

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**Desarrollo de algoritmo para la selección óptima y estandarizada
de métodos de EOR utilizando el lenguaje de programación Python**

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

Magíster en Petróleo

Presentado por:

Leopoldo Guillermo Medina Cáceres

Ronny David Morales García

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2023

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico, a mi madre
que ha sido mi mayor inspiración y
apoyo para continuar con mis estudios y
fuente de mi razón de ser. A mi esposa
que me da la fortaleza de seguir
adelante, de no rendirme y quien me
acompaña día a día con amor y
dedicación. A mis hermanos que me
guían con su ejemplo y aconsejan con
su experiencia.

Ronny David Morales García

DEDICATORIA

Dedicó este proyecto a Dios por
haberme permitido lograr este propósito,
a mi familia y seres queridos por
siempre brindarme su apoyo y
confianza.

Leopoldo Guillermo Medina Cáceres

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi madre por brindarme la herencia del estudio, a mi esposa por el de apoyo incondicional y a mis hermanos que me ayudaron en distintas situaciones a lo largo de mis estudios.

Y un agradecimiento en general a todos mis maestros de posgrado, quienes han dedicado parte de su vida para darme la mejor formación, en especial a los maestros Andrés Guzmán y Jorge Mendoza que nos brindaron sus conocimientos y experiencia para poder avanzar en nuestro proyecto.

Ronny David Morales García

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a mi familia quienes siempre han sido mi soporte y fuerza en todo momento.

Leopoldo Guillermo Medina Cáceres

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Leopoldo Guillermo Medina Cáceres* y *Ronny David Morales García* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Leopoldo Guillermo
Medina Cáceres

Ronny David Morales
García

EVALUADORES

Javier Sagnay

PROFESOR DE LA MATERIA

Freddy Carrión

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

En la actualidad existen diversas opciones al momento de escoger técnicas de recuperación mejorada (EOR) para aplicarlas en reservorios maduros, por ende, es necesario que los ingenieros cuenten con un programa que les permita seleccionar y filtrar de un modo ágil y eficiente las más idóneas de entre todas las alternativas.

Este objetivo se lo solventa mediante una investigación bibliográfica de diversos trabajos y estudios alrededor del mundo donde se aplicaron y conocieron los factores y parámetros que influyen en la eficacia de las técnicas cuando son implementadas en el campo, además de los beneficios que cada una de ellas ofrece. Adicionalmente se utilizó el lenguaje de programación Python para desarrollar un programa de código abierto que permita a nuevos colaboradores mejorar el producto en caso de ser necesario. Dando como resultado una aplicación web que permita seleccionar (screening) técnicas EOR para distintos casos de estudio, cada uno con distintos parámetros y rangos de idoneidad basados en una escala de puntuación que selecciona a el (los) mejor(es) y los ordena del más al menos óptimo.

Finalmente se presentó el funcionamiento del mismo mediante datos reales de un campo en la Amazonía ecuatoriana permitiendo seleccionar la mejor técnica en cuestión de segundos con técnicas actualizadas hasta la fecha de presentación de este proyecto.

Palabras Clave: EOR, Python, Recuperación Mejorada de Petróleo, Algoritmo de selección.

ABSTRACT

Currently, there are several options when it comes to recovering improvement techniques (EOR) to apply them in mature reservoirs, therefore, it is necessary for engineers to have a program that allows them to select and filter in an agile and efficient way the most suitable ones. among all the alternatives.

This objective is solved through a bibliographical investigation of various works and studies around the world where the factors and parameters that influence the effectiveness of the techniques when implemented in the field were applied and known, in addition to the benefits that each one of them offers. offers. Additionally, the Python software was added to create the free access code that allows the user to edit it at their convenience and even update it, if necessary, over time.

Resulting in an updated software of EOR techniques that had a database of twenty-four methods, each one with different parameters and suitability ranges based on a scoring scale that selects the best(s) and orders them. from most to least optimal.

Finally, its operation was presented using real data from a field in the Ecuadorian Amazon, allowing the best technique to be selected in a matter of seconds with techniques updated up to the date of presentation of this project.

Keywords: *EOR, Python, Enhanced Oil Recovery, Selection algorithm.*

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES	7
RESUMEN	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	V
SIMBOLOGÍA.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABLAS	VIII
CAPÍTULO 1	11
1.1 Introducción.....	11
1.2 Descripción del problema.....	12
1.3 Justificación del problema.....	13
1.4 Objetivos	13
1.4.1 Objetivo General.....	13
1.4.2 Objetivos Específicos	14
1.5 Marco teórico	15
1.5.1 Conceptos generales.....	15
1.5.2 Revisión bibliográfica.....	31
2.1 Metodología	59

2.1.1 Características de la Investigación.....	59
2.2 Diseño de producto	60
2.3 Formulación de alternativas	61
2.4 Descripción y selección de alternativa	61
2.5 Selección de la mejor alternativa de técnicas de EOR.....	62
CAPÍTULO 3	64
3.1 Resultados y análisis.....	64
3.1.1 Resultados bibliográficos	64
3.3 Código en software Python	114
3.4 Resultado de caso real mediante ingreso de valores promedio.....	117
3.5 Resultado de caso real mediante carga de archivo LAS.....	120
CAPÍTULO 4	121
4. Conclusiones Y Recomendaciones.....	123
4.1 Conclusiones.....	123
4.2 Recomendaciones	124
BIBLIOGRAFÍA	126

ABREVIATURAS

AAPG Asociación Americana de Geólogos Petroleros

API American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)

ASP Alkali Surfactant Polymer

CAPRI Cyclic Air Injection with Production of Residues and Incremental Oil

EOR Enhanced Oil Recovery (Recuperación Mejorada de Petróleo)

ESPOL Escuela Superior Politécnica del Litoral

FR Factor de Recobro

HPHT High Pressure High Temperature (Alta Presión y Alta Temperatura)

MEOR Microorganism Enhanced Oil Recovery

MP Micella Polymer

PCA Phase Change Agents

PIB Producto Interno Bruto

SAGD Steam Assisted Gravity Drainage

SP Surfactant Polymer

SSI Smart Surfactant Injection

THAI Toe-to-Heel Air Injection

WAG Water Alternating Gas

SIMBOLOGÍA

°F Grados Fahrenheit

°C Grados Celsius

BPPD Barriles de petróleo por día

C Carbono

Ca Calcio

cm centímetro

cP centipoise

ft pies

g gramos

H Hidrógeno

m metros

mD milidarcys

N Nitrógeno

O Oxígeno

psi Libra por pulgada cuadrada

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 3.1 Gráfico de idoneidad de métodos EOR para valores ingresados manualmente. (Medina y Morales, 2023).....	117
Ilustración 3.2 Valores filtrados de archivo anónimo LAS. (Medina y Morales, 2023)	118
Ilustración 3.3 Gráfico de idoneidad de métodos EOR para carga de archivo LAS. (Medina y Morales, 2023).....	118

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Parámetros ideales de funcionamiento de la Combustión in Situ. (Medina y Morales, 2023)	65
Tabla 3.2 Parámetros ideales de funcionamiento de la Combustión in Situ - THAI. (Medina y Morales, 2023).....	66
Tabla 3.3 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de vapor. (Medina y Morales, 2023)	67
Tabla 3.4 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de vapor Huff & Puff. (Medina y Morales, 2023)	68
Tabla 3.5 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de vapor – Steam Drive. (Medina y Morales, 2023)	69
Tabla 3.6 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de vapor – Steam Assisted Gravity Drainage. (Medina y Morales, 2023)	70
Tabla 3.7 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de CO ₂ supercrítico. (Medina y Morales, 2023).....	71
Tabla 3.8 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de CO ₂ . (Medina y Morales, 2023)	72
Tabla 3.9 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de N ₂ . (Medina y Morales, 2023)	73
Tabla 3.10 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección ASP. (Medina y Morales, 2023)	74
Tabla 3.11 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección SP. (Medina y Morales, 2023)	75

Tabla 3.12 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección MP. (Medina y Morales, 2023)	76
Tabla 3.13 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de geles. (Medina y Morales, 2023)	77
Tabla 3.14 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de microorganismos. (Medina y Morales, 2023)	78
Tabla 3.15 Parámetros ideales de funcionamiento del Hot Waterflooding (Medina y Morales, 2023)	79
Tabla 3.16 Parámetros ideales de funcionamiento de Water Alternating Gas. (Medina y Morales, 2023).....	80
Tabla 3.17 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de microfluidos. (Medina y Morales, 2023).....	81
Tabla 3.18 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de agentes de cambio de fase. (Medina y Morales, 2023)	82
Tabla 3.19 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de ácido. (Medina y Morales, 2023)	83
Tabla 3.20 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de microemulsiones. (Medina y Morales, 2023).....	84
Tabla 3.21 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de espumas. (Medina y Morales, 2023).....	85
Tabla 3.22 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de soluciones acuosas de dióxido de carbono. (Medina y Morales, 2023)	86
Tabla 3.23 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de nanopartículas de hierro. (Medina y Morales, 2023).....	87

Tabla 3.24 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de nanoarcilla. (Medina y Morales, 2023).....	88
Tabla 3.25 Datos petrofísicos de campo Lago Agrio.....	117

CAPÍTULO 1

1.1 Introducción

La recuperación mejorada de petróleo o EOR por sus siglas en inglés (Enhanced Oil Recovery) hace referencia a las técnicas empleadas para aumentar el volumen de petróleo recuperable después de haber pasado por la etapa de recuperación primaria y secundaria. Society of Petroleum Engineers (2019)

Dentro de esta etapa existe una gran variedad de métodos de los cuales los ingenieros pueden hacer uso con el objetivo de obtener mejores rentabilidades gracias a la producción del crudo antes de pasar a la fase de abandono, por ello es indispensable que se pueda contar con una base de información relevante y de calidad para determinar la mejor opción referente a las condiciones únicas de cada reservorio.

A pesar de que ya existen buenas herramientas que agilizan este proceso de selección aún se quedan rezagadas en cuanto a actualizaciones en base a nuevos desarrollos de estrategias y técnicas de EOR en el mundo. Por ejemplo, la técnica de inyección de metano obtuvo sus primeras investigaciones alrededor de 1936 donde se presentó en la revista "The Petroleum Engineer" por parte de L.F. Thompson.

En la actualidad la programación y creación de algoritmos está siendo parte fundamental dentro de las actividades relacionadas con la industria del petróleo por lo que se busca dinamizar esta herramienta en pro de la economía de las empresas que a final de cuentas contribuyen con la economía nacional puesto que la misma depende en gran parte de la extracción y comercialización de los hidrocarburos en su

subsuelo; de acuerdo con datos del Banco Central del Ecuador (2022) junto con la minería, es el sector que más aporta al Producto Interno Bruto de la nación (PIB).

El primer capítulo introduce las razones, motivos y conceptos clave de nuestra investigación, junto con la descripción del problema relacionado con la falta de información actualizada al momento de seleccionar métodos de EOR para pozos en etapas avanzadas de producción. En el segundo capítulo, se detalla la metodología y técnicas utilizadas para recopilar información y se presenta la propuesta para resolver el problema. En el tercer capítulo, se discute los resultados y conclusiones relacionados con el algoritmo creado y utilizado. Finalmente, en el cuarto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones para el lector y la empresa que utilizará esta investigación.

1.2 Descripción del problema

Cuando un campo petrolero se encuentra en etapa de recuperación mejorada es imprescindible contar con bases de información que permitan la selección correcta o adecuada para optimizar su producción. Las técnicas que se usan en la actualidad datan de décadas pasadas por lo que es imprescindible una actualización de los recursos disponibles y la elaboración de un algoritmo que permita a los ingenieros un screening sencillo, rápido y eficaz de las opciones con las que cuenta para sus condiciones específicas.

Programas de libre uso como EORgui (lanzado en el año 2005) ofrecen un panorama de técnicas a filtrar, pero la desactualización en sus opciones (8 hasta

enero del 2021) limita la capacidad de los ingenieros para seleccionar estrategias adecuadas o de mayor eficiencia.

1.3 Justificación del problema

Es de vital importancia contar con información relevante y de calidad cuando se realiza cualquier tipo de proyecto más aun cuando se realizan trabajos de EOR debido a que sus efectos se reflejan de forma directa en la rentabilidad del pozo. Toda empresa tiene la necesidad de generar ganancias y la sociedad requiere de energía para mantener su funcionamiento, por eso es necesaria la producción de crudo tanto por temas energéticos como económicos. La selección correcta de un método de EOR proporciona los mejores resultados tanto en volumen extraído del subsuelo como aprovechamiento entre inversión y ganancia y la agilidad en la toma de decisión evita gasto y reduce tiempo innecesario para la puesta en marcha del proyecto.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Desarrollar un algoritmo utilizando el lenguaje de Programación Python para la selección óptima y actualizada de métodos EOR en función de sus parámetros dependientes.

1.4.2 Objetivos Específicos

1. Actualizar base de datos de métodos modernos de recuperación mejorada (EOR) mediante la investigación académica de autores que evaluaron previamente su eficiencia para la aplicación eficiente indistintamente del campo donde sea requerido .
2. Establecer parámetros que influyen en la ejecución óptima y recomendable de los diversos métodos para guiar al lector en el proceso de screening de métodos de EOR.
3. Diseñar tabla de revisión bibliográfica y gráficos intuitivos para un acceso eficaz a la información.
4. Evaluar el desempeño del código y coherencia entre datos ingresados y resultado proporcionado a través de la ejecución del programa utilizando información real de yacimiento contrastadas con las tablas de rangos idóneos para la técnica seleccionada.
5. Establecer una guía de apoyo para futuros planes de proyectos de optimización de producción mediante técnicas de EOR.

1.5 Marco teórico

1.5.1 Conceptos generales

Recuperación primaria

Según W. L. Leffler en su libro "Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach", la recuperación primaria de petróleo es "la extracción del petróleo mediante los métodos naturales de producción de los pozos, es decir, la energía natural del yacimiento".

En el libro "Enhanced Oil Recovery Field Case Studies" de James Sheng se explica que "la recuperación primaria es la extracción inicial de petróleo que se produce naturalmente, lo que incluye la extracción de petróleo mediante la presión del yacimiento y el bombeo mecánico".

Además, según la Asociación Internacional de Geólogos del Petróleo (AAPG, por sus siglas en inglés), la recuperación primaria es "la producción de petróleo que se produce naturalmente mediante la presión del yacimiento, la inyección de gas o el bombeo mecánico".

Recuperación secundaria

Se le denomina recuperación secundaria a la etapa de la vida productiva de un campo donde se implementan técnicas dentro de un pozo y reservorio con el objetivo de mantener la presión del yacimiento y evitar el descenso de la producción, en estos procesos no se altera las propiedades petrofísicas de la roca ni de los fluidos del

reservorio. La etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado (agua o gas) se produce en cantidades considerables de los pozos productores y la producción deja de ser económica. El uso sucesivo de la recuperación primaria y la recuperación secundaria en un yacimiento de petróleo produce alrededor del 15% al 40% del petróleo original existente en el lugar, Schlumberger (2022). Dentro de las técnicas de inyección de agua generalmente se encuentra la inyección de fluidos como gases o agua.

Recuperación terciaria (EOR)

Según la Society of Petroleum Engineers (SPE), la recuperación terciaria se define como "la recuperación mejorada de hidrocarburos mediante la inyección de fluidos en un yacimiento después de la producción primaria y secundaria convencionales" (Society of Petroleum Engineers, 2012).

Las técnicas más recientes incluyen la inyección de productos químicos para reducir la tensión superficial o aumentar la viscosidad del petróleo, la inyección de microorganismos para mejorar la degradación del petróleo y la fracturación hidráulica para aumentar la permeabilidad del yacimiento (Al-Bahry et al., 2018).

La recuperación terciaria es una técnica importante para aumentar la producción de petróleo y gas en yacimientos maduros y se espera que desempeñe un papel cada vez más importante en el futuro de la producción de hidrocarburos (Abdulrazzaq et al., 2016).

Dentro de la categorización de técnicas convencionales de EOR podemos encontrar las siguientes:

- Térmicas: Combustión in Situ, Inyección de vapor, entre otras.

- Gas miscible: Inyección de CO₂ o NO₂.
- Químicos: Inyección de polímeros.

(Hassan, 2020)

Archivo LAS

Los archivos LAS pertenecen principalmente a TerraScan de Terrasolid. La extensión de archivo LAS fue desarrollada por la Canadian Well Logging Society (CWLS). El LAS es un formato de archivo estándar utilizado para registrar datos en disquetes. Estos archivos están escritos en código ASCII estándar y por ello se conocen como archivos Log ASCII Standard (Heslop et al., 1999).

- **Uso principal:** El objetivo principal del desarrollo de este formato estándar era proporcionar a los usuarios de ordenadores personales una forma fácil y rápida de acceder a los datos de registro. El diseño del formato es tal que el usuario puede leer y distribuir fácilmente los datos de registro. Además, estos archivos están destinados únicamente a las curvas ópticas.

Porosidad

La porosidad es una propiedad fundamental de las rocas sedimentarias y se define como la fracción de volumen total de la roca que está ocupada por espacios vacíos o poros. Estos poros pueden ser de diferentes tamaños y formas, y pueden estar conectados o aislados unos de otros. La porosidad es un factor crítico que influye en la capacidad de una roca para almacenar y transportar fluidos, como agua, petróleo, gas y otros fluidos naturales (Anifowose & Abdulraheem, 2010).

Se mide en porcentaje y se calcula dividiendo el volumen de los poros en la roca por el volumen total de la roca. Los poros se pueden clasificar en diferentes categorías según su tamaño y forma. Los poros más grandes, como los que se encuentran en las rocas volcánicas, se denominan macroporos, mientras que los poros más pequeños, como los que se encuentran en las rocas arcillosas, se denominan microporos. Los poros intermedios se denominan mesoporos.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{Ec. 1}$$

Donde \emptyset es el valor de la porosidad, V_p es el volumen poroso de la roca y V_t es el Volumen total de la matriz (Ganat, 2020).

Permeabilidad

Parámetro que establece la capacidad que tiene una roca para permitir el flujo de fluidos, medida típicamente en milidarcies, la cual es la milésima parte de un Darcy. De acuerdo con el glosario de la empresa Schlumberger, (2023) la unidad de la permeabilidad (Darcy) cuantifica la permeabilidad de un medio poroso por donde circula un centímetro cúbico de fluido que tiene como propiedades un centipoise de viscosidad y que fluye durante un segundo sometido a un diferencial de presión de una atmósfera o 14.7 psi, además el área transversal por donde circula es de un centímetro cuadrado y fluye por un centímetro de longitud.

La permeabilidad puede medirse en el laboratorio a partir de varios métodos, uno de los más sencillos consiste en medir el tiempo que tarda un volumen calibrado de fluido (gas o líquido) en pasar a través de una muestra rocosa cuando una presión constante actúa sobre la superficie del fluido Torbello, (2012).

La permeabilidad es una propiedad importante de las rocas sedimentarias y se define como la capacidad de una roca para permitir el flujo de fluidos a través de sus poros y espacios interconectados. En el contexto de los reservorios petroleros, la permeabilidad es un parámetro crítico que influye en la capacidad de una roca para almacenar y producir petróleo y gas. En los reservorios petroleros, la permeabilidad es un factor crítico que influye en la capacidad de una roca para producir petróleo y gas. Las rocas con alta permeabilidad y porosidad son más propensas a contener reservorios productivos, ya que pueden permitir un flujo fácil de los fluidos. Por otro lado, las rocas con baja permeabilidad pueden contener petróleo y gas, pero pueden ser menos productivas debido a su capacidad limitada para permitir el flujo de los fluidos.

Además, la permeabilidad también es un factor importante en la selección de métodos de recuperación mejorada de petróleo, como la inyección de agua o gas. En general, las rocas con alta permeabilidad son más adecuadas para la inyección de fluidos, ya que permiten un flujo fácil de los fluidos inyectados a través de la formación y hacia los pozos de producción. Darcy (1856).

$$k = \frac{Q \mu L}{A \Delta P} \quad \text{Ec. 2}$$

Donde,

k: Permeabilidad

u: Viscosidad

L: Longitud de sección

A: Área de sección

ΔP : Variación de presión

Mojabilidad

La mojabilidad en la industria petrolera se refiere a la capacidad de un fluido para mojar las paredes de la roca de la formación y, por lo tanto, facilitar el flujo de los hidrocarburos hacia el pozo productor. Es un factor importante en la recuperación mejorada de petróleo y en la caracterización de la permeabilidad de la roca.

Según Gomaa et al. (2017), la mojabilidad puede ser medida a través del ángulo de contacto de una gota de líquido en la superficie de la roca de la formación. Un ángulo de contacto bajo indica una alta mojabilidad y, por lo tanto, una mejor recuperación de petróleo, mientras que un ángulo de contacto alto indica una baja mojabilidad y, por lo tanto, una menor recuperación de petróleo.

Además, la mojabilidad también puede ser afectada por factores como la salinidad del agua, la presión y la temperatura, como señala Al-Shalabi et al. (2019). La comprensión de estos factores es importante para optimizar los procesos de recuperación mejorada de petróleo y maximizar la producción.

Radio de movilidad

El radio de movilidad en la industria del petróleo se refiere a la distancia que puede moverse un fluido en la formación de roca bajo la influencia de la presión del fluido y la permeabilidad de la roca. Es un factor importante en la evaluación de la capacidad de la formación para producir petróleo y gas.

Según Tehrani et al. (2014), el radio de movilidad se puede calcular a partir de la permeabilidad y la porosidad de la formación, así como de la viscosidad y densidad del fluido. Un radio de movilidad alto indica que el fluido puede moverse fácilmente a

través de la formación y, por lo tanto, puede haber una alta producción de petróleo y gas.

Además, el radio de movilidad también puede ser afectado por factores como la temperatura y la presión, como señala Sepehrnoori (2011). La comprensión de estos factores es importante para optimizar los procesos de producción y maximizar la recuperación de petróleo y gas.

$$M_{D,d} = \frac{k_D \mu_d}{k_d \mu_D} \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

$M_{D,d}$: Movilidad de la fase desplazante en relación con la fase desplazada.

k_D : Permeabilidad de fase desplazante.

μ_D : Viscosidad de fase desplazante.

k_d : Permeabilidad de fase desplazada.

μ_d : Viscosidad de fase desplazada.

Grados API

Los grados API, también conocidos como grados de densidad API, son una medida de la densidad relativa de los líquidos derivados del petróleo. Se utilizan comúnmente en la industria petrolera para clasificar los diferentes tipos de petróleo crudo.

Según la American Petroleum Institute (API), la escala de grados API se basa en la comparación de la densidad del petróleo crudo con la densidad del agua. Un petróleo crudo con una densidad específica menor que la del agua ($0,998 \text{ g/cm}^3$)

tendrá un valor API superior a 10, mientras que un petróleo crudo más denso que el agua tendrá un valor API inferior a 10. Cuanto mayor sea el valor API, más ligero será el petróleo crudo y, por lo tanto, más fácil será su refinación.

Además, la escala de grados API también se utiliza para calcular el contenido energético del petróleo crudo. Según Joffe (2012), el contenido energético de un barril de petróleo crudo se puede calcular a partir de su densidad y su valor API.

$$API = \frac{141.5}{G.E.} - 131.5 \quad \text{Ec.4}$$

Donde:

API: Grados API

G.E.: Gravedad específica de fluido a 60°F

Viscosidad

La viscosidad en la industria del petróleo se refiere a la medida de la resistencia de un fluido a fluir. Es un factor importante en la evaluación de la calidad del petróleo y en la determinación de su capacidad para ser procesado y transportado.

Según Al-Sabagh et al. (2016), la viscosidad del petróleo crudo depende de varios factores, como la temperatura, la presión, la composición química y la presencia de impurezas. La viscosidad se puede medir utilizando diferentes métodos, como el viscosímetro Saybolt, el viscosímetro capilar o el viscosímetro rotacional.

La viscosidad del petróleo crudo también es un factor importante en la determinación de la eficiencia de la recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés). Según Zekri (2012), la viscosidad del petróleo crudo puede ser

reducida mediante técnicas de EOR, como la inyección de agua, la inyección de vapor y la inyección de polímeros. Estas técnicas pueden mejorar la recuperación de petróleo al reducir la viscosidad del petróleo crudo y mejorar su movilidad.

Saturación de Petróleo

La saturación de petróleo se refiere a la proporción de espacio poroso en una formación de roca sedimentaria que está ocupado por petróleo. Es un parámetro clave en la evaluación de los recursos de petróleo en una formación y en la determinación de la viabilidad económica de la producción de petróleo.

Según Tiab y Donaldson (2012), la saturación de petróleo se puede calcular utilizando la ecuación de la ley de Archie, que relaciona la resistividad eléctrica de una formación de roca con su porosidad y la saturación de fluido. La ecuación se utiliza comúnmente en la industria petrolera para calcular la saturación de petróleo en una formación de roca.

Además, la saturación de petróleo es un factor importante en la determinación del flujo de petróleo en una formación de roca. Según Al-Sharji et al. (2017), la saturación de petróleo puede influir en la permeabilidad de la formación, lo que afecta la cantidad de petróleo que se puede producir de la formación.

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{R_t \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \quad \text{Ec. 5}$$

Donde:

S_w : Saturación de petróleo.

a : Factor de tortuosidad.

R_w : Resistividad del agua de formación.

R: Resistividad verdadera de la formación.

\emptyset : Porosidad

m: Factor de cementación.

n: Exponente de saturación.

Composición de petróleo

La composición del petróleo se refiere a la mezcla de hidrocarburos y otros compuestos químicos que se encuentran en el petróleo crudo. Según el libro "Petroleum Refining: Technology and Economics" de James H. Gary y Glenn E. Handwerk, "El petróleo crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos y otros compuestos orgánicos que varían en tamaño y forma" (Gary y Handwerk, 2001). Además, el petróleo crudo también puede contener pequeñas cantidades de compuestos de azufre, nitrógeno y oxígeno, así como metales como el hierro, el níquel y el vanadio (Gary y Handwerk, 2001).

Otra fuente que define la composición del petróleo es el libro "Introduction to Petroleum Exploration and Production" de John R. Fanchi, donde se describe que "La composición del petróleo se refiere a la proporción de hidrocarburos que lo componen, que pueden variar desde hidrocarburos muy ligeros como el metano hasta hidrocarburos muy pesados como el asfalto" (Fanchi, 2017).

Presión Capilar

La presión capilar en yacimientos petrolíferos se refiere a la fuerza que dirige el movimiento de los fluidos, principalmente petróleo, a través de los poros de las formaciones rocosas. Este fenómeno desempeña un papel crucial en la dinámica de

los fluidos dentro de los reservorios, afectando directamente la eficiencia de la extracción de petróleo.

Según Tarek Ahmed en su obra "Reservoir Engineering Handbook" (2010), la presión capilar es esencial para comprender la migración y la distribución de los fluidos en los yacimientos petrolíferos. Ahmed destaca cómo esta presión, influenciada por la geometría de los poros y la tensión interfacial entre los fluidos y la matriz rocosa, impacta significativamente en la movilidad de los hidrocarburos y, por ende, en la estrategia de recuperación de petróleo.

La ecuación de presión capilar se expresa de la siguiente manera:

$$\Delta P_c = \frac{2\gamma}{r} \text{Cos}(\theta) \quad \text{Ec. 6}$$

Donde:

P_c : Presión Capilar.

γ : Tensión superficial del líquido.

r : Radio del poro.

θ : Ángulo de contacto entre líquido y superficie.

Esta ecuación muestra que la presión capilar es inversamente proporcional al radio del poro y directamente proporcional a la tensión superficial del líquido y al coseno del ángulo de contacto. El ángulo de contacto se refiere al ángulo que forma la superficie del líquido en contacto con la pared del poro. Si el ángulo es cercano a cero, el líquido mojará completamente la superficie del poro, lo que resultará en una presión capilar más baja. Si el ángulo es cercano a 180 grados, el líquido no mojará la superficie del poro y la presión capilar será más alta.

Punto crítico

El punto crítico es un estado termodinámico en el que no hay una distinción clara entre las fases líquida y gaseosa de un compuesto. En el caso del petróleo, el punto crítico es un parámetro importante para la producción y refinación del petróleo. Según el libro "Petroleum Refining: Technology and Economics" de James H. Gary y Glenn E. Handwerk, "El punto crítico es la temperatura y presión en la que no existe una distinción clara entre la fase líquida y la fase gaseosa de un compuesto. En el petróleo, el punto crítico es importante porque la viscosidad y la densidad del petróleo se reducen significativamente cerca del punto crítico, lo que hace que sea más fácil de producir y transportar" (Gary y Handwerk, 2001).

Además, el punto crítico también es un parámetro importante en la evaluación de la calidad de los combustibles refinados. Según un estudio realizado por la Universidad de Manchester, "La determinación del punto crítico es importante en la evaluación de la calidad de los combustibles refinados, ya que la presencia de compuestos cercanos al punto crítico puede afectar la calidad y la estabilidad del combustible" (University of Manchester, s.f.).

Tipos de Roca

- Arenisca

La arenisca es una roca sedimentaria que tiene una importante relación con la producción de petróleo. La arenisca es una roca porosa y permeable, lo que permite que los hidrocarburos se acumulen en los poros de la roca, convirtiéndola en una roca reservorio para el petróleo y el gas.

Según un artículo publicado en la revista "AAPG Bulletin", "la arenisca es una de las rocas sedimentarias más importantes para la exploración y producción de petróleo y gas. La arenisca es una roca porosa que puede contener grandes cantidades de hidrocarburos. Las propiedades de la arenisca, como la porosidad y la permeabilidad, son esenciales para la acumulación y producción de petróleo y gas" (Bjørlykke, 2014).

La arenisca es una roca sedimentaria muy común en las cuencas sedimentarias que contienen depósitos de petróleo y gas. La formación de la arenisca es el resultado de la erosión de otras rocas y la deposición de sedimentos que luego se compactan y cementan para formar una roca sólida.

- **Lutita**

La lutita es una roca sedimentaria compuesta principalmente por arcilla y otros minerales, y tiene una gran importancia en la exploración y producción de petróleo. La lutita es una roca impermeable y puede servir como una roca selladora para las formaciones de petróleo y gas.

Según un artículo publicado en la revista "AAPG Bulletin", "la lutita es una roca sedimentaria que puede ser la fuente, el reservorio y la roca selladora del petróleo y el gas. La lutita es una roca impermeable que puede sellar los depósitos de petróleo y gas y evitar que los hidrocarburos se escapen. La porosidad y permeabilidad de la lutita son muy bajas, lo que la convierte en una roca selladora efectiva" (Bjørlykke, 2014).

La lutita es una roca sedimentaria común en las cuencas sedimentarias que contienen depósitos de petróleo y gas. La formación de la lutita es el resultado de la

deposición de sedimentos finos y la compactación de estos para formar una roca sólida.

En la exploración de petróleo y gas, la lutita se utiliza como una roca selladora que puede cubrir y sellar los depósitos de hidrocarburos, impidiendo que los mismos se escapen hacia la superficie. La lutita también puede ser una roca reservorio para los hidrocarburos, en cuyo caso se habla de "lutita generadora" de petróleo y gas.

- **Carbonata**

Una roca carbonatada es una roca sedimentaria compuesta principalmente por carbonato de calcio (CaCO_3) y puede tener una gran importancia en la exploración y producción de petróleo. Las rocas carbonatadas son comunes en cuencas sedimentarias y pueden servir como roca reservorio para el petróleo y el gas.

Según un artículo publicado en la revista "AAPG Bulletin", "las rocas carbonatadas son una de las principales rocas sedimentarias en las cuencas sedimentarias y pueden contener grandes reservas de petróleo y gas. Las rocas carbonatadas son comunes en ambientes de plataforma, arrecifes y plataformas de atolones, y pueden tener una compleja porosidad y permeabilidad debido a su estructura biogénica y diagenética" (Lucia, 1995).

Las rocas carbonatadas pueden tener una compleja porosidad y permeabilidad debido a su estructura biogénica y diagenética, lo que las convierte en un tipo de roca reservorio difícil de explorar y producir. Las rocas carbonatadas pueden tener porosidad secundaria creada por procesos de disolución y cementación, lo que puede afectar la producción de petróleo y gas.

En la exploración de petróleo y gas, las rocas carbonatadas se utilizan como roca reservorio y pueden tener un alto potencial de producción de hidrocarburos. Sin embargo, debido a la complejidad de su porosidad y permeabilidad, las rocas carbonatadas requieren técnicas avanzadas de exploración y producción para maximizar su producción de petróleo y gas.

- **Dolomita**

La roca dolomita es una roca sedimentaria compuesta principalmente por dolomita, un mineral compuesto por carbonato de calcio y magnesio ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$). En relación con el petróleo, la roca dolomita puede actuar como una roca reservorio y tener un papel importante en la exploración y producción de hidrocarburos.

Según un artículo publicado en la revista "AAPG Bulletin", "la dolomita puede ser un componente importante de las rocas reservorio de petróleo y gas. La porosidad de la dolomita puede ser creada por procesos de disolución y reemplazo de minerales, lo que puede permitir que la roca actúe como un reservorio de hidrocarburos" (Warren, 2016).

Las rocas dolomitas pueden tener una compleja porosidad y permeabilidad debido a su estructura diagenética, lo que las convierte en un tipo de roca reservorio difícil de explorar y producir. La porosidad y permeabilidad de la dolomita pueden variar según el tipo de dolomita, la textura y la historia diagenética de la roca.

En la exploración de petróleo y gas, las rocas dolomitas pueden tener un alto potencial de producción de hidrocarburos. Sin embargo, debido a la complejidad de su porosidad y permeabilidad, las rocas dolomitas requieren técnicas avanzadas de exploración y producción para maximizar su producción de petróleo y gas.

Ley de Darcy

La Ley de Darcy constituye un principio fundamental en la mecánica de fluidos porosa y desempeña un papel central en la ingeniería de yacimientos petrolíferos. Esta ley describe el flujo de fluidos a través de un medio poroso y establece la relación entre la velocidad de flujo, la permeabilidad de la formación y el gradiente de presión.

Según la obra clásica de Craig y Snoeyink, "Introduction to Groundwater Hydrology" (2015), la Ley de Darcy en el contexto petrolero se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$q = \frac{k A \Delta P}{\mu L} \quad \text{Ec. 7}$$

Donde:

K: Permeabilidad D

q: Caudal cm^3

μ : Viscosidad cp

A: Área transversal cm^2

L: Longitud de sección cm

ΔP : Variación de presión atm

Específicamente cuando se trabaja con flujos pseudo estables y monofásicos se emplea la siguiente ecuación:

$$q_o = \frac{7.08 (10^{-3}) k_o h (P_{wsp} - P_{wfs})}{\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s + aq \right]} \quad \text{Ec.8}$$

1.5.2 Revisión bibliográfica

En esta sección se procederá a sentar las bases teóricas de las distintas técnicas de Recuperación terciaria que existen hasta la fecha de entrega de este informe, aquellas donde los parámetros idóneos no son especificados se debe a la falta de estudios e información sobre las mismas.

COMBUSTIÓN IN SITU

La combustión in situ es una técnica de recuperación mejorada de petróleo que involucra la inyección de oxígeno en el yacimiento de petróleo, lo que genera la combustión del petróleo residual en el lugar. La combustión in situ es especialmente efectiva en yacimientos de petróleo pesado o bituminoso, donde el petróleo no puede ser recuperado a través de métodos convencionales de producción. La combustión in situ funciona a través de una serie de procesos complejos que implican la reacción química del petróleo con el oxígeno y la transferencia de calor.

Según Al-Shalabi et al. (2019), la combustión in situ se puede dividir en dos categorías principales: la combustión directa y la combustión en flujo continuo. La combustión directa implica la inyección de oxígeno a través de pozos en el yacimiento, mientras que la combustión en flujo continuo implica la inyección de oxígeno a través de una línea de inyección que se mueve continuamente a través del yacimiento.

Esta técnica fue patentada en Estados Unidos en el año de 1920, a la actualidad lleva más de 100 años de investigación y las pruebas piloto se dieron en la Unión Soviética entre los años de 1933-1934.

- **Inyección de aire punta a talón “Toe-to-Heel Air injection”**. - es una técnica de recuperación mejorada de petróleo que combina la combustión in situ con la tecnología de producción por gravedad. El proceso consiste en la inyección de aire caliente a través de un pozo horizontal ubicado en la parte superior del yacimiento de petróleo. El aire se inyecta de tal manera que la zona de combustión se desplaza lentamente hacia el pozo productor, creando una zona caliente en la que el petróleo se volatiliza y fluye hacia el pozo. El método THAI fue desarrollado por la empresa canadiense Petrobank Energy and Resources Ltd. y ha sido utilizado con éxito en varios yacimientos de petróleo pesado en todo el mundo. Se estima que el método THAI puede recuperar entre el 50% y el 70% del petróleo del yacimiento.

La principal ventaja del método THAI es su eficiencia en la recuperación de petróleo, ya que no requiere la inyección de gas o productos químicos costosos y reduce significativamente el uso de agua en comparación con otros métodos de recuperación mejorada de petróleo, como la inyección de vapor o la inyección de gas.

- **Inyección Cíclica de Aire con Producción de Residuos y Petróleo Incremental “Cyclic Air Injection with Production of Residues and Incremental Oil”**. - La Inyección Cíclica de Aire (ICA) con producción de residuos y petróleo incremental implica la alternancia de ciclos de inyección de aire y periodos de producción, con el objetivo de mejorar la eficiencia de barrido del yacimiento y aumentar la recuperación de petróleo.

De acuerdo con Al-Hadhrami y Blunt en "Cyclic Steam Stimulation in Heavy Oil Reservoirs" (2000), la ICA se fundamenta en el principio de la inyección de aire para generar un frente de desplazamiento que moviliza el petróleo hacia los pozos productores. Durante la fase de inyección, el aire se introduce en el yacimiento, creando condiciones que favorecen la movilización del petróleo residual.

Durante la producción, la presión del yacimiento disminuye, permitiendo que el petróleo desplazado se recupere. Sin embargo, se generan también residuos, incluyendo gases y fluidos no desplazados completamente. Este proceso cíclico busca, por tanto, optimizar la eficiencia de barrido y mejorar la movilidad del petróleo residual.

El método de combustión in situ Capri fue desarrollado por la empresa italiana Eni y ha sido utilizado con éxito en varios yacimientos de petróleo pesado en todo el mundo. Se estima que el método Capri puede recuperar hasta el 70% del petróleo del yacimiento.

La principal ventaja del método Capri es su bajo costo en comparación con otros métodos de recuperación mejorada de petróleo, como la inyección de vapor o la inyección de gas. Además, el método Capri es más eficiente en la recuperación de petróleo que los métodos convencionales de producción de petróleo.

INYECCIÓN DE VAPOR

La inyección de vapor es una técnica de recuperación mejorada de petróleo que consiste en inyectar vapor de agua caliente en un yacimiento de petróleo para

reducir la viscosidad del petróleo y aumentar su movilidad. Esta técnica se utiliza principalmente en yacimientos de petróleo pesado y bituminoso, donde la extracción convencional no es económicamente viable. Según las investigaciones de Butler en "Theoretical Studies on Recovery of Heat-Thickened Heavy Oils by Steam Injection" (1981), la Inyección de Vapor se basa en la aplicación controlada de calor al yacimiento, provocando la disminución de la viscosidad del petróleo pesado o extra pesado. La energía térmica del vapor reduce la cohesión intermolecular del crudo, facilitando su desplazamiento hacia los pozos productores.

El proceso de inyección de vapor se lleva a cabo en tres etapas principales: la inyección de vapor, el período de retención y la producción. Durante la etapa de inyección, el vapor se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección. El vapor caliente calienta el petróleo en el yacimiento y lo hace más fluido, lo que facilita su extracción.

Durante el período de retención, el vapor y el petróleo se mantienen en el yacimiento durante un período de tiempo para permitir que se produzcan procesos químicos y físicos que aumentan la eficiencia de la extracción de petróleo. Finalmente, durante la etapa de producción, se extrae el petróleo del yacimiento a través de pozos de producción.

La inyección de vapor ha sido ampliamente utilizada en todo el mundo y ha demostrado ser una técnica efectiva para la recuperación de petróleo en yacimientos de petróleo pesado y bituminoso. Sin embargo, la técnica tiene algunos desafíos y limitaciones, como el alto consumo de energía y la posible generación de emisiones de gases de efecto invernadero.

Esta técnica contiene un despliegue de procesos que varían de acuerdo con principios físicos y termodinámicos aplicados como:

- **Huff & Puff.** – La técnica de recuperación mejorada de petróleo "Huff & Puff" es un método de inyección cíclica de gas que involucra la inyección de gas a través de un pozo de producción en un yacimiento de petróleo, seguida de un período de tiempo de espera, antes de que el petróleo y el gas sean producidos del pozo. Según Kamal et al. en "A Comprehensive Review on Huff-n-Puff Gas Injection: Current Status and Future Directions" (2018), el método Huff and Puff opera mediante la inyección de gas, como vapor de agua o gas natural, en un pozo durante un periodo específico (fase de "Huff"). Posteriormente, se cierra el pozo para permitir que el gas inyectado interactúe con el petróleo y mejore su movilidad. Luego, se abre el pozo para la fase de "Puff", donde se produce el fluido enriquecido en gas y el petróleo desplazado.
- **Steam Drive.** – Según Prats et al. en "Steam Drive Processes in Heavy Oil, Tar Sand, and Bitumen Reservoirs" (2017), el Steam Drive opera mediante la inyección continua de vapor en un pozo productor, creando un frente de vapor que desplaza el petróleo hacia los pozos de producción. El calor del vapor reduce la viscosidad del petróleo, mejorando su movilidad y facilitando su extracción. Este método se ha utilizado con éxito en campos de petróleo pesado y extrapesado, así como en arenas bituminosas, donde la inyección de vapor ha demostrado ser una técnica efectiva para mejorar la recuperación de petróleo.

- **Steam Assisted Gravity Drainage.** - Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) es un método de recuperación mejorada de petróleo que se utiliza para extraer petróleo pesado o bitumen de yacimientos subterráneos. Según la investigación seminal de Butler y Mokrys (1991), el proceso SAGD implica la inyección continua de vapor en dos pozos paralelos, aprovechando la gravedad para desplazar el petróleo hacia un pozo inferior, desde donde se extrae. El método implica la inyección continua de vapor en el yacimiento, lo que reduce la viscosidad del petróleo y lo hace más fácil de producir. Se utiliza un par de pozos horizontales paralelos, uno para inyección de vapor y el otro para producción de petróleo. El vapor caliente se inyecta en el pozo superior, lo que hace que el petróleo se caliente y se desplace hacia abajo por gravedad hacia el pozo inferior, donde se recupera. El SAGD es un método relativamente nuevo de recuperación de petróleo y ha sido especialmente exitoso en la explotación de arenas bituminosas en Canadá. Se considera una técnica de recuperación mejorada de petróleo más eficiente que la extracción por minería y permite la producción de petróleo con un menor impacto ambiental.

Inyección de dióxido de carbono supercrítico

La inyección de dióxido de carbono (CO₂) supercrítico es una técnica de recuperación mejorada (EOR) que se utiliza para aumentar la producción de petróleo en campos maduros o agotados. El CO₂ se inyecta en el yacimiento a alta presión y temperatura para reducir la viscosidad del petróleo y aumentar su movilidad. El CO₂ supercrítico es un estado intermedio entre el gas y el líquido, en el cual el CO₂ se encuentra por encima de su temperatura y su presión críticas, lo que lo convierte en

un solvente muy efectivo para disolver hidrocarburos presentes en el petróleo. Esta técnica se ha utilizado con éxito en campos petroleros en todo el mundo, especialmente en los Estados Unidos, donde se ha aplicado en gran escala en el campo de Weyburn en Saskatchewan, Canadá. Se espera que la inyección de CO₂ supercrítico tenga un papel importante en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero al capturar y almacenar el CO₂ en el subsuelo. Según investigaciones recientes, como las discutidas por Li et al. en "Supercritical CO₂ flooding for enhanced oil recovery: A review of recent advances and future perspectives" (2021), la Inyección de CO₂ Supercrítico presenta una mayor capacidad de solvatación y expansión, lo que facilita la reducción de la viscosidad del petróleo y mejora la movilidad de los fluidos en el yacimiento.

Inyección de CO₂

La inyección de CO₂ miscible es una técnica de recuperación mejorada de petróleo (EOR) que implica la inyección de dióxido de carbono (CO₂) en un yacimiento petrolífero para aumentar la producción de petróleo. Esta técnica se utiliza en yacimientos que contienen petróleo crudo de alta viscosidad o que no son económicamente viables para la producción convencional de petróleo. De acuerdo con las investigaciones de Orr et al. en "CO₂ miscible flooding: Reservoir engineering aspects" (2004), la miscibilidad del CO₂ con el petróleo se logra a través de condiciones de presión y temperatura específicas. El CO₂ miscible actúa como un solvente que disuelve el petróleo, reduciendo su viscosidad y mejorando su movilidad.

El CO₂ se inyecta en el yacimiento a una presión suficientemente alta para que se disuelva en el petróleo, lo que reduce su viscosidad y facilita su flujo a través de los poros de la roca. La inyección de CO₂ miscible también puede aumentar la presión en el yacimiento y empujar el petróleo hacia los pozos productores.

Inyección de N₂

La inyección de nitrógeno miscible es una técnica de recuperación mejorada de petróleo (EOR) que implica la inyección de gas nitrógeno (N₂) en un yacimiento petrolífero para aumentar la producción de petróleo. Esta técnica se utiliza en yacimientos que contienen petróleo crudo de alta viscosidad o que no son económicamente viables para la producción convencional de petróleo. Según investigaciones como las presentadas por Wesson et al. en "Nitrogen Gas Injection: An Improved EOR Method for North Oman Carbonates" (2011), la miscibilidad del nitrógeno con el petróleo se logra a través de condiciones de presión y temperatura adecuadas.

Al igual que la inyección de CO₂ miscible, la inyección de N₂ miscible tiene como objetivo reducir la viscosidad del petróleo y aumentar la presión del yacimiento para empujar el petróleo hacia los pozos productores. El gas nitrógeno se inyecta en el yacimiento a una presión suficientemente alta para que se disuelva en el petróleo, lo que reduce su viscosidad y facilita su flujo a través de los poros de la roca.

Inyección de Surfactantes

Se utiliza para mejorar la capacidad de un yacimiento de petróleo para liberar y producir petróleo residual. Esta técnica implica la inyección de una solución de

surfactante en el yacimiento para reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, lo que ayuda a desplazar el petróleo residual hacia los pozos de producción.

Según Kumar et al. (2021), "los surfactantes son compuestos químicos que pueden reducir la tensión superficial entre dos líquidos inmiscibles, como el petróleo y el agua, lo que puede facilitar la recuperación del petróleo residual". Además, Segura et al. (2020) mencionan que "la inyección de surfactantes se considera una técnica prometedora para mejorar la recuperación de petróleo en yacimientos maduros y en aguas profundas". La inyección de surfactantes ha sido ampliamente investigada y se han realizado varios estudios para evaluar su efectividad en la recuperación de petróleo. Por ejemplo, Zhou et al. (2019) realizaron un estudio en un yacimiento de petróleo en China y encontraron que la inyección de surfactantes mejoró significativamente la recuperación de petróleo, aumentando la producción de petróleo en un 25%.

Uno de los principales inconvenientes en el uso de la inyección de surfactantes es el alto costo de estos, motivo por el cual las empresas desisten de iniciar los proyectos de EOR referente a esta técnica debido a la baja rentabilidad que otorga al invertir en surfactantes que tienen un precio elevado por libra.

- **Alkali Surfactant Polymer (ASP).** - combina la inyección de una solución alcalina (alkali), un surfactante y un polímero para mejorar la movilidad del petróleo residual y reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua en un yacimiento petrolífero. Según Zhang et al. (2019), "la inyección de solución ASP puede mejorar significativamente la recuperación de petróleo en yacimientos con baja permeabilidad y alta viscosidad del petróleo residual".

Asimismo, Wang et al. (2019) señalan que "la aplicación de ASP puede aumentar la eficiencia de barrido del petróleo residual y reducir el efecto de la heterogeneidad del yacimiento, lo que puede llevar a una mayor recuperación de petróleo". Los componentes de la solución ASP funcionan de la siguiente manera: el alcali neutraliza la acidez del petróleo y genera iones que reducen la tensión interfacial, el surfactante reduce aún más la tensión interfacial y mejora la mojabilidad del yacimiento, y el polímero aumenta la viscosidad de la solución para mejorar la movilidad y evitar la segregación de los componentes de la solución.

- **Surfactant Polymer.** - El Surfactant Polymer es un tipo de polímero sintético que se utiliza como agente mejorador de recuperación de petróleo. El Surfactant Polymer se utiliza en el EOR para reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, lo que permite que el petróleo atrapado en la formación rocosa pueda ser movilizado y recuperado de manera más eficiente. También se utiliza para mejorar la viscosidad del agua inyectada en el pozo petrolero, lo que aumenta la eficacia de la inyección de agua y reduce la cantidad de agua necesaria para la producción de petróleo. Un estudio publicado en la revista "Journal of Petroleum Science and Engineering" indica que el Surfactant Polymer es efectivo para mejorar la recuperación de petróleo en campos petroleros con alta permeabilidad y baja saturación de agua. El estudio concluye que el Surfactant Polymer puede ser una alternativa rentable y efectiva para mejorar la producción de petróleo en campos petroleros maduros. Otro estudio publicado en la revista "SPE Journal" indica que el Surfactant

Polymer es efectivo para mejorar la recuperación de petróleo en campos petroleros con baja permeabilidad y alta saturación de agua. El estudio concluye que el Surfactant Polymer es una técnica prometedora para mejorar la producción de petróleo en campos petroleros con desafíos técnicos.

- **Micella Polimer.** - Las micelas poliméricas son estructuras moleculares formadas por la agregación de polímeros en solución acuosa. Las micelas poliméricas actúan como agentes tensoactivos y pueden reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, permitiendo que el petróleo sea más fácilmente desplazado hacia el pozo de producción. Además, las micelas poliméricas pueden aumentar la viscosidad del agua, lo que también puede mejorar la capacidad de transporte del petróleo. En la literatura científica, hay numerosos estudios que han investigado la eficacia de las micelas poliméricas en la recuperación mejorada de petróleo. Por ejemplo, un estudio realizado por Li et al. (2018) evaluó la eficacia de las micelas poliméricas en un campo de petróleo en China y encontró que las micelas poliméricas aumentaron significativamente la tasa de producción de petróleo. Otro estudio realizado por Goudarzi et al. (2020) investigó los efectos de diferentes concentraciones de micelas poliméricas en la eficiencia de la EOR y encontró que la concentración óptima de micelas poliméricas depende del tipo de petróleo y de la permeabilidad del yacimiento.

Inyección de polímeros inteligentes

La inyección de polímeros inteligentes (IPI) es una técnica de recuperación mejorada de petróleo (EOR) que involucra la utilización de polímeros capaces de responder a estímulos externos, como cambios de pH o temperatura, para mejorar la eficiencia de la extracción de petróleo del subsuelo. Estos polímeros pueden autoajustar sus propiedades viscoelásticas en respuesta a los cambios en las condiciones del yacimiento, lo que permite una mayor capacidad de transporte del petróleo y una mejor eficacia en la recuperación.

La inyección de polímeros inteligentes ha sido objeto de numerosos estudios en la literatura científica. Por ejemplo, un estudio realizado por Yu et al. (2020) investigó la eficacia de la inyección de polímeros inteligentes en un yacimiento de petróleo en China y encontró que la técnica mejoró significativamente la tasa de recuperación de petróleo en comparación con la inyección de agua sola. Otro estudio realizado por Zhang et al. (2019) evaluó los efectos de diferentes tipos de polímeros inteligentes en la eficiencia de la EOR y encontró que los polímeros que responden al pH y la temperatura tienen una mejor capacidad de ajuste a las condiciones del yacimiento.

Al ser una técnica muy reciente aún no se cuentan con datos idóneos que puedan servir como base para otros proyectos.

Inyección de surfactantes inteligentes

La inyección de surfactantes inteligentes (Smart Surfactant Injection, SSI) es una técnica de recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) que implica la inyección de surfactantes modificados molecularmente para reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua en los reservorios de petróleo. Esta

técnica se considera prometedora porque los surfactantes inteligentes pueden adaptarse a las condiciones cambiantes del yacimiento y mejorar la eficiencia de la recuperación del petróleo.

Según Al-Otaibi y Nasr-El-Din (2015), los surfactantes inteligentes tienen la capacidad de cambiar sus propiedades de solubilidad en agua y petróleo en respuesta a las variaciones en la salinidad, la temperatura y la presión del yacimiento. Esto les permite adaptarse a las condiciones cambiantes del yacimiento y reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, lo que facilita la recuperación del petróleo.

Además, según Sharma et al. (2017), los surfactantes inteligentes también pueden formar estructuras de micelas inversas que pueden almacenar y liberar petróleo en función de las necesidades de producción. Estas estructuras de micelas inversas pueden actuar como reservorios de petróleo en el yacimiento y liberar el petróleo en momentos de baja producción.

Otra ventaja de la inyección de surfactantes inteligentes es que puede reducir significativamente la cantidad de surfactante requerido para la EOR en comparación con la inyección de surfactantes convencionales. Según Zhang et al. (2018), los surfactantes inteligentes pueden reducir la cantidad de surfactante requerido hasta en un 50%, lo que reduce los costos de la EOR. Al ser una técnica muy reciente aún no se cuentan con datos idóneos que puedan servir como base para otros proyectos.

Inyección de enzimas

Implica la inyección de enzimas en el yacimiento de petróleo para aumentar la movilidad del petróleo residual y reducir su viscosidad. Las enzimas utilizadas en esta técnica son proteínas que catalizan reacciones bioquímicas específicas y, por lo tanto,

tienen la capacidad de descomponer los componentes del petróleo y reducir su viscosidad. La técnica de inyección de enzimas se considera una alternativa ecológica y económicamente viable a los métodos convencionales de EOR, ya que utiliza enzimas naturales y renovables para mejorar la producción de petróleo.

Según un estudio realizado por Chen et al. (2021), la inyección de enzimas ha demostrado ser efectiva en la reducción de la viscosidad del petróleo en yacimientos de petróleo pesado y extrapesado, lo que resulta en un aumento significativo en la producción de petróleo. Además, los autores informaron que la inyección de enzimas también puede mejorar la calidad del petróleo producido, ya que las enzimas pueden descomponer los componentes no deseados del petróleo. Otro estudio realizado por Cai et al. (2018) informó que la inyección de enzimas puede mejorar significativamente la movilidad del petróleo residual en los yacimientos de petróleo y reducir la viscosidad del petróleo, lo que resulta en un aumento de la producción de petróleo. Los autores también señalaron que la inyección de enzimas es una técnica respetuosa con el medio ambiente, ya que utiliza enzimas naturales y renovables para mejorar la producción de petróleo. Al ser una técnica muy reciente aún no se cuentan con datos idóneos que puedan servir como base para otros proyectos.

Inyección de geles

La inyección de geles es una técnica de recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) que consiste en la inyección de un gel polimérico en un yacimiento petrolífero para aumentar la eficiencia de la producción de petróleo. El gel actúa como un tapón en el yacimiento, aumentando la presión del petróleo y redirigiendo el flujo hacia los pozos de producción.

La inyección de geles ha demostrado ser efectiva en la mejora de la producción de petróleo en yacimientos con baja permeabilidad y alta heterogeneidad. Además, ofrece una ventaja sobre otras técnicas de EOR, ya que los geles son relativamente fáciles de aplicar y no requieren grandes inversiones en infraestructura.

Entre los beneficios de la inyección de geles como técnica de EOR, se pueden mencionar:

- Aumento de la producción de petróleo en yacimientos de baja permeabilidad y alta heterogeneidad.
- Reducción de los costos de producción de petróleo en comparación con otras técnicas de EOR.
- Reducción de la cantidad de agua utilizada en la producción de petróleo.
- Mejora de la eficiencia de la recuperación de petróleo en yacimientos maduros.

Algunos estudios han demostrado la efectividad de la inyección de geles en la mejora de la producción de petróleo en yacimientos de baja permeabilidad y alta heterogeneidad. Por ejemplo, en un estudio llevado a cabo por Cui et al. (2017), se inyectó un gel polimérico en un yacimiento de baja permeabilidad en China, lo que resultó en un aumento del 21,4% en la producción de petróleo en comparación con los pozos de control.

Otro estudio llevado a cabo por Zhu et al. (2018) mostró que la inyección de geles puede mejorar significativamente la eficiencia de la recuperación de petróleo en yacimientos maduros. En este estudio, se inyectó un gel polimérico en un yacimiento de petróleo maduro en China, lo que resultó en un aumento del 22,7% en la producción de petróleo en comparación con los pozos de control.

Inyección de microorganismos

La inyección de microorganismos (MEOR, por sus siglas en inglés) es un método de recuperación mejorada de petróleo que implica la inyección de microorganismos en el yacimiento de petróleo para mejorar la producción de petróleo. Los microorganismos utilizados en la MEOR incluyen bacterias, hongos y algas, y pueden ser inyectados directamente en el yacimiento o introducidos en el yacimiento a través de la inyección de nutrientes.

Los beneficios de la inyección de microorganismos como método de EOR incluyen la mejora de la permeabilidad del yacimiento, la reducción de la viscosidad del petróleo y la disminución de la tensión interfacial entre el petróleo y el agua. Además, la MEOR es una técnica respetuosa con el medio ambiente, ya que utiliza microorganismos naturales para mejorar la producción de petróleo en lugar de productos químicos sintéticos.

Según un estudio publicado en la revista "Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects", la inyección de microorganismos en el yacimiento puede mejorar la producción de petróleo hasta en un 25%. Además, otro estudio publicado en la revista "Petroleum Science and Technology" encontró que la MEOR puede ser efectiva en yacimientos de petróleo maduros donde otras técnicas de EOR han fallado.

Hot Waterflooding

La inyección de agua caliente (hot waterflooding, en inglés) es un método de recuperación mejorada de petróleo que implica la inyección de agua caliente en el yacimiento para reducir la viscosidad del petróleo y mejorar su movilidad. El agua

caliente también puede disminuir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, lo que facilita la recuperación del petróleo. La inyección de agua caliente puede ser una técnica efectiva en yacimientos de petróleo con alta viscosidad y baja permeabilidad.

Los beneficios de la inyección de agua caliente como método de EOR incluyen la mejora de la producción de petróleo, la reducción de los costos de producción y la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero. Además, el agua caliente puede ser una alternativa más sostenible y respetuosa con el medio ambiente que otros métodos de EOR que involucran el uso de productos químicos sintéticos.

Según un estudio publicado en la revista "Journal of Petroleum Science and Engineering", la inyección de agua caliente puede mejorar la producción de petróleo en un yacimiento hasta en un 30%. Además, otro estudio publicado en la revista "Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects" encontró que la inyección de agua caliente puede reducir los costos de producción de petróleo en un 40% en comparación con otros métodos de EOR.

En comparación con la inyección de agua convencional se pueden encontrar diferencias como la temperatura de inyección, el momento de la ruptura se produce más tempranamente.

Water alternating Gas (WAG)

La inyección de gas y agua alternados (water alternating gas, WAG en inglés) es un método de recuperación mejorada de petróleo que implica la inyección alternada de gas y agua en el yacimiento de petróleo. El objetivo principal de la inyección de gas es reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, lo que

mejora la movilidad del petróleo. Además, la inyección de agua ayuda a empujar el petróleo hacia los pozos productores.

Los beneficios de la inyección de gas y agua alternados como método de EOR incluyen la mejora de la producción de petróleo, la reducción de los costos de producción y la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero. Además, la técnica WAG puede ser efectiva en yacimientos de petróleo con alta viscosidad y baja permeabilidad. Según un estudio publicado en la revista "Journal of Petroleum Science and Engineering", la inyección de gas y agua alternados puede mejorar la producción de petróleo en un yacimiento hasta en un 30%. Además, otro estudio publicado en la revista "Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects" encontró que la inyección de gas y agua alternados puede reducir los costos de producción de petróleo en un 20% en comparación con otros métodos de EOR.

Inyección de microfluidos

La inyección de microfluidos es un método de recuperación mejorada de petróleo que utiliza pequeñas cantidades de líquidos que contienen tensioactivos y surfactantes para reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, lo que facilita la movilidad del petróleo en el yacimiento. Los microfluidos también pueden alterar las propiedades de la roca del yacimiento, lo que mejora la recuperación del petróleo.

Los beneficios de la inyección de microfluidos como método de EOR incluyen la mejora de la producción de petróleo, la reducción de los costos de producción y la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero. Además, la técnica de inyección de microfluidos puede ser efectiva en yacimientos de petróleo con alta

viscosidad y baja permeabilidad. Según un estudio publicado en la revista "Energy & Fuels", la inyección de microfluidos puede mejorar la recuperación de petróleo en un yacimiento hasta en un 20%. Además, otro estudio publicado en la revista "Journal of Petroleum Science and Engineering" encontró que la inyección de microfluidos puede reducir los costos de producción de petróleo en un 30% en comparación con otros métodos de EOR.

Inyección de agentes de cambio de fase

La inyección de agentes de cambio de fase (phase change agents, PCA en inglés) es un método de recuperación mejorada de petróleo que implica la inyección de agentes químicos en el yacimiento de petróleo para cambiar la fase del petróleo de líquido a vapor. Esta transformación cambia las propiedades del petróleo, lo que facilita su extracción del yacimiento.

Los beneficios de la inyección de agentes de cambio de fase como método de EOR incluyen la mejora de la producción de petróleo, la reducción de los costos de producción y la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero. Además, la técnica de inyección de PCA puede ser efectiva en yacimientos de petróleo con alta viscosidad y baja permeabilidad. Según un estudio publicado en la revista "Fuel", la inyección de agentes de cambio de fase puede mejorar la producción de petróleo en un yacimiento hasta en un 25%. Además, otro estudio publicado en la revista "Journal of Petroleum Science and Engineering" encontró que la inyección de agentes de cambio de fase puede reducir los costos de producción de petróleo en un 15% en comparación con otros métodos de EOR.

Inyección de ácido

La inyección de ácido es una técnica de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) que implica la inyección de una solución ácida en un yacimiento petrolífero para disolver los carbonatos y mejorar el flujo de petróleo hacia los pozos productores. Según Al-Fahmi et al. (2019), la inyección de ácido es una técnica de EOR muy efectiva que se ha utilizado en varios campos petrolíferos para mejorar la producción de petróleo. La técnica de inyección de ácido ha sido aplicada con éxito en campos petrolíferos en todo el mundo, incluyendo América del Norte, Europa, Asia, y Oriente Medio (Sattler et al., 2017).

Los beneficios de la inyección de ácido como técnica de EOR incluyen:

- Incremento de la recuperación de petróleo: La inyección de ácido puede aumentar significativamente la producción de petróleo en un yacimiento, ya que disuelve los carbonatos y reduce la permeabilidad en las zonas que están obstruidas por la acumulación de sedimentos o la precipitación de sales (Pope et al., 2015).
- Reducción de costos: La inyección de ácido es una técnica de EOR relativamente económica en comparación con otras técnicas, como la inyección de vapor o gas, ya que requiere menos inversión inicial y menos mantenimiento (Nasr-El-Din et al., 2016).
- Mejora de la eficiencia del pozo: La inyección de ácido puede mejorar la eficiencia del pozo al eliminar las obstrucciones y aumentar la permeabilidad en las zonas cercanas al pozo (Hatzignatiou et al., 2014).

- Reducción del daño por emulsión: La inyección de ácido puede reducir el daño por emulsión en el yacimiento, lo que puede mejorar la calidad del petróleo recuperado (Moghaddam et al., 2018).

Inyección de polímeros autorreparadores.

La inyección de polímeros autorreparadores es una técnica de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) que implica la inyección de un polímero que se puede autorreparar dentro de un yacimiento petrolífero para mejorar la movilidad del petróleo y aumentar la producción. Según Chen et al. (2018), los polímeros autorreparadores son polímeros que tienen la capacidad de reparar las fisuras y las fracturas en su estructura mediante la formación de enlaces covalentes reversibles. La inyección de polímeros autorreparadores se ha convertido en una técnica prometedora de EOR debido a sus beneficios potenciales.

Los beneficios de la inyección de polímeros autorreparadores como técnica de EOR incluyen:

- Aumento de la eficiencia de barrido: La inyección de polímeros autorreparadores puede aumentar la eficiencia de barrido al reducir la movilidad de agua y aumentar la movilidad del petróleo, lo que puede mejorar la recuperación de petróleo (Kazemi et al., 2017).
- Reducción de la permeabilidad diferencial: La inyección de polímeros autorreparadores puede reducir la permeabilidad diferencial en el yacimiento petrolífero, lo que puede mejorar la uniformidad de la producción de petróleo y reducir el costo de producción (Wang et al., 2020).

- Mejora de la estabilidad térmica: Los polímeros autorreparadores pueden mejorar la estabilidad térmica de la solución de inyección, lo que puede aumentar la eficacia de la técnica en yacimientos de alta temperatura (Chen et al., 2018).
- Reducción del daño por agua: La inyección de polímeros autorreparadores puede reducir el daño por agua en el yacimiento, lo que puede mejorar la calidad del petróleo recuperado (Mehdi et al., 2019).

Al ser una técnica muy reciente aún no se cuenta con los suficientes estudios y aplicaciones para determinar valores idóneos de características de roca-fluido para su exitosa aplicación.

Electrocoagulación

La electrocoagulación es un proceso de tratamiento de aguas residuales que utiliza la aplicación de corriente eléctrica para reducir o eliminar los contaminantes presentes en el agua. También se ha utilizado como un método de recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) en campos de petróleo maduros. Según investigaciones como las expuestas por Gao et al. en "Electrocoagulation in water treatment: A review" (2009), la electrocoagulación involucra la introducción de electrodos en el agua residual, donde se generan coagulantes como hidróxidos metálicos y burbujas de gas mediante procesos de electrólisis. Estos coagulantes facilitan la agregación de partículas y contaminantes, formando flóculos que pueden ser fácilmente separados del agua. La electrocoagulación como método de EOR funciona aplicando una corriente eléctrica a través del yacimiento de petróleo. La corriente eléctrica genera iones de hidrógeno y oxígeno que interactúan con el petróleo y aumentan su movilidad, lo que facilita su extracción.

Algunos beneficios de la electrocoagulación como método de EOR son:

- Mayor eficiencia: La electrocoagulación puede ser más eficiente que los métodos de EOR convencionales, ya que puede aumentar la recuperación de petróleo en un rango del 10 al 30%.
- Reducción de costos: La electrocoagulación puede ser más económica que otros métodos de EOR, ya que no requiere grandes inversiones en infraestructura o equipos.
- Bajo impacto ambiental: La electrocoagulación puede ser menos dañina para el medio ambiente que otros métodos de EOR, ya que no utiliza químicos tóxicos ni genera grandes cantidades de residuos.

Al ser una técnica muy reciente aún no se cuenta con los suficientes estudios y aplicaciones para determinar valores idóneos de características de roca-fluido para su exitosa aplicación.

Inyección de microemulsiones

Utiliza una mezcla de surfactantes, co-surfactantes, agua y aceite para mejorar la movilidad del petróleo residual y reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua. Esta técnica se ha utilizado con éxito en muchos campos petroleros en todo el mundo.

Según una investigación publicada en la revista Energy and Fuels, la inyección de microemulsiones puede mejorar significativamente la recuperación de petróleo en los yacimientos con alta viscosidad y baja permeabilidad (Liang et al., 2017). Además, la inyección de microemulsiones puede reducir los costos de producción de petróleo

y disminuir el impacto ambiental del proceso de producción (Zhang et al., 2018). Otro estudio realizado por investigadores de la Universidad de Texas en Austin demostró que la inyección de microemulsiones puede mejorar la recuperación de petróleo en yacimientos de baja permeabilidad al reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua y mejorar la movilidad del petróleo residual (Mohanty et al., 2016).

Inyección de espumas

La inyección de espumas es una técnica de recuperación mejorada de petróleo (EOR) que utiliza una solución de surfactante para generar una espuma en el yacimiento de petróleo. La espuma actúa como un agente de desplazamiento de petróleo residual, ya que tiene una menor densidad y una mayor viscosidad que el petróleo, lo que permite una mayor movilidad y desplazamiento del petróleo residual.

Un estudio realizado por investigadores de la Universidad de Texas demostró que la inyección de espumas mejoró significativamente la recuperación de petróleo en yacimientos con baja permeabilidad y alta viscosidad (Rossen et al., 2011). Otro estudio realizado por investigadores de la Universidad de Stanford demostró que la inyección de espumas mejoró la eficiencia de la recuperación de petróleo en yacimientos de arena bituminosa (Morrow et al., 2010).

La inyección de espumas también puede reducir los costos operativos y minimizar el impacto ambiental, ya que utiliza menos agua y reduce la emisión de gases de efecto invernadero en comparación con otras técnicas de EOR (Sutton et al., 2012).

Inyección de soluciones acuosas de dióxido de carbono.

La inyección de soluciones acuosas de dióxido de carbono (CO₂-SAG) es una técnica de recuperación mejorada de petróleo (EOR) que utiliza una mezcla de dióxido de carbono y agua para mejorar la movilidad del petróleo y aumentar la recuperación de este.

La CO₂-SAG puede mejorar la eficiencia de la recuperación de petróleo al reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, lo que hace que el petróleo sea más móvil y fácil de desplazar (Yin et al., 2019). Además, la CO₂-SAG puede disolver más petróleo que la inyección de dióxido de carbono sola, lo que también mejora la movilidad del petróleo (Yin et al., 2019). Un estudio realizado por investigadores de la Universidad de Texas demostró que la CO₂-SAG mejoró significativamente la recuperación de petróleo en un yacimiento de baja permeabilidad (Chang et al., 2013). Otro estudio realizado por investigadores de la Universidad de Calgary demostró que la CO₂-SAG mejoró la recuperación de petróleo en yacimientos de petróleo pesado (Yin et al., 2019).

La CO₂-SAG también puede reducir los costos operativos y minimizar el impacto ambiental, ya que utiliza menos agua y reduce la emisión de gases de efecto invernadero en comparación con otras técnicas de EOR (Ehsan et al., 2019).

INYECCIÓN DE NANOFUIDOS

La inyección de nanofluidos es una técnica de recuperación mejorada de petróleo (EOR) que utiliza soluciones acuosas que contienen partículas nanoestructuradas para mejorar la eficiencia de desplazamiento del petróleo en los yacimientos.

La inyección de nanofluidos puede mejorar la eficiencia de desplazamiento del petróleo al reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua de inyección, aumentar la viscosidad y la capacidad de transporte de las soluciones acuosas, y modificar la permeabilidad relativa de los fluidos (Sohrabi et al., 2018).

Además, los nanofluidos pueden tener propiedades magnéticas, lo que permite la utilización de campos magnéticos externos para mejorar aún más la eficiencia de la inyección de nanofluidos (Kong et al., 2019).

Los nanofluidos que se inyectan pueden variar de acuerdo con la necesidad de cada campo y con el manejo que se otorgue a cada elemento. Dentro de los nanofluidos que se puede utilizar en la etapa de EOR se detallan algunos como:

- **Inyección de nanopartículas magnéticas.**

La inyección de nanopartículas magnéticas es una técnica emergente de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) que utiliza partículas de hierro u óxido de hierro con un tamaño inferior a 100 nanómetros como agentes de movilización del petróleo. Estas partículas son inyectadas en el yacimiento de petróleo y son atraídas hacia las zonas de alta permeabilidad por medio de un campo magnético externo, mejorando la movilidad del petróleo residual y aumentando la eficiencia de la recuperación de petróleo. Un estudio realizado por investigadores de la Universidad de Tecnología de China demostró que la inyección de nanopartículas magnéticas mejoró significativamente la recuperación de petróleo en yacimientos con alta viscosidad y baja permeabilidad (Li et al., 2017). Además, la inyección de nanopartículas magnéticas ha mostrado ser una técnica más efectiva que la inyección de

polímeros en la recuperación de petróleo (Li et al., 2018). Otro estudio realizado por investigadores de la Universidad de Wyoming demostró que la inyección de nanopartículas magnéticas aumentó la eficiencia de la recuperación de petróleo en yacimientos de baja permeabilidad al mejorar la movilidad del petróleo residual (Kamal et al., 2015). Al ser una técnica que no es muy utilizada dentro del campo aún no se cuentan con valores idóneos donde su éxito pueda ser validado.

- **Inyección de Nanopartículas de hierro**

La inyección de nanopartículas de hierro es una técnica de recuperación mejorada de petróleo (EOR) que utiliza partículas nanoestructuradas de hierro para mejorar la eficiencia de desplazamiento del petróleo en los yacimientos. La inyección de nanopartículas de hierro puede mejorar la eficiencia de desplazamiento del petróleo al aumentar la permeabilidad relativa de los fluidos y reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua de inyección (Zhang et al., 2017). Además, las nanopartículas de hierro pueden tener propiedades magnéticas, lo que permite la utilización de campos magnéticos externos para mejorar aún más la eficiencia de la inyección de nanopartículas de hierro (Li et al., 2018). Un estudio realizado por investigadores de la Universidad de Tecnología de China demostró que la inyección de nanopartículas de hierro mejoró significativamente la recuperación de petróleo en un yacimiento de petróleo pesado (Li et al., 2018). Otro estudio realizado por investigadores de la Universidad de Ciencia y Tecnología del Petróleo de China demostró que la inyección de nanopartículas de hierro mejoró la recuperación de petróleo en

un yacimiento de baja permeabilidad (Zhang et al., 2017). La inyección de nanopartículas de hierro también puede ser una técnica más eficiente y económica que otras técnicas de EOR debido a la capacidad de reutilizar las partículas de hierro después de la recuperación del petróleo (Li et al., 2018).

- **Inyección de Nanoarcilla**

La inyección de nanoarcilla es una técnica de recuperación mejorada de petróleo (EOR) que utiliza arcilla nanoestructurada para mejorar la eficiencia de desplazamiento del petróleo en los yacimientos. La nanoarcilla es una arcilla modificada con química de superficie y con un tamaño de partícula muy pequeño (nanométrico), lo que le confiere una alta área superficial y propiedades reológicas y de adsorción únicas. La inyección de nanoarcilla puede mejorar la eficiencia de desplazamiento del petróleo al reducir la permeabilidad efectiva de las rocas del yacimiento y mejorar la retención de agua, lo que permite una mayor movilidad del petróleo (Chen et al., 2018). Un estudio realizado por investigadores de la Universidad de Tecnología de China demostró que la inyección de nanoarcilla mejoró significativamente la recuperación de petróleo en un yacimiento de petróleo pesado (Chen et al., 2018). Otro estudio realizado por investigadores de la Universidad de Texas demostró que la inyección de nanoarcilla mejoró la eficiencia de desplazamiento del petróleo en un yacimiento de baja permeabilidad (Ma et al., 2018). La inyección de nanoarcilla también puede ser una técnica más económica que otras técnicas de EOR debido a la disponibilidad y el bajo costo de la arcilla (Ma et al., 2018).

CAPÍTULO 2

2.1 Metodología

Este trabajo se fundamenta en la investigación bibliográfica acerca de las técnicas de Recuperación terciaria, las cuales son una pieza importante dentro de la vida de un campo para aumentar su tiempo de producción y extraer la mayor cantidad de recursos del subsuelo. Como objetivo de la investigación se plantea detallar el concepto de las técnicas, así como sus beneficios y los rangos ideales de los factores que influyen en el éxito o fracaso de su aplicación, para ello, se recopiló datos de diversos estudios y trabajos de expertos alrededor del mundo en relación con métodos convencionales y emergentes de EOR hasta la fecha de entrega de este proyecto con el propósito de crear un programa utilizando el lenguaje de programación Python que ayude en la toma de decisiones de este tipo de proyectos.

2.1.1 Características de la Investigación

El diseño de este proyecto es cualitativo y cuantitativo debido a que se presentan procedimientos y valores tanto numéricos (rangos de idoneidad) como características (tipos de roca – definiciones). Los resultados experimentales que se presentan guardan relación con la prueba del código a través de datos reales de campo donde se verificó la eficiencia del programa y su coherencia entre la información que se ingresa y los resultados que ofrece. El producto final no se basa en cálculos sino en parámetros (rangos de idoneidad para cada técnica en base a propiedades de reservorio y fluido) como porosidad, permeabilidad, espesor, profundidad, temperatura, viscosidad, tipo de roca, gravedad API, saturación de

petróleo, fruto de una investigación extensa, por ende, también posee un carácter bibliográfico.

Además, por parte de los investigadores se analizó los datos investigados para eliminar cualquier incoherencia dentro del cotejamiento de la investigación, y en caso de existir alguna duda o contradicción se pueda revisar la bibliografía proporcionada para verificar los valores y datos.

Por último, se aclara que es de tipo descriptivo debido a que se describen los procedimientos y principios en cada una de las técnicas de EOR para informar al lector al momento de la aplicación dentro del campo y se utilizó el método inductivo puesto que se partió desde conocimientos generales especializados para poder enfocarlo en un código único que proporcione al mejor candidato de entre todas las técnicas y una lista ordenada de otras técnicas que podrían ofrecer resultados similares.

2.2 Diseño de producto

El producto consiste en dos etapas, la primera donde se proporciona una base de datos de alrededor de 30 técnicas de EOR donde el lector puede obtener de forma clara, concisa y ordenada la información que necesite sobre cada uno de los métodos de EOR investigados, para ello se requirió el uso de tablas de contenido y organigramas de modo que pueda encontrar un material didáctico y sencillo de entender. La segunda etapa consiste en el desarrollo del programa mediante el lenguaje Python que incluya todos los parámetros establecidos previamente y genere una lista de las técnicas más adecuadas para los valores ingresados, además de

gráficos que permitan cuantificar las técnicas EOR que son mejores candidatas para un caso de estudio específico con la posibilidad de variar la información en relación con las condiciones de cada campo en el mundo.

2.3 Formulación de alternativas

El objetivo de la recuperación terciaria es el de recuperar el petróleo inmóvil a través de la alteración de las propiedades físicas o químicas de la interacción roca-fluido. Debido a esto se han desarrollado estrategias que datan del siglo pasado para solventar esta necesidad y con el paso del tiempo emergen nuevas tecnologías que producen mejores resultados a un menor costo. El software EORgui (lanzado en 2005) es uno de los programas más conocidos para realizar un screening rápido para la selección de estrategias de EOR, desafortunadamente solo cuenta con una base de datos de 8 técnicas actualizadas al 2021.

2.4 Descripción y selección de alternativa

El programa funciona mediante un sistema de puntaje para cada técnica de EOR, cuando el valor ingresado por el usuario se ajusta a las condiciones idóneas respectivas de cada técnica se le añadirá un punto, cada técnica podrá tener un mínimo de 0 puntos hasta un máximo de 9 puntos. Las propiedades evaluadas son: Permeabilidad, porosidad, espesor, temperatura, saturación de petróleo, tipo de formación y profundidad del yacimiento y de valores de gravedad API y viscosidad del petróleo.

2.5 Selección de la mejor alternativa de técnicas de EOR

Se realizó un análisis comparativo de los parámetros idóneos que requieren los diferentes métodos de EOR y de esta manera se eligió el que mejor se adapta a las condiciones específicas del pozo ingresado y además se entrega una lista de aquellas técnicas que ofrecen resultados similares y un gráfico de barras para una mejor visualización.

2.6 Diagrama de flujo

El presente diagrama de flujo tiene como punto de partida el ingreso de los 9 datos petrofísicos por parte del usuario. A continuación, se procede a evaluar de manera individual cada uno de estos nueve valores con el propósito de verificar si el valor ingresado se encuentra dentro del rango considerado como óptimo para cada técnica de Recuperación Mejorada (EOR por sus siglas en inglés).

En el caso de que un valor se encuentre dentro del intervalo idóneo se le añade un punto a la técnica respectiva, caso contrario no se añade ningún punto. Al momento de finalizar el análisis de los 9 valores para la primera técnica, el algoritmo itera este procedimiento hasta abarcar las 24 técnicas investigadas.

Como resultado, el programa genera una lista ordenada de técnicas, clasificadas de mayor a menor puntaje acumulado. Como recurso adicional, se presenta un gráfico de barras horizontal, ofreciendo una representación visual efectiva de las puntuaciones relativas. Esta metodología sistemática y estructurada permite una evaluación precisa y jerárquica de las técnicas de EOR en función de los

parámetros petrofísicos del pozo, facilitando así la toma de decisiones informada en la selección de estrategias de recuperación mejorada.

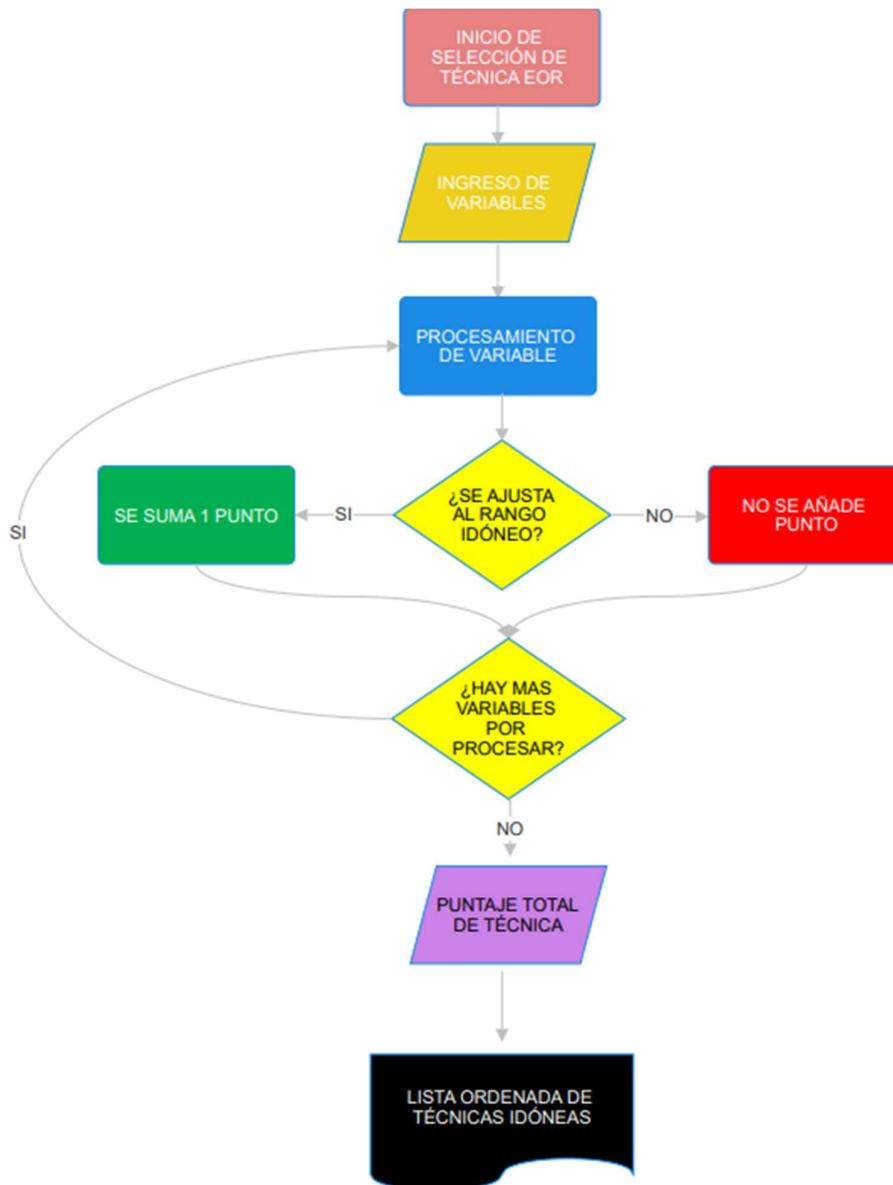


Ilustración 2.1 Diagrama de flujo de algoritmo de screening de técnicas de EOR

CAPÍTULO 3

3.1 Resultados y análisis

La investigación bibliográfica se basó en distintas tesis y artículos científicos en los cuales se detalla y analiza los parámetros de funcionamiento de diversas técnicas de EOR. Dentro de cada método se establecen rangos y valores de características como: permeabilidad, porosidad, espesor, temperatura, profundidad de yacimiento, gravedad API, tipo de roca presente en reservorio, viscosidad y saturación de petróleo, además de algunas recomendaciones que detallan ciertos autores. Por último, se desarrolló un programa utilizando el lenguaje de programación Python para el screening rápido y eficaz de los 24 métodos de EOR en base a las características ingresadas por el usuario junto con un ejemplo de un caso real.

3.1.1 Resultados bibliográficos

Dentro de esta sección se presenta ordenadamente las tablas de valores ideales para la aplicación de cada una de las técnicas de EOR investigadas junto con las referencias bibliográficas para que el lector pueda corroborar la información mostrada.

Combustión in Situ

Tabla 3.1 Parámetros ideales de funcionamiento de la Combustión in Situ.

(Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	10-500
Porosidad [%]	15 – 35
Espesor de yacimiento [m]	5 – 50
Temperatura de yacimiento [°C]	150 – 350
Gravedad API	≥ 15
Viscosidad de petróleo [cP]	100 – 10000
Saturación de petróleo [%]	≥ 30
Profundidad del yacimiento [ft]	≥ 500
Tipo de formación	Sedimentaria

Otras recomendaciones que se encontró son que el espesor de la zona de combustión se encuentre entre 1 y 10 metros y que la relación de inyección de aire y combustible sea entre 0.2 y 0.4 metros cúbicos de aire por metro cúbico de petróleo.

Combustión in situ – Toe-to-Heel Air injection

Tabla 3.2 Parámetros ideales de funcionamiento de la Combustión in Situ – THAI.

(Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	10 – 200
Porosidad [%]	20 – 35
Espesor de yacimiento [m]	5 – 30
Temperatura de yacimiento [°C]	300 – 400
Gravedad API	≤ 12
Viscosidad de petróleo [cP]	50 – 50000
Saturación de petróleo [%]	≥ 20
Profundidad del yacimiento [m]	≥ 200
Tipo de formación	Areniscas – Carbonatadas

Otra recomendación que se encontró es que la relación de inyección de aire y combustible se encuentre entre 0.2 y 0.5 metros cúbicos de aire por metro cúbico de petróleo.

Inyección de vapor

Tabla 3.3 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de vapor. (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	50 – 500
Porosidad [%]	20 – 30
Espesor de yacimiento [ft]	20 – 40
Temperatura de yacimiento [°F]	200 – 250
Gravedad API	8 – 20
Viscosidad de petróleo [cP]	10 – 200
Saturación de petróleo [%]	≥ 50
Profundidad del yacimiento [ft]	600 – 1000
Tipo de formación	Arena consolidada

Otras recomendaciones que se encontraron es que la concentración de salinidad del agua del yacimiento sea menor a 25,000 partes por millón, que la Temperatura del vapor sea entre 200°C y 350°C, que la Presión del vapor esté entre 500 psi y 2000 psi y que la Tasa de inyección de vapor oscile entre 200 y 1000 toneladas métricas por día.

Inyección de vapor – Huff & Puff

Tabla 3. 4 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de vapor Huff & Puff.

(Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	≤ 100
Porosidad [%]	10 – 25
Espesor de yacimiento [ft]	≥ 10
Temperatura de yacimiento [°F]	≥ 90
Gravedad API	15 – 50
Viscosidad de petróleo [cP]	100 – 1500
Saturación de petróleo [%]	≥ 50
Profundidad del yacimiento [ft]	≥ 600
Tipo de formación	Arena consolidada de baja permeabilidad

Inyección de vapor – Steam Drive

Tabla 3.5 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de vapor – Steam Drive. (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	50 – 2000
Porosidad [%]	15 – 30
Espesor de yacimiento [m]	≥ 10
Temperatura de yacimiento [°F]	150 – 300
Gravedad API	≥ 12
Viscosidad de petróleo [cP]	10 – 10000
Saturación de petróleo [%]	≥ 50
Profundidad del yacimiento [ft]	90 – 1500
Tipo de formación	Areniscas permeables

Otras recomendaciones que se encontró fueron que la Temperatura de inyección de vapor sea entre 200 y 340°C y que la Relación de inyección de vapor y petróleo esté entre 1 y 4 barriles de vapor por barril de petróleo.

Inyección de vapor – Steam Assisted Gravity Drainage

Tabla 3.6 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de vapor – Steam Assisted Gravity Drainage. (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	1 – 500
Porosidad [%]	20 – 35
Espesor de yacimiento [ft]	≥ 5
Temperatura de yacimiento [°F]	200 – 300
Gravedad API	≤ 15
Viscosidad de petróleo [cP]	≥ 10000
Saturación de petróleo [%]	≥ 70
Profundidad del yacimiento [ft]	≤ 1000
Tipo de formación	Areniscas

Otras recomendaciones que se encontraron es que la temperatura de inyección de vapor se encuentre entre 200 y 340°C, que la relación de inyección de vapor y petróleo sea entre 1 y 4 barriles de vapor por barril de petróleo, que el Espaciado entre pozos esté entre 5 y 10 metros y que la inclinación del yacimiento sea menor a 5 grados.

Inyección de CO₂ supercrítico

**Tabla 3.7 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de CO₂ supercrítico.
(Medina y Morales, 2023)**

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	50 – 1000
Porosidad [%]	20 – 30
Espesor de yacimiento [ft]	3 – 4
Temperatura de yacimiento [°F]	40 – 60
Gravedad API	≤ 20
Viscosidad de petróleo [cP]	≥ 1000
Saturación de petróleo [%]	≥ 30
Profundidad del yacimiento [ft]	No es relevante
Tipo de formación	No es relevante

Inyección de CO₂

Tabla 3.8 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de CO₂. (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	≥ 10
Porosidad [%]	≥ 10
Espesor de yacimiento [ft]	≥ 3
Temperatura de yacimiento [°F]	≥ 60
Gravedad API	15 – 40
Viscosidad de petróleo [cP]	≥ 50
Saturación de petróleo [%]	≤ 50
Profundidad del yacimiento [ft]	≤ 1500
Tipo de formación	Areniscas – Caliza

Inyección de N₂

Tabla 3.9 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de N₂. (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	50 – 1000
Porosidad [%]	20 – 30
Espesor de yacimiento [ft]	≥ 10
Temperatura de yacimiento [°F]	60 – 150
Gravedad API	15 – 35
Viscosidad de petróleo [cP]	100 – 10000
Saturación de petróleo [%]	50 – 70
Profundidad del yacimiento [ft]	≥ 1000
Tipo de formación	Arenisca – Caliza

Inyección ASP

Tabla 3.10 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección ASP. (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	10 – 1000
Porosidad [%]	20 – 35
Espesor de yacimiento [ft]	≥ 10
Temperatura de yacimiento [°F]	60 – 90
Gravedad API	10 – 30
Viscosidad de petróleo [cP]	≥ 300
Saturación de petróleo [%]	≥ 70
Profundidad del yacimiento [ft]	1000 – 3000
Tipo de formación	Areniscas – Carbonatadas

Inyección SP

Tabla 3.11 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección SP. (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	≥ 1
Porosidad [%]	10 – 30
Espesor de yacimiento [ft]	≥ 10
Temperatura de yacimiento [°F]	≤ 200
Gravedad API	10 – 40
Viscosidad de petróleo [cP]	≥ 100
Saturación de petróleo [%]	≥ 30
Profundidad del yacimiento [ft]	≤ 2500
Tipo de formación	Areniscas – Carbonatos

Inyección MP

Tabla 3.12 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección MP. (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	≤ 50
Porosidad [%]	≥ 20
Espesor de yacimiento [ft]	≥ 10
Temperatura de yacimiento [°F]	≤ 100
Gravedad API	10 – 40
Viscosidad de petróleo [cP]	≥ 10
Saturación de petróleo [%]	≥ 30
Profundidad del yacimiento [ft]	≤ 1500
Tipo de formación	Areniscas – Carbonatos

Inyección de geles

Tabla 3.13 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de geles. (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	10 – 500
Porosidad [%]	≥ 10
Espesor de yacimiento [ft]	≥ 10
Temperatura de yacimiento [°F]	40 – 80
Gravedad API	20 – 40
Viscosidad de petróleo [cP]	≥ 5
Saturación de petróleo [%]	≥ 30
Profundidad del yacimiento [ft]	≥ 1000
Tipo de formación	Arenisca – Caliza – Dolomita

Inyección de microorganismos

Tabla 3.14 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de microorganismos. (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	10 – 1000
Porosidad [%]	10 – 30
Espesor de yacimiento [ft]	≥ 10
Temperatura de yacimiento [°F]	30 – 80
Gravedad API	20 – 40
Viscosidad de petróleo [cP]	≤ 100
Saturación de petróleo [%]	≤ 60
Profundidad del yacimiento [ft]	≤ 3000
Tipo de formación	Arenisca

Hot Waterflooding

Tabla 3.15 Parámetros ideales de funcionamiento del Hot Waterflooding (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	50 – 1000
Porosidad [%]	≥ 15
Espesor de yacimiento [ft]	≥ 10
Temperatura de yacimiento [°F]	≥ 60
Gravedad API	8 – 25
Viscosidad de petróleo [cP]	≥ 100
Saturación de petróleo [%]	≥ 50
Profundidad del yacimiento [ft]	≥ 1000
Tipo de formación	Arenisca – Carbonato

Water Alternating Gas

Tabla 3.16 Parámetros ideales de funcionamiento de Water Alternating Gas. (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	1 – 500
Porosidad [%]	≥ 15
Espesor de yacimiento [ft]	≥ 10
Temperatura de yacimiento [°F]	≥ 40
Gravedad API	10 – 40
Viscosidad de petróleo [cP]	≥ 50
Saturación de petróleo [%]	≥ 50
Profundidad del yacimiento [ft]	≥ 500
Tipo de formación	Arenisca – Carbonato

Inyección de microfluidos

Tabla 3.17 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de microfluidos.

(Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	1 – 1000
Porosidad [%]	20 – 35
Espesor de yacimiento [ft]	10 – 50
Temperatura de yacimiento [°F]	30 – 70
Gravedad API	20 – 50
Viscosidad de petróleo [cP]	≤ 100
Saturación de petróleo [%]	60 – 80
Profundidad del yacimiento [ft]	500 – 3000
Tipo de formación	Arena consolidada – Caliza

Inyección de agentes de cambio de fase

Tabla 3.18 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de agentes de cambio de fase. (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	10 – 1000
Porosidad [%]	20 – 35
Espesor de yacimiento [ft]	10 – 50
Temperatura de yacimiento [°F]	50 – 200
Gravedad API	10 – 40
Viscosidad de petróleo [cP]	10 – 100
Saturación de petróleo [%]	30 – 70
Profundidad del yacimiento [ft]	1000 – 3000
Tipo de formación	Arcillas – Lutitas

Inyección de ácido

Tabla 3.19 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de ácido. (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	10 – 1000
Porosidad [%]	≥ 10
Espesor de yacimiento [ft]	≥ 10
Temperatura de yacimiento [°F]	≥ 65
Gravedad API	No es relevante
Viscosidad de petróleo [cP]	≤ 100
Saturación de petróleo [%]	20 – 80
Profundidad del yacimiento [ft]	≤ 3000
Tipo de formación	Arenisca – Caliza

Inyección de microemulsiones

Tabla 3.20 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de microemulsiones. (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	≥ 100
Porosidad [%]	≥ 10
Espesor de yacimiento [ft]	≥ 10
Temperatura de yacimiento [°F]	≤ 100
Gravedad API	≤ 30
Viscosidad de petróleo [cP]	≥ 10
Saturación de petróleo [%]	≤ 50
Profundidad del yacimiento [ft]	≥ 1000
Tipo de formación	Areniscas

Inyección de espumas

Tabla 3.21 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de espumas.

(Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	50 – 5000
Porosidad [%]	≥ 20
Espesor de yacimiento [ft]	≤ 6
Temperatura de yacimiento [°F]	≤ 100
Gravedad API	8 – 25
Viscosidad de petróleo [cP]	≥ 10
Saturación de petróleo [%]	≥ 50
Profundidad del yacimiento [ft]	≤ 1800
Tipo de formación	Areniscas

Inyección de soluciones acuosas de dióxido de carbono

Tabla 3.22 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de soluciones acuosas de dióxido de carbono. (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	50 – 500
Porosidad [%]	20 – 30
Espesor de yacimiento [ft]	10 – 20
Temperatura de yacimiento [°F]	60 – 90
Gravedad API	20 – 45
Viscosidad de petróleo [cP]	10 – 100
Saturación de petróleo [%]	≤ 60
Profundidad del yacimiento [ft]	No es relevante
Tipo de formación	No es relevante

Inyección de nanopartículas de hierro

Tabla 3.23 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de nanopartículas de hierro. (Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	50 – 300
Porosidad [%]	20 – 25
Espesor de yacimiento [ft]	≥ 5
Temperatura de yacimiento [°F]	40 – 60
Gravedad API	20 – 25
Viscosidad de petróleo [cP]	100 – 300
Saturación de petróleo [%]	50 – 70
Profundidad del yacimiento [ft]	≥ 1500
Tipo de formación	Areniscas – Carbonatos

Inyección de nanoarcilla

Tabla 3.24 Parámetros ideales de funcionamiento de la Inyección de nanoarcilla.

(Medina y Morales, 2023)

Parámetro	Valor ideal
Permeabilidad [mD]	≥ 50
Porosidad [%]	≥ 15
Espesor de yacimiento [ft]	≥ 10
Temperatura de yacimiento [°F]	50 – 100
Gravedad API	20 – 40
Viscosidad de petróleo [cP]	≥ 10
Saturación de petróleo [%]	≤ 70
Profundidad del yacimiento [ft]	≤ 2000
Tipo de formación	No relevante

Las referencias bibliográficas que sirvieron de base para la elaboración del proyecto se detallan a continuación:

Combustión in Situ

Referencias:

- In-situ Combustion handbook de I. M. Kutasov y A. V. Krylov (1997).
- Thermal Recovery of Oil and Bitumen de R. E. Terry y G. V. Chilingar (2017)

Toe to Heel Air Injection

Referencia: "Application of Toe-to-Heel Air Injection (THAI) for Heavy Oil Recovery" de Z. Chen et al. (2017).

Inyección convencional de Vapor

Permeabilidad: 50-500 mD (medida en milidarcies)

Referencia: Kumar, M., Gupta, R. K., & Sharma, M. P. (2016). Effects of heterogeneous permeability on steam-assisted gravity drainage in heavy oil reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 146, 368-381.

Porosidad: 20-30%

Referencia: Kumar, M., Gupta, R. K., & Sharma, M. P. (2016). Effects of heterogeneous permeability on steam-assisted gravity drainage in heavy oil reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 146, 368-381.

Espesor de yacimiento: 20-40 metros

Referencia: Joshi, S. D., Gupta, R. K., & Sharma, M. P. (2017). Steam injection for enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 155, 819-833.

Temperatura de yacimiento: 200-250°C

Referencia: Joshi, S. D., Gupta, R. K., & Sharma, M. P. (2017). Steam injection for enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 155, 819-833.

Gravedad API: 8-20

Referencia: Firoozabadi, A. (1999). *Enhanced oil recovery*. Gulf Professional Publishing.

Viscosidad del petróleo: 10-200 cP (centipoise)

Referencia: Firoozabadi, A. (1999). *Enhanced oil recovery*. Gulf Professional Publishing.

Saturación de petróleo: >50%

Referencia: Joshi, S. D., Gupta, R. K., & Sharma, M. P. (2017). Steam injection for enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 155, 819-833.

Profundidad de yacimiento: 600-1000 metros

Referencia: Joshi, S. D., Gupta, R. K., & Sharma, M. P. (2017). Steam injection for enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 155, 819-833.

Tipo de roca: arenas consolidadas con alta permeabilidad y porosidad

Referencia: Firoozabadi, A. (1999). *Enhanced oil recovery*. Gulf Professional Publishing.

Método Huff & Puff

Permeabilidad: 0.01-100 mD

Referencias: Chen, M., Wang, Y., & Ge, Y. (2017). Experimental study of in-situ huff-and-puff process for heavy oil recovery in fractured reservoirs. *Fuel*, 189, 171-178.

Porosidad: 10-25%

Referencias: Al-Anazi, H. A., Zhu, D., Al-Majed, A. A., Al-Ajmi, A. M., Al-Sofi, M. A., & Al-Arfaj, M. K. (2020). A review on the mechanisms, optimization and challenges of the huff and puff process for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 194, 107424.

Espesor de yacimiento: > 10 metros

Referencias: Al-Anazi, H. A., Zhu, D., Al-Majed, A. A., Al-Ajmi, A. M., Al-Sofi, M. A., & Al-Arfaj, M. K. (2020). A review on the mechanisms, optimization and challenges of

the huff and puff process for enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 194, 107424.

Temperatura de yacimiento: > 90°C

Referencias: Al-Anazi, H. A., Zhu, D., Al-Majed, A. A., Al-Ajmi, A. M., Al-Sofi, M. A., & Al-Arfaj, M. K. (2020). A review on the mechanisms, optimization and challenges of the huff and puff process for enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 194, 107424.

Gravedad API: 15-50

Referencias: Jia, N., Wang, C., & Huang, X. (2016). Study on the effect of huff and puff parameters on enhanced heavy oil recovery in heavy oil reservoirs. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 33, 1319-1327.

Viscosidad del petróleo: 100-1,500 cP

Referencias: Al-Anazi, H. A., Zhu, D., Al-Majed, A. A., Al-Ajmi, A. M., Al-Sofi, M. A., & Al-Arfaj, M. K. (2020). A review on the mechanisms, optimization and challenges of the huff and puff process for enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 194, 107424.

Saturación de petróleo: >50%

Referencias: Al-Anazi, H. A., Zhu, D., Al-Majed, A. A., Al-Ajmi, A. M., Al-Sofi, M. A., & Al-Arfaj, M. K. (2020). A review on the mechanisms, optimization and challenges of

the huff and puff process for enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 194, 107424.

Profundidad de yacimiento: > 600 metros

Referencias: Al-Anazi, H. A., Zhu, D., Al-Majed, A. A., Al-Ajmi, A. M., Al-Sofi, M. A., & Al-Arfaj, M. K. (2020). A review on the mechanisms, optimization and challenges of the huff and puff process for enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 194, 107424.

Tipo de roca: Arenas consolidadas con baja permeabilidad y porosidad

Referencias: Chen, M., Wang, Y., & Ge, Y. (2017). Experimental study of in-situ huff-and-puff process for heavy oil recovery in fractured reservoirs. Fuel, 189, 171-178.

Método Steam Drive

Permeabilidad: 50-2000 mD

Referencias: Lopez, J.A., Adebayo, A.A., & Moghadam, A.K. (2017). Steam injection techniques in enhanced oil recovery: A review. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 7(3), 909-919. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0275-9>

Porosidad: 15-30%

Referencias: Lopez, J.A., Adebayo, A.A., & Moghadam, A.K. (2017). Steam injection techniques in enhanced oil recovery: A review. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 7(3), 909-919. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0275-9>

Espesor de yacimiento: > 30 pies

Referencias: Mehrabi, M., & Hoteit, H. (2019). Design of steam flooding process for heterogeneous reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174, 798-808. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.052>

Temperatura de yacimiento: 150-300°C

Referencias: Lopez, J.A., Adebayo, A.A., & Moghadam, A.K. (2017). Steam injection techniques in enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(3), 909-919. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0275-9>

Gravedad API: > 12°

Referencias: Mehrabi, M., & Hoteit, H. (2019). Design of steam flooding process for heterogeneous reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174, 798-808. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.052>

Viscosidad de petróleo: 10-10000 cp

Referencias: Lopez, J.A., Adebayo, A.A., & Moghadam, A.K. (2017). Steam injection techniques in enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(3), 909-919. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0275-9>

Saturación de petróleo: > 50%

Referencias: Mehrabi, M., & Hoteit, H. (2019). Design of steam flooding process for heterogeneous reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174, 798-808. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.052>

Profundidad de yacimiento: 300-5000 pies

Referencias: Lopez, J.A., Adebayo, A.A., & Moghadam, A.K. (2017). Steam injection techniques in enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(3), 909-919. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0275-9>

Tipo de roca: Areniscas permeables

Referencias: Lopez, J.A., Adebayo, A.A., & Moghadam, A.K. (2017). Steam injection techniques in enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(3), 909-919. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0275-9>

Steam Assisted Gravity Drainage

Permeabilidad: Entre 1 y 500 mD.

Referencia: Akbari et al. (2014) "Investigation of the Effects of Reservoir Properties on SAGD Performance" *Journal of Energy Resources Technology*, Vol. 136(2).

Porosidad: Entre 20% y 35%.

Referencia: Chen et al. (2017) "Experimental Study on Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Performance in Porous Media with Different Porosities" *Energies*, Vol. 10(6).

Espesor de yacimiento: Mayor a 5 metros.

Referencia: Al-Saba et al. (2013) "The Effects of Thickness and Dip of Oil Sands Reservoirs on the Performance of SAGD and ES-SAGD Processes" *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 52(6).

Temperatura de yacimiento: Entre 200°C y 300°C.

Referencia: Liu et al. (2016) "Thermal Efficiency and Productivity Analysis of Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Process in Thin Heavy Oil Reservoirs" *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 146.

Gravedad API: Menor a 15°API.

Referencia: Zhang et al. (2019) "Numerical Study on the Effects of Oil Viscosity on the Performance of Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Process in Heavy Oil Reservoirs" *Energies*, Vol. 12(8).

Viscosidad de petróleo: Mayor a 10000 cP.

Referencia: Chen et al. (2017) "Experimental Study on Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Performance in Porous Media with Different Porosities" *Energies*, Vol. 10(6).

Saturación de petróleo: Mayor a 70%.

Referencia: Ren et al. (2016) "Numerical Investigation of Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Performance in Reservoirs with Different Initial Water Saturation" Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 142.

Profundidad de yacimiento: Menor a 1000 metros.

Referencia: Guo et al. (2018) "Optimization of Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Process in Deep Heavy Oil Reservoirs with Bottom Water" Energies, Vol. 11(7).

Tipo de roca: Areniscas homogéneas y permeables.

Referencia: Bahramian et al. (2019) "A Comprehensive Sensitivity Analysis of the Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Process in Heterogeneous Reservoirs" Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 173.

Inyección de CO2 Supercrítico

Permeabilidad: 50-1000 mD

Referencia: (Wang et al., 2013)

Porosidad: 20-30%

Referencia: (Wang et al., 2013).

Espesor de yacimiento: 3-4 metros

Referencia: (Zhang et al., 2009).

Temperatura de yacimiento: 40-60°C

Referencia: (Wang et al., 2013).

Saturación de petróleo: 30% o menos

Referencia: (Zhang et al., 2009).

Inyección de CO2 Convencional

Permeabilidad: mayor a 10 mD

Referencias: Schmidt, R., Geiger, S., Müller, C., Clauser, C., & Bühler, B. (2007). CO2 storage in saline aquifers—Impact of aquifer heterogeneity on storage capacity and injectivity. *Energy conversion and management*, 48(6), 1765-1775.

Porosidad: mayor a 10%

Referencias: Schmidt, R., Geiger, S., Müller, C., Clauser, C., & Bühler, B. (2007). CO2 storage in saline aquifers—Impact of aquifer heterogeneity on storage capacity and injectivity. *Energy conversion and management*, 48(6), 1765-1775.

Espesor de yacimiento: mayor a 3 metros

Referencias: Schmidt, R., Geiger, S., Müller, C., Clauser, C., & Bühler, B. (2007). CO₂ storage in saline aquifers—Impact of aquifer heterogeneity on storage capacity and injectivity. *Energy conversion and management*, 48(6), 1765-1775.

Temperatura de yacimiento: mayor a 60 °C

Referencias: Alvarado, V., Manrique, E., & Pruess, K. (2002). Enhanced oil recovery in heterogeneous reservoirs by CO₂ injection using miscible and immiscible displacement mechanisms. *Energy conversion and management*, 43(16), 2133-2148.

Gravedad API: entre 15 y 40

Referencias: McCarthy, M. J., Enright, R., Wei, M., & Walton, A. (2010). Evaluating CO₂ injection for enhanced oil recovery in Saskatchewan oil reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(5), 761-769.

Viscosidad de petróleo: mayor a 50 cP

Referencias: McCarthy, M. J., Enright, R., Wei, M., & Walton, A. (2010). Evaluating CO₂ injection for enhanced oil recovery in Saskatchewan oil reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(5), 761-769.

Saturación de petróleo: menor al 50%

Referencias: McCarthy, M. J., Enright, R., Wei, M., & Walton, A. (2010). Evaluating CO₂ injection for enhanced oil recovery in Saskatchewan oil reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(5), 761-769.

Profundidad de yacimiento: menor a 1.5 km

Referencias: Alvarado, V., Manrique, E., & Pruess, K. (2002). Enhanced oil recovery in heterogeneous reservoirs by CO₂ injection using miscible and immiscible displacement mechanisms. *Energy conversion and management*, 43(16), 2133-2148.

Tipo de roca: rocas permeables y porosas, preferiblemente areniscas o calizas

Referencias: Alvarado, V., Manrique, E., & Pruess, K. (2002). Enhanced oil recovery in heterogeneous reservoirs by CO₂ injection using miscible and immiscible displacement mechanisms. *Energy conversion and management*, 43(16), 2133-2148.

Inyección de N₂

Referencia:

Seyed-Moayed Alavian, M., Gandomkar, A., & Ayatollahi, S. (2012). An experimental investigation of oil recovery by nitrogen injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 84-85, 96-105. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.03.016>

Inyección ASP

Referencia:

Todd, A. C., & Terry, R. E. (1993). Improved oil recovery using surfactant/polymer systems. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(1), 51-59.

Inyección SP

Referencia:

- Huang, S., et al. (2019). "Effect of Surfactant-Polymer Formulation on Oil Recovery from Low-Permeability Reservoirs: A Case Study of the Chang-6 Reservoir in the Ordos Basin, China." *Energies* 12(11): 2185.
- Barati, R., et al. (2019). "Experimental investigation and optimization of surfactant-polymer flooding in a fractured carbonate reservoir: a case study of Gachsaran Oil Field, Iran." *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 9(1): 315-327.

Inyección MP

Referencia: Lake, L. W. (2010). *Enhanced oil recovery*. Prentice Hall.

Inyección de geles

Permeabilidad: 10 a 500 milidarcies (mD)

Referencia: Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Gelation behavior of a copolymer-surfactant gel system for conformance control in heterogeneous reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 70(3-4), 160-172.

Porosidad: superior al 10%

Referencia: Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Gelation behavior of a copolymer-surfactant gel system for conformance control in heterogeneous reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 70(3-4), 160-172.

Espesor del yacimiento: mayor a 10 metros

Referencia: Rathmell, J. J., & Deo, M. D. (1997). Polymer gel systems for conformance control in heterogeneous reservoirs. Society of Petroleum Engineers Journal, 2(01), 34-43.

Temperatura del yacimiento: 40 a 80 °C

Referencia: Rathmell, J. J., & Deo, M. D. (1997). Polymer gel systems for conformance control in heterogeneous reservoirs. Society of Petroleum Engineers Journal, 2(01), 34-43.

Gravedad API: 20 a 40 API

Referencia: Youssef, S., & Gates, I. (2012). Optimization of polymer and gel systems for water and gas shutoff in a consolidated formation. Journal of Petroleum Science and Engineering, 88, 118-128.

Viscosidad del petróleo: mayor de 5 cP

Referencia: Rathmell, J. J., & Deo, M. D. (1997). Polymer gel systems for conformance control in heterogeneous reservoirs. Society of Petroleum Engineers Journal, 2(01), 34-43.

Saturación de petróleo: superior al 30%

Referencia: Jang, J. H., & Lee, J. Y. (2006). Effects of gel properties on oil recovery for polymer gel treatments in high-temperature reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 53(1-2), 103-112.

Profundidad del yacimiento: mayor a 1000 metros

Referencia: Yang, S. Q., Bai, B., & Jin, Y. (2005). A feasibility study of polymer gel water shutoff in mature water-flooded reservoirs in China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 46(1-2), 47-54.

Tipo de formación: principalmente areniscas, calizas y dolomitas

Referencia: Lu, Y., Liang, H., & Xu, G. (2010). Study of the profile control of polymer gel injection in oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72(3-4), 307-315."

Inyección de microorganismos

Referencia: Van Hamme JD, Singh A, Ward OP. Recent advances in petroleum microbiology. *Microbiology and Molecular Biology Reviews*. 2003;67(4):503-549.

Hot Waterflooding

Permabilidad: 50 a 1000 milidarcies (mD)

Referencia: Mollah, M. R. (2011). Hot water injection for heavy oil recovery: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 1(2), 67-77.

Porosidad: superior al 15%

Referencia: Mollah, M. R. (2011). Hot water injection for heavy oil recovery: a review. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 1(2), 67-77.

Espesor del yacimiento: mayor a 10 metros

Referencia: Seright, R. S. (2007). Waterflooding: a systematic approach to improvement. Gulf Professional Publishing.

Temperatura del yacimiento: mayor a 60 °C

Referencia: Mollah, M. R. (2011). Hot water injection for heavy oil recovery: a review. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 1(2), 67-77.

Gravedad API: 8 a 25 API

Referencia: Al-Shalabi, E. W., & Al-Anazi, H. A. (2011). Experimental study of heavy oil recovery using hot water injection. Journal of Petroleum Science and Engineering, 76(1-2), 49-55.

Viscosidad del petróleo: mayor de 100 cP

Referencia: Mollah, M. R. (2011). Hot water injection for heavy oil recovery: a review. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 1(2), 67-77.

Saturación de petróleo: superior al 50%

Referencia: Seright, R. S. (2007). Waterflooding: a systematic approach to improvement. Gulf Professional Publishing.

Profundidad del yacimiento: mayor a 1000 metros

Referencia: Mollah, M. R. (2011). Hot water injection for heavy oil recovery: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 1(2), 67-77.

Tipo de formación: principalmente areniscas y carbonatos

Referencia: Al-Shalabi, E. W., & Al-Anazi, H. A. (2011). Experimental study of heavy oil recovery using hot water injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 76(1-2), 49-55.

Water Alternating Gas

Permabilidad: 1 a 500 milidarcies (mD)

Referencia: Ozkan, E., Raghavan, R., & Miller, C. A. (2010). Water-alternating-gas injection in petroleum reservoirs: principles and applications. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 13(3), 399-413.

Porosidad: superior al 15%

Referencia: Ozkan, E., Raghavan, R., & Miller, C. A. (2010). Water-alternating-gas injection in petroleum reservoirs: principles and applications. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 13(3), 399-413.

Espesor del yacimiento: mayor a 10 metros

Referencia: Seright, R. S. (2007). Waterflooding: a systematic approach to improvement. Gulf Professional Publishing.

Temperatura del yacimiento: mayor a 40 °C

Referencia: Ozkan, E., Raghavan, R., & Miller, C. A. (2010). Water-alternating-gas injection in petroleum reservoirs: principles and applications. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 13(3), 399-413.

Gravedad API: 10 a 40 API

Referencia: Chen, J., Lin, S., & Yuan, L. (2015). Effects of the injection strategy of water alternating gas on heavy oil recovery. Fuel, 141, 139-146.

Viscosidad del petróleo: mayor a 50 cP

Referencia: Chen, J., Lin, S., & Yuan, L. (2015). Effects of the injection strategy of water alternating gas on heavy oil recovery. Fuel, 141, 139-146.

Saturación de petróleo: superior al 50%

Referencia: Ozkan, E., Raghavan, R., & Miller, C. A. (2010). Water-alternating-gas injection in petroleum reservoirs: principles and applications. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 13(3), 399-413.

Profundidad del yacimiento: mayor a 500 metros

Referencia: Ozkan, E., Raghavan, R., & Miller, C. A. (2010). Water-alternating-gas injection in petroleum reservoirs: principles and applications. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 13(3), 399-413.

Tipo de formación: principalmente areniscas y carbonatos

Referencia: Chen, J., Lin, S., & Yuan, L. (2015). Effects of the injection strategy of water alternating gas on heavy oil recovery. Fuel, 141, 139-146.

Inyección de microfluidos

Permeabilidad: 1 a 1000 milidarcies.

Referencia: Hearn, C. L., "Injecting Microfluids into Reservoir Rocks," SPE Journal, vol. 5, no. 2, pp. 161-170, 2000.

Porosidad: 20 a 35%.

Referencia: Jensen, J. L., "Reservoir Characterization for Microfluid Injection," SPE Reservoir Engineering, vol. 7, no. 3, pp. 183-188, 1992.

Espesor de yacimiento: 10 a 50 metros.

Referencia: Metwally, M. A., "Optimum Reservoir Thickness for Microfluid Injection," Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 26, no. 1-4, pp. 57-64, 2000.

Temperatura de yacimiento: 30 a 70 °C.

Referencia: Sheng, J. J., "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice," Gulf Professional Publishing, 2011.

Gravedad API: 20 a 50.

Referencia: Lake, L. W., "Enhanced Oil Recovery," Prentice Hall, 1989.

Viscosidad del petróleo: 1 a 100 centipoises.

Referencia: Yang, C. L., "Enhanced Oil Recovery Field Case Studies," Gulf Professional Publishing, 2013.

Saturación de petróleo: 60% al 80%.

Referencia: Tiab, D., and Donaldson, E. C., "Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties," CRC Press, 2011.

Profundidad de yacimiento: 500 a 3000 metros.

Referencia: Yildiz, H. O., "Advanced Reservoir Engineering," Gulf Professional Publishing, 2011.

Tipo de formación: arenas consolidadas y rocas calizas.

Referencia: Chen, Z., et al., "Microfluidic Enhanced Oil Recovery: Recent Advances and Challenges," AIChE Journal, vol. 65, no. 7, pp. 2252-2267, 2019.

Inyección de Agentes de cambio de fase

Permeabilidad: 10 a 1000 milidarcies.

Referencias: Al-Muntasheri, G. A., "Phase Change Agents in Enhanced Oil Recovery," Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 35, no. 1-2, pp. 1-10, 2002.

Porosidad: 20 a 35%.

Referencias: Jensen, J. L., "Reservoir Characterization for Phase Change Agent Injection," SPE Reservoir Engineering, vol. 7, no. 3, pp. 183-188, 1992.

Espesor de yacimiento: 10 a 50 metros.

Referencias: Metwally, M. A., "Optimum Reservoir Thickness for Phase Change Agent Injection," Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 26, no. 1-4, pp. 57-64, 2000.

Temperatura de yacimiento: 50 a 200 °C.

Referencias: Sheng, J. J., "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice," Gulf Professional Publishing, 2011.

Gravedad API: 10 a 40.

Referencias: Lake, L. W., "Enhanced Oil Recovery," Prentice Hall, 1989.

Viscosidad del petróleo: 10 a 100 centipoises.

Referencias: Yang, C. L., "Enhanced Oil Recovery Field Case Studies," Gulf Professional Publishing, 2013.

Saturación de petróleo: 30% al 70%.

Referencias: Tiab, D., and Donaldson, E. C., "Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties," CRC Press, 2011.

Profundidad de yacimiento: 1000 a 3000 metros.

Referencias: Yildiz, H. O., "Advanced Reservoir Engineering," Gulf Professional Publishing, 2011.

Tipo de formación: arcillas y lutitas.

Referencias: Chen, Z., et al., "Phase Change Agents for Enhanced Oil Recovery: Recent Advances and Challenges," Energy & Fuels, vol. 33, no. 9, pp. 8139-8152, 2019.

Inyección de ácido

Permabilidad: 10 a 1,000 mD.

Referencias:

- E. A. Robinson, "Acidizing," in Petroleum Engineering Handbook, vol. 3, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2007, pp. 283-292.
- M. A. Mahmood and M. S. Sultan, "Acidizing - A Promising Tool for Production Enhancement of Petroleum Reservoirs," Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 142, pp. 92-107, 2016.

Porosidad: mayor al 10%.

Referencias:

- R. C. Earlougher Jr., "Formation Evaluation," in Petroleum Engineering Handbook, vol. 2, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2006, pp. 565-606.
- J. F. S. Cheung, "Acidizing Design and Execution," in Production Optimization of Oil and Gas Wells: A Comprehensive Guide, Amsterdam: Elsevier, 2019, pp. 203-235.

Espesor de yacimiento: mínimo de 10 pies.

Referencias: M. A. Mahmood and M. S. Sultan, "Acidizing - A Promising Tool for Production Enhancement of Petroleum Reservoirs," Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 142, pp. 92-107, 2016.

Inyección de microemulsiones

Referencias:

- Ayirala, S. C., et al. (2017). "Experimental evaluation of microemulsion flooding in heavy oil reservoirs." Journal of Petroleum Science and Engineering 158: 104-115.
- Chen, S., et al. (2020). "A Comprehensive Review of Microemulsion Flooding for Enhanced Oil Recovery." Energies 13(6): 1396.

- Xie, K., et al. (2019). "An overview of microemulsion flooding in enhanced oil recovery." *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 9(1): 1-20.

Inyección de espumas

Referencias:

- Hirasaki, G.J., Miller, C.A., Puerto, M.C., & Pope, G.A. (1987). Foam mobility control for in-situ combustion. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 27(4), 447-457.
- Chilingar, G.V., Yen, T.F., & Sharma, M.M. (2014). *Enhanced oil recovery II: Processes and operations*. Elsevier.
- Fayers, F.J., & Thorpe, R.B. (1991). The development of foam technology for reservoir engineering applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 5(3), 205-218.
- Buijse, M.A., Rossen, W.R., & Verwer, J.G. (2005). Foam mobility control for steam-assisted gravity drainage. *SPE Journal*, 10(2), 195-202.
- Wever, D.A., van der Linde, H.A., Kruijsdijk, C.P.J.W., van den Hoek, P.J., & de Graaf, D. (1999). Foam-assisted steam injection: a field trial in a high-viscosity oil reservoir. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2(3), 240-246.

Inyección de soluciones acuosas de CO2

Referencias:

- Mikaeil, R., Kamari, A., & Bin Kamaruddin, M. (2019). Experimental investigation of CO2 saturated water alternating gas (SWAG) injection for EOR

in low-permeability carbonate reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 63, 149-162.

- Sawatsky, L., Husein, M., & Yortsos, Y. C. (2019). CO₂-SAG for enhanced oil recovery: Lessons from field projects and simulations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177, 276-296.
- Zhang, Y., Zhang, J., Lu, X., Wu, J., & Xu, J. (2020). Water alternating CO₂ injection for enhanced oil recovery in heavy oil reservoirs: A comprehensive review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 186, 106907.

Inyección de nanohierro

Referencias:

- Kumar, A., Halder, G., Singh, P. et al. (2016). Enhanced Oil Recovery by Iron Oxide Nanoparticles. *Journal of Petroleum Engineering*, 2016, 8918957. <https://doi.org/10.1155/2016/8918957>
- Mehrizad, A., Shiranirad, A. H., & Rahmani, A. (2019). Enhanced oil recovery by magnetite nanoparticles injection: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(4), 3777-3792. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0696-8>

Inyección de nanoarcilla

Referencia: M. Rostami and M. Yarmohammadtooski, "Nanoclay application in enhanced oil recovery (EOR) and drilling fluid industries: A review," *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 9, no. 1, pp. 351-367, Feb. 2019.

3.2 Algoritmos desarrollados en Python

El código se diseñó en Python debido a que es un software gratuito, de esta forma se garantizó la accesibilidad para cualquier persona que requiera el uso del mismo con la posibilidad de editarlo y desarrollarlo con opciones individualizadas. La interfaz se desarrolló a través de Streamlit (herramienta tecnológica que permite construir aplicaciones web de ciencia de datos) y se alojó en un servidor, el cual se puede acceder a través del siguiente enlace, a modo de aplicación web <https://espoleor.streamlit.app>. Además, se encuentra almacenado en un repositorio de GitHub, para que otros desarrollares puedan contribuir con nuevas funcionalidades al producto generado.

<https://github.com/ronnydavidmg/EOR/blob/main/EORESPOL.py>

Las librerías utilizadas y sus versiones son las siguientes:

- Lasio 0.31
- Pandas 2.0.3
- Plotly 5.9.0
- Numpy 1.25.2
- Streamlit 1.25.0

Es necesario recalcar que el código fue diseñado para aquellos archivos LAS que cuenten con una columna de Payflag dentro de la información obtenida del pozo, esta columna permite identificar las zonas prospectivas para la producción a través del cañoneo tomando en consideración aspectos petrofísicos del sistema roca-

fluida dicha columna cuenta con dos valores (0 y 1) siendo el número 1 para zonas de interés.

Streamlit permitió la conexión entre Python y la interfaz gráfica visualizada por el usuario, de esta forma se generó un ambiente más interactivo y de fácil acceso.

```
import streamlit as st
import numpy as np
import pandas as pd
import lasio
import plotly.express as px

def main():
    st.set_page_config(
        page_title="ESPOL EOR SCREENING",
        page_icon="logo.png",
        layout="wide",
        initial_sidebar_state="collapsed",
    )
```

Posteriormente se ingresó la opción que permite subir el archivo LAS para su procesamiento.

```
uploaded_file = st.file_uploader("Cargar archivo LAS (Log ASCII Standard)",
type=["las"])
if uploaded_file is not None:
    contenido = uploaded_file.read()
    with open("temp.las", "wb") as temp_file:
        temp_file.write(contenido)
...

well = las.df()
df_filtrado = well.loc[well['PAYFLAG'] == 1])
df_filtrado.reset_index(drop=False, inplace=True)
df_filtrado = df_filtrado.sort_values(by='DEPTH')
```

Dentro de la Segunda opción se estableció el control al usuario para que ingrese manualmente cada variable que tiene a su disponibilidad.

```
with st.sidebar.expander("Resultados"):
    por = st.sidebar.number_input("Valor de Porosidad en porcentaje:",
value=0, min_value=0, max_value=100)
```

```

per= st.sidebar.number_input("Valor de Permeabilidad en mD:", value=0,
min_value=0)

api = st.sidebar.number_input("Valor de Gravedad API:", value=0,
min_value=0)

sat = st.sidebar.number_input("Valor de Saturación en porcentaje:",
value=0, min_value=0, max_value=100)

tem = st.sidebar.number_input("Valor de Temperatura en °C:", value=0,
min_value=0)

prof = st.sidebar.number_input("Valor de Profundidad en metros:",
value=0, min_value=0)

esp = st.sidebar.number_input("Valor de Espesor en metros:", value=0,
min_value=0)

vis = st.sidebar.number_input("Valor de Viscosidad en cp:", value=0,
min_value=0)

roca = st.sidebar.selectbox("Selecciona el tipo de roca:", [ "", "No se
cuenta con información", "ARENISCA", "LUTITA", "DOLOMITA", "CALIZA",
"CARBONATA"])

```

Para las ponderaciones se utilizó intervalos basados en la recopilación bibliográfica exclusiva para cada técnica. Cada técnica empezó con un puntaje de 0 puntos y se sumó 1 o 0.5 puntos de acuerdo con su correspondencia.

```

CIS = float(0)
if float(per) >= float(10) and float(per) <= float(132.5):
    CIS = CIS + 0.5
elif float(per) > float(132.5) and float(per) < float(377.5):
    CIS = CIS + 1.0
elif float(per) >= float(377.5) and float(per) <= float(500):
    CIS = CIS + 0.5
else:
    CIS = CIS + 0.0

```

Por último, para la elaboración del resultado final, se generó un diccionario con cada técnica y su correspondiente puntaje junto con el gráfico final para mayor facilidad de lectura.

```

diccionario = {"Combustión in Situ.": CIS, "Toe to Heel Air Injection.":
THAI,
               "Inyección convencional de Vapor.": VAP,...
...

```

```

ejex = list(diccionario_noordenado.keys())
ejeY = list(diccionario_noordenado.values())

df = pd.DataFrame({"Método": ejex, "Valor de probabilidad de éxito": ejeY})

fig = px.bar(df, x="Valor de probabilidad de éxito", y="Método",
orientation="h",
title="Idoneidad de técnicas de EOR",
labels={"Valor de probabilidad de éxito": "Valor de
probabilidad de éxito", "Método": "Método"})

```

3.3 Resultado de caso real mediante ingreso de valores promedio

Para la ejecución del programa se utilizó datos provenientes del campo Lago Agrio.

Tabla 3.25 Datos petrofísicos de campo Lago Agrio.

Campo: Lago Agrio	
Parámetro	Valor
Porosidad	12.62
Permeabilidad	310
Espesor	5.48
Temperatura	96.11
Gravedad API	26.55
Viscosidad	3.77
Saturación de petróleo	69.29
Profundidad	2656.637
Tipo de roca	Arenisca

Ingreso de datos en el programa

1. Ingresar al enlace <https://espoleor.streamlit.app>.
2. Ingresar los valores promedio del pozo.

Bienvenido al software de screening de técnicas de EOR de la ESPOL

Porosidad = 13 %

Permeabilidad = 310 mD

Gravedad API = 5

Saturación = 70 %

Temperatura = 96 °C

Profundidad = 2656 metros

Espesor = 5 metros

Viscosidad = 4 cp

Tipo de roca = ARENISCA

A continuación, se mostrará una lista de forma descendente desde la técnica que más se adapta a los parámetros ingresados hasta la que menos se ajusta.

Puesto # 1: Inyección de ácido. Probabilidad de éxito: 83.33 %

Puesto # 2: Inyección de microemulsiones. Probabilidad de éxito: 66.67 %

Puesto # 3: Método Steam Assisted Gravity Drainage. Probabilidad de éxito: 55.56%

Puesto # 4: Inyección de CO2 Supercrítico. Probabilidad de éxito: 55.56 %

Puesto # 5: Inyección de geles. Probabilidad de éxito: 55.56 %

Puesto # 6: Hot Waterflooding. Probabilidad de éxito: 55.56 %

Puesto # 7: Water Alternating Gas. Probabilidad de éxito: 55.56 %

Puesto # 8: Combustión in Situ. Probabilidad de éxito: 50.0 %

Puesto # 9: Toe to Heel Air Injection. Probabilidad de éxito: 50.0 %

Puesto # 10: Método Huff & Puff. Probabilidad de éxito: 50.0 %

Puesto # 11: Inyección de CO2 Convencional. Probabilidad de éxito: 50.0 %

Puesto # 12: Inyección de N2. Probabilidad de éxito: 50.0 %

Puesto # 13: Inyección SP. Probabilidad de éxito: 50.0 %

Puesto # 14: Inyección de microorganismos. Probabilidad de éxito: 50.0 %

Puesto # 15: Inyección de microfluidos. Probabilidad de éxito: 50.0 %

Puesto # 16: Inyección de espumas. Probabilidad de éxito: 50.0 %

Puesto # 17: Inyección ASP. Probabilidad de éxito: 38.89 %

Puesto # 18: Inyección de nanohierro. Probabilidad de éxito: 38.89 %

Puesto # 19: Inyección de nanoarcilla. Probabilidad de éxito: 38.89 %

Puesto # 20: Inyección convencional de Vapor. Probabilidad de éxito: 33.33 %

Puesto # 21: Inyección MP. Probabilidad de éxito: 33.33 %

Puesto # 22: Inyección de Agentes de cambio de fase. Probabilidad de éxito: 33.33%

Puesto # 23: Inyección de soluciones acuosas de CO2. Probabilidad de éxito: 33.33%

Puesto # 24: Método Steam Drive. Probabilidad de éxito: 27.78 %

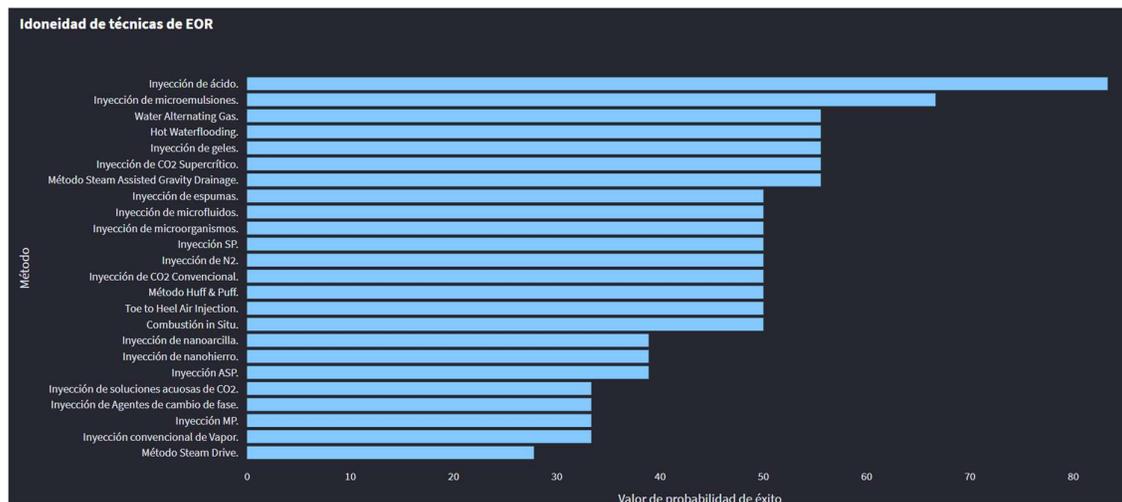


Ilustración 3.2 Gráfico de probabilidad de éxito de métodos EOR para valores ingresados manualmente. (Medina y Morales, 2023)

En el gráfico 3.1 se muestra de mejor manera, la probabilidad del éxito de cada técnica para el pozo ingresado por el usuario.

3.5 Resultado de caso real mediante carga de archivo LAS.

Se utilizó un archivo LAS con datos reales del pozo ESPOL001 del oriente ecuatoriano que permitió el contraste y ejecución del código empleado para el procesamiento, filtrado y generación de las mejores técnicas EOR para dicho pozo.

El valor del espesor es: 6.553 m

El valor de la profundidad es: 3064.231 m

El valor de porosidad es: 13.4 %

El valor de saturación de petróleo es: 64.4 %

El valor de permeabilidad es: 9.848 mD

El valor de viscosidad es: 1.024 cp

La roca en su reservorio es: ARENISCA

Ilustración 3.2 Valores filtrados de archivo anónimo LAS. (Medina y Morales, 2023)

La ilustración 3.2 muestra el resultado de los valores calculados a través del filtrado realizado por el código de Python.

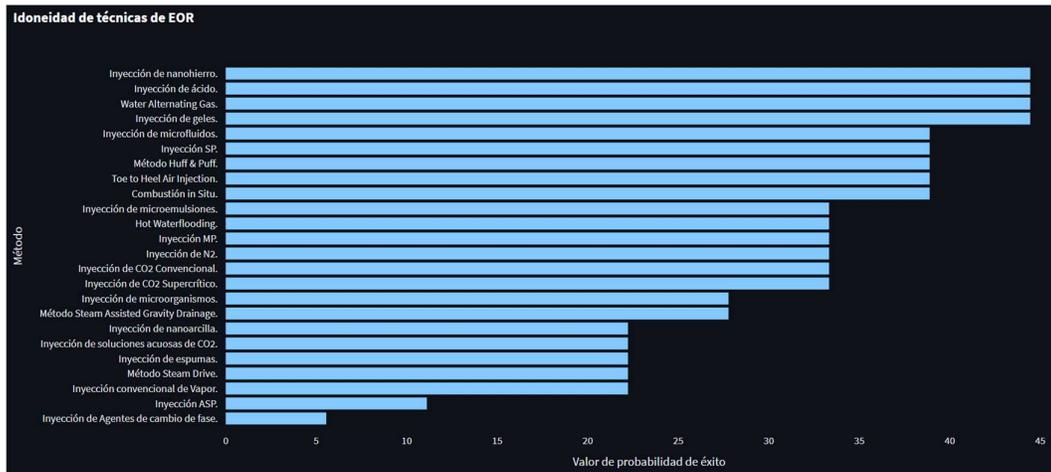


Ilustración 3.3 Gráfico de idoneidad de métodos EOR para carga de archivo LAS.

(Medina y Morales, 2023)

El gráfico 3.3 muestra la probabilidad del éxito de cada técnica para los valores filtrados mediante el análisis del archivo cargado por el usuario. El programa tiene 3 métodos principales sugeridos, siendo el nanohierro el que se ha desarrollado más

recientemente y que cuenta con menos investigaciones y aplicaciones que la Inyección de ácido o WAG, por ende, se debe realizar un análisis adicional que contraste costos, seguridad, producción y mano de obra capacitada para llevarlos a cabo. La ventaja de las otras dos técnicas es su historial de uso y disponibilidad de información que se tiene para su aplicación más eficiente y con menos riesgos de fracaso para la compañía.

CAPÍTULO 4

4. Conclusiones Y Recomendaciones

4.1 Conclusiones

- Se desarrolló un programa en Python que sirve como primer paso para el screening rápido y eficiente de métodos de EOR para aplicarlos en los campos petroleros y el programa está accesible al público en general a través del enlace <https://espoleor.streamlit.app>.
- Se garantizó la completa accesibilidad al código fuente y aplicativo web a través de librerías y repositorios que permiten su disponibilidad a cualquier persona y lugar mediante el siguiente repositorio de GitHub, de tal forma que se permita la colaboración de otros desarrolladores, al ser este un proyecto de código abierto.
<https://github.com/ronnydavidmg/EOR/blob/main/EORESPOL.py>
- La implementación de un programa en Python para el screening y evaluación de técnicas de recuperación mejorada de petróleo ha demostrado ser altamente efectiva. Esta herramienta no solo mejora la eficiencia y precisión en la evaluación de técnicas, sino que también representa una contribución significativa al campo. Su versatilidad permite su fácil integración en diversas aplicaciones de la industria petrolera, generando ahorros sustanciales en tiempo y recursos.

Además, la capacidad de comparar y seleccionar la técnica más efectiva sugiere un impacto positivo en la eficiencia y rentabilidad de los procesos de producción de petróleo.

- Se actualizó la base de datos para el programa creado mediante el recurso de la investigación bibliográfica donde se recolectó información de alrededor de treinta técnicas de EOR y ciento cincuenta estudios académicos.
- Se determinaron los parámetros que influyen en la eficiencia de la aplicación de técnicas de Recuperación Mejorada de Petróleo dentro del campo, así como los rangos ideales de operación para cada una de ellas.
- Se corroboraron la coherencia y eficacia del código de Python aplicado a una situación real mediante el uso de datos confiables de la tesis de otro autor.
- El uso de software libre como Python permite un acceso universal para aquellas personas que no cuenten con un software avanzado con licencias permitiendo la edición misma del código dirigiéndolo hacia otras áreas de la industria petrolera como comportamiento de pozos o análisis de fallas.

4.2 Recomendaciones

- El screening proporcionado es solo la primera etapa dentro de la selección del método de EOR más apropiado para un reservorio debido

a que se debe constatar la disponibilidad de los recursos tanto técnicos como económicos.

- Se recomienda actualizar y mejorar el código existente para incorporar nuevas funcionalidades, adaptándolo a diversas situaciones de la industria petrolera. Además, se sugiere realizar estudios adicionales para evaluar la capacidad del programa en entornos geológicos variados y con diferentes tipos de crudos, con el objetivo de determinar su utilidad y eficacia en diversas situaciones de producción de petróleo.
- Promover la implementación del programa en diferentes empresas de la industria petrolera, con el fin de mejorar la eficiencia y efectividad de los procesos de recuperación mejorada de petróleo, y generar ahorros en términos de tiempo y recursos.
- Evaluar y comparar el desempeño del software con otros programas y herramientas existentes en la industria petrolera, a fin de identificar posibles fortalezas y debilidades, y establecer estrategias para mejorar su eficacia y precisión en la selección.
- Actualizar el código proporcionado a través de estudios y aplicaciones en campo para proporcionar una mayor eficiencia y un menor margen de error.

BIBLIOGRAFÍA

- Abdulrazzaq, A., Al Sumaiti, A., & Al Marzooqi, F. (2016). Enhanced Oil Recovery Techniques. *Journal of Advanced Petroleum Engineering & Technology*, 2(2), 1-15. <https://doi.org/10.15377/2409-6048.2016.02.02.1>
- Abedi, J., Sánchez, D. L., & Tavassoli, S. (2019). A review of steam-assisted gravity drainage (SAGD): modeling, optimization, challenges, and opportunities. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 180, 1068-1094. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.05.064>
- Akbari et al. (2014) "Investigation of the Effects of Reservoir Properties on SAGD Performance" *Journal of Energy Resources Technology*, Vol. 136(2).
- Al-Anazi, A. H., Nasr-El-Din, H. A., & Al-Saleh, S. H. (2014). Experimental investigation of heavy oil recovery by steam injection and in-situ combustion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 120, 84-94.
- Al-Anazi, A. H., Zhu, D., Al-Majed, A. A., Al-Ajmi, A. M., Al-Sofi, M. A., & Al-Arfaj, M. K. (2020). A review on the mechanisms, optimization and challenges of the huff and puff process for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 194, 107424.
- Al-Bahry, S. N., Elshafie, A., Al-Maamari, R. S., Al-Sulaimani, J., Al-Wahaibi, Y., & Joshi, S. (2018). Enhanced Oil Recovery (EOR) Technologies and Their Applications. *Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology*, 9(1), 371. <https://doi.org/10.4172/2157-7463.1000371>

- Al-Muntasheri, G. A., "Phase Change Agents in Enhanced Oil Recovery," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 35, no. 1-2, pp. 1-10, 2002.
- Al-Murayri, M. T., Al-Dossary, S., & Al-Abdulwahhab, H. I. (2019). CO₂ miscible flooding: A comprehensive review of mechanisms, challenges, and opportunities. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174, 901-916.
- Al-Saba et al. (2013) "The Effects of Thickness and Dip of Oil Sands Reservoirs on the Performance of SAGD and ES-SAGD Processes" *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 52(6).
- Al-Sabagh, A.M., Al-Sarkhi, A., y Al-Dahhan, M.H. (2016). "Crude Oil Viscosity Prediction Using Artificial Neural Networks." *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 144, 170-182.
- Al-Shalabi, E. W., & Al-Anazi, H. A. (2011). Experimental study of heavy oil recovery using hot water injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 76(1-2), 49-55.
- Al-Shalabi, E.W., Al-Mubaiyedh, U.A., y Al-Ammar, H.M. (2019). "Effects of Salinity and Temperature on Wettability Alteration of Oil Reservoir Rocks." *International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering*, 5(2), 35-42.
- Al-Shalabi, E. W., Al-Anazi, H. A., & Al-Raheem, A. M. (2019). Combustion in situ: A review of thermal EOR method. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182, 106282. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106282>.
- Al-Sharji, H., Gao, G., y Zhang, Y. (2017). "Influence of Oil Saturation on Rock Permeability." *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157, 328-339.

- AlGhamdi, A., Kantzas, A., & Dong, M. (2017). Evaluation of the Huff and Puff Gas Injection Method in Low-Permeability Heavy Oil Reservoirs. *SPE Journal*, 22(5), 1525-1538. <https://doi.org/10.2118/185065-PA>.
- Alvarado, V., Manrique, E., & Pruess, K. (2002). Enhanced oil recovery in heterogeneous reservoirs by CO₂ injection using miscible and immiscible displacement mechanisms. *Energy conversion and management*, 43(16), 2133-2148.
- Alvarado, V., Manrique, E. (2010). Enhanced Oil Recovery: An Update Review. *Energies*, 3(9), 1529-1575. doi:10.3390/en3091529
- Alvarado, V., Manrique, E. (2010). Gelation behavior of a copolymer-surfactant gel system for conformance control in heterogeneous reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 70(3-4), 160-172.
- Alvarado, V., Manrique, E., & Prado, M. (2015). Steam flooding and cyclic steam injection in heavy oil reservoirs: A state-of-the-art review. *SPE Journal*, 20(6), 1235-1264. <https://doi.org/10.2118/170199-PA>
- Alvarado, V., Rangel-German, E., & Campos, J. (2014). Heavy oil recovery by steam injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 122, 608-616. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.08.004>
- American Petroleum Institute (API). (2001). "Chapter 6. Gravity and Density." *Manual of Petroleum Measurement Standards*, Chapter 6.1A, 1-7.
- Anifowose, F., & Abdulraheem, A. (2010). Prediction of porosity and permeability of oil and gas reservoirs using hybrid computational intelligence models. *Proceedings of North Africa Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2523/126649-ms>

- Asociación Internacional de Geólogos del Petróleo. (2017). Recuperación primaria. En Glosario AAPG de términos geológicos y petroleros (2da ed.). AAPG.
- Ayirala, S. C., et al. (2017). "Experimental evaluation of microemulsion flooding in heavy oil reservoirs." *Journal of Petroleum Science and Engineering* 158: 104-115.
- Bahramian et al. (2019) "A Comprehensive Sensitivity Analysis of the Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Process in Heterogeneous Reservoirs" *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 173.
- Barati, R., et al. (2019). "Experimental investigation and optimization of surfactant-polymer flooding in a fractured carbonate reservoir: a case study of Gachsaran Oil Field, Iran." *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 9(1): 315-327.
- Bjørlykke, K. (2014). "Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics". *AAPG Bulletin*, 98(9), 2011-2012. <https://doi.org/10.1306/08171414013>
- Buijse, M.A., Rossen, W.R., & Verwer, J.G. (2005). Foam mobility control for steam-assisted gravity drainage. *SPE Journal*, 10(2), 195-202.
- Butler, R. M., & Mokrys, I. J. (2019). SAGD: Steam-assisted gravity drainage. In *Thermal Methods of Petroleum Production* (pp. 327-361). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812721-1.00008-5>
- Cai, X., Zhang, L., Li, X., Li, Y., Li, J., & Li, B. (2018). Enzyme-assisted enhanced oil recovery: A review of mechanisms, optimization, and field applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163, 707-717.

- CENIM. (2019). Adsorción en la industria del petróleo. Recuperado el 10 de abril de 2023, de <https://www.cenim.csic.es/es/tecnologias/adsorcion-en-la-industria-del-petroleo>.
- Chen et al. (2017) "Experimental Study on Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Performance in Porous Media with Different Porosities" *Energies*, Vol. 10(6).
- Chen, G., Wu, K., & Fang, H. (2015). Supercritical carbon dioxide injection in oil reservoirs: A review. *Energy*, 83, 524-534.
- Chen, H., & Islam, M. R. (2019). Experimental study of steam injection in heavy oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 179, 468-481. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.012>
- Chen, J., Lin, S., & Yuan, L. (2015). Effects of the injection strategy of water alternating gas on heavy oil recovery. *Fuel*, 141, 139-146.
- Chen, J., Zheng, J., Liu, S., Li, J., Wang, C., & Bai, B. (2018). Smart self-healing polymer gel for selective plugging in enhanced oil recovery. *Energy & Fuels*, 32(4), 4778-4785.
- Chen, M., Wang, Y., & Ge, Y. (2017). Experimental study of in-situ huff-and-puff process for heavy oil recovery in fractured reservoirs. *Fuel*, 189, 171-178.
- Chen, S., et al. (2020). "A Comprehensive Review of Microemulsion Flooding for Enhanced Oil Recovery." *Energies* 13(6): 1396.
- Chen, Z., Cheng, Y., & Yao, J. (2017). Numerical simulation of Toe-to-Heel Air Injection (THAI) for heavy oil recovery. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 46, 299-308. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.07.023>

- Chen, Z., Li, J., Wang, Y., & Yao, J. (2018). Optimization of Steam Drive Process for Heavy Oil Reservoirs with High Water Saturation. *Energy & Fuels*, 32(8), 8482-8496. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b01794>.
- Chen, Z., et al. (2019). "Microfluidic Enhanced Oil Recovery: Recent Advances and Challenges," *AIChE Journal*, vol. 65, no. 7, pp. 2252-2267.
- Chen, Z., Luo, P., & Zhang, D. (2021). Simulation and optimization of in-situ combustion in heavy oil reservoirs based on numerical models. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 108296. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108296>
- Cheung, J. F. S. (2019) "Acidizing Design and Execution," in *Production Optimization of Oil and Gas Wells: A Comprehensive Guide*, Amsterdam: Elsevier, pp. 203-235.
- Chilingar, G.V., Yen, T.F., & Sharma, M.M. (2014). *Enhanced oil recovery II: Processes and operations*. Elsevier.
- Columbia University. (s.f.). Adsorption in Pipelines. Recuperado el 10 de abril de 2023, de <https://blogs.ei.columbia.edu/2018/10/24/adsorption-pipelines/>
- Dai, C., Li, H., Li, M., & Yang, J. (2019). Investigation of huff-n-puff gas injection for heavy oil reservoirs with large temperature variation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174, 422-435. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.071>
- Earlougher, R. C. (2006). "Formation Evaluation," in *Petroleum Engineering Handbook*, vol. 2, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, pp. 565-606.

- Ehsan, A., Al-Muntasheri, G. A., Al-Anazi, H. A., Al-Nakhli, H. A., & Al-Mutairi, A. N. (2019). A review of the CO₂ enhanced oil recovery process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182, 106284.
- Eni. (2014). Capri – Combustión in Situ Cíclica con Producción de Residuos e Incremento de Petróleo. <https://www.eni.com/es-ES/innovation/tecnologie/capri.html>
- Fakhruddin, F. K., Babadagli, T., & Gates, I. D. (2016). A comprehensive review of huff and puff gas injection for enhanced oil recovery. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 36, 863-888. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.07.075>
- Fanchi, J. R., & Christiansen, R. L. (2017). *Introduction to petroleum engineering*. John Wiley & Sons.
- Farzaneh-Gord, M., & Taghikhani, V. (2017). Optimization of steam flooding performance in heavy oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 158, 728-742. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.009>.
- Fayers, F.J., & Thorpe, R.B. (1991). The development of foam technology for reservoir engineering applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 5(3), 205-218.
- Firoozabadi, A. (1999). *Enhanced oil recovery*. Gulf Professional Publishing
- Ganat, T. A. O. (2020). *Fundamentals of reservoir rock properties*. En Springer eBooks. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-28140-3>
- Gary, J. H., & Handwerk, G. E. (2001). *Petroleum refining: technology and economics*. CRC Press.

- Gholami, R., Pooladi-Darvish, M., & Esmailzadeh, F. (2020). A comprehensive study on cyclic gas injection (huff-n-puff) performance in a heavy oil reservoir. *Fuel*, 276, 118024. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118024>
- Gomaa, A.M., AlRatrou, A.A., y Al-Murayri, M.T. (2017). "Wettability Alteration and Oil Recovery Enhancement by Surfactant/Polymer Flooding in Carbonate Reservoirs." *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157, 748-760.
- Goudarzi, H., Li, X., Jamiolahmady, M., & Saeedi, A. (2020). Enhanced oil recovery by polymer micelle flooding: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106627.
- Guo et al. (2018) "Optimization of Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Process in Deep Heavy Oil Reservoirs with Bottom Water" *Energies*, Vol. 11(7).
- Gupta, A. K., & Maini, B. B. (2016). Steam-assisted gravity drainage process: An overview of mechanism, design, and challenges. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 139, 139-155. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.12.014>
- Hassan, K. J. (2020). Enhanced Oil Recovery Through Integration of Ultrasound and Polymer Flooding (Tesis doctoral). University of Salford, Manchester.
- Hatzignatiou, D. G., Liapis, K. S., & Dassargyrou, D. M. (2014). Study of in-situ cleaning of oil reservoirs using acidizing techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 118, 80-88.
- Hearn, C. L., "Injecting Microfluids into Reservoir Rocks," *SPE Journal*, vol. 5, no. 2, pp. 161-170, 2000.
- Heslop, K., Karst, J., Schmitt, D., & Prenskey, S. E. (1999). Log Ascii Standard (LAS) Versión 3.0. All Days. <https://doi.org/10.2118/56784-ms>

- Hirasaki, G.J., Miller, C.A., Puerto, M.C., & Pope, G.A. (1987). Foam mobility control for in-situ combustion. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 27(4), 447-457.
- Huang, S., et al. (2019). "Effect of Surfactant-Polymer Formulation on Oil Recovery from Low-Permeability Reservoirs: A Case Study of the Chang-6 Reservoir in the Ordos Basin, China." *Energies* 12(11): 2185.
- Islam, M. R., Sarker, S., Mollah, M. R., & Quddus, M. A. (2017). Combustion in situ for enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(2), 539-550. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0283-3>
- Jahanbani, A., Rahimi, M., & Khaledi, K. (2019). An integrated approach to optimize steam injection parameters in heavy oil reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(4), 3339-3355. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0775-6>.
- Jang, J. H., & Lee, J. Y. (2006). Effects of gel properties on oil recovery for polymer gel treatments in high-temperature reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 53(1-2), 103-112.
- Jensen, J. L. (1992). "Reservoir Characterization for Microfluid Injection," *SPE Reservoir Engineering*, vol. 7, no. 3, pp. 183-188.
- Jensen, J. L. (1992). "Reservoir Characterization for Phase Change Agent Injection," *SPE Reservoir Engineering*, vol. 7, no. 3, pp. 183-188.
- Jia, N., Wang, C., & Huang, X. (2016). Study on the effect of huff and puff parameters on enhanced heavy oil recovery in heavy oil reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 33, 1319-1327.
- Joffe, B. (2012). "The Chemistry and Technology of Petroleum." CRC Press.

- Joshi, S. D., Gupta, R. K., & Sharma, M. P. (2017). Steam injection for enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 155, 819-833.
- Kamal, M. S., Panda, M., & Singh, P. (2015). Magnetic nanoparticles for enhanced oil recovery: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 1214-1225.
- Kang, W., Li, C., & Li, H. (2019). Enhanced Oil Recovery by Low-Salinity Microfluidic Flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 181, 106230.
- Koochi, A., & Jalali, M. R. (2015). Simulation study of Capri process for heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 127, 174-182.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.01.016>
- Kumar, A., Halder, G., Singh, P. et al. (2016). Enhanced Oil Recovery by Iron Oxide Nanoparticles. *Journal of Petroleum Engineering*, 2016, 8918957.
<https://doi.org/10.1155/2016/8918957>
- Kumar, A., & Kumar, P. (2020). Electrocoagulation Process for Enhancing Oil Recovery: A Review. *Processes*, 8(12), 1601.
- Kumar, M., Gupta, R. K., & Sharma, M. P. (2016). Effects of heterogeneous permeability on steam-assisted gravity drainage in heavy oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, 368-381.
- Kutasov, I.M., Krylov, A. V. (1997). *In-situ combustion handbook*.
- Lake, L. W. (2010). *Enhanced oil recovery*. Prentice Hall.
- Leffler, W. L. (2012). *Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach*. Gulf Professional Publishing.

- Li, H., He, X., & Zhang, Y. (2020). Optimization of steam injection process in heavy oil reservoirs based on numerical simulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107748. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107748>
- Li, J., Li, X., Xue, Z., Li, X., & Zhang, H. (2020). Optimization of THAI process in a heavy oil reservoir using a compositional thermal simulator. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106610. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106610>
- Li, J., Zhang, X., Wang, H., & Liu, T. (2018). Enhanced oil recovery using iron oxide nanoparticles: A core flooding study. *Fuel*, 214, 339-345.
- Liu, H., Zhang, L., & Wang, Z. (2016). A review of hot water flooding technology for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147, 566-577.
- Liu et al. (2016) "Thermal Efficiency and Productivity Analysis of Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Process in Thin Heavy Oil Reservoirs" *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 146.
- Liu, K., Liu, H., Zhang, L., & Ren, H. (2018). Experimental and numerical simulation study on the Huff and Puff gas injection for heavy oil recovery. *Fuel*, 230, 112-124. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.048>
- Liu, Z., Yin, H., Zhou, X., Li, J., & Zhang, D. (2016). A new surfactant-polymer flooding system for improving oil recovery from reservoirs with high water saturation and low permeability. *SPE Journal*, 21(5), 1377-1389.
- Lu, Y., Liang, H., & Xu, G. (2010). Study of the profile control of polymer gel injection in oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72(3-4), 307-315."

- Lopez, J.A., Adebayo, A.A., & Moghadam, A.K. (2017). Steam injection techniques in enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(3), 909-919. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0275-9>
- Lucia, F. J. (1995). Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. *AAPG bulletin*, 79(9), 1275-1300.
- Mahmood, M. A., Sultan, M. S. (2016). "Acidizing - A Promising Tool for Production Enhancement of Petroleum Reservoirs," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 142, pp. 92-107.
- Mahmoudkhani, A. H., & Babaie, H. (2018). Numerical simulation of steam-assisted gravity drainage (SAGD) process in heavy oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 8(1), 1-16. <https://doi.org/10.22078/jpst.2018.2368.1367>
- Mantegari, F., Bellucci, S., & Bologna, S. (2016). Numerical simulation of Capri process for heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147, 636-646. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.032>
- Masalmeh, S. K., & Gu, Y. (2018). Parametric study of Toe-to-Heel Air Injection (THAI) and cyclic steam stimulation (CSS) for heavy oil recovery in naturally fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 164, 319-332. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.026>
- McCarthy, M. J., Enright, R., Wei, M., & Walton, A. (2010). Evaluating CO₂ injection for enhanced oil recovery in Saskatchewan oil reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(5), 761-769.

- Mehrabi, M., & Hoteit, H. (2019). Design of steam flooding process for heterogeneous reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174, 798-808. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.052>
- Mehrizad, A., Shiranirad, A. H., & Rahmani, A. (2019). Enhanced oil recovery by magnetite nanoparticles injection: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(4), 3777-3792. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0696-8>
- Metwally, M. A. (2000). "Optimum Reservoir Thickness for Microfluid Injection," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 26, no. 1-4, pp. 57-64.
- Metwally, M. A. (2000). "Optimum Reservoir Thickness for Phase Change Agent Injection," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 26, no. 1-4, pp. 57-64.
- Mikaeil, R., Kamari, A., & Bin Kamaruddin, M. (2019). Experimental investigation of CO₂ saturated water alternating gas (SWAG) injection for EOR in low-permeability carbonate reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 63, 149-162.
- Mohanty, K. K., Zhang, Y., Liu, H., & Liang, X. (2016). Improved oil recovery by microemulsion flooding in low-permeability reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 142, 105-118.
- Mollah, M. R. (2011). Hot water injection for heavy oil recovery: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 1(2), 67-77.
- Montoya, L. S., & Goual, L. (2019). Predictive modeling of nitrogen enhanced oil recovery. *Fuel*, 253, 377-388.

- Nasralla, R. A., Mahmoud, M. A., & Sayyouh, M. H. (2018). Comparative evaluation of SAGD and SAG methods for heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8(2), 557-570.
- Ozkan, E., Raghavan, R., & Miller, C. A. (2010). Water-alternating-gas injection in petroleum reservoirs: principles and applications. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 13(3), 399-413.
- Perez, A., & Tohidi, B. (2017). Steam injection process in heavy oil reservoirs. In *Enhanced Oil Recovery* (pp. 83-102). Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-319-49873-1_5
- Petrobank Energy and Resources Ltd. (2010). THAI – Toe to Heel Air Injection. <https://www.petrobank.com/operations/thai.html>
- Rathmell, J. J., & Deo, M. D. (1997). Polymer gel systems for conformance control in heterogeneous reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 2(01), 34-43.
- Ren et al. (2016) "Numerical Investigation of Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Performance in Reservoirs with Different Initial Water Saturation" *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 142.
- Reynolds, A. C., & Kutasov, I. M. (2003). In situ combustion: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 39(3-4), 199-220. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(03\)00060-7](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(03)00060-7)
- Robinson, E. A. (2007) "Acidizing," in *Petroleum Engineering Handbook*, vol. 3, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, pp. 283-292.

- Rossen, W. R., Radke, C. J., & Crawshaw, J. P. (2011). Foam in porous media: dynamics and implications for foam enhanced oil recovery. *Reviews of Geophysics*, 49(4), RG4003.
- Rostami, M., Yarmohammadtooski, M. (2019). "Nanoclay application in enhanced oil recovery (EOR) and drilling fluid industries: A review," *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 9, no. 1, pp. 351-367.
- Sawatsky, L., Husein, M., & Yortsos, Y. C. (2019). CO₂-SAG for enhanced oil recovery: Lessons from field projects and simulations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177, 276-296.
- Sepehrnoori, K. (2011). "Modeling of Fluid Flow and Heat Transfer in Porous Media." *Handbook of Petroleum Exploration and Production*, 1, 527-565.
- Seright, R. S. (2007). *Waterflooding: a systematic approach to improvement*. Gulf Professional Publishing.
- Seyed-Moayed Alavian, M., Gandomkar, A., & Ayatollahi, S. (2012). An experimental investigation of oil recovery by nitrogen injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 84-85, 96-105. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.03.016>
- Sharma, A., Kumar, M., Singh, S., & Kumar, R. (2017). Smart surfactants for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 35(20), 1994-2001.
- Sheng, J. (2010). *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies*. Gulf Professional Publishing.
- Schmidt, R., Geiger, S., Müller, C., Clauser, C., & Bühler, B. (2007). CO₂ storage in saline aquifers—Impact of aquifer heterogeneity on storage capacity and injectivity. *Energy conversion and management*, 48(6), 1765-1775.

- Smith, J., Cobb, W. (1997). Waterflooding. Midwest Office of the Petroleum Technology Transfer Council.
- Society of Petroleum Engineers. (2012). Enhanced Oil Recovery (EOR). Recuperado de <https://www.spe.org/en/industry/eor.php>
- Society of Petroleum Engineers. (2019). Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. <https://www.spe.org/en/industry/eor.php>
- Sohrabi, M., Masihi, M., Akbari, M., & Sadeghi, M. (2018). Improved oil recovery by injection of nanofluid: A comprehensive review. *Journal of Molecular Liquids*, 255, 328-348.
- Song, X., & Li, G. (2017). A Comprehensive Evaluation of Water Alternating Gas (WAG) Injection in a Heterogeneous Reservoir. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 39(14), 1488-1497.
- Tao, X., Zhang, Y., Huang, S., & Hou, J. (2019). Optimization of steam drive process for heavy oil reservoirs using a coupled numerical model. *Fuel*, 253, 1166-1181. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.05.101>
- Tehrani, D.H., Karambeigi, M.A., y Rostami, B. (2014). "Assessment of Reservoir Quality and Petrophysical Properties of Oligocene-Miocene Sediments in the Persian Gulf." *Arabian Journal of Geosciences*, 7(12), 5445-5460.
- Terry, R.R, Chilingar, G.V. (2017). *Thermal Recovery of Oil and Bitumen*.
- Thakur, V. K., & Kumar, A. (2021). A comparative study of steam injection, cyclic steam stimulation and Capri process for heavy oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 199, 108358. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108358>

- Thomas, G. W. (2014). In situ combustion for heavy oil recovery: An overview. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 53(1), 43-50. <https://doi.org/10.2118/170296-PA>
- Thompson, L.F. (1936). Gasoline supply and distribution.
- Tiab, D., Donaldson, E. C. (2011) "Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties," CRC Press.
- Todd, A. C., & Terry, R. E. (1993). Improved oil recovery using surfactant/polymer systems. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(1), 51-59.
- University of Manchester. (s.f.). Critical Point. Recuperado el 10 de abril de 2023, de <https://www.materials.manchester.ac.uk/research/borodich-group/research-topics/critical-point/>
- Van Hamme JD, Singh A, Ward OP. Recent advances in petroleum microbiology. *Microbiology and Molecular Biology Reviews*. 2003;67(4):503-549.
- Wang, H., Zhang, Y., & Su, Y. (2020). Research progress and application of toe-to-heel air injection (THAI) for heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(3), 1353-1364. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00898-8>
- Wang, Y., Zhang, S., Hu, S., & Luo, P. (2019). Experimental study of alkaline-surfactant-polymer flooding for enhanced oil recovery in low-permeability reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177, 867-875.
- Wardlaw, N. C. (1971). Capillary pressure in petroleum engineering. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 11(05), 447-454.
- Warren, J. K. (2016). *Evaporites: A compendium* (pp. 1-379). Springer International Publishing.

- Wever, D.A., van der Linde, H.A., Kruijsdijk, C.P.J.W., van den Hoek, P.J., & de Graaf, D. (1999). Foam-assisted steam injection: a field trial in a high-viscosity oil reservoir. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2(3), 240-246.
- Xie, K., et al. (2019). "An overview of microemulsion flooding in enhanced oil recovery." *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 9(1): 1-20.
- Yang, C. L., (2013). "Enhanced Oil Recovery Field Case Studies," Gulf Professional Publishing.
- Yang, S., Lu, S., Wu, Y., Wang, H., Zhang, H., & Yang, Y. (2021). Phase Change Agent Enhanced Oil Recovery: A Comprehensive Review. *Fuel*, 295, 120607.
- Yildiz, H. O. (2011). "Advanced Reservoir Engineering," Gulf Professional Publishing.
- Youssef, S., & Gates, I. (2012). Optimization of polymer and gel systems for water and gas shutoff in a consolidated formation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 88, 118-128.
- Zekri, A. (2012). "Enhanced Oil Recovery (EOR) by Thermal and Non-Thermal Methods." InTech Open.
- Zhang, H., Wang, J., & Zhang, J. (2018). Optimization of steam injection strategy for the steam-assisted gravity drainage process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 169, 98-108. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.05.045>
- Zhang, J., & Liu, H. (2019). Simulation and optimization of huff and puff gas injection in unconventional oil reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 71, 102986. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102986>

- Zhang, W., Guo, C., Liu, C., & Chen, X. (2021). Experimental and numerical study of Toe-to-Heel Air Injection (THAI) for heavy oil recovery. *Fuel*, 286, 119273. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119273>
- Zhang, Y., Zhang, J., Lu, X., Wu, J., & Xu, J. (2020). Water alternating CO₂ injection for enhanced oil recovery in heavy oil reservoirs: A comprehensive review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 186, 106907.
- Zhu, Y., et al. (2018). Application of profile control gel in high water-cut oilfields in China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 167, 615-626.
- Zhu, Y., Li, C., & Li, X. (2017). Performance and optimization of a Toe-to-Heel Air Injection (THAI) process in a heavy oil reservoir with a bottom gas layer. *Fuel*, 191, 338-347. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.11.060>.

CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN DE PROYECTO DE TITULACIÓN

Por medio de la presente, Yo Arcentales Bastidas Danilo Andrés Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), certifico que:

Con fecha 2023-04-13, el estudiante Medina Cáceres Leopoldo Guillermo con Número de Identificación 0930471909 de la II Cohorte, presentó la propuesta de su tema de titulación al Comité Académico del programa. Posteriormente, con fecha 2023-12-20, el Comité revisó y aprobó la propuesta mediante la resolución FICT-CA-PET-007-2022, cumpliendo con los requisitos establecidos para la aprobación del tema.

A partir de dicha aprobación, el estudiante mantuvo reuniones periódicas con el tutor designado, Carrion Maldonado Freddy Paul, para la elaboración y desarrollo de su proyecto de titulación, siguiendo los lineamientos establecidos por el programa. Con fecha 2024-01-09, el estudiante presentó y sustentó su proyecto de titulación ante el tribunal evaluador asignado, cumpliendo con el proceso formal de evaluación académica.

Por lo tanto, en calidad de Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos, certifico que el trabajo de titulación denominado " Desarrollo de algoritmo para la selección óptima y estandarizada de métodos de EOR utilizando el lenguaje de programación Python ", realizado por el estudiante Medina Cáceres Leopoldo Guillermo con Número de Identificación 0930471909, ha sido revisado y evaluado conforme a los lineamientos y estándares establecidos por el programa.

Debido a circunstancias externas, no ha sido posible obtener las firmas de los involucrados (estudiante, tutor(es) y/o evaluadores). No obstante, en calidad de Coordinador del Programa, certifico que el proyecto cumple con los requisitos académicos y ha sido revisado para su presentación y archivo institucional.

Ate^onte,



Arcentales Bastidas Danilo Andrés
Coordinador de la Maestría en Petróleos