó arena envejecida a una masa constante, los viales se dejaron estáticos por 24 horas tiempo en que las arenas se dejan en remojo durante las estimulaciones matriciales, transcurrido el tiempo se retiró de las soluciones las arenas envejecidas posteriormente se analizó cada muestra a través de la técnica de espectroscopia fluorescencia molecular.

Inicialmente se prepararon soluciones blanco en agua destilada para cada especie de surfactante A y el B a una concentración de 10ppm para determinar el nivel de excitación molecular de cada surfactante. Se procedió a medir la fluorescencia molecular al mismo tiempo se le realizó la prueba a las aguas de producción de los campos en estudio (Cabrutica y Petromonagas), esto para determinar si el espectro de fluorescencia se encuentra en el mismo rango, posteriormente se procedió a preparar una serie de soluciones para cada campo en estudio, dichas muestras estuvieron en contacto con la arena envejecida el tiempo anteriormente establecido, seguidamente se retiró el exceso de arena filtrando las muestras para garantizar separar la totalidad de los granos. Al remanente de las muestras se le realizó la prueba de fluorescencia molecular para determinar el diferencial del surfactante adsorbido.

### **3.7. Recombinación de crudo**

Cuando el crudo es producido y llega a la superficie este libera el gas que se encuentra contenido dentro del crudo, como consecuencia se disminuye la movilidad y volumen, si queremos llevar el crudo a condiciones de yacimiento es necesario restaurar el gas que tenía contenido antes de su producción a condiciones y temperatura de yacimiento, el procedimiento consiste en mezclar gas metano con crudo a cierta proporción utilizando el método de Standing and Katz asumiendo que en el crudo no existen contaminantes como el azufre, se realizaron los cálculos pertinentes para la recombinación del crudo.

El proceso de recombinado consiste en calentar el crudo muerto (crudo sin gas) en un reactor como se muestra en la figura 30 al mismo tiempo que es mezclado con gas metano, a través de un gasómetro presentado en la figura 31 se cuantifica la cantidad de gas inyectado, posteriormente el crudo ya combinado con el gas es inyectado a un cilindro en donde se presuriza a la presión deseada (presión de yacimiento) y se fija a la temperatura de yacimiento obteniendo crudo vivo (crudo recombinado con gas).





**Figura 30.** Reactor para recombinado de crudo y gas metano



**Figura 31.** Gasómetro para la cuantificación del gas metano

### **3.8. Pruebas dentro del medio poroso**

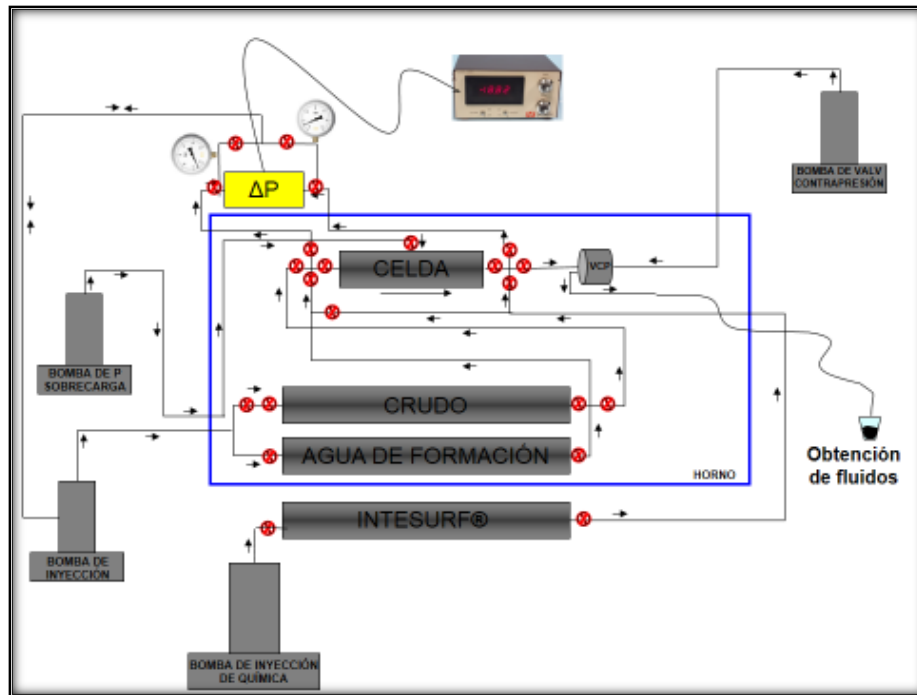
Las pruebas dentro del medio poroso consistieron en la caracterización del tapón de núcleo realizado por la gerencia de estudios de yacimiento en donde se tomaron las dimensiones del tapón de núcleo, se realizó la prueba de permeabilidad al aire y determinación de la porosidad, los datos obtenidos se cotejaron con los datos provenientes del campo en donde se realizaron estudios similares esto para asegurar que el tapón no sufrió ningún daño o modificación durante su transporte. Otra prueba que se realizó fue la medición de la permeabilidad absoluta al agua de formación del campo en estudio en este caso Cabrutica, también se realizaron

pruebas de retorno de la permeabilidad y pruebas de recobro mejorado de hidrocarburo igualmente para el campo señalado anteriormente.

### **3.8.1. Montaje del equipo de desplazamiento**

El equipo de pruebas de desplazamiento fue diseñado para simular las condiciones de yacimiento y poder desplazar los fluidos del yacimiento a través del tapón de núcleo, el sistema de desplazamiento consta de cuatro bombas ISCO SERIES D como se muestra en la figura 35 encargadas de suministrar los caudales y mantener las presiones necesarias en las diferentes pruebas, también consta de tres cilindros tipo pistón en donde se almacena el crudo, agua de formación y la química utilizada para la estimulación y recobro mejorado de hidrocarburos como se presenta en la figura 34, los cilindros de crudo y agua de formación se encuentran dentro de un horno que se mantiene a temperatura constante (50°C), dentro del horno también se encuentran todas las tuberías por donde pasan los fluidos que van a la celda triaxial o celda Hassler en donde se encuentra el tapón de núcleo encapsulado y sometido a la presión de yacimiento gracias a una válvula de contra presión y a la presión de sobrecarga que se mantiene constante con una de las bombas ISCO.

El sistema de desplazamiento cuenta con equipos de medición de la presión, dos manómetros uno a la entrada de la celda triaxial y otro a la salida como se muestra en la figura 33, la presión de los manómetros se corrobora con una placa sensible a los cambios de presión que va conectada a un transductor de presiones de marca Validyne como se muestra en la figura 36. A continuación en la figura 32 se muestra el esquema del sistema construido para las pruebas de desplazamiento.



**Figura 32.** Esquema utilizado para la realización de pruebas de desplazamiento dentro del medio poroso



**Figura 33.** Celda triaxial (centro), válvula de contrapresión (derecha)



**Figura 34.** Cilindros tipo pistón con crudo y agua respectivamente



**Figura 35.** Bombas ISCO, inyección de fluidos (izquierda), presión de sobrecarga (centro), válvula de contra presión (derecha)



**Figura 36.** Montaje para la medición del diferencial de presión

### **3.8.2. Colocación del núcleo en la celda Hassler**

Este procedimiento es de vital importancia ya que el núcleo debe estar bien encapsulado dentro de la celda Hassler, cualquier fuga provocará que los resultados del ensayo estén errados. A continuación se presentan una serie de pasos a seguir según un procedimiento interno de INTEVEP para colocar de manera correcta el tapón de núcleo dentro de la celda Hassler

- Seleccionar una celda y una manga de neopreno acorde a las dimensiones del tapón de núcleo.
- Caracterización del núcleo, peso y saturación irreducible (Sirr) de agua de formación.

- El núcleo se coloca en una manga termo encogible, posteriormente se coloca dentro de una manga de neopreno, como se muestra en las figuras 37 y 38.
- La manga de neopreno se ajusta en las empaaduras internas de la celda Hassler sin dejar ningún volumen muerto, se debe dejar un extremo fijo y un extremo móvil para la fácil remoción del núcleo, como se muestra en la figura 39.
- Las empaaduras se deben ajustar con los extremos de la manga de neopreno con la ayuda de un alambre especial resistente al óxido y a las altas temperaturas, para garantizar la presión de confinamiento y evitar fugas, como se muestra en la figura 39.
- La manga de neopreno ya empaada se pasa a través de la celda y se ajustan los extremos de las empaaduras con las tapas móviles de la celda.
- Se prueba el sistema con la ayuda de las bombas ISCO para garantizar tanto la presión de confinamiento (presión de yacimiento) y la presión de sobrecarga (presión ejercida por las capas suprayacentes).



**Figura 37.** Tapón de núcleo en la manga termo encogible



**Figura 38.** Tapón de núcleo dentro de la manga de neopreno



**Figura 39.** Manga de neopreno ajustada a la empacadura fija de la celda Hassler



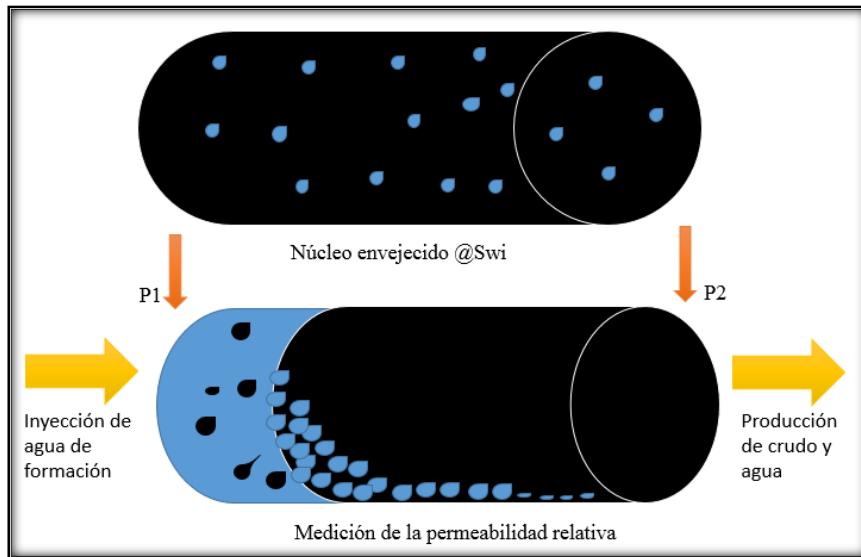
**Figura 40.** Sistema empacado y ajustado para evitar fugas

### 3.8.3. Cálculo de permeabilidades

Luego de caracterizar el núcleo por la gerencia de estudios de yacimientos este fue sometido a un proceso de envejecimiento, se envejeció el núcleo a temperatura y presión de yacimiento durante 1000 horas según (Cuiec, 2009) las muestras de núcleo alcanzan su mojabilidad inicial de 2 a 8 semanas de envejecimiento en crudo. Es importante destacar que el núcleo ya poseía la saturación de agua irreducible de 11%, así que se procedió al cálculo de las permeabilidades relativas tanto para el crudo recombinado como para el agua de formación del campo Cabrutica.

#### Cálculo de las permeabilidades relativas iniciales

Posterior al envejecimiento se procedió a medir la  $K_{rw}$  y  $K_{ro}$ , inicialmente se inyectó agua de formación a una tasa de  $0.05 \text{ cm}^3/\text{min}$  simultáneamente se midieron los volúmenes de crudo producidos y los diferenciales de presión registrados, también se midió la primera gota de agua producida para determinar la  $S_{wb}$  ó momento de irrupción del agua este proceso se muestra en la figura 41, finalmente el núcleo se llevó a condiciones iniciales de saturación de agua ( $S_{wi}$ ) inyectando crudo recombinado a una tasa de  $0.05 \text{ cm}^3/\text{min}$ . El punto máximo de permeabilidad efectiva al crudo se tomó como permeabilidad absoluta máxima fue la de aire ( $K_{air} = 10895 \text{ md}$ ).



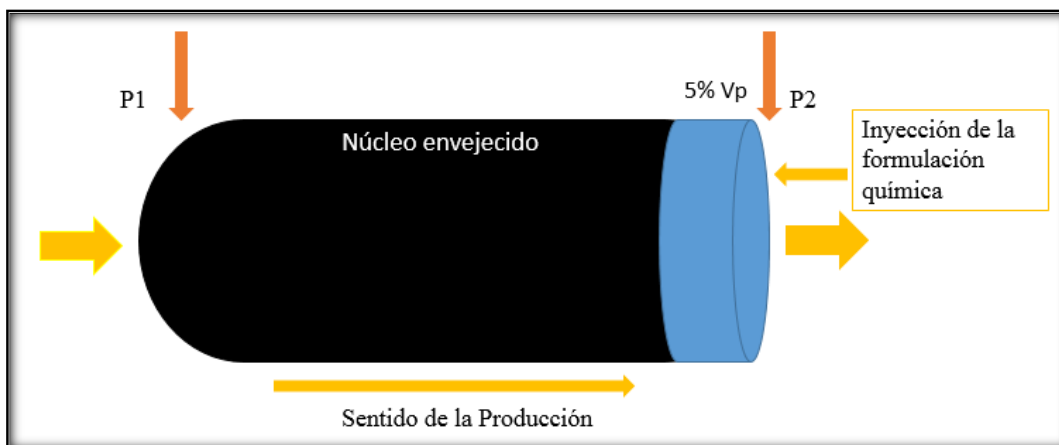
**Figura 41.** Proceso de inyección para el cálculo de permeabilidades relativas

### **Prueba de retorno de permeabilidad (PRP)**

Luego de calcular las permeabilidades relativas para el sistema en estudio (núcleo envejecido con crudo vivo y agua de formación), se procede a saturar el núcleo con crudo vivo nuevamente y posteriormente se inyectó un 5% del volumen poroso con una formulación química del surfactante A a una concentración de 800ppm como se muestra en la figura 42, esta solución se dejó durante 24 horas ya que normalmente durante operaciones de campo este es el tiempo que se deja en remojo la formulación química para las estimulaciones.

Pasado el tiempo de remojo se procede a desplazar con crudo a una tasa constante, se registra el diferencial de presión, el tiempo y los volúmenes de crudo producidos, estos datos son introducidos en la ecuación de flujo lineal de Darcy (ecuación N°7) para calcular las permeabilidades efectivas del crudo, se realiza un gráfico que compara las permeabilidades efectivas al crudo por cada ciclo de estimulación vs el volumen poroso acumulado desplazado de crudo.





**Figura 42.** Representación de la inyección de la formulación química

### 3.8.4. Prueba de RMH

La prueba de RMH se realizó en el mismo tapón de núcleo proveniente del campo Cabrutica utilizado en las pruebas de permeabilidad relativa inicial y que en las pruebas de retorno de la permeabilidad.

Posterior a las pruebas de retorno de la permeabilidad se debe medir la nueva permeabilidad relativa al agua de formación y al crudo del campo Cabrutica para poder comparar con los resultados que serán obtenidos en la prueba de RMH, la primera etapa consiste en inyectar agua de formación a una tasa de  $0.05\text{cm}^3/\text{min}$  creando un flujo de fluidos tipo tapón, a medida que se inyecta el agua de formación por empuje de fluidos el crudo contenido en el tapón será producido por la cara del mismo, a partir de ese momento y a diferentes lapsos de tiempos se debe medir el diferencial de presión, y los volúmenes de crudo producidos estos datos son introducidos en la ecuación de flujo lineal de Darcy (ecuación N°7) para calcular las permeabilidades efectivas del crudo posteriormente se divide la  $K_{efec}$  entre la permeabilidad absoluta obteniendo así las permeabilidades relativas para ambos fluidos.

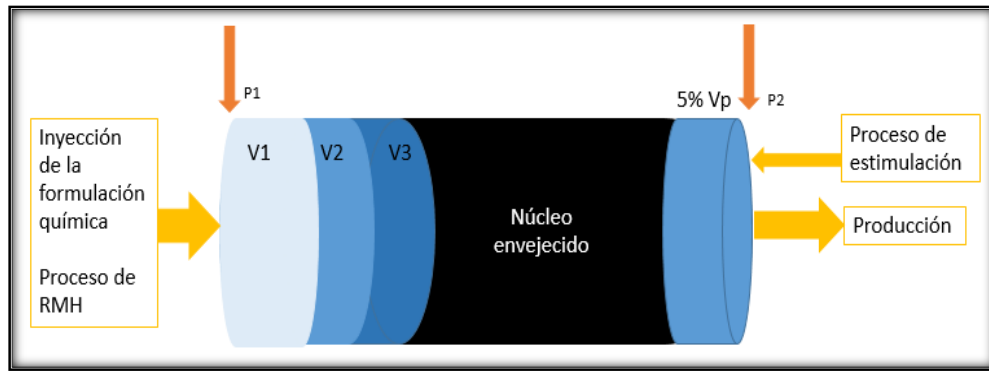
Obtenidos los datos para las curvas de permeabilidades relativas se debe restaurar el tapón de núcleo inyectando al menos 3 volúmenes porosos de crudo proveniente del campo Cabrutica culminada la inyección se deja por 24 horas el sistema estático.



El proceso de RMH consiste en la inyección alternada e inyección continua por un pozo inyector de un surfactante en agua de producción del campo en estudio (Cabrutica) simultáneamente por el pozo productor se realizan inyecciones de la misma especie de surfactantes estimulando el radio de drenaje del pozo. (Venezuela Patente n° 0247759 A1, 2012)

El Procedimiento en el laboratorio se realizó de la siguiente manera:

- Estimular la cara del tapón de núcleo inyectando 5% del volumen poroso de un surfactante en agua de producción de Cabrutica a una concentración que se determinó analizando los resultados obtenidos en el cálculo de la CMC, ángulo de contacto y pruebas fuera del medio poroso.
- Dejar el sistema en reposo durante 24 horas.
- Por el otro extremo opuesto a la cara del tapón (pozo inyector) como se presenta en la figura 43 se inyectó la misma especie de surfactante a una concentración que se determinó en el laboratorio, el volumen inyectado será la diferencia de volumen entre la  $S_{wi}$  y  $S_{wbt}$  obtenidos del cálculo de permeabilidades relativas iniciales, esa diferencia se divide entre tres (ya que este será el número de ciclos a ejecutar) el valor resultante será el volumen inyectado en el medio poroso por cada ciclo.
- Al mismo tiempo de la inyección de cada ciclo se miden los volúmenes producidos y se registran los diferenciales de presión obtenidos para modelar las curvas de permeabilidades relativas.
- El sistema se deja en reposo por 168 horas para permitir que el surfactante se disipe más allá de la interfase agua crudo y realice un cambio en la mojabilidad.
- El procedimiento se repite hasta cumplir con los ciclos de inyección estipulados.
- Luego de cumplir con los ciclos de inyección pre establecidos, la inyección se realiza de manera continua hasta obtener una producción de agua del 100%.



**Figura 43.** Representación del proceso combinado de estimulación y recuperación mejorada de hidrocarburo

## **CAPÍTULO IV**

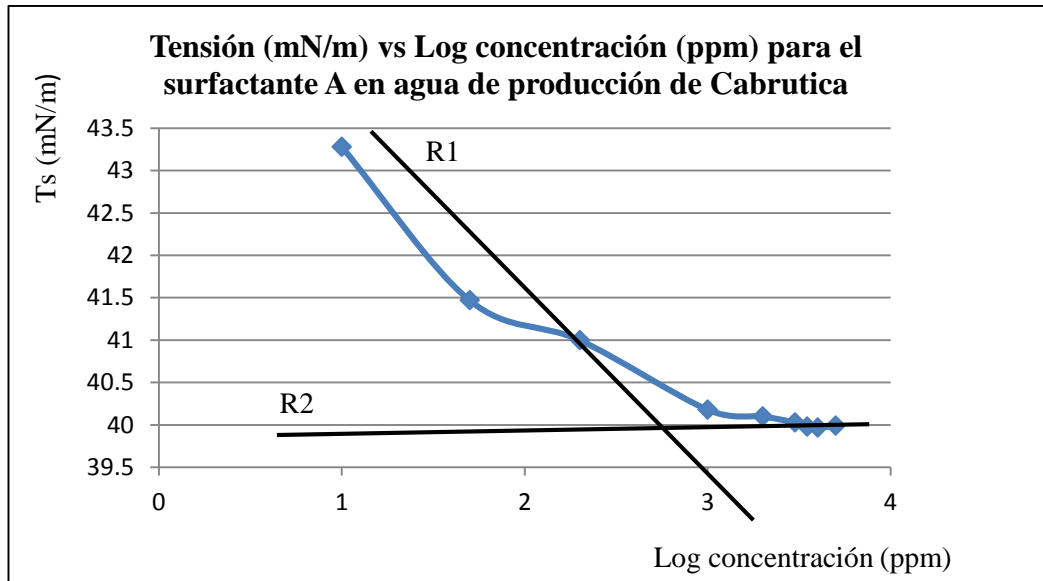
### **4. Resultados**

#### **4.1 Estudio de la CMC de los surfactantes A y B en agua de producción de los campos Cabrutica y Petromonagas**

La determinación de la CMC es uno de los primeros parámetros para la caracterización de un surfactante, es importante evaluar la capacidad que tiene de reducir la tensión interfacial del sistema agua- crudo, determinar qué tan efectivo es el surfactante en el agua de producción donde se va a transportar durante su inyección al yacimiento.

A medida que se aumenta la concentración del surfactante en el agua de producción los monómeros se posicionan en la interfase sólido-líquido es decir en las paredes de las botellas donde están contenidos, posteriormente en la interfase aire-agua de producción, para esta prueba el aire es como el crudo ya que el posicionamiento del surfactante en la interfase es muy similar a la de crudo-agua. Al seguir aumentando la concentración se forman micelas dentro de la fase líquida que traen moléculas de crudo a la fase acuosa es en ese momento que se forman emulsiones, aunque dependiendo de la especie de surfactante las emulsiones se podrían formarse en la fase no acuosa.

Con la determinación de la CMC se busca determinar con el respaldo de otras pruebas experimentales la cantidad de surfactante que se va a usar en la formulación a inyectar en los procesos de estimulación y RMH en el gráfico 1 se identifica como a medida que aumenta la concentración del surfactante A disminuye la tensión superficial entre el agua de producción de Cabrutica y el aire, demostrando que el surfactante es capaz de disminuir la tensión superficial.



**Gráfico 1.** Tensión superficial vs log de la concentración (ppm) para el surfactante A y agua de producción de Cabrutica

En las ecuaciones 10 y 11 se muestran las rectas R1 y R2, estas rectas representan las dos tendencias que aprecian en la gráfica 1 siendo su intersección el valor de CMC.

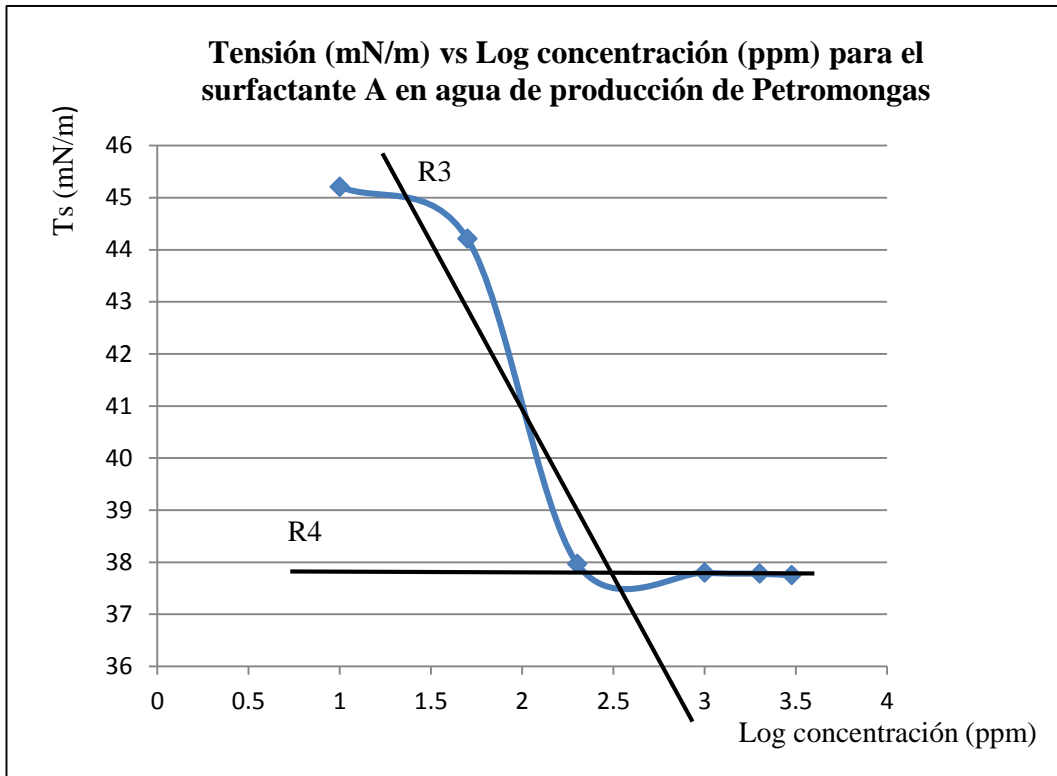
R1:  $y = -1.774748x + 44.874$  Ecuación N°10

R2:  $y = 0.079112x + 39.6941$  Ecuación N°11

Intersección de R1 y R2:  $x=2.794479$ ;  $y=39.915$

$CMC = 10^{2.794479} \log(\text{ppm}) = 622.98 \text{ ppm}$

De la misma manera se determinó la CMC para el surfactante A con agua de producción del campo Petromonagas aumentando la concentración hasta generar micelas en la fase líquida como consecuencia la tensión superficial deja de disminuir ya que la fase líquido-aire está completamente saturada por los monómeros del surfactante. En el gráfico 2 podemos observar el comportamiento del surfactante A, a medida que se aumenta la concentración.



**Gráfico 2.** Tensión superficial vs log de la concentración (ppm) para el surfactante A y agua de producción de Petromonagas

En las ecuaciones 12 y 13 se muestran las rectas R3 y R4, estas rectas representan las dos tendencias que aprecian en la gráfica 2 siendo su intersección el valor de CMC.

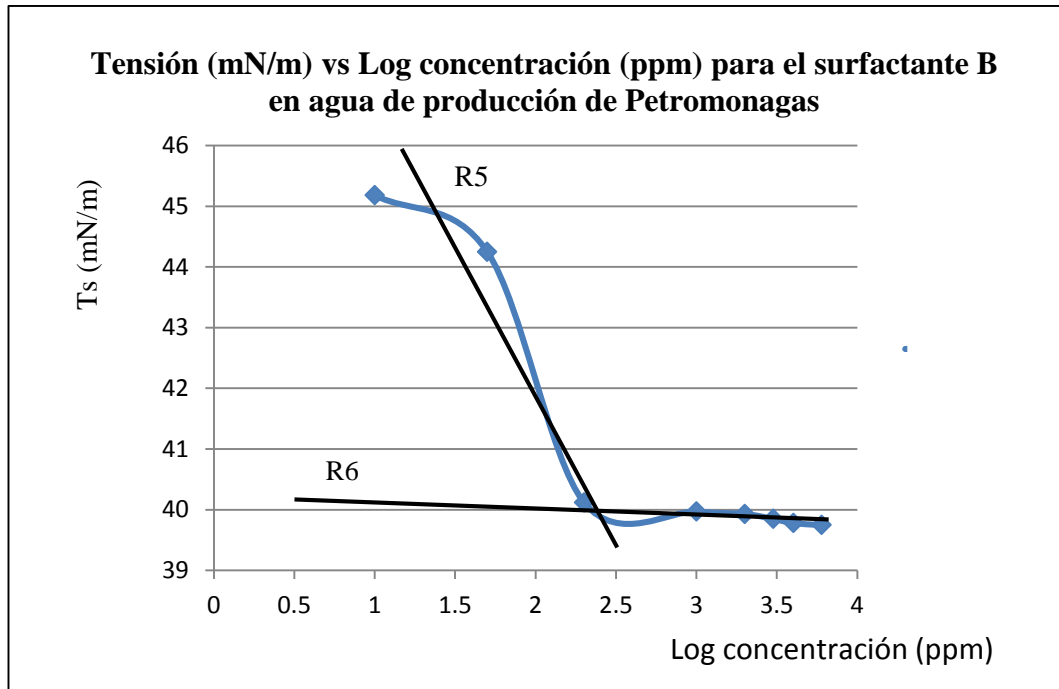
R3:  $y = -5.45473x + 51.5546$  Ecuación N°12

R4:  $y = -0.10066x + 38.10477$  Ecuación N°13

Intersección de R3 y R4:  $x=2.51206; y=37.8519$

$CMC = 10^{2.51206} \log(\text{ppm}) = 325 \text{ ppm}$

En el gráfico 3 se presentan los resultados experimentales de la CMC para el surfactante B con agua de producción de Petromonagas.



**Gráfico 3.** Tensión superficial vs log de la concentración (ppm) para el surfactante B y agua de producción de Petromonagas

En las ecuaciones 14 y 15 se muestran las rectas R5 y R6, estas rectas representan las dos tendencias que aprecian en la gráfica 3 siendo su intersección el valor de CMC.

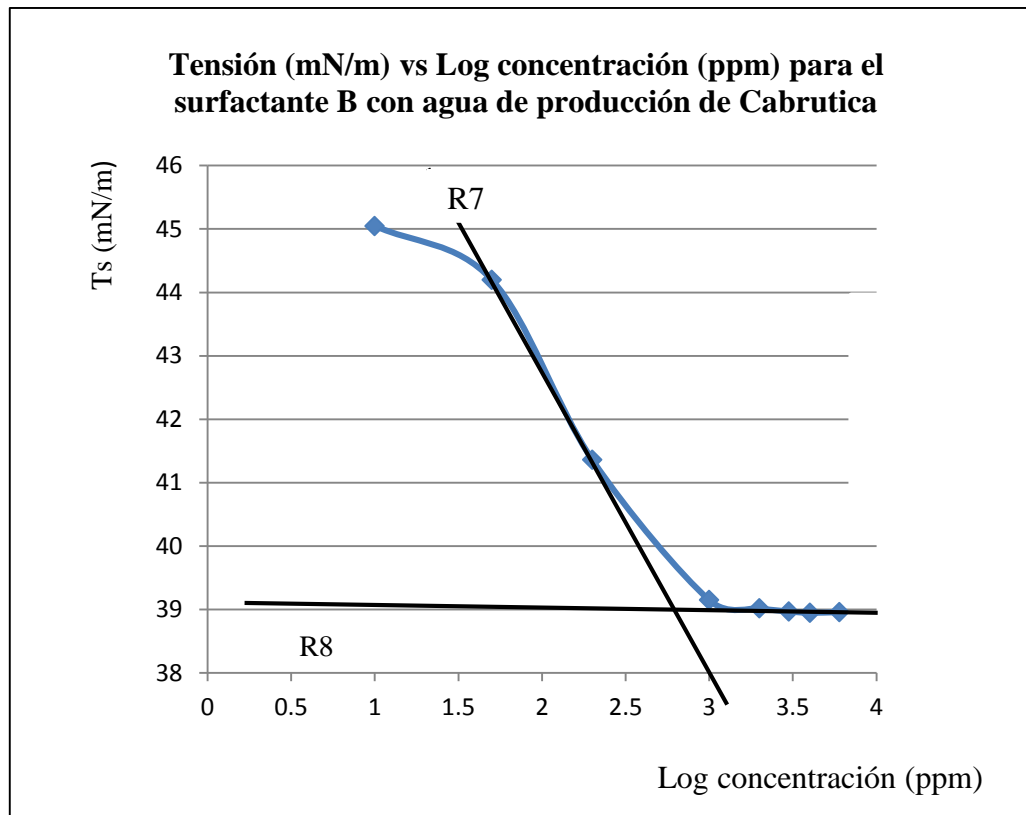
$$R5: y = -3.91228x + 49.7138 \quad \text{Ecuación N}^\circ 14$$

$$R6: y = -0.170365x + 40.393667 \quad \text{Ecuación N}^\circ 15$$

$$\text{Intersección de R5 y R6: } x=2.49074; y=39.9693$$

$$\text{CMC} = 10^{2.49074} \log(\text{ppm}) = 309.5 \text{ ppm}$$

En el gráfico 4 se presentan los resultados experimentales de la CMC para el surfactante B con agua de producción de Cabrutica.



**Gráfico 4.** Tensión superficial vs log de la concentración (ppm) para el surfactante B y agua de producción de Cabrutica

En las ecuaciones 16 y 17 se muestran las rectas R7 y R8, estas rectas representan las dos tendencias que aprecian en la gráfica 4 siendo su intersección el valor de CMC.

R7:  $y = -2.793071x + 46.816843$  Ecuación N°16

R8:  $y = -0.027311x + 39.058843$  Ecuación N°17

Intersección de R7 y R8:  $x=2.8051$ ;  $y=38.982$

$CMC = 10^{2.8051} \log(\text{ppm}) = 638.41 \text{ ppm}$

Realizando una comparación entre las CMC de los surfactantes A y B tenemos que para las soluciones preparadas con agua de Petromonagas el surfactante tiene más

efectividad que con agua de Cabrutica ya que se requiere una concentración menor para saturar la interfase líquido-aire.

En la tabla 10 podemos observar la composición química de las aguas de producción para los campos Cabrutica y Petromonagas

**Tabla 10.** Composición química para las aguas de producción (Manrique, Ensayos fisicoquímicos de las aguas de producción de la Faja Petrolífera del Orinoco, 2013)

		Aniones			Cationes			
	Ph	(Cl) ppm	(SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> ) ppm	(NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> ) ppm	(Ca) ppm	(K) ppm	(Mg) ppm	(Na) ppm
<b>Petromonagas</b>	7,59	7234	7,74	<5	65	148	96	4302
<b>Cabrutica</b>	8.62	4551	8.9	<5	<5	100	17	5038

En estudios anteriores realizados por Manrique P. y colaboradores (Suárez, 2012) la CMC se encontró en el orden de los 3000ppm a 5000ppm con diferentes especies de surfactantes, esto quiere decir que las especies de surfactantes utilizadas en la presente investigación son más efectivas ya que para observar el efecto de reducción de la tensión se requirió menor cantidad de surfactante.

#### 4.1.1. Eficacia y eficiencia de los surfactantes

Las medidas de tensión superficial permiten calcular una serie de parámetros propios de cada compuesto de surfactante en agua de producción de Cabrutica y de Petromonagas.

En la superficie líquido-líquido o líquido-aire no se puede decir que hay sitios de adsorción para las moléculas de surfactantes, estas moléculas se adsorben en la interfase por eso se reduce su energía libre al satisfacer su doble afinidad polar-apolar reduciendo la tensión interfacial, este tipo de adsorción de moléculas se describe mediante la isoterma de Gibbs. (Becerra, 2005)



Definimos la eficacia o exceso superficial ( $\Gamma$ ) en la ecuación N° 18 y la eficiencia o área ocupada por molécula de surfactante ( $\alpha^s$ ) en la ecuación N° 19 a partir de la isoterma de Gibbs. (Becerra, 2005)

$$\Gamma = -\frac{1}{2.303RT} \left( \frac{dy}{d \log C} \right)_T \quad \text{Ecuación N° 18}$$

$$\alpha^s = \frac{10^{16}}{N\Gamma} \quad \text{Ecuación N° 19}$$

$\Gamma$ : es el exceso superficial o eficacia (mol/cm<sup>2</sup>)

R: es igual a  $8.31 \times 10^7$  (ergs/mol.K) cuando está en (dinas/cm ó mN/m)

y: unidad de tensión (dinas/cm ó mN/m)

C: concentración (ppm)

T: temperatura de medición (°K)

$\alpha^s$ : área ocupada por las moléculas o eficiencia (partículas/cm<sup>2</sup>)

N: número de Avogadro= $6.022 \times 10^{23}$  (partículas/mol)

En la tabla 11 se presentan los resultados de eficiencia para cada especie de surfactante en estudio.

**Tabla 11.** Valores de eficiencia para los surfactantes A y B

Agua de producción	A (partículas/cm <sup>2</sup> )	B (partículas/cm <sup>2</sup> )
Petromonagas	68.15	63.99
Cabrutica	71.89	73.89

En la tabla 12 se presentan los resultados de eficacia para cada especie de surfactante en estudio.

**Tabla 12.** Valores de eficacia para los surfactantes A y B

Agua de producción	A (mol/cm <sup>2</sup> )	B (mol/cm <sup>2</sup> )
Petromonagas	$2.4366 \times 10^{-10}$	$2.5948 \times 10^{-10}$
Cabrutica	$2.3096 \times 10^{-10}$	$2.2470 \times 10^{-10}$

Como podemos observar en todo los casos los valores de eficacia son muy similares aunque para poder comprender el significado de estos resultados tomamos la eficacia del surfactante B en el agua de Cabrutica que se presenta en la tabla 12 como ejemplo, este valor es el menor de todos en magnitud queriendo decir que requirió menor número de moles por cm<sup>2</sup> sin embargo estos moles ocupan mayor área si observamos en la tabla 12 para el B en agua de producción de Cabrutica su valor es el de mayor magnitud.

Se concluye que el agua de producción afecta directamente la efectividad del surfactante ya que para una misma especie de este se aprecia cambios en el área que ocupan las partículas.

#### **4.2. Estudio de cambio de mojabilidad en placas de sílice aplicando una formulación química a base de los surfactantes A y B**

Como se describió en el capítulo anterior se utilizaron placas de sílice principal mineral que se encuentra en los yacimientos en estudio, estas placas se envejecieron en crudo con agua de formación, posteriormente el cambio de la mojabilidad se determinó por el método de ángulo de contacto.

Las imágenes registradas por el equipo de ángulo de contacto se presentan en los anexos de la presente investigación desde la página 114 hasta la página 136.

##### **4.2.1. Efecto de la formulación química a base de surfactantes en placas de sílice envejecidas con crudo del Campo Cabrutica**

En la tabla 13 se presentan los ángulos iniciales entre la placa de sílice envejecida y el agua de formación de Cabrutica.

Para un universo de 11 placas en donde cada una se sometió a una formulación química con los surfactantes A y B se determinó la mojabilidad inicial demostrando la afinidad de la placa al crudo luego del envejecimiento con crudo.

**Tabla 13.** Ángulo de contacto inicial entre placas de sílice y crudo de Cabrutica

Placas de Sílice	Ángulo de contacto inicial (grados)
1	137.3
2	134.1
3	96.3
4	142.9
5	151.9
6	138.4
7	147.9
8	150.8
9	158.4
10	162.3
11	148.2

- **Surfactante A en agua de producción de Cabrutica**

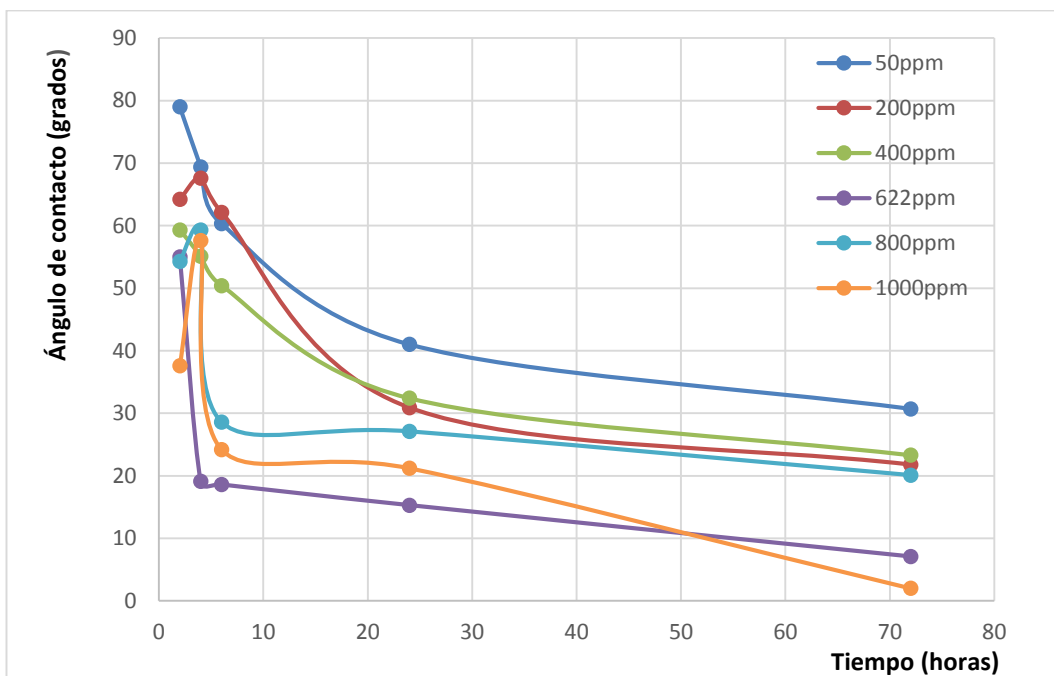
En base a los resultados obtenidos para el ángulo inicial de contacto se concluye que las placas de sílice están mojadas al crudo como consecuencia del proceso de envejecimiento según (de Pedroza, 1993) es de vital importancia la interacción entre el crudo y la superficie del mineral del yacimiento en estudio para este caso las placas de sílice las cuales son por naturaleza mojadas al agua en su condición inicial (sin envejecer con crudo).

En la tabla 14 se presentan los resultados en grados sexagesimales para placas de sílice envejecidas con crudo y agua de formación, se sometieron a diferentes formulaciones químicas de A en períodos de tiempo de 2, 4, 6, 24, 72 horas.

**Tabla 14.** Ángulo de contacto para A en agua de producción de Cabrutica a diferentes concentraciones

Placas→	1	2	3	4	5	6
Tiempo	50ppm	200ppm	400ppm	622ppm	800ppm	1000ppm
2h	79°	64.2°	59.3°	55°	54.3°	37.6°
4h	69.4°	67.6°	55.1°	19.1°	59.3°	57.6°
6h	60.3°	62.1°	50.4°	18.6°	28.6°	24.2°
24h	41°	30.9°	32.4°	15.3°	27.1°	21.2°
72h	30.7°	21.8°	23.3°	7.1°	20.1°	2°

En el gráfico 5 se compara el surfactante A a diferentes concentraciones y como este surfactante afecta la mojabilidad en las placas de sílice reduciendo el ángulo de contacto entre la placa y la gota de crudo, este gráfico permitió comparar fácilmente cada concentración de surfactante y la reducción de la mojabilidad en el tiempo.



**Gráfico 5.** Variación del ángulo de contacto de las placas de sílice con respecto al tiempo para el surfactante A en agua de Cabrutica a diferentes concentraciones

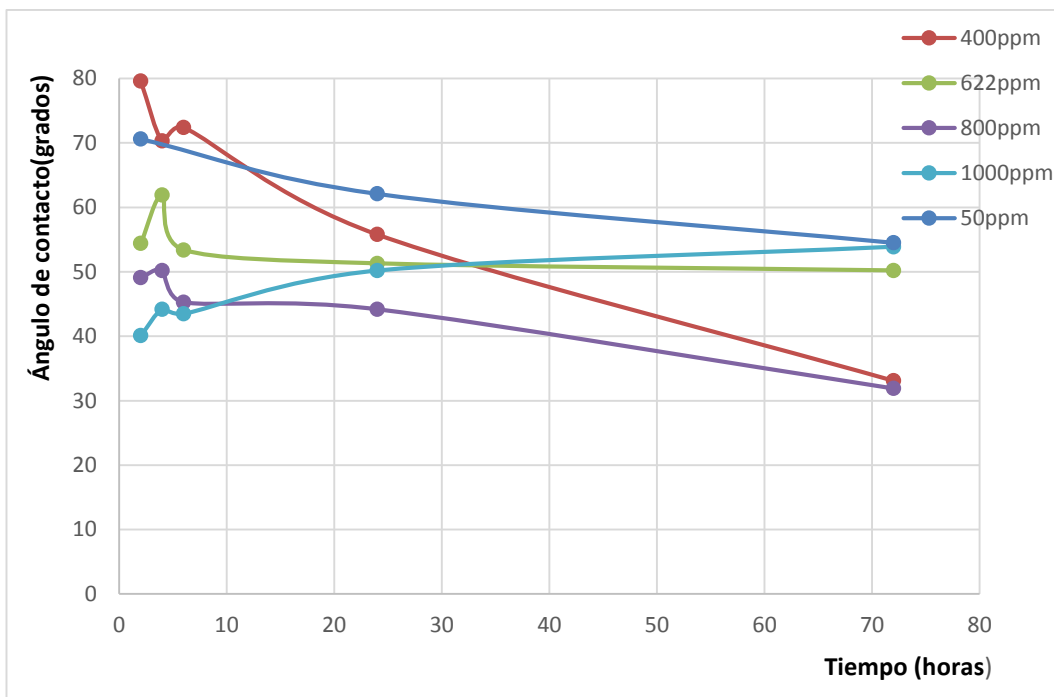
- **Surfactante B en agua de producción de Cabrutica**

En la tabla 15 se presentan los resultados de las variaciones de ángulo de contacto a diferentes concentraciones de surfactante B con respecto al tiempo (en horas) en agua de producción de Cabrutica.

**Tabla 15.** Ángulo de contacto para las placas envejecidas puestas en contacto con la solución que contiene surfactante B en agua de producción de Cabrutica a diferentes concentraciones

Placas→	7	8	9	10	11
Tiempo	50ppm	400ppm	622ppm	800ppm	1000ppm
2h	70.6°	79.6°	54.4°	49.1°	40.1°
4h	No se midió	70.3°	61.9°	50.2°	44.2°
6h	No se midió	72.4°	53.4°	45.3°	43.5°
24h	62.1°	55.8°	51.3°	44.2°	50.2°
72h	54.5°	33.1°	50.2°	31.9°	53.9°

En la gráfica 6 se compara el comportamiento de la formulación con el surfactante B en contacto con las placas de sílice, en cuanto a la tendencia de la CMC (serie de color verde) el ángulo de contacto no varió en gran magnitud después de las 12 horas de contacto esto quiere decir que la superficie de la placa se saturó completamente con los monómeros del surfactante a las 12 horas, la concentración de 800ppm tuvo un comportamiento óptimo variando la mojabilidad de la placa en mayor magnitud, se puede concluir que la concentración de 800ppm generará buenos resultados en el cambio de la mojabilidad.



**Gráfico 6.** Variación del ángulo de contacto con respecto al tiempo para las placas de sílice puestas en contacto con la solución de surfactante B en agua de Cabrutica a diferentes concentraciones

#### 4.2.2. Efecto de la formulación química en placas de sílice envejecidas con crudo del Campo Petromonagas

En la tabla 16 se presentan los ángulos iniciales entre la placa de sílice envejecida y el agua de formación de Petromonagas.

Los resultados indican que las placas envejecidas presentan una alta afinidad por el crudo, este es el punto de partida para comparar los resultados de los surfactantes A y B.

**Tabla 16.** Ángulo de contacto inicial entre placas de sílice, crudo de Petromonagas en presencia de agua de formación

Placas de Sílice	Ángulo de contacto inicial (grados)
1	111.6
2	101.2
3	139.1
4	134.1
5	148.1
6	150.8
7	157.6
8	151.9
9	113.2
10	138.4
11	153.3
12	155.2

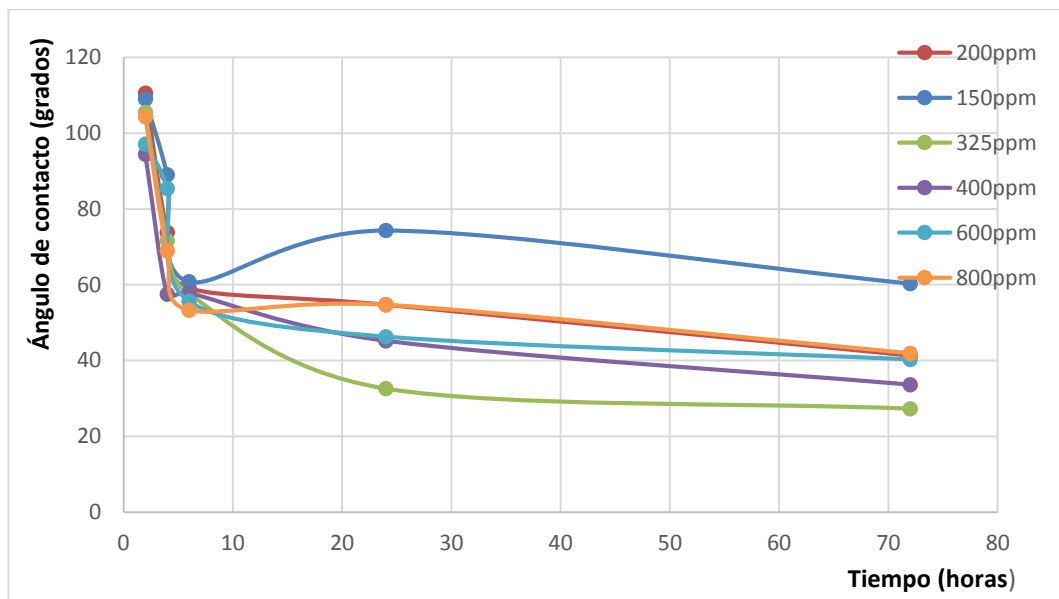
- **Formulación con surfactante A en agua de producción de Petromonagas**

En la tabla 17 se presentan los resultados a diferentes concentraciones con respecto al tiempo en horas del surfactante A en agua de producción de Cabrutica.

**Tabla 17.** Ángulo de contacto para las placas puestas en contacto con la solución que contiene el surfactante A en agua de producción de Petromonagas a diferentes concentraciones

Placas→	1	2	3	4	5	6
Tiempo	150ppm	200ppm	325ppm	400ppm	600ppm	800ppm
2h	109°	110.5°	105.5°	94.4°	97.1°	104.3°
4h	89°	73.8°	71.6°	57.5°	85.4°	68.9°
6h	60.8°	59.1°	57.6°	57.8°	55.6°	53.3°
24h	74.3°	54.7°	32.6°	45.2°	46.3°	54.7°
72h	60.3°	41.3°	27.3°	33.6°	40.3°	41.9°

En la gráfica 7 se observa el comportamiento de la formulación con el surfactante B en contacto con las placas de sílice previamente envejecidas con frudo y agua de formación en los resultado se muestra un comportamiento casi ideal con excepción de la concentración de 150ppm debido a que después de la 6 horas de exposición de la placa a la formulación química el ángulo vuelve a aumentar esto se debe a que la medición fue hecha en una zona de la placa en donde la mojabilidad aún no había sido alterada por completo, sin embargo para las demás concentraciones se presenta el comportamiento esperado.



**Gráfico 7.** Variación del ángulo de contacto con respecto al tiempo para las placas de sílice puestas en contacto con la solución de surfactante A en agua de Petromonagas a diferentes concentraciones

- **Formulación con surfactante B en agua de producción de Petromonagas**

En la tabla 16 se presentan los ángulos iniciales entre la placa de sílice envejecida y el agua de formación de Petromonagas.

Se demuestra con estos resultados que con la aplicación del surfactante B ocurre un cambio importante en la mojabilidad de las placas al sumergirlas en diferentes concentraciones, este cambio es más notable entre 600ppm y 400ppm a las 2 horas y 72 horas ya que para ambos casos el ángulo disminuye en más de un 40% y luego

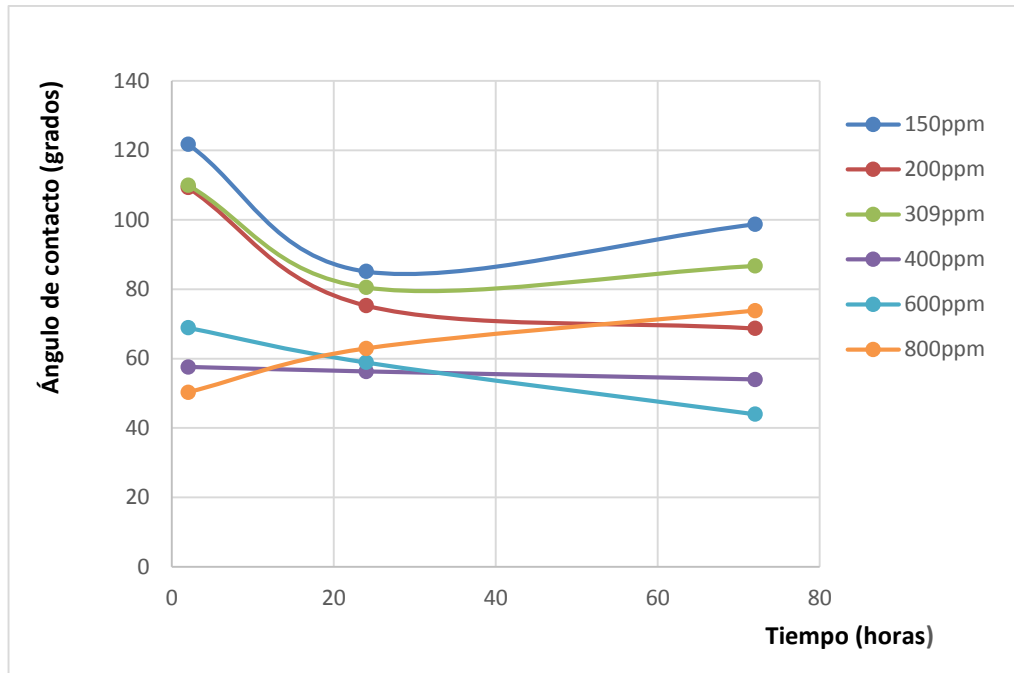


se mantiene estable a medida que se aumentó la concentración, en el gráfico se puede apreciar mejor el comportamiento de cada concentración en el tiempo.

**Tabla 18.** Ángulo de contacto para las placas puestas en contacto con la solución que contiene el surfactante B en agua de producción de Petromonagas a diferentes concentraciones

Placas	7	8	9	10	11	12
Tiempo	150ppm	200ppm	309ppm	400ppm	600ppm	800ppm
2h	121.8°	109.3°	110°	57.6°	68.9°	50.3°
24h	85.1°	75.3°	80.5°	56.3	58.9°	62.9°
72h	98.7°	68.7°	86.7°	54°	44°	73.8°

En la gráfica 8 se compara el comportamiento de las placas de sílice envejecidas con la formulación del surfactante B a diferentes concentraciones, en todas las concentraciones estudiadas el ángulo inicial determinado para el crudo de Petromonagas disminuyen considerablemente demostrando que existe una disminución de la tensión entre el crudo la placa de sílice y el agua de producción, entre las concentraciones que se estudiaron destaca la de 400ppm muy cercana a la CMC (309ppm) esta concentración presentó el mejor comportamiento logrando un cambio de la mojabilidad importante ya que disminuye en más de un 50% el ángulo de contacto a 2, 24, y 72 horas.



**Gráfico 8.** Variación del ángulo de contacto con respecto al tiempo para las placas de sílice puestas en contacto con la solución de surfactante B en agua de Petromonagas a diferentes concentraciones

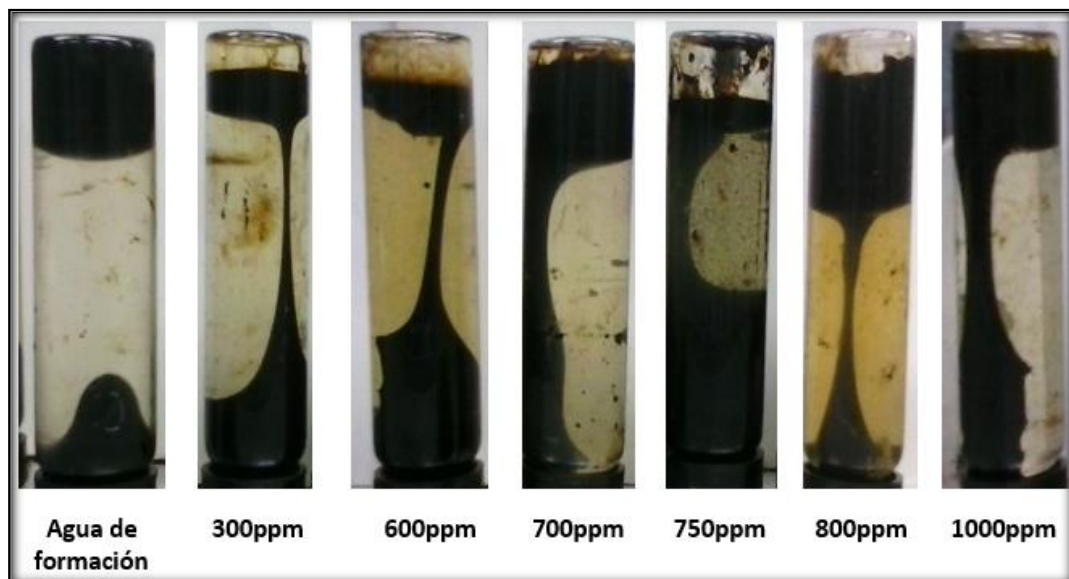
Los resultados mostrados demuestran la efectividad que poseen las formulaciones empleadas los surfactantes en la alteración de la mojabilidad debido a las interacciones electrostáticas o a la formación de puentes de hidrógeno sobre todo con el surfactante A en agua de Cabrutica el cual genera el mayor cambio de mojabilidad en el menor tiempo. Llevando estos resultados a los yacimientos en estudio el potencial que tienen estas formulaciones como método para la estimulación matricial y recobro mejorado de hidrocarburos es muy grande, cambiando los actuales paradigmas establecidos que dicen que los yacimientos provenientes de la FPO son mojantes al agua, si eso fuera cierto los problemas que se presentan en la actualidad en cuanto a la producción de los pozos y el factor de recobro no existieran como los observamos en la actualidad en donde los pozos llegan a producir un 90% de agua, algunas estudios alegan que este comportamiento es culpa de la alta viscosidad del crudo.

### 4.3. Estudio de la interacción fluido – fluido y roca – fluido en pruebas estáticas fuera del medio poroso.

Considerando los resultados obtenidos en la pruebas de medición de ángulo de contacto las pruebas fuera del medio poroso se aplicaron a la formulación química con el surfactante A en agua de producción de Cabrutica.

Estas pruebas representan un método cualitativo de medición que permite observar en tiempo real como los fluidos interactúan fuera del medio poroso a diferentes concentraciones y observar si existe o no la formación de emulsiones, soluciones adherentes, taponantes o precipitados. En la figura 44 se presentan las pruebas realizadas fuera del medio poroso.

Cada botella se preparó como se describe en el capítulo 3.4 y se sometieron a la temperatura de yacimiento (50°C) durante 24 horas.



**Figura 44.** Interacción fluido-fluido, roca-fluido fuera del medio poroso para crudo de Cabrutica con la formulación del surfactante A con agua de producción de Cabrutica

#### Análisis de la interacción fluido-fluido y roca-fluido

- Agua de formación y crudo: esta botella se preparó como blanco (sin ninguna formulación química) para poder comparar el comportamiento con las demás formulaciones, se observa como el crudo no fluye en ningún sentido debido a que el crudo se adhiere fuertemente a las paredes de la

botella que están compuesta de sílice el mismo material que se encuentra en los yacimientos de la FPO.

- Concentración de 300ppm: los monómeros del surfactante comienzan a actuar disminuyendo la energía de la interfase logrando que el crudo fluya
- Concentración de 600ppm: igual que la concentración de 300ppm el crudo se desplaza completamente al tope de la botella gracias a la reducción de la tensión interfacial y a las fuerzas gravitacionales.
- Concentración de 700ppm, 800ppm y 1000ppm: a diferencia de las concentraciones anteriores la velocidad con la que el crudo llega al tope de la botella es mayor debido a que los monómeros del surfactante cubren la interfase rápidamente disminuyendo la tensión interfacial y con la ayuda de las fuerzas gravitacionales el crudo fluye al tope de la botella fácilmente.
- Concentración de 750ppm: a pesar que ocurre un desplazamiento del crudo es mucho más lento que todas las demás concentraciones, un comportamiento anormal para lo que se espera, también se nota una turbidez en la fase acuosa tal vez por la formación de micro emulsiones.

#### **4.4. Pruebas de adsorción para formulaciones de los surfactantes A y B en arenas provenientes de los campos Cabrutica y Petromonagas**

La adsorción de las formulaciones de surfactantes se realizó por el método de fluorescencia molecular, para todas las soluciones se agregó una cantidad de arena constante, se dejó el sistema en reposo durante 24 horas a temperatura de yacimiento (50°C) para luego determinar la cantidad de surfactante adsorbido por las arenas de los campos en estudio.

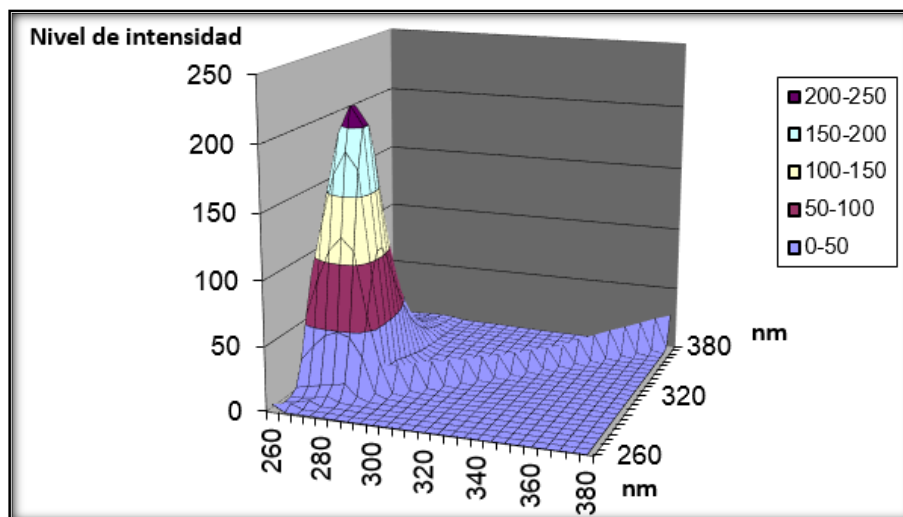
Este método de fluorescencia molecular no es exclusivo para determinar la adsorción de surfactantes en arenas petrolíferas, por tal motivo se determinó la aplicabilidad de este procedimiento. Si cada especie de surfactante se encontraba en el mismo espectro de fluorescencia que el espectro de las aguas de formación, será imposible determinar la adsorción de los surfactantes por este método.

Se prepararon formulaciones de 10ppm para cada especie de surfactante (A y B) en agua destilada para comparar con el espectro de cada agua de formación, a continuación se presenta el espectro de fluorescencia para cada surfactante.

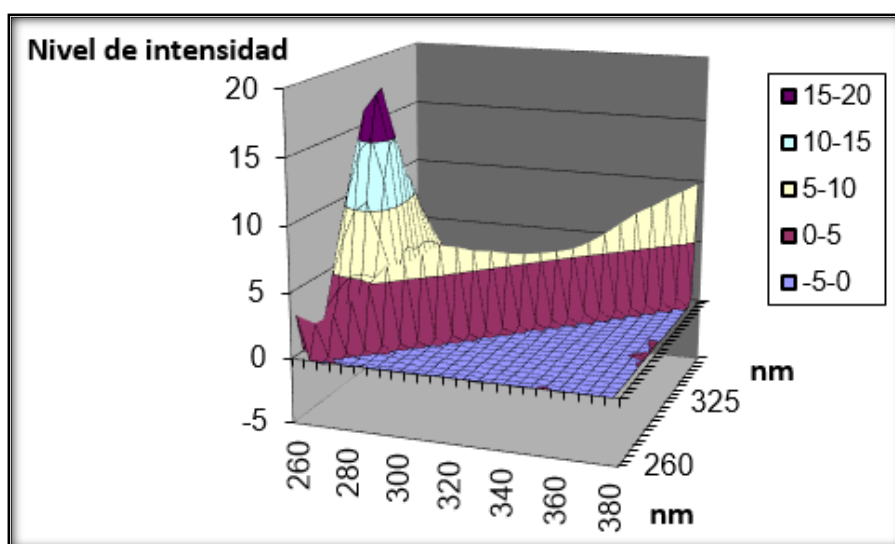
En el gráfico 9 se presenta el espectro de fluorescencia para la formulación que contiene el surfactante A se compara la intensidad de emisión con el gráfico 11 correspondiente al agua de producción de Cabrutica, si observamos el pico el nivel de intensidad para el surfactante A llega a 200 de nivel de intensidad y el nivel de emisión 280nm y de excitación 275nm, este punto no coincide con el espectro de fluorescencia para el agua de producción de Cabrutica la cual tiene un nivel de intensidad de 150nm, de emisión de 380nm y de excitación de 330nm. Los espectros de fluorescencia para las aguas de producción siempre serán los mismos ya que esta no sufre ninguna modificación.

Igualmente si superponemos el pico del espectro de fluorescencia para la formulación que contiene el surfactante A (gráfico 9), sobre el espectro de fluorescencia del agua de producción de Petromonagas que se presenta en la gráfico 12 estos no coinciden, en conclusión podemos determinar la adsorción del componente del surfactante A en agua de Cabrutica y en agua de Petromonagas por el método de fluorescencia molecular.

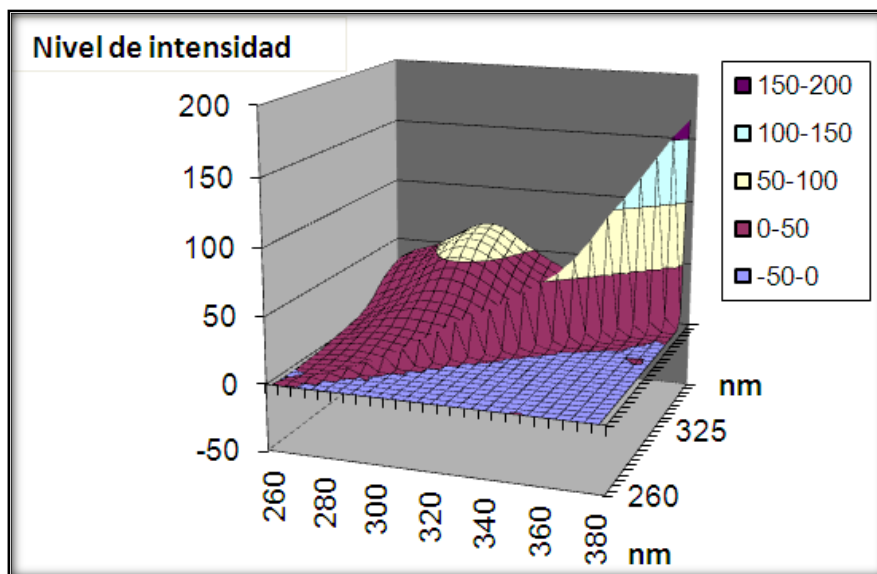
En el gráfico 10 se presenta el espectro de fluorescencia para la formulación que contiene el surfactante B a una concentración de 10ppm en agua destilada, aunque el nivel de intensidad es bajo no interfiere con el espectro de fluorescencia del agua de producción del campo Cabrutica mostrado en el gráfico 11 ni con el agua de producción del campo Petromonagas mostrado en la gráfico 12. El espectro de fluorescencia para cada especie de surfactante se realizó a una baja concentración (10ppm) ya que al aumentar la concentración de las soluciones el nivel de intensidad de cada especie de surfactante será mayor.



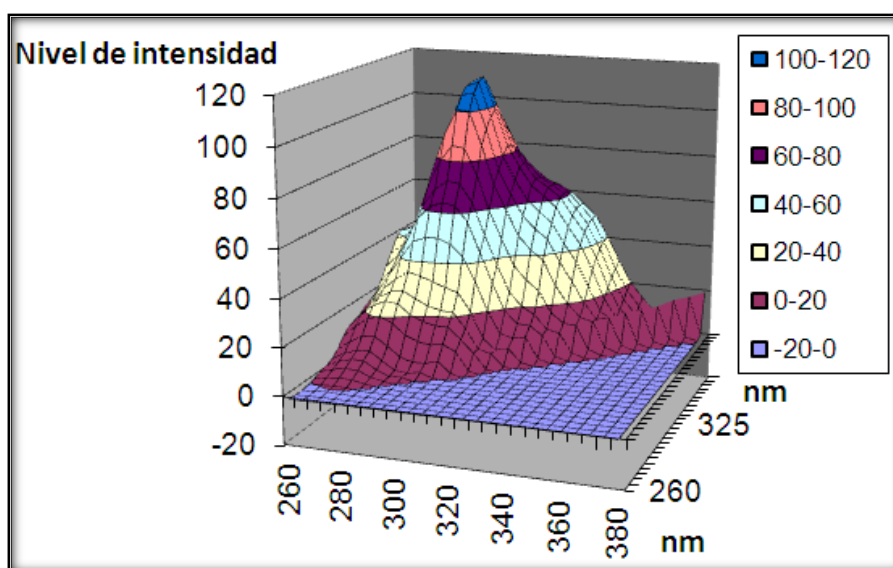
**Gráfico 9.** Espectro de fluorescencia con nivel de intensidad medio para la formulación de surfactante A en agua destilada



**Gráfico 10.** Espectro de fluorescencia con nivel de intensidad medio para la formulación de surfactante B en agua destilada



**Gráfico 11.** Espectro de fluorescencia con nivel de intensidad medio para agua de producción del campo Cabrutica



**Gráfico 12.** Espectro de fluorescencia con nivel de intensidad medio para agua de producción del campo Petromonagas

Se realizaron curvas de calibración para cada especie de surfactante (A y B) con el fin de tener puntos de referencia al momento de realizar las pruebas de adsorción. Se prepararon diferentes concentraciones para cada especie de surfactante en agua de producción de Cabrutica y Petromonagas, la concentración máxima que se preparó fue de 200ppm ya que a mayor concentración el equipo de fluorescencia molecular presenta distorsiones en las mediciones. En la tabla 19 se presenta la

matriz de soluciones preparadas con sus resultados de fluorescencia molecular para graficar las curvas de calibración.

**Tabla 19.** Matriz de soluciones preparadas y resultados de fluorescencia molecular para ambas especies de surfactantes A y B en agua de producción de Cabrutica y Petromonagas

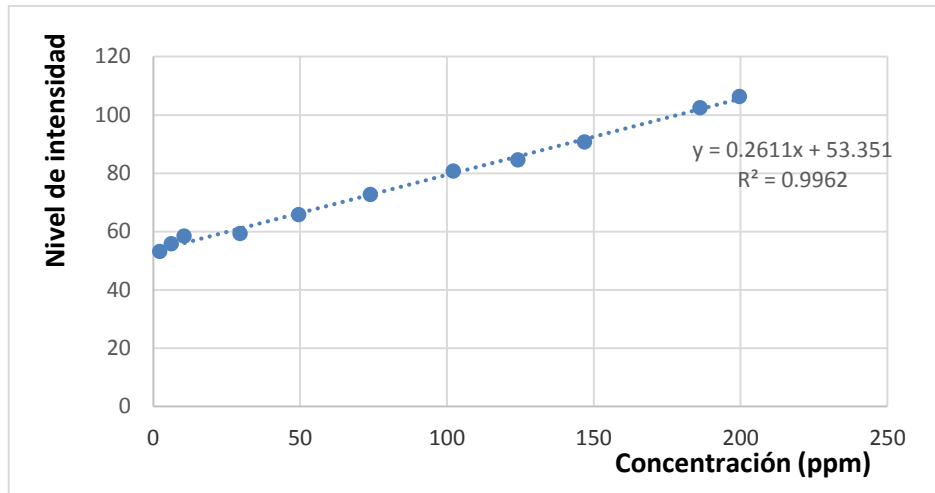
Agua de producción del campo Cabrutica con la formulación de los diferentes surfactantes				Agua de producción del campo Petromonagas con la formulación de los diferentes surfactantes			
A		B		A		B	
ppm	Nivel de intensidad	ppm	Nivel de intensidad	ppm	Nivel de intensidad	ppm	Nivel de intensidad
2.2	53.13	5	71.04	3.54	180	5	197.22
6.1	55.75	10	73.96	8.5	182.21	10	209.96
10.55	58.4	30	108.73	28.605	190.34	30	221.39
29.54	59.35	50	121.27	51.176	197.04	50	225.32
49.56	65.75	70	146.65	76.322	202.9	70	247.55
73.97	72.76	100	167.07	99.1303	210.8	100	260.13
102.15	80.68	120	180.27	119.771	216.53	120	271.19
146.88	84.55	150	222.58	151.686	224.63	150	283.59
186.27	90.76	180	239.53	177.5685	232.11	180	293.47
199.59	102.46	200	247.35	204.1474	238.23	200	297.11

### **Curvas de calibración para cada especie de surfactante en aguas de producción de Cabrutica y Petromonagas**

Las curvas de calibración se elaboraron para cada especie de surfactante en agua de producción de Cabrutica y Petromonagas, estas curvas son necesarias para cuantificar la cantidad de surfactante adsorbido por las arenas envejecidas de los campos en estudio.

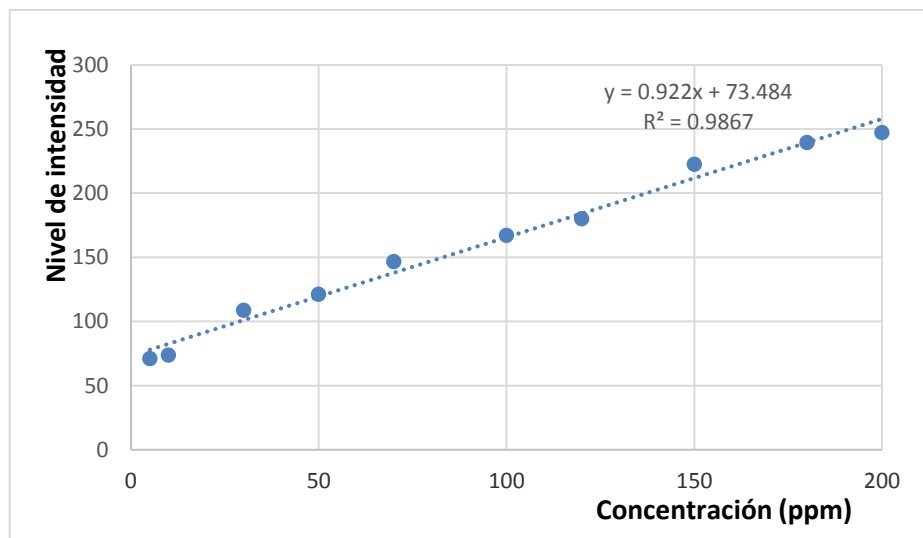
En el gráfico 13 se presenta la curva de calibración para el surfactante A en agua de producción del campo Cabrutica.





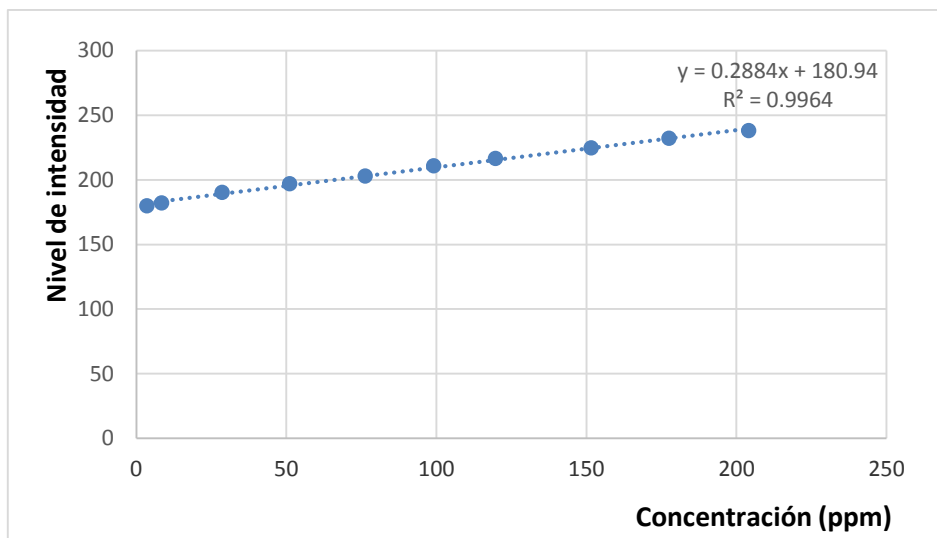
**Gráfico 13.** Curva de calibración para el surfactante A en agua de producción del campo Cabrutica

En el gráfico 14 se presenta la curva de calibración para el surfactante B en agua de producción del campo Cabrutica.



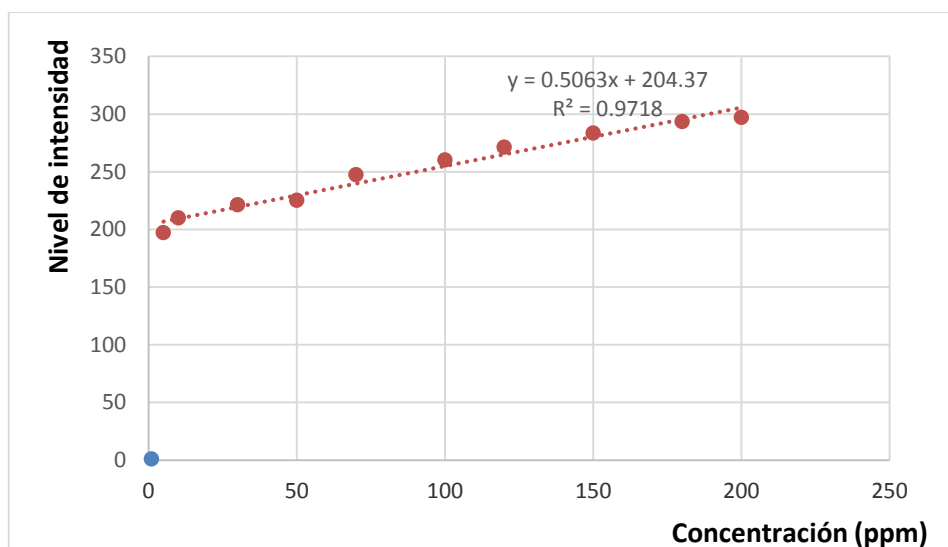
**Gráfico 14.** Curva de calibración para el surfactante B en agua de producción del campo Cabrutica

En el gráfico 15 se presenta la curva de calibración para el surfactante A en agua de producción del campo Petromonagas.



**Gráfico 15.** Curva de calibración para el surfactante A en agua de producción del campo Petromonagas

En el gráfico 16 se presenta la curva de calibración para el surfactante B en agua de producción del campo Petromonagas.



**Gráfico 16.** Curva de calibración para el surfactante B en agua de producción del campo Petromonagas

## Resultados de la pruebas de adsorción con diferentes especies de surfactantes en arenas de los campos Cabrutica y Petromonagas

Se prepararon soluciones a distintas concentraciones con las especies de surfactantes A y B en agua de producción de los campos Cabrutica y Petromonagas. En la tabla 20 se presenta la matriz de soluciones preparadas para realizar las pruebas de adsorción.

**Tabla 20.** Soluciones preparadas en agua de producción de los campos Cabrutica y Petromonagas para realizar las pruebas de adsorción

Agua de producción del campo Cabrutica		Agua de producción del campo Petromonagas	
A	B	A	B
300	300	200	200
400	400	300	300
500	500	350	350
600	600	400	400
700	700	450	450
800	800	500	500
1000	1000	600	
1500			

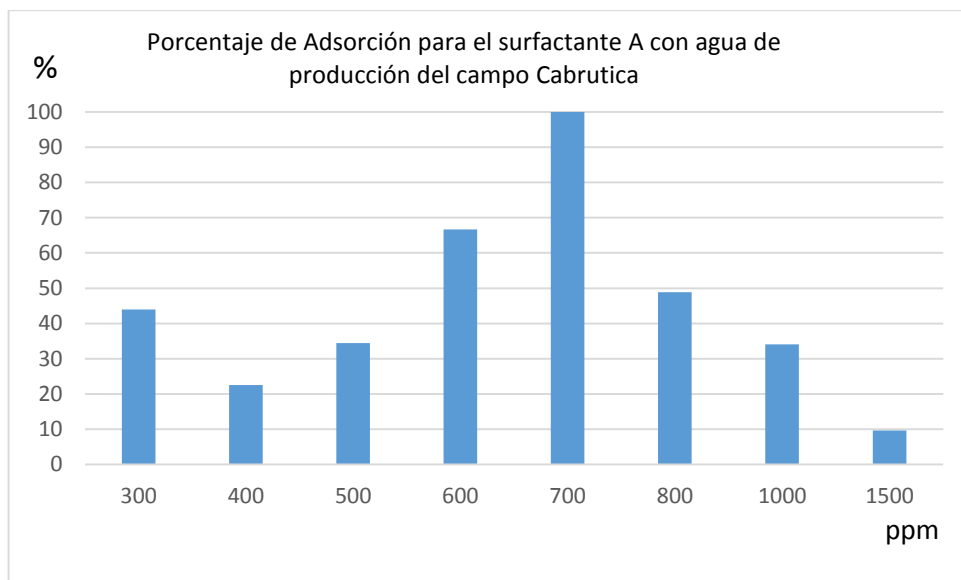
Cada solución de surfactante se introdujo a un volumen constante en un vial con arenas envejecidas de cada campo en estudio a una masa constante, el sistema permaneció en reposo y a temperatura de yacimiento (50°C) durante 24 horas, posteriormente cada sistema paso por un proceso de filtrado para separar la arena de las soluciones de surfactantes. Una vez filtradas todas las soluciones se procedió a diluir en un rango de 50ppm a 200ppm para poder ubicar cada solución en la curva de calibración correspondiente.

Diluidas todas las soluciones se midió la fluorescencia molecular los niveles de intensidad obtenidos estuvieron dentro del rango de intensidad de las curvas de calibración anteriormente mostradas, por medio de una serie de cálculos realizados y procedimientos internos de INTEVEP se determinó el porcentaje adsorbido de cada especie de surfactante por las arenas petrolíferas envejecidas.

A continuación se presenta una serie de gráficos en donde se muestran los resultados del proceso de adsorción ocurrido entre el surfactante y las arenas petrolíferas envejecidas de cada campo en estudio.

En el gráfico 17 se presentan los resultados de la adsorción en porcentaje para el surfactante A en agua de producción del campo Cabrutica en arena envejecida.

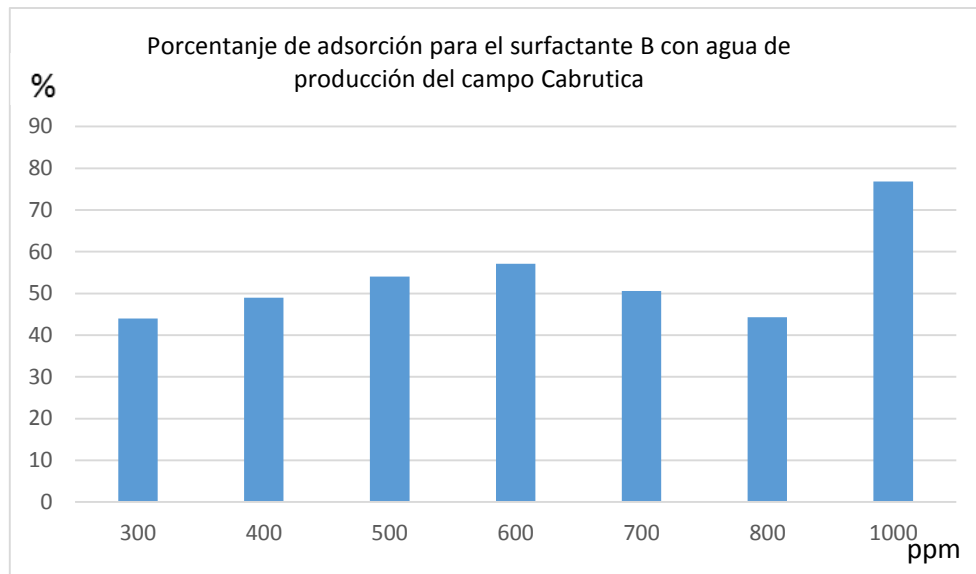
Observamos que en el gráfico 17 en todas las concentraciones estudiadas ocurrió en fenómenos de la adsorción ya que el surfactante utilizado para todos los casos siente una afinidad por las arenas envejecidas con crudo. En la gráfica se observa una tendencia de adsorción mayor al acercarnos a las concentraciones de 600ppm y 700ppm, posiblemente este resultado esté influenciado por el valor de la CMC (622.98ppm), este resultado es muy positivo al momento de inyectar surfactantes en agua de producción al coincidir la CMC con un alto porcentaje de adsorción el surfactante permanece en el yacimiento interactuando con la roca y el crudo para lograr un cambio en la mojabilidad al crudo por la del agua, incluso cuando el agua de producción inyectada ha sido producida.



**Gráfico 17.** Porcentaje del surfactante A adsorbido por arena envejecida del campo Cabrutica en 24 horas

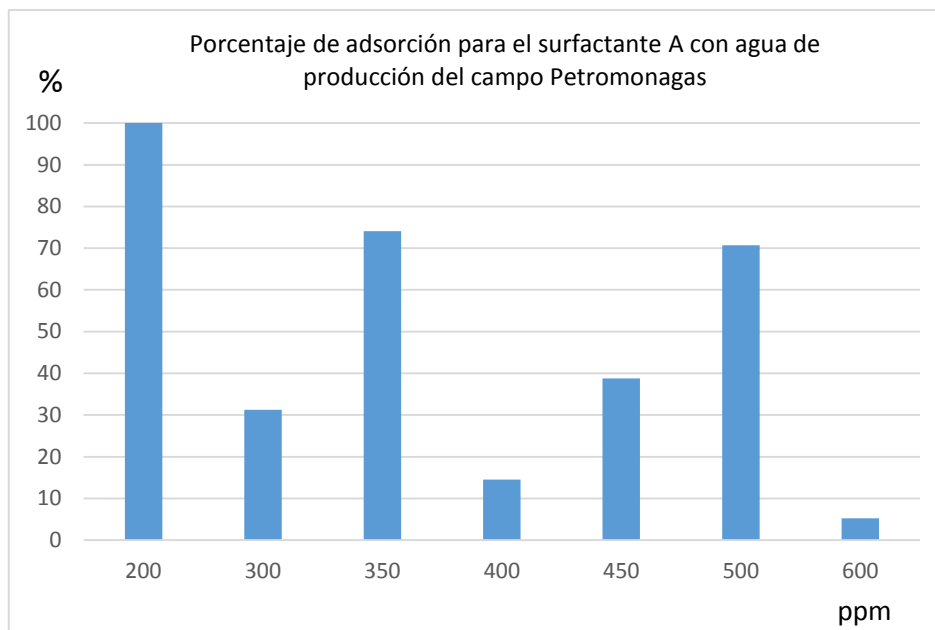
En el gráfico 18 se presentan los resultados de la adsorción en porcentaje para el surfactante B en agua de producción del campo Cabrutica.

En este gráfico se presentó una tendencia muy similar en donde el porcentaje adsorbido tiende a aumentar en los valores cercanos a la CMC (638.41ppm).



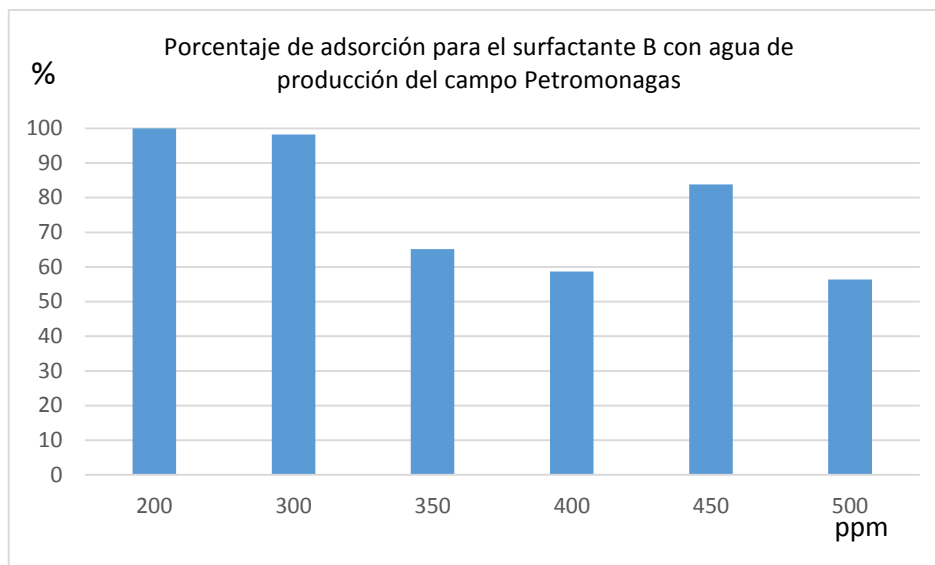
**Gráfico 18.** Porcentaje del surfactante B adsorbido por arena envejecida del campo Cabrutica en 24 horas

En la gráfica 19 se presenta un comportamiento errado en cuanto a la adsorción del surfactante A en arenas envejecidas del campo Petromonagas ya que el porcentaje de adsorción aumenta y disminuye en gran medida de una concentración a otra, este comportamiento puede ser causado por algún error durante el proceso de medición.



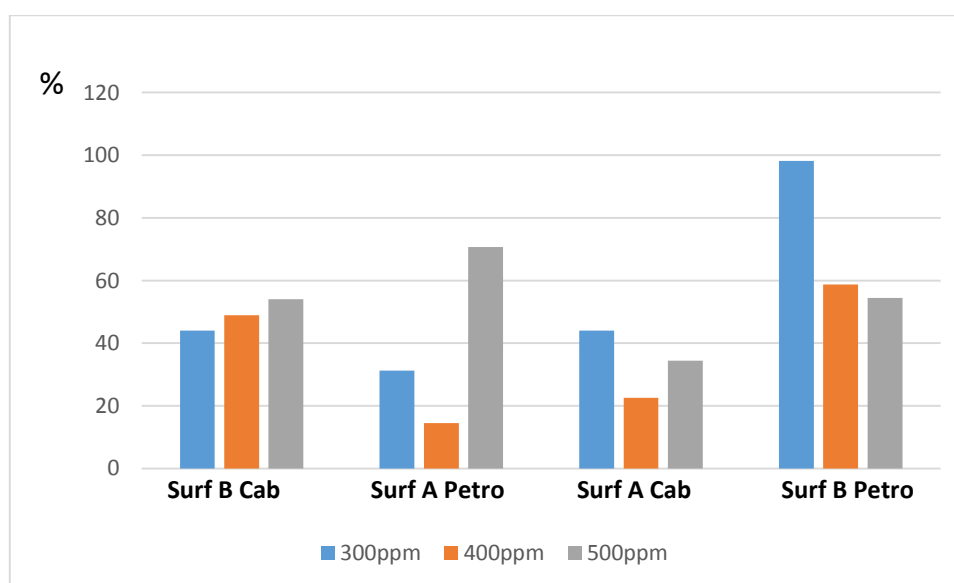
**Gráfico 19.** Porcentaje del surfactante A adsorbido por arena envejecida del campo Petromonagas en 24 horas

En el gráfico 20 se presenta el porcentaje adsorbido por la arena de Petromonagas para el surfactante B en agua de producción de Petromonagas, todas las soluciones medidas presentan una adsorción por encima del 50% indicando que el surfactante posee una buena interacción con las arenas de este campo, aunque el comportamiento ideal sería una adsorción del 100%, permitiendo que el surfactante continúe actuando sobre la roca reservorio incluso después de que el agua de producción inyectada sea producida por el pozo productor.



**Gráfico 20.** Porcentaje del surfactante B adsorbido por arena envejecida del campo Petromonagas en 24 horas

En el gráfico 21 se comparan los resultados de adsorción obtenidos con las especies de surfactantes en estudio, preparados en aguas de producción de los campos Cabrutica y Petromonagas, se compararon concentraciones cercanas a los resultados obtenidos de CMC (entre 300ppm y 600ppm), esta gráfica nos permite observar la diferencia entre las aguas de producción utilizadas y el nivel de adsorción entre las especies de surfactantes.



**Gráfico 21.** Comparación de la adsorción de los diferentes surfactantes en agua de producción de los campos Cabrutica y Petromonagas

#### 4.5. Pruebas dentro del medio poroso.

Las pruebas dentro del medio poroso se realizan con ayuda del equipo de desplazamiento, consisten en realizar ensayos a condiciones de presión y temperatura del yacimiento para estudiar la interacción entre el fluido químico (solución a base de surfactantes) y el medio poroso, de esta manera se determina si existe algún tipo de daño en la formación y la efectividad de las especies de surfactantes en agua de producción.

En la tabla 21 se presenta la caracterización del núcleo proveniente del campo Cabrutica utilizado durante las pruebas de desplazamiento.

**Tabla 21.** Caracterización del núcleo empleado en pruebas de permeabilidad dentro del medio poroso

Núcleo	Prof (pies)	Long (cm)	Diámetro (cm)	Vp (cm <sup>3</sup> )	Vtotal (cm <sup>3</sup> )	θ (%)	Kefew (md)	Kair (md)	Swi (%)
102A3	2100.5	4.143	3.691	22.24	57.19	38.9	947.3	10895	10.3

En la tabla 22 se presenta la caracterización del crudo utilizado proveniente del campo Cabrutica.

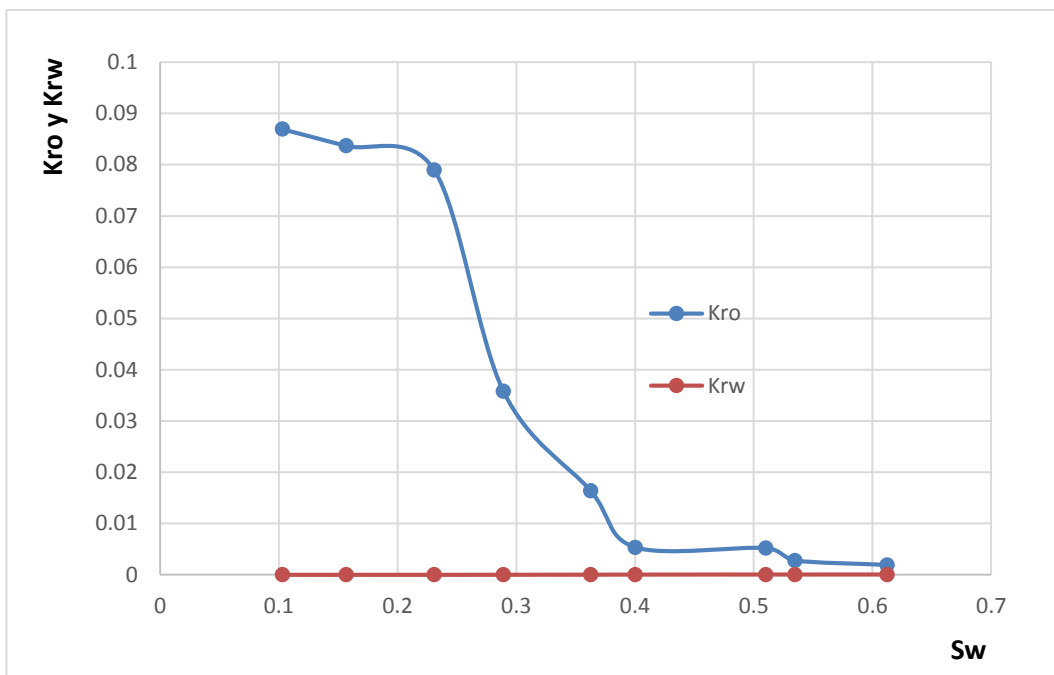
**Tabla 22.** Caracterización del crudo proveniente del campo Cabrutica

Campo	Viscosidad @60° C (cp)	Bo (BY/BN)	ρo (gr/ml)	API
Cabrutica	9457	1.039	0.9951	10.7

##### 4.5.1. Prueba de permeabilidad relativa inicial

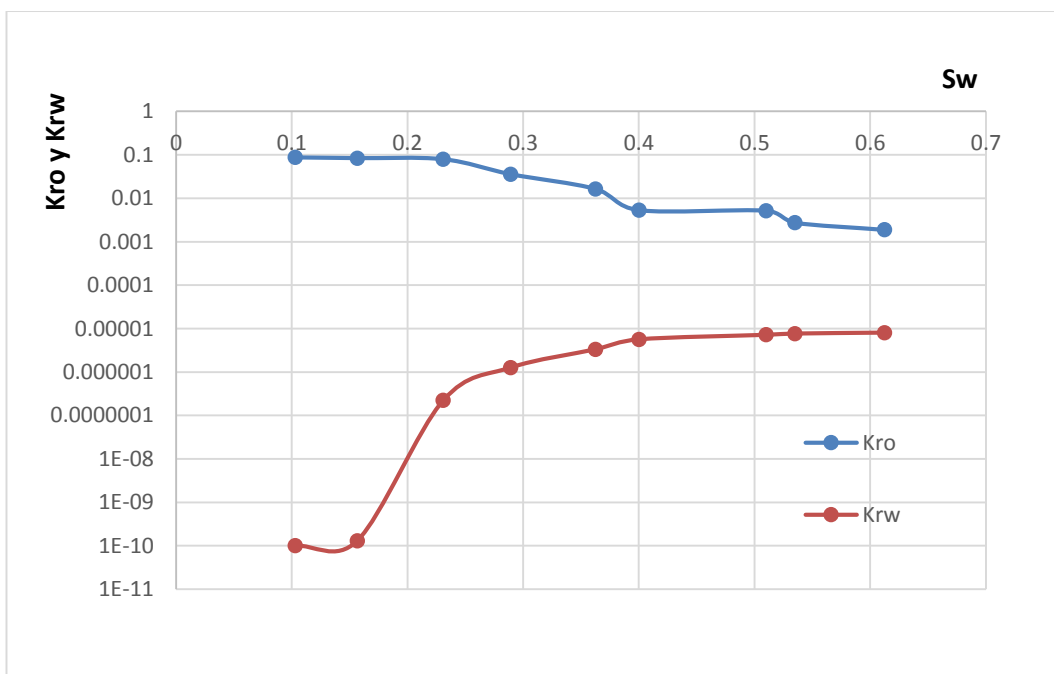
En el gráfico 22 se observa la curva de permeabilidad relativa respecto al agua de formación y crudo proveniente del campo Cabrutica como punto de comparación en las pruebas de estimulación y RMH. Esta prueba se realizó luego de envejecer el núcleo a utilizar durante 1000 horas. La permeabilidad absoluta que se tomó para realizar el gráfico 22 y todos los demás gráficos de permeabilidades fue el valor de Kair (10895md).





**Gráfico 22.** Permeabilidad relativa inicial al crudo y al agua de formación del campo Cabrutica

En el gráfico 23 se presenta la curva de permeabilidad relativa al agua de formación y al crudo proveniente del campo Cabrutica en escala semi logarítmica.



**Gráfico 23.** Permeabilidad relativa inicial al crudo y al agua de formación del campo Cabrutica en escala semi logarítmica

Al saturar el núcleo con crudo y luego del envejecimiento se procede a desplazar con agua de formación dentro del medio poroso para obtener los datos de permeabilidad relativa presentados en el gráfico 23. Se observa que el crudo se desplaza solo hasta una saturación de agua de 23.09% momento en que es producida la primera gota de agua o (Swbt), luego de ese momento la permeabilidad del crudo cae drásticamente hasta producirse únicamente agua. Sin aplicar ningún método de estimulación o RMH podemos decir que a condiciones normales de yacimiento el tapón seleccionado produce únicamente crudo en una ventana de 15% de saturación de agua.

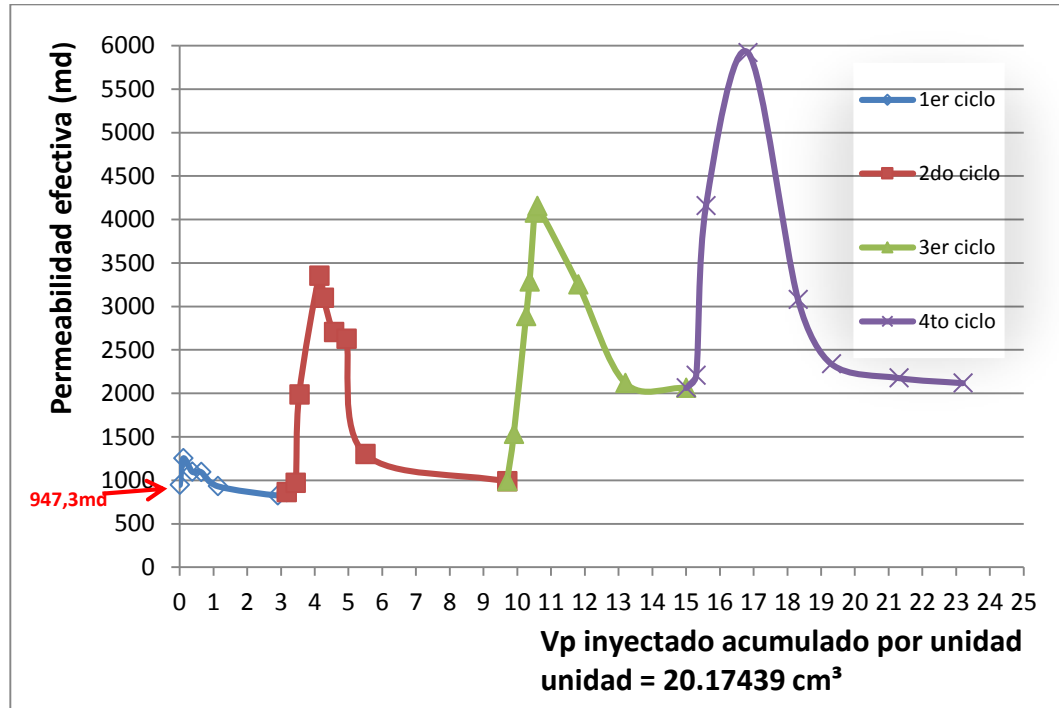
#### **4.5.2. Prueba de retorno de permeabilidad**

Estas pruebas se realizaron inyectando 5% del volumen poroso de una formulación con el surfactante A a una concentración de 800ppm en la cara del núcleo posteriormente se dejó en reposo durante 24 horas permitiendo que la solución interactúe dentro del medio poroso para estimular el núcleo, como consecuencia disminuye el diferencial de presión, aumenta la permeabilidad relativa del crudo y los volúmenes producidos en el gráfico 24 se muestra la permeabilidad efectiva del crudo vs el volumen poroso acumulado inyectado, para cada ciclo de estimulación.

Podemos observar en el gráfico 24 luego de la primera inyección del surfactante A y transcurridas 24 horas de remojo se obtiene un incremento en la permeabilidad efectiva del crudo en comparación con la permeabilidad absoluta cuando se inyecta agua, el ganancial de la permeabilidad es de 304.7 mili darcy, esto se debe a la disminución de las fuerzas de fricción en el radio de inyección del núcleo, disminución de la tensión superficial entre el medio poroso y el crudo. Todo esto relacionado a la condición de mojabilidad que presenta la roca hacia el crudo en estado inicial.

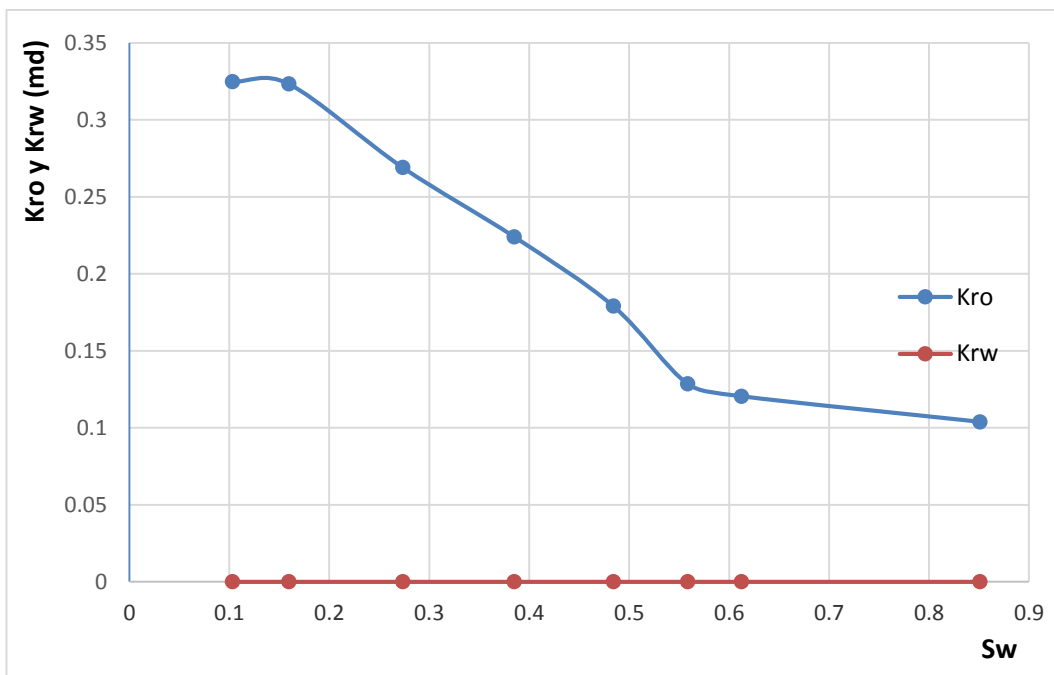
Para el segundo y tercer ciclo de estimulación el ganancial de la permeabilidad es sustancial llegando a 4154 md en el tercer ciclo, esto se debe a la interacción entre el surfactante que fue adsorbido en el primer ciclo más el surfactante adsorbido en el segundo ciclo que interactúa con la roca causando un cambio de la mojabilidad en el tiempo gracias a que los monómeros del surfactante crean una película que

recubre las gargantas de poro creando una especie de autopista en las cercanías a la cara del tapón que permite la movilidad del crudo sin afectar la viscosidad del mismo.

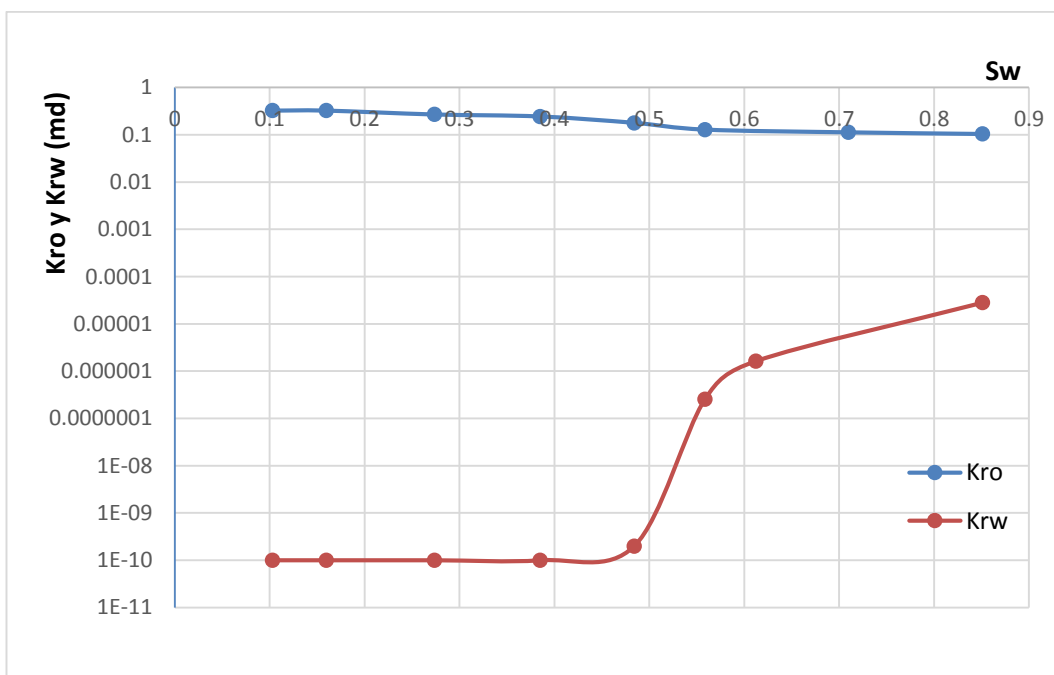


**Gráfico 24.** Permeabilidad efectiva al crudo vs volumen poroso inyectado acumulado

Posterior a la prueba de retorno de permeabilidad, se midió nuevamente la permeabilidad relativa al agua de formación y al crudo proveniente del campo Cabrutica, es necesario determinar si el medio poroso sufrió algún daño a la formación durante el experimento. En el gráfico 25 y se muestra el gráfico de permeabilidad relativa posterior a la prueba de retorno de permeabilidad, en el gráfico 26 se muestra la misma gráfica en escala logarítmica.



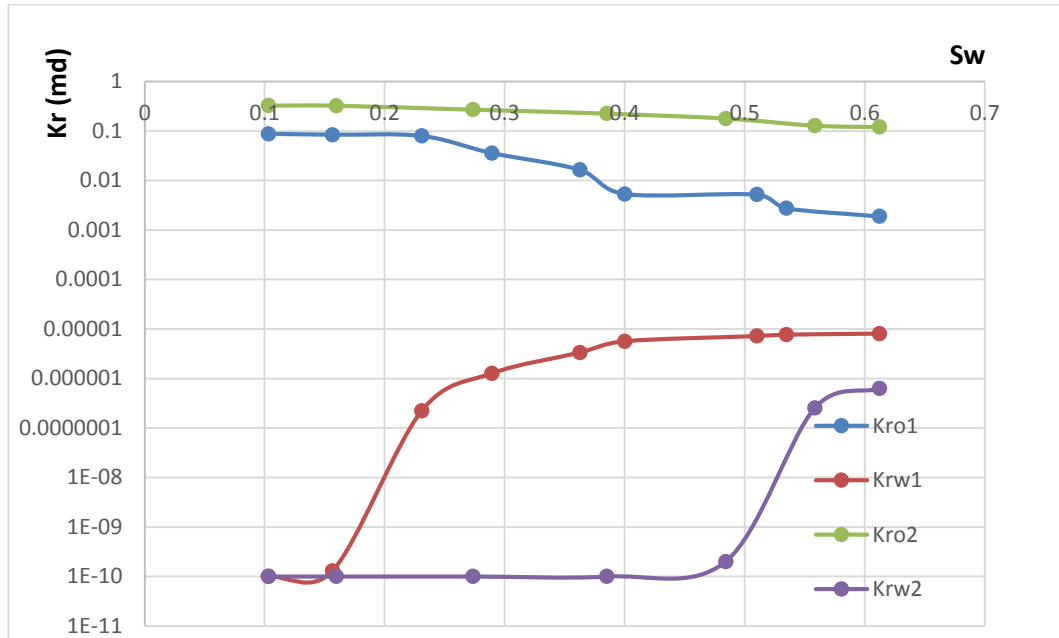
**Gráfico 25.** Permeabilidad relativa al crudo y al agua de formación del campo Cabrutica luego de realizada la prueba de retorno de permeabilidad



**Gráfico 26.** Permeabilidad relativa al crudo y al agua de formación del campo Cabrutica en escala semi logarítmica luego de realizada la prueba de retorno de permeabilidad

En el gráfico 27 se comparan las curvas de permeabilidad inicial al crudo y al agua de formación del campo Cabrutica con las curvas de permeabilidad posterior a las

pruebas de retorno de permeabilidad. Kro1 y Krw1 representan las permeabilidades relativas en el estado inicial, Kro2 y Krw2 representas las permeabilidades luego de la prueba de retorno de permeabilidad.



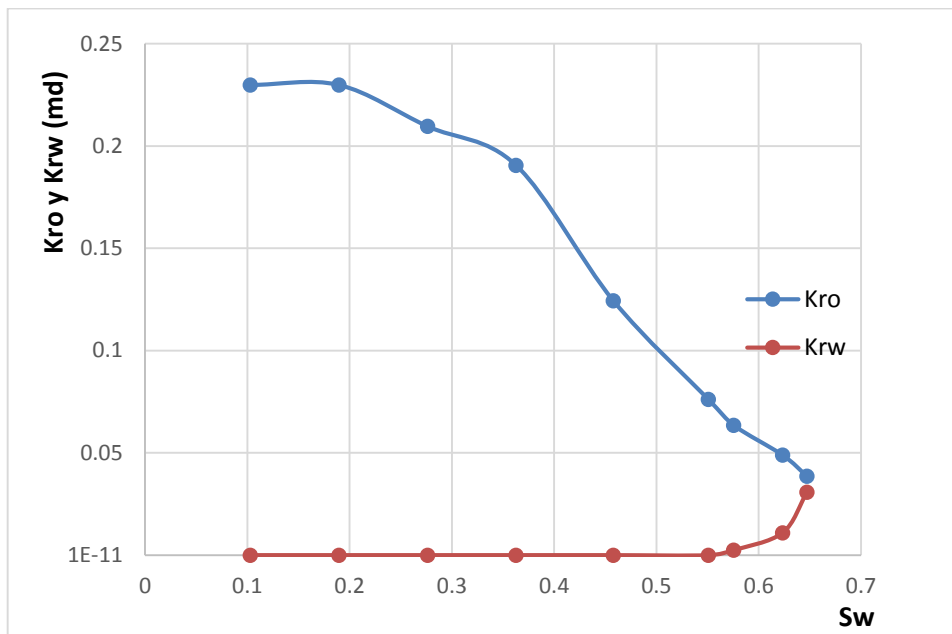
**Gráfico 27.** Comparación de las permeabilidades relativas al agua de formación y al crudo del campo Cabrutica antes y después de las pruebas de retorno de la permeabilidad

En la tabla 23 se observan los resultados de permeabilidades relativas antes y después de las pruebas de retorno de permeabilidad. La Swbt se desplazó hasta una saturación de agua del 55,8%, es decir que al saturar el medio poroso con 45.5% de agua de formación la producción fue únicamente de crudo, gracias a la acción de la formulación que se dispersó en el medio poroso reteniendo el agua de formación en las gargantas de poro debido al cambio de mojabilidad ocurrido, pasando de mojado al crudo a mojado al agua durante los ciclos de estimulación. El aumento de la permeabilidad promedio para el crudo fue de un 300% debido a la disminución del diferencial de presión, estos resultados se ven reflejados directamente en el aumento de la productividad durante las pruebas las tasas de crudo producidas fueron mucho mayores que las tasas de agua. Estos resultados reflejan un escenario ideal para pozos de crudos pesados y extrapesados provenientes de la Faja Petrolífera del Orinoco en donde la permeabilidad al crudo aumenta, mientras la permeabilidad del agua disminuye y se retarda en su producción.

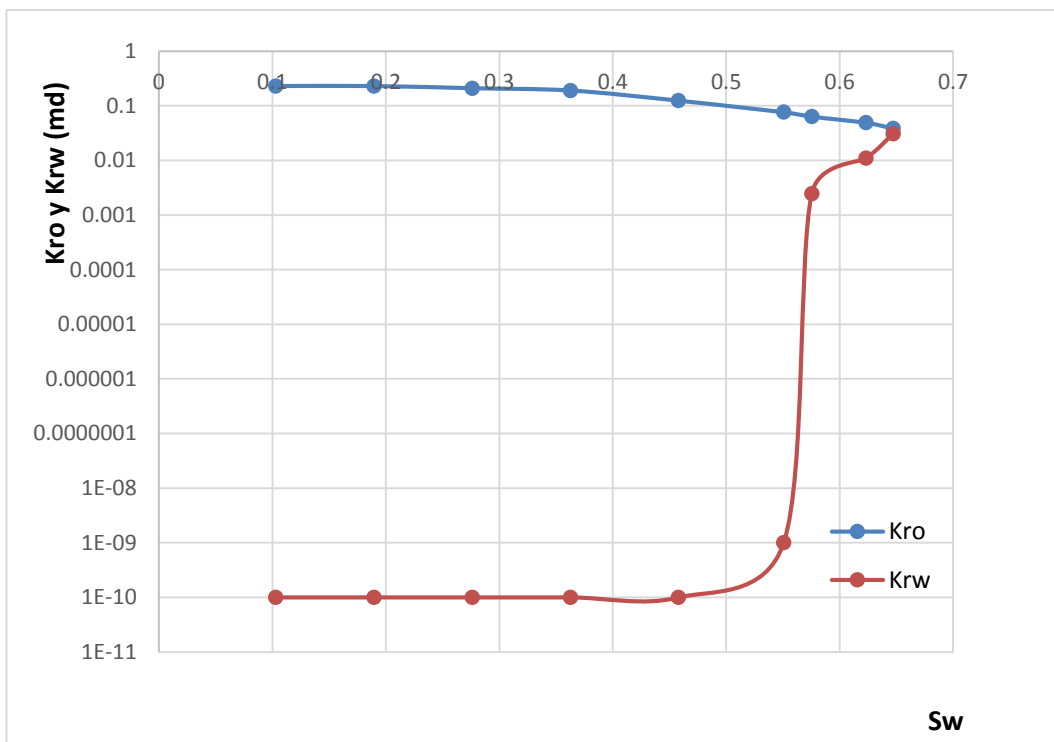
### 4.5.3 Prueba de recuperación mejorada de hidrocarburos

Este método de recuperación mejorada con estimulación está patentado por Manrique P. y colaboradores en el año 2015. Se inyecta de forma continua la solución mientras se ha estimulado la parte de la zona productora.

Las curvas de permeabilidad relativa correspondientes se muestran en el gráfico 28 y en el gráfico 29 en escala logarítmica.



**Gráfico 28.** Permeabilidad relativa al crudo y al surfactante A en agua de producción del campo Cabrutica para la prueba de RMH



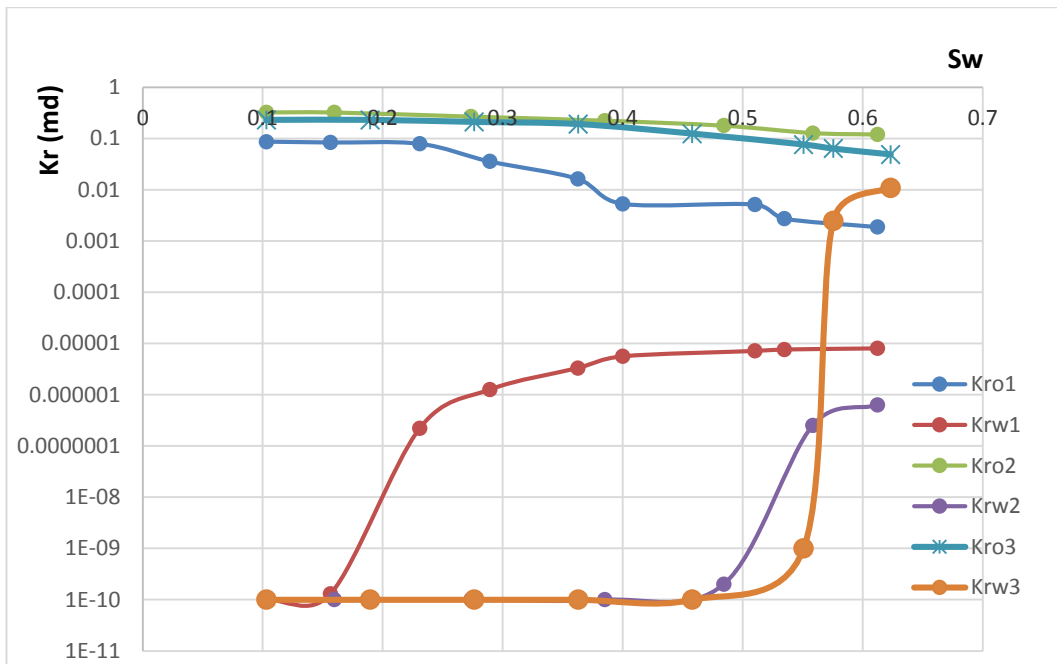
**Gráfico 29.** Permeabilidad relativa al crudo y al surfactante A en agua de producción del campo Cabrutica en escala logarítmica para la prueba de RMH

Para poder realizar un análisis objetivo de los resultados obtenidos a continuación se presenta en el gráfico 30 la permeabilidad relativa inicial del tapón proveniente del campo Cabrutica, permeabilidad relativa luego de la prueba de retorno de la permeabilidad y la permeabilidad relativa para el proceso de RMH.

Kro1 y Krw1 representan las permeabilidades relativas en el estado inicial, Kro2 y Krw2 representan las permeabilidades luego de la prueba de retorno de permeabilidad, Kro3 y Krw3 representan las curvas de permeabilidad relativa durante la prueba de RMH.

En el gráfico 30 se presentan los resultados finales de las curvas de permeabilidad iniciales, curvas de permeabilidad luego de estimular el tapón proveniente del campo Cabrutica y las curvas de permeabilidad, podemos observar que la permeabilidad relativa para el crudo durante la prueba de RMH es similar a la permeabilidad relativa luego de PRP ambas curvas son mayores que la curva original indicando que se originó una mejoría en la permeabilidad relativa del crudo aplicando una formulación del surfactante A en agua de producción del campo

Cabrutica. Otra mejoría importante es que la producción de agua se observa al núcleo estar saturado un 57.54% de la formulación del surfactante, es decir que se cuenta con una ventana de 47.51% de inyección de surfactante por RMH a diferencia del 5.35% de ventana de producción inicial de crudo estas mejoras inciden directamente en el factor de recobro , gracias al cambio de la mojabilidad que ocurre dentro del medio poroso en donde se pasa de mojado al crudo a mojado al agua, este cambio permite que se produzcan grandes cantidades de crudo sin aplicar costosos procesos térmicos.



**Gráfico 30.** Comparación de las permeabilidades relativas iniciales, permeabilidades relativas luego de la PRP y permeabilidades relativas durante pruebas de RMH en escala logarítmica.



## CAPÍTULO V

### 5.1. Conclusiones

- Se determinó la CMC de dos especies de surfactantes A y B en agua de producción por el método gráfico, generando formulaciones de muy baja concentración para procesos de estimulación y RMH, obteniéndose reducciones de la tensión cercanas a un 50%.
- Se evaluó comportamiento del ángulo de contacto según la concentración del surfactante en placas de sílice envejecidas con crudos y usando como base de la solución el agua de producción del campo respectivo mostrando que el cambio de la mojabilidad del crudo al agua incide en la movilidad para el caso de crudos pesados y extrapesados, estos cambios son más rápidos con valores cercanos a la CMC.
- Se evaluó la interacción fluido – fluido y roca – fluido en pruebas estáticas fuera del medio poroso entre el crudo agua de formación y la solución del surfactante preparados en agua de producción observando que no se producen emulsiones, precipitados, taponamiento, ni adherencia a las paredes, lo que nos dice que la formulación no genera daños a la formación.
- Se determinó la adsorción del surfactante en arenas humectadas al crudo de los campos Cabrutica y Petromonagas, consiguiéndose que el surfactante A y B se adsorbe en el mineral para generar un cambio en la mojabilidad.
- Se evaluó el comportamiento de la formulación de surfactante A en agua de producción del campo Cabrutica en pruebas dinámicas dentro del medio poroso con un núcleo de arena no consolidada, por medio de pruebas de retorno de la permeabilidad mostrando incrementos progresivos en la permeabilidad efectiva del crudo, hasta alcanzar valores con un aumento de 550%. Al evaluar la misma formulación para el caso de pruebas de recuperación mejorada de hidrocarburo podemos decir que al inyectar de manera continua la formulación de surfactante A se obtuvo una disminución de la  $S_{wbt}$  alrededor del 140% lo que se traduce en un factor de recobro

alrededor de un 60%, demostrando que el cambio de la mojabilidad al agua es el factor determinante en crudos pesados y extrapesados a diferencia de la viscosidad.

## **5.2. Recomendaciones**

- Realizar pruebas dentro del medio poroso con el surfactante B y un núcleo del campo Petromonagas ya que en la evaluación del surfactante este mostró resultados favorables para su aplicabilidad.
- Realizar pruebas con tapones de núcleo de otros campos provenientes de la FPO.

## Bibliografía

- Abdallah, W. (2007). *Los Fundamentos de la Mojabilidad*. Bahrain: Schlumberger.
- Aguinaga, S. (1996). *Manual de procedimientos analíticos para aguas y efluentes*. Montevideo: Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente.
- Anton de Salager, R. (2005). *Tensión Interfacial*. Mérida: Laboratorio FIRP escuela de Ingeniería Química, Universidad de los Andes.
- Barberii, E. E. (1998). Comportamiento de la Producción. En *Pozo Ilustrado* (pág. 180). Caracas: FONCIED.
- Becerra, M. (2005). *caracterización fisicoquímica de micelas de monoésteres de sacarosa*. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- Brown, T. (2004). *Química la Ciencia Central*. Ciudad de México: Pearson Education.
- Corzo, J. (24 de 05 de 2015). *www.ehu.eus*. Obtenido de <http://www.ehu.eus/biomoleculas/moleculas/fuerzas.htm>
- Cuiec, L. (2009). *Study of problems related to the restoration of the natural state of core samples*. Rueil-Malmaison: Institut Francais du pétrole.
- Curtis, C. K. (26 de Julio de 2015). *www.slb.com*. Obtenido de [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish02/w\\_in02/p32\\_55.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/w_in02/p32_55.pdf)
- de Pedroza, T. (1993). *Wettability changes due to the deposition and presence of asphaltenes in crude oil*. Los Teques: PDVSA INTEVEP.
- Enhanced oil recovery*. (2001). Alberta: Teknica petroleum services.
- Escobar, F. (2000). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos . En F. H. Macualo, *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos* (pág. 17). Neiva: Surcolombiana.

- Henry, G. J. (1999). Alcalinidad y Ácidez. En *Ingeniería Ambiental* (pág. 166). México D.F: Prentice Hall Inc.
- Islas, C. (1991). *Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros*. Ciudad de México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
- James, A. W. (1988). *Petroleum reservoir engineering, physical properties*. Texas: McGraw-Hill.
- Kruss. (26 de julio de 2015). *www.kruss.de*. Obtenido de <http://www.kruss.de/services/education-theory/glossary/cmc/>
- Long, R. B. (1951). *Chemistry of asphaltenes (The concept of asphaltenes)*. Washington D.C.: Division of Petroleum Chemistry.
- Louis, S. J. (1992). *El mundo de los surfactantes*. Mérida: Universidad de los Andes, Laboratorio FIRP.
- Madrid, M. (21 de Agosto de 2011). *Portal del Petróleo*. Obtenido de [www.portaldelpetroleo.com](http://www.portaldelpetroleo.com)
- Manrique, P. (2012). *Venezuela Patente n° 0247759 A1*.
- Manrique, P. (2013). *Ensayos fisicoquímicos de las aguas de producción de la Faja Petrolífera del Orinoco*. Los Teques : PDVSA INTEVEP.
- Mendez, J. (2009). *Fundamentos de la estimulación matricial en pozos petroleros, caso práctico de campo*. México D.F : Universidad Nacional Autónoma de México.
- Mendez, O. (2012). *Geología del Petróleo*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Padrón, A. (2012). *Propiedades de las rocas petrolíferas*. Caracas: Escuela de petróleo, Universidad Central de Venezuela.
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo: Astro Data S.A.

Petroleos de Venezuela. (2014). *Clasificación del crudo según API*. Obtenido de [www.pdvsa.com](http://www.pdvsa.com)

Proyecto USB-INTEVEP. (2009). *Estudio del Efecto de la Mojabilidad en Materiales Porosos en sus Propiedades de Transporte*. Los Teques: PDVSA INTEVEP.

Rodriguez, H. (14 de 2 de 2013). *Faja Petrolífera del Orinoco*. Obtenido de [www.mineriaypetrolera.blogspot.com](http://www.mineriaypetrolera.blogspot.com)

Salager, J.-L. (2002). *Surfactantes tipos y usos* . Mérida: Laboratorio FIRP Universidad de los Andes .

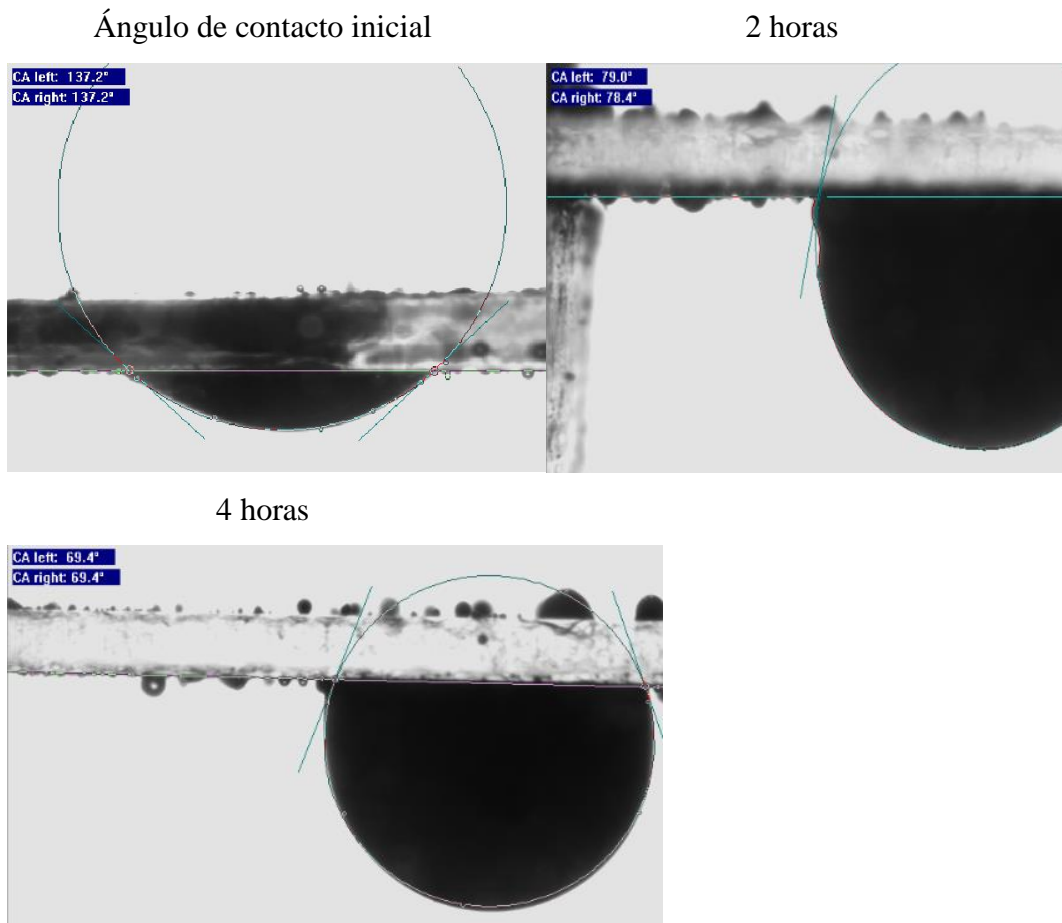
Suárez, D. (2012). *Evaluación de Agua de Producción de los Campos Cabrutica y Petrocedeño como Fluido de Inyección de Surfactantes en Procesos de Estimulación y recuperación mejorada del Petroleo*. Mérida.

*wordpress*. (s.f). Recuperado el 15 de 2 de 2015, de [www.wordpress.com/cultura-petrolera/la-faja-petrolifera-del-orinoco/zonas-o-campos](http://www.wordpress.com/cultura-petrolera/la-faja-petrolifera-del-orinoco/zonas-o-campos)

## ANEXOS

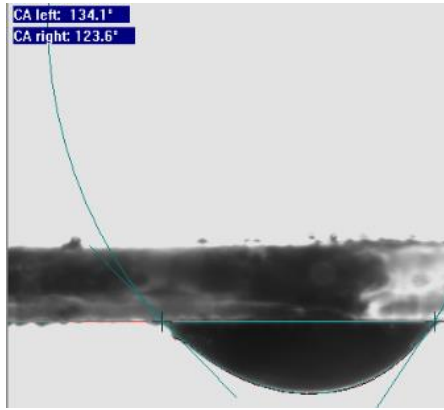
A continuación se muestra una serie de imágenes de los resultados obtenidos de ángulo de contacto con crudo del campo Cabrutica a diferentes lapsos de tiempo para placas envejecidas con crudo del campo Cabrutica luego de ser sometidas a diferentes concentraciones de surfactante A en agua de producción del mismo campo.

### Placa N° 1. Concentración 50ppm a diferentes tiempos de contacto.

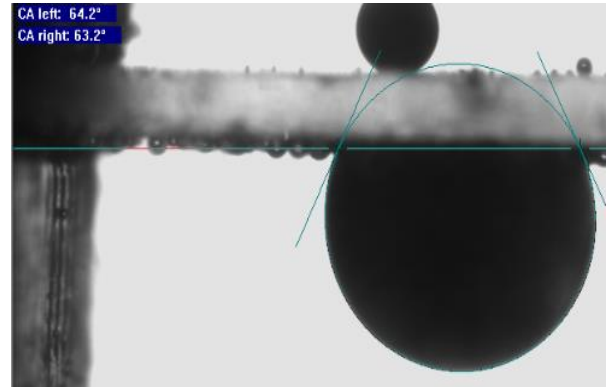


**Placa N° 2. Concentración 200ppm a diferentes tiempos de contacto.**

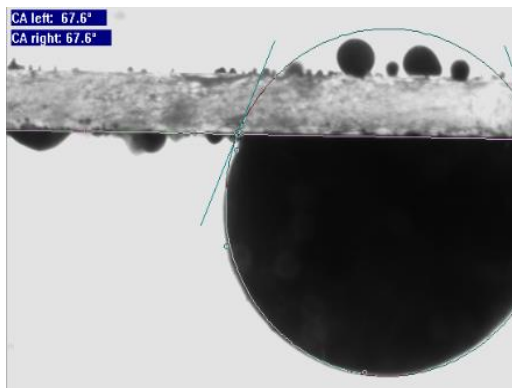
Ángulo de contacto inicial



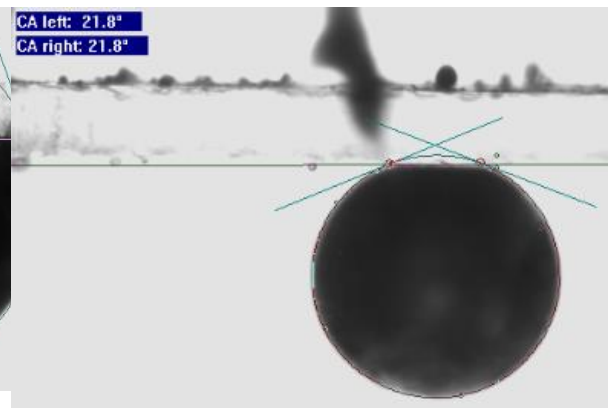
2 horas



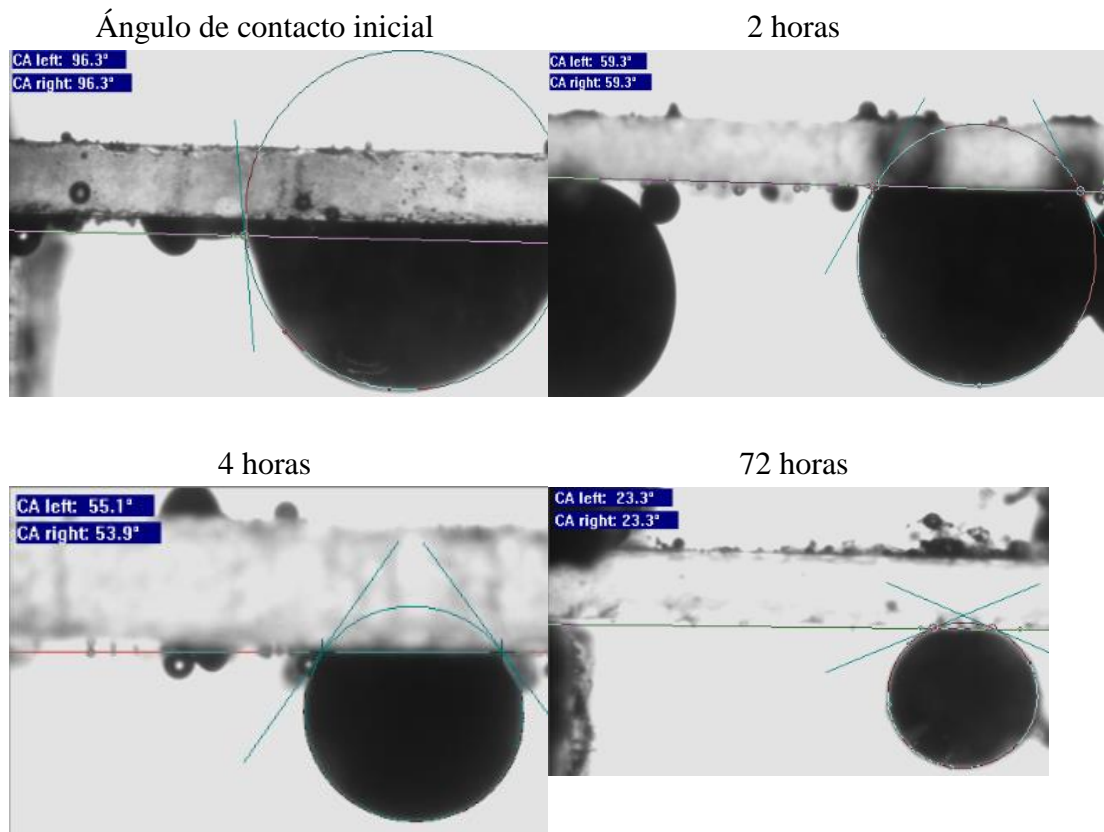
4 horas



72 horas



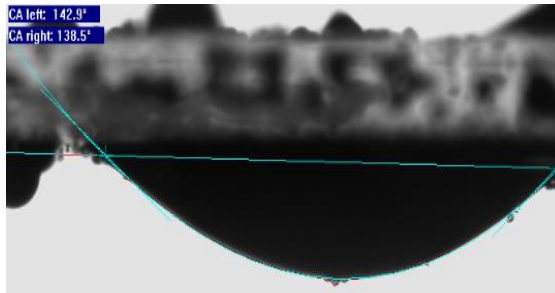
**Placa N° 3. Concentración 400ppm a diferentes tiempos de contacto.**



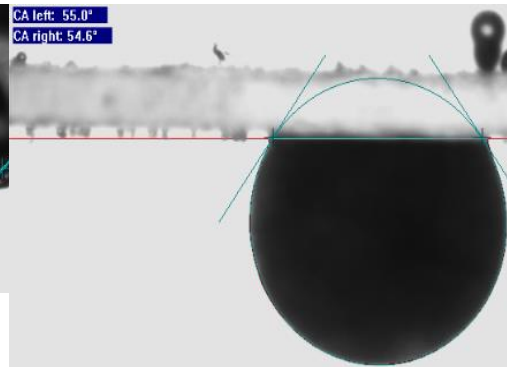


**Placa N° 4. Concentración 622ppm a diferentes tiempos de contacto.**

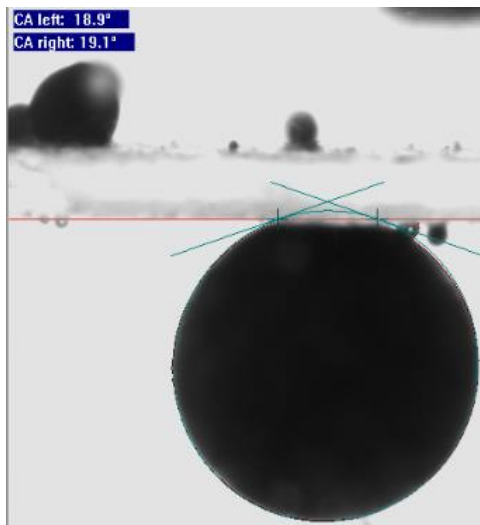
Ángulo inicial de contacto



2 horas



4 horas

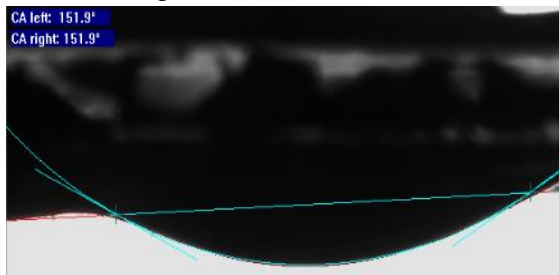


72 horas

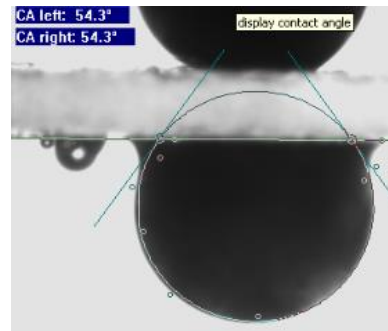


**Placa N° 5. Concentración 800ppm a diferentes tiempos de contacto.**

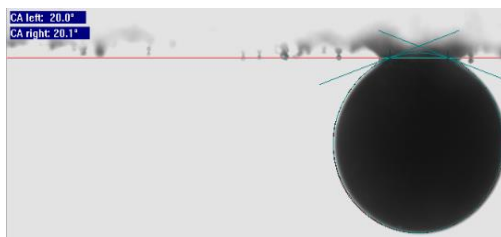
Ángulo inicial de contacto



2 horas

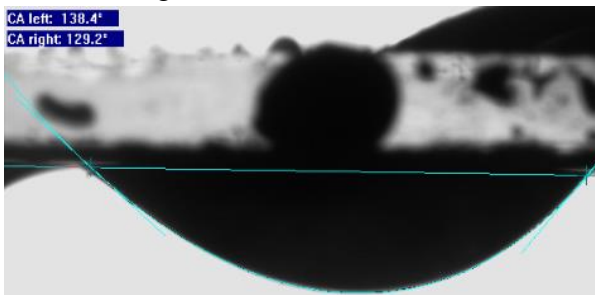


72 horas

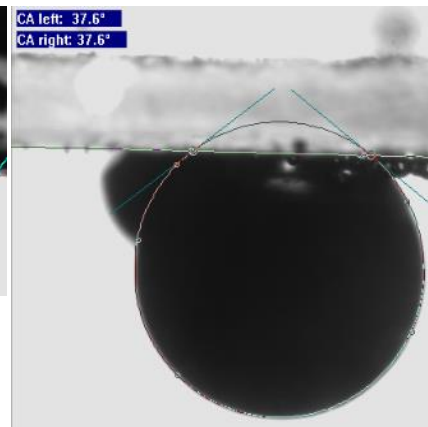


**Placa N° 6. Concentración 1000ppm a diferentes tiempos de contacto.**

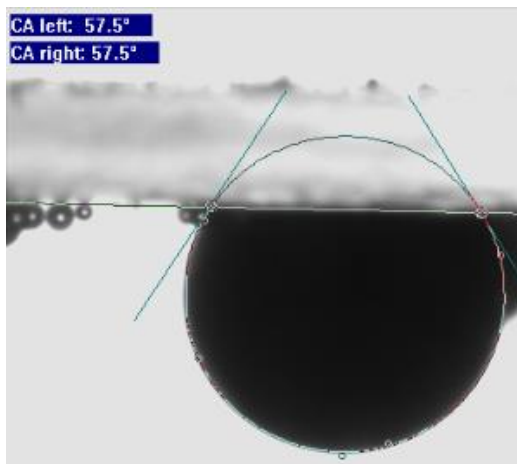
Ángulo de contacto inicial



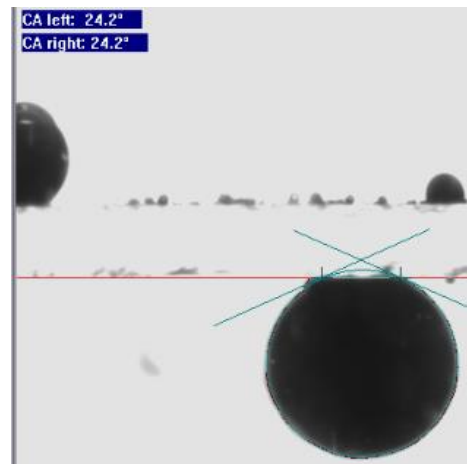
2horas



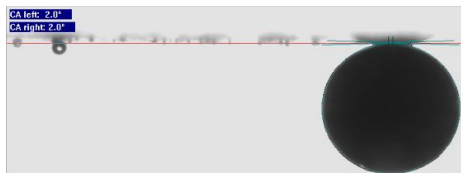
4 horas



6 horas

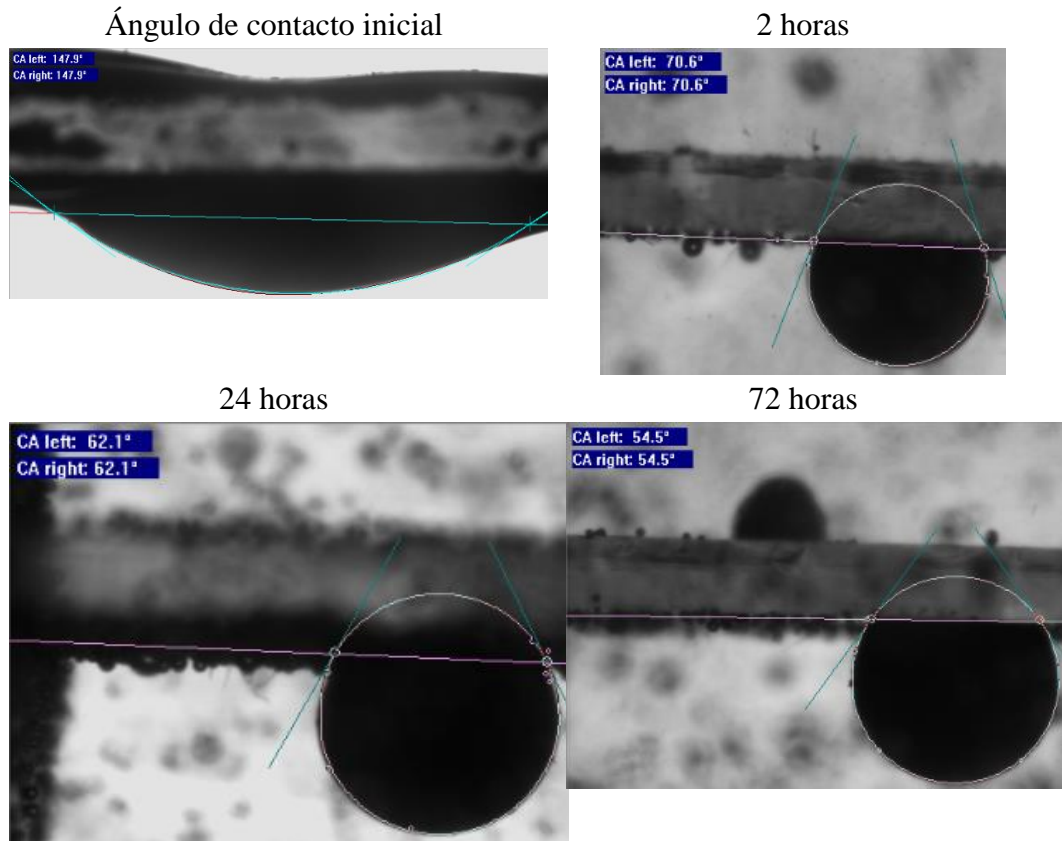


72 horas



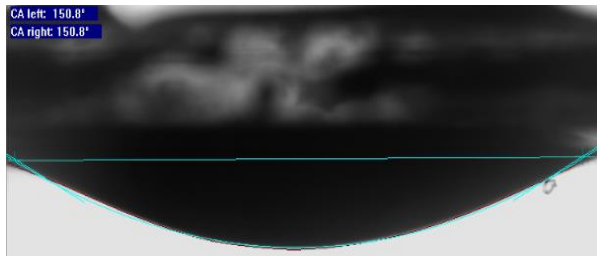
A continuación se muestran una serie de imágenes de los resultados obtenidos de ángulo de contacto a diferentes lapsos de tiempo para placas envejecidas con crudo del campo Cabrutica luego de ser sometidas a diferentes concentraciones de surfactante B en agua de producción del mismo campo.

**Placa N° 7. Concentración 50ppm a diferentes tiempos de contacto.**

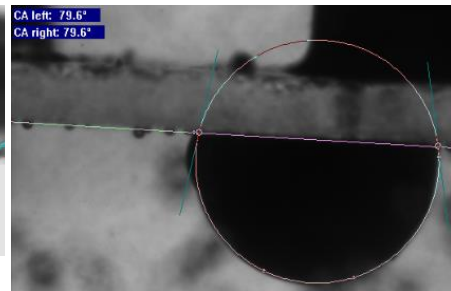


**Placa N° 8. Concentración 400ppm a diferentes tiempos de contacto.**

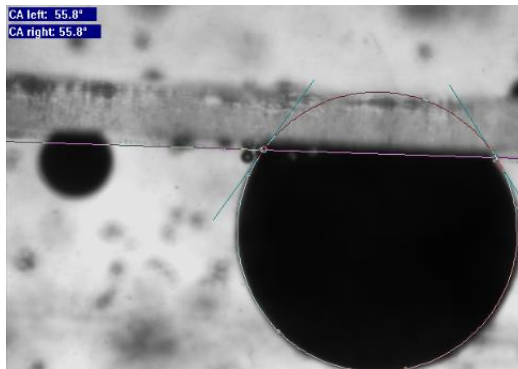
Ángulo de contacto inicial



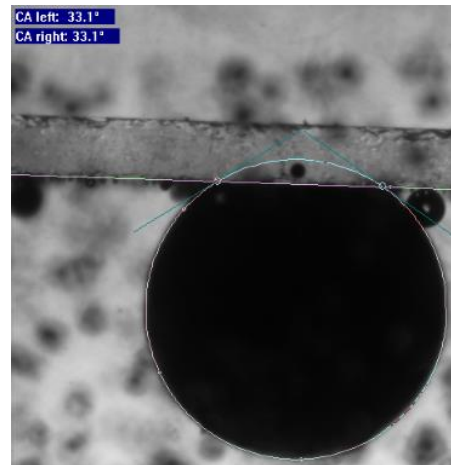
2 horas



24 horas

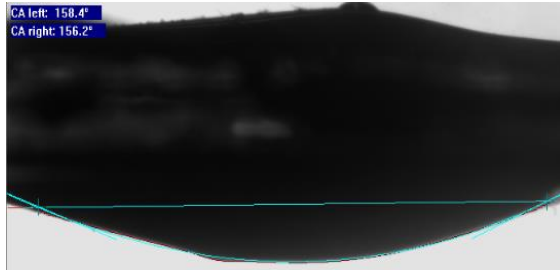


72 horas

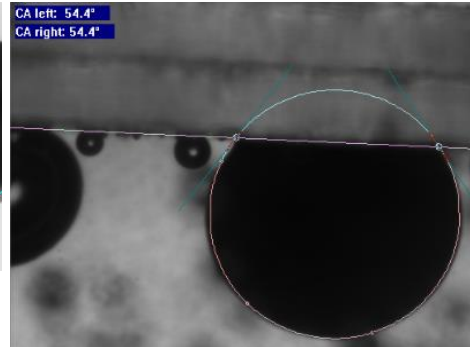


**Placa N° 9. Concentración 622ppm a diferentes tiempos de contacto.**

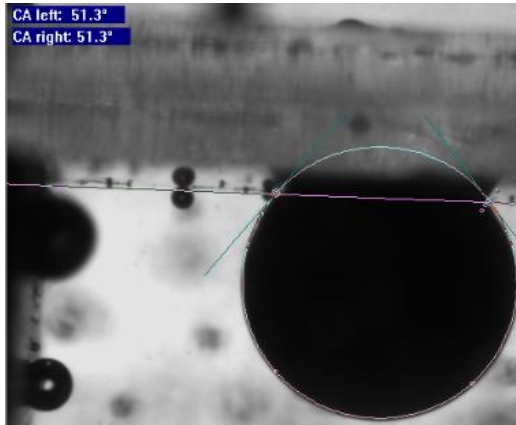
Ángulo de contacto inicial



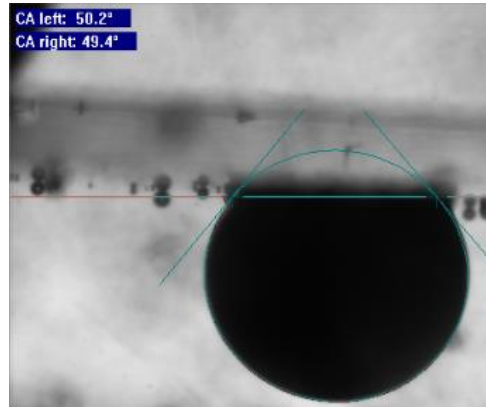
2 horas



24 horas

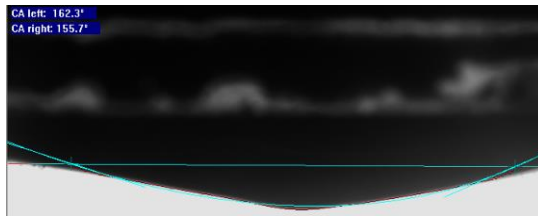


72 horas

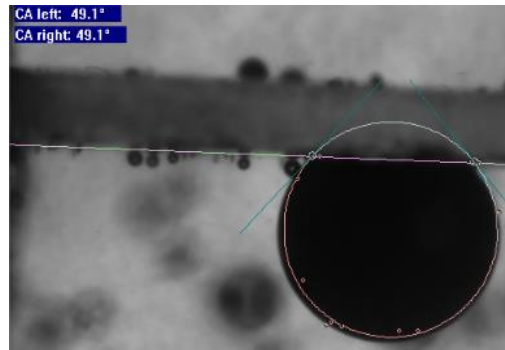


**Placa N° 10. Concentración 800 ppm a diferentes tiempos de contacto.**

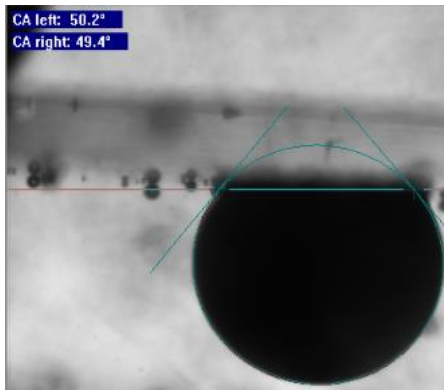
Angulo de contanto inicial



2 horas

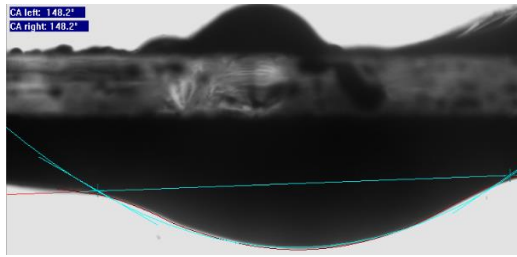


4 horas

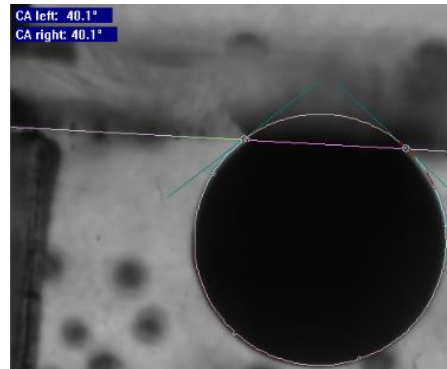


**Placa N° 11. Concentración 1000 ppm a diferentes tiempos de contacto.**

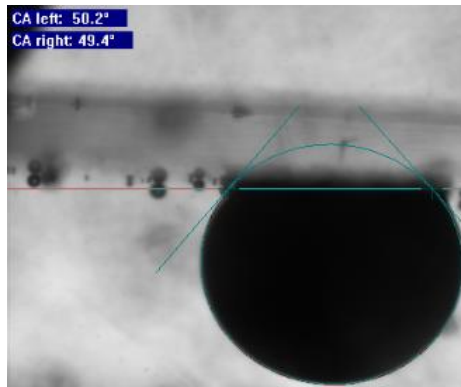
Ángulo de contacto inicial



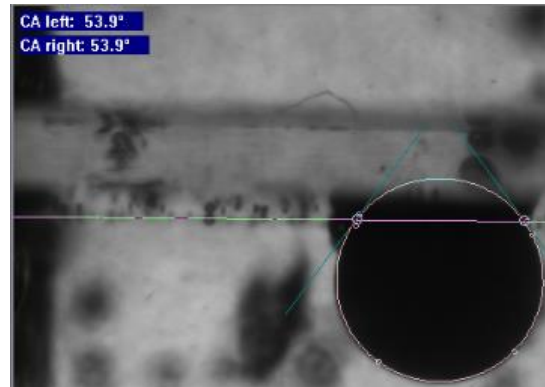
2 horas



24 horas



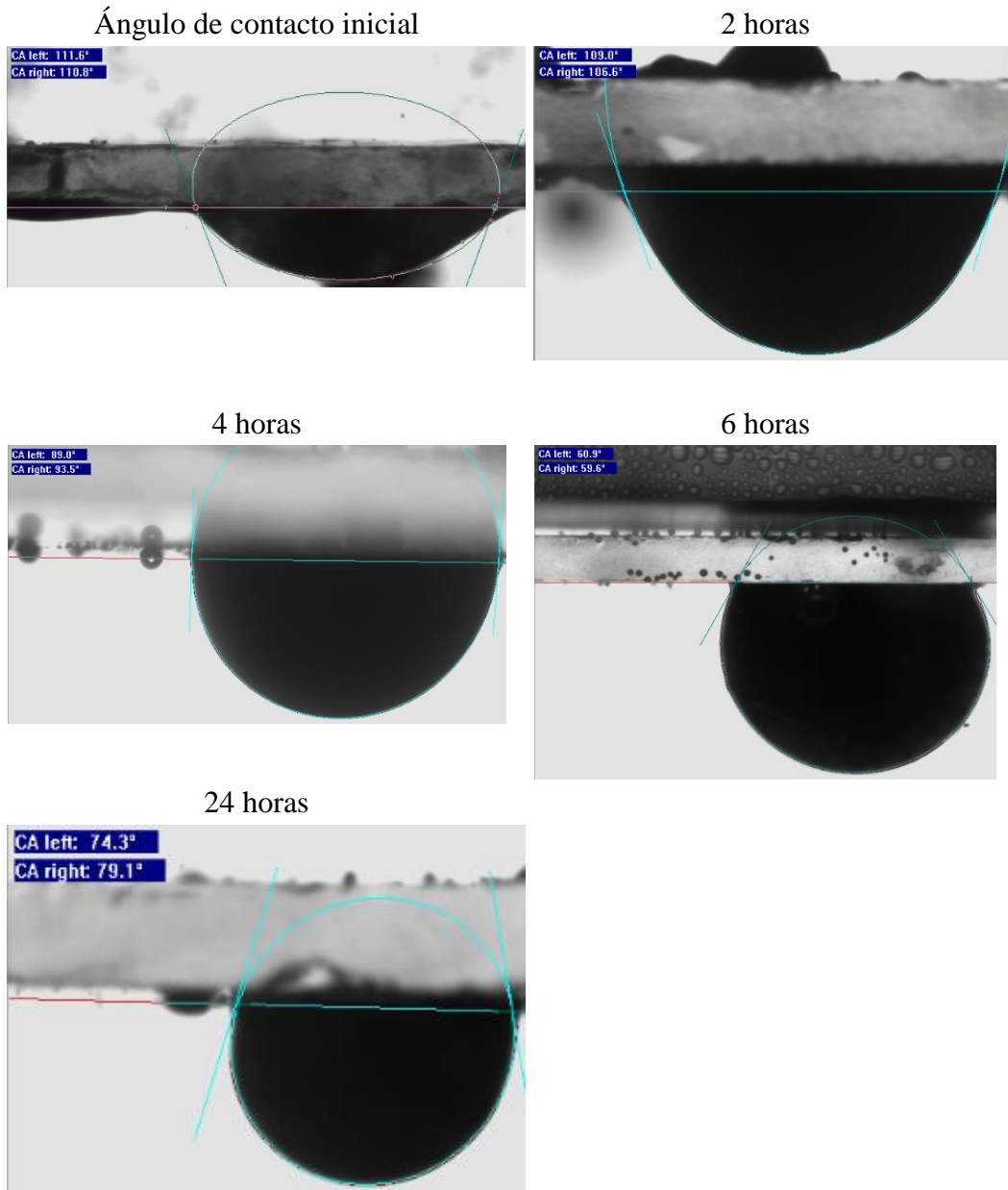
72 horas





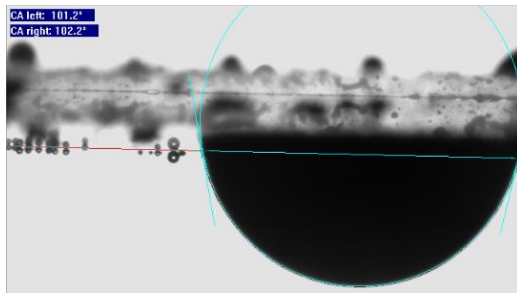
A continuación se muestra una serie de imágenes de los resultados obtenidos de ángulo de contacto a diferentes lapsos de tiempo para placas envejecidas con crudo del campo Petromonagas luego de ser sometidas a diferentes concentraciones de surfactante A en agua de producción del mismo campo.

**Placa N° 1. Concentración 150ppm a diferentes tiempos de contacto.**

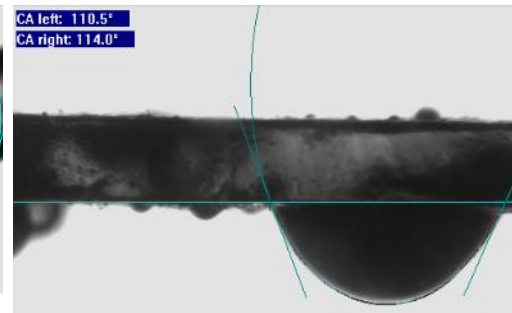


**Placa N° 2. Concentración 200ppm a diferentes tiempos de contacto.**

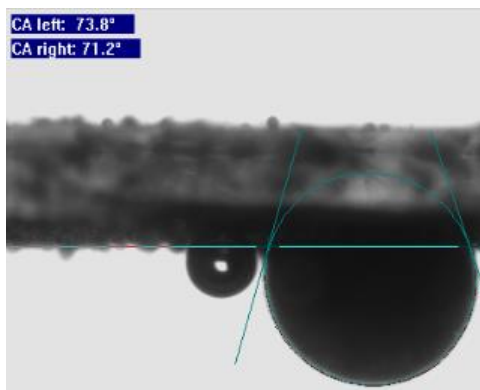
Ángulo de contacto inicial



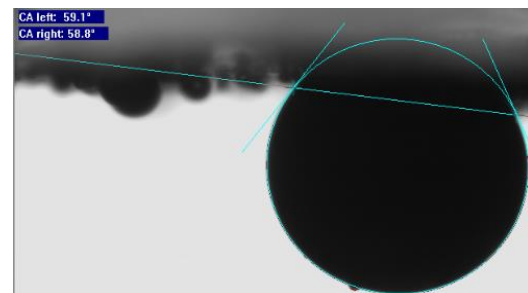
2 horas



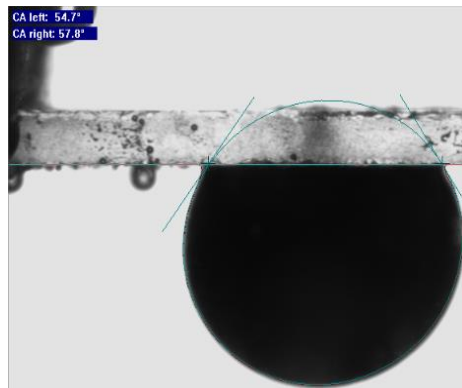
4 horas



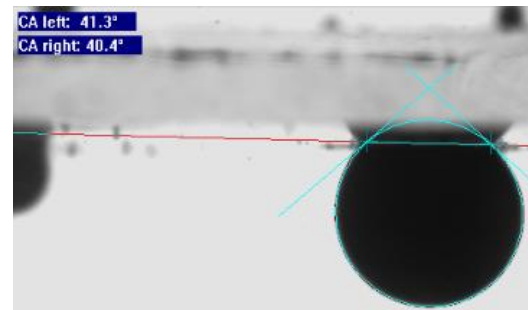
6 horas



24 horas

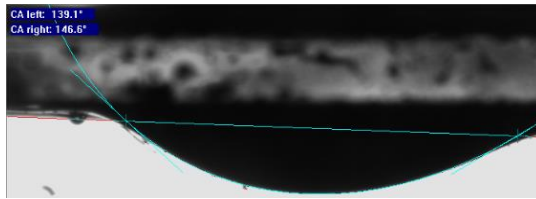


72 horas

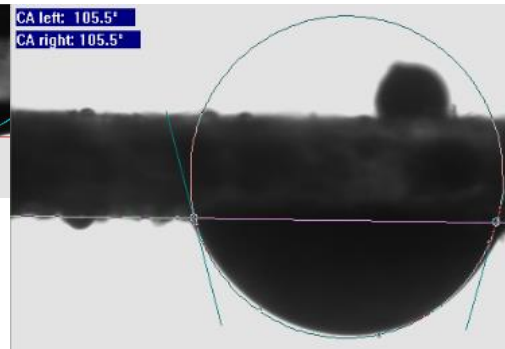


**Placa N° 3. Concentración 325ppm a diferentes tiempos de contacto.**

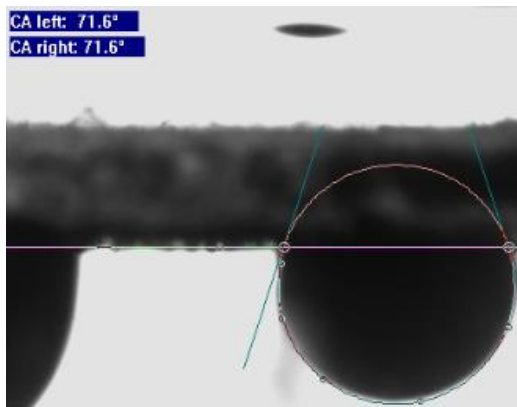
Ángulo de contacto inicial



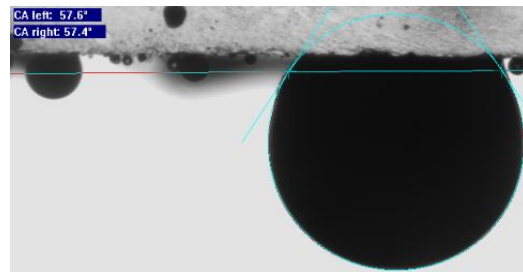
2 horas



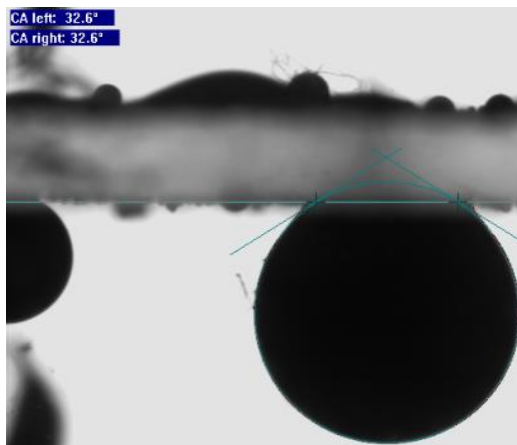
4 horas



6 horas

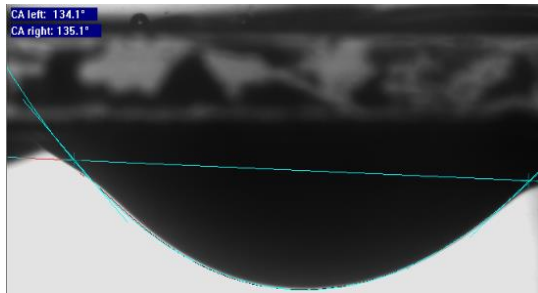


24 horas

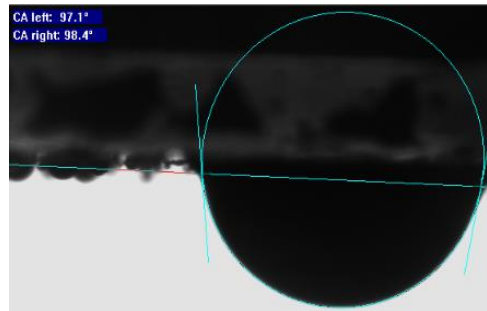


**Placa N° 4. Concentración 400ppm a diferentes tiempos de contacto.**

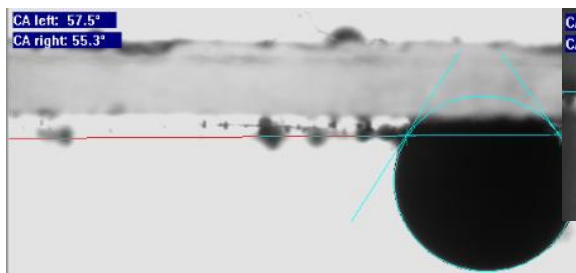
Ángulo inicial de contacto



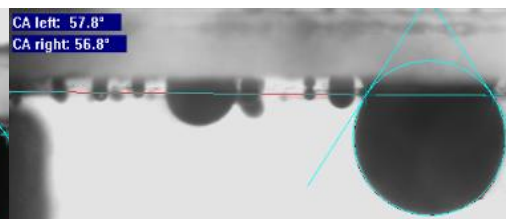
2 horas



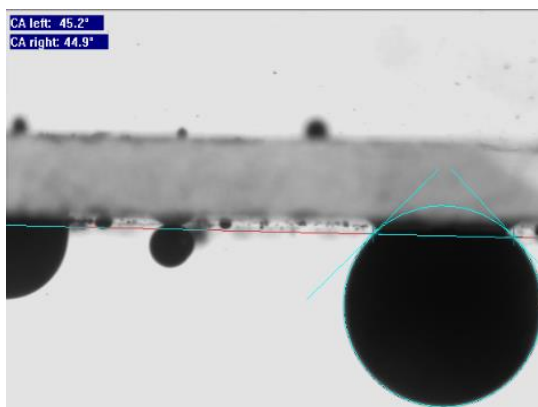
4 horas



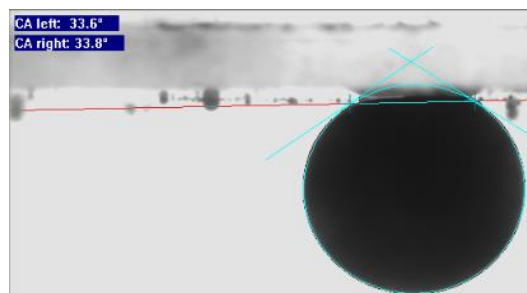
6 horas



24 horas

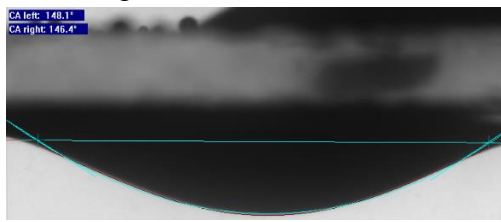


72 horas

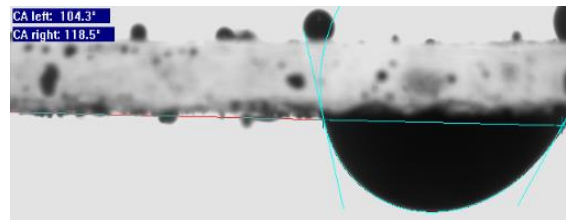


**Placa N° 5. Concentración 600ppm a diferentes tiempos de contacto.**

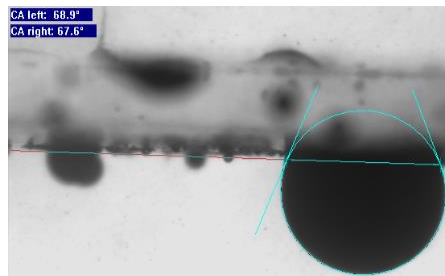
Ángulo de contacto inicial



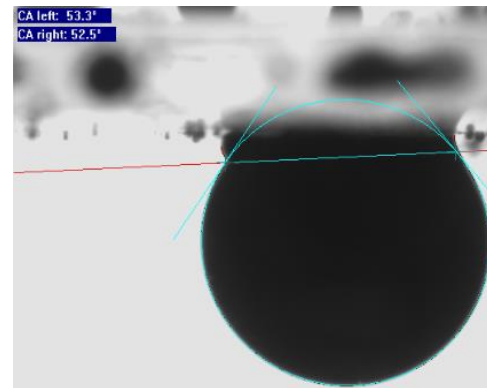
2 horas



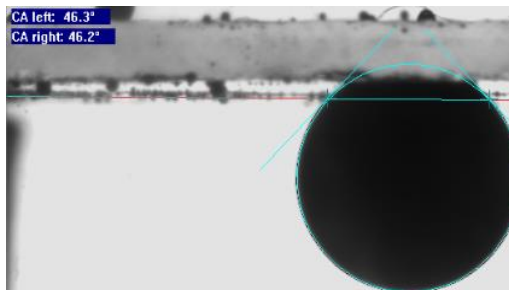
4 horas



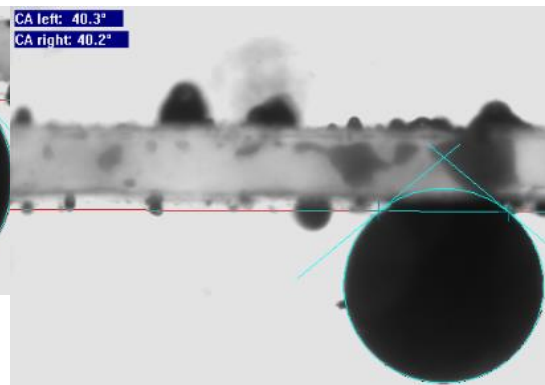
6 horas



24 horas

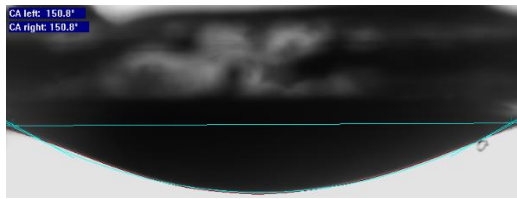


72 horas

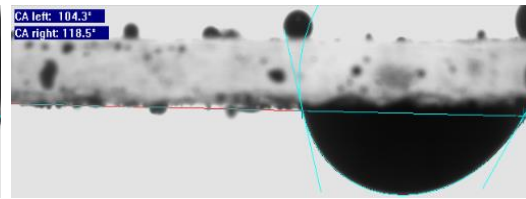


**Placa N° 6. Concentración 800ppm a diferentes tiempos de contacto.**

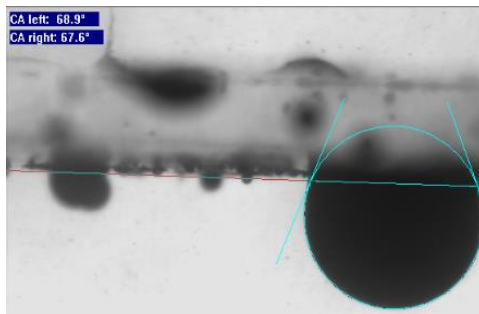
Ángulo de contacto inicial



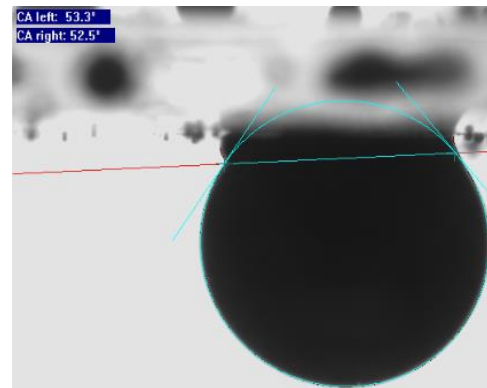
2 horas



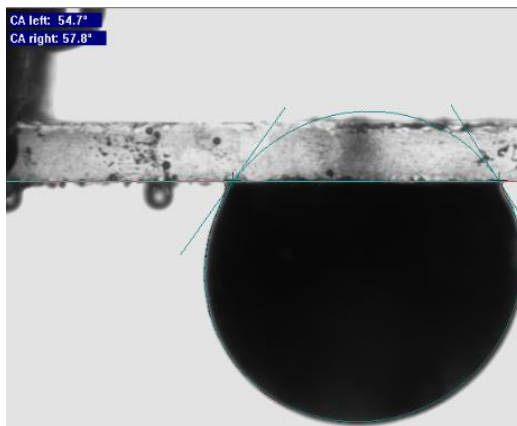
4 horas



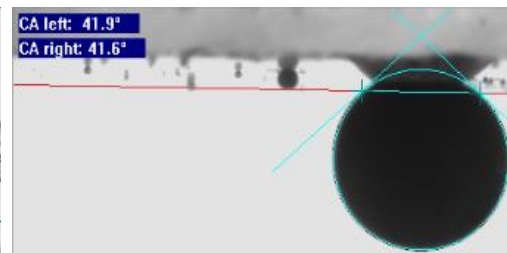
6 horas



24 horas



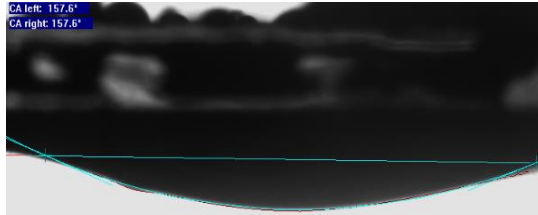
72 horas



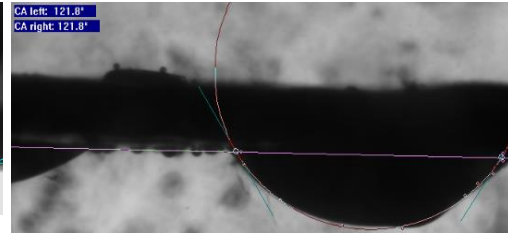
A continuación se muestra una serie de imágenes de los resultados obtenidos de ángulo de contacto a diferentes lapsos de tiempo para placas envejecidas con crudo del campo Petromonagas luego de ser sometidas a diferentes concentraciones de surfactante B en agua de producción del mismo campo.

**Placa N° 7. Concentración 150ppm a diferentes tiempos de contacto.**

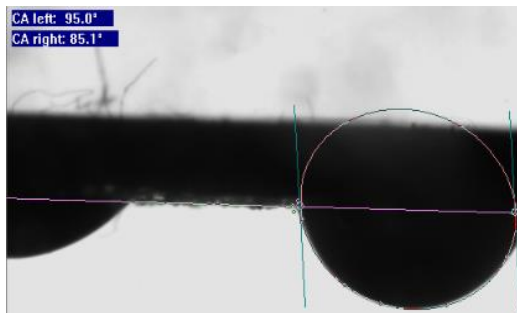
Ángulo de contacto inicial



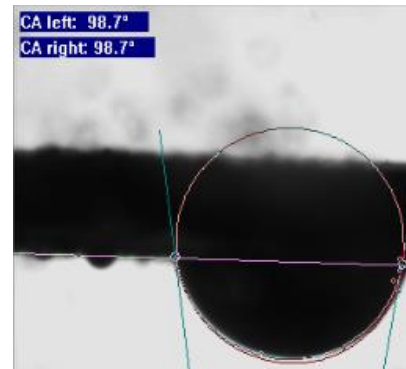
2 horas



24 horas

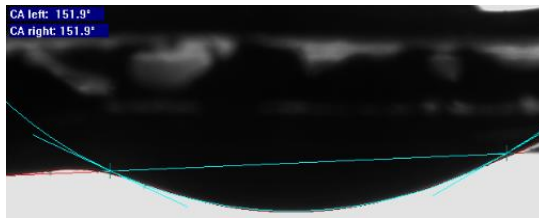


72 horas

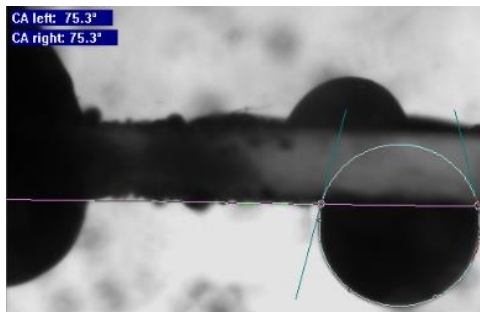


**Placa N° 8. Concentración 200ppm a diferentes tiempos de contacto.**

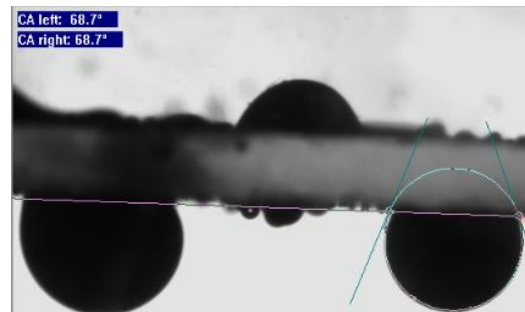
Ángulo de contacto inicial



24 horas



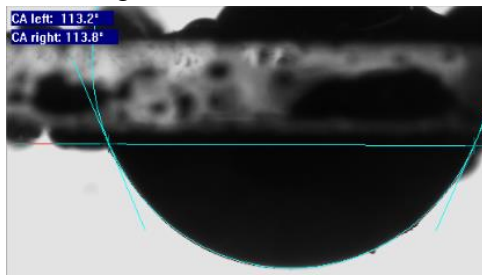
72 horas



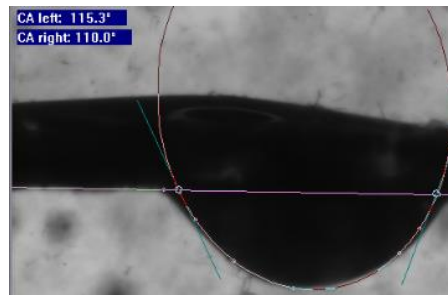


**Placa N° 9. Concentración 309ppm a diferentes tiempos de contacto.**

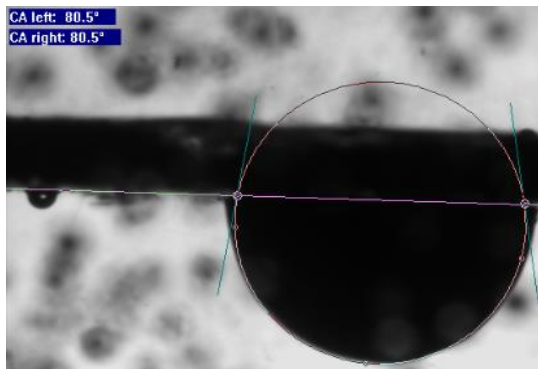
Ángulo de contacto inicial



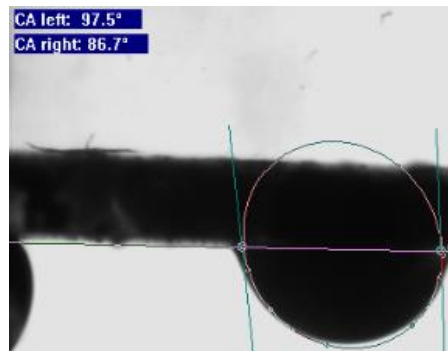
2 horas



24 horas

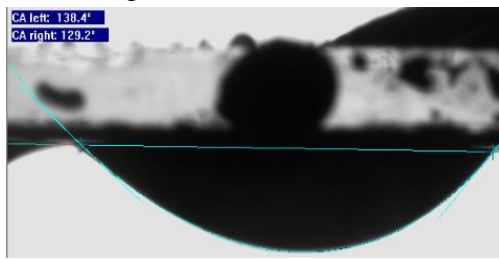


72 horas

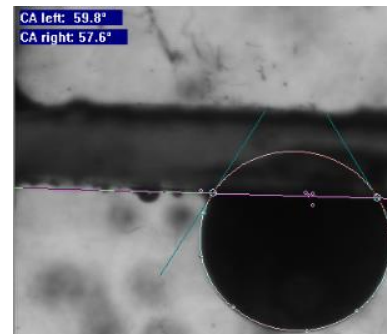


**Placa N° 10. Concentración 400ppm a diferentes tiempos de contacto.**

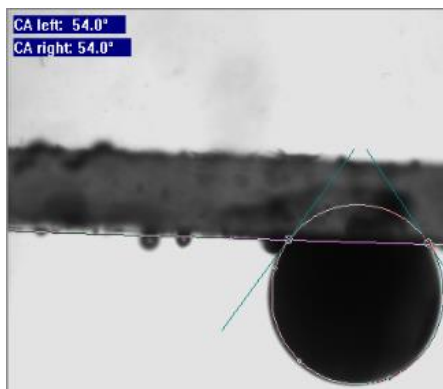
Ángulo inicial de contacto



2 horas

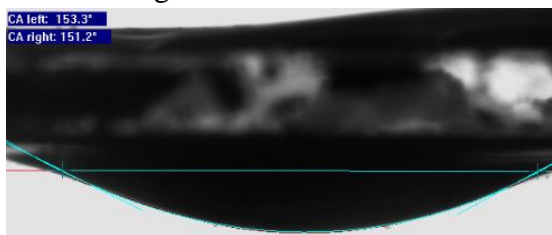


72 horas

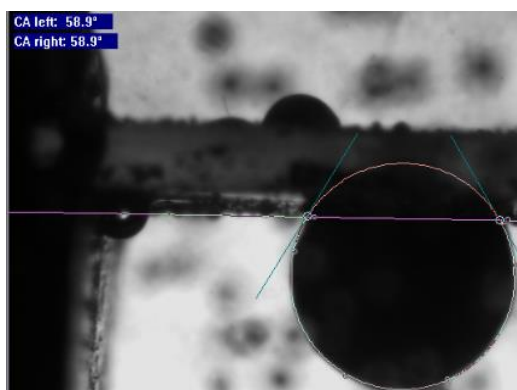


**Placa N° 11. Concentración 600ppm a diferentes tiempos de contacto.**

Ángulo de contacto inicial

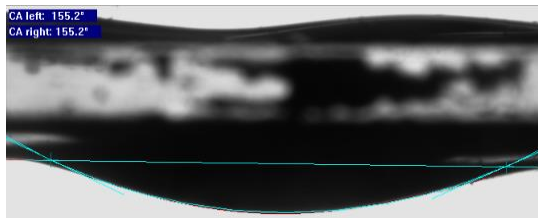


24 horas

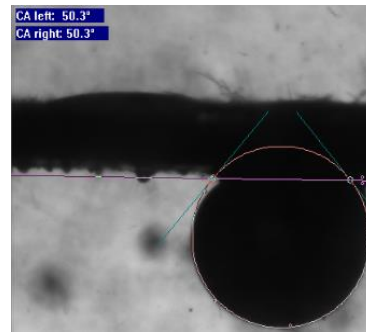


**Placa N° 12. Concentración 800ppm a diferentes tiempos de contacto.**

Ángulo inicial de contacto



2 horas



72 horas

