



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE  
SURFACTANTES NATURALES COMO MÉTODO DE  
RECUPERACIÓN MEJORADA PARA EL AUMENTO  
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO LIBERTADOR”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**ANTHONY SANTIAGO LIMÓN ORRALA**

**TUTOR:**

**ING. SADI ITURRALDE KURE, MGTR**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2026**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE  
SURFACTANTES NATURALES COMO MÉTODO DE  
RECUPERACIÓN MEJORADA PARA EL AUMENTO  
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO LIBERTADOR**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**ANTHONY SANTIAGO LIMÓN ORRALA**

**TUTOR:**

**ING. SADI ITURRALDE KURE, MGTR**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2026**

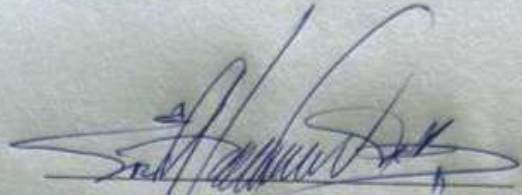
**UPSE**

## TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



---

**Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD**  
DIRECTORA DE CARRERA



---

**Ing. Sadi Iturralde Kure, M.sc**  
DOCENTE TUTOR



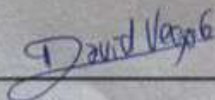
---

**Ing. Édison Brito Ávila, M.sc**  
DOCENTE ESPECIALISTA



---

**Ing. Carlos Malavé Carrera, M.sc**  
DOCENTE GUÍA DE LA UIC



---

**Ing. David Vega González**  
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

Santa Elena, 13 de noviembre 2025

## CARTA DE ORIGINALIDAD

**Ing. Lucrecia Moreno Alcívar, Ph.D**  
**Directora encargada de la Carrera de Petróleos**  
**Universidad Estatal Península de Santa Elena**

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE SURFACTANTES NATURALES COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA EL AUMENTO PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO LIBERTADOR”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

Autor: Anthony Santiago Limón Orrala

Firma: \_\_\_\_\_

N° de cedula/pasaporte: 0928211341

Correo: jamelimon6@gmail.com

Tutor: Ing. Sadi Iturralde Kure, Mgtr

Firma: \_\_\_\_\_

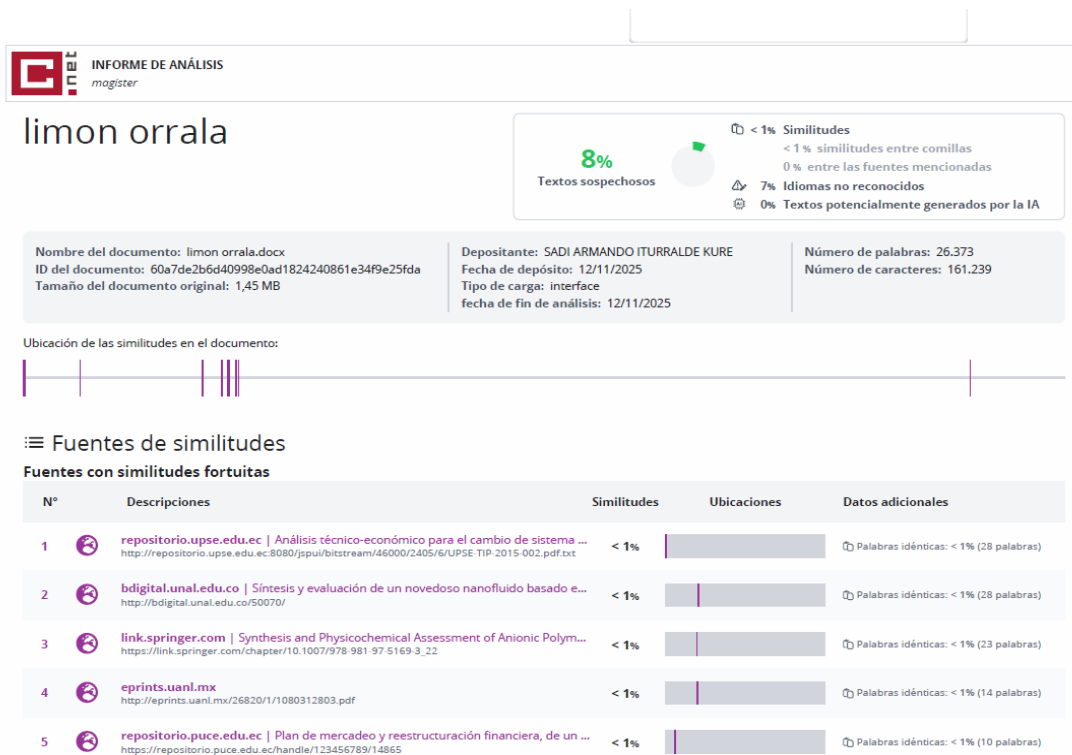


N° de Cedula 0904349453

Correo: siturralde@upse.edu.ec

# CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE SURFACTANTES NATURALES COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA EL AUMENTO PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO LIBERTADOR**” elaborado por el estudiante **LIMÓN ORRALA ANTHONY SANTIAGO**, egresado de la carrera de Ingeniería de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 8 % de la valoración permitida.



Firmado electrónicamente por:  
**SADI ARMANDO ITURRALDE KURE**  
Validar únicamente con FirmaBC

Ing. Sadi Iturralde Kure, Mgtr

C.I.: 0904349453

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo, **LIMÓN ORRALA ANTHONY SANTIAGO**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE SURFACTANTES NATURALES COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA EL AUMENTO PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO LIBERTADOR”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,

---

**LIMÓN ORRALA ANTHONY SANTIAGO**

Autor de Tesis

C.I. 0928211341

# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Sadi Iturralde Kure, Mgtr.

**TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE SURFACTANTES NATURALES COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA EL AUMENTO PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO LIBERTADOR”** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el Sr. Anthony Santiago Limón Orrala, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

## FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:  
**SADI ARMANDO  
ITURRALDE KURE**

Validar únicamente con FirmaEC

---

Ing. Sadi Iturralde Kure, Mgtr

TUTOR

# DEDICATORIA

Con todo mi amor, dedico este trabajo a las personas más importantes de mi vida, quienes han sido mi guía, mi fuerza y mi mayor motivo.

A mi madre, Rosa Orrala Suárez, ejemplo de amor incondicional, sacrificio y entrega. Gracias por ser mi inspiración, por tus palabras de aliento en los momentos difíciles y por enseñarme que con fe todo es posible.

A mi padre, Víctor Limón Vera, por creer en mí incluso cuando dudaba, y por enseñarme el valor del trabajo, la responsabilidad y la humildad. Gracias por ser un ejemplo de perseverancia y amor familiar.

A mis hermanos Jhon Jairo Limón Orrala y Jhon Steven Limón Orrala quienes me han dado ese apoyo incondicional de aliento y esperanza de que algún día podría lograrlo.

A mi abuela, Benedicta Suárez Rodríguez, por su cariño, sus consejos llenos de sabiduría y por acompañarme siempre con su amor y oración.

A mi abuelo, Cirilo Orrala Figueroa, por su ejemplo de esfuerzo, nobleza y dedicación.

A todos ustedes, dedico con el corazón esta tesis, fruto del esfuerzo, la constancia y el amor que me han brindado. Este logro no solo es mío, sino también de ustedes, que siempre creyeron en mí y me dieron la fuerza para alcanzar mis metas.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco profundamente a Dios, fuente de sabiduría y fortaleza, por darme la vida, la salud y la perseverancia para culminar esta etapa importante de mi formación profesional.

A mis padres, Rosa Orrala Suárez y Víctor Limón Vera, hermanos Jhon Jairo Limón Orrala y Steven Limón Orrala por su amor incondicional, sacrificio y constante apoyo. Gracias por enseñarme con su ejemplo el valor del esfuerzo, la humildad y la responsabilidad. Este logro es el fruto de todo lo que me han brindado.

A mis abuelos, Benedicta Suárez Rodríguez, Cirilo Orrala Figueroa y Francisco Limón Villón, por su cariño, sabiduría y oraciones, que me acompañaron en cada paso de este proceso. Su amor, consejos y ejemplo de vida han sido una fuente de motivación.

A mis tíos maternos, Judith, Luis, Julio e Isidro Orrala Suárez, y a mis primos maternos, por su apoyo, sus palabras de ánimo y por estar siempre presentes. A mis tíos paternos, Cristina, Mariela, Carlos, William, Jessenia y Francisco, y a mis primos paternos, por su cariño, respaldo incondicional y por formar parte de los momentos más importantes de mi vida.

Mi sincero agradecimiento al M.Sc. Hilario Vera Santos, pilar fundamental en mi vida universitaria. Su apoyo, confianza y orientación marcaron una gran diferencia en mi formación.

A todos mis docentes de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por su entrega, paciencia y dedicación en la formación de profesionales íntegros.

A mis compañeros y amigos, con quienes compartí experiencias, desafíos y aprendizajes que hicieron de esta etapa una experiencia inolvidable.

Finalmente, a todas las personas e instituciones que, de una u otra forma, aportaron para la realización de este trabajo, les expreso mi más sincero agradecimiento.

# CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	III
CARTA DE ORIGINALIDAD .....	IV
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO .....	V
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	VI
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	VII
DEDICATORIA .....	VIII
AGRADECIMIENTOS .....	IX
CONTENIDO .....	X
LISTA DE FIGURAS.....	XIII
LISTA DE TABLAS.....	XIV
LISTA DE ANEXOS.....	XV
GLOSARIO.....	XVI
RESUMEN .....	XXI
ABSTRACT .....	XXII
<b>CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>23</b>
<b>1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....</b>	<b>23</b>
<b>1.2 ANTEDECENTES .....</b>	<b>24</b>
<b>1.3 HIPÓTESIS.....</b>	<b>27</b>
<b>1.4 OBJETIVOS .....</b>	<b>27</b>
1.4.1 Objetivo general. ....	27
1.4.2 Objetivos específicos.....	27
<b>1.5 ALCANCE .....</b>	<b>28</b>
<b>1.6 VARIABLES.....</b>	<b>28</b>
1.6.1 Variables dependientes.....	28
1.6.2 Variables independientes.....	28
<b>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>29</b>
<b>2.1 ETAPAS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO .....</b>	<b>29</b>
2.1.1 Recuperación primaria.....	29

2.1.2	Recuperación secundaria. ....	30
2.1.3	Enhanced Oil Recovery. ....	31
<b>2.2</b>	<b>SURFACTANTES EN PROCESOS DE EOR. ....</b>	<b>33</b>
2.2.1	Concepto y funciones en EOR. ....	33
2.2.2	Clasificación según la carga iónica. ....	34
2.2.3	Clasificación según el origen. ....	35
2.2.4	Consideraciones ambientales y técnicas de surfactantes según su origen. ....	39
2.2.5	Comparativa entre surfactantes sintéticos y naturales. ....	40
2.2.6	Ventajas frente a surfactantes sintéticos. ....	41
<b>2.3</b>	<b>SURFACTANTES DE ORIGEN NATURAL .....</b>	<b>41</b>
2.3.1	Tipos de surfactantes de origen natural. ....	41
2.3.2	Propiedades de los surfactantes de origen natural. ....	42
<b>2.4</b>	<b>BIO-BASED .....</b>	<b>43</b>
2.4.1	Tipos de bio-based. ....	43
2.4.2	Propiedades de los surfactantes bio-based. ....	44
<b>2.5</b>	<b>BIOSURFACTANTES. ....</b>	<b>45</b>
2.5.1	Tipos de biosurfactantes. ....	45
2.5.2	Propiedades de los biosurfactantes. ....	46
<b>2.6</b>	<b>ESTUDIOS DE CASO EN EOR CON SURFACTANTES NATURALES. ....</b>	<b>48</b>
2.6.1	Aplicaciones y limitaciones en campos ecuatorianos. ....	49
2.6.2	Ventajas del uso de biosurfactantes en procesos EOR. ....	50
<b>2.7</b>	<b>CAMPO LIBERTADOR .....</b>	<b>51</b>
2.7.1	Contexto histórico de explotación del Campo Libertador. ....	51
2.7.2	Características geológicas y petrofísicas del campo. ....	53
2.7.3	Propiedades de los fluidos producidos. ....	55
2.7.4	Problemas actuales de producción. ....	57
2.7.5	Desempeño en la recuperación secundaria de la arena U Superior, Campo Libertador. ....	62
2.7.6	Propiedades de los fluidos en arena U Superior. ....	65
<b>2.5</b>	<b>IMPACTO AMBIENTAL Y MARCO NORMATIVO EN ECUADOR .....</b>	<b>66</b>
2.5.1	Legislación nacional en hidrocarburos y ambiente. ....	66
2.5.2	Regulaciones internacionales aplicables. ....	67
<b>CAPÍTULO III: METODOLOGÍA .....</b>		<b>68</b>

<b>3.1</b>	<b>METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....</b>	<b>68</b>
3.1.1	Método hermenéutico. ....	68
<b>3.2</b>	<b>TIPO DE INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>68</b>
3.2.1	Investigación descriptiva. ....	68
3.2.2	Investigación explicativa. ....	69
<b>3.3</b>	<b>RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN .....</b>	<b>69</b>
3.3.1	Revisión bibliográfica. ....	69
3.3.2	Observación. ....	70
<b>3.4</b>	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>70</b>
<b>3.5</b>	<b>CONCLUSIÓN .....</b>	<b>71</b>
<b>3.6</b>	<b>POBLACIÓN .....</b>	<b>71</b>
<b>3.7</b>	<b>MUESTRA .....</b>	<b>71</b>
<b>3.8</b>	<b>PASOS GENERALES.....</b>	<b>72</b>
<b>CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....</b>		<b>75</b>
<b>4.1</b>	<b>PARÁMETROS INFLUYENTES EN LA VARIACIÓN DE LA IFT Y ÁNGULO DE CONTACTO (MOJABILIDAD) .....</b>	<b>75</b>
4.1.1	IFT agua-petróleo. ....	75
4.1.2	Ángulo de contacto (mojabilidad). ....	99
<b>4.2</b>	<b>USO DE SURFACTANTES NATURALES EN LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO: CONDICIONES Y MEDIOS DE APLICACIÓN .....</b>	<b>118</b>
<b>4.3</b>	<b>VENTAJAS ECOLÓGICAS ENTRE LOS SURFACTANTES NATURALES VS LOS SURFACTANTES CONVENCIONALES .....</b>	<b>136</b>
4.3.1	Caso estudio de predicción de toxicidad y biodegradabilidad. ....	138
<b>4.4</b>	<b>SELECCIÓN DE SURFACTANTE CON POTENCIAL DE SER APLICADO EN LA ARENA U SUPERIOR DEL CAMPO LIBERTADOR..</b>	<b>140</b>
<b>CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>		<b>146</b>
<b>5.1</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>146</b>
<b>5.2</b>	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>149</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>		<b>150</b>
<b>ANEXOS .....</b>		<b>179</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1 Etapas de la recuperación primaria, secundaria y terciaria.....</b>	<b>31</b>
<b>Figura 2 Concentración crítica de micelas, CMC. ....</b>	<b>34</b>
<b>Figura 3 Estructura molecular del surfactante dodecil sulfato de sodio (SDS), mostrando su cabeza polar y cola hidrofóbica.....</b>	<b>44</b>
<b>Figura 4 Ubicación del Campo Libertador - Bloque 57.....</b>	<b>52</b>
<b>Figura 5 Reducción de IFT agua-petróleo @ condiciones ideales u óptimas de concentración de surfactante, salinidad y temperatura, parte 1.....</b>	<b>93</b>
<b>Figura 6 Reducción de IFT agua-petróleo @ condiciones ideales u óptimas de concentración de surfactante, salinidad y temperatura, parte 2.....</b>	<b>93</b>
<b>Figura 7 Variación de ángulo de contacto (mojabilidad) @ condiciones ideales u óptimas de concentración de surfactante, salinidad y temperatura. ....</b>	<b>110</b>
<b>Figura 8 Recobro de petróleo en núcleos de arenisca @ condiciones ideales u óptimas de concentración de surfactante, salinidad y temperatura.....</b>	<b>131</b>
<b>Figura 9 Recobro de petróleo en núcleos de carbonato @ condiciones ideales u óptimas de concentración de surfactante, salinidad y temperatura. ....</b>	<b>132</b>
<b>Figura 10 Recobro de petróleo en núcleos de sandpack @ condiciones ideales u óptimas de concentración de surfactante, salinidad y temperatura. ....</b>	<b>133</b>

## LISTA DE TABLAS

**Pág.**

<b>Tabla 1. Análisis comparativo del uso de surfactantes sintéticos y de origen natural en operaciones de recuperación mejorada de petróleo. ....</b>	<b>40</b>
<b>Tabla 2. Parámetros petrofísicos y condiciones de yacimiento de la arena U Superior, Campo Libertador.....</b>	<b>64</b>
<b>Tabla 3. Parámetros PVT de la arena U Superior, Campo Libertador. ....</b>	<b>66</b>
<b>Tabla 4. Papers de casos de estudio considerados para el análisis de aplicación de surfactantes naturales como métodos EOR. ....</b>	<b>73</b>
<b>Tabla 5. Variación de la IFT agua-petróleo respecto a la temperatura y salinidad .....</b>	<b>77</b>
<b>Tabla 6. Variación del Ángulo de Contacto (mojabilidad) respecto a la temperatura y salinidad.....</b>	<b>101</b>
<b>Tabla 7. Pérdida de peso de los surfactantes respecto a la temperatura, TGA....</b>	<b>114</b>
<b>Tabla 8. Pruebas de inyección de surfactantes naturales en núcleos.....</b>	<b>119</b>
<b>Tabla 9. Comparativa de impacto ambiental de uso de surfactantes convencionales vs surfactantes naturales.....</b>	<b>136</b>
<b>Tabla 10. Predicción de toxicidad y biodegradabilidad de surfactante CPDB de aceite de ricino .....</b>	<b>138</b>

## **LISTA DE ANEXOS**

	<b>Pág.</b>
<b>ANEXO A. Conductividad vs concentración de surfactantes SEES. ....</b>	<b>179</b>
<b>ANEXO B. Prueba DIFT, aplicando surfactante SEES .....</b>	<b>179</b>
<b>ANEXO C. Prueba de salinidad, aplicando surfactante SEES. ....</b>	<b>180</b>
<b>ANEXO D. Prueba TGA, aplicando surfactante SEES. ....</b>	<b>180</b>
<b>ANEXO E. Prueba de ángulo de contacto, aplicando surfactante SEES.....</b>	<b>181</b>
<b>ANEXO F. Variación del ángulo de contacto respecto a la salinidad, aplicando surfactante SEES. ....</b>	<b>182</b>
<b>ANEXO G. Recobro acumulado de petróleo, aplicando surfactante SEES.....</b>	<b>182</b>

## GLOSARIO

ABS: Sulfonato de alquilbenceno.

Alpha - SEE: Éster etílico alpha sulfonado.

ANS: Sulfonato de alquilnaftaleno.

APGs: Alquil Poli Glucósidos.

ASP: Álcali surfactante polímero.

BPPD: Barriles de petróleo por día.

BSZS: Surfactante zwitteriónico sulfónico de origen biológico derivado de aceite de soja.

C/N: Relación carbono / nitrógeno.

Ca<sup>1+</sup>: Ion catión calcio uno positivo.

Ca<sup>2+</sup>: Ion catión calcio dos positivo.

CaCl<sub>2</sub>: Cloruro de calcio.

CEPE: Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana.

Cl<sup>1-</sup>: Ion anión cloruro uno negativo.

CMC: Concentración micelar crítica.

CMD: Dilución crítica micelar.

CO<sub>2</sub>: Dióxido de carbono.

COA: Código Orgánico Ambiental.

CPDB: Surfactante a base de aceite de castor - surfactante zwitteriónico.

DAAS: Surfactante de aminoácido de doble cadena, diacilaminoácido sódico.

DBO: Demanda bioquímica de oxígeno.

DCA: Análisis de curva de declinación

DQO: Demanda Química de Oxígeno

EOR: Recuperación mejorada de petróleo.

EP: Empresa pública.

EUR: Recobro final estimado.

$\text{Fe}^{2+}$ : Ion catión ferroso.

$\text{FeSO}_4$ : Sulfato ferroso.

FW: Agua de formación.

GOR: Relación gas-petróleo.

IFT: Tensión interfacial.

$\text{K}^{2+}$ : Ion catión potasio dos positivo.

$\text{K}_2\text{SO}_4$ : Sulfato de potasio.

KCl: Cloruro de potasio.

Ko: Permeabilidad absoluta del petróleo.

Kw: Permeabilidad absoluta del agua.

M: Índice de movilidad.

MAE: Ministerio de Ambiente y Energía.

MEOR: Recuperación microbiana mejorada de petróleo.

MES: Sulfonato de éster metílico.

Mg<sup>2+</sup>: Ion catión magnesio dos positivo.

MgCl<sub>2</sub>: Cloruro de magnesio.

N<sub>2</sub>: Nitrógeno molecular.

Na<sup>1+</sup>: Ion catión sodio uno positivo.

Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>: Carbonato de calcio.

NaCl: Cloruro de sodio.

NaHCO<sub>3</sub>: Bicarbonato sódico.

NaOH: Hidróxido de sodio.

PFAPMB: Surfactante zwitteriónicos de base biológica con aceite usado de cocina.

PHPA: Poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

PMES: Sulfonato de éster metílico sódico polimérico.

POES: Petróleo original en situ.

PV: Volumen poroso.

SARA: Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos.

SEES: Sulfonato de éster etílico de sodio.

SF-4-SF: Familia de surfactantes gemini no iónicos sintetizados a partir de aceite de girasol, con un espaciador de 4 átomos de carbono.

SF-6-SF: Familia de surfactantes gemini no iónicos sintetizados a partir de aceite de girasol, con un espaciador de 6 átomos de carbono.

SG: Gravedad específica.

SMES: Sulfonato de éster metílico de sodio.

SmF: Fermentación sumergida.

SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>: Ion anión sulfato dos negativos.

SP: Surfactante polímero.

SPODP: Surfactante zwitteriónico de base biológica.

STD: Sólidos totales disueltos.

Sw: Saturación de agua.

Swi: Saturación inicial de agua.

TGA: Análisis termogravimétrico.

TPH: Hidrocarburos totales de petróleo.

TULSMA: Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente.

WAT: Temperatura de aparición de la cera.

ZCS: *Zizyphus spina-christi*.

# “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE SURFACTANTES NATURALES COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA EL AUMENTO PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO LIBERTADOR”

**Autor:** Limón Orrala Anthony

**Tutor:** Iturralde Kure Sadi, Mgtr

## RESUMEN

La presente investigación es llevada a cabo ante la necesidad de alternativas como surfactantes biodegradables y menos tóxicos frente a sus similares derivados de petróleo. Por lo tanto, se analiza la aplicación de surfactantes naturales como método EOR y sus parámetros o condiciones influyentes en la reducción de IFT agua-petróleo, alteración de mojabilidad y producción adicional de petróleo, con el objeto de proponer un surfactante natural con potencial aplicación en la arena U Superior del Campo Libertador. Para el desarrollo del trabajo de titulación se llevó a cabo la investigación tanto descriptiva como explicativa, y recopilación de información a través de casos de estudio de aplicación de estos tipos de surfactantes disponible en los repositorios de artículos científicos, técnicos y de investigaciones realizadas al campo. Concluyendo que, los parámetros influyentes en la obtención de menor IFT y mojabilidad, y mayor producción son: la salinidad y temperatura, donde la saponina extraída de la planta saponaria *soapwort* y *Anabasis setifera* mostraron mejores resultados frente a los demás surfactantes extraídos de plantas o microorganismos (biosurfactantes) y surfactantes bio-based considerando la concentración de surfactante, impacto ambiental y obtención de estas en el país.

**Palabras clave:** *Surfactantes naturales, IFT, mojabilidad, producción de petróleo, Campo Libertador.*

# “FEASIBILITY STUDY ON THE APPLICATION OF NATURAL SURFACTANTS AS AN ENHANCED RECOVERY METHOD TO INCREASE OIL PRODUCTION IN THE LIBERTADOR FIELD”

**Autor:** Limón Orrala Anthony

**Tutor:** Iturralde Kure Sadi, Mgtr

## ABSTRACT

The present research is conducted in response to the need for alternatives as biodegradable and less toxic surfactants compared to their petroleum derived surfactants. Therefore, the application of natural surfactants as an EOR method is analyzed, along with their influencing parameters or conditions for achieving reduction of water-oil IFT, wettability alteration, and additional oil production. with the objective of proposing a natural surfactant with potential application in the Upper U Sand of the Libertador Field. For the development of the thesis work both descriptive and explanatory research were employed, along with the collection of information from case studies on the application of these types of surfactants was collected from repositories of scientific and technical articles, as well as from field investigations. It was concluded that the parameters influencing lower IFT and wettability, as well as higher oil recovery, are salinity and temperature. The saponin extracted from the *Saponaria soapwort* and *Anabasis setifera* plant showed better results compared to other surfactants extracted from plants or microorganisms (biosurfactants) and bio-based surfactants, considering the surfactant concentration, environmental impact, and their availability in the country.

**KEYWORDS:** *Natural surfactants, IFT, wettability, oil production, Libertador Field.*

# CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

## 1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La International Energy Agency (IEA) (2024) en su reporte anual indica que, entre el periodo 2013 a 2023 ha aumentado un 15 % la demanda de energía en consecuencia del aumento de habitantes en el mundo. Para la generación de energía se dispone de diferentes fuentes como el petróleo y otras fuentes tanto renovables como no renovables. Sin embargo, considerando las predicciones bajo sus escenarios geopolíticos, a pesar del aumento de la generación a través de alternativas limpias, la demanda de petróleo sigue siendo alta (aproximadamente 175 EJ [Exa Joules]) (IEA, 2024), por lo que, su producción debe seguir en vigencia.

Considerando que, la producción del Campo Libertador con base en los registros históricos de producción se observa que ha presentado declinaciones considerables, es necesario la aplicación de métodos de producción.

La explotación de petróleo puede darse a través de la recuperación primaria mediante la energía propia/presión del yacimiento y por recuperación secundaria a través de la inyección de fluidos para el desplazamiento de hidrocarburos. Sin embargo, el petróleo residual debido a sus retos o limitantes como la pérdida de presión/energía del yacimiento, fuerzas capilares, tensión interfacial petróleo-agua impide ser recuperado de manera eficiente por los métodos antes nombrados, por lo que se requiere de recuperación terciaria (EOR) para su producción (Aldás et al., 2017).

Los métodos EOR como la inyección de surfactantes involucran la aplicación de químicos que permiten mejorar la condiciones roca/fluido logrando así la producción de petróleo residual y maximizando el factor de recobro (Ardila & Arévalo, 2018). Sin embargo, estos químicos son tóxicos. Por lo que, Estados Unidos y países de Europa ya realizan regularizaciones contra el uso de químicos no biodegradables o tóxicos, como los surfactantes (Atta et al., 2020).

La presente propuesta de investigación se centra en la revisión del desempeño de surfactantes naturales que sea aplicado en núcleos o condiciones similares al yacimiento

U Superior del Campo Libertador, es decir, que además de resolver los retos o problemáticas de producción de petróleo, sean amigables con el ambiente.

## 1.2 ANTECEDENTES

Los surfactantes naturales son caracterizados por ser obtenidos a través de fuentes renovables por medio de lípidos de plantas o animales extraídos sin síntesis química o sintetizados químicamente. En el estudio realizado por (Atta et al., 2020) se detalla los tipos de surfactantes naturales: aniónicos, natural catiónico, no iónicos, zwitteriónico, polimérico natural y gemini; realizando una revisión de la aplicación de surfactantes naturales obtenidos a través de ácidos grasos de aceites naturales de: *jatropha*, *gliricidia sepium*, laurel, *ricino*, soja, palma, coco, *mahua*, jabón de nuez, la grasa del pollo e incluso aceite de cocina usado, además de extractos de plantas como *seidlitz rosmarinus* u hojas de: *morera*, *henna*, *spistán*, *prosopis*, olivo, etc.

El compendio realizado por (Atta et al., 2020) detalla que:

- El éster metil sulfonato de sodio inyectado en arena a una concentración de 0,8 % wt aumenta un 24,7 % adicional del recobro del Petróleo Original En Situ (POES) posterior a un recobro secundario. Mientras que con una concentración de 1 % wt aumentaría 25,8 % y a una concentración de 1,2 % wt aumentaría 27,66 % de recobro adicional.
- De manera similar, el surfactante  $\alpha$ -SEE (base aceite de palma) bajo las mismas condiciones de concentración y medio de aplicación aumentaría desde 25,80 hasta 26,30 % de recobro adicional de petróleo.
- Mientras que, el surfactante a través de extracto de hojas de mora, aplicados a un núcleo de carbonato a concentración de 1 y 1,5 % wt brindarían 19,6 y 7 % de recobro adicional de petróleo consideran que los núcleos corresponden a yacimientos que tuvieron recobro secundario de petróleo de 49 y 42,6 %, respectivamente. En esta revisión se corrobora la baja eficiencia de este surfactante en un núcleo de areniscas, ya que, con una concentración de 1 a 1,5 tan solo obtuvo un 2 % de recobro adicional.

El trabajo de (Atta et al., 2020) presenta más surfactantes con sus respectivos valores de concentración y características del núcleo, sin embargo, estos serán detallados en el análisis de la presente propuesta de tema de trabajo de titulación.

Para soportar la eficiencia de los surfactantes naturales, el estudio realizado por (Zahra et al., 2019) enfoca la revisión de surfactantes producidos a través de una amplia gama de plantas: olivo, *spistán*, *prosopis*, mora, *zizyphus*, nuez, manzanillas y demás; concluyendo que los surfactantes naturales presentan similar reducción de la IFT (tensión interfacial) comparados con sus homólogos comerciales y convencionales.

Además, los siguientes estudios aportan puntos relevantes de análisis:

Conforme al estudio de (Chhetri et al., 2009) se indica que, el surfactante extraído de las nueces presentó una disminución de IFT de 19 a 2,5 dinas/cm considerando variaciones de la concentración del surfactante desde 0 a 12 w/w %. Sin embargo, enfatiza que, el incremento de la tensión no es proporcional a la concentración del surfactante. Debido a que, la IFT inicialmente disminuyó, sin embargo, luego incrementó para posteriormente disminuir en cuanto la concentración del surfactante natural seguía aumentando.

De manera similar, (Ahmadi et al., 2012) describió el desempeño del surfactante natural *Glicirrhiza Glabra* (regaliz), mismo que fue mejor que los surfactantes de sulfato de alquilo y poli glicósidos de alquilo ya que los mismos obtuvieron los siguientes resultados en la disminución del IFT: 69, 41 y 52 % respectivamente, enfatizando que este surfactante natural es óptimo para ser aplicado en rocas de carbonatos.

Otro estudio importante sobre la aplicabilidad de surfactantes naturales, es llevado a cabo por (Shahri et al., 2012) donde indican que, el surfactante no iónico natural obtenido a través de espina de *zizyphus* (planta espina de búfalo) adicionado a agua salada o brine (10 g/L NaCl) presentó un buen desempeño con la IFT reduciéndola de 48 a 9 dinas/cm. Incluso manifiesta que este surfactante natural en adición de alcohol y sal presentó valores menores a 9 dinas/cm.

Considerando que, el estudio de (Milad et al., 2015) fue realizado considerando un medio como la arenisca, es importante mencionar que, el surfactante natural extraído

de las hojas de *Glicirrhiza Glabra* (regaliz) redujo la IFT petróleo–agua de 31,6 a 6,5 mN/m, donde se enfatiza que este surfactante es apropiado para yacimientos de arenisca.

Otro estudio sobre la factibilidad de surfactantes naturales para la disminución del IFT fue llevado a cabo por (Khorram et al., 2015) donde se realiza la comparación entre los surfactantes naturales obtenidos a través de oliva, *spistan* y *prosopis*, consecutivamente, todos mostraron una significativa reducción de la IFT mayor al 50%. El extracto de oliva mostró una reducción de 36,5 a 14 mN/m considerando una solución de 3,85 % wt. Mientras que las demás, redujeron la IFT a 20,15 y 15,11 mN/m, respectivamente. Considerando la misma concentración para todos los surfactantes naturales aplicados.

Además, es válido mencionar que, hay diferentes parámetros a considerar en el desarrollo de EOR a través de biosurfactantes, como lo son las condiciones del yacimiento: alta temperatura, alta salinidad y bajo contenido de oxígeno; escenarios que limitan el crecimiento microbiano y producción de metabolitos. Por lo cual, (Liang et al., 2017) realizaron un estudio considerando núcleos (volumen poroso de 60 ml y permeabilidad de  $373,3 \text{ cm d}^{-1}$ ) simulando las condiciones del yacimiento Luliang del campo Xinjiang, China. La cepa bacteriana utilizada (FA-2) corresponde a una cepa modificada (*Bacillus mojavensis* JF-2: ATCC 39307) la cual produjo lipopéptidos a temperaturas de hasta  $50 \text{ }^\circ\text{C}$  y un amplio rango de pH (4,5 – 10,0) en concentraciones de NaCl de hasta el 10 % bajo condiciones anaeróbicas. Este biosurfactante logró aumentar 5,22 % de recobro, categorizándolo como un biosurfactante de óptimos resultados.

Es evidente que las condiciones anóxicas y anaeróbicas son claves en los procesos EOR con biosurfactantes, por ello (Zhao F. et al., 2017) realizaron un estudio sobre la bioaugmentación de *Pseudomonas aeruginosa* (cultivos originarios) de yacimientos petrolífero del campo Daqing, China; para mejorar la producción de biosurfactantes sin la necesidad de inyectar aire buscando la mejora del recobro de petróleo. La cepa con mejor producción de biosurfactantes fue la *P. aeruginosa* DQ3 -en comparación con otras 5 cepas- la cual fue inyectada en núcleos saturados con crudo de  $28,6^\circ \text{ API}$  y agua de formación con salinidad entre 7000 a 9000 mg/L. Los resultados fueron positivos en la comparación entre núcleos con y sin proceso de bioaugmentación, donde se logra

evidenciar el 5,22% de desplazamiento de petróleo adicional en procesos con biosurfactantes, reduciendo la IFT de 62,9 a 33,8 mN/m en 4 días.

Otro aspecto importante es la fuente de carbono en la producción del biosurfactante. Por ello, (Al-Wahaibi et al., 2014) analiza diferentes fuentes: glucosa, sacarosa, almidón, melaza de dátiles, melaza de caña, ya que influye en el metabolismo microbiano, composición química y cantidad de generación de biosurfactante. La cepa *Bacillus subtilis* B30 en medios de sales minerales con glucosa o melaza de dátiles produce buen potencial de lipopéptidos. Las pruebas realizadas en núcleos de arenisca de Berea (Ohio, EE. UU) con porosidades entre 20 a 25 % y 250 a 350 mD de permeabilidad; y fluidos de formación tanto agua (7 a 9 % de salinidad) como petróleo (36,51 y 15,90° API) corresponden a muestras del campo Omani. Obteniendo resultados de entre 17 a 26 % y 31 % de recobro adicional de petróleo ligero y pesado, respectivamente.

### **1.3 HIPÓTESIS**

La aplicación de surfactantes naturales genera una menor tensión interfacial entre los fluidos del yacimiento logrando así un mayor de recobro de petróleo.

### **1.4 OBJETIVOS**

#### **1.4.1 Objetivo general.**

Analizar la aplicación de surfactantes naturales en la recuperación mejorada de petróleo para su propuesta de aplicación en el Campo Libertador, mediante la revisión de estudios y casos prácticos de la efectividad en la mejora del factor de recuperación de los surfactantes naturales y su impacto ambiental en comparación con métodos convencionales.

#### **1.4.2 Objetivos específicos.**

- Determinar parámetros influyentes en la variación de la IFT y ángulo de contacto (mojabilidad) al aplicar surfactantes naturales, para el establecimiento de ambientes sensibles en aplicación EOR, mediante la revisión de casos de estudio.

- Examinar los estudios previos y casos prácticos sobre el uso de surfactantes naturales en la recuperación de petróleo para la identificación de las condiciones y medios de aplicación y, los resultados obtenidos referentes a la producción de hidrocarburos.
- Comparar el impacto ambiental del uso de surfactantes naturales frente a los surfactantes convencionales de recuperación mejorada de petróleo, evaluando las ventajas ecológicas en el contexto de la industria petrolera.
- Establecer el surfactante natural con mejor desempeño en un medio de características petroquímicas similares a los yacimientos del Campo Libertador, mediante la comparación de propiedades/parámetros.

## **1.5 ALCANCE**

El presente trabajo de titulación se enfoca en determinar el surfactante natural con mejor potencial a aplicar como método de recuperación mejorada para aumentar la producción de petróleo en el Campo Libertador. Los datos de esta aplicación para método EOR son obtenidos a través de artículos científicos, casos de estudio y teoría de las propiedades y aplicaciones de los surfactantes naturales. Mientras que, el análisis será llevado a cabo considerando el tipo de surfactante natural, su concentración y el medio de aplicación/prueba como núcleos bajo las respectivas condiciones de temperatura, salinidad y demás; para conocer su desempeño en la reducción de tensión interfacial, mojabilidad y aumento de la producción adicional de petróleo. Además, la descripción de su característica ambiental o biodegradable. Entonces, el trabajo tiene como alcance determinar la factibilidad de aplicación de surfactantes naturales, surfactantes bio-based o biosurfactantes como EOR para el yacimiento U Superior del Campo Libertador.

## **1.6 VARIABLES**

### **1.6.1 Variables dependientes.**

- Tensión interfacial; y Factor de recobro de petróleo.

### **1.6.2 Variables independientes.**

- Surfactantes naturales.

## **CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO**

La incesante necesidad de energía impulsa la adopción de métodos avanzados como la recuperación mejorada de petróleo, los cuales juegan un papel crucial en mantener la producción activa y prolongar la fase operativa de los yacimientos, es decir maximizar la producción de hidrocarburos (Bohórquez, 2021). Motivo por el cual, los surfactantes naturales se presentan como una potencial alternativa, debido a su buena performance técnica y su encaje con las condiciones propias de los campos del oriente ecuatoriano.

En el desarrollo de este capítulo se explican los conceptos fundamentales de EOR, además de describirse qué son los surfactantes y biosurfactantes. También se ofrece una clasificación de los surfactantes naturales con aplicación en procesos de recobro químico, y se establecen criterios para interpretar y comparar los hallazgos de diferentes investigaciones. El análisis se centra particularmente en su uso en reservorios maduros, considerando factores clave como salinidad, temperatura y composición mineral, que determinan su rendimiento en el campo (Atta et al., 2020).

Este capítulo nos prepara para una revisión más profunda de los antecedentes y la bibliografía relevante, de modo que posteriormente se pueda evaluar con claridad la viabilidad y los beneficios potenciales de estas tecnologías en los campos petroleros del oriente ecuatoriano.

### **2.1 ETAPAS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**

#### **2.1.1 Recuperación primaria.**

“La recuperación primaria comprende la etapa inicial de explotación de un yacimiento, en la que el petróleo se extrae utilizando únicamente la energía natural almacenada en el sistema” (Sheng, 2013). La energía natural puede provenir de diversos mecanismos de producción, entre los cuales se tiene: expansión del gas en solución, presión ejercida por capa de gas libre, fuerza de empuje del agua subyacente o la expansión de la roca y los fluidos (Zambrano & Perez, 2021).

En esta primera fase de recobro, el petróleo fluye desde el yacimiento hacia los pozos y en consecuencia hacia la superficie, debido al diferencial de presión (*drawdown*) entre el yacimiento y la superficie. Sin embargo, la limitante de esta etapa de explotación es que, el factor de recobro está entre un 5 a 15 % del POES (Bohórquez, 2021), dependiendo de las características geológicas y de fluido del campo (Tarek, 2018)

Durante la fase primaria de producción, los niveles de extracción suelen disminuir conforme disminuye la presión del yacimiento. Para mantener un flujo estable, en ocasiones se recurre a métodos como bombeo mecánico o electrosumergible, sin añadir energía externa al reservorio (Dake, 1978). Aunque esta etapa requiere una inversión relativamente baja, también recupera una porción limitada del hidrocarburo disponible, lo que hace necesaria la implementación de etapas posteriores para mejorar el recobro.

### **2.1.2 Recuperación secundaria.**

Cuando la energía natural o presión en un yacimiento se está depletando y cayendo a niveles que no hacen posible su explotación económica, se procede a la etapa conocida como recuperación secundaria (Zambrano & Perez, 2021).

El objetivo de esta fase es restaurar o mantener la presión interna del reservorio y favorecer el movimiento del petróleo hacia los pozos de producción (Green & Willhite, 2018). La aplicación más común en esta etapa es la inyección de agua, sin embargo, también se usa gas, ambos fluidos deben ser de características similares a los fluidos que tiene el yacimiento (Zambrano & Perez, 2021). El agua actúa conservando y aumentando la presión permitiendo desplazar el petróleo desde la roca yacimiento hasta el pozo. De manera similar, el gas es aplicado como un agente presurizador.

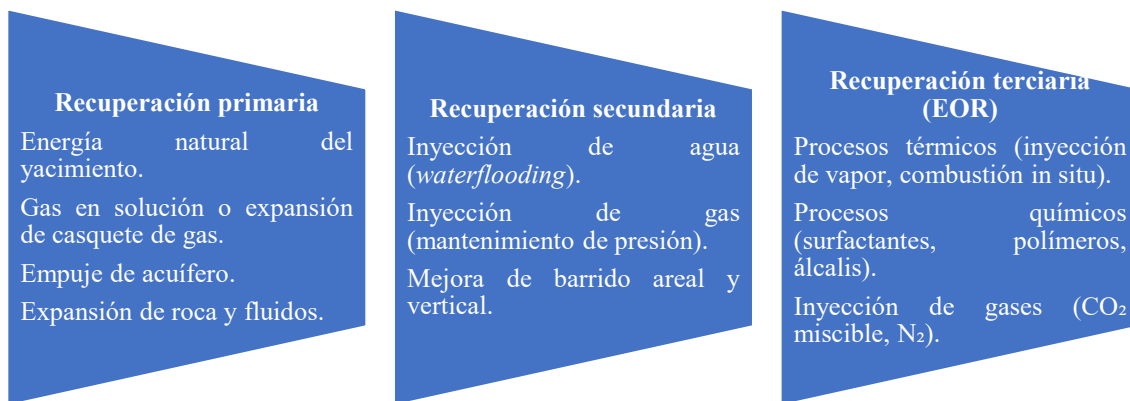
Esta etapa puede aumentar el factor de recobro, llevándolo hasta valores entre 25 y 30 % del POES (Bohórquez, 2021), según las propiedades del reservorio y la eficiencia del proyecto (Lake et al., 2014). La inyección de agua es ampliamente utilizada debido a su disponibilidad y bajo costo operativo, requiere un diseño cuidadoso para evitar problemas como canalización prematura o producción excesiva de agua.

En yacimientos con etapa avanzada de explotación, la recuperación secundaria permite extender su periodo de producción y crea un entorno más favorable para la implementación posterior de métodos EOR. Estas técnicas pueden ser de tipo: térmico, químico o basadas en procesos microbiológicos, orientadas a movilizar el crudo que queda atrapado en la roca después de las fases primaria y secundaria (Sheng, 2013).

### 2.1.3 Enhanced Oil Recovery.

Dentro de la ingeniería de yacimientos, la recuperación mejorada de petróleo se refiere a un conjunto de técnicas orientadas a aumentar la cantidad de hidrocarburos recuperados más allá de lo alcanzado en la recuperación primaria, que se basa únicamente en la energía natural del reservorio, y en la recuperación secundaria, que utiliza la inyección de fluidos como agua o gas para mantener la presión y facilitar el desplazamiento del crudo hacia los pozos productores.

Los métodos EOR modifican las características tanto petrofísicas como químicas del sistema roca/fluidos con el propósito de disminuir las fuerzas capilares y viscosas que retienen el petróleo residual, optimizar su movilidad y mejorar la eficiencia de barrido en el yacimiento (Bohórquez, 2021) y (Sheng, 2013). La Figura 1 distingue las etapas de recuperación primaria, secundaria y terciaria, cada una con sus mecanismos.



**Figura 1**  
Etapas de la recuperación primaria, secundaria y terciaria.

*Nota.* Elaborado a partir de *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies* por (Sheng, 2013).

- a) **Clasificación de métodos EOR:** en términos generales, estos métodos se clasifican en tres categorías principales: procedimientos térmicos, procesos químicos y operaciones de inyección de gases, ya sean miscibles o inmiscibles (Valencia, 2012). Todas estas variantes persiguen un mismo fin: incrementar de manera simultánea la eficiencia microscópica de desplazamiento y la eficiencia de barrido volumétrica, parámetros que en conjunto determinan el volumen adicional de crudo que puede ser recuperado de un yacimiento (Valencia, 2012).

En los procesos térmicos, el suministro de calor al reservorio contribuye a disminuir la viscosidad del petróleo, lo que resulta especialmente útil en crudos de alta densidad, favoreciendo así su desplazamiento hacia las zonas productoras. En el caso de la inyección de gases, el efecto buscado puede ser la generación de miscibilidad con el crudo o la reducción de la tensión interfacial, producto del intercambio de componentes entre las fases, lo que mejora la eficiencia de desplazamiento. Por su parte, la recuperación química de petróleo emplea aditivos con funciones específicas: los polímeros ayudan a controlar la relación de movilidad, los álcalis reaccionan con compuestos ácidos del crudo formando jabones directamente en el yacimiento, y los surfactantes reducen la tensión interfacial y modifican la mojabilidad de la roca. Estos productos pueden utilizarse de manera individual o en formulaciones combinadas para maximizar su efectividad (Sagir et al., 2020).

Lo que distingue a los surfactantes dentro de las técnicas químicas de recuperación mejorada de petróleo es su capacidad de disminuir la tensión interfacial entre el crudo y el agua desde valores del orden de  $10^{-2}$  mN/m hasta aproximadamente  $10^{-3}$  mN/m. Alcanzar este rango es clave, ya que permite liberar una fracción importante del petróleo retenido por fuerzas capilares. En un entorno real de operación, el rendimiento de estos aditivos no depende únicamente de llegar a dichos valores, sino también de mantener su estabilidad a condiciones de salinidad y dureza presentes en el agua de inyección, de interactuar de manera controlada con la mineralogía del yacimiento para evitar pérdidas por adsorción y conservar su eficacia a las temperaturas propias del reservorio (Shaikhah et al., 2024).

- b) ***Importancia de la EOR en campos maduros ecuatorianos:*** en el caso de los yacimientos ecuatorianos con una larga trayectoria de explotación, variaciones litológicas y ubicados en áreas ambientalmente sensibles, la aplicación de EOR ofrece una alternativa para prolongar la productividad y elevar los factores de recobro sin recurrir de forma exclusiva a ampliaciones de infraestructura o a métodos más invasivos. De forma particular, las formulaciones químicas basadas en surfactantes naturales representan una opción para equilibrar rendimiento técnico y criterios ambientales, que reducen el riesgo de toxicidad y favorecen una mejor aceptación social/ambiental de las operaciones (Bachari et al., 2019).

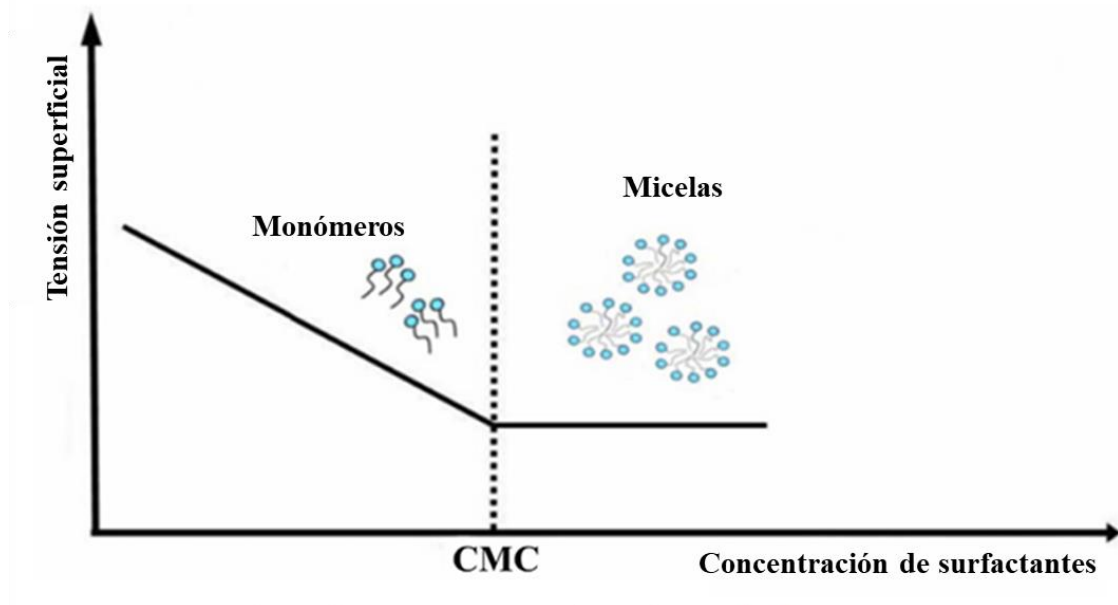
En el oriente ecuatoriano, campos maduros como Shushufindi y Cuyabeno han aplicado pilotos de EOR térmico y químico con resultados variables. Por ejemplo, en Shushufindi se han reportado incrementos de producción del 8 a 12 % mediante inyección de vapor, aunque las limitaciones geológicas y el contenido de agua en el crudo ha condicionado la rentabilidad. Sin embargo, ensayos de inyección de surfactantes y polímeros en crudos medianos han mostrado mejoras en la eficiencia de barrido y reducción del corte de agua, lo que sugiere posibilidad de implementación a gran escala.

## **2.2 SURFACTANTES EN PROCESOS DE EOR**

### **2.2.1 Concepto y funciones en EOR.**

Los surfactantes son moléculas que tienen una parte que se mezcla bien con el agua (parte hidrofílica) y otra que se mezcla bien con aceites o grasas (parte hidrofóbica). Su estructura con afinidad tanto por el agua como por el aceite hace que se ubiquen en la frontera entre ambos líquidos, disminuyendo la tensión interfacial y alterando la tendencia de las superficies sólidas a retener uno u otro fluido. Estas funciones son clave en procesos EOR: una menor tensión interfacial incrementa el tamaño mínimo de la fase dispersa de crudo necesario para superar las fuerzas capilares en los poros de la roca, y una mayor tensión interfacial dificulta el desplazamiento del petróleo desde la matriz hacia las vías de flujo (Sagir et al., 2020).

Desde el punto de vista fisicoquímico, los surfactantes forman agrupaciones moleculares por encima de la Concentración Micelar Crítica (CMC), fFigura 2, lo que cambia propiedades de solución relevantes para el transporte y la interacción con el aceite.



**Figura 2**  
Concentración crítica de micelas, CMC.

*Nota.* Tomado de *Adsorption of Natural Surfactant on Sandstone in Enhanced Oil Recovery: Isotherms and Kinetics Studies* por (Monday, 2023).

En sistemas de EOR, se diseñan formulaciones que maximizan la eficiencia de desplazamiento a través del ajuste de salinidad y composición, la selección del tipo de surfactante y, cuando corresponde, el uso de cosurfactantes o alcoholes para estabilizar micro emulsiones (Sheng, 2013).

### 2.2.2 Clasificación según la carga iónica.

La clasificación más extendida de los surfactantes se basa en la naturaleza de la carga presente en su cabeza polar cuando se disuelven en agua. De esta manera, se distinguen cuatro grandes grupos: aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfotéricos. Los aniónicos, como los sulfonatos y sulfatos, son los más empleados en aplicaciones industriales por su bajo costo y alto poder de reducción de la tensión interfacial. Los catiónicos, en cambio, poseen propiedades antimicrobianas y de adsorción sobre superficies cargadas negativamente, aunque presentan limitaciones de toxicidad. Los no

iónicos se caracterizan por su baja sensibilidad a la dureza iónica y por mantener su eficacia en ambientes altamente salinos, mientras que los anfotéricos muestran un comportamiento intermedio según el pH de la solución (Rosen & Kunjappu, 2012)

En el contexto del recobro mejorado de petróleo, esta clasificación cobra importancia porque la selección del tipo de surfactante depende de la mineralogía del yacimiento y de las condiciones fisicoquímicas del reservorio. Por ejemplo, los surfactantes aniónicos tienden a adsorberse excesivamente sobre rocas cargadas positivamente, lo que disminuye su eficiencia, mientras que los no iónicos y anfotéricos suelen mostrar mayor estabilidad frente a variaciones de salinidad y temperatura.

Por esta razón, la investigación reciente busca desarrollar formulaciones híbridas o mezclas de diferentes tipos, capaces de combinar la eficiencia de reducción de la tensión interfacial con la estabilidad en condiciones de alta severidad (Morales & Benavides, 2020).

### **2.2.3 Clasificación según el origen.**

- a) ***Surfactantes sintéticos: ventajas y limitaciones:*** los surfactantes sintéticos son compuestos obtenidos mediante procesos químicos a partir de derivados petroquímicos. Su diseño controlado ha permitido su amplia aplicación en la industria. históricamente, la EOR química ha utilizado surfactantes derivados del petróleo como: sulfonatos, surfactantes etoxilados y betainas sintéticas por disponibilidad y costo. Sin embargo, su toxicidad, persistencia ambiental y, en ocasiones, la sensibilidad a aguas duras y altas temperaturas han impulsado la búsqueda de alternativas con perfil ambiental y operativo más favorable (Bachari et al., 2019). En ese contexto emergen los surfactantes de origen natural, con desempeño interfacial competitivo y mayor biodegradabilidad.

Los surfactantes sintéticos han demostrado ser herramientas útiles en procesos de recuperación mejorada de petróleo, principalmente porque reducen la tensión interfacial entre el agua y el crudo, lo que facilita el movimiento de los hidrocarburos atrapados en la matriz rocosa (Massarweh & Abushaikha, 2020).

Una de sus principales fortalezas es que permiten alterar la humectabilidad de las formaciones y mejorar la eficiencia del desplazamiento del petróleo. Además, han sido diseñados para mantener un desempeño adecuado en condiciones extremas de salinidad y temperatura, alcanzando reducciones muy bajas en la tensión interfacial (Bera & Belhaj, 2016).

Sin embargo, no están exentos de limitaciones. Estos compuestos suelen perder parte de su efectividad al quedar adsorbidos en la superficie de la roca, lo que disminuye su concentración activa dentro del yacimiento. También son sensibles a factores como la composición mineralógica y la salinidad del agua de formación, restringiendo su aplicación en ciertos contextos. Si bien los líquidos iónicos representan un desarrollo prometedor, su uso todavía no ha sido validado de manera suficiente en pruebas de campo reales. A esto se suma que su producción y aplicación implican costos elevados, y en muchos casos presentan baja biodegradabilidad, lo que genera riesgos ambientales en caso de fugas o derrames.

#### ***b) Surfactantes naturales***

- a. ***Surfactantes naturales de origen directo:*** los surfactantes naturales de origen directo corresponden a moléculas anfifílicas presentes en tejidos vegetales o animales que pueden emplearse prácticamente en su forma original, sin procesos de síntesis o modificaciones químicas posteriores. Dentro de los ejemplos más conocidos se encuentran las saponinas de plantas como la *Quillaja saponaria*, que forman espuma de manera natural, o las lecitinas derivadas de la soya y la yema de huevo, utilizadas como emulsionantes en alimentos y cosméticos. Estos compuestos, al provenir de fuentes biológicas accesibles, ofrecen un perfil de alta biocompatibilidad y un desempeño aceptable en sistemas donde no se requieren condiciones extremas de presión o salinidad. Su carácter “natural puro” los distingue de los surfactantes bio-based, que pasan por síntesis química, y de los biosurfactantes que son metabolitos microbianos, posicionándolos como una categoría histórica y referencial dentro de la evolución de los tensioactivos (Kralova & Sjöblom, 2009).

El interés por este tipo de surfactantes ha crecido en aplicaciones donde la ausencia total de modificaciones químicas resulta un atributo de valor, como en alimentos orgánicos, productos hipoalergénicos y formulaciones farmacéuticas. Avances recientes se centran en mejorar su obtención mediante métodos de extracción más sostenibles, como el uso de fluidos supercríticos y solventes verdes, con el fin de incrementar rendimientos sin comprometer su carácter natural. Aun cuando su disponibilidad a gran escala es limitada y su costo es más elevado en comparación con alternativas bio-based o microbianas, los surfactantes naturales directos representan un modelo de sostenibilidad y pureza química, y sirven como punto de referencia para el diseño de los llamados green surfactants en la industria contemporánea (Vaishnavi et al., 2023) y (Usiña, 2017).

**b. *Surfactantes bio-based:*** los surfactantes bio-based son moléculas tensoactivas obtenidas por síntesis química, pero a partir de materias primas de origen renovable, como aceites vegetales, azúcares, lípidos naturales o almidones. A diferencia de los sintéticos derivados directamente del petróleo, los bio-based aprovechan recursos biológicos como insumos de partida, lo que les confiere un mejor perfil ambiental en cuanto a biodegradabilidad y menor toxicidad. Esto los ubica en un punto intermedio entre los surfactantes convencionales y los biosurfactantes, ya que no son producidos por microorganismos, pero sí emplean biomasa en su cadena de producción (Romero & Gallo, 2025).

El uso de materias primas renovables confiere a los surfactantes bio-based propiedades de mayor compatibilidad ambiental y menor huella de carbono en comparación con los derivados petroquímicos. Además, pueden mantener un buen desempeño en la reducción de la tensión interfacial y la estabilización de emulsiones bajo condiciones de laboratorio y de campo. Su principal ventaja radica en combinar la versatilidad de la síntesis química con la disponibilidad de recursos agrícolas, favoreciendo una transición hacia alternativas más sostenibles en la industria química y petrolera (Kralova & Sjöblom, 2009).

A pesar de sus beneficios, los surfactantes bio-based no siempre alcanzan la eficiencia y la resistencia a condiciones extremas que presentan algunos biosurfactantes microbianos. Su producción también depende de cultivos

agrícolas, lo cual puede generar competencia con la cadena alimentaria y elevar costos. Por ello, en los últimos años se ha impulsado la investigación hacia los biosurfactantes, los cuales representan un nivel superior de sostenibilidad al ser generados directamente por microorganismos, con mayor adaptabilidad a salinidad, temperatura y condiciones extremas del subsuelo (Banat et al., 2014).

- c. **Biosurfactantes:** los biosurfactantes son moléculas tensoactivas producidas directamente por microorganismos, como bacterias, levaduras y hongos filamentosos, a partir de la metabolización de fuentes de carbono. Aunque en algunos textos se los incluye bajo la categoría de “naturales”, es importante diferenciarlos de los surfactantes bio-based: mientras estos últimos se sintetizan químicamente desde biomasa, los biosurfactantes emergen de procesos metabólicos biológicos (Gudiña et al., 2013).

Los biosurfactantes presentan alta biodegradabilidad, baja toxicidad y gran eficacia en la reducción de la tensión interfacial incluso bajo condiciones extremas de presión, temperatura y salinidad, características que los convierten en una alternativa prometedora para aplicaciones en la industria petrolera. Además, poseen estructuras químicas muy diversas, como glicolípidos, lipopéptidos, fosfolípidos y poliméricos, lo que les otorga versatilidad para formar emulsiones y desplazar crudo pesado en yacimientos maduros. Estas propiedades los diferencian de manera clara tanto de los surfactantes sintéticos como de los bio-based (Rodrigues et al., 2006).

En el ámbito del petróleo y el medio ambiente, los biosurfactantes se han utilizado en procesos de recuperación microbiana mejorada de petróleo (MEOR), biorremediación de suelos contaminados y tratamiento de aguas aceitosas. No obstante, su principal desafío sigue siendo el costo de producción a gran escala, ya que requieren condiciones controladas de fermentación y purificación.

Por lo que, aun investigadores buscan optimizar el uso de sustratos residuales de bajo costo y mejorar la eficiencia de los procesos biotecnológicos, de modo que los biosurfactantes puedan competir en precio y disponibilidad con los surfactantes sintéticos y bio-based (Jimoh & Lin, 2019).

- c) ***Green surfactants***: representan una categoría emergente dentro de los tensioactivos, orientada a combinar desempeño técnico con criterios de sostenibilidad. Este término engloba tanto surfactantes de origen renovable, es decir, bio-based y biosurfactantes, como formulaciones sintéticas rediseñadas para reducir toxicidad, mejorar biodegradabilidad y disminuir la huella ambiental en su ciclo de vida. A diferencia de los surfactantes naturales de origen directo, los *green surfactants* no se definen solo por su procedencia, sino por su compatibilidad con los principios de la química verde y economía circular (Nagtode et al., 2023).

En los últimos años, esta categoría ha cobrado relevancia en industrias como la cosmética, la limpieza doméstica y la EOR, donde se buscan moléculas que ofrezcan eficiencia interfacial sin comprometer la salud humana ni el medio ambiente. Su desarrollo se apoya en avances de biotecnología, catálisis enzimática y uso de materias primas renovables no competitivas con la cadena alimentaria.

Con ello, los *green surfactants* se proyectan como un eje estratégico para la sustitución progresiva de tensioactivos convencionales, integrando responsabilidad ambiental (Vaishnavi et al., 2023).

#### **2.2.4 Consideraciones ambientales y técnicas de surfactantes según su origen.**

Las propiedades ambientales y técnicas de los surfactantes dependen en gran medida tanto de su origen molecular, como de los procesos asociados a su síntesis. Mientras los derivados sintéticos ofrecen control estructural preciso y un amplio rango de funcionalidades, su persistencia en el medio y la generación de metabolitos recalcitrantes limitan su sostenibilidad (Badmus et al., 2021). En contraste, los biosurfactantes, al ser metabolitos microbianos, destacan por su alta eficacia a bajas concentraciones, estabilidad en condiciones extremas y bajo impacto eco toxicológico, aunque enfrentan restricciones económicas relacionadas con la escalabilidad de los procesos de fermentación y recuperación (Banat et al., 2014). Esta diferenciación técnica establece la base para evaluar de manera comparativa sus ventajas y limitaciones en aplicaciones industriales y ambientales específicas.

## 2.2.5 Comparativa entre surfactantes sintéticos y naturales.

En procesos EOR, los surfactantes: sintéticos, naturales, bio-based y biosurfactantes han sido estudiados por su capacidad para reducir la tensión interfacial y modificar la mojabilidad de las formaciones. No obstante, cada grupo presenta características técnicas, económicas y ambientales que condicionan su aplicabilidad.

Los compuestos sintéticos ofrecen versatilidad y un diseño molecular adaptado a condiciones específicas. Los de origen natural destacan por su biodegradabilidad y menor impacto ecológico. La eficiencia operativa puede variar en función de parámetros como la salinidad y la temperatura del reservorio.

La Tabla 1 resume de manera comparativa las principales diferencias, ventajas y limitaciones en el área petrolera de los surfactantes.

**Tabla 1. Análisis comparativo del uso de surfactantes sintéticos y de origen natural en operaciones de recuperación mejorada de petróleo.**

criterio	Surfactantes sintéticos	Surfactantes naturales
Origen	Derivados petroquímicos; síntesis química controlada. <sup>a</sup>	Fuentes biológicas: microorganismos o extractos vegetales. <sup>b</sup>
Biodegradabilidad	Baja a moderada; algunos compuestos persistentes. <sup>a</sup>	Alta; productos generalmente biodegradables. <sup>c</sup>
Toxicidad	Pueden ser tóxicos para fauna y flora acuática. <sup>a</sup>	Generalmente baja toxicidad. <sup>c</sup>
Costo de producción	Menor costo unitario en producción masiva. <sup>a y b</sup>	Puede ser mayor; reducción posible con optimización. <sup>b</sup>
Estabilidad térmica y salina	Buena estabilidad en ciertos diseños. <sup>a</sup>	Variable según la fuente; algunos con alta tolerancia. <sup>c</sup>
Disponibilidad	Alta y constante; escalable globalmente. <sup>a y b</sup>	Depende de biomasa y procesos productivos. <sup>b</sup>
Desempeño en EOR	IFT reducida; formulaciones probadas en campo. <sup>a y b</sup>	IFT comparable o superior en casos específicos. <sup>b</sup>
Impacto Ambiental	Mayor huella de carbono. <sup>a y b</sup>	Menor huella de carbono y residuos. <sup>b</sup>

*Nota.* Elaborado a partir de (Sheng, 2013), (Banat et al., 2014), y (Kralova & Sjöblom, 2009).

## **2.2.6 Ventajas frente a surfactantes sintéticos.**

Los surfactantes naturales constituyen una alternativa estratégica frente a los sintéticos, ya que combinan eficiencia interfacial con un perfil ambiental más favorable. Su carácter biodegradable y menor toxicidad disminuyen la huella ecológica y los riesgos de contaminación durante su aplicación, mientras que su obtención a partir de recursos renovables o residuos agroindustriales reduce la dependencia de procesos petroquímicos. En términos técnicos, pueden alcanzar reducciones de tensión interfacial y modificaciones de mojabilidad similares a las de los sintéticos, con la ventaja adicional de presentar menor adsorción en la roca y, por tanto, mayor eficiencia en el medio poroso. Aunque persisten limitaciones en la producción a escala industrial y en su estabilidad en condiciones extremas de yacimiento, su capacidad de integrar sostenibilidad y rendimiento los posiciona como candidatos competitivos para la recuperación mejorada de petróleo (Santos et al., 2016).

## **2.3 SURFACTANTES DE ORIGEN NATURAL**

### **2.3.1 Tipos de surfactantes de origen natural.**

Los surfactantes vegetales de la familia de las saponinas son uno de los grupos más representativos de origen natural. Estos glicósidos triterpénicos y esteroidales se encuentran en plantas como *Quillaja saponaria*, *Sapindus mukorossi* o *Passiflora edulis*, y poseen una marcada actividad interfacial. Estudios recientes muestran que extractos de *Passiflora* pueden reducir la tensión interfacial crudo-agua de valores cercanos desde 19 mN/m hasta 2,5 mN/m, además de modificar la mojabilidad hacia condiciones más favorables al barrido en areniscas, lo cual los convierte en candidatos directos para procesos de recuperación mejorada de petróleo (Magham et al., 2023).

Asimismo, investigaciones con saponinas de *Quillaja* reportan  $CMC = 0,068 \%$  wt y adsorciones máximas en arenisca del orden de 3 mg/g-roca, con cinéticas de pseudo-segundo orden, confirmando que son moléculas eficientes y con pérdidas moderadas en roca (Monday, 2023).

Otro grupo de surfactantes naturales lo constituyen las lecitinas o mezclas de fosfolípidos extraídos de aceites vegetales. La lecitina de soya, obtenida por procesos de degomado, ha sido evaluada como dispersante y emulsionante natural en la industria petrolera y ambiental. En condiciones de laboratorio, estas formulaciones alcanzan eficacias de dispersión de crudo del 75 a 92 %, con reducción de la tensión interfacial crudo-agua a valores de 10 a 30 mN/m dependiendo de la salinidad y del tipo de ion presente (Efavi et al., 2017) y (Nyankson et al., 2015).

La sensibilidad a cationes divalentes como  $Mg^{2+}$  resulta incluso favorable para la estabilización de emulsiones O/W, lo que las convierte en una alternativa atractiva para fluidos de inyección y para mitigación de derrames de petróleo, con la ventaja adicional de ser biodegradables y biocompatibles.

### **2.3.2 Propiedades de los surfactantes de origen natural.**

En términos técnicos, los surfactantes de origen natural presentan propiedades interfaciales competitivas frente a alternativas bio-based o biosurfactantes. Diversos extractos de saponinas y lecitinas han demostrado reducir la tensión interfacial crudo-agua de 72 mN/m a valores tan bajos como entre 2 a 5 mN/m, con CMC en el orden de  $10^{-3}$ – $10^{-2}$  mol·L<sup>-1</sup>, comparables e incluso superiores a ciertos biosurfactantes como ramnolípidos (Magham et al., 2023) y (Monday, 2023).

Además, su capacidad de cambiar la mojabilidad de oil-wet a water-wet en areniscas de mediana permeabilidad se traduce en aumentos medibles del factor de recobro en pruebas de laboratorio. No obstante, presentan limitaciones de disponibilidad y estandarización, ya que la composición depende de la fuente vegetal o animal, lo que dificulta la escala industrial (Magham et al., 2023) y (Monday, 2023).

En consecuencia, aunque sus propiedades puras son en ocasiones más eficaces que las de biosurfactantes y bio-based, la literatura recomienda considerarlos como referencias o aditivos complementarios más que como sustitutos definitivos, salvo en aplicaciones específicas de recuperación mejorada o remediación ambiental donde su biodegradabilidad y baja toxicidad aportan ventajas estratégicas.

## **2.4 BIO-BASED**

### **2.4.1 Tipos de bio-based.**

Entre los principales tipos de surfactantes bio-based destacan los alquilpoliglucósidos (APGs), obtenidos a partir de glucosa y alcoholes grasos derivados de aceites vegetales. Estos compuestos son altamente atractivos porque combinan un buen poder detergente con baja toxicidad y excelente biodegradabilidad. Su estructura se basa en enlaces glicosídicos estables que les otorgan resistencia frente a la hidrólisis en condiciones de uso intensivo, lo cual los hace idóneos en aplicaciones de limpieza y cosmética. Además, al no depender de derivados petroquímicos, los APGs se consideran uno de los bio-based más consolidados en el mercado actual de los surfactantes (Pantelic, 2014).

Otro grupo relevante son los surfactantes derivados de ácidos grasos naturales presentes en aceites vegetales como el de palma, coco, ricino, soya y demás. A través de procesos de esterificación, transesterificación o amidación, se obtienen compuestos como sorbitán ésteres, sulfatos de ácidos grasos o monoacilglicéridos etoxilados, empleados ampliamente como emulsionantes en alimentos, agroquímicos y formulaciones industriales. Estos surfactantes presentan buena compatibilidad con sistemas oleosos y una elevada capacidad espumante, aunque su desempeño puede variar según la longitud e insaturación de la cadena lipídica de origen, en las pruebas de laboratorio han demostrado buen potencial como material EOR (Kralova & Sjöblom, 2009).

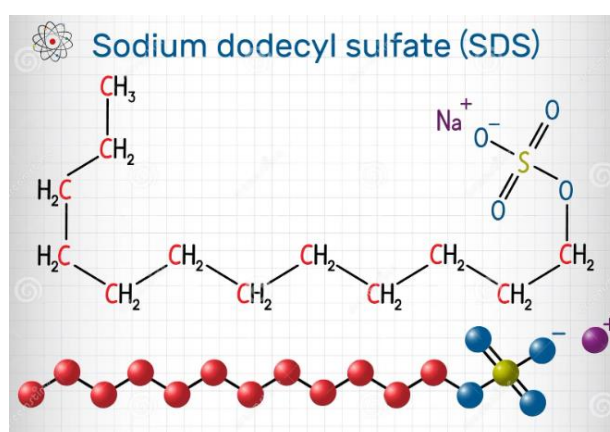
Un tercer grupo corresponde a los surfactantes bio-based obtenidos a partir de aminoácidos, péptidos y proteínas hidrolizadas. Mediante reacciones de acilación o amidación se generan derivados como los glutamatos acrílicos o sarcosinatos, que combinan alta estabilidad química con buena compatibilidad.

Muestran un perfil ambiental más favorable que los tensioactivos sintéticos convencionales. Su flexibilidad estructural permite diseñar moléculas adaptadas a distintos rangos de pH y niveles de dureza del agua, lo que explica su creciente interés en sectores especializados (Vaishnavi et al., 2023).

## 2.4.2 Propiedades de los surfactantes bio-based.

En los surfactantes bio-based derivados de carbohidratos, como los alquilpoliglucósidos, la CMC y la reducción de la tensión superficial dependen de la longitud de la cadena alquílica y del grado de polimerización del azúcar. Estudios han mostrado que pueden disminuir la tensión superficial del agua hasta valores cercanos a entre 25 a 28 mN/m, lo que los hace competitivos frente a los tensioactivos convencionales. Su carácter no iónico le otorga baja sensibilidad a la presencia de electrolitos, manteniendo eficacia incluso en aguas duras, aunque presentan limitaciones asociadas al punto nube a altas temperaturas (Holmberg et al., 2002).

En los derivados lipídicos, como los ésteres de sorbitán y otros tensioactivos obtenidos por esterificación de ácidos grasos naturales, la efectividad no depende únicamente del número HLB (Balance Hidrofílico-Lipofílico, por sus siglas en inglés), sino también de la reología interfacial y la conformación de las colas hidrofóbicas, Figura 3. Estas variables determinan la estabilidad de emulsiones y el tamaño de gota en sistemas O/W y W/O, siendo posible ajustar la emulsificación mediante la mezcla de tensioactivos con distintos valores de HLB. Investigaciones han demostrado que la longitud e insaturación de la cadena lipídica influyen en la resistencia a la coalescencia y en la capacidad de mantener la estabilidad física bajo condiciones de temperatura elevada y fuerzas de cizalla.



**Figura 3**  
Estructura molecular del surfactante dodecil sulfato de sodio (SDS), mostrando su cabeza polar y cola hidrofóbica.

*Nota.* Tomado de *Depositphotos* creado por (Yandex, 2019).

Otra característica de los bio-based es su elevada compatibilidad ambiental y toxicológica. Los derivados de azúcares y lípidos muestran una rápida biodegradación y generan subproductos de baja ecotoxicidad. Además, los APGs actúan como hidrotropos efectivos, mejorando la solubilidad de compuestos poco polares sin recurrir a solventes agresivos (Velásquez, 2016) y (Solans, 2022).

En los surfactantes bio-based, la adsorción y absorción sobre la roca reservorio constituyen factores determinantes de su desempeño, ya que un exceso de retención puede limitar la disponibilidad de moléculas activas en la interfase crudo-agua. Estudios con derivados de carbohidratos y lípidos muestran que la adsorción es dependiente de la mineralogía y de la carga superficial de la roca, siendo mayor en areniscas ricas en arcillas por la presencia de sitios activos de intercambio catiónico, mientras que en rocas carbonáticas se ve influida por la elevada basicidad superficial. En paralelo, la estabilidad térmica de estos tensioactivos ha sido evaluada mediante análisis termogravimétrico, reportándose pérdidas de peso progresivas entre 200 y 350 °C, rango en el que ocurre la degradación de las cadenas hidrocarbonadas y la ruptura de enlaces éster; sin embargo, comparados con surfactantes sintéticos convencionales, varios bio-based exhiben una mayor resistencia térmica y mantienen parte de su eficacia interfacial incluso bajo condiciones de alta temperatura y salinidad .

## **2.5 BIOSURFACTANTES**

### **2.5.1 Tipos de biosurfactantes.**

Los biosurfactantes son moléculas anfifílicas de origen microbiano, producidas principalmente por bacterias, levaduras y hongos filamentosos (Bohórquez, 2021). Su estructura contiene una fracción hidrofílica (carbohidratos, aminoácidos o grupos polares) y otra hidrofóbica (ácidos grasos o lípidos), lo que les confiere la capacidad de reducir la tensión superficial e interfacial, además de modificar la mojabilidad de sustratos sólidos. A diferencia de los surfactantes sintéticos o bio-based derivados químicamente, los biosurfactantes se caracterizan por ser biodegradables, de baja toxicidad y funcionales en condiciones extremas de pH, temperatura o salinidad, atributos que los posicionan como alternativas sostenibles en múltiples sectores industriales (Jimoh & Lin, 2019).

En cuanto a sus tipos, pueden clasificarse de acuerdo con su naturaleza química y el microorganismo productor. Los principales grupos incluyen glicolípidos (ramnolípidos, soforolípidos, trehalolípidos), lipopéptidos (surfactina, iturina, fengicina), fosfolípidos, ácidos grasos y polímeros anfifílicos (emulsan, alasan) (Jiménez et al., 2010) y (Bohórquez, 2021). Cada categoría presenta propiedades distintivas: los glicolípidos son conocidos por su alta eficiencia en la reducción de la tensión superficial, mientras que los polipeptídicos muestran fuerte actividad antimicrobiana y estabilidad en ambientes hostiles. Esta diversidad abre un amplio rango de aplicaciones, desde la recuperación mejorada de petróleo hasta la biorremediación (Mukherjee et al., 2006).

En el ámbito de producción y escalado, los avances recientes han integrado fermentación sumergida (SmF) y el aprovechamiento de sustratos residuales como aceites usados, glicerina cruda o melazas, con el fin de reducir costos de operación. Estas estrategias se complementan con innovaciones en recuperación, tales como la precipitación ácida, la extracción con solventes de bajo impacto ambiental, la ultrafiltración y el foam-fractionation in situ, que mejoran la pureza y productividad. Además, la optimización de parámetros críticos como la relación C/N, el tipo de carbono hidrofóbico y los modos de operación fed-batch o continuos, han elevado títulos, rendimientos y selectividad en soforolípidos y ramnolípidos sin comprometer su desempeño interfacial. Estos avances acercan la viabilidad tecno-económica de los biosurfactantes a niveles competitivos frente a los convencionales (Banat et al., 2014).

## **2.5.2 Propiedades de los biosurfactantes.**

En los sistemas porosos, los surfactantes naturales tienden a adsorberse en la interfase agua–aceite, donde orientan sus colas hidrofóbicas hacia la fase oleosa y sus grupos polares hacia la acuosa. Esta disposición disminuye la tensión interfacial ( $\sigma$ ) y, al alcanzarse la CMC, se forman micelas y microemulsiones que facilitan la solubilización del crudo, acelerando el transporte de masa. En condiciones adecuadas de salinidad y formulación, pueden alcanzarse valores muy bajos de  $\sigma$ , cercanos a  $10^{-3}$  mN/m, lo que incrementa el número capilar  $N_c = \mu v / \sigma$ . Mientras en inyecciones de agua convencionales este número suele situarse en el orden de  $10^{-7}$ – $10^{-6}$ , el empleo de sistemas tensioactivos bien diseñados puede elevarlo hasta  $10^{-5}$ – $10^{-4}$ , rango suficiente para liberar petróleo atrapado en la roca. Dicho comportamiento está asociado al equilibrio de fases descrito

por Winsor, donde alcanzar la salinidad óptima favorece la formación de microemulsiones bicontinuas (Winsor III). Biosurfactantes como los ramnolípidos o las saponinas son capaces de generar este tipo de estructuras cuando se ajustan adecuadamente parámetros como pH, salinidad y la presencia de cosolventes (Santos et al., 2016).

Otro mecanismo fundamental corresponde a la modificación de la mojabilidad de la roca. En la mayoría de los yacimientos, las superficies suelen presentar afinidad por el crudo (oleofílicos), lo que dificulta su desplazamiento. La acción de los surfactantes naturales puede reducir el ángulo de contacto ( $\theta$ ) y promover condiciones más acuafílicas, favoreciendo así la acción del agua inyectada y disminuyendo la saturación final de hidrocarburos. Este proceso ocurre por la reorganización de las películas interfaciales y por alteraciones en la carga superficial de los minerales. En areniscas, los biosurfactantes aniónicos presentan ventajas debido a que interactúan con superficies negativas reduciendo la adsorción irreversible, mientras que, en formaciones carbonatadas, dominadas por cationes divalentes ( $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$ ), resultan más apropiadas moléculas no iónicas que limitan la formación de puentes catiónicos y mantienen la actividad interfacial. La efectividad de estos cambios se confirma mediante índices de mojabilidad como Amott–Harvey, así como a través de la medición de ángulos de contacto e histéresis, que reflejan mejoras cuando se aplican biosurfactantes bajo condiciones de pH y salinidad controladas (Bera & Belhaj, 2016).

Finalmente, factores como la reología interfacial y la cinética de adsorción también influyen en el desempeño de los surfactantes. Películas con alta elasticidad dilatacional tienden a estabilizar gotas y microdominios, lo que mejora la estabilidad de las microemulsiones y su transporte a través de la roca. Sin embargo, un exceso de estabilidad puede dar lugar a emulsiones demasiado viscosas, que complican el manejo en superficie; por ello, se ajustan las dosis y se utilizan cosurfactantes o cosolventes para equilibrar movilidad y eficiencia de recuperación (Massarweh & Abushaikha, 2020). En términos de adsorción, los surfactantes naturales suelen mostrar menores pérdidas frente a los sintéticos gracias a su estructura molecular, aunque variables como la temperatura, la salinidad y la presencia de iones divalentes pueden incrementar estas pérdidas. Para reducirlas se aplican estrategias como la adición de aditivos “sacrificiales”, el ajuste de

pH o la combinación con polímeros y álcalis (ASP), lo que asegura la permanencia de la actividad interfacial bajo condiciones de yacimiento (Bera & Belhaj, 2016).

En el caso de los biosurfactantes, la adsorción sobre superficies minerales constituye una limitante relevante, ya que su naturaleza aniónica y su alta afinidad por arcillas pueden ocasionar pérdidas significativas durante la inyección, reduciendo la fracción activa disponible en la interfase crudo-agua. Ensayos con ramnolípidos y surfactina muestran que la retención depende no solo de la carga superficial de la roca, sino también de la fuerza iónica del medio, siendo mayor en sistemas con alta salinidad debido a la compresión de la doble capa eléctrica (Pacwa-Płociniczak et al., 2011). En cuanto a su estabilidad térmica, estudios de análisis termogravimétrico han demostrado que biosurfactantes mantienen estabilidad térmica perdiendo tan solo 5 % de peso a 170 °C, además, mantienen sus propiedades durante exposiciones de 30 – 80 °C a niveles de pH entre 5 a 9, como lo fue el caso del biosurfactante producido por *Bacillus amyloliquefaciens* C11 (Schalchli et al., 2023). Esta resistencia contrasta con su alta biodegradabilidad, lo que plantea un equilibrio interesante: aunque son estables frente a condiciones de temperatura y presión de yacimiento, su vida media en ambientes abiertos puede ser corta. Así, la adsorción mineral y la estabilidad térmica definen la ventana operativa real de los biosurfactantes, diferenciándolos de otros tensioactivos naturales y marcando su aplicabilidad en proyectos debido a su gran eficiencia en la recuperación mejorada de petróleo.

## **2.6 ESTUDIOS DE CASO EN EOR CON SURFACTANTES NATURALES.**

Su aplicabilidad está demostrada a nivel internacional sobre los surfactantes naturales en distintos entornos. En varios proyectos piloto con parámetros campos de crudo pesado o a nivel con parámetros de laboratorios se han aplicado biosurfactantes de origen microbiano para mejorar la movilidad del aceite en formaciones de arenisca, reportando aumentos de producción de la menos 7 % registrando adsorción entre 25 a 30 % en muestras de areniscas (Nikolova & Gutierrez, 2021). En México, pruebas con extractos vegetales en campos maduros de Veracruz han mostrado reducciones de tensión interfacial similares a surfactantes sintéticos, pero con menor impacto ambiental y buena estabilidad térmica. En el Medio Oriente, particularmente en Omán, la inyección de

mezclas de biosurfactantes y polímeros ha sido evaluada para crudos medianos en formaciones carbonatadas, alcanzando mejoras de factor de recobro cercanas al 15 % (Al-Wahaibi et al., 2014).

### **2.6.1 Aplicaciones y limitaciones en campos ecuatorianos.**

En Ecuador, el interés por métodos de recuperación mejorada con surfactantes se ha incrementado en los últimos años, especialmente en campos maduros de la Amazonía. Durante la 1st International Conference on Enhanced Oil Recovery organizada por EP Petroecuador, se presentaron experiencias y potencial de técnicas como la inyección de surfactante-polímero (SP), ASP flooding y la combinación con tecnologías emergentes como smart water y nanofluidos, que podrían aprovechar la infraestructura existente y permitir la movilización de petróleo atrapado (EP PETROECUADOR, 2025). Estas iniciativas reflejan un esfuerzo por modernizar las operaciones nacionales y orientarlas hacia soluciones que aumenten el factor de recobro sin comprometer los costos de producción.

Sin embargo, la implementación de estos procesos en campos ecuatorianos enfrenta desafíos técnicos y económicos. Las aguas de formación suelen tener alta salinidad y abundancia de cationes divalentes, limitando la estabilidad de los surfactantes y reduce su eficiencia. Además, la heterogeneidad de las rocas, es decir areniscas con carga negativa y carbonatos con alta concentración de  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$ , exige formulaciones específicas para cada yacimiento. A esto se suman los elevados costos asociados a la producción de biosurfactantes a gran escala, así como las limitaciones en procesos de cultivo y purificación, lo que restringe su viabilidad industrial, sin olvidar los controles de ingeniería (Laboratory Idaho, 2005).

Por otra parte, en un país megadiverso como Ecuador, la elección de surfactantes biodegradables y de baja toxicidad no solo representa una ventaja ambiental, sino también una necesidad para mitigar riesgos en ecosistemas sensibles, aunque su validación en condiciones reales de campo aún está pendiente, es necesaria la búsqueda de potenciales materiales o agentes (Laboratory Idaho, 2005).

## 2.6.2 Ventajas del uso de biosurfactantes en procesos EOR.

- a) ***Naturaleza ecológica y sostenibilidad industrial:*** los biosurfactantes, al ser compuestos sintetizados por microorganismos como bacterias, levaduras o por extractos de origen vegetal, constituyen una alternativa más sostenible frente a los tensioactivos sintéticos derivados de la industria petroquímica. Estos productos, al provenir de fuentes renovables, presentan un bajo nivel de toxicidad y una alta biodegradabilidad, lo que disminuye de forma considerable su impacto ambiental (Sharma, 2023). En el contexto de la EOR, esta ventaja adquiere especial relevancia, ya que el proceso involucra la inyección de volúmenes significativos de agentes químicos en formaciones geológicas que, eventualmente, pueden retornar a la superficie con el agua producida. La utilización de biosurfactantes contribuye así a minimizar riesgos de contaminación y facilita el cumplimiento de regulaciones ambientales cada vez más estrictas.
- b) ***Mejora del comportamiento interfacial y capacidad emulsificante:*** una de las propiedades más destacadas de los biosurfactantes en aplicaciones EOR es su habilidad para reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua a niveles muy bajos, en ocasiones comparables e incluso superiores a los obtenidos con tensioactivos sintéticos (Cai, 2024). Este efecto se traduce en una disminución de las fuerzas capilares que retienen el crudo en la matriz porosa, lo que facilita su desplazamiento hacia los canales de flujo. Adicionalmente, algunos biosurfactantes presentan una notable capacidad para estabilizar emulsiones crudo-agua y para modificar la mojabilidad de las rocas, volviéndolas más hidrofílicas. Estos cambios mejoran la eficiencia de barrido y optimizan el factor de recobro, sobre todo en yacimientos maduros donde los métodos convencionales han alcanzado su límite de producción.
- c) ***Estabilidad y desempeño en condiciones de campo adversas:*** ciertos biosurfactantes han demostrado mantener su funcionalidad en entornos hostiles característicos de muchos yacimientos, como alta salinidad, temperaturas superiores a 70 °C y variaciones significativas de pH (Andrade et al., 2024). En condiciones donde la eficiencia de surfactantes sintéticos se ve comprometida, los biosurfactantes pueden conservar su capacidad de reducción de la tensión interfacial y su estabilidad coloidal. Además, muestran buena compatibilidad con otros aditivos utilizados en procesos químicos de recobro, como polímeros, álcalis

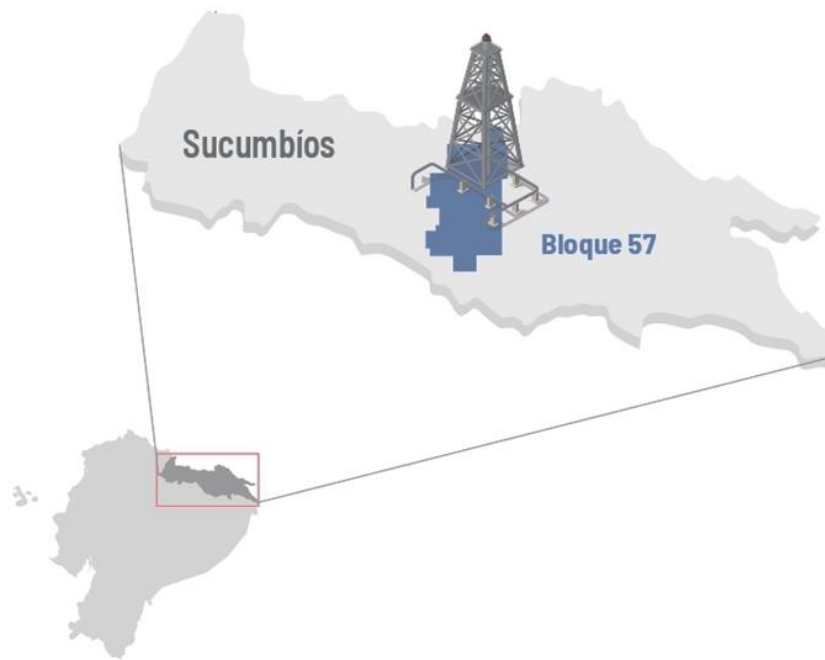
o cosurfactantes, lo que amplía las posibilidades de formulaciones sinérgicas. Esta resistencia a condiciones extremas les otorga una ventaja competitiva en proyectos ubicados en ambientes desafiantes, como los campos petroleros de zonas tropicales o costeras con aguas de alta dureza.

- d. ***Viabilidad económica y estrategias de producción flexibles:*** el aspecto económico también respalda el interés en los biosurfactantes. Estos pueden ser fabricados *ex situ* en biorreactores para posteriormente ser transportados al campo o, de forma innovadora, producidos *in situ* dentro del propio yacimiento mediante la estimulación de microorganismos nativos o inyectados, junto con nutrientes específicos (Purwasena et al., 2024). Esta última estrategia permite que la concentración activa del agente se genere directamente en la zona de interés, reduciendo costos de transporte, almacenamiento y pérdidas por adsorción en el trayecto desde la superficie. Además, al minimizar la manipulación superficial de productos químicos, se reducen riesgos operativos y de exposición para el personal de campo, lo que incrementa la seguridad del proceso.

## **2.7 CAMPO LIBERTADOR**

### **2.7.1 Contexto histórico de explotación del Campo Libertador.**

El Campo Libertador se ubica en el norte de la Amazonía ecuatoriana, Figura 4, y ha sido un eje fundamental dentro de la producción nacional desde su descubrimiento en la década de 1970. Durante esos años, enmarcados en la tercera fase exploratoria de la Cuenca Oriente, la entonces Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) impulsó la identificación de grandes yacimientos, consolidando al Libertador como uno de los campos estratégicos del país (Rivadeneira et al., 2004).



**Figura 4**  
**Ubicación del Campo Libertador - Bloque 57.**

*Nota.* Tomado de Información Bloques Petroleros por (EP PETROECUADOR, 2024).

Su desarrollo permitió a Ecuador fortalecer su rol como exportador de crudo, posicionando al Oriente como la principal fuente de ingresos fiscales. En sus primeras décadas, el campo fue operado bajo esquemas tradicionales de explotación primaria y secundaria, con altos volúmenes de producción que rápidamente justificaron la construcción de infraestructura asociada.

Con el paso del tiempo, la administración del campo evolucionó. Tras la transformación institucional que dio origen a Petroamazonas EP, el Libertador pasó bajo su control operativo en 2010, lo cual permitió implementar tecnologías más avanzadas de gestión de pozos, perforación direccional y estrategias de recuperación secundaria. Este cambio no solo significó un fortalecimiento de la gestión estatal, sino también un mayor control sobre la renta petrolera nacional. Las reservas originales probadas del área libertador alcanzaban los 719,8 millones de barriles de petróleo, con un POES total de 2218,9 millones de barriles. Hoy, el área Libertador continúa siendo un activo de referencia, enfrentando los desafíos propios de un yacimiento maduro (Chancay, 2007).

A lo largo de su trayectoria, el campo ha experimentado cambios en su esquema de administración y participación de empresas operadoras. En sus primeras décadas, se ejecutaron contratos de servicios y asociaciones con compañías internacionales como Occidental Petroleum y Petroproducción, lo que aportó capital y transferencia tecnológica en la etapa inicial de desarrollo (Caicedo, 2012). Posteriormente, la política energética nacional reforzó el predominio estatal, consolidando la operación a través de empresas públicas como Petroecuador y Petroamazonas, como un modelo orientado a maximizar la renta petrolera y garantizar el control soberano de los recursos (Caicedo, 2012).

En términos de producción, el Campo Libertador ha sido históricamente uno de los mayores aportantes de crudo pesado de la región norte amazónica. Según las referencias indagadas, el pico mayor de producción fue de 56651 BPPD, convirtiéndose en una fuente relevante para la estabilidad de las exportaciones y el presupuesto nacional (Rivadeneira et al., 2004). Esta magnitud de producción, junto con su ubicación estratégica cercana a la frontera con Colombia (Jiménez & Paucar, 2011) y a las principales rutas de transporte petrolero, ha consolidado al Libertador como un campo de alta importancia geopolítica y económica para Ecuador.

### **2.7.2 Características geológicas y petrofísicas del campo.**

Geológicamente, el Campo Libertador se encuentra dentro de la cuenca Oriente, con una configuración estructural tipo “cajón” alargado en dirección norte-sur, alcanzando hasta 21 kilómetros de extensión y cierres de alrededor de 240 ft (Rivadeneira et al., 2004). El yacimiento está compuesto por varias subestructuras, entre ellas Pacayacu, Shuara, Shushuqui y Secoya, que convergen en el periclinial Pichincha-Carabobo, generando trampas estructurales altamente efectivas. Los reservorios más importantes corresponden a las arenas U, T y Tena Basal, caracterizadas por su continuidad lateral y buena calidad petrofísica. Donde propiedades del área responde a valores de porosidades entre 12 a 17,6 %, y permeabilidades varían desde 100 hasta aproximadamente 2000 md (Sánchez Luguña & Donoso Navas, 2013), lo que indica una excelente capacidad de transmisión de fluidos.

Las condiciones del yacimiento también han favorecido la producción. Inicialmente, las presiones superaban los 3100 psi incluso llegando hasta 4012 psi,

mientras que, las temperaturas del yacimiento oscilaban entre 180 a 232 °F, lo que facilitaba la movilidad del crudo (Sánchez Luguana & Donoso Navas, 2013). Sin embargo, la heterogeneidad en la distribución de lutitas y la presencia de niveles acuíferos intercalados han generado comportamientos diferenciales en la productividad de los pozos (Cáceres & Puruncajas, 2012). Estos factores, junto con la mineralogía variada de las areniscas y carbonatos presentes, condicionan el diseño de cualquier estrategia de recuperación mejorada, ya que influyen en la adsorción y efectividad de los surfactantes que podrían aplicarse.

En el contexto regional, el Campo Libertador se asienta sobre una franja del sector norte de la Cuenca Oriente caracterizada por depósitos cretácicos y terciarios. La Formación Napo constituye la principal unidad productora, especialmente en sus miembros U y T, mientras que la Formación Hollín aporta con intervalos secundarios de interés económico. Estas formaciones presentan una litología predominantemente arenosa, con intercalaciones de lutitas que actúan como sellos naturales y contribuyen a la generación de trampas combinadas (Rivadeneira et al., 2004). La continuidad lateral de las arenas, junto con la compactación moderada, han permitido que el reservorio conserve buenas propiedades petrofísicas incluso en zonas profundas.

Desde un punto de vista estructural, el yacimiento responde a la tectónica compresiva que afectó a la cuenca durante el Cretácico Superior y el Paleógeno, lo que dio origen a pliegues y fallas inversas que actuaron como elementos de cierre. Estas deformaciones explican la presencia de sub-bloques y compartimentaciones internas, que en la práctica generan variabilidad en los volúmenes recuperables de cada sector (Sarmiento, 2016).

La geometría tipo “cajón” y los pliegues suaves han favorecido la acumulación de hidrocarburos, mientras que la asociación con acuíferos regionales ha permitido mantener presiones iniciales relativamente altas.

En lo referente a las características petrofísicas de U Superior, en estudios e investigaciones citan como fuente a Petroamazonas EP (2012) y Petroproducción (sf), reportando que el Campo Libertador conserva parámetros comparables con otros yacimientos del norte amazónico. Donde la porosidad efectiva es de 14,5 %, mientras que

la saturación de agua es de 33,2 %, lo que permite un volumen significativo de petróleo móvil en sitio (Sánchez Luguana & Donoso Navas, 2013) y (Cáceres & Puruncajas, 2012). Esta combinación de propiedades, sumada a la distribución favorable de arenas con alta conectividad, explica por qué el campo sigue siendo considerado un activo con potencial para proyectos de recuperación secundaria y terciaria, a pesar de su madurez.

### **2.7.3 Propiedades de los fluidos producidos.**

El crudo del Campo Libertador se clasifica como un petróleo relativamente liviano, con densidad API cercana a 30° y un contenido de azufre bajo, en el rango de 0,49 a 0,97 %, acorde a 4 muestras de crudo del reservorio “T”. mientras que, “U” posee contenido de azufre que va desde 0,82 hasta 1,33 %, considerando las estructuras de Secoya, Shuara, Shushuqi y Pacayacu (Rivadeneira et al., 2004).

El crudo del yacimiento U Superior presenta características técnicas favorables, con un factor volumétrico ( $\beta_0$ ) de 1.263 y densidad relativa del gas de 1,42, siendo la del aire igual a 1 (Zapata, 2019) y (Pozo & Yagual, 2024). La viscosidad del crudo a condiciones del punto de burbuja son 1,520 y 1,253 cP, para “T” y “U”, respectivamente (Rivadeneira et al., 2004). Estos valores, sumados a factores volumétricos de petróleo en toda el área del Activo Libertador para los diversos yacimientos van desde 1,110 hasta 1,366 By/Bn (Chancay, 2007), indican un comportamiento favorable para el flujo en medios porosos. Mientras que, la SG del gas asociado en toda el área del campo, registra valores desde 0,992 hasta 1,65 (Chancay, 2007) lo que complementa el sistema energético del reservorio, aunque no siempre en cantidades suficientes para mantener la presión de manera natural.

El agua de formación presenta características particulares que condicionan el manejo de producción. Sus altos niveles de salinidad y la presencia de iones divalentes como calcio y magnesio generan problemas de incrustaciones y afectan la estabilidad de emulsiones (Loor, 2016). Con el envejecimiento del yacimiento, el aumento progresivo en el corte de agua ha reducido la fracción de crudo en la producción total, obligando a la implementación de tecnologías de manejo de agua y a la evaluación de métodos químicos que permitan mejorar la eficiencia volumétrica del barrido. Este contexto

convierte al fluido producido en un factor determinante para la viabilidad de procesos de inyección de surfactantes.

Desde una perspectiva comparativa, los valores de viscosidad y densidad API del crudo del Campo Libertador lo ubican en una posición intermedia respecto a otros campos del norte amazónico, donde predominan petróleos más pesados. Este aspecto ha permitido históricamente un transporte más eficiente por oleoductos y una menor dependencia de diluyentes, reduciendo costos de operación. Sin embargo, el contenido de compuestos aromáticos y resinas, aunque moderado, puede influir en la formación de emulsiones estables durante la producción, lo que obliga a un monitoreo constante de las propiedades reológicas del crudo.

El gas asociado, aunque no constituye un volumen de producción comercial elevado en el Campo Libertador, cumple un papel relevante en el equilibrio energético del sistema. El GOR (gas-oil ratio) del Campo Libertador considerando todas sus arenas productoras va desde 70 a 460 scf/STB, donde el yacimiento U Superior registra el valor de 270 scf/STB (Cáceres & Puruncajas, 2012). Su composición se caracteriza por fracciones significativas de metano y etano, junto con trazas de dióxido de carbono y nitrógeno. Esta composición influye directamente en la capacidad de disolución en el petróleo, así como en las consideraciones ambientales y operativas asociadas al venteo o reinyección de gas.

En cuanto al agua de formación, estudios geoquímicos han identificado salinidades que oscilan entre 35000 y 60000 ppm de sólidos totales disueltos (STD), con predominio de cloruros de sodio y la presencia significativa de sulfatos y bicarbonatos (Vásquez & Ortega, 2020), para el caso del Campo Libertador se tiene salinidades entre 16000 hasta 60000 ppm de cloruro de sodio (NaCl), donde el valor promedio para U Superior corresponde a 60000 ppm con base en la data reportada de Petroamazonas EP (2012) en el estudio realizado por (Sánchez Luguana & Donoso Navas, 2013). La interacción de estos iones con aditivos químicos puede reducir la efectividad de ciertos procesos de separación y afectar la respuesta de técnicas de recuperación mejorada. Además, el corte de agua, que ha llegado a superar el 75% en determinados sectores del campo (Robledo, 2006), lo que les representa uno de los principales retos operativos. Estas condiciones refuerzan la necesidad de un manejo integrado de fluidos, donde la

caracterización precisa del agua de formación se convierte en un insumo crítico para el diseño de tratamientos químicos y de inyección.

Además de las propiedades físicas básicas, la caracterización del crudo del Campo Libertador incluye parámetros que son críticos para la planificación de procesos de recuperación mejorada. Estudios reológicos han identificado que el petróleo mantiene un comportamiento newtoniano en condiciones de reservorio, pero puede presentar desviaciones no lineales bajo variaciones de presión y temperatura, especialmente cuando se incrementa el contenido de asfaltenos y resinas (Ramírez & Andrade, 2021). Este aspecto es relevante, ya que la estabilidad coloidal de los asfaltenos influye en la tendencia a la formación de depósitos y emulsiones estables, lo que afecta directamente las operaciones de separación y tratamiento superficial. El control de estas fracciones pesadas se vuelve indispensable para garantizar la eficiencia en procesos de transporte y en la futura aplicación de químicos de inyección.

Por otra parte, la calidad del agua de formación no solo incide en el manejo operativo, sino que también condiciona la interacción con aditivos químicos y surfactantes en proyectos EOR. Investigaciones han mostrado la alta salinidad (60000 ppm de NaCl) (Sánchez Luguña & Donoso Navas, 2013) lo cual puede disminuir la efectividad de surfactantes aniónicos convencionales, obligando a considerar el uso de surfactantes modificados o biosurfactantes que presenten mayor tolerancia iónica (Sheng, 2010). Asimismo, la relación entre dureza ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ) y alcalinidad del agua determina el potencial de incrustación de carbonatos y sulfatos, que son responsables de una parte importante de los costos de tratamiento químico en campos maduros. Por ello, una caracterización fisicoquímica exhaustiva del agua de formación es esencial no solo para predecir su impacto en la producción, sino también para anticipar el desempeño de tecnologías de recuperación química.

#### **2.7.4 Problemas actuales de producción.**

- a) ***Alta viscosidad del crudo:*** en el Campo Libertador, aunque los crudos presentan valores API cercanos a 30°, la viscosidad bajo condiciones de superficie tiende a incrementarse de manera significativa conforme disminuye la temperatura y la presión, llegando a superar los 200 a 400 cP a condiciones estándar (60 °F y 1

atm). Este contraste con las condiciones de reservorio, donde la viscosidad se mantiene baja, en el rango de 1,253 cP (Rivadeneira et al., 2004), lo cual evidencia el desafío operativo de transportar el crudo hacia superficie sin pérdidas de energía y sin formación de depósitos. La variación en viscosidad es un factor crítico para el diseño de facilidades de superficie, ya que condiciona la selección de bombas, calentadores y la necesidad de diluyentes.

La movilidad relativa del petróleo en el reservorio se expresa como la relación entre la permeabilidad efectiva al petróleo y su viscosidad ( $k_{ro}/\mu_o$ ). En el caso del Campo Libertador, aunque la permeabilidad puede alcanzar valores de 50 a 2500 mD, siendo el valor entre 150 a 200 mD en el caso específico de U Superior (Sánchez Luguana & Donoso Navas, 2013).

La viscosidad relativamente elevada a medida que el yacimiento madura disminuye la eficiencia de desplazamiento, provocando un bajo índice de movilidad ( $M < 1$ ) frente al agua inyectada (Sheng, *Modern chemical enhanced oil recovery: Theory and practice*, 2010) y (Bohórquez, 2021). Esto favorece la canalización del agua (*fingering*) y genera un rápido incremento del corte de agua, lo cual reduce la recuperación final del petróleo en sitio. Por ello, la viscosidad del crudo no solo impacta la producción inicial, sino que también condiciona el éxito de cualquier estrategia secundaria.

Desde un punto de vista reológico, el crudo del Libertador mantiene un comportamiento newtoniano bajo condiciones de reservorio; sin embargo, al enfriarse puede presentar un umbral de fluencia asociado al contenido de asfaltenos y parafinas, lo que eleva artificialmente la viscosidad aparente en superficie (Ramírez & Andrade, 2021). Este fenómeno dificulta el transporte por oleoductos y eleva el consumo energético en sistemas de bombeo, requiriendo la inyección de diluyentes livianos o calentamiento de líneas. En términos económicos, este incremento en viscosidad representa uno de los mayores costos ocultos de la operación, ya que afecta la logística de evacuación del crudo y limita la competitividad frente a petróleos más livianos de la región.

- b) ***Corte de agua creciente***: el incremento sostenido del corte de agua (*water cut*) es uno de los problemas más críticos que enfrenta actualmente el Campo Libertador.

De acuerdo con reportes técnicos, en sectores maduros del yacimiento los pozos han alcanzado valores de 75 % de corte de agua e incluso se reporta el valor de 88 % proveniente de la arena U Superior de la estructura Secoya del Campo Libertador (Zapata, 2019), lo que significa que, por cada barril de fluido producido, apenas una fracción corresponde a petróleo. Esta tendencia refleja la madurez del yacimiento y la progresiva invasión de acuíferos regionales, que tienden a desplazar el crudo hacia las zonas más alejadas de los pozos. En la práctica, este comportamiento reduce de manera significativa el factor de recobro efectivo, pues la mayor parte de la energía del sistema se dedica a movilizar agua en lugar de petróleo.

Desde el punto de vista operativo, el manejo de altos cortes de agua implica **costos** adicionales de separación, tratamiento y disposición. En el Campo Libertador, la salinidad del agua de formación va a valor superiores de 16000 ppm de NaCl, llegando incluso a valor de 60000 ppm NaCl (Sánchez Luguña & Donoso Navas, 2013), lo cual incrementa la dificultad de los procesos de separación, ya que se generan emulsiones más estables y depósitos de incrustaciones en líneas y equipos (Vásquez & Ortega, 2020). Además, el volumen creciente de agua transportada por las instalaciones eleva los costos de bombeo y reduce la capacidad efectiva de oleoductos, afectando la eficiencia del sistema de transporte. De manera general se conoce que, esta problemática ha llevado a que, el costo de manejo de agua represente hasta un 40 % de los gastos operacionales directos en campos maduros (Sheng, 2010).

En términos de gestión del yacimiento, el corte de agua creciente también se traduce en una pérdida de control sobre la eficiencia de barrido areal y vertical. Por ejemplo, en la inyección de agua diseñada inicialmente para mantener la presión del reservorio, genera canalizaciones preferenciales (*water channeling*) a través de zonas de alta permeabilidad, provocando un desplazamiento prematuro del crudo y un incremento rápido del corte de agua en pozos productores disminuyendo así la eficiencia de barrido (Tarek, 2010). Por ello, el análisis y control del comportamiento del agua producida se ha convertido en un aspecto estratégico para prolongar la vida productiva del Campo Libertador.

- c) ***Declinación de la producción:*** la declinación del Campo Libertador es claramente documentable con series oficiales. El yacimiento inició producción en agosto de 1982 y alcanzó su máximo el 8 de agosto de 1992 con aproximadamente 56651 BPPD (Rivadeneira et al., 2004); desde entonces ingresó en fase de declinación. Como muestra, en el estudio realizado por (Sánchez Luguaña & Donoso Navas, 2013) mencionan con base en datos del departamento de producción del Campo Libertador a fecha de marzo del 2012, se registró una producción de 9190 BPPD. Con dicho reporte, el Campo Libertador ha sido afectado por una reducción cercana al 84 % respecto al máximo histórico, característica típica de campos maduros con décadas de explotación y proyectos de recuperación secundaria en curso. Esto no es un comportamiento observable a nivel campo sino también a nivel de bloque, por ejemplo, acorde a (Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador (AIHE), 2023) la producción promedio diaria del Bloque 57 – Libertador, pasó de 17997,24 a 11399,91 BPPD en el lapso del 2012 al 2022.

Desde la ingeniería de yacimientos, la tendencia se diagnostica con análisis de curva de declinación (DCA). En campos convencionales sometidos a inyección de agua, el comportamiento transita de hiperbólico ( $0 < b < 1$ ) hacia exponencial ( $b \approx 0$ ) conforme domina el régimen de frontera; el factor  $b$  controla la curvatura y, por tanto, las estimaciones de recobro final (EUR). En el caso de Libertador, el ajuste debe realizarse con sus propios datos históricos y segmentando periodos (primario vs. secundarios) para evitar sesgos por cambios operativos.

- d) ***Daños de formación, incrustaciones y otros problemas operativos:*** el daño de formación mecánico y químico es una de las principales limitantes en campos maduros como Libertador. Pruebas de inyectividad realizadas en pozos del norte amazónico han demostrado que, después de operaciones de workover o perforación, la permeabilidad de la zona dañada puede disminuir, por lo que se puede encontrar zonas con daños ajenos al workover, por ejemplo, en el estudio realizado por (Tomalá & Salvatierra, 2024) mencionan la estimación teórica de daño de pozos acorde a data de Petroamazonas 2018, donde se visualiza factores de daño de 6,4 a 12,3.

Los daños también suelen atribuirse a la invasión de lodos de perforación con sólidos de tamaño micrométrico, que tapan los poros del reservorio y generan un *skin effect* positivo en los análisis de pruebas de presión. El valor del factor de daño, lo ideal o recomendable es mantenerlo en valores cercanos a 0 o negativos.

En lo relacionado a la composición del agua de formación, en el estudio realizado por (Jiménez & Paucar, 2011) se menciona que el anión más común en el agua de formación se tiene el anión cloruro que, se encuentra en mayor concentración en el NaCl, mismo que no debe exceder de 5000 ppm puesto a que, podría afectar con corrosión. Además, entre los iones positivos más importantes se tiene el ion calcio ( $\text{Ca}^{1+}$ ), que en aguas de formación se han encontrado hasta valores de 20000 e incluso de hasta 30000 ppm. Además del ion sodio ( $\text{Na}^{+1}$ ) mismo que junto a anión cloruro ( $\text{Cl}^{1-}$ ) son los iones frecuentemente encontrados en el agua de formación, que al precipitarse forman NaCl, que en grandes concentraciones puede ser peligrosos (Jiménez & Paucar, 2011). Entonces, es válido recordar que la salinidad de U Superior del Campo Libertador es de 60000 ppm NaCl.

Informes operativos reportan que, en condiciones no controladas, la velocidad de deposición puede llegar a 1 a 2 mm de espesor por mes en tuberías de producción, reduciendo el área de flujo efectivo hasta en un 35 a 40 % en menos de un año (Vásquez & Ortega, 2020).

Por último, los depósitos orgánicos (parafinas y asfaltenos) también representan un problema severo en Libertador. Los análisis de laboratorio han determinado que la temperatura de inicio de precipitación de parafinas (WAT, *wax appearance temperature*) se ubica en torno a 23 a 25 °C, lo que explica la formación de depósitos en líneas superficiales cuando el crudo se enfría durante el transporte. Estos depósitos pueden alcanzar espesores de 0,5 a 1 cm en pocas semanas si no se aplican medidas preventivas, reduciendo la eficiencia volumétrica del flujo (Ramírez & Andrade, 2021).

En paralelo, los asfaltenos precipitan cuando la presión cae por debajo de la presión de punto de burbuja, formando agregados o depósitos que obstruyen el medio poroso. Ensayos PVT en crudos pesados y extrapesados han reportado

contenidos de asfaltenos que provocan pérdidas de productividad del orden de 20 al 30 % en pozos afectados (Salager, 1991).

El control de estos depósitos orgánicos requiere una combinación de técnicas mecánicas (rascadores), químicas (dispersantes, inhibidores) y térmicas (calentamiento), que representan un componente crítico en la estrategia de mitigación de daños en campos maduros como Libertador.

### **2.7.5 Desempeño en la recuperación secundaria de la arena U Superior, Campo Libertador.**

- a) ***Porosidad, permeabilidad y espesor neto:*** los análisis petrofísicos realizados en el Campo Libertador muestran que la porosidad va desde 14 a 16,8 %, lo que le confiere una capacidad de almacenamiento intermedia para hidrocarburos y fluidos de inyección. Así mismo, la permeabilidad del campo está el rango de 100 a 310 mD, siendo el valor preponderante en la U Superior el valor de 115 mD de permeabilidad (Sánchez Luguaña & Donoso Navas, 2013), lo que refleja un reservorio que, si bien no alcanza la categoría de alta calidad, ofrece condiciones adecuadas para el flujo de fluidos, particularmente bajo un esquema de inyección de agua.

En el pozo Shuara 27, por ejemplo, se reporta una porosidad del 14,5 % con un espesor neto de 10 ft, mientras que a nivel de campo se ha registrado un espesor neto mínimo de 14 hasta 65 ft, lo que permite establecer un intervalo operativo de 10 a 15 ft e incluso superiores para el diseño de recuperación secundaria, mientras que, específicamente en U Superior se tiene un espesor neto de petróleo de 14 ft (Sánchez Luguaña & Donoso Navas, 2013).

Desde la perspectiva de recuperación secundaria, estos valores sugieren que la arena U Superior cuenta con una heterogeneidad moderada, donde la variación en permeabilidad puede generar preferencia de flujo en capas específicas. Este comportamiento obliga a un diseño cuidadoso de los patrones de inyección, con espaciamientos ajustables y monitoreo constante para mitigar el riesgo de canalización prematura del agua. Además, el espesor facilita la propagación del frente de inyección, siempre que se mantenga un control adecuado de movilidad

y se considere la influencia de arcillas presentes en la matriz que podrían afectar la permeabilidad efectiva.

- b) **Condiciones de presión y temperatura de yacimiento:** en cuanto a las condiciones de presión y temperatura, la arena U Superior se caracteriza por una presión inicial de yacimiento cercana a los 3800 psi y una temperatura promedio de 232 °F. Estos valores definen un sistema con energía suficiente para sostener inicialmente la producción (Sánchez Luguaña & Donoso Navas, 2013), sin embargo, la presión ha disminuido y en 2012 se registró 2495 psi, parámetro importante en la base técnica para diseñar estrategias de inyección.

La interpretación de estos parámetros muestra que la inyección de agua en la U Superior debe ser cuidadosamente diseñada para mantener la presión de fondo fluyendo en torno a los valores originales, evitando caídas que comprometan el factor de recobro. La banda térmica ajustada entre 230 y 235 °F es especialmente importante para evaluar la viscosidad del crudo y asegurar la compatibilidad entre el agua de inyección y la roca del reservorio. Estas condiciones, combinadas con un control riguroso de calidad del agua, permiten sostener la presión, mejorar el barrido areal y minimizar problemas operacionales como incrustaciones o daños por arcillas (Sánchez Luguaña & Donoso Navas, 2013).

- c) **Propiedades interfaciales y humectabilidad:** en diseños de recuperación secundaria por inyección de agua en la arena U Superior, la IFT condiciona la movilización del crudo residual. Ensayos locales muestran IFT base del orden de 25 a 26 mN/m que pueden reducirse marcadamente con temperatura y surfactantes. Por ejemplo, en pruebas de laboratorio se registró un descenso de 25,5 a 0,3 mN/m al elevar la temperatura y optimizar la formulación (Abadiano, 2021); y en arenas U análogas (Campo Pindo – Pozo Pindo 11) con 0,3 % wt de surfactantes se obtuvieron IFT de 18,46 mN/m siendo su IFT inicial 30 mN/m, asimismo en otro pozo (Pindo 13) se tuvo desde 28 mN/m a 16,179 @ 0,3 % wt de surfactante, hasta en el pozo Pindo 17 se tuvo una reducción de IFT desde 32 mN/m a 20,688 mN/m @ 0,1 % wt de surfactante comercial. Niveles que incrementan el número capilar y favorecen el arrastre en escenarios secundarios (Celi et al., 2021). En el Campo Libertador, los criterios de control de IFT se integran al esquema operativo de la inyección de agua y completación.

La humectabilidad del sistema roca – fluidos determina la eficiencia del barrido: se busca operar hacia mojado por agua ( $\theta < 90^\circ$ ) para potenciar imbibición. Tesis, libros académicos locales y artículos científicos emplean este umbral ( $\theta < 90^\circ$ ) como criterio práctico y describen estrategias para disminuir el ángulo de contacto mediante agua de baja salinidad y/o aditivos, trasladando sistemas inicialmente mixtos hacia condiciones más agua-mojantes; trabajos en la Cuenca Oriente recomiendan modificadores de movilidad y de permeabilidad para apoyar ese cambio de mojabilidad durante la inyección de agua (Romero & Gómez, 2010) y (Pontón & Pambabay, 2008).

En la Tabla 2 se sintetizan los valores petrofísicos del yacimiento de la arena U Superior del Campo Libertad y de una arena análoga para dimensionar como referencia valores de la IFT (que podrían existir).

**Tabla 2. Parámetros petrofísicos y condiciones de yacimiento de la arena U Superior, Campo Libertador.**

Parámetro	Valor / intervalo sugerido	Observaciones
Porosidad ( $\phi$ )	14,5 % <sup>a</sup>	Media, con ligera heterogeneidad.
Permeabilidad (k)	115 md <sup>a</sup>	Reservorio de calidad media; flujo adecuado.
Espesor neto de petróleo (Ho)	14 ft <sup>a</sup>	U Superior – Área Libertador.
IFT aceite-agua (Inicial → Final)	30 mN/m → 18,46 mN/m <sup>b</sup> 28 mN/m → 16,179 mN/m <sup>b</sup> 32 mN/m → 20,688 mN/m <sup>b</sup>	@ 0,3 % peso HALMX152805-2 <sup>b</sup> @ 0,3 % peso BH WAW3037 <sup>b</sup> @ 0,1 % peso HALMX1528005-2 <sup>b</sup> Mejores resultados de reducción de IFT correspondientes a estudio de campo Pindo
Ángulo de contacto $\theta$ (Inicial → Final)	75–105° → < 90° <sup>c</sup>	Valores teóricos; objetivo ser mojable en agua para mejorar procesos de imbibición

**Nota:** Elaborado a partir de <sup>a</sup> (Sánchez Luguana & Donoso Navas, 2013), <sup>b</sup> (Celi et al., 2021) y <sup>c</sup> (Escobar, 2012).

## 2.7.6 Propiedades de los fluidos en arena U Superior.

- a) **Gravedad API y viscosidad:** los estudios del Campo Libertador indican que el crudo de la arena U superior posee una gravedad API promedio de 27°, lo que lo clasifica como un crudo medio, lo suficientemente fluido para favorecer su desplazamiento por agua y su transporte sin requerir inyección de diluyentes pesados (Zapata, 2019).

Complementariamente, se reporta una viscosidad cinemática en el punto de burbuja de aproximadamente 1,253 cP, valor que evidencia una fluidez intermedia, no tan ligera como los crudos livianos, pero manejable desde el punto de vista operativo, (Pozo & Yagual, 2024). Estas características físicas son fundamentales para diseñar patrones de inyección y prever el comportamiento del frente de agua en la recuperación secundaria, ya que influyen directamente en la resistencia al flujo y el número de movilidad dinámica entre agua y crudo.

En la práctica, la combinación de  $API = 27^\circ$  y viscosidad = 1.253 cP sugiere que la viscosidad relativa del crudo es moderada. Esto implica que, en presencia de una inyección de agua convencional, el desplazamiento puede ser eficaz si las presiones de inyección se mantienen adecuadamente y se considera la relación relativa de viscosidades. El diseño de la recuperación secundaria debe tener en cuenta la sensibilidad de estos parámetros al cambio de temperatura y a la compatibilidad con aguas de inyección, evitando viscosidades locales elevadas que puedan generar disminuciones súbitas en el factor de recobro o canales preferentes de flujo.

- b) **GOR, corte de agua y salinidad de las aguas de formación:** la relación gas-aceite (GOR) caracterizada para la arena U Superior del Campo Libertador es de 270 scf/bbl, lo cual sugiere una cantidad moderada de gas disuelto que debe considerarse en los cálculos volumétricos PVT y en la configuración de sistemas de separación de superficie (Sánchez Luguña & Donoso Navas, 2013) y (Zapata, 2019). En cuanto al corte de agua, se ha identificado que, hasta enero de 2011, el Campo Libertador registró en abril del 2019, con base en Petroamazonas EP citado por (Zapata, 2019) un valor muy alto de aproximadamente 88% de corte de agua en el pozo Secoya B050, reflejando el avance del agua en la producción y la

importancia crítica de optimizar el control de agua para mantener la eficiencia del barrido del campo.

Respecto a la salinidad del agua de formación, se reporta un contenido de 60000 ppm de NaCl (aproximadamente 6 % wt) en la U Superior (Sánchez Luguña & Donoso Navas, 2013), una salinidad considerable que exige atención en la inyección de agua para evitar efectos adversos como precipitación de sal, daño por osmótico o incompatibilidad química, especialmente respecto a arcillas y minerales sensibles. Cabe recalcar que, la alta salinidad también condiciona las decisiones sobre el uso de aguas tratadas o diluidas, e incluso la posible inclusión de programas de desalinización parcial o aguas de baja salinidad para proteger la permeabilidad del reservorio (Peñarreta, 2012).

Estos parámetros PVT, Tabla 3, permiten caracterizar el comportamiento del crudo y yacimiento, constituyendo insumos esenciales para evaluar la factibilidad de inyección de agua y de métodos químicos de recobro mejorado.

**Tabla 3. Parámetros PVT de la arena U Superior, Campo Libertador.**

Parámetro	Valor reportado	Unidad
Gravedad API del crudo	27 <sup>a</sup>	°API
Viscosidad del crudo	1,253 <sup>b</sup>	cP
Factor volumétrico de petróleo de la formación (Bo)	1,263 <sup>a</sup>	RB/STB
Relación gas-aceite (GOR)	270 <sup>a</sup>	scf/bbl
Presión inicial (Pi yacimiento)	3800 <sup>a</sup>	psi
Presión @ 2012 (P yacimiento)	2495 <sup>a</sup>	psi
Temperatura de yacimiento	232 <sup>a</sup>	°F

*Nota.* Elaborado a partir de <sup>a</sup> (Sánchez Luguña & Donoso Navas, 2013) y <sup>b</sup> (Rivadeneira et al., 2004).

## **2.5 IMPACTO AMBIENTAL Y MARCO NORMATIVO EN ECUADOR**

### **2.5.1 Legislación nacional en hidrocarburos y ambiente.**

Ecuador articula una ley marco con límites operativos. El Código Orgánico del Ambiente fija el licenciamiento, las evaluaciones de impacto, las auditorías y el control a cargo del MAE (Ministerio de Ambiente y Energía). Para hidrocarburos, el RAOHE (AM

100-A) aterriza esos requisitos en campo: planes de manejo, contingencias y monitoreo en todas las fases (exploración, desarrollo, producción y transporte), en coherencia con el COA. La Ley de Hidrocarburos detalla obligaciones del operador y la coordinación con la autoridad. En conjunto, el marco obliga a prevenir, controlar y remediar impactos, y permite endurecer exigencias cuando el riesgo lo amerite (Asamblea Nacional del Ecuador, 2017) y (Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica., 2020)

La norma de calidad ambiental y de descarga de efluentes: recurso agua (anexo 1 del Libro VI), reformada por el Acuerdo Ministerial 097-A establece los topes: a alcantarillado (tabla 11 del Anexo de TULSMA) tensoactivos (SAAM/MBAS)  $\leq 2,0$  mg/L, DBO<sub>5</sub> 250 mg/L, DQO 500 mg/L y T < 40 °C; para vertido directo a agua dulce (Tabla 12 de anexo de TULSMA) tensoactivos  $\leq 0,5$  mg/L, TPH  $\leq 20$  mg/L, pH 5–9, SST 100 mg/L y T < 35 °C; y en aguas marinas (tabla 13 de anexo de TULSMA) tensoactivos  $\leq 0,5$  mg/L. Estos números guían el diseño del tratamiento de efluentes, especialmente cuando se usan surfactantes en recuperación terciaria (Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica., 2020)

## **2.5.2 Regulaciones internacionales aplicables.**

Como buenas prácticas internacionales, los EHS Guidelines de IFC/World Bank para petróleo y gas onshore recomiendan priorizar reinyección o reutilización del agua producida; cuando haya descargas, deben cumplir la norma nacional y los niveles de desempeño aceptados (GIIP), con monitoreos de calidad y balance hídrico integral. Estas guías también piden planes de gestión de químicos y de emergencias, alineados con la jerarquía de mitigación, lo que encaja con los requerimientos (Asamblea Nacional del Ecuador, 2017).

Para el uso de surfactantes, dos referencias globales son clave: (i) en mar abierto, OSPAR exige la ficha HOCNF con datos de biodegradabilidad, toxicidad y bioacumulación para cada químico descargado, como base del permiso; y (ii) en la UE, el reglamento (CE) 648/2004 (detergentes) obliga a que los tensoactivos sean de biodegradabilidad “última” según ensayos normalizados, por ejemplo, OECD 301 (HSA (Healthy, safe, and productive lives and enterprises, 2023) y (OECD, 1992).

# **CAPÍTULO III: METODOLOGÍA**

## **3.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

### **3.1.1 Método hermenéutico.**

Este método consistió en la comprensión de fenómenos o la esencia interpretativa del análisis lingüístico, literal y minucioso (Aránguez, 2016). Por lo que, al ser interpretativo permitió el dialogo constante para obtención de diversos criterios (Ángel, 2011).

Considerando lo descrito, en el presente trabajo de titulación, este método fue llevado a cabo en la interpretación y comprensión de la definición, propiedades, fuentes de producción u obtención de los surfactantes naturales, surfactantes bio-based o biosurfactantes, además de los procedimientos de evaluación de su desempeño como método de EOR; a través de la revisión bibliográfica de fuentes académicas y científicas.

## **3.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

### **3.2.1 Investigación descriptiva.**

Este tipo de investigación tiene como característica principal la descripción tanto de actividades como procesos de objetos y/o personas, es decir el fenómeno de estudio; a través del entendimiento de situaciones y/o actitudes considerando fundamentos sistemáticos respecto a su estructura y comportamiento (Guevara et al., 2020).

Por lo tanto, este tipo de investigación en el presente trabajo de titulación fue aplicado a través de la descripción de los surfactantes naturales, surfactantes bio-based o biosurfactantes, y de su comportamiento/desempeño en los diferentes casos de estudio y experimentos considerando los medios de aplicación, sin olvidar la descripción de las diferentes propiedades de roca – fluido del yacimiento U Superior del Campo Libertador.

### **3.2.2 Investigación explicativa.**

En esta investigación se busca determinar las causas – efectos del fenómeno de estudio, para no dejar tan solo en la descripción de los comportamientos, para ello se requiere identificar relaciones causales entre distintas variables (Ramos, 2020).

Considerando lo descrito, el presente trabajo de titulación aplica este tipo de investigación para lograr la explicación de la influencia de las propiedades y/o características de los surfactantes naturales y su aplicación en los medios experimentados (por ejemplo, núcleos de formaciones y los fluidos o fases existentes).

## **3.3 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN**

La recopilación de datos fue llevada a cabo a través de la búsqueda de artículos científicos o “papers” relacionados a la aplicación de surfactantes naturales aplicados como métodos EOR y, además, la observación de las causas y efectos de su comportamiento en los diferentes medios. Mientras que, libros de producción y recuperación mejorada de petróleo fueron considerados para conocer más sobre las característica y particularidades de este método de recuperación y sus limitantes en comparación con los surfactantes convencionales. Además, se recopiló datos del yacimiento U Superior del Campo Libertador de las diferentes tesis de pregrados donde detallan propiedades petroquímicas del yacimiento y de los fluidos que contiene. Consecuentemente, se realizó la revisión de las páginas webs institucionales de empresas operadoras y de servicios para conocer la disponibilidad del acceso información del campo, a través de sus reportes o informes anuales.

### **3.3.1 Revisión bibliográfica.**

Esta técnica comprendió tres fases para su desarrollo: la búsqueda o investigación sobre el fenómeno de estudio, la lectura y recopilación de datos necesarios o importantes para el investigador, y la elaboración de un compendio escrito de lo consultado, ya sea por medios digitales o físicos (Peña, 2019). Un aspecto importante de esta técnica es la

selección de la fuente de información ya que, al existir diferentes fuentes, también hay la posibilidad de encontrar información divergente (Peña, 2019).

Con base en la definición descrita, esta técnica fue empleada en la obtención de información referente a los surfactantes naturales y su aplicación como método EOR, además de recopilación de información del Campo Libertador para compararlos con los medios de aplicación o prueba en los que fueron sometidos los surfactantes naturales en los artículos analizados. Considerando para esta revisión: artículos científicos/académicos, casos de estudio, libros de producción y recuperación mejorada de petróleo, además de datos del Campo Libertador disponibles en la web a través de tesis de pregrado y reportes de empresa productora o ente estatal respectivo.

### **3.3.2 Observación.**

Esta técnica es característica por la creación de vínculo o relación entre el fenómeno a estudiar y el investigador (Campos & Lule, 2012). Sin embargo, se recalca que esta relación no necesariamente requiere la atención directa al fenómeno, sino también a la documentación de caso de estudios, experimentos y demás (Cajal, 2020) para su clasificación y consecuentemente en el análisis del objeto de estudio.

Acorde a lo manifestado, esta técnica fue aplicada en la depuración de datos y su análisis considerando particularidades en común con características y condiciones del yacimiento U Superior del Campo Libertador.

## **3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS**

Posterior a la consolidación de la información, se procedió a determinar las características de los medios o núcleos de aplicación de los surfactantes naturales, surfactantes bio-based y biosurfactantes; y sus desempeños en dichas condiciones o parámetros en particular, para analizar su eficiencia en propiedades como tensión interfacial, mojabilidad y porcentaje de recobro de petróleo, además de su presencia o facilidad de disponibilidad en el país.

### 3.5 CONCLUSIÓN

La conclusión conlleva a determinar si los surfactantes naturales, surfactantes bio-based o biosurfactantes fueron factibles para su aplicación como método EOR en el yacimiento U Superior del Campo Libertador.

### 3.6 POBLACIÓN

- Surfactantes naturales, surfactantes bio-based y/o biosurfactantes.
- Campo Libertador.

### 3.7 MUESTRA

Las muestras consideradas con respecto a surfactantes corresponden a aquellos que han sido considerado en casos de estudio como “*A state-of-the-art review on the application of natural surfactants*” por (Atta et al., 2020), “*Review of the Application of Natural Surfactants in Enhanced Oil Recovery: State-of-the-Art and Perspectives*” por (Sarkar et al., 2023) ya que disponen de un banco amplio de casos de estudio. Además de los considerados en “*Application of Natural Surfactants for Enhanced Oil Recovery – Critical Review*” por (Zahra et al., 2019), entre otros estudios disponibles en revistas científicas y técnicas.

Mientras que, los datos petrofísicos relacionados a la arena U Superior del Campo Libertador fueron obtenidos a través de la documentación disponible por tesis de pregrado tales como “*Estudio de completaciones de fondo para recuperación secundaria por inyección de agua en las arenas Basal Tena y U Superior del Campo Libertador*” por (Sánchez Lugaña & Donoso Navas, 2013); “*Simulación numérica de la inyección continua de vapor y aire en pozos petroleros con crudo pesado de la sección sur del campo Libertador*” desarrollado por (Pozo & Yagual, 2024), ambos existentes en los respectivos repositorios de las instituciones de educación superior disponibles en la web y de libros como “*La Cuenca Oriente: geología y petróleo*” por (Rivadeneira et al., 2004).

### 3.8 PASOS GENERALES

Los pasos llevados a cabo para la consecución de los objetivos de este trabajo de titulación fueron:

- 1) Búsqueda y recopilación de data relacionada al Campo Libertador: U Superior.
- 2) Búsqueda y recopilación de información relacionada a surfactantes naturales (y biosurfactante o surfactante bio-based), aplicados como método EOR: IFT agua-petróleo, mojabilidad y mejora de recobro/producción.
- 3) Discreción o filtración de casos particulares o específicos de aplicación de surfactantes naturales (y biosurfactante o surfactante bio-based) acorde a pruebas realizadas en fases oleosas: petróleo.
- 4) Elaborar matriz de los diferentes casos disponibles, y observar los parámetros y sus variaciones que permiten tener un óptimo resultado tanto de reducción de la IFT como de la alteración de mojabilidad.
- 5) Elaborar matriz de los diferentes casos disponibles, y observar los parámetros o condiciones de la prueba de inyección o imbibición y determinar los mejores resultados obtenidos.
- 6) Elaborar matriz comparativa de impactos ambientales ante la aplicación de surfactantes derivados de petróleo y surfactantes naturales (y biosurfactante y surfactante bio-based) con base en la toxicidad y biodegradabilidad.
- 7) Comparación de características del yacimiento U Superior del Campo Libertador y los medios/muestras de aplicación/prueba de los surfactantes naturales.
- 8) Determinar los surfactantes naturales con aplicación potencial como método EOR en el yacimiento U Superior del Campo Libertador.

A continuación, se presenta una lista de los papers y los casos de estudio con sus respectivos autores, considerados para la investigación, análisis y consecución de objetivos planteados en el presente trabajo investigativo (Tabla 4).

**Tabla 4. Papers de casos de estudio considerados para el análisis de aplicación de surfactantes naturales como métodos EOR.**

<b>Paper</b>	<b>Título y autor</b>
1	<i>The synthesis and performance of sodium methyl ester sulfonate for enhanced oil recovery</i> por (Elraies et al., 2010)
2	<i>Characterizations of Surfactant Synthesized from Jatropha Oil and its Application in Enhanced Oil Recovery</i> por (Kumar et al., 2017)
3	<i>Green Surfactant for Enhanced Oil Recovery</i> por (Majidaie et al., 2011)
4	<i>Studies on Interfacial Tension and Contact Angle of Synthesized Surfactant and Polymeric from Castor Oil for Enhanced Oil Recovery</i> por (Babu et al., 2015)
5	<i>Exploring the Potential Application of Palm Methyl Ester Sulfonate as an Interfacial Tension Reducing Surfactant for Chemical Enhanced Oil Recovery</i> por (Mahendran et al., 2019)
6	<i>Characterizations of surfactant synthesized from palm oil and its application in enhanced oil recovery</i> por (Saxena et al., 2017)
7	<i>Interfacial behaviour, wettability alteration, and emulsification characteristics of a novel surfactant: Implications for enhanced oil recovery</i> por (Pal et al., 2018)
8	<i>Development of a New Polymeric Surfactant for Chemical Enhanced Oil Recovery</i> por (Elraies et al., 2011)
9	<i>Synthesis and evaluation of physicochemical properties of anionic polymeric surfactant derived from Jatropha oil for application in enhanced oil recovery</i> por (Kumar et al., 2016)
10	<i>Novel zwitterionic surfactant derived from castor oil and its performance evaluation for oil recovery</i> por (Zhang et al., 2015)
11	<i>A Novel Bio-based Sulfonic Zwitterionic Surfactant Derived from Transgenic Soybean Oil and its Performance in Surface and Interfacial Activities</i> por (Xu et al., 2018)
12	<i>Performance Evaluation of Novel Sunflower Oil-based Gemini Surfactant(s) with different Spacer Lengths: Application in Enhanced Oil Recovery</i> por (Pal et al., 2018)
13	<i>Preliminary evaluation of mulberry leaf-derived surfactant on interfacial tensión in an oil-aqueous system: EOR application</i> por (Ahmadi et al., 2014)
14	<i>Core Flooding Tests to Investigate the Effects of IFT Reduction and Wettability Alteration on Oil Recovery: Using Mulberry Leaf Extract</i> por (Ravi et al., 2015)
15	<i>Applicability Test of New Surfactant Produced from Zizyphus Spina-Christi Leaves for Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs</i> por (Shahri et al., 2012)
16	<i>Soapnut Extract as a Natural Surfactant for Enhanced Oil Recovery</i> por (Chhetri et al., 2009)
17	<i>Characterization and evaluation of a natural surfactant extracted from Soapwort plant for alkali-surfactant-polymer (ASP) slug injection into sandstone oil reservoirs</i> por (Nowrouzi et al., 2020)
18	<i>Biosurfactant production by Bacillus subtilis B30 and its application in enhancing oil recovery</i> por (Al-Wahaibi et al., 2014)

<b>Paper</b>	<b>Título y autor</b>
19	<i>Water-oil interfacial tension (IFT) reduction and wettability alteration in surfactant flooding process using extracted saponin from Anabasis Setifera plant</i> por (Nowrouzi et al., 2020)
20	<i>Synthesis, characterization, and enhanced oil recovery potential analysis through simulation of a natural anionic surfactant</i> por (Saxena et al., 2019)
21	<i>Investigating the impact of a walnut-extracted surfactant on oil-water interfacial tension reduction and wettability alteration in carbonate rocks</i> por (Suramairy et al., 2021)
22	<i>Anaerobic lipopeptide biosurfactant production by an engineered bacterial strain for in situ microbial enhanced oil recovery</i> por (Liang et al., 2017)
23	<i>Bioaugmentation of oil reservoir indigenous Pseudomonas aeruginosa to enhance oil recovery through in-situ biosurfactant production without air injection</i> por (Zhao F. et al., 2017)

*Nota.* Elaborado por el autor.

## **CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

A continuación, se describirán cuatro subcapítulos que permiten sustentar la consecución de los objetivos específicos y en consecuencia el objetivo general que fueron planteados en el presente trabajo de titulación.

### **4.1 PARÁMETROS INFLUYENTES EN LA VARIACIÓN DE LA IFT Y ÁNGULO DE CONTACTO (MOJABILIDAD)**

#### **4.1.1 IFT agua-petróleo.**

En esta sección, se procede a determinar los parámetros influyentes en la variación tanto de la IFT agua-petróleo como del ángulo de contacto (mojabilidad) al aplicar surfactantes naturales (dentro de este grupo se ha considerado también a los surfactantes bio-based y a los biosurfactantes; debido a la alta diversidad de criterios o definiciones) para el establecimiento de ambientes sensibles en aplicación EOR, mediante la revisión de casos de estudio.

Acorde a la revisión de los casos de estudio, se observó que los parámetros influyentes evaluados fueron: salinidad y/o temperatura. Por lo tanto, en la Tabla 5 se divide el respectivo surfactante aplicado, la IFT agua-petróleo inicial (sin uso de surfactante) y final (posterior al uso de surfactante), la variación de salinidad aplicada para determinar su concentración salina óptima, los respectivos casos donde se varió la temperatura de la prueba siendo indicado aquello en las condiciones base.

Si bien en la Tabla 5 no se observa los porcentajes de variación (debido a espacio y tamaño de fuente que permita una mejor visualización), estos fueron calculados para determinar el porcentaje de variación obtenido. Además, es válido mencionar que, ciertos casos de estudio en la aplicación del surfactante agregan agentes alcalinos para mejorar la viscosidad del fluido inyectado, sin embargo, este parámetro no será reportado en la presente matriz, debido a que, se lo considera como un aditivo o material extra. No

obstante, se mencionará en los casos que se aplicó para que, en caso de interés del lector, este pueda derivarse al respectivo caso o fuente principal.

En caso de que las propiedades del petróleo hayan sido reportadas a la misma temperatura de la prueba, se evitará redundar en dicho detalle. Sin embargo, donde la temperatura de medición de la densidad del petróleo y la temperatura de la prueba difieran, estas serán especificadas.

**Tabla 5. Variación de la IFT agua-petróleo respecto a la temperatura y salinidad**

Surfactante	IFT inicial (mN/m)	IFT final base (mN/m)	Condiciones base	Variación IFT base (mN/m)	IFT final sensibilidad (mN/m)	% wt NaCl	Variación IFT Salinidad (mN/m)
Paper 1: SMES de aceite de jatropha (aniónico) <sup>a</sup>	18,4	<b>0,26</b>	30 °C CMC ( <b>0,8 %wt</b> ) 0 % NaCl	18,14	-	-	-
Paper 2: SMES de aceite de jatropha (aniónico) <sup>b</sup>	21	<b>0,0917</b>	25 °C CMC ( <b>8000 ppm</b> ) 0 % NaCl	20,9083	0,0917	0	20,9083
			23 °API (Petróleo)		<b>0,00223</b>	1,5	20,9978
			50 °C <b>0,25 %wt</b> 2 %wt NaCl		<b>0,00108</b>	<b>3,2</b>	20,9989
Paper 3: MES de aceite de jatropha (aniónico) <sup>c</sup>	-	<b>0,0078</b>	0,2 %wt Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> 37,7 °API (Petróleo)	-	-	-	-
			50 °C <b>0,25 %wt</b>		-	-	-
			3,5 %wt STD 0 %wt Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> 37,7 °API (Petróleo)		-	-	-
Paper 4: SMES de aceite de ricino (aniónico) <sup>d</sup>	-	<b>0,0064</b>	27 °C CMC ( <b>6000 ppm</b> ) 1 %wt NaCl	-	0,0064	1	-
			38,86 °API (Petróleo)		0,0034	2	-
					<b>0,0019</b>	<b>3</b>	-
					0,0022	5	-
					0,066	0	-
Paper 4: PMES de aceite de ricino (aniónico) <sup>d</sup>	-	<b>0,066</b>	27 °C CMC ( <b>5000 ppm</b> ) 0 %wt NaCl	-	0,013	1	-
			38,86 °API (Petróleo)		0,0062	2	-
					0,0060	3	-
					<b>0,0057</b>	<b>4</b>	-
					0,0105	5	-
Paper 5: MES de aceite de palma (aniónico) <sup>c</sup>	18	<b>0,5</b>	98 °C <b>5 %wt</b> 34126,76 ppm STD 36,4 °API (Petróleo) @ 15 °C	17,5	-	-	-

Surfactante	IFT inicial (mN/m)	IFT final base (mN/m)	Condiciones base	Variación IFT base (mN/m)	IFT final sensibilidad (mN/m)	% wt NaCl	Variación IFT Salinidad (mN/m)
Paper 6: Alpha – SEE de aceite de palma (aniónico) <sup>f</sup>	18	<b>0,0117</b>	27 °C <b>CMC (8000 ppm)</b> 0 %wt NaCl 18,9 °API (Petróleo)	17,9883	0,0117	0	17,9883
					0,0099	0,5	17,9901
					0,0089	1	17,9911
					<b>0,0083</b>	<b>2</b>	17,9917
					0,0149	4	17,9851
					0,115	0	17,8850
					0,0812	0,5	17,9188
	18	<b>0,115</b>	30 °C <b>CMC (14,7059 mol/l)</b> 0 %wt NaCl 23,55 °API (Petróleo) @ 30 °C	17,8850	0,0584	1	17,9416
					0,0455	1,5	17,9545
					0,0386	2	17,9614
					<b>0,03412</b>	<b>2,5</b>	17,9659
					0,036385	5	17,9636
					0,06	0	17,9400
					0,0416	0,5	17,9584
Paper 7: SEES de aceite de coco (aniónico) <sup>g</sup>	18	<b>0,06</b>	50 °C <b>CMC (17,6471 mol/l)</b> 0 %wt NaCl 23,55 °API (Petróleo) @ 30 °C	17,94	0,0315	1	17,9685
					0,0258	1,5	17,9742
					0,0213	2	17,9787
					0,0175	2,5	17,9825
					<b>0,01491</b>	<b>3</b>	17,9851
					0,01690	5	17,9831
					0,014229	0	17,9858
	18	<b>0,014229</b>	70 °C <b>CMC (20,5882 mol/l)</b> 0 %wt NaCl 23,55 °API (Petróleo) @ 30 °C	17,9858	0,0090	0,5	17,9910
					0,0070	1	17,9930
					0,0058	1,5	17,9942
					0,0052	2	17,9948
					0,0046	2,5	17,9954
					0,0043	3	17,9957
					<b>0,00417</b>	<b>3,5</b>	17,9958
0,00434	5	17,9957					
Paper 8: PMES de aceite de jatropha (aniónico) <sup>h</sup>	13,6	<b>0,192</b>	29 °C <b>0,4 %wt</b> Campo Angsi – Malasia (Petróleo)	13,408	-	-	-

Surfactante	IFT inicial (mN/m)	IFT final base (mN/m)	Condiciones base	Variación IFT base (mN/m)	IFT final sensibilidad (mN/m)	% wt NaCl	Variación IFT Salinidad (mN/m)			
Paper 9: PMES de aceite de jatropha (aniónico) <sup>i</sup>	22,4	2,4	30 °C CMC (6 g/L) 0 %wt NaCl 23,41 °API (Petróleo)	20	2,4	0	20			
					2,15	0,5	20,25			
					1,58	1	20,82			
					1,87	1,5	20,53			
					1,26	2	21,14			
					<b>0,33</b>	<b>2,5</b>	22,07			
					1,38	4	21,02			
					0,010	+ 40 mg/L Ca <sup>2+</sup>	9,69			
					<b>0,006</b>	+ <b>100 mg/L Ca<sup>2+</sup></b>	9,694			
					0,017	+ 200 mg/L Ca <sup>2+</sup>	9,683			
					0,056	+ 400 mg/L Ca <sup>2+</sup>	9,644			
					0,011	+ 1600 mg/L Na	9,689			
					0,0095	+ 5000 mg/L Na	9,6905			
					<b>0,008</b>	+ <b>10000 mg/L Na</b>	9,692			
0,02	+ 15000 mg/L Na	9,68								
Paper 10: CPDB de aceite de ricino (zwitteriónico) <sup>j</sup>	9,70	<b>0,00302</b>	3663 mg/L STD (FW – Huabei) 0,84 g/cm <sup>3</sup> (Petróleo) 50 °C <b>0,01 g/L</b>	9,6970	-	-	-			
					10039 mg/L STD (FW – Shengli) 0,84 g/cm <sup>3</sup> (Petróleo) 50 °C <b>0,01 g/L</b>	-	-	-		
						12223 mg/L STD (FW – Xinjiang) 0,84 g/cm <sup>3</sup> (Petróleo) 50 °C <b>0,01 g/L</b>	-	-	-	
							33000 mg/L STD (Agua de mar) 0,84 g/cm <sup>3</sup> (Petróleo)	-	-	-
								-	-	-
								-	-	-

Surfactante	IFT inicial (mN/m)	IFT final base (mN/m)	Condiciones base	Variación IFT base (mN/m)	IFT final sensibilidad (mN/m)	% wt NaCl	Variación IFT Salinidad (mN/m)
Paper 11: BSZS de aceite de soja (zwitteriónico) <sup>k</sup>	9,40	<b>0,187</b>	50 °C <b>0,5 g/L</b> 5318 mg/L STD (FW – Daqing) 0,84 g/cm <sup>3</sup> (Petróleo)	9,213	-	-	-
					0,4546	0	-
	-	<b>0,4546</b>	30 °C <b>CMC (0,1496 mM)</b> 0 %wt NaCl 23,55 °API (Petróleo) @ 30 °C	-	0,2577	0,5	-
					0,1714	1	-
					0,1547	1,5	-
					0,1480	2	-
					0,1373	2,5	-
					<b>0,1360</b>	<b>3</b>	-
					0,1453	4,5	-
					0,1719	0	-
Paper 12: SF-4-SF de aceite de girasol (no iónico) <sup>l</sup>	-	<b>0,1719</b>	50 °C <b>CMC (0,1995 mM)</b> 0 %wt NaCl 23,55 °API (Petróleo) @ 30 °C	-	0,1131	0,5	-
					0,0834	1	-
	-	<b>0,09482</b>	70 °C <b>CMC (0,2244 mM)</b> 0 %wt NaCl 23,55 °API (Petróleo) @ 30 °C	-	0,0530	1,5	-
					<b>0,0461</b>	<b>2</b>	-
					0,0733	4,5	-
					0,09482	0	-
					0,0337	0,5	-
					0,0175	1	-
					<b>0,0125</b>	<b>1,5</b>	-
					0,0154	4,5	-
Paper 12: SF-6-SF de aceite de girasol (no iónico) <sup>l</sup>	-	<b>0,3195</b>	30 °C <b>CMC (0,2409 mM)</b> 0 %wt NaCl 23,55 °API (Petróleo) @ 30 °C	-	0,3195	0	-
					0,1570	0,5	-
	-	<b>0,1237</b>	50 °C <b>CMC (0,3373 mM)</b> 0 %wt NaCl	-	0,1269	1	-
					0,1117	1,5	-
					0,1004	2	-
					<b>0,0952</b>	<b>2,5</b>	-
					0,1505	4,5	-
					0,1237	0	-
					0,0615	0,5	-
					0,0369	1	-

Surfactante	IFT inicial (mN/m)	IFT final base (mN/m)	Condiciones base	Variación IFT base (mN/m)	IFT final sensibilidad (mN/m)	% wt NaCl	Variación IFT Salinidad (mN/m)
			23,55 °API (Petróleo) @ 30 °C		0,0252	1,5	-
					<b>0,0217</b>	<b>2</b>	-
					0,0415	4,5	-
			70 °C		0,08998	0	-
			<b>CMC (0,3855 mM)</b>		0,0214	0,5	-
			0 %wt NaCl		0,0093	1	-
			23,55 °API (Petróleo) @ 30 °C		<b>0,0086</b>	<b>1,5</b>	-
					0,0166	4,5	-
			25 °C				
			<b>1 %wt</b>				
Paper 13: Extracto de hoja de morera <sup>m</sup>	43,9	<b>17,9</b>	0,8017 g/cc (Queroseno) @ 25 °C	26	-	-	-
			<b>CMC (1,4 %wt)</b>				
			0 ppm NaCl				
	41	<b>21</b>	0,7863 g/cm <sup>3</sup> (Queroseno)@ 18 °C	20	-	-	-
Paper 14: Extracto de hoja de morera <sup>n</sup>					22	0 ppm	19
					20,5	30000 ppm	20,5
	41	<b>22</b>	0,7863 g/cm <sup>3</sup> (Queroseno)@ 18 °C	19	<b>20</b>	<b>60000 ppm</b>	21
					21,6	180000 ppm	19,4
Paper 15: Saponinas y flavonoides extraídos de hojas ZSC (no iónico) <sup>o</sup>	48	<b>9</b>	25 °C <b>10 %wt</b> 1 %wt NaCl 0,8017 g/ cm <sup>3</sup> (Queroseno)@	39	-	-	-
Paper 16: Saponina extraída de cáscara del pericarpio del fruto ( <i>Sapindus mukurossi</i> ) (no iónico) <sup>p</sup>	19	<b>3,25</b>	25°C 24 °C <b>1,5 %wt</b> 0,7 a 0,9 SG (Petróleo)	15,75	-	-	-
	19	<b>1,46</b>	50 °C <b>1,5 %wt</b> 0,7 a 0,9 SG (Petróleo)	17,54	-	-	-
Paper 17: Saponina extraída de raíz de	-	<b>0,832</b>	80 °C <b>CMC (2250 ppm)</b>	-	0,832 0,726	0 ppm STD 5000 ppm STD	- -

Surfactante	IFT inicial (mN/m)	IFT final base (mN/m)	Condiciones base	Variación IFT base (mN/m)	IFT final sensibilidad (mN/m)	% wt NaCl	Variación IFT Salinidad (mN/m)
planta saponaria ( <i>Soapwort</i> ) (no iónico) <sup>q</sup>	-	<b>0,832</b>	0 ppm STD	-	<b>0,541</b>	<b>10000 ppm STD</b>	-
			27,97 °API (Petróleo) @ 15,56 °C		0,905	40000 ppm STD	-
			80 °C		0,832	0 ppm MgCl <sub>2</sub>	-
			<b>CMC (2250 ppm)</b>		0,806	5000 ppm MgCl <sub>2</sub>	-
			0 ppm MgCl <sub>2</sub>		0,739	10000 ppm MgCl <sub>2</sub>	-
			27,97 °API (Petróleo) @ 15,56 °C		<b>0,714</b>	<b>15000 ppm MgCl<sub>2</sub></b>	-
			80 °C		1,036	40000 ppm MgCl <sub>2</sub>	-
			<b>CMC (2250 ppm)</b>		0,832	0 ppm NaCl	-
			0 ppm NaCl		0,829	5000 ppm NaCl	-
			27,97 °API (Petróleo) @ 15,56 °C		<b>0,775</b>	<b>10000 ppm NaCl</b>	-
				1,256	40000 ppm NaCl	-	
	29	<b>3,6</b>	25 °C 0 %wt NaCl Sin diluir solución fermentada cruda	25,4	-	-	-
Paper 18: Lipopéptidos producidos por <i>Bacillus subtilis</i> B30 – glucosa como fuente de carbono (aniónico) <sup>r</sup>	29	<b>5</b>	Hexadecano 40 °C	24	-	-	-
	29	<b>5</b>	Hexadecano 60 °C	24	-	-	-
	29	<b>5</b>	Hexadecano 80 °C	24	-	-	-
	29	<b>5</b>	Hexadecano 100 °C	24	-	-	-
	29	<b>5</b>	Hexadecano	24	-	-	-
	29	<b>4,3</b>	0 %wt NaCl	24,7	4,3	0	24,7
	29	<b>4,3</b>	Hexadecano	24,7	5,1	2	23,9
	29	<b>4,3</b>	Hexadecano	24,7	<b>3,3</b>	<b>4</b>	25,7
					16,6	15	12,4
Paper 18: Lipopéptidos	28	<b>3,56</b>	25 °C 0 %wt NaCl	24,44	-	-	-

Surfactante	IFT inicial (mN/m)	IFT final base (mN/m)	Condiciones base	Variación IFT base (mN/m)	IFT final sensibilidad (mN/m)	% wt NaCl	Variación IFT Salinidad (mN/m)			
producidos por <i>Bacillus subtilis</i> B30 – melaza de dátiles como fuente de carbono (aniónico) <sup>r</sup>	28	5	Sin diluir solución fermentada cruda	23	-	-	-			
			Hexadecano 40 °C							
			Hexadecano 60 °C							
			Hexadecano 80 °C							
			Hexadecano 100 °C							
			Hexadecano							
			0 %wt NaCl							
			Hexadecano							
			5					0	23	
			4,8					2	23,2	
Paper 19: Saponina extraído de hojas y tallos de planta <i>Anabasis setifera</i> (no iónico) <sup>s</sup>	25,608	1,066	75 °C	25,542	1,07	5000 ppm STD	24,538			
			<b>CMC (3000 ppm)</b>					<b>0,973</b>	<b>10000 ppm STD</b>	24,635
			0 ppm STD					0,978	15000 ppm STD	24,63
			Yacimiento Gachsaran (Petróleo)					1,071	60000 ppm STD	24,537
			75 °C					1,074	5000 ppm NaCl	24,534
			<b>CMC (3000 ppm)</b>					1,031	10000 ppm NaCl	24,577
			0 ppm NaCl					<b>1,021</b>	<b>15000 ppm NaCl</b>	24,587
			Yacimiento Gachsaran (Petróleo)					1,25	120000 ppm NaCl	24,358
			75 °C					1,063	5000 ppm KCl	24,545
			<b>CMC (3000 ppm)</b>					<b>1,034</b>	<b>10000 ppm KCl</b>	24,574
Paper 19: Saponina extraído de hojas y tallos de planta <i>Anabasis setifera</i> (no iónico) <sup>s</sup>	25,608	1,066	0 ppm KCl	25,542	1,061	15000 ppm KCl	24,547			
			Yacimiento Gachsaran (Petróleo)					1,266	120000 ppm KCl	24,342
			75 °C					1,037	5000 ppm CaCl <sub>2</sub>	24,571
			<b>CMC (3000 ppm)</b>					<b>0,955</b>	<b>10000 ppm CaCl<sub>2</sub></b>	24,653
			0 ppm CaCl <sub>2</sub>					0,986	15000 ppm CaCl <sub>2</sub>	24,622
			Yacimiento Gachsaran (Petróleo)					1,11	120000 ppm CaCl <sub>2</sub>	24,498
			75 °C					1,037	5000 ppm MgCl <sub>2</sub>	24,571
			<b>CMC (3000 ppm)</b>					<b>0,949</b>	<b>10000 ppm MgCl<sub>2</sub></b>	24,659
			0 ppm MgCl <sub>2</sub>					0,989	15000 ppm MgCl <sub>2</sub>	24,619

Surfactante	IFT inicial (mN/m)	IFT final base (mN/m)	Condiciones base	Variación IFT base (mN/m)	IFT final sensibilidad (mN/m)	% wt NaCl	Variación IFT Salinidad (mN/m)
	25,608	1,066	Yacimiento Gachsaran (Petróleo) 75 °C	25,542	1,215	120000 ppm MgCl <sub>2</sub>	24,393
			<b>CMC (3000 ppm)</b> 0 ppm FeSO <sub>4</sub>		0,92	5000 ppm FeSO <sub>4</sub>	24,688
					<b>0,89</b>	<b>10000 ppm FeSO<sub>4</sub></b>	24,718
					0,913	15000 ppm FeSO <sub>4</sub>	24,695
					1,113	120000 ppm FeSO <sub>4</sub>	24,495
					0,99	5000 ppm K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	24,618
	25,608	1,066	Yacimiento Gachsaran (Petróleo) 75 °C	25,542	<b>0,838</b>	<b>10000 ppm K<sub>2</sub>SO<sub>4</sub></b>	24,77
			<b>CMC (3000 ppm)</b> 0 ppm K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>		0,925	15000 ppm K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	24,683
					1,202	120000 ppm K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	24,406
					1,097	5000 ppm NaHCO <sub>3</sub>	24,511
					0,965	10000 ppm NaHCO <sub>3</sub>	24,643
					0,951	15000 ppm NaHCO <sub>3</sub>	24,657
25,608	1,066	Yacimiento Gachsaran (Petróleo) 75 °C	25,542	<b>0,947</b>	<b>20000 ppm NaHCO<sub>3</sub></b>	24,661	
		<b>CMC (3000 ppm)</b> 0 ppm NaHCO <sub>3</sub>		1,13	120000 ppm NaHCO <sub>3</sub>	24,478	
				0,037	0	19,963	
				0,0355	1	19,9645	
				0,0202	1,5	19,9798	
				<b>0,01</b>	<b>2</b>	19,99	
Paper 20: MES de aceite de <i>Madhuca longifolia</i> (Mahua) (no iónico) <sup>t</sup>	20	0,037	80 °C	19,963	0,0106	2,5	19,9894
			<b>CMC (9000 ppm)</b> 0 %wt NaCl		0,0419	4	19,9581
			18,9 °API (Petróleo)				
Paper 21: Saponina extraída de la hoja de nogal ( <i>walnut</i> ) (aniónico) <sup>u</sup>	11,18	2,54	80 °C	8,64	-	-	-
			<b>CMC (1 %wt)</b> 0,67 % * 34461,6 ppm STD 0,8 g/ cm <sup>3</sup> (Petróleo)				

Nota. Elaborado a partir de datos de <sup>a</sup> (Elraies et al., 2010), <sup>b</sup> (Kumar et al., 2017), <sup>c</sup> (Majidaie et al., 2011), <sup>d</sup> (Babu et al., 2015), <sup>e</sup> (Mahendran et al., 2019), <sup>f</sup> (Saxena et al., 2017), <sup>g</sup> (Pal et al., 2018), <sup>h</sup> (Elraies et al., 2011), <sup>i</sup> (Kumar et al., 2016), <sup>j</sup> (Zhang et al., 2015), <sup>k</sup> (Xu et al., 2018), <sup>l</sup> (Pal et al., 2018), <sup>m</sup> (Ahmadi et al., 2014), <sup>n</sup> (Ravi et al., 2015), <sup>o</sup> (Shahri et al., 2012), <sup>p</sup> (Chhetri et al., 2009), <sup>q</sup> (Nowrouzi et al., 2020), <sup>r</sup> (Al-Wahaibi et al., 2014), <sup>s</sup> (Nowrouzi et al., 2020), <sup>t</sup> (Saxena et al., 2019) y <sup>u</sup> (Suramairy et al., 2021).

En el caso del paper 1: en la aplicación del SMES de aceite de jatropha se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (0,26 mN/m) fue obtenida cuando la concentración del surfactante fue la “óptima” (0,8 % wt) y sin concentración salina, logrando reducir 98,5970 % de la IFT. Sin embargo, en este estudio no se realizó pruebas de sensibilidad de salinidad, ni temperatura. En este estudio no determinan CMC a través de pruebas de conductividad, medición de tensión superficial o alguna otra prueba correspondiente.

En el caso del paper 2: en la aplicación del SMES de aceite de jatropha, se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (0,0917 mN/m) fue determinada a la CMC (8000 ppm) del surfactante y sin salinidad, logrando reducir 99,5633 % de la IFT. Posteriormente se evidencia que en su condición de salinidad óptima (3,2 % wt NaCl) logra una IFT de 0,000108 mN/m, es decir 99,9948 % de reducción.

En el caso del paper 3: en la aplicación del MES de aceite de jatropha no se reporta el IFT inicial de la interfaz agua-petróleo. Aunque se indicó que no se iba a considerar las pruebas con uso de agente alcalino, esta es la excepción, puesto a que con la adición del  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  fue determinada la concentración “óptima” (0,25 % wt) a 2 % wt de NaCl, con la cual se obtuvo la menor IFT (0,0078 mN/m). No se realiza como tal una prueba de salinidad, pero, se cambia la fase acuosa por agua de mar con 3,5 % wt STD con la cual se obtuvo la menor IFT de 0,0599 mN/m coincidiendo en concentración (CMC). Si bien no se puede determinar las variaciones, se observa que las reducciones están en el orden de entre  $1 \cdot 10^{-4}$  y  $1 \cdot 10^{-3}$ .

En el caso del paper 4: se evidencia el uso de dos surfactantes; en este estudio no se reporta el IFT inicial de la interfaz agua-petróleo. En la aplicación del SMES y PMES de aceite de ricino, se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo fue: 0,0064 mN/m @ CMC (6000 ppm) y 0,066 mN/m @ CMC (5000 ppm), respectivamente, y donde el SMES registra salinidad de 2 % wt NaCl, mientras que, el PMES sin salinidad. Posteriormente, se evidencia que, en su respectiva condición óptima de salinidad (3 y 4 % wt NaCl) logran una IFT de 0,0019 y 0,0057 mN/m, respetivamente. Si bien no se puede determinar las variaciones, se observa que las reducciones están en el orden de

entre  $1 \cdot 10^{-4}$  y  $1 \cdot 10^{-3}$ . Presentado mejor reducción de IFT el SMES de aceite de ricino, aunque requiere mayor concentración (respectiva CMC) de surfactante que el PMES de aceite de ricino. No obstante, en este estudio, para la creación del PMES se consideró varias relaciones acrilamida a sulfonato (SMES) donde la relación P2 (0,5) dio la menor IFT. Además, que, su PMES (entre 10 a 40 cP) es mayor que la del SMES, por lo cual puede mejorar la viscosidad del fluido inyectado, mejorando la eficiencia de barrido.

En el caso del paper 5: en la aplicación del MES de aceite de palma se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (0,5 mN/m) fue obtenida cuando la concentración del surfactante fue la “óptima” (5 % wt) y con concentración salina de 34126,76 ppm STD, logrando reducir 97,2222 % de la IFT. Sin embargo, en este estudio no se realizó pruebas de sensibilidad de salinidad (se trabajó directamente con una brine sintético de formación), ni temperatura. Además, no determinan CMC a través de pruebas de conductividad, medición de tensión superficial o alguna otra prueba correspondiente.

En el caso del paper 6: en la aplicación del alpha – SEE de aceite de palma, se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (0,0117 mN/m) fue determinada a la CMC (8000 ppm) del surfactante y sin salinidad, logrando reducir 99,9350 % de la IFT. Posteriormente se evidencia que en su condición de salinidad óptima (2 % wt NaCl) logra una IFT de 0,0083 mN/m, es decir 99,9539 % de reducción.

En el caso del paper 7: en la aplicación del SEES de aceite de coco se realizan pruebas a diferentes temperaturas (30, 50 y 70 °C) donde se determina la CMC, evidenciando que, a mayor temperatura, mayor CMC. Se observa, la menor IFT agua-petróleo (0,115; 0,06 y 0,014229 mN/m) determinada a la CMC (14,7059; 17,6471 y 20,5882 mol/l) del surfactante y sin salinidad para cada una de las temperaturas, logrando reducir 17,8850; 17,94 y 17,9858 % de la IFT, respectivamente. Además, se evidencia que para sus respectivas condiciones de salinidad óptima (2,5; 3 y 3,5 %wt NaCl) logran una IFT de 0,03412; 0,01491 y 0,00417 mN/m, es decir 99,8104; 99,9172 y 99,9768 % de reducción, respectivamente. Es decir, en este estudio a mayor temperatura, mayor CMC, mayor salinidad óptima y menor IFT obtenido. En este estudio se agregó agente alcalino, dato importante para próximas investigaciones.

En el caso del paper 8: en la aplicación del PMES de aceite de jatropha se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (0,192 mN/m) fue obtenida cuando la concentración del surfactante fue la “óptima” (0,4 % wt), logrando reducir 98,5882 % de la IFT. Sin embargo, en este estudio no se realizó pruebas de sensibilidad de salinidad, ni temperatura. Además, no determinan CMC a través de pruebas de conductividad, medición de tensión superficial o alguna otra prueba correspondiente. De hecho, la CMC e IFT final base no indican la salinidad, por lo que se podría inferir que fue cero, sin embargo, no se redacta dicha información con base en el no reporte de los autores. Como dato importante para la obtención del PMES se realizó una modificación a través de la polimerización del SMES de aceite de jatropha donde la relación SMES/acrilamida es importante para determinar la viscosidad del fluido inyectado y mejorar el desplazamiento del petróleo. En este estudio se agregó agente alcalino, dato importante para próximas investigaciones.

En el caso del paper 9: en la aplicación del PMES de aceite de jatropha, se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (2,4 mN/m) fue determinada a la CMC (6 g/L) del surfactante y sin salinidad, logrando reducir 89,2858 % de la IFT. Posteriormente se evidencia que en su condición de salinidad óptima (2,5 % wt NaCl) logra una IFT de 0,33 mN/m, es decir 98,5268 % de reducción.

En el caso del paper 10: en la aplicación del CPDB de aceite de ricino, se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (0,01 mN/m) fue determinada a la concentración “óptima” (0,01 g/L) del surfactante y a una salinidad de 5318 mg/L STD (agua de formación del Campo Daqing) logrando reducir 99,8969 % de la IFT. Posteriormente se realiza pruebas de salinidad aumentando a la salinidad ya establecida (5318 mg/L STD) iones de  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Na}^{1+}$ , en el caso de  $\text{Ca}^{2+}$  la condición de salinidad óptima (5318 mg/L STD + 100 mg  $\text{Ca}^{2+}$ ) logra una IFT de 0,006 mN/m, es decir 99,9381 % de reducción. Mientras que, en el caso de  $\text{Na}^{1+}$  la condición de salinidad óptima (5318 mg/L STD + 10000 mg  $\text{Na}^{1+}$ ) logra una IFT de 0,008 mN/m, es decir 99,9175 % de reducción. Además del agua de formación del Campo Daqing, se considera los de los campos: Huabei, Shengli, Xinjiang y agua de mar, obteniendo las menores IFT (0,00302; 0,00244; 0,00535 y 0,00486 mN/m) con sus respectivas salinidades (3663; 10039; 12223; 33000 mg/L STD) logrando reducir 99,9689; 99,9748; 99,9448 y 99,9499 % de reducción,

respectivamente. Cabe recalcar que, estas diferentes salinidades de las respectivas aguas de formación no se pueden comparar como pruebas de salinidades, ya que cada una de ellas dispone de concentración de iones diferentes. Sin embargo, en el caso del agua de formación del Campo Daqing se agrega ciertos iones específicos, por lo que se corrobora que, el ion calcio tiene mayor carga positiva que el ion sodio, logrando un efecto más significativo. Cabe recalcar que, en este caso los surfactantes zwitteriónicos no presentan su mejor comportamiento interfacial dentro del umbral de la CMC ya que su adsorción interfacial es más compleja.

En el caso del paper 11: en la aplicación del BSZS de aceite de soja se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (0,187 mN/m) fue obtenida cuando la concentración del surfactante fue la “óptima” (0,5 g/L) y con concentración salina de 5318 mg/L STD, logrando reducir 98,0106 % de la IFT. Sin embargo, en este estudio no se realizó pruebas de sensibilidad de salinidad (se trabajó directamente con agua de formación del Campo Daqing), ni temperatura. Cabe recalcar que, en este caso los surfactantes zwitteriónicos no presentan su mejor comportamiento interfacial dentro del umbral de la CMC ya que su adsorción interfacial es más compleja. En este estudio se agregó agente alcalino, dato importante para próximas investigaciones.

En el caso del paper 12: se evidencia el uso de dos surfactantes (SF-4-SF y SF-6-SF), en este estudio no se reporta el IFT inicial de la interfaz agua-petróleo. En el caso del SF-4-SF se realizan pruebas a diferentes temperaturas (30, 50 y 70 °C) donde se determina la CMC. Se observa, la menor IFT agua-petróleo (0,4546; 0,1719 y 0,09482 mN/m) determinada a la CMC (0,1496; 0,1995 y 0,2244 mM) del surfactante y sin salinidad. Además, se evidencia que para sus respectivas condiciones de salinidad óptima (3; 2 y 1,5 % wt NaCl) logran una IFT de 0,136; 0,0461 y 0,0125 mN/m, respectivamente. En el caso del SF-6-SF se realizan pruebas a las temperaturas antes mencionadas donde se determina la CMC. Se observa, la menor IFT agua-petróleo (0,3195; 0,1237 y 0,08998 mN/m) determinada a la CMC (0,2409; 0,3373 y 0,3855 mM) del surfactante y sin salinidad. Además, se evidencia que para sus respectivas condiciones de salinidad óptima (2,5; 2 y 1,5 % wt NaCl) logran una IFT de 0,0952; 0,0217 y 0,0086 mN/m, respectivamente. Si bien no se puede determinar las variaciones, se observa que las reducciones están en el orden de entre  $1 \cdot 10^{-3}$  y  $1 \cdot 10^{-1}$ . Además, se vuelve a corrobora que,

a mayor temperatura, mayor CMC. Es decir, en este estudio a mayor temperatura, mayor CMC, menor salinidad óptima y menor IFT obtenido. Se evidencia que, en la aplicación de ambos surfactantes, la IFT disminuye hasta su salinidad óptima, presentado mejor reducción de IFT el SF-6-SF, aunque requiere mayor concentración (respectiva CMC) de surfactante que el SF-4-SF, sin embargo, considerando que las diferencias entre las IFT mínima no es excesiva, se podría decantar por la opción del SF-4-SF ya que sus concentraciones son mucho menores.

En el caso del paper 13: en la aplicación del surfactante extraído de hoja morera se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (17,9 mN/m) fue obtenida cuando la concentración del surfactante fue la “óptima” (1 % wt) donde no se especifica la concentración salina, logrando reducir 59,2255 % de la IFT. Sin embargo, en este estudio no se realizó pruebas de sensibilidad de salinidad, ni temperatura. Como dato interesante, el autor indica que, a concentraciones mayores de 1 % wt del surfactante, se observa problemas de deposición y no-estabilidad del micro fluido (sedimentación), lo que confirma que no se trata de un sistema micelar estable.

En el caso del paper 14: en la aplicación del surfactante extraído de hoja morera se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (21 mN/m) fue determinada a la CMC (1,4 % wt) del surfactante sin especificar salinidad, logrando reducir 48,7805 % de la IFT. Sin embargo, para la prueba de salinidad, mencionan que, la concentración a usar del surfactante es de 1 % wt (22 mN/m) debido a que no existe mucha diferencia de la IFT obtenida con respecto a la de la CMC. Posteriormente se evidencia que en su condición de salinidad óptima (60000 ppm NaCl) logra una IFT de 20 mN/m, es decir 51,2195 % de reducción.

En el caso del paper 15: en la aplicación de las saponinas y flavonoides extraídos de hojas ZSC se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (9 mN/m) fue obtenida cuando la concentración del surfactante fue la “óptima” (10 % wt) y a 1 % wt NaCl, logrando reducir 81.25 % de la IFT. Sin embargo, en este estudio no se realizó pruebas de sensibilidad de salinidad, ni temperatura. Como dato interesante, el autor indica que, a concentraciones mayores de 10 % wt del surfactante, se observaron problemas relacionados con la alta actividad espumante de este mientras se preparaba la solución.

En este estudio no determinan CMC a través de pruebas de conductividad, medición de tensión superficial o alguna otra prueba correspondiente.

En el caso del paper 16: en la aplicación de la saponina extraída de cáscara del pericarpio del fruto (*Sapindus mukurossi*) se realizan pruebas a diferentes temperaturas (24 y 50 °C), evidenciando que, a mayor temperatura, menor IFT. Se observa, la menor IFT agua-petróleo (3,25 y 1,46 mN/m) determinada a la CMC (1,5 % wt) del surfactante sin especificar la salinidad para cada una de las temperaturas, logrando reducir 82,8947 y 92,3158 % de la IFT, respectivamente. Además, se evidencia que para sus respectivas condiciones de salinidad óptima (2,5; 3 y 3,5 % wt NaCl) logran una IFT de 0,03412; 0,01491 y 0,00417 mN/m, es decir 99,8104; 99,9172 y 99,9768 % de reducción, respectivamente. Es decir, en este estudio a mayor temperatura, mayor CMC, mayor salinidad óptima y menor IFT obtenido. En este estudio se agregó agente alcalino, dato importante para próximas investigaciones. Cabe recalcar que, el análisis de sensibilidad de temperatura, midieron la IFT bajo la misma concentración, sin embargo, debido a casos anteriores se evidencia que la CMC varía acorde a la temperatura.

En el caso del paper 17: en la aplicación del surfactante (saponina) extraído de raíz de planta saponaria (*Soapwort*) no se reporta el IFT inicial de la interfaz agua-petróleo, sin embargo, se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (0,832 mN/m) fue determinada a la CMC (2250 ppm) del surfactante y sin salinidad. Posteriormente se realiza pruebas de salinidad acorde a STD (agua de formación del yacimiento Sarvestán, Irán), soluciones salinas de MgCl<sub>2</sub> y NaCl. En el caso del agua de formación del yacimiento Sarvestán la condición de salinidad óptima (10000 ppm STD) logra una IFT de 0,541 mN/m. Mientras que, en el caso del brina con MgCl<sub>2</sub>, la condición de salinidad óptima (15000 ppm MgCl<sub>2</sub>) logra una IFT de 0,714 mN/m. Por otro lado, el brine con NaCl, la condición de salinidad óptima (10000 ppm NaCl) logra una IFT de 0,775 mN/m. Si bien no se puede determinar las variaciones, se observa que las reducciones están en el orden de entre  $1 \cdot 10^{-1}$ . En este estudio se agregó agente alcalino, dato importante para próximas investigaciones.

En el caso del paper 18: en la aplicación de lipopéptidos producidos por *Bacillus subtilis* B30 se tiene dos subcasos acorde al uso de glucosa y melaza de dátiles como

fuelle de carbono. En el subcaso del surfactante obtenido con glucosa como fuente de carbono, se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (3,6 mN/m) fue determinada a la menor dilución de la solución fermentada cruda y sin salinidad, logrando reducir 87,5862 % de la IFT. Posteriormente, este subcaso, evidencia que en su condición de salinidad óptima (4 % wt NaCl) logra una IFT de 3,3 mN/m, es decir 88,6207 % de reducción. Mientras que, para la sensibilidad a la temperatura se consideró 40, 60, 80 y 100 °C, en los cuales se evidenció para todos los casos obtener la misma IFT más baja (5 mN/m) logrando una 82,7586 % de reducción. Mientras que, en el subcaso del surfactante obtenido con melaza de dátiles como fuente de carbono, se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (3,56 mN/m) también fue determinada a la menor dilución de la solución fermentada cruda y sin salinidad, logrando reducir 87,1724 % de la IFT. Posteriormente, este subcaso, evidencia que en su condición de salinidad óptima (2 %wt NaCl) logra una IFT de 4,8 mN/m, es decir 82,8571% de reducción. Mientras que, para la sensibilidad a la temperatura se consideró las mismas temperaturas del subcaso anterior, en los cuales se evidenció de igual manera que para todos los casos se obtiene la misma IFT más baja (5 mN/m) logrando una 82,1429 % de reducción. Es decir, en ambos casos, al realizar la sensibilidad de la salinidad, esta disminuyó la IFT hasta una concentración óptima. Mientras que, en las pruebas de sensibilidad de temperatura, esta no varió la IFT a pesar del aumento de temperatura, caso contrario en otras pruebas ya antes mencionadas. Esto indica que, el biosurfactante es altamente estable, por lo tanto, la temperatura no es factor clave para su orientación y adsorción en la interfase, manteniendo así el control de la IFT a pesar de cambios de temperatura.

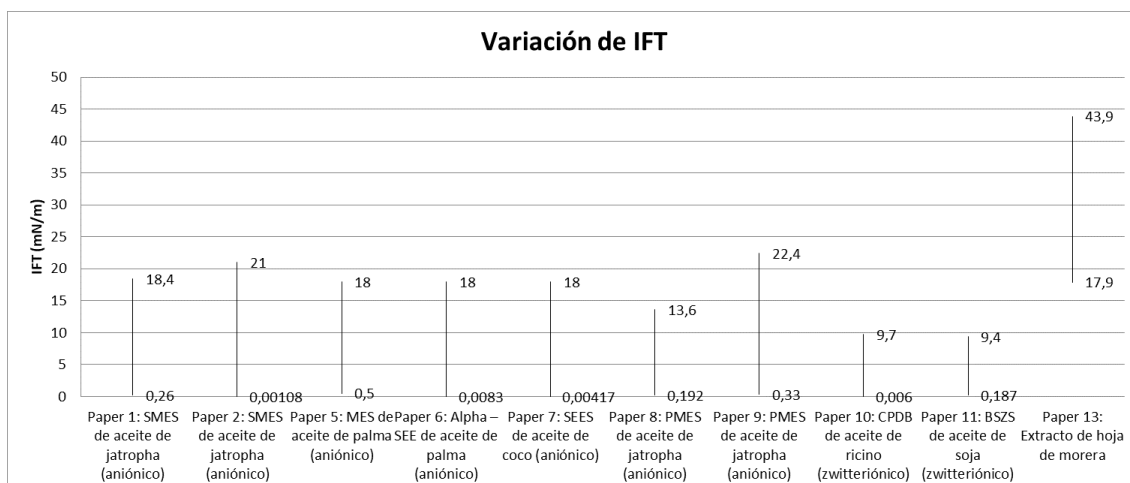
En el caso del paper 19: en la aplicación del surfactante (saponina purificada) extraído de hojas y tallos de planta *Anabasis setifera* se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (1,066 mN/m) fue determinada a la CMC (3000 ppm) del surfactante y sin salinidad, logrando un 95,8372 % de reducción. Posteriormente se realiza pruebas de salinidad acorde a STD (agua de formación del yacimiento Gachsaran de Irán), soluciones salinas de NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub>, MgCl<sub>2</sub>, FeSO<sub>4</sub>, K<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> y NaHCO<sub>3</sub>. En el caso del agua de formación del yacimiento Gachsaran la condición de salinidad óptima (10000 ppm STD) obtiene una IFT de 0,973 mN/m, logrando un 96,2004 % de reducción. Mientras que, en el caso de los demás brine, a la condición de salinidad óptima (15000 ppm NaCl; 10000

ppm KCl; 10000 ppm CaCl<sub>2</sub>; 10000 ppm MgCl<sub>2</sub>; 10000 ppm FeSO<sub>4</sub>; 10000 ppm K<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> y 20000 ppm NaHCO<sub>3</sub>) obtienen las menores IFT (0,714; 1,034; 0,955; 0,0949; 0,89; 0,838 y 0,947 mN/m), logrando un 96,0130; 95,9622; 96,2707; 96,2941; 96,5245; 96,7276 y 96,3019 % de reducción, respectivamente. Para el caso de brine entre NaCl y KCl, la variación de IFT es mínima, dado que el tipo de catión monovalente no cambia drásticamente el resultado en este sistema. Mientras que, de CaCl<sub>2</sub> y MgCl<sub>2</sub> se indica que su afinidad es mayor para el asfalto y resinas, respectivamente, Sin olvidar que, también existe la sinergia del anión. Por otra parte, FeSO<sub>4</sub> y K<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> presentan el ion anión sulfato (SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>) que permite un mejor empaquetamiento del surfactante en la interfaz, logrando un menor IFT. Dónde el catión K<sub>1</sub><sup>2+</sup> presenta mejor afinidad que el catión Fe<sub>1</sub><sup>2+</sup> logrando un mejor desempeño. Por último, NaHCO<sub>3</sub> es una sal débilmente alcalina, por lo que no alcanza la IFT más baja.

En el caso del paper 20: en la aplicación del MES sintetizado a partir del aceite de *Madhuca longifolia* (*Mahua*), se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (0,037 mN/m) fue determinada a la CMC (9000 ppm) del surfactante y sin salinidad, logrando reducir 99,8150 % de la IFT. Luego, se evidencia que en su condición de salinidad óptima (2 % wt NaCl) logra una IFT de 0,01mN/m, es decir 99,9500 % de reducción. En este estudio se agregó agente alcalino, dato importante para próximas investigaciones.

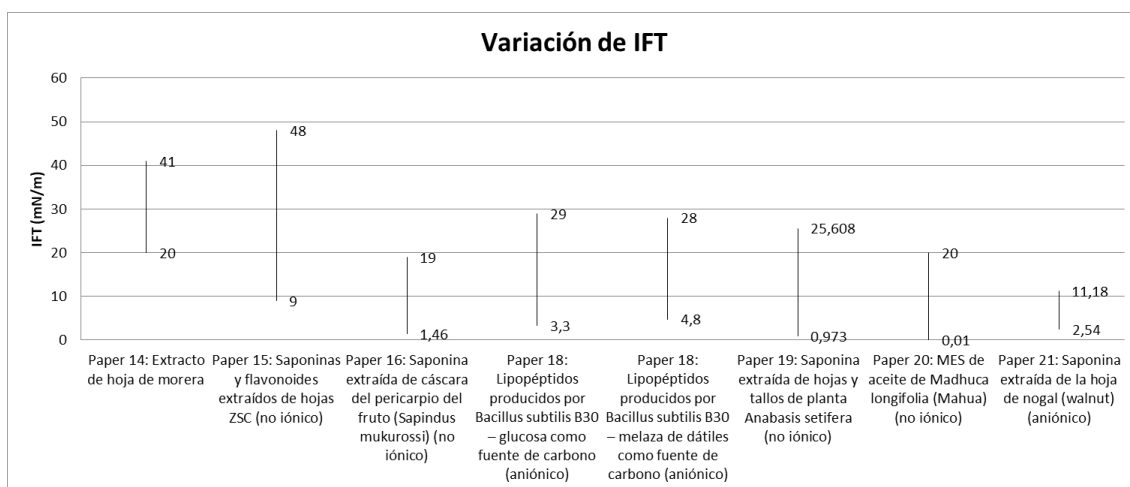
En el caso del paper 21: en la aplicación del surfactante (saponina) extraída de la hoja de nogal (*walnut*) se evidencia que, la menor IFT agua-petróleo (2,54 mN/m) fue obtenida a la CMC (1 %wt) del surfactante y con concentración salina (0,67 % \* 34461,6 ppm STD), logrando reducir 77,2809% de la IFT. Sin embargo, en este estudio no se realizó pruebas de sensibilidad de salinidad, ni temperatura.

A continuación, se presenta una gráfica resumen de los artículo analizados, con sus respectivos surfactantes aplicados. Para no saturar el espacio se divide la presentación en dos figuras, Figura 5 y Figura 6. Cabe recalcar que, el valor inicial (valor mayor) corresponde a las condiciones base, mientras que el valor final (valor menor) de la IFT corresponde su valor medido a la CMC y salinidad óptima, mientras que en los casos donde se evaluó la temperatura de prueba, se seleccionó la IFT de la temperatura mayor. Además, en la gráfica no se presenta los casos donde no se tuvo IFT inicial.



**Figura 5**  
**Reducción de IFT agua-petróleo @ condiciones ideales u óptimas de concentración de surfactante, salinidad y temperatura, parte 1.**

*Nota.* Elaborado por el autor.



**Figura 6**  
**Reducción de IFT agua-petróleo @ condiciones ideales u óptimas de concentración de surfactante, salinidad y temperatura, parte 2.**

*Nota.* Elaborado por el autor.

A través del análisis de la IFT agua-petróleo, se logra evidenciar que a través de la aplicación de surfactantes naturales (incluidos surfactantes bio-based y biosurfactantes) se puede reducir la IFT a valores entre 0,00108 a 21 mN/m, donde la mayoría de surfactantes analizados logra reducir la IFT a valores del orden entre  $1 \cdot 10^{-3}$  a  $1 \cdot 10^{-1}$ , salvo casos del orden de  $1 \cdot 10^1$  como lo fueron el surfactante extraído de hoja de morera,

saponinas y flavonoides extraídos de hojas ZSC, saponina extraída de cáscara del pericarpio del fruto (*Sapindus mukurossi*), Lipopéptidos producidos por *Bacillus subtilis* B30 y saponina extraída de la hoja de nogal (*walnut*) que lograron reducir en promedio 76,3015 % de la IFT.

Para entender el motivo de dichas variaciones, es necesario conocer los mecanismos de aquello:

En el caso de los surfactantes aniónicos, la IFT agua-petróleo generalmente disminuye con el aumento de temperatura. Esto se debe a que, el aumento de temperatura incrementa la movilidad (actividad térmica) de las moléculas de surfactante en la interfaz, donde se tendrá mayor área disponible de adsorción por la desorción del surfactante (equilibrio dinámico más eficiente) debido al aumento de la curva interfacial, dando como resultado una mayor CMC y disminución de IFT (Gibbs, 1928), (Hirasaki, 1991), (Myers, 1990), (Kumar et al., 2016) y (Moeini et al., 2014).

Es decir, al aumentar la temperatura, la concentración relativa del agua, aceite y perlas de NaCl (sal) permanecen prácticamente constante; no obstante, la concentración relativa de las moléculas de surfactante si son alteradas por la temperatura. A través del aumento de temperatura, la concentración de las moléculas de surfactante en la interfaz aumenta y el espesor de la película interfacial disminuye (Goodarzi & Zendehboudi, 2019), es decir una capa más densa y ordenada, aunque sea más delgada.

Un aspecto importante en la determinación de la IFT agua-petróleo, es las pruebas dinámicas de tensión interfacial, ya que en los surfactante zwitteriónicos se observó que, el comportamiento de la IFT fue disminuir gradualmente hasta alcanzar su menor valor y posteriormente aumentar hasta su valor estable correspondiente a cada concentración aplicada. El comportamiento se da, debido a que, cuando la fase acuosa y oleosa entran en contacto, las moléculas del surfactante comienzan a difundirse desde el bulk hacia la interfaz y a adsorberse en ella. Inicialmente, la tasa de adsorción es mayor que la tasa de desorción, por lo que la IFT disminuye. Al transcurrir el tiempo, la relación de las tasas varía (adsorción es menor desorción), y en consecuencia la IFT aumenta. Finalmente, cuando la adsorción y la desorción se equilibran, la IFT alcanza un valor estable (Zhao et

al., 2014). Sin embargo, estos valores de equilibrio de la IFT aumentan cuando se incrementa la concentración del surfactante, esto se debe a que, el surfactante podría aumentar la solubilización o distribución de sus moléculas en la fase oleosa, por lo que existiría menor cantidad de moléculas interfaz, resultando en un aumento de los valores de la IFT (Zhang et al., 2015). Además, vale mencionar que, a mayor concentración de surfactante zwitteriónicos, la IFT reduce. Sin embargo, el IFT mínimo no es alcanzado en la CMC debido al proceso complejo de adsorción y orientación interfacial.

En el caso de los surfactantes obtenidos por bacterios, no se mencionó la CMC. Sin embargo, se observó que, a mayor concentración, mayor disminución de la IFT. Ya que, en dichos casos se trataba sobre la dilución del surfactante (solución fermentada cruda). Si bien no se divide en términos de concentración sino de dilución, esto debe interpretarse que, a más dilución, menor concentración. Sin embargo, la CMD (Dilución micelar crítica) responde a la dilución en la que ST o IFT comienza a aumentar (Makkar & Cameotra, 1997). Por lo que, mientras el CMD sea mayor, el biosurfactante es potencialmente buen recurso.

Mientras que, con relación a la salinidad, su efecto se debe a diferentes mecanismos, por ejemplo: El emparejamiento de iones (iones solubles que dan la salinidad) con componentes polares del petróleo (por ejemplo: asfaltenos y resinas) en la interfaz (Lashkarbolooki et al., 2014). Este mecanismo lleva a cabo la absorción de iones por los componentes polares del petróleo creando una película delgada. Entonces, cuando tanto los surfactantes -quienes también crean una capa en la interfaz- como los iones están presentes, se forma una película reforzada, con la capacidad total de la interfaz (Lu et al.), (Najimi et al., 2020) y (Emadi et al., 2019), en consecuencia, la IFT se minimiza en la salinidad óptima.

Otro mecanismo, llamado efecto de salting-in, provoca que la salinidad óptima se alcance a concentraciones más bajas, dando lugar a un aumento de solubilidad de componentes orgánicos en agua a baja salinidad, por lo que la IFT se reduce. Por otro lado, a alta salinidad, se da el efecto de salting-out, que es opuesto a la salting-in, provocando un aumento de la IFT (Yi et al., 2014) y (Armenante & Karlsson, 1982). Todo esto genera una mayor acumulación de surfactantes -presentes en el petróleo- en la

interfaz agua-petróleo, logrando una menor IFT hasta una salinidad óptima (Bera et al., 2011). Además, otro mecanismo presente en la disminución de la IFT agua petróleo es la coexistencia de micro emulsiones de petróleo en agua con exceso de aceite a salinidades bajas (hasta salinidad óptima). Mientras que, a salinidades posteriores a la óptima, se dan micro emulsiones de agua en petróleo con exceso de agua (Ruckenstein & Rao, 1987) y (Moeini et al., 2014).

Como se evidenció, en los casos de pruebas de salinidad, no solo la cantidad de concentración salina importa, sino también la composición iónica de los mismos, ya que, por ejemplo, en el caso del uso del CPDB de aceite de ricino (zwitteriónico) se evidencia que, a medida que aumenta la concentración de  $\text{Ca}^{2+}$ , disminuye el valor de la IFT hasta llevar a un punto de concentración salina óptima, posterior a dicho valor la IFT aumenta. Esto se debe a que, cuando la cantidad de calcio es excesiva, los cationes dañan la película de hidratación alrededor de las cabezas hidrofílicas de las moléculas de surfactante, lo que provoca que estas migren a la fase oleosa y la cantidad de moléculas de surfactante en la interfaz petróleo-agua disminuya; y, en consecuencia, la IFT aumenta (Chen et al., 2019).

Mientras que, la adición de NaCl -hasta una concentración óptima- promueve la transferencia de moléculas del surfactante desde la solución hacia la interfase agua-petróleo, comprimiendo la doble capa eléctrica, dando lugar a una disposición compacta empaquetamiento más cerca unas de otras de las moléculas de surfactante de una forma más ordenada. Por lo que al ser adsorbidas a la interfase agua-petróleo logran estar en el sitio donde deben ejercer su efecto de reducción de la IFT de manera más eficaz. No obstante, cuando se excede esta concentración óptima, el NaCl protegería las cargas de los surfactantes iónicos, destruyendo la estructura hidratada alrededor de los iones, aumentando la hidrofobicidad del surfactante CPDB y en consecuencia el surfactante migraría a la fase oleosa, teniendo menor cantidad de surfactante en la interfase agua-petróleo que se traduce en el aumento de la IFT (Qiao et al., 2012). Incluso, se menciona que, debido a que el ion calcio tiene mayor carga positiva que el ion sodio, su efecto es más significativo (Mahmoudvand et al., 2021).

Como se mencionó uno de los mecanismo -referente a la salinidad- corresponde al emparejamiento de iones solubles (de la salinidad) con componentes polares del petróleo en la interfaz. Por lo que es importante mencionar que, la tendencia de emparejamiento con moléculas polares varía dependiente los iones de la solución salina (Lashkarbolooki et al., 2014) y (Nowrouzi et al., 2019). Por lo que, dentro de los casos de estudio realizados, presentaron pruebas de sensibilidad salina bajo diferentes soluciones, analiza el caso de disolución salina. Se ha reportado que los iones metálicos divalentes ( $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$ ) aumentan las interacciones (Anderson, 1986). Estos iones cationes enmascaran la interacción ácida + base entre las interfaces tanto petróleo + brine como brine + sólido (Buckley, 1996) y (Buckley et al., 1998), provocando mayor solubilidad de material orgánico en la fase acuosa, proceso denominado como efecto salt-in. Este comportamiento, puede soportarse en que, los componentes orgánicos polares (como el asfalteno y resina) reaccionan con los iones divalentes dando como resultado iones complejos que pueden disolverse más fácil en la fase acuosa, dando como resultado una menor IFT (Austad, 2013) y (Hu et al., 2010). Sin embargo, cuando se tiene una alta salinidad, se da el efecto salt-out donde disminuye la preferencia de las especies orgánicas polares por la fase acuosa (Yi et al., 2014), (Armenante & Karlsson, 1982) y (Standal et al., 1999). En este caso, la alta afinidad del catión divalente al oxígeno del surfactante natural mitigó la reducción tanto de la fracción de cobertura de los grupos de cadenas a altas concentraciones salinas como de las especies orgánicas polares a la fase acuosa, mitigando el efecto salt-out. Además, se realizó pruebas con fases acuosas de solución salinas de  $\text{CaCl}_2$  y  $\text{MgCl}_2$ , Por lo que vale, recordar que, la afinidad de  $\text{Ca}^{2+}$  por el asfalteno es mayor que la de  $\text{Mg}^{2+}$ , mientras que, la afinidad de  $\text{Mg}^{2+}$  por la resina es mayor que la de  $\text{Ca}^{2+}$  (Lashkarbolooki et al., 2014) y (Nowrouzi et al., 2019), en estos estudios se observó que, no solo importa la afinidad catión–componente polar, sino también el papel del anión y la sinergia ion–surfactante–petróleo en la interfaz petróleo–agua. Además, que, la diferencia de la IFT debido al uso de fases acuosas con  $\text{NaCl}$  y  $\text{KCl}$  es mínima, lo que se concluye que el tipo de catión monovalente no cambia drásticamente el resultado en este sistema. Además, el uso de  $\text{FeSO}_4$  y  $\text{K}_2\text{SO}_4$  en las soluciones salinas demostraron que, el anión sulfato ( $\text{SO}_4^{4-}$ ) modifica la carga y la organización de la capa interfacial, facilitando que el surfactante se empaquete mejor en la interfaz petróleo–agua, logrando menor IFT. Sin embargo, el anión sulfato con el catión

$K_1^{2+}$  introduce un mecanismo adicional: modifica la carga y estructura de la interfaz, potenciando la acción de los cationes presentes y mejora el empaquetamiento del surfactante. Esto genera un efecto global más fuerte que la afinidad catión-componente polar por sí sola. Evidenciando que permiten una menor IFT que su similar con catión  $Fe_2^{1+}$ . Finalmente, se utilizó una fase acuosa de solución salinas con  $NaHCO_3$ , sal débilmente alcalina, que presenta una capacidad de empaquetar el surfactante en la interfaz menor que la de los sulfatos, por eso no alcanza las IFT más bajas (Saxena et al., Synthesis, characterization and enhanced oil recovery potential analysis through simulation of a natural anionic surfactant, 2019).

Un aspecto importante que se debe mencionar es que, en el estudio donde se aplica el surfactante alpha-SEE se reporta que, la salinidad óptima es 2 % wt NaCl donde se obtuvo la menor IFT agua-petróleo. Sin embargo, también se abarca un subtema relacionado a la tolerancia a la sal mencionando que la tolerancia del alpha-SEE (a la CMC) es de 1 a 7 % wt NaCl, ya que a una concentración superior empieza a precipitarse. Cabe recalcar que, la tolerancia a la sal se refiere al ambiente salino donde el surfactante se mantiene soluble y activo con la capacidad de presentar estabilidad y actividad interfacial. Además, que, generalmente los surfactantes presentan tolerancias que va desde 5 a 8 % wt (Guo et al., 2014) y (Zhao L. et al., 2012).

Entonces, teniendo en cuenta que, generalmente la salinidad de los yacimientos está entre el 4 y el 7 % en peso (Ghoniem, 1987), los surfactantes analizados presentan un amplio potencial EOR.

### 4.1.2 Ángulo de contacto (Mojabilidad).

En diferentes estudios se manifiesta que la mojabilidad sólido-líquido inmiscibles es relacionada indirectamente con el ángulo de contacto (AC) entre la superficie de la roca y los fluidos inmiscibles (Escobar, 2012) y (AAPG Wiki, 2022).

En caso de que, el ángulo de contacto es mayor a  $90^\circ$  se refiere a un sistema mojado por petróleo. Mientras que cuando es menor a  $90^\circ$  es un sistema mojado por agua. Sin embargo, para una mejor clasificación, consideraremos la establecida por (Fanchi, 2010) y aplicada por (León & Siguenza, 2021), la cual indica:

- Sistema fuertemente mojado por agua: 0 a  $30^\circ$ .
- Sistema moderadamente mojado por agua: 30 a  $75^\circ$ .
- Sistema de mojabilidad intermedia: 75 a  $105^\circ$ .
- Sistema moderadamente mojado por petróleo: 105 a  $150^\circ$ .
- Sistema fuertemente mojado por petróleo: 150 a  $180^\circ$ .

**Acorde a la revisión de los diferentes casos de estudio, se observó que los parámetros influyentes evaluados fueron: salinidad y/o temperatura. Por lo tanto, en la**

Tabla 6 se divide el respectivo surfactante aplicado, el AC (ángulo de contacto inicial, sin uso de surfactante) y final (posterior al uso de surfactante), la variación de salinidad aplicada para determinar su concentración salina óptima, los respectivos casos donde se varió la temperatura de la prueba siendo indicado aquello en las condiciones base.

Al igual que en la Tabla 5 no se observa los porcentajes de variación (debido a espacio y tamaño de fuente que permita una mejor visualización), mismos que fueron calculados para determinar el porcentaje de variación obtenido.

**Tabla 6. Variación del ángulo de contacto (mojabilidad) respecto a la temperatura y salinidad.**

Surfactante	AC inicial (°)	AC final base (°)	Condiciones base	Variación AC base (°)	AC final sensibilidad (°)	% wt NaCl	Variación AC Salinidad (°)
Paper 2: SMES de aceite de jatropa (aniónico) <sup>a</sup>	120	29	25 °C	91	29	0	91
			CMC (8000 ppm)		24	0,2	96
			0 % NaCl		20	0,4	100
			23 °API (Petróleo)		17	0,8	103
			Cuarzo		15	1,6	105
					14	3,2	106
	18	5,2	102				
Paper 4: SMES de aceite de jatropa (aniónico) <sup>b</sup>	-	8	27 °C	-	-	-	-
			CMC (6000 ppm)		-	-	-
			0 %wt NaCl		-	-	-
Paper 4: PMES de aceite de jatropa (aniónico) <sup>b</sup>	-	20	38,86 °API (Petróleo)	-	-	-	-
			Cuarzo		-	-	-
			27 °C		-	-	-
Paper 6: Alpha – SEE de aceite de palma (aniónico) <sup>c</sup>	104	20,7	CMC (5000 ppm)	83,3	-	-	-
			0 %wt NaCl		-	-	-
			38,86 °API (Petróleo)		-	-	-
			Cuarzo		20,7	0	83,3
			27 °C		14,89	0,5	89,11
			CMC (8000 ppm)		14,00	1	90
	103	17,3	0 %wt NaCl	85,7	13,41	1,5	90,59
			18,9 °API (Petróleo)		12,9	2	91,1
			Carbonato		23,24	4	80,76
			27 °C		17,3	0	85,7
			CMC (8000 ppm)		11,17	0,5	91,83
			0 %wt NaCl		9,39	1	93,61
115	23,2	18,9 °API (Petróleo)	91,8	8,12	1,5	94,88	
		Cuarzo		7,7	2	95,3	
		30 °C		19,21	4	83,79	
		CMC (14,7059 mol/l)		-	-	-	
				-	-	-	
				-	-	-	

Surfactante	AC inicial (°)	AC final base (°)	Condiciones base	Variación AC base (°)	AC final sensibilidad (°)	% wt NaCl	Variación AC Salinidad (°)
Paper 7: SEES de aceite de coco (aniónico) <sup>d</sup>	115	<b>6,1</b>	0 %wt NaCl	108,9	-	-	-
			23,55 °API (Petróleo)				
			Cuarzo				
			70 °C				
			<b>CMC (20,5882 mol/l)</b>				
	0 %wt NaCl	88,5	-	-	-		
	23,55 °API (Petróleo)						
	Cuarzo						
	70 °C						
	<b>CMC (20,5882 mol/l)</b>						
115	<b>26,5</b>	0 %wt NaCl	88,5	8,0	8,0	2	107
		23,55 °API (Petróleo)					
		Cuarzo					
		7,4					
		6,7					
6,5	3,5	108,5					
8,0	5	107					
Paper 9: PMES de aceite de jatropha (aniónico) <sup>e</sup>	120	<b>30</b>	30 °C	90	-	-	-
			<b>10 g/L</b>				
			0 %wt NaCl				
	23,41 °API (Petróleo)	88	30	29	2	91	
	Cuarzo						
	30 °C						
120	<b>32</b>	<b>CMC (6 g/L)</b>	88	29	2	91	
		0 %wt NaCl					
		23,41 °API (Petróleo)					
Paper 17: Saponina extraída de raíz de planta saponaria ( <i>Soapwort</i> ) (no iónico) <sup>f</sup>	124,42	<b>44,36</b>	Cuarzo	80,06	44,01	0 ppm STD	80,41
			80 °C				
			<b>CMC (2250 ppm)</b>				
	124,42	<b>44,36</b>	0 ppm STD	80,06	39,53	5000 ppm STD	84,89
			27,97 °API (Petróleo)				
	124,42	<b>44,36</b>	Arenisca	80,06	47,70	15000 ppm STD	83,34
			80 °C				
					40000 ppm STD	76,72	
					0 ppm MgCl <sub>2</sub>	80,41	

Surfactante	AC inicial (°)	AC final base (°)	Condiciones base	Variación AC base (°)	AC final sensibilidad (°)	% wt NaCl	Variación AC Salinidad (°)
			<b>CMC (2250 ppm)</b>		40,19	5000 ppm MgCl <sub>2</sub>	84,23
			0 ppm MgCl <sub>2</sub>		<b>38,44</b>	<b>10000 ppm MgCl<sub>2</sub></b>	85,98
			27,97 °API (Petróleo)		44,50	15000 ppm MgCl <sub>2</sub>	79,92
			Arenisca		49,13	40000 ppm MgCl <sub>2</sub>	75,29
			80 °C		44,01	0 ppm NaCl	80,41
			<b>CMC (2250 ppm)</b>		<b>43,62</b>	<b>5000 ppm NaCl</b>	80,8
	124,42	<b>44,36</b>	0 ppm NaCl	80,06	48,70	10000 ppm NaCl	75,72
			27,97 °API (Petróleo)		51,29	15000 ppm NaCl	73,13
			Arenisca		58,02	40000 ppm NaCl	66,4
Paper 18: Lipopéptidos producidos por <i>Bacillus subtilis</i> B30 – glucosa como fuente de carbono (aniónico) <sup>g</sup>	58,7	<b>28,4</b>	No especifica	30,3	-	-	-
Paper 18: Lipopéptidos producidos por <i>Bacillus subtilis</i> B30 – melasa de dátilos como fuente de carbono (aniónico) <sup>g</sup>	58,7	<b>27,2</b>	No especifica	31,5	-	-	-
			75 °C		49,07	5000 ppm STD	66,93
Paper 19: Saponina extraída de hojas y tallos de planta <i>Anabasis setifera</i> (no iónico) <sup>h</sup>	116	<b>50,24</b>	<b>CMC (3000 ppm)</b>		<b>45,39</b>	<b>10000 ppm STD</b>	70,61
			0 ppm STD	65,76	55,37	15000 ppm STD	60,63
			Yacimiento Gachsaran (Petróleo)		59,53	20000 ppm STD	56,47
			Carbonato		67,75	30000 ppm STD	48,25
			75 °C		57,96	5000 ppm NaCl	58,04
	116	<b>50,24</b>	<b>CMC (3000 ppm)</b>	65,76	55,93	10000 ppm NaCl	60,07
			0 ppm NaCl		53,12	15000 ppm NaCl	62,88

Surfactante	AC inicial (°)	AC final base (°)	Condiciones base	Variación AC base (°)	AC final sensibilidad (°)	% wt NaCl	Variación AC Salinidad (°)
			Yacimiento Gachsaran (Petróleo)		56,05	20000 ppm NaCl	59,95
			Carbonato		69,55	30000 ppm NaCl	46,45
			75 °C		56,05	5000 ppm KCl	59,95
			<b>CMC (3000 ppm)</b>		51,92	10000 ppm KCl	64,08
	116	<b>50,24</b>	0 ppm KCl	65,76	55,03	15000 ppm KCl	60,97
			Yacimiento Gachsaran (Petróleo)		58,41	20000 ppm KCl	57,59
			Carbonato		62,80	30000 ppm KCl	53,2
			75 °C		43,67	5000 ppm CaCl <sub>2</sub>	72,33
			<b>CMC (3000 ppm)</b>		<b>41,3</b>	<b>10000 ppm CaCl<sub>2</sub></b>	74,7
	116	<b>50,24</b>	0 ppm CaCl <sub>2</sub>	65,76	45,93	15000 ppm CaCl <sub>2</sub>	70,07
			Yacimiento Gachsaran (Petróleo)		47,41	20000 ppm CaCl <sub>2</sub>	68,59
			Carbonato		56,76	30000 ppm CaCl <sub>2</sub>	59,24
			75 °C		45,14	5000 ppm MgCl <sub>2</sub>	70,86
			<b>CMC (3000 ppm)</b>		<b>42,54</b>	<b>10000 ppm MgCl<sub>2</sub></b>	73,46
	116	<b>50,24</b>	0 ppm MgCl <sub>2</sub>	65,76	46,42	15000 ppm MgCl <sub>2</sub>	69,58
			Yacimiento Gachsaran (Petróleo)		48,20	20000 ppm MgCl <sub>2</sub>	67,8
			Carbonato		54,79	30000 ppm MgCl <sub>2</sub>	61,21
			75 °C		42,48	5000 ppm FeSO <sub>4</sub>	73,52
			<b>CMC (3000 ppm)</b>		<b>40,22</b>	<b>10000 ppm FeSO<sub>4</sub></b>	75,78
	116	<b>50,24</b>	0 ppm FeSO <sub>4</sub>	65,76	44,55	15000 ppm FeSO <sub>4</sub>	71,45
			Yacimiento Gachsaran (Petróleo)		49,48	20000 ppm FeSO <sub>4</sub>	66,52
			Carbonato		60,50	30000 ppm FeSO <sub>4</sub>	55,5
			75 °C		44,45	5000 ppm K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	71,55
			<b>CMC (3000 ppm)</b>		<b>39,67</b>	<b>10000 ppm K<sub>2</sub>SO<sub>4</sub></b>	76,33
	116	<b>50,24</b>	0 ppm K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	65,76	42,58	15000 ppm K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	73,42
			Yacimiento Gachsaran (Petróleo)		46,42	20000 ppm K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	69,58
			Carbonato		63,66	30000 ppm K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	52,34
			75 °C		55,29	5000 ppm NaHCO <sub>3</sub>	60,71
			<b>CMC (3000 ppm)</b>		50,66	10000 ppm NaHCO <sub>3</sub>	65,34
	116	<b>50,24</b>	0 ppm NaHCO <sub>3</sub>	65,76	46,92	15000 ppm NaHCO <sub>3</sub>	69,08
			Yacimiento Gachsaran (Petróleo)		<b>43,69</b>	<b>20000 ppm NaHCO<sub>3</sub></b>	72,31
			Carbonato		60,90	30000 ppm NaHCO <sub>3</sub>	55,1
	115	<b>8,5</b>	80 °C	106,5	14	0,5	101

Surfactante	AC inicial (°)	AC final base (°)	Condiciones base	Variación AC base (°)	AC final sensibilidad (°)	% wt NaCl	Variación AC Salinidad (°)
Paper 20: MES de aceite de <i>Madhuca longifolia</i> (Mahua) (no iónico) <sup>i</sup>			<b>CMC (9000 ppm)</b>		12,4	1	102,6
			2 %wt NaCl		10,3	1,5	104,7
			18,9 °API (Petróleo)		<b>8,5</b>	<b>2</b>	106,5
			Arenisca		11,1	2,5	103,9
					19,8	4	95,2
Paper 21: Saponina extraída de la hoja de nogal ( <i>walnut</i> ) (aniónico) <sup>j</sup>	163	<b>56,7</b>	80 °C <b>CMC (1 %wt)</b> 0,67 % * 34461,6 ppm STD 18,9 °API (Petróleo) Carbonato	106,3	-	-	-

Nota. Elaborado a partir de datos de <sup>a</sup> (Kumar et al., 2017), <sup>b</sup> (Babu et al., 2015), <sup>c</sup> (Saxena et al., 2017), <sup>d</sup> (Pal et al., 2018), <sup>e</sup> (Kumar et al., 2016), <sup>f</sup> (Nowrouzi et al., 2020), <sup>g</sup> (Al-Wahaibi et al., 2014), <sup>h</sup> (Nowrouzi et al., 2020), <sup>i</sup> (Saxena et al., 2019) y <sup>j</sup> (Suramairy et al., 2021).

En el caso del paper 2: en la aplicación del SMES de aceite de jatropha, se realiza la prueba de la variación del AC en muestra de cuarzo. Se evidencia que, el AC ( $29^\circ$ ) fue determinado a la CMC (8000 ppm) del surfactante y sin salinidad, logrando reducir 75,8333 % de AC y convierte el sistema a fuertemente mojado por agua. Posteriormente se evidencia que en su condición de salinidad óptima (3,2 % wt NaCl) logra un AC de  $14^\circ$ , es decir 88,3333 % de reducción, siendo así un sistema fuertemente mojado por agua, cuando inicialmente se consideraba un sistema moderadamente mojado por petróleo ( $120^\circ$ ). En este caso, se evidenció que, el menor AC fue a una concentración mayor (10000 ppm) a la CMC y sin salinidad, sin embargo, se considera que con la CMC se tiene la menor IFT y a su vez el AC no difiere significativamente.

En el caso del paper 4: se evidencia el uso de dos surfactantes, se realiza la prueba de la variación del AC en muestra de cuarzo; en este estudio no se reporta el AC inicial. En la aplicación del SMES y PMES de aceite de ricino, se evidencia que, el AC final fue:  $8^\circ @$  CMC (6000 ppm) y  $20^\circ @$  CMC (5000 ppm), respectivamente. En ambas aplicaciones no indican la salinidad. Si bien no se puede determinar las variaciones, se observa que las reducciones logran convertir el sistema a fuertemente mojado por agua, cuando inicialmente sistema se indica que es mojado por petróleo.

En el caso del paper 6: en la aplicación del alpha – SEE de aceite de palma, se realiza la prueba de la variación del AC en dos tipos de muestras: carbonato y cuarzo. Se evidencia que, el menor AC ( $20,7^\circ$  y  $17,3^\circ$ ) fue determinado a la CMC (8000 ppm) del surfactante y sin salinidad, logrando reducir 80,0962 y 83,2039 % del AC, y convierten los sistemas a fuertemente mojado por agua. Posteriormente se evidencia que en su condición de salinidad óptima (2 % wt NaCl) logra un AC de  $12,9^\circ$  y  $7,7^\circ$ , es decir 87,5962 y 92,5245 % de reducción, respectivamente en los núcleos de carbonato y cuarzo. Siendo así ambos sistemas fuertemente mojados por agua, cuando inicialmente se consideraban sistemas moderadamente mojado por petróleo ( $104$  y  $103^\circ$ , para el carbonato y cuarzo, respectivamente).

En el caso del paper 7: en la aplicación del SEES de aceite de coco se realiza la prueba de la variación del AC en muestra de cuarzo a diferentes temperaturas (30 y 70

°C) donde se observa, el menor AC (23,1° y 6,1°) determinada a la CMC (14,7059 y 20,5882 mol/l) del surfactante y sin salinidad para cada una de las temperaturas, logrando reducir 79,8261 y 94,6957 % del AC, respectivamente, convirtiendo el sistema a fuertemente mojado por agua. Además, se evidencia que, para su respectiva condición de salinidad óptima (3,5 % wt NaCl) cuando la prueba se realiza a 70 °C y CMC (20,5882 mol/l), logra un AC de 6,5°, es decir 94,3478 % de reducción, recalando que las mediciones de este AC no fueron en su estabilidad sino 300 segundos después de aplicar el surfactante, sin embargo, se evidencia su tendencia a disminuir. Siendo así un sistema fuertemente mojado por agua, cuando inicialmente se consideraba un sistema moderadamente mojado por petróleo (115°). Es decir, en este estudio a mayor temperatura, mayor CMC, mayor salinidad óptima y menor AC obtenido.

En el caso del paper 9: en la aplicación del PMES de aceite de jatropha, se realiza la prueba de la variación del AC en muestra de cuarzo. Se evidencia que, el AC (32°) fue determinado a la CMC (6 g/L) del surfactante y sin salinidad, logrando reducir 73,8333 % de AC y convierte el sistema a moderadamente mojado por agua. Posteriormente se evidencia que en su condición de salinidad óptima (3 % wt NaCl) logra un AC de 28°, es decir 76,6667 % de reducción, siendo así un sistema fuertemente mojado por agua, cuando inicialmente se consideraba un sistema moderadamente mojado por petróleo (120°). En este caso, se evidenció que, el menor AC fue de 30° a una concentración mayor (10 g/L) a la CMC y sin salinidad, sin embargo, se considera que con la CMC se tiene la menor IFT y a la vez el AC no difiere significativamente.

En el caso del paper 17: en la aplicación del surfactante (saponina) extraído de raíz de planta saponaria (*Soapwort*) se realiza la prueba de la variación del AC en muestra de arenisca. Se evidencia que, el AC (44,36°) fue determinada a la CMC (2250 ppm) del surfactante y sin salinidad, logrando reducir 64,3466 % de AC y convierte el sistema a moderadamente mojado por agua. Cabe recalcar que, no realizó variación del surfactante, sino que trabajó con la concentración (CMC) obtenida en la prueba de la IFT. Posteriormente se realiza pruebas de salinidad acorde a STD (agua de formación del yacimiento Sarvestán, Irán), soluciones salinas de MgCl<sub>2</sub> y NaCl. En el caso del agua de formación del yacimiento Sarvestán la condición de salinidad óptima (10000 ppm STD) logra un AC de 35,12°. Mientras que, en el caso del brine con MgCl<sub>2</sub>, la condición de

salinidad óptima (15000 ppm  $MgCl_2$ ) logra un AC de 44,5. Por otro lado, el brine con NaCl, la condición de salinidad óptima (10000 ppm NaCl) logra un AC de 48,7° logrando reducciones de 71,7730; 64,2340 y 60,8584 % con las diferentes fases acuosas y sus respectivas soluciones salinas. En todos los casos se convierte el sistema a moderadamente mojado por agua, cuando inicialmente se consideraba un sistema moderadamente mojado por petróleo (124,42°).

En el caso del paper 18: en la aplicación de lipopéptidos producidos por *Bacillus subtilis B30* se tiene dos subcasos acorde al uso de glucosa y melaza de dátiles como fuente de carbono, en ambos no se especifica el tipo de roca de la muestra. Se evidencia que, se obtuvo los siguientes AC finales: 28,4° y 27,2° es decir 51,6184 y 53,6627 % de reducción para los biosurfactantes obtenidos con glucosa y melaza de dátiles, respectivamente. Inicialmente el sistema es moderadamente mojado por agua (58,7°), aunque con el uso del biosurfactante se logra reducir el ángulo de contacto, se sigue manteniendo en el rango de sistema moderadamente mojado por agua.

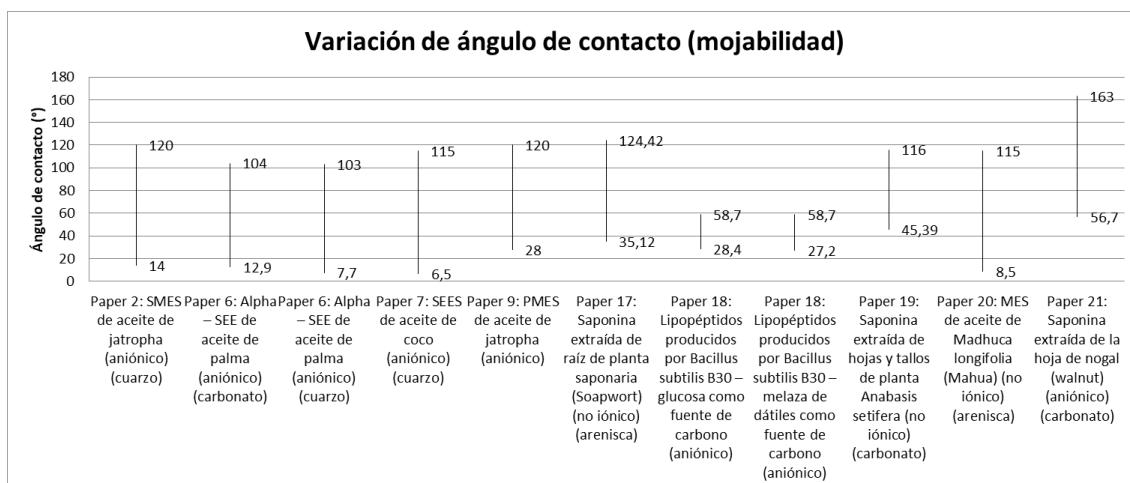
En el caso del paper 19: en la aplicación del surfactante (saponina purificada) extraído de hojas y tallos de planta *Anabasis setifera*, se realiza la prueba de la variación del AC en muestra de carbonato. Se evidencia que, el AC (50,24°) fue determinada a la CMC (3000 ppm) del surfactante y sin salinidad, logrando reducir 56,6897 % de AC y convierte el sistema a moderadamente mojado por agua. Cabe recalcar que, no realizó variación del surfactante, sino que trabajó con la concentración (CMC) obtenida en la prueba de la IFT. Posteriormente se realiza pruebas de salinidad acorde a STD (agua de formación del yacimiento Gachsaran de Irán), soluciones salinas de NaCl, KCl,  $CaCl_2$ ,  $MgCl_2$ ,  $FeSO_4$ ,  $K_2SO_4$  y  $NaHCO_3$ . En el caso del agua de formación del yacimiento Gachsaran la condición de salinidad óptima (10000 ppm STD) obtiene un AC de 45,39° logrando un 60,8707 % de reducción. Mientras que, en el caso de los demás brine, a la condición de salinidad óptima (10000 ppm NaCl; 10000 ppm KCl; 10000 ppm  $CaCl_2$ ; 10000 ppm  $MgCl_2$ ; 10000 ppm  $FeSO_4$ ; 10000 ppm  $K_2SO_4$  y 20000 ppm  $NaHCO_3$ ) obtienen los menores AC (53,12°; 51,92°; 41,3°; 42,54°; 40,22°; 39,67° y 43,69°), logrando un 51,7845; 55,2414; 64,3966; 63,3276; 65,3276, 65,8017 y 62,3362 % de reducción, respectivamente. En todos los casos se convierte el sistema a moderadamente

mojado por agua, cuando inicialmente el sistema es moderadamente mojado por petróleo (116°).

En el caso del paper 20: en la aplicación del MES sintetizado a partir del aceite de *Madhuca longifolia* (*Mahua*) se realiza la prueba de variación del AC en muestra de arenisca. Se evidencia que, el menor AC (8,5°) fue determinado a la CMC (9000 ppm) del surfactante y con salinidad óptima (2 % wt NaCl) logrando reducir 92,6087 % del AC siendo así un sistema fuertemente mojado por agua, cuando inicialmente se consideraba un sistema moderadamente mojado por petróleo (115°).

En el caso del paper 21: en la aplicación del surfactante (saponina) extraída de la hoja de nogal (*walnut*) se realiza la prueba de variación del AC en muestra de carbonato. se evidencia que, el AC (56,7°) fue obtenido a la CMC (1 % wt) del surfactante y con concentración salina (0,67 % \* 34461,6 ppm STD), logrando reducir 65,2147 % del AC siendo así un sistema moderadamente mojado por agua, cuando inicialmente se consideraba un sistema fuertemente mojado por petróleo (163°). En este caso, se evidenció que, el menor AC fue de 47,8° a una concentración mayor (3 % wt) a la CMC y con concentración salina (0,67 % \* 34461,6 ppm STD), sin embargo, se considera que con la CMC se tiene la menor IFT y a la vez el AC no difiere significativamente.

A continuación, se presenta una gráfica resumen de los papers analizados, con sus respectivos surfactantes aplicados (Figura 7). Cabe recalcar que, el valor inicial (valor mayor) corresponde a las condiciones base, mientras que el valor final (valor menor) del ángulo de contacto corresponde a su medida a la CMC y salinidad óptima, mientras que en los casos donde se evaluó la temperatura de prueba, se seleccionó la IFT de la temperatura mayor. Además, en la gráfica no se presenta los casos donde no se tuvo ángulo de contacto inicial.



**Figura 7**  
**Variación de ángulo de contacto (mojabilidad) @ condiciones ideales u óptimas de concentración de surfactante, salinidad y temperatura.**

*Nota.* Elaborado por el autor.

A través del análisis del ángulo de contacto (mojabilidad), se logra evidenciar que a través de la aplicación de surfactantes naturales (incluidos surfactantes bio-based y biosurfactantes) se puede reducir el ángulo de contacto a valores entre 6,1° a 26°, donde la mayoría de surfactantes analizados logra alterar la mojabilidad desde sistemas moderadamente mojado por petróleo a fuertemente mojado por agua, salvo casos que alteraron la mojabilidad a sistemas moderadamente mojado por agua como lo fueron: saponina extraída de raíz de planta saponaria (*Soapwort*), saponina purificada extraído de hojas y tallos de planta *Anabasis setifera* y saponina extraída de la hoja de nogal (*walnut*).

Para entender el motivo de dichas variaciones, es necesario conocer los mecanismos de aquello:

La alteración del ángulo de contacto es dependiente tanto de la roca como del surfactante y los componentes ácidos del petróleo adsorbidos en la superficie de la roca (Bera et al., 2012) y (Al-Khafaji & Wen, 2019). Para la alteración del ángulo de contacto, existe dos mecanismos: formación de pares iónicos entre los grupos de cabeza iónica del surfactante y los componentes cargados positivamente (catiónicos) del petróleo absorbido por el cuarzo (Salehi et al., 2008) y (Standnes & Austad, 2000). Además, de la adsorción del grupo hidrofílico del surfactante aniónico en la superficie hidrofóbica de la roca.

Los mecanismos para alterar la mojabilidad se basan en la adsorción del surfactante y su orientación uniforme de deposición (hemicela) para crear una película delgada con mojabilidad opuesta a la del estado inicial (Hou et al., 2015). Esta hemicela creada a través de dos capas de moléculas de surfactante sobre la superficie de la roca se da en una concentración específica (CMC) (Trados, 2013), (Nowrouzi et al., 2020) y (Bera et al., 2013). Mientras que a partir de la CMC se crean las micelas y se observa un aumento del ángulo de contacto, esto puede deberse a que, por encima de la CMC, la tensión de adhesión entre la roca y la solución de surfactante no aumenta (Eckmann et al., 2001). Sin embargo, otra posible razón es, la adsorción del grupo aniónico del surfactante en la roca con carga positiva (Hou et al., 2015).

Además, autores han propuesto el mecanismo de lavado y remoción del petróleo de la superficie y su disolución en la solución de los surfactantes a través de un intermediario creado por las moléculas de surfactante de doble estructura, resulta en una alteración a mojabilidad por agua (Wang et al., 2015).

La salinidad influye en el comportamiento o variación de la mojabilidad ya que, hasta una salinidad óptima debido a que ayuda a una mejor tasa de acumulación de componentes activos en la interfase petróleo-agua (Ren, 2015). En este proceso, las moléculas de agua son atraídas por los iones de la sal, entonces se disminuye la cantidad de moléculas de agua que interactúan con el surfactante en la solución bulk, generando así una velocidad mayor de difusión del surfactante desde el bulk hacia la interfaz. Incluso, las moléculas de surfactante adicional precipitan en la interfaz roca-agua, formando interacciones más fuertes surfactante hidrofóbico-surfactante (Kumar & Mandal, 2016) y (Prosser, 2001). Sin embargo, cuando la concentración sobrepasa la salinidad óptima, las fuerzas electroestáticas repulsivas y de hidratación en la interfaz roca-solución aumentan para evitar la dispersión de las gotas en la superficie (Shedid & Ghannam, 2004), lo cual provoca la adsorción del surfactante en la superficie de la roca, resultando en un aumento del ángulo de contacto (Gupta & Mohanty).

La disminución del ángulo de contacto se debe a que, mientras se va aumentando la concentración de salinidad ( $\text{Na}^{1+}$ ) estas se van adhiriendo a la superficie del cuarzo mojado por petróleo, logrando así una alteración hacia una mojabilidad por agua (Golabi

et al.). Sin embargo, esto solo ocurre hasta una concentración salina óptima, ya que posterior a esta concentración, el ángulo de contacto empieza a aumentar ya que habrá un exceso de iones ( $\text{Na}^{+1}$ ) donde ya no se dispondrá de una roca con carga positiva sino negativa, reduciendo la adsorción del surfactante (Gupta & Mohanty).

Al igual que en la IFT, la mojabilidad también es influenciada a más de las concentraciones salinas, por sus tipos de sales. Si bien con los surfactantes no iónicos se presenta una falta fuerza de atracción entre sus moléculas e iones. Estos iones sí pueden interactuar con la superficie de la roca. Estos sí pueden ser absorbidos por la arenisca, debido a la diferencia de cargas y eliminación de ácidos grasos, que provocan la hidrofobicidad en la roca. Además, los cationes divalentes ( $\text{Mg}^{2+}$  y  $\text{Ca}^{2+}$ ) de la fase acuosa salina presenta un mejor desempeño que los cationes monovalentes ( $\text{Na}^{+1}$ ) (Lager et al., 2008). Para este caso hay que recordar los efectos ya antes descritos salt-in y salt-out, puesto a que dependen de una salinidad óptima hasta donde se evidencia una favorable eliminación de componentes del petróleo de la superficie de la roca, logrando así una mejora en la mojabilidad (RezaeiDoust et al., 2009). Recordando que, la IFT es una propiedad de líquido-líquido donde la fuerza iónica total pesa más. Sin embargo, en el ángulo de contacto es roca-líquido-líquido y depende de la química de superficie (sitios silanol, óxidos de hierro, feldespatos) y de cómo los iones alteran la película de crudo adsorbida. Aquí, los divalentes suelen dominar. En estos casos se puede evidenciar que, los divalentes al presentar mayor densidad de carga y constantes de estabilidad superiores para “complejarse” con grupos carboxilato de los ácidos del crudo adsorbidos en la roca, permiten desprender y/o redistribuir más eficientemente esa fracción polar y lograr que el agua “recupere” la superficie obteniendo así un menor ángulo final (más hidrófila). Además, cabe indicar que, el anión  $\text{SO}_4^{2-}$  reduce la carga positiva de la superficie de la roca y aumenta la capacidad de los cationes para acercarse al ácido carboxílico presente en la calcita. Por ejemplo, los cationes  $\text{Mg}^{2+}$  en el agua permiten que se aumente la capacidad de separar el ácido carboxílico y en consecuencia que mejore la hidrofobicidad de la roca (Zhang et al., 2007).

Mientras que, respecto a la temperatura se pudo evidenciar que, la variación del ángulo de contacto con respecto a la temperatura se debe al aumento de la hidrofobicidad de las moléculas del surfactante, mayor actividad térmica. Logrando una mayor curvatura

de la interfaz petróleo-agua y mejora drásticamente la capacidad del surfactante para desplazar el petróleo (Saxena et al., 2017).

Como se mencionó en los análisis anteriores un punto clave es la temperatura para establecer ambientes de aplicación de los surfactantes, si bien no todos los casos determinaron la IFT agua-petróleo y el ángulo de contacto (mojabilidad) a diferentes temperaturas, varios de dichos casos si realizaron análisis termogravimétrico (TGA). Ya que, el análisis de estabilidad térmica es realizado generalmente por TGA (Saxena et al., 2019), (Pal et al., 2018) y (Nowrouzi et al., 2020), logrando así determinar qué porcentaje de masas del surfactante se pierde debido a las altas temperaturas (Tabla 7).

Para poder comprender la estabilidad térmica de los surfactantes se debe considerar que, la temperatura promedio de los yacimientos esta entre 80 a 120 °C (Dowdle & Cobb, 1975) y (Kumar et al., 2016), es decir, generalmente no excede de los 120 °C (Zahari et al., 2006).

**Tabla 7. Pérdida de peso de los surfactantes respecto a la temperatura, TGA.**

Surfactante	Atmósfera / ambiente	Masa de surfactante (g)	Velocidad de calentamiento (°C/min)	T (°C)	Pérdida de peso (%)	Comentario
Paper 1: SMES de aceite de jatropha (aniónico) <sup>a</sup>	-	-	30	30	0	El SMES de aceite de jatropha presenta descomposición de 2% de pérdida de peso a los 70°C (presentando estabilidad desde 143 °C a 500 °C (máximo registro)).
				70	2	
				143	26,1	
				500	26,1	
				80	0	
Paper 2: SMES de aceite de jatropha (aniónico) <sup>b</sup>	Nitrógeno	5	10	92	1	El SMES de aceite de jatropha presenta descomposición de 1% de pérdida de peso a los 92°C (presentando estabilidad desde aprox. 350 °C a 540 °C (máximo registro)).
				120	5	
				258	19	
				300	25,07	
				540	27,53	
				50	3	
Paper 6: Alpha – SEE de aceite de palma (aniónico) <sup>c</sup>	-	-	-	90	5	El alpha-SEE presenta descomposición de 3% de pérdida de peso a los 50°C (sin embargo, a partir de los 150°C se observa estabilización de pérdida de masa, logrando estabilidad desde aprox. 200 °C a 500 °C (máximo registro)).
				125	15	
				150	21	
				200	23	
				500	23	
Paper 7: SEES de aceite de coco (aniónico) <sup>d</sup>	Argón	-	5	25	0	El SEES de aceite de coco presenta descomposición de tan solo 0,8 %a aprox. de pérdida de peso a los 100°C (sin embargo, a partir de los 175 °C se observa estabilización de pérdida de masa, logrando estabilidad desde aprox. 175°C a 300 °C (máximo registro)).
				50	0,5	
				100	0,8	
				120	5	
				175	18	
				300	18,75	
Paper 9: PMES de aceite de jatropha (aniónico) <sup>e</sup>	Nitrógeno	5	10	30	0	PMES de aceite de jatropha presenta tres zonas de descomposición, se observa 2,71 % de pérdida de peso a los 60 °C (pérdidas bajas) sin embargo entre 60 °C a 250 °C existe otra pérdida de 10,93%, y finalmente entre 250 °C a 500°C se presenta una pérdida de peso aún mayo de 15,3 %.
				60	2,71	
				120	11,5	
				250	13,64	
				500	28,94	
Paper 12: SF-4-SF de aceite de girasol (no iónico) <sup>f</sup>	Argón	> 10	5	25	0	Los surfactantes SF-4-SF y SF-6-SF presentan dos etapas de degradación. La primera degradación comienza a 100 °C mostrando pérdida de grupos hidroxilo (-OH) intramoleculares, representando una pérdida de masa de
				100	0,03	
				125	2,47	
				175	2,57	

Surfactante	Atmósfera / ambiente	Masa de surfactante (g)	Velocidad de calentamiento (°C/min)	T (°C)	Pérdida de peso (%)	Comentario
Paper 12: SF-6-SF de aceite de girasol (no iónico) <sup>f</sup>	Argón	> 10	5	245	26,66	aproximadamente 2,47 % y el 2,37 % para los surfactantes SF-4-SF y SF-6-SF, respectivamente. Mientras que, la segunda degradación, llevada a cabo entre 175 °C y 245 °C aprox. con base en la descomposición de los grupos éster presentes en la estructura del surfactante, en esta etapa se observan pérdidas del 24,09 % y el 23,28 % para los surfactantes SF-4-SF y SF-6-SF, respectivamente. Cabe manifestar que, los valores indicados en el artículo no corresponden a los presentados en la gráfica, por lo cual se determinó los valores acordes a la gráfica.
				300	27,00	
				25	0	
				100	0,03	
				125	2,37	
				175	2,42	
				300	26,15	
Paper 17: Saponina extraída de raíz de planta saponaria ( <i>Soapwort</i> ) (no iónico) <sup>g</sup>	Nitrógeno	15	10	25	0	La Saponina extraída de raíz de planta saponaria presenta pérdidas menores a 10 % entre 90 y 120 °C. Sin embargo, a partir de 120 °C hasta 300°C se evidencia una pérdida amplia de peso llegando al punto de tener 43 % de pérdida.
				123	10	
				300	43	
Paper 19: Saponina extraída de hojas y tallos de planta <i>Anabasis setifera</i> (no iónico) <sup>h</sup>	Nitrógeno	15	10	86	0,87	La saponina extraída de hojas y tallos de planta <i>Anabasis setifera</i> presenta pérdidas de menores a 24 % entre los 90 a 120 °C se. Mientras que, a partir de 150 °C hasta aprox. 300 °C se evidencia una pérdida amplia de peso llegando al punto de tener 40 % de pérdida
				120	24	
				150	32	
Paper 20: MES de aceite de <i>Madhuca longifolia</i> ( <i>Mahua</i> ) (no iónico) <sup>i</sup>	-	-	-	80	0,1	El MES de aceite de <i>Mahua</i> presenta descomposición de apenas 0,1% de pérdida de peso a los 80 °C (presentando estabilidad desde aprox. 120 °C a 500 °C (maximo registro)).
				120	19	

Nota. Elaborado a partir de datos de <sup>a</sup> (Elraies et al., 2010), <sup>b</sup> (Kumar et al., 2017), <sup>c</sup> (Saxena et al., 2017), <sup>d</sup> (Pal et al., 2018), <sup>e</sup> (Kumar et al., 2016), <sup>f</sup> (Pal et al., 2018), <sup>g</sup> (Nowrouzi et al., 2020), <sup>h</sup> (Nowrouzi et al., 2020) y <sup>i</sup> (Saxena et al., 2019).

En el caso del paper 1 se evidencia que, el SMES de aceite de jatropha no presenta porcentajes elevados de pérdida de masa entre 90 a 120 °C, logrando pérdidas menores a 25%. Es decir, presenta estabilidad moderada donde el surfactante podría presentar degradación parcial pero no necesariamente de la parte funcional pudiendo seguir actuando en condiciones de reservorio (Elraies et al., 2010).

En el caso del paper 2 se evidencia que, el SMES de aceite de jatropha no presenta porcentajes elevados de pérdida de masa entre 80 a 120 °C, logrando pérdidas menores a 10%. Es decir, presenta alta estabilidad sin perder la parte funcional cuando está en condiciones de reservorio.

En el caso del paper 6 se evidencia que, el alpha-SEE no presenta porcentajes elevados de pérdidas de masa entre 80 a 120 °C, logrando pérdidas menos del 15 %. Es decir, presenta buena estabilidad térmica en condiciones de reservorio.

En el caso del paper 7 se evidencia que, el SEES de aceite de coco no presenta porcentajes elevados de pérdida de masa entre 80 a 120 °C, logrando pérdidas menores a 5 %. Es decir, presenta alta estabilidad térmica cuando está en condiciones de reservorio.

En el caso del paper 9 se evidencia que, el PMES de aceite de jatropha no presenta porcentajes elevados de pérdidas de masa entre 80 a 120 °C, logrando pérdidas menos del 12 %. Es decir, presenta buena estabilidad térmica en condiciones de reservorio.

En el caso del paper 12 se evidencia que, tanto el SF-4-SF como SF-6-SF no presentan porcentajes elevados de pérdida de masa entre 80 a 120 °C, logrando pérdidas menores a 3 %. Es decir, presenta alta estabilidad térmica en condiciones de reservorio.

En el caso del paper 17 se evidencia que, el surfactante extraído de la raíz de planta *Soapwort* no presenta porcentajes elevados de pérdidas de masa entre los 80 a 120 °C, logrando pérdidas menores del 10 %. Es decir, presenta buena estabilidad térmica en condiciones de reservorio.

En el caso del paper 19 se evidencia que, la saponina purificada extraído de hojas y tallos de planta *Anabasis setifera* no presenta porcentajes elevados de pérdida de masa entre 80 a 120 °C, logrando pérdidas menores a 24 %. Es decir, presenta buena estabilidad térmica en condiciones de reservorio.

En el caso del paper 20 se evidencia que, el MES de aceite de *Madhuca longifolia* (Mahua) no presenta porcentajes elevados de pérdidas de masa entre los 80 a 120 °C, logrando pérdidas menores del 19 %, Es decir, presenta buena estabilidad térmica en condiciones de reservorio.

A través de pruebas TGA a los surfactantes descritos en la tabla anterior, se observa que presentan pérdidas de peso o mano entre 3 a 25 %, evidenciando alta estabilidad térmica. Acorde a manifestación de los autores de los respectivos estudios indican que, los surfactantes naturales contienen ácidos grasos saturados e insaturados. Dónde los ácidos grasos saturados requieren mayor temperatura para su degradación en comparación con los insaturados (Kochhar, 2002). Además, que la posible existencia de antioxidantes en el aceite (de las plantas) pueden mejorar la degradación térmica (Kumar et al., 2017). Si bien se pudo observar, para los casos del SMES de aceite de jatropha (paper 1 y paper 3), existe una diferencia entre los porcentajes de pérdidas en las temperaturas promedios de reservorio, esto puede deberse a que, en el caso de (Elraies et al., 2010) indican que no se realiza purificación ya que su objetivo es evaluar condiciones prácticas de EOR priorizando bajo costo y simplicidad. Es decir, probablemente el surfactante presentaba impurezas, restos de solventes y subproductos los cuales fueron degradados sin ser parte núcleo activo del surfactante como tal. Mientras que, en el caso del PMES de aceite de jatropha se menciona que su pérdida (menor al 12%) en temperaturas promedio de yacimiento, se debe a, la existencia de humedad en la muestra, descomposición de moléculas de agua con enlaces débiles y descomposición del grupo de amidas del surfactante polimérico sin ser este un valor alto (Kumar et al., 2016) y (Carlino & Hudson, 1998). Incluso, se observa que el surfactante obtenido a través de aceite de girasol presenta pérdidas muy bajas, debido que su degradación en ese rango se debe a la pérdida de grupos hidroxilo (-OH), siendo valores bajos (Pal et al., 2018).

## **4.2 USO DE SURFACTANTES NATURALES EN LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO: CONDICIONES Y MEDIOS DE APLICACIÓN**

En esta sección, se procede a identificar las condiciones y medios de aplicación para la producción de hidrocarburos, a través de la aplicación de surfactantes naturales (dentro de este grupo se ha considerado también a los surfactantes bio-based y a los biosurfactantes; debido a la alta diversidad de criterios o definiciones) mediante la revisión de casos de estudio.

Como se pudo haber observado en el capítulo anterior, existen diferentes casos de estudio, donde todos apuntaban a encontrar una solución óptima de concentración de surfactante que permita maximizar la reducción de la IFT agua-petróleo y la reducción del ángulo de contacto (alterar la mojabilidad a mojado por agua) para así cumplir con las funciones de la EOR y en consecuencia mejorar la producción de hidrocarburo. Si bien no todos los casos mostraban pruebas de producción (pruebas de imbibición o pruebas de núcleo, nombres considerados en los respectivos estudios), más del 50 % sí, con los cuales se procede a elaborar la siguiente tabla.

**Tabla 8. Pruebas de inyección de surfactantes naturales en núcleos.**

Surfactante	Aplicación	T (°C)	Surfactante (%wt)	VP inyectado (surfactante)	Núcleo	Porosidad (%) Permeabilidad (md)	Salinidad (%wt NaCl)	Densidad de crudo (°API)	Producción (% POES)	
									Secundaria	EOR
	Inyección de surfactante + chase water (1,5PV)	25	8000 ppm (CMC)	0,5	Sandpack	31,94 Kw = 4,24 Darcy @ Sw=1 Ko = 0,54 Darcy @ Swi (21,74)	1	23	56,3	24,7
Paper 2: SMES de aceite de jatropa (aniónico) <sup>a</sup>	Inyección de surfactante + chase water (1,2 PV)	25	10000 ppm	0,5	Sandpack	32,14 Kw = 4,51 Darcy @ Sw=1 Ko = 0,67 Darcy @ Swi (21,00)	1	23	56,7	25,8
	Inyección de surfactante + chase water (1,3 PV)	25	12000 ppm	0,5	Sandpack	32,87 Kw = 4,73 Darcy @ Sw=1 Ko = 0,74 Darcy @ Swi (20,16)	1	23	56,3	27,6
	Inyección de surfactante + chase water (1,5PV)	27	8000 ppm	0,5	Sandpack	31,24 Kw = 4,47 Darcy @ Sw=1 Ko = 0,58 Darcy @ Swi (21,14)	2	18,9	51,1	25,8
Paper 6: Alpha – SEE de aceite de palma (aniónico) <sup>b</sup>	Inyección de surfactante + chase water (1,4 PV)	27	10000 ppm	0,5	Sandpack	31,64 Kw = 4,75 Darcy @ Sw=1 Ko = 0,65 Darcy @ Swi (20,35)	2	18,9	51,7	26,1
	Inyección de surfactante + chase water (1,4 PV)	27	12000 ppm	0,5	Sandpack	31,97 Kw = 5,10 Darcy @ Sw=1 Ko = 0,70 Darcy @ Swi (20,10)	2	18,9	51,5	26,3

Surfactante	Aplicación	T (°C)	Surfactante (%wt)	VP inyectado (surfactante)	Núcleo	Porosidad (%)	Salinidad (%wt NaCl)	Densidad de crudo (°API)	Producción (% POES)	
						Permeabilidad (md)			Secundaria	EOR
Paper 7: SEES de aceite de coco (aniónico) <sup>c</sup>	Inyección de surfactante + chase water (1,5PV)	30	14,7059 mmol/l	0,5	Sandpack	31,41 Kw = 4,07 Darcy @ Sw=1 Ko = 0,59 Darcy @ Swi (20,89)	1	23,55	49,02	17,46
	Inyección de surfactante + chase water (1,5PV)	30	20,5882 mmol/l	0,5	Sandpack	31,77 Kw = 4,19 Darcy @ Sw=1 Ko = 0,68 Darcy @ Swi (20,21)	1	23,55	49,27	18,97
	Inyección de surfactante + chase water (1,5PV)	30	23,5294 mmol/l	0,5	Sandpack	31,93 Kw = 4,29 Darcy @ Sw=1 Ko = 0,78 Darcy @ Swi (19,75)	1	23,55	50,03	20,05
Paper 9: PMES de aceite de jatropa (aniónico) <sup>d</sup>	Inyección de surfactante + chase water (1,3 PV)	30	5 g/L	0,5	Sandpack	28,21 Kw = 4,23 Darcy @ Sw=1 Ko = 0,504 Darcy @ Swi (22,57)	2,5	23,41	55,14	25,19
	Inyección de surfactante + chase water (0,5 PV)	30	6 g/l	0,5	Sandpack	28,93 Kw = 4,61 Darcy @ Sw=1 Ko = 0,54 Darcy @ Swi (21,23)	2,5	23,41	54,94	26,71
	Inyección de surfactante + chase water (0,32 PV)	30	7 g/L	0,5	Sandpack	29,62 Kw = 4,82 Darcy @ Sw=1 Ko = 0,63 Darcy @ Swi (22,56)	2,5	23,41	54,98	27,34
		30	8 g/L	0,5	Sandpack	30	2,5	23,41	55,35	27,78

Surfactante	Aplicación	T (°C)	Surfactante (%wt)	VP inyectado (surfactante)	Núcleo	Porosidad (%)	Salinidad (%wt NaCl)	Densidad de crudo (°API)	Producción (% POES)	
						Permeabilidad (md)			Secundaria	EOR
	Inyección de surfactante + chase water (0,47 PV)					Kw = 5,02 Darcy @ Sw=1 Ko = 0,71 Darcy @ Swi (23,02)				
	Inyección de surfactante + chase water	50	6 g/L	0,5	Sandpack	28,56 Kw = 4,14 Darcy @ Sw=1 Ko = 0,447 Darcy @ Swi (21,59)	2,5	23,41	58,15	27,05
	Inyección de surfactante + chase water	70	6 g/L	0,5	Sandpack	29 Kw = 4,57 Darcy @ Sw=1 Ko = 0,351 Darcy @ Swi (21,80)	2,5	23,41	59,24	28,35
Paper 13: Extracto de hoja de morera <sup>e</sup>	Inyección de brine	25	-	-	Carbonato	14 4,8 Darcy	2,5	-	49	NA
	Inyección de surfactante	25	1	2	Carbonato	14 4,8 Darcy	2,5	-	NA	68,6
	Inyección de surfactante	-	1	3,5	Carbonato	-	20000 ppm	0,7863 g/cm <sup>3</sup>	57	6
	Inyección de brine	-	-	-	Carbonato	-	20000 ppm	0,7863 g/cm <sup>3</sup>	42	NA
Paper 14: Extracto de hoja de morera <sup>f</sup>	Inyección de surfactante	-	1,5	3	Carbonato	-	20000 ppm	0,7863 g/cm <sup>3</sup>	NA	49
	Inyección de surfactante	-	1,5	3	Arenisca	-	20000 ppm	0,7863 g/cm <sup>3</sup>	32,3	1,5
	Inyección de brine	-	-	-	Arenisca	-	20000 ppm	0,7863 g/cm <sup>3</sup>	32,3	NA
	Inyección de surfactante	-	1,5	3	Arenisca	-	20000 ppm	0,7863 g/cm <sup>3</sup>	NA	34,6

Surfactante	Aplicación	T (°C)	Surfactante (%wt)	VP inyectado (surfactante)	Núcleo	Porosidad (%)		Salinidad (%wt NaCl)	Densidad de crudo (°API)	Producción (% POES)	
							Permeabilidad (md)			Secundaria	EOR
Paper 17: Saponina extraída de raíz de planta saponaria ( <i>Soapwort</i> ) (no iónico) <sup>g</sup>	Inyección de ASP (Alkali NaOH 1,5 %wt, Surfactante 0,225 %wt, Polimero PHPA 1% wt) + Brine Water (1,8 PV)	80	2250 ppm	0,5	Arenisca		22,64	10000 ppm STD	27,97	57,3	32
							134				
Paper 19: Saponina extraído de hojas y tallos de planta <i>Anabasis setifera</i> (no iónico) <sup>h</sup>	Inyección de Surfactante	75	3000 ppm	1,8	Carbonato		23,7	10000 ppm STD	-	51,5	15,4
							11,5				
Paper 20: MES de aceite de <i>Madhuca longifolia</i> (Mahua) (no iónico) <sup>i</sup>	Inyección de surfactante + Chase Water	80*	9000 ppm	0,5	Arenisca		31,96	-	18,9	54,035	17,74
							350				
Paper 20: MES de aceite de <i>Madhuca longifolia</i> (Mahua) (no iónico) <sup>i</sup>	Inyección de surfactante + 0,02 %wt de polímero PHPA + Chase Water	80*	9000 ppm	0,5	Arenisca		32,24	-	18,9	53,15	20,31
							368				

Surfactante	Aplicación	T (°C)	Surfactante (%wt)	VP inyectado (surfactante)	Núcleo	Porosidad (%) Permeabilidad (md)	Salinidad (%wt NaCl)	Densidad de crudo (°API)	Producción (% POES)	
									Secundaria	EOR
Paper 18: Lipopéptidos producidos por <i>Bacillus subtilis</i> B30 – glucosa como fuente de carbono (aniónico) <sup>j</sup>	Generación ex situ e inyección	60	-	5	Arenisca Berea	20 – 25	-	36,51	77,14	6,03
						250 – 350				
Paper 18: Lipopéptidos producidos por <i>Bacillus subtilis</i> B30 – melaza de dátiles como fuente de carbono (aniónico) <sup>j</sup>	Generación ex situ e inyección	60	-	5	Arenisca Berea	20 – 25	-	36,51	74,7	8,2
						250 – 350				
Paper 18: Lipopéptidos producidos por <i>Bacillus subtilis</i> B30 – glucosa como fuente de carbono (aniónico) <sup>j</sup>	Generación ex situ e inyección	60	-	5	Arenisca Berea	20 – 25	-	15,9	45,4	9,12
						250 – 350				
Paper 22: Lipopéptidos por FA-2 (bacteria modificada) (aniónico) <sup>k</sup>	Generación in situ	39	-	1 VP de medio anaeróbico inoculado con 10 % de bacterias FA-2	Arenisca	- 373 cm/d	-	-	56,82	5,22

Surfactante	Aplicación	T (°C)	Surfactante (%wt)	VP inyectado (surfactante)	Núcleo	Porosidad (%)	Salinidad (%wt NaCl)	Densidad de crudo (°API)	Producción (% POES)	
						Permeabilidad (md)			Secundaria	EOR
Paper 23: Hamnolípidos por <i>Pseudomonas aeruginosa</i> DQ3 (aniónico) <sup>l</sup>	Generación in situ	42	-	0,3 PV de solución de cultivo (cepa DQ3 con su medio (1:20 v/v))	-	15,26	-	0,886 g/cm <sup>3</sup>	54,83	5,22
	Inyección de brine	25	0	-	Arenisca	14,91 18 @ Sw = 1	1	-	35	NA
	Inyección de surfactante	25	-	-	Arenisca	14,87 18,5 @ Sw = 1	1	-	NA	12,5
Paper 15: Saponinas y flavonoides extraídos de hojas ZSC (no iónico) <sup>m</sup>	Inyección de brine y posterior Inyección de surfactante	25	8	-	Arenisca	14,73 21,5 @ Sw = 1	1	-	0	7
	Inyección de surfactante	25	8	-	Arenisca	14,91 21,5 @ Sw = 1	1	-	NA	16

Nota. Elaborado a partir de datos de <sup>a</sup> (Kumar et al., 2017), <sup>b</sup> (Saxena et al., 2017), <sup>c</sup> (Pal et al., 2018), <sup>d</sup> (Kumar et al., 2016), <sup>e</sup> (Ahmadi et al., 2014), <sup>f</sup> (Ravi et al., 2015), <sup>g</sup> (Nowrouzi et al., 2020), <sup>h</sup> (Nowrouzi et al., 2020), <sup>i</sup> (Saxena et al., 2019), <sup>j</sup> (Al-Wahaibi et al., 2014), <sup>k</sup> (Liang et al., 2017), <sup>l</sup> (Zhao F. et al., 2017) y <sup>m</sup> (Shahri et al., 2012).

Generalmente, en este tipo de pruebas se hace la comparación entre “recobro secundario” y “EOR”. Donde el “recobro secundario” es llevado a cabo inyectando brine hasta cuando se alcanza aproximadamente 95 % de corte de agua, obteniendo así su porcentaje de recobro secundario; y se procede a la inyección de surfactante para que se dé la reducción de la IFT y alterando el sistema a mojada por agua (Mandal et al., 2010), (Sofla et al., 2016) y (Park et al., 2015), además, de la formación de micro emulsiones y coalescencia de gotas de petróleo (formando un banco de petróleo) además que, el surfactante actúa detrás dicho banco evitando el reflujó y re atrapamiento en los poros de la roca (Iglauer et al., 2010), (Joonaki et al., 2016), (Bera et al., 2013) y (Ahmadi & Shadizadeh, 2013). Y, finalmente, se inyecta agua de desplazamiento logrando su porcentaje de recobro adicional de petróleo (“EOR”) hasta cuando se agotan las moléculas activas del surfactante en el núcleo, retomando las altas tasas de corte de agua (Mandal et al., 2010).

En el caso del paper 2: en la aplicación del SMES de aceite de jatropha a 25 °C para la recuperación de petróleo (23 °API), se utilizan núcleos de sandpack (entre 31,24 a 31,97 % de porosidad y de 4,47 a 5,10 darcy de permeabilidad) de 1730,5 cm<sup>3</sup> y 60 mesh. A través de la inyección de 0,5 PV de surfactante (a 8000 ppm, CMC) y 1,5 PV de agua de desplazamiento, se obtuvo un recobro de 24,7 % adicional de POES. Mientras que, considerando concentraciones superiores de surfactante (10000 y 12000 ppm de surfactante) y 1,2 PV de agua de desplazamiento se obtuvo 25,8 y 27,6 % adicional de POES, respectivamente. Como se pudo evidenciar, la recuperación de petróleo mejoró, en cuanto se aumentó la concentración de surfactante. Si bien se había determinado la CMC como la concentración donde se tendría la menor IFT de la fase agua-petróleo y a su vez mejor mojabilidad, la mejor recuperación se dio a 12000 ppm debido a que, el surfactante puede ser adsorbido en la roca del yacimiento.

En el caso del paper 6: en la aplicación del alpha – SEE de aceite de palma a 27 °C para la recuperación de petróleo (18,9° API), se utilizan núcleos de sandpack (entre 31,94 a 32,87 % de porosidad y de 4,24 a 4,73 darcy de permeabilidad) de 1730,5 cm<sup>3</sup> y 40 mesh. A través de la inyección de 0,5 PV de surfactante (a 8000 ppm, CMC) y 1,5 PV de agua de desplazamiento, se obtuvo un recobro de 25,8 % adicional de POES. Mientras que, considerando concentraciones superiores de surfactante (10000 y 12000 ppm de

surfactante) y 1,4 PV de agua de desplazamiento se obtuvo 26,1 y 26,3 % adicional de POES, respectivamente. Como se pudo evidenciar, la recuperación de petróleo mejoró, en cuanto se aumentó la concentración de surfactante. Si bien se había determinado la CMC como la concentración donde se tendría la menor IFT de la fase agua-petróleo y a su vez mejor mojabilidad, la mejor recuperación se dio a 12000 ppm debido a que, el surfactante puede ser adsorbido en la roca del yacimiento. Por lo tanto, los estudios de inyección se realizan generalmente con soluciones de surfactante en concentraciones superiores al valor de CMC.

En el caso del paper 7: en la aplicación del SEES de aceite de coco a 30 °C para la recuperación de petróleo (23,55° API), se utilizan núcleos de sandpack (entre 31,41 a 32,87 % de porosidad y de 4,07 a 4,64 darcy de permeabilidad) de 1730,5 cm<sup>3</sup> y 60 a 70 mesh. A través de la inyección de 0,5 PV de surfactante (a 14,7059 mmol/l, CMC) y 1,5 PV de agua de desplazamiento, se obtuvo un recobro de 17,46 % adicional de POES. Mientras que, considerando concentraciones superiores de surfactante (20,5882 y 23,5294 mmol/l de surfactante) y 1,5 PV de agua de desplazamiento se obtuvo 18,97 y 20,05 % adicional de POES, respectivamente. Como se pudo evidenciar, la recuperación de petróleo mejoró, en cuanto se aumentó la concentración de surfactante. Si bien se había determinado la CMC (14,7059 mmol/l @ 30°C) como la concentración donde se tendría la menor IFT de la fase agua-petróleo y a su vez mejor mojabilidad, la mejor recuperación se dio a 23,5294 mmol/l debido a que, el surfactante puede ser adsorbido en la roca del yacimiento. Por lo tanto, los estudios de inyección se realizan generalmente con soluciones de surfactante en concentraciones superiores al valor de CMC. En este caso, se realiza pruebas de inyecciones de surfactante junto a polímeros PHPA (Poliacrilamida parcialmente hidrolizada) entre 0,1 a 0,2 % wt, logrando aumentar al menos 13 % más que cuando se utiliza sólo surfactante. Sin embargo, no se detalla esta aplicación, debido a que no es el objetivo del presente trabajo investigativo.

En el caso del paper 9: en la aplicación del PMES de aceite de jatropha a 30 °C para la recuperación de petróleo (23,41° API), se utilizan núcleos de sandpack (entre 28,21 a 30 % de porosidad y de 4,14 a 5,02 darcy de permeabilidad) de 1730,5 cm<sup>3</sup> y 40 a 60 mesh. A través de la inyección de 0,5 PV de surfactante (a 6 g/L, CMC) y 0,5 PV de agua de desplazamiento, se obtuvo un recobro de 26,71 % adicional de POES.

Mientras que, considerando concentraciones inferiores (5 g/L) y superiores de surfactante (7 y 8 g/L de surfactante) y 1,3; 0,32 y 0,47 PV de agua de desplazamiento se obtuvo 25,19; 27,34 y 27,78 % adicional de POES, respectivamente. Como se pudo evidenciar, la recuperación de petróleo mejoró, en cuanto se aumentó la concentración de surfactante. Si bien se había determinado la CMC (6 g/L @ 30 °C) como la concentración donde se tendría la menor IFT de la fase agua-petróleo y a su vez mejor mojabilidad, la mejor recuperación se dio a 8 g/L debido a que, el surfactante puede ser adsorbido en la roca del yacimiento. Además, esta prueba fue realizada a diferentes temperaturas (50 y 70 °C) a la CMC donde se obtuvo 27,05 y 28,35 % de recobro de POES, es decir a mayor temperatura se obtendría mejor producción.

En el caso del paper 13: en la aplicación del extracto de hoja de morera a 25 °C para la recuperación de petróleo (no especifica densidad, pero es proveniente del campo del golfo pérsico, Khuzestan), se utilizan núcleos de carbonato (14 % de porosidad y 4,8 md de permeabilidad) de 45,6 cm<sup>3</sup> y 40 a 60 mesh. En esta prueba de inyección al núcleo no se realiza como los anteriores casos donde primero se realiza la “recuperación secundaria” y posteriormente el “EOR” sino que ambos son probados en núcleos similares desde el inicio de la “etapa productiva”. Entonces, se compara el recobro obtenido entre ambos procesos y se evidencia una diferencia de 19,6 % de recobro de petróleo adicional, es decir con inyección de agua se obtuvo 49 %, mientras que con la inyección de surfactante se obtuvo 68,6 % de recobro de petróleo aplicando surfactante al 1 % wt. Es válido mencionar que, en este estudio no se indica cuál es el VP de solución de surfactante y cuál es el VP de agua de desplazamiento. Sin embargo, se conoce que, dentro del proceso EOR se utiliza 2 VP de fluido. Entonces, se evidencia la mejoría de la producción aplicando surfactante natural como método EOR. Además, que el tiempo de irrupción del fluido inyectado aumenta. Incluso, al ser la solución de surfactante más viscosa que el agua, este permite que se retrase el avance y en consecuencia el tiempo de irrupción del fluido inyectado aumente.

En el caso del paper 14: en la aplicación del extracto de hoja de morera para la recuperación de petróleo (como fase oleosa utilizan queroseno de 0,7863 g/cm<sup>3</sup> @ 18 °C), se utilizan núcleos de carbonato y arenisca. En estas pruebas, se consideran dos tipos de comparación: un escenario donde se realiza la inyección de brine y secuencialmente se

realiza la inyección de surfactante; y el otro escenario es, donde, tanto la “recuperación secundaria” y “EOR” en núcleos similares es llevado a cabo desde el inicio de la “etapa productiva”. En el escenario 1, a través de la inyección de surfactante (a 1 % wt, CMC) en roca carbonato, se obtuvo un recobro de 6 % adicional de POES. Mientras que, en arenisca, inyectando surfactante (a 1,5 % wt) se obtuvo un recobro de 1,5 % adicional de POES. En el escenario 2, a través de la inyección de surfactante (1,5 % wt) desde el inicio de la “etapa productiva” en roca carbonato se obtuvo 7 % más de recobro comparado con la inyección de brine (42 % de recobro), mientras que en roca arenisca se obtuvo 2,3 % más de recobro comparado con la inyección de brine (32.3 % de recobro). Es válido mencionar que, en este estudio tampoco se indica cuál es el VP de solución de surfactante y cuál es el VP de agua de desplazamiento. Sin embargo, se conoce que, dentro del proceso EOR se utiliza entre 3 a 3,5 VP de fluido. Además, es evidente que, en rocas carbonatos se obtuvo mejor recobro, indistintamente del escenario, debido a que, el carbonato tiene mejor respuesta a la alteración de mojabilidad, incluso considerando que el carbonato dispone de mejor porosidad y permeabilidad (valores no especificados) que la arenisca. De igual manera que el caso del paper anterior, el uso de surfactante retrasa la irrupción del fluido inyectado. Además, en ambos casos se evidencia la diferencia de caídas de presión en comparación con la inyección de brine, debido a que, el surfactante permite la generación de micro emulsiones.

En el caso del paper 17: en la aplicación del saponina extraída de raíz de planta saponaria (*Soapwort*) a 80 °C para la recuperación de petróleo (27,97° API @ 15,56 °C), se utiliza núcleo de arenisca (22,64 % de porosidad y 134 md de permeabilidad) de 83,2 cm<sup>3</sup>. A través de la inyección de 0,5 PV de surfactante (a 2250 ppm, CMC) y 1,8 PV de agua de desplazamiento, se obtuvo un recobro de 32 % adicional de POES, sin embargo, hay que mencionar que, este caso no realiza prueba exclusiva con el surfactante sino también agregado alcalino NaOH (1,5 % wt) y polímero PHPA (1 % wt).

En el caso del paper 19: en la aplicación de la saponina extraída de hojas y tallos de planta *Anabasis setifera* a 75 °C para la recuperación de petróleo, se utiliza núcleo de carbonato. A través de la inyección de 1,8 PV de surfactante (a 3000 ppm, CMC), se obtuvo un recobro de 15,4 % adicional de POES. Es válido mencionar que, en este estudio no se indica cuál es el VP de solución de surfactante y cuál es el VP de agua de

desplazamiento. Sin embargo, se conoce que, dentro del proceso EOR se utiliza 1,8 VP de fluido.

En el caso del paper 20: en la aplicación del MES de aceite de *Madhuca longifolia* (*Mahua*) a 80 °C para la recuperación de petróleo (18,9° API @ 27 °C), se utilizan núcleos de arenisca (entre 31,96 a 32,24 % de porosidad y de 350 a 368 md de permeabilidad) de 88,83 cm<sup>3</sup> y 60 a 70 mesh. A través de la inyección de 0,5 PV de surfactante (a 9000 ppm, CMC) y 1,3 PV de agua de desplazamiento, se obtuvo un recobro de 17,74 % adicional de POES. En este caso, también se realiza pruebas de inyecciones de surfactante junto a polímero PHPA (Poliacrilamida parcialmente hidrolizada) a 0,02 % wt, logrando aumentar al menos 2,5 % más que cuando se utiliza sólo surfactante. Sin embargo, no se detalla esta aplicación, debido a que no es el objetivo del presente trabajo investigativo.

En el caso del paper 18: en la aplicación de lipopéptidos producidos por FA-2 a 60 °C para la recuperación de petróleo, se utiliza núcleo de arenisca de Berea (entre 20 a 25 % de porosidad y entre 250 a 350 md de permeabilidad). A través de la inyección de 5 PV de cultivo fermentado sin célula microbiana en un núcleo que contiene petróleo de 36,51° API, se obtuvo un recobro de 6,03 y 8,2 % adicional de POES para el caso de producción de biosurfactante con glucosa y melaza de dátiles como fuente de carbono, respectivamente. Mientras que, a través de la inyección de 5 PV de cultivo fermentado sin célula microbiana en un núcleo que contiene petróleo de 15,9° API, se obtuvo un recobro de 9,12 % adicional de POES para el caso de producción de biosurfactante con glucosa, recordando que a través de dicha fuente se logra aumentar la tasa de producción de surfactante. Cabe recalcar que, en el estudio se evidencian gráficas y texto descritos que no coinciden con la información, probablemente por un error de tabulación y gráficas, ya que, la metodología debería recaer en mismas condiciones de prueba (valores en específico no indicados, sino en rangos), porque, asumiendo condiciones iguales, el comportamiento y valores de recobro para el caso de aplicación del biosurfactante obtenido con glucosa y melaza de dátiles como fuente de carbono, deberían ser similares ya que, tanto la IFT agua-petróleo y mojabilidad (ángulo de contacto) fueron similares. En la gráfica de recobro de petróleo presentan porcentajes entre 44 a 55 y de 75 a 85, lo cual no tiene sentido en condiciones similares de pruebas.

En el caso del paper 22: en la generación in-situ de lipopéptidos por FA-2 a 39 °C para la recuperación de petróleo, se utiliza núcleo de arenisca (VP de 60 ml y 373 cm/d). A través de la inyección de 1 VP de medio anaeróbico inoculado con 10 % de bacterias FA-2 se obtiene un recobro de 5,22 % adicional de POES para el caso de esta generación de surfactante in-situ.

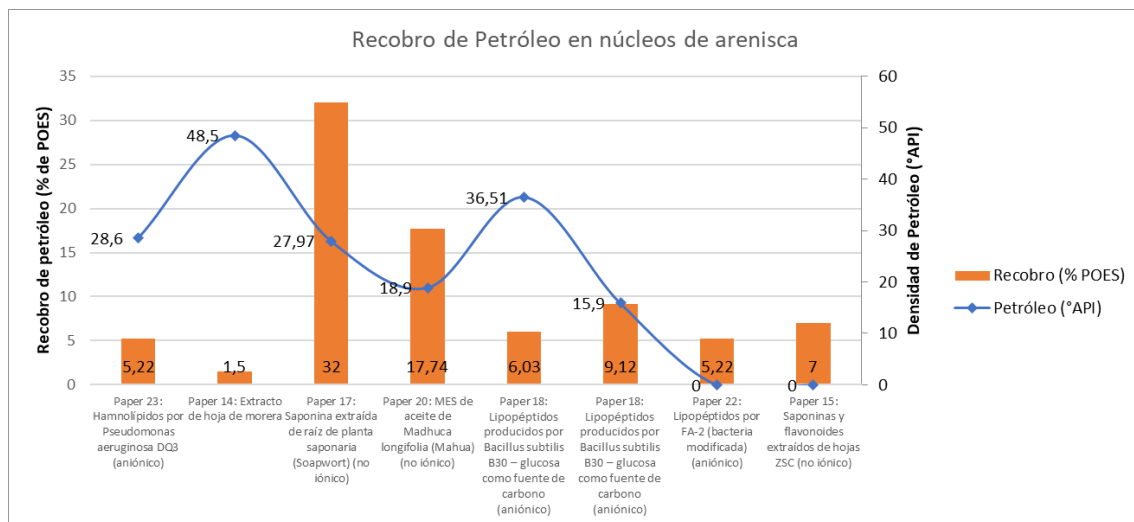
En el caso del paper 23: en la generación in-situ de Hamnolípidos por *Pseudomonas aeruginosa* DQ3 a 42 °C para la recuperación de petróleo (0,886 g/ cm<sup>3</sup>), se utiliza núcleo (no especificado de 15,26 % de porosidad y 0,331 um<sup>2</sup> de permeabilidad). A través de la inyección de 0,3 PV de solución de cultivo (cepa DQ3 con su medio (1:20 v/v)) se obtiene un recobro de 5,22 % adicional de POES para el caso de esta generación de surfactante in-situ.

Un aspecto importante por manifestar es que, todos los casos analizados hasta ahora han sido de sistemas inicialmente mojados en petróleo, sin embargo, el siguiente caso analiza un subcaso donde el sistema es inicialmente mojado por agua.

En el caso del paper 15: en la aplicación de saponinas y flavonoides extraídos de hojas ZSC a 25 °C para la recuperación de petróleo, se realiza pruebas de inyección utilizando núcleos de arenisca de (entre 14,73 a 14,91 % de porosidad y de 18 a 21,5 md de permeabilidad) de 58,90 cm<sup>3</sup> (núcleo fuertemente mojado en agua) y entre 90,42 a 90,90 cm<sup>3</sup> (núcleo fuertemente mojado en petróleo). A través de la inyección de surfactante (concentración no indicada) en núcleos fuertemente mojados por agua se obtuvo un recobro de 12,5 % de recobro de POES. Mientras que, a través de la inyección de brine se obtuvo 35 % de recobro de POES. Entonces, se observa que a través de la inyección de surfactante se tiene menor recobro que al inyectar brine, es decir, minimiza el recobro máxmo. Por otro lado, al inyectar surfactante (8 % wt) en núcleos fuertemente mojados por petróleo desde el inicio de la “etapa productiva” se logra un recobro de 16 % de POES, mientras que, al iniciar inyección de brine como etapa productiva no se obtiene recobro debido a que la roca es fuertemente mojada por petróleo, por lo que, al día 21 se inicial la inyección de surfactante (8 % wt) logrando un recobro de 7 % de POES. Entonces, es evidente que, la inyección de surfactante en sistemas fuertemente mojados por petróleo es eficiente, sin embargo, esta eficiencia disminuye cuando antes

de la inyección de surfactante se ha utilizado inyección de brine. Es válido mencionar que, en este estudio no se indica cuál es el VP de solución de surfactante y cuál es el VP de agua de desplazamiento. Además, no indica la salinidad, sin embargo, se puede inferir que es 1 % wt NaCl debido a que con dicha concentración salina se obtuvo la menor IFT.

A continuación, se presentan una gráfica resumen de los artículo analizados, con sus respectivos surfactantes aplicados, para no saturar el espacio se divide la presentación en tres figuras respondiendo a los 3 tipos de núcleos utilizados por los diferentes investigadores, Figura 8, Figura 9 y Figura 10. Cabe recalcar que, el valor de recobro de petróleo utilizado para las gráficas corresponde a los resultados de las pruebas a mayor temperatura, y mayor concentración con la que se obtuvo el recobro, de los casos donde se aplicó el surfactante posterior a una inyección de brine.

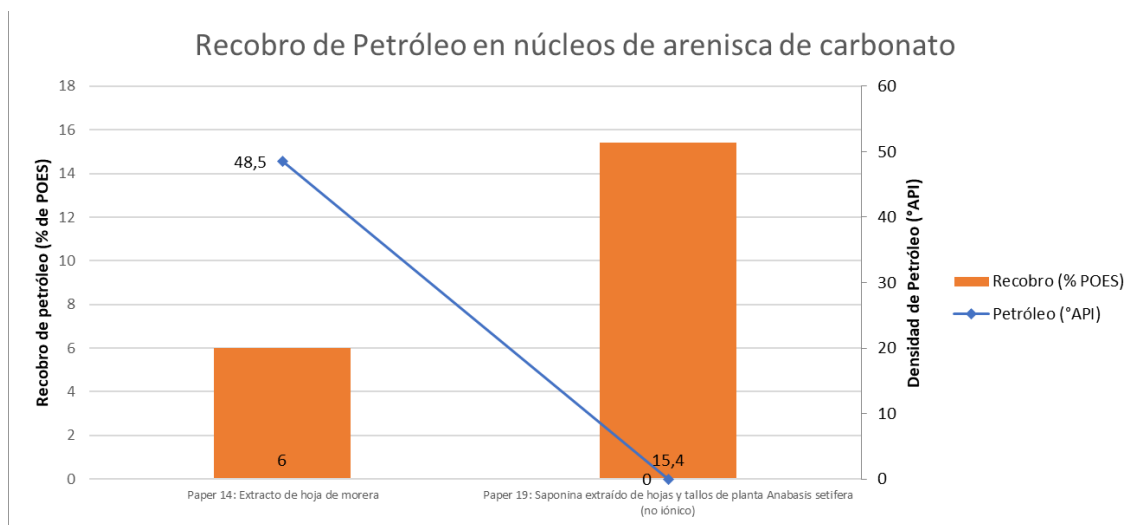


**Figura 8**  
**Recobro de petróleo en núcleos de arenisca @ condiciones ideales u óptimas de concentración de surfactante, salinidad y temperatura.**

*Nota.* Elaborado por el autor.

A través del análisis se evidencia que el recobro en núcleos de arenisca va desde 1,5 a 17,74 % de recobro de POES. Donde; mediante la aplicación de biosurfactantes: Hamnolípidos por *pseudomonas aeruginosa* DQ3, lipopéptidos producidos por FA-2 y lipopéptidos producidos por B30 se obtiene 5,22; 5,22; 6,03 y 9,12 % de recobro de POES, respectivamente. Mientras que, a través de los surfactantes extraídos de manera física de plantas se obtiene 1,5 y 7 % de recobro mediante la aplicación de extracto de

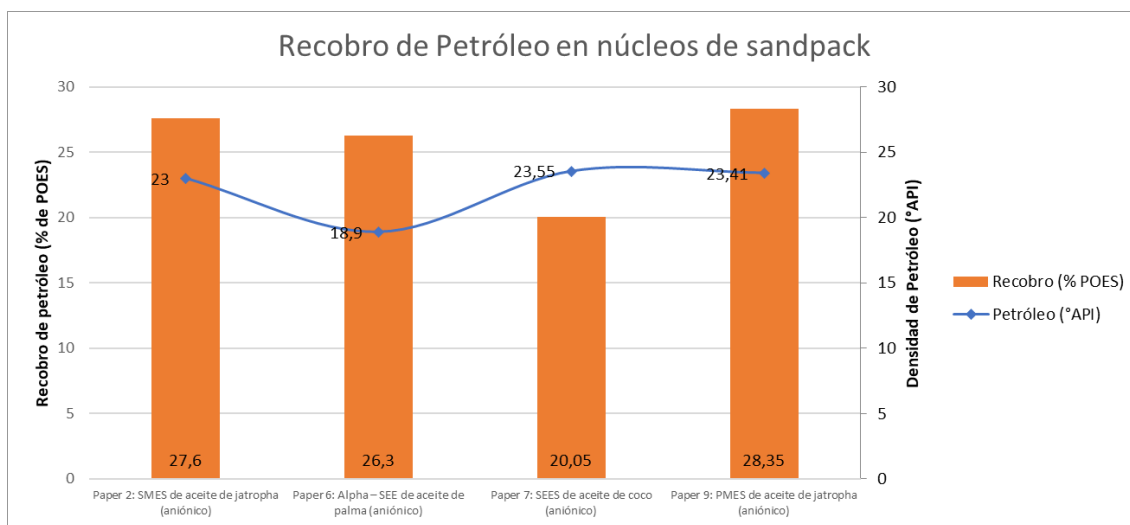
hoja de morera y saponina extraída de raíz de planta saponaria, respectivamente. Donde el surfactante bio based MES de aceite de *Madhuca longifolia* (*Mahua*) obtuvo un 17,74 % de recobro. Aquí se debe recordar que, el 32 % de recobro obtenido a través de saponina extraída de raíz de planta saponaria (*Soapwort*) se podría excluir ya que, este caso de estudio no consideró la aplicación exclusiva de surfactante, sino que también fue añadido álcali y polímeros, sin embargo, se presenta para evidenciar la diferencia obtenida a través del uso de otros aditivos.



**Figura 9**  
**Recobro de petróleo en núcleos de carbonato @ condiciones ideales u óptimas de concentración de surfactante, salinidad y temperatura.**

*Nota.* Elaborado por el autor.

A través del análisis se evidencia que el recobro en núcleos de carbonato va desde 6 a 15,4 % de recobro de POES. Donde el menor valor es obtenido mediante la aplicación extracto de hoja de morera, y mayor obtenido a través de la aplicación de saponina extraída de raíz de hojas y tallos de planta *Anabasis setifera*. En este caso se evidencia que el uso de extracto de hoja morera dio los menores valores tanto en núcleos de carbonato y arenisca, aunque el de carbonato sea mayor en su comparación, esto debido a que, el autor menciona que tanto la porosidad como la permeabilidad del núcleo carbonato son mayores al del núcleo de arenisca.



**Figura 10**  
**Recobro de petróleo en núcleos de sandpack @ condiciones ideales u óptimas de concentración de surfactante, salinidad y temperatura.**

*Nota.* Elaborado por el autor.

A través del análisis se evidencia que el recobro en núcleos de sandpack va desde 20,05 a 28,35 % de recobro de POES, es decir, se obtiene los mayores porcentajes de recobro respecto a los obtenidos con los demás surfactantes en los demás núcleos, recordando que este tipo de núcleos presenta permeabilidades altas del orden de  $1 \cdot 10^3$  md. En consecuencia, el tipo de surfactantes que fueron aplicados en sandpack son surfactantes bio-based.

Para entender el motivo de dichos resultados, es necesario conocer los siguientes mecanismos:

Como se mencionó anteriormente, la “simulaciones” de recuperación secundaria se lleva a cabo hasta el 95 % de corte de agua para los diferentes casos, a excepción del caso del paper 22 donde se lleva a cabo hasta el 98 %. Sin embargo, posterior a dicho proceso se procede a realizar la inyección de solución o slug de surfactante, en la mayoría de las pruebas responde al valor de 0,5 VP. Aunque, si bien la EOR puede mejorar aumentando la cantidad de surfactante (más de 0,5 PV), no sería un proceso económico. Donde el tamaño del volumen de surfactante puede variar según las condiciones del yacimiento, incluidas sus heterogeneidades (Sang et al., 2014).

Dentro de los diferentes casos, se evidenció que, a pesar de haber determinado la concentración con la cual se obtiene la menor IFT agua-petróleo y mojabilidad en agua, la CMC para prácticamente todos los casos (salvo excepciones ya nombradas anteriormente) se realizan las pruebas de inyección con concentraciones superiores debido a la existencia de pérdida de surfactante por su adsorción en el núcleo ya pasa a través de paredes o el interior de la roca (Oviedo-Roa et al., 2013).

La secuencia después de la inyección de surfactante se espera un tiempo (para que el mismo actúe en el yacimiento) denominado tiempo de remojo para que se de la reducción de la IFT de la fase agua-petróleo y mejoramiento de la mojabilidad, y secuencialmente inyectar agua de desplazamiento (chase wáter), logrando así el aumento de producción/recobro de petróleo y la reducción del corte de agua (Mandal et al., 2010). Además, de la IFT y mojabilidad, en la inyección de surfactante se observa el retraso del avance del agua y la solución del fluido inyectado. Mientras que, la caída de presión en el yacimiento aumenta en comparación a cuando se produce debido a la inyección de agua, esto puede deberse a que existe un cambio del volumen de los flujos en el medio poroso, lo que aumenta tanto la fricción como resistencia hidráulica aumentando la caída de presión, incluso, se debe recordar que los surfactantes permiten la generación de micro emulsiones o coalescencia de gotas de petróleo, aumentando la viscosidad del fluido y en consecuencia mayor caída de presión (Ahmadi et al., 2014).

En cuanto al caso del paper 17, donde se estimó el recobro de petróleo, inyectando surfactante (saponina extraída de raíz de planta saponaria) junto a álcali y polímeros, se indica que, generalmente. Los polímeros pueden mejorar entre 16,12 y 20,98 % el recobro terciario (Samanta et al., 2011), mientras que el NaOH como álcali mejora entre 5,51 y 9,42 % (Burk, 1987), por lo cual en dicho caso se evidenció el mayor recobro adicional (32 %) debido al proceso EOR.

Además, se pudo observar que, cuando se trata de petróleo liviano, la inyección secundaria logra mejor recobro de petróleo debido a que, en ese caso hay mayor facilidad de desplazamiento, que cuando es un petróleo pesado. Sin embargo, en recobro con surfactante se observa una leve mejora cuando es el caso de petróleo pesado, esto puede deberse a qué, el surfactante además de romper adhesiones del petróleo con la roca crea

micro emulsiones estables donde el petróleo se vuelve más móvil. Mientras que en el petróleo liviano no es tanta su influencia debido a que existe menor incremento, ya que como tal, el petróleo si podría ser recuperable (Al-Wahaibi et al., 2014). Entonces, en cuanto a los biosurfactantes se evidencia su potencial, sin embargo, no se ha llevado a cabo debido a la falta de información cuantitativa sobre el crecimiento y metabolismo microbiano in-situ (Perfumo et al., 2010).

Se evidenció que, si bien con el aumento de temperatura, la viscosidad de la solución de surfactante polimérico disminuye. La viscosidad del petróleo también, por lo que tanto no se vería tan afectado la eficiencia de barrido, logrando una recuperación de petróleo aceptable. Además, el aumento de temperatura permite una menor IFT, en conjunto con expansión del petróleo por lo cual se daría una mayor recuperación de petróleo (Badadagli, 1996) y (Zolghadr et al., 2013), además indica, la recuperación final es más predominante por la disminución de la IFT que por la expansión térmica.

Otro aspecto importante es la mojabilidad inicial del sistema, ya que, cuando el sistema inicialmente es mojado por agua, el efecto del surfactante es menor que cuando se aplica a un sistema inicialmente mojado por petróleo. Esto se debe a que, cuando el sistema es mojado por agua su mecanismo impulsor es la fuerza capilar. Entonces, al aplicar surfactante, la IFT agua-petróleo disminuye y en consecuencia la fuerza capilar también. Es decir, se promueve un efecto adverso para el mecanismo, resultando en una menor producción de petróleo (Shahri et al., 2012).

Además, en la comparación del aumento de recobro mediante la inyección de surfactante, se observa que el recobro es mayor cuando es inyectado desde el inicio de la etapa productiva, que cuando es inyectado posterior a un proceso de recuperación secundaria mediante agua. Esto es debido a que, el surfactante debe pasar por la película de agua (conformada durante la inyección de agua) cerca de la superficie de la roca, lo cual es un proceso lento por difusión y provoca una disminución en la tasa de recuperación y la recuperación final de petróleo (Shahri et al., 2012).

### 4.3 VENTAJAS ECOLÓGICAS ENTRE LOS SURFACTANTES NATURALES VS LOS SURFACTANTES CONVENCIONALES

En esta sección, con el fin de comparar el impacto ambiental debido a la aplicación de surfactantes convencionales y naturales, se va a considerar entre los surfactantes naturales a los surfactantes producidos a través de plantas, bacterias u hongos (biosurfactantes), debido a la alta diversidad de criterios o definiciones. Mientras que, los surfactantes convencionales corresponden a los surfactantes derivados del petróleo (Tabla 9).

**Tabla 9. Comparativa de impacto ambiental de uso de surfactantes convencionales vs surfactantes naturales.**

Parámetros	Surfactantes convencionales	Surfactantes naturales
Origen	Derivados del petróleo	Microorganismos o extractos vegetales
Enlaces / grupos funcionales / composición	Generalmente, los surfactantes derivados del petróleo provienen de crudo (por ejemplo, parafinas y aromáticos) o de gas natural (por ejemplo, propileno y etileno). <sup>a</sup> Es decir, incluyen grupos aromáticos, sulfonatos o amonio cuaternario. <sup>b y c</sup>	Las saponinas extraídas de las plantas son glucósidos anfífilicos, presentando en su estructura fracciones polares (azúcares) y no polares (sapogeninas). <sup>d y e</sup> Mientras que, los biosurfactantes están compuestos por azúcares o péptidos enlazados a cadenas de ácidos grasos. <sup>f</sup>
Biodegradación	Las estructuras de estos surfactantes son químicamente estables, por lo cual las enzimas microbianas no pueden romper. Y pueden penetrar fácilmente membranas celulares, presentando un grave problema para los organismos. <sup>g</sup>	Los enlaces (glicósidos, peptídicos, ésteres u otros) a través de las fracciones polares y no polares antes mencionadas de los surfactantes naturales o biosurfactantes pueden ser hidrolizadas por enzimas microbianas, permitiendo su mineralización, logrando una alta biodegradabilidad. <sup>f</sup>
Toxicidad	Considerando que son surfactantes obtenidos a través de derivados de petróleo crudo o gas natural, estos no pueden ser integrados fácilmente a ciclos biológicos naturales, dejando residuos persistentes que se	Azúcares, péptidos, ácidos grasos y sapogeninas son menos tóxicos, además al degradarse no se acumula en organismos acuáticos o suelo. Estos compuestos al ser biocompatibles, los organismos

Parámetros	Surfactantes convencionales	Surfactantes naturales
	Acumulan en los ambientes. <sup>g</sup> Em cambio, se puede contaminar cuerpos de agua a través de su soporte a la eutrofización (resultando en disminución de oxígeno en el agua debido a exceso de crecimiento de algas y plancton) alterando la biodiversidad especies. <sup>h</sup>	ya poseen rutas metabólicas para degradarlos. <sup>i, j y k</sup>
Concentración	La CMC de los surfactantes los surfactantes sintéticos (entre los cuales se consideran a los surfactantes derivados de petróleo) es entre 10 a 40 veces mayor que la de los bio-surfactantes. <sup>l</sup>	Ciertos bio-surfactantes presentan muy bajas CMC <sup>m</sup> , es decir se requeriría menor concentración de este tipo surfactante para reducir la IFT o alterar la mojabilidad. <sup>f</sup> Por lo tanto, esto podría recaer en menor moléculas para degradar o que causen algún efecto tóxico, es decir menor carga ambiental residual. Mientras, que los surfactantes producidos por plantas son aproximadamente 35 veces más que los producidos por bacterias (bio-surfactantes). <sup>l</sup>

Nota. Elaborado a partir de <sup>a</sup> (Nikolova & Gutierrez, 2021), <sup>b</sup> (Farias et al., 2021), <sup>c</sup> (Nagtode et al., 2023), <sup>d</sup> (Sparg et al., 2004), <sup>e</sup> (Rai et al., 2021), <sup>f</sup> (Garg et al., 2025), <sup>g</sup> (Dini et al., 2024), <sup>h</sup> (Ng et al., 2022), <sup>i</sup> (Mitra et al., 2009), <sup>j</sup> (Pinheiro et al., 2022), <sup>k</sup> (Katiyar et al., 2019), <sup>l</sup> (Desai & Banat, 1997) y <sup>m</sup> (Patowary et al., 2018)

Como se presenta en la Tabla 9, la principal causa de los impactos de los surfactantes derivados del petróleo es debido a que provienen de hidrocarburos petroquímicos que contienen grupos aromáticos, sulfonatos, amonio, cuaternario y demás. Lo cual les proporciona la característica de “resistentes” a la biodegradación. Mientras que, los grupos funcionales de los surfactantes naturales disponen al ser extraído o producido por microorganismo o plantas, disponen de una ruta metabólica para ser biodegradados. Cabe recalcar que, los surfactantes derivados del petróleo al no ser integrados fácilmente a ciclos biológicos generarían mayores residuos que se acumulan en el ambiente, logrando alterar las membranas celulares de organismo, mientras que los surfactantes naturales son biocompatibles logrando su reducción y a su vez “aportando”

menor toxicidad. Otro aspecto, importante es su CMC, ya que, al tener menores valores, esto indica que requiere menor concentración para lograr disminuir la IFT agua-petróleo y alterar la mojabilidad de la roca, es decir se usaría menor surfactante y se podría tener menor residuo.

### 4.3.1 Caso estudio de predicción de toxicidad y biodegradabilidad.

Los surfactantes naturales, biosurfactantes y surfactantes bio-based analizados en el capítulo anterior no reportan o sustentan los motivos de su etiqueta como biodegradables o menos tóxicos, sino que se autodenominan como tales, en general, debido a los conceptos enunciados anteriormente.

El objetivo del presente trabajo no es demeritar la aplicación de surfactantes actualmente comerciales, por lo que no se indagó en valores de parámetros que permitan demostrar, en específico, los impactos ambientales que pueden provocar. Sin embargo, sí se indagó en los estudios de los papers analizado en el capítulo anterior. Pero dentro de los casos reportados no se presentó predicción ni de toxicidad ni de biodegradación. Tan solo el estudio “Novel zwitterionic surfactant derived from castor oil and its performance evaluation for oil recovery” de (Zhang et al., 2015) presento estas predicciones, las cuales son descritas a continuación (Tabla 10).

**Tabla 10. Predicción de toxicidad y biodegradabilidad de surfactante CPDB de aceite de ricino.**

Parámetros	Surfactantes convencionales	Surfactantes naturales
Toxicidad	admetSAR – Herramienta para evaluar propiedades de absorción, metabolismo, excreción y toxicidad. <sup>a</sup>	Input: Estructura química de las moléculas del surfactante de origen biológico. Para determinar la toxicidad se consideró como muestra un pez de agua dulce ( <i>pimephales promelas</i> o <i>fathead minnow</i> ) y como parámetro de toxicidad se considera el LC50 (concentración letal 50%). Como resultado se tiene LC50 de 3,33 a 5,23 umol/L, considerando como umbral 0,5 mmol/L (500 umol/L). <sup>b</sup> Por lo que, realizando la comparación se determina una

Parámetros	Surfactantes convencionales	Surfactantes naturales
Biodegradación	Modelo de biodegradación BIOWIN3. <sup>d</sup>	<p>baja toxicidad aguda. Este surfactante CPDB, es comparado con dos surfactantes: Sulfonato de alquilbenceno (ABS) y sulfonato de alquilnaftaleno (ANS) los cuales reportaron 3,08 umol/L y 2,43 umol/L. Es decir, se necesita menos concentración de estos surfactantes para el mismo efecto tóxico. <sup>c</sup></p> <p>Se termina el tiempo de biodegradación, donde el CPDB a través de sus ácidos palmíticos, esteárico, linoleico / ricinoleico y oleico variaron entre 2,64 a 2,92. Mientras que, el ABS y ANS brindaron valores de 2,59 – 2,84 y 2,48 – 2,73, respectivamente. <sup>c</sup></p> <p>Teniendo en cuenta que, las puntuaciones de superiores a 2,8 indican biodegradabilidad en semanas. Mientras que, el rango entre 2,0 a 2,8 indican degradabilidad en meses. Quedando los menores a 2,0 degradabilidad en años. Se observa que los 3 surfactantes presentan buena biodegradabilidad, sin embargo, el CPDB presenta mejores resultados, siendo este un surfactante extraído de aceite de ricino.</p>

Nota. Elaborado a partir de <sup>a</sup> (Cheng et al., 2012), <sup>b</sup> (Russom et al., 2010), <sup>c</sup> (Zhang et al., 2015) y <sup>d</sup> (Song et al., 2014)

Con base en los resultados obtenidos y presentados por se evidencia que el CPDB presenta menor toxicidad que los surfactantes ABS y ANS (derivados de petróleo). Aunque si bien su biodegradabilidad es similar, su toxicidad hace que estos surfactantes sean menos sostenibles que la alternativa de surfactante natural.

#### **4.4 SELECCIÓN DE SURFACTANTE CON POTENCIAL DE SER APLICADO EN LA ARENA U SUPERIOR DEL CAMPO LIBERTADOR**

A través de la revisión bibliográfica no se encontró disponible información sobre la tensión interfacial agua-petróleo y la mojabilidad de la arena U Superior del Campo Libertador. Sin embargo, se encuentra información que puede ayudar a inferir su estado interfacial de manera cualitativa.

Por lo general, las rocas de reservorio naturalmente son mojables en agua, pero al estar expuestas a petróleo, por un periodo extendido, cambian su condición a ser mojables en petróleo, debido a los hidrocarburos pesados sobre la superficie de la roca (Kumar et al., 2022). Sin embargo, es válido mencionar que la mojabilidad es afectada o depende también de los minerales presentes en los poros. Donde la arenisca “limpia” o cuarzo es extremadamente mojable por agua, sin embargo, las rocas de yacimiento de arenisca pueden tener mojabilidad intermedia, es decir que unos poros puede ser hidrófilos y otros oleófilos (Maas, 2025). Donde, el cambio de la mojabilidad depende de factores principales como lo son el petróleo (° API y contenido de asfaltenos y resinas) y el contenido de arcilla de la salinidad del agua de formación (Mohammed & Babadagli, 2015) y (Hou et al., 2016). Ya que, la salmuera disminuye la carga eléctrica negativa de la arcilla, reduciendo así su fuerza repulsiva (Vledder et al., 2010), entonces, el material tensoactivo y compuestos polares del petróleo se absorben en la arcilla, volviendo mojable por petróleo (Mohammed & Babadagli, 2015) y (Hou et al., 2016), por lo tanto, mientras más contenido arcilloso, salinidad y compuestos polares del petróleo más mojable por petróleo (Schembre et al., 2006) y (Ebrahimi et al., 2025).

Entonces, si bien la roca yacimiento de la arena U Superior es arenisca (naturalmente mojable en agua) esta es una arenisca cuarzosa con bioturbaciones y presencia de intercalaciones de lutita, donde las arcillas presentes son: caolinita, esmectita, clorita e illita (Rivadeneira et al., 2004). Donde las zonas bioturbadas suelen tener mayor contenido de arcillas, por lo que esta arenisca tiene intercalaciones de lutitas y arcillas activas (esmectitam e illita) por lo que, van a realizar mayor adsorción de los

compuestos polares del crudo. Por otra parte, se conoce que, la salinidad del campo contiene 60000 ppm de NaCl acorde a la fuente Petroamazonas EP (2012) reportado por (Sánchez Luguña & Donoso Navas, 2013) lo cual ayudaría a disminuir la carga eléctrica negativa de la arcilla y que los compuestos polares del petróleo se absorban en la arcilla, volviendo mojable por petróleo. Ahora, si bien no se dispone de un análisis SARA (Saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos) del crudo de la U Superior del campo, se conoce que la densidad de este es 27° API, crudo mediano. Que a través de la comparación a través de su densidad se conoce que puede contener componentes polares como lo fueron el caso del crudo de 27,4° API que dispone 5,1 y 3,1 % de resinas y asfaltenos, respectivamente (Arriojas & Marín, 2020). Además, otros crudos de densidad 26,7 y 26,9° API también demostraron poseer entre 5,6 a 5,8 % de resinas y entre 1,5 a 2,3 % de asfaltenos (Angulo, 2022) y crudos de rangos similares 25,2 y 28,8° API presentaron 18,6 y 14,7 % de resinas y 8,8 y 2,6 % de asfaltenos, respectivamente (Fan et al., 2002).

Con lo descrito, se sustenta la probabilidad de que, la mojabilidad de U Superior del Campo Libertador sea mojable en petróleo.

De igual manera, no se encuentran disponibles valores de la IFT agua-petróleo de la U Superior del campo, sin embargo, se conoce que los valores típicos de IFT agua-petróleo van desde 20 a 30 mN/m, los cuales depende de varios factores fisicoquímico como lo son la temperatura, presión, contenido de especies interfaciales activas en el petróleo, salinidad y pH (Shoab, 2025). Inclusive, el rango típico fue encontrado en los diferentes casos estudiados y descritos anteriormente. Además, en el estudio de (Celi et al., 2021) sobre el Campo Pindo (de Ecuador) se determina la IFT agua-petróleo que van desde 22,392 a 51,007 mN/m en crudos que van desde 17.9 a 19,5° API y salinidad desde 77253 a 88058 mg/l de STD.

Para la selección vamos a considerar como prioridades los surfactantes extraídos por las plantas ya que aquellos, presentan mejor biodegradación y a su vez requieren menos procesos de extracción o producción (químicos) que los surfactantes bio-based por lo que, se prioriza, menos gastos en procesos, mayor biodegradabilidad y menos toxicidad.

Los surfactantes bio-based son: MES, SMES y PMES de aceite de jatropha; SMES, PMES y CPDB de aceite de ricino; MES y alpha – SEE de aceite de palma; SEES de aceite de coco, BSZS de aceite de soja, SF-4-SF y SF-6-SF de aceite de girasol, y MES de aceite de *Madhuca longifolia* (Mahua).

La aplicación de biosurfactantes proponen una alta biodegradabilidad y menos toxicidad, debido a que los resultados son prometedores en los casos analizados. Sin embargo, si bien no se descartarían, se daría preferencia a los surfactantes naturales, ya que, estos biosurfactantes requieren mayor ingeniería y control debido a la producción o generación ex-situ e in-situ.

Entonces, dentro de los surfactantes naturales extraídos por plantas se tiene 3 casos de aplicación de extracto de hoja de morera (paper 13 y 14), saponinas y flavonoides extraídos de hojas ZSC, saponina extraída de cáscara del pericarpio del fruto (*Sapindus mukurossi*), saponina extraída de raíz de planta saponaria (*Soapwort*), saponina extraída de hojas y tallos de planta *Anabasis setifera* y saponina extraída de la hoja de nogal (*walnut*).

Se descartaría el uso del extracto de hoja de morera debido a que, su prueba de inyección de núcleo dio 1,5 % de recobro adicional de petróleo, lo cual es soportado al aún alto IFT petróleo conseguido (20 mN/m). Además, no se reporta las temperaturas de sus pruebas ni para la prueba IFT ni para la prueba de inyección. Aunque como fue observado a mayor temperatura, la CMC aumenta (y en consecuencia la contracción necesaria del Surface también) y la IFT disminuye aún más. Pero, la concentración tendería a ser muy elevada. De similar manera se consideraría la otra prueba con extracto de hoja de morera donde se logra reducir la IFT a 17,9 mN/m.

Caso similar se da en la aplicación de saponina extraída de la hoja de nogal (*walnut*), sin embargo, la prueba en este caso es de 80 °C, es decir la diferencia de temperatura es menor para lograr las condiciones de la U Superior del campo Libertador. Por lo que, si bien aumentaría la concentración necesaria de surfactante este no sería tanto como en los casos antes decretos, por lo cual, no se descartaría totalmente esta opción.

La aplicación de saponinas y flavonoides extraídos de hojas ZSC en núcleo de arenisca brindó una recuperación del 7 % de petróleo. Sin embargo, la concentración fue muy elevada (8 % wt), por lo cual se descartaría.

La aplicación de la saponina extraída de cáscara del pericarpio del fruto (*Sapindus mukurossi*) no presenta pruebas de inyección en núcleo, sin embargo, a una concentración relativamente alta (1,5 % wt) en comparación a los demás surfactantes naturales, logra una gran disminución de la IFT a 1,46 mN/m, sin embargo, la concentración es alta en comparación con los demás surfactantes. Por lo cual, se descartaría el surfactante para realizar prueba a condiciones de la arena U Superior del Campo Libertador.

Mientras que, si bien la aplicación de la Saponina extraída de raíz de planta saponaria en la inyección de arenisca para la producción de crudo, logró un 32% de recobro, donde se indica que además del surfactante se inyectó álcali y polímero (es decir su alcance no solo se debe al surfactante). Pero, las pruebas de IFT agua-petróleo y alteración del ángulo de contacto y mojabilidad, sí son sin uso de agente álcali y polímero, brindando muy buenos resultados: 0,541 mN/m y 35,12°. Es decir, se logra IFT baja y se altera el sistema a ser modernamente mojable en agua (pero cerca del rango de fuertemente mojado en agua). Por lo tanto, se debe considerar su potencialidad, evaluando pruebas de laboratorio de inyección con tan solo la aplicación del surfactante. Debido a que, este estudio involucra pruebas en arenisca (22,64 % de porosidad y 134 md de permeabilidad) y petróleo (27,7° API) a alta temperatura (80 °C) y una salinidad óptima de 10000 ppm STD. Si bien la salinidad es baja en comparación con la de la U Superior del Campo Libertador, se conoce que generalmente los surfactantes son tolerables hasta 8 % wt u 80000 ppm NaCl. Además, la permeabilidad absoluta es similar, aunque la porosidad si difieran. Sin olvidar, que las densidades del crudo también son similares.

Por otro lado, la aplicación de la saponina extraída de hojas y tallos de planta *Anabasis setifera*, también logra buenos resultados (similares a saponina extraída de raíz de planta saponaria) en la reducción de la IFT agua-petróleo y alteración de la mojabilidad. Sin embargo, su prueba de inyección fue realizada en núcleo de carbonato, logrando un 15,4 % de recobro. Por lo que, su aplicación en el Campo Libertador también

puede ser considerado a evaluación a las condiciones de este, ya que incluso no se especifica la densidad del petróleo-crudo utilizado.

Además, cabe recalcar que, la planta saponaria *soapwort* se ha observado en Ecuador en la provincia de Manabí, acorde a la plataforma de (iNaturalistEC, 2020), incluso se realizan importaciones de cápsula de semillas hacia el Ecuador (Ubuy, 2021).

Mientras que, la plataforma (iNaturalistEC, 2025) no dispone de observaciones de planta *Anabasis setifera*, sin embargo, al ser una planta xerófila / tolerantes a suelos y zonas árida, se pueden encontrar en hábitats secos, suelos salinos, dando lugar a la posibilidad de encontrar o plantar en zonas costeras secas, áridas o parcelas con suelos salinos/arenosos de Ecuador.

Al ser estos dos surfactantes los potenciales candidatos para aplicación EOR en el Campo Libertador, se procede a describir su obtención acorde a lo manifestado por los autores de los respectivos artículos científicos.

La saponina extraída de raíz de planta saponaria *soapwort* se da a través de dos procesos: extracción y purificación. Donde la extracción es mediante ultrasonidos de 70 kHz a 25 °C con uso de metanol (Rabiei et al., 2012), en el proceso de extracción con ultrasonido se colocó la raíz seca y pulverizada debido a que es la parte de los tejidos vegetales con mayor contenido de saponina junto con metanol en un vaso precipitado, mismo que es expuesto a los ultrasonidos, donde la solución resultante se concentra a través de un evaporador rotatorio. Sin embargo, en este punto, el surfactante no está purificado, por lo que es llevado a cabo su purificación mediante su disolución en agua destilada y es transferida a un embudo de separación donde se agrega además butanol y se agita la mezcla. Tras la separación en el embudo (3 veces), se realiza un proceso de evaporación al vacío para obtener la saponina purificada (Massiot et al., 1992). Para mayor descripción se puede leer el trabajo realizado por (Nowrouzi et al., 2020).

Mientras que, la obtención de la saponina extraída de hojas y tallos de planta *Anabasis setifera* se da través del proceso de maceración (proceso físico), el cual consiste en sumergir los tejidos vegetales ya pulverizados o en cortes “grandes”, en un recipiente

para mezclarlos con un disolvente y que reposen (por al menos 3 días) a temperatura ambiente y agitación. Entonces, el material líquido sobrenadante es separado mediante calentamiento y filtración (Emadi et al., 2019) y (Azwanida, 2015). Posterior, la muestra es llevada a un desecador con bomba de vacío durante 1 día, logrando un secado completo. Sin embargo, en este punto, el surfactante no está purificado, por lo que es llevado a cabo su purificación, proceso similar al realizado en la purificación de la saponina extraída de la raíz de planta saponaria *soapwort* (Massiot et al., 1992). Para mayor descripción se puede leer el trabajo realizado por (Nowrouzi et al., 2020).

Si bien en ambos procesos de extracción y purificación se hace empleo de alcohol, estos no inciden en la estructura química del surfactante.

# CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## 5.1 CONCLUSIONES

La menor IFT agua-petróleo es obtenida a la CMC y sus respectivas salinidades óptimas. Sin embargo, la menor IFT no fue determinada en la CMC ( $7,08 \times 10^{-6}$  mol/L y  $6,92 \times 10^{-5}$  mol/L) sino en concentraciones muy superiores en los casos de aplicación de CPDB de aceite de ricino y BSZS de aceite de soja. Ya que, en este tipo de surfactantes la adsorción interfacial es más compleja y no coincide con el umbral de la CMC. Además, mientras mayor sea la temperatura de la prueba, mayor va a ser la CMC y menor la IFT. Sin embargo, en la aplicación de lipopéptidos producidos por *Bacillus subtilis B30* (surfactante producido a través de bacterias) no se evidenció cambio de IFT a pesar del aumento de la temperatura de la prueba. Otro aspecto importante observado en las pruebas de temperatura es que, para los casos de la aplicación del SEES de aceite de coco (aniónico), la salinidad óptima aumentaba en cuanto la temperatura de prueba aumentaba, sin embargo, dicho efecto no se evidenció en los casos de aplicación de SF-4-SF y SF-6-SF (no iónicos) donde la salinidad óptima disminuyó en cuanto la temperatura de prueba aumentaba.

El menor ángulo de contacto es obtenido a la CMC y sus respectivas salinidades óptimas. Sin embargo, la menor IFT no fue determinada en la CMC (8000 ppm, 6 g/L y 1%wt) sino en concentraciones superiores (10000 ppm, 10 g/L y 3% wt) en los casos de aplicación de SMES de aceite de jatropha (paper 2), PMES de aceite de jatropha (paper 9) y saponina extraída de la hoja de nogal (*walnut*) (paper 21), respectivamente. Sin embargo, se continuó las pruebas considerando la CMC como concentración óptima ya que con dicha concentración se obtuvo la menor IFT agua-petróleo y la variación del ángulo de contacto no era significativa. Además, en prácticamente, todos los casos coincidieron con la salinidad óptima para la obtención de la IFT más baja y menor ángulo de contacto ya que coincide con la máxima eficiencia de adsorción de surfactante en ambas interfaces: líquido-líquido y sólido-líquidos. Otro aspecto importante observado

en las pruebas de temperatura es que, a mayor temperatura mayor será la reducción del ángulo de contacto.

Los surfactantes analizados presentan un amplio o alentador potencial para ser utilizado en procesos EOR debido a su alta estabilidad térmica, ya que, si bien presentaron pérdidas de peso/masa entre el 3 y 25 % (entre los 80 a 120 °C), un porcentaje de esto se debe a la existencia de humedad y agua con enlaces débiles. La estabilidad térmica no indica que, el surfactante va a mantenerse 100% eficiente en su desempeño de reducir la IFT o mojabilidad a dichas temperaturas, sino que mantiene su estructura química y no precipita, por lo que podrá actuar como agente EOR, aunque con variaciones en la CMC, IFT y mojabilidad respecto a los valores obtenidos a condiciones de laboratorio.

La inyección de surfactantes naturales incluido biosurfactantes y surfactante bio-based pueden lograr recuperaciones adicionales de petróleo desde 1,5 hasta 28,35 %, sin embargo, esto va a depender del valor más bajo de la IFT agua-petróleo obtenida y de la alteración de la mojabilidad (de mojado por petróleo a mojada por agua). Si bien el contenido mineral de las formaciones es fundamental en la eficiencia de la actuación del surfactante, este trabajo investigativo, debido a la no disponibilidad de información se basó en tan solo los tipos de núcleo arenisca, carbonato y sandpack (sin analizar variaciones de resultado con respecto al contenido mineral de los mismos). La temperatura es evidente que favorece a la reducción de la IFT, demostrando que los diferentes surfactantes analizados presentan buena estabilidad térmica en los rangos promedios de yacimiento (de 80 a 120 °C), además que si bien el orden de la salinidad óptima está entre 1 a 1,5 % de salinidad (esta va a depender de la composición iónica), debido a los componentes del petróleo (cantidad de asfáltenos y resinas, principalmente). En rocas tipo arenisca se evidencia que se obtuvo la menor recuperación (1,5 % de recobro de petróleo liviano), pero esto está fundamentado en que el surfactante aplicado (extracto de hoja de morera) no logró reducir a nivel muy bajos la IFT agua-petróleo, tal como si lo logró el lipopéptido (surfactante) generado por *Bacillus subtilis* B30, que logró 6,03 y 9,12 % de recobro de petróleo liviano y pesado, respectivamente, es decir la variación también depende de la densidad del petróleo. Por otro lado, el surfactante (saponina) extraído de hojas y tallos de planta *Anabasis setifera* si logró un buen porcentaje de recobro de alrededor de 15 %, en núcleo de carbonato ya que logró baja

IFT agua-petróleo, por lo que se requiere pruebas de dicho surfactante en núcleos de arenisca para determinar su potencial en este otro tipo de roca de yacimientos. Finalmente, la aplicación de los surfactantes bio-based presentaron mejor recobro, sin embargo, estos requieren procesos adicionales (químicos) para mejorar su eficiencia, sin embargo, siguen siendo considerados biodegradables debido a su fuente principal de extracción.

Los surfactantes naturales generados por plantas poseen en su estructura fracciones polares y no polares, azúcares y sapogeninas. Mientras que, los surfactantes generados a través de microorganismos están compuestos por azúcares o péptidos enlazados a cadenas de ácidos grasos que puede ser hidrolizados por enzimas microbianas, permitiendo su mineralización, logrando alta biodegradabilidad. Además, que, los azúcares, péptidos, ácidos grasos y sapogeninas son menos tóxicos, y al degradarse no se acumula en organismos acuáticos o suelo, ya que, al ser biocompatibles, los organismos ya poseen rutas metabólicas para degradarlos. Todo lo contrario, los surfactantes derivados de petróleo disponen de estructura químicamente estable lo que no les permite a las enzimas microbianas romperlas y al no ser integrados a los ciclos biológicos naturales, se generan residuos persistentes en el ambiente y afectar a los ecosistemas y su biodiversidad.

La saponina extraída de raíz de planta saponaria *soapwort* y la saponina extraída de hojas y tallos de planta *Anabasis setifera*, surfactantes extraídos físicamente, mostraron los mejores resultados, considerando rangos de aplicación similares o cercanos a las condiciones de temperatura, tipo de roca (en conjunto a la porosidad y permeabilidad), salinidad y petróleo de la arena U Superior; siendo así materiales potenciales por aplicarse como método EOR. Aunque, si bien existen otros surfactantes considerados dentro de los surfactantes naturales, estos son modificados a través de procesos químicos (surfactantes bio-based) por lo que se descartarían parcialmente debido a la búsqueda de minimizar gastos y maximizar la biodegradabilidad. Y, si bien los biosurfactantes muestran buenos resultados, estos presentan mayores controles de ingeniería.

## 5.2 RECOMENDACIONES

Para la determinación tanto de la IFT agua-petróleo como de la alteración de la mojabilidad se debe emplear como fase acuosa el agua de la formación ya que los STD disponen su respectiva composición iónica, diferente a las soluciones salinas utilizadas en las pruebas (NaCl), que, si bien no presenta altas diferencias, se puede mejorar el grado de incertidumbre de resultados. De igual manera, la fase oleosa debe ser el petróleo-crudo del yacimiento de estudio, minimizando así aún más la incertidumbre de resultados. Además de considerar núcleos de la respectiva arena, y, no olvidar sus condiciones de temperatura, y presión (variable generalmente no analizada en los diferentes casos de estudio).

Si bien se realizan pruebas TGA para los diferentes surfactantes, es necesario realizar pruebas de IFT agua-petróleo, ángulo de contacto e inyección de núcleo o pruebas de imbibición a diferentes temperaturas para analizar la influencia de este parámetro en los resultados o potencial del material en las respectivas condiciones del yacimiento y sus fluidos.

Incentivar el estudio y uso de surfactantes naturales extraídos de plantas o microorganismo (biosurfactantes), en vez de los surfactantes bio-based ya que estos disponen de modificaciones estructurales a través de procesos químicos como transesterificación, sulfonación, epoxidación y demás, restando así la característica biodegradable y menos tóxicas que sus alternativas extraídas de plantas y microorganismos sin alteración de estructura.

Incentivar el estudio del potencial de la saponina extraída de raíz de planta saponaria *soapwort* y de la extraída de hojas y tallos de planta *Anabasis setifera* ya que éstas presentaron mejores resultados entre los surfactantes naturales extraídos de manera física de las plantas, al ser aplicadas en núcleos de arenisca y carbonato con muestras de petróleo-crudo y agua de formación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AAPG Wiki. (2022). *Wettability*. AAPG Wiki: <https://wiki.aapg.org/Wettability>
- Abadiano, C. (2021). *Optimización del proceso de separación agua–petróleo mediante análisis experimental*. Universidad Central del Ecuador. <https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/20afd48b-9db5-40da-ae69-4efc753b4281/content>
- Ahmadi, M. A., Zendehboudi, S., Shafiei, A., & James, L. (2012). Nonionic surfactant for enhanced oil recovery from carbonates: Adsorption kinetics and equilibrium. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, *LI*, 9894-9905. <https://doi.org/10.1021/ie300269c>
- Ahmadi, M., & Shadizadeh, S. (2013). Implementation of a high-performance surfactant for enhanced oil recovery from carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *CX*, 66-73. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.07.007>
- Ahmadi, M., Arabsaheb, Y., Shadizadeh, S., & Behbahani, S. (2014). Preliminary evaluation of mulberry leaf derived surfactant on interfacial tension in an oil-aqueous system: EOR application. *Fuel*, *CXVII*, 749-755. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.08.081>
- Aldás, M., Bolívar, E., Torres, C., Mantilla, A., & González, M. (2017). Influencia de surfactantes en la evaluación de la tensión interfacial para una emulsión agua petróleo relacionada al proceso de recuperación mejorada. *FIGEMPA. Investigación y Desarrollo*, *I(2)*. <http://scielo.senescyt.gob.ec/pdf/figempa/v4n2/2602-8484-figempa-04-02-00009.pdf>
- Al-Khafaji, A., & Wen, D. (2019). Quantification of wettability characteristics for carbonates using different salinities. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *CLXXIII*, 501-511. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.044>

- Al-Wahaibi, Y., Joshi, S., Al-Bahry, S., Elshafie, A., Al-Bemani, A., & Shibulal, B. (2014). Biosurfactant production by *Bacillus subtilis* B30 and its application in enhancing oil recovery. *Colloids and Surfaces B: Biointerfaces*, *CXIV*, 324-333. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfb.2013.09.022>
- Anderson, W. (1986). Anderson, W.G. (1986). Wettability Literature Survey- Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability. *Journal of Petroleum Technology*, *XXXVIII*, 1125-1144. <https://doi.org/10.2118/13932-PA>
- Andrade, A., Mehl, A., Mach, E., Couto, P., & Mansur, C. R. (2024). Application of biosurfactants in enhanced oil recovery ex-situ: A review. <https://doi.org/10.1007/s42770-024-01515-7>
- Ángel, D. (2011). La hermenéutica y los métodos de investigación en ciencia sociales. *Dialnet - Unirioja: Estudios de filosofías*(44), 9-37. <https://www.redalyc.org/pdf/3798/379846115002.pdf>
- Angulo, J. (2022). *Análisis de metodologías para determinar la estabilidad de asfaltenos en el crudo*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander (UIS). <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/7fa0332e-22b4-449d-8a21-6e877dc23ac7/content>
- Aránguez, T. (24 de Agosto de 2016). *¿Qué es el método hermenéutico?* <https://arjai.es/2016/08/24/que-es-el-metodo-hermeneutico/>
- Ardila, A., & Arévalo, L. (2018). *Evaluación técnica de la implementación de un surfactante polimérico en un campo colombiano mediante desplazamientos en medios porosos*. Universidad Industrial de Santander (UIS): 2018. <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/8bc7592b-6d46-42c1-a0eb-cf6a50f5c0e9/content>

- Armenante, P., & Karlsson, H. (1982). Salting-out parameters for organic acids. *Journal of Chemical & Engineering Data*, XXVII(2), 155-156.  
<https://doi.org/10.1021/je00028a016>
- Arriojas, D., & Marín, T. (2020). Evaluación del aceite de anacardium occidentale como inhibidor de floculación de asfaltenos. *Ciencia UNEMI*, XIII(34), 59-71.  
<https://doi.org/10.29076/issn.2528-7737vol13iss34.2020pp59-71p>
- Asamblea Nacional del Ecuador. (2017). *Código Orgánico del Ambiente (Reg. Of. Suplemento 983, 12-abr-2017)*.
- Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador (AIHE). (2023). *El petróleo en cifras 2022*. <https://www.aihe.org.ec/wp-content/uploads/2023/04/CIFRAS-PETROLEO-EN-CIFRAS-2022.pdf>
- Atta, D., Negash, B., Yekeen, N., & Habte, A. (2020). A state-of-the-art review on the application of natural surfactants. *Journal of Molecular Liquids*.  
<https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.114888>
- Austad, T. (2013). Water-Based EOR in Carbonates and Sandstones: New Chemical Understanding of the EOR Potential Using “Smart Water”. En J. Sheng, *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies*. Gulf Professional Publishing.  
<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00013-0>
- Azwanida, N. (2015). A review on the extraction methods use in medicinal plants, principle, strength and limitation. *Medical & Aromatics Plants*, IV(3).  
<https://doi.org/10.4172/2167-0412.1000196>
- Babu, K., Pal, N., Bera, A., Saxena, V., & Mandal, A. (2015). Studies on Interfacial Tension and Contact Angle of Synthesized Surfactant and Polymeric from Castor Oil for Enhanced Oil Recovery. *Applied Surface Science*.  
<https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2015.06.196>

- Bachari, Z., Isari, A. A., Mahmoudi, H., Moradi, S., & Mahvelati, E. H. (2019). Application of natural surfactants for enhanced oil recovery – Critical review. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/221/1/012039>
- Badadagli, T. (1996). Temperature effect on heavy-oil recovery by imbibition in fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *XIV*, 197-208. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(95\)00049-6](https://doi.org/10.1016/0920-4105(95)00049-6)
- Badmus, S., Amusa, H., Oyehan, T., & Saleh, T. (2021). Environmental risks and toxicity of surfactants: overview of analysis, assessment, and remediation techniques. *Environ Sci Pollut Res Int*, 62085–62104. <https://doi.org/10.1007/s11356-021-16483-w>
- Banat, I. M., Satpute, S. K., Cameotra, S. S., Patil, R., & Nyayanit, N. V. (2014). Cost effective technologies and renewable substrates for biosurfactants' production. *Microbiol*. <https://doi.org/10.3389/fmicb.2014.00697>
- Bera, A., & Belhaj, H. (2016). Ionic liquids as alternatives of surfactants in enhanced oil recovery—A state-of-the-art review. *Molecular Liquids*, *CCXXIV*, 177-188. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2016.09.105>
- Bera, A., Kumar, T., Ojha, K., & Mandal, A. (2013). Adsorption of surfactants on sand surface in enhanced oil recovery: Isotherms, kinetics and thermodynamic studies. *Applied Surface Science*, *CCVXXXIV*(1), 87-99. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2013.07.029>
- Bera, A., Ojha, K., Mandal, A., & Kumar, T. (2011). Interfacial tension and phase behavior of surfactant-brine–oil system. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, *CCCLXXXIII*, 114-119. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2011.03.035>
- Bera, A., S, K., Ojha, K., Kumar, T., & Mandal, A. (2012). Mechanistic Study of Wettability Alteration of Quartz Surface Induced by Nonionic Surfactants and

- Interaction between Crude Oil and Quartz in the Presence of Sodium Chloride Salt. *Energy & Fuels*, XXVI(6), 3634-3643. <https://doi.org/10.1021/ef300472k>
- Bera, Achinta, Mandal, A., & Guha, B. (2013). Synergistic Effect of Surfactant and Salt Mixture on Interfacial Tension Reduction between Crude Oil and Water in Enhanced Oil Recovery. *Journal of Chemical & Engineering Data*, LIX(1), 89-96. <https://doi.org/10.1021/je400850c>
- Bohórquez, A. (2021). *Evaluación de la implementación de biosurfactantes en los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) mediante simulación numérica*. Universidad de América. <https://repository.uamerica.edu.co/server/api/core/bitstreams/c194d256-56c7-434b-a4f7-344f735b51d4/content>
- Buckley, J. (1996). *Mechanisms and consequences of wettability alteration by crude oils*. Heriot Watt University. <https://www.ros.hw.ac.uk/handle/10399/1298>
- Buckley, J., Liu, Y., & Monsterleet, S. (1998). Mechanisms of Wetting Alteration by Crude Oils. *SPE Journal*, III(1). <https://doi.org/10.2118/37230-PA>
- Burk, J. (1987). Comparison of Sodium Carbonate, Sodium Hydroxide, and Sodium Orthosilicate for EOR. *SPE Reservoir Engineering*, 9-16. <https://doi.org/10.2118/12039-PA>
- Cáceres, S., & Puruncajas, O. (2012). *Estudio de pozos cerrados para rehabilitación e incremento de la producción en el campo Libertador*. EPN. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4665/1/CD-4299.pdf>
- Cai, J. (2024). A review on approach for biosurfactants enhance oil recovery. <https://doi.org/10.1080/01490451.2024.2401881>
- Caicedo, O. (2012). *Petroamazonas como instrumento de la política petrolera*. Facultad latinoamericana de ciencias sociales.

<https://repositorio.flacsoandes.edu.ec/bitstream/10469/9036/2/T-FLACSO-2012OJCS.pdf>

Cajal, A. (2020). *Observación indirecta: características, ventajas, desventajas, ejemplo*. Lifereder: <https://www.lifereder.com/observacion-indirecta/>

Campos, G., & Lule, N. (2012). La observación, un método para el estudio de la realidad. *Revista Xihmai*, VII(13), 45-60. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=3979972>

Carlino, S., & Hudson, M. (1998). A thermal decomposition study on the intercalation of tris-(oxalato) ferrate(III) trihydrate into a layered (Mg/Al) double hydroxide. *Solid State Ionics*, CX, 153-161. [https://doi.org/10.1016/S0167-2738\(97\)00500-6](https://doi.org/10.1016/S0167-2738(97)00500-6)

Celi, J., Gómez, F., & Enríquez, B. (2021). *Análisis de la tensión interfacial entre dos fluidos inmiscibles con el uso de cuatro surfactantes (catiónico, no-iónico), de la arena productora U inferior del Campo Pindo* (Vol. XXXXVII). Repositorio Digital EPN. <http://scielo.senescyt.gob.ec/pdf/rpolit/v47n2/2477-8990-rpolit-47-02-27.pdf> lipopéptidos

Chancay, J. (2007). *Incremento de la producción en el campo Libertador mediante la implementación de completaciones inteligentes*. EPN. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/572/1/CD-1084.pdf>

Chen, Z.-Z., Gang, H.-Z., Liu, J.-F., Mu, B.-Z., & Yang, S.-Z. (2019). A thermal-stable and salt-tolerant biobased zwitterionic surfactant with ultralow interfacial tension between crude oil and formation brine. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, CLXXXI. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.06.045>

Cheng, F., Li, W., Zhou, Y., Shen, J., Wu, Z., Liu, G., . . . Tang, Y. (2012). admetSAR: A Comprehensive Source and Free Tool for Assessment of Chemical ADMET Properties. *Journal of Chemical Information and Modeling*, LII(11), 3099-3105. <https://doi.org/10.1021/ci300367a>

- Chhetri, A., Watts, K., Rahman, M., & Islam, M. (2009). Soapnut extract as a natural surfactant for enhanced oil recovery. *Energy Sources*, XXXI(20). <https://doi.org/10.1080/15567030802462622>
- Dake, L. P. (1978). *Fundamentals of Reservoir Engineering (2nd ed.)*. <https://www.ipt.ntnu.no/~kleppe/TPG4150/text.pdf>
- Desai, D., & Banat, M. (1997). Microbial production of surfactants and their commercial potential. *Microbiology and Molecular Biology Reviews*, LXI(1), 47-64. <https://doi.org/10.1128/membr.61.1.47-64.1997>
- Dini, S., Bekhit, A., Roohinejad, S., Vale, J., & Agyei, D. (2024). The Physicochemical and Functional Properties of Biosurfactants: A Review. *Molecules*, XXIX. <https://doi.org/10.3390/molecules29112544>
- Dowdle, W., & Cobb, W. (1975). *Static Formation Temperature From Well Logs - An Empirical Method (Vol. XVII)*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/5036-pa>
- Ebrahimi, M., Ghalehnavi, H., Schaffie, M., Ranjbar, M., & Hemmati-Sarapardeh, A. (2025). Experimental investigation of wettability alteration in sandstone rock by nanoparticles, gelatin biopolymer, salt ions, and synthesized Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>/gelatin nanocomposite for EOR applications. *Scientific Reports*, XV, 33260. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-18591-w>
- Eckmann, D., Cavanagh, D., & Branger, A. (2001). Wetting Characteristics of Aqueous Surfactant-Laden Drops. *Journal of Colloid and Interface Science*, CCXLII(2), 386-394. <https://doi.org/10.1006/jcis.2001.7719>
- Efavi, J. K., Nyankson, E., Yaya, A., & Agyei-Tuffour, B. (2017). Effect of magnesium and sodium salts on the interfacial characteristics of soybean lecithin dispersants. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 12763–12772. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.7b02862>

- Elraies, K., Tan, I., Awang, M., & Saaid, I. (2010). The synthesis and performance of sodium methyl ester sulfonate for enhanced oil. *Petroleum Science and Technology*, 1799-1806. <https://doi.org/10.1080/10916460903226072>
- Elraies, K., Tan, I., Fathaddin, T., & Abo-jabal, A. (2011). Development of a New Polymeric Surfactant for Chemical Enhanced Oil Recovery. *Petroleum Science and Technology*, XXIX, 1521-1528. <https://doi.org/10.1080/10916460903581427>
- Emadi, S., Shadizadeh, S., Manshad, A., Moghani, K., & Mohammadi, A. (2019). Effect of using Zyziphus Spina Christi or Cedr Extract (CE) as a natural surfactant on oil mobility control by foam flooding. *Journal of Molecular Liquids*, CCXCIII. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.111573>
- EP PETROECUADOR. (2024). *Información Bloques Petroleros*. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/2024/12/Bloques-petroleros.pdf>
- EP PETROECUADOR. (21 de Mayo de 2025). *1st International Conference on Enhanced Oil Recovery (EOR) methods*. EP Petroecuador.: <https://www.eppetroecuador.ec/?p=25798>
- Escobar, F. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos* (Primera ed.). Universidad Surcolombiana. <https://oilproduction.net/files/Libro%20Fundamentos%20de%20Ing%20de%20Yacimientos%20-%20Fredy%20Escobar.pdf>
- Fan, T., Wang, J., & Buckley, J. (2002). Evaluating Crude Oils by SARA Analysis. <https://doi.org/10.2118/75228-MS>
- Fanchi, J. (2010). *Integrated Reservoir Asset Management*. Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-62240-6>

- Farias, C., Almeida, F., Silva, I., Souza, T., Meira, H., da Silva, R., . . . Sarubbo, L. (2021). Production of green surfactants: Market prospects. *Electronic Journal of Biotechnology*, *LI*, 28-39. <https://doi.org/10.1016/j.ejbt.2021.02.002>
- Garg, R., Garg, R., Anjum, A., Eddy, N., & Watandost, H. (2025). Comprehensive review of the synthesis and sustainable applications of biosurfactants. *Discover Applied Sciences*, *VII*. <https://doi.org/10.1007/s42452-025-07603-z>
- Ghoniem, S. (1987). Variable Salinity Aquifer and its Effect on Reservoir Performance. <https://doi.org/10.2118/15715-MS>
- Gibbs, J. W. (1928). *The Collected Works of J. Willard Gibbs, Volume I: Thermodynamics*. [https://www.eng.uc.edu/~beaucag/Classes/AdvancedMaterialsThermodynamics/Books/Gibbs%20G.W.%20-%20Collected%20works.%20Thermodynamics.%20Volume%201-Longmans%20\(1928\).pdf](https://www.eng.uc.edu/~beaucag/Classes/AdvancedMaterialsThermodynamics/Books/Gibbs%20G.W.%20-%20Collected%20works.%20Thermodynamics.%20Volume%201-Longmans%20(1928).pdf)
- Golabi, E., Seyedeyn-Azad, F., Ayatollahi, S., Hosseini, S., & Akhlaghi, N. (s.f.). Experimental Study of Wettability Alteration of Limestone Rock from Oil-Wet to Water-Wet using Various Surfactants. <https://doi.org/10.2118/157801-MS>
- Goodarzi, F., & Zendehboudi, S. (2019). Effects of Salt and Surfactant on Interfacial Characteristics of Water/Oil Systems: Molecular Dynamic Simulations and Dissipative Particle Dynamics. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, *LVIII*. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.9b00504>
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (2018). *Enhanced Oil Recovery (2nd ed.)*. <https://doi.org/10.2118/9781613994948>
- Gudiña, E., Rangarajan, V., Sen, R., & Rodrigues, L. (2013). Potential therapeutic applications of biosurfactants. *Trends Pharmacol Sci*. <https://doi.org/10.1016/j.tips.2013.10.002>

- Guevara, G., Verdesoto, A., & Castro, N. (2020). Metodologías de investigación educativa (descriptivas, experimentales, participativas, y de investigación-acción). *Revista Científica Mundo de la investigación y el Conocimiento*, 163-173. [https://doi.org/10.26820/recimundo/4.\(3\).julio.2020.163-173](https://doi.org/10.26820/recimundo/4.(3).julio.2020.163-173)
- Guo, J., Shi, X., Yang, Z., Cao, J., Wang, L., & Yin, Y. (2014). Synthesis of temperature-resistant and salt-tolerant surfactant SDB-7 and its performance evaluation for Tahe Oilfield flooding (China). *Petroleum Science*, *XI*, 584–589. <https://doi.org/10.1007/s12182-014-0375-9>
- Gupta, R., & Mohanty, K. (s.f.). Wettability Alteration of Fractured Carbonate Reservoirs. *OnePetro SPE*. <https://doi.org/10.2118/113407-MS>
- Hirasaki, G. (1991). Thermodynamics of thin films and threephase contact regions. *Interfacial Phenom Pet Recover*, *XXXVI*(23).
- Holmberg, K., Jönsson, B., Kronberg, B., & Lindman, B. (2002). Surfactants and Polymers in Aqueous Solution. <https://www.wiley-vch.de/en/areas-interest/natural-sciences/surfactants-and-polymers-in-aqueous-solution-978-0-471-49883-4>
- Hou, B., Cao, X., Zhang, J., Song, X., Ding, M., & Chen, W. (2016). Surfactant-Induced Wettability Alteration of Oil-Wet Sandstone Surface: Mechanisms and Its Effect on Oil Recovery. *Journal of Surfactants and Detergents*, *VI*, 315-324. <https://doi.org/10.1007/s11743-015-1770-y>
- Hou, B.-f., Wang, Y.-f., & Huang, Y. (2015). Mechanistic study of wettability alteration of oil-wet sandstone surface using different surfactants. *Applied Surface Science*, *CCCXXX*(1), 56-64. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2014.12.185>
- HSA (Healthy, safe, and productive lives and enterprises. (2023). *Detergent Regulations*. [https://www.hsa.ie/eng/your\\_industry/chemicals/legislation\\_enforcement/detergents/detergent\\_regulations/](https://www.hsa.ie/eng/your_industry/chemicals/legislation_enforcement/detergents/detergent_regulations/)

Hu, X., Li, Y., Sun, H., Song, X., Li, Q., Cao, X., & Li, Z. (2010). Effect of divalent cationic ions on the adsorption behavior of zwitterionic surfactant at silica/solution interface. *The Journal of Physical Chemistry. B*, *CXIV*(27). <https://doi.org/10.1021/jp101943m>

Iglauer, S., Wu, Y., Shuler, P., Tang, Y., & Goddard, W. (2010). New surfactant classes for enhanced oil recovery and their tertiary oil recovery potential. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *LXXI*, 23-29. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.12.009>

iNaturalistEC. (2020). *Saponaria*. iNaturalistEc: <https://ecuador.inaturalist.org/taxa/56154-Saponaria-officinalis>

iNaturalistEC. (2025). *Anabasis setifera*. iNaturalistEc: <https://ecuador.inaturalist.org/taxa/434516-Anabasis-setifera>

International Energy Agency (IEA). (2024). *World Energy Outlook 2024*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/140a0470-5b90-4922-a0e9-838b3ac6918c/WorldEnergyOutlook2024.pdf>

Jiménez, D., Medina, S., & Gracida, J. (2010). Propiedades , aplicaciones y producción de biotensoactivos: una revisión. *Revista internacional de contaminación ambiental*. [https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0188-49992010000100006](https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0188-49992010000100006)

Jiménez, R., & Paucar, J. (2011). *Estudio del comportamiento del sistema de reinyección de agua del campo Libertador*. EPN. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/3739/1/CD-3536.pdf>

Jimoh, A. A., & Lin, J. (2019). Biosurfactante: una nueva frontera para una tecnología más ecológica y sostenibilidad ambiental. *Ecotoxicol Environ Saf*. [10.1016/j.ecoenv.2019.109607](https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2019.109607)

- Joonaki, E., Erfani, H., & Ghanaatian, S. (2016). Experimental study on adsorption and wettability alteration aspects of a new chemical using for enhanced oil recovery in carbonate oil reservoirs. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, *XV*, 11-21. <https://doi.org/10.1016/j.juogr.2016.05.001>
- Katiyar, S., Kushwah, V., Dora, C., Patil, R., & Jain, S. (2019). Design and Toxicity Evaluation of Novel Fatty Acid-Amino Acid-Based. *AAPS PharmSciTech*, *XX*(186). <https://doi.org/10.1208/s12249-019-1396-x>
- Khorram, A., Dadashi, A., Daryasafar, A., & Moghadasi, J. (2015). Feasibility study of new natural leaf-derived surfactants on the IFT in an oil–aqueous system: experimental investigation. *V*, 375-382. <https://doi.org/10.1007/s13202-015-0158-x>
- Kochhar, P. (2002). Sesame, rice-bran and flaxseed oils. *Vegetable Oils in Food Technology*, 297-326. [https://www.researchgate.net/publication/284484750\\_Sesame\\_rice-bran\\_and\\_flaxseed\\_oils](https://www.researchgate.net/publication/284484750_Sesame_rice-bran_and_flaxseed_oils)
- Kralova, I., & Sjöblom, J. (2009). Surfactants Used in Food Industry: A Review. *Journal of Dispersion Science and Technology*, *XXX*(9), 1363-1383. <https://doi.org/10.1080/01932690902735561>
- Kumar, G., Sankar, U., Mani, E., & Sangwai, J. (2022). Engineering the Wettability Alteration of Sandstone Using Surfactant-Assited Functional Silica Nanofluids in Low-Salinity Seawater for Enhanced Oil Recovery. *ACS Engineering*, *II*, 421-435. <https://doi.org/10.1021/acsengineeringau.2c00007>
- Kumar, S., & Mandal, A. (2016). Studies on interfacial behavior and wettability change phenomena by ionic and nonionic surfactants in presence of alkalis and salt for enhanced oil recovery. *Applied Surface Science*, *CCCLXXII*(30), 42-51. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2016.03.024>

- Kumar, S., Kumar, A., & Mandal, A. (2017). Characterizations of Surfactant Synthesized from Jatropha Oil and its Application in Enhanced Oil Recovery. *AIChE Journal*. <https://doi.org/10.1002/aic.15651>
- Kumar, S., Saxena, N., & Mandal, A. (2016). Synthesis and evaluation of physicochemical properties of anionic polymeric surfactant derived from Jatropha oil for application in enhanced oil recovery. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry, XLIII*, 106-116. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2016.07.055>
- Laboratory Idaho, N. (2005). *Microbial Enhanced Oil Recovery Surfactant from Waste Products*. US DOE NETL.: <https://netl.doe.gov/node/4022>
- Lager, A., Webb, K., Black, C., Singleton, M., & Sorbie, K. (2008). Low Salinity Oil Recovery - An Experimental Investigation1. *Petrophysics – The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description, IL*.
- Lake, L. W., Johns, R. T., Rossen, W. R., & Pope, G. A. (2014). *Fundamentals of enhanced oil recovery*. <https://onepetro.org/books/book/41/Fundamentals-of-Enhanced-Oil-Recovery>
- Lashkarbolooki, M., Ayatollahi, S., & Riazi, M. (2014). The Impacts of Aqueous Ions on Interfacial Tension and Wettability of an Asphaltenic–Acidic Crude Oil Reservoir during Smart Water Injection. *Journal of Chemical & Engineering Data, LIX*(11). <https://doi.org/10.1021/je500730e>
- León, L., & Siguenza, P. (2021). *Análisis de la mojabilidad en la recuperación secundaria y terciaria en reservorios de areniscas*. Escuela Superior Politécnica del Litoral. <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/50483/1/T-70438%20LEON-SIGUENZA.pdf>
- Liang, X., Shi, R., Radosevich, M., Zhao, F., Zhang, Y., Han, S., & Zhang, Y. (2017). Anaerobic lipopeptide biosurfactant production by an engineered bacterial strain

for in situ microbial enhanced oil recovery. *The Royal Society of Chemistry, VII*, 20667-20676. <https://doi.org/10.1039/c7ra02453c>

Loor, C. (2016). *Características petrofísicas y PVT de las arenas y de los fluidos del campo Libertador*. Scrib. <https://es.scribd.com/document/391769936/Campo-Libertador-Final>

Lu, Y., Fathi, N., & Firoozabadi, A. (s.f.). Effect of Low-Concentration of 1-Pentanol on the Wettability of Petroleum Fluid-Brine-Rock Systems. *Langmuir, XXXV*(12), 4263-4269. <https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.9b00099>

Maas, J. (2025). *Scores*. <https://jgmaas.com/scores/facts.html>

Magham, S. K., Ali, J. A., Manshad, A. K., Jaf, P. T., & Hisqel, B. S. (2023). Investigation of the Passiflora plant as a promising natural surfactant for enhanced oil recovery: Insights into crude oil–water–rock interaction. *Energy & Fuels, XXXVII*(16), 11881–11892. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c02179>

Mahendran, S., Siwayanan, P., Shafie, N., Subbiah, S., & Azeem, B. (2019). Exploring the Potential Application of Palm Methyl Ester Sulfonate as an Interfacial Tension Reducing Surfactant for Chemical Enhanced Oil Recovery. *Key Engineering Materials, DCCXCVII*, 402-410. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/KEM.797.402>

Mahmoudvand, M., Javadi, A., Pourafshary, P., Vatanparast, H., & Bahramian, A. (2021). Effects of cation salinity on the dynamic interfacial tension and viscoelasticity of a water-oil system. *Journal of Petroleum Science and Engineering, CCVI*. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108970>

Majidaie, S., Muhammad, M., Tan, I., & Demiral, B. (2011). Green Surfactant for Enhanced Oil Recovery. *National Postgraduate Conference - Energy and Sustainability: Exploring the*. <https://doi.org/10.1109/NatPC.2011.6136533>

- Makkar, R., & Cameotra, S. (1997). Utilization of molasses for biosurfactant production by two *Bacillus* strains at thermophilic conditions. *Journal of the American Oil Chemists' Society*, *LXXIV*. <https://doi.org/10.1007/s11746-997-0233-7>
- Mandal, A., Samantha, A., Bera, A., & Ojha, K. (2010). Characterization of Oil–Water Emulsion and Its Use in Enhanced Oil Recovery. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, *IL(24)*, 12756-12761. <https://doi.org/10.1021/ie101589x>
- Massarweh, O., & Abushaikha, A. (2020). The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances. *Energy Reports*, *VI*, 3150-3178. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.11.009>
- Massiot, G., Lavaud, C., Benkhaled, M., & Men-Olivier, L. (1992). Soyasaponin VI, A New Maltol Conjugate from Alfalfa and Soybean. *Journal of Natural Products*, *LV(9)*, 1339-1342. <https://doi.org/10.1021/np50087a031>
- Milad, A., Mohammad, H., & Davood, R. (2015). Spotlight on kinetic and equilibrium adsorption of a new surfactant onto sanstone minerals: A comparative study. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, 1-12. <https://doi.org/10.1016/j.jtice.2014.12.012>
- Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica. (2020). *Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador - Registro Oficial 174*. <https://www.agrocalidad.gob.ec/wp-content/uploads/2020/05/ly17.pdf>
- Mitra, R., Shome, A., Paul, P., & Das, P. (2009). Antimicrobial activity, biocompatibility and hydrogelation ability of dipeptide-based amphiphiles. *Organic & Biomolecular Chemistry*, *VII*, 94–102. <https://doi.org/10.1039/b815368j>
- Moeini, F., Hemmati-Sarapardeh, A., Ghazanfari, M.-H., Masihi, M., & Ayatollahi, S. (2014). Toward mechanistic understanding of heavy crude oil/brine interfacial tension: The roles of salinity, temperature and pressure. *Fluid Phase Equilibria*, *CCCLXXV*, 191-200. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2014.04.017>

- Mohammed, M., & Babadagli, T. (2015). Wettability alteration: A comprehensive review of materials/methods and testing the selected ones on heavy-oil containing oil-wet systems. *Advances in Colloid and Interface Science*, *CCXX*, 54-77. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2015.02.006>
- Monday, M. (2023). Adsorption of natural surfactant on sandstone in enhanced oil recovery: Isotherms and kinetics studies. *Open Journal of Applied Sciences*, *XIII*(7), 1119–1144. <https://doi.org/10.4236/ojapps.2023.137090>
- Morales, E., & Benavides, J. (2020). *Avances sobre el uso de los surfactantes en la recuperación mejorada de petróleo*. UPSE. Journal of Petroleum Science and Engineering, : <https://repositorio.upse.edu.ec/items/9050b936-5d6a-4607-8d73-2639ea592d99>
- Mukherjee, S., Das, P., & Sen, R. (2006). Towards commercial production of microbial surfactants. *Trends in Biotechnology*. <https://doi.org/10.1016/j.tibtech.2006.09.005>.
- Myers, D. (1990). *Surfaces, Interfaces and Colloids*. New York: Wiley-Vch.
- Nagtode, V., Cardoza, C., Yasin, H., Mali, S., Tambe, S., Roy, P., . . . Pratap, A. (2023). Green Surfactants (Biosurfactants): A Petroleum-Free Substitute for Sustainability—Comparison, Applications, Market, and Future Prospects. *ACS Omega*. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c00591>
- Najimi, S., Nowrouzi, I., Khaksar, A., & Mohammadi, A. (2020). Experimental study of the performances of commercial surfactants in reducing interfacial tension and wettability alteration in the process of chemical water injection into carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, *X*, 1551-1563. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00789-0>
- Ng, Y., Lim, H., Khoo, K., Chew, K., Chieh, D., Bilal, M., . . . Show, P. (2022). Recent advances of biosurfactant for waste and pollution bioremediation: Substitutions

of petroleum-based surfactants *Environmental Research*. *Environmental Research*, *CCXII*. <https://doi.org/10.1016/j.envres.2022.113126>

Nikolova, C., & Gutierrez, T. (2021). Biosurfactants and Their Applications in the Oil and Gas Industry: Current State of Knowledge and Future Perspectives. *Front. Bioeng. Biotechnol*, *IX*. <https://doi.org/10.3389/fbioe.2021.626639>

Nowrouzi, I., Abbas, K., & Mohammadi, A. (2019). Effects of dissolved carbon dioxide and ions in water on the dynamic interfacial tension of water and oil in the process of carbonated smart water injection into oil reservoirs. *Fuel*, *CCXLIII*, 569-578. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.01.069>

Nowrouzi, I., Manshad, A., & Mohammadi, A. (2020). Effects of Tragacanth Gum as a natural polymeric surfactant and soluble ions on chemical smart water injection into oil reservoirs. *Journal of Molecular Structure*, *MCC*. <https://doi.org/10.1016/j.molstruc.2019.127078>

Nowrouzi, I., Mohammadi, A., & Abbas, K. (2020). Water-oil interfacial tension (IFT) reduction and wettability alteration in surfactant flooding process using extracted saponin from *Anabasis Setifera* plant. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *CLXXXIX*. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106901>

Nowrouzi, I., Mohammadi, A., & Manshad, A. (2020). Characterization and evaluation of a natural surfactant extracted from Soapwort plant for alkali-surfactant-polymer (ASP) slug injection into sandstone oil reservoirs. *Journal of Molecular Liquids*. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.114369>

Nowrouzi, I., Mohammadi, A., & Manshad, A. (2020). Effect of a synthesized anionic fluorinated surfactant on wettability alteration for chemical treatment of near-wellbore zone in carbonate gas condensate reservoirs. *Petroleum Science*, *XVII*, 1655-1668. <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00446-w>

- Nowrouzi, I., Mohammadi, A., & Manshad, A. (2020). Water-oil interfacial tension (IFT) reduction and wettability alteration in surfactant flooding process using extracted saponin from *Anabasis Setifera* plant. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *CLXXXIX*. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106901>
- Nyankson, E., DeCuir, M. J., & Gupta, R. B. (2015). Soybean lecithin as a dispersant for crude oil spills. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 920–931. <https://doi.org/https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.5b00027>
- OECD. (1992). *Prueba No. 301: Biodegradabilidad lista*. Publicaciones: [https://www.oecd.org/en/publications/test-no-301-ready-biodegradability\\_9789264070349-en.html](https://www.oecd.org/en/publications/test-no-301-ready-biodegradability_9789264070349-en.html)
- Oviedo-Roa, R., Martínez-Magadán, J., Muñoz-Colunga, A., Gómez-Balderas, R., Pons-Jiménez, M., & Zamudio-Rivera, L. (2013). Critical micelle concentration of an ammonium salt through DPD simulations using COSMO-RS-based interaction parameters. *AIChE Journal*, *LIX*, 4413–4423. <https://doi.org/10.1002/aic.14158>
- Pacwa-Płociniczak, M., Płaza, G. A., Piotrowska-Seget, Z., & Swaranjit, S. (2011). Adsorption and stability of biosurfactants in porous media: Implications for enhanced oil recovery. <https://doi.org/10.3390/ijms12010633>
- Pal, N., Kumar, N., Verma, A., Ojha, K., & Mandal, A. (2018). Performance Evaluation of Novel Sunflower Oil-based Gemini Surfactant(s) with different Spacer Lengths: Application in Enhanced Oil Recovery. *American Chemical Society*. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b02744>
- Pal, N., Saxena, N., Divya, K., & Mandal, A. (2018). Interfacial behaviour, wettability alteration and emulsification characteristics of a novel surfactant: Implications for enhanced oil recovery. *Chemical Engineering Science*. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2018.04.062>

- Pantelic, I. (2014). Alkyl Polyglucosides: From Natural-Origin Surfactants to Prospective Delivery Systems. *Journal of Surfactants and Detergents*, 24(5), 849–861.: [https://www.researchgate.net/publication/291125593\\_Alkyl\\_Polyglucosides\\_From\\_Natural-Origin\\_Surfactants\\_to\\_Prospective\\_Delivery\\_Systems](https://www.researchgate.net/publication/291125593_Alkyl_Polyglucosides_From_Natural-Origin_Surfactants_to_Prospective_Delivery_Systems)
- Park, S., Lee, E., & Wan, W. (2015). Adsorption behaviors of surfactants for chemical flooding in enhanced oil recovery. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, XXI, 1239-1245. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2014.05.040>
- Patowary, R., Patowary, K., Kalita, M., & Deka, S. (2018). Application of biosurfactant for enhancement of bioremediation process of crude oil contaminated soil. *International Biodeterioration & Biodegradation*, CXXIX, 50-60. <https://doi.org/10.1016/j.ibiod.2018.01.004>
- Peña, L. (2019). La revisión bibliográfica. [https://www.scientific-european-federation-osteopaths.org/wp-content/uploads/2019/01/La\\_revision\\_bibliografica.mayo\\_.2010.pdf](https://www.scientific-european-federation-osteopaths.org/wp-content/uploads/2019/01/La_revision_bibliografica.mayo_.2010.pdf)
- Peñarreta, R. (2012). *Determinación de los patrones de flujo multifásico en tuberías*. UCE. <https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/bc77ff5f-7744-48d8-a689-dc9a4b3e3f8a/content>
- Perfumo, A., Rancich, I., & Banat, I. (2010). Possibilities and Challenges for Biosurfactants Use in Petroleum Industry. En S. Ramkrishna, *Biosurfactants. Advances in Experimental Medicine and Biology* (Vol. DCLXXII, pp. 135-145). [https://doi.org/10.1007/978-1-4419-5979-9\\_10](https://doi.org/10.1007/978-1-4419-5979-9_10)
- Pinheiro, A., Ombredane, A., Pinheiro, W., Andrade, L., Silva, V., Felice, G., . . . al, e. (2022). Evaluation of Biocompatibility, Anti-Inflammatory, and Antinociceptive Activities of Pequi Oil-Based Nanoemulsions in In Vitro and In Vivo Models. *Nanomaterials*, XII, 4260. <https://doi.org/10.3390/nano12234260>

- Pontón, D., & Pambabay, I. (2008). *Análisis Técnico-Económico y Diseño de Estimulaciones Matriciales para incrementar la productividad del campo Sacha en Petroproducción*. Escuela Politécnica del Litoral. <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/6235/1/T-66385%20PAMBABAY%20-%20PONTON.pdf>
- Pozo, A., & Yagual, E. (2024). *Simulación numérica de la inyección continua de vapor y aire en pozos petroleros con crudo pesado de la sección sur del Campo Libertador*. UPSE. <https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/67c9220a-a8fe-472c-97c3-f5fc265867af/content>
- Prosser, A. F. (2001). Adsorption and surface tension of ionic surfactants at the air–water interface: review and evaluation of equilibrium models. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, CLXXVIII, 1-40. [https://doi.org/10.1016/S0927-7757\(00\)00706-8](https://doi.org/10.1016/S0927-7757(00)00706-8)
- Purwasena, I., Amaniyah, M., Astuti, D., Firmansyah, Y., & Sugai, Y. (2024). A green chemical for microbial enhanced oil recovery. (14). <https://doi.org/10.1038/s41598-024-61096-1>
- Qiao, W., Li, J., Zhu, Y., & Cai, H. (2012). Interfacial tension behavior of double long-chain 1,3,5-triazine surfactants for enhanced oil recovery. *Fuel*, XCVI, 220-225. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2012.01.014>
- Rabiei, K., Bekhradnia, S., Nabavi, S., Nabavi, S., & Ebrahimzadeh, M. (2012). Antioxidant activity of polyphenol and ultrasonic extracts from fruits of *Crataegus pentagyna* subsp. *elburensis*. *Natural Product Research*, XXVI(24), 2353-2357. <https://doi.org/10.1080/14786419.2012.658799>
- Rai, S., Acharya-Siwakoti, E., Kafle, A., Devkota, H., & Bhattarai, A. (2021). Plant-Derived Saponins: A Review of Their Surfactant. *SCI*, III(44). <https://doi.org/10.3390/sci3040044>

- Ramírez, J., & Andrade, P. (2021). Estabilidad coloidal de asfaltenos en crudos de la Cuenca Oriente: implicaciones en transporte y producción. . *Revista Latinoamericana de Ingeniería Petrolera.*, 88–104.
- Ramos, C. (2020). Los alcances de una investigación. *CienciAmérica*.  
<https://doi.org/10.33210/ca.v9i3.336>
- Ravi, S., Shadizadeh, S., & Moghaddasi, J. (2015). Core Flooding Tests to Investigate the Effects of IFT Reduction and Wettability Alteration on Oil Recovery: Using Mulberry Leaf Extract. *Petroleum Science and Technology*, XXXIII(1), 257-264.  
<https://doi.org/10.1080/10916466.2014.966916>
- Ren, Z. (2015). Mechanism of the Salt Effect on Micellization of an Aminosulfonate Amphoteric Surfactant. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, LIV(40).  
<https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5b02169>
- RezaeiDoust, A., Puntervold, T., Strand, S., & Austad, T. (2009). Smart Water as Wettability Modifier in Carbonate and Sandstone: A Discussion of Similarities/Differences in the Chemical Mechanisms. *Energy & Fuels*, XXIII(9).  
<https://doi.org/10.1021/ef900185q>
- Rivadeneira, M., Baby, P., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y petróleo*. Instituto Francés de Estudios Andinos.  
<https://doi.org/10.4000/books.ifea.3020>
- Robledo, F. (2006). *Optimización del sistema de gas lift del campo Libertador*. ESPOL.  
<https://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/60994>
- Rodrigues, L. R., Banat, I. M., Teixeira, J. A., & Oliveira, R. (2006). Biosurfactants: Potential applications in medicine and environmental biotechnology.  
<https://doi.org/10.1093/jac/dkl024>

- Romero, G., & Gallo, P. (2025). Bio-Based Surfactants and Biosurfactants: An Overview and Main Characteristics. *Molecules*. <https://doi.org/10.3390/molecules30040863>
- Romero, J., & Gómez, F. (2010). *Estudio de los efectos de la inyección de agua en los yacimientos "U" y "T" de la formación Napo del Campo Sacha, Estación Sacha Central*. Escuela Politécnica Nacional. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1973/1/CD-2831.pdf>
- Rosen, M. J., & Kunjappu, J. T. (2012). *Surfactants and interfacial phenomena (fourth edition)*. [https://doi.org/https://books.google.com.ec/books/about/Surfactants\\_and\\_Interfacial\\_Phenomena.html?id=1rCdNIzB78AC&redir\\_esc=y](https://doi.org/https://books.google.com.ec/books/about/Surfactants_and_Interfacial_Phenomena.html?id=1rCdNIzB78AC&redir_esc=y)
- Ruckenstein, E., & Rao, I. (1987). Interfacial tension of oil—brine systems in the presence of surfactant and cosurfactant. *Journal of Colloid and Interface Science*, *CXVII*(1), 104-119. [https://doi.org/10.1016/0021-9797\(87\)90173-1](https://doi.org/10.1016/0021-9797(87)90173-1)
- Russom, C., Bradbury, S., Broderius, S., Hammermeister, D., & Drummond, R. (2010). Predicting modes of toxic action from chemical structure: Acute toxicity in the fathead minnow (*Pimephales promelas*). *Environmental Toxicology and Chemistry*, *XVI*(5), 948-967. <https://doi.org/10.1002/etc.5620160514>
- Sagir, M., Mushtaq, M., Tahir, M., Tahir, M., & Shaik, A. (2020). Surfactants for Enhanced Oil Recovery Applications. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-18785-9>
- Salager, J. (1991). *Uso de los surfactantes en la industria petrolera*. Universidad de los andres. <https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S350A.pdf>
- Salehi, M., Johnson, S., & Liang, J. (2008). Mechanistic Study of Wettability Alteration Using Surfactants with Applications in Naturally Fractured Reservoirs. *Langmuir*, *XXIV*(24), 14099-14107. <https://doi.org/10.1021/la802464u>

- Samanta, A., Ojha, K., Sarkar, A., & Mandal, A. (2011). Mobility Control and Enhanced Oil Recovery using Partially Hydrolyzed Polyacrylamide (PHPA). *International Journal of Oil Gas and Coal Technology*, VI(3), 245-258. <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2013.052236>
- Sánchez Luguana, D. I., & Donoso Navas, J. S. (2013). *Estudio de completaciones de fondo para recuperación secundaria por inyección de agua en las arenas Basal Tena y "U" Superior del Campo Libertador*. Universidad Central del Ecuador. <https://www.dspace.uce.edu.ec/entities/publication/1bff172e-64b1-42a9-b4e8-323f56452d82>
- Sang, Q., Li, Y., Yu, L., Li, Z., & Dong, M. (2014). Enhanced oil recovery by branched-preformed particle gel injection in parallel-sandpack models. *Fuel*, CXXXVI, 295-306. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.07.065>
- Santos, D. K., Rufino, R. D., Luna, J. M., & Sarubbo, L. A. (2016). Biosurfactants: Multifunctional biomolecules of the 21st century. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, I(60). <https://doi.org/10.3390/ijms17030401>
- Sarkar, H., Jagar, A., & Abbas, M. (2023). Review of the Application of Natural Surfactants in Enhanced Oil Recovery: State-of-the-Art and Perspectives. *Energy & Fuels*. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c01347>
- Sarmiento, L. (2016). Structural controls on oil accumulations in the northern Oriente Basin, Ecuador. . *Journal of South American Earth Sciences.*, 112–125.
- Saxena, N., Amit, S., & Mandal, A. (2019). Synthesis, characterization and enhanced oil recovery potential analysis through simulation of a natural anionic surfactant. *Journal of Molecular Liquids*, 545-556. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.03.056>
- Saxena, N., Pal, N., Dey, S., & Mandal, A. (2017). Characterizations of surfactant synthesized from palm oil and its application in enhanced oil recovery. *Journal of*

*the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, 1-13.  
<https://doi.org/10.1016/j.jtice.2017.09.014>

Schalchli, H., Lamilla, C., Rubilar, O., Briceño, G., Gallardo, F., Durán, N., . . . Diez, M. (2023). Production and characterization of a biosurfactant produced by *Bacillus amyloliquefaciens* C11 for enhancing the solubility of pesticides. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, *XI*(6).  
<https://doi.org/10.1016/j.jece.2023.111572>

Schembre, J., Tang, G., & Kovscek, A. (2006). Interrelationship of Temperature and Wettability on the Relative Permeability of Heavy Oil in Diatomaceous Rocks. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 239-250.  
<https://doi.org/10.2118/93831-PA>

Shahri, P., Shadizadeh, R., & Jamialahmadi, M. (2012). Applicability Test of New Surfactant Produced from *Zizyphus Spina-Christi* Leaves for Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs. *Journal of the Japan Petroleum Institute*, *LV*, 27-32. <https://doi.org/10.1627/jpi.55.27>

Shaikhah, D., Loise, V., Angelico, R., Porto, M., Calandra, P., Abe, A. A., . . . Caputo, P. (2024). New trends in biosurfactants: From renewable origin to green enhanced oil recovery applications. *Molecules*. <https://doi.org/10.3390/molecules29020301>

Sharma, N. &. (2023). Biosurfactant: An emerging tool for the petroleum industries. <https://doi.org/10.3389/fmicb.2023.1254557>

Shedid, S., & Ghannam, M. (2004). Factors affecting contact-angle measurement of reservoir rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *XLIV*, 193-203.  
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2004.04.002>

Sheng, J. (2010). *Modern chemical enhanced oil recovery: Theory and practice*. Gulf Professional Publishing. [https://www.amazon.com/Modern-Chemical-Enhanced-Oil-Recovery/dp/1856177459#detailBullets\\_feature\\_div](https://www.amazon.com/Modern-Chemical-Enhanced-Oil-Recovery/dp/1856177459#detailBullets_feature_div)

- Sheng, J. (2013). *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies*.  
<https://shop.elsevier.com/books/enhanced-oil-recovery-field-case-studies/jsheng/978-0-12-386545-8>
- Shoaib, M. (30 de Abril de 2025). *What Is Interfacial Tension, and How Does It Impact Crude Production?* *Journal of Petroleum Technology*: <https://jpt.spe.org/what-is-interfacial-tension-and-how-does-it-impact-crude-production>
- Sofla, S., Sharifi, M., & Sarapardeh, A. (2016). Toward mechanistic understanding of natural surfactant flooding in enhanced oil recovery processes: The role of salinity, surfactant concentration and rock type. *Journal of Molecular Liquids, CCXXII*, 632-639. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2016.07.086>
- Solans, M. (2022). *Tensioactivos sostenibles*. *Quimidroga*: <https://www.quimidroga.com/2022/01/25/tensioactivos-sostenibles/>
- Song, S., Song, M., Zeng, L., Wang, T., Liu, R., Ruan, T., & Jiang, G. (2014). Occurrence and profiles of bisphenol analogues in municipal sewage sludge in China. *Environ Pollut, CLXXXVI*, 14-19. <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2013.11.023>
- Sparg, S., Light, M., & Staden, J. (2004). Biological activities and distribution of plant saponins. *Journal of Ethnopharmacology, XCIV*, 219-243. <https://doi.org/10.1016/j.jep.2004.05.016>
- Standal, S., Blokhus, A., Haavik, J., Skauge, A., & Barth, T. (1999). Partition Coefficients and Interfacial Activity for Polar Components in Oil/Water Model Systems. *Journal of Colloid and Interface Science, CCXII(1)*, 33-41. <https://doi.org/10.1006/jcis.1998.5988>
- Standnes, D., & Austad, T. (2000). Wettability alteration in chalk. 2. Mechanism for wettability alteration from oil-wet to water-wet using surfactants. *Journal of Petroleum Science and Engineering, XXVIII(3)*, 123-143. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(00\)00084-X](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(00)00084-X)

- Suramairy, R., Rahimy, A., Rozjbeyani, H., & Delshad, M. (2021). Investigating the impact of a walnut-extracted surfactant on oil-water interfacial tension reduction and wettability alteration in carbonate rocks. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. <https://doi.org/10.1080/15567036.2021.1909677>
- Tarek, A. (2010). *Reservoir Engineering Handbook (4th ed.)*. Gulf Professional Publishing. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9781856178037500225>
- Tarek, A. (2018). *Reservoir Engineering Handbook (5th ed.)*. Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/C2016-0-04718-6>
- Tomalá, J., & Salvatierra, R. (2024). *Selección de pozos petroleros adecuados para el fracturamiento hidráulico en el campo Libertador*. UPSE. <https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/cd104c5d-3dbd-4050-bc76-62b23b0b6f55/content>
- Trados, T. (2013). *Encyclopedia of Colloid and Interface Science* (Primera ed.). Springer-Verlag. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-20665-8>
- Ubuy. (2021). *Jaboncillo (Saponaria officinalis)*. Ubuy: <https://www.ubuy.ec/es/product/1C5OBVZ16-soapwort-seeds-saponaria-officinalis-30-rare-medicinal-heirloom-herb-seeds-in-frozen-seed-capsules-for-the-gardener-rare-seeds-collector>
- Usiña, K. (2017). *Análisis de las propiedades surfactantes de saponinas obtenidas de los frutos de Sapindus Saponaria L.* UCE. <https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/be6e2caa-3683-44d2-847f-6b6fcf4479e9/content>
- Vaishnavi, N., Clive, C., Haya, A., Suraj, M., Srushti, T., Pritish, R., . . . Amit, P. (2023). Green Surfactants (Biosurfactants): A Petroleum-Free Substitute for

- Sustainability—Comparison, Applications, Market, and Future Prospects. *ACS Omega*, 11674–1169. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c00591>
- Valencia, R. (2012). *Recuperación secundaria por inyección de agua*. PDF Coffee: <https://pdfcoffee.com/22-valencia-2012-recuperacion-secundaria-por-inyeccion-de-agua-pdf-pdf-free.html>
- Vásquez, L., & Ortega, C. (2020). Composición iónica del agua de formación y su influencia en la producción de crudo en la Cuenca Oriente.
- Velásquez, M. (2016). *Comparación teórica del uso de un compuesto activo en un detergente líquido lavavajillas de alta biodegradabilidad y baja toxicidad a partir de tensioactivos aniónicos y no aniónicos*. Universidad Tecnológica de Pereira. <https://www.quimidroga.com/2022/01/25/tensioactivos-sostenibles/>
- Vledder, P., Fonseca, J., Wells, T., Gonzalez, I., & Ligthelm, D. (2010). Low Salinity Water Flooding: Proof Of Wettability Alteration On A Field Wide Scale. <https://doi.org/10.2118/129564-MS>
- Wang, S., Li, Z., Liu, B., Zhang, X., & Yang, Q. (2015). Molecular mechanisms for surfactant-aided oil removal from a solid surface. *Applied Surface Science*, *CCCLIX*(30), 98-105. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2015.10.068>
- Xu, W., Bian, P., Gang, H., Liu, J., Mu, B., & Yang, S. (2018). A Novel Bio-based Sulfonic Zwitterionic Surfactant Derived from Transgenic Soybean Oil and its Performance in Surface and Interfacial Activities. *Journal of Petroleum Science and Technology*, *VIII*(1), 32-44. <https://doi.org/10.22078/jpst.2017.2118.1376>
- Yandex, A. (2019). *Dodecil sulfato de sodio SDS*. Depositphotos: <https://depositphotos.com/es/vector/sodium-dodecyl-sulfate-sds-sodium-lauryl-sulfate-sls-molecule-it-is-an-anionic-surfactant-used-275382924.html>

- Yi, C., Xie, S., & Qiu, X. (2014). Salting-Out Effect of Dipotassium Hydrogen Phosphate on the Recovery of Acetone, Butanol, and Ethanol from a Prefractionator. *Journal of Chemical & Engineering Data*, *LIX*(5), 1507-1514. <https://doi.org/10.1021/je401060m>
- Zahari, I., Arif, A., Pauziyah, H., Vai, Y., Lim, H., & Kon, W. (2006). Laboratory aspect of chemical EOR processes evaluation for Malaysian oilfields. <https://doi.org/10.2118/100943-MS>
- Zahra, B., Ali, I., Hosein, M., Siyamak, M., & Elaheh, M. (2019). Application of Natural Surfactants for Enhanced Oil Recovery – Critical Review. *World Multidisciplinary Earth Sciences Symposium*. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/221/1/012039>
- Zambrano, S., & Perez, G. (2021). *Evaluación de la inyección alternada de agua-polímero como método de recobro mejorado en un yacimiento de crudo pesado con baja permeabilidad mediante la herramienta CMG*. Universidad de América. <https://repository.uamerica.edu.co/server/api/core/bitstreams/05899f28-cc94-4d49-ac12-8cb1c620a11f/content>
- Zapata, D. (2019). *Optimización de la producción del campo Libertador - Bloque 57, mediante el re-diseño de sus equipos de bombeo electrosumergibles*. Repositorio digital EPN. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/19335>
- Zhang, P., Tweheyo, M., & Austad, T. (2007). Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup>, and SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, *CCCI*, 199-208. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2006.12.058>
- Zhang, Q., Cai, B., Xu, W., Gang, H., Liu, J., Yang, S., & Mu, B. (2015). Novel zwitterionic surfactant derived from castor oil and its performance evaluation for

oil recovery. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*.  
<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2015.05.060>

Zhao, F., Li, P., Guo, C., Shi, R.-J., & Zhang, Y. (2017). Bioaugmentation of oil reservoir indigenous *Pseudomonas aeruginosa* to enhance oil recovery through in-situ biosurfactant production without air injection. *Bioresource Technology, CCLI*, 295-302. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2017.12.057>

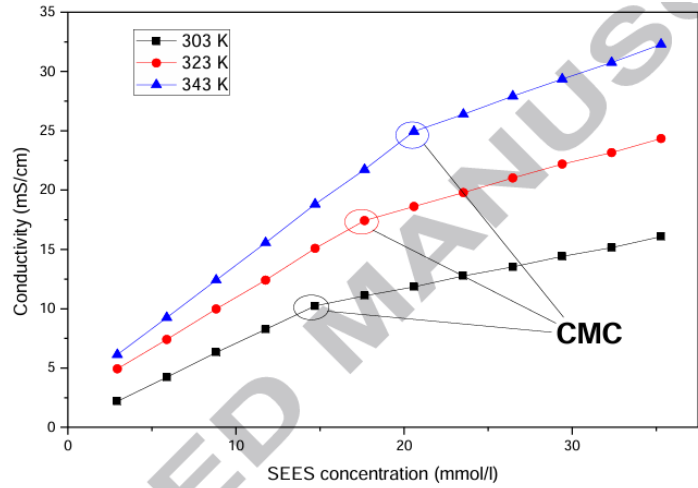
Zhao, J., Dai, C., Ding, Q., Du, M., Feng, H., Wei, Z., . . . Zhao, M. (2014). The Structure Effect on the Surficial and Interfacial Properties of Zwitterionic Sulfobetaine Surfactants for Enhanced Oil Recovery. *RSC Advances, V(18)*.  
<https://doi.org/10.1039/C4RA16235H>

Zhao, L., Li, A., Chen, K., Tang, J., & Fu, S. (2012). Development and evaluation of foaming agents for high salinity tolerance. *Journal of Petroleum Science and Engineering, LXXXI*, 18-23. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.11.006>

Zolghadr, A., Riazi, M., Escrochi, M., & Ayatollahi, S. (2013). Investigating the Effects of Temperature, Pressure, and Paraffin Groups on the N<sub>2</sub> Miscibility in Hydrocarbon Liquids using the Interfacial Tension Measurement Method. *Industrial & Engineering Chemistry Research, LII*.  
<https://doi.org/doi/10.1021/ie401283q>

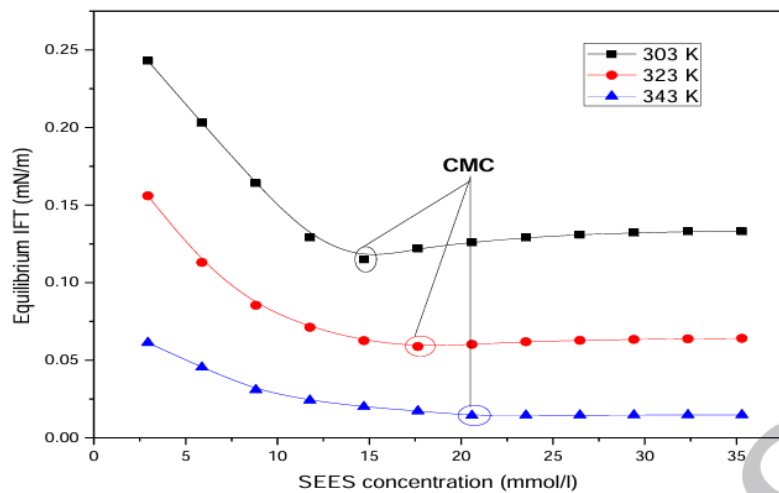
# ANEXOS

## ANEXO A. Conductividad vs concentración de surfactantes SEES.



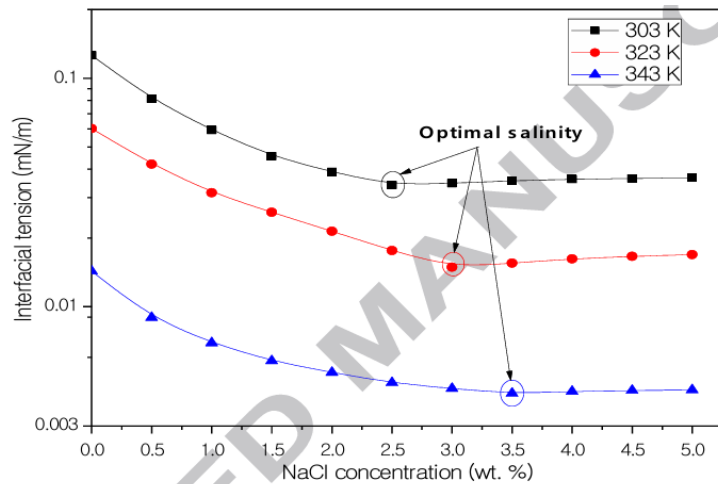
*Nota.* La figura representa la gráfica de la prueba de conductividad para determinar la CMC a diferentes temperaturas. Tomado de *Interfacial behaviour, wettability alteration and emulsification characteristics of a novel surfactant: Implications for enhanced oil recovery* por (Pal, Saxena, Divya, & Mandal, 2018).

## ANEXO B. Prueba DIFT, aplicando surfactante SEES



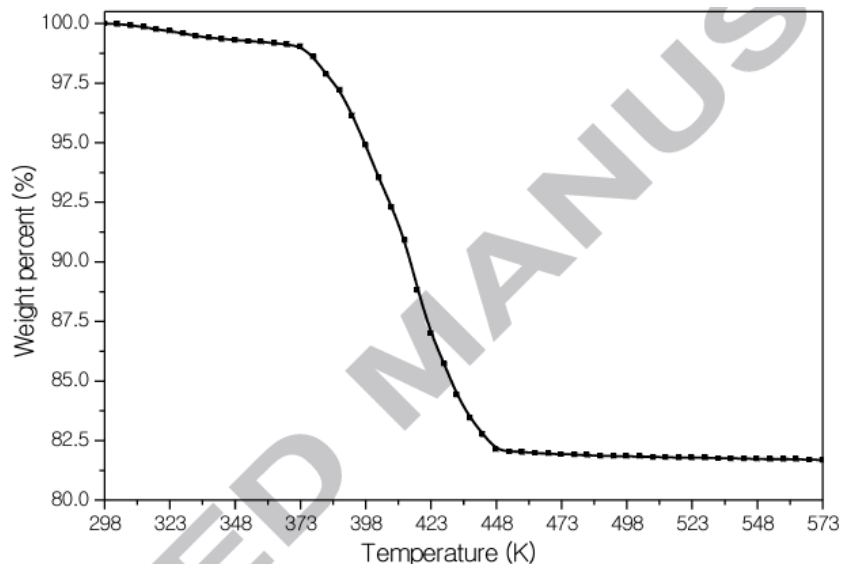
*Nota.* La figura representa la gráfica de la prueba DIFT para determinar la menor IFT y su respectiva concentración, a diferentes temperaturas. Tomado de *Interfacial behaviour, wettability alteration and emulsification characteristics of a novel surfactant: Implications for enhanced oil recovery* por (Pal, Saxena, Divya, & Mandal, 2018).

### ANEXO C. Prueba de salinidad, aplicando surfactante SEES.



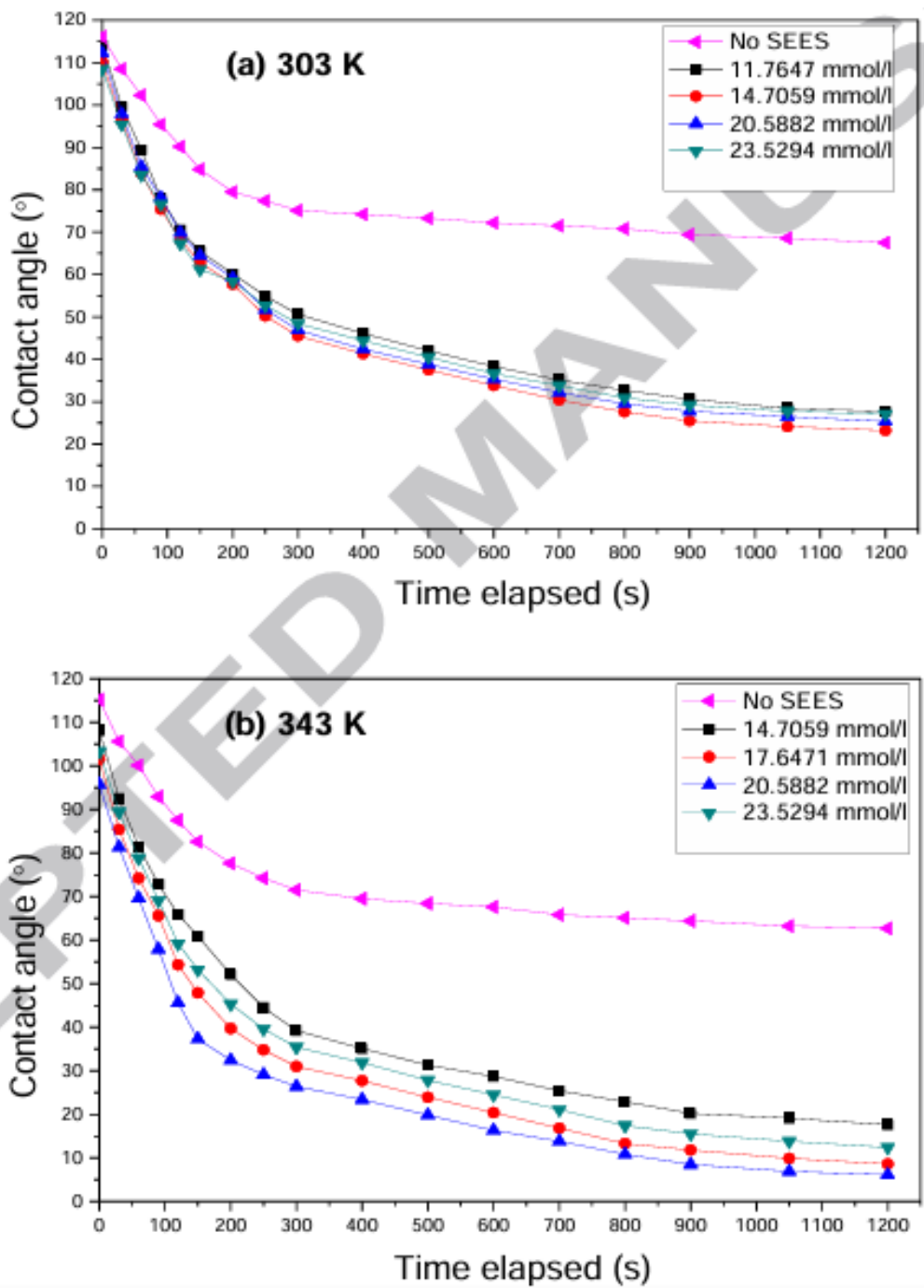
*Nota.* La figura representa la gráfica de la prueba de salinidad para determinar la salinidad óptima del sistema a la cual se obtiene la menor IFT, a su respectiva concentración de surfactante y a diferentes temperaturas. Tomado de *Interfacial behaviour, wettability alteration and emulsification characteristics of a novel surfactant: Implications for enhanced oil recovery* por (Pal, Saxena, Divya, & Mandal, 2018).

### ANEXO D. Prueba TGA, aplicando surfactante SEES.



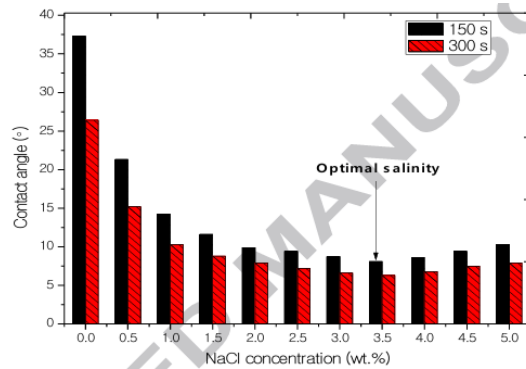
*Nota.* La figura representa la gráfica TGA para determinar el porcentaje de pérdida de peso o masa del surfactante SEES, a diferentes temperaturas. Tomado de *Interfacial behaviour, wettability alteration and emulsification characteristics of a novel surfactant: Implications for enhanced oil recovery* por (Pal, Saxena, Divya, & Mandal, 2018).

ANEXO E. Prueba de ángulo de contacto, aplicando surfactante SEES.



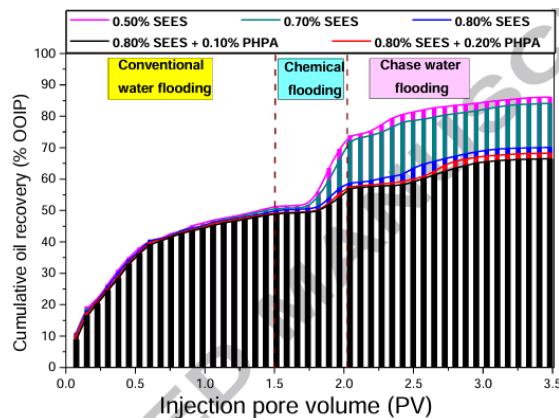
Nota. La figura representa la gráfica de la prueba de ángulo de contacto dinámico para determinar la mejor alteración de la mojabilidad, a su respectiva concentración y a diferentes temperaturas. Tomado de *Interfacial behaviour, wettability alteration and emulsification characteristics of a novel surfactant: Implications for enhanced oil recovery* por (Pal, Saxena, Divya, & Mandal, 2018).

## ANEXO F. Variación del ángulo de contacto respecto a la salinidad, aplicando surfactante SEES.



*Nota.* La figura representa la gráfica de la variación del ángulo de contacto a diferente cantidad de concentración salina (% wt NaCl) para determinar la salinidad óptima a la que se obtiene el menor ángulo de contacto cuando se aplica el surfactante SEES. Tomado de *Interfacial behaviour, wettability alteration and emulsification characteristics of a novel surfactant: Implications for enhanced oil recovery* por (Pal, Saxena, Divya, & Mandal, 2018).

## ANEXO G. Recobro acumulado de petróleo, aplicando surfactante SEES.



*Nota.* La figura representa la gráfica de la recuperación de petróleo obtenido a través de la aplicación del surfactante SEES como método EOR. Tomado de *Interfacial behaviour, wettability alteration and emulsification characteristics of a novel surfactant: Implications for enhanced oil recovery* por (Pal, Saxena, Divya, & Mandal, 2018).

Los anexos son mostrados de un caso en particular. Sin embargo, gráficos o figuras similares son encontradas en los diferentes casos de estudios citados y referenciados, con sus respectivos resultados reportados por sus autores.

# *Validación gramatical y ortográfica*

## **CERTIFICO**

Que, he realizado la revisión y corrección del Trabajo de Integración Curricular para la obtención del título de Ingeniero en Petróleos, con el tema: **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE SURFACTANTES NATURALES COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA EL AUMENTO PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO LIBERTADOR”**. Ha sido desarrollado por el estudiante de la Carrera de Petróleos: **ANTHONY SANTIAGO LIMÓN ORRALA** de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que, el trabajo presenta un dominio formal del lenguaje, con expresión clara, coherencia discursiva y solidez interpretativa. Asimismo, garantizando su adecuación a los estándares académicos y formales requeridos.

Por lo expuesto, se expide el presente certificado para que los interesados lo utilicen ante las instancias que correspondan.

Atentamente,



Lic. Mónica Paredes Castro, M.Sc.  
Magíster en Educación Básica  
Correo: [misabelp1017@gmail.com](mailto:misabelp1017@gmail.com)  
C.C: 0605353143  
Celular: 0969917044