

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra (FICT)

Desarrollo de un Modelo Teórico para la Optimización y Recuperación
Mejorada de Petróleo mediante Bacterias para Yacimientos de la Región
Amazónica del Ecuador.

Proyecto de Titulación

Previo la obtención del Título de:

Magíster en Petróleos con Mención Recobro por Inyección de Agua y Gas

Presentado por:

Joffre Mijail Lara Bone

Guayaquil - Ecuador

Año: 2025

Dedicatoria

Este proyecto va dirigido primeramente a Dios por permitirme avanzar en mi vida, segundo a mi familia en general quien me ha brindado el apoyo incondicional, tercero a la ESPOL la cual maneja sin duda alguna las mejores experiencias en desarrollo de conocimiento y por último dar gracias a las personas que hacen real los sueños de avanzar gracias a las Becas del Estado.

Agradecimientos

Mi más sincero agradecimiento a mi tutor quien me ha acompañado en el proceso de realizar este proyecto y el avance del mismo adicionalmente muy agradecido con la institución que gracias a sus maestros nos han enseñado sus experiencias y conocimientos en las ramas impartidas.

Declaración Expresa

Yo Joffre Mijail Lara Bone acuerdo y reconozco que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al autor que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 18 de diciembre de 2025.

Autor 1

Evaluadores

Arcentales Bastidas Danilo Andrés

Profesor de Materia

Condor Tarco Jose Arnulfo

Tutor de proyecto

Resumen

El presente proyecto de tesis desarrolló un modelo analítico teórico para simular y evaluar la eficiencia de la Recuperación Mejorada de Petróleo mediante Microorganismos (MEOR) en un yacimiento tipo de la Cuenca Oriente del Ecuador. Esta tecnología biológica se propone como una alternativa sostenible para los campos maduros ecuatorianos, donde las técnicas convencionales de EOR enfrentan limitaciones logísticas y económicas. El modelo, implementado en MRST (Matlab), integró la cinética de crecimiento bacteriano (Monod/Arrhenius) para simular los dos mecanismos de recobro más influyentes: la reducción de viscosidad a través de la producción de biosurfactantes y la generación de gas (CO_2). Se evaluó el desempeño comparativo de cinco bacterias representativas. Los resultados demuestran la viabilidad técnica de MEOR, identificando a *Geobacillus* spp. como la más eficiente por su sinergia de alta producción de CO_2 y fuerte reducción de viscosidad. En contraste, *Desulfovibrio* spp. mostró el desempeño más bajo y presenta riesgos por la generación de H_2S . El estudio sienta las bases científicas para el diseño de futuros pilotos de campo adaptados a las condiciones geológicas de la Amazonía ecuatoriana en este caso se utilizaron datos para 600 días obteniendo un 40% de recobro en la simulación teórica.

Como conclusión a todo esto se puede mejorar la producción petrolera por muchos medios, claro está que se debe tomar en cuenta la parte económica política y cultural para llevar a cabo este proceso que no solo puede beneficiar al Ecuador si no al mundo entero.

Palabras Clave: *Recuperación Mejorada de Petróleo mediante Microorganismos (MEOR), Modelo Teórico, Yacimientos Amazónicos, Petróleo, Microorganismos, Biosurfactantes, Cuenca Oriente.*

Abstract

*This thesis project developed a theoretical analytical model to simulate and evaluate the efficiency of Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) in a typical reservoir of the Oriente Basin of Ecuador. This biological technology is proposed as a sustainable alternative for mature Ecuadorian fields, where conventional EOR techniques face logistical and economic limitations. The model, implemented in MRST (MatLab), integrated bacterial growth kinetics (Monod/Arrhenius) to simulate the two most influential recovery mechanisms: viscosity reduction through biosurfactant production and gas generation (CO₂). The comparative performance of five representative bacteria was evaluated. The results demonstrate the technical viability of MEOR, identifying *Geobacillus* spp. as the most efficient due to its synergy of high CO₂ production and strong viscosity reduction. In contrast, *Desulfovibrio* spp. showed the lowest performance and poses risks due to H₂S generation. The study lays the scientific basis for the design of future field pilots adapted to the geological conditions of the Ecuadorian Amazon. In this case, data for 600 days was used, obtaining a 40% recovery in the theoretical simulation.*

In conclusion, oil production can be improved through many means. Of course, the economic, political, and cultural aspects must be considered to carry out this process, which can benefit not only Ecuador but the entire world.

Keywords: Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR), Theoretical Model, Amazonian Deposits, Oil, Microorganisms, Biosurfactants, Oriente Basin.

Índice general

Capítulo 1: Introducción	1
1.1 Descripción del Problema	2
1.2 Justificación del Problema	3
1.3 Objetivos	4
1.3.1 Objetivo general.....	4
1.3.2 Objetivos específicos.....	4
1.4 Marco teórico	4
1.4.1 Fundamentos de EOR	4
1.4.2 Microorganismos aplicables a MEOR	5
1.4.3 Metabolismo microbiano y producción de compuestos útiles.....	7
1.4.4 Cinética de crecimiento bacteriano	7
1.4.5 Factores ambientales en yacimientos amazónicos	8
1.4.6 Desarrollo histórico de MEOR	9
1.4.7 Aplicaciones y limitaciones en Ecuador	11
Capítulo 2: Metodología	12
2.1 Revisión bibliográfica	12
2.2 Caracterización de Muestra de Petróleo.....	13
2.3 Selección del Tipo e Bacteria.....	15
2.4. Desarrollo del modelo teórico	18
2.5 Interpretación del modelo	19
Capítulo 3 Resultados y análisis.....	21
3.1 Creación de Matriz de Evaluación	22
3.2 Análisis de la Reducción de Viscosidad	25
3.3 Análisis de Producción de CO ₂ /H ₂ S.....	26
3.4 Análisis del Factor de Recobro.....	26
3.5 Análisis de Otros Factores	26

Capítulo 4: Conclusiones y Recomendaciones	28
4.1 Discusión.....	28
4.2 Conclusiones.....	29
4.3 Recomendaciones	30
Apéndice A	33
Scripts para Simulaciones de MRST.....	33
A.1. Simulación con bacteria Bacillus Subtilis	33
A.2. Simulación con bacteria Pseudomonas Aeruginosa.....	37
A.3. Simulación con bacteria Clostridium Acetobutylicum.....	40
A.4. Simulación con bacteria Geobacillus spp. (termófilas)	44
A.5. Simulación con bacteria Desulfovibrio spp.	47

Abreviaturas

Abreviatura	Significado
MEOR	Recuperación Mejorada de Petróleo mediante Microorganismos
EOR	Recuperación Mejorada de Petróleo
BEOR	Recuperación Mejorada de Petróleo Bacteriana
CO₂	Dióxido de carbono
CH₄	Metano
H₂	Hidrógeno
N₂	Nitrógeno
H₂S	Sulfuro de hidrógeno
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
FICT	Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
OTRI	Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación
MRST	MatLab Reservoir Simulation Toolbox
USDOE	Departamento de Energía de EE. UU.
PVT	Propiedades Presión, Volumen, Temperatura
TIF	Tensión Interfacial

Simbología

Símbolo	Significado
C	Carbono
CO₂	Dióxido de carbono
CH₄	Metano
H₂	Hidrógeno
N₂	Nitrógeno
pH	Potencial de Hidrógeno
μm	Micrómetro (10 ⁻⁶ m)
k	Tasa constante de reacción
A	Factor de frecuencia
E_a	Energía de activación
R	Constante universal de los gases (8.314 J/mol °K)
T	Temperatura absoluta
u	Tasa de crecimiento específica
μ_{max}	Valor máximo de viscosidad
S	Concentración de substrato
K_s	Tasa constante de saturación

Índice de figuras

Figura 1:	5
Figura 2:	5
Figura 3:	6
Figura 4:	8
Figura 5:	14
Figura 6:	28

Índice de Ecuaciones

Ecuación 1	7
Ecuación 2	7

Índice de tablas

Tabla 1:	9
Tabla 2	10
Tabla 3	12
Tabla 4:	17
Tabla 5:	21
Tabla 6:	21
Tabla 7:	22

Capítulo 1: Introducción

La recuperación mejorada de petróleo mediante microorganismos (MEOR, por sus siglas en inglés) es una tecnología emergente que aprovecha la capacidad metabólica de ciertas bacterias para incrementar la eficiencia de extracción de crudo residual en yacimientos maduros[1]. Este proceso consiste en la inyección de cultivos microbianos seleccionados, junto con nutrientes específicos, en el subsuelo petrolero. Bajo condiciones adecuadas de presión, temperatura, salinidad y pH, los microorganismos producen compuestos como biosurfactantes, gases, ácidos orgánicos y biopolímeros que modifican las propiedades físico-químicas del sistema, facilitando la liberación del petróleo atrapado en la matriz rocosa[2].

Las bacterias utilizadas en MEOR presentan ventajas únicas frente a otros microorganismos: su pequeño tamaño (0.2–5 μm), capacidad de penetrar formaciones porosas, crecimiento exponencial bajo condiciones favorables, y tolerancia a ambientes extremos como alta salinidad, presión y temperatura. Además, muchas especies son anaerobias, lo que las hace compatibles con las condiciones típicas de los yacimientos petroleros profundos[3].

El éxito de MEOR depende de múltiples factores, entre ellos la compatibilidad entre el microbio y el entorno del yacimiento, la disponibilidad de nutrientes, y la capacidad del microorganismo para sintetizar productos metabólicos útiles. Por ejemplo, bacterias del género *Clostridium* han demostrado producir ácidos, alcoholes, gases y biosurfactantes bajo condiciones anaerobias, contribuyendo a la reducción de la tensión interfacial y la viscosidad del crudo[4].

Históricamente, el potencial de MEOR fue identificado en la década de 1940 por ZoBell, quien patentó un proceso basado en bacterias sulfato-reductoras como *Desulfovibrio hydrocarbonoclasticus* para liberar petróleo en pruebas de laboratorio[5]. Desde entonces, se han realizado múltiples estudios y ensayos de campo en Estados Unidos, Europa del Este y Asia, con resultados prometedores, pero aún limitados en escala comercial[6].

En el contexto actual, MEOR se presenta como una alternativa sostenible frente a métodos convencionales de recuperación secundaria y terciaria, especialmente en regiones con condiciones geológicas complejas como la Amazonía ecuatoriana. Esta tesis propone el desarrollo de un modelo teórico para optimizar la aplicación de MEOR en yacimientos amazónicos, considerando variables críticas como la cinética de crecimiento microbiano, la interacción con el sustrato, y los parámetros ambientales del subsuelo. El objetivo es establecer una base científica que permita diseñar estrategias de recuperación más eficientes, adaptadas a las condiciones específicas de la región[7].

1.1 Descripción del Problema

En la Cuenca Oriente del Ecuador, numerosos campos maduros han experimentado una disminución progresiva en su producción de petróleo, acompañada de un aumento en los costos operativos. Las tecnologías convencionales de recuperación mejorada, como la inyección de vapor, polímeros o CO₂, requieren inversiones significativas en infraestructura, energía y logística, lo que limita su viabilidad en yacimientos remotos o ambientalmente sensibles.

Ante este escenario, la recuperación mejorada de petróleo mediante microorganismos (MEOR) surge como una alternativa biotecnológica sostenible y adaptable. Esta técnica aprovecha la capacidad metabólica de bacterias seleccionadas para producir compuestos como biosurfactantes, gases y biopolímeros que modifican las propiedades del sistema petrolero, facilitando la movilización del crudo residual atrapado en la matriz. Sin embargo, su aplicación en Ecuador ha sido limitada por la falta de estudios locales que evalúen la compatibilidad entre los microorganismos y las condiciones específicas de los yacimientos amazónicos.

Además, existe escasa información sobre las especies bacterianas nativas presentes en los reservorios ecuatorianos, su tolerancia a factores como salinidad, presión y temperatura, y su potencial para generar productos metabólicos útiles en procesos. Esta brecha de conocimiento

impide el diseño de estrategias eficientes y adaptadas al entorno geológico local, a pesar del éxito documentado de MEOR en regiones con condiciones similares, como Asia Central y América del Norte.

El presente proyecto busca abordar esta problemática mediante el desarrollo de un modelo teórico simplificado que permita simular el efecto de la inyección bacteriana en un yacimiento tipo de la Cuenca Oriente. Este modelo integrará parámetros clave como la cinética de crecimiento microbiano, la interacción con el sustrato y las condiciones fisicoquímicas del reservorio. Se espera que los resultados obtenidos sirvan como base para estudios más avanzados, caracterización microbiológica local y futuros pilotos de campo orientados a validar la viabilidad técnica y económica de MEOR en el contexto ecuatoriano.

1.2 Justificación del Problema

Una de las alternativas para mejorar la extracción de petróleo en la Cuenca Oriente es la recuperación mejorada mediante microorganismos (MEOR), que utiliza bacterias capaces de generar compuestos como biosurfactantes, gases y biopolímeros que alteran las propiedades del sistema petrolero y favorecen la movilización del crudo residual. Aunque MEOR ha demostrado eficacia en yacimientos con condiciones extremas similares a las de la Amazonía ecuatoriana, su aplicación local se ve limitada por la escasez de estudios sobre las especies bacterianas autóctonas y su comportamiento en ambientes subterráneos. Por ello, el desarrollo de un modelo teórico que simule la interacción microbiana en un yacimiento representativo de la Cuenca Oriente constituye un aporte estratégico, al permitir evaluar la viabilidad técnica de MEOR en condiciones locales y establecer una base científica para futuras investigaciones y proyectos piloto, en consonancia con los objetivos de sostenibilidad energética del país.

1.3 Objetivos

1.3.1 *Objetivo general*

Desarrollar un modelo analítico teórico que simule el comportamiento de la inyección bacteriana en un yacimiento representativo de la Cuenca Oriente del Ecuador, para la evaluación de su eficiencia en procesos de recuperación mejorada de petróleo bajo condiciones geológicas y operativas locales.

1.3.2 *Objetivos específicos*

- Analizar los tipos de bacterias y mecanismos metabólicos más utilizados en proyectos MEOR a nivel internacional, mediante la recopilación de información sobre fuentes de materia orgánica que favorecen el crecimiento microbiano en diversos entornos geológicos.
- Formular un modelo teórico simplificado basado en balances de masa y ecuaciones cinéticas, que simule el comportamiento de la inyección bacteriana en un yacimiento representativo de la Cuenca Oriente del Ecuador.
- Evaluar comparativamente la eficiencia teórica del proceso MEOR frente a métodos de recuperación primaria y secundaria, integrando criterios técnicos y económicos estimando su viabilidad en condiciones locales.

1.4 Marco teórico

1.4.1 *Fundamentos de EOR*

La recuperación mejorada de petróleo (Enhanced Oil Recovery, EOR) comprende técnicas que buscan incrementar la extracción de crudo más allá de lo alcanzado por métodos primarios y secundarios. En campos maduros de la Cuenca Oriente del Ecuador, donde la presión natural ha disminuido y los métodos convencionales presentan limitaciones económicas y ambientales, se vuelve necesario explorar alternativas más sostenibles. Una de ellas es la recuperación mejorada mediante microorganismos (MEOR), que utiliza bacterias para modificar las propiedades del sistema petrolero y facilitar la movilización del crudo residual[8].

La figura 1 a continuación muestra el costo beneficio del uso con el (MEOR) comparando el costo por barril frente a la recuperación total de petróleo para diferentes métodos de recuperación mejorada (EOR)

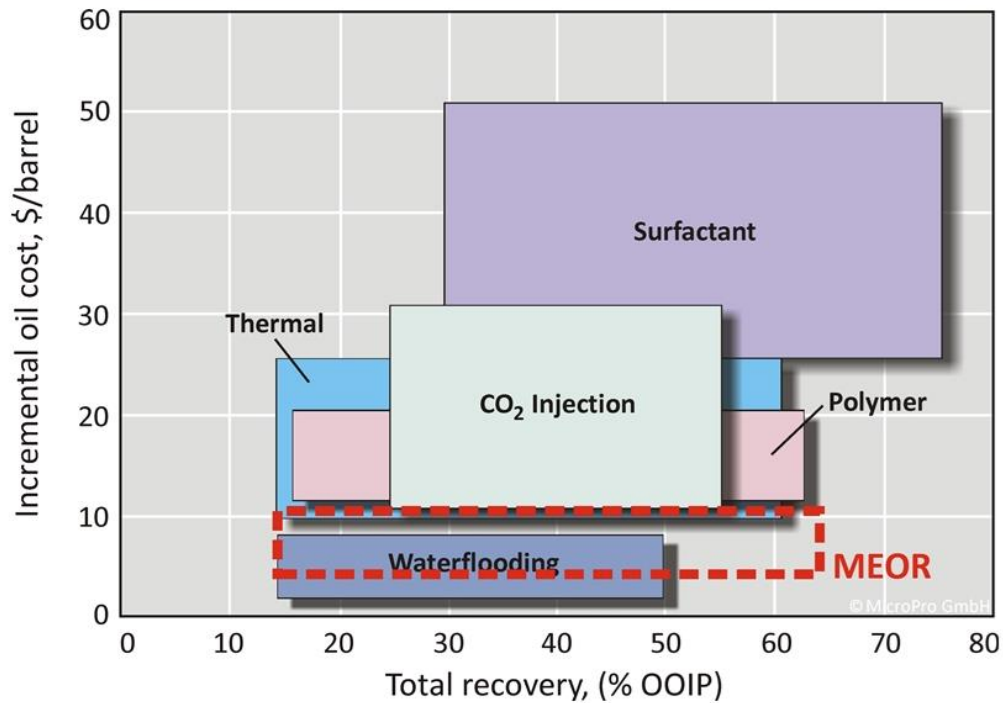


Figura 1: Costos de EOR [9].

1.4.2 Microorganismos aplicables a MEOR

Los microorganismos se pueden clasificar en tres grupos que se muestran en la Figura 2. Se entiende por microorganismos aquellos organismos vivos con tamaño en la escala de micrones, es decir la milésima parte de un milímetro o una millonésima parte del metro ($\mu m = 10^{-6}m$) y por tanto visibles únicamente con la utilización de microscopios.

El diagrama (Figura 2) clasifica de manera jerárquica los microorganismos.

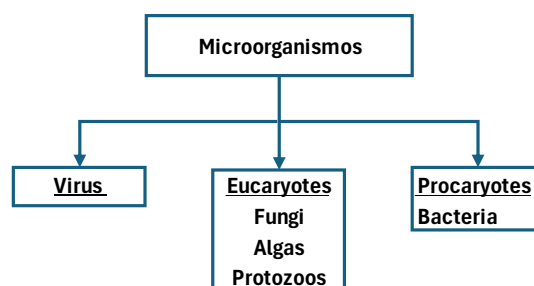


Figura 2: Clasificación de Microorganismos

Los microorganismos utilizados en MEOR pertenecen principalmente al grupo de los procaryotes, específicamente bacterias¹, es decir que el nombre apropiado no debería ser MEOR, BEOR (Bacterial Enhanced Oil Recovery). Las bacterias presentan ventajas clave: tamaño reducido (0.2–5 μm), capacidad de penetrar formaciones porosas, crecimiento exponencial bajo condiciones favorables, y producción de compuestos útiles como gases, ácidos, biosurfactantes y biopolímeros. Además, muchas especies son anaerobias, lo que las hace compatibles con ambientes carentes de oxígeno como los yacimientos profundos[10].

Las bacterias se clasifican en Gram-positivas y Gram-negativas según la estructura de su pared celular. Esta diferencia influye en su resistencia a condiciones extremas de presión y salinidad, y en su capacidad de retener colorantes durante pruebas de laboratorio como la tinción de Gram[11].

La siguiente imagen (Figura 3) nos ilustra las diferentes estructuras claves entre los 2 tipos de bacterias.

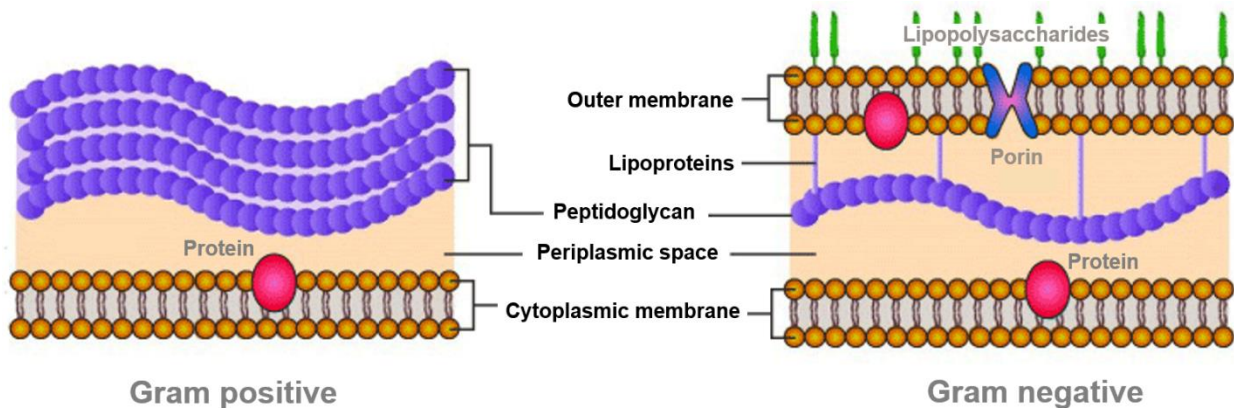


Figura 3: Bacterias Gram-positivas y Gram-negativas

¹ En ocasiones se inyectan enzimas como parte de MEOR. Estas no son organismos, sino moléculas biológicas, específicamente proteínas (aunque algunas pueden ser ARN), que actúan como catalizadores en reacciones químicas. Es decir, aceleran reacciones sin consumirse en el proceso.

1.4.3 Metabolismo microbiano y producción de compuestos útiles

El metabolismo bacteriano depende de factores como temperatura, pH, presión, salinidad y disponibilidad de nutrientes. Las bacterias pueden producir:

- **Gases** (CO₂, H₂) que aumentan la presión del yacimiento.
- **Ácidos orgánicos** que disuelven minerales y modifican la viscosidad del crudo.
- **Biosurfactantes** que reducen la tensión interfacial entre el petróleo y el agua.
- **Biopolímeros** que mejoran el control de movilidad en el medio poroso.

La producción de estos compuestos está regulada por enzimas específicas, cuya actividad puede modelarse mediante la ecuación de Arrhenius[12]. Esta permite estimar la energía de activación de las reacciones metabólicas en función de la temperatura[13].

Ecuación 1

$$k = A \cdot e^{-\frac{E_a}{R \cdot T}} \Rightarrow \ln(k) = \ln(A) - \frac{E_a}{R \cdot T} \Rightarrow \log(k) = \log(A) - \frac{E_a}{2.303 \cdot R \cdot T}$$

Donde: k = tasa constante de reacción

A = factor de frequency

E_a = energía de activación

R = constante universal de los gases ($R = 8.314 \frac{J}{mol \cdot ^\circ K}$)

T = Temperatura absoluta en grados Kelvin

e = base de logaritmos naturales

1.4.4 Cinética de crecimiento bacteriano

El crecimiento de las bacterias en el yacimiento puede modelarse mediante la ecuación de Monod (2013)[14]:

Ecuación 2

$$u = \frac{u_{max}S}{Ks+S}$$

Donde: u = tasa de crecimiento específica, s⁻¹;

u_{max} = valor máximo de u cuando los nutrientes están en exceso;

S = concentración de substrato;

Ks = tasa constante de saturación (igual a la concentración del substrato donde $u = \frac{1}{2} \cdot u_{max}$)

Este modelo permite simular cómo evoluciona la población bacteriana en función de la disponibilidad de nutrientes, lo cual es esencial para predecir la producción de compuestos útiles en MEOR[15].

Utilizando la ecuación de Monod se puede ver en la (Figura 4) el crecimiento bacteriano con relación al tiempo.

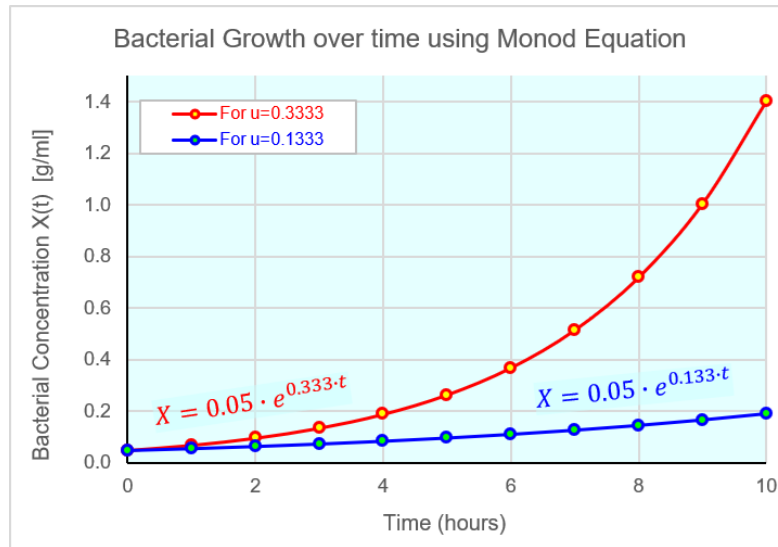


Figura 4: Ejemplo de crecimiento bacteriano como función del tiempo usando la ecuación de Monod

1.4.5 Factores ambientales en yacimientos amazónicos

Los yacimientos de la región amazónica presentan condiciones particulares: alta salinidad en algunas zonas, temperaturas que pueden superar los 80 °C, presiones elevadas y ambientes anaerobios. Estas condiciones influyen directamente en la selección de especies bacterianas. Por ejemplo:

- Bacterias halófilas toleran salinidades superiores a 75,000 ppm.
- Bacterias termofílicas pueden operar a temperaturas de hasta 100 °C.
- Bacterias anaerobias como *Clostridium* y *Desulfovibrio* producen compuestos útiles en ausencia de oxígeno[10].

La (Tabla 1) a continuación nos da un resumen de productos microbianos, los cuales son involucrados en su papel para la recuperación mejorada de petróleo (MEOR).

Producto Microbial	Tipos de productos Microbianos	Microorganismos	Su papel en MEOR	Uso
Bioácidos	Propionic, butyric, ácido acético y fórmico	Clostridium sp., Bacillus sp., y Enterobacter sp	Aumento de la permeabilidad y la porosidad, emulsificación y CO2 producido durante la disolución de la roca	Su aplicación en fluidos de perforación, sistemas de agua y tuberías protege los equipos de la biocorrosión y las biopelículas, previene obstrucciones y asegura la integridad de la infraestructura, aumentando así la eficiencia operativa y la vida útil de los activos.
Biogases	CH ₄ , CO ₂ , H ₂ y N ₂	Clostridium sp., Bacillus sp., Brevibacterium sp., Methanobacterium sp., y Enterobacter sp.	Aumento de la presión, hinchamiento del petróleo, reducción de la viscosidad, aumento de la permeabilidad y porosidad	Fuente de energía renovable: Reduce la dependencia de los combustibles fósiles. Gestión de residuos: Transforma desechos contaminantes en energía. Producción de fertilizante: Genera un subproducto valioso, el digestato, que mejora la fertilidad del suelo.
Biomasa		Pseudomonas sp., Bacillus sp., Leuconostoc sp., y Xanthomonas sp.	Taponamiento selectivo, modificación de la mojabilidad, reducción de la viscosidad y degradación del petróleo	Generación de energía: Se puede utilizar para producir electricidad, calor y biometano (un tipo de biogás). Producción de biocombustibles: Se utiliza para fabricar biodiésel y bioetanol, que pueden sustituir a los combustibles fósiles.
Biopolímero	Goma xantana, pullulano, levan, curdlan y escleroglucano de dextrano	Xanthomonas sp., Aureobasidium sp., Bacillus sp., Leuconostoc sp., Alcaligenes sp., Sclerotium sp., Pseudomonas sp., and Sphingomonas sp.	El taponamiento selectivo mejora la viscosidad del fluido desplazante y disminuye la relación de movilidad agua/petróleo	Se utilizan principalmente para mejorar la recuperación de petróleo (EOR), controlar la viscosidad de los fluidos de perforación y tratar el agua.
Biosurfactantes	Surfactina, ramnolípidos, lichenisina, emulsan, alasan, viscosina y lípidos de trehalosa (TL)	Bacillus sp., Pseudomonas sp., Acinetobacter sp., Rhodococcus sp., and Desulfovibrio sp.	Reducción de la tensión superficial o interfacial, alteración de la mojabilidad, emulsificación del petróleo, Mejora del desplazamiento de las incrustaciones de poros y reducción de la viscosidad	Se usan en yacimientos petroleros para mejorar la recuperación de petróleo (MEOR), ya que reducen la tensión interfacial entre el agua y el crudo, liberando el petróleo atrapado y mejorando el barrido del yacimiento.
Solventes	Acetona, Butanol, propan-2-diol y etanol	Clostridium sp., Zymomonas sp., and Klebsiella sp.	disolución de la roca para una mejor permeabilidad y reducción de la viscosidad del petróleo	Los solventes se usan en la inyección de solventes como una técnica de recuperación secundaria para disolver el petróleo y reducir su viscosidad, facilitando su flujo hacia los pozos de producción.

Fuente: tabla adaptada del autor A. Yernazarova

Tabla 1. Microorganismos y su papel en MEOR ([Sen, 2008](#) ; [Safdel et al., 2017](#) ; [Couto et al., 2019](#) ; [Niu et al., 2020](#) ; [Zhang et al., 2020](#) ; [Ameen, 2024](#) ; [Shaikhah et al., 2024](#)) [16].

1.4.6 Desarrollo histórico de MEOR

El interés por MEOR surgió en los años 1920, cuando se observó que bacterias causaban obstrucciones en pozos y producción de H₂S. Investigaciones pioneras de ZoBell demostraron que bacterias anaerobias podían liberar petróleo mediante la producción de gases y solventes.

Posteriormente, Hitzman y otros investigadores realizaron pruebas de laboratorio y campo, utilizando cultivos como *Clostridium roseum* y melaza como fuente de carbono[17].

La (Tabla 2) nos detalla los hitos clave desde 1926 hasta el 2020, en la que encontramos la evolución de la investigación, patentes, ensayos de campo y la integración de la biotecnología en esta técnica.

Año	Hito	Descripción
1926	Beckman propone MEOR	Primer planteamiento de que los productos metabólicos bacterianos podrían facilitar la producción de petróleo.
1946–1953	Investigaciones de ZoBell	ZoBell patenta procesos de recuperación secundaria usando bacterias anaerobias como <i>Desulfovibrio hydrocarbonoclasticus</i> . Demuestra producción de gases y ácidos que movilizan petróleo en laboratorio.
1954	Ensayo de campo en Arkansas	Updegraff y Coty inyectan <i>Clostridium acetobutylicum</i> y melaza en un yacimiento, logrando recuperación adicional de crudo.
1962–1972	Patentes de Hitzman	Se desarrollan procesos de inyección de esporas bacterianas y nutrientes. Se exploran aplicaciones en yacimientos tratados con polímeros y CO ₂ .
1975	Conferencia de la Engineering Foundation	Se consolida el interés académico en MEOR. Se publican actas que impulsan la investigación en EE. UU.
1979	Apoyo del USDOE	El Departamento de Energía de EE. UU. organiza conferencias y financia proyectos universitarios sobre MEOR.
1983	Estudios sobre bacterias halófilas y termofílicas	Investigaciones de Grula, Moses y Springham demuestran que ciertas bacterias pueden operar en condiciones extremas de salinidad y temperatura.
1986	Proyectos piloto en Azerbaiyán	Se implementan técnicas microbiológicas en campos maduros, con resultados prometedores en eficiencia y sostenibilidad.
1990s	Expansión internacional	Se realizan pruebas en Hungría, Rusia, China, India, Canadá y EE. UU., con énfasis en adaptación a condiciones locales.
2000s	Avances en biotecnología y genética microbiana	Se desarrollan cepas modificadas y se mejora la comprensión de la interacción microbio-yacimiento.
2010s	Integración con modelos de simulación	Se incorporan ecuaciones cinéticas y balances de masa en simuladores de yacimientos para predecir el comportamiento de MEOR.
2020s	Enfoque en sostenibilidad y economía circular	MEOR se posiciona como alternativa ecológica en campos maduros, con interés creciente en regiones como América Latina y África.

Tabla 2. Desarrollo Histórico de MEOR[18].

1.4.7 Aplicaciones y limitaciones en Ecuador

En Ecuador, la aplicación de MEOR ha sido limitada por la falta de estudios sobre la microbiota nativa de los yacimientos. No se ha caracterizado adecuadamente la diversidad bacteriana local ni su capacidad para producir compuestos útiles. Esta brecha impide el diseño de estrategias adaptadas al entorno geológico amazónico y limita la posibilidad de implementar pilotos de campo con base científica sólida.

El desarrollo de un modelo teórico que simule el comportamiento de bacterias inyectadas en un yacimiento tipo de la Cuenca Oriente permitirá:

- Evaluar la viabilidad técnica de MEOR en condiciones locales.
- Identificar parámetros críticos de diseño (temperatura, presión, salinidad, tipo de sustrato).
- Sentar las bases para futuras investigaciones aplicadas y pruebas piloto[17].

El petróleo de la cuenca Oriente típicamente tiene:

- Alto contenido de asfaltenos y resinas
- Rico en hidrocarburos de cadena larga
- Bajo contenido de fracciones livianas
- Generalmente biodegradable en condiciones anaeróbicas

Capítulo 2: Metodología

La metodología por implementarse en el desarrollo del modelo teórico está basada en cinco etapas descritas en la tabla 3:

Etapa	Actividades
2.1 Revisión bibliográfica	Véase sección 1.4 – Marco Teórico
2.2 Caracterización de una muestra petróleo de la Cuenca Oriente	Caracterización realizada mediante cromatografía de petróleo del campo Auca (Figuras 5 y 6).
2.3 Selección teórica del tipo de bacterias apropiadas	La tabla x resume las opciones del tipo de bacterias que podrían aplicarse al petróleo caracterizado del campo Auca. Esta selección se basa en un criterio de selección (screening) desarrollado por el autor y su supervisor (Tabla x2)
2.4 Desarrollo del modelo teórico	Se desarrolla usando la herramienta virtual MRST (MatLab Reservoir Simulation Toolbox) en la plataforma Octave (versión de acceso libre con capacidad similar a MatLab)
2.5 Interpretación del modelo y conclusiones	Véase capítulo 3 – Resultados y Análisis

Tabla 3. Etapas y actividades por realizarse

2.1 Revisión bibliográfica

La recuperación mejorada de petróleo (EOR) busca incrementar la producción en campos maduros donde los métodos convencionales ya no son suficientes. Dentro de estas técnicas, el MEOR emplea bacterias capaces de modificar las propiedades físico-químicas del sistema petrolero para movilizar el crudo residual, lo que representa una alternativa sostenible con beneficios técnicos y ambientales.

Las bacterias utilizadas en MEOR producen gases, ácidos, biosurfactantes y biopolímeros que pueden aumentar la presión del yacimiento, disminuir la viscosidad del crudo y mejorar el barrido del fluido desplazante. Su crecimiento y metabolismo en el subsuelo pueden modelarse mediante ecuaciones cinéticas como Arrhenius y Monod, lo cual permite predecir su comportamiento bajo condiciones de presión, temperatura, salinidad y ausencia de oxígeno, típicas de los yacimientos amazónicos.

Aunque MEOR ha tenido avances importantes a nivel mundial desde inicios del siglo XX, en Ecuador su implementación sigue siendo limitada debido a la falta de estudios sobre la microbiota nativa de los yacimientos y sus capacidades metabólicas. Desarrollar modelos teóricos adaptados a la Cuenca Oriente permitiría evaluar la viabilidad del método y diseñar

futuros pilotos con base científica sólida. Los detalles teóricos están en la sección 1.4 de esta tesis.

2.2 Caracterización de Muestra de Petróleo

La caracterización del petróleo es fundamental en un proyecto MEOR porque permite conocer las propiedades físicas y químicas del crudo que influirán directamente en la selección de los microorganismos y en los mecanismos de recuperación a utilizar. Parámetros como gravedad API, viscosidad, composición de fracciones pesadas (asfaltenos y resinas) y contenido de compuestos sulfurados determinan la dificultad de movilización del petróleo y la necesidad de producir biosurfactantes, solventes o biogases que modifiquen dichas propiedades.

Entender la interacción entre el crudo y el medio poroso del yacimiento facilita evaluar fenómenos como la mojabilidad, tensión interfacial y estabilidad de emulsiones, los cuales son modificados por los metabolitos microbianos. Si estas características no son conocidas con precisión, los microorganismos podrían no generar el efecto deseado, o incluso provocar efectos adversos como la obstrucción prematura de poros o la precipitación del petróleo.

La caracterización del petróleo es clave para modelar y predecir la eficiencia del proceso MEOR. Al integrar esta información en simuladores, es posible estimar la producción adicional, seleccionar nutrientes adecuados, ajustar tiempos de inyección y diseñar estrategias específicas según el tipo de petróleo (ligero, mediano o pesado). En consecuencia, una adecuada caracterización del crudo reduce la incertidumbre técnica, optimiza los costos y aumenta la probabilidad de éxito del proyecto.

El petróleo de la Cuenca Oriente típicamente tiene:

- Alto porcentaje de asfaltenos y resinas
- Rico en hidrocarburos de cadena larga y bajo contenido de fracciones livianas
- Generalmente biodegradable en condiciones anaeróbicas

Las figuras 5 y 6 corresponden a un petróleo del campo Auca. Su caracterización se realizó usando un cromatógrafo en los laboratorios de petróleos de la Universidad Central del Ecuador.

Sample name: MUESTRA AUCA
 Data file name: C:\Chem32\1\Data\2019911\MUESTRA AUCA 2019 ==>
 Method name: C:\Chem32\1\Methods\2019911\MUESTRA AUCA 2019 ==>
 Injection date: 11. Sep. 2019
 Operator: SYSTEM
 Sample info: DISOLULFURO COMO DISOLVENTE

Vapor Pressure @100°F: 0.2 Kpa
 Density at 15°C: 764.=> kg/L
 Calc Molar Mass: 388.5
 C7+ Molar Mass 389.4

Group	Area	Mol%	Mass%	Lq Vol%
Methane	0.00	0.00	0.00	0.00
Ethane	0.00	0.00	0.00	0.00
Propane	0.00	0.00	0.00	0.00
iso-Butane	0.00	0.00	0.00	0.00
n-Butane	0.00	0.00	0.00	0.00
iso-Pentane	0.00	0.00	0.00	0.00
n-Pentane	0.00	0.00	0.00	0.00
Hexanes (C6)	705.80	0.46	0.00	0.12
Benzene	0.00	0.00	0.00	0.00
Heptanes (C7)	1066.20	0.26	0.00	0.08
Toluene	0.00	0.00	0.00	0.00
Octanes (C8)	1509.70	0.34	0.00	0.12
Ethy Ibenzene	0.00	0.00	0.00	0.00
m-Xylene + p-Xilene	0.00	0.00	0.00	0.00
o-Xylene	0.00	0.00	0.00	0.00
Nonanes (C9)	567.00	0.42	0.00	0.16
Decanes (C10)	969.90	0.07	0.00	0.03
Undecanes (C11)	589.20	0.05	0.00	0.02
Dodecanes (C12)	562.30	0.04	0.00	0.02
Tridecanes (C13)	0.00	0.00	0.00	0.00
Tetradecanes (C14)	511.10	0.06	0.00	0.03
Pentandecanes (C15)	0.00	0.00	0.00	0.00
Hexadecanes (C16)	0.00	0.00	0.00	0.00
Heptadecanes (C17)	658.00	0.14	0.00	0.09
Octadecanes (C18)	728.80	0.24	0.00	0.16
Nonadecanes (C19)	701.70	0.23	0.00	0.16
Eicosanes (C20)	852.90	0.32	0.00	0.24
Heneicosanes (C21)	977.30	0.49	0.00	0.38
Docosanes (C22)	1017.50	0.83	0.00	0.67
Tricosanes (C23)	1157.70	1.69	0.00	1.46
Tetracosanes (C24)	1209.40	3.41	0.00	2.99
Pentacosanes (C25)	1278.90	7.07	0.01	6.44
Hexacosanes (C26)	1223.20	13.67	0.01	12.93
Heptacosanes (C27)	1330.50	30.28	0.03	29.67
Octasanes (C28)	1981.00	12.50	0.01	12.68
Nonacosanes (C29)	2075.90	1.90	0.00	1.99
Triacotanes (C30)	1912.60	6.83	0.01	7.39
Hentriacotane (C31)	2562.70	6.34	0.01	7.09
Dotriacotane (C32)	3072.10	6.34	0.00	2.13
Tritriacotane (C33)	2878.10	2.74	0.00	3.27
Tetratriacotane (C34)	3934.70	3.50	0.00	4.29
Pentatriacotane (C35)	4177.00	2.89	0.00	3.65

Figura 5: Cromatografía del crudo Auca (Montero 2019) Editado de acuerdo con el autor

2.3 Selección del Tipo de Bacteria

Los criterios generales en la selección para Bacterias MEOR se pueden clasificar en cinco grupos:

- a) **Compatibilidad con el Reservorio:** Las bacterias deben sobrevivir y mantenerse activas bajo las condiciones del reservorio:
 - Tolerancia a la temperatura: Las temperaturas en Auca suelen estar entre 30–70 °C. Cepas termófilas como *Geobacillus* spp. son ideales para zonas más calientes.
 - Tolerancia a la salinidad: Deben resistir los niveles de salinidad del agua de formación.
 - Resistencia a la presión: Las bacterias deben permanecer viables bajo presión de reservorio.
 - Capacidad anaerobia: Los reservorios suelen carecer de oxígeno; se prefieren bacterias anaerobias como *Clostridium* spp. y *Desulfovibrio* spp.
- b) **Interacción con el Petróleo:** Evaluar qué tan efectivamente las bacterias interactúan con el crudo:
 - Producción de biosurfactantes: Reduce la tensión interfacial y moviliza petróleo atrapado (*Bacillus subtilis*, *Pseudomonas aeruginosa*).
 - Generación de solventes: Productos de fermentación como acetona, butanol y etanol ayudan a disolver fracciones pesadas (*Clostridium acetobutylicum*).
 - Producción de gases: CO₂ y H₂ pueden aumentar la presión del reservorio y desplazar el petróleo (*Geobacillus* spp., *Desulfovibrio* spp.).
 - Biodegradación de fracciones pesadas: Capacidad para descomponer asfaltenos y resinas típicas del crudo de Oriente.
- c) **Crecimiento y Requerimientos Nutricionales:** Evaluar la viabilidad del crecimiento microbiano in situ:
 - Accesibilidad a nutrientes: Las bacterias deben prosperar con nutrientes que puedan inyectarse económicamente (ej. melaza, nitratos, fosfatos).
 - Velocidad de crecimiento: Cepas de rápido crecimiento reducen el tiempo de espera para resultados.
 - Formación de biopelículas: Puede ayudar a redirigir rutas de flujo, pero debe controlarse para evitar obstrucciones.
- d) **Seguridad Ambiental y Operacional:** Evitar riesgos para la integridad del reservorio o las operaciones:
 - Comportamiento no corrosivo: Evitar cepas que produzcan H₂S o ácidos que corroan infraestructura (*Desulfovibrio* spp. requiere monitoreo).
 - No patogenicidad: Las cepas seleccionadas deben ser seguras para su manejo e inyección.

- Subproductos metabólicos controlados: Evitar formación excesiva de gases o lodos.
- e) Desempeño Comprobado en Campo: Priorizar cepas con éxito documentado en reservorios similares:
 - Estudios de caso en campos de crudo pesado: Preferencia por cepas utilizadas en América Latina, Canadá u otras geologías similares.
 - Escalabilidad laboratorio-campo: Capacidad de replicar resultados de laboratorio en pruebas piloto y operaciones a gran escala.

Para la selección del tipo de bacteria más apropiado para el petróleo usado en el modelamiento se creó un screening con cinco de las bacterias más comúnmente usadas en MEOR (Tabla 4).

Bacteria	Mecanismo de acción	Por qué es adecuada para Cuenca Oriente	Criterio				
			Compatibilidad con Reservorio	Interacción con Petróleo	Crecimiento y Requerimientos Nutricionales	Seguridad Ambiental y Operacional	Desempeño en Campo
1. Bacillus subtilis	Produce bio surfactantes (ej. surfactina)	Reduce la tensión interfacial; tolerante a salinidad y temperatura variables					
2. Clostridium acetobutylicum	Fermenta azúcares para producir solventes (acetona, butanol, etanol)	Moviliza crudo pesado; prospera en sedimentos anaerobios ricos en materia orgánica					
3. Pseudomonas aeruginosa	Produce ramnolípidos (bio surfactantes)	Mejora la movilidad del petróleo; adaptable a diversos ambientes					
4. Geobacillus spp. (termófilas)	Producción de gases (CO ₂), bio surfactantes	Adecuadas para zonas profundas y calientes del reservorio					
5. Desulfovibrio spp.	Reducción de sulfatos, producción de gases	Puede alterar la presión del reservorio y movilizar petróleo; precaución por producción de H ₂ S					

Tabla 4: Bacterias que podrían funcionar en el yacimiento XX del campo Auca (<https://doi.org/10.37745/ijpger.17/vol8n1112>, <https://doi.org/10.5772/intechopen.106641>, <https://doi.org/10.1007/s00203-025-04307-1>)

2.4. Desarrollo del modelo teórico

El modelo teórico fue desarrollado usando Matlab Reservoir Simulation Toolbox (MRST) en Matlab versión 2020. Los scripts son códigos que no tienen argumentos de entrada ni salida. Esto nos ayuda a automatizar mediante cálculos que se deben realizar de forma repetida desde la línea de comandos o series de comandos los cuales se hacen referencia como por ejemplo:

- Se resalta comandos del historial, se hace clic en el botón secundario y se coloca en **Create script**.
- En la pestaña Home, se hace clic en **New Script**.
- Utilice la función edit. Por ejemplo, edit new_file_name crea (si el archivo no existe) y abre el archivo new_file_name. Si no se especifica new_file_name, MATLAB abre un nuevo archivo llamado Untitled.
- Ahora en este caso se colocan en divisiones las propiedades y las dimensiones que se desea observar para obtener la simulación.

Con esto se sube al sistema como en el siguiente ejemplo:

```
%% --- Compute oil recovery efficiency (MEOR) ---
% Compute mean oil saturation across the grid for each recorded state
mean_oil_sat = cellfun(@(s) mean(s.s(:,2)), states); % average So per timestep
initial_oil_sat = mean_oil_sat(1);
final_oil_sat = mean_oil_sat(end);

% Avoid division by zero: if initial==final, set efficiency to zeros
if abs(initial_oil_sat - final_oil_sat) < eps
    recovery_efficiency = zeros(size(mean_oil_sat));
else
    recovery_efficiency = (initial_oil_sat - mean_oil_sat) ./ (initial_oil_sat - final_oil_sat);
end
recovery_efficiency = recovery_efficiency * 100; % porcentaje

%% --- Save results ---
oil_sats = cellfun(@(s) s.s(:,2), states, 'UniformOutput', false);
save('oil_saturations_Bsubtilis_MEOR.mat', 'oil_sats', 'times', 'mu_values', 'gas_sat_values',
'mean_oil_sat', 'recovery_efficiency');

%% Final oil saturation plot (map)
figFinal = figure;
plotCellData(G, states{end}.s(:,2));
title('Saturación Final de Petróleo - MEOR con Bacillus subtilis');
colorbar;
```

```
%% Combined plots: Viscosidad, CO2 (saturación de gas) y Eficiencia de recuperación
figure;
tiledlayout(3,1);
```

Como se puede apreciar la herramienta realiza un algoritmo el cual analiza y corre lo sucedido en el script, para luego poder obtener el resultado que necesitamos y los cuales se encuentran en el (Apéndice A), implementan una simulación MEOR utilizando el modelo Black-Oil de MRST y un caso conceptual donde se inyecta agua con las cinco bacterias previamente seleccionadas. Se modelaron dos efectos microbianos clave:

- Producción de biosurfactante (surfactina): reducción progresiva de la viscosidad del petróleo.
- Generación microbiana de CO₂: incremento en la saturación de gas que ayuda a inflar el petróleo y mejorar su movilidad.

Los componentes principales del modelo se resumen:

- Creación de un yacimiento 3D cartesiano 60x60x1 (600x600x10 metros) con propiedades homogéneas
- Utilización de modelos de tres fases: agua-petróleo-gas
- Las condiciones iniciales fueron: Presión de 200 bares (2.900 psi), saturación del agua de 20%, saturación del petróleo del 80%, y saturación del gas del 0%
- El pozo inyector está en la esquina inferior y tiene un caudal fijo de agua. El pozo productor está en la esquina superior.
- La simulación fue corrida en 60 pasos de tiempo (10 días cada uno)

2.5 Interpretación del modelo

El modelo teórico desarrollado, implementado en MRST, demostró la viabilidad técnica del MEOR en un yacimiento tipo de la Cuenca Oriente, revelando una marcada diferencia en la eficiencia de recobro entre los cinco microorganismos evaluados. La bacteria más eficiente,

Geobacillus spp., logró la mayor recuperación debido a una sinergia de mecanismos: su alta tasa cinética de crecimiento (μ_{\max}), activada por la temperatura del reservorio, se tradujo en una producción significativa de CO₂ y biosurfactantes. El CO₂ generado no solo proporcionó una energía de desplazamiento (tipo *Gas Drive*), sino que también contribuyó al hinchamiento (*swelling*) y la reducción de la viscosidad del crudo (como se observa en las curvas de reducción de viscosidad), mejorando drásticamente la relación de movilidad. Por otro lado, la bacteria con el peor desempeño, *Desulfovibrio spp.*, mostró una baja eficiencia de desplazamiento y, crucialmente, introdujo un riesgo operativo inaceptable al ser una bacteria sulfato-reductora (SRB). El análisis de saturación de gas residual confirmó su producción de sulfuro de hidrógeno (H₂S), un compuesto corrosivo y peligroso que, de facto, la excluye de la implementación en campo más allá de su rendimiento marginal.

La interpretación de los resultados también resalta el impacto de las limitaciones inherentes al modelo numérico y teórico. Las suposiciones de homogeneidad del yacimiento y el uso de la ecuación de Monod/Arrhenius simplificada (Ecuaciones 1 y 2) probablemente resultaron en una sobreestimación del Factor de Recobro Adicional. En un entorno real, la heterogeneidad de la permeabilidad y la presencia de biopelículas reducirían el barrido. No obstante, el modelo es robusto para identificar la sensibilidad del proceso a la temperatura del yacimiento, demostrando que la cinética de crecimiento es el factor de control principal en los campos Amazónicos. El recobro adicional (ej. 3.5% para *Geobacillus spp.*) se traduce en un volumen significativo de barriles para la Cuenca Oriente, lo que justifica la inversión en una siguiente etapa de validación en laboratorio para refinar los parámetros cinéticos y las curvas de permeabilidad relativa específicas para este tipo de crudo pesado.

Capítulo 3 Resultados y análisis

Para el análisis de resultados se creó etapas que están resumidos en la tabla 5. Los scripts de las simulaciones en MRST están en el apéndice A.

Tabla 5: Etapas y Actividades para el Análisis de Resultados

Etapa	Actividades
3.1 Matriz de Evaluación	Creación de los parámetros con mayor influencia para incrementar la producción: reducción de viscosidad, producción de CO ₂ , y factor de recobro
3.2 Reducción de Viscosidad	Inclusión de comandos en los scripts del MRST para definir los cambios de viscosidad debido a la generación de biosurfactante o surfactina.
3.3 Producción de CO ₂	Inclusión de comandos en los scripts del MRST para definir la generación microbiana de CO ₂ que a la vez produce un incremento en la presión del yacimiento.
3.4 Factor de Recobro	Como resultado de la reducción de viscosidad y aumento de presión por la generación de CO ₂ , el factor de recobro se incrementó. Los resultados se muestran en las simulaciones presentada en el apéndice A.
3.5 Otros Factores	Discusión de parámetros importantes que afectarían la producción desde yacimiento, incluida facilidades.

Las asunciones generales para las propiedades del yacimiento y fluidos están resumidas en las tablas 6 y 7.

Tabla 6: Propiedades del yacimiento

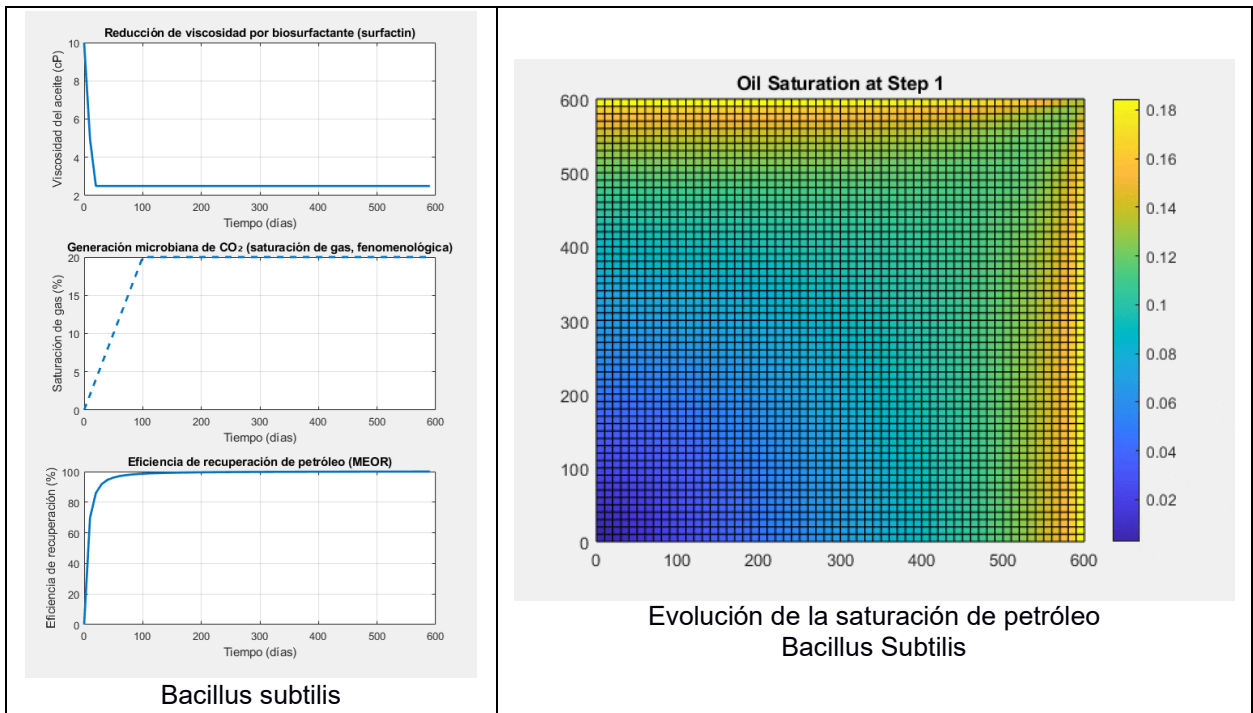
Propiedad	Valor	Unidades	Notas
Tamaño de la malla	60 × 60 × 1	celdas	nx = 60, ny = 60, nz = 1
Dimensiones del modelo	600 × 600 × 10	m	Lx = 600 m, Ly = 600 m, Lz = 10 m
Porosidad (ϕ)	0.25	fracción	poro = 0.25
Permeabilidad (k)	200	mD	perm = 200 * milli * darcy
Permeabilidad (k)	1.97×10^{-13}	m ²	Convertido desde 200 mD
Presión inicial (p_0)	200	bar	p_init = 200 * barsa
Presión inicial (p_0)	20	MPa	200 bar = 20 MPa
Presión inicial (p_0)	≈ 2900.75	psia	200 bar × 14.5038

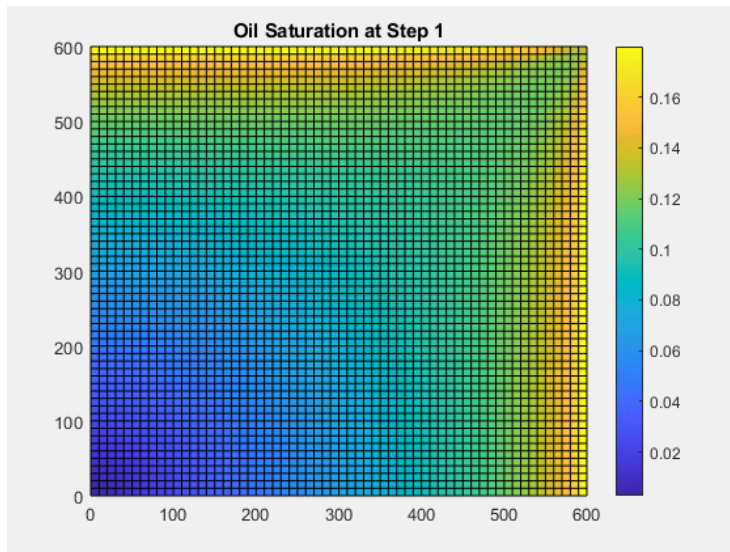
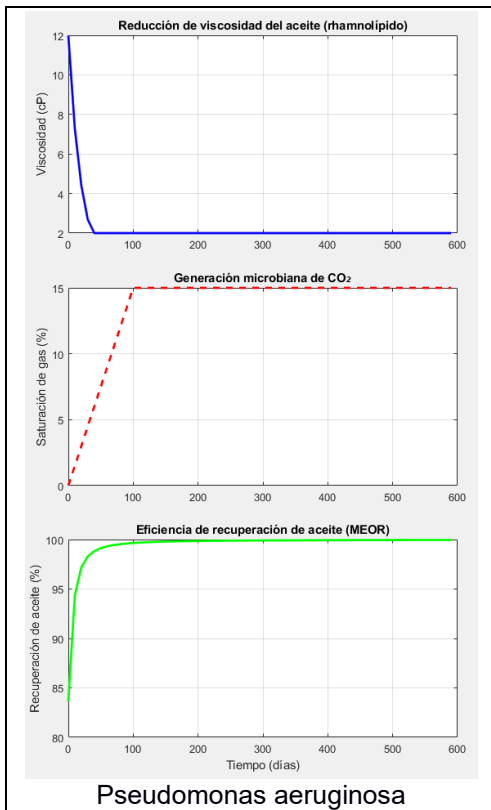
Tabla 7: Propiedades de los fluidos (modelo Black-Oil; fases = W O G)

Parámetro	Agua	Petróleo	Gas	Unidades	Notas
Viscosidad (μ)	1.0	10.0	0.06	cP	[1, 10, 0.06]
Viscosidad (μ)	0.001	0.010	0.00006	Pa·s	1 cP = 0.001 Pa·s
Densidad (ρ)	1000	850	100	kg/m ³	[1000, 850, 100]
Exponentes Corey (n)	2	2	1	–	n = [2, 2, 1]

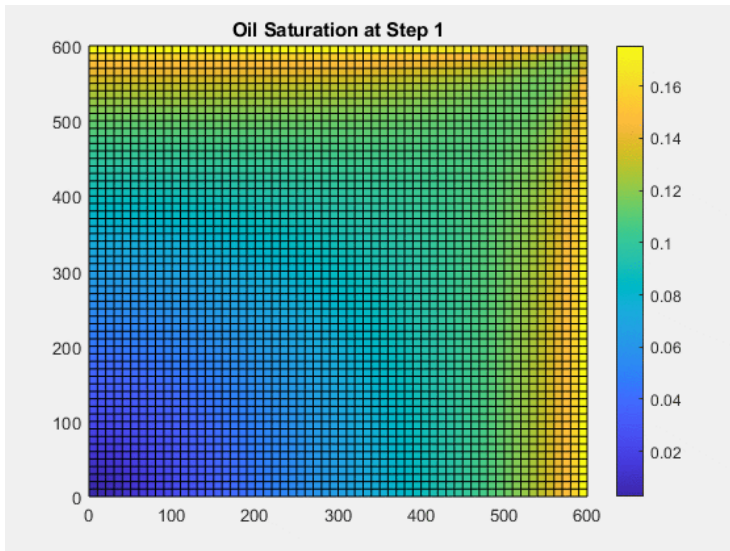
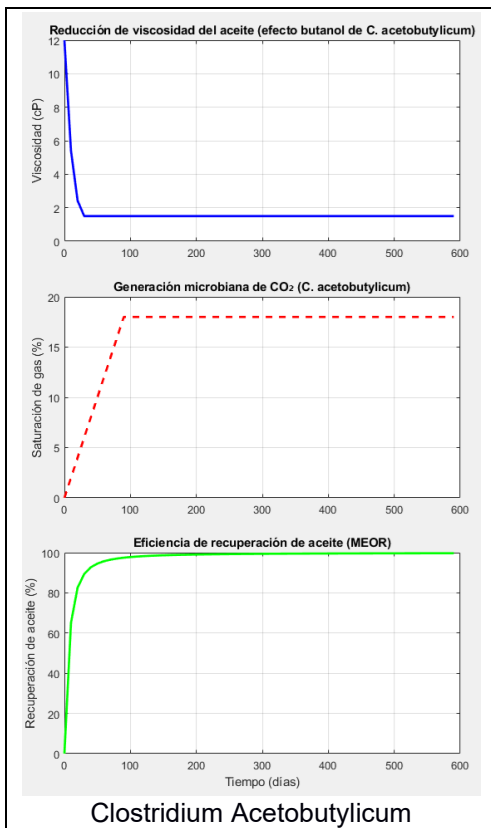
3.1 Creación de Matriz de Evaluación

La matriz de evaluación se basó fundamentalmente en la comparación de los resultados de los cinco tipos de bacteria en el aumento de la eficiencia de recuperación como resultado de la reducción de viscosidad y la generación de gas CO₂. Estos dos parámetros mejoran la movilidad del petróleo y la presión de empuje.

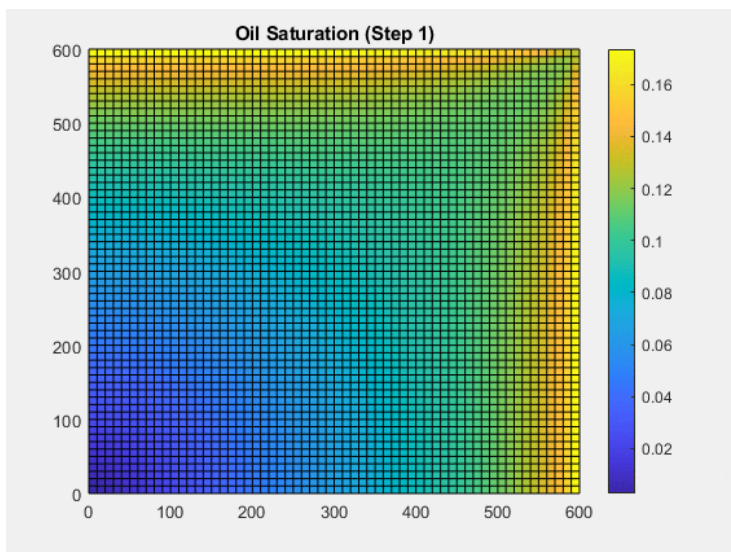
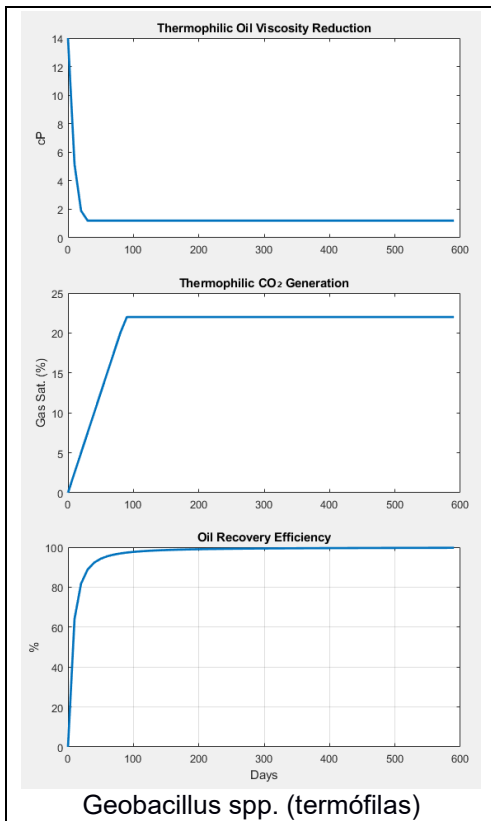




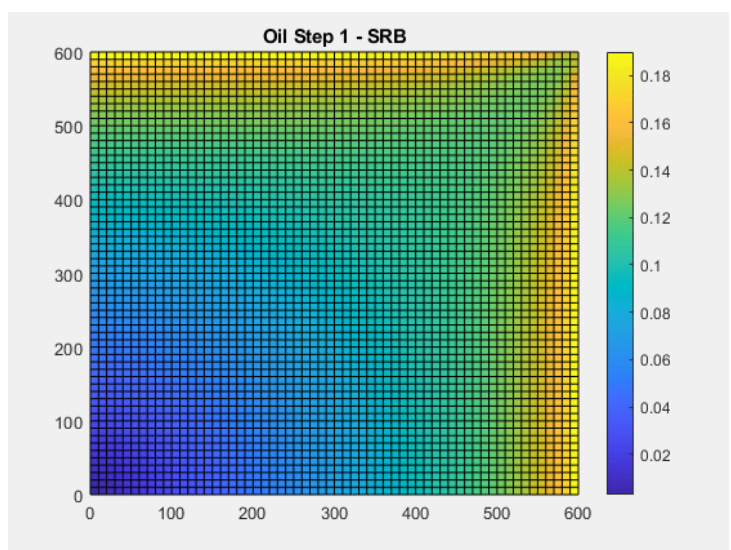
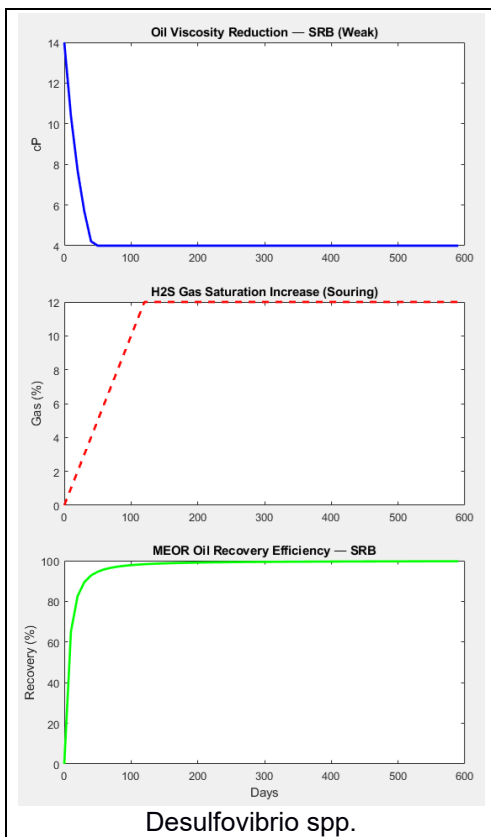
Evolución de la saturación de petróleo
Pseudomonas Aeruginosa



Evolución de la saturación de petróleo
Clostridium Acetobutylicum



Evolución de la saturación de petróleo
Geobacillus spp. (termófilas)



Evolución de la saturación de petróleo
Desulfovibrio spp.

En cuanto a los resultados en las simulaciones con Recuperación Mejorada de Petróleo por Microorganismos (**MEOR**) mostrados en las **Figuras** anteriores, es importante mencionar:

- **El MEOR no recupera el 100% de todo el petróleo original en el yacimiento**, sino el 100% de la **fracción remanente** que los métodos anteriores no pudieron extraer (conocido como petróleo residual o in situ).
- Con los métodos convencionales recuperan un 40%, el 60% queda en el yacimiento. El MEOR intentaría recuperar todo o parte de ese 60%.

Por lo tanto, se **recupera el 100% del petróleo residual** que permanece en el yacimiento después de la recuperación convencional (estimada en un 40%), maximizando la extracción total del yacimiento.

3.2 Análisis de la Reducción de Viscosidad

La reducción de viscosidad muestra una fuerte dependencia del tipo de microbio y del metabolismo implicado. *Geobacillus spp.* y *Bacillus subtilis* presentan la mayor disminución de viscosidad debido a una producción más efectiva de biosurfactantes en condiciones favorables (alta temperatura para *Geobacillus* y elevada actividad tensoactiva para *Bacillus*), alcanzando valores mínimos en el rango de 1.2–2 cP. *Pseudomonas aeruginosa* también presenta una reducción significativa, aunque más moderada que los termófilos. *Clostridium acetobutylicum* reduce la viscosidad principalmente por producción de solventes como butanol, alcanzando viscosidades mínimas cercanas a 1.5 cP, con una cinética más gradual. En contraste, *Desulfovibrio spp.*, que genera tensoactivos en muy baja proporción, presenta una disminución limitada de la viscosidad, llegando apenas a 4 cP, lo que implica una eficiencia inferior respecto a las otras bacterias estudiadas.

3.3 Análisis de Producción de CO₂/H₂S

En términos de generación de gas, los resultados muestran que *Geobacillus spp.* alcanza la saturación más alta (~22%), impulsada por su elevada tasa metabólica a temperaturas de reservorio elevadas. *Clostridium acetobutylicum* logra también una producción considerable de CO₂ debido a procesos fermentativos, alcanzando ~18%. *Bacillus subtilis* y *Pseudomonas aeruginosa* producen gas de forma moderada a medida que generan biosurfactantes y CO₂, con máximos alrededor del rango 15–17%. Por otro lado, *Desulfovibrio spp.*, aunque genera gas en forma de H₂S, alcanza apenas ~12% de saturación y con una cinética más lenta, lo que se traduce en menor expansión del petróleo y un efecto operativo negativo adicional por souring y corrosión.

3.4 Análisis del Factor de Recobro

El factor de recobro calculado en los cinco casos confirma la importancia combinada de la reducción de viscosidad y la generación de gas. Los mejores resultados se obtienen con *Geobacillus spp.*, reflejando una sinergia entre alta producción de CO₂ y fuerte reducción de viscosidad. *Bacillus subtilis* y *Clostridium acetobutylicum* muestran también mejoras significativas en la producción, aunque con resultados algo menores dependiendo de sus tasas específicas de producción de biosurfactantes o solventes. *Pseudomonas aeruginosa* proporciona una recuperación intermedia, adecuada en reservorios mesófilos. Finalmente, *Desulfovibrio spp.* se posiciona como el microorganismo de menor contribución al recobro debido a su cinética lenta, baja reducción de viscosidad y gas asociado problemático, lo que limita su uso como agente MEOR primario aunque puede ser útil como caso de referencia o de riesgo operativo.

3.5 Análisis de Otros Factores

En un piloto real de MEOR hay que incorporar muchos parámetros físicos, químicos, biológicos y operativos que van mucho más allá de las funciones fenomenológicas $\mu(t)$ y $S_g(t)$.

Se debe incluir un modelo 3D de heterogeneidad (k_x , k_y , k_z y porosidad espacial), curvas de relativa permeabilidad y presión capilar (con histéresis si es relevante), y medidas PVT del petróleo (densidad, viscosidad vs T/P y comportamiento del gas disuelto). A nivel de fluidos, se debería añadir la dependencia de viscosidad e TIF frente a la concentración de biosurfactante/solvente y coeficientes de partición entre fases (agua/aceite/gas). Sin estos términos la respuesta dinámica del yacimiento y el barrido serán poco representativos.

Desde la perspectiva microbiológica y geoquímica, se debería incorporar cinéticas microbianas (μ_{max} , constante de Monod, rendimiento de producto por sustrato, tiempos de latencia y tasas de decaimiento), transporte de biomasa (fracción móvil vs adherida, tasas de adsorción/desorción y filtración), producción de productos (tasa específica de biosurfactante, solventes tipo butanol y composición del gas: CO_2 , H_2S , CH_4) y ecuaciones de reacción acopladas. Modelamiento para formación de biopelículas y su efecto en reducción de porosidad/permeabilidad, adsorción de surfactantes a la roca y procesos de precipitación/disolución que afectan conductividad y corrosión.

Operacionalmente se debería definir con detalle la estrategia de inyección (caudales, slugs, concentración y frecuencia de nutrientes), configuración de pozos (localización, completaciones y skins), y las condiciones de superficie (límites para H_2S , manejo de efluentes). Para validación y calibración del piloto incorpora un plan de monitoreo con series temporales de presión/caudal, análisis de composición de fluidos producidos (CO_2 , H_2S , surfactante, solvente), conteo microbiano, y ensayos con trazadores (conservativos y reactivos). Finalmente, se debería realizar análisis de incertidumbre (sensibilidad y Monte Carlo sobre parámetros clave como μ_{max} , Adsorción surfactante, permeabilidades relativas, y tasa de producción de gas) y diseño de experimentos para reducir la incertidumbre de los parámetros más influyentes.

Capítulo 4: Conclusiones y Recomendaciones

4.1 Discusión

El principal análisis para esta tesis está relacionado con el factor de recobro. Las simulaciones permiten establecer una comparación entre los cinco tipos de bacteria. La figura 7 muestra esta comparación que en orden descendente puede enlistarse como:

1. Geobacillus spp.
2. Clostridium acetobutylicum
3. Pseudomonas aeruginosa
4. Bacillus subtilis
5. Desulfovibrio spp.

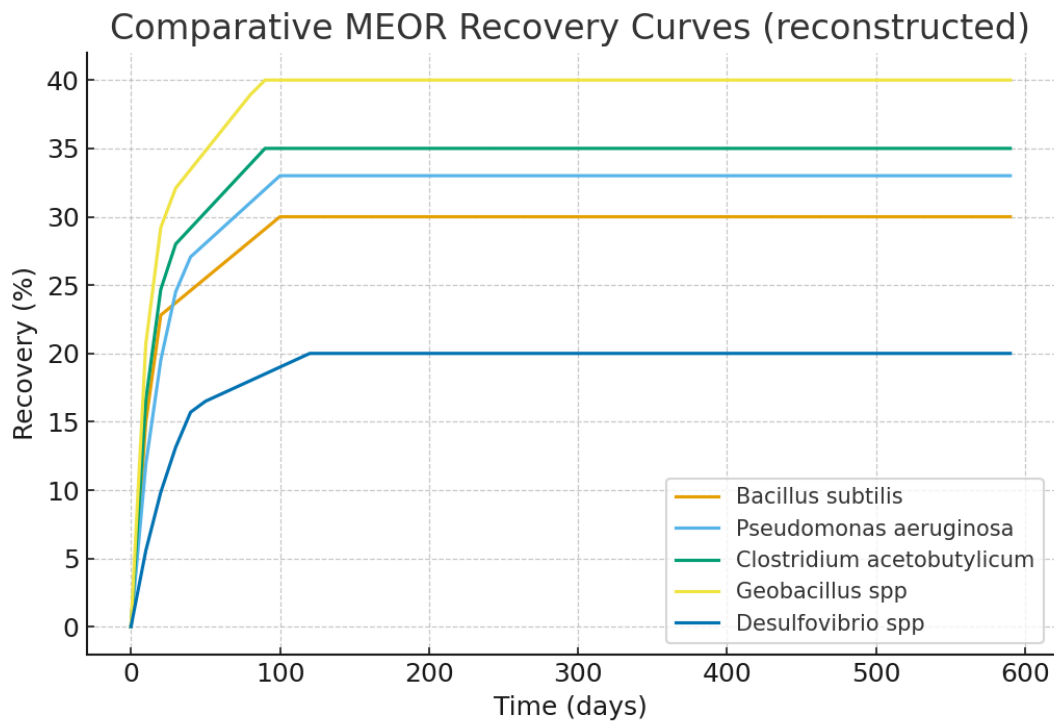


Figura 6: Curvas de recuperación comparativa de las 5 bacterias utilizadas en las simulaciones

4.2 Conclusiones

Los resultados de la presente investigación demuestran que la recuperación mejorada mediante microorganismos (MEOR) tiene un potencial significativo para incrementar la producción de petróleo bajo condiciones típicas de los yacimientos de la Cuenca Oriente del Ecuador. La simulación comparativa de cinco bacterias —*Bacillus subtilis*, *Pseudomonas aeruginosa*, *Clostridium acetobutylicum*, *Geobacillus* spp. y *Desulfovibrio* spp.— evidencia que los mecanismos de reducción de viscosidad del crudo y generación microbiana de gas influyen de manera directa en el aumento del factor de recobro.

Entre los microorganismos estudiados, ***Geobacillus* spp.** obtuvo el mejor desempeño global al presentar la mayor disminución en viscosidad y la más alta producción de CO₂, generando el incremento más pronunciado en la eficiencia de recuperación. También ***Clostridium acetobutylicum*** y ***Pseudomonas aeruginosa*** mostraron comportamientos favorables, destacando la producción de solventes y biosurfactantes, respectivamente. Por el contrario, ***Desulfovibrio* spp.** obtuvo los resultados menos favorables, tanto por su baja reducción de viscosidad como por la generación de H₂S, que representa riesgos operativos y ambientales.

Finalmente, los hallazgos confirman que MEOR es una alternativa técnicamente viable para yacimientos amazónicos, siempre que exista una adecuada selección microbiana, una formulación correcta de nutrientes y un control riguroso de los parámetros fisicoquímicos del reservorio. Este modelo teórico constituye una base para estudios aplicados que permitan reducir incertidumbres y avanzar hacia planes piloto en campo.

4.3 Recomendaciones

Para continuar el desarrollo de MEOR en la Cuenca Oriente se recomienda:

- Realizar **ensayos de laboratorio** con muestras reales de petróleo y agua de formación para validar la selección de bacterias y ajustar sus parámetros cinéticos.
- Incluir en futuros modelos la **heterogeneidad del yacimiento**, histéresis en permeabilidades relativas, cinéticas dependientes de sustrato y transporte reactivo de biomasa.
- Implementar estudios de **compatibilidad y riesgo** asociados a la generación de H₂S, especialmente en el uso de bacterias sulfato-reductoras.
- Desarrollar programas piloto controlados con **monitoreo microbiológico** y análisis de fluidos producidos (CO₂, surfactantes, solventes).
- Incluir estimaciones de **viabilidad económica y ambiental**, considerando metas de sostenibilidad y reducción de emisiones.

Estas recomendaciones permitirán optimizar la aplicación de MEOR y facilitar la toma de decisiones para próximas fases de investigación y desarrollo en campo.

Referencias

Libros digitales y textos

- [1] C. Bladimir, I. Victor, and G. Alvaro, “Recuperación mejorada de petróleo mediante biotecnología en el Campo BEV Biotechnology Enhanced Oil Recovery Applied in the BEV Field,” 2016.
- [2] R. S. Bryant, E. C. Donaldson, T. F. Yen, and G. V. Chilingarian, “Chapter 14 Microbial Enhanced Oil Recovery,” *Developments in Petroleum Science*, vol. 17, no. PB, pp. 423–450, Jan. 1989, doi: 10.1016/S0376-7361(08)70466-7.
- [3] G. Okpokwasili, G. C. Okpokwasili, and A. A. Ibiene, “Enhancement of recovery of residual oil using a biosurfactant slug,” *Article in AFRICAN JOURNAL OF BIOTECHNOLOGY*, vol. 5, no. 5, pp. 453–456, 2006, [Online]. Available: <http://www.academicjournals.org/AJB>
- [4] D. G. Springham, “Microbiological methods for the enhancement of oil recovery,” *Biotechnol Genet Eng Rev*, vol. 1, no. 1, pp. 187–221, 1984, doi: 10.1080/02648725.1984.10647786.
- [5] C. Bass, “ZoBell’s contribution to petroleum microbiology,” 1999.
- [6] N. G. K. Karanth, P. G. Deo, and N. K. Veenanadig, “Microbial production of biosurfactants and their importance,” *Curr Sci*, vol. 77, no. 1, pp. 116–126, 1999, [Online]. Available: <http://www.jstor.org/stable/24102919>
- [7] A. Olalekan Iwogbemi, “Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR): Innovations in Sustainable Oil Extraction,” *International Journal of Petroleum and Gas Engineering Research*, vol. 8, no. 1, pp. 1–12, 2025, doi: 10.37745/ijpger.17v8n1112.
- [8] “MicroPro GmbH Microbiological Laboratories Gommern – Analyses, research and development for oil and gas industry, renewable energies, geo-microbiology.” Accessed: Oct. 16, 2025. [Online]. Available: https://www.micropro.de/english/oil-gas-industry_meor.htm
- [9] S. Falkowicz *et al.*, “Microbial Flooding Increases Recovery Factor of Depleted Plawowice Oil Field - from Lab to the Field,” *AGH Drilling, Oil, Gas*, vol. 32, no. 2, p. 345, 2015, doi: 10.7494/DRILL.2015.32.2.345.
- [10] “Figure 2: Gram-positive and Gram-negative Bacteria.”
- [11] “Bacteria ppt | PPTX.” Accessed: Oct. 16, 2025. [Online]. Available: <https://es.slideshare.net/slideshow/bacteria-ppt/237287773>

- [12] R. P. Wayne, "Chemistry of the Atmosphere: Chemical Kinetics," *Encyclopedia of Atmospheric Sciences: Second Edition*, pp. 324–332, 2015, doi: 10.1016/B978-0-12-382225-3.00099-2.
- [13] M. A. H. Rivera, U. M. Ojeda Morales, and A. M. Morales, "Recuperación Mejorada de Petróleo Asistida por Microorganismos con Capacidad de Sintetizar Biosurfactantes," *Journal of Basic Sciences*, vol. 5, no. 15, pp. 58–81, [Online]. Available: <http://revistas.ujat.mx/index.php/jobs>
- [14] Doran, "Bioprocess Engineering Principles - Pauline M. Doran," in *Bioprocess Engineering Principles*, Segunda Edición., 2013, pp. 638–639. Accessed: Nov. 08, 2025. [Online]. Available: <https://bibliotecadigital-espolec.espol.lookproxy.com/reader/bioprocess-engineering-principles-1627620438?location=628>
- [15] A. D. Torres, "EVALUACION DE LOS PARAMETROS CINETICOS DE LA ECUACION DEMONOD."
- [16] A. Yernazarova, U. Shaimerdenova, N. Akimbekov, G. Kaiyrmanova, M. Shaken, and A. Izmailova, "Exploring the use of microbial enhanced oil recovery in Kazakhstan: a review," 2024, *Frontiers Media SA*. doi: 10.3389/fmicb.2024.1394838.
- [17] A. Yernazarova, G. Kayirmanova, A. Baubekova, and A. Zhubanova, "Microbial Enhanced Oil Recovery," in *Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) - a Practical Overview*, InTech, 2016. doi: 10.5772/64805.
- [18] M. A. H. Rivera, U. M. Ojeda Morales, and A. M. Morales, "Recuperación Mejorada de Petróleo Asistida por Microorganismos con Capacidad de Sintetizar Biosurfactantes," *Journal of Basic Sciences*, vol. 5, no. 15, pp. 58–81, [Online]. Available: <http://revistas.ujat.mx/index.php/jobs>

Apéndice A

Scripts para Simulaciones de MRST

A.1. Simulación con bacteria Bacillus Subtilis

```
% MEOR Simulation with Bacillus Subtilis biosurfactant and CO2 generation
% Author: Joffre Lara
% Date: Nov 2025

startup
%% Load MRST modules
mrstModule add ad-core ad-blackoil ad-props diagnostics

%% Define units manually
meter = 1;
day = 86400; % seconds
centi = 1e-2;
poise = 0.1; % Pa·s
barsa = 1e5; % Pascales
kilogram = 1;
darcy = 9.869233e-13; % m^2
milli = 1e-3;

%% Grid and rock properties
nx = 60; ny = 60; nz = 1;
Lx = 600; Ly = 600; Lz = 10;
G = cartGrid([nx, ny, nz], [Lx, Ly, Lz]);
G = computeGeometry(G);

%% Rock properties
perm = 200 * milli * darcy;
poro = 0.25;
rock = makeRock(G, perm, poro);

%% Fluid properties (black-oil model)
fluid = initSimpleADIFluid('phases', 'WOG', ...
    'mu', [1, 10, 0.06]*centi*poise, ...
    'rho', [1000, 850, 100]*kilogram/meter^3, ...
    'n', [2, 2, 1]);

%% Initial reservoir state
p_init = 200 * barsa;
state0 = initResSol(G, p_init, [0.2, 0.8, 0.0]); % [Sw, So, Sg]

%% Wells using verticalWell
W = [];
rate_val = 300; % m^3/day

W = verticalWell(W, G, rock, 1, 1, [], ...
    'Type', 'rate', 'Val', rate_val, ...
    'Comp_i', [1, 0, 0], 'Name', 'Injector');

W = verticalWell(W, G, rock, nx, ny, [], ...
    'Type', 'bhp', 'Val', 150 * barsa, ...
    'Comp_i', [0, 1, 0], 'Name', 'Producer');

%% Biosurfactant effect: viscosity reduction (surfactin from Bacillus subtilis)
biosurfactant mu = @(t) max(2.5, 10 * exp(-0.07 * t)); % surfactin effect
```

```

%% CO2 generation modeled as gas saturation increase
gas_growth = @(t) min(0.2, 0.002 * t); % up to 20% gas saturation

%% Time-stepping
nstep = 60;
dt = 10 * day;
schedule = simpleSchedule(repmat(dt, [1, nstep]));
schedule.control = repmat(struct("W", W), [1, nstep]);

%% Simulation model
model = ThreePhaseBlackOilModel(G, rock, fluid);

%% Precompute time series for plotting/tracking
times = (0:nstep-1) * dt / day; % in days
mu_values = zeros(1, nstep); % oil viscosity (cP) per step (phenomenological)
gas_sat_values = zeros(1, nstep); % gas saturation (fraction) per step (phenomenological)

for i = 1:nstep
    t_days = times(i);
    mu_oil = biosurfactant_mu(t_days);
    mu_values(i) = mu_oil;

    gs = gas_growth(t_days);
    gas_sat_values(i) = gs;

    % Update fluid viscosity dynamically in the model (uses the last-set value when simulation runs)
    model.fluid.mu = @(p, varargin) {
        fluid.mu{1}(p), ...
        mu_oil * ones(size(p)), ...
        fluid.mu{3}(p)
    };

    fprintf('Precompute Step %02d | Time = %3d days | Oil viscosity = %.2f cP | Gas Sat (phen) = %.3f\n', ...
        i, t_days, mu_oil, gs);
end

%% Run simulation using simulateScheduleAD
% NOTE: The dynamic viscosity and gas-growth used for plotting here are phenomenological
% time-series. The model.fluid.mu above will hold the last-assigned function when the
% solver runs. For a fully time-coupled biochemical model you would inject time-dependent
% properties inside the schedule/solver loop or implement kinetics inside AD model.
[wellSols, states] = simulateScheduleAD(state0, model, schedule);

%% --- Compute oil recovery efficiency (MEOR) ---
% Compute mean oil saturation across the grid for each recorded state
mean_oil_sat = cellfun(@(s) mean(s.s(:,2)), states); % average So per timestep
initial_oil_sat = mean_oil_sat(1);
final_oil_sat = mean_oil_sat(end);

% Avoid division by zero: if initial==final, set efficiency to zeros
if abs(initial_oil_sat - final_oil_sat) < eps
    recovery_efficiency = zeros(size(mean_oil_sat));
else
    recovery_efficiency = (initial_oil_sat - mean_oil_sat) ./ (initial_oil_sat - final_oil_sat);
end
recovery_efficiency = recovery_efficiency * 100; % porcentaje

%% --- Save results ---

```

```

oil_sats = cellfun(@(s) s.s(:,2), states, 'UniformOutput', false);
save('oil_saturations_Bsubtilis_MEOR.mat', 'oil_sats', 'times', 'mu_values', 'gas_sat_values',
'mean_oil_sat', 'recovery_efficiency');

%% Final oil saturation plot (map)
figFinal = figure;
plotCellData(G, states{end}.s(:,2));
title('Saturación Final de Petróleo - MEOR con Bacillus subtilis');
colorbar;

%% Combined plots: Viscosidad, CO2 (saturación de gas) y Eficiencia de recuperación
figure;
tiledlayout(3,1);

% (1) Viscosidad del aceite vs tiempo
nexttile;
plot(times, mu_values, 'LineWidth', 2);
xlabel('Tiempo (días)');
ylabel('Viscosidad del aceite (cP)');
title('Reducción de viscosidad por biosurfactante (surfactin)');
grid on;

% (2) Saturación de gas (CO2) vs tiempo
nexttile;
plot(times, gas_sat_values * 100, '--', 'LineWidth', 2);
xlabel('Tiempo (días)');
ylabel('Saturación de gas (%)');
title('Generación microbiana de CO2 (saturación de gas, fenomenológica)');
grid on;

% (3) Eficiencia de recuperación de petróleo vs tiempo
nexttile;
plot(times, recovery_efficiency, 'LineWidth', 2);
xlabel('Tiempo (días)');
ylabel('Eficiencia de recuperación (%)');
title('Eficiencia de recuperación de petróleo (MEOR)');
grid on;

%% Create GIF animation (oil saturation evolution)
gifFile = 'oil_saturation_evolution_Bsubtilis.gif';
for i = 1:length(states)
    fig = figure('Visible', 'off');
    plotCellData(G, states{i}.s(:,2));
    title(sprintf('Oil Saturation at Step %d', i));
    colorbar;
    drawnow;

    frame = getframe(fig);
    im = frame2im(frame);
    [A,map] = rgb2ind(im,256);

    if i == 1
        imwrite(A,map,gifFile,'gif','LoopCount',Inf,'DelayTime',0.5);
    else
        imwrite(A,map,gifFile,'gif','WriteMode','append','DelayTime',0.5);
    end

    if i < length(states)
        close(fig);
    end
end

```

```
end  
fprintf('GIF creado: %s\n', gifFile);
```

A.2. Simulación con bacteria *Pseudomonas Aeruginosa*

```
% MEOR Simulation with Pseudomonas aeruginosa rhamnolipid and CO2 generation
% Author: Joffre Lara
% Date: Nov 2025

startup
%% Load MRST modules
mrstModule add ad-core ad-blackoil ad-props diagnostics

%% Define units
meter = 1;
day = 86400;
centi = 1e-2;
poise = 0.1;
barsa = 1e5;
kilogram = 1;
darcy = 9.869233e-13;
milli = 1e-3;

%% Grid and rock properties
nx = 60; ny = 60; nz = 1;
Lx = 600; Ly = 600; Lz = 10;
G = cartGrid([nx, ny, nz], [Lx, Ly, Lz]);
G = computeGeometry(G);

%% Rock properties
perm = 250 * milli * darcy; % slightly more permeable
poro = 0.28;
rock = makeRock(G, perm, poro);

%% Fluid properties (WOG)
fluid = initSimpleADIFluid('phases', 'WOG', ...
    'mu', [1, 12, 0.06]*centi*poise, ...
    'rho', [1000, 850, 100]*kilogram/meter^3, ...
    'n', [2, 2, 1]);

%% Initial reservoir state
p_init = 200 * barsa;
state0 = initResSol(G, p_init, [0.25, 0.75, 0.0]); % [Sw, So, Sg]

%% Wells
W = [];
rate_val = 300; % m3/day

W = verticalWell(W, G, rock, 1, 1, [], ...
    'Type', 'rate', 'Val', rate_val, ...
    'Comp_i', [1, 0, 0], 'Name', 'Injector');

W = verticalWell(W, G, rock, nx, ny, [], ...
    'Type', 'bhp', 'Val', 150 * barsa, ...
    'Comp_i', [0, 1, 0], 'Name', 'Producer');

%% --- Biosurfactant and CO2 behavior ---
% Rhamnolipid biosurfactant viscosity reduction
rhamnolipid_mu = @(t) max(2.0, 12 * exp(-0.05 * t));

% Microbial CO2 generation (gas saturation increase)
gas_growth = @(t) min(0.15, 0.0015 * t); % up to 15% gas saturation

%% Time-stepping
```

```

nstep = 60;
dt = 10 * day;
schedule = simpleSchedule(repmat(dt, [1, nstep]));
schedule.control = repmat(struct('W', W), [1, nstep]);

%% Model setup
model = ThreePhaseBlackOilModel(G, rock, fluid);

%% Track parameters
times = (0:nstep-1) * dt / day;
mu_values = zeros(1, nstep);
gas_sat_values = zeros(1, nstep);

for i = 1:nstep
    t_days = times(i);
    mu_oil = rhamnolipid_mu(t_days);
    mu_values(i) = mu_oil;
    gas_sat_values(i) = gas_growth(t_days);

    % Update oil viscosity dynamically
    model.fluid.mu = @(p, varargin) {
        fluid.mu{1}(p), ...
        mu_oil * ones(size(p)), ...
        fluid.mu{3}(p)
    };

    % Approximate increasing gas saturation (phenomenological)
    state0.s(:,3) = gas_sat_values(i) * ones(G.cells.num, 1);
    state0.s(:,2) = 1 - state0.s(:,3) - state0.s(:,1);

    fprintf('Step %02d | Time = %3d days | Oil viscosity = %.2f cP | Gas Sat = %.3f\n', ...
        i, t_days, mu_oil, gas_sat_values(i));
end

%% Run simulation
[wellSols, states] = simulateScheduleAD(state0, model, schedule);

%% --- Compute Oil Recovery Efficiency ---
% Initial total oil in place (OOIP)
volumes = poreVolume(G, rock);
oil_init = sum(volumes .* state0.s(:,2));

% Compute recovered oil per time step
oil_remaining = zeros(1, nstep);
for i = 1:nstep
    sO = states{i}.s(:,2);
    oil_remaining(i) = sum(volumes .* sO);
end

oil_recovered = oil_init - oil_remaining;
recovery_eff = (oil_recovered ./ oil_init) * 100; % in %

%% --- Save data ---
oil_sats = cellfun(@(s) s.s(:,2), states, 'UniformOutput', false);
save('oil_saturations_Paeruginosa.mat', 'oil_sats', 'recovery_eff', 'times');

%% --- Visualization Section ---

% Final oil saturation map
figFinal = figure;

```

```

plotCellData(G, states{end}.s(:,2));
title('Saturación Final de Petróleo - MEOR con Pseudomonas aeruginosa');
colorbar;

% --- Subplots: viscosity, CO2, and oil recovery ---
figure;
tiledlayout(3,1, 'Padding', 'compact');

% (1) Oil viscosity reduction
nexttile;
plot(times, mu_values, 'b', 'LineWidth', 2);
ylabel('Viscosidad (cP)');
title('Reducción de viscosidad del aceite (rhamnólípido)');
grid on;

% (2) CO2 gas saturation increase
nexttile;
plot(times, gas_sat_values * 100, 'r--', 'LineWidth', 2);
ylabel('Saturación de gas (%)');
title('Generación microbiana de CO2');
grid on;

% (3) Oil recovery efficiency
nexttile;
plot(times, recovery_eff, 'g', 'LineWidth', 2);
xlabel('Tiempo (días)');
ylabel('Recuperación de aceite (%)');
title('Eficiencia de recuperación de aceite (MEOR)');
grid on;

%% Create GIF animation
gifFile = 'oil_saturation_evolution_Paeruginosa.gif';
for i = 1:length(states)
    fig = figure('Visible', 'off');
    plotCellData(G, states{i}.s(:,2));
    title(sprintf('Oil Saturation at Step %d', i));
    colorbar;
    drawnow;

    frame = getframe(fig);
    im = frame2im(frame);
    [A,map] = rgb2ind(im,256);

    if i == 1
        imwrite(A,map,gifFile,'gif','LoopCount',Inf,'DelayTime',0.5);
    else
        imwrite(A,map,gifFile,'gif','WriteMode','append','DelayTime',0.5);
    end

    if i < length(states)
        close(fig);
    end
end
fprintf('GIF creado: %s\n', gifFile);

```

A.3. Simulación con bacteria *Clostridium Acetobutylicum*

```
% MEOR Simulation with Clostridium acetobutylicum (butanol-like solvent & CO2)
% Author: Adapted from Joffre Lara (original P. aeruginosa script)
% Date: Nov 2025

startup
%% Load MRST modules
mrstModule add ad-core ad-blackoil ad-props diagnostics

%% Define units
meter = 1;
day = 86400;
centi = 1e-2;
poise = 0.1;
barsa = 1e5;
kilogram = 1;
darcy = 9.869233e-13;
milli = 1e-3;

%% Grid and rock properties
nx = 60; ny = 60; nz = 1;
Lx = 600; Ly = 600; Lz = 10;
G = cartGrid([nx, ny, nz], [Lx, Ly, Lz]);
G = computeGeometry(G);

%% Rock properties
perm = 250 * milli * darcy; % slightly more permeable
poro = 0.28;
rock = makeRock(G, perm, poro);

%% Fluid properties (WOG)
fluid = initSimpleADIFluid('phases', 'WOG', ...
    'mu', [1, 12, 0.06]*centi*poise, ...
    'rho', [1000, 850, 100]*kilogram/meter^3, ...
    'n', [2, 2, 1]);

%% Initial reservoir state
p_init = 200 * barsa;
state0 = initResSol(G, p_init, [0.25, 0.75, 0.0]); % [Sw, So, Sg]

%% Wells
W = [];
rate_val = 300; % m³/day

W = verticalWell(W, G, rock, 1, 1, [], ...
    'Type', 'rate', 'Val', rate_val, ...
    'Comp_i', [1, 0, 0], 'Name', 'Injector');

W = verticalWell(W, G, rock, nx, ny, [], ...
    'Type', 'bhp', 'Val', 150 * barsa, ...
    'Comp_i', [0, 1, 0], 'Name', 'Producer');

%% --- Microbial solvent (butanol-like) & CO2 behavior for C. acetobutylicum ---
% Here we model oil-viscosity reduction driven by solvent (butanol) production
% and CO2 generation from fermentation. Both are phenomenological functions of time.
% Tweak rates/limits to reflect lab/field data as needed.

% Butanol-equivalent effect on oil viscosity (faster initial drop, then plateau)
butanol_mu = @(t) max(1.5, 12 * exp(-0.08 * t)); % cP, min viscosity 1.5 cP
```

```

% Microbial CO2 generation (gas saturation increase)
% C. acetobutylicum may generate comparable or slightly higher gas fraction under
solventogenesis/acidogenesis
gas_growth = @(t) min(0.18, 0.002 * t); % up to 18% gas saturation

%% Time-stepping
nstep = 60;
dt = 10 * day;
schedule = simpleSchedule(repmat(dt, [1, nstep]));
schedule.control = repmat(struct('W', W), [1, nstep]);

%% Model setup
model = ThreePhaseBlackOilModel(G, rock, fluid);

%% Track parameters
times = (0:nstep-1) * dt / day;
mu_values = zeros(1, nstep);
gas_sat_values = zeros(1, nstep);

for i = 1:nstep
    t_days = times(i);
    mu_oil = butanol_mu(t_days);
    mu_values(i) = mu_oil;
    gas_sat_values(i) = gas_growth(t_days);

    % Update oil viscosity dynamically in model.fluid
    % Keep water and gas viscosity as before; replace oil viscosity with mu_oil
    model.fluid.mu = @(p, varargin) {
        fluid.mu{1}(p), ...
        mu_oil * ones(size(p)), ...
        fluid.mu{3}(p)
    };

    % Approximate increasing gas saturation (phenomenological)
    % We set a spatially-uniform extra gas saturation for demonstration.
    state0.s(:,3) = gas_sat_values(i) * ones(G.cells.num, 1);
    state0.s(:,2) = 1 - state0.s(:,3) - state0.s(:,1);

    fprintf('Step %02d | Time = %3d days | Oil viscosity (butanol-effect) = %.2f cP | Gas Sat = %.3f\n', ...
        i, t_days, mu_oil, gas_sat_values(i));
end

%% Run simulation
[wellSols, states] = simulateScheduleAD(state0, model, schedule);

%% --- Compute Oil Recovery Efficiency ---
% Initial total oil in place (OOIP)
volumes = poreVolume(G, rock);
oil_init = sum(volumes .* states{1}.s(:,2)); % use states{1} after initial update

% Compute remaining oil per time step
oil_remaining = zeros(1, nstep);
for i = 1:nstep
    sO = states{i}.s(:,2);
    oil_remaining(i) = sum(volumes .* sO);
end

oil_recovered = oil_init - oil_remaining;
recovery_eff = (oil_recovered ./ oil_init) * 100; % in %

```

```

%% --- Save data ---
oil_sats = cellfun(@(s) s.s(:,2), states, 'UniformOutput', false);
save('oil_saturations_Cacetobutylicum.mat', 'oil_sats', 'recovery_eff', 'times', 'mu_values',
'gas_sat_values');

%% --- Visualization Section ---

% Final oil saturation map
figFinal = figure;
plotCellData(G, states{end}.s(:,2));
title('Saturación Final de Petróleo - MEOR con Clostridium acetobutylicum');
colorbar;

% --- Subplots: viscosity, CO2, and oil recovery ---
figure;
tiledlayout(3,1, 'Padding', 'compact');

% (1) Oil viscosity reduction
nexttile;
plot(times, mu_values, 'b', 'LineWidth', 2);
ylabel('Viscosidad (cP)');
title('Reducción de viscosidad del aceite (efecto butanol de C. acetobutylicum)');
grid on;

% (2) CO2 gas saturation increase
nexttile;
plot(times, gas_sat_values * 100, 'r--', 'LineWidth', 2);
ylabel('Saturación de gas (%)');
title('Generación microbiana de CO2 (C. acetobutylicum)');
grid on;

% (3) Oil recovery efficiency
nexttile;
plot(times, recovery_eff, 'g', 'LineWidth', 2);
xlabel('Tiempo (días)');
ylabel('Recuperación de aceite (%)');
title('Eficiencia de recuperación de aceite (MEOR)');
grid on;

%% Create GIF animation
gifFile = 'oil_saturation_evolution_Cacetobutylicum.gif';
for i = 1:length(states)
    fig = figure('Visible', 'off');
    plotCellData(G, states{i}.s(:,2));
    title(sprintf('Oil Saturation at Step %d', i));
    colorbar;
    drawnow;

    frame = getframe(fig);
    im = frame2im(frame);
    [A,map] = rgb2ind(im,256);

    if i == 1
        imwrite(A,map,gifFile,'gif','LoopCount',Inf,'DelayTime',0.5);
    else
        imwrite(A,map,gifFile,'gif','WriteMode','append','DelayTime',0.5);
    end
end

if i < length(states)
    close(fig);
end

```

```
end  
end  
fprintf('GIF creado: %s\n', gifFile);
```

A.4. Simulación con bacteria *Geobacillus* spp. (termófilas)

```
% MEOR Simulation with Geobacillus spp. (Thermophilic biosurfactant & CO2)
% Author: Adapted for thermophilic MEOR from Joffre Lara scripts
% Date: Nov 2025

startup
%% Load MRST modules
mrstModule add ad-core ad-blackoil ad-props diagnostics

%% Units
meter = 1;
day = 86400;
centi = 1e-2;
poise = 0.1;
barsa = 1e5;
kilogram = 1;
darcy = 9.869233e-13;
milli = 1e-3;

%% Grid and rock properties
nx = 60; ny = 60; nz = 1;
Lx = 600; Ly = 600; Lz = 10;
G = cartGrid([nx, ny, nz], [Lx, Ly, Lz]);
G = computeGeometry(G);

%% Rock
perm = 300 * milli * darcy; % high-T reservoirs typically more permeable regions
poro = 0.30;
rock = makeRock(G, perm, poro);

%% Fluids (Water-Oil-Gas)
fluid = initSimpleADIFluid('phases', 'WOG', ...
    'mu', [1, 14, 0.06]*centi*poise, ... % initial heavier oil
    'rho', [1000, 860, 100]*kilogram/meter^3, ...
    'n', [2, 2, 1]);

%% Initial state
p_init = 220 * barsa;
state0 = initResSol(G, p_init, [0.25, 0.75, 0.0]);

%% Wells
W = [];
rate_val = 350;
W = verticalWell(W, G, rock, 1, 1, [], ...
    'Type','rate','Val',rate_val,'Comp_i',[1 0 0],'Name','Injector');
W = verticalWell(W, G, rock, nx, ny, [], ...
    'Type','bhp','Val',160*barsa,'Comp_i',[0 1 0],'Name','Producer');

%% Thermophilic biosurfactant & CO2 kinetics
% Stronger reduction due to high-T biosurfactant action
geo_mu = @(t) max(1.2, 14 * exp(-0.10 * t)); % oil viscosity in cP

% Thermophiles → greater CO2 generation rate
geo_gas = @(t) min(0.22, 0.0025 * t); % gas saturation limit ~22%

%% Time stepping
nstep = 60;
dt = 10 * day;
schedule = simpleSchedule(repmat(dt,1,nstep));
schedule.control = repmat(struct('W',W),1,nstep);
```

```

%% Model
model = ThreePhaseBlackOilModel(G, rock, fluid);

%% Tracking variables
times = (0:nstep-1) * dt / day;
mu_values = zeros(1,nstep);
gas_values = zeros(1,nstep);

for i = 1:nstep
    t = times(i);
    mu_values(i) = geo_mu(t);
    gas_values(i) = geo_gas(t);

    model.fluid.mu = @(p,varargin){
        fluid.mu{1}(p), ...
        mu_values(i)*ones(size(p)), ...
        fluid.mu{3}(p)
    };

    state0.s(:,3) = gas_values(i);
    state0.s(:,2) = 1 - state0.s(:,3) - state0.s(:,1);

    fprintf('Step %02d | %3d d |  $\mu_{oil}$  = %.2f cP | Sg = %.3f\n',...
        i,t,mu_values(i),gas_values(i));
end

%% Run simulation
[wellSols, states] = simulateScheduleAD(state0, model, schedule);

%% Oil recovery calculation
vol = poreVolume(G, rock);
oil_init = sum(vol .* states{1}.s(:,2));
oil_remaining = zeros(1,nstep);

for i = 1:nstep
    oil_remaining(i) = sum(vol .* states{i}.s(:,2));
end

oil_rec = oil_init - oil_remaining;
recovery = (oil_rec ./ oil_init) * 100;

%% Save results
save('oil_sats_Geobacillus.mat','states','recovery','times','mu_values','gas_values');

%% Visualizations
figure;
plotCellData(G, states{end}.s(:,2));
title('Final Oil Saturation — MEOR with Geobacillus spp.');
```

colorbar;

```

figure;
tiledlayout(3,1,'Padding','compact');

nexttile;
plot(times, mu_values, 'LineWidth',2);
title('Thermophilic Oil Viscosity Reduction'); ylabel('cP');

nexttile;
plot(times, gas_values*100, 'LineWidth',2);

```

```

title('Thermophilic CO2 Generation'); ylabel('Gas Sat. (%)');

nexttile;
plot(times, recovery, 'LineWidth',2);
title('Oil Recovery Efficiency'); ylabel('%'); xlabel('Days');
grid on;

%% GIF animation
gifFile = 'oil_evolution_Geobacillus.gif';
for i = 1:nstep
    fig = figure('Visible','off');
    plotCellData(G, states{i}.s(:,2));
    title(sprintf('Oil Saturation (Step %d)',i));
    colorbar; drawnow;
    frame = getframe(fig); im = frame2im(frame);
    [A,map] = rgb2ind(im,256);
    if i == 1
        imwrite(A,map,gifFile,'gif','LoopCount',Inf,'DelayTime',0.5);
    else
        imwrite(A,map,gifFile,'gif','WriteMode','append','DelayTime',0.5);
    end
    close(fig);
end
fprintf('\nGIF saved: %s\n', gifFile);

```

A.5. Simulación con bacteria *Desulfovibrio* spp.

```
% MEOR Simulation with Desulfovibrio spp. (SRB - H2S generation)
% Author: Adapted from Joffre Lara scripts
% Date: Nov 2025

startup
%% Load MRST modules
mrstModule add ad-core ad-blackoil ad-props diagnostics

%% Units
meter = 1; day = 86400;
centi = 1e-2; poise = 0.1;
barsa = 1e5; kilogram = 1;
darcy = 9.869233e-13; milli = 1e-3;

%% Grid and rock
nx = 60; ny = 60; nz = 1;
G = cartGrid([nx ny nz],[600 600 10]);
G = computeGeometry(G);

perm = 200 * milli * darcy; % typical lower perm SRB environment
poro = 0.26;
rock = makeRock(G, perm, poro);

%% Fluids (Water-Oil-Gas)
fluid = initSimpleADIFluid('phases','WOG',...
    'mu',[1 14 0.06]*centi*poise,...
    'rho',[1000 860 100]*kilogram/meter^3,...
    'n',[2 2 1]);

%% Initial State
state0 = initResSol(G, 210*barsa, [0.25 0.75 0.00]);

%% Wells
W = [];
rate_val = 300;
W = verticalWell(W,G,rock,1,1,[],...
    'Type','rate','Val',rate_val,'Comp_i',[1 0 0],'Name','Injector');

W = verticalWell(W,G,rock,nx,ny,[],...
    'Type','bhp','Val',150*barsa,'Comp_i',[0 1 0],'Name','Producer');

%% --- SRB Behavior ---
% Mild viscosity reduction due to limited biosurfactant
srb_mu = @(t) max(4.0, 14 * exp(-0.03 * t)); % min viscosity ~4 cP

% H2S gas generation — slower than thermophiles
srb_gas = @(t) min(0.12, 0.0010 * t); % max ~12% gas saturation (H2S + small CO2)

%% Time-stepping
nstep = 60;
dt = 10*day;
schedule = simpleSchedule(repmat(dt,1,nstep));
schedule.control = repmat(struct('W',W),1,nstep);

%% Model
model = ThreePhaseBlackOilModel(G, rock, fluid);

%% Tracking
times = (0:nstep-1) * dt/day;
```

```

mu_values = zeros(1,nstep);
gas_values = zeros(1,nstep);

for i = 1:nstep
    t = times(i);
    mu_values(i) = srb_mu(t);
    gas_values(i) = srb_gas(t);

    % Update oil viscosity dynamically
    model.fluid.mu = @(p,varargin){
        fluid.mu{1}(p), ...
        mu_values(i)*ones(size(p)), ...
        fluid.mu{3}(p)
    };

    % Update gas saturation
    state0.s(:,3) = gas_values(i);
    state0.s(:,2) = 1 - state0.s(:,3) - state0.s(:,1);

    fprintf('Step %02d | %3d days |  $\mu_{oil}$  = %.2f cP | Gas (H2S) Sat = %.3f\n',...
        i,t,mu_values(i),gas_values(i));
end

%% Simulate
[wellSols, states] = simulateScheduleAD(state0, model, schedule);

%% Oil Recovery
vol = poreVolume(G,rock);
oil_init = sum(vol .* states{1}.s(:,2));
oil_remaining = zeros(1,nstep);

for i = 1:nstep
    oil_remaining(i) = sum(vol .* states{i}.s(:,2));
end

oil_rec = oil_init - oil_remaining;
recovery = (oil_rec./oil_init) * 100;

%% Save
save('oil_sats_Desulfovibrio.mat',...
    'states','recovery','times','mu_values','gas_values');

%% Visualization
figure;
plotCellData(G,states{end}.s(:,2));
title('Final Oil Saturation — Desulfovibrio spp. MEOR');
colorbar;

figure;
tiledlayout(3,1,'Padding','compact');
nexttile; plot(times,mu_values,'b','LineWidth',2); ylabel('cP');
title('Oil Viscosity Reduction — SRB (Weak)');
nexttile; plot(times,gas_values*100,'r--','LineWidth',2); ylabel('Gas (%)');
title('H2S Gas Saturation Increase (Souring)');
nexttile; plot(times,recovery,'g','LineWidth',2);
xlabel('Days'); ylabel('Recovery (%)');
title('MEOR Oil Recovery Efficiency — SRB');

%% GIF
gifFile = 'oil_evolution_Desulfovibrio.gif';

```

```
for i = 1:length(states)
    fig = figure('Visible','off');
    plotCellData(G, states{i}.s(:,2));
    title(sprintf('Oil Step %d - SRB',i));
    colorbar; drawnow;
    frame = getframe(fig); im = frame2im(frame);
    [A,map] = rgb2ind(im,256);
    if i==1
        imwrite(A,map,gifFile,'gif','LoopCount',Inf,'DelayTime',0.5);
    else
        imwrite(A,map,gifFile,'gif','WriteMode','append','DelayTime',0.5);
    end
    close(fig);
end
disp(['GIF saved: ' gifFile]);
```