



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES ZARAGOZA**

**Aspectos fundamentales del
proceso de recuperación
mejorada de hidrocarburos por
inyección de agua inteligente.**

TESIS

Que para obtener el título de
INGENIERO QUÍMICO

P R E S E N T A

Luis Alberto Muñiz Cedillo

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Simón López Ramírez



Cd. Mx., 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: I.Q. José Antonio Zamora Plata

VOCAL: D.R. Simón López Ramírez

SECRETARIO: I.Q. Consuelo Matías Garduño

1ER SUPLENTE: M. en I. Ricardo Mendoza Vizcaya

2° SUPLENTE: I.Q. Rogelio Quiñones Martínez

SITIO DONDE SE DESARROLLO EL TEMA:

UNIDAD DE SERVICIOS PARA LA INDUSTRIA PETROLERA, LAB 114, ANEXO F2.
FQ, UNAM

DIRECTOR DEL TEMA:

D.R. SIMÓN LÓPEZ RAMÍREZ

ASESOR TÉCNICO:

I.Q. ROGELIO QUIÑONES MARTÍNEZ

SUSTENTANTE:

LUIS ALBERTO MUÑIZ CEDILLO

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Estudios Superiores Zaragoza por la educación y formación que me brindaron.

Al proyecto SENER-CONACYT No. 185183 y a la Unidad de Servicios para la Industria Petrolera (USIP) por brindarme las herramientas necesarias para el desarrollo de este trabajo.

Al subprograma 127 “Formación básica en investigación” por impulsarme y apoyarme económicamente durante la realización de este trabajo.

Al doctor Simón López Ramírez por el tiempo dedicado a este trabajo, por su paciencia y consejos. Así como a Luis Cervantes por el apoyo ofrecido durante mi estancia en el laboratorio.

A Rogelio Quiñones Martínez por apoyarme en la realización de este trabajo, por su paciencia y tiempo además de sus consejos disfrazados de regaños.

A los integrantes de la unidad de servicios para la industria petrolera que me apoyaron durante mi estancia. A Luis Reyes Treviño y Fernando Santos por su amistad y apoyo.

Especialmente a mi madre por su esfuerzo diario para sacarnos adelante a mi hermana y a mí. Gracias a ese esfuerzo, apoyo y amor es que puedo cumplir este objetivo.

A toda mi familia que nos ha apoyado en todo momento. A Rubén Cedillo por ser como mi padre y apoyarme desde siempre. A Angela y Kevin, Jocelyn, Juan, a mi abuela Marcelina y a mi abuelo.

A Sandra Aroche por su apoyo y cariño en estos años y a todos los amigos que siempre estuvieron con nosotros.

ÍNDICE

Introducción.....	11
Resumen.....	12
Objetivo.....	14
Objetivo particular.....	14
Hipótesis.....	14
Capítulo 1. Antecedentes.....	15
1. Recuperación mejorada de aceite.....	15
1.1 Recuperación primaria.....	15
1.2 Recuperación secundaria.....	16
1.3 Recuperación terciaria o recuperación mejorada.....	16
2. Agua inteligente.....	18
3. Yacimientos.....	19
3.1 Yacimiento de arenisca.....	20
3.2 Yacimiento carbonatado.....	20
4. Porosidad de los carbonatos.....	22
5. Presión capilar.....	23
6. Mojabilidad.....	24
6.1 Mojabilidad al agua.....	25
6.2 Mojabilidad fraccional.....	25
6.3 Mojabilidad mixta.....	26
6.4 Mojabilidad al aceite.....	26
7. Ángulo de contacto.....	28
8. Petróleo.....	30
9. Ácidos carboxílicos.....	35
10. pKa, log P y log D.....	35
11. Concentración micelar crítica.....	36
11.1 Concentración micelar crítica de ácidos carboxílicos.....	38
Capítulo 2. Metodología.....	39
Capítulo 3. Resultados.....	46
3.1 Selección de ácidos carboxílicos.....	46
3.2 Caracterización de salmueras.....	52

3.3 Medición de pH y conductividad de salmueras en contacto con ácidos carboxílicos.....	54
3.3.1 pH y conductividad de salmueras en contacto con ácido oleico.....	55
3.3.2 pH y conductividad de salmueras en contacto con ácido butírico.....	56
3.4 Determinación de concentración micelar crítica del octanoato de sodio.....	58
3.5 Determinación del coeficiente de partición del octanoato de sodio.....	61
3.6 Determinación de concentración micelar crítica del butirato de sodio.....	64
3.7 Determinación del coeficiente de partición del butirato de sodio.....	66
3.8 Ángulo de contacto roca-tetradecano.....	69
3.9 Ángulo de contacto con disoluciones de ácido butírico.....	70
3.10 Octanol en contacto con disoluciones de ácido butírico en cloruro de calcio y magnesio.....	71
3.10.1 Octanol en contacto con disoluciones de cloruro de magnesio y ácido butírico.....	72
3.10.2 Octanol en contacto con disoluciones de cloruro de calcio y ácido butírico.....	74
3.11 Octanol en contacto con disoluciones de ácido butírico en salmueras.....	76
3.12 Octanol en contacto con disolución de ácido butírico en salmueras diluidas al 10%.....	77
3.13 Octanol en contacto con agua de formación sintética preparada al 10% de los iones calcio y magnesio con ácido butírico.....	78
3.14 Octanol + M174j (Variando composición iónica) + Ácido butírico.....	80
Capítulo 4. Análisis de resultados.	82
Capítulo 5. Conclusiones.	94
Bibliografía.	97
Anexo	101
a. Análisis Stiff & Davis para la salmuera M722	101
b. Análisis Stiff & Davis para la salmuera M174j	104

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Distribución mundial de las reservas en carbonatos.....	21
Figura 2. Porosidad efectiva.....	22
Figura 3. Porosidad desconectada.....	22
Figura 4. Porosidad fracturada.....	22
Figura 5. Mojabilidad en los poros.....	27
Figura 6. Ángulo de contacto.....	28
Figura 7. Tensiones que actúan en la medición de ángulo de contacto.....	29
Figura 8. Metodología para el desarrollo de investigación de agua inteligente.....	42
Figura 9. pKa del ácido butírico.....	46
Figura 10. Gráfico de log P y log D mostrando la afinidad del ácido butírico dependiente del pH.....	47
Figura 11. pKa del ácido octanoico.....	47
Figura 12. Gráfico de log P y log D mostrando la afinidad del ácido octanoico dependiente del pH.....	48
Figura 13. pKa del ácido dodecanoico.....	48
Figura 14. Gráfico de log P y log D mostrando la afinidad del ácido dodecanoico dependiente del pH.....	49
Figura 15. pKa del ácido hexadecanoico.....	49
Figura 16. Gráfico de log P y log D mostrando la afinidad del ácido hexadecanoico dependiente del pH.....	50
Figura 17. pKa del ácido oleico.....	50
Figura 18. Gráfico de log P y log D mostrando la afinidad del ácido oleico dependiente del pH.....	51
Figura 19. Curva de calibración del octanoato de sodio.....	59
Figura 20. Ajuste de tendencia para la primera sección de la curva de calibración del octanoato de sodio.....	60
Figura 21. Ajuste de tendencia para la Segunda sección de la curva de calibración del octanoato de sodio.....	60

Figura 22. Concentración de iones H ⁺ con respecto al tiempo de la disolución de octanoato de sodio en contacto con Octanol.....	61
Figura 23. Registro de conductividad con respecto al tiempo de una disolución de octanoato de sodio en contacto con Octanol.....	62
Figura 24. Curva de calibración del butirato de sodio.....	64
Figura 25. Ajuste de tendencia para la primera sección de la curva de calibración del butirato de sodio.....	65
Figura 26. Ajuste de tendencia para la Segunda sección de la curva de calibración del butirato de sodio.....	65
Figura 27. Concentración de iones H ⁺ con respecto al tiempo de la disolución de butirato de sodio en contacto con Octanol.....	66
Figura 28. Registro de conductividad con respecto al tiempo de la disolución de butirato de sodio en contacto con Octanol.....	67
Figura 29. Mojabilidad de la gota de tetradecano.....	69
Figura 30. Concentración de iones H ⁺ de disoluciones de ácido butírico al 0.1 M en MgCl ₂ en contacto con Octanol.....	73
Figura 31. Concentración de iones H ⁺ de disoluciones de ácido butírico al 0.1 M en CaCl ₂ en contacto con Octanol.....	75
Figura 32. Concentración de iones H ⁺ de disoluciones de ácido butírico al 0.1 M en salmueras caracterizadas en contacto con Octanol.....	76
Figura 33. Concentración de iones H ⁺ de disoluciones de ácido butírico al 0.1 M en salmeras diluidas en contacto con Octanol.....	77
Figura 34. Comparación de iones H ⁺ de salmueras antes y después de diluirlas al 10% de los iones totales.....	78
Figura 35. Concentración de iones H ⁺ de una disolución de ácido butírico al 0.1M en agua de mar sintética preparada al 10% de los iones Ca ²⁺ y Mg ²⁺ en contacto con Octanol.....	79
Figura 36. Concentración de iones H ⁺ de una disolución de ácido butírico al 0.1M en salmueras modificadas iónicamente en contacto con Octanol.....	81
Figura 37. Comparación de resultados de los registros de conductividad mostradas por las salmueras caracterizadas en contacto con ácido oleico...	83

Figura 38. Comparación de resultados de la concentración de iones H^+ mostrados por las salmueras caracterizadas en contacto con ácido oleico...	83
Figura 39. Comparación de resultados de la concentración de iones H^+ mostrados por las salmueras caracterizadas en contacto con ácido butírico.	84
Figura 40. Comparación de resultados de los registros de conductividad mostradas por las salmueras caracterizadas en contacto con ácido butírico.	84
Figura 41. Ángulo de contacto inicial y final de muestras de roca.....	87
Figura 42. Comparación de iones H^+ inicial y final de disoluciones de ácido butírico en $CaCl_2$	89
Figura 43. Comparación de iones H^+ inicial y final de disoluciones de ácido butírico en $MgCl_2$	89
Figura 44. Comparación de iones H^+ inicial y final de las salmueras en contacto con Octanol.....	90
Figura 45. Comparación de iones H^+ inicial y final de las salmueras diluidas	91
Figura 46. Comparación y diferencia de iones H^+ de salmuera M174j modificada iónicamente.....	93

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Componentes de gases de petróleo típicos.....	31
Tabla 2. Análisis elemental de aceites típicos.....	32
Tabla 3. Caracterización de petróleo.....	34
Tabla 4. CMC reportada de algunos ácidos carboxílicos.....	38
Tabla 5. Procedimientos técnicos utilizados para la determinación del análisis Stif f& Davis.....	39
Tabla 6. Métodos utilizados.....	39
Tabla 7. Material.....	40
Tabla 8. Reactivos.....	40
Tabla 9. Equipos.....	41
Tabla 10. Comparación de valores de pKa y log P.....	51
Tabla 11. Cationes de agua de mar sintética.....	52

Tabla 12. Aniones de agua de mar sintética.....	52
Tabla 13. Cationes de agua de formación sintética.....	53
Tabla 14. Aniones de agua de formación sintética.....	53
Tabla 15. pH y iones H ⁺ del agua desionizada en contacto con ácido oleico...	54
Tabla 16. pH, iones H ⁺ y conductividad del agua de mar sintética en contacto con ácido oleico.....	55
Tabla 17. pH, iones H ⁺ y conductividad del agua de formación sintética en contacto con ácido oleico.....	55
Tabla 18. pH, iones H ⁺ y conductividad del agua desionizada en contacto con ácido butírico.....	56
Tabla 19. pH, iones H ⁺ y conductividad del agua de mar sintética en contacto con ácido butírico.....	57
Tabla 20. pH, iones H ⁺ y conductividad del agua de formación sintética en contacto con ácido butírico	58
Tabla 21. Ángulo de contacto inicial y final de las disoluciones de ácido butírico.....	70
Tabla 22. pH y iones H ⁺ de disoluciones de MgCl ₂ + agua desionizada.....	72
Tabla 23. pH y iones H ⁺ de disoluciones de MgCl ₂ + ácido butírico 0.1 M...	72
Tabla 24. pH y iones H ⁺ iniciales y finales de disoluciones de MgCl ₂	73
Tabla 25. pH y iones H ⁺ de disoluciones de CaCl ₂ + agua desionizada.....	74
Tabla 26. pH y iones H ⁺ de disoluciones de CaCl ₂ + ácido butírico 0.1 M...	74
Tabla 27. pH y iones H ⁺ iniciales y finales de disoluciones de CaCl ₂	75
Tabla 28. Características de los iones.....	79
Tabla 29. Comparación de iones de salmuera M174j variando la composición iónica.....	80
Tabla 30. Resultados de log P del sistema Octanol-disolución de octanoato de sodio en agua.....	85
Tabla 31. Resultados de log P del sistema Octanol- disolución de ácido butírico.....	86
Tabla 32. Comparación de ángulos de contacto.....	88
Tabla 33. pH inicial y final de la salmuera preparada.....	92

Tabla 34. Comparación y diferencia de pH de salmueras.....	92
---	----

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Presión capilar	23
Ecuación 2. Ángulo de contacto.....	29
Ecuación 3. °API.....	33
Ecuación 4. Ecuación de la recta para determinar el coeficiente de partición del octanoato de sodio.....	62
Ecuación 5. Coeficiente de partición.....	64
Ecuación 6. Ecuación de la recta para determinar el coeficiente de partición del butirato de sodio.....	67

INTRODUCCIÓN

Los procesos de recuperación mejorada de aceite o recuperación terciaria, son una alternativa para aquellos yacimientos petroleros con años de explotación, donde normalmente su presión ha disminuido y a pesar de haberles inyectado un fluido como agua o gas, se mantienen los valores iniciales de las propiedades fisicoquímicas del sistema aceite-roca-fluido, como son: tensión interfacial agua-hidrocarburo, afinidad de la superficie mineral (mojabilidad) al agua o al hidrocarburo y viscosidad del hidrocarburo.

Los procesos de recuperación mejorada de aceite se fundamentan en dos aspectos, el macroscópico y el microscópico:

- El aspecto macroscópico se enfoca en mejorar el barrido del hidrocarburo en el yacimiento petrolero.
- Mientras que el microscópico, trata de modificar la interacción fisicoquímica del sistema roca-fluidos del yacimiento.

Los factores presentes en el aspecto microscópico que favorecen la extracción de aceite son: la reducción de la tensión interfacial agua-hidrocarburo y el favorecimiento de la mojabilidad hacia el agua de la superficie mineral de la roca.

La mayoría de los yacimientos carbonatados en el país presentan una mojabilidad hacia el hidrocarburo, lo cual representa un reto para los procesos de recuperación mejorada. Si se reduce la tensión interfacial, se reducen las presiones capilares que mantienen atrapado al hidrocarburo en el medio poroso, favoreciendo su extracción. También, a través del cambio de mojabilidad hacia el agua, la presión capilar en el sistema favorece la entrada del agua y la expulsión del hidrocarburo. Ambas propiedades pueden modificarse a través del uso de tensoactivos, calor y agua de diferente fuerza iónica (agua inteligente). De estas alternativas, la inyección del agua inteligente, en principio, representa la opción más atractiva debido a su costo bajo.

Este trabajo se enfocará al estudio del proceso de recuperación mejorada por inyección de agua inteligente. El objetivo principal de este proceso es el de

promover el cambio de mojabilidad hacia el agua, de la superficie mineral de la roca del yacimiento. Con las actividades planteadas en este trabajo, se buscará explicar el mecanismo de este proceso.

RESUMEN

Durante años se han investigado diferentes técnicas de recuperación mejorada de aceite, dentro de las cuales se tiene la inyección de agua inteligente que ha sido objeto de estudio debido a ser una técnica económica y de fácil implementación. Por lo que en este trabajo de investigación se analizaron los aspectos fundamentales que promueven un cambio de mojabilidad mediante la aplicación de agua inteligente.

En esta investigación se analizó el cambio de mojabilidad en un sistema ideal mediante la acidificación de una fase acuosa por medio de un ácido carboxílico, el cual se encargará de disolver parte de la superficie de la roca provocando un cambio en la mojabilidad. Este proceso dará como resultado una recuperación mejorada de aceite.

Como primera etapa de esta investigación se realizó la revisión bibliográfica de los conceptos básicos que ayudan con la realización y entendimiento de este trabajo, donde se destacan los conceptos de mojabilidad, agua inteligente y ángulo de contacto. Además, se analizó la composición iónica de las salmueras y se seleccionaron los ácidos carboxílicos utilizados en esta investigación.

Para esta investigación se determinó el coeficiente de partición ($\log P$), lo cual nos ofrece una idea del comportamiento del ácido en un sistema de dos fluidos inmiscibles. Este comportamiento se relaciona con el cambio de mojabilidad que se plantea inicialmente, ya que nos permite conocer la preferencia del ácido en sistema agua-aceite.

Para el cambio de mojabilidad se tienen muestras de roca añejadas en laurato de sodio al 0.05%w, por lo que se determinó el ángulo de contacto inicial. Posteriormente se realizaron disoluciones del ácido carboxílico elegido, las cuales

se ponen en contacto con las muestras de roca obteniendo así un ángulo de contacto final, esto nos permite observar si existe una mejora en la mojabilidad.

Para obtener una recuperación mejorada de aceite en un yacimiento es importante conocer y diseñar las características de la salmuera de inyección, dado que esta se encargará de permitir el paso de los ácidos carboxílicos provenientes del aceite, los cuales modifican las condiciones iniciales de mojabilidad.

Para el diseño de un agua inteligente, se realizaron disoluciones del ácido carboxílico seleccionado en aguas con diferente fuerza iónica las cuales se ponen en contacto con una fase oleosa y mediante la medición de pH se observó el comportamiento del ácido carboxílico al contacto con la salmuera. Con base en los resultados obtenidos se tiene una salmuera que provoca un mayor desplazamiento del ácido hacia la fase oleosa, dicha salmuera presentó una mayor cantidad del ion Ca^{2+} . Se identificó la salmuera que contiene una menor cantidad de este ion y se realizaron pruebas experimentales para el diseño de un agua inteligente mediante la reducción de este ion por diferentes métodos.

Este trabajo de investigación muestra que la presencia del ion Ca^{2+} impide la migración de los ácidos carboxílicos hacia la fase acuosa, siendo esto un aspecto fundamental para la recuperación mejorada de aceite mediante la inyección de agua inteligente. Por lo tanto, con la caracterización de las salmueras se identificó que el agua de mar sintética presenta menor cantidad de este ion, y por medio de pruebas experimentales la dilución de esta salmuera resulta ser la mejor opción de inyección dentro del yacimiento para obtener así una recuperación mejorada de aceite.

OBJETIVO

Analizar los aspectos fundamentales que promueven el cambio de mojabilidad hacia al agua de una superficie mineral con afinidad inicial al aceite, por medio de la inyección de agua inteligente.

OBJETIVOS PARTICULARES

1. Caracterización de sistema roca-fluidos.
 - a. Aceite
 - b. Agua
 - c. Roca
2. Determinación del coeficiente de partición ($\log P$) de carboxilatos representativos en el sistema agua-octanol a diferente fuerza iónica.
3. Determinación de la cinética de disolución de rocas carbonatadas representativas.
4. Análisis del cambio de mojabilidad en sistemas reales.

HIPÓTESIS

El cambio de mojabilidad de la superficie mineral se debe a que el coeficiente de partición de algunos ácidos carboxílicos que se encuentran en el sistema se ve modificado por el cambio de la fuerza iónica del medio, favoreciendo la formación de sales de carboxilatos y la correspondiente reducción del pH como consecuencia de la liberación de iones hidronios, que finalmente son los responsables de disolver una capa de la superficie mineral de la roca, modificando su mojabilidad.

CAPÍTULO 1

Antecedentes

1. RECUPERACION MEJORADA DE ACEITE

La recuperación de petróleo puede dividirse en tres etapas:

- Recuperación primaria
- Recuperación secundaria
- Recuperación terciaria (recuperación mejorada)

1.1 RECUPERACIÓN PRIMARIA

Durante la fase de recuperación del aceite primario, la presión natural dentro del yacimiento expulsa el aceite del pozo de petróleo. Esta etapa generalmente puede extraer solo el 10% de las reservas de petróleo disponibles en el yacimiento. ^[5]

En este período, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos de producción bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento.

La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha disminuido, o bien, cuando se están produciendo cantidades importantes de otros fluidos como gas o agua. El porcentaje de recuperación primaria del aceite originalmente en sitio es en promedio del orden de 10-15% pero puede llegar a ser hasta de un 5% en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar 20% en yacimientos que poseen una baja permeabilidad, una bolsa de gas o un acuífero activo. ^[3]

1.2 RECUPERACIÓN SECUNDARIA

La fase de recuperación secundaria de aceite consiste en inyectar dentro del yacimiento un fluido para mantener un gradiente de presión, convencionalmente se utiliza la inyección de agua (agua de formación) para mantener la presión del yacimiento por encima del punto de burbuja del aceite, mejorar la eficiencia de barrido, y desplazar el aceite por el agua aprovechando la fuerza viscosa. ^[5] Estos fluidos se inyectan por los pozos inyectoros, y desplazan o arrastran parte del petróleo hacia los pozos productores.

El drenaje por agua permite elevar la recuperación del aceite originalmente en sitio hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 40% según los casos. ^[3]

Los fluidos comúnmente usados para mantener el gradiente de presión son:

- Gas natural
- Agua

1.3 RECUPERACIÓN TERCIARIA O RECUPERACIÓN MEJORADA

Durante la fase de recuperación terciaria de aceite, también conocida como recuperación mejorada de petróleo, por sus siglas en inglés enhanced oil recovery (EOR), consiste en la recuperación de aceite por medio de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento y que modifican el comportamiento dinámico de los fluidos residentes, esto podría lograrse mediante cambios únicos o múltiples de las propiedades de los fluidos del yacimiento y su energía interfacial. En un sentido más amplio se refiere a cualquier proceso que cambie la interacción existente en el sistema roca-fluidos dentro del yacimiento. Para llevar a cabo la recuperación mejorada se utilizan sustancias que afectan directamente alguna de las propiedades de este sistema ^[4] tales como: la inyección de químicos (polímeros, álcalis y tensoactivos), inyecciones miscibles (dióxido de carbono, gases licuados del petróleo, metano y nitrógeno), inyección térmica

(vapor), inyecciones microbianas (microorganismos), o una combinación de ellos, los cuales se introducen dentro del yacimiento, lo que ayuda al flujo del aceite atrapado en la roca del yacimiento disminuyendo tanto la tensión superficial como la viscosidad del aceite. ^[5] La aplicación de cada técnica depende de las condiciones del yacimiento, como la viscosidad del aceite, salinidad de la salmuera, permeabilidad de la roca, así como la profundidad del yacimiento (temperatura). Los procesos EOR pueden recuperar un 5–20% adicional del aceite original en sitio, de modo que la recuperación total de aceite pueda ser mejorado potencialmente hasta un 50–70% dependiendo de las condiciones específicas del yacimiento. ^[5]

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene 60-80% (promedio 72%) del aceite originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

- A la escala de los poros, el aceite alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
- A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no logra introducirse por la baja permeabilidad de estas zonas, ya que siguen caminos preferenciales, o bien, la geometría de implantación de los pozos no es favorable. ^[3]

Las fases de recuperación de petróleo convencionales, que incluyen tanto fases primaria y secundaria, solo se pueden extraer un máximo de 30 a 35% del hidrocarburo disponible en el yacimiento. ^[5] Esto motiva la investigación e implementación de nuevos métodos de extracción de aceite por medio de recuperación mejorada, por ejemplo, inyección de agua inteligente.

2. AGUA INTELIGENTE

Durante los últimos 20 años muchos grupos de investigación han realizado estudios en los que se ha verificado que el agua inyectada con una composición iónica diferente en comparación con el agua de formación inicial puede perturbar el equilibrio químico establecido en el sistema aceite-roca-fluido. Por lo que, durante el proceso de establecer un nuevo equilibrio químico, las propiedades de mojabilidad también se modificarán, resultando así en una mejor recuperación del aceite. Sin embargo, si la composición del agua inyectada es similar a la del agua de formación inicial, el equilibrio químico se verá poco afectado, solo se verán afectadas las saturaciones relativas. Por lo tanto, se puede decir que la inyección de agua de formación es un proceso de recuperación secundaria, pero la inyección de agua con una composición diferente a la salmuera de formación inicial puede cambiar las propiedades de mojabilidad y, por lo tanto, actuar como un proceso de recuperación mejorada. [8]

Los métodos químicos de recuperación mejorada incluyen la inyección de una mezcla de estos para mejorar la eficiencia de desplazamiento y reducir la saturación de aceite residual que queda después de un proceso de inyección de agua. La finalidad de estos métodos consiste en mejorar la movilidad en el medio, reducir la tensión interfacial entre el aceite y el agua. También es posible desplazar el aceite mediante un cambio de mojabilidad, lo cual es el efecto de un intercambio iónico entre la roca y el fluido de inyección. [17]

Un agua inteligente se puede definir como un fluido con una baja fuerza iónica, la cual modifica las condiciones iniciales del sistema roca-fluido promoviendo el cambio de la mojabilidad de la roca, debido a esto, se presenta un efecto positivo en la presión capilar, la permeabilidad relativa del aceite y el agua, permitiendo así una mayor recuperación de aceite. El agua inteligente se puede hacer ajustando u optimizando la composición iónica del fluido inyectado de tal manera que promueva un cambio en el equilibrio del sistema CBR (por sus siglas en inglés crude oil/brain/rock) inicial modificando las condiciones de mojabilidad. Por lo tanto, el aceite se desplaza más fácilmente de la superficie de los poros. [6]

La inyección de agua inteligente se puede caracterizar como un método de recuperación mejorada de petróleo, ya que se recupera aceite adicional después de realizar una recuperación secundaria con agua de formación. Esta técnica es de bajo costo y amigable con el medio ambiente. [6]

La mojabilidad, así como la saturación, determinan la distribución de los fluidos en el medio poroso y con ello los valores de permeabilidad relativa, lo que incide en su movilidad y en la recuperación de aceite. La inyección de agua inteligente tiene como finalidad cambiar la mojabilidad del sistema roca-fluido y maximizar la producción de aceite. [17]

3. YACIMIENTOS

Uno de los puntos importantes para obtener una mejora en la recuperación de hidrocarburo es conocer las propiedades del yacimiento, ya que cada yacimiento presenta diferentes características como son: porosidad, el porcentaje de volumen vacío; permeabilidad, resistencia al movimiento de los fluidos; mojabilidad, composición de la superficie de la roca. [3]

Debido a su origen sedimentario, el medio poroso del yacimiento es a menudo heterogéneo, como consecuencia de las variaciones ocurridas durante el largo proceso de sedimentación que formó la roca. Estas heterogeneidades pueden existir a la escala de los poros o bien a la escala macroscópica donde se forman zonas muy o poco permeables, y eventualmente de grietas. Las heterogeneidades complican las operaciones de producción debido a que producen caminos preferenciales y segregaciones. [3] Entonces, podemos definir a un yacimiento petrolífero, o yacimiento de petróleo y gas, como una acumulación de aceite bajo la superficie, contenidos en formaciones de roca porosa o fracturada. En donde los aceites de origen natural, como el petróleo crudo o el gas natural, están atrapados por una capa de formación rocosa de baja permeabilidad. [1]

La mayor parte del aceite se encuentra atrapado dentro de rocas sedimentarias, formadas en la superficie de la tierra debido a varios procesos incluyendo erosión, precipitaciones y actividad biogénicas.

Dependiendo del origen podemos distinguir:

- Rocas Clásticas: Formada a partir de rocas preexistentes por erosión, transporte, transformación y depositación. Estas incluyen Areniscas, Conglomerados, Limolitas y Esquisto.
- Carbonatos: Rocas formadas a partir de componentes orgánicos y precipitaciones químicas; incluyendo Caliza, Dolomitas y Creta.

3.1 YACIMIENTOS DE ARENISCA

Estos yacimientos son, además de los carbonatados, los más comunes de encontrar en el mundo. Los yacimientos de arenisca están constituidos por granos de silicatos, tales como cuarzo, feldespato, flanita y mica, los cuales se depositan en forma de arena; en los espacios porosos originales se pueden depositar minerales secundarios. Los minerales secundarios de cuarzo o carbonato frecuentemente aglutinan los granos de arena. También pueden formarse en los poros arcillas autógenas, principalmente compuestas de silicio y aluminio.

3.2 YACIMIENTOS CARBONATADOS

Los yacimientos de tipo carbonatado son, en su mayoría, los más comunes en nuestro país y en el mundo (**Figura 1**), debido a eso este trabajo se enfocará en este tipo de yacimiento. Los carbonatos son rocas sedimentarias depositadas en ambientes marinos de aguas claras, someras y cálidas, y en su mayoría poseen un origen biológico. Están compuestos por fragmentos de organismos marinos, esqueletos, corales, algas, y elementos precipitados; consisten en su mayor parte de carbonato de calcio, que es químicamente activo si se compara con la arena que forma las areniscas. [2]

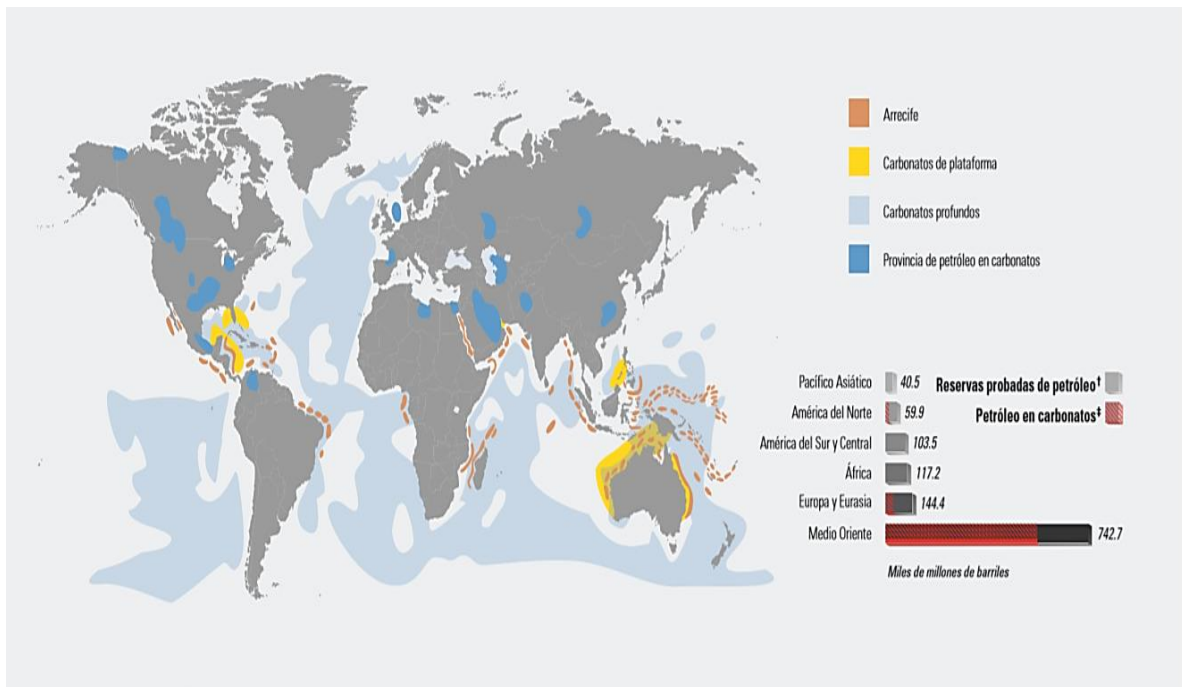


Figura 1. Distribución mundial de las reservas en carbonatos. [2]

Otra diferencia entre las rocas clásticas y las rocas carbonatadas es la distancia existente entre el sitio donde se creó el sedimento y aquel en donde se depositó. Mientras que la sal y el limo pueden viajar cientos de kilómetros por los sistemas fluviales antes de su depositación y su litificación, los granos que componen los sedimentos carbonatados se depositan normalmente muy cerca del lugar en que se crearon. Esta depositación local contribuye significativamente a la heterogeneidad de los granos de carbonato. Una vez formada la roca carbonatada, una diversidad de procesos químicos y físicos comienza a alterar la estructura de la roca modificando las características fundamentales, tales como la porosidad y la permeabilidad. Esto se conoce como diagénesis. En el momento de la depositación, los sedimentos carbonatados a menudo poseen porosidades muy altas (35%-75%); sin embargo, estos valores decrecen bruscamente a medida que el sedimento es alterado y sepultado a las profundidades de yacimiento. En consecuencia, los yacimientos carbonatados exhiben variaciones grandes y abruptas en la distribución de los tipos de roca. [2]

4. POROSIDAD DE LOS CARBONATOS

La porosidad de las rocas carbonatadas puede agruparse en tres tipos:

- Porosidad efectiva, existente entre los granos de carbonato (**Figura 2**).
- Vacuolas, poros desconectados resultantes de la disolución de la calcita en el agua durante la diagénesis (**Figura 3**).
- Porosidad por fracturamiento, causada por los esfuerzos presentes luego de la depositación (**Figura 4**).

En conjunto, estas tres formas de porosidad crean un camino muy complejo para los fluidos y afectan directamente la productividad de los pozos. [2]

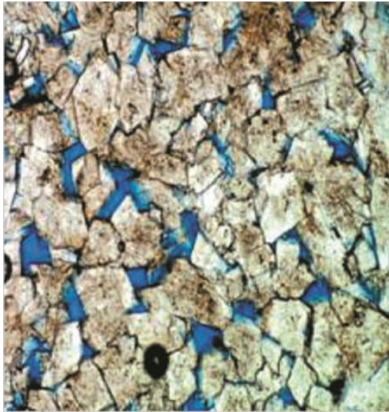


Figura 2. Porosidad efectiva. [2]



Figura 3. Porosidad desconectada. [2]



Figura 4. Porosidad fracturada.

La diagénesis puede crear estructuras llamadas estilolitas que forman barreras horizontales para el flujo y a veces se extienden a lo largo de kilómetros dentro del yacimiento, produciendo un efecto significativo sobre el desempeño de este. Las fracturas pueden causar irrupción de agua, conificación de gas y problemas de perforación, tales como pérdidas de lodo pesado y atascamiento de las tuberías.

5. PRESIÓN CAPILAR

La presión capilar (P_c) se define como la diferencia de presiones que existen entre dos o más fluidos inmiscibles a lo largo de la interfase curva que forman; se debe a la tensión que existe entre los fluidos de dichas fases dentro del espacio poroso. Es decir, la presión capilar es la diferencia de presiones, entre el fluido de la fase no mojante (P_{nm}) y la fase mojante (P_m), dependiendo de la curvatura de la superficie la presión capilar puede ser positiva o negativa. Cuando la interfase no presenta curvatura o desnivel, la presión capilar es cero.

La presión capilar se manifiesta cuando los poros de la roca están saturados por dos o más fluidos inmiscibles. La presencia de las fuerzas capilares provoca la acumulación de aceite en el espacio poroso de la roca. ^[18]

Siendo la presión capilar la diferencia de presiones que existe entre dos fluidos inmiscibles, entre el fluido no mojante y mojante, la expresión matemática de la presión capilar se expresa de la siguiente manera:

$$P_c = P_{nm} - P_m \dots (1)$$

Donde:

P_c = presión capilar

P_{nm} = presión de la fase no mojante

P_m = presión de la fase mojante

Por convención, la presión capilar es negativa para sistemas mojados por aceite.

6. MOJABILIDAD

La propiedad de mojabilidad de un yacimiento de petróleo se establece durante millones de años mediante un equilibrio químico entre las fases reales petróleo, salmuera y roca. Esta naturaleza de mojabilidad inicial de un yacimiento no suele ser óptima para el flujo de aceite a través de la red porosa. Por lo tanto, es importante saber que es posible cambiar las propiedades de mojabilidad de un yacimiento ajustando la composición de iones para el agua inyectada de tal manera que maximice la recuperación de aceite por la inundación de agua. [8]

Los yacimientos pueden clasificarse en hidrófilos donde el agua es la fase mojante y oleófilos donde el petróleo es la fase mojante. La mojabilidad influye en la distribución de los fluidos en el yacimiento, es decir, la localización del petróleo y agua en el espacio poroso y como consecuencia en el mecanismo de desplazamiento. El hecho de que una roca sea mojabla por petróleo o por agua, incide en numerosos aspectos del desempeño del yacimiento, particularmente en las técnicas de inyección de agua. [4]

Entonces, con respecto a dos fluidos inmiscibles en un medio poroso, la mojabilidad es la medida de la tendencia preferencial de uno de los fluidos a mojar (extender o adherirse a) las superficies intersticiales del medio poroso en presencia del otro fluido. [9] Dependiendo de la interacción aceite-roca-fluido, la mojabilidad de un sistema varía desde una fuerte mojabilidad del agua hasta una fuerte mojabilidad del aceite. El sistema de aceite-roca-fluido exhibirá mojabilidad neutral, si la roca no muestra ninguna preferencia por ninguno de los fluidos. O, en otras palabras, la mojabilidad neutra se define como una condición cuando ambos fluidos mojan igualmente la superficie de la roca [11], [12].

La mojabilidad está en función del tipo de fluido y de la superficie sólida, en base a la mojabilidad los fluidos pueden clasificarse como:

- Fluido mojante: Es aquel que tiene la mayor tendencia a adherirse a la roca, por lo general es el agua, ya que la mayoría de los yacimientos son preferencialmente mojados por agua.

- Fluido no mojante: Es aquel que no se adhiere a la roca o lo hace parcialmente.

Además de la mojabilidad total hacia el agua o el aceite, se han reconocido cuatro estados generales de mojabilidad:

- Mojable con agua
- Mojabilidad fraccional
- Mojabilidad mixta
- Mojable con aceite. ^[9]

6.1 Mojabilidad al agua

Un sistema de aceite-roca-fluido se considera mojado con agua cuando más del 50% de su superficie está mojada por esta fase. El agua ocupa los poros más pequeños, y existe una película que cubre las superficies de los poros más grandes de la roca. El petróleo está alojado en los poros más grandes como gotas que descansan sobre una película de agua; las gotas de aceite pueden extenderse a través de poros más grandes y cubrir áreas aleatorias de las superficies que contienen minerales que son preferentemente mojados con aceite. Por lo tanto, el agua existe como una fase continua en todo el sistema poroso y la fase no mojable (aceite) es una fase discontinua que consiste en glóbulos en los poros más grandes rodeados de agua. ^[9]

6.2 Mojabilidad fraccional

El término mojabilidad fraccional es utilizado para caracterizar la mojabilidad heterogénea de las superficies de los poros, donde la mojabilidad preferencial se distribuye al azar en toda la roca. En algunos casos, la distribución aleatoria de minerales (con una variedad de propiedades químicas) expuestas a las superficies en los poros es tal que las áreas que son preferentemente mojadas con agua o

mojadas con aceite se dispersan y no hay redes continuas de petróleo a través de la roca. [9]

La mojabilidad fraccional se presenta cuando las áreas dispersas de la roca están mojadas con aceite y el área restante es mojada con agua. La mojabilidad fraccional también se conoce como "mojabilidad dálmata". [13], [14].

6.3 Mojabilidad mixta

La mojabilidad mixta se define como una condición en la que los poros más grandes se mojan con aceite, mientras que los poros pequeños están ocupados por agua. [16], [14] La mojabilidad mixta puede ocurrir cuando el aceite que contiene compuestos orgánicos polares interfaciales activos invade una roca mojada al agua saturada con salmuera. Después de desplazar la salmuera de los poros más grandes, los compuestos activos interfaciales reaccionan con la superficie de la roca, desplazando la película acuosa restante y, por lo tanto, produciendo un revestimiento mojado de aceite en los poros grandes. La película de agua entre la roca y el aceite en el poro se estabiliza por una doble capa de fuerzas electrostáticas. [15]

Los términos mojabilidad fraccional y mojabilidad mixta se incluyen en el término general de uso frecuente, mojabilidad neutra. Este término solo implica que la mitad de la superficie de la roca está mojada con agua y la otra mitad está mojada con aceite; no distingue el tipo de condición de mojabilidad. [9]

6.4 Mojabilidad al aceite

Cuando el sistema es mojado con aceite, las posiciones del agua y el aceite en la roca se invierten. El petróleo ocupa los poros más pequeños, excluyendo el agua, y el aceite está en contacto con las superficies de las rocas de los poros más grandes. Cuando el agua está presente en los poros más grandes, generalmente está en el centro de los poros que descansan sobre una película de aceite. El agua (la fase no

mojante en un sistema de mojabilidad al aceite) también existe como una fase continua distribuida a través de los poros más grandes cuando está presente con una alta saturación. Si la saturación de agua disminuye (por inyección de aceite), pierde continuidad rápidamente y se aísla en los poros más grandes como bolsas de agua que están rodeados de aceite.

La mayor parte de las reservas mundiales de petróleo se encuentran en rocas de arenisca o carbonato. La mojabilidad de las areniscas generalmente varía de neutra a mojada por agua; sin embargo, los carbonatos exhiben tendencias de mojable por aceite que van desde neutrales hasta totalmente mojadas de aceite. Algunos yacimientos de aceite de arenisca se mojan debido a que los aceites contienen compuestos polares tensioactivos que se expulsan del petróleo a granel hacia la superficie interfacial donde se unen física y químicamente a las superficies de la arenisca. [8]

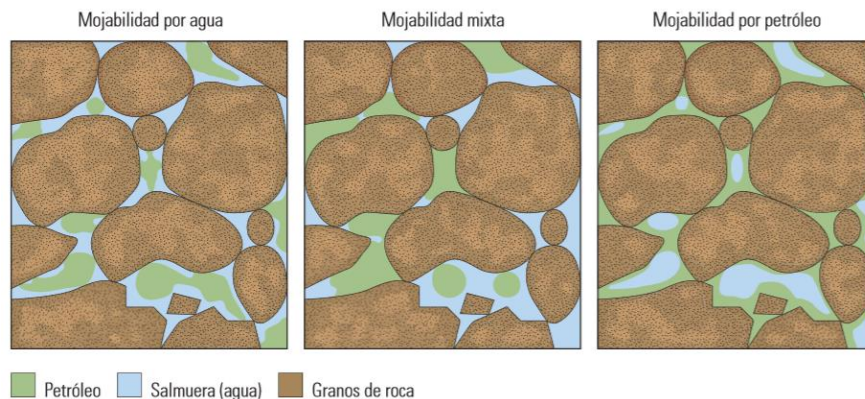


Figura 5. Mojabilidad en los poros. En un caso de mojabilidad por agua (izquierda), el petróleo permanece en el centro de los poros. La condición inversa tiene lugar si todas las superficies son mojables por petróleo (derecha). En el caso correspondiente a la mojabilidad mixta, el petróleo ha desplazado el agua de algunas de las superficies, pero aún permanece en los centros de los poros mojables por agua (centro). Las tres condiciones mostradas poseen saturaciones similares de agua y petróleo. [19]

Las condiciones iniciales en un yacimiento presentan una mojabilidad hacia el aceite, por lo que este se encuentra adherido a la roca e impide la extracción completamente. Por lo que, al promover un cambio de mojabilidad hacia el agua,

ésta desplaza al aceite adherido a la roca, favoreciendo la extracción del hidrocarburo y obteniendo así una recuperación mejorada de aceite.

7. ÁNGULO DE CONTACTO

El ángulo entre la superficie del medio poroso y la interfase entre dos fluidos inmiscibles se conoce como ángulo de contacto. La mojabilidad puede expresarse en términos del ángulo que la interfase forme con el sólido, es decir, el ángulo de contacto (θ).^[17] Se clasificó la mojabilidad en términos de ángulo de contacto como mojado con agua (0–75), mojado intermedio (75–115) y mojado con aceite (115–180) (**Figura 6**)

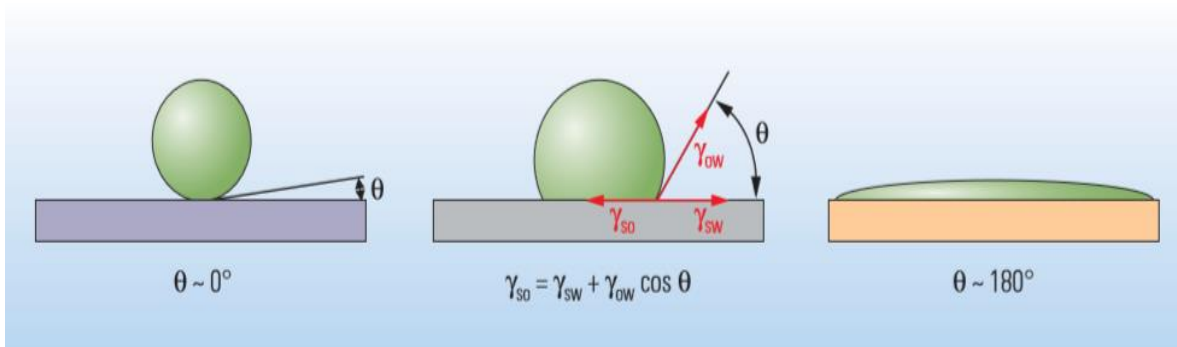


Figura 6. Ángulo de contacto. Una gota de petróleo (verde) rodeada de agua (azul) sobre una superficie mojada por agua (izquierda), forma un ángulo de contacto que es aproximadamente igual a cero. En una superficie mojada por petróleo (derecha) la gota se dispersa, generando un ángulo de contacto de aproximadamente 180° . Una superficie con una mojabilidad intermedia (centro) donde el ángulo de contacto está dado por el equilibrio de fuerzas resultantes de la interacción de tres tensiones interfaciales: las que existen entre el petróleo y la superficie, entre el agua y la superficie y entre el petróleo y el agua.^[19]

El grado de mojabilidad de los sólidos por algún fluido es normalmente medido por el ángulo de contacto. Thomas Young en 1805 describió por primera vez que el ángulo de contacto de una gota de líquido sobre una superficie sólida se debe al equilibrio mecánico de la gota y la influencia de tres tensiones interfaciales.^[17]

La siguiente expresión es conocida como la ecuación de Young para determinar el ángulo de contacto:

$$\cos(\theta) = \frac{\sigma_{so} - \sigma_{sw}}{\sigma_{wo}} \dots (2)$$

donde:

θ = ángulo de contacto

σ_{so} = tensión interfacial roca-aceite

σ_{sw} = tensión interfacial roca-agua

σ_{wo} = tensión interfacial agua-aceite

Al tratar con sistemas que contienen más de una fase, es necesario no solo considerar la interfase que se forma en estos, sino también las fuerzas que existen entre los fluidos inmiscibles y la roca. La **Figura 7** muestra las tres tensiones que actúan sobre el fluido y la roca. [17]

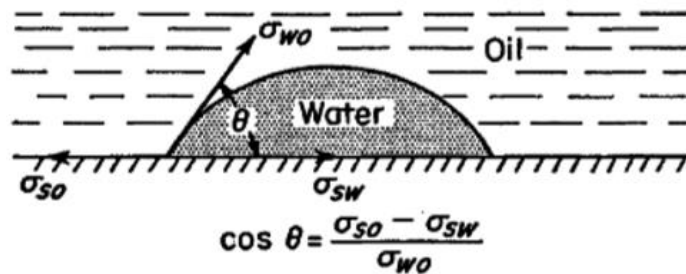


Figura 7. Tensiones que actúan en la medición de ángulo de contacto. [20]

El ángulo de contacto ha sido utilizado como parámetro para la medición de la mojabilidad. [17]

8. ACEITE

El aceite es una mezcla compleja de productos fundamentalmente constituidos por hidrocarburos que abarcan un amplio rango de ebullición, que son extraídos de lechos geológicos, continentales o marítimos. Es un líquido oscuro con una viscosidad a 40°C que puede oscilar entre 5 y 3000 centistock. El aceite líquido está compuesto por cantidades diferentes de gases disueltos y líquidos. El aceite sólido y semi sólido está compuesto por arenas aceitosas y material bituminoso (hidrocarburos de alto peso molecular), comúnmente llamado bitumen o asfalto. [30] El origen exacto del aceite no se conoce, pero la opinión científica está a favor del origen a partir de la transformación de organismos vegetales, animales y organismos marinos. [28]

El aceite es una mezcla muy compleja de hidrocarburos, donde el carbono constituye entre 83 – 86% en masa, el hidrógeno entre 10 – 14%, el azufre entre 0.05 – 6%, el nitrógeno entre 0.001 – 0.1% y finalmente los metales entre 0.001 – 0.1%, principalmente níquel, vanadio, sodio, calcio y cobre. Una parte mínima aproximada 0.1% que incluye gases incondensables, tales como CH₄, C₂H₆ y H₂S. Así como también una parte aproximada < 1% consistente en agua, proveniente del pozo o de las limpiezas en los buques-tanque. Esta fase acuosa suele presentarse emulsionada en la fase orgánica y lleva en disolución las sales minerales existentes, entre las cuales las más importantes son NaCl, MgCl₂ y CaCl₂. [30]

Así mismo, los heteroátomos (azufre, nitrógeno, oxígeno, níquel y vanadio) están concentrados en las fracciones más pesadas. El aceite por ser una mezcla compleja de hidrocarburos presenta una distribución muy grande de pesos moleculares y a diferencia de los compuestos químicos puros, tiene un amplio rango de temperaturas de ebullición. La destilación es el método de separación física más usado en la industria de la refinación del aceite. [30]

El aceite se clasifica químicamente según las estructuras de las moléculas más grandes en la mezcla. Los métodos de clasificación utilizan combinaciones de las palabras parafínico, nafténico, aromático y asfáltico. Por ejemplo, el aceite que contiene un predominio de moléculas parafínicas producirá aceites lubricantes muy

finos de la fracción de gasóleo y cera de parafina del residuo. Por otro lado, si las moléculas más grandes son aromáticas y asfálticas, las fracciones más pesadas del aceite son útiles para brea, compuestos para techos, pavimentación de asfaltos y otras aplicaciones similares. Los líquidos obtenidos de diferentes depósitos de aceite tienen características muy diferentes. Algunos son negros, pesados y gruesos, como el alquitrán, mientras que otros son marrones o casi transparentes con baja viscosidad y baja gravedad específica. Sin embargo, casi todos los líquidos de aceite que ocurren naturalmente tienen análisis elementales indicados en las siguientes Tablas. ^[29]

Tabla 1. Componentes de gases de aceites típicos. ^[29]

Gas Natural	
Hidrocarburo	
Metano	70-98%
Etano	1-10%
Propano	Trace-5%
Butano	Trace-2%
Pentano	Trace-1%
Hexano	Trace-1/2%
Heptano	Trace-1/2%
No hidrocarburos	
Nitrógeno	Trace-15%
Dióxido de carbono	Trace-5%
Sulfuro de hidrógeno	Trace-3%
Helio	Hasta 5%

Tabla 1. Componentes de gases de aceites típicos (continuación). ^[29]

Gas de un pozo que también produce aceite líquido	
Hidrocarburo	
Metano	45-92%
Etano	4-21%
Propano	1-15%
Butano	½-7%
Pentano	Trace-3%
Hexano	Trace-2%
Heptano	Hasta ½%
No hidrocarburos	
Nitrógeno	Trace hasta 10%
Dióxido de carbono	Trace-4%
Sulfuro de hidrógeno	Hasta 6%
Helio	-

Tabla 2. Análisis elemental de aceites típicos. ^[29]

Elemento	Porcentaje en peso
Carbono	84 - 87
Hidrógeno	11 - 14
Azufre	0.06 - 2.0
Nitrógeno	0.1 - 2.0
Oxígeno	0.1 - 2.0

El valor de un aceite depende de los rendimientos que pueda ofrecer en productos comerciales tras su fraccionamiento y de los costos que origine la eliminación de las impurezas presentes en el mismo, tales como azufre y sales minerales. ^[30] Con el

fin de establecer una forma científica para determinar las calidades de los diversos aceites, es necesario recopilar los resultados de una serie de ensayos que se consideran definatorios y se especifican a continuación:

- **Densidad:** Ofrece una idea de la porción de productos ligeros presentes en la mezcla. Se suele expresar en grados API ($^{\circ}\text{API}$), cuya relación con la densidad específica (S_p-G_r), es:

$$^{\circ}\text{API} = (141.5 / S_p - G_r) - 131.5 \dots (3)$$

Es decir, a mayor valor API corresponde una menor densidad. ^[30]

- **Contenido de azufre:** Indica la necesidad de desulfuración de destilados, así como la calidad de los productos residuales. El término “ácido” se utiliza para denominar aquellos aceites con alto contenido de azufre y por lo tanto requiere de un procesamiento especial. No existe una línea divisora entre aceites dulces y ácidos, aunque frecuentemente se utiliza al 0.5% de contenido de azufre como criterio. Se expresa como porcentaje en peso o en partes por millón.
- **Contenido de nitrógeno:** Los compuestos de nitrógeno orgánico causan severo envenenamiento a los catalizadores utilizados en el procesamiento del aceite. Si el contenido de nitrógeno es superior al 0.25% en peso, el aceite requerirá un procesamiento especial para su remoción.
- **Contenido de agua y sedimentos:** Indica las necesidades de deshidratación y problemas de ensuciamiento. Se denomina BS&W y se expresa como porcentaje en volumen.
- **Contenido de sales:** Indica la necesidad de desalado y de los problemas de corrosión asociados. Se suele expresar en PPTB, es decir, en libras por mil barriles. ^[30]

Para estudiar el aceite y sus fracciones por tipo de componente, especialmente las fracciones pesadas, es necesario referirse a cuatro grandes familias, el análisis o la separación correspondiente se conoce como análisis SARA, cuya sigla identifica a estas familias:

- **Saturados (S):** Corresponde a la suma de los hidrocarburos parafínicos y ciclo parafínicos.
- **Aromáticos (A):** Son todos aquellos hidrocarburos que en su estructura tiene por lo menos un anillo bencénico.
- **Resinas (R):** Son hidrocarburos de naturaleza aromática, cuya estructura tiene entre 4 y 87 anillos bencénicos, con la presencia de heteroátomos, especialmente nitrógeno, azufre, oxígeno y pequeñas cantidades de metales.
- **Asfáltenos (A):** Son las estructuras de hidrocarburos más complejas y de mayor peso molecular presentes en el aceite. Por definición es todo aquel material insoluble en n-heptano, pero soluble en tolueno. ^[30]

En la unidad de servicios para la industria petrolera (USIP) se realiza la caracterización del aceite con los parámetros mostrados en la **Tabla 4** y basados las normas mostradas en dicha tabla.

Tabla 3. Caracterización de petróleo

Parámetro	Norma
Porcentaje agua-sedimentos	ASTM D 4007
Porcentaje agua	ASTM D 4006
Acondicionamiento de muestra	-
Densidad	ASTM D 7042
Viscosidad	
°API	
Número ácido	ASTM D 0664
Número básico	ASTM D 2896
Tensión interfacial	-
Tensión superficial	
Análisis SARA	IP-469
Análisis elemental	-

9. ÁCIDOS CARBOXÍLICOS

Se sabe que en el aceite se encuentran presentes ácidos carboxílicos, los cuales son un elemento importante para este trabajo debido al impacto que pueden tener en una recuperación mejorada. Los ácidos carboxílicos son moléculas que se caracterizan por la presencia de un grupo carboxilo. Un grupo carboxilo (COOH) es un grupo funcional que consiste en un grupo carbonilo (C=O) con un grupo hidroxilo (O-H) unido al mismo átomo de carbono. Los grupos carboxilo tienen la fórmula $-C(=O)OH$, generalmente escrito como $-COOH$ o CO_2H . [6]

Los ácidos carboxílicos son moléculas polares; tienden a ser solubles en agua, pero a medida que la cadena se alarga, su solubilidad disminuye debido a la naturaleza hidrofóbica creciente de la cadena de carbono. [6]

Se encontró que los ácidos carboxílicos estaban presentes en cantidades menores a moderadas en una gran cantidad de aceites [22], por lo que se han realizado estudios sobre su origen y destino después de la expulsión del petróleo de la roca de origen. La interacción agua-aceite puede conducir a la generación de ácidos carboxílicos, a través de la oxidación de hidrocarburos.

10. pKa, log P y log D

La constante de disociación de un ácido (K_a) o base (K_b) describe su disociación en su base conjugada y un protón o ácido conjugado. El valor de pKa de un compuesto se define como el logaritmo negativo del coeficiente de equilibrio de las formas neutras y cargadas de un compuesto. Esto no solo permite que se definan las propiedades básicas o ácidas del compuesto, sino que también se puede calcular la proporción de especies neutras y cargadas a cualquier pH dado. Para un compuesto dado, los valores de Log P y pKa son constantes y Log D depende del pH, lo que a su vez lo hace dependiente de Log P y pKa. El Log P se define como el logaritmo de la relación entre la concentración de una especie química en dos disolventes inmiscibles, en este caso, octanol y agua. En la práctica, el Log P varía según las condiciones bajo las cuales es determinado. El Log D es el

coeficiente de distribución logarítmica a un pH particular. No es una constante y varía según la naturaleza proto-génica de la molécula. [40]

11. CONCENTRACIÓN MICELAR CRÍTICA

Para los tensoactivos en disoluciones acuosas, la cadena hidrocarbonada interactúa débilmente con el agua, mientras que la parte polar o iónica interactúa fuertemente por medio de interacciones de tipo supramolecular, [25, 26] permitiendo que el tensoactivo sea soluble. Sin embargo, las moléculas de agua evitan el contacto con la cadena hidrofóbica provocando que el tensoactivo migre y se acumule en la superficie de la disolución, adoptando una conformación con la cadena hidrocarbonada fuera del agua.

Cuando la superficie se satura de moléculas de tensoactivo comienza un autoensamblaje molecular de manera espontánea para formar agregados con geometría esférica, estos agregados son conocidos como micelas donde las regiones hidrófobas del tensoactivo se encuentran en el centro de esta para evitar la interacción con las moléculas de agua. La forma y tamaño de la micela dependerá de la geometría molecular del tensoactivo y de las propiedades de la disolución como el pH o la fuerza iónica.

Esta concentración de tensoactivo a la cual se forman micelas en la disolución se le denomina concentración micelar crítica (CMC) y el proceso de formación de micelas se le conoce como micelización. [27]

Experimentalmente, el valor de CMC se determina por diversos métodos en los que se miden ciertas propiedades físicas en función de la concentración del tensoactivo. Algunas de estas propiedades son:

- Tensión superficial: Los tensoactivos, debido a su doble afinidad polar u no polar, son capaces de reducir la tensión superficial de un líquido en concentraciones por debajo de la necesaria para saturar la totalidad de la interfase del disolvente. Por encima de la CMC, las moléculas del tensoactivo

que ya no pueden acceder a la interfase se dirigen hacia el interior del líquido formando micelas.

- **Dispersión de luz:** El tensoactivo al estar de forma libre en el medio permite difundir la luz homogéneamente en el sistema. En cuanto se forman las micelas, la obstrucción que hay en el medio produce un cambio en la dispersión de luz.
- **Índice de refracción:** El cambio de pendiente en una curva donde se analiza el índice de refracción en función de la concentración permite obtener el valor experimental de la CMC.
- **Presión osmótica:** Para determinar la CMC mediante la presión osmótica se hacen aproximaciones donde se relaciona el valor de CMC con el valor de coeficientes de actividad de presión osmótica en función de la concentración. Generalmente se desarrollan técnicas especiales para medir el flujo de paso de un medio a otro a través de una membrana semipermeable o con flujo controlado.
- **Conductimetría:** En esta técnica, el cambio de valores de conductividad eléctrica a diferentes concentraciones en una disolución de tensoactivo permite estudiar el valor de CMC.
- **Electroforesis capilar:** Es una variante del método de conductimetría. Generalmente es utilizada como técnica para separar diferentes moléculas presentes en una disolución de acuerdo con la relación masa-carga de estas. Se estudia el cambio de conductividad eléctrica en función de la concentración.
- **Solubilización:** Se monitorea la solubilidad de cualquier sistema no homogéneo al adicionar cierta concentración de tensoactivo y a partir de la formación de las micelas se estudia la solubilidad no homogénea. Las moléculas químicas no compatibles con el medio se sitúan al centro de las micelas, por lo que hay una marcada transición de solubilidad del soluto insoluble antes y después de la formación de las micelas. Al lograr la solubilidad esperada, se considera el valor de concentración de tensoactivo como su valor de CMC.

- Auto difusión: A lo largo del tiempo el movimiento de una molécula sigue un camino aleatorio que resulta en una propiedad conocida como coeficiente de auto difusión. Este es un movimiento provocado por el movimiento Browniano de las moléculas y se debe solamente a su energía cinética y ocurre en ausencia de cualquier fuerza externa. Esta propiedad está directamente relacionada con el tamaño molecular y en consecuencia con el valor de CMC. [10]

11.1 Concentración micelar crítica de los ácidos carboxílicos

Para obtener información de los experimentos realizados, se investigaron en la literatura los datos de concentración micelar crítica de los ácidos carboxílicos utilizados en este trabajo (**Tabla 4**).

Tabla 4. CMC reportada de algunos ácidos carboxílicos. [24]

Ácido graso	C.M.C. [mM]
Ácido butírico (C ₄)	1.2x10 ³
Ácido hexanoico (C ₆)	0.73-1.57x10 ³
Ácido octanoico (C ₈)	70-340
Ácido decanoico (C ₁₀)	94-124
Ácido dodecanoico (C ₁₂)	19-31
Ácido tetradecanoico (C ₁₄)	6.0-10.0
Ácido hexadecanoico (C ₁₆)	0.4-3.3
Ácido esteárico (C ₁₈)	0.075-1.8
Ácido oleico (C ₁₈)	0.72-3.5
Ácido elaídico (C ₁₈)	1.0-2.6
SDS	8.0-11.0
Triton X-100	0.024-0.8

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA

El trabajo de investigación se realizó con ayuda de los procedimientos técnicos, métodos e instructivos implementados en la Unidad de Servicio para la Industria Petrolera (USIP), los cuales fueron desarrollados con base a las normas ASTM, así mismo se hizo uso de equipos, reactivos y material que se describen en las siguientes tablas.

Tabla 5. Procedimientos técnicos utilizados para la determinación del análisis Stiff&Davis

Nomenclatura USIP	Nombre
S&D	Análisis Stiff & Davis

Tabla 6. Métodos utilizados para la determinación del análisis Stiff&Davis

Nomenclatura USIP	Parámetro
USIP-ING-ME17	Temperatura
USIP-ING-ME17	pH
USIP-ING-ME19	Conductividad
USIP-ING-ME20	Alcalinidad
USIP-ING-ME21	Dureza total
USIP-ING-ME22	Dureza de calcio
USIP-ING-ME23	Cloruros totales
USIP-ING-ME24	Ion sulfato
USIP-ING-ME25	Salinidad
USIP-ING-ME26	Sólidos y sales disueltas
USIP-ING-ME27	Ion sodio y potasio
USIP-ING-ME28	Densidad relativa

Tabla 7. Material utilizado para el desarrollo del trabajo de investigación.

Material	Volumen (ml)	Material	Volumen (ml)
Vaso de precipitados	500	Jeringa dispensadora	5
Vaso de precipitados	250	Jeringa dispensadora	2.5
Vaso de precipitados	100	Jeringa dispensadora	1
Viales	30	Barra magnética	-
Matraz aforado	50	Naves de pesado	-
Matraz aforado	100	Cápsula de porcelana	-
Probeta graduada	100	Espátula	-
Probeta graduada	50	Soporte universal	-
Matraz Erlenmeyer	50	Jeringa dispensadora	50
Soxhlet	-	Jeringa dispensadora	10
Celda de vidrio para medición de ángulo de contacto	-	Guantes de látex	-
Mortero	-	Lentes de seguridad	-
Jeringa dispensadora	50	Bata de algodón	-
Jeringa dispensadora	10	-	-

Tabla 8. Reactivos utilizados para el desarrollo del trabajo de investigación.

Reactivo	Pureza
Ácido butírico	98%
Ácido oleico	100%
Octanol	99%
Agua desionizada (Q473-l)	-
Agua de mar sintética (M174j)	-

Tabla 8. Reactivos utilizados para el desarrollo del trabajo de investigación (continuación).

Reactivo	Pureza
Agua de formación sintética (M722)	-
Agua estabilizada	-
Octanoato de sodio	99%
Cloruro de calcio	99%
Cloruro de magnesio	99%
Roca estándar Edward Brown	-
Tetradecano	99%
Laurato de sodio	95%

Tabla 9. Equipos utilizados para el desarrollo del trabajo de investigación.

Equipo	Marca
Balanza analítica	Sartorius
Tamizadora	Ortoalresa
Medidor multiparamétrico (Mmulti 3322)	MTW
Electrodo de pH	
Electrodo de conductividad	
Parrilla de calentamiento y agitación magnética	Corning
Tensiómetro OCA	Dataphysics
Computadora	Hp
Cronómetro	-
Dispensador automático	Brand
Horno de vacío	Memert

Para llevar a cabo el desarrollo de este trabajo de investigación se realizaron las siguientes etapas (**Figura 8**):

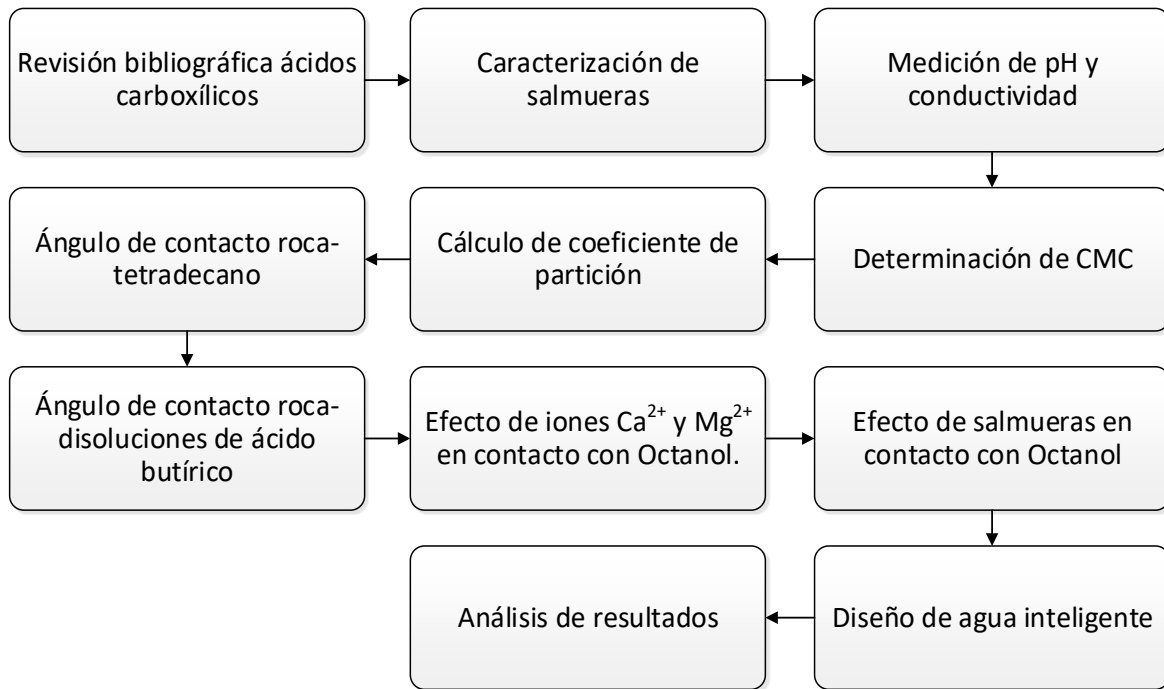


Figura 8. Metodología para el análisis de los aspectos fundamentales de la técnica de recuperación mejora por agua inteligente.

Etapa 1. Revisión bibliográfica de ácidos carboxílicos.

Se analizaron las características de ácidos carboxílicos con diferente número de carbonos (ácido butírico, ácido octanoico, ácido dodecanoico, ácido hexadecanoico y ácido oleico). Donde, con base en investigaciones anteriores ^[39] se ha determinado que el ácido dodecanoico cambia la mojabilidad de la roca hacia la fase oleosa. Las características de los ácidos carboxílicos que influyen en este trabajo de investigación son:

- pKa.
- Coeficiente de distribución.
- Coeficiente de partición.

Se investigaron estas características con el fin de obtener información del comportamiento de los ácidos al momento de ponerse en contacto con una fase acuosa o una fase oleosa.

Etapas 2. Caracterización de salmueras.

Mediante el análisis Stiff & Davis (**Anexo a y b**) se caracterizaron las salmueras agua de mar sintética (M174j) y agua de formación sintética (M722) con el propósito de conocer su composición iónica.

Etapas 3. Medición de pH y conductividad.

Tomado en cuenta la **Etapas 1** donde se realiza la revisión bibliográfica, se seleccionó el ácido butírico y oleico para las pruebas a realizar con el fin de corroborar los datos publicados. En esta prueba se ponen en contacto los ácidos carboxílicos con salmueras de diferente fuerza iónica. Se realiza el monitoreo el pH y conductividad hasta que la medición permanezca constante. Dicha medición nos servirá como apoyo para conocer el comportamiento del ácido en la fase acuosa.

Etapas 4. Determinación de CMC.

Para determinar el valor de la concentración micelar crítica mediante el método de conductimetría, se realiza una curva de calibración del ácido carboxílico a utilizar. De esta curva de calibración se obtienen dos pendientes, las cuales se intersectan en un punto que corresponderá al valor de CMC. A continuación, se presenta la metodología utilizada para la realización de esta etapa:

Etapas 5. Cálculo de log P.

Con la curva de calibración realizada en la **Etapas 4**, se obtendrán las ecuaciones correspondientes a las dos pendientes de la curva. Y por medio de los datos de

conductividad registrados se realizará los cálculos para la obtención del coeficiente de partición. A continuación, se presenta la metodología utilizada para la realización de esta etapa:

Etapa 6. Ángulo de contacto roca-tetradecano.

En esta etapa se evaluará la medición de ángulo de contacto de un compuesto alifático, con el fin de obtener un sistema ideal. Se seleccionó al tetradecano como sustituto del aceite y se adhiere una gota de este a una muestra de roca. Se observa la mojabilidad que presenta el sistema.

Etapa 7. Ángulo de contacto roca-disoluciones de ácido butírico.

Se toman muestras de roca añejadas con ácidos carboxílicos con el fin de tener una mojabilidad hacia la fase oleosa y obtener un ángulo de contacto inicial. Posteriormente, las muestras de roca fueron añejadas en una disolución de ácido butírico, y se determina el ángulo de contacto final. Se analiza si existe una mejora en la mojabilidad inicial por medio de la medición de ángulo de contacto.

Etapa 8. Efecto de iones Ca^{2+} y Mg^{2+} en contacto con Octanol.

Se preparan disoluciones variando la concentración de los iones Ca^{2+} y Mg^{2+} , se agrega ácido butírico hasta una concentración de 0.1 M, se pone en contacto con octanol y se realiza la medición de pH.

Etapa 9. Efecto de salmueras en contacto con Octanol.

Se prepara una disolución de ácido butírico a una concentración de 0.1 M utilizando las salmueras caracterizadas en la etapa 2 (M174j y M722), se ponen en contacto con octanol y se realiza la medición de pH hasta que permanezca constante. Se comparan los resultados con los obtenidos en la Etapa 8

Etapa 10. Diseño de agua inteligente.

De acuerdo con los resultados de las Etapas 8 y 9 se realiza la reducción de los iones presentes en el agua M174j mediante diferentes métodos.

Utilizando la salmuera modificada, se realiza una disolución de ácido hasta alcanzar una concentración 0.1 M y se pone en contacto con octanol. Se monitorea el pH hasta permanecer constante y analiza el comportamiento del ácido.

Etapa 11. Análisis de resultados.

De acuerdo con los resultados obtenidos se determinará la posibilidad de hacer uso de un agua de baja salinidad como modificador de mojabilidad en sistemas ideales.

CAPITULO 3

RESULTADOS

ETAPA 1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE ÁCIDOS CARBOXÍLICOS.

3.1 Selección de ácidos carboxílicos

Se analizaron los ácidos carboxílicos con diferente número de carbonos con el fin de conocer las características para el desarrollo de este trabajo de investigación tales como pKa, log D y el log P. Las cuales muestran el comportamiento de los ácidos al contacto con una fase acuosa.

Se revisaron ácidos carboxílicos de diferente cadena:

- Ácido butírico
- Ácido octanoico
- Ácido dodecanoico
- Ácido hexadecanoico
- Ácido oleico

En las siguientes Figuras se muestran las características de los ácidos carboxílicos a condiciones estándar.

Ácido butírico

pKa

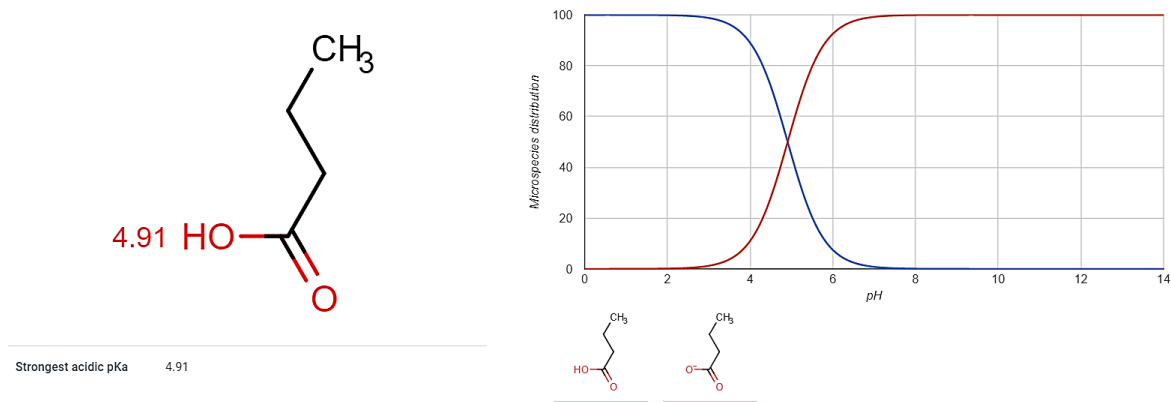
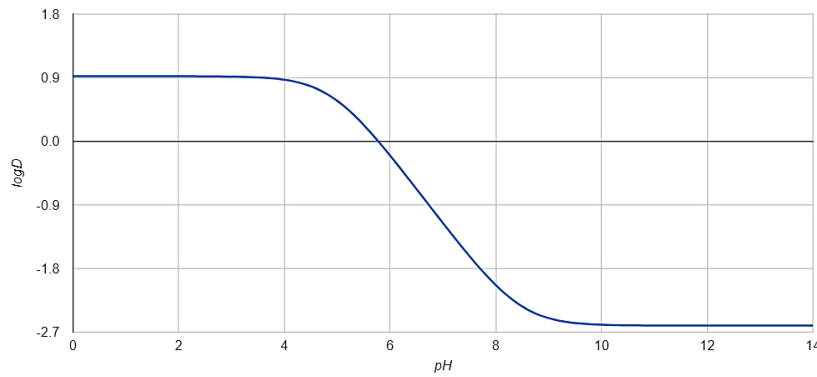


Figura 9. pKa del ácido butírico. [21]

logP and logD



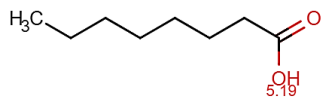
logP: 0.92

pH	logD
1.7	0.92
4.6	0.75
6.5	-0.68
7.4	-1.53
8.0	-2.04

Figura 10. Gráfico de log P y log D mostrando la afinidad del ácido butírico dependiente del pH. [21]

Ácido octanoico

pKa



Strongest acidic pKa 5.19

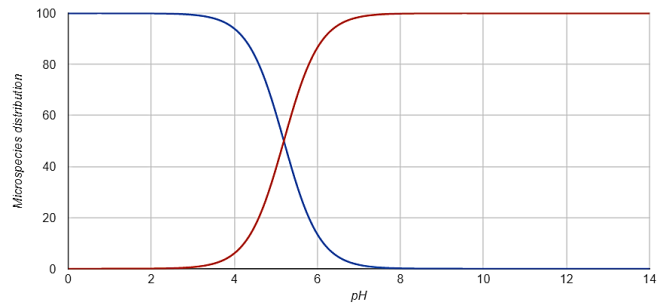
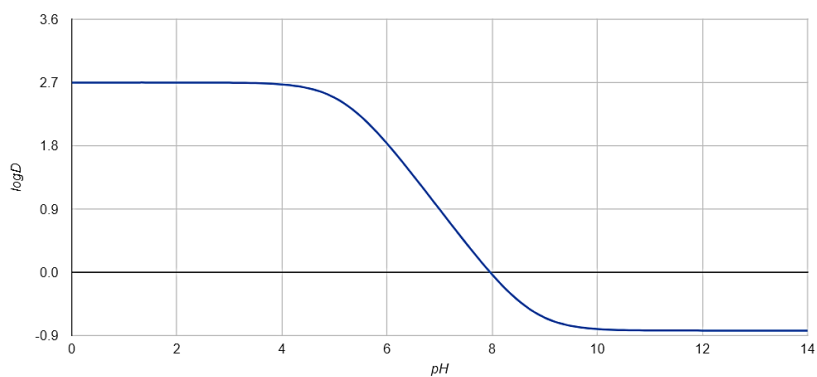


Figura 11. pKa del ácido octanoico. [21]

logP and logD



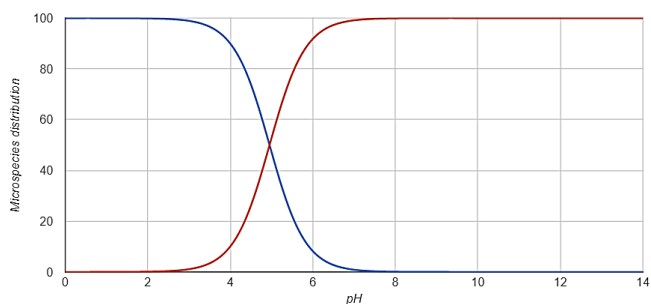
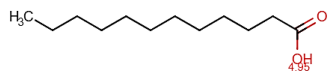
logP: 2.70

pH	logD
1.7	2.70
4.6	2.60
6.5	1.37
7.4	0.51
8.0	-0.03

Figura 12. Gráfico de log P y log D mostrando la afinidad del ácido octanoico dependiente del pH. [21]

Ácido dodecanoico

pKa



Strongest acidic pKa 4.95

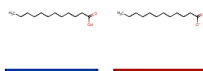


Figura 13. pKa del ácido dodecanoico. [21]

logP and logD

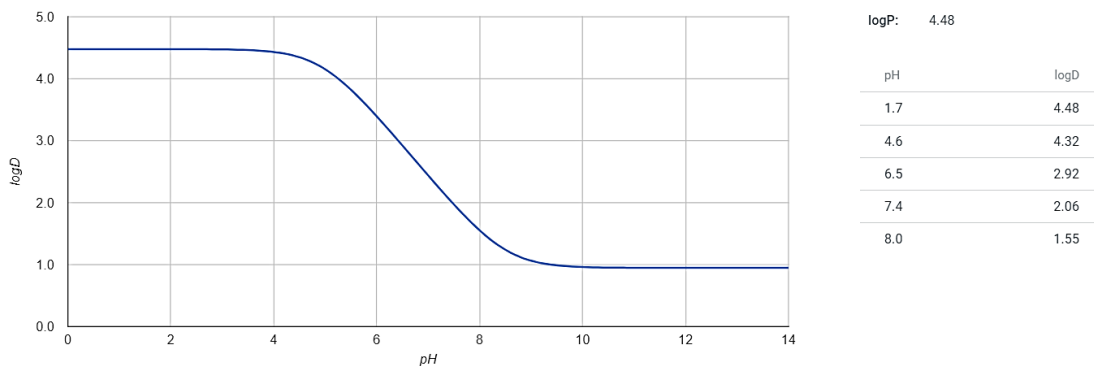


Figura 14. Gráfico de log P y log D mostrando la afinidad del ácido dodecanoico dependiente del pH. [21]

Ácido hexadecanoico

pKa

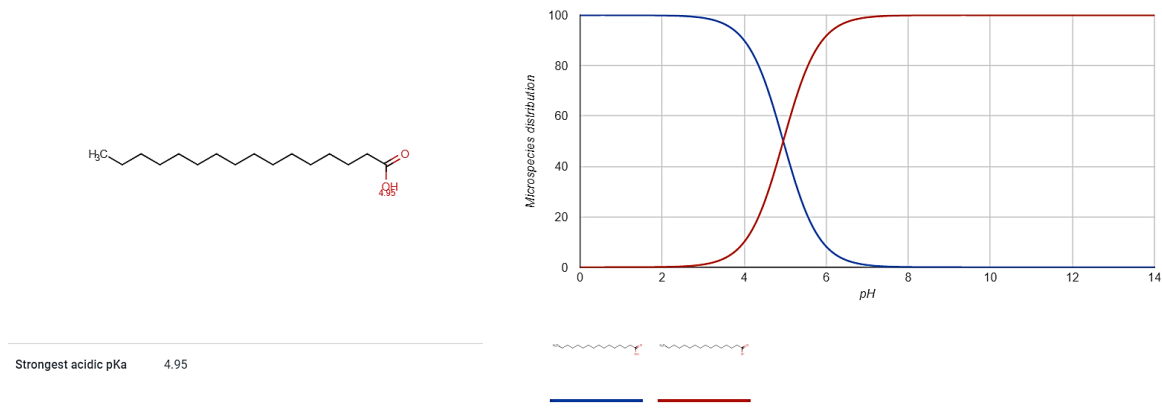


Figura 15. pKa del ácido hexadecanoico. [21]

logP and logD

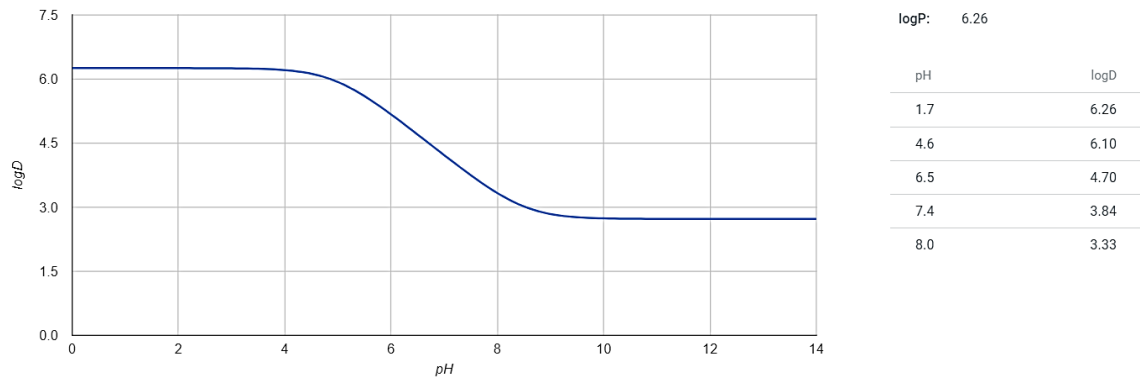


Figura 16. Gráfico de log P y log D mostrando la afinidad del ácido hexadecanoico dependiente del pH. [21]

Ácido oleico

pKa

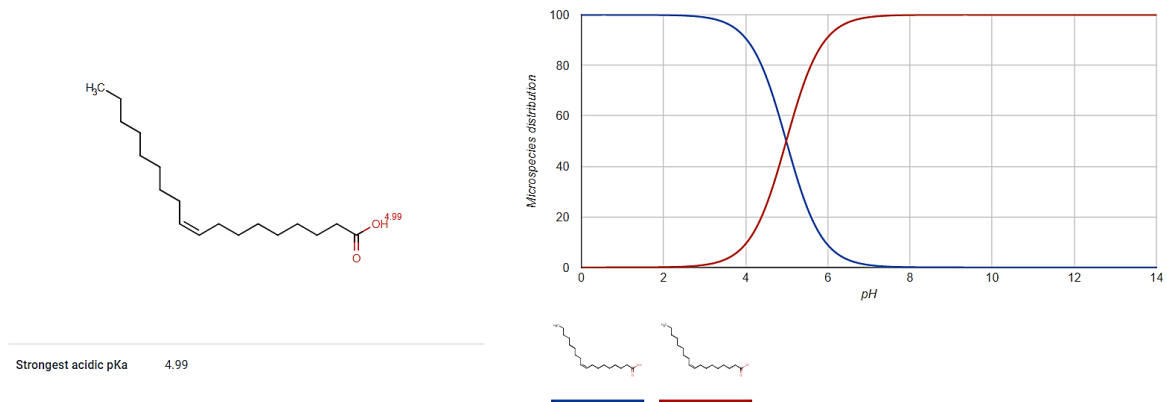


Figura 17. pKa del ácido oleico. [21]

logP and logD

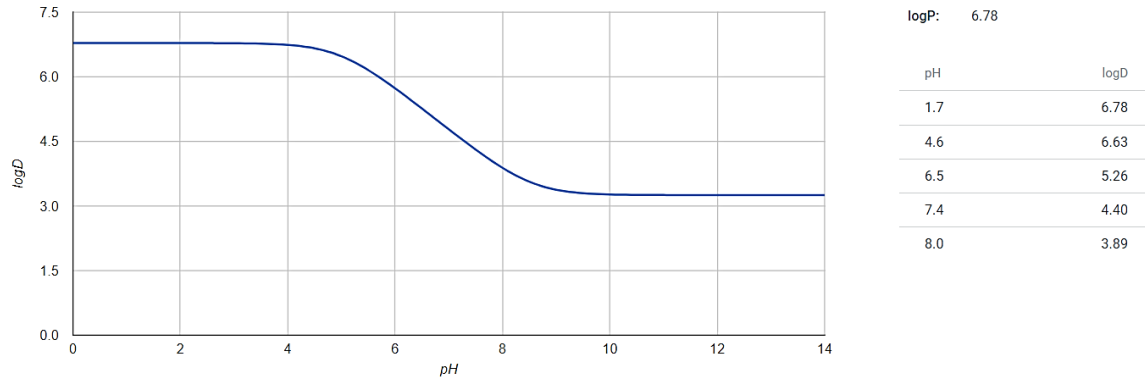


Figura 18. Gráfico de log P y log D mostrando la afinidad del ácido oleico dependiente del pH. [21]

En la **Tabla 10** se presenta una comparación de los valores de pKa y log P de los ácidos analizados.

Tabla 10. Comparación de valores de pKa y log P.

	pKa	log P
Ácido butírico	4.91	0.92
Ácido octanoico	5.19	2.70
Ácido dodecanoico	4.95	4.48
Ácido hexadecanoico	4.95	6.26
Ácido oleico	4.99	6.78

Se tomó la decisión de trabajar con el ácido de cadena corta y de cadena larga siendo este el ácido butírico y oleico respectivamente, debido a la afinidad que presentan dependiente del pH que se tenga en el sistema.

ETAPA 2. CARACTERIZACIÓN DE SALMUERAS.

3.2 Caracterización de salmueras

Las salmueras caracterizadas por medio del análisis Stiff & Davies para esta investigación son:

- Agua de mar sintética (M174j).
- Agua de formación sintética (M722).

Estas aguas se seleccionaron debido a su presencia en el yacimiento. Realizando la caracterización de aguas, se pueden conocer los iones y la salinidad contenidos en estas salmueras, como se muestra en las siguientes tablas:

Tabla 11. Cationes de agua de mar sintética.

M174j	
Cationes	Concentración (mg/L)
Ca ²⁺	480
Mg ²⁺	1239
Na ⁺	11000
K ⁺	265

Tabla 12. Aniones de agua de mar sintética.

M174j	
Aniones	Concentración (mg/L)
Cl ⁻	26320
CO ₃ ⁻	-
HCO ₃ ⁻	147
SO ₄ ⁻	2685

Los resultados del análisis arrojan una salinidad de 33,500 ppm para el agua de mar sintética.

Tabla 13. Cationes de agua de formación sintética.

M722	
Cationes	Concentración (mg/L)
Ca ²⁺	881
Mg ²⁺	170
Na ⁺	11300
K ⁺	-

Tabla 14. Aniones de agua de formación sintética.

M722	
Aniones	Concentración (mg/L)
Cl ⁻	19680
CO ₃ ⁻	-
HCO ₃ ⁻	209
SO ₄ ⁻	562

Los resultados del análisis arrojan una salinidad de 32,570 ppm para el agua de formación sintética.

ETAPA 3. MEDICIÓN DE pH Y CONDUCTIVIDAD.

3.3. Medición de pH y conductividad de salmueras en contacto con ácidos carboxílicos

3.3.1 pH y conductividad de salmueras en contacto con ácido oleico

En este experimento se ponen en contacto salmueras de diferente fuerza iónica con ácido oleico a diferentes concentraciones con el fin de observar el cambio de pH y conductividad que promueve el ácido al disociarse.

Agua desionizada-ácido oleico

Como primer experimento se midió el pH inicial del agua desionizada, el cual fue de 7.85. Posteriormente se prepararon las disoluciones de agua desionizada en contacto con ácido oleico a diferentes concentraciones y se monitoreó el pH hasta ser estable. En la **Tabla 15** se muestran los valores de pH y la concentración de iones H^+ registrados para cada una de las concentraciones utilizadas.

Tabla 15. pH y iones H^+ del agua desionizada en contacto con ácido oleico.

Concentración (M)	pH	Concentración de iones H^+
0	7.85	1.41×10^{-8}
0.005	5.88	1.3×10^{-6}
0.01	5.9	1.2×10^{-6}
0.03	5.52	3×10^{-6}
0.05	5.44	3.6×10^{-6}
0.07	5.45	3.5×10^{-6}
0.1	5.25	5.6×10^{-6}

Agua de mar sintética-ácido oleico

Se mide el pH y la conductividad inicial del agua de mar sintética, registrando un pH inicial de 7.34 y conductividad de 51.6 mS/cm. Posteriormente se prepararon las disoluciones de agua de mar sintética en contacto con ácido oleico a diferentes concentraciones y se monitorea el pH hasta ser estable. En la **Tabla 16** se muestran los valores de pH, la concentración de iones H^+ y la conductividad registrados para cada una de las concentraciones utilizadas.

Tabla 16. pH, iones H⁺ y conductividad del agua de mar sintética en contacto con ácido oleico

Concentración [M]	pH	Concentración de iones H ⁺	Conductividad [mS/cm]
0	7.34	4.57x10 ⁻⁸	51.6
0.005	6.92	1.20x10 ⁻⁷	49.1
0.01	6.96	1.09x10 ⁻⁷	51.1
0.03	6.19	6.4x10 ⁻⁷	51.3
0.05	6.35	4.4x10 ⁻⁷	51.4
0.07	5.86	1.3x10 ⁻⁶	51.1
0.1	5.99	1.02x10 ⁻⁶	51.9

Agua de formación sintética-ácido oleico

Se mide el pH y la conductividad inicial del agua de formación sintética, registrando un pH inicial de 7.69 y conductividad de 47.6 mS/cm. Posteriormente se prepararon las disoluciones de agua de formación sintética en contacto con ácido oleico a diferentes concentraciones y se monitorea el pH hasta ser estable. En la **Tabla 17** se muestran los valores de pH, la concentración de iones H⁺ y la conductividad registrados para cada una de las concentraciones utilizadas.

Tabla 17. pH, iones H⁺ y conductividad del agua de formación sintética en contacto con ácido oleico

Concentración [M]	pH	Concentración de iones H ⁺	Conductividad [mS/cm]
0	7.69	2.04x10 ⁻⁸	47.6
0.005	7.22	6x10 ⁻⁸	50.5
0.01	7.02	9.5x10 ⁻⁸	47.2
0.03	6.97	1.07x10 ⁻⁷	50.8
0.05	6.66	2.1x10 ⁻⁷	51.9
0.07	6.65	2.23x10 ⁻⁷	53.8
0.1	6.6	2.5x10 ⁻⁷	49.1

3.3.2 Medición de pH y conductividad de salmueras en contacto con ácido butírico

Al igual que el experimento anterior se ponen en contacto aguas de diferente fuerza iónica con ácido butírico a diferentes concentraciones, con el fin de observar el cambio de pH y de conductividad que promueve el ácido al disociarse.

Agua desionizada–Ácido butírico

Como primer parte se midió el pH inicial del agua desionizada, el cual fue de 7.85. Posteriormente se prepararon las disoluciones de agua desionizada en contacto con ácido butírico a diferentes concentraciones y se monitoreó el pH hasta ser estable. En la **Tabla 18** se muestran los valores de pH, la concentración de iones H⁺ y la conductividad registrados para cada una de las concentraciones utilizadas.

Tabla 18. pH, iones H⁺ y conductividad del agua desionizada en contacto con ácido butírico.

Concentración [M]	pH	Concentración de iones H ⁺	Conductividad [μS/cm]
0	7.85	1.41×10^{-8}	0.1
0.005	3.35	4.4×10^{-4}	201
0.01	3.24	5.7×10^{-4}	142.8
0.03	3.04	9.1×10^{-4}	269
0.05	2.92	1.2×10^{-3}	335
0.07	2.81	6.9×10^{-3}	390
0.1	2.69	7.7×10^{-3}	458

Agua de mar sintética–Ácido butírico

Se mide el pH y la conductividad inicial del agua de mar sintética, registrando un pH inicial de 7.34 y conductividad de 51.6 mS/cm. Posteriormente se prepararon las disoluciones de agua de mar sintética en contacto con ácido butírico a diferentes concentraciones y se monitorea el pH hasta ser estable. En la **Tabla 19** se muestran

los valores de pH, la concentración de iones H⁺ y la conductividad registrados para cada una de las concentraciones utilizadas.

Tabla 19. pH, iones H⁺ y conductividad del agua de mar sintética en contacto con ácido butírico.

Concentración [M]	pH	Concentración de iones H ⁺	Conductividad [mS/cm]
0	7.34	4.57x10 ⁻⁸	51.6
0.005	3.83	1.4x10 ⁻⁴	49.7
0.01	3.53	2.9x10 ⁻⁴	49.7
0.03	3.05	8.9x10 ⁻⁴	49.6
0.05	2.84	1.4x10 ⁻³	49.3
0.07	2.83	1.4x10 ⁻³	49.4
0.1	2.71	1.4x10 ⁻³	49.2

Agua de formación sintética-Ácido butírico

Se mide el pH y la conductividad inicial del agua de formación sintética, registrando un pH inicial de 7.69 y conductividad de 47.6 mS/cm. Posteriormente se prepararon las disoluciones de agua de formación sintética en contacto con ácido butírico a diferentes concentraciones y se monitorea el pH hasta ser estable. En la **Tabla 20** se muestran los valores de pH, la concentración de iones H⁺ y la conductividad registrados para cada una de las concentraciones utilizadas.

Tabla 20. pH, iones H⁺ y conductividad del agua de formación sintética en contacto con ácido butírico.

Concentración [M]	pH	Concentración de iones H ⁺	Conductividad [mS/cm]
0	7.69	2.04×10^{-8}	47.6
0.005	3.99	1×10^{-4}	49.2
0.01	3.68	2×10^{-4}	49.7
0.03	3.16	6.9×10^{-4}	49.6
0.05	2.96	1×10^{-3}	49.4
0.07	2.81	1.5×10^{-3}	49.3
0.1	2.67	2.1×10^{-3}	48.8

ETAPA 4. DETERMINACIÓN DE CMC.

3.4 Determinación de concentración micelar crítica del octanoato de sodio

Como parte de la determinación del coeficiente partición (log P), se realiza una curva de calibración (**Figura 19**). Utilizando el método de conductimetría se determina el valor de la concentración micelar crítica.

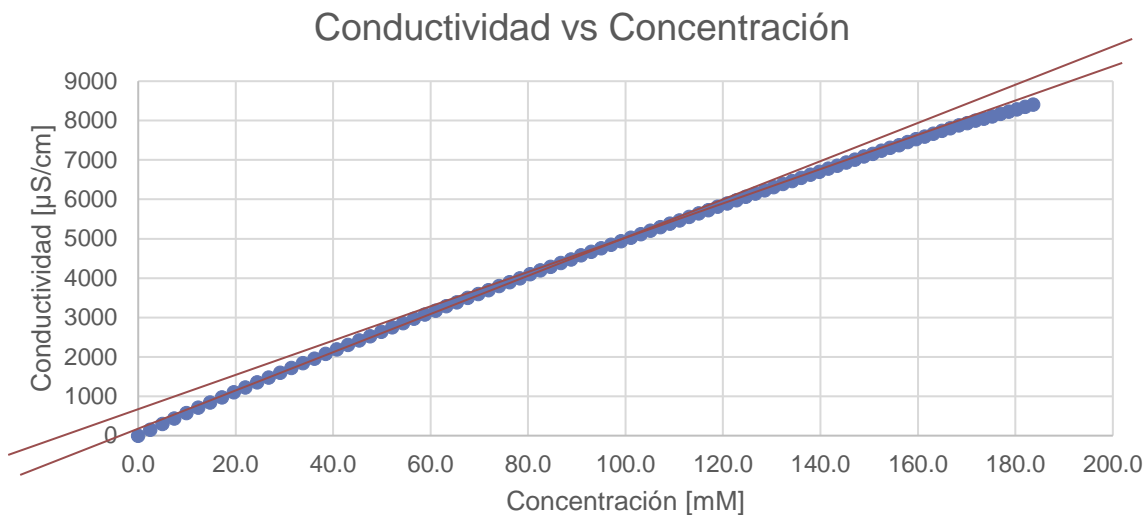


Figura 19. Curva de calibración del octanoato de sodio.

La CMC reportada en la literatura presenta un valor en un rango de 70 a 340 mM para el ácido octanoico. La curva realizada (**Figura 19**) presenta un cambio de pendiente dentro del rango antes mencionado, el cual representa el valor de la concentración micelar crítica del octanoato de sodio.

De la curva de calibración se obtienen dos pendientes. En la **Figura 20** se muestra el ajuste de la primera pendiente obtenida, mientras que en la **Figura 21** se muestra el ajuste de la segunda pendiente, en las cuales se muestran sus respectivas ecuaciones.

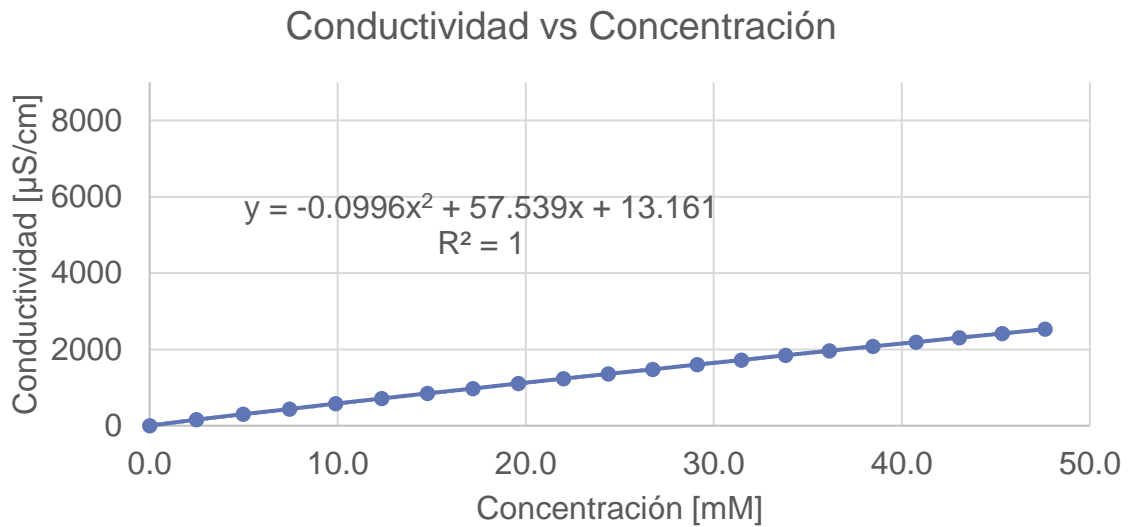


Figura 20. Ajuste de tendencia para la primera sección de la curva de calibración del octanoato de sodio.

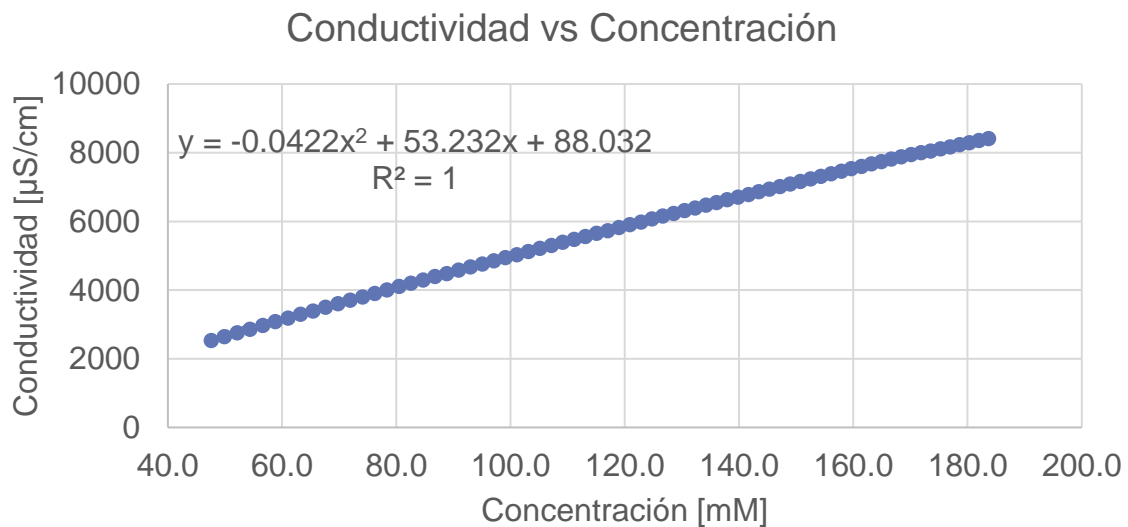


Figura 21. Ajuste de tendencia para la Segunda sección de la curva de calibración del octanoato de sodio.

ETAPA 5. CÁLCULO DE LOG P.

3.5 Determinación del coeficiente de partición del octanoato de sodio

Para determinar el coeficiente de partición del octanoato de sodio se realizó una disolución 0.1 M en agua desionizada, dicha disolución presenta un pH inicial de 6.56, y una conductividad de 5550 mS/cm.

Posteriormente, la disolución de octanoato de sodio se pone en contacto con octanol (simulación de fase oleosa) para la determinación del coeficiente de partición, donde se realiza el monitoreo de pH y conductividad (**Figura 22 y 23**).

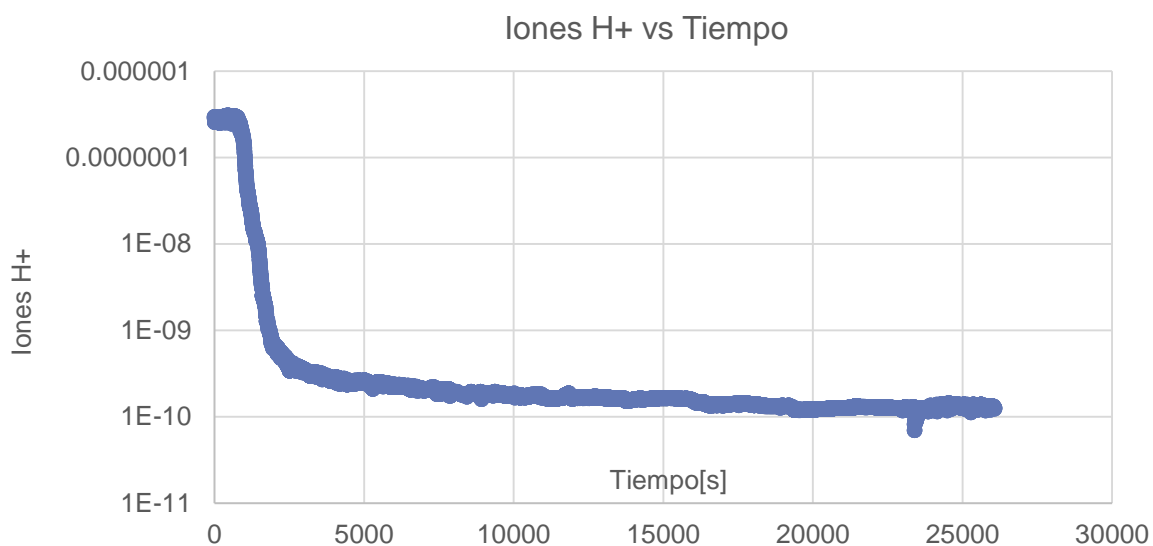


Figura 22. Concentración de iones H⁺ con respecto al tiempo de la disolución de octanoato de sodio en contacto con octanol.

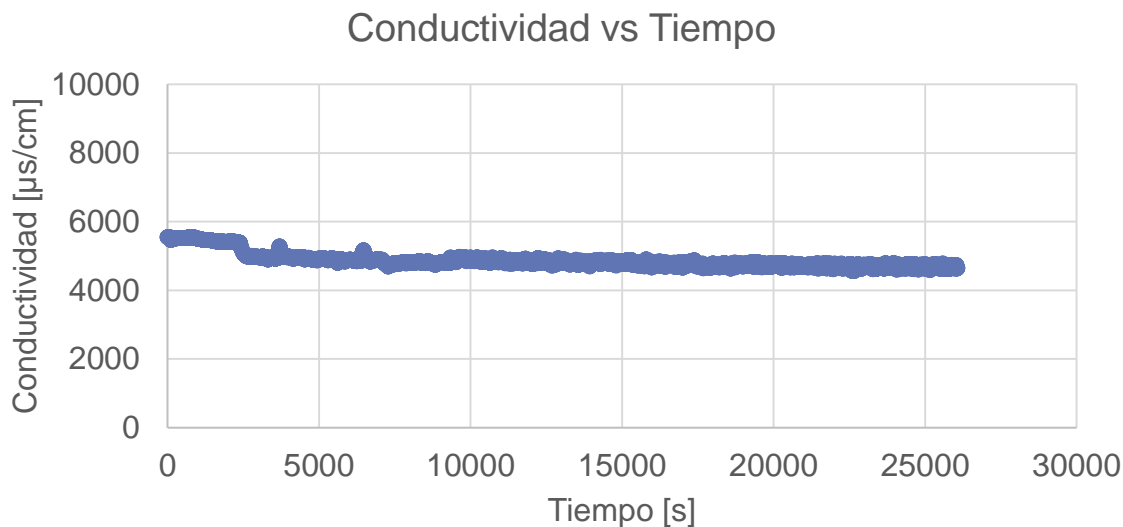


Figura 23. Registro de conductividad con respecto al tiempo de una disolución de octanoato de sodio en contacto con octanol.

Con los datos registrados de conductividad se obtiene un dato inicial y final. El dato final de la conductividad se obtiene haciendo un promedio de los últimos registros. Teniendo esto y la ecuación de la recta correspondiente, se procede a hacer los cálculos.

Conductividad inicial = 5,550 [µS/cm],

Ecuación de la recta:

$$y = -0.0996x^2 + 57.539x + 13.161... \quad (4)$$

Resolviendo la ecuación anterior se obtiene el valor de “x”

Siendo $y=5,550$ [µS/cm], por lo tanto, $x_1=84.95$ [mM] (concentración inicial)

Conductividad final = 4697.0573 [$\mu\text{S}/\text{cm}$]

Ecuación de la recta: $y = -0.0996x^2 + 57.539x + 13.161\dots$ (4)

Resolviendo la ecuación anterior se obtiene el valor de "x"

Siendo $y = 4697.0573$ [$\mu\text{S}/\text{cm}$], por lo tanto, $x_2 = 73.06$ [mM] (concentración de octanoato de sodio en agua)

Restando $x_1 - x_2 = 11.89$ [mM] (concentración de octanoato de sodio en Octanol)

Teniendo los datos de concentración de octanoato de sodio en agua y en la fase oleosa, se calcula el coeficiente de partición por medio de la ecuación 4.

$$\log P = \log_{10} * [O]/[W] \dots (5)$$

$\log P = -0.78$

ETAPA 4. DETERMINACIÓN DE CMC

3.6 Determinación de concentración micelar crítica del butirato de sodio

Como parte de la determinación del coeficiente partición ($\log P$) del butirato de sodio, se realiza una curva de calibración (**Figura 24**). Utilizando el método de conductimetría se determina el valor de la concentración micelar crítica.

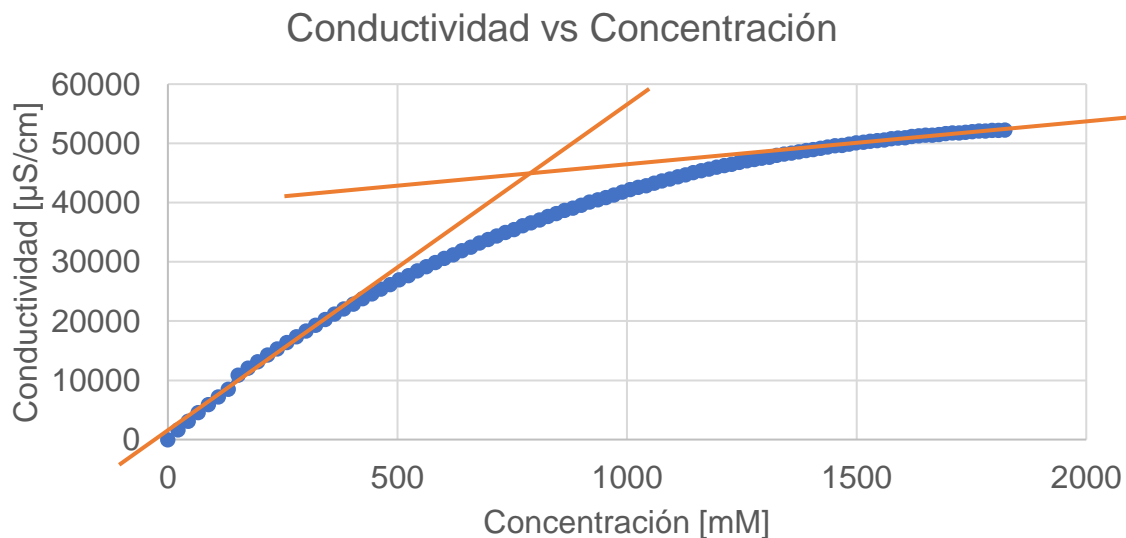


Figura 24. Curva de calibración del butirato de sodio.

De la curva de calibración se obtienen dos pendientes. En la **Figura 25** se muestra el ajuste de la primer pendiente obtenida, mientras que en la **Figura 26** se muestra el ajuste de la segunda pendiente, en las cuales se muestran sus respectivas ecuaciones.

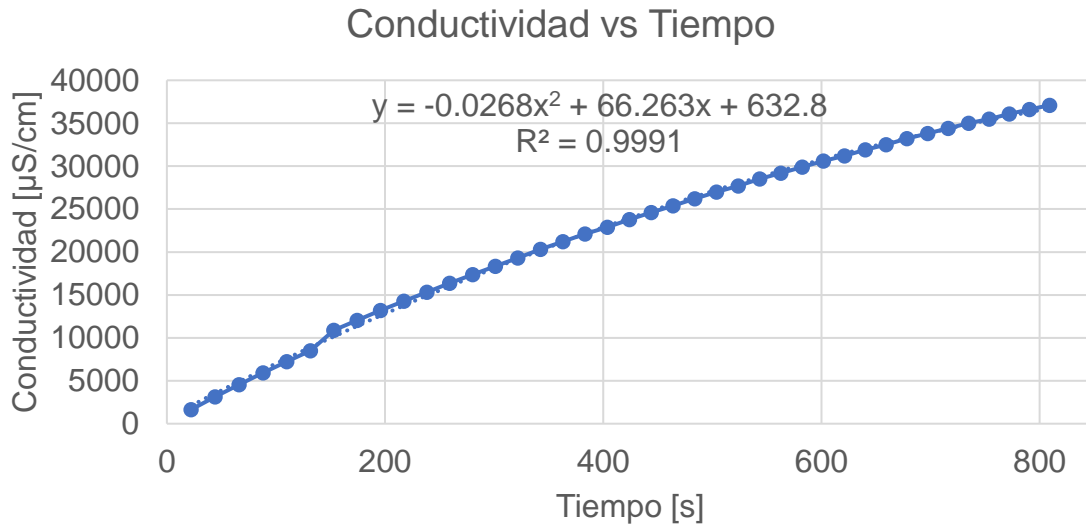


Figura 25. Ajuste de tendencia para la primera sección de la curva de calibración del butirato de sodio.

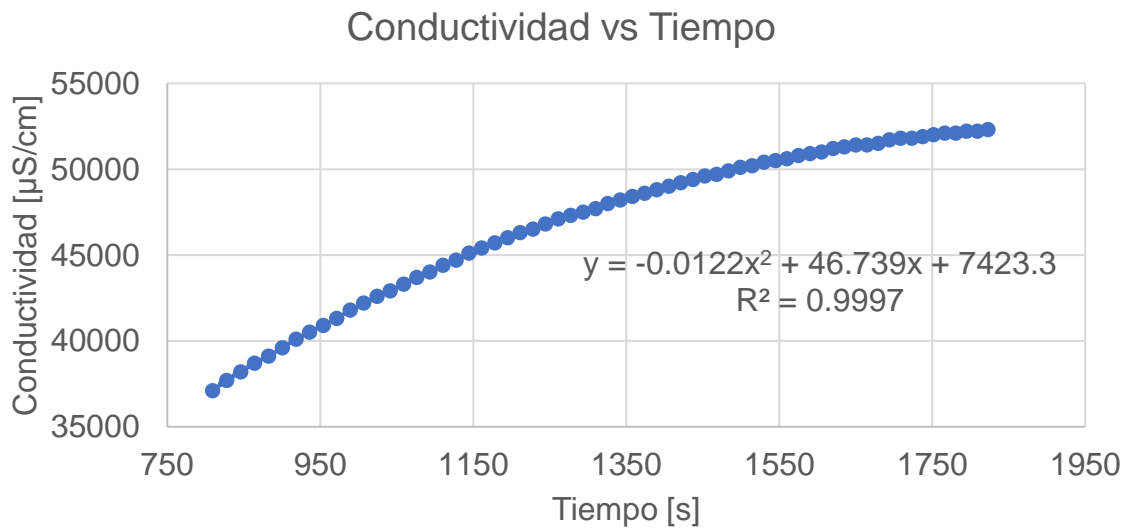


Figura 26. Ajuste de tendencia para la Segunda sección de la curva de calibración del butirato de sodio.

ETAPA 5. CÁLCULO DE LOG P.

3.7 Determinación del coeficiente de partición del butirato de sodio

Para determinar el coeficiente de partición del butirato de sodio se realizó una disolución 0.1 M de la sal en agua desionizada, se midió el pH y la conductividad inicial el cual es de 8.75 y 6660 $\mu\text{S}/\text{cm}$ respectivamente.

Posteriormente, la disolución de butirato de sodio se pone en contacto con octanol (simulación de fase oleosa) para la determinación del coeficiente de partición, donde se realiza el monitoreo de pH y conductividad (**Figura 27 y 28**).

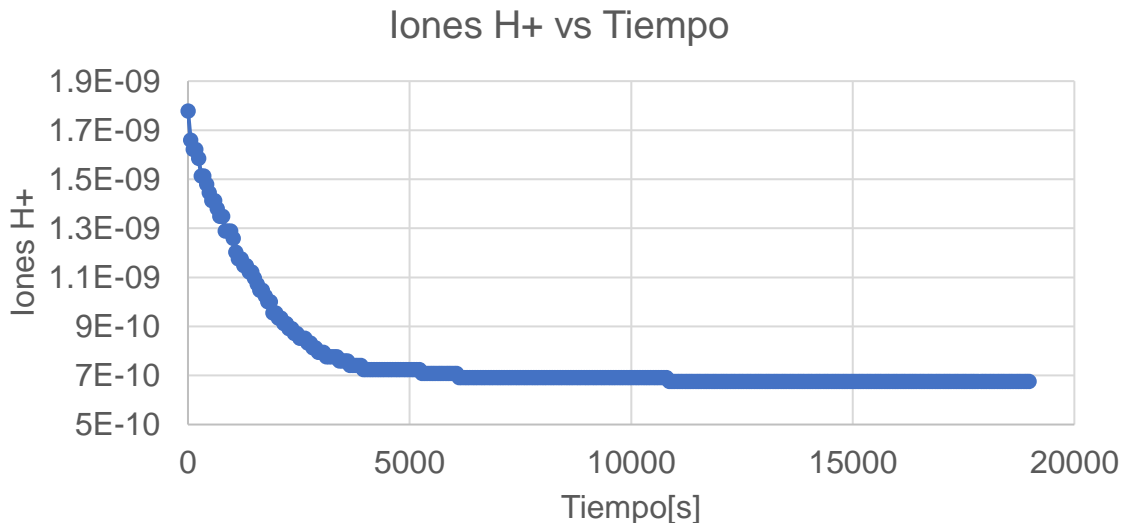


Figura 27. Concentración de iones H^+ con respecto al tiempo de la disolución de butirato de sodio en contacto con octanol.

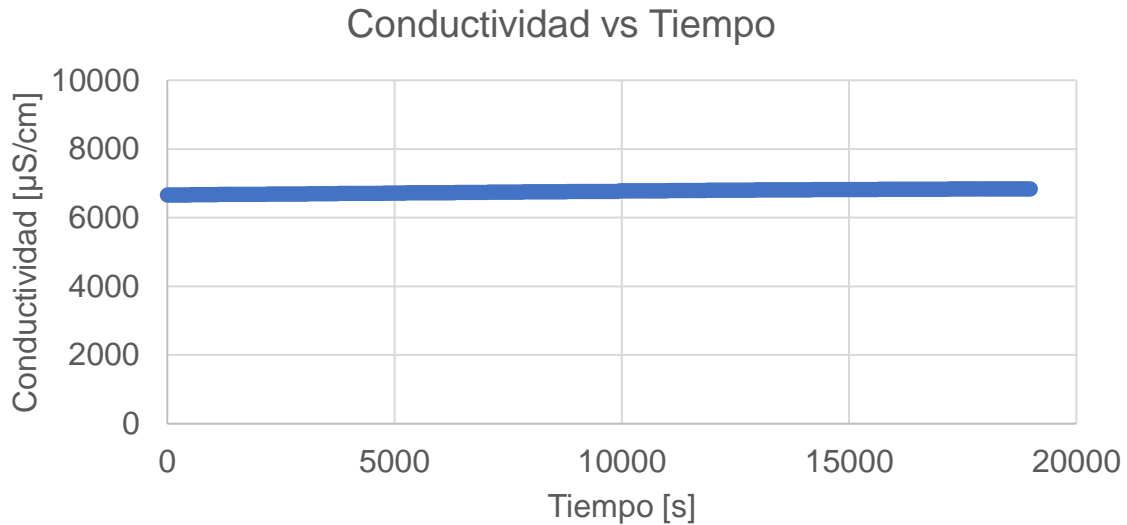


Figura 28. Registro de conductividad con respecto al tiempo de la disolución de butirato de sodio en contacto con octanol.

Con los datos registrados de conductividad se obtiene un dato inicial y final. El dato final de la conductividad se obtiene haciendo un promedio de los últimos registros. Teniendo esto y la ecuación de la recta correspondiente, se procede a hacer los cálculos.

Conductividad inicial = 6660 [μS/cm]

Ecuación de la recta:

$$y = -0.0268x^2 + 66.263x + 632.8 \dots (6)$$

Resolviendo la ecuación anterior se obtiene el valor de “x”

Siendo $y = 6660$ [μS/cm], por lo tanto, $x_1 = 2918.06$ [mM] (concentración inicial)

Conductividad final = 6840 [$\mu\text{S}/\text{cm}$]

Ecuación de la recta:

$$y = -0.0268x^2 + 66.263x + 632.8 \dots (6)$$

Resolviendo la ecuación anterior se obtiene el valor de "x"

Siendo $y = 6840$ [$\mu\text{S}/\text{cm}$], por lo tanto, $x_2 = 2915.16$ [mM] (concentración de butirato de sodio en agua)

Restando $x_1 - x_2 = 2.9$ [mM] (concentración de butirato de sodio en Octanol)

Con los datos de concentración de butirato de sodio en agua y en la fase oleosa, se calcula el coeficiente de partición por medio de la ecuación 4.

$$\log P = \log_{10} * [O]/[W] \dots (4)$$

$\log P = -3.0$

ETAPA 6. ÁNGULO DE CONTACTO ROCA-TETRADECANO.

3.8 Ángulo de contacto roca-tetradecano

La mojabilidad, así como el ángulo de contacto son una parte esencial para este trabajo, por lo que en este experimento se evaluó la posibilidad de medir ángulo de contacto del tetradecano con el fin de utilizarlo como un sustituto del aceite en las siguientes pruebas.

Se utilizó roca estándar Edward Brown debido a su composición similar a la de un yacimiento carbonatado, el cual es el tipo de yacimiento de investigación en este trabajo.

Posteriormente se inyectó la gota de tetradecano en la roca, y debido a su condición estándar se tuvo una mojabilidad total hacia el agua, por lo tanto, la gota de tetradecano no se adhirió a la roca como se muestra en las siguiente **Figura 29**.



Figura 29. Mojabilidad de la gota de tetradecano. En una roca Edwar Brown estándar, donde se observa la mojabilidad total al agua, ya que no es posible colocar la gota de tetradecano.

Observando que la roca es totalmente mojable al agua, se añejó con laurato de sodio a una concentración de 0.05%w durante 3 días, lo cual provoca un cambio en la mojabilidad, pasando de ser mojable al agua a ser mojable por aceite. Se inyectó nuevamente la gota de tetradecano la cual fue absorbida por la roca, dando un ángulo de 180°, es decir, totalmente mojable al aceite.

ETAPA 7. ÁNGULO DE CONTACTO ROCA-DISOLUCIONES DE ÁCIDO BUTÍRICO.

3.9 Ángulo de contacto con disoluciones de ácido butírico











El ácido butírico presenta una afinidad a permanecer en la fase acuosa como se muestra en la **Figura 10**, por esto se tiene como propósito observar si el ácido posee la capacidad de promover un cambio en la mojabilidad de la roca por medio de la acidificación de la fase continua y así disolver parte de la superficie de la roca.

Se tomaron 10 muestras de roca estándar Edward Brown y fueron añejadas en laurato de sodio a una concentración de 0.05%w para cambiar su mojabilidad hacia la fase oleosa, esto con el fin de simular el comportamiento del aceite en un yacimiento carbonatado, se midió el ángulo de contacto inicial de la roca y se observó un cambio en su mojabilidad hacia la fase oleosa. Posteriormente, las muestras de roca fueron añejadas en disoluciones con diferente concentración de ácido butírico para obtener un ángulo de contacto final. Los resultados se muestran la **Tabla 21**.

Tabla 21. Ángulo de contacto inicial y final de las disoluciones de ácido butírico.

	Placa	M318-1	M318-2	M318-3	M318-4	M318-5
Etapa 1						
Añejamiento de la roca en carboxilato o aceite						
	Carb/Aceite	Laurato de sodio 0.05 %w				
	Temperatura (°C)	24				
	Tiempo (días)	6				
	Placa	M318-1	M318-2	M318-3	M318-4	M318-5
Etapa 2						
Medición de ángulo de contacto						
	Aceite	Tetradecano				
	Agua	Agua estabilizada				
	Tiempo					
Inicial	Ángulo	180	32.7	128	135	48
	Mojabilidad	O	W	O	O	W
	Imagen					
Etapa 3						
Añejamiento en solución de ácido butírico						
	Concentración [M]	0.025	0.05	0.1	0.25	0.5
	Temperatura (°C)	24				
	Tiempo (días)	4				
	Placa	M318-1	M318-2	M318-3	M318-4	M318-5
Etapa 4						
Medición de ángulo de contacto						
	Aceite	Tetradecano				
	Agua	Agua estabilizada				
	Temperatura (°C)	24				
Final	Ángulo	55.9	0	27.4	127.1	35.9
	Mojabilidad	W	W	W	O	W
	Imagen					

Tabla 21. Ángulo de contacto inicial y final de las disoluciones de ácido butírico (Continuación).

	Placa	M318-6	M318-7	M318-8	M318-9	M318-10
Etapa 1						
Añejamiento de la roca en carboxilato o aceite						
	Carb/Aceite	Laurato de sodio 0.05%w				
	Temperatura (°C)					
	Tiempo (días)					
	Placa	M318-6	M318-7	M318-8	M318-9	M318-10
Etapa 2						
Medición de ángulo de contacto						
	Aceite	Tetradecano				
	Agua	Agua estabilizada				
	Tiempo					
Inicial	Ángulo	65	89.2	0	115.6	180
	Mojabilidad	W	I	W	I	O
	Imagen					
Etapa 3						
Añejamiento en solución de ácido butírico						
	Concentración [M]	1	2	3	4	5
	Temperatura (°C)	24				
	Tiempo (días)	4				
	Placa	M318-6	M318-7	M318-8	M318-9	M318-10
Etapa 4						
Medición de ángulo de contacto						
	Aceite	Tetradecano				
	Agua	Agua estabilizada				
	Temperatura (°C)	24				
Final	Ángulo	0	55.5	0	0	49.9
	Mojabilidad	W	W	W	W	W
	Imagen					

ETAPA 8. EFECTO DE IONES Ca^{2+} Y Mg^{2+} EN CONTACTO CON OCTANOL.

3.10 Octanol en contacto con disoluciones de ácido butírico en cloruro de calcio y magnesio.

Realizando el análisis de las aguas utilizadas y los resultados de los experimentos del punto 3.3, se observa que teniendo una mayor cantidad de iones Ca^{2+} y Mg^{2+} se impide la migración de los ácidos a la fase acuosa. por esta razón se propuso realizar los siguientes experimentos:

Se prepararon disoluciones de cloruro de calcio y cloruro de magnesio a diferentes concentraciones, a estas disoluciones se les adiciono ácido butírico hasta llegar a una concentración de 0.1 M, se pone en contacto con una fase oleosa y se realizó el monitoreo de pH hasta que este se mantuviera constante.

3.10.1 Octanol en contacto con disoluciones de cloruro de magnesio y ácido butírico.

En esta primera prueba se realizaron disoluciones a diferentes concentraciones de $MgCl_2$. En **Tabla 22** se muestra el registro de pH para cada una de estas disoluciones.

Tabla 22. pH y iones H^+ de disoluciones de $MgCl_2$ + agua desionizada.

Concentración de disolución $MgCl_2$	pH	Concentración de iones H^+
1 kppm	5.86	1.3×10^{-6}
2.5 kppm	6.19	6.4×10^{-7}
5 kppm	6.05	8.9×10^{-7}
10 kppm	5.94	1.14×10^{-6}

A estas disoluciones de $MgCl_2$ se les adiciono ácido butírico hasta alcanzar una concentración 0.1 M y se registró el pH (**Tabla 23**).

Tabla 23. pH y iones H^+ de disoluciones de $MgCl_2$ + ácido butírico 0.1 M

Concentración de disolución $MgCl_2$ + ácido butírico 0.1M	pH	Concentración de iones H^+
1 kppm	2.77	1.69×10^{-3}
2.5 kppm	2.76	1.7×10^{-3}
5 kppm	2.79	1.62×10^{-3}
10 kppm	2.74	1.8×10^{-3}

Las disoluciones de $MgCl_2$ se ponen en contacto con Octanol y se registra el pH y la concentración de iones H^+ hasta permanecer constante (**Figura 30**).

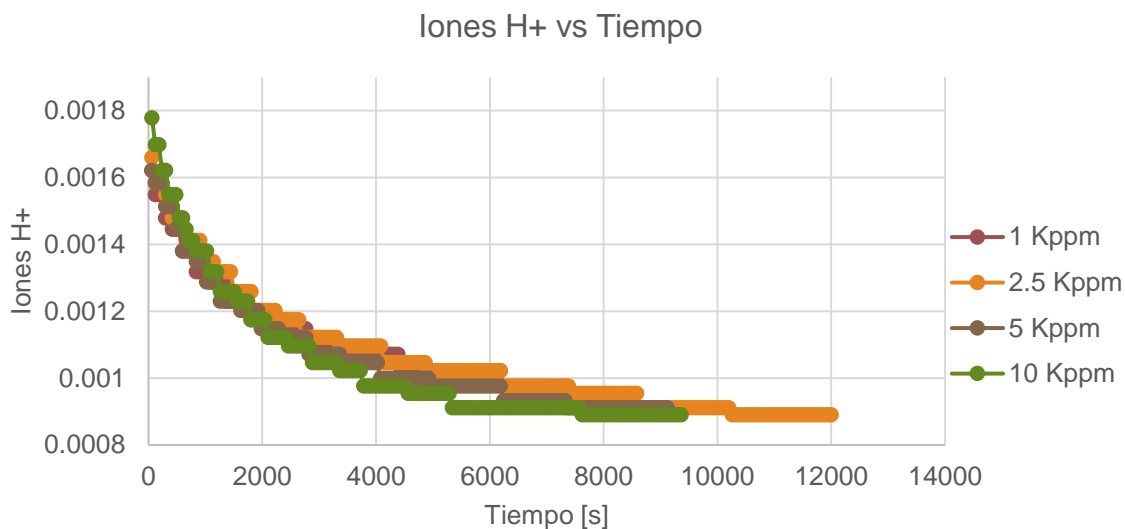


Figura 30. Concentración de iones H⁺ de disoluciones de ácido butírico al 0.1 M en MgCl₂ en contacto con Octanol.

Analizando el registro de pH inicial y final podemos observar el desplazamiento del ácido hacia la fase oleosa provocado por ion Mg²⁺ (**Tabla 24**).

Tabla 24. pH y iones H⁺ iniciales y finales de disoluciones de MgCl₂.

Concentración	butírico + MgCl ₂ (Inicial)		butírico + MgCl ₂ + Octanol (Final)	
	pH	iones H ⁺	pH	iones H ⁺
1 kppm	2.77	1.69x10 ⁻³	2.99	1.02x10 ⁻³
2.5 kppm	2.76	1.7x10 ⁻³	3.05	8.91x10 ⁻⁴
5 kppm	2.79	1.62x10 ⁻³	3.04	9.1x10 ⁻⁴
10 kppm	2.74	1.8x10 ⁻³	3.05	8.91x10 ⁻⁴

3.10.2 Octanol en contacto con disolución de cloruro de calcio y ácido butírico

Se realizaron disoluciones de diferentes concentraciones de CaCl₂, en donde se registró el pH para cada una de las disoluciones (**Tabla 25**).

Tabla 25. pH y iones H⁺ de disoluciones de CaCl₂ + agua desionizada.

Concentración de disolución CaCl ₂	pH	Concentración de iones H ⁺
pH disolución 1kppm	7.36	4.36x10 ⁻⁸
pH disolución 2.5kppm	8.83	1.47x10 ⁻⁹
pH disolución 5kppm	9.23	5.88x10 ⁻¹⁰
pH disolución 10kppm	9.77	1.69x10 ⁻¹⁰

A estas disoluciones de CaCl₂ se les adiciono ácido butírico hasta alcanzar una concentración 0.1 M y se registró el pH (**Tabla 26**).

Tabla 26. pH y iones H⁺ de disoluciones de CaCl₂ + ácido butírico 0.1 M

Concentración de disolución CaCl ₂ + ácido butírico 0.1M	pH	Concentración de iones H ⁺
1 kppm	2.80	1.58x10 ⁻³
2.5 kppm	2.79	1.62x10 ⁻³
5 kppm	2.82	1.51x10 ⁻³
10 kppm	2.84	1.44x10 ⁻³

Las disoluciones de CaCl₂ se ponen en contacto con Octanol. Se registra el pH y la concentración de iones H⁺ hasta permanecer constante (**Figura 31**).



Figura 31. Concentración de iones H⁺ de disoluciones de ácido butírico al 0.1 M en CaCl₂ en contacto con Octanol.

Analizando el registro de pH inicial y final podemos observar el desplazamiento del ácido hacia la fase oleosa provocado por ion Ca²⁺ (**Tabla 27**).

Tabla 27. pH y iones H⁺ iniciales y finales de disoluciones de CaCl₂.

Concentración	butírico + CaCl ₂ (Inicial)		butírico + CaCl ₂ + Octanol (Final)	
	pH	Iones H ⁺	pH	Iones H ⁺
1 kppm	2.80	1.58x10 ⁻³	3.03	9.33x10 ⁻⁴
2.5 kppm	2.79	1.62x10 ⁻³	2.87	1.34x10 ⁻³
5 kppm	2.82	1.51x10 ⁻³	3.17	6.76x10 ⁻⁴
10 kppm	2.84	1.44x10 ⁻³	3.27	5.37x10 ⁻⁴

ETAPA 9. EFECTO DE SALMUERAS EN CONTACTO CON OCTANOL.

3.11 Octanol en contacto con disolución de ácido butírico en salmueras.

Analizando los resultados del punto 3.10 se observa que el Ca^{2+} desplaza mayor cantidad de ácido a la fase oleosa en comparación con el Mg^{2+} . Las salmueras caracterizadas contienen estos iones en diferente cantidad, por lo que se analizó el efecto que provocan al estar en contacto con ácido butírico y Octanol.

Para estos experimentos se realiza una disolución de ácido butírico hasta alcanzar una concentración 0.1 M en cada salmuera y se registra un pH inicial. Posteriormente, esta disolución se pone en contacto con Octanol y se monitorea el pH y la concentración de iones H^+ hasta que este permanezca constante, obteniendo así un pH final (**Figura 32**).

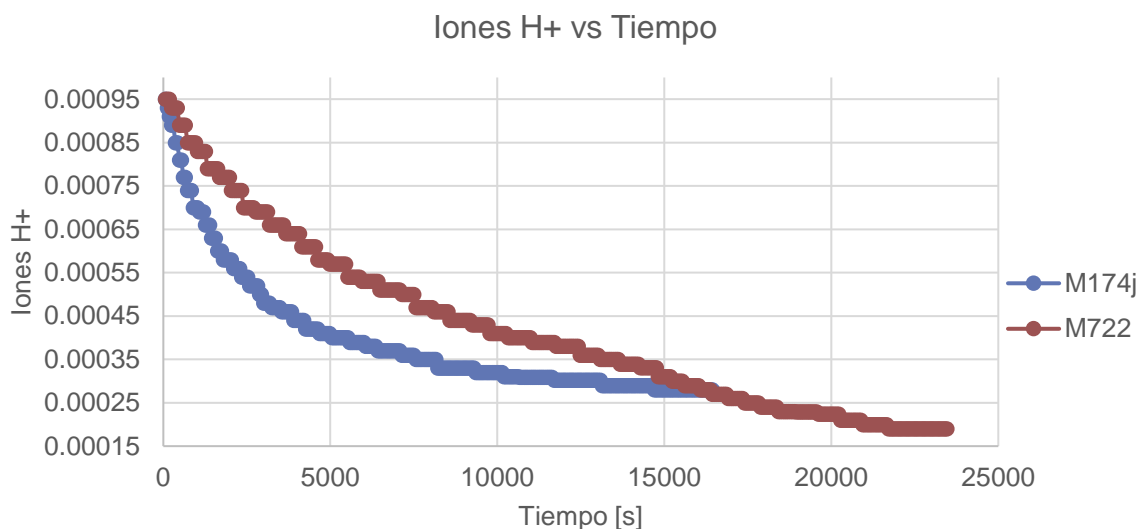


Figura 32. Concentración de iones H^+ de disoluciones de ácido butírico al 0.1 M en salmueras caracterizadas en contacto con Octanol.

3.12 Octanol en contacto con disolución de ácido butírico en salmueras diluidas al 10%.

Para el diseño de un agua inteligente se realizó una dilución con agua desionizada de las salmueras, teniendo una relación 90/10. A esta dilución se le agregó ácido butírico hasta alcanzar una concentración 0.1 M, posteriormente se ponen en contacto con Octanol y se monitoreó el pH y la concentración de iones H^+ hasta permanecer constante (**Figura 33**).

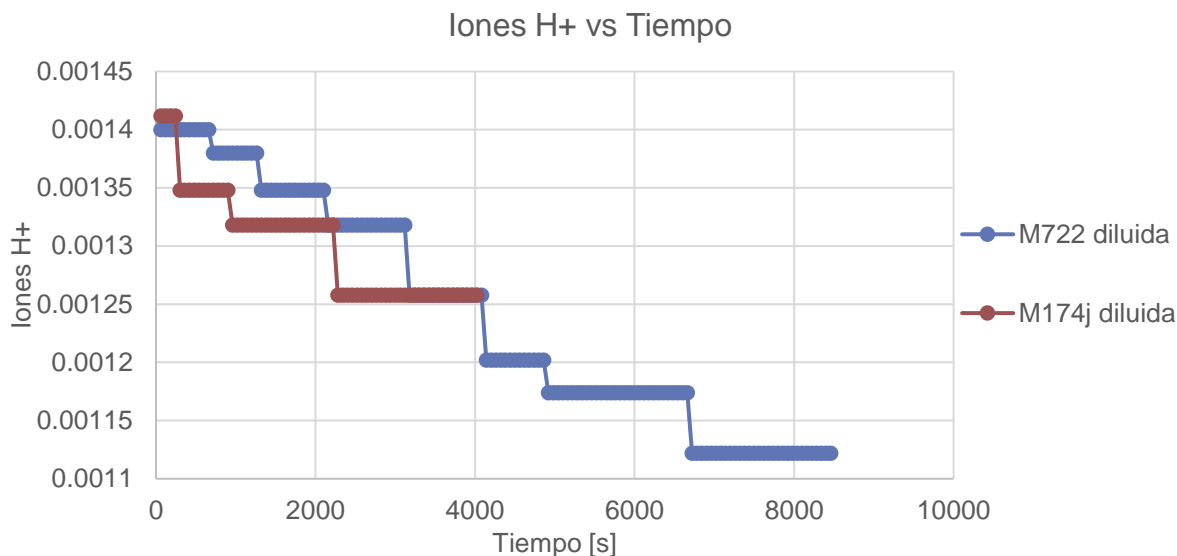


Figura 33. Concentración de iones H^+ de disoluciones de ácido butírico al 0.1 M en salmueras diluidas en contacto con Octanol.

La **Figura 34** muestra una comparación entre las salmueras M174j y M722 antes y después de diluirlas al 10% de los iones totales.

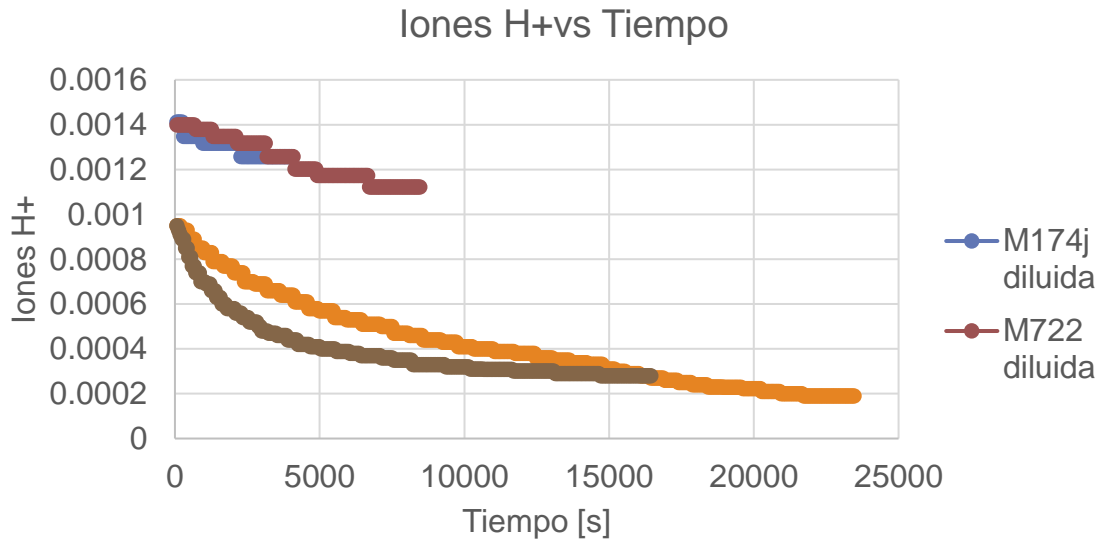


Figura 34. Comparación de iones H⁺ de salmueras antes y después de diluirlas al 10% de los iones totales.

3.13 Octanol en contacto con agua de formación sintética preparada al 10% de los iones calcio y magnesio con ácido butírico

Para obtener una comparación de resultados entre un agua diluida al 10%, se prepara una salmuera que contenga el 10% de los iones Ca²⁺ y Mg²⁺. Esta salmuera preparada se pone en contacto con Octanol y se registra el pH y la concentración de iones H⁺ hasta que este permanezca constante (**Figura 35**).

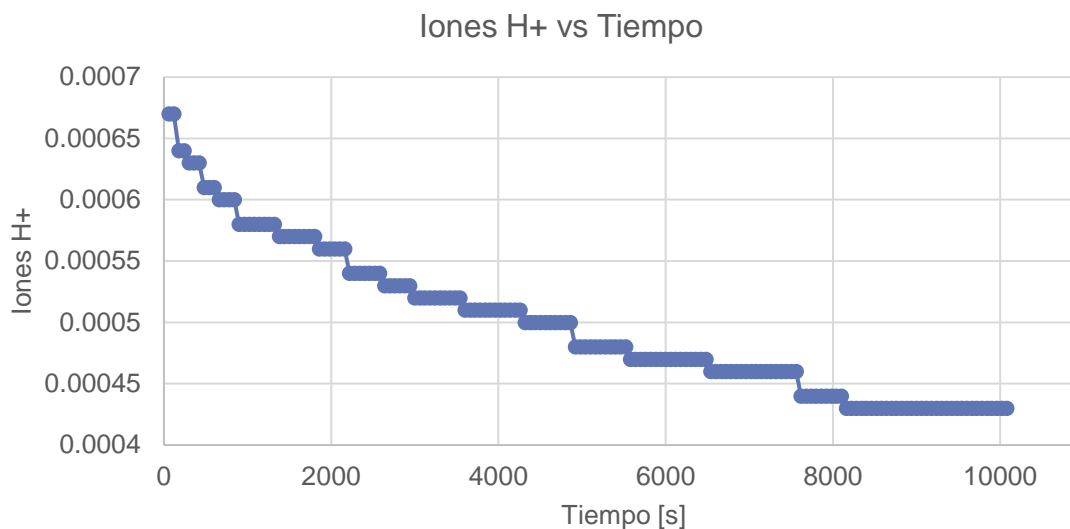


Figura 35. Concentración de iones H⁺ de una disolución de ácido butírico al 0.1M en agua de mar sintética preparada al 10% de los iones Ca²⁺ y Mg²⁺ en contacto con Octanol.

Características de algunos iones presentes en las salmueras

En la **Tabla 28** se muestran características de iones Ca²⁺, Mg²⁺, Na⁺ y Cl⁻ contenidos en las salmueras utilizadas, donde se observa que el magnesio tiene un índice de solvatación mayor, el calcio presenta el radio atómico más grande, mientras el Cl posee mayor energía de ionización y radio iónico.

Tabla 28. Características de los iones.

	Índice de solvatación	Energía de ionización (KJ/mol)	Radio atómico (^a /Å)	Radio iónico (^b /Å)
Ca ²⁺	13±2	589	1.97	1
Mg ²⁺	15±2	736	1.6	0.72
Na ⁺	5	496	1.9	0.95
Cl ⁻	1	1251	1.75	1.81

ETAPA 10. DISEÑO DE AGUA INTELIGENTE.

3.14 Octanol + M174j (Variando composición iónica) + Ácido butírico

Debido a que el agua de mar sintética contiene una menor cantidad de Ca^{2+} se realizaron modificaciones en la composición iónica mediante diferentes métodos con la finalidad de disminuir los iones y analizar el efecto que tiene el ácido al contacto con estas. En la **Tabla 29** se muestra la composición iónica de las salmueras utilizadas.

Tabla 29. Comparación de iones de salmuera M174j variando la composición iónica.

Iones (mg/L)	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+	Cl^-	CO_3^-	HCO_3^-	SO_4^-
M174j diluida	40	97	700	1,478	0	14	487
M174j destilada	0	0	5	34	0	2	0
M174j tratada pH ajustado	20	223	6,097	22,815	0	4,555	3,943
M174j tratada sin ajuste de pH	40	243	6,266	22,215	280	0	4,570

Se realizaron disoluciones de ácido butírico al 0.1M en cada una de las salmueras modificadas. Posteriormente fueron puestas en contacto con Octanol y se registró el pH y la concentración de iones H^+ hasta permanecer constante (**Figura 36**).

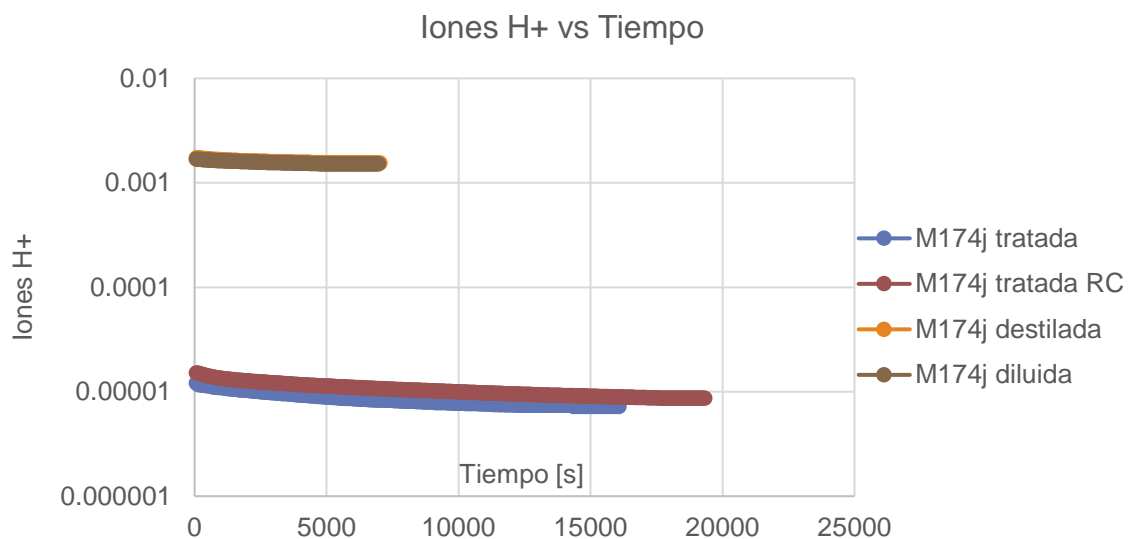


Figura 36. Concentración de iones H^+ de una disolución de ácido butírico al 0.1M en salmueras modificadas iónicamente en contacto con Octanol.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Selección de ácidos carboxílicos

Para el desarrollo del trabajo se seleccionaron dos ácidos carboxílicos: ácido butírico ya que es un ácido de cadena corta presentando una afinidad hacia la fase acuosa, y ácido oleico por ser una cadena de mayor tamaño y presentar afinidad hacia la fase oleosa.

ETAPA 3. MEDICIÓN DE pH Y CONDUCTIVIDAD.

Medición de pH y conductividad de salmueras en contacto con ácidos carboxílicos

Observando los resultados del punto 3.3, los registros de pH muestran que el ácido butírico permanece en la fase acuosa, por el contrario, el ácido oleico no presenta una disminución considerable con respecto al pH inicial de la muestra, lo que significa que al no tener una fase oleosa a la cual migrar, este ácido permanece en la interfase evitando la disminución del pH. En las siguientes Figuras se muestra una comparación de resultados de la concentración de iones H^+ y de conductividad para cada ácido carboxílico.

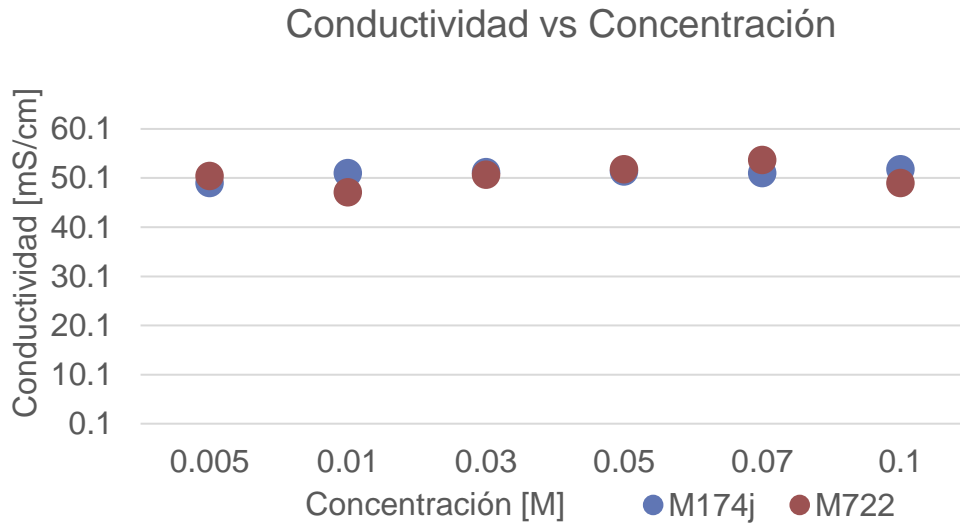


Figura 37. Comparación de resultados de los registros de conductividad mostradas por las salmueras caracterizadas en contacto con ácido oleico.

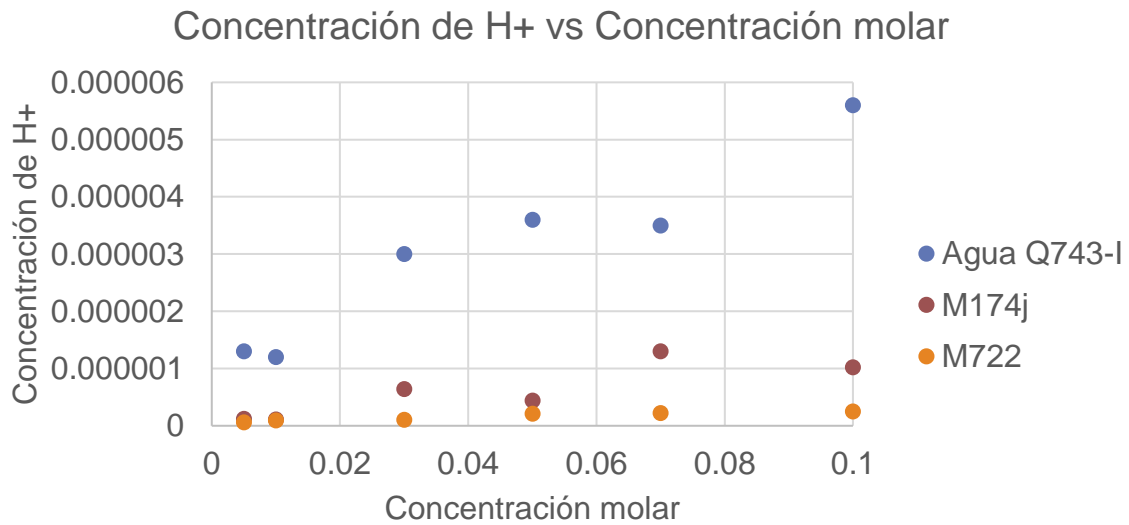


Figura 38. Comparación de resultados de la concentración de iones H⁺ mostrados por las salmueras caracterizadas en contacto con ácido oleico.

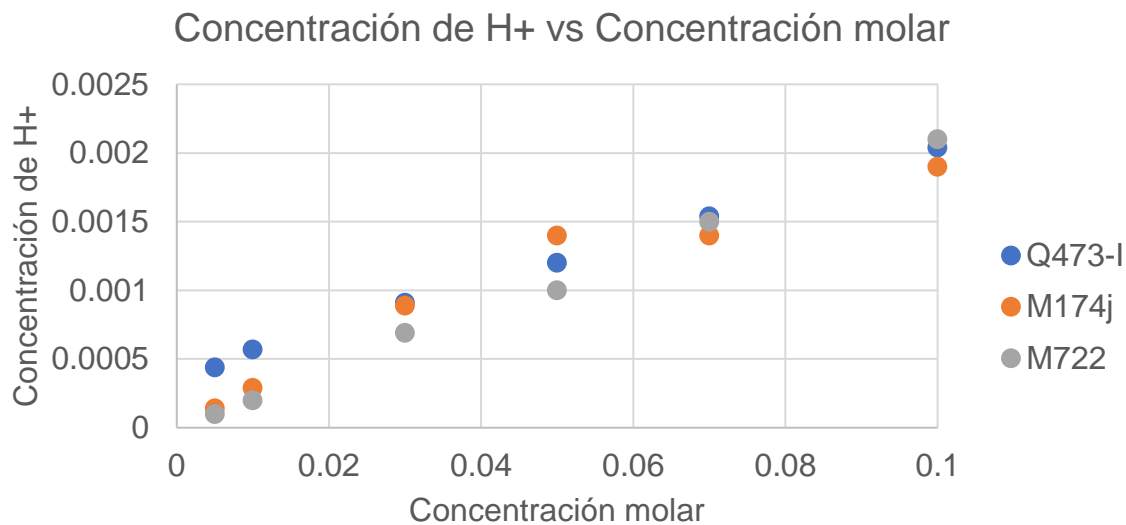


Figura 39. Comparación de resultados de la concentración de iones H⁺ mostrados por las salmueras caracterizadas en contacto con ácido butírico.

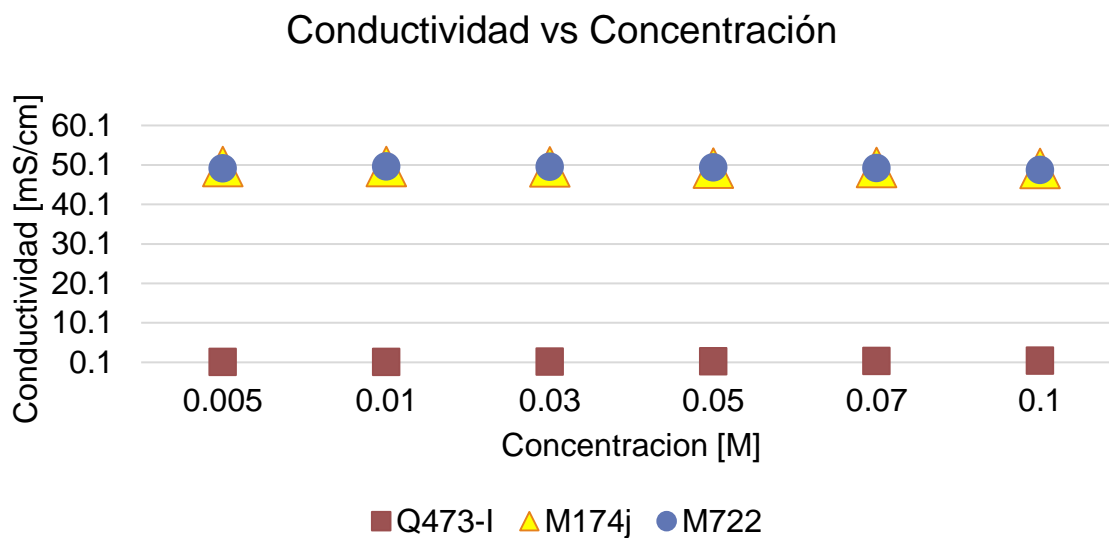


Figura 40. Comparación de resultados de los registros de conductividad mostradas por las salmueras caracterizadas en contacto con ácido butírico.

Analizando estos resultados, se observa que cada salmuera tiene un impacto diferente al contacto con el ácido oleico, ya que el agua de formación sintética retiene mayor parte del ácido en la interfase provocando menor disminución del pH en comparación con el agua de mar sintética, la cual permite una mayor disminución de este.

Con el ácido butírico se observa que la salinidad del medio no impacta de la misma forma que con el ácido oleico, ya que la disminución del pH en las salmueras utilizadas es similar.

ETAPA 5. CÁLCULO DE LOG P

Determinación del coeficiente de partición del octanoato de sodio.

Para el octanoato de sodio y de acuerdo con los resultados obtenidos, a un pH de 9.9 se obtuvo un coeficiente de partición de -0.78, el cual es similar al reportado en la base de datos ^[21] (-0.802) al mismo pH.

En la **Tabla 30** se muestran los resultados obtenidos en el cálculo del coeficiente de partición.

Tabla 30. Resultados de log P del sistema Octanol-disolución de octanoato de sodio en agua.

Concentración inicial (mM)	84.95
Concentración de octanoato de sodio en agua (mM)	73.06
Concentración de octanoato de sodio en Octanol (mM)	11.89
log P a pH de 9.9	-0.78
log P de literatura a pH de 9.9	-0.802

La curva de calibración realizada en el punto 3.4 (**Figura 19**) puede ser utilizada para determinar la concentración de octanoato de sodio a un pH y conductividad establecida que se encuentre dentro del rango de dicha curva.

Determinación del coeficiente de partición del butirato de sodio

Para butirato de sodio y de acuerdo con los resultados obtenidos, a un pH de 9.17 se obtuvo un coeficiente de partición de -3.0, el cual es similar al reportado en la base de datos ^[21] (-2.7) al mismo pH (**Tabla 31**).

Tabla 31. Resultados de log P del sistema Octanol- disolución de butirato de sodio.

Concentración inicial (mM)	2918.06
Concentración de ácido butírico en Agua (mM)	2915.16
Concentración de ácido butírico en Octanol (mM)	2.9
log P a pH de 9.17	-3.0
log P de literatura a pH de 9.17	-2.7

La curva de calibración realizada en el punto 3.6 (**Figura 24**) puede ser utilizada para determinar la concentración de butirato de sodio a un pH y conductividad establecida que se encuentre dentro del rango de dicha curva.

ETAPA 6. ÁNGULO DE CONTACTO ROCA-TETRADECANO.

Ángulo de contacto roca-tetradecano.

Se seleccionó al tetradecano como un sustituto del aceite para un sistema ideal. Por lo que en el punto 3.8 se realizó la medición de ángulo de contacto roca-tetradecano la cual presento mojabilidad total hacia el agua por lo que fue necesario añejar en

laurato de sodio a una concentración de 0.05%w para promover un cambio de mojabilidad hacia la fase oleosa.

De acuerdo a los resultados el tetradecano fue utilizado como un sustituto del aceite dado que la gota responde al cambio de mojabilidad al ser añejado en laurato de sodio.

ETAPA 7. ÁNGULO DE CONTACTO ROCA-DISOLUCIONES DE ÁCIDO BUTÍRICO.

Ángulo de contacto con disoluciones de ácido butírico.

En el punto 3.9 se promueve un cambio de mojabilidad de una muestra de roca con mojabilidad inicial hacia la fase oleosa por medio de una disolución de ácido butírico. En la **Figura 41** se muestran los ángulos de contacto inicial y final, mientras que en la **Tabla 32** se muestra una diferencia de los ángulos registrados y la mojabilidad que presentan las muestras de roca.

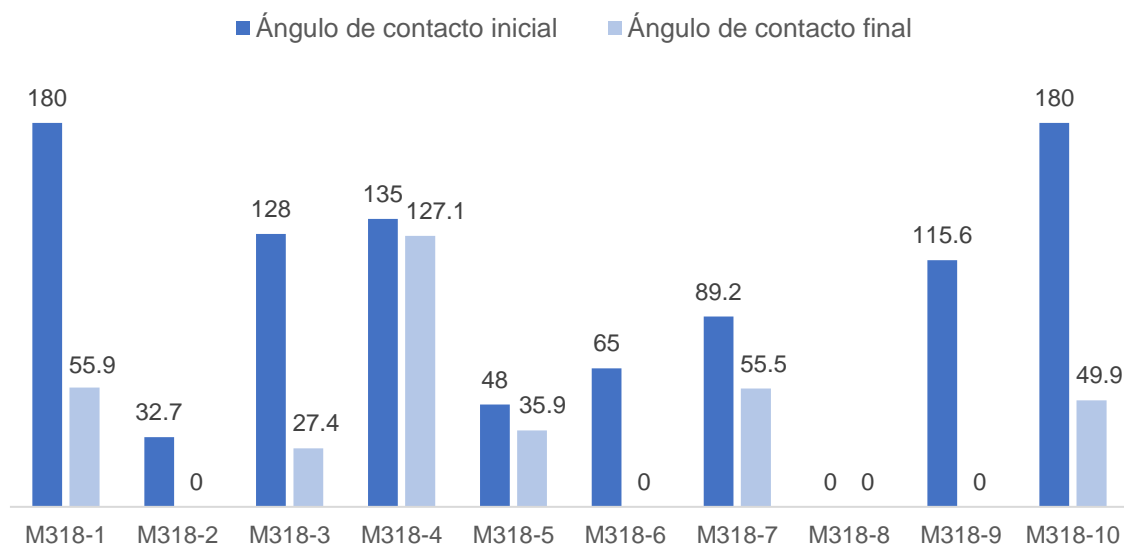


Figura 41. Ángulo de contacto inicial y final de muestras de roca.

Nota: Cero= Totalmente mojable al agua, no se adhirió la roca.

Tabla 32. Comparación de ángulos de contacto.

Placa	M318-1	M318-2	M318-3	M318-4	M318-5	M318-6	M318-7	M318-8	M318-9	M318-10
Ángulo inicial	180	32.7	128	135	48	65	89.2	0	115.6	180
Mojable a	O	W	O	O	W	W	I	W	I	O
Ángulo final	55.9	0	27.4	127.1	35.9	0	55.5	0	0	49.9
Mojable a	W	W	W	O	W	W	W	W	W	W
Diferencia de ángulos	-124.1	-32.7	-100.6	-7.9	-12.1	-65	-33.7	0	-115.6	-130.1

Nota: Negativo= mojado al agua
Positivos= mojado al aceite

Se observa una mejora en la mojabilidad de las muestras de roca puestas en contacto con diferentes concentraciones de ácido butírico, pasando de tener una mojabilidad inicial intermedia o al aceite a tener una mojabilidad total o mayor hacia la fase acuosa.

Estos resultados nos permiten observar que el ácido butírico siendo de cadena corta y teniendo afinidad a permanecer en la fase acuosa aporta iones H^+ necesarios para acidificar el medio promoviendo un cambio de afinidad del laurato de sodio provocado por la modificación del log D de este, obteniendo así un cambio en la mojabilidad hacia la fase acuosa.

ETAPA 8. EFECTO DE IONES Ca^{2+} Y Mg^{2+} EN CONTACTO CON OCTANOL.

Octanol en contacto con disoluciones de cloruro de calcio y magnesio con ácido butírico.

En las **Figuras 42 y 43**, se realiza una comparación de la concentración de iones H^+ inicial y final de los iones Ca^{2+} y Mg^{2+} . Estos resultados muestran que el Ca^{2+} promueve un mayor desplazamiento del ácido butírico hacia la fase oleosa

provocando una disminución en la concentración de los iones H^+ en comparación con el Mg^{2+}

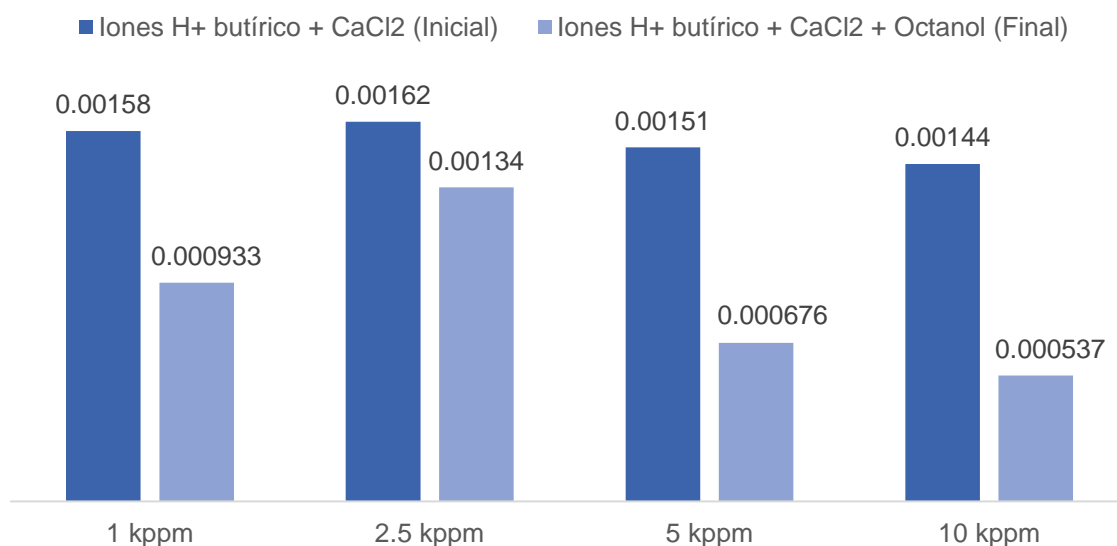


Figura 42. Comparación de iones H^+ inicial y final de disoluciones de ácido butírico en $CaCl_2$.

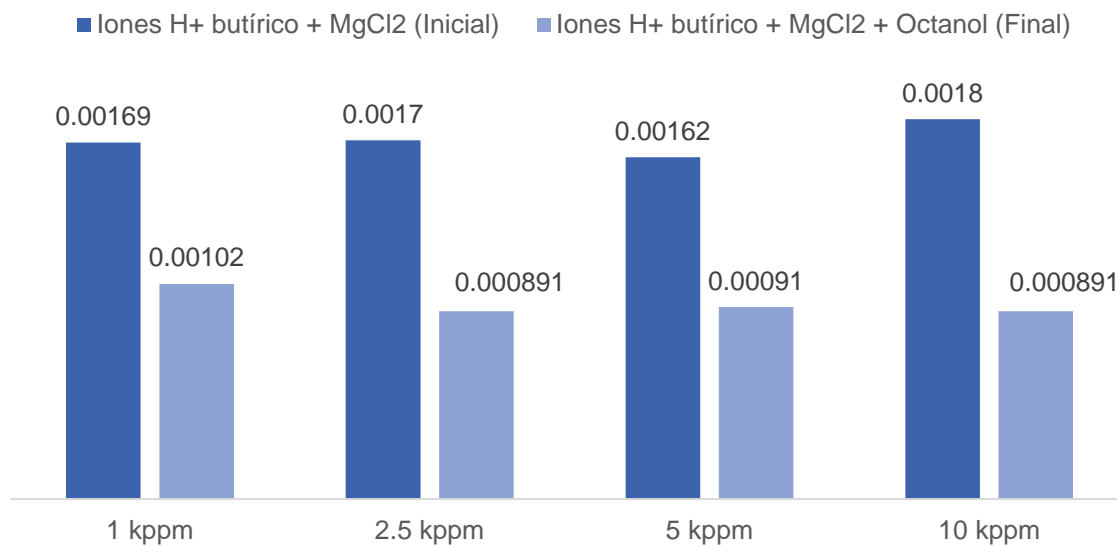


Figura 43. Comparación de iones H^+ inicial y final de disoluciones de ácido butírico en $MgCl_2$.

ETAPA 9. EFECTO DE SALMUERAS EN CONTACTO CON OCTANOL.

Octanol en contacto con disolución de ácido butírico en salmueras.

En la **Figura 44** se muestra una comparación de los datos de iones H^+ inicial y final de cada salmuera.

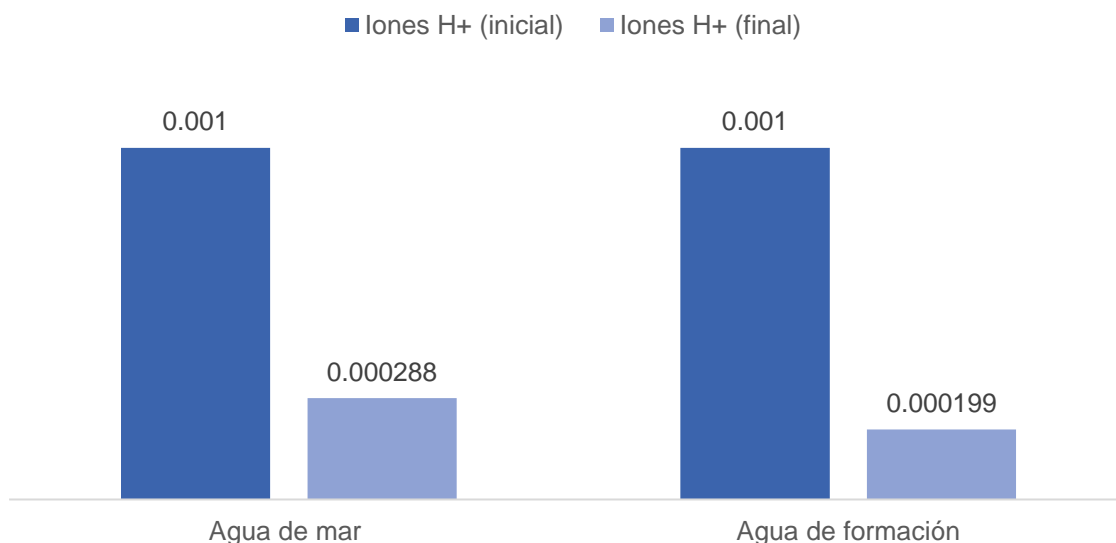


Figura 44. Comparación de iones H^+ inicial y final de las salmueras en contacto con octanol.

Se observa que la salmuera que contiene mayor cantidad de Ca^{2+} promueve un mayor desplazamiento del ácido butírico hacia la fase oleosa, mientras que el Mg^{2+} desplaza una menor cantidad. Por lo tanto, la disminución de estos iones en la salmuera permitirá el paso de los ácidos carboxílicos provenientes del aceite hacia la fase acuosa.

Octanol en contacto con disolución de ácido butírico en salmuera diluida al 10%.

Con el fin de observar el comportamiento del ácido butírico en contacto con una salmuera de baja fuerza iónica, se realizaron diluciones de las salmueras caracterizadas para ser puestas en contacto con Octanol. En la **Figura 45** se

muestra una comparación de los datos de iones H^+ inicial y final de cada salmuera diluida.

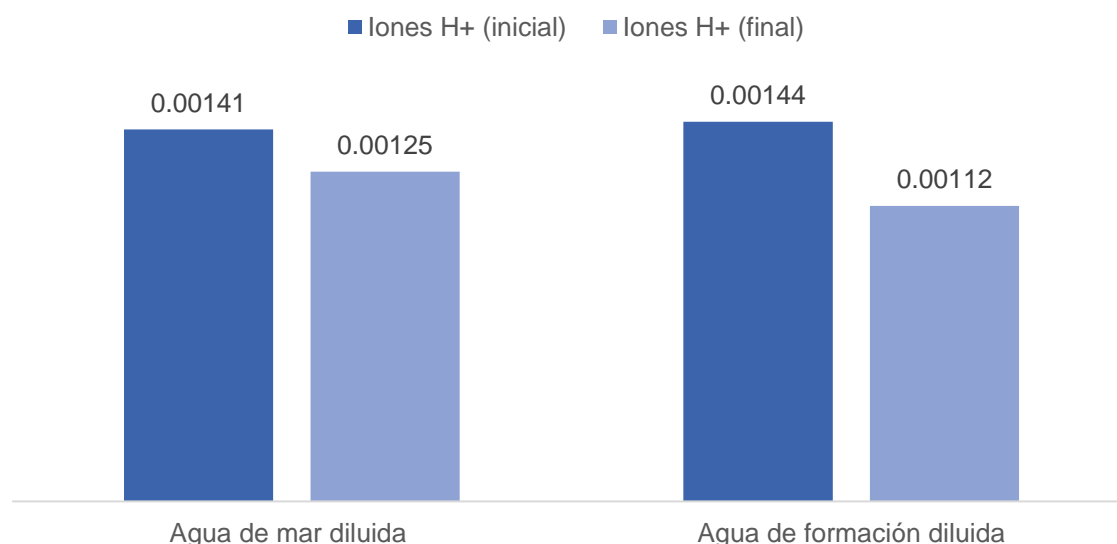


Figura 45. Comparación de iones H^+ inicial y final de las salmueras diluidas.

Estos resultados muestran que el pH de las disoluciones no aumenta en gran cantidad, lo que significa que estas salmueras diluidas retienen el ácido en la fase acuosa incrementando la cantidad de iones H^+ .

Octanol en contacto con agua de formación sintética preparada al 10% de los iones calcio y magnesio con ácido butírico

En la **Tabla 33** se muestra una comparación de los datos de pH inicial y final de la salmuera.

Tabla 33. pH inicial y final de la salmuera preparada.

pH inicial + ácido butírico 0.1M	pH final + ácido butírico 0.1M en contacto con Octanol
3.16	3.36

Esta salmuera preparada presenta mayor aumento de pH en comparación con la salmuera diluida (10% de los iones Ca^{2+} y Mg^{2+}), lo que significa el desplazamiento del ácido hacia la fase oleosa.

A continuación, se muestra una tabla comparativa (**Tabla 34**) de los resultados obtenidos desde el punto 3.10 hasta el 3.13, donde se presentan la concentración inicial y final de iones H^+ de cada muestra analizada, además de la diferencia que se presentó entre estos.

Tabla 34. Comparación y diferencia de iones H^+ de salmueras.

Agua	M174j	M722	pH dilución M174j + ácido butírico 0.1M	pH dilución M722 + ácido butírico 0.1M	pH de salmuera preparada al 10% de los iones Ca^{2+} y Mg^{2+}	pH CaCl_2 1kppm + ácido butírico 0.1M	pH MgCl_2 1kppm + ácido butírico 0.1M	pH CaCl_2 10kppm + ácido butírico 0.1M	pH MgCl_2 10kppm + ácido butírico 0.1M
Inicial	1×10^{-3}	1×10^{-3}	1.4×10^{-3}	1.4×10^{-3}	6.9×10^{-4}	1.5×10^{-3}	1.6×10^{-3}	1.4×10^{-3}	1.8×10^{-3}
Final (contacto con Octanol)	2.8×10^{-4}	1.9×10^{-4}	1.2×10^{-3}	1.1×10^{-3}	4.3×10^{-4}	9.3×10^{-4}	1×10^{-3}	5.3×10^{-4}	8.9×10^{-4}
Diferencia de iones H^+	7.2×10^{-4}	8×10^{-4}	1.5×10^{-4}	3.2×10^{-4}	2.5×10^{-4}	6.5×10^{-4}	6.7×10^{-4}	9×10^{-4}	9.2×10^{-4}

Analizando las características de los iones presentados en la **Tabla 28** se observa que el Mg^{2+} presenta un mayor índice de solvatación mientras que el Ca^{2+} presenta un radio atómico mayor, siendo esto factor para promover un mayor desplazamiento del ácido hacia la fase oleosa.

ETAPA 10. DISEÑO DE AGUA INTELIGENTE.

Octanol + m174j (variando composición iónica) + ácido butírico

Se identificó la salmuera con menor cantidad de Ca^{2+} (M174j), se redujo la concentración de los iones contenidos en esta salmuera mediante diferentes métodos y se observó el comportamiento del ácido al contacto con esta. En la **Figura 46** se muestra el pH inicial y final de las salmueras modificadas.

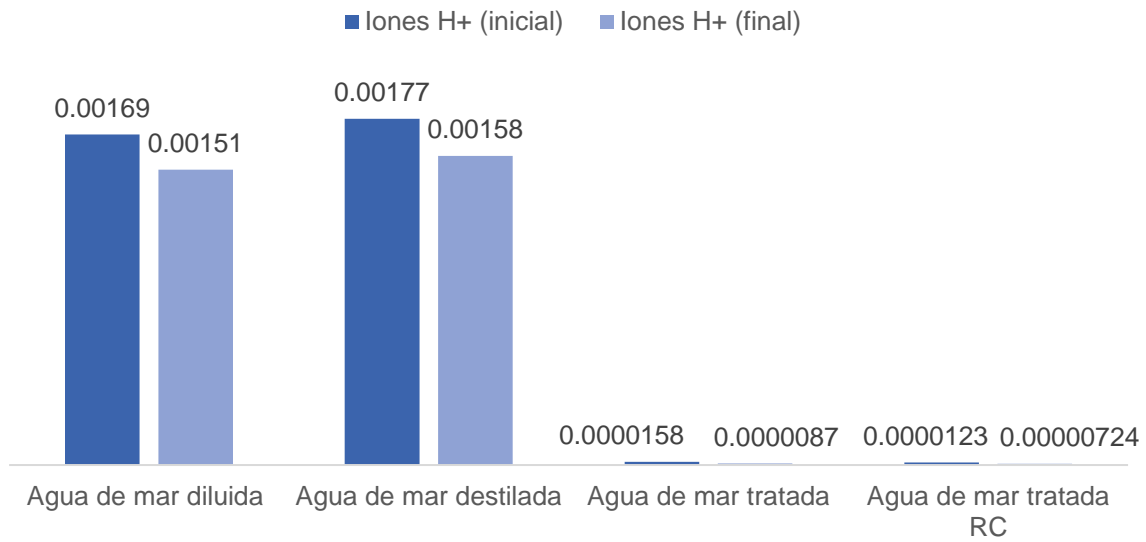


Figura 46. Comparación y diferencia de iones H⁺ de salmuera M174j modificada iónicamente.

Con base en los resultados obtenidos, las salmueras diluida y destilada retienen una mayor cantidad de ácido en la fase acuosa incrementando la cantidad de iones H⁺ en comparación con los dos métodos restantes.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES

Una vez la realizado el análisis con base a la bibliografía consultada de este trabajo de investigación, se concluye:

- La afinidad de los ácidos carboxílicos es dependiente de la cantidad de carbonos que tenga su cadena, dado que, a mayor cantidad de carbonos en la cadena, mayor afinidad hacia la fase oleosa.
- Los gráficos de log D y log P de los ácidos carboxílicos se observa que el aporte de iones H^+ es dependiente del pH que tenga el sistema, dado que al aumentar este parámetro en el sistema se promueve un cambio en el log D del ácido, lo cual provoca un incremento en su solubilidad.

Solubilidad de los ácidos carboxílicos seleccionados:

- Se observa que el ácido oleico, al tener una cadena de carbonos grande y mediante la determinación del pH, no es soluble en el agua, además de ser afectado por la fuerza iónica de la salmuera.
- El ácido butírico, el cual es soluble en agua, no se ve afectado por la salinidad del medio en que es puesto en contacto. Estos resultados muestran que el ácido butírico dona mayor cantidad de iones H^+ , aportando una cantidad de $1.4 \times 10^{-3} H^+$ al estar en contacto con el agua.

Ángulo de contacto:

- Al poner en contacto muestras de roca de un yacimiento carbonatado con afinidad inicial hacia la fase oleosa en disoluciones de ácido butírico, se observa un cambio de mojabilidad hacia la fase acuosa ya que el aporte de iones H^+ del ácido provoca un cambio en el log D del laurato de sodio, cambiando su afinidad hacia la fase oleosa y por lo tanto separándolo de la roca, provocando el cambio de mojabilidad.

Efecto de Ca^{2+} y Mg^{2+} :

- Al tener una disolución de ácido butírico con los iones Ca^{2+} y Mg^{2+} en contacto con Octanol, se observa un desplazamiento del ácido hacia la fase oleosa provocado por estos iones.
- El Ca^{2+} provoca mayor desplazamiento del ácido hacia la fase oleosa en comparación con el Mg^{2+} . El desplazamiento del ácido por parte de estos iones se debe al índice de solvatación, lo cual provoca que el ácido tenga menor número de moléculas de agua para disolverse teniendo como consecuencia el desplazamiento del ácido, sin embargo, el radio atómico del Ca^{2+} es mayor siendo factor para desplazar mayor cantidad de ácido.

Selección de agua inteligente:

Utilizando el método de dilución se redujeron los iones a un 10% del contenido total del agua de mar sintética debido a su menor contenido de Ca^{2+} , al poner esta salmuera de baja salinidad en contacto con Octanol, se observa mayor retención del ácido butírico en la fase acuosa, lo que significa tener una concentración de 1.51×10^{-3} iones H^+ , por lo tanto:

- El agua de mar sintética diluida presenta mayor retención del ácido en la fase acuosa, por lo que puede ser considerada como opción de implementación de agua inteligente.

De acuerdo a los experimentos realizados se observa que los factores que permiten cambiar la mojabilidad de un sistema mojado por aceite a ser mojado por agua a través de agua inteligente, es el paso de los ácidos de cadena corta, los cuales aportan iones H^+ , provocando un cambio en el log D del ácido permitiendo al laurato de sodio presente en la roca protonarse y cambiar su afinidad hacia la fase oleosa separándolo de la superficie de la roca, además de disolver parte de la superficie de la roca, modificando la mojabilidad obteniendo una recuperación mejorada de aceite. Para llevar esto a cabo dentro de un yacimiento es necesario determinar los aspectos fundamentales que promueven este cambio de mojabilidad por inyección de agua inteligente, por lo que, al analizar la composición iónica de las salmueras

utilizadas se observa mayor cantidad de Ca^{2+} en el agua de formación sintética la cual promueve un mayor desplazamiento del ácido hacia la fase oleosa y con base en este resultado, se elige el agua de mar sintética, ya que es el agua que retiene mayor cantidad de ácido en la fase acuosa, para disminuir la salinidad mediante una dilución y así promover la transferencia de los ácidos carboxílicos encargados de aportar iones H^+ .

Bibliografía

1. Snf floerger (2016). oil eor-Handbook geología del petróleo sistemas petrolíferos. Argentina
2. Schlumberger (2008). Yacimientos carbonatados enfrentando sus desafíos singulares para maximizar la recuperación
3. Jean-Louis Salager. (2005). Recuperación Mejorada del Petróleo. Mérida 5101 Venezuela: Laboratorio FIRP.
4. Maya Romero A. (2013). Recuperación mejorada de crudo: trabajo monográfico de actualización (tesis de licenciatura). Facultad de Química, Universidad Nacional Autónoma de México.
5. Maryam H. Derkani, Ashleigh J. Fletcher, Wael Abdallah, Bastian Sauerer, James Anderson and Zhenyu J. Zhang. Low Salinity Waterflooding in Carbonate Reservoirs: Review of Interfacial Mechanisms. Colloids Interfaces 2. 20. 10.3390/colloids2020020.
6. Lumen learning. Introduction to chemistry: carboxylic acids. Lumen learning. Recuperado de <https://courses.lumenlearning.com>
7. SHENG, J. (2017). Enhanced oil recovery field case studies. gulf professional, p.capitulo 13.
8. S. Strand, T. Puntervold, T. Austad (2016). Water based EOR from clastic oil reservoirs by wettability alteration: A review of chemical aspects. Journal of Petroleum Science and Engineering.
9. Donaldson, E. and Alam, W. (2013). Wettability. Burlington: Elsevier Science.
10. Acaxtengo B. (2017). Estudio de la concentración micelar crítica de tensoactivos etoxilados mediante la técnica de resonancia magnética nuclear: experimentos DOSY. Tesis de licenciatura. Laboratorio universitario de resonancia magnética nuclear, Instituto de química, UNAM.
11. Tiab D, Donaldson EC (2010) Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties (2. ed. with new and updated materials, [reprint.]). Elsevier, Amsterdam

12. Donaldson EC, Thomas RD (1971) Microscopic observations of oil displacement in water-wet and oil-wet systems. Soc Pet Eng. doi:10.2118/3555-MS
13. Brown RJS, Fatt I (1956) Measurements of fractional wettability of oil fields' rocks by the nuclear magnetic relaxation method. Soc Pet Eng. doi:10.2118/743-G
14. Willhite GP (1986) Waterflooding (3. printing). Society of Petroleum Engineers, Richardson
15. J. Abubacker, H. Al-Attar, A. Zekri, M. Khalifi, E. Louiseh. (2017). Selecting a potential Smart wáter for EOR implementation in Asab oil field. J Petrol Explor Technol. DOI 10.1007/s13202-017-0315-5.
16. Anderson WG (1986) Wettability literature survey—part 1: rock/oil/ brine interactions and the effects of core handling on wettability. J Pet Technol 38(10):1125–1144. doi:10.2118/13932-PA
17. Santos H. (2016). Análisis del potencial zeta para cambio de mojabilidad en carbonatos mediante la inyección de agua inteligente (Smart wáter). Tesis de maestría. UNAM.
18. Dandekar, A. Y. 2013. Petroleum resrvoir rock and fluid properties, second edition. Boca Raton, Florida: CRC Press.
19. Abdallah, W., Buckley, J., Carnegie, A., Edwards, J., Herold, B., Fordham, E., & Hussain, H. (2007). Fundamentos de la mojabilidad. *Seminario Schlumberger sobre mojabilidad. Oilfield Review.*
20. Amyx, J. W, Bass Jr. D. M. y Whiting, R. L. 1960. Petroleum reservoir engineering. New York: McGraw-Hill.
21. Royal society of chemistry. ChemSpider search and share chemistry. Recuperado de: <http://www.chemspider.com/>.
22. Rodrigues, D., Koike, L., de Reis, F., Alves, H., Chang, H., Trindade, L., and Marsaioli, A. 2000. Carboxylic acids of marine evaporitic oils from Sergipe-Alagoas Basin, Brazil. Organic Geochemistry 31, 1209-1222.

23. Helgeson, H., Knox, A., Owens, C., and Shock, E. 1993. Petroleum, oil field waters, and authigenic mineral assemblages: ¿Are they in metastable equilibrium in hydrocarbon reservoirs? *GCA* 57, 3295-3339.
24. Kentaro Murakami, Shew Y. Chan, and Aryeh Routtenberg. (April 3, 1986). Protein Kinase C Activation by cis-Fatty Acid in the Absence of Ca²⁺ and Phospholipids. *The Journal of Biological and Chemistry*, 261, 25. 1986
25. Lehn J., 1993. Supramolecular chemistry. *Science*. 260, 1762-1763.
26. Biedermann F., Schneider H. 2016. Experimental binding energies in supramolecular complexes. *Chemical reviews*. 116, 5216-5300.
27. Clint J. 1992. Surfactant aggregation. Springer Science. New York, USA. 86-123.
28. Burcik, E.J. 1957. Properties of Petroleum Reservoir Fluids, Chap. 1. New York: John Wiley & Sons.
29. William D., McCain Jr., (1990). The properties of petroleum fluids. Second edition. Tulsa, Oklahoma. PennWell Books.
30. Feijoo C., (2012). "Procesamiento de la mezcla crudo y médium distillate for blending stock (MDBS) para aumentar la producción de destilados medios". Tesis de licenciatura. Universidad Nacional de Ingeniería. Lima, Perú.
31. Aghaeifar, Z., Strand, S., Austad, T., Puntervold, T., Aksulu, H., Navratil, K., Storas, S., Hamso, D., 2015^a. The influence of formation wáter salinity/composition on the low salinity EOR effect in high temperatura sandstone reservoirs. *Energy Fuels* 29, 4747-4754.
32. Aksulu, H., Hamso, D., Strand, S., Puntervold, T., Austad, T., 2012. Evaluation of low salinity EOR-effects in sandstone: effects of temperatura and pH gradient. *Energy Fuels* 26, 3497-3503.
33. Austad, T., RezaeiDoust, A., Puntervold, T., 2010. Chemical mechanism of low salinity wáter flooding in sandstone reservoirs. Paper SPE 129767 prepared for presentation at the 2010 SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. 24-28 April.

34. Hadia, N.J., Ashraf, A., Tweheyo, M.T., Torsaeter, O., 2013. Laboratory investigation on effects of initial wettabilities on performance of low salinity waterflooding. *J. Pet. Sci. Eng.* 105,18-25.
35. RezaeiDoust, A., Puntervold, T., Austad, T., 2011. Chemical verification of the EOR mechanism by using low saline/Smart water in sandstone. *Energy Fuels* 25, 2151-2162.
36. Piñarez Torrijos, I.D., Austad, T., Strand, S., Puntervold, T., Wrobel, S., Hamon, G., 2016^a. Linking low salinity EOR effects in sandstone to pH, mineral properties and water composition. Paper SPE 179625 presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, OK, USA. 11-13 April.
37. Al-Shalabi, E.W., Sepehrnoori, K., Delshad, M., 2014. Mechanism behind low salinity water injection in carbonate reservoirs. *Fuel* 121, 11-19.
38. Brady, P.V., Thyne, G.D., 2016. Functional wettability in carbonate reservoirs. *Energy & Fuels* 30 (11), 9217-9225.
39. Arana E., Flores G. (2019). Restauración, medición y alteración de la mojabilidad de la roca para evaluar tecnologías de recuperación mejorada. Tesis de licenciatura. Facultad de química, UNAM.
40. Chiang, Po-Chang & Hu, Yiding. (2009). Simultaneous Determination of LogD, LogP, and pKa of Drugs by Using a Reverse Phase HPLC Coupled with a 96-Well Plate Auto Injector. *Combinatorial chemistry & high throughput screening*. 12. 250-7. 10.2174/138620709787581693.
41. Pasupati Mukerjee & Karol J. Mysels. (1971). Critical micelle concentrations of aqueous surfactant systems. Washington D.C.: NSRDS.

ANEXO

a.- Análisis Stiff & Davis para la salmuera M722

	Universidad Nacional Autónoma de México		Documento:	Formato para resultados del análisis Stiff & Davis		
	Facultad de Química		Código:	USIP-ING-FO09		
	Departamento de Ingeniería Química		Versión:	2	Hoja:	1 de 1
	Unidad de Servicios para la Industria Petrolera					
Etapas 1						
Solicitud:	5322-1	Muestra (ID):	M722	Volumen:	1	Original filtrada filtrada X Fecha de recepción 14/11/17
Etapas 2		Etapas 3		Etapas 5		
HCO ₃ ⁻ [mg/L]	209	pH	7.78	Conductividad [mS/cm]	30.50	
CO ₃ ²⁻ [mg/L]	0			Salinidad	32.78	
OH ⁻ [mg/L]	0	Etapas 4		Fecha de análisis (Bloque 1): 14/11/17		
Alcalinidad Total (mg CaCO ₃ /L)	171	Temperatura (°C)	23.80			
Etapas 6		Etapas 8		Etapas 13		Fecha de análisis:
Dureza total (mg CaCO ₃ /L)	4899	Cl ⁻ [mg/L]	19680	SST (mg/L)	22	14/11/17
Etapas 7		Etapas 9		ST (mg/L)	34,867	15/01/18
Dureza Calcio (mg CaCO ₃ /L)	2199	Na ⁺ [mg/L]	11300	SDT (mg/L)	34,845	15/01/18
Ca ²⁺ [mg/L]	881	Etapas 10		Etapas 14		
Cálculos		K ⁺ [mg/L]	ND	S&DSI	-0.01	
Dureza Magnesio (mg CaCO ₃ /L)	700	Etapas 11		Tendencia	Corrosiva.	
Mg ²⁺ [mg/L]	170	SO ₄ ²⁻ [mg/L]	562	Observaciones		
Fecha de análisis (Bloque 2):	14/11/17	Etapas 12		No se determinó K ⁺ por electrodo dañado		
		Densidad relativa	1.0265	Analista (nombre y firma)		
		ρ [g/cm ³]	1.0247	Rodrigo Gilgen Leon		
Entrega de resultados del análisis						
Fecha de entrega:	15/01/18	Recibe (nombre y firma):				
		Vo. Bo.				



Universidad Nacional Autónoma de México
Facultad de Química
Unidad de Servicios para la Industria Petrolera



Hoja 1 de 2

Proyecto: 185183 **Solicitud:** S322-1 **Fecha de entrega:** #####

Datos de la muestra

Descripción: Agua de Formación de Poza Rica Sintética **ID:** M722

Observaciones: Muestra sintetizada a partir de la composición iónica reportada en el Informe RS Julio 2012 de la muestra de agua AC muestreada en el pozo Poza Rica-328. Se filtró con papel de fibra de vidrio de 1.6 micras.

Sitio de análisis: Laboratorios de la USIP

Metodologías de análisis fisicoquímico


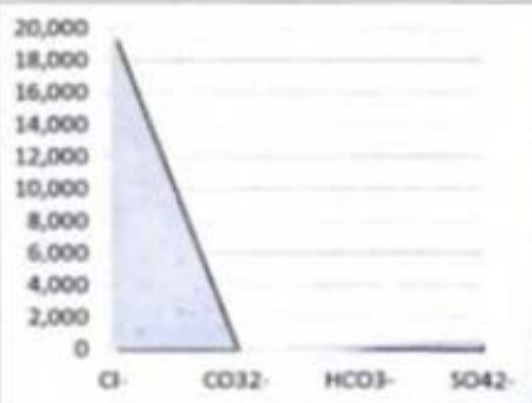

Parámetro	Normatividad
Dureza Total	NMX-AA-072-SCFI-2001
Dureza de Calcio	Standar Methods APHA 3500-Ca/B
Cloruros Totales	ASTM D 512 (2004)
Alcalinidad Total	ASTM D 3875 (1997)
Sulfatos	ASTM D 516 (2002)
Salinidad	Standar Methods APHA 2520/B
pH	NMX-AA-008-SFCI-2011
Temperatura	NMX-AA-007-SCFI-2000
Densidad Relativa	ASTM D1429-95 (1999)
Solidos Suspendidos Totales (SST)	NMX-AA-004-SCFI-2000
Sales Disueltos Totales (SDT)	NMX-AA-034-SCFI-2000
Solidos Totales (ST)	NMX-AA-004-SCFI-2000

Resultados del análisis

Parámetro	Resultado
Dureza Total (como mg CaCO ₃ /L)	2.899
Dureza de Calcio (como mg CaCO ₃ /L)	2.199
Cloruros Totales (como mg Cl/L)	19.680
Alcalinidad Total (como mg CaCO ₃ /L)	171
Sulfatos (como mg SO ₄ /L)	562
Conductividad (mS/cm)	50.20
Salinidad	32.56
pH	7.78
Temperatura (°C)	23.80
Densidad Relativa (SG)	1.0265
Solidos Suspendidos Totales (SST) (mg/L)	22
Solidos Disueltos Totales (TDS) (mg/L)	34.845
Solidos Totales (ST) (mg/L)	34.867

Analista	Firma
Ing. Rodrigo Callejas Lemus	
Analista	Firma
Ing. Rogelio Quiñones Martínez	
Recibe	Firma
Dr. Simón López Ramírez	

INFORME TÉCNICO DE RESULTADOS DEL ANÁLISIS STIFF DAVIS

	Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Química Unidad de Servicios para la Industria Petrolera		
	Hoja 2 de 2		
Proyecto: 185183	Solicitud: S322-1	Fecha de entrega: #####	
Datos de la muestra			
Descripción	Agua de Formación de Poza Rica Sintética		M722
INDICE DE ESTABILIDAD DE STIFF & DAVIS (S&DSI)			
Cationes	Concentración (mg/L)	Aniones	Concentración (mg/L)
Ca ²⁺	881	Cl ⁻	19.680
Mg ²⁺	170	CO ₃ ²⁻	0
Na.	11.300	HCO ₃ ⁻	209
K ⁺	0	SO ₄ ²⁻	562
Fuerza iónica: 0.58		K: 3.65	
ρ (g/mL): 1.0247		S&DSI : -0.01	
			
OBSERVACIONES			
Si el índice de estabilidad es negativo, existe posibilidad de corrosión. Si el índice de estabilidad es positivo, existe posibilidad de incrustación por precipitación. En este caso el fluido presenta tendencia corrosiva.			
Analista		Firma	
Ing. Rodrigo Callejas Lemus			
Analista		Firma	
Ing. Rogelio Quiñones Martínez			
Recibe		Firma	
Dr. Simón López Ramírez			

b.- Análisis Stiff & Davis para la salmuera M174j

	Universidad Nacional Autónoma de México		Documento:	Formato para resultados del análisis Stiff & Davis					
	Facultad de Química		Código:	USIP-ING-FO09					
	Departamento de Ingeniería Química		Versión:	2	Hoja:	1 de 1			
	Unidad de Servicios para la Industria Petrolera								
Etapa 1									
Solicitud:	303b	Muestra (ID):	M174j	Volumen:	1 L	Original Lavada y filtrada	X 06/07/13	Fecha de recepción	06/07/13
Etapa 2		Etapa 3		Etapa 5					
HCO ₃ ⁻ [mg/L]	147	pH	7.84	Conductividad (mS/cm)	51.50				
CO ₃ ²⁻ [mg/L]	0			Salinidad	33.50				
OH ⁻ [mg/L]	0					Fecha de análisis (Bloque 1): 05/10/13 06/07/13			
Alcalinidad Total (mg CaCO ₃ /L)	121	Etapa 4							
		Temperatura (°C)	25.40						
Etapa 6		Etapa 8		Fecha de análisis:	Etapa 13		Fecha de análisis:		
Dureza total (mg CaCO ₃ /L)	6298	Cl ⁻ [mg/L]	26320	06/10/13	SST (mg/L)	37	10/11/13		
		Etapa 9		Fecha de análisis:	ST (mg/L)	39758	11/10/13		
		Na ⁺ [mg/L]	11000	06/10/13	SDT (mg/L)	39721	10/11/13		
		Etapa 10		Fecha de análisis:					
		K ⁺ [mg/L]	265	06/10/13	Etapa 14				
					S&OSI	-0.85			
		Etapa 11		Fecha de análisis:	Tendencia	Corrosiva			
		SO ₄ ²⁻ [mg/L]	2685	05/10/13	Observaciones				
		Etapa 12		Fecha de análisis:	Analista (nombre y firma) Rodrigo Calderon Torres				
		Densidad relativa	1.0277	05/17/13					
		p (g/cm ³)	1.0259						
		Fecha de análisis (Bloque 2):		06/10/13					
Entrega de resultados del análisis									
Fecha de entrega:		10/11/13		Recibe (nombre y firma):					
				Vo.Bo.					



**Universidad Nacional Autónoma de México
Facultad de Química
Unidad de Servicios para la Industria Petrolera**



Hoja 1 de 2

Proyecto: 185183 **Solicitud:** 303b **Fecha de entrega:** 10/11/2017

Datos de la muestra

Descripción: Agua de Mar Sintética. ASTM D1141. **ID:** M174j

Observaciones: muestra analizada sin acondicionamiento.

Sitio de análisis: Laboratorios de la USIP

Metodologías de análisis fisicoquímico



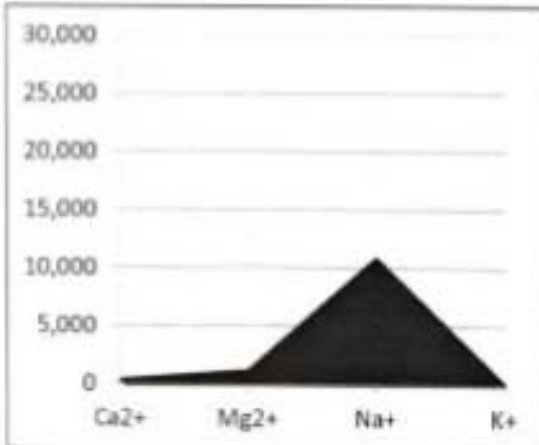
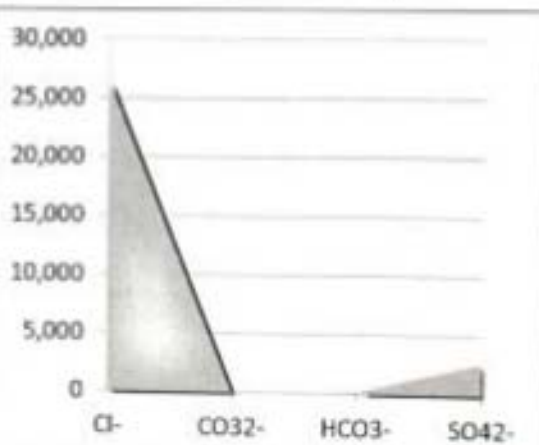

Parámetro	Normatividad
Dureza Total	NMX-AA-072-SCFI-2001
Dureza de Calcio	Standar Methods APHA 3500-Ca/B
Cloruros Totales	ASTM D 512 (2004)
Alcalinidad Total	ASTM D 3875 (1997)
Sulfatos	ASTM D 516 (2002)
Salinidad	Standar Methods APHA 2520/B
pH	NMX-AA-008-SFCI-2011
Temperatura	NMX-AA-007-SCFI-2000
Densidad Relativa	ASTM D1429-95 (1999)
Solidos Suspendidos Totales (SST)	NMX-AA-004-SCFI-2000
Sales Disueltos Totales (SDT)	NMX-AA-034-SCFI-2000
Solidos Totales (ST)	NMX-AA-004-SCFI-2000

Resultados del análisis

Parámetro	Resultado
Dureza Total (como mg CaCO ₃ /L)	6,298
Dureza de Calcio (como mg CaCO ₃ /L)	1,200
Cloruros Totales (como mg Cl/L)	26,320
Alcalinidad Total (como mg CaCO ₃ /L)	121
Sulfatos (como mg SO ₄ /L)	2,685
Conductividad (mS/cm)	51.50
Salinidad	33.50
pH	7.84
Temperatura (°C)	25.40
Densidad Relativa (SG)	1.0277
Solidos Suspendidos Totales (SST) (mg/L)	37
Solidos Disueltos Totales (TDS) (mg/L)	39,721
Solidos Totales (ST) (mg/L)	39,758

Analista	Firma
Ing. Rodrigo Callejas Lemus	
Recibe	Firma
Dr. Simón López Ramirez	

INFORME TÉCNICO DE RESULTADOS DEL ANÁLISIS STIFF DAVIS

	Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Química Unidad de Servicios para la Industria Petrolera		 Hoja 2 de 2
	Proyecto: 185183	Solicitud: 303b	
Datos de la muestra			
Descripción: Agua de Mar Sintética ASTM D1141.			M174j
ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE STIFF & DAVIS (S&DSI)			
Cationes	Concentración (mg/L)	Aniones	Concentración (mg/L)
Ca ²⁺	480	Cl ⁻	26,320
Mg ²⁺	1,239	CO ₃ ²⁻	0
Na.	11,000	HCO ₃ ⁻	147
K ⁺	265	SO ₄ ²⁻	2,685
Fuerza iónica 0.78		K 4.13	
ρ (g/mL) 1.0259		S&DSI -0.85	
			
OBSERVACIONES			
Si el índice de estabilidad es negativo, existe posibilidad de corrosión. Si el índice de estabilidad es positivo, existe posibilidad de incrustación por precipitación. En este caso el fluido presenta tendencia corrosiva.			
Analista		Firma	
Ing. Rodrigo Callejas Lemus			
Recibe		Firma	
Dr. Simón López Ramírez		