

Evaluation of the effects of CO₂ injection under supercritical conditions and colloidal dispersion (foam) on different rock and fluid properties during an Enhanced Oil Recovery (EOR) operation: a literature review

Janner Galarza-Alava¹, Engineer, Maylin Ordoñez-Obando¹, Engineer, Jorge Lliguizaca-Dávila^{1,2}, MSc, Jorge Mendoza-Sanz¹, PhD, Jacquelin Cobos-Mora², PhD

¹Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL, Faculty of Engineering in Earth Sciences, Campus Gustavo Galindo Km. 30.5 Vía Perimetral, ESPOL Polytechnic University, Guayaquil P.O. Box 09-01-5863, Ecuador, jfgalarz@espol.edu.ec, mayelord@espol.edu.ec, jorollig@espol.edu.ec, jsmendoz@espol.edu.ec

²Department of Physics and Technology, University of Bergen, Bergen, Norway, jolli5902@uib.no, jacquelin.e.mora@uib.no

Abstract- Over the years, the exponential increase in CO₂ emissions has contributed to climate change. Currently, new technologies at the industrial level have been applied to decrease the carbon footprint, reducing the negative impact of CO₂ on the environment. The oil and gas industry join the change through the enhanced oil recovery (EOR) process using CO₂ as the injection fluid.

The study proposes a theoretical model based on a literature review using PRISMA methodology, in order to evaluate and compare the effects of CO₂ in supercritical and colloidal dispersion (foam) conditions on the different rock/fluid properties during an enhanced oil recovery operation. Initially, a sample of 300 scientific articles was obtained from the Scopus web platform, of which 114 articles were selected by applying the PRISMA methodology for the development of the study.

In general, the present study contributes to the literature by demonstrating that the use of the PRISMA methodology in a literature review allows obtaining reliable and updated information. The results of the comparative analysis, qualitative and quantitative, demonstrated that in the process of CO₂ injection as gas or foam, changes in the properties of the rock and fluids occur both at reservoir and laboratory level.

Key words: CO₂, foam, EOR, fluid properties, petrophysical properties.

Digital Object Identifier: (only for full papers, inserted by LACCEI).
ISSN, ISBN: (to be inserted by LACCEI).
DO NOT REMOVE

Evaluación de los efectos de la inyección de CO₂ en condiciones supercríticas y dispersión coloidal (espuma) sobre distintas propiedades de la roca y del fluido durante una operación Recuperación Mejorada del Petróleo (EOR): una revisión de la literatura

Janner Galarza-Alava¹, Ing., Maylin Ordoñez-Obando¹, Ing., Jorge Lliguizaca-Dávila^{1,2}, MSc., Jorge Mendoza-Sanz¹, PhD., Jacquelin Cobos-Mora², PhD.

¹Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Campus Gustavo Galindo Km. 30.5 Vía Perimetral, ESPOL, Guayaquil P.O. Box 09-01-5863, Ecuador, jfgalarz@espol.edu.ec, mayelord@espol.edu.ec, jorollig@espol.edu.ec, jismendez@espol.edu.ec

²Departamento de Física y Tecnología, Universidad de Bergen, Bergen, Noruega, jolli5902@uib.no, jacquelin.e.mora@uib.no

Resumen– A lo largo de los años el aumento exponencial de las emisiones de CO₂ ha contribuido al cambio climático. Actualmente, nuevas tecnologías a nivel industrial se han aplicado para disminuir la huella de carbono, reduciendo el impacto negativo de CO₂ en el ambiente. La industria petrolera se une al cambio mediante el proceso de recuperación mejorada de petróleo (EOR) con la utilización del CO₂ como fluido de inyección.

El estudio propone un modelo teórico basado en una revisión bibliográfica utilizando la metodología PRISMA, con la finalidad de evaluar y comparar los efectos que presenta el CO₂ en condiciones supercríticas y dispersión coloidal (espuma) sobre las distintas propiedades roca/fluido durante una operación de recuperación mejorada de petróleo. Inicialmente se obtuvo una muestra de 300 artículos científicos de la plataforma webScopus, de los cuales 114 artículos fueron seleccionados aplicando la metodología PRISMA para el desarrollo del estudio.

En general, el presente estudio contribuye a la literatura al demostrar que el uso de la metodología PRISMA en una revisión bibliográfica permite la obtención de información confiable y actualizada. Los resultados del análisis comparativo, cualitativo y cuantitativo, demostraron que en el proceso de inyección de CO₂ como gas o espuma se producen cambios en las propiedades de la roca y fluidos tanto a nivel de reservorio como en laboratorio.

Palabras clave: CO₂, espuma, EOR, propiedades de los fluidos, propiedades petrofísicas.

I. INTRODUCCIÓN

La sociedad a lo largo de la historia ha enfrentado adversidades relacionadas al incremento de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, los cambios en la temperatura de la superficie terrestre por las actividades humanas relacionadas a la liberación neta de CO₂, contribuyen al calentamiento global y aumento del albedo terrestre mundial [1]. Por consiguiente, la Huella de Carbono (HdC) se ve influenciada por las emisiones de gases de efecto invernadero, que directamente se relaciona con el Potencial de Calentamiento Global (PCG) [2], [3].

Según la agencia internacional de energía (AIE) la demanda global continúa incrementándose, países como China e India en 2022 requirieron alrededor de 2500 y 1500 megatoneladas de energía respectivamente [4] Esto conlleva a que las emisiones anualmente crezcan, y se puede evidenciar claramente gracias a un estudio realizado el 2018, donde el aumento en la necesidad energética incrementó en un 1,7% las emisiones de CO₂, una tasa de crecimiento histórica que superó a la de 2010 en un 70% [4]. El grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) discutió sobre los impactos del calentamiento global al superar tan solo 1,5 °C por encima de los niveles preindustriales, catalogándolo como un punto sin retorno a un cataclismo climático [5].

Con el fin de concientizar a todos los países del mundo acerca de la importancia sobre el control de las emisiones del CO₂, se organizaron paneles y conferencias internacionales empezando con la de Estocolmo en 1972, de los cuales surgen protocolos relacionados al cambio climático y protección ambiental [6]. Adicionalmente, se desarrollaron distintos planes, investigaciones y proyectos relacionados con la mitigación del CO₂ en la atmósfera, de entre los cuales destaca la tecnología de captura, uso y almacenamiento de dióxido de carbono (CCUS) [7]–[9].

Esta tecnología diferentes usos al CO₂ como; materia prima para fabricación de polímeros, combustibles sintéticos, en la industria alimenticia, industria química y en la industria hidrocarburífera como fluido para inyección en operaciones de recobro mejorado de petróleo (EOR) [10].

Existen distintos tipos de métodos EOR y algunas variaciones que utilizan CO₂ en condiciones supercríticas y dispersión coloidal (espuma), de los cuales se analizó la inyección de gas convencional y de espumas. El primero se trata de la inyección del gas a condiciones de presión y temperatura supercríticas, con la finalidad de que el CO₂ sea miscible con los hidrocarburos [11]. Mientras que la espuma de CO₂ es un

estado de dispersión entre el gas con una fase acuosa correspondiente a una mezcla de agua y surfactantes, estos a su vez son diseñados en laboratorio dependiendo la necesidad de la operación y condiciones del reservorio [12]. Por ejemplo, la espuma que usa sal sódica de erio gluauca como surfactante, en formaciones no consolidadas [13].

Estudios establecen ciertos requerimientos de propiedades del yacimiento y parámetros operacionales para la aplicación de recuperación mejorada de petróleo con CO₂. La tabla I, nos muestra los rangos recomendados, para un proceso de inyección CO₂ – EOR.

TABLA I
PARAMETROS REQUERIDOS PARA CO₂ – EOR (CONDICIONES SUPERCRÍTICAS Y DISPERSIÓN COLOIDAL)

Parámetro	Valor (x)
Profundidad, ft	2000 < x < 9000
Temperatura °C	x < 250 (no critico)
Presión, psi	1200 < x < 1500
Permeabilidad, mD	1 < x < 100
Gravedad del aceite, API	x > 27
Viscosidad, cp	x < 10
Saturación de aceite residual, %	x > 20

Fuente: [12], [14]

En la actualidad se considera el uso CO₂ – EOR como uno de los que tiene mayor potencial en recuperación de crudo, ya que es muy eficiente durante el barrido de hidrocarburo, otorgando una buena repercusión tanto en ganancias como en mitigación de la contaminación ambiental [15]. Son más de 12 países que han implementado CO₂ – EOR y que utilizan a gran escala este importante método de recuperación [16].

El presente estudio plantea el análisis de los distintos efectos sobre las propiedades roca/fluido que se presentan durante la inyección de CO₂ en condiciones supercríticas y dispersión coloidal (espuma). La investigación de dichos efectos tiene como objetivo compararlos y enfatizar si son beneficiosos o perjudiciales en este tipo de operación, así mismo cuál de ellos sería la mejor alternativa a la hora de producir un campo.

II. METODOLOGÍA

Se realizó una revisión bibliográfica basada en la metodología PRISMA 2020 la cual reemplaza a la versión previa y consiste en una guía actualizada de informes para revisiones [17], Esta metodología es fundamental para el desarrollo de conocimientos en un área específica mediante un procedimiento riguroso y transparente que permite identificar, procesar y analizar la producción científica relevante para el estudio [18].

PRISMA se distingue de otras metodologías al ser pieza fundamental para la toma de decisiones, debido a que la recopilación de información en el área de interés es válida y

presenta una baja incertidumbre. Esto se debe a que PRISMA llena vacíos de información por medio del procesamiento de información de estudios pasados y actuales [19].

En el presente estudio, se usaron los artículos científicos relacionados con los procesos de inyección de CO₂ en condiciones supercríticas y dispersión coloidal (espuma). El estudio presenta un proceso metodológico de tres etapas, tal como se detalla en la figura 1.

A. Etapa I – Criterio de Selección

En esta etapa, el criterio de selección es fundamental para asegurar buenos resultados en la investigación. La información recabada se basa en artículos científicos publicados en fuentes confiables como el motor de búsqueda Scopus desde el año 1972 hasta el 2023. Los idiomas aceptados de las publicaciones son inglés y español.

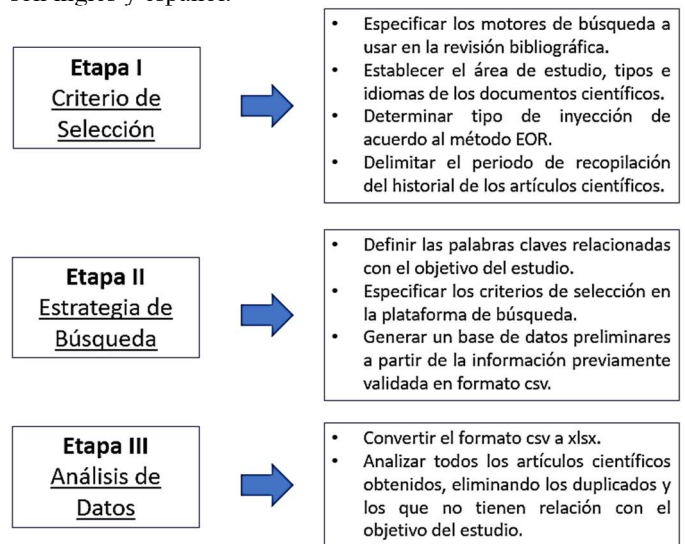


Fig. 1 Diagrama de flujo inspirado en PRISMA 2020.

B. Etapa II – Estrategia de Búsqueda

La estrategia de búsqueda se basa principalmente en la selección de las palabras claves como muestra la tabla II relacionadas al objetivo del estudio.

TABLA II
PALABRAS CLAVES

Palabras Claves
“EOR” AND “petroleum”
“CO ₂ ” AND “petroleum”
“foam” AND “petroleum”
“CCUS” AND “EOR”
“Core flooding” AND “CO ₂ ”
“EOR” AND “CO ₂ ” AND “foam”

C. Etapa III – Análisis de Datos

Esta etapa inició con la conversión de formato cvs a xlsx de Microsoft Excel. Luego se revisó si todos los artículos

científicos obtenidos de la búsqueda con las palabras claves (TABLA II) cumplían con la información requerida por el criterio de selección.

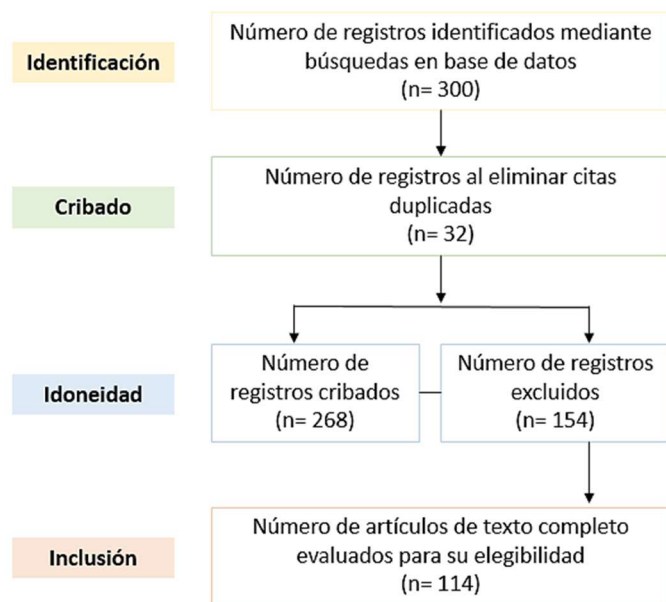


Fig. 2 Flujograma PRISMA
Fuente: [20]

III. ANÁLISIS Y RESULTADOS

A. Análisis

La revisión bibliográfica muestra algunas propiedades físicas (porosidad, permeabilidad, viscosidad del CO₂, presión capilar, expansión de crudo, segregación gravitacional, movilidad, canalizaciones, tensión interfacial, humectabilidad, factor de recobro); tanto de la roca como del fluido experimentan ciertos cambios o perturbaciones durante los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) mediante la inyección del CO₂.

1) Dióxido de carbono inyectado a condiciones supercríticas

Durante la inyección de CO₂ en condiciones supercríticas este se diluye en el agua de formación, generando ácidos que dañan o alteran la superficie de la roca, principalmente a los carbonatos. Esto conlleva a la disminución de la presión capilar, la variación de la permeabilidad en un promedio de 4 a 5 milí Darcy (mD), y la creación de canales de flujo adicionales que aumentan la conectividad de los poros e incrementan la porosidad hasta un 14,5% [21], [22].

Durante la inyección de CO₂ es común que exista precipitación de asfaltenos por las distintas reacciones inorgánicas que ocurren entre el CO₂ con la salmuera y el petróleo. Lo cual según estudios puede provocar taponamiento de los radios de garganta, disminuyendo la porosidad y la

permeabilidad en un promedio de 4,08% y 17,53 mD respectivamente [23]–[25].

Las relaciones de viscosidad y densidad durante la interacción del CO₂ en condiciones supercríticas con el petróleo se ven afectadas. Esto reduce la permeabilidad relativa del dióxido de carbono con respecto al crudo, mejorando la movilidad del hidrocarburo durante el barrido y permite recuperar desde 24 a 61% del petróleo original in situ (POES) [27], [28].

Algunos autores coinciden en que la viscosidad del crudo disminuye debido a dos factores el primero es la miscibilidad con el gas durante la inyección de CO₂ y la segunda es la variación de presión [21], [26]. La baja densidad del CO₂ gaseoso (0,01 cP) también reduce la capacidad de recuperación de petróleo con densidad (0,6 – 10 cP) en las partes inferiores del yacimiento [29]. Sin embargo, la inyección de CO₂ puede ser utilizado en yacimientos de gas natural para aliviar la acumulación de gas condensados alrededor del pozo [29].

A pesar de los múltiples beneficios del CO₂ – EOR en la industria hidrocarburífera, la inyección de CO₂ en condiciones supercríticas presenta tres problemas a) barrido areal deficiente, b) canalización del gas y c) anulación de la gravedad en el CO₂ que provocan que el barrido no sea uniforme y dificulta la movilidad de crudo durante la recuperación. Estos problemas están relacionados al impreciso control de movilidad durante la inyección de gas [21], [30].

2) Dióxido de carbono inyectado como espuma

El barrido con espuma combina la alta eficiencia de barrido volumétrico de la inyección de agua y la eficiencia de desplazamiento microscópico [31]. El petróleo residual que entra en contacto con la espuma de CO₂ se hincha y experimenta una reducción de viscosidad de manera similar que la inyección de CO₂ en condiciones supercríticas, lo que conlleva a un mayor índice de recuperación de petróleo residual durante el barrido alcanzando un recobro desde 71 hasta 92% del petróleo original in situ [21], [32].

Esto se debe a que la espuma de CO₂ impide la libre circulación del gas durante la inyección lo que reduce la permeabilidad relativa y previene canalizaciones [33].

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 altas temperaturas o salinidades. Las espumas también pueden ser desestabilizadas por el petróleo, que afectan negativamente la calidad de la espuma [34].

3) Comparación gas vs espuma

La inyección de espuma de CO₂ en comparación al método tradicional (CO₂ en condiciones supercríticas) tiene algunos beneficios, tales como: el alivio de la digitación viscosa, aumento de la segregación por gravedad, reducción de movilidad, aumento de la viscosidad aparente e incremento de la densidad del CO₂. Estos efectos son ocasionados por la estructura molecular de los surfactantes que tienen una parte

hidrófoba y una parte hidrófila, y tienen como resultado un mayor índice de recuperación de crudo durante el recorrido de la espuma en el reservorio [35], [36].

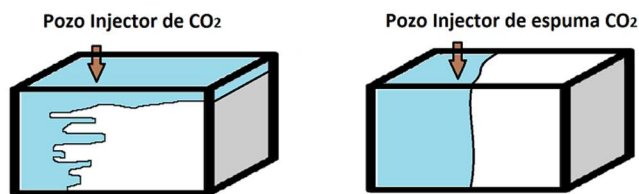


Fig. 3 Comparación del comportamiento del flujo de CO₂ en inyección continua de gas y espuma.

Fuente: [21]

B. Resultados

Durante la inyección de CO₂ en condiciones supercríticas existen perturbaciones en las propiedades de la roca, principalmente por carbonatos. Cuando el CO₂ entra en contacto con el agua que se encuentra en el espacio poroso forma ácido carbónico, que a su vez la va disolviendo y formando carbonato de calcio (Ca₃CO₃) [37]. Este desgaste en principio podría ser beneficioso para la porosidad, pero se ha demostrado que genera adedamientos por una acidificación no controlada y moviliza al gas inyectado a otros espesores que no son de interés [37].

Dicho desgaste también genera nuevos espacios porosos que no tienen interconexión con otros poros, estos nuevos espacios al ser microscópicos tienen grandes presiones capilares dentro de ellos, dando como resultado nuevos depósitos o cámaras que atrapan petróleo residual. Esto afecta directamente el proceso de recuperación planificado, disminuyendo el factor de recobro [35].

El uso de CO₂ en EOR recupera más petróleo a través de un comportamiento miscible entre el CO₂ y el crudo, al reducir la tensión interfacial entre ambos, esto sucede tanto en inyección de CO₂ en condiciones supercríticas como dispersión coloidal (espuma). Otro efecto importante es la reducción de la viscosidad y la hinchazón del petróleo [35].

El CO₂ inyectado a condiciones supercríticas aumenta la presión capilar en ciertas zonas debido a las adedamientos generados por la acidificación, mientras que la espuma disminuye los efectos de la presión capilar. Otra manera de disminuir la presión capilar según estudios es alterando la mojabilidad a una intermedia, es decir un ángulo de contacto alrededor de 90° [38].

El CO₂ gas tiene muchos problemas relacionados con respecto a la segregación gravitacional. Mientras que la espuma alivia la segregación por gravedad [39].

En la inyección de espuma de CO₂, el control de la movilidad mediante la reducción de viscosidad mejora la eficiencia del barrido, dando como resultado un mayor factor de recobro y una producción más efectiva. Además, la espuma puede suavizar heterogeneidades del yacimiento [40].

Esto se debe a que el surfactante induce un gradiente de tensión superficial, que ralentiza el movimiento de las burbujas

en el medio poroso y aumenta la viscosidad efectiva de la espuma [41].

El tiempo de ruptura es un factor importante a considerar en operaciones de recuperación secundaria y terciaria de petróleo. Según ciertos estudios de laboratorio y de campo la espuma de CO₂ podría tardar 3 veces más en llegar al pozo productor que el gas tradicional, lo cual asegura un barrido más uniforme y eficiente [32].

A continuación, se presenta una tabla que compara cualitativamente los efectos sobre algunas propiedades durante la inyección de CO₂ en condiciones supercríticas y espuma (TABLA III).

TABLA III
COMPARACIÓN CUALITATIVA DE LOS EFECTOS DEL CO₂ A CONDICIONES SUPERCRÍTICAS VS DISPERSIÓN COLOIDAL (ESPUMA)

Propiedad	Inyección de CO ₂ a condiciones supercríticas	Inyección de CO ₂ dispersión coloidal (espuma)
Permeabilidad	Aumenta	Aumenta
Porosidad	Aumenta	Se mantiene
Viscosidad del CO ₂	Disminuye	Aumenta
Presión Capilar	Aumenta	Disminuye
Expansión del Crudo	Alta	Moderada
Segregación gravitacional	Baja	Alta
Movilidad	No Uniforme	Uniforme
Canalizaciones	Alta	Baja
Tensión Interfacial	Baja	Baja
Humectabilidad	Altera	Altera
Factor de Recobro	Alto	Muy Alto
Tiempo de Ruptura	Rápido	Lento

La tabla III evidencia que tanto para la inyección de CO₂ a condiciones supercríticas y dispersión coloidal, la roca y el fluido experimentan cambios físicos y químicos. Los cuales sirven como punto de comparación para catalogar cuál de los dos métodos tiene más beneficios durante una operación EOR. En base a los cambios experimentados en propiedades importantes para la movilidad del crudo como porosidad, permeabilidad, presión capilar, tensión interfacial, humectabilidad y viscosidad durante el barrido.

Además, cambios como canalizaciones en la formación, efectos gravitacionales, control de movilidad, factor de recobro, entre otros evidencian la efectividad del método y la importancia del tiempo de ruptura en el pozo productor. Los resultados indican que la inyección de CO₂ en suspensión coloidal (espuma) es mejor en comparación de la inyección de

CO₂ a condiciones supercríticas desde el punto de vista de recuperación mejorada de petróleo EOR.

IV. CONCLUSIONES

El presente estudio muestra los resultados del uso de la metodología PRISMA en una revisión bibliográfica. Esta permite la obtención de información técnica verificable cuyo contenido corresponde al estado del arte de las tecnologías, para realizar la comparación de los efectos en las propiedades petrofísicas y de fluido como resultado de procesos de inyección de CO₂ a condiciones supercríticas y suspensión coloidal (espuma).

Los cambios que muestran las propiedades de la roca y del fluido analizados tanto a nivel de reservorio en pruebas piloto como en experimentos de laboratorio, influyen directamente en la eficiencia del método EOR. Estos cambios 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, gas, asfaltenos, la mojabilidad de la roca, caudales de inyección, uso de surfactantes o polímeros, entre muchos otros.

En la inyección de CO₂ en forma de gas, la viscosidad es menor que la del agua y del petróleo, lo que desemboca en un sinnúmero de dificultades operacionales y de movilidad, generando desequilibrio en el proceso. La inyección con CO₂ espuma también enfrenta ciertos problemas como la estabilidad en condiciones adversas en reservorios con alta salinidad, presiones y temperaturas.

La movilidad es uno de los puntos clave durante operaciones de EOR, mientras mayor control de movilidad exista el barrido será más uniforme, estable y eficiente. Entre las propiedades que afectan la movilidad se encuentran: la porosidad, permeabilidad, viscosidad, la mojabilidad de la roca, tensión interfacial y factores operacionales como el caudal de inyección. Considerando lo antes mencionado y el punto de vista de producción, la suspensión coloidal (espuma) de CO₂ es el método de recuperación mejorada con mejores resultados en comparación con CO₂ a condiciones supercríticas.

La comparación de ambos métodos de inyección de CO₂, demuestra que la recuperación mejorada de petróleo utilizando inyección de CO₂ en suspensión coloidal (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 una operación EOR.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al proyecto de investigación “CO₂-Enhanced Oil Recovery for Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) in Colombia and Ecuador: A Norwegian energy initiative” financiado por Norwegian Agency for Development and Cooperation (NORAD) en el marco del programa NORHED II bajo el proyecto 71660. Este Proyecto ha sido desarrollado en la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), proyecto número: FICT-300-2020.

REFERENCIAS

- [1] C. Espíndola and J. O. Valderrama, “Huella del carbono. Parte 1: conceptos, métodos de estimación y complejidades metodológicas,” *Información Tecnológica*, vol. 23, no. 1, pp. 163–176, 2012, doi: 10.4067/S0718-07642012000100017.
- [2] V. Masson-Delmotte *et al.*, *El cambio climático y la tierra Resumen para responsables de políticas Editado por*. 2020. [Online]. Available: www.ipcc.ch
- [3] F. Ballester, J. Díaz, and J. M. Moreno, “Climatic change and public health: Scenarios after the coming into force of the Kyoto Protocol,” *Gac Sanit*, vol. 20, no. SUPPL. 1, pp. 160–174, Mar. 2006, doi: 10.1157/13086040.
- [4] I. Energy Agency, “The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil,” 2018. [Online]. Available: www.iea.org/t&cc/
- [5] P. Tschakert, “1.5°C or 2°C: a conduit’s view from the science-policy interface at COP20 in Lima, Peru,” *Climate Change Responses*, vol. 2, no. 1, Dec. 2015, doi: 10.1186/s40665-015-0010-Z.
- [6] Günter Handl, “Declaración de la conferencia de las naciones unidas sobre el medio humano (declaración de estocolmo), de 1972, y declaración de río sobre el medio ambiente y el desarrollo, de 1992.” Luisiana, 2013. [Online]. Available: www.un.org/law/avl
- [7] P. van Os *et al.*, “ALIGN-CCUS: Results of the ERA-ACT project on the full CCUS chain to accelerate implementation of decarbonisation in industrial areas,” 2020. [Online]. Available: www.alignccus.eu
- [8] C. Greig and S. Uden, “The value of CCUS in transitions to net-zero emissions,” *The Electricity Journal*, vol. 34, no. 7, p. 107004, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2021.107004>.
- [9] B. Ren, F. Male, and I. J. Duncan, “Economic analysis of CCUS: Accelerated development for CO₂ EOR and storage in residual oil zones under the context of 45Q tax credit,” *Appl Energy*, vol. 321, p. 119393, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119393>.
- [10] P. van Os *et al.*, “ALIGN-CCUS: the results of an ACT project on the full CCUS chain to accelerate implementation of decarbonisation in industrial areas,” 2021. [Online]. Available: www.alignccus.eu.
- [11] J. Shaw and S. Bachu, “Screening, Evaluation, and Ranking of Oil Reservoirs Suitable for CO₂-Flood EOR and Carbon Dioxide Sequestration,” *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 41, no. 09, Sep. 2002, doi: 10.2118/02-09-05.
- [12] A. F. Ibrahim and H. A. Nasr-El-Din, “CO₂ Foam for Enhanced Oil Recovery Applications,” in *Foams*, H. Xu, C. Yang, and D. Jing, Eds. Rijeka: IntechOpen, 2019, p. Ch. 7. doi: 10.5772/intechopen.89301.
- [13] G. R. M. Burin *et al.*, “Innovative formulations of PCL: Pluronic monoliths with copaiba oleoresin using supercritical CO₂ foaming/mixing to control *Aedes aegypti*,” *Journal of Supercritical Fluids*, vol. 186, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.supflu.2022.105607.
- [14] C. Santamaría, “Recuperación Mejorada de Petróleo Mediante la Inyección de Dióxido de Carbono Antropogénico,” *La revista de la industria Energética*, 2019, Accessed: Jan. 09, 2023. [Online]. Available: <https://petroquimex.com/PDF/JulAgo18/EOR-Con-CO2.pdf>
- [15] V. A. Kuuskraa, M. L. Godec, and P. Dipietro, “CO₂ Utilization from ‘Next Generation’ CO₂ Enhanced Oil Recovery Technology,” *Energy Procedia*, vol. 37, pp. 6854–6866, 2013, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.618>.
- [16] Department of Energy & Climate Change, “Optimization of CO₂ Storage in CO₂ Enhanced Oil Recovery Projects,” Arlington, 2010. Accessed: Jan. 09, 2023. [Online]. Available: <https://minasyenergia.upm.es/investigacion/co2/doc/1006-optimization-of-co2-storage-in-co2-enhanced-oil-re.pdf>
- [17] M. J. Page *et al.*, “Updating guidance for reporting systematic reviews: development of the PRISMA 2020 statement,” *J Clin Epidemiol*, vol. 134, pp. 103–112, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.jclinepi.2021.02.003.

- [18] G. Herrera-Franco, N. Montalván-Burbano, C. Mora-Frank, and L. Moreno-Alcívar, "Research in petroleum and environment: A bibliometric analysis in South America," *International Journal of Sustainable Development and Planning*, vol. 16, no. 6, pp. 1109–1116, Oct. 2021, doi: 10.18280/ijssdp.160612.
- [19] G. Urrútia and X. Bonfill, "La declaración PRISMA: un paso adelante en la mejora de las publicaciones de la Revista Española de Salud Pública," *Rev Esp Salud Publica*, vol. 87, pp. 99–102, 2013.
- [20] D. Moher, A. Liberati, J. Tetzlaff, and D. G. Altman, "Preferred reporting items for systematic reviews and meta-analyses: The PRISMA statement," *International Journal of Surgery*, vol. 8, no. 5, pp. 336–341, 2010, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijssu.2010.02.007>.
- [21] O. Massarweh and A. S. Abushaikha, "A review of recent developments in CO2 mobility control in enhanced oil recovery," *Petroleum*, vol. 8, no. 3, pp. 291–317, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.05.002>.
- [22] S. B. Kashkooli, A. Gandomkar, M. Riazi, and M. S. Tavallali, "The investigation of gas trapping and relative permeability alteration during optimization of CO2-EOR and sequestration," *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 113, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.ijggc.2021.103529.
- [23] A. S. Abd and A. S. Abushaikha, "Reactive transport in porous media: a review of recent mathematical efforts in modeling geochemical reactions in petroleum subsurface reservoirs," *SN Appl Sci*, vol. 3, no. 4, p. 401, 2021, doi: 10.1007/s42452-021-04396-9.
- [24] E. Hosseini, "Experimental investigation of effect of asphaltene deposition on oil relative permeability, rock wettability alteration, and recovery in WAG process," *Pet Sci Technol*, vol. 37, no. 20, pp. 2150–2159, Oct. 2019, doi: 10.1080/10916466.2018.1482335.
- [25] B. Wei, X. Zhang, J. Liu, R. Wu, H. Xiang, and X. Xu, "Supercritical CO2-EOR in an asphaltenic tight sandstone formation and the changes of rock petrophysical properties induced by asphaltene precipitation," *J Pet Sci Eng*, vol. 184, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.petrol.2019.106515.
- [26] J. P. Heller, D. K. Dandge, R. J. Card, and L. G. Donaruma, "Direct Thickeners for Mobility Control of CO2 Floods," *Society of Petroleum Engineers Journal*, vol. 25, no. 05, pp. 679–686, Oct. 1985, doi: 10.2118/11789-PA.
- [27] L. Han and Y. Gu, "Optimization of Miscible CO2 Water-Alternating-Gas Injection in the Bakken Formation," *Energy & Fuels*, vol. 28, no. 11, pp. 6811–6819, Nov. 2014, doi: 10.1021/ef501547x.
- [28] F. M. Al-Otaibi, X. Zhou, and S. L. Kokal, "Laboratory Evaluation of Different Modes of Supercritical Carbon Dioxide Miscible Flooding for Carbonate Rocks," *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, vol. 22, no. 01, pp. 137–149, Oct. 2018, doi: 10.2118/177986-PA.
- [29] C. Carpenter, "Development of Small-Molecule CO2 Thickeners," *Journal of Petroleum Technology*, vol. 66, no. 07, pp. 145–147, Jul. 2014, doi: 10.2118/0714-0145-JPT.
- [30] J. E. Hanssen, "SPE/DOE 27768 Foam Processes: An Assessment of Their Potential in North Sea Reservoirs Based on a Critical Evaluation of Current Field Experience," 1994, [Online]. Available: <http://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-pdf/94IOR/All-94IOR/SPE-27768-MS/1973850/spe-27768-ms.pdf/1>
- [31] Z. Dai *et al.*, "An Integrated Framework for Optimizing CO2 Sequestration and Enhanced Oil Recovery," *Environ Sci Technol Lett*, vol. 1, no. 1, pp. 49–54, Jan. 2014, doi: 10.1021/ez4001033.
- [32] O. Massarweh and A. S. Abushaikha, "A review of recent developments in CO2 mobility control in enhanced oil recovery," *Petroleum*, vol. 8, no. 3, KeAi Communications Co., pp. 291–317, Sep. 01, 2022, doi: 10.1016/j.petlm.2021.05.002.
- [33] K. Zhang, S. Li, and L. Liu, "Optimized foam-assisted CO2 enhanced oil recovery technology in tight oil reservoirs," *Fuel*, vol. 267, p. 117099, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117099>.
- [34] S. H. Talebian, R. Masoudi, I. M. Tan, and P. L. J. Zitha, "Foam assisted CO2-EOR: A review of concept, challenges, and future prospects," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 120, Elsevier, pp. 202–215, Aug. 01, 2014, doi: 10.1016/j.petrol.2014.05.013.
- [35] D. . Xing *et al.*, "CO2-Soluble, Nonionic, Water-Soluble Surfactants That Stabilize CO2-in-Brine Foams," *SPE Journal*, vol. 17, no. 04, pp. 1172–1185, Nov. 2012, doi: 10.2118/129907-PA.
- [36] W. Yan, C. A. Miller, and G. J. Hirasaki, "Foam sweep in fractures for enhanced oil recovery," *Colloids Surf A Physicochem Eng Asp*, vol. 282–283, pp. 348–359, 2006, doi: <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2006.02.067>.
- [37] S. C. Ayirala, "Surfactant-induced relative permeability modifications for oil recovery enhancement," 2002.
- [38] A. J. Worthen, S. L. Bryant, C. Huh, and K. P. Johnston, "Carbon dioxide-in-water foams stabilized with nanoparticles and surfactant acting in synergy," *AIChE Journal*, vol. 59, no. 9, pp. 3490–3501, Sep. 2013, doi: <https://doi.org/10.1002/aic.14124>.
- [39] N. M. Nguyen, "Systematic study of foam for improving sweep efficiency in chemical enhanced oil recovery," Texas, 2010. Accessed: Jan. 12, 2023. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/2152/ETD-UT-2010-12-2649>
- [40] Q. Xu, *Theoretical and experimental study of foam for enhanced oil recovery and acid diversion*. The University of Texas at Austin, 2003.