

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Evaluación de los efectos de la inyección del CO₂ en operaciones de recuperación mejorada de petróleo para proponer un diseño experimental de análisis de recobro

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleos

Presentado por:

Janner Fernando Galarza Alava

Tutor:

M.Sc. Jorge Lliguizaca

Ph.D. Jorge Mendoza

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

DEDICATORIA

El presente proyecto es dedicado a mi familia, a mis padres Bolívar Galarza y Elisa Alava, por su arduo trabajo, amor y esfuerzo entregado con el fin de brindarme educación, valores y principios.

A mis hermanos por su apoyo incondicional, a mis amigos que han sido un soporte académico y emocional, a mis docentes y tutores que con su talento educativo han hecho de mi un profesional comprometido con mi industria.

A cada uno de ustedes les dedico todos mis triunfos.

AGRADECIMIENTO

 Mi más sincero agradecimiento a Dios por todas las bendiciones recibidas durante mi vida académica, a mi familia por su apoyo incondicional en todo momento, a todos los docentes involucrados en mi formación como profesional y de manera muy especial a mis queridos tutores: M.Sc. Jorge Lliguizaca y Ph.D. Jorge Mendoza, que con su paciencia y dedicación supieron brindarme de su conocimiento a lo largo de este trabajo guiándome de manera exitosa para la cristalización de este proyecto. Desde el fondo de mi corazón, muchas gracias a todos.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Janner Fernando Galarza Alava* doy mi 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”



Janner Fernando Galarza Alava

EVALUADORES

M.Sc. Fernando Javier Sagnay Sares
PROFESOR DE LA MATERIA

M.Sc. Jorge Liguizaca Davila
PROFESOR TUTOR

Ph.D. Jorge Mendoza Sans
PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El calentamiento global y cambio climático han atraído cada vez más la atención de los investigadores, empresas y público en general. Por esto es cada vez más frecuente que se descubran y apliquen nuevos métodos industriales que intenten disminuir la huella de carbono y su impacto en el medio ambiente. La industria petrolera no es ajena a esta tendencia, donde la utilización del CO₂ como fluido durante la inyección para recuperación mejorada de petróleo ha sido un éxito, es por esto que el presente trabajo trata de recopilar la información disponible mediante una revisión bibliográfica con el fin de entender y comprar los efectos y beneficios del uso del CO₂ durante la recuperación mejorada de crudo en dos formas específicas las cuales son; gas y espuma de CO₂. Efectos que tienen sobre propiedades importantes de la formación como; porosidad, permeabilidad, presión capilar. Y sobre el fluido como; viscosidad, expansión del crudo y movilidad. También, se analizará distintos parámetros operacionales con el fin de comparar, discutir y enunciar que método ofrece un mejor servicio y factor de recobro de crudo durante su aplicación como método de recuperación mejorada. Todo esto se realizó con el fin de proponer un diseño experimental de laboratorio que sea capaz de recrear un proceso de inyección para recuperación mejorada y esto a su vez servir como un instrumento para realizar investigación científica en el país que permita ahondar más aún en el estudio de uso de CO₂ como método de recuperación mejorada de petróleo, especialmente el de las espumas, ya que actualmente existen varios enfoques operativos y teóricos que no se han abordado a su cabalidad, y comprender a fondo lo que sucede durante el proceso permite optimizarlo y garantizar su éxito.

Palabras claves: CO₂, espuma, EOR, Core Flooding, permeabilidad, porosidad, movilidad, viscosidad, recobro.

ABSTRACT

Global warming and climate change have attracted more and more attention from researchers, companies and the general public. As a result, new industrial methods are increasingly being discovered and applied in an attempt to reduce the carbon footprint and its impact on the environment. The oil industry is no stranger to this trend, where the use of CO₂ as a fluid during injection for enhanced oil recovery has been a success, which is why this degree project seeks to compile the available information through a literature review in order to understand and compare the effects and benefits of the use of CO₂ during enhanced oil recovery in two specific forms which are; CO₂ gas and CO₂ foam. Effects they have on important formation properties such as; porosity, permeability, capillary pressure. And on the fluid, such as; viscosity, crude oil expansion and mobility. Also, different operational parameters will be analyzed in order to compare, discuss and state which method offers a better service and recovery factor of crude oil during its application as an enhanced recovery method. All this was done in order to propose an experimental laboratory design that is capable of recreating an enhanced recovery injection process and this in turn serve as an instrument to carry out scientific research in the country to further study the use of CO₂ as a method of enhanced oil recovery, especially that of foams, since there are currently several operational and theoretical approaches that have not been fully explored, and a thorough understanding of what happens during the process allows optimizing it and guaranteeing its success.

Key words: CO₂, foam, EOR, Core Flooding, permeability, porosity, mobility, viscosity, recovery.

ÍNDICE

RESUMEN	i
ABSTRACT	ii
ÍNDICE	iii
ABREVIATURAS.....	vi
SIMBOLOGÍA.....	vii
INDICE DE FIGURAS	viii
INDICE DE TABLAS	ix
CAPITULO I	1
1.1 Introducción	1
1.2 Descripción del problema	2
1.3 Justificación del problema	3
1.4 Objetivos	4
1.4.1 Objetivo general	4
1.4.2 Objetivos específicos.	4
1.5 Marco teórico.	5
1.5.1 Gases de efecto invernadero y su contribución al calentamiento global.....	5
1.5.2 Dióxido de carbono y la tecnología CCUS.....	6
1.5.3 Conceptos básicos.....	7
1.5.4 Recuperación mejorada de petróleo (EOR).....	8
1.5.5 Recuperación mejorada de petróleo con CO ₂	8

1.5.6	Ácido carbónico.....	10
1.5.7	Espuma de CO ₂	10
2.	CAPITULO II.....	12
2.1	Metodología aplicada al caso de estudio.....	12
2.2	Tipo de investigación.....	13
2.3	Parámetros de evaluación de la factibilidad técnica para aplicación de recobro mejorado mediante inyección de CO ₂	14
2.4	Efectos del dióxido de carbono en la roca y fluidos durante los procesos de inyección en recuperación mejorada de crudo.....	15
2.5	Recuperación mejorada de petróleo con gas de CO ₂ sus beneficios y dificultades operacionales.	16
2.6	Recuperación mejorada de petróleo con espuma de CO ₂ sus beneficios y dificultades operacionales.	19
2.7	Comparación entre la inyección de gas de CO ₂ y la espuma de CO ₂ durante el proceso de recuperación mejorada de petróleo.....	19
2.8	Desarrollo de la propuesta de diseño experimental para el análisis de recobro de petróleo por medio de inyección de CO ₂	22
2.9	Perspectiva para la aplicación de CO ₂ – EOR en el Ecuador.....	25
	CAPITULO III.....	27
2.10	Análisis de resultados.....	27
3.	CAPITULO IV.....	34
3.1	Conclusiones.....	34
3.2	Recomendaciones.....	36

4. Bibliografía37

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior politécnica del Litoral
CCUS	Carbon Capture Use and Storage
EOR	Enhanced Oil Recovery
GEI	Gases de Efecto Invernadero
ONU	Organización de Naciones Unidas
BPD	Barriles por Día
CONAIE	Confederación de Nacionalidades Indígenas del Ecuador
EPA	Environmental Protection Agency
API	American Petroleum Institute
RF	Factor de Recobro
PV	Volumen Poroso
PVT	Presión, Volumen, Temperatura

SIMBOLOGÍA

CO ₂	Dióxido de carbono
H ₂ CO ₃	Ácido carbónico
Al ₂ O ₃	Óxido de Aluminio
ft	Feet
°C	Grados centígrados
Psi	Pound per Square Inch
mD	Milidarcy
cp	Centipoise
cc	Centímetros cúbicos

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Anomalía térmica global en el último siglo y medio.....	6
Figura 1. 2 Distribución de GEI 2017.....	6
Figura 1. 3 Esquema de recuperación mejorada por inyección de CO ₂	10
Figura 2. 1 Esquema de metodología empleada	13
Figura 2. 2 Comparación del factor de recobro y la producción de petróleo para la inyección con agua y la inyección continua con CO ₂ miscible.....	17
Figura 2. 3 Problemas de movilidad del CO ₂ durante operaciones EOR	18
Figura 2. 4 Recuperación de crudo por inyección de CO ₂ y el efecto de asfáltenos.....	20
Figura 2. 5 Comparación del comportamiento del flujo de CO ₂ en inyección continua de gas y espuma	21
Figura 2. 6 Medición de grados API en el laboratorio	23
Figura 2. 7 Uso del horno para calentar muestras de crudo en el laboratorio	23
Figura 2. 8 Medición de viscosidad en el laboratorio	24
Figura 3. 1 Diseño básico de sistema de Core Flooding.....	33
Figura 3. 2 Diseño sofisticado de sistema de Core Flooding	33

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1 Conceptos básicos de las propiedades del petróleo y la roca.....	8
Tabla 2. 1 Criterio para detectar yacimientos idóneos para CO ₂ - EOR.....	15
Tabla 3. 1 Comparación cualitativa de los efectos del CO ₂ gas contra CO ₂ espuma	30
Tabla 3. 2 Parámetros a considerar para la inyección de CO ₂ gas y espuma.....	31

CAPITULO I

1.1 Introducción

La humanidad a lo largo de la historia se ha enfrentado a distintas adversidades, de las cuales ha salido victoriosa, en ámbitos relacionados con la tecnología, salud, ingeniería, entre otros retos que ameritaban el ingenio de los académicos. Sin embargo, en la actualidad se enfrenta a un enemigo difícil de vencer, el calentamiento global. Y es que, lo que antes fue desarrollo, hoy en día representa un exhaustivo problema. La industrialización y el consumismo aumentó a medida que la población crecía, pues que las industrias tengan más demanda y producción se traduce en más emisiones de gases de efecto invernadero a la atmosfera.

Después de la declaración de Estocolmo en 1972, surgen algunos protocolos relacionados con el cambio climático y protección ambiental, como son los de París o Kioto, que son de los más mencionados internacionalmente (ONU, 1972). A su vez, de ellos se derivan distintos planes, investigaciones y proyectos de mitigación de la contaminación ambiental y el calentamiento global, de entre los cuales sobresale una nueva tecnología llamada captura, uso y almacenamiento de dióxido de carbono o CCUS por sus siglas en inglés Carbon Capture, Utilization and Storage (Greig & Uden, 2021; Ren et al., 2022; van Os et al., 2021).

Esta tecnología se enfoca en reducir las emisiones de CO₂ de sectores industriales, mediante la captura del dióxido de carbono, para luego disponerse a almacenarlo en el subsuelo o darle uso a este gas; en ambos escenarios, las instalaciones de la industria hidrocarburífera representan un aliado imprescindible para este proyecto, ya que se dispone de pozos que han terminado su vida útil como lugares de inyección para almacenamiento, y también se utiliza para aumentar la producción de crudo mediante el recobro mejorado usando inyección de CO₂ sea en su fase de gas o en una fase espumante.

Estudios como "CO₂ utilization from "next generation" CO₂ enhanced oil recovery technology" de 2013, o, "CO₂ Foam for Enhanced Oil Recovery Applications" de 2019 nos indican que el uso CO₂ es muy eficiente durante el barrido de hidrocarburo (Kuuskraa V, 2013), llegándose a considerar como uno de los recobros mejorados o EOR por sus siglas en inglés Enhanced Oil Recovery, con mayor potencial dentro de la industria por

su repercusión tanto en las ganancias como en el impacto ambiental. No obstante, aún existe mucho campo no explorado para la investigación a futuro, tales como la interacción entre el hidrocarburo y el CO₂ en fase gas o espuma, o interacción con la roca, también cómo puede mejorarse la eficiencia del barrido y aumentar la durabilidad de las micelas o pared de la burbuja, e inclusive el uso de surfactantes que son sustancias químicas que influyen en la tensión superficial del contacto entre dos fases, o de nanotecnología para mejorar el recobro (Ahmed Farid Ibrahim, 2019).

Es por esto que la academia representa uno de los ejes principales en las investigaciones para mejorar los métodos existentes. Es importante que tanto los investigadores como los estudiantes se vean cada vez más involucrados en los avances tecnológicos y técnicos de la industria, así mismo en como la transición energética va direccionando la ingeniería en petróleos hacia una nueva etapa de producción de energía sostenible y eco amigable. Por esto hablando específicamente del ámbito académico, es urgente adecuar laboratorios y diseñar experimentos prácticos pues estos serán la clave definitiva para preparar a los profesionales del mañana.

1.2 Descripción del problema

Las emisiones de CO₂ contribuyen directamente a la degradación de la capa de ozono, esto se debe a que las emisiones de este gas atrapan el calor en la atmósfera, generando el efecto de invernadero, siendo una de sus consecuencias el calentamiento global. El incremento de la población humana ha demandado que las empresas de diferentes industrias requieran un aumento en su producción, lo cual ha desembocado inevitablemente en el crecimiento exponencial de las emisiones del gas de efecto invernadero.

A su vez, la industria petrolera se enfrenta a una reestructuración de sus procesos, operaciones e instalaciones con el propósito de generar energía de una manera más sustentable y limpia. Ecuador es un caso específico de la necesidad existente de llevar a cabo proyectos de recuperación mejorada para incrementar la producción de los bloques petroleros, la falta de equipos que permitan realizar análisis de los efectos sobre el crudo y la roca en las nuevas tendencias de recobro mejorado se vuelve un limitante para el desarrollo investigativo y científico en el país.

La academia, gobierno e industria en el Ecuador se ha mantenido al margen al momento de incursionar en nuevos experimentos, pruebas o diseños que vayan dirigidos a las tendencias actuales en la industria petrolera y su impacto en el medio ambiente, como la transición energética, por mencionar alguna, es imprescindible que se priorice el empezar diferentes estudios y análisis relacionados con el CO₂ en el país, como la captura, transporte y uso del mismo, con un mayor enfoque a las operaciones de recobro mejorado.

El diseño experimental de ensayos de laboratorio y el análisis del uso de dióxido de carbono en operaciones EOR es fundamental para poder dar paso e implementar la tecnología CCUS, encargada de reducir las emisiones del gas, por medio de su captura, almacenamiento y uso del mismo, pues de no ser económicamente rentable debería considerarse otras opciones. Por esto existe la necesidad de realizar trabajos investigativos de este importante tema, donde sus resultados repercutirán tanto al nivel del campo como en la academia, y ese es el desafío del presente trabajo.

1.3 Justificación del problema

Tras el decreto ejecutivo Número 95, dictado 7 de junio del 2021 por el presidente de la república, el Sr. Guillermo Lasso, amparándose en el art. 6 de la Ley de Hidrocarburos, que dicta: “Corresponde a la función ejecutiva, la toma de decisiones y formulación de la política de la energía y recursos naturales no renovables, su ejecución y aplicación”, se dictaminó que la industria hidrocarburífera en el Ecuador entrará en una nueva etapa de reactivación con el planteamiento de un ambicioso proyecto que propone duplicar la producción diaria de 500,000 BPD a 1'000,000 BPD. A pesar de que el decreto fue derogado como parte de las negociaciones de las protestas por parte de la CONAIE (Confederación de Nacionalidades Indígenas del Ecuador) en 2022, aún está en marcha la duplicación de la producción pero que no afecte zonas protegidas y se ha planificado reformas en las políticas hidrocarburíferas y de contratación. (Lasso, 2021).

Con estos antecedentes está claro que es fundamental la implementación de nuevos sistemas que permitan el aumento de la producción tales como el recobro mejorado, tomando en consideración que este cuenta con altos índices de eficiencia y aun no se han aplicado en el país, y que no se han aplicado aun en el país, tal como la inyección de CO₂, sea en fase gas o espuma como mecanismo EOR, proceso en el cual se estaría

contribuyendo en la reducción de la huella de carbono generada por la industria ecuatoriana, mitigando los efectos de los gases de efecto invernadero y a la par el calentamiento global. Por lo antes mencionado es importante que se intensifique la investigación del proyecto CCUS en el Ecuador, comprender que la captura, almacenamiento y uso del dióxido de carbono es parte de la transición energética que debe seguir la industria hidrocarburífera ecuatoriana. Implementar ensayos de laboratorio, que garanticen que el método de recuperación mejorado pueda ser aplicado en los campos productores del país, generando un impacto económico y académico, que brinde servicios tanto de investigación como de docencia.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Evaluar los efectos que tiene el CO₂ sobre las distintas propiedades de la roca y fluido por medio de revisión bibliográfica para el diseño experimental de recobro mejorado de petróleo por inyección de CO₂ en el Ecuador.

1.4.2 Objetivos específicos.

- Identificar los cambios en las propiedades de la roca y fluidos durante la inyección de CO₂ en forma gaseosa y espuma, a través de revisión bibliográfica, para el análisis de su viabilidad como proyecto de recobro en el Ecuador.
- Comparar los efectos y beneficios de la inyección de CO₂ en estado gaseoso con los de la espuma de CO₂ en los procesos de recuperación mejorada de petróleo, para establecer cuál es el más favorable para la industria.
- Identificar los factores cruciales que se alteran durante la inyección de espuma de CO₂, mediante revisión bibliográfica, para delimitar el campo de estudio.
- Desarrollar una propuesta de diseño de una prueba de laboratorio con el fin de estudiar los cambios en las propiedades del crudo en contacto con el CO₂ durante una operación de recobro.

1.5 Marco teórico.

1.5.1 Gases de efecto invernadero y su contribución al calentamiento global.

Es importante conocer que los gases de efecto invernadero en un inicio fueron beneficiosos para el ser humano, pues como su nombre lo indica recreaban el efecto de un vivero manteniendo temperaturas más cálidas en el interior que las externas, además de que absorbían efectos dañinos de la radiación infrarroja de la luz solar. Sin embargo, después de la revolución industrial, la quema indiscriminada de combustibles fósiles y el uso de aerosoles, los gases de efecto invernadero abreviados GEI, han tenido un efecto negativo en el planeta, sobrecalentándolo y destruyendo la capa de Ozono. Los GEI están conformado por los siguientes gases: dióxido de carbono, metano, óxido nitroso y fluorados (EPA Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, 2017).

Como ya es conocido, el calentamiento global es el principal causante del cambio climático, un evento sin precedentes que en el último siglo ha logrado incrementar la temperatura de la Tierra hasta en 0,8 °C. A pesar de que existen estudios que revelan que cada cierto millón de años existe un proceso de desglaciación en la Tierra, de las glaciaciones se hipotetiza como causantes del deshielo el aumento de la actividad solar, aumento de actividad volcánica y variabilidad natural del clima.

Sin embargo, debido al proceso de industrialización, la civilización ha desnaturalizado este evento y a su vez ha acelerado gravemente el calentamiento global, tal como se puede observar en la figura 1.1 en la cual se representa como ha ido incrementando la anomalía térmica en el pasar de los años, colocándonos en la recta final para un punto sin retorno de una crisis ambiental sin precedentes a tan solo 1,5 °C, alterando gravemente el ciclo natural de tierra y causando daños irreparables al ecosistema. Como ya se mencionó, los gases de efecto invernadero son los principales causantes de este fenómeno, pero también existen otros factores como la deforestación, erosión y acidificación de los océanos (Ferran Ballester, 2006).

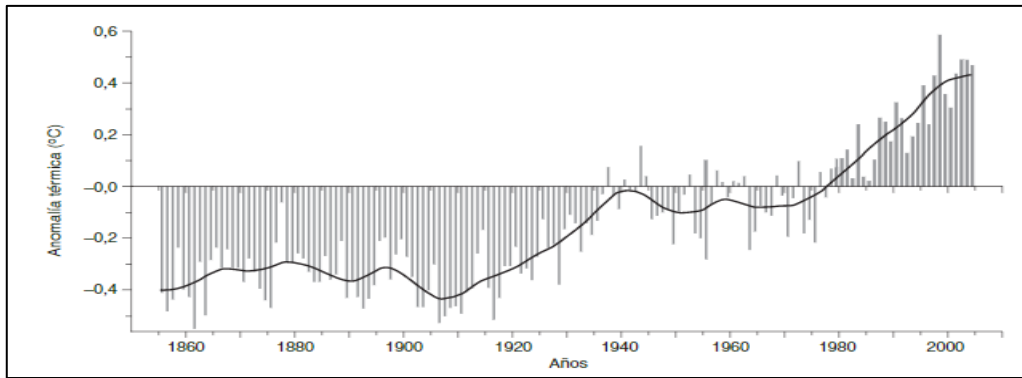


Figura 1.1 Anomalía térmica global en el último siglo y medio (Ferran Ballester, 2006)

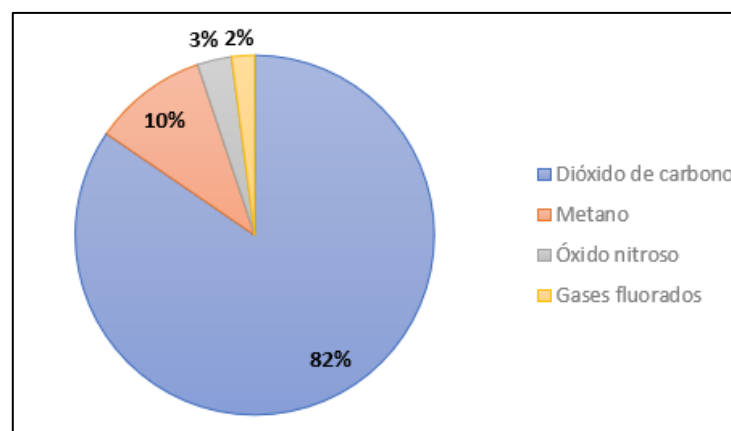


Figura 1.2 Distribución de GEI año 2017 (EPA Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, 2017)

1.5.2 Dióxido de carbono y la tecnología CCUS

Si analizamos la figura 1.2 se puede rápidamente observar que el gas de efecto invernadero que tiene un mayor índice de presencia en el mundo es el dióxido de carbono, el cual es un compuesto conformado por dos átomos de oxígeno unidos por dos enlaces dobles al carbono, con fórmula química CO_2 . Se caracteriza por ser inodoro e incoloro y también se le puede llegar a encontrar como líquido en condiciones de alta presión o como sólido en el hielo seco. Tiene múltiples usos como refrigerante, extintor de incendios, propelente, aerosol, base de mezclas químicas, etc. Es muy común en la atmósfera y es parte del proceso de respiración animal y vegetal. En altas concentraciones es tóxico para la salud (New Jersey Department of Health, 2016).

Como una de las iniciativas para poder reducir los efectos del CO_2 , aparece la tecnología CCUS o por sus siglas en inglés Carbon Capture Utilization and Storage. Un

proyecto destinado a la investigación, innovación e implementación de estrategias y facilidades relacionadas a la captura, uso y almacenamiento de dióxido de carbono, con la finalidad de mitigar el cambio climático. El proyecto inició en países europeos y hoy en día se encuentra distribuido en varias partes del globo, contando con un gran apoyo de gobiernos, organizaciones medioambientales e industria (Peter van Osa, 2021).

Los usos que se le pueden dar al dióxido de carbono son muchos, desde los más simples como formar parte de mezclas en sustancias químicas a los más complejos tales como ser fuente de energía. Entre los usos más destacables tenemos: operaciones EOR para el recobro mejorado de hidrocarburos, en la botánica acelera el crecimiento de las plantas, creación de polímeros y abonos, para bebidas carbonatadas, uso en extintores, entre otros (Kuuskraa V, 2013).

1.5.3 Conceptos básicos

Tabla 1. 1 Conceptos básicos de las propiedades del petróleo y la roca (Autor, 2022)

Grados API	Es el equivalente a la densidad que se utiliza en la industria petrolera. Para su cálculo se considera la gravedad específica del crudo. Sirven para clasificar los distintos tipos de crudos en: liviano, mediano, pesado y extrapesado (Ferrer, 2009).
Gravedad específica	Es la relación que existe entre la densidad del petróleo y la densidad del agua no salina, a condiciones normales. Es un valor adimensional (Ferrer, 2009).
Viscosidad	Es la resistencia interna que ofrece un fluido durante su movimiento a través del medio poroso. Depende de otras propiedades como temperatura, presión, gravedad específica, etc. (Ferrer, 2009).
Ángulo de contacto	Es una medida de la capacidad que tiene un líquido para mojar una superficie sólida, donde la forma de la gota dependerá de las tensiones superficiales. (Ferrer, 2009).
Mojabilidad	Es la tendencia que tiene algún fluido a adherirse a una superficie (roca); los fluidos pueden ser miscibles o inmiscibles a la roca, dependiendo de los diferentes ángulos de contacto (Ferrer, 2009).
Presión Capilar	Es la diferencia de presión existente entre dos fluidos inmiscibles a través de una interfaz que los separa. Este fenómeno se nota mayormente

	cuando se ponen en contacto con un capilar. Es imprescindible para generar el movimiento dentro del medio poroso (Ferrer, 2009).
Porosidad	Se puede definir como el espacio existente dentro de la roca que no es ocupado por un material sólido o mineral; cavidad en la cual existe la posibilidad de alojar algún tipo de fluido, sea este gas, petróleo o agua (Ferrer, 2009).
Permeabilidad	La permeabilidad se define como la capacidad que tiene un medio poroso para dejar fluir los fluidos a través de él. Es decir, la medida de conductividad entre los poros interconectados (Ferrer, 2009).
Permeabilidad Relativa	Es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en presencia de otro inmiscible con la permeabilidad total. (Ferrer, 2009).

1.5.4 Recuperación mejorada de petróleo (EOR)

Dentro de la producción petrolera no siempre se podrá extraer los fluidos únicamente a través del mecanismo natural de empuje. En algunas ocasiones es necesario implementar EOR o por sus siglas en inglés recuperación mejorada de petróleo, el cual es un proceso de inyección de sustancias específicas para incrementar el recobro de hidrocarburos. Para implementar este procedimiento, es necesario contar con una infraestructura idónea para tal fin y que los precios de inversión sean rápidamente recuperables. Las operaciones EOR no son nuevas en la industria pues desde 1950 se realizan inyecciones químicas a reservorios (SNF FLOERGER, 2016).

1.5.5 Recuperación mejorada de petróleo con CO₂

1.5.5.1 Antecedentes en la inyección de CO₂

A pesar de ser una tendencia actual, las operaciones que involucran la inyección del gas para recuperación mejorada no significan que sea un método relativamente nuevo; se cuenta con registros históricos del uso del CO₂ en EOR en Estados Unidos, incluso desde 1986. Sin embargo, en su inicio la producción no incrementó como se pensaba; el CO₂ no generó el impacto que se esperaba en la industria. Gracias al uso de nanopartículas, surfactantes, operaciones de inyección alternada o de espumas, la inyección de recobro mejorado usando CO₂ resurgió como uno de los métodos más

eficaces durante el barrido de crudo que ofrece las operaciones EOR (SNF FLOERGER, 2016).

Esto se demostró en un estudio realizado en 4 bloques petroleros de Estados Unidos, según el Departamento de energía y cambio climático en el año de 2010, donde al primer año de aplicar CO₂ como inyección, la producción diaria de los bloques bordeaba los 50,000 barriles por día anterior a la aplicación del método.

Hoy en día tras las distintas mejoras en la inyección de la denominada "Nueva generación de CO₂-EOR", los mismos bloques para el año de 2010 producción entre 175,000 a 275,000 barriles por día. Actualmente son más de 12 países que han implementado CO₂-EOR y que utilizan a gran escala este importante método, que beneficia también al medio ambiente (Department of Energy & Climate Change, 2010).

1.5.5.2 Inyección de CO₂ aplicada en la industria hidrocarburífera.

Como se mencionó, la recuperación mejorada de petróleo con CO₂ se originó como una opción imprescindible para reutilizar las emisiones de dióxido de carbono de manera productiva mitigando el cambio climático. Las principales fuentes de las capturas de emisiones de CO₂ son plantas eléctricas y otros sectores industriales tales como metalúrgica y cementera. Para la captura de las emisiones de dióxido de carbono existen procesos y equipos destinados a su atrapamiento ya sea en situaciones de pre o post combustión (Bjerge & Brevik, 2014; Shao et al., 2021; van Os et al., 2021).

Este tipo de operación se encuentra alineada a la tecnología CCUS; el CO₂ usado en EOR en muchos casos compensa los gastos relacionados a la captura del gas (Santamaría, 2019). El uso de CO₂ en EOR sigue siendo tema de estudio, pues ha sido eficaz en la extracción mejorada de crudo no solo en yacimientos con poca energía, sino también en zonas de petróleo residual y yacimientos marinos (Kuuskraa V, 2013).

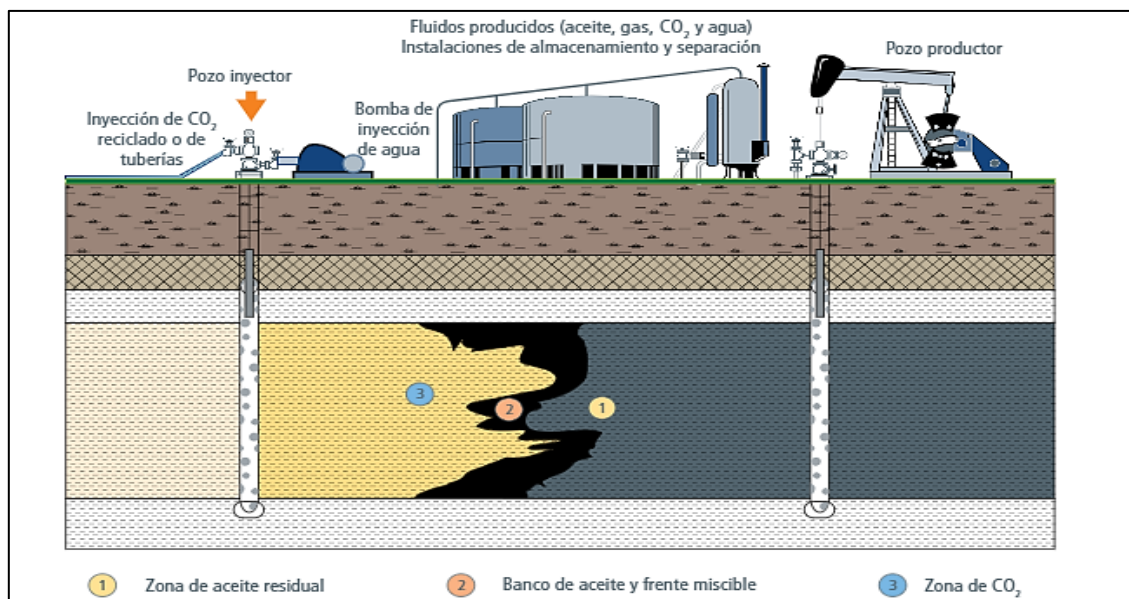


Figura 1.3 Esquema de recuperación mejorada por inyección de CO₂ (Santamaría, 2019)

1.5.6 Ácido carbónico

Es necesario conocer acerca de este compuesto químico ya que se puede formar durante la inyección de CO₂ a un pozo petrolero en el cual exista presencia de agua, donde podría haber severas afectaciones en las tuberías y en la roca, en caso de que no se realizaran los correctivos correspondientes (Santamaría, 2019).

El ácido carbónico de fórmula química H₂CO₃ es el producto de la reacción entre el CO₂ y el agua. A pesar de ser un ácido débil tienen propiedades corrosivas, además suele deteriorar los minerales que conforman la estructura de las rocas carbonáticas (Theodore L. Brown, 2004).

1.5.7 Espuma de CO₂

Tras la problemática que existía en la inyección de CO₂ por la formación de ácido carbónico en ciertos pozos, se han realizado experimentos para poder variar el estado del CO₂ inyectado, surgiendo la espuma de CO₂, la cual es una de fase del dióxido de carbono caracterizado por su contextura y volumen; son burbujas de agua que contienen CO₂ entre sus paredes, para esto se necesita que exista una dispersión del gas de dióxido de carbono como fluido no humectante en una fase humectante continua que en este caso es el agua. Se necesita que exista contenido de surfactante en una concentración por encima al crítico de las micelas (Santamaría, 2019).

Si se habla de espuma de CO₂ para la industria hidrocarburífera existen 3 métodos de obtención de la espuma: creada en laboratorio, en el medio poroso por cambio de presión y durante la inyección alternada con agua. La calidad de la espuma viene determinada por la textura, estabilidad y densidad de la misma (Ahmed Farid Ibrahim, 2019).

1.4.8 Recuperación mejorada de petróleo con espumas de CO₂

Utilizar espuma de CO₂ en operaciones de recuperación mejorada de hidrocarburos oferta una mayor eficacia del barrido comparada con los polímeros e inclusive que la inyección de CO₂ en fase gaseosa. Además, al tener bajo contenido de agua, reduce el daño que se puede generar en una formación sensible al agua facilitando su limpieza. Sin embargo, las espumas de CO₂ utilizadas en EOR se enfrentan a distintos efectos en entornos complejos como alta salinidad o temperatura, que afectan la estabilidad de las micelas de las burbujas que forman parte de la espuma (Ahmed Farid Ibrahim, 2019).

CAPITULO II

3.1 Metodología aplicada al caso de estudio

Esta investigación está diseñada para cumplir con los objetivos generales como los específicos. A través de la revisión bibliográfica se elaborará el análisis y comparación de los resultados presentados en investigaciones desarrolladas por diferentes autores; estos estudios corresponden a procesos de inyección de dióxido de carbono en fase gas y espuma, para la evaluación de proyectos de recuperación mejorada a diferentes escalas, especialmente estudios en laboratorio.

La metodología de este trabajo investigativo inicia con la recolección de data de artículos científicos, utilizando motores de búsqueda académica tales como Science Direct y el repositorio de One Petro. En el proceso de búsqueda, los artículos son filtrados por medio de títulos y palabras claves, considerando finalmente para su descarga y revisión final, aquellos estudios más relevantes de acuerdo con el índice de citas, el cuartil de la revista en donde fueron publicados y aquellos que bajo la apreciación personal del autor de este trabajo son afines a la investigación.

Cuando se dispuso de una gran cantidad de estudios recolectados, se filtró por medio de la búsqueda de palabras específicas en el contenido del artículo relacionadas a los objetivos de este proyecto; por ejemplo, en un documento de CO₂-EOR se buscó palabras como eficiencia, porosidad, recobro, etc. Esto permitió seleccionar los artículos que se acoplaran más al fin de este trabajo. Después fueron clasificados en subcategorías de acuerdo con el objetivo al que estos saciaban. También se analizó distintos experimentos de Core Flooding realizados en laboratorio con el propósito de diseñar un modelo que sea capaz de ser implementado en las instalaciones del Laboratorio de Petróleos en la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Finalmente, se realizó la extracción de la información e integración de la misma en el trabajo, para plantear perspectivas de aplicación de CO₂ EOR en Ecuador. A continuación, se muestra en la figura 2.1 una representación esquemática de la metodología.

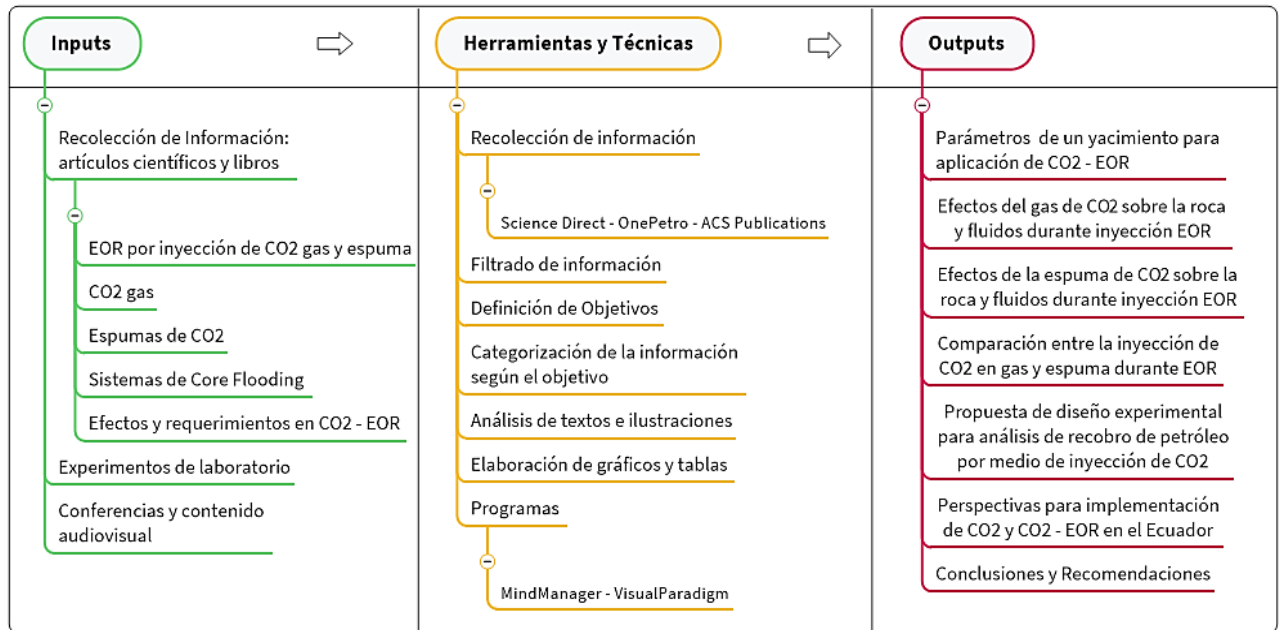


Figura 2.1 Esquema de metodología empleada (Autor, 2022)

3.2 Tipo de investigación

El presente trabajo es de tipo descriptivo analítico, el cual es un método que se encarga de realizar un estudio minucioso de datos históricos y que tras su análisis permite comprender la situación actual de la investigación. La revisión bibliográfica desarrollada utiliza información de distintos autores quienes han publicado trabajos relacionados con la inyección de dióxido de carbono como mecanismo de empuje en una operación de recuperación mejorada de petróleo, considerando los efectos que puede tener la interacción de gas o espuma de dióxido de carbono con el crudo y la roca. Entre ellos puede mencionarse gravedad API, viscosidad, expansión del crudo, formación de ácido, desgaste o afectaciones en la arenisca.

Utilizando la información del capítulo I y la desarrollada a lo largo del capítulo II, se entenderá el comportamiento del barrido en función del dióxido de carbono, y se espera establecer cuál de sus aplicaciones, como espuma o gas, es la mejor elección para implementarla en inyección de CO₂ para recuperación mejorada en el Ecuador.

3.3 Parámetros de evaluación de la factibilidad técnica para aplicación de recobro mejorado mediante inyección de CO₂

Es necesario reconocer cuándo se puede aplicar EOR en un proyecto de recobro; teóricamente todos los yacimientos sean de arenisca o carbonato en los cuales haya petróleo, son candidatos a la aplicación de inyección de CO₂ para recuperación mejorada, siempre y cuando se alcance una presión de fondo mínima de 1200 psi para lograr la miscibilidad entre el crudo y el CO₂ (Santamaría,2019; Farid Ibrahim & Nasr-El-Din, 2019).

En campo existen otros factores a considerar que no pueden ser observables en pruebas de laboratorio. Esto lo confirmó Dai en 2013 tras su publicación donde asevera que la profundidad, el espesor de la formación, la distancia desde los pozos de inyección a los de producción y la tasa de inyección de CO₂ afectan sustancialmente los parámetros intrínsecos del yacimiento, incluidos la porosidad y la permeabilidad (Dai et al., 2013).

Es necesario establecer ciertos parámetros del yacimiento que garanticen la efectividad del barrido utilizando CO₂, tenemos por ejemplo; la profundidad, temperatura, presión, permeabilidad, gravedad API, viscosidad, saturación de aceite residual, como se muestra en la tabla 2.1, obtenida de varias simulaciones y análisis que han definido los rangos de referencia, los cuales sirven para que a los distintos operadores se les facilite la elección del yacimiento para aplicación de CO₂-EOR y su futuro éxito económico, para que este se cumpla debe tener una fracción de petróleo residual superior a 0.25 (Shaw J, 2002; Ahmed Farid Ibrahim, 2019).

Tabla 2. 1 Criterio para yacimientos idóneos para CO₂ – EOR (PetroQuimex, 2019)

Profundidad, ft	< 9800 y >2000
Temperatura °C	< 250 (no critico)
Presión, psi	> 1200 a 1500
Permeabilidad, mD	> 1 a 5
Gravedad del aceite	> 27 API
Viscosidad, cp	< 10

Saturación de aceite residual después de la inyección de agua, %	> 20
--	------

3.4 Efectos del dióxido de carbono en la roca y fluidos durante los procesos de inyección en recuperación mejorada de crudo.

Es importante reconocer que ningún proceso está libre de efectos colaterales, dicha realidad también afecta la inyección de CO₂ usada como recobro mejorado de petróleo, pues en el artículo “últimos avances en el control de la movilidad del CO₂ en recuperación mejorada” de 2021 se aseveró que; “durante la inyección de CO₂, una porción del gas inyectado se diluye en el agua de formación, generando ácidos que terminan afectando la roca principalmente carbonatos en aspectos importantes como la porosidad y la humectabilidad, lo que lleva a cambios en la presión capilar y la permeabilidad relativa” (Massarweh & Abushaikha, 2021).

Anteriormente Han & Gu en el 2014, ya habían discutido acerca de las variaciones de la permeabilidad de la roca durante el proceso de recobro por inyección de CO₂, además, observaron que las relaciones de viscosidad y densidad durante la interacción del gas de CO₂ con el petróleo se veían afectadas (Han & Gu, 2014). Su investigación también concluyó que la inyección de CO₂ mejora la movilidad del hidrocarburo por la reducción de la permeabilidad relativa al CO₂ respecto al crudo. A su vez en 2018 Al-Otaibi discrepó de la suposición de Han pues tras la experimentación en laboratorio provocó la reducción de la permeabilidad de las muestras del núcleo empleado utilizando inyección de CO₂, reduciendo la movilidad del barrido en EOR y recomendando el uso de inhibidores para mantener la producción (Al-Otaibi et al., 2018).

En 2019 una nueva investigación observó que la permeabilidad de los núcleos disminuyó tras la inyección de CO₂, lo cual se atribuyó al taponamiento de los radios de gargantas por posible precipitación de asfáltenos o las reacciones inorgánicas que ocurren entre el CO₂, el agua con salmuera y la roca (Hosseini, 2019). Nuevamente es importante señalar contraejemplos pues según los autores Abad y Mohsin en 2021 dicen que la inyección de CO₂ en EOR podría provocar el agrandamiento de las gargantas de

los poros, lo que crea canales de flujo adicionales que aumentan la conectividad de los poros en el sistema pozo (Abd & Abushaikha, 2021; Mohsin et al., 2021).

3.5 Recuperación mejorada de petróleo con gas de CO₂ sus beneficios y dificultades operacionales.

Holm en el año de 1959 fue uno de los primeros investigadores en realizar estudios sobre el uso de CO₂ en operaciones EOR. Procedió, con experimentos de inundación de núcleos de arenisca Berea y dolomita McCook con CO₂ en estado gaseoso, los cuales demostraron que se podría alcanzar una recuperación de petróleo adicional del 50% en comparación con la inyección de agua convencional (Holm et al., 1959).

A pesar de que la recuperación mejorada de crudo por inyección de CO₂ ha ido incrementando su popularidad, aún no recobra todo el petróleo original en sitio. Esta insuficiencia se ve relacionada principalmente con la densidad y la viscosidad del CO₂ inyectado. La baja densidad del CO₂ reduce la recuperación de petróleo en las partes inferiores del yacimiento. (Carpenter, 2014).

Para incrementar las posibilidades de recobro se han realizado estudios de laboratorio y de viabilidad, los cuales indicaron que la inyección de CO₂ miscible en petróleo sería más eficaz y menos costosa (Dicharry et al., 2007).

Para comprender mejor la situación antes explicada. el CO₂ se puede inyectar en un depósito en condiciones miscibles o inmiscibles. Sin embargo, múltiples estudios además del de Dicharry, indicaron que la inyección de CO₂ miscible es más eficiente en comparación con la inyección de CO₂ inmiscible (Zhang et al., 2020). En un estudio realizado en EOR con CO₂ miscible se demostró que tenía mayor factor de recobro que la inyección de agua promedio y una mejor producción de crudo.

La figura 2.2 muestra los resultados de la experimentación del autor, esta relaciona el factor de recobro (RF) y la Producción de petróleo (Oil production) con el volumen poroso inyectado (Injected PV). Los valores de RF representados en la línea azul corresponden a un proceso de inyección de agua, y en la roja los de inyección de CO₂ miscible. Por otra parte, en cuanto a la producción de crudo se muestra una línea morada y una verde que representan la inyección de agua e inyección de CO₂ miscible

respectivamente, en base a lo observado se concluye que el proceso del CO₂ es maximiza el recobro y la producción (Rahimi et al., 2017).

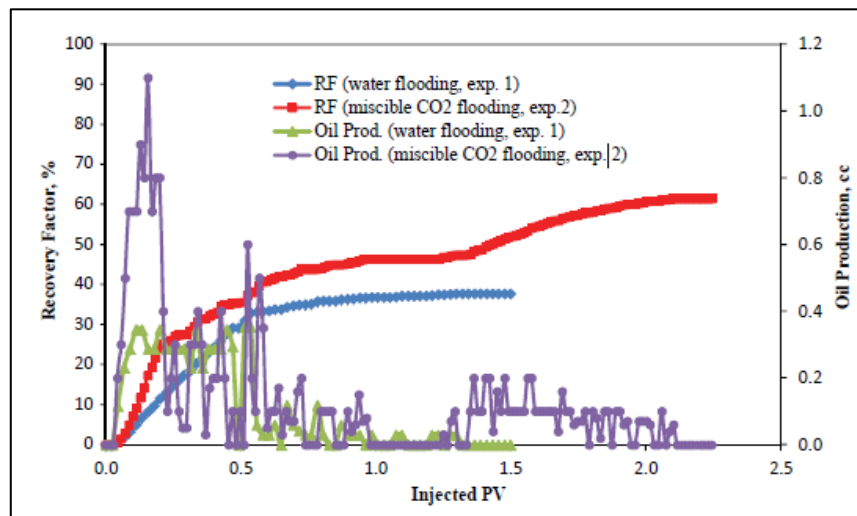


Figura 2.2 Comparación del factor de recobro y la producción de petróleo para la inyección con agua y la inyección continua con CO₂ miscible (Rahimi et al., 2017)

Uno de los beneficios o ventajas en EOR, que brinda CO₂ gaseoso es que se puede inyectar en los yacimientos de gas natural, durante los procesos de recuperación mejorada de gas, para aliviar la acumulación de condensado alrededor del pozo (Abd & Abushaikha, 2021; Mohsin et al., 2021).

Existen ciertos problemas operacionales pues Hanssen en 1994, estudió como un yacimiento heterogéneo con alta viscosidad de petróleo en compañía de una salmuera altamente viscosa podría conducir a problemas desfavorables de movilidad durante el barrido de hidrocarburo, esto sucede por la diferencia entre la alta viscosidad del crudo con la baja viscosidad del CO₂ inyectado, provocando la penetración temprana del dióxido de carbono y tasas reducida de producción (Hanssen, 1994). A pesar de este problema, se sabe que una propiedad esencial en el movimiento del crudo es la viscosidad. Durante la inyección del CO₂ de fase gaseosa algunos autores coinciden en que la viscosidad del crudo disminuye debido a la presencia del gas (Heller et al., 1985; Massarweh & Abushaikha, 2021).

Otro problema operacional en EOR-CO₂ fue descrito por Hosseini en 2019, el cual tiene que ver con la presencia de asfáltenos en la formación, lo cual provoca una reducción en la recuperación de petróleo porque reduce la permeabilidad relativa al

petróleo y altera la mojabilidad de la roca haciendo que sea mojada por el petróleo (Hosseini, 2019).

En la figura 2.3 podemos observar 3 tipos de problemas frecuentes durante la inyección de CO₂ que provoca que el barrido no sea uniforme y dificulte la movilidad de crudo durante la recuperación; a) barrido areal deficiente, b) canalización del gas y c) anulación de la gravedad en el CO₂ (Hanssen et al., 1994; Massarweh & Abushaikha, 2021).

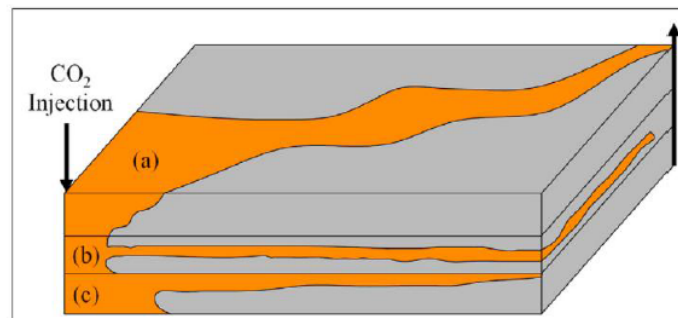


Figura 2.3 Problemas de movilidad del CO₂ durante operaciones EOR (Massarweh & Abushaikha, 2021)

Seyyedi y Sohrabi descubrieron el beneficio de la inyección de agua carbonatada como operación de lavado antes de la inyección de CO₂. Ya que podría mejorar la eficiencia de barrido de CO₂. Agua carbonatada interactúa con el petróleo crudo y provoca su hinchazón, la cual permite que los ganglios de aceite aislados se vuelvan a conectar, lo que hace que el aceite sea más accesible al barrido por CO₂ (Seyyedi & Sohrabi, 2018).

Una de las propiedades más importantes de la roca sin duda alguna es la porosidad. Durante la inyección de CO₂ en fase gaseosa se ha evidenciado que el dióxido de carbono disuelve los minerales presentes en la formación ocasionando un aumento de la porosidad y consecuentemente la disminución de la presión capilar (Salam Abd & Abushaikha, 123 C.E.).

La corrosión en las tuberías es un tema bastante recurrente en los temas relacionados a la inyección de algún fluido para recuperación mejorada ya sea gas o agua, es por esto que la inyección de CO₂ no se ve libre de este problema operacional, es por esto que es importante que los ingenieros encargados del diseño de la tubería de revestimiento en las operaciones de completación de un pozo consideren que el material

utilizado en la tubería sea el ideal para enfrentarse a distintos escenarios donde la corrosión estará presente (Massarweh & Abushaikha, 2021)

3.6 Recuperación mejorada de petróleo con espuma de CO₂ sus beneficios y dificultades operacionales.

El barrido con espuma combina la alta eficiencia de barrido volumétrico de la inyección de agua y la eficiencia de desplazamiento microscópico mejorada de la inyección de CO₂ (Dai et al., 2013). En cuanto a la inyección de espuma, el proceso plantea algunos desafíos que deben abordarse durante el diseño de los procesos EOR. Por ejemplo, algunos tipos de espuma no son estables en condiciones de yacimiento adversas. La ruptura de las láminas de espuma ocurre cuando la espuma se expone a ciertos rangos de temperatura o salinidad (Zhang et al., 2020).

Las espumas también pueden ser desestabilizadas por el petróleo crudo ya que puede absorber el tensioactivo de la fase líquida en la espuma, o bien las láminas de la espuma pueden absorber sustancias del aceite, que afectan negativamente al estado de formación de espuma (Massarweh & Abushaikha, 2021).

El petróleo residual que entra en contacto con la espuma de CO₂ se hincha y experimenta una reducción en su viscosidad, lo que conlleva a un mayor índice de recuperación de petróleo residual durante el barrido de la inyección de espuma. (Bae & Irani, 1993; Han & Gu, 2014b)

Se ha demostrado que la espuma de CO₂ impide la libre circulación del gas durante la inyección, esto se traduce en la reducción de la permeabilidad relativa del gas de dióxido de carbono y también en la reducción de su caudal en la formación, esto permitió mejorar el rendimiento del yacimiento por medio de la movilidad mejorada durante el barrido y por la tendencia propia de la espuma para prevenir canalizaciones (Bernard et al., 1980; Holm Memberaime, 1968; Kuhlman et al., 1992).

3.7 Comparación entre la inyección de gas de CO₂ y la espuma de CO₂ durante el proceso de recuperación mejorada de petróleo.

Con el uso del simulador WinProp para propiedades PVT (Mahdavi & James, 2020) y el uso de la ecuación de estado de Peng Robinson, Hosseini recreó modelos de

inyección en núcleos de arenisca utilizando agua, CO₂ y espuma de CO₂ (Hosseini, 2019; Safarian et al., 2019). De esto notó que en la inyección CO₂ en estado gaseoso la permeabilidad relativa del gas disminuye mientras que en la inyección de espuma se mejora la eficiencia de barrido vertical en comparación con el agua y el gas de CO₂.

En los tres casos se midió la eficiencia de recobro en presencia y ausencia de asfáltenos. De dicho experimento se pudo concluir que en presencia de asfáltenos, todas las inyecciones se ven reducida en eficiencia y que la espuma de CO₂ es más favorable que la inyección de gas de CO₂ y agua en EOR tal como se muestra en la figura 2.4 donde en el eje de las ordenadas se representa el porcentaje de recobro de petróleo y en el de las abscisas se tiene distribuido por inyección de agua, inyección de CO₂ gas e inyección de CO₂ espuma de color azul y rojo la ausencia y presencia de asfáltenos respectivamente (Hosseini, 2019; Wang et al., 2020).

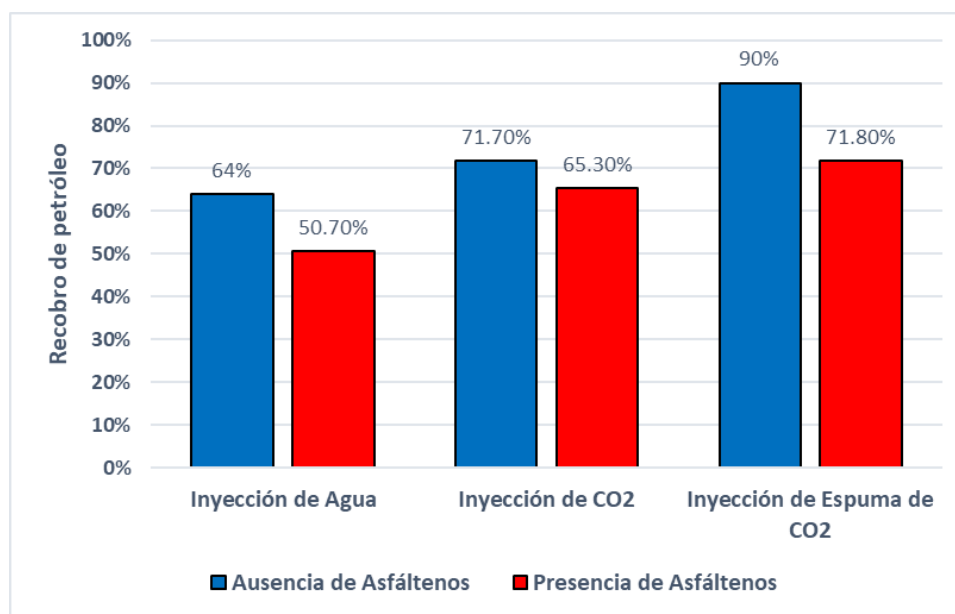


Figura 2.4 Recuperación de crudo por inyección de CO₂ y el efecto de asfáltenos (Al-Otaibi et al., 2018)

Cabe recalcar que para la eliminación de los asfáltenos se indica que el uso de nanofluidos es la manera más eficiente en la actualidad de erradicarlos, específicamente las nanopartículas de óxido de aluminio (Al₂O₃) que fueron capaces de absorber los asfáltenos presentes en las operaciones de recuperación mejorada de petróleo utilizando CO₂ según los estudios realizados por (Lu et al., 2016)

A comparación de la inyección de CO₂ en fase gaseosa, el inyectar espuma de CO₂ al medio poroso tiene algunos beneficios tales como; el alivio de la digitación viscosa, el aumento de la segregación por gravedad, reducción de la movilidad del CO₂, aumento de la viscosidad aparente e incremento de la densidad del CO₂. Estos efectos mencionados son ocasionados por los agentes espumantes y tienen como resultado un mayor índice de recuperación de crudo durante el recorrido de la espuma en el reservorio, se puede apreciar una representación de esto en la figura 2.5. Esto sucede ya que la espuma tiene un recorrido uniforme durante la inyección en comparación del recorrido irregular que experimenta el CO₂ en fase gaseosa. (Han & Gu, 2014b; Xing et al., 2012)

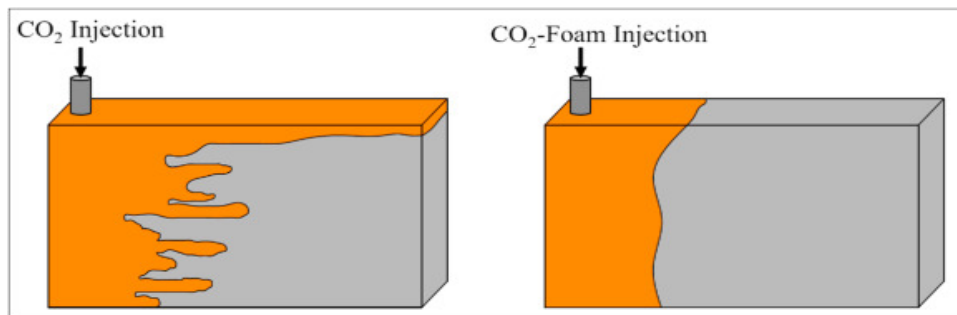


Figura 2.5 Comparación del comportamiento del flujo de CO₂ en inyección continua de gas y espuma (Massarweh & Abushaikha, 2021)

Otra comparación clave entre la inyección de CO₂ gas y CO₂ espuma es que esta última es capaz de desviar los fluidos inyectados de las capas de alta permeabilidad a las de baja permeabilidad, es decir cuando se inyecta espuma permite que el CO₂ presente en las micelas sea capaz de entrar en zonas de baja permeabilidad y poder recuperar hidrocarburo que estaba confinado en ese espacio, algo que la inyección de CO₂ en forma de gas no puede por sí sola (Yan et al., 2006).

Si se analiza las propiedades fisicoquímicas del crudo se debe tener en cuenta que durante la inyección de gas o espumas de dióxido de carbono la miscibilidad entre el CO₂ y el petróleo podría afectar el valor de dichas propiedades, si comparamos el CO₂ en forma gaseosa contra el CO₂ en fase espumante, el primero de estos tiende a ser miscible con mayor facilidad, en comparación con la espuma que en vez de mezclarse directamente con el crudo, lo atrapa dentro de las micelas de las burbujas (Rahimi et al., 2017)

A pesar de que uno de los principales propósitos de utilizar CO₂ en operaciones EOR es mitigar los efectos del cambio climático como el calentamiento global, no siempre más es mejor. Económicamente hablando una operación que conlleve menos consumo de CO₂, pero igual beneficio de recuperación es más rentable, por eso, se ha considerado como un punto clave de comparación entre la inyección de CO₂ en fase gas como la de fase espuma siendo esta última la más favorable ya que al estar mezclada con agua, reduce considerablemente el consumo de CO₂ durante la operación de recobro mejorado de petróleo (Rahimi et al., 2017)

3.8 Desarrollo de la propuesta de diseño experimental para el análisis de recobro de petróleo por medio de inyección de CO₂

El desarrollo de un diseño experimental es fundamental a la hora de comprender la teoría investigada, es por esto que se desarrolló una propuesta de un ensayo de laboratorio que permita simular el recobro mejorado de petróleo por medio de inyección de CO₂ recreando las condiciones de yacimiento. La idea propuesta es utilizar núcleos saturados de crudo en un sistema conocido como “Core Flooding System” o por su traducción en español Sistema de inundación de núcleo, dicho experimento ha sido utilizado en las últimas décadas por los ingenieros en petróleos para realizar estudios relacionados con la recuperación mejorada de petróleo, por esto se propone un modelo que será definido a lo largo de esta sección. (Baldygin et al., 2014)

Previamente se debe realizar un experimento sobre dos muestras de crudo, en este caso ambas pertenecen al oriente ecuatoriano, uno determinado como liviano (muestra 1) y otro mediano (muestra 2), con el fin de conocer los valores de gravedad API y viscosidad de las muestras antes del Core Flooding.

Para la medición de la gravedad API se debe utilizar una probeta milimétrica y se depositar 250 ml de muestra de crudo como se aprecia en la figura 2.6. Primero a temperatura ambiente se mide la gravedad API con el hidrómetro, es importante corroborar la temperatura de la muestra con la ayuda de un termómetro. Este paso se debe repetir para diferentes temperaturas. La muestra se calienta con la ayuda del horno ilustrado en la figura 2.7, luego debe graficar los valores de gravedad API versus sus respectivas temperaturas para a través de la pendiente obtener un valor estándar de la

gravedad API para las distintas muestras utilizadas en la experimentación (FICT ESPOL, 2020)



Figura 2.6 Medición de grados API en el laboratorio (Autor, 2022)



Figura 2.7 Uso del horno para calentar muestras de crudo en el laboratorio (Autor, 2022)

Así mismo se deber proceder a calcular la viscosidad con la ayuda del viscosímetro de Saybolt, al igual que en la gravedad API se medirá a diferentes temperaturas, el proceso consiste en inundar las celdas del Saybolt y cuando alcance la temperatura medir el tiempo que demora en llenar la copa receptora del viscosímetro, se debe corroborar la temperatura con un termómetro, el proceso se ilustra en la figura 2.7, de igual forma las viscosidades obtenidas se grafican versus sus respectivas temperaturas para correlacionar los resultados de la viscosidad entre las celdas que miden tiempos

universales y las de tiempos de Saybolt, y así obtener la viscosidad final de la muestra (FICT ESPOL, 2020).

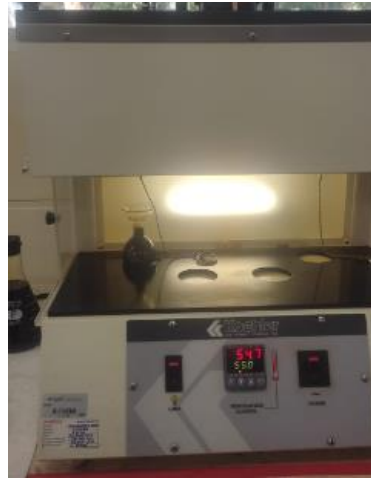


Figura 2.8 Medición de viscosidad en el laboratorio (Autor, 2022)

Una vez definidos estos valores iniciales se procede a la saturación de los núcleos, se debe preparar un núcleo para cada muestra, para esto se necesita un equipo de saturación de núcleo o en su defecto un sistema de inundación de núcleo que incorpore una sección que permita saturar la muestra (Li et al., 2022).

Cuando el núcleo está saturado, este es colocado dentro de una cámara llamada Core Holder (soporte de núcleo) la cual va conectada al sistema de Core Flooding. El diseño del sistema de recobro mejorado de petróleo por inyección de gas de CO₂ está compuesto por tres partes principales conocidos como aguas arriba, aguas abajo y el bloque central (Li et al., 2022). En la sección de aguas arriba se implementa todo el equipo que suministra al sistema de fluidos importantes durante la saturación e inundación del núcleo, esto es posible gracias al uso de distintas bombas y acumuladores de pistón (Baldygin et al., 2014; Jin et al., 2022).

En la sección de bloque central se instalará el Core Holder con el núcleo saturado en su interior, en esta parte del equipo el medio poroso es sometido a condiciones similares a las del reservorio, para esto el bloque central está conectado a una bomba que genera una presión de sobrecarga y esta recubierto por una camisa térmica (Baldygin et al., 2014).

Finalmente, la sección de aguas abajo corresponde a todos los equipos relacionados con la recolección de efluente de fluidos que salen del bloque central a través de colectores o separadores multifásicos, y a su vez datos con la ayuda de controladores distribuidos por todo el sistema como manómetros, medidores de gas, entre otros (Baldygin et al., 2014; Jin et al., 2022).

Luego de que la recuperación de crudo se realiza por medio de la prueba de Core Flooding, toda la información relacionada a la eficiencia del método de recuperación mejorada es obtenida por medio de los manómetros o sensores de presión donde los datos se procesan en un módulo computarizado, que analiza toda la interacción del sistema (Baldygin et al., 2014; Jin et al., 2022).

Una vez se haya realizado la prueba de inyección en el sistema de Core Flooding es necesario repetir nuevamente los experimentos de gravedad API y viscosidad sobre las muestras recolectadas del proceso de inyección, para comparar y corroborar los cambios en las propiedades luego de que el crudo sea barrido por el gas o espuma de CO₂.

3.9 Perspectiva para la aplicación de CO₂ – EOR en el Ecuador.

Uno de los principales objetivos de este estudio es la posible aplicación de la recuperación mejorada de petróleo utilizando dióxido de carbono en el Ecuador. Según Orozco y Guevara (2022) en su trabajo de titulación plantearon cuales de los yacimientos petrolíferos ecuatorianos serían los más idóneos para utilizar la tecnología CCUS en el país. Cumpliendo con las propiedades roca-fluido presentadas en la tabla 2.1, estos yacimientos serían; 1) Campo Lago Agrio en Hollín Superior, 2) Campo Sacha en Hollín Superior y Napo T. Campos donde según los autores las propiedades del yacimiento son idóneos para CO₂ – EOR ya que son campos maduros con suficiente información disponible para su aplicación. (Orozco & Guevara, 2022)

Si hablamos de la disponibilidad de CO₂ en el país, según un estudio realizado en conjunto con los anteriores autores y el grupo del Proyecto Carbon Capture Use and Storage de la Escuela Superior Politécnica del Litoral del cual forma parte el autor de este trabajo, Ecuador tiene fuentes estacionarias de CO₂ tales como Refinerías, hidroeléctricas, y otras industrias como cemento y acero, donde sólo la refinería Shushufindi y las centrales térmicas suman una producción de 584.50 kilo toneladas de CO₂ al año (Orozco & Guevara, 2022). Dichas fuentes pueden ser usadas en un proyecto

de recuperación mejorada de petróleo por medio de inyección de dióxido de carbono en el país.

En cuanto al transporte, es cierto que Ecuador no cuenta con una línea o gasoducto dispuesto para el transporte exclusivo de Gas de CO₂ hacia los campos con yacimientos idóneos para la inyección. Sin embargo, la solución a esto es utilizar camiones cisterna para el transporte de CO₂. Países desarrollados como China utilizan este método para transportar el gas desde las fuentes de emisión hasta los campos que están utilizando inyección para recuperación mejorada de crudo con CO₂, donde diariamente por ejemplo en el bloque Huang-3 Jiyuan se necesitan 3 camiones con CO₂ para sus operaciones, modelo de trabajo que podría replicarse en el oriente ecuatoriano. (Hill et al., 2020)

Con la implementación de un sistema de Core Flooding en la Escuela Superior Politécnica del Litoral, las perspectivas para la aplicación de CO₂ – EOR en el país serían más alentadoras, debido a que es fundamental que se realicen estudios de efectividad en la recuperación mejorada antes de ser implementado un proyecto en campo, esto aportaría mayor seguridad en los gerentes de campos que estén pensando en aplicar un método de recuperación mejorada, no solo por toda la experimentación que se puede realizar en el sistema, sino también por los datos que se obtienen de la prueba de recobro, datos que podrían ser usados incluso en simulación de reservorios para analizar el comportamiento a futuro de la inyección.

La futura aplicación de CO₂ – EOR en el Ecuador no se queda solo como una investigación por parte de la academia, en 2022 la compañía Schlumberger en las conferencias FEX energía que trasciende y Taller CCUS ESPOL (Escuela Superior Politécnica del Litoral) expuso ante la audiencia su interés por trabajar con este tipo tecnología en el país, además, de que ya se estaban realizando diferentes estudios sobre la aplicación de CCUS en el Ecuador por parte de la empresa (Schlumberger, 2022).

CAPITULO III

3.10 Análisis de resultados

Según los resultados de la revisión bibliográfica, los yacimientos considerados como los más idóneos para la recuperación mejorada por inyección de CO₂ gas o espuma son todos aquellos que cumplen con parámetros mínimos de profundidad, temperatura, presión, permeabilidad, gravedad API, viscosidad y saturación residual de crudo, ya sean estas areniscas o carbonatos.

Sin embargo, analizando toda la información recopilada se puede evidenciar que cuando se trata de inyección de CO₂ en fase gaseosa existen riesgos con las formaciones compuestas principalmente por carbonatos, ya que, debido a la naturaleza del CO₂ cuando este entra en contacto con el agua que se encuentra dispuesta en el espacio poroso de la roca forma ácido carbónico, que a su vez en contacto con la formación va desgastando a la misma por la acción del ácido en las paredes de la roca, y formando carbonato de Calcio. De igual forma estos ácidos ocasionan corrosión en tuberías cuando el fluido inyectado llega al frente de ruptura.

Este desgaste en principio podría ser beneficioso para la porosidad, pero la realidad demuestra que conlleva a la creación de adedamientos por la acidificación no controlada, la cual podría generar nuevos espacios porosos que no tengan interconexión con otros poros, e inclusive nuevas cavidades con grandes presiones capilares creando nuevos depósitos de petróleo residual, afectando el factor de recobro estimado de la operación. No se debe olvidar que existe la posibilidad de crear nuevos canales que movilicen el gas inyectado a otros espesores que no sean de interés y no se efectuó el proceso de recuperación planificado.

De la investigación, se tiene claro que las permeabilidades relativas durante la inyección van variando. Si se relaciona con el análisis de curvas de permeabilidades relativas se comprende que, a medida que avance la inyección, las saturaciones de crudo y de gas variarán en el espacio poroso, es decir, que mientras más aumente la saturación de gas debido a la inyección, en la formación se tendrá menos saturación de crudo, esto quiere decir que el proceso de EOR con CO₂ genera un aumento de la permeabilidad relativa del CO₂ cuando se compara con la permeabilidad relativa del crudo. También es

importante recalcar que esta permeabilidad relativa variará en mayor o menor medida dependiendo la humectabilidad que se presente en el reservorio.

Según los distintos autores se sigue prefiriendo que la roca sea mojada por agua en vez de crudo para la inyección de CO₂ gas o espuma, esto se debe a que sin importar el fluido de inyección si la roca fuera mojada de petróleo existiría una adherencia hacia esta lo que le costaría más escapar al fluido de inyección para continuar con el barrido, perdiendo eficiencia durante el recorrido, más aún si el fluido es miscible con el crudo.

La permeabilidad efectiva es sin duda una de las propiedades más importantes de la roca, la cual según la revisión bibliográfica experimenta variaciones durante la inyección de CO₂ mejorando la movilidad de los fluidos por el espacio poroso de la zona productora, desde el frente de invasión hasta llegar al momento de ruptura en la cara del pozo productor, debido al efecto expansivo del CO₂ sobre las paredes de los poros. Consecuentemente de aumentar los radios de garganta en el espacio poroso, se aumenta la permeabilidad y movilidad del barrido experimentado durante la recuperación mejorada, en condiciones adversas como la precipitación de asfáltenos por la presencia del CO₂ en fase gaseosa es necesario utilizar inhibidores para mantener los niveles de producción durante el barrido.

La movilidad es uno de los puntos clave en este trabajo, mientras mayor control de movilidad exista el barrido será más uniforme, estable y eficiente. Entre las propiedades que afectan la movilidad se tiene la porosidad, permeabilidad, viscosidad, la mojabilidad de la roca, y factores operacionales como el caudal de inyección. Como se ha venido estudiando estas propiedades experimentan cambios durante la inyección de CO₂ consecuentemente la movilidad también experimentará cambios durante la operación de recuperación mejorada de petróleo, pues está directamente relacionada a otras propiedades tales como porosidad y permeabilidad.

Es posible diferenciar como el factor de recobro y la producción de crudo es mejor en una inyección que utiliza CO₂ contra una que utiliza inyección de agua convencional utilizando los mismos volúmenes porosos de fluido inyectado. Según uno de los estudios citados, se puede incluso alcanzar un 50% más de recobro comparándolo con inyección de agua convencional, pero, ¿qué sucede cuando se debe comparar recobro de CO₂ en distintas fases? Esto se puede responder analizando los estudios realizados por Hosseini

con la ayuda de experimentos de laboratorio y simulación numérica, demostró que el uso de cierto tipo de CO₂ puede ser superior a otro, específicamente que la inyección CO₂ en espuma es mejor durante el recobro de petróleo que usando CO₂ de gas miscible.

Este estudio analizó el factor de recobro en un escenario ideal, sin disposición de asfáltenos que disminuyan la eficiencia del barrido, teniendo como resultado 64.3% de petróleo recuperado utilizando inyección de agua, 71.7% utilizando CO₂ en fase gaseosa y 90.0% utilizando espuma de CO₂. Y en presencia de asfáltenos la predisposición de los valores de petróleo recuperado para cada tipo de inyección no varía demasiado siendo; 50.7%, 65.3% y 71.8% respectivamente (Al-Otaibi et al., 2018). Lo cual permite entender que, si hablamos desde el punto de vista de producción, la espuma de CO₂ es el método de recuperación mejorada con mejores resultados en comparación con CO₂ gas e inyección de agua.

Lo antes mencionado contrasta con los problemas que suelen surgir durante la inyección de CO₂ en fase gas haciendo que su factor de recobro sea menor que cuando se inyecta espuma. Estudios revelan que dichos problemas generan una mayor dispersión en el comportamiento del flujo durante el recorrido áreal y vertical de CO₂, ocasionando problemas de movilidad, esto se debe a que según diferentes autores puede existir canalización del gas y anulación de la gravedad específica del CO₂ dando como resultado un barrido áreal deficiente.

La revisión bibliográfica indica que el consumo de CO₂ es más alto cuando se inyecta gas a comparación de espuma, esto se debe a que la espuma desplaza más volumen poroso por la misma cantidad de dióxido de carbono. Esto se traduce que al usar inyección por espuma de CO₂ se tiene un menor consumo de recursos, consiguiendo un alto porcentaje de petróleo recuperado.

En cuanto a comparar los efectos de CO₂ de fase gas contra la fase espuma, tenemos como primera propiedad la permeabilidad tanto relativa como efectiva en ambos casos, la mayoría de los autores concuerdan en que esta propiedad aumenta permitiendo una mejor movilidad durante el barrido. La porosidad aumenta mayormente cuando se trata de gas, como ya se mencionó antes esto se debe a que en ocasiones el gas tiende a desgastar las paredes del espacio poroso y de las gargantas, sin embargo, en términos

generales ambas porosidades aumentan es en procesos de inyección de gas o espumas, lo que no siempre es beneficioso.

Viscosidad y presión capilar disminuyen en ambos casos, estas propiedades están íntimamente ligadas a la cantidad de petróleo recuperado por lo cual ambos tipos de inyección son eficientes en este sentido. La expansión del crudo es otro factor que varía durante estas operaciones en el caso del gas la expansión es ligera y en el de la espuma es moderada, al expandirse el crudo permite que el barrido sea más fácil. El factor de recobro es muy bueno en ambos escenarios siendo alto para el gas de CO₂ y muy alto para la espuma de CO₂. La tabla 3.1 muestra la comparación cualitativa de todas las propiedades descritas.

**Tabla 3. 1 Comparación cualitativa de los efectos del CO₂ gas contra CO₂ espuma
(Autor, 2022)**

Propiedad	Inyección de CO₂ Gas	Inyección de CO₂ Espuma
Permeabilidad	Aumenta	Aumenta
Porosidad	Aumenta	Aumenta Ligeramente
Viscosidad	Disminuye	Disminuye Ligeramente
Presión Capilar	Disminuye	Disminuye
Expansión del Crudo	Alta	Moderada
Movilidad	No uniforme	Uniforme

Como resultado se puede reconocer que los factores o propiedades que experimentan los cambios más significativos durante la inyección de CO₂ son; permeabilidad, porosidad, viscosidad, presión capilar, expansión del crudo y la movilidad.

En cuanto a la tabla 3.2 se habla de ciertos parámetros a considerar para cada tipo de inyección; la miscibilidad es importante en el ámbito de recuperación mejorada, pues estudio muestran que mientras más miscible es el gas inyectado mayor será la eficiencia del barrido, en esta primera comparación el gas es más miscible en comparación que la espuma, sin embargo, la espuma por sus propiedades realiza su barrido por medio de la

captura del crudo y también por un efecto de pistón, haciendo que su miscibilidad media no sea una desventaja frente a la alta miscibilidad del gas.

El uso de estabilizadores es más frecuente en las espumas ya que las micelas de las burbujas suelen verse afectadas a lo largo del recorrido, y para asegurar su eficiencia se usa estabilizadores para mantener su integridad y calidad durante el proceso de recuperación mejorada, caso que no suele ser común en el CO₂ gas. Debido a que en presencia de CO₂ siempre existirá precipitación de asfáltenos es necesario utilizar distintos reductores de asfáltenos como nanofluidos, surfactantes o polímeros. Sin embargo, gracias a las propiedades de las espumas el control es menos frecuente que el gas de CO₂.

Tabla 3. 3 Parámetros a considerar para la inyección de CO₂ gas y espuma (Autor, 2022)

Parámetros	Inyección de CO₂ en Gas	Inyección de CO₂ en Espuma
Canalizaciones	Altas	Bajas
Miscibilidad	Alta	Media
Mojabilidad	En escenarios puntuales requiere cambios	No requiere cambios
Volumen de CO₂	Alto	Moderado
Uso de Estabilizadores	Bajo	Moderado
Control de Asfáltenos	Alto	Moderado
Corrosión de tuberías	Ligeramente alta	Moderada
Factor de Recobro	Alto	Muy Alto

La investigación demuestra que existen distintas dificultades operacionales en el caso del gas como las canalizaciones que son difícilmente controlables y no pueden remediarse, en cambio el problema más frecuente con la espuma es la estabilidad de las micelas problema el cual es fácilmente corregido en superficie, pues existen pruebas de laboratorio que confirman que el uso de ciertos aditivos dan mayor estabilidad a la espuma para que sea eficiente durante el recorrido de la operación de recobro mejorado. En ambos casos de inyección pueden presentarse asfáltenos, por lo general el uso de nanofluidos suele ser la remediación más eficaz para este tipo de problemas.

Los resultados indican que es idóneo implementar proyectos de recuperación mejorada por inyección de CO₂ en el Ecuador, si se analiza la información obtenida existen campos que cuentan con yacimientos idóneos para la inyección de CO₂ en el país tales como Lago Agrio y Sacha. La disponibilidad de CO₂ en plantas estacionarias cercanas a los campos es otro punto a favor de la implementación de este tipo de proyectos en la Amazonía (Orozco & Guevara, 2022).

El desarrollo de un sistema de Core Flooding que permita recrear la inyección de CO₂, es fundamental para generar confianza y evidenciar la aplicabilidad del método estableciendo los parámetros óptimos para el yacimiento en cuestión o descartar su uso para los clientes que deseen trabajar con este método de recuperación, se puede resaltar ciertos puntos positivos que permitan confirmar la importancia del diseño experimental.

Por ejemplo; se tendría datos de presión de entrada y de salida del sistema, se logra poner a prueba diferentes tasas de inyección con el fin de encontrar la ideal, se proporciona datos importantes que permiten realizar cálculos de ingeniería de yacimientos, producción y petrofísica, otorga datos de entrada para generar simulación numérica que respaldará la efectividad de la implementación del método de recuperación mejorada, valor del factor de recobro, eficiencia del barrido, podrá usarse con fines académicos y otorgaría la capacidad de que la ESPOL ofrezca estudios utilizando el sistema de Core Flooding como un servicio a empresas petroleras en el País.

A continuación, se muestran los resultados de la propuesta de diseño del sistema de Core Flooding, correspondiendo a la figura 3.1 para un diseño básico y la figura 3.2 para un diseño más sofisticado del mismo.

Ambos constan de entradas para los fluidos de inyección tanto agua como CO₂ para ambos y uno adicional para químicos en el segundo, estos fluidos son desplazados por bombas conectadas a una línea de flujo, a lo largo del recorrido se encuentran válvulas, manómetros, cilindros de desplazamientos, reguladores de presión, que permiten el control un monitoreo constante durante las pruebas.

El Core Holder continúe en su interior la muestra de núcleo saturada y este a su vez es envuelto con una camisa térmica para recrear temperatura de reservorio, en la parte central del equipo se aumenta la presión con la ayuda de una bomba de sobrecarga conectada, un cilindro de desplazamiento y un transductor de presión. En el caso del

sistema sofisticado también se contribuye en este proceso con la ayuda de una bomba de vacío. Finalmente, las líneas pasan por otros manómetros o sensores de presión que llegan continuando a un separador multifásico que permite medir la cantidad de fluidos producidos. En el caso del modelo simple los recolectores son para líquidos y gases, y en el modelo sofisticado se separa por crudo, agua y gas.

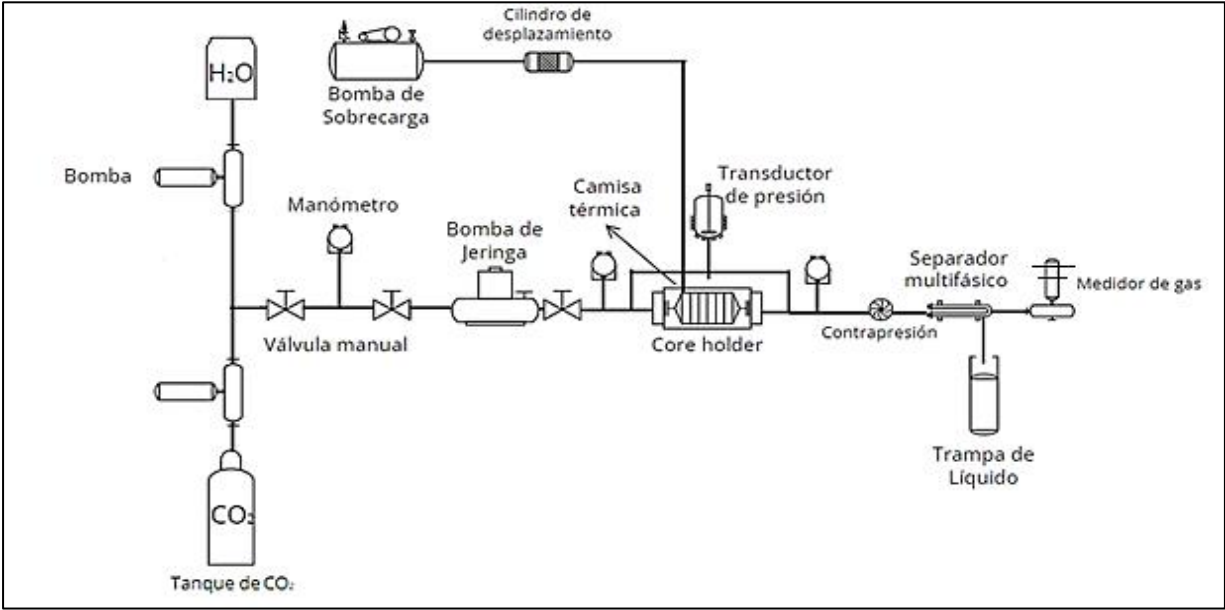


Figura 3.1 Diseño básico de sistema de Core Flooding (Autor, 2022)

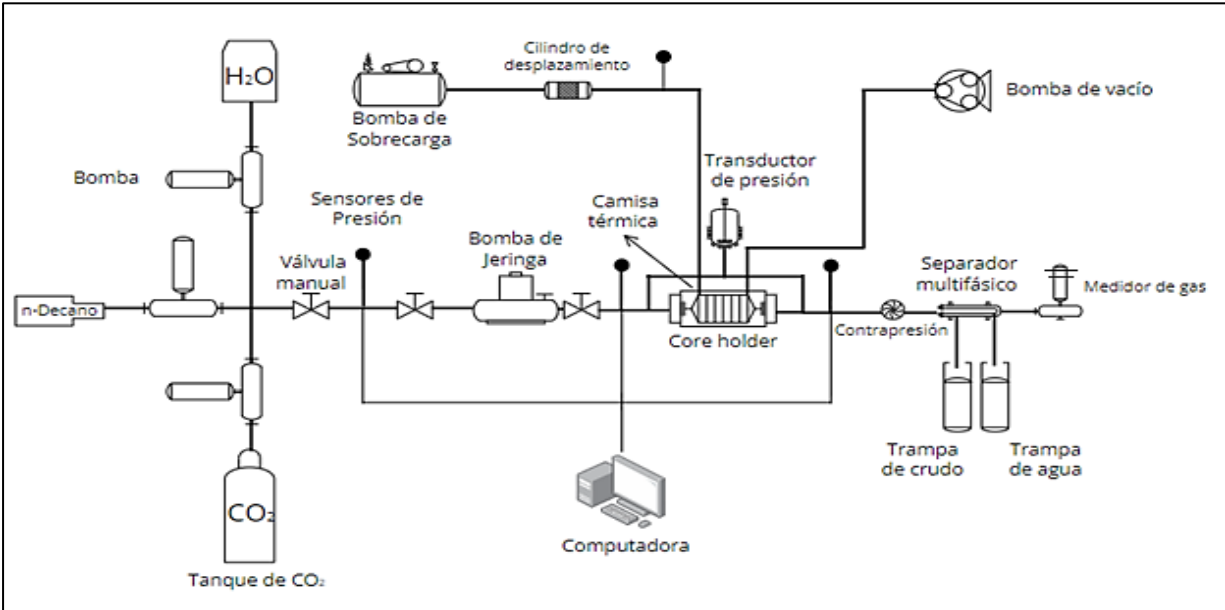


Figura 3.2 Diseño sofisticado de sistema de Core Flooding (Autor, 2022)

CAPITULO IV

4.1 Conclusiones

- Se concluye que efectivamente existen cambios en las propiedades de la roca y del fluido tanto a nivel de reservorio como de laboratorio, cuando se utiliza inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada de petróleo. Estos cambios a su vez dependerán de distintos factores tales como, las propiedades originales de la formación, las propiedades físico-químicas del petróleo, la presencia de otros fluidos como agua o gas, presencia de asfáltenos, mojabilidad de la roca, caudales de inyección, uso de surfactantes o polímeros, entre muchos otros. Esto denota la importancia de realizar experimentos de laboratorio y simulación numérica para cada yacimiento al que se piensa implementar este tipo de EOR, pues a pesar de que existen tendencias marcadas, para una recuperación más eficiente es necesario comprender que efectos se producen durante la operación.
- La Porosidad se ve afectada durante los dos tipos de inyección, casi siempre el aumento de la porosidad es beneficioso para la operación de extracción de crudo, sin embargo, existen casos donde se generan gargantas pequeñas a poros no interconectados los cuales tienen una presión capilar muy grande atrapado petróleo móvil y transformándolo en petróleo residual, bajando la eficiencia del barrido y del porcentaje de recobro final. Esto sucede mayormente cuando se trabaja con CO₂ gas y su control de movilidad es difícil de mantener, es muy raro que suceda durante la inyección de espuma de CO₂.
- El cambio que ejerce la inyección de CO₂ sobre la permeabilidad efectiva de la roca, es mayormente reconocido como un beneficio durante la operación de recuperación mejorada de petróleo. Según la mayoría de autores, existe una mayor permeabilidad lo cual favorece la movilidad de los fluidos durante el barrido, aumentando el factor de recobro positivamente, y permitiendo desplazar en combinación con el aumento de la porosidad un gran porcentaje de petróleo residual, siendo este el propósito inicial de la implementación del método EOR.
- Tras una ardua revisión bibliográfica se llega a la determinación de las propiedades más importantes que experimentan una variación durante la

inyección de CO₂ en operaciones EOR, entre las cuales se tiene las siguientes; permeabilidad efectiva, permeabilidad relativa, porosidad, viscosidad, presión capilar, expansión de crudo, movilidad. También existen cambios asociados a dificultades operacionales como corrosión de tuberías, estabilidad de las espumas, adedamientos del gas, presencia de asfáltenos.

- Una vez comparados ambos métodos de inyección de CO₂, se logró llegar a la conclusión de que la recuperación mejorada de petróleo utilizando inyección de CO₂ en fase espuma, ofrece un mejor escenario en el cambio de propiedades, estabilidad del proceso y un mejor punto de vista económico-sustentable para ser implementando en el país en comparación de la inyección de CO₂ en fase gas. Adecuar este proyecto en el país podría contribuir directamente al incremento de la economía del estado soberano del Ecuador, como a los reducir los niveles de contaminación por huella de carbono a nivel nacional y global.
- Los compuestos que ofrecen mayor estabilidad a la espuma de CO₂ para tener una mejor eficiencia de barrido son: nanopartículas, gel de control de conformidad y tensioactivos solubles.
- Es indispensable que los volúmenes de CO₂ gas o espuma en superficie sean los suficientes para desplazar el crudo durante la operación de recuperación mejorada con el fin de tener la capacidad de realizar una inyección uniforme y continua, esto garantiza que, al momento de propagarse el dióxido de carbono por la formación desde el pozo de inyección hasta el productor, se mejore el índice de movilidad transportando únicamente crudo antes de la ruptura.
- Al ofrecer dos alternativas de diseño de un sistema de Core Flooding para la evaluación de recuperación mejorada de petróleo por medio de inyección de CO₂ gas y espuma, se genera no solo una importante herramienta de estudio e investigación científica para el cliente y sus beneficiarios, sino también un potencial proyecto para ofrecer servicios de evaluación a las industrias petroleras que decidan incursionar en CO₂ – EOR. La selección del diseño dependerá de las necesidades, gustos y alcance que el cliente disponga.

4.2 Recomendaciones

- Al ser una revisión bibliográfica de un método que está en plena investigación e implementación alrededor del mundo, es crucial que se actualice constantemente el análisis del cambio de propiedades, pues según ciertos escenarios e investigaciones existen autores que pueden contradecir resultados de otros estudios, por lo cual se recomienda estar a la vanguardia en las nuevas publicaciones relacionadas a CO₂ – EOR.
- La investigación científica es el origen de los nuevos procedimientos, métodos y tecnologías, por lo cual se recomienda implementar un sistema capaz de analizar toda la información relacionada a un proceso de inundación e inyección para recobro mejorado de petróleo, tal como lo es un sistema de Core Flooding.
- Es importante que al momento de realizar una propuesta de diseño esta se acople a los distintos equipos o escenarios disponibles en el lugar de implementación, instalar el sistema de Core Flooding para análisis de recobro por medio de inyección de gas de CO₂, y este debe ser capaz de efectuar el mismo análisis de recobro con cada estructura específica de Core Flooding que se pueda diseñar.
- Se recomienda que el equipo de Core Flooding sea capaz de recrear distintos tipos de inyecciones, no solo CO₂ si no también inyección de agua o inyección de químicos, con el fin de expandir el rango de investigación y el uso que se le pueda dar al sistema implementado.
- Para evitar las dificultades operacionales ocasionadas por la presencia de asfaltenos durante la recuperación mejorada por CO₂, se recomienda utilizar nanofluidos especializados en la disolución de estos compuestos tales como las nanopartículas de óxido de aluminio (Al₂O₃)

Bibliografía

- Ahmed Farid Ibrahim, H. A.-E.-D. (Abril de 19 de 2019). CO2 Foam for Enhanced Oil. *CO2 Foam for Enhanced Oil Recovery Applications*, 1-3. (C. Y. Huijin Xu, Ed.) Texas, United States: Texas A&M University. doi:<http://dx.doi.org/10.5772/intechopen.89301>
- Department of Energy & Climate Change. (10 de Noviembre de 2010). *Optimization of CO2 Storage in CO2 Enhanced Oil Recovery Projects*. (I. Advanced Resources International, Ed., & M. Consulting, Recopilador) Melzer Consulting. Recuperado el 04 de Junio de 2022, de <https://minasyenergia.upm.es/investigacion/co2/doc/1006-optimization-of-co2-storage-in-co2-enhanced-oil-re.pdf>
- EPA Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos. (2017). *EPA*. Recuperado el 26 de Mayo de 2022, de <https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/descripcion-general-de-los-gases-de-efecto-invernadero>
- Ferran Ballester, J. D. (Marzo de 2006). *Elsevier*. doi:10.1157/13086040
- Ferrer, M. P. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. (J. Ortiz, Ed.) Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A. Recuperado el Junio de 1 de 2022
- FICT ESPOL. (22 de Septiembre de 2020). Manual de prácticas de laboratorio de petróleos. *Manual de prácticas de laboratorio de petróleos*. (J. Zambrano, Ed.) Guayaquil, Guayas, Ecuador. Recuperado el Agosto de 1 de 2022, de <http://www.fict.espol.edu.ec/es/laboratorio-de-petr%C3%B3leos-y-fluidos-de-perforaci%C3%B3n-0>
- Kuuskaa V, G. M. (2013). *CO2 utilization from "next generation", CO2 EOR technology*. (GHGT, Recopilador) United States of America: Advanced Resources International Inc. doi:10.1016/j.egypro.2013.06.618

- Lasso, G. (2021). *Decreto N° 95 de la Republica del Ecuador*. Decreto Ejecutivo, Gobierno Nacional del Ecuador, Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, Quito. Recuperado el 05 de Junio de 2022, de https://www.fielweb.com/App_Themes/InformacionInteres/Decreto_Ejecutivo_No._95_20210607132917_20210607132920.pdf
- New Jersey Department of Health. (Julio de 2016). *Right to Know Program Web*. Recuperado el 26 de Mayo de 2022, de <https://www.nj.gov/health/eoh/rtkweb/documents/fs/0343sp.pdf>
- ONU. (16 de Junio de 1972). Declaración de Estocolmo sobre el medio ambiente humano. *Conferencia de las Naciones Unidas*. Estocolmo, Suecia. Recuperado el 11 de Junio de 2022, de <http://www.ordenjuridico.gob.mx/TratInt/Derechos%20Humanos/INST%2005.pdf>
- Peter van Osa, H. K. (Mayo de 18 de 2021). ALIGN-CCUS: the results of an ACT project on the full CCUS chain to accelerate. Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos: 15th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-15. Recuperado el 27 de Mayo de 2022, de https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3821564
- Santamaría, C. (2019). Recuperación Mejorada de Petróleo Mediante Inyección de Dióxido de Carbono Antropogénico. (Petroquimex, Ed.) *La revista de la Industria Energética*. Recuperado el 04 de Junio de 2022, de <https://petroquimex.com/PDF/JulAgo18/EOR-Con-CO2.pdf>
- Schlumberger . (18 de Mayo de 2022). *FEX Energía que trasciende*. Sala de eventos del Hotel JW Marriott, Quito, Pichincha, Ecuador. Recuperado el 15 de Agosto de 2022
- Shaw J, B. S. (2002). Screening, evaluation and ranking of oil reservoirs suitable for CO₂-flood EOR and carbon dioxide sequestration. (9), 41, 41-61. J Can Pet Technol. doi:doi:10.2118/02-09-05

SNF FLOERGER. (2016). Operaciones EOR. *Geología del petróleo, Sistemas Petrolíferos EOR 101, Oil EOR Handbook ESP. Edition 2016*, 8. United States. Recuperado el 28 de Mayo de 2022, de <http://www.oilproduction.net/files/EOR%20Handbook.pdf>

Theodore L. Brown, H. E. (2004). *Química: La Ciencia Central* (Novena ed.). (G. Trujano, Ed.) Atlacomulco, Estado de México, México: Pearson Prentice Hall. Recuperado el 26 de Mayo de 2022, de <https://books.google.es/books?id=jbNCBpVwE9AC&lpg=PR22&ots=7TJGE8sQ3t&dq=libro%20de%20quimica%20que%20son%20los%20gases&lr&hl=es&pg=PA365#v=onepage&q&f=false>

Hill, L. B., Li, X. C., & Wei, N. (2020). CO₂-EOR in China: A comparative review. In *International Journal of Greenhouse Gas Control* (Vol. 103). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103173>

Abd, A. S., & Abushaikha, A. S. (2021). Reactive transport in porous media: a review of recent mathematical efforts in modeling geochemical reactions in petroleum subsurface reservoirs. In *SN Applied Sciences* (Vol. 3, Issue 4). Springer Nature. <https://doi.org/10.1007/s42452-021-04396-9>

Al-Otaibi, F. M., Zhou, X., & Kokal, S. L. (2018). Laboratory Evaluation of Different Modes of Supercritical Carbon Dioxide Miscible Flooding for Carbonate Rocks. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 22(01), 137–149. <https://doi.org/10.2118/177986-PA>

Bae, J. H., & Irani, C. A. (1993). A Laboratory Investigation of Viscosified CO₂ Process. *SPE Advanced Technology Series*, 1(01), 166–171. <https://doi.org/10.2118/20467-PA>

- Baldygin, A., Nobes, D. S., & Mitra, S. K. (2014). New laboratory core flooding experimental system. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 53(34), 13497–13505.
<https://doi.org/10.1021/ie501866e>
- Bernard, G. G., Holm, L. W., & Harvey, C. P. (1980). Use of Surfactant to Reduce CO₂ Mobility in Oil Displacement. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 20(04), 281–292. <https://doi.org/10.2118/8370-PA>
- Bjerge, L. M., & Brevik, P. (2014). CO₂ capture in the cement industry, norcem CO₂ capture project (Norway). *Energy Procedia*, 63.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.680>
- Carpenter, C. (2014). Development of Small-Molecule CO₂ Thickeners. *Journal of Petroleum Technology*, 66(07), 145–147. <https://doi.org/10.2118/0714-0145-JPT>
- Dai, Z., Middleton, R., Viswanathan, H., Fessenden-Rahn, J., Bauman, J., Pawar, R., Lee, S. Y., & McPherson, B. (2013). An Integrated Framework for Optimizing CO₂ Sequestration and Enhanced Oil Recovery. *Environmental Science and Technology Letters*, 1(1), 49–54. <https://doi.org/10.1021/ez4001033>
- Dicharry, R. M., Oil Co L Perryman, C. T., Oil Co Ronquille, C. J., & Oil Co, C. (2007). *Evaluation and Design of a CO₂ Miscible Flood Project-SACROC Unit, Kelly-Snyder Field*. <http://onepetro.org/JPT/article-pdf/25/11/1309/2517848/spe-4083-pa.pdf/1>
- Farid Ibrahim, A., & Nasr-El-Din, H. A. (n.d.). *CO₂ Foam for Enhanced Oil Recovery Applications*. www.intechopen.com
- Greig, C., & Uden, S. (2021). The value of CCUS in transitions to net-zero emissions. *The Electricity Journal*, 34(7), 107004. <https://doi.org/10.1016/J.TEJ.2021.107004>
- Han, L., & Gu, Y. (2014a). Optimization of miscible CO₂ water-alternating-gas injection in the bakken formation. *Energy and Fuels*, 28(11), 6811–6819.
<https://doi.org/10.1021/ef501547x>

- Han, L., & Gu, Y. (2014b). Optimization of miscible CO₂ water-alternating-gas injection in the bakken formation. *Energy and Fuels*, 28(11), 6811–6819.
<https://doi.org/10.1021/ef501547x>
- Hanssen, J. E., Holt, T., & Surguchev, L. M. (1994). Foam Processes: An Assessment of Their Potential in North Sea Reservoirs Based on a Critical Evaluation of Current Field Experience. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 1, 361–376.
<https://doi.org/10.2118/27768-MS>
- Heller, J. P., Dandge, D. K., Card, R. J., & Donaruma, L. G. (1985). Direct Thickeners for Mobility Control of CO₂ Floods. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 25(05), 679–686. <https://doi.org/10.2118/11789-PA>
- Hill, L. B., Li, X. C., & Wei, N. (2020). CO₂-EOR in China: A comparative review. In *International Journal of Greenhouse Gas Control* (Vol. 103). Elsevier Ltd.
<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103173>
- Holm, L. W., Lake, C., The pure oil CO., & Member AIME. (1959). *Carbon Dioxide Solvent Flooding for Increased Oil Recovery*. <http://onepetro.org/TRANS/article-pdf/216/01/225/2176091/spe-1250-g.pdf/1>
- Holm Memberaime, L. W. (1968). *The Mechanism of Gas and Liquid Flow Through Porous Media in the Presence of Foam ABSTRACT*. <http://onepetro.org/spejournal/article-pdf/8/04/359/2153240/spe-1848-pa.pdf/1>
- Hosseini, E. (2019). Experimental investigation of effect of asphaltene deposition on oil relative permeability, rock wettability alteration, and recovery in WAG process. *Petroleum Science and Technology*, 37(20), 2150–2159.
<https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1482335>

- Jin, X., Chao, C., Edlmann, K., & Fan, X. (2022). Understanding the interplay of capillary and viscous forces in CO₂ core flooding experiments. *Journal of Hydrology*, 606. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2021.127411>
- Kuhlman, M. I., Falls, A. H., Hara, S. K., Monger-McClure, T. G., & Borchardt, J. K. (1992). CO₂ Foam With Surfactants Used Below Their Critical Micelle Concentrations. *SPE Reservoir Engineering*, 7(04), 445–452. <https://doi.org/10.2118/20192-PA>
- Li, X., Xue, J., Wang, Y., Yang, W., & Lu, J. (2022). Experimental study of oil recovery from pore of different sizes in tight sandstone reservoirs during CO₂ flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109740>
- Lu, T., Li, Z., Fan, W., Zhang, X., & Lv, Q. (2016). Nanoparticles for Inhibition of Asphaltenes Deposition during CO₂ Flooding. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 55(23), 6723–6733. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5b04893>
- Mahdavi, S., & James, L. A. (2020). High pressure and high-temperature study of CO₂ saturated-water injection for improving oil displacement; mechanistic and application study. *Fuel*, 262. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116442>
- Massarweh, O., & Abushaikha, A. S. (2021). A review of recent developments in CO₂ mobility control in enhanced oil recovery. In *Petroleum*. KeAi Communications Co. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.05.002>
- Mohsin, A., Abd, A. S., & Abushaikha, A. (2021). *Modeling Condensate Banking Mitigation by Enhanced Gas Recovery Methods*. <https://doi.org/10.2523/IPTC-21491-MS>
- Orozco, J. C., & Guevara, B. (2022). *Estudio sobre las industrias que producen mayores emisiones de CO₂ y el potencial de almacenamiento Geológico o EOR en la Amazonía Ecuatoriana*.
- Rahimi, V., Bidarigh, M., & Bahrami, P. (2017). Experimental Study and Performance Investigation of Miscible Water-Alternating-CO₂ Flooding for Enhancing Oil Recovery

- in the Sarvak Formation. *Oil and Gas Science and Technology*, 72(6).
<https://doi.org/10.2516/ogst/2017030>
- Ren, B., Male, F., & Duncan, I. J. (2022). Economic analysis of CCUS: Accelerated development for CO₂ EOR and storage in residual oil zones under the context of 45Q tax credit. *Applied Energy*, 321, 119393.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119393>
- Safarian, S., Richter, C., & Unnthorsson, R. (2019). Waste Biomass Gasification Simulation Using Aspen Plus: Performance Evaluation of Wood Chips, Sawdust and Mixed Paper Wastes. *Journal of Power and Energy Engineering*, 07(06), 12–30.
<https://doi.org/10.4236/jpee.2019.76002>
- Salam Abd, A., & Abushaikha, A. S. (123 C.E.). *Reactive transport in porous media: a review of recent mathematical efforts in modeling geochemical reactions in petroleum subsurface reservoirs*. <https://doi.org/10.1007/s42452-021-04396-9>
- Seyyedi, M., & Sohrabi, M. (2018). Assessing the feasibility of improving the performance of CO₂ and CO₂-WAG Injection Scenarios by CWI. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 57(34), 11617–11624. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.8b02000>
- Shao, B., Zhang, Y., Sun, Z., Li, J., Gao, Z., Xie, Z., Hu, J., & Liu, H. (2021). CO₂ capture and in-situ conversion: recent progresses and perspectives. *Green Chemical Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.gce.2021.11.009>
- van Os, P., Kvamsdal, H. M., Haugen, H. A., Akhurst, M., Moser, P., Rycroft, L., ter Mors, E., Cismaru, D., & Mikunda, T. (2021). SLIGN-CCUS: The Results of an ACT Project on the Full CCUS Chain to Accelerate Implementation of Decarbonisation in Industrial Areas. *SSRN Electronic Journal*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3821564>
- Wang, Q., Yang, S., Lorinczi, P., Glover, P. W. J., & Lei, H. (2020). Experimental Investigation of Oil Recovery Performance and Permeability Damage in Multilayer

Reservoirs after CO₂ and Water-Alternating-CO₂ (CO₂-WAG) Flooding at Miscible Pressures. *Energy and Fuels*, 34(1), 624–636.

<https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b02786>

Xing, D. ., Wei, B. ., McLendon, W. ., Enick, R. ., McNulty, S. ., Trickett, K. ., Mohamed, A. ., Cummings, S. ., Eastoe, J. ., Rogers, S. ., Crandall, D. ., Tennant, B. ., McLendon, T. ., Romanov, V. ., & Soong, Y. . (2012). CO₂-Soluble, Nonionic, Water-Soluble Surfactants That Stabilize CO₂-in-Brine Foams. *SPE Journal*, 17(04), 1172–1185.

<https://doi.org/10.2118/129907-PA>

Yan, W., Miller, C. A., & Hirasaki, G. J. (2006). Foam sweep in fractures for enhanced oil recovery. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 282–283, 348–359. <https://doi.org/10.1016/J.COLSURFA.2006.02.067>

Zhang, K., Li, S., & Liu, L. (2020). Optimized foam-assisted CO₂ enhanced oil recovery technology in tight oil reservoirs. *Fuel*, 267. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117099>

Hanssen, J.E., Holt, Torleif, and L.M. Surguchev. "Foam Processes: An Assessment of Their Potential in North Sea Reservoirs Based on a Critical Evaluation of Current Field Experience." Paper presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 1994. doi: <https://doi.org/10.2118/27768-MS>