

Revisión bibliográfica de aplicación de técnicas avanzadas de recuperación mejorada de petróleo (EOR) un enfoque mundial para una aplicación local (Ecuador)

O. Ortega^a, B. Carrion^b, A. Schettini^c

^aFacultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL, Campus Gustavo Galindo, Km. 30.5 Vía Perimetral, P.O. Box 09-01-5863, Guayaquil, 090902, Ecuador

^bArea de Calidad, Unidad de Acreditación y Calidad Universitaria, Instituto Tecnológico Superior Sudamericano, 10 de Agosto y Athaulapa, Quito, Pichincha, Ecuador

^cFacultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL, Campus Gustavo Galindo, Km. 30.5 Vía Perimetral, P.O. Box 09-01-5863, Guayaquil, 090902, Ecuador

Resumen -

La investigación realizada en este estudio de revisión está enfocada en la aplicación de técnicas avanzadas en el mundo para la recuperación mejorada de petróleo y cómo éstas podrían aplicarse en Ecuador. Se plantea diseñar un plan de técnicas avanzadas de recuperación mejorada de petróleo (EOR) aplicadas a nivel mundial, mediante revisión bibliográfica, para una posible aplicación en el campo Sacha del oriente ecuatoriano. Las técnicas analizadas en el presente artículo se enfocaron en cómo el factor de recobro de petróleo obtenido varía cuando se aplica algún método revisado.

Se llevó a cabo un análisis exhaustivo acerca de las técnicas aplicadas en campo e investigaciones in vitro realizadas en países como EE. UU., Rusia, China, Ecuador, entre otros, de las cuales se obtuvo información que se clasificó en tres grupos: inyección de agua, inyección de gas e inyección de nanofluidos, en los cuales se tomó a consideración las diferentes combinaciones de técnicas y factor de recobro.

Para la inyección de agua, se seleccionaron dos técnicas en las cuales las propiedades de los campos tales como porosidad, presión de reservorio y salinidad del yacimiento son similares: una en Estados Unidos aplicada en el campo Bakken y otra en Ecuador aplicada en el campo Sacha, obteniendo un factor de recobro prometedor entre 40 % - 60%. En base a la información obtenida se debe emplear el proceso EOR de inyección de agua de baja salinidad, seguido de agua de baja salinidad + surfactante para mejorar la producción del campo Sacha en la arena "U Inferior con lo cual se espera obtener un incremento entre 4 a 15 % en el factor de recobro, favoreciendo el aumento del beneficio económico para el Ecuador.

Palabras clave: Factor de recobro, técnicas de recuperación mejorada, producción de petróleo, Oriente Ecuatoriano, Inyección de agua, Sacha.

Abstract-

The research conducted in this review study is focused on the application of advanced techniques in the world for enhanced oil recovery and how they could be applied in Ecuador. It is proposed to design a plan of advanced enhanced oil recovery (EOR) techniques applied worldwide, through a literature review, for a possible application in the Sacha field in eastern Ecuador. The techniques analyzed in this article focused on how the oil recovery factor obtained varies when a revised method is applied.

An exhaustive analysis was carried out on the techniques applied in the field and in vitro research carried out in countries such as USA, Russia, China, Ecuador, among others, from which information was obtained and classified into three groups: water injection, gas injection and nanofluid injection, in which the different combinations of techniques and recovery factor were taken into consideration.

For water injection, two techniques were selected in which the properties of the fields such as porosity, reservoir pressure and reservoir salinity are similar: one in the United States applied in the Bakken field and another in Ecuador applied in the Sacha field, obtaining a promising recovery factor between 40 % - 60%. Based on the information obtained, the EOR process of low salinity water injection, followed by low salinity water + surfactant should be used to improve the production of the Sacha field in the "Lower U" sand, with which it is expected to obtain an increase between 4 to 15 % in the recovery factor, favoring the increase of the economic benefit for Ecuador.

Translated with DeepL.com (free version)

Keywords: Recovery factor, enhanced recovery techniques, oil production, Ecuadorian Orient, water injection, Sacha.

1. INTRODUCCIÓN

El petróleo crudo, así como sus derivados se han forjado un papel crucial para la economía global debido a la alta demanda energética, siendo esta 1,5% por año aproximadamente (Elkady, Al-Sabagh, Betiha, & Mahmoud, 2016). El petróleo extraído por fuerzas propias del yacimiento (recuperación primaria) y aquel extraído por fuerzas mecánicas aplicadas sobre el mismo, representa el 35-40% del petróleo original existente (Elkady, Al-Sabagh, Betiha, & Mahmoud, 2016). Se considera que luego de la recuperación primaria y fuerzas de extracción aplicadas, el petróleo continúa atrapado en el medio poroso (Kumar, Kumar, & Bera, 2023). Se cree que es debido a fuerzas capilares, fuerzas viscosas, actividades IFT (tensión interfacial), mojabilidad de la roca y heterogeneidades de yacimiento que contribuyen a una baja eficiencia en el desplazamiento de petróleo (Kumar, Kumar, & Bera, 2023). De lo anterior surge la necesidad de aplicar técnicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR), debido al amplio interés por extraer el porcentaje restante de petróleo almacenado (50-60%).

La inyección de agua es considerada uno de los métodos EOR que más se ajusta a las demandas operacionales en cuanto a recuperación de petróleo, y hasta ahora es la técnica más empleada gracias a su efectividad por el aumento de recobro de petróleo (Ordóñez, Pena, & Piloza, 2022). Se considera que, luego de aplicar la técnica de invasión con agua, aún permanece en el yacimiento más del 40 % de petróleo a pesar de ser una técnica con amplios resultados (Ordóñez, Pena, & Piloza, 2022).

Agharazi-Dormani. (1990) sugiere que la falta de aumento en la tasa de recobro con la aplicación de la técnica de invasión de agua en ciertos campos a nivel mundial puede ser ocasionado por heterogeneidades en las rocas del yacimiento que puede generar fluctuaciones en la permeabilidad, lo cual resulta contraproducente en la eficiencia del barrido volumétrico, debido a que el agua inyectada fluye normalmente a través de zonas con mayor permeabilidad (Agharazi-Dormani, Hornof, & Neale, 1990). Por ello es necesario aplicar técnicas de recuperación mejorada más avanzadas (EOR) (Ordóñez, Pena, & Piloza, 2022) tales como la inundación química con polímeros, tensoactivos, mezclas de tensoactivos, polímeros, combinaciones alcalinas, inyección de gas natural, CO₂ y otros gases, recuperación térmica, nanofluidos y combinación de estas técnicas como la invasión de agua y gas (WAG), entre otros (Kumar, Kumar, & Bera, 2023).

Se cree que juntando todos los reservorios existentes a nivel mundial aproximadamente se tiene un total de 6 billones de barriles de petróleo de los cuales el 70 % aproximadamente corresponde a depósitos ubicados en Estados Unidos (Ozowe, Zheng, & Sharma, 2020).

Esta afirmación es corroborada por el Departamento de Energía de Estados Unidos, los cuales estiman que aproximadamente 377 mil millones de barriles de petróleo

descubierto permanecen almacenados luego de la recuperación primaria y secundaria. Según nanotecnólogos y expertos en petróleo, empleando técnicas avanzadas de recuperación de petróleo y gas, se podría satisfacer por muchos años la demanda energética con alto porcentaje de ganancias monetarias (Elkady, Al-Sabagh, Betiha, & Mahmoud, 2016).

El porcentaje restante de la reserva de petróleo mundial corresponde a los demás países productores de petróleo, de los cuales se sabe que gran parte de este porcentaje es cubierto por países de Asia, América Central y América del Sur. (Ordóñez, Pena, & Piloza, 2022). En este estudio fue imposible considerar a todos los países productores, pero consideramos a EE. UU., China, India, Irán, Rusia, Noruega, Canadá entre otros, con mayor historial de producción de petróleo y que han aplicado técnicas avanzadas de recuperación mejorada de petróleo (EOR). Dentro de los países de asiáticos, tenemos a India, donde se está llevando a cabo la producción de petróleo crudo mediante la recuperación mejorada en campos maduros, debido a la falta de descubrimiento de nuevos campos. (Kumar, Kumar, & Bera, 2023).

El déficit de producción energética ha llevado a este país a implementar técnicas avanzadas de recuperación mejorada. Tales como: inyección de polímeros, tensoactivos, álcalis, nanopartículas e inundación combinada de álcalis, tensoactivos. La aplicación de estas técnicas en los campos maduros de la India tiene el objetivo de reducir la importación de crudo de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) (Kumar, Kumar, & Bera, 2023).

En los países de América del Sur al igual que en otros países también se está teniendo el mismo inconveniente con la demanda de consumo energético, como es el caso en Ecuador. La explotación petrolera en el oriente ecuatoriano empezó en los años 70s, (Ozowe, Zheng, & Sharma, 2020), cuyo objetivo primordial ha sido siempre la extracción de petróleo con alto margen de ganancias, se han aplicado la recuperación primaria y secundaria, con lo cual se estima que aún permanece el 60 al 80% del petróleo in situ.

La aplicación de técnicas avanzadas de recuperación mejorada en el Ecuador es un tema que por ahora no ha madurado mucho debido a alta inversión y aspectos socio-políticos (Mena, Guaman, Chamorro, & Pinto, 2019). Se planteó este estudio con el objetivo de diseñar un plan de técnicas avanzadas de recuperación mejorada de petróleo (EOR) aplicadas a nivel mundial, mediante revisión bibliográfica, para una posible ejecución en el campo Sacha (oriente ecuatoriano), lo cual se hará posible adquiriendo una amplia visión de las técnicas que se han aplicado y se están aplicando a nivel mundial. (Mena, Guaman, Chamorro, & Pinto, 2019).

2. PROBLEMA POR RESOLVER

El oriente ecuatoriano en los campos maduros de producción de petróleo en el Sacha utiliza inyección de agua que son técnicas secundarias para la producción petrolera, esto da como resultado un bajo rendimiento en el factor de recobro.

Ante esta problemática surgió la necesidad de explorar técnicas de obtención de petróleo en campos maduros a nivel mundial con la finalidad de establecer cual sería la más adecuada que se puede enlazar a las prácticas petroleras que se desarrollan en el campo Sacha para mejorar el factor de recobro

3. METODOLOGÍA

La elaboración de este artículo es de tipo documental – no experimental, utilizando la metodología prisma tanto en la revisión de artículos y tesis que describen describen la aplicación de técnicas avanzadas de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en campos maduros a nivel mundial.

Todas las comparaciones nos facilitaron el análisis de aspectos clave como: factor de recobro, inyección de agua, inyección de gas, inyección de nanofluidos, recuperación mejorada de petróleo y mejoras en la recuperación.

Esto se llevó a cabo de la siguiente manera:

1. Se seleccionaron estudios aplicativos de técnicas de avanzadas de recuperación mejorada de petróleo
2. Se evaluaron técnicas que han provocado un aumento en el factor de recobro de petróleo
3. Se seleccionaron las técnicas que podrían ser aplicadas en la recuperación mejorada de petróleo en el Ecuador

Las técnicas a las cuales se hace mención son las siguientes; inundación química con polímeros, tensioactivos, mezclas de tensioactivos, combinaciones alcalinas, inyección de gas natural, CO₂ y otros gases, recuperación térmica, nanofluidos y combinación de estas técnicas como el WAG (invasión de agua y gas), entre otros (Kumar, Kumar, & Bera, 2023).

La búsqueda de todos los estudios se rigió de repositorios de Scopus y Pubmed con combinaciones de términos de búsqueda con operadores booleanos como Improved oil recovery OR recovery factor OR recovery percentage OR advanced recover OR techniques.

Los criterios de inclusión de artículos y tesis son un periodo comprendido de 1989 a 2023, esto se debe a que los estudios más recientes en la recuperación mejorada de petróleo se han realizado bajo la guía de estudios comprendidos desde el año 1989.

Para cumplir con los objetivos de esta investigación se tomó a consideración dichos estudios desde los años indicados anteriormente que han generado un indicio del origen de la aplicación de técnicas de recuperación mejorada de petróleo en campos maduros a nivel mundial.

3.1. Principales métodos empleados a nivel mundial

En esta investigación procuramos recopilar información acerca de las técnicas de recuperación mejorada de petróleo (técnicas terciarias), debido a que las técnicas de recuperación

secundaria ya han sido aplicadas en los campos maduros y el objeto de nuestra investigación es priorizar aquellas técnicas que con combinación de varias prometen un aumento del factor de recobro.

Para la selección de un método de recuperación mejorada de petróleo (EOR), en esta investigación fue imperativo analizar el factor de recobro que estas técnicas y las principales observaciones a las cuales se vieron expuestos en la implementación en cada uno de los países que son analizadas.

3.1.1. Inyección de gas y sus combinaciones

Luego de la extracción secundaria de petróleo, existen métodos de extracción catalogados como métodos de recuperación mejorada, que tienen como objetivo extraer el petróleo restante de un yacimiento de hidrocarburos que ha sufrido disminución en la tasa de recobro, mediante la inyección de gas, solventes, polímeros o energía térmica (Ji, Kwon, Choi, & Kim, Journal of CO₂ Utilization, 2023).

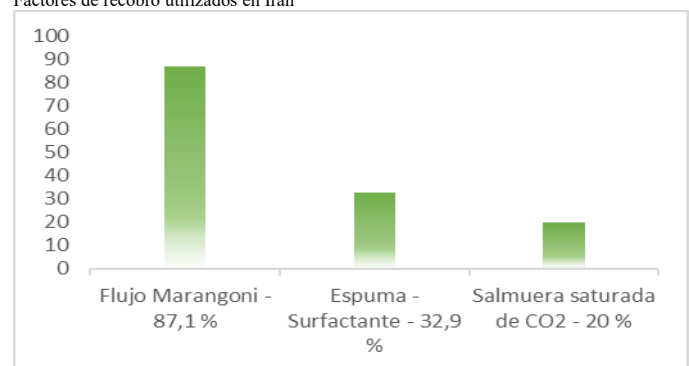
La inyección de gas es superior a otras técnicas de recuperación de petróleo, puesto que, ha garantizado una recuperación prometedora del petróleo (Nasser, Bera, & Ramalingam, 2023)

La recuperación de petróleo mediante la inyección de CO₂ promete recuperar entre 20 a 40% del petróleo entrampado en los poros de la roca (Ji, Kwon, Choi, & Kim, Journal of CO₂ Utilization, 2023).

3.1.1.1. Irán

En Irán la aplicación de varios sub-métodos para la recuperación de petróleo ha presentado un gran desafío, tanto que evidenciar una eficiencia mayor al 50%, garantiza una adecuada extracción de petróleo, en la figura 1, se presenta los sub-métodos aplicados en este país.

Figura 1:
Factores de recobro utilizados en Irán



Fuente: Ortega O., Khosravi M., Salehpour, 2024, Factores de recobro utilizados en Irán, Ilustración.

Flujo Marangoni: CO₂ casi miscible. El flujo Marangoni al generar un 87,1% de recobro, es conocido como la transferencia de materia a través del interfaz provocado por el gradiente de tensión interfacial (IFT) mediante la inyección de CO₂ de manera naturalmente, sin ninguna restricción en la

matriz. Se llevaron a cabo dos experimentos completos: sin flujo Marangoni, el primero y flujo conectivo relacionado con IFT, el segundo (Khosravi M., Rostami, Emadi, & Roayaei, 2014).

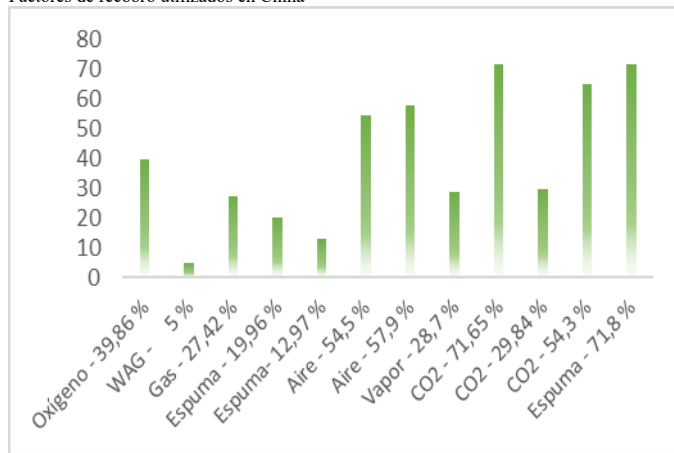
La recuperación de petróleo durante la inyección de CO₂ se ve afectada por el flujo Marangoni al posponer que el tiempo de avance permite que esta mejore. La recuperación de petróleo aumenta linealmente conforme aumenta el flujo de Marangoni y avanza la invasión de CO₂ en los poros (Khosravi M., Rostami, Emadi, & Roayaei, 2014).

La aplicación del flujo Marangoni (Inyección de CO₂ casi miscible) en un estudio realizado en Irán alcanzó los 87,1 % en la tasa de recobro lo cual representa una excelente alternativa para replicación en campos maduros nivel mundial (Khosravi M., Rostami, Emadi, & Roayaei, 2014).

3.1.1.2. China

El interés por la recuperación de petróleo en China se ve reflejado en la figura 2, en la cual se ilustran los sub-métodos utilizados como:

Figura 2:
Factores de recobro utilizados en China



Fuente: Oscar O., Huan Q., Ji, Xie, Chen, Khoshkalam, Hu, Meng, Dong, Zhang Zhao, 2024, Factor de recobro sub-métodos en China, Ilustración.

Inundación con vapor asistida por un sistema de control de perfiles. - La inyección con vapor es una técnica de recuperación mejorada de petróleo en desarrollo que promete ser muy eficaz en yacimientos de petróleo pesado (Dong, Zhao, Zhang, & Liu, 2023). La inyección con vapor asistida por el sistema de control de perfil ocasionalmente ocasiona taponamiento en los canales dominantes que en consecuencia mejora aún más el factor de recobro (Dong, Zhao, Zhang, & Liu, 2023). El ensayo de inyección de tres tubos paralelos muestra que la recuperación total de petróleo de la inyección con vapor asistida por PCS (Sistema Control de Perfiles) incremento en un 28,7 % considerando que la inyección con vapor llego 83,2 % (Dong, Zhao, Zhang, & Liu, 2023). La inyección de vapor asistida por PCS tiene un efecto plausible en la eficiencia de barrido de núcleos heterogéneos, lo que produce un aumento de 9,46% en la recuperación mejorada de petróleo en comparación con el barrido de núcleos homogéneos (Dong, Zhao, Zhang, & Liu, 2023).

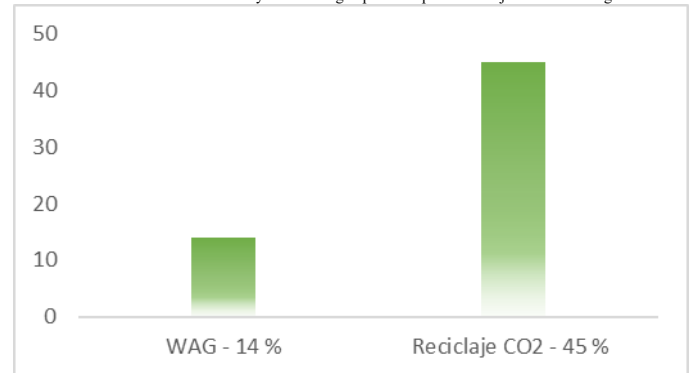
Inyección de aire con oxígeno reducido. - La oxidación a baja temperatura (LTO), no es posible entre el aire escaso en oxígeno y el petróleo crudo, y el efecto de inyección del aire escaso en oxígeno es semejante al del nitrógeno.

Cuanto se tienen altas temperaturas, el grado de recuperación en la culminación de la inyección de aire escaso de oxígeno es de 39,86 (O₂) %, mientras que con inyección de nitrógeno es de 36,56%, este ensayo se empleó en China como parte de una investigación para recuperación de petróleo en campos maduros en el norte se del país mencionado (Huan Q., et al., 2021).

3.1.1.3. Noruega

En Noruega la recuperación mejorada de petróleo ha tomado un papel muy importante, uno de los estudios más representativos es el reciclaje e inundación de CO₂, en el cual se alcanzó el 45 % de factor de recobro. En la figura 3 se representan dos estudios en los cuales se denotan los porcentajes de recobro por inyección WAG y reciclaje e inundación de CO₂.

Figura 3
Factor de recobro versus técnica de inyección de agua para recuperación mejorada en Noruega.



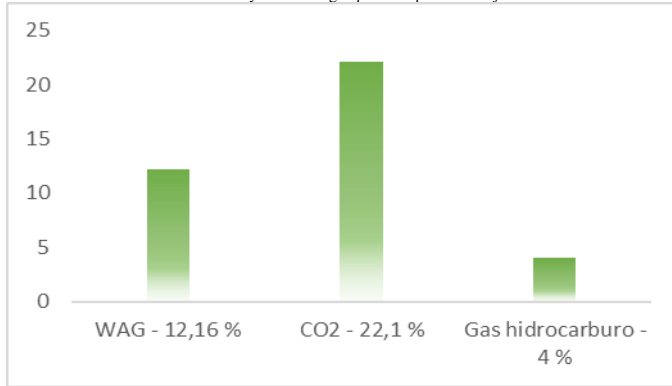
Fuente: Ortega O., Hinderaker, Cavanagh, 2024, Factor de recobro versus técnica de inyección de agua para recuperación mejorada Noruega, Ilustración.

3.1.1.4. Estados Unidos

En Estados Unidos la oportunidad de recuperación de petróleo en campos maduros sugiere un avance significativo en estudios de técnicas alternativas o combinaciones de las técnicas ya existentes, como: WAG y Espumas de CO₂.

En la figura 4 se puede apreciar que la técnica WAG muestra como la simulación también encontró que la producción llego a un factor de recobro del 12,16%, lo que marca la inyección de agua combinada con CO₂ como un tema importante para futuras investigaciones (Zhang, Wang, & Xue, 2015).

Figura 4
Factor de recobro versus técnica de inyección de agua para recuperación mejorada Estados Unidos.



Fuente: Ortega O., Zhang, Saini, Ozowe, 2024, Factor de recobro versus técnica de inyección de agua para recuperación mejorada Estados Unidos, Ilustración.

3.1.1.5. Otros Países

Rusia. Inyección de espuma. - Estudios sugieren que la espuma, una mezcla de gas y líquido, favorece ampliamente la eficiencia del barrido en la operación de inyección de gas, incrementa los depósitos de gas en el yacimiento y disminuye la emulsión de gas-petróleo. De hecho, la inestabilidad de la espuma y el riesgo de taponamiento de poros implica en que no sea implementada esta técnica frecuentemente en condiciones de campo (Bello, Ivanova, Rodionov, & Aminev, 2023). Se ha comprobado que las nanopartículas influyen en la estabilidad de la espuma a lo largo del tiempo. Lo cual no ocurre con los tensioactivos, puesto que la eficiencia de las nanopartículas para incrementar la recuperación de petróleo está estrechamente ligado a la acumulación de estas en la interfaz gas-líquido de las espumas, lo cual favorece de manera directa la estabilidad al disminuir el contacto líquido-gas y evitar el escurrimiento de líquido y propagación de gas. Estos son menos susceptibles a generar depósitos en la superficie de la roca, debido a su tamaño que por lo general suele ser <100 nm (Bello, Ivanova, Rodionov, & Aminev, 2023). En esta investigación efectuada en Rusia se empleó este ensayo, obteniendo un 28,9 % en la tasa de recobro.

India. Inyección WAG. - El CO₂ es un componente muy efectivo en la recuperación de petróleo, pero su costo y disponibilidad en los campos petroleros ha provocado la búsqueda de alternativas de almacenamiento o combinaciones con otro componente más barato (Nasser, Bera, & Ramalingam, 2023). De lo anterior surgieron las estrategias de inyección agua-gas-alternativa (WAG), WAG vertical y horizontal sincronizado, inyección sincronizada de agua y WAG vertical, inyección sincronizada de agua y gas por separado (SSWAG), e inyección sincronizada de agua y gas no por separado (SNS-WAG).

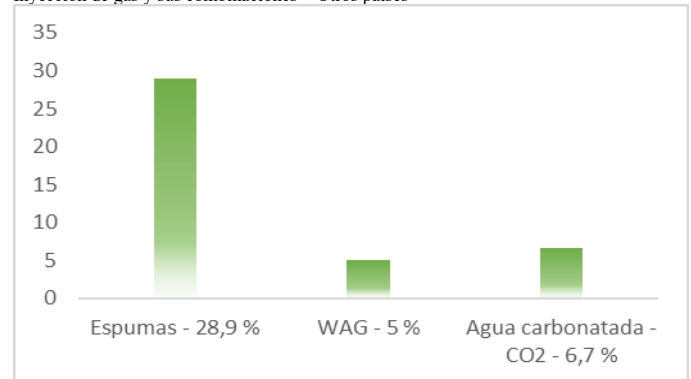
En la India se han empleado varios estudios acerca de del método WAG, para lo cual plantearon todas las estrategias citadas anteriormente para favorecer la recuperación de petróleo (Nasser, Bera, & Ramalingam, 2023). Con lo cual se obtuvo un 70 % de tasa de recobro teniendo un aumento del 5

%. El análisis numérico y condicional determinaron que la pureza y el tiempo de inmersión del CO₂ causan un efecto inverso en la tasa de producción de petróleo y que SNS-WAG resultó en una mejor tasa de recuperación de petróleo que SS-WAG (Nasser, Bera, & Ramalingam, 2023)

República de Corea. Inyección de agua-gas carbonatada con CO₂ casi miscible. - El CO₂ empleado en la operación de inyección de gas es más ventajoso que otras opciones de gas, debido a que el CO₂ al ser un gas de efecto invernadero, sugiere una solución ambientalmente sostenible como reducción de su almacenamiento en la atmósfera. La inyección de CO₂ puede ser miscible o inmisible con respecto al petróleo residual a expensas de la presión del yacimiento, generando hinchazón del petróleo y disminución de viscosidad; lo cual causa que el petróleo se mueva fácilmente hacia los pozos productores (Nasser, Bera, & Ramalingam, 2023). De lo anterior podemos afirmar que, un método plausible para mejoras en la recuperación de petróleo es la inyección de CO₂. A pesar de que esta técnica no tiene una buena eficiencia de barrido volumétrico en condiciones de yacimiento.

Una buena combinación es la inyección de agua saturada de CO₂ (carbonatada) (CWI). La existencia de variaciones de flujo locales causadas por emulsión durante CWI favorecieron la efectividad de recuperación de petróleo poniendo al petróleo residual en contacto con salmuera carbonatada. El CWI secundario al igual que el terciario permitieron una recuperación de petróleo, un 24% y un 20% respectivamente más alta, en comparación con la inyección de agua convencional (Salehpour, Riazi, Malayeri, & Seyyedi, 2020).

Figura 5:
Inyección de gas y sus combinaciones – Otros países

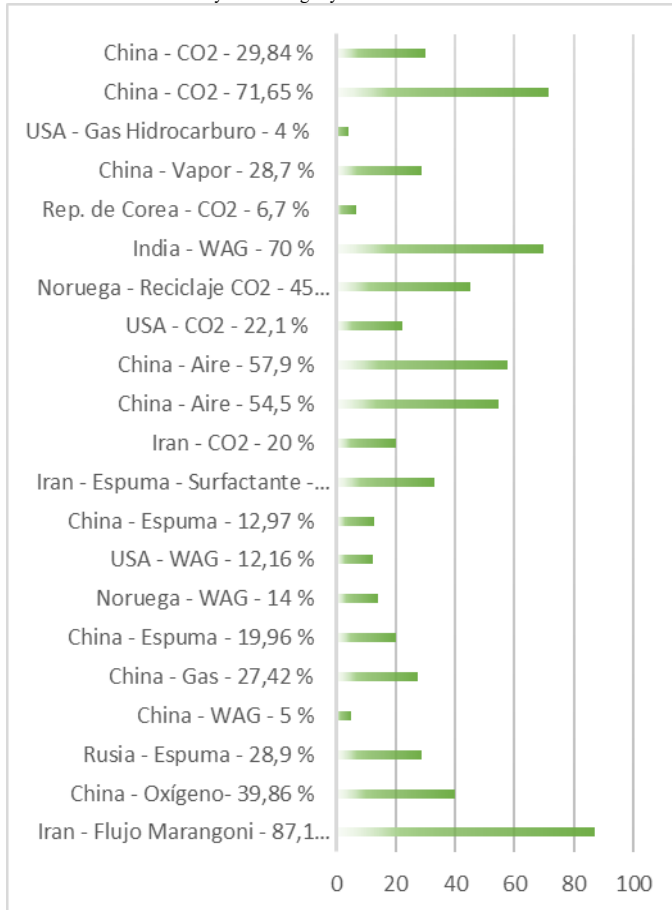


Fuente: Ortega O., Bello, Nasser, Ji, 2024, Inyección de gas y sus combinaciones en Rusia, India y Rep. de Corea, Ilustración.

3.1.1.6. Hallazgos

Como se detalla en la figura 6 la inyección de gas se realiza en muchos países alrededor del mundo, predominando en países como China, USA, Irán, Noruega, República de Corea, Rusia, e India. A continuación, presentamos puntos comparativos y similitudes en la investigación:

Figura 6
Factor de recobro técnica inyección de gas y sus combinaciones a nivel mundial



Fuente: Ortega O., 2024, Factor de recobro técnica inyección de gas y sus combinaciones a nivel mundial, Ilustración.

Los estudios analizados en esta investigación se centraron en el aumento del factor de recobro con la aplicación de una o varias técnicas derivadas de la inyección de gas.

- CO₂.** En China, Noruega y USA están enfocados en el reciclaje e inyección de CO₂, con miras en el aumento de la tasa de recobro y la disminución de los costos; como es el caso en Noruega y USA, con el reciclaje e inyección de CO₂, con lo cual se obtuvo reducciones significativas en los gastos de CAPEX (Cavanagh & Ringrose, 2014), como instalaciones de pozos marinos y modificaciones de plataformas para almacenamiento de CO₂, así como también aumento en el factor de recobro significativo (45 y 22,1 % respectivamente); en China y USA, se analizaron estudios que coincide en el empleo del software Winprop™ de CMG, para modelar PVT como propiedades de fase (Zhang, Lei, Zhang, & Tao, 2023).
- WAG.** En China, India, República de Corea e Irán, están enfocados en aplicar la técnica WAG (inyección simultanea de agua y gas CO₂), bajo distintos arreglos y fases, teniendo las siguientes similitudes entre estos países: En China e Irán se revisaron estudios cuyo enfoque no estaba regido a la determinación del aumento de la tasa de recobro, sino

más bien cómo cambia la tasa de cobro al emplear varios arreglos y distintas fases como fase líquida inmiscible en fase gaseosa miscible y viceversa, para lo cual se obtuvieron factores relativamente bajos (Zhao, et al., 2023); En estudios realizados en India y República de Corea, para la simulación de PVT se emplearon en ambos estudios el software GEM de CMG, los cuales sirvieron para determinar las presiones óptimas a las cuales la inyección de gas y agua favoreció el aumento de movilidad del petróleo para la obtención de tasa de recobro altas (Nasser, Bera, & Ramalingam, 2023).

- Espumas.** Irán, China y Rusia existen estudios que avalan la implementación de espumas de CO₂ con agentes impulsores de viscosidad y espumantes. En estos estudios todos concluyen en que aumentar la viscosidad en la fase de propagación de la espuma permite el aumento en el factor de recobro, para lo cual se obtuvieron 32.9, 28.9 y 19.96 respectivamente (Bello, Ivanova, Rodionov, & Aminev, 2023).

3.1.2. Inyección de agua y sus combinaciones

Este método surgió por accidente en 1865 en la ciudad de Pithole, Pennsylvania (Herrera, 2013). Accidentalmente ocurrieron las inyecciones de agua procedente de acuíferos de poca profundidad o agua superficial almacenada que provoca influjos en pozos perforados, estos influjos provocaron el incremento de la producción de petróleo en los pozos adyacentes (Herrera, 2013). En 1890 se echó por tierra la idea de que la inyección de agua solo servía para mantener la presión del yacimiento, lo cual se produjo por la observación oportuna de operadores que se percataron de que la inyección de agua mejoró la producción de petróleo (Herrera, 2013).

En el comienzo del empleo de esta técnica la inyección de agua se realizaba en un solo pozo, con el transcurrir del tiempo la invasión de agua fluyó a pozos vecinos, los cuales se empezaron a usar como pozos en paralelo para aumentar la producción de petróleo, llamado “invasión en círculo” (Herrera, 2013).

La inundación de agua hoy en día puede ser considerada una de las técnicas más conocidas de recuperación mejorada de petróleo, se estableció como uno de los métodos que más ha contribuido al aumento de recobro de petróleo, debido a esto, podemos decir que más del promedio de la producción mundial de petróleo se debe a la inyección de agua (Herrera, 2013).

Existen varias combinaciones de inyección de químicos con agua que favorecen el aumento de la tasa de recobro, dentro de estos químicos se encuentran surfactantes, polímeros y compuestos inorgánicos (Herrera, 2013).

La inyección de tensioactivos se está empleando en gran manera como un método que promete gran eficiencia en yacimientos levemente agotados. En los sistemas mojados por agua, es notable que el petróleo aún queda atrapado a pesar

de haber efectuado la inyección de agua siendo este un continuo y consistiendo en gotas de petróleo separadas y nódulos entrampados en los poros (Agharazi-Dormani, Hornof, & Neale, Elsevier, 1989).

Los polímeros son ampliamente empleados en operaciones ligadas a perforación y producción de petróleo.

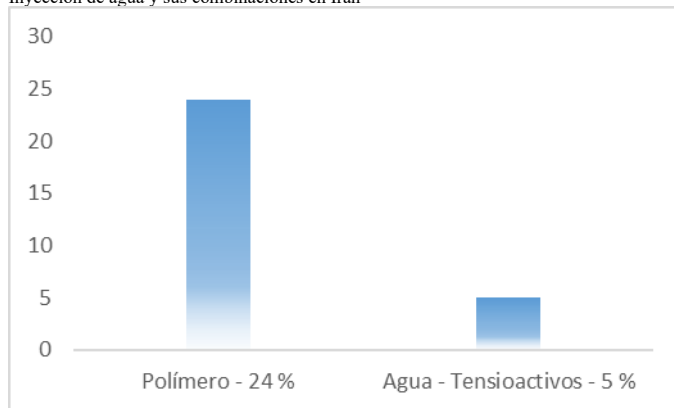
Dado el caso, la inundación con agua combinada con polímeros, es una técnica que puede ser combinada también con otros agentes químicos dando el aumento de la viscosidad del agua como la principal función de la inundación con polímero en la recuperación mejorada de petróleo. La reología es un factor decisivo a la hora de hablar de polímeros, puesto que esta se ve afectada por los mismos (Taylor & Nasr-El-Din, 1998).

En esta investigación se efectuó un vistazo a la inundación de agua y sus combinaciones con otros componentes químicos, a nivel mundial, teniendo como resultado la eficiencia en la tasa de recobro, presentada en las figuras;

3.1.2.1. Irán

A continuación, en la figura 7 se presentan los principales estudios realizados con base a los submetodos aplicados en Irán acerca de la inyección de agua.

Figura 7:
Inyección de agua y sus combinaciones en Irán



Fuente: Ortega O., Firozjaei, Aghdam, 2024, Inyección de agua y sus combinaciones – Irán, Ilustración.

Inyección Agua baja salinidad – surfactantes. Se evaluó el agua con salinidad baja y la imbibición de surfactante como fluidos de fracturación hidráulica y recuperación mejorada en yacimientos ricos en líquido. Los recursos presentes en el estrato de lutita pueden ser aprovechados mediante el uso de la tecnología de fracturación hidráulica de múltiples etapas en pozos horizontales. La mojabilidad puede ser afectada a un estado hidrofílico y con disminución de la tensión interfacial, al modificar la concentración iónica de la salmuera e inyectar surfactante, lo cual puede movilizar el petróleo residual (Weldu, Li, Zhou, Alharthy, & Wang, 2017).

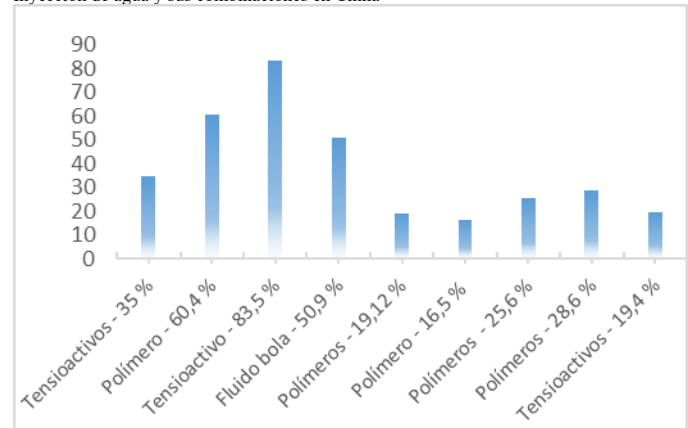
El surfactante en la imbibición e inyección de agua con baja salinidad puede resultar en una alteración representativa de la humectabilidad y en una disminución de la tensión interfacial,

lo cual recae en una mejora de la producción de petróleo en formaciones ultra-apretadas estimuladas, teniendo 57,6 % en la tasa de recobro. La expulsión de gotas de petróleo mediante agua con baja salinidad adicionada con surfactante es menos efectiva si se utiliza agua con alta salinidad (agua con alta salinidad adicionada con surfactante) como fluido de fracturación, debido a este hecho es recomendable evitar los fluidos con alta salinidad mientras se realiza la fracturación hidráulica (Weldu, Li, Zhou, Alharthy, & Wang, 2017).

3.1.2.2. China

A continuación, en la figura 8 se presentan los principales estudios realizados con base a los submetodos aplicados en China acerca de la inyección de agua.

Figura 8:
Inyección de agua y sus combinaciones en China



Fuente: Ortega O., Zhang, Pi, Zhao, Alhomadhi, Wang, Liu, Fei, Pi, 2024, Inyección de agua y sus combinaciones – China, Ilustración.

El fluido de bola difusa, compuesto por dos fases, de bola difusa y fluido base. Sugiere un aumento aproximado del 30 % en la tasa de recuperación de petróleo una vez realizada la inyección con agua y la inyección con polímeros, lo cual se ha verificado en ensayos de laboratorio y aplicaciones de campo. La bola difusa se dividió en estructura de bola difusa y estructura de hilo dental. Por lo tanto, los resultados EOR del fluido de bola difusa se dividieron en tres partes: (a) fluido base. La emulsificación forma principal en que mejora la recuperación de petróleo; (b) estructura de bola difusa. Mecanismos EOR, fueron principalmente los siguientes: desplazamiento de acuífero para el aceite membranoso, y compresión para el aceite de extremo ciego; (c) estructura del hilo dental. En términos de recuperación mejorada, en este ensayo se obtuvo el siguiente aporte; fluido base 18,35 %, la estructura de bola difusa 50,94 % y la estructura de hilo dental fueron 30,71 %. Mejoró la recuperación de petróleo a través del mecanismo de enredo y transporte.

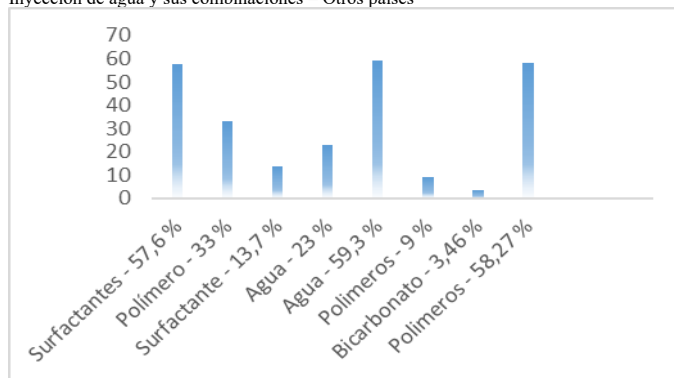
Inyección microesferas de polímeros multiescalar. Simularon el proceso de taponamiento por microesferas y nano esferas empezando por la fractura hasta la matriz por medio de ensayos centrales. El rendimiento de taponamiento de microesferas de múltiples series (microesferas y nano esferas) en la matriz central se valoró midiendo la tasa de taponamiento y otros parámetros (Wang, Chen, Hu, Ju, & Ke,

2023). Emplearon como patrón de valoración la recuperación mejorada de petróleo luego de un taponamiento sinérgico con microesferas de múltiples series, efectuaron una evaluación de sensibilidad de parámetros de inyección y se destacó la combinación de parámetros que más se ajusta a los requerimientos de inyección por medio ensayos ortogonales (Wang, Chen, Hu, Ju, & Ke, 2023). La máxima tasa de recuperación de petróleo luego de la obstrucción fue de 19,12 %, se sugiere debido a una combinación de parámetros de inyección: la inundación total fue de 0,6 PV, la proporción de inyección entre nanoesferas y microesferas fue de 2:1, la rapidez de inyección fue de 1,5 ml/min 1, y el tiempo de preparación fue de 6 días (Wang, Chen, Hu, Ju, & Ke, 2023).

3.1.2.3. Otros países

A continuación, en la figura 9 se presentan los principales estudios realizados con base a los submetodos aplicados en Estados Unidos, India, Canadá, Vietnam, Arabia Saudita, Kazajistán, Dinamarca y Malasia, acerca de la inyección de agua.

Figura 9:
Inyección de agua y sus combinaciones – Otros países



Fuente: Ortega O., Weldu, Kumar, Agharazi, Quy, Rashidi, Daulytayeva, Mohammadkhani, Al-Jaber, 2024, Inyección de agua y sus combinaciones en Estados Unido, India, Canada, Vietnam, Arabia Saudita, Kazajistan, Dinamarca y Malasia, Ilustración.

Inyección polímero, tensioactivos y álcali – India. La inyección de polímero, seguida de tensioactivos y álcali (ASP), es uno de los métodos EOR con mayor porcentaje de eficiencia dentro de los candidatos de recuperación de petróleo (Kumar, Kumar, & Bera, 2023). En la inyección ASP, los productos químicos combinados incrementan el tamaño de los poros y la eficiencia del barrido volumétrico (Kumar, Kumar, & Bera, 2023). Se realizaron ensayos de estudios de laboratorio en ASP para recuperación mejorada química, los cuales evidenciaron, que se generó la disminución de la tensión superficial, reducción de la tensión interfacial y emulsificación de petróleo y agua y cambios de la viscosidad, al efectuar una secuencia de experimentos de inyección en núcleos de arenisca obteniendo buena recuperación entre 23% y 33% (Kumar, Kumar, & Bera, 2023). Finalmente, concluyeron que la inundación con polímero surfactante da como resultado una buena recuperación (Kumar, Kumar, & Bera, 2023).

Inyección de polímeros orgánicos con Nanopartículas – Malasia. Los nanomateriales biodegradables han llamado la atención en los últimos tiempos como nuevos materiales que pueden incurrir en la recuperación de petróleo. Estos microcristales tienen propiedades extraordinarias con respecto a otros, las micropartículas, debido a su increíble relación superficie-volumen. Ensayos experimentales recientes han demostrado que estos nanomateriales se pueden emplear como rellenos para perfeccionar las propiedades mecánicas y de barrera de los biocompuestos (Al-Jaber, et al., 2023). Las nanopartículas de almidón a base de yuca y ñame morado han provocado gran interés porque son materiales baratos, abundantes, no tóxicos y biodegradables. Mientras se realizaba el procesamiento de los tubérculos de yuca y ñame morado para obtener almidón, el tubérculo es descascarado y luego se somete a una serie de operaciones físicas para obtener el almidón y disminuir a un tamaño nanométrico. La inyección del polímero con HPAM produjo una recuperación de petróleo de alrededor del 58,27% (Al-Jaber, et al., 2023).

3.1.2.4. Hallazgos

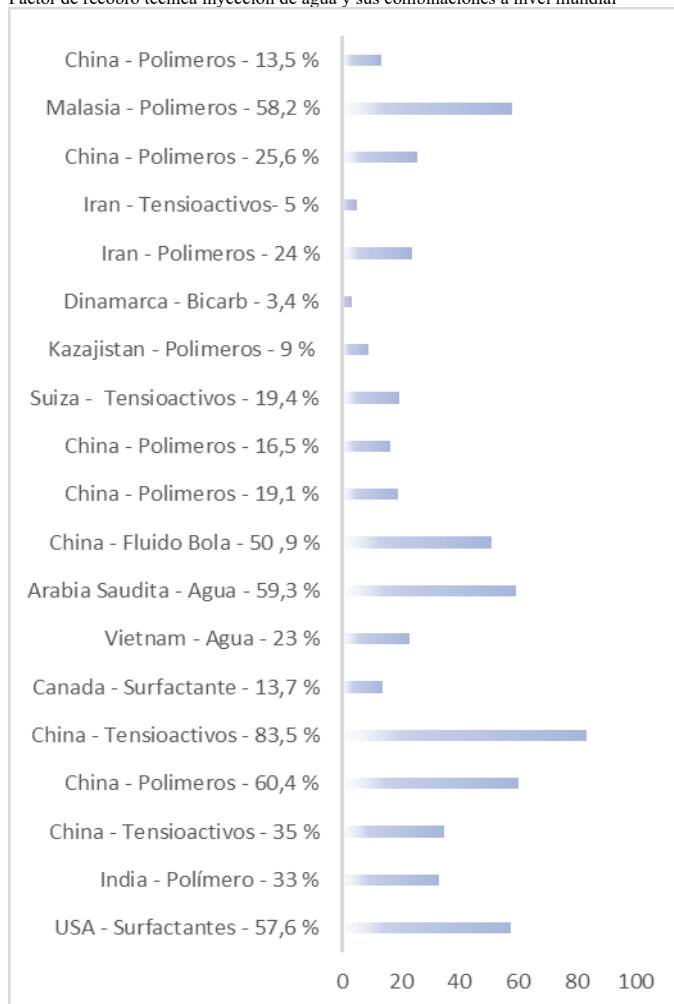
En países como China, USA, República de Corea, India, Malasia, Dinamarca, Irán, Suiza, Kazajistán, Arabia Saudita, Canadá y Vietnam se puede observar en la Figura 10, los porcentajes de factor de recobro frente a las técnicas de recuperación mejorada aplicadas para los países mencionados.

Los estudios analizados en esta investigación se centraron en el aumento del factor de recobro con la aplicación de una o varias técnicas derivadas de la inyección de agua.

- **Agua.** De todos los estudios que se analizaron en Arabia Saudita y Vietnam se encontraron similitudes por el hecho de comparar n núcleos obtenidos de pozos verticales y horizontales, a pesar de que ambos se centraron en el aumento de la tasa de recobro y la comparativa de núcleos, en Vietnam su estudio dio un giro puesto que se pudo predecir que en los pozos horizontales la inyección de agua permitirá la producción de 3.658.166 bbls en 20 años (Quy, Ranjith, Choi, Giao, & Jasinge, 2007), lo cual no ocurrió en Arabia Saudita ya que en este estudio solo se compararon los núcleos en función de su factor de recobro para los ensayos experimentales, teniendo que la inyección de agua en pozos horizontales 1 % más en la tasa de recobro (Alhomadhi, Amro, & Almobarky, 2013).
- **Polímeros.** Se analizaron varios estudios en los cuales se tuvo en común la inyección de agua con inyección de polímeros, teniendo que, en países como Malasia, China, Irán, e India, en los cuales se obtuvieron observaciones peculiares: En Irán e India se emplearon para ambos estudios el software CMG Stars para la simulación numérica con base en la inundación de polímeros y la determinación del incremento de la tasa de recobro, para lo cual se

obtuvo 24 y 33 % respectivamente; Malasia y China realizaron estudios de aplicación de polímeros con partículas, teniendo que en Malasia se experimentó con polímeros orgánicos naturales y nanopartículas orgánicas que favorecieron el aumento de la tasa de recobro alcanzando un 58.27 % lo cual es un porcentaje muy bueno y representa una alternativa ecoamigable a diferencia del estudio realizado en China, en el cual se emplearon polímero y Nanopartículas sintéticas cuyo enfoque se centró en la recuperación de petróleo con inundación de un sistema heterogéneo sellar adecuadamente los canales de filtración de alto flujo y mejorar la eficiencia del lavado de aceite, con lo cual se obtuvo 28,6 % (Pi, et al., 2023).

Figura 10
Factor de recobro técnica inyección de agua y sus combinaciones a nivel mundial



Fuente: Ortega O., 2024, Factor de recobro técnica inyección de agua y sus combinaciones a nivel mundial, Ilustración.

- **Tensioactivos.** Se analizaron varios estudios en los cuales se tuvo en común la inyección de agua con inyección de tensioactivos, teniendo que, en países como Kazajistán, Irán, Canadá, China y USA, en los cuales se obtuvieron hallazgos muy notables: en Kazajistán e Irán se realizaron investigaciones en las cuales se documentó la importancia de la elección del

tensioactivo adecuado, en Irán por ejemplo el tensioactivo CTAB mediante la reducción de la tensión interfacial y el cambio en la humectabilidad, promueve el incremento del factor del recobro en un 10 % mientras que SDS y TX aumentan la tasa de recobro en un 12% y 9%, respectivamente, mediante la alteración de la humectabilidad y la migración fina extrema (Dauyltayeva, et al., 2023), por otro lado en Kazajistán la tasa de recobro incremento un 22% mediante inundación con nanopartículas y Tensioactivo CTAB, lo cual se debe a la reducción de la tensión interfacial por el tensioactivo y al control de la adsorción por las Nanopartículas (Aghdam, Kazemi, & Ahmadi, 2023); en Canadá e Irán se encontraron similitudes en estudios realizados en estos países, para lo cual se halló en Canadá que la disminución de la tensión interfacial es provocada por la inyección de un precipitado que formaba una sal inorgánica (Na_2CO_3) en lugar de un Tensioactivo (Agharazi-Dormani, Hornof, & Neale, Journal of Petroleum Science and Engineering, 1990), lo cual también ocurrió en Irán promovido por la migración de finos (Aghdam, Kazemi, & Ahmadi, 2023); China y USA, están enfocados en promover soluciones más amigables con el medio ambiente, como es el caso de China, cuyas investigaciones documentaron la acción de bacterias que segregan tensioactivos bajo ciertas condiciones, obteniendo el 83,55 % de factor de recobro (Zhao, et al., 2023), USA promueve la reutilización de agua salada proveniente del lecho marino como alternativa para eliminar el empleo de agua enriquecida con sales inorgánicas (Weldu, Li, Zhou, Alharthy, & Wang, 2017).

3.1.3. Inyección de nanofluidos y sus combinaciones

Las nanopartículas son dispersables en medio fluido (como etilenglicol, aceite, agua, salmuera y tensioactivos) para acondicionar nanofluidos. Con base en las propiedades de las nanopartículas y la base del fluido, las características térmicas, ópticas, eléctricas, reológicas y magnéticas, y la estabilidad del nano fluido estos podrán adaptarse a distintas aplicaciones (Schneider, Cesca, Maria de Amorim, & Hotza, 2023). En la industria petrolera, las nanopartículas se han empleado en operaciones de perforación, procesamiento de aguas residuales, neutralización de corrosión, producción, transferencia de calor y recuperación mejorada de petróleo (Schneider, Cesca, Maria de Amorim, & Hotza, 2023).

Schneider. (2023) documentó el empleo de nanopartículas de sílice (SiO_2), dióxido de titanio (TiO_2), óxido de grafeno (GO) y óxido de aluminio (Al_2O_3) para favorecer el cambio de las propiedades reológicas de los nanofluidos (Schneider, Cesca, Maria de Amorim, & Hotza, 2023). La técnica de acondicionamiento de nanopartículas puede ejercer un papel esencial en el control de propiedades fisicoquímicas, como el tamaño, la morfología y el punto de carga cero, lo que repercute en la estabilidad del nano fluido. Hidrotermal, la coprecipitación, el sol-gel, la deposición química de vapor y la

biosíntesis, son métodos de acondicionamiento de nanopartículas con alto margen de aceptación (Schneider, Cesca, Maria de Amorim, & Hotza, 2023).

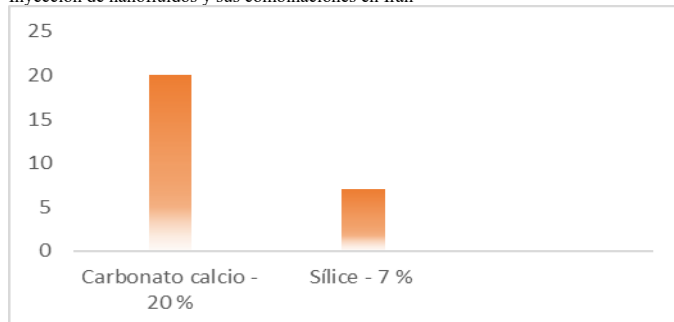
Hu. (2023) reconoció el potencial de las nanopartículas para mejorar la recuperación de petróleo; sin embargo, la mayoría de estos estudios se han concentrado exclusivamente en la aplicación de nanopartículas de SiO₂, sin investigar a fondo los efectos sinérgicos de las nanopartículas, tensioactivos y polímeros de SiO₂ (Hu, Fu, Zhou, & Wu, 2023). La muy alta estabilidad, los resultados de la tensión interfacial y las alteraciones de la humectabilidad indican las ventajas potenciales de agregar nanopartículas (Hu, Fu, Zhou, & Wu, 2023).

En esta investigación se efectuó un vistazo a la inundación de nanofluidos y sus combinaciones con otros componentes químicos, a nivel mundial, teniendo como resultados:

3.1.3.1. Irán

A continuación, en la figura 11 se presentan los principales estudios realizados con base a los submétodos aplicados en Irán acerca de la inyección de nanofluidos.

Figura 11:
Inyección de nanofluidos y sus combinaciones en Irán



Fuente: Ortega O., Rashidi, Rezaei, 2024, *Inyección de nanofluidos y sus combinaciones en Irán, Ilustración.*

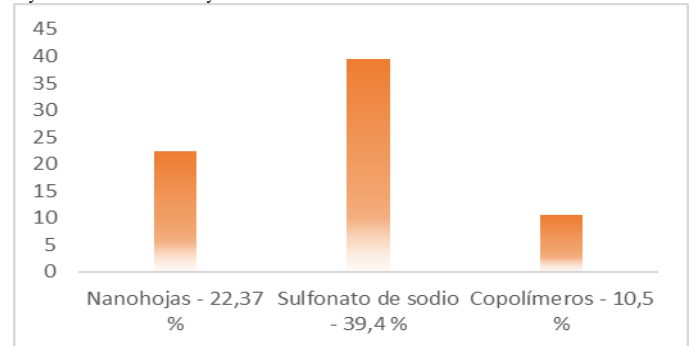
Nanofluido de carbonato de calcio a base de agua. Se examinó la alteración de la humectabilidad de muestras de roca arenisca mediante nanofluido de carbonato cálcico ecológico a 25 °C y 80 °C. La superficie de la roca tratada con nanofluido mostró una reducción del ángulo de contacto a ambas temperaturas. En general (a excepción de una concentración muy baja de nanopartículas, 0,0125 % en peso), se observó una mayor alteración de la humectabilidad hacia la humectación por agua a 80 °C en comparación con 25 °C. La razón detrás de este comportamiento puede ser debido a una mayor rugosidad de la superficie de la roca y el cambio en la carga superficial a mayor temperatura. La imagen FE-SEM confirmó la colocación de nanopartículas en la superficie de la roca. El cambio máximo en la humectabilidad de la roca se observó a 0,025 % en peso de nanofluido (concentración óptima), donde se midió una reducción del 60 % y del 75 % en el ángulo de contacto a 25 °C y para 80 °C respectivamente. La inundación del micro-modelo de vidrio mojado en aceite tanto con agua como con nanofluido mostró un 20% más de recuperación de aceite a partir de la concentración óptima de

nanofluido (0,025 % en peso) en comparación con la inundación normal con agua. Las imágenes a nivel de poro confirmaron la alteración de la humectabilidad hasta una fuerte humectación por agua y un buen barrido microscópico del petróleo.

3.1.3.2. CHINA

A continuación, en la figura 12 se presentan los principales estudios realizados con base a los submétodos aplicados en China acerca de la inyección de nanofluidos.

Figura 12:
Inyección de nanofluidos y sus combinaciones en China



Fuente: Ortega O., Mao, Hu, Wang, 2024, *Inyección de nanofluidos y sus combinaciones en China, Ilustración.*

Inyección de Nanofluidos de Nanohojas Janus a Base de Caolinita Anfílica. Se prepararon nanohojas Janus a partir de caolinita, primero intercalándola con DMSO y exfoliándola mediante ultrasonidos (KaolNS). La anfifilicidad de las nanohojas Janus se logró al injertar activamente el lado de la lámina octaédrica de alúmina (AOS) con 3-metacriloxipropiltrimetoxisilano (KH570). La anfifilicidad varió con la temperatura de injerto, obteniéndose una nanhoja de Janus intermedia, KaolKH@40, a 40 °C, y una nanhoja de Janus fuerte, KaolKH@70, a 70 °C (Mao, Lanzon, Zheng, & Xu, 2023). La anfifilicidad se confirmó mediante mediciones del ángulo de contacto, demostrando hidrofobicidad en la superficie AOS e hidrofobicidad en la superficie STS de las nanohojas (Mao, Lanzon, Zheng, & Xu, 2023). Al emplear estas nanohojas en emulsiones, KaolKH@40 estabilizó preferentemente las emulsiones O/W, mientras que KaolNS y KaolKH@70 tendieron a formar películas interfaciales planas y trepantes en los tubos.

Aunque las emulsiones Pickering (EOR) mostraron un rendimiento superior, con una tasa del 22.37% para nanofluidos que contenían 0.01% en peso de KaolKH@40, las películas interfaciales también demostraron buenos resultados en la recuperación de petróleo a concentraciones tan bajas de nanoláminas (Mao, Lanzon, Zheng, & Xu, 2023).

Alfa-Olefina Sulfonato de Sodio (AOS) y Poliácridamida Hidrolizada (HPAM) Asistida por Nanopartículas de SiO₂. En experimentos de desplazamiento de petróleo con núcleos de roca de baja permeabilidad, la aplicación de AOS y HPAM como tensioactivos para una recuperación mejorada de petróleo aumentó la tasa de recuperación en un 24.5% en

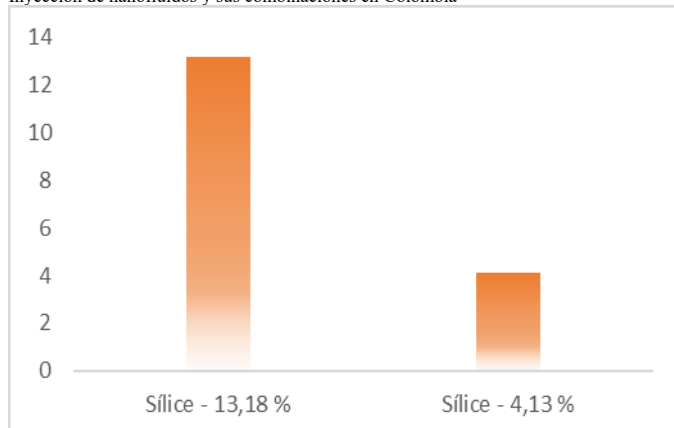
comparación con la inyección de agua. La adición de nanopartículas de SiO₂, junto con tensioactivos y polímeros, incrementó la tasa de recuperación en un 21.6% en núcleos de roca de baja permeabilidad. Estas nanopartículas bloquearon las gargantas de los poros pequeños, aumentando la resistencia y obstaculizando el flujo libre de fluido. En núcleos de roca de alta permeabilidad, el uso de AOS y HPAM resultó en un aumento del 34.6% en la tasa de recuperación, y la adición de nanopartículas de SiO₂ incrementó la tasa en un 39.4% en comparación con la inyección de agua (Hu, Fu, Zhou, & Wu, 2023) (Hu, Fu, Zhou, & Wu, 2023).

Las nanopartículas de SiO₂ generaron estructuras en forma de cuña, creando presión de separación estructural que impulsó el petróleo hacia adelante y mejoró la difusión. Además, cambiaron la humectabilidad de las superficies de las rocas, reduciendo la adsorción de petróleo y mejorando la recuperación del petróleo (Hu, Fu, Zhou, & Wu, 2023). En núcleos de baja permeabilidad, las nanopartículas redujeron la efectividad de AOS y HPAM al obstruir los espacios porosos pequeños, aumentando la resistencia y dificultando el flujo de fluido. A pesar de esto, las nanopartículas mejoraron la humectabilidad de la superficie de la roca, facilitando una mayor recuperación de petróleo. De hecho, las nanopartículas cambian la humectabilidad de la superficie de la roca, disminuyendo la adherencia del petróleo crudo e incrementar la tasa de recobro de petróleo (Hu, Fu, Zhou, & Wu, 2023).

3.1.3.3. COLOMBIA

A continuación, en la figura 13 se presentan los principales estudios realizados con base a los submetodos aplicados en Colombia acerca de la inyección de nanofluidos.

Figura 13:
Inyección de nanofluidos y sus combinaciones en Colombia



Fuente: Ortega O., Buitrago, López, 2024, *Inyección de nanofluidos y sus combinaciones en Colombia, Ilustración.*

Nanopartículas de sílice en soluciones de goma xantana. Los nanofluidos evaluados fueron superiores a las soluciones de polímeros HPAM y XG, exhibiendo un mejor perfil de viscosidad, pruebas de saturación de roca y eficiencia de desplazamiento. Las soluciones poliméricas de HPAM y XG podrían haber tenido una degradación por envejecimiento acelerado durante la prueba de inundación del núcleo, dadas las condiciones de temperatura y presión. Las nanopartículas

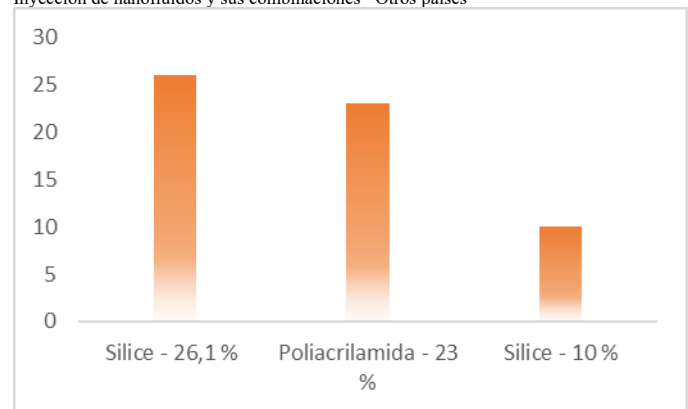
podieron retrasar el envejecimiento de la estructura del polímero XG y lograr un mejor rendimiento de los nanofluidos en el proceso de inundación.

Estos datos evidencian que la adición de moléculas poliméricas, como HPAM y XG, en la etapa inicial permite alcanzar mayores eficiencias de recuperación de petróleo en comparación con la simple inyección de agua. Sin embargo, el factor de recuperación de petróleo mediante la inyección de nanofluidos supera con creces el obtenido con las soluciones poliméricas. La recuperación incremental de petróleo (condiciones de laboratorio) para el nanofluido fue del 13,18%, y sólo del 7,5% y el 6,6% para las soluciones HPAM y XG, respectivamente.

3.1.3.4. OTROS PAISES

A continuación, en la figura 14 se presentan los principales estudios realizados con base a los submetodos aplicados en República de Corea, Rusia y Brasil, acerca de la inyección de nanofluidos.

Figura 14:
Inyección de nanofluidos y sus combinaciones –Otros países



Fuente: Ortega O., Jang, Pryazhnikov, Schneider, 2024, *Inyección de nanofluidos y sus combinaciones en República de Corea, Rusia y Brasil, Ilustración.*

Inyección de nano-fluido (3-glicidoxipropil) trimetoxisilano-SiO₂. República de Corea. Se analizaron los factores que influyen en el diseño de las condiciones óptimas para la invasión de nano fluido (3-glicidoxipropil) trimetoxisilano (GPTMS) –SiO₂ en la mejora de humectabilidad y la recuperación de petróleo. Las pruebas aplicadas fueron flotación e inundación del núcleo, teniendo que las pruebas de flotación permitieron evaluar las mejoras en la humectabilidad cuyo efecto recayó en la variación de la concentración de nanopartículas, el tiempo de reacción y la temperatura del tratamiento (Jang & Lee, 2023).

La tasa de recobro de petróleo fluctuó entre 7,2% y 26,1%, con variaciones en los tiempos de acción, estos resultados se presentan en la tabla 2. Esta técnica EOR aplicada presento un alto porcentaje de recuperación de petróleo residual, aunque se obtuvieron disparidades en los ángulos de contacto, los cuales fluctuaron entre 9,7 ° y 123,1 °, con la acción de los nanofluidos. Se obtuvieron mejoras significativas en la humectabilidad en todos los ensayos con variaciones de tiempos de acción a partir de las 12 horas. Lo cual indica que

se necesita un tiempo de reacción significativo para producir mejoras en la humectabilidad de una roca carbonatada. También se evidenció disminución de permeabilidad conforme aumento el tiempo de acción, teniendo una relación 0,78 – 12horas y 0,11 – 72 horas (Jang & Lee, 2023).

Inyección de Nanofluido de Carbonato de Calcio a Base de Agua. Rusia. Se examinó el impacto del nanofluido de carbonato de calcio en la modificación de la humectabilidad de núcleos de roca arenisca. Las nanopartículas se obtuvieron mediante precipitación química y se caracterizaron mediante técnicas como difracción de rayos X (XRD), espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier (FTIR), microscopía electrónica de barrido por radiación de campo (FE-SEM) y difusión dinámica de luz (DLS). Se investigaron los efectos de la concentración del nanofluido y la temperatura en la variación de la humectabilidad, determinando la concentración óptima de nanofluido de carbonato de calcio (Pryazhnikov, Pryazhnikov, Skorobogatova, & Minakov, 2023). Se utilizó un micromodelo de vidrio húmedo en 2-D para comparar el rendimiento de la concentración óptima de nanofluido obtenida de los ensayos de humectabilidad con la inyección convencional de agua (Pryazhnikov, Pryazhnikov, Skorobogatova, & Minakov, 2023).

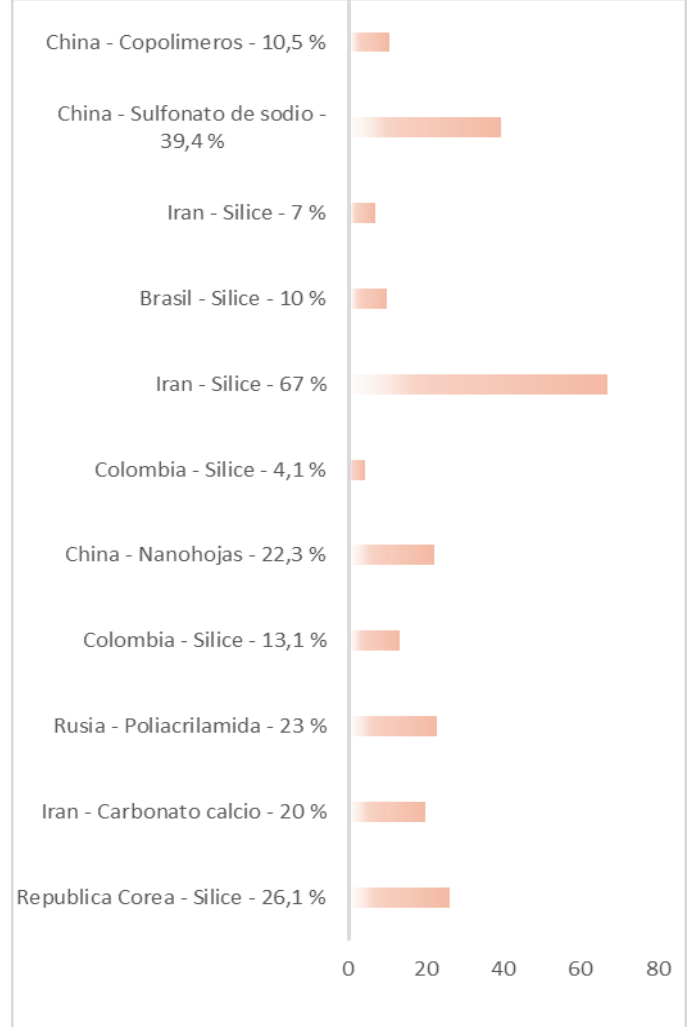
La inyección del micromodelo de vidrio humedecido con aceite, agua y nanofluidos mostró un aumento del 20% en la tasa de recuperación en comparación con la inyección normal de agua, utilizando la concentración óptima de nanofluidos (0.025% en peso) según los estudios de humectabilidad (Pryazhnikov, Pryazhnikov, Skorobogatova, & Minakov, 2023).

3.1.3.5. Hallazgos

La Inyección de nanopartículas, nanomateriales y nanofluidos es una técnica con aplicación en desarrollo que pocos países se permiten aplicar, en Ecuador por ejemplo la aplicación de esta técnica es nula, se han realizado uno o dos estudios, pero no se ha aplicado en un campo maduro, a continuación, en la figura 15, evaluaremos hallazgos en estudios realizados en países como: China, Irán, Brasil, Colombia, Rusia y República de Corea.

Figura 15

Factor de recobro técnica inyección de nanofluidos y sus combinaciones a nivel mundial



Fuente: Ortega O., 2024, Factor de recobro técnica inyección de nanofluidos y sus combinaciones a nivel mundial, Ilustración.

Los estudios analizados en esta investigación se centraron en el aumento del factor de recobro con la aplicación de una o varias técnicas derivadas de la inyección de nanofluidos.

- Sílice.** Países como Irán, Brasil, Colombia y República de Corea, tienen estudios en los cuales se ha experimentado, estudiado y aplicado la técnica de nanofluidos enriquecidos con Sílice. En Irán y Brasil se documentaron estudios a cerca de la aplicación de nanofluidos ecológicos, teniendo que en Irán la inundación de sílice mojada en aceite con agua y nanofluido ecológico de Carbonato de Calcio, mostró un 20% más de recuperación de petróleo a partir de la concentración óptima de nanofluidos. Para lo cual se confirmó la alteración de la humectabilidad con un buen barrido microscópico del petróleo (Rashidi, Kalantariasl, Saboori, & Haghani, Elsevier, 2020), En Brasil se logró una recuperación de petróleo del 10 % después de la inyección de nanofluidos, lo que denota que la sílice de la ceniza de cáscara de arroz tiene una eficiencia plausible con respecto a otras nanopartículas de sílice (Schneider, Cesca, Maria de

Amorim, & Hotza, 2023); en República de Corea y Colombia se empleó de inyección de nanofluidos derivados de sílice seguidos de la inyección de agua y viceversa, para lo cual en República de Corea se alcanzó un máximo de 26,1 % en la tasa de recobro (Jang & Lee, 2023), mientras que en Colombia se alcanzó un aumento del 4,1 % con la inyección de agua seguida de la inyección de nanofluidos (Lopez, Zabala, Cardenas, & Lopera, 2020).

- **Sales más Tensioactivos.** En China se empleó la mezcla de nanofluidos enriquecido con Sulfonato de Calcio, con lo cual se obtuvo un factor de recobro considerable, pero a pesar de esto se obtuvieron inconvenientes con el taponamiento de la roca, debido a que las nanopartículas obstruyen los espacios porosos pequeños (Hu, Fu, Zhou, & Wu, 2023). En Irán no ocurrió lo mismo que en China puesto que los resultados evidenciaron que la inyección del sistema compuesto por Tensioactivo LABSA (0,03 % en peso) y SiO₂ (0,1 % en peso) favorece al incremento de la recuperación final de petróleo en núcleos de carbonato (Rezaei, Khodabakhshi, Esmaeili, & Razavifar, 2021).
- **Copolimeros.** En Rusia y China, se realizaron estudios en los cuales se tomó a consideración la inyección de polímeros enriquecidos nanofluidos, teniendo que; en Rusia los resultados de un estudio de microfluidos sobre inundación de polímeros evidenciaron que el factor de recobro aumenta considerablemente al aumentar la concentración de polímero, con lo cual se obtuvo un aumento del 23% (Pryazhnikov, Pryazhnikov, Skorobogatova, & Minakov, 2023); en China ocurrió algo muy similar, ya que la inyección del nanocompuesto de copolímero ASD/O-MMt, mejoro considerablemente la recuperación de petróleo en un 10,5% este excelente comportamiento en los nanocompuestos se atribuyó a una fuerte adsorción entre las nanocapas de O-MMt y las cadenas de polímeros, lo cual favorece la aplicación de estos en yacimientos con altas temperaturas y salinidad (Wang, Chen, Hu, Ju, & Ke, 2023).

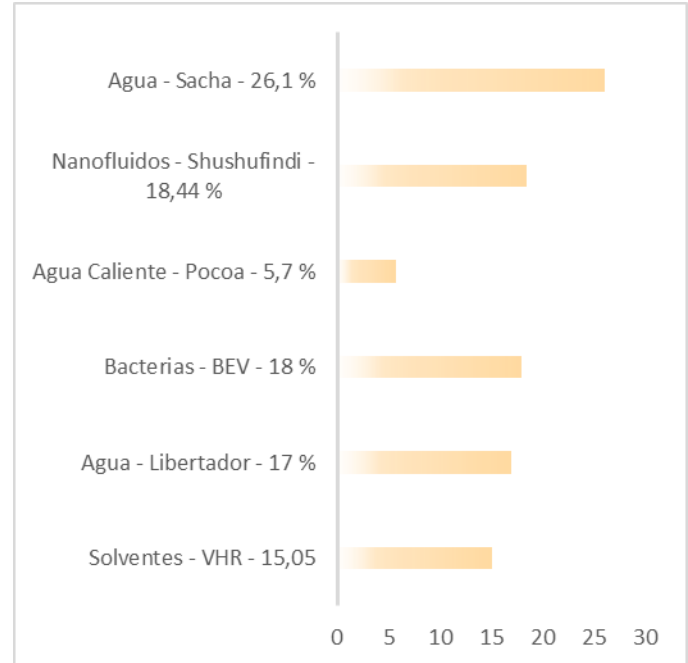
3.2. Principales métodos empleados en Ecuador

Para la selección de un método de recuperación mejorada de Petróleo en esta investigación fue imperativo analizar el factor de recobro que estas técnicas y las principales observaciones a las cuales se vieron expuestos en la implementación en los principales campos del Ecuador.

En la figura 16 se presenta un vistazo a las principales investigaciones en métodos de recuperación mejorada de petróleo y el aumento del factor de recobro con su implementación en los principales campos del Oriente Ecuatoriano.

Figura 16

Factor de recobro versus técnicas de recuperación mejorada en distintos campos del Oriente Ecuatoriano.



Fuente: Ortega O., Mena, Cisneros, Cerón, Ordoñez, Arias, Factor de recobro versus técnicas de recuperación mejorada en distintos campos del Oriente Ecuatoriano, Ilustración.

3.2.1. Inyección de solvente en el campo VHR

Se llevó a cabo en tres etapas: etapa inicial, análisis de técnicas EOR que pueden ser aplicados en arenisca M-2. Etapa media, se desplazó petróleo con agua de formación, lo cual se convirtió en un punto de referencia.

Etapa final, se desplazó petróleo con solvente y se cotejó con el primer desplazamiento.

Con la etapa media y la etapa final, se empleó un modelo sencillo centrado en la teoría de Buckley-Leverett, el mismo nos permitió cuantificar el factor de recobro (Mena, Guaman, Chamorro, & Pinto, 2019).

La etapa media permitió recuperar un 25.7% del volumen total, y mediante el método analítico se recobró el 34.92%, asumiendo un desplazamiento parejo tipo pistón, (desprecian la presión capilar y la gravedad) (Mena, Guamán, Chamorro, & Pinto, 2019).

El desplazamiento con agua de formación y solvente permitió 18.07% adicional, con el método analítico se recobró un 15.05%, desprecia condiciones de presión y temperatura del reservorio, razón por la cual la eficiencia es baja, a diferencia del laboratorio en el que las condiciones de presión y temperatura influyen en las propiedades del solvente, con lo cual el barrido del petróleo de en el interior del área porosa mejora considerablemente (Mena, Guamán, Chamorro, & Pinto, 2019).

3.2.2. Inyección de agua en el campo Libertador del oriente ecuatoriano

El efecto de la implementación de la inundación de agua inyección se hizo evidente en el aumento de la presión de fondo en pozos de producción con sistemas de bombeo electro sumergible, y por el aumento de volumen de petróleo en pozos con bombeo hidráulico. La inundación de agua ha renovado el campo Libertador y mejorado la tasa de recobro de petróleo de Basal Tena (Cisneros, 2019). La tasa de recobro luego de la inundación con agua calculado a finales del contrato del Consorcio Pardaliseservices es de 17%.

Los resultados obtenidos favorecen el desarrollo del campo Libertador, lo cual secunda la idea de convertir pozos productores maduros en pozos inyectoros (Cisneros, 2019).

3.2.3. Biotecnología en el Campo BEV

Se empleó biotecnología en el campo BEV, por medio del uso de cepas de bacterias anaeróbicas–facultativas y termofílicas. La técnica se fundamenta en la inyección de un volumen medido de cepas bacterianas en solución acuosa de cloruro potásico o en agua de formación (Ceron, Imbaquingo, & Gallegos, 2016). Las bacterias migran a través de los poros y transforman el yacimiento en un biorreactor.

El empleo de esta tecnología provoca cambios ventajosos, como; la halogenación de parafinas y alcanos, disminución del peso, densidad y viscosidad del petróleo, aumento de gravedad API y cambios positivos en la movilidad del petróleo. Se obtuvo mediante la aplicación de biotecnología un factor de recobro de 18 % (Ceron, Imbaquingo, & Gallegos, 2016).

3.2.4. Inyección de agua caliente al yacimiento del campo Pacoa en la provincia de Santa Elena

Se empleó la inundación de agua caliente, en el que se determinaron las características y las limitantes, a las cuales se está expuesto en la aplicación de la técnica en el campo Pocoa (Ordóñez, Pena, & Piloza, 2022).

Se empleó CMG (Computer Modeling Group) como software de simulación, con cual se simularon varios escenarios. Se determinaron dos configuraciones de 5 pozos, uno normal (4 pozos inyectoros, 1 pozo productor) y otro invertido (4 pozos productores, 1 pozo inyector). La tasa de recobro estimada es de aproximadamente 5,7 %, superando en ambas el factor de recobro teórico que es aproximadamente 3 % (Ordóñez, Pena, & Piloza, 2022).

3.2.5. Inyección de nanofluidos en núcleos del Campo Shushufindi Arena U superior y T inferior

Por medio de la inyección de nanofluido en el núcleo de arenisca U superior se constató que la tasa de recobro aumento en 18,44, después de la aplicación de inyección de agua que obtuvo una tasa de recobro de 40,29%.

De hecho, la tasa de recobro final es de 58,73%. Este valor es rentable tomando a consideración las propiedades de los nanofluidos: la presión de separación, y gran superficie de contacto, hacen posible la depuración de las partículas de hidrocarburo presentes en espacios profundos del medio poroso (Aimara, 2019).

La inyección de nanofluido efectuada en el núcleo de arenisca “T inferior” presentaron resultados plausibles en la tasa de recobro; este incrementó en 20,96%, luego de la inundación mediante inyección de agua que concluyo con una tasa de recobro de 22.01%. La tasa de recobro final fue de 42,97% (Aimara, 2019).

3.2.6. Inyección de agua en la arena u inferior del campo Sacha

Se evaluó la arenisca Napo “U Inferior” al suroeste del campo Sacha, en el mismo la presión de yacimiento, está en tendencia a semejarse a la presión de burbuja. Se usó simulación matemática y la teoría Buckley-Leverett. para la evaluación de la factibilidad de aplicación de inyección de agua en el campo Sacha. Se eligió el mejor caso de simulación haciendo hincapié en el petróleo incremental y el factor de recobro (Arias & Chancusig, 2017).

Las propiedades del pozo Sacha-200 (Porosidad: 14%, Espesor neto: 46 ft, Permeabilidad Absoluta: 350 mD) nos brinda un panorama positivo para la inyección de agua con respecto al barrido de petróleo eficiente en el área de contacto del proyecto piloto al suroeste del campo con una relación de movilidad de 2,38 y una eficiencia de desplazamiento de 36 % (Arias & Chancusig, 2017).

La tasa de recobro evaluada para el escenario estudiado al final de la simulación fue de 26,1% (Arias & Chancusig, 2017).

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En Ecuador existen pocos estudios avanzados a cerca de la aplicación de técnicas de recuperación mejorada de petróleo, debido a esto se realizó una búsqueda exhaustiva de dichas técnicas aplicadas a nivel mundial.

En Ecuador no se han realizado estudios aplicativos en inyección de gas CO₂, inyección de nanofluidos y sus combinaciones, solo se han llevado a cabo estudios aplicativos y de investigación in vitro de inyección de agua y sus combinaciones con polímeros y surfactantes, para lo cual diseñamos un plan de aplicación de inyección de agua, tomando como referencia los porcentajes más altos de factor de recobro alcanzados con la aplicación de inyección de agua a nivel mundial frente a su aplicación en el Ecuador.

A continuación, nombramos los proyectos más significativos a nivel mundial frente al proyecto más significativo en el Ecuador en la aplicación de inyección de agua:

4.1. Inyección Agua baja salinidad - surfactantes

A continuación, se presenta en la tabla 14 la recuperación de petróleo mediante agua con baja salinidad (20 000 ppm de KCl) y agua con alta salinidad (240 000 ppm de KCl) de muestras de núcleos Bakken #4 (imbibición: alta salinidad a baja salinidad) y #6 (imbibición: baja salinidad a alta salinidad). Analizando las figuras 3 y 4, se establece que la recuperación de gotas de petróleo mediante agua con baja salinidad suele tener menor efectividad si se empleó una salmuera de alta salinidad como fluido de fracturación o fluido de imbibición (Weldu, Li, Zhou, Alharthy, & Wang, 2017).

Tabla 1
Expulsión de petróleo mediante salmuera de baja salinidad (20.000 ppm KCl) y salmuera de alta salinidad (240.000 ppm KCl).

Experimentos		Bakken # 4	Bakken # 6
Masa central inicial		39.386 g	32.464 g
Volumen de poros a una tensión neta de 1000 psi		1.182 cc	0.682 cc
a. Condición atmosférica	Volumen de poros y porosidad	1.195 cc; 7.8%	0.705 cc; 5.5%
Masa de expulsión de petróleo en el día 14 imbibición por:	Agua con Baja Salinidad	0.6717 g	NA
	Agua con Alta Salinidad	NA	0.0501 g
Masa de expulsión de petróleo en el día 23 de imbibición por:	Agua con Baja Salinidad	NA	0.2468 g
	Agua con Alta Salinidad	0	NA
Masa total de petróleo expulsado		0.6717 g	0.2969 g
b. Factor de recobro de petróleo, % ¼ Petróleo expulsado/Petróleo inicial		57.6%	43.2%

Fuente: Weldu, T., Li, X., Zhou, Z., Alharthy, N., & Wang, L. (2017, diciembre).

Según Weldu. (2017), en el campo Bakken, el surfactante en la imbibición e inyección de agua con baja salinidad puede resultar en una alteración representativa de la humectabilidad y en una disminución de la tensión interfacial, lo cual recae en una mejora de la producción de petróleo en formaciones ultra-apretadas estimuladas, teniendo 57,6 % en la tasa de recobro (Weldu, Li, Zhou, Alharthy, & Wang, 2017).

4.2. Inyección de surfactante, álcali y polímero

Surfactantes y bases fuertes (álcalis), producen surfactantes al instante con la reacción de la base fuerte con los ácidos orgánicos contenidos en el petróleo crudo. Kumar et al. (2023) expuso que estos componentes químicos disminuirán las fuerzas interfaciales a porcentajes bajos, la inyección de polímero mejorará posteriormente la relación de movilidad. El bloque inyectado al inicio contenido con base fuerte (álcali) y tensioactivo presento retos como la corrosión que provocó fallas en la formación y la adsorción de tensioactivo en la capa superficial de la roca.

En la India Kumar et al. (2023), expuso ensayos de laboratorio acerca de inyección de surfactante, álcali y polímero en núcleos de arenisca, que presentaron una disminución de la tensión superficial, disminución de fuerza interfacial, emulsificación de petróleo y cambios positivos en la viscosidad, estos ensayos promovieron un factor de recobro

entre 23% y 33%, como se presenta en la Figura 5 (Kumar, Kumar, & Bera, 2023).

Kumar et al. (2023) emplearon el software CMG (STARS) para simular la inyección de surfactante, álcali y polímero como herramienta importante valorar el factor de recobro. Nasser et al. (2023) compararon datos de laboratorio con los resultados provistos por la simulación, teniendo que el empleo de diferentes productos químicos como surfactante, álcali y polímero, mostro un factor de recobro general del 33,25 % en los ensayos de laboratorio y 47 % en la simulación (Kumar, Kumar, & Bera, 2023).

- Alhomadhi (2013) expuso el modelo de bola difusa aplicado en China el cual consistió en la emulsificación del petróleo con lo cual en términos de recuperación mejorada, en este ensayo se obtuvo el siguiente aporte; fluido base 18,35 %, la estructura de bola difusa 50,94 % y la estructura de hilo dental fueron 30,71 %. Mejoró la recuperación de petróleo a través del mecanismo de enredo y transporte (Alhomadhi, Amro, & Almobarkey, 2013).
- En Malasia se realizaron ensayos experimentales que según Al-Jaber (2023) han demostrado que estos nanomateriales se pueden emplear como rellenos para perfeccionar las propiedades mecánicas y de barrera de los biocompuestos. La inyección del polímero con HPAM (nanopartículas de almidón a base de yuca y ñame morado), produjo una recuperación de petróleo de alrededor del 58,27% (Al-Jaber, et al., 2023).
- Wang, et al. (2023), simularon el proceso de taponamiento por microesferas y nanoesferas empezando por la fractura hasta la matriz por medio de ensayos centrales. La máxima tasa de recuperación de petróleo luego de la obstrucción fue de 19,12 % (Wang, Chen, Hu, Ju, & Ke, 2023).
- En Ecuador se empleó la inundación de agua caliente, en el que Ordonez, et al. (2022) determinaron las características y las limitantes, a las cuales se está expuesto en la aplicación de la técnica en el campo Pocoa. Se determinaron dos configuraciones de 5 pozos, uno normal (4 pozos inyectoros, 1 pozo productor) y otro invertido (4 pozos productores, 1 pozo inyector). La tasa de recobro estimada es de aproximadamente 5,7 %, superando en ambas el factor de recobro teórico que es aproximadamente 3 % (Ordonez, Pena, & Piloza, 2022)
- Se evaluó la arenisca Napo “U Inferior” al suroeste del campo Sacha, en el mismo la presión de yacimiento, está en tendencia a semejar a la presión de burbuja. Se usó simulación matemática y la teoría Buckley-Leverett. para la evaluación de la factibilidad de aplicación de inyección de agua en el

campo Sacha. Se eligió el mejor caso de simulación haciendo hincapié en el petróleo incremental y el factor de recobro (Arias & Chancusig, 2017). Las propiedades del pozo Sacha-200 (Porosidad: 14%, Espesor neto: 46 ft, Permeabilidad Absoluta: 350 mD) nos brinda un panorama positivo para la inyección de agua con respecto al barrido de petróleo eficiente en el área de contacto del proyecto piloto al suroeste del campo con una relación de movilidad de 2,38 y una eficiencia de desplazamiento de 36 % (Arias & Chancusig, 2017). La tasa de recobro evaluada para el escenario estudiado al final de la simulación fue de 26,1% (Arias & Chancusig, 2017).

Con la información anterior se determinó que la técnica aplicada en el campo Bakken (campo de EE. UU.) es atractiva de acuerdo con el factor de recobro obtenido y la similitud con las condiciones aplicadas (ver tabla 2), para la inyección de agua en el campo Sacha (Oriente Ecuatoriano).

Se tabuló la Tabla 2, misma que resume la comparación de propiedades del campo Bakken frente al campo Sacha en la factibilidad de aplicación de inyección de agua para mejorar de recuperación de petróleo. En la misma es observable como las propiedades son semejantes, lo cual es un indicio de la aplicación de inyección de agua seguida de surfactante para mejorar la tasa de recobro. Si bien es cierto, en el campo Bakken los ensayos involucran la inyección de surfactante, lo cual no ocurre en comparación a los ensayos aplicados en el campo Sacha, pero la inyección de agua prepara el yacimiento para facilitar la inyección de surfactante, lo cual es un indicio para su aplicabilidad en el campo Sacha.

En base a las observaciones realizadas por Weldu, et. al. (2023) y la literatura revisada, se recomienda el siguiente plan de inyección de agua con surfactante aniónico con baja salinidad con lo cual se espera obtener un incremento entre 4 a 15 % en el factor de recobro (Weldu, Li, Zhou, Alharthy, & Wang, 2017):

- Primero agua de baja salinidad (20000 ppm KCl)
- Seguido de agua de baja salinidad (20000 ppm KCl) + surfactante aniónico

Tabla 2
Comparación de propiedades del campo Bakken frente al campo Sacha

Campo	Bakken (Weldu, Li, Zhou, Alharthy, & Wang, 2017)	Sacha (Ordóñez, Pena, & Pilojo, 2022)
Técnica	Inyección Agua-Surfactante	Agua
País	USA	Ecuador
Permeabilidad (mD)	0,937	350
Porosidad (%)	7,71	14
Presiones reservorio (psi)	1000	1092
Gravedad °API	44	28
Salinidad	300000	35000
Yacimiento		
Salinidad solución	20000	-
Surfactante	Aniónico	-
Reservorio	Esquisto (Lutita)	Arenisca U Inferior

Fuente: Ortega O., Ordóñez, Weldu, T., Li, X., Zhou, Z., Alharthy, N., & Wang, L. (2024, abril).

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

En el presente estudio se realizó una visualización y análisis de las principales técnicas de recuperación mejorada aplicadas a nivel mundial, cuyos resultados evidenciaron porcentajes altos en la tasa de recobro, para lo cual se elaboró tablas y graficas que presentan los porcentajes del factor de recobro, país de aplicación, técnica y subtécnica aplicada.

Mediante lo anterior se establecieron criterios que favorezcan la correcta elección de una técnica de recuperación mejorada de petróleo en futuras investigaciones con su aplicabilidad en los campos maduros del Oriente Ecuatoriano (Sircar, Rayavarapu, & Bist, 2021). El criterio que predominó para la elección de la técnica y subtécnica a ser replicada en el Ecuador, es que la inyección de agua es una técnica que ya ha sido aplicada en campos del Oriente ecuatoriano con porcentajes de factor de recobro muy prometedores a diferencia de las demás técnicas que no se han aplicado. Además, la inyección de agua con surfactante promete mejorar la recuperación de petróleo sin afectar las condiciones del yacimiento como es visible en la tabla 2.

Si bien es cierto, en el campo Bakken los ensayos involucran la inyección de surfactante, lo cual no ocurre en comparación a los ensayos aplicados en el campo Sacha, pero la inyección de agua prepara el yacimiento para facilitar la inyección de surfactante, lo cual es un indicio para su aplicabilidad en el campo Sacha.

Para lo cual se recomienda emplear surfactante aniónico con baja salinidad con lo cual se espera obtener un incremento entre 4 a 15 % en el factor de recobro (Weldu, Li, Zhou, Alharthy, & Wang, 2017). En base a estas observaciones experimentales y la literatura revisada, se recomienda el proceso EOR de inyección de agua de baja salinidad, seguido de agua de baja salinidad + surfactante para mejorar la producción del campo Sacha en la arena "U Inferior" (Weldu, Li, Zhou, Alharthy, & Wang, 2017).

5.2. Recomendaciones

Es imperativo en el momento de realizar investigaciones de tipo documental, discriminar aquella información o estudios que no se han sometido a comprobación u obtención de datos concretos para evitar la aplicación de un documento vasado en supuestos y no en datos comprobables.

En Ecuador no se cuenta con capital y la tecnología adecuada para la aplicación de nanotecnología por la naturaleza de los yacimientos de nuestro país, es difícil aplicar la inyección de gas sin que los mismos sufran daños en su integridad, sin embargo, el método general que utilizan en los campos petroleros es la inyección de agua, una técnica menos costosa y que garantiza no exponer la integridad del yacimiento.

6. BIBLIOGRAFIA

- Agharazi-Dormani, N., Hornof, V., & Neale, G. (1989, Abril 16). *Elsiever*. Retrieved from Journal of Petroleum Science and Engineering: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/092041059090008Q>
- Agharazi-Dormani, N., Hornof, V., & Neale, G. H. (1990, septiembre 20). *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Retrieved from Science Direct: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/092041059090008Q>
- Aghdam, S.-y., Kazemi, A., & Ahmadi, M. (2023, Septiembre 18). *Petroleum*. Retrieved from Science Direct: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405656123000640?via%3Dihub>
- Aimara, E. (2019). *Estudio para el incremento del factor de recobro en núcleos de las arenas "T" y "U" del campo Shushufindi con la aplicación de recuperación mejorada mediante la inyección de nanofluidos*. Quito: Repositorio Digital EPN.
- Alhomadhi, E., Amro, M., & Almobarky, M. (2013, Abril 23). *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*. Retrieved from Science Direct: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1018363913000147?via%3Dihub>
- Al-Jaber, H., Arsad, A., Tahir, M., Nuhma, M., Bandyopadhyay, S., Abdulmunem, A., . . . Agi, A. (2023, Enero 18). *MDPI*. Retrieved from Molecules: <https://www.mdpi.com/2310-2861/9/2/81>
- Arias, J., & Chancusig, M. (2017). *Estudio para la implementación de un proyecto piloto de recuperación secundaria por inyección de Agua en la arena U Inferior del Campo Sacha*. Quito: Dspace.uce.
- Bello, A., Ivanova, A., Rodionov, A., & Aminev, T. (2023, Julio 2). *MDPI*. Retrieved from eNERGIES: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/13/5120>
- Buitrago-Rincon, D., Sadtler, V., Mercado, R., & Roques-Carnes, T. (2023, Marzo 2). *MDPI*. Retrieved from Nanomaterials: <https://www.mdpi.com/2079-4991/13/5/925>
- Cavanagh, A., & Ringrose, P. (2014, Noviembre 8). *Energy Procedia*. Retrieved from Science Direct: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214026162>
- Ceron, B., Imbaquingo, V., & Gallegos, A. (2016, Septiembre 30). *Revista Politecnica*. Retrieved from https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/ojs2/index.php/revista_politecnica2/article/view/666
- Chen, C., Xu, H., Zhang, L., & Li, X. (2023, Octubre 12). *MDPI*. Retrieved from Processes: <https://www.mdpi.com/2227-9717/11/10/2961>
- Cisneros, P. (2019). *Proyecto para recuperación secundaria de crudo pesado de la arenisca basal tena por inyección de agua en el campo libertador del oriente ecuatoriano*. Quito: UTE.
- Dauyltayeva, A., Mukhtarov, A., Sagandykova, D., Shakeel, M., Pourafshary, P., & Musharova, D. (2023, Septiembre 14). *MDPI*. Retrieved from Applied Science: <https://www.mdpi.com/2076-3417/13/18/10307>
- Dong, L., Zhao, F., Zhang, H., & Liu, Y. (2023, Noviembre 24). *MDPI*. Retrieved from Polymers: <https://www.mdpi.com/2073-4360/15/23/4524>
- Elkady, M. Y., Al-Sabagh, A. M., Betiha, M. A., & Mahmoud, S. (2016, Junio 21). *Egyptian Journal of Petroleum*. Retrieved from Science Direct: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.10.008>
- Fei, D., Guo, J., Xiong, R., Zhang, X., Kang, C., & Kiyiing, W. (2023, Diciembre 2). *MDPI*. Retrieved from Polymers: <https://www.mdpi.com/2073-4360/15/23/4606>
- Firozjahi, A., & Saghafi, H. (2019, Septiembre 25). *Petroleum*. Retrieved from Science Direct: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405656119300434?via%3Dihub>
- Herrera, L. (2013, Abril). *Repositorio Digital USE*. Retrieved from <https://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/1237/1/T-UCE-0012-243.pdf>
- Hinderaker, L., Bygdevoll, J., Bu, T., & Nybr-ten, G. (1991, Septiembre 1). *Elsiever*. Retrieved from Journal of Petroleum Science and Engineering,: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/092041059290003J>
- Hu, J., Fu, M., Zhou, Y., & Wu, F. (2023, Noviembre 10). *MDPI*. Retrieved from Energies: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/22/7523>
- Hu, J., Jinzhou, Z., Yang, H., & Li, Y. (2014, Abril). *Petroleum Exploration and Development*. Retrieved from Science Direct: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876380414600276>
- Huan, Q., Yiqiang, L., Xiaolong, C., Anlin, L., Li, W., Jie, L., & Jianghao, L. (2021, septiembre). *PETROLEUM EXPLORATION AND DEVELOPMENT*. Retrieved from Science Direct: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(21\)60295-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(21)60295-1)
- Huan, Q., Yiqiang, L., Xiaolong, C., Anlin, L., Li, W., Jie, L., . . . Cuo, G. (2021, Septiembre 10). *Petroleum Exploration and Development*. Retrieved from Science Direct: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876380421602951>
- Jang, H., & Lee, J. (2023, abril). *MDPI Journal*. Retrieved from Applied Sciences: <https://doi.org/10.3390/app131911105>
- Jang, H., & Lee, J. (2023, Octubre 9). *Applied Science*. Retrieved from MDPI: <https://www.mdpi.com/2076-3417/13/19/11105>
- Ji, M., Kwon, S., Choi, S., & Kim, M. (2023, Julio 9). *Journal of CO2 Utilization*. Retrieved from Elsevier: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212982023001555?via%3Dihub>
- Ji, M., Kwon, S., Choi, S., & Kim, M. (2023, Julio 5). *Journal of CO2 Utilization*. Retrieved from Elsevier: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212982023001555?via%3Dihub>

- Khoshkalam, Y., Khosravi, M., & Rostami, B. (2020, Febrero 14). *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Retrieved from Elsevier: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410520301698?via%3Dihub>
- Khosravi, M., Rostami, B., Emadi, M., & Roayaei, E. (2014, noviembre). *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Retrieved from Science Direct: <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2014.11.030>
- Khosravi, M., Rostami, B., Emadi, M., & Roayaei, E. (2014, Diciembre 5). *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Retrieved from Science Direct: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410514004008?via%3Dihub>
- Kumar, G., Kumar, R., & Bera, A. (2023, Enero). *Petroleum Science*. Retrieved from Science Direct: <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.01.001>
- Liu, L., Zhao, M., Pi, Y., Fan, X., Cheng, G., & Jiang, L. (2023, Septiembre 28). *MDOI*. Retrieved from Processes: <https://www.mdpi.com/2227-9717/11/10/2865>
- Lopez, D., Zabala, R., Cardenas, J., & Lopera, S. (2020, Junio 20). *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Retrieved from Elsevier: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410520305544?via%3Dihub>
- Mao, Y., Lanzon, A., Zheng, B., & Xu, Z. (2023, Mayo 30). *MDPI*. Retrieved from Polymers: <https://www.mdpi.com/2073-4360/15/11/2515>
- Mena, L., Guaman, J., Chamorro, J., & Pinto, G. (2019, Junio). *Repositorio UCE*. Retrieved from Dialnet: <https://doi.org/10.29166/revfig.v1i1.1802>
- Meng, D., Weifeng, L., Zhengming, Y., & Ninghong, J. (2023, Junio 10). *Petroleum Exploration and Development*. Retrieved from Science Direct: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876380423604379>
- Mohammadkhani, S., Shahverdi, H., Nielsen, S., Esfahany, M., & Shapiro, A. (2019, Marzo 22). *Journal of Petroleum Science and Enginee*. Retrieved from Science Direct: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410519302670?via%3Dihub>
- Nasser, S., Bera, A., & Ramalingam, V. (2023, Julio 6). *Petroleum Research*. Retrieved from KeAi: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2096249523000480?via%3Dihub>
- Ordonez, J. P., Pena, D., & Pilozo, V. (2022). *Repositorio UPSE*. Retrieved from DSpace Repository: <https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/handle/46000/7728>
- Ozowe, W., Zheng, S., & Sharma, M. (2020). *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Retrieved from Science Direct: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107683>
- Pi, Y., Liu, J., Cao, R., Liu, L., Ma, Y., Gu, X., . . . Zhao, M. (2023, Enero 18). *MDPI*. Retrieved from Gels: <https://www.mdpi.com/2310-2861/9/2/81>
- Pi, Y., Su, Z., Cao, R., Li, B., Liu, J., Fan, X., & Zhao, M. (2023, Abril 28). *Gels*. Retrieved from MDPI: <https://doi.org/10.3390/gels9050427>
- Pryazhnikov, M., Pryazhnikov, A., Skorobogatova, A., & Minakov, A. (2023, Mayo 26). *MDPI*. Retrieved from Micromachines: <https://www.mdpi.com/2072-666X/14/6/1137>
- Quy, N., Ranjith, P., Choi, S., Giao, P., & Jasinge, D. (2007, Enero 31). *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Retrieved from Science Direct: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410509000126?via%3Dihub>
- Rashidi, M., Kalantariasl, A., Saboori, R., & Haghani, A. (2020, Julio 24). *Elsevier*. Retrieved from Journal of Petroleum Science and Engineering: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410520307117?via%3Dihub>
- Rashidi, M., Kalantariasl, A., Saboori, R., Haghani, A., & Keshavarz, A. (2020, Marzo 13). *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Retrieved from Science Direct: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410520307117?via%3Dihub>
- Rezaei, A., Khodabakhshi, A., Esmaili, A., & Razavifar, M. (2021, Marzo 31). *KeAi*. Retrieved from Petroleum: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405656121000249?via%3Dihub>
- Saini, C., Gorecki, C., Knudsen, D., & Sorensen, J. (2013, Junio). *Energy Procedia*. Retrieved from Elsevier: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610213005304>
- Salehpour, M., Riazi, M., Malayeri, M., & Seyyedi, M. (2020, Julio 17). *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Retrieved from Elsevier: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410520307300?via%3Dihub>
- Schneider, M., Cesca, K., Maria de Amorim, & Hotza, D. (2023, Abril 12). *Elsevier*. Retrieved from Journal of Materials Research and Technology: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2238785423007433?via%3Dihub>
- Sircar, A., Rayavarapu, K., & Bist, N. (2021, Agosto 24). *Petroleum Research*. Retrieved from KeAi: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2096249521000636>
- Taylor, K., & Nasr-El-Din, H. (1998). *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Retrieved from Elsevier: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S092041059700048X>
- Wang, D., Chen, C., Hu, X., Ju, F., & Ke, Y. (2023, Marzo 12). *MDPI*. Retrieved from Polymers: <https://www.mdpi.com/2073-4360/15/6/1413>
- Wang, W., Guo, X., Duan, P., Kang, B., Zheng, D., & Zafar, A. (2023, Mayo 10). <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722026737>. Retrieved from Science Direct: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722026737>
- Weldu, T., Li, X., Zhou, Z., Alharthy, N., & Wang, L. (2017, diciembre). *Journal of Petroleum Science and*

- Engineering*. Retrieved from Elsevier:
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.057>
- Xie, Q., Song, P., Cao, L., & Shi, J. (2023, Octubre 13).
MDPI. Retrieved from *Energies*:
<https://www.mdpi.com/1996-1073/16/21/7377>
- Yu, X., Li, H., Song, Z., & Zhu, W. (2023, Septiembre 27).
MDPI. Retrieved from *Energies*:
<https://www.mdpi.com/1996-1073/16/19/6854>
- Zhang, A., Lei, Y., Zhang, C., & Tao, J. (2023, Agosto 8).
MDPI. Retrieved from *Processes*:
<https://www.mdpi.com/2227-9717/11/8/2387>
- Zhang, L., Sun, T., Han, X., & Shi, J. (2023, Octubre 29).
MDPI. Retrieved from *Processes*.
- Zhang, S., Zhu, F., Xu, J., Liu, P., Chen, S., & Wang, Y.
 (2023, Febrero 11). *Energies*. Retrieved from
<https://www.mdpi.com/1996-1073/16/4/1815>
- Zhang, Y., Wang, Y., & Xue, F. (2015, Abril 11). *Journal
 ofPetroleumScienceandEngineering*. Retrieved from
 Elsevier:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410515001370?via%3Dihub>
- Zhao, L., Guo, Y., Azdarpour, A., Mohammadian, E.,
 Norouzpour, M., & Liu, B. (2023, Marzo 15). *MDPI*.
 Retrieved from *Processes*:
<https://www.mdpi.com/2227-9717/11/5/1361>

CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN DE PROYECTO DE TITULACIÓN

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

Con fecha 2023-10-25, el estudiante Ortega Betancourt Oscar Oswaldo con Número de Identificación 0850044116 de la III Cohorte, presentó la propuesta de su tema de titulación al Comité Académico del programa. Posteriormente, con fecha 2024-05-27, el Comité revisó y aprobó la propuesta mediante la resolución FICT-CA-PET-002-2024, cumpliendo con los requisitos establecidos para la aprobación del tema.

A partir de dicha aprobación, el estudiante mantuvo reuniones periódicas con el tutor designado, Carrión Salazar Blanca Elizabeth, para la elaboración y desarrollo de su proyecto de titulación, siguiendo los lineamientos establecidos por el programa. Con fecha 2024-05-27, el estudiante presentó y sustentó su proyecto de titulación ante el tribunal evaluador asignado, cumpliendo con el proceso formal de evaluación académica.

Por lo tanto, en calidad de Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos, certifico que el trabajo de titulación denominado " Revisión bibliográfica de aplicación de técnicas avanzadas de recuperación mejorada de petróleo: un enfoque mundial para una aplicación local. ", realizado por el estudiante Ortega Betancourt Oscar Oswaldo con Número de Identificación 0850044116, ha sido revisado y evaluado conforme a los lineamientos y estándares establecidos por el programa.

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

Ate^onte,



Arcentales Bastidas Danilo Andrés
Coordinador de la Maestría en Petróleos