

**Evaluación experimental del potencial daño de formación en reservorios calcáreos
como efecto del almacenamiento geológico de CO₂.**

Karen Julieth Rojas Orduz, Jonathan Ferney Pabón Uribe.

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero(a) de Petróleos.

Director

Andrés Felipe Ortiz Meneses

Ingeniero de Petróleos, M.Sc.

Codirectora

Clara Patricia Palencia Hernández

Ingeniera de Petróleos, PhD.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga, Santander

2024

Dedicatoria

A Dios, por darme la fuerza, esperanza, sabiduría y oportunidades para cumplir mis sueños.

A mi mamá Doris, mi papá William, mi hermana Marly, mi hermano William, mi sobrino Santiago, mi nona María del Carmen y mis tíos por brindarme siempre su apoyo, por darme ánimos y motivos para salir adelante, por darme fuerzas y esperanzas cuando lo necesitaba.

A mis profesores que me compartieron parte de su sabiduría, sus anécdotas de vida y motivos que los llevaron a amar esta profesión y que me motivaban cada día para aprender más de ella.

A mi mejor amiga Liz por haber estado conmigo de inicio a fin de la carrera, por ser uno de los apoyos más grandes que he tenido, por crecer personal y profesionalmente conmigo, por brindarme una amistad incondicional y por haberme hecho parte de su familia, a quienes agradezco por tratarme como una hija y hermana más.

A Juliana, Paula, Manuel, Andrés, Jonathan, Danna, Erit y Andrea por compartir tantos días y noches de estudio, por explicarme con paciencia cuando no entendía algo, por hacer más llevadera esta carrera. A Daniela, David, Darcy, Juan David, Anngy, Julian y Víctor por darme apoyo, ánimo y palabras de aliento cuando me sentía cansada, confundida o ansiosa, y por escucharme cuando les contaba cosas de mi carrera siendo ajenos a esta.

A SPWLA UIS por permitirme crecer como persona y como profesional, por ayudarme a vencer mi miedo a hablar en público y por permitirme ejercer el cargo de presidencia al que me brindó muchas enseñanzas.

Karen Julieth Rojas Orduz.

Dedicatoria

A la vida, por brindarme las oportunidades y la fortaleza necesarias para seguir mis sueños.

A mi familia, quienes han estado a mi lado, con su apoyo incondicional y su ánimo en los momentos difíciles.

A mis maestros, por compartir su sabiduría y por inspirarme a aprender y crecer en esta profesión y forma de vida.

A mis compañeros, por hacer este viaje más llevadero y por su solidaridad en cada paso del camino.

A mis amigos, quienes, sin su presencia, consejo y compañía, continuar hubiese sido una tarea amarga.

A las experiencias que me han permitido desarrollarme y crecer.

A las lecciones aprendidas que llevaré siempre conmigo.

A mi madre, mi padre y mi hermana.

Quienes con su amor han sido la brújula que guían mis pasos.

Jonathan Ferney Pabón Uribe.

Agradecimientos

Agradecemos al M.Sc. Andrés Felipe Ortiz Meneses, nuestro director de tesis, por su continuo apoyo, orientación y seguimiento a lo largo del proceso. Su tiempo y contribuciones han sido esenciales para el desarrollo y ejecución de este trabajo.

Deseamos expresar nuestro más sincero agradecimiento a nuestra Codirectora, la Dra. Clara Patricia Palencia Hernández, por su invaluable apoyo, orientación y enseñanza a lo largo de todo el desarrollo de este proyecto. Su compromiso, paciencia y dedicación han sido fundamentales para la culminación exitosa de esta investigación. Sin su guía experta, este proyecto no hubiera sido posible.

Nuestro agradecimiento se extiende a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a nuestra alma mater, la Universidad Industrial de Santander, por proporcionarnos los recursos, el entorno académico y las oportunidades para nuestro crecimiento personal y profesional. La formación recibida en esta institución ha sido fundamental para el éxito de nuestro proyecto y para nuestra preparación en el campo de la ingeniería de petróleo.

Tabla De Contenido

RESUMEN.....	9
ABSTRACT.....	10
INTRODUCCIÓN	11
1. CONTEXTO TÉCNICO	12
2. OBJETIVOS.....	13
2.1. Objetivo General.....	13
2.2. Objetivos Específicos.....	13
3. JUSTIFICACIÓN.....	14
4. MARCO TEÓRICO.....	15
4.1. Gases de efecto invernadero (GEI)	16
4.2. CO ₂ – Dióxido de Carbono	18
4.3. Fuentes de emisión de CO ₂	19
4.4. Captura del CO ₂	21
4.4.1. Captura postcombustión.....	22
4.4.2. Captura pre-combustión.....	23
4.4.3. Oxidación (parcial y total)	23
4.5. Transporte del CO ₂	23
4.6. Usos del CO ₂	24
4.7. Almacenamiento de CO ₂	25
4.7.1. Almacenamiento oceánico	26
4.7.2. Carbonatación mineral:.....	26
4.7.3. Almacenamiento geológico	26
4.8. Riesgos asociados al almacenamiento geológico del CO ₂	27
4.8.1. Impactos Locales.	27
4.8.2. Impactos Globales.....	28
4.8.3. Riesgos Geomecánicos.	28
4.9. Daño de formación por CO ₂	29
4.10. Métodos para la caracterización del daño.....	30
4.10.1. Método de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).....	30

4.10.2. Inyección de Mercurio.	35
5. METODOLOGÍA	38
5.1. Resonancia Magnética Nuclear.....	38
5.1.1. Procedimiento para realizar una prueba de Resonancia Magnética Nuclear	40
5.2. Inyección de mercurio.....	43
5.2.1 Procedimiento para realizar la prueba de inyección de mercurio	43
6. RESULTADOS	46
6.1 Análisis de Resultados de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).....	47
6.1.1. Descripción de la Gráfica:	48
6.1.2. Interpretación de la Gráfica:	49
6.2.3 Relación de la variación de la porosidad y el contenido de carbonato	59
6.2 Análisis de Resultados de MICP (Mercury Injection Capillary Pressure)	60
6.2.1 Descripción de la gráfica	61
6.2.2 Interpretación de la gráfica	61
7. CONCLUSIONES.....	64
8. RECOMENDACIONES.....	66
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	67

Lista de tablas

Tabla 1. Composición química de la salmuera sintética. 39

Tabla 2. Descripción de las condiciones de los fluidos a inyectar. 39

Tabla 3. Descripción de las condiciones del mercurio a inyectar. 43

Tabla 4. Descripción de las muestras de roca a analizar. 48

Lista de figuras

Figura 1. Emisiones globales netas antropogénicas de GEI desde 1990 hasta 2019 (IPCC).	18
Figura 2. Emisiones históricas de GEI, por sectores.	20
Figura 3. Datos de las emisiones históricas de GEI, por sectores.....	21
Figura 4. Diagrama esquemático de los principales procesos y sistemas de captación de CO ₂ . .	22
Figura 5. Distribución de T ₂ derivada del tren de ecos.	33
Figura 6. Flujo de proceso del método de RMN.....	42
Figura 7. Flujo de proceso del método de Inyección de mercurio.	45
Figura 8. Distribución de tiempos de relajación T ₂ para la muestra A1 en los estados "as received", saturada con agua de formación (SFW) y post inyección de CO ₂	51
Figura 9. Distribución de tiempos de relajación T ₂ para la muestra B3 en los estados "As received", saturada con agua de formación (SFW) y post inyección de CO ₂	53
Figura 10. Distribución de tiempos de relajación T ₂ para la muestra C3 en los estados "as received", saturada con agua de formación (SFW) y post inyección de CO ₂	55
Figura 11. Distribución de tiempos de relajación T ₂ para la muestra D4 en los estados "As received", saturada con agua de formación (SFW) y post inyección de CO ₂	57
Figura 12. Relación de la variación de la porosidad y el contenido de carbonato.	59
Figura 13. Resultado de la prueba MICP de la muestra C3, curvas As received y post inyección de CO ₂	62

Resumen

Título: Evaluación experimental del potencial daño de formación en reservorios calcáreos como efecto del almacenamiento geológico de CO₂.

Autores: Karen Julieth Rojas Orduz, Jonathan Ferney Pabón Uribe

Palabras Clave: Almacenamiento de CO₂, daño a la formación, NMR, Inyección de mercurio.

Descripción:

Esta tesis tiene como objetivo evaluar experimentalmente el potencial daño de formación en reservorios calcáreos saturados con agua, como efecto del almacenamiento geológico de CO₂. La inyección de CO₂ puede modificar las propiedades físicas y químicas del reservorio, afectando la porosidad y permeabilidad. A través de una revisión detallada de la literatura, se analizan los mecanismos de captura, almacenamiento y uso del CO₂, así como las posibles interacciones geoquímicas entre el CO₂ y las formaciones de roca.

Para evaluar estos cambios, se desarrolló un protocolo experimental que incluye la resonancia magnética nuclear (RMN) y la inyección de mercurio. Los resultados de RMN y MICP mostraron un aumento en la porosidad de las rocas después de la inyección de CO₂, lo cual indica alteraciones en la estructura porosa de las muestras. Sin embargo, no se observa un incremento significativo en la permeabilidad.

Estos hallazgos preliminares sugieren que, aunque la inyección de CO₂ puede aumentar la porosidad en formaciones calcáreas, el impacto en la permeabilidad es menos pronunciado, lo que podría tener implicaciones en la eficiencia y seguridad del almacenamiento geológico de CO₂.

Abstract

Title: Experimental Evaluation of Potential Formation Damage in Carbonate Reservoirs Due to CO₂ Geological Storage

Authors: Karen Julieth Rojas Orduz, Jonathan Ferney Pabón Uribe

Keywords: CO₂ Storage, Formation Damage, NMR, Mercury Injection

Description:

This thesis aims to experimentally evaluate the potential formation damage in water-saturated carbonate reservoirs as an effect of CO₂ geological storage. CO₂ injection can modify the physical and chemical properties of the reservoir, affecting porosity and permeability. Through a detailed literature review, the mechanisms of CO₂ capture, storage, and utilization, as well as the potential geochemical interactions between CO₂ and rock formations, are analyzed.

To evaluate these changes, an experimental protocol was developed that includes nuclear magnetic resonance (NMR) and mercury injection. The NMR and MIPC results showed an increase in rock porosity after CO₂ injection, indicating alterations in the pore structure of the samples. However, no significant increase in permeability was observed.

These preliminary findings suggest that while CO₂ injection can increase porosity in carbonate formations, the impact on permeability is less pronounced, which could have implications for the efficiency and safety of CO₂ geological storage.

Introducción

La teoría de la evolución orgánica se basa en que, todos los organismos vivos están interrelacionados y se derivan de modificaciones de organismos ancestrales. Esta premisa impulsa el estudio detallado de la historia geológica de la Tierra y la diversidad biológica a lo largo de millones de años, observando una amplia variedad de especies adaptadas a las cambiantes condiciones ambientales. La investigación se ha enfocado en los periodos geológicos y las condiciones climáticas predominantes, proporcionando estimaciones de la composición atmosférica terrestre, incluyendo elementos como oxígeno, hidrógeno y potasio.

El dióxido de carbono (CO₂) ha sido un componente constante en la atmósfera, desempeñando un papel fundamental en los ciclos biogeoquímicos y la regulación del clima global. Desde la revolución industrial, ha habido un aumento notable en las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero, alterando los procesos naturales y contribuyendo al calentamiento global. En respuesta, se han establecido tratados como el Protocolo de Kioto y el Acuerdo de París para reducir las emisiones y mitigar el impacto ambiental.

1. Contexto Técnico

Dada la urgente necesidad de proyectos de descarbonización a nivel global, la captura e inyección de CO₂ en el subsuelo para su almacenamiento emergen como métodos predominantes en la actualidad. Aunque existen estudios preliminares sobre la viabilidad del almacenamiento de CO₂, las investigaciones sobre las implicaciones detalladas de su inyección en formaciones geológicas son todavía insuficientes.

La captura e inyección de CO₂ en formaciones geológicas, utilizada inicialmente por la industria petrolera, se considera una estrategia viable para mitigar las emisiones. Sin embargo, presenta desafíos como la alteración del pH y la posible corrosión en las tuberías. A pesar de estos desafíos, la inyección de CO₂ sigue siendo una opción prometedora para la descarbonización y la reducción de la huella de carbono.

El dióxido de carbono presenta una alta solubilidad cuando interactúa con fluidos, característica que es explotada en la industria. Sin embargo, al interactuar con fluidos presentes en las rocas, como la salmuera, el CO₂ forma ácido carbónico. Esta reacción puede tener efectos variados en las formaciones rocosas, como el aumento de la porosidad o la disolución de minerales, lo que puede conducir a la precipitación y el bloqueo de los poros de las rocas (Palencia, Araujo de Itrago, Singletary, & Intertek., 2023).

En este trabajo de grado, se busca cuantificar el impacto de la inyección de CO₂ mediante pruebas estáticas en laboratorio. Estas pruebas permitirán observar la interacción entre la roca, la salmuera y el CO₂, así como realizar análisis fisicoquímicos del agua para determinar los cambios inducidos por el CO₂. Para ello, se aplicarán estas pruebas en dos formaciones calcáreas con diferentes porcentajes de carbonatos y condiciones de salinidad.

2. Objetivos

2.1. Objetivo General.

Evaluar experimentalmente el potencial daño de formación en reservorios calcáreos saturados con agua, como efecto del almacenamiento geológico de CO₂.

2.2. Objetivos Específicos.

- Efectuar una revisión de la literatura científica sobre los mecanismos asociados con los procesos de captura, almacenamiento y utilización del dióxido de carbono (CO₂), así como los efectos potenciales en la integridad de la formación inducidos por la inyección de CO₂.
- Desarrollar un protocolo de laboratorio para la evaluación de las interacciones entre roca y fluido. Este protocolo incluirá la implementación de técnicas estáticas como la inyección de mercurio y la resonancia magnética nuclear, con el objetivo de permitir la caracterización detallada de las propiedades porosas de las muestras de roca.
- Realizar un análisis cuantitativo de los datos obtenidos a partir de las pruebas de laboratorio para evaluar el impacto de la interacción entre CO₂ y los componentes rocosos y fluidos. Este análisis buscará determinar las modificaciones en las propiedades físicas de las muestras y su implicación en la viabilidad de los procesos de captura y almacenamiento de CO₂.

3. Justificación

A nivel mundial, la búsqueda de soluciones para reducir la huella de carbono ha llevado a la implementación de la inyección de CO₂ en formaciones geológicas como método tanto de recobro mejorado de petróleo (EOR) como de almacenamiento a largo plazo. Sin embargo, la interacción del CO₂ con las rocas y los fluidos presentes en ellas puede tener efectos significativos, tanto positivos como negativos, que aún no se comprenden completamente. Por ello, el propósito de este proyecto es cuantificar el impacto del CO₂ en las formaciones geológicas y en los fluidos que se encuentran en ellas, mediante un análisis detallado de las alteraciones fisicoquímicas resultantes.

La captura y almacenamiento de CO₂ (CAC) ha adquirido una relevancia creciente a nivel internacional, motivando a varios países a comprometerse con objetivos de "Net Zero" o "Cero Neto". Este enfoque busca equilibrar las emisiones de CO₂ con su captura e inyección, alcanzando un balance cercano a cero. La adopción de estrategias de CAC no solo contribuiría significativamente a la reducción de emisiones de dióxido de carbono en la atmósfera, sino que también representaría un avance crucial para el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Acuerdo de París.

Este proyecto se enmarca en este contexto global de mitigación del cambio climático, aportando datos críticos sobre las interacciones entre CO₂, formaciones rocosas y fluidos geológicos. Estos datos son esenciales para optimizar las técnicas de inyección y almacenamiento de CO₂, garantizando su eficiencia y seguridad a largo plazo.

4. Marco teórico

Vivimos en un planeta que ha sido profundamente afectado por el avance de la civilización, resultando en una crisis de contaminación ambiental que ha aumentado con el tiempo. Este incremento ha llevado a los países a desarrollar y aplicar estrategias de mitigación para contrarrestar los efectos del cambio climático, el mayor desafío ambiental contemporáneo.

El cambio climático impacta principalmente el clima, la temperatura y los ecosistemas, provocando olas de calor que resultan en largas temporadas de sequía e incendios, así como olas de frío, lluvias intensas e inundaciones. Estos cambios pueden ocurrir de manera abrupta o incrementarse estacionalmente.

Los gases de efecto invernadero, especialmente el dióxido de carbono (CO₂), son principales promotores del cambio climático. El CO₂ es uno de los gases más emitidos a nivel global, derivado de una amplia gama de procesos, desde la respiración de los seres vivos hasta la conversión y tratamiento de productos. Sin embargo, las emisiones industriales representan la mayor fuente de CO₂. Por ello, se busca implementar estrategias eficientes de descarbonización para evitar el incremento continuo de la temperatura global y reducirla en 2°C. Para lograr este objetivo, las emisiones de CO₂ deben disminuir de 10 GtC (gigatoneladas de carbono) anuales a 5 o 6 GtC.

En respuesta a este desafío, se han explorado opciones como la transición a energías renovables y el avance en métodos de descarbonización efectivos, como la Captura y Almacenamiento de CO₂ (CAC). Actualmente, se están identificando las principales fuentes de emisión de CO₂ con el fin de capturarlo directamente, tratarlo y reutilizarlo, disminuyendo significativamente las emisiones atmosféricas y avanzando hacia el "cero neto".

Una alternativa prometedora de descarbonización es el almacenamiento de CO₂. Debido a sus propiedades, el CO₂ puede ser condensado y almacenado, pero la producción masiva de este gas requiere espacios de almacenamiento amplios. Ballesteros Aparicio (2007) destaca en su libro "Captura y Almacenamiento de CO₂" las ventajas de almacenar CO₂ en formaciones rocosas, ya que estas pueden contener grandes cantidades de dióxido de carbono cuando se inyecta a altas presiones y temperaturas. En estas condiciones supercríticas, el CO₂ presenta una mejor compresibilidad y viscosidad, facilitando su movilidad a través de los poros de las rocas. No obstante, es crucial mantener un ritmo adecuado de inyección para asegurar un flujo constante del gas en el almacenamiento.

Dado que el enfoque central de este trabajo son los posibles daños en las formaciones rocosas por el almacenamiento de CO₂, se considera necesario describir el proceso de este método de descarbonización, desde la captura hasta los cambios que se generan en las formaciones por la inyección y almacenamiento de este gas, junto con los métodos usados para evaluar los impactos geológicos y fisicoquímicos resultantes.

4.1. Gases de efecto invernadero (GEI)

Los gases de efecto invernadero (GEI) son compuestos químicos en estado gaseoso que se acumulan en la atmósfera terrestre y tienen la capacidad de absorber la radiación solar, reteniendo y aumentando el calor en la atmósfera ("Efecto invernadero | PPT - SlideShare"). Los GEI se generan tanto de manera natural como antropogénica, y debido a las actividades humanas, su producción ha incrementado significativamente. Entre los principales GEI se encuentran el vapor de agua (H₂O en estado gaseoso), el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄), el óxido nitroso (N₂O), el monóxido de carbono (CO), el dióxido de azufre (SO₂), y los gases fluorados, que

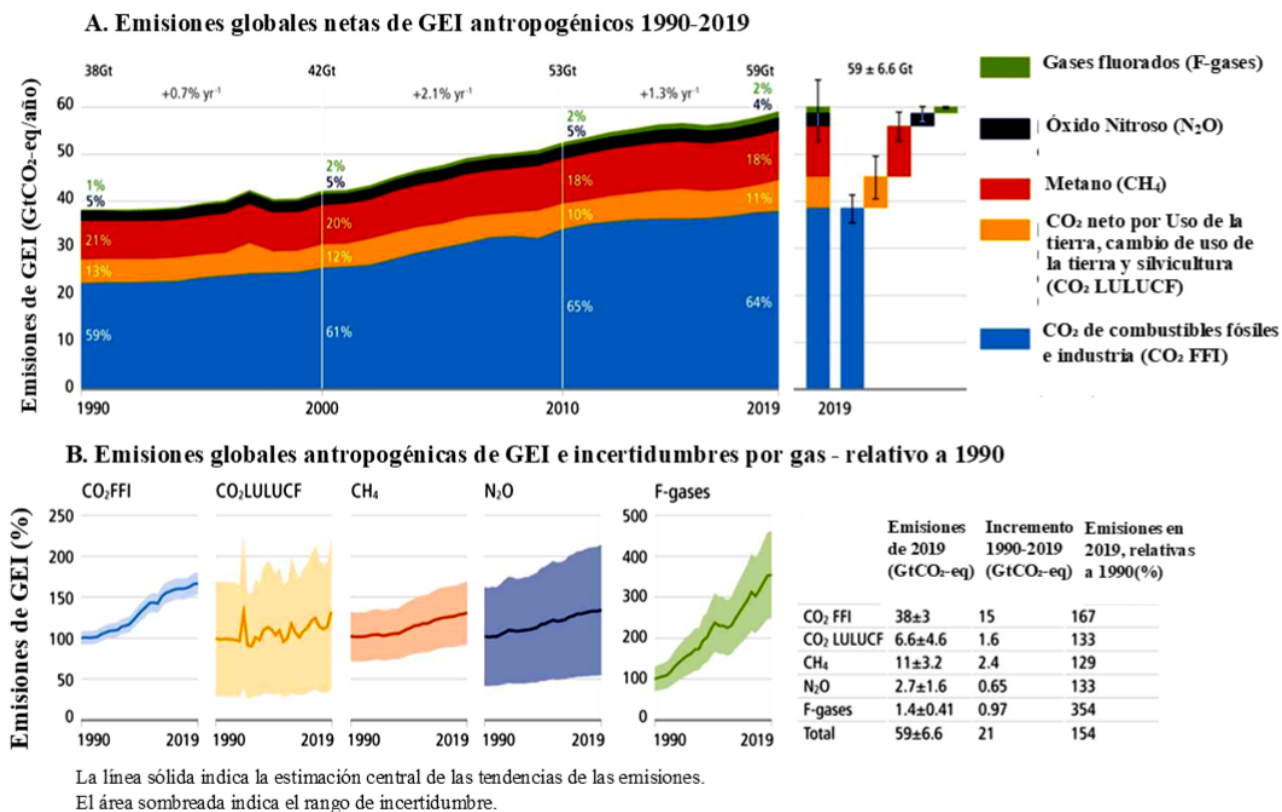
incluyen los hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC), y el hexafluoruro de azufre (SF₆) (User, s. f.).

Los gases de efecto invernadero de larga vida (GEILV) como el CO₂, el CH₄, y el N₂O son químicamente más estables, permaneciendo en la atmósfera durante periodos que van desde décadas hasta siglos. Estas emisiones tienen una mayor influencia en el clima debido a su capacidad de mezclarse homogéneamente en la atmósfera y la complejidad de su eliminación (Solomon et al., s. f.).

El CO₂ es un gas particular debido a su constante ciclo entre la atmósfera, los océanos y la biosfera terrestre, lo que implica que no tiene un periodo de vida específico y su eliminación completa de la atmósfera involucra una serie de procesos con diferentes escalas temporales. Por otro lado, los gases de efecto invernadero de corta vida como el dióxido de azufre (SO₂) y el monóxido de carbono (CO) son químicamente más reactivos y generalmente se eliminan mediante procesos naturales, resultando en concentraciones atmosféricas altamente variables (Solomon et al., s. f.).

Figura 1. Emisiones globales netas antropogénicas de GEI desde 1990 hasta 2019 (IPCC).

Las emisiones netas antropogénicas globales han continuado aumentando en todos los principales grupos de gases de efecto invernadero.



Fuente: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/figures/summary-for-policymakers/figure-spm-1/>

La figura 1 muestra el crecimiento de los cuatro tipos de GEI que se han rastreado desde 1990 hasta 2019 y los cambios en sus contribuciones relativas a las emisiones totales. En el panel del lado derecho de la figura 1, separan las emisiones de GEI por sus gases componentes, donde el CO₂ cuenta con un 78%, CH₄ con 30%, el N₂O con un 60% y los gases fluorados con un 30% (Figure: SPM.1, s. f.).

4.2. CO₂ – Dióxido de Carbono

El dióxido de carbono (CO₂) es un compuesto químico constituido por dos elementos, carbono y oxígeno, cuya fórmula molecular es CO₂. Este compuesto está presente en la atmósfera

y es fundamental para el ciclo de vida de animales y plantas. En el caso de las plantas, el CO₂ es esencial para el proceso de fotosíntesis, en el cual las plantas absorben CO₂, lo procesan y liberan oxígeno a la atmósfera (Bert Metz, 2005).

El CO₂ se produce de manera natural en procesos como la respiración de humanos y animales, y la descomposición de biomasa. Además, se genera antropogénicamente, es decir, a partir de actividades humanas como la tala de árboles, incendios, uso del suelo para ganadería y agricultura, quema y uso de combustibles fósiles y carbón, entre otros.

Este gas forma parte de los gases de efecto invernadero de larga vida (GEILV), cuya composición le confiere una mayor estabilidad química, permitiendo que permanezca más tiempo en la atmósfera. Además, debido a su constante ciclo entre la atmósfera, los océanos y la biosfera, es imposible determinar un periodo de vida específico para el CO₂, lo que complica su eliminación completa de la atmósfera (Solomon et al., s. f.).

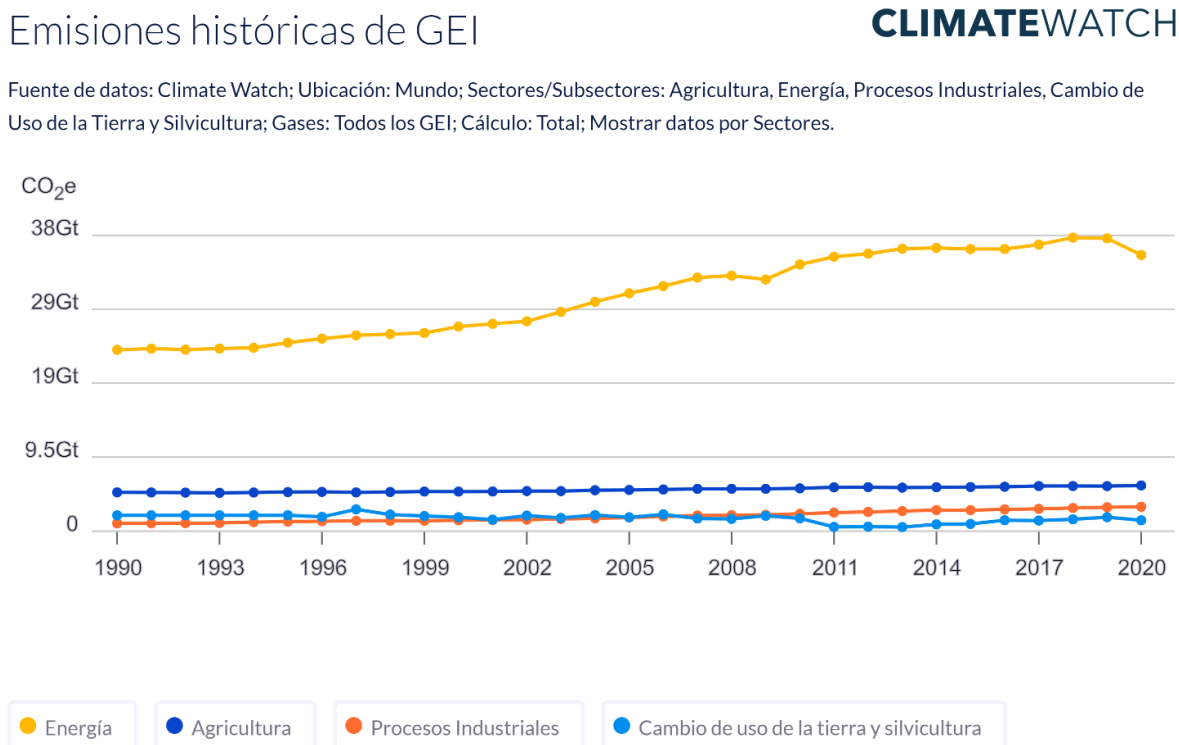
4.3. Fuentes de emisión de CO₂

Como se mencionó anteriormente, las emisiones de CO₂ pueden originarse de manera natural o artificial, también conocida como antropogénica. Las emisiones antropogénicas son las que generan la mayor cantidad de CO₂ debido a diversas actividades humanas. Estas incluyen la utilización y combustión de combustibles fósiles para la producción de energía, el uso de vehículos de transporte, la construcción de edificios, y procesos químicos e industriales como la fabricación de textiles, cemento, productos farmacéuticos y alimentos. Asimismo, las actividades relacionadas con la transición hacia energías renovables, como la quema de biomasa y la producción de hidrógeno, también contribuyen a las emisiones antropogénicas de CO₂ (Bert Metz, Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005).

Dado que el almacenamiento de CO₂ requiere grandes cantidades de este gas, es esencial identificar las principales fuentes de emisión masiva de dióxido de carbono. Aunque las emisiones provenientes de sectores residenciales, comerciales y de transporte contribuyen a las emisiones globales, estas son relativamente pequeñas en comparación con las grandes y estacionarias fuentes de emisión de CO₂. Por lo tanto, se pone un enfoque particular en estas fuentes masivas para la captura y almacenamiento de carbono.

Se ha identificado que el sector energético es responsable de casi tres cuartas partes de las emisiones globales de GEI, con la generación de electricidad y calor como los mayores emisores, seguidos por el transporte y la manufactura. En segundo lugar, se encuentra la agricultura; el uso de la tierra y la silvicultura, actúan tanto como fuentes de emisión de GEI como sumideros de emisiones (Greenhouse Gas (GHG) Emissions, Climate Watch, s. f.).

Figura 2. Emisiones históricas de GEI, por sectores.



Fuente: Climate Watch Data.

Figura 3. Datos de las emisiones históricas de GEI, por sectores.

Sector ↕	Unidad ↕	2016 ↕	2017 ↕	2018 ↕	2019 ↕	2020 ↕
Agriculture	MtCO _{2e}	5698.38	5788.58	5788.68	5783.42	5865.47
Energy	MtCO _{2e}	36239.01	36804.52	37707.06	37612.13	35475.65
Industrial Processes	MtCO _{2e}	2789.84	2858.25	2967.21	3064.20	3126.93

Fuente: Climate Watch Data.

La figura 2, indica las emisiones históricas de Gases de Efecto Invernadero, emitidas a nivel global por sectores económicos. Se puede evidenciar que el sector que más emisiones de GEI genera es el sector energético y que ha tenido un aumento significativo desde el año 2002 al 2022.

En cuanto a cifras que se evidencian en la figura 3, el CLIMATE WATCH, indica que el sector energético, generó 35.475,65 MtCO_{2e} en el 2020, seguido por la agricultura con 5.865,47 MtCO_{2e} y en tercer lugar se encuentra el sector industrial con 3.126,93 MtCO_{2e}.

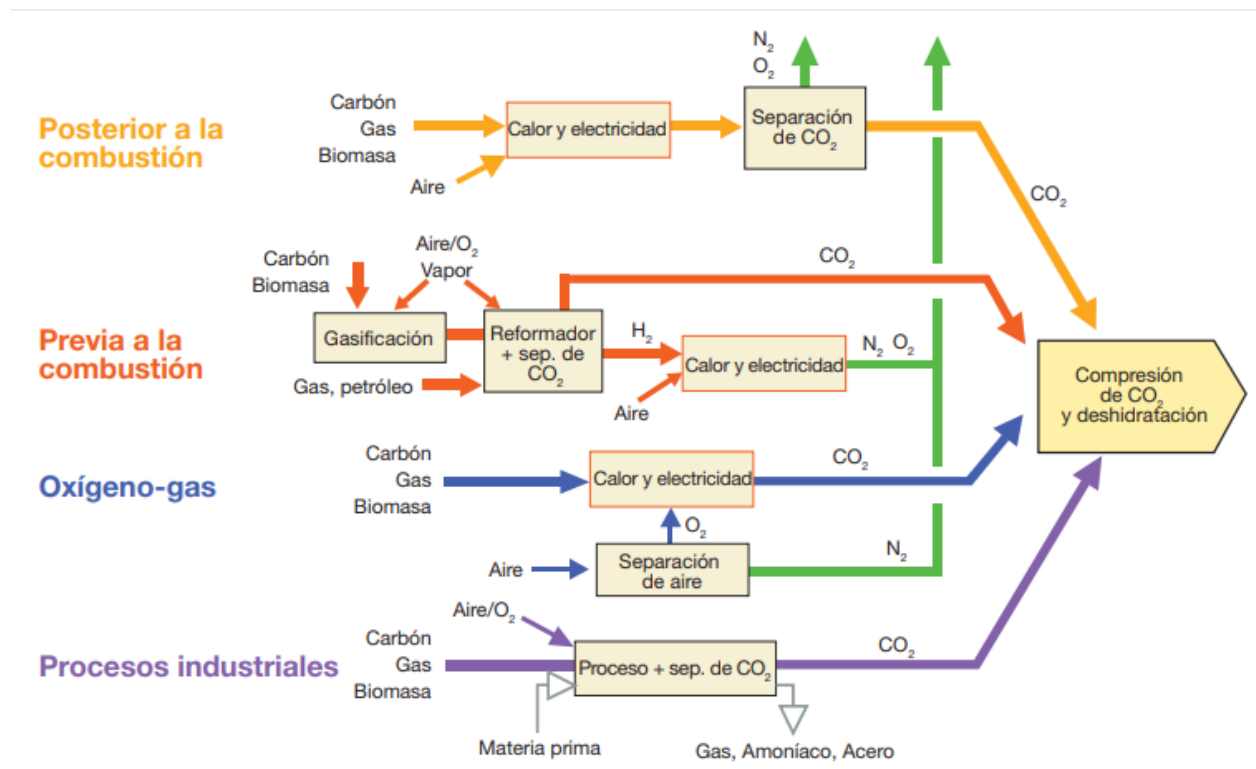
4.4. Captura del CO₂

Tras identificar las principales fuentes de emisión de CO₂, se procede a su captura. Inicialmente, se buscan instalaciones que produzcan CO₂ en grandes concentraciones, como las grandes industrias, para que los procesos de captura, transporte y almacenamiento sean económicamente viables. Es crucial contar con un flujo constante y significativo de gas. Aunque estas industrias emiten grandes cantidades de GEI, la concentración de CO₂ suele ser alrededor del 15%, por lo que es necesario aplicar tratamientos específicos para separar el dióxido de carbono de otros gases emitidos. Actualmente, la separación de CO₂ se implementa en grandes instalaciones industriales, como las plantas de refinamiento de gas natural y las plantas de producción de amoníaco (Bert Metz, Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005).

Dependiendo del proceso, se aplican uno de los tres métodos conocidos para capturar el CO₂ producido por la combustión de combustibles fósiles (petróleo, gas natural o carbón), biomasa, o una mezcla de ambos.

Los métodos empleados se detallan a continuación:

Figura 4. Diagrama esquemático de los principales procesos y sistemas de captación de CO₂.



Fuente: Resumen Técnico, La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono. Informe especial de IPCC.

En la figura 4 se muestra un diagrama que indica el proceso que sigue cada uno de los métodos para capturar el CO₂ y separarlo de los otros gases. Cada método es descrito a continuación:

4.4.1. Captura postcombustión: Esta técnica se aplica posterior a la combustión del combustible. El gas producido es tratado mediante diferentes equipos que permiten la separación del CO₂ de otros gases efluentes, evitando así su liberación a la atmósfera. Para separar el CO₂ de los otros

gases, se utilizan técnicas de tratamiento como membranas, absorción química, adsorción física y ciclos de calcinación-carbonatación. Esta técnica es la más avanzada y eficiente, y puede aplicarse a diferentes plantas industriales debido a su capacidad de adaptación a cualquier corriente de humo sin necesidad de modificar sus componentes (González, 2017).

4.4.2. Captura pre-combustión: En este método, la captura del CO₂ se realiza antes de la combustión del combustible. El combustible primario se transforma en una corriente de gases que contienen CO₂ e hidrógeno (H₂). El combustible se procesa en un reactor con vapor y aire u oxígeno para producir una mezcla. El monóxido de carbono (CO) reacciona con el vapor en un reactor de conversión, produciendo hidrógeno y dióxido de carbono. Esta mezcla se separa más fácilmente en dos flujos de gas: el hidrógeno se usa como combustible en turbinas de gas y el CO₂ se almacena. Esta técnica es especialmente eficiente en centrales eléctricas que utilizan tecnología de ciclo combinado de gasificación integrada (Bert Metz, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005).

4.4.3. Oxicombustión (parcial y total): Este método utiliza oxígeno en lugar de aire para la combustión del combustible primario, produciendo un gas de combustión formado por vapor de agua y CO₂. Con este método se obtiene un gas de combustión con concentraciones de CO₂ superiores al 80% en volumen, que posteriormente se almacena. El vapor de agua pasa por un proceso de condensación y enfriamiento (González, 2017).

4.5. Transporte del CO₂

El método de CCUS (Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono) sería más rentable si no fuera necesario el tratamiento y transporte del dióxido de carbono. Es poco probable que el sitio de producción de CO₂ esté cerca de formaciones adecuadas para su almacenamiento, por lo tanto,

es necesario transportar el CO₂ a ubicaciones ideales como yacimientos depletados, profundidades marinas o domos de sal.

El CO₂ se puede transportar a través de gasoductos, tuberías, camiones o buques, dependiendo principalmente de su estado físico. En estado gaseoso, el CO₂ debe mantenerse a una presión cercana a la atmosférica, lo que requiere instalaciones voluminosas. Comprimido, ocupa menos espacio y puede ser transportado eficientemente por tuberías. Para reducir aún más su volumen, se puede licuefactar para el transporte en buques, aunque este proceso es energéticamente intensivo y costoso. También existe la opción de solidificarlo, aunque esta alternativa también implica mayores costos debido al consumo adicional de energía (González N. A., 2017).

Desde el punto de vista económico, el costo varía según el método de transporte requerido. Los buques son generalmente la opción más económica, especialmente para distancias largas. Por otro lado, el uso de gasoductos implica consideraciones sobre la ubicación, ya sea en tierra o en el mar, lo que afecta significativamente los costos de instalación y operación de las tuberías (González N. A., 2017).

4.6. Usos del CO₂

Históricamente, el término "uso" no estaba ampliamente asociado con el dióxido de carbono, ya que se enfocaba principalmente en su captura y almacenamiento en formaciones geológicas, conocido como el método CCS (Captura y Almacenamiento de Carbono). Sin embargo, se ha reconocido la importancia del término "uso" al entender que el almacenamiento no es necesariamente permanente (Morales, 2017).

El CO₂ ha sido utilizado durante años en diversas industrias. Por ejemplo, en la industria alimentaria se utiliza para la producción de bebidas carbonatadas. En el ámbito químico y petroquímico, se emplea para neutralizar aguas residuales y para la síntesis de combustibles. En la soldadura, el CO₂ facilita la unión de materiales gruesos. En dermatología, los láseres de CO₂ se utilizan para el tratamiento de arrugas y para reducir pigmentaciones. Además, se emplea como gas refrigerante en la industria de refrigeración y en aires acondicionados, y también se utilizan extintores de CO₂ para la protección contra incendios (Usos del Dioxido de Carbono (CO₂) | Omega Air - Tratamiento de Aire Comprimido, s. f.).

Los usos del dióxido de carbono son diversos y algunos tienen una significativa demanda debido a la cantidad que se utiliza, como es el caso del recobro mejorado. (Mera, 2021) destaca que la inyección de CO₂ es uno de los métodos más empleados para la recuperación mejorada en la industria, especialmente en proyectos a gran escala. Este método resulta rentable en yacimientos con presiones de miscibilidad más bajas, reduciendo la viscosidad del crudo y facilitando su extracción. Además, el CO₂ puede ser almacenado en el yacimiento durante y después de la producción, lo que conlleva beneficios ambientales adicionales.

4.7. Almacenamiento de CO₂

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas que se ha producido naturalmente a lo largo de milenios, siendo capturado y almacenado por sumideros de carbono naturales como los océanos y los bosques. Estos actúan absorbiendo CO₂ mediante procesos como la fotosíntesis en el caso de las plantas, y a través del fitoplancton y algas en el océano (González N. A., 2017).

Para abordar el exceso de CO₂ generado por actividades humanas, se han desarrollado diversas alternativas de almacenamiento, destacando:

4.7.1. Almacenamiento oceánico: El océano, además de ser un sumidero natural de carbono, se considera un sitio propicio para almacenar CO₂ debido a su vasta extensión. Según (Pérez M. d., s.f), el proceso implica la inyección directa o la disolución del CO₂ en una columna de agua a más de 1000 metros de profundidad, donde puede estabilizarse y formar parte del ciclo natural del carbono. Sin embargo, es crucial evaluar los riesgos asociados, como la posible liberación del gas por corrientes marinas o el impacto en el pH del océano y las especies marinas.

4.7.2. Carbonatación mineral: Este método consiste en introducir CO₂ en rocas, donde reacciona con óxidos metálicos para formar carbonatos. (Pérez M. d., s.f) menciona que este proceso es lento y requiere una considerable cantidad de energía para ser viable.

4.7.3. Almacenamiento geológico: El almacenamiento geológico de CO₂ en formaciones subterráneas, tanto en aguas profundas como en tierra firme, es una técnica prometedora para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Según (Pérez M. d., s.f), los lugares óptimos incluyen yacimientos de carbón no explotables y yacimientos de gas o petróleo agotados o cercanos a su agotamiento. Estas formaciones permiten que el CO₂ inyectado, bajo condiciones de alta presión y temperatura, actúe como un fluido supercrítico, facilitando el desplazamiento del crudo residual hacia el pozo productor.

A pesar de ser uno de los métodos más efectivos para mitigar el cambio climático, el almacenamiento geológico enfrenta desafíos significativos debido a sus altos costos operativos, que incluyen la captura, tratamiento, transporte, inyección y almacenamiento del CO₂. Además, los beneficios económicos directos son limitados. Aunque se realizaron los primeros proyectos

hace más de 50 años en Texas con fines de recobro mejorado, la falta de regulaciones claras en muchos países aún obstaculiza su implementación generalizada.

La aceptación social y la necesidad de una educación pública adecuada sobre los riesgos asociados son también barreras importantes para la ejecución exitosa de proyectos de almacenamiento de CO₂. En conclusión, a pesar de sus beneficios ambientales, el almacenamiento geológico debe abordar desafíos significativos antes de ser adoptado a gran escala.

4.8. Riesgos asociados al almacenamiento geológico del CO₂

El almacenamiento geológico de dióxido de carbono (CO₂) conlleva riesgos comparables a los de la explotación de petróleo o gas, siendo uno de los principales el potencial de fugas que podrían causar daños ambientales significativos. La liberación accidental de CO₂ puede ocurrir por fallas en los pozos inyectoros, fugas en pozos abandonados, o a través de fallas y fracturas geológicas, lo cual puede desencadenar impactos tanto locales como globales.

4.8.1. Impactos Locales.

Los efectos locales de una fuga de CO₂ están principalmente relacionados con la distribución temporal y la concentración del gas liberado. Estos pueden incluir:

- Contaminación de acuíferos de agua potable: Las fugas pueden introducir CO₂ directamente en los acuíferos o desplazar salmuera durante el proceso de inyección, contaminando el agua.
- Acidificación de suelos: La liberación de CO₂ puede alterar la química del suelo, afectando negativamente a los ecosistemas locales.
- Impacto en seres humanos y ecosistemas cercanos: Las altas concentraciones de CO₂ pueden ser perjudiciales para la salud humana y la biodiversidad inmediata del área.

4.8.2. Impactos Globales.

A nivel global, una liberación continua de CO₂ puede tener efectos más extensos:

- Liberación en fallas o fracturas no detectadas: Estas pueden permitir la filtración continua de CO₂, afectando acuíferos y acumulándose en ecosistemas, con posibles efectos adversos a largo plazo en los seres humanos.
- Daños a largo plazo: Las fugas persistentes pueden contribuir al cambio climático global, negando los beneficios del almacenamiento de CO₂.

4.8.3. Riesgos Geomecánicos.

(Pérez, 2017) identifica varios riesgos geomecánicos asociados con la inyección de CO₂ en formaciones geológicas:

- Creación y reactivación de fracturas: La presión de inyección puede generar nuevas fracturas o reactivar las preexistentes, comprometiendo la integridad del almacenamiento.
- Fugas de CO₂ debido a sellos inadecuados: Un sello de emplazamiento defectuoso puede permitir la fuga de CO₂.
- Interacciones geoquímicas: La inyección de CO₂ en formaciones carbonatadas con baja permeabilidad puede desencadenar reacciones geoquímicas. El CO₂ en solución forma un ácido débil que, en contacto con un medio alcalino como las formaciones carbonatadas, puede dañar la estructura geológica.

(Pérez, 2017) subraya la necesidad de realizar más estudios sobre la influencia del CO₂ desde una perspectiva geoquímica, para comprender mejor estos riesgos y desarrollar estrategias de mitigación efectivas.

4.9. Daño de formación por CO₂.

La inyección de CO₂ (una sustancia potencialmente reactiva) puede alterar las propiedades físicas y químicas del yacimiento, interactuar con la salmuera presente en las formaciones e incluso modificar las características de la roca sello (Gaus, Audigane & André, 2008).

La precipitación de carbonatos puede tener un efecto dual: por un lado, puede ser beneficiosa al ayudar a contener el CO₂, pero, por otro lado, puede ser perjudicial al alterar la porosidad y permeabilidad del sistema, lo que podría dificultar la inyección de dióxido de carbono o favorecer su liberación (Rochelle, 2004).

(Pérez M. d., s.f) destaca la influencia de la temperatura en la reacción del CO₂ con la salmuera a través de varios experimentos. Aunque el CO₂ es relativamente poco reactivo, su interacción con la salmuera en el yacimiento puede provocar acidificación en la zona de contacto. A bajas temperaturas y con un tiempo corto de interacción, la salmuera muestra algunos cambios químicos y se genera precipitación de carbonatos en la roca. A altas temperaturas, además de la precipitación de carbonatos, se produce la precipitación de silicatos. Estas interacciones geoquímicas se atribuyen en parte a la desecación de la salmuera, causada por la disolución de H₂O en CO₂ supercrítico.

Para realizar el almacenamiento de CO₂ con el objetivo de reducir las emisiones, no solo es esencial que la formación tenga buena permeabilidad y porosidad, sino también conocer la naturaleza de la formación, ya sea de carbonatos o areniscas. Las respuestas de estas formaciones a los cambios químicos por la inyección de CO₂ varían según su composición mineralógica, la precipitación de minerales y el cambio del pH (Pérez M. d., s.f).

Los riesgos de fugas de CO₂ están asociados al daño que este gas puede causar en la roca sello. Al inyectar CO₂ en la formación, debido a la diferencia de densidad, el gas no mezclado con

el agua de formación se segrega y alcanza la roca sello. Si la roca sello no ha estado expuesta previamente al CO₂, su contacto puede degradarla, permitiendo el paso del gas y generando una fuga. Simulaciones han estudiado la interacción entre el CO₂ y la roca sello, prediciendo que esta interacción puede causar cambios en la porosidad de la roca sello por procesos de disolución y precipitación mineral. Tanto en la roca almacén como en la roca sello, la presión de inyección del CO₂ puede generar nuevas fracturas o activar fracturas preexistentes, lo que también podría resultar en una fuga de CO₂ (Pérez M. d., s.f).

4.10. Métodos para la caracterización del daño.

Con base en la información previamente recopilada, se cree pertinente evaluar si la inyección y almacenamiento de dióxido de carbono en formaciones carbonatadas induce alteraciones en las propiedades de las rocas. Para validar esta hipótesis, se llevaron a cabo dos pruebas de laboratorio diseñadas para identificar y cuantificar los cambios en las muestras de roca. Las metodologías empleadas incluyen la Inyección de Mercurio y la Resonancia Magnética Nuclear, las cuales proporcionan datos numéricos que permiten calcular y caracterizar los cambios experimentados por las rocas.

A continuación, se detallan los procedimientos y fundamentos de cada una de estas pruebas para facilitar la interpretación de los resultados obtenidos.

4.10.1. Método de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).

En la industria petrolera, la resonancia magnética nuclear (RMN) se ha utilizado tradicionalmente para la perfilación de pozos con el objetivo de determinar propiedades importantes de la roca, como la porosidad, saturación de fluidos, y permeabilidad, entre otras. Con el tiempo, la técnica de RMN ha experimentado avances significativos, lo que ha permitido

mejorar la precisión en la adquisición de datos, reducir el tiempo de las pruebas, y expandir su aplicación a una gama más amplia de materiales y fluidos. Actualmente, es posible distinguir entre diferentes tipos de fluidos presentes en la roca, como agua asociada con arcilla, agua capilar, gas, petróleo liviano, y petróleo pesado, entre otros (Richard Landi, 2008).

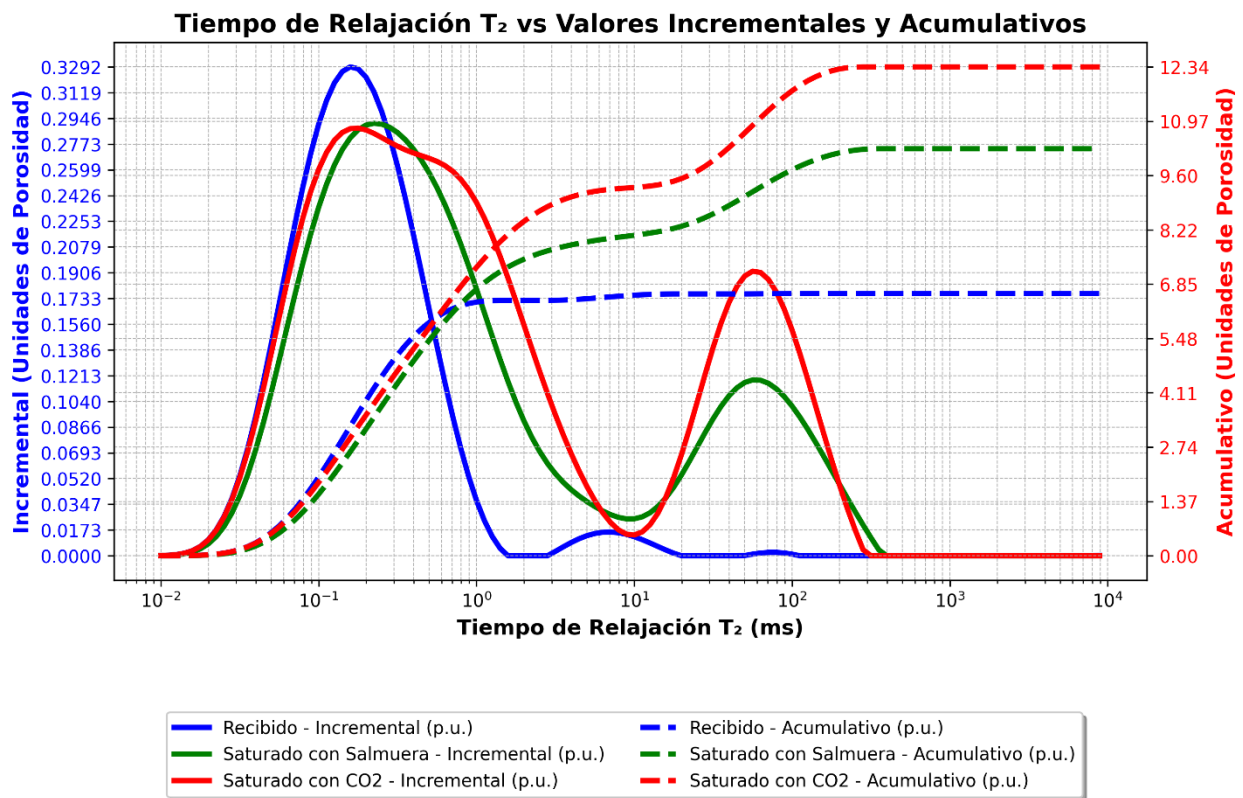
La técnica de RMN se basa en el uso de un campo magnético y pulsos de radiofrecuencia para analizar las propiedades de los núcleos atómicos. En las muestras de rocas, el análisis se centra en los núcleos de hidrógeno debido a su abundancia en los fluidos presentes en los yacimientos, tales como el agua y el petróleo.

El centro de la herramienta de RMN contiene un imán que genera un campo magnético, el cual magnetiza los materiales de la roca y una antena que emite una señal de radiofrecuencia que altera los núcleos de los átomos de hidrógeno presentes en la roca. Inicialmente, los núcleos de hidrógeno se alinean con el campo magnético estático, conocido como B₀, y luego son excitados mediante el pulso de radiofrecuencia. Posteriormente, al cesar los pulsos, los núcleos comienzan a regresar a su estado de equilibrio original. Este proceso de retorno al equilibrio, conocido como relajación, se caracteriza por dos componentes principales:

Tiempo de Relajación Longitudinal (T₁): El tiempo de relajación longitudinal, T₁, es el intervalo durante el cual la magnetización de los núcleos vuelve a alinearse con el campo magnético externo (B₀) después de haber sido perturbada por un pulso de radiofrecuencia. Este tiempo refleja el proceso mediante el cual los protones intercambian energía con su entorno, lo que lo convierte en un parámetro crucial para la caracterización de los fluidos presentes en los poros de las rocas. La capacidad de distinguir diferentes fluidos se basa en que cada uno presenta un tiempo de relajación longitudinal específico (Richard Landi, 2008).

Tiempo de relajación transversal (T₂): El tiempo de relajación transversal, T₂, es el tiempo que tarda la magnetización en el plano perpendicular al campo magnético B₀ en decaer tras la excitación inicial. T₂ mide cómo las interacciones entre los núcleos de hidrógeno conducen a la pérdida de coherencia en su precesión. Este parámetro es esencial para comprender la geometría de los poros y la dinámica de los fluidos en su interior. Un T₂ corto generalmente indica poros pequeños o fluidos más viscosos, mientras que un T₂ largo sugiere poros más grandes o fluidos menos viscosos (Richard Landi, 2008).

Durante las mediciones de RMN, las pulsaciones del campo magnético generan ecos u ondas, que son detectadas por la herramienta y se perciben como trenes de ecos. Estos trenes constituyen los datos sin procesar de RMN. Para generar los trenes de ecos, la herramienta RMN mide la amplitud de las ondas en función del tiempo, y esta amplitud es proporcional al número de núcleos de hidrógeno asociados con los fluidos presentes en la roca (Richard Landi, 2008).

Figura 5. Distribución de T₂ derivada del tren de ecos.**C3**

Fuente: Elaboración propia. Datos obtenidos de la prueba RMN realizada.

La figura 5 representa la forma en la que se distribuyen los datos de T₂ obtenidos por la prueba RMN.

Es fundamental destacar la importancia de ambos tiempos de relajación en el análisis de muestras de roca. El tiempo de relajación longitudinal (T₁) es esencial para la diferenciación entre diferentes tipos de fluidos presentes en la matriz porosa, mientras que el tiempo de relajación transversal (T₂) se emplea para analizar la estructura y distribución de los tamaños de poro en la roca. Dependiendo de la información requerida, se selecciona el tiempo de relajación más relevante. En el contexto de esta tesis, el enfoque se centrará en los datos de T₂, ya que es crucial

comprender posibles cambios en la porosidad de las muestras, debido a procesos químicos asociados a la interacción del CO₂ con la roca y el agua contenida en los poros.

La evaluación de la muestra de roca se lleva a cabo en tres fases consecutivas, utilizando Resonancia Magnética Nuclear (RMN) para determinar el estado de la roca en cada etapa del proceso experimental.

Estado Inicial: Al recibir la muestra de roca, se realiza una limpieza adecuada para eliminar impurezas superficiales. Posteriormente, se lleva a cabo una primera medición de RMN para establecer el estado inicial de la roca.

Después de la Inyección de Salmuera: Tras saturar la muestra con una solución de salmuera y un periodo de inmersión que permite su interacción con la roca, se realiza una segunda medición de RMN. Esta etapa permite identificar la porosidad inicial de la muestra cuando se encuentra saturada 100% con la salmuera.

Después de la Inyección de CO₂: Finalmente, se bombea dióxido de carbono (CO₂) en la roca, seguida de un periodo de inmersión para facilitar la interacción entre el CO₂, la roca y la salmuera previamente introducida. Tras este periodo, se lleva a cabo una última medición de RMN para evaluar el estado final de la roca y evaluar posibles cambios en la porosidad de esta, debido a procesos de disolución y precipitación.

Los datos obtenidos en las tres fases experimentales son comparados para determinar los cambios ocurridos en la roca a lo largo del proceso. Esta comparación permite evaluar el impacto de la salmuera y del CO₂ en las propiedades físicas de la muestra.

4.10.2. Inyección de Mercurio.

La inyección de mercurio es una técnica usada para caracterizar el sistema poroso de los materiales, la cual permite observar la distribución de la porosidad en función del tamaño de acceso a los poros.

La prueba consiste en inyectar mercurio a alta presión en una muestra de roca para medir la distribución del tamaño de poros. Se elige el mercurio por ser un fluido que no moja la mayoría de las superficies de la roca (básicamente, no penetra naturalmente los poros de las rocas debido a la tensión superficial), lo que permite que ingrese a los poros es que sea inyectado a una alta presión que lo ayuda a superar esta tensión superficial (Rodríguez, 2002).

Las pruebas de inyección de mercurio proporcionan datos en forma de curvas de drenaje, porcentaje de volumen poroso invadido, tamaño del poro invadido en relación con la presión aplicada y la distribución del tamaño de las gargantas de poro (Luis Fernando Ruiz Jumbo, 12).

Los parámetros más importantes para tener en cuenta son:

4.10.2.1. La presión de inyección.

Presión de entrada: Es la presión mínima necesaria para que el mercurio comience a penetrar en los poros más grandes.

Presión máxima: Es la presión máxima aplicada durante la prueba y corresponde a la presión necesaria para que el mercurio tenga la capacidad de penetrar los poros más pequeños.

4.10.2.2. Volumen de poro.

Porosidad total: Es el volumen total de mercurio inyectado, este valor indica el volumen total de los poros de la muestra de roca.

Distribución del tamaño de poro: Es la relación entre la presión aplicada y el volumen de mercurio inyectado, lo cual permite determinar la distribución de los tamaños de poro.

4.10.2.3. Radio de poro.

El radio de poro puede ser calculado a partir de la presión, utilizando la ecuación de Washburn que relaciona la presión de entrada con el radio de poro.

$$r = \frac{2\gamma \cos(\theta)}{P}$$

Donde:

r es el radio del poro

γ es la tensión superficial del mercurio

θ es el ángulo de contacto del mercurio con la roca

P es la presión aplicada

4.10.2.4. Gargantas de poro.

La distribución de las gargantas de poro refleja los cuellos de botella entre los poros, lo que afecta la conectividad y permeabilidad de la roca.

Para interpretar los resultados, los datos que genera la prueba se transforman en una gráfica. Esta curva obtenida muestra la relación entre la presión aplicada y el volumen de mercurio inyectado y de acuerdo con la posición de la pendiente (dependiente de los rangos de presión), se puede obtener la distribución de los tamaños de poro.

Si se obtiene una pendiente suave, en un rango de presión bajo, esto indica la presencia de poros grandes; mientras que, si se obtiene una pendiente pronunciada asociada a rangos de presión altos, está indicando la presencia de poros más pequeños. (Rodríguez, 2002).

El tener una mayor porosidad generalmente indica que se tiene una mayor capacidad de almacenamiento de fluidos. Una distribución más amplia de tamaños de poro sugiere una conectividad variable, lo que influye en la permeabilidad.

La técnica de inyección de mercurio es bastante efectiva, la información obtenida de las pruebas es bastante confiable si se preparó la muestra correctamente y se realizó en las condiciones adecuadas, sin embargo, es necesario tener en cuenta que esta es una técnica destructiva, ya que después de realizarla, la roca no puede volver a ser usada. (Rodríguez, 2002).

Se resalta que esta prueba proporciona información cuantitativa sobre la distribución de tamaños de poro y la estructura de la garganta de poro en la roca. Permite determinar la porosidad total de la roca mediante la saturación de mercurio a alta presión. Se mide el volumen total de poros accesibles, proporcionando una estimación precisa de la porosidad total de la roca.

El tamaño y la distribución de poros, ya que la presión a la que el mercurio penetra cada tamaño de poro permite caracterizar la distribución del tamaño de los poros y la estructura de las gargantas de poro. Los cambios en la presión de entrada y el volumen de mercurio inyectado reflejan alteraciones en la conectividad y el tamaño de los poros inducidas por la inyección de CO₂.

5. Metodología

De acuerdo con los objetivos de esta tesis, se desarrolló un protocolo de laboratorio que permitiera estudiar las interacciones de roca fluido por medio de pruebas estáticas como la prueba de resonancia magnética nuclear y la prueba de inyección de mercurio. Estas pruebas permiten obtener información más detallada del tamaño de los poros, de la distribución de los tamaños de poros, de las gargantas de poro, entre otros. A continuación, se describen los protocolos de las dos pruebas mencionadas anteriormente:

5.1. Resonancia Magnética Nuclear

Los datos de resonancia magnética fueron obtenidos en tres diferentes momentos, con el objetivo de ver los cambios de porosidad, asociados a la interacción del CO₂ con la roca. El primer estado fue con la muestra nativa, o en condiciones iniciales, se realiza una limpieza según el procedimiento descrito en la API RP 40. Luego, se realiza la prueba de RMN, posteriormente se satura la muestra con una salmuera sintética, nuevamente se toman datos de RMN y finalmente se adquieren datos después de poner en contacto las muestras con el CO₂. Los fluidos utilizados fueron una salmuera sintética preparada con una composición especificada en la tabla 1 y CO₂ supercrítico puro.

Tabla 1. Composición química de la salmuera sintética.

Compuesto	Formula química	Contenido (mg/L)
Cloruro de potasio	KCl	8.4479
Cloruro de sodio	NaCl	276.4324
Bicarbonato de sodio	NaHCO ₃	1.6387
Cloruro de Magnesio	MgCl ₂ x 6H ₂ O	11.8760
Carbonato de sodio	Na ₂ CO ₃	0.9591
Cloruro de calcio	CaCl ₂ x 2H ₂ O	2.7220
Sulfato de sodio	NaSO ₄	10.0326
Cloruro de estroncio	SrCl ₂ x 6H ₂ O	1.4398
Cloruro de bario	BaCl ₂ x 2H ₂ O	0.00575
Cloruro férrico	FeCl ₃	0.0023

Fuente: La composición química de la salmuera fue adaptada de (Araujo de Itriago, Palencia, & Singletary, 2024)

En la tabla 2, se detallan las condiciones con las que fueron inyectados los fluidos en las muestras de roca.

Tabla 2. Descripción de las condiciones de los fluidos a inyectar.

Fluido	Temperatura (°F)	Presión (Psi)	Densidad (g/L)	Viscosidad (μ)
Salmuera	250	3000	1.0948	0.391
CO ₂	250	3000	0.4749	0.033

5.1.1. Procedimiento para realizar una prueba de Resonancia Magnética Nuclear

Momento 1: Condiciones iniciales

- Realizar la medición de longitud, diámetro y peso de las muestras de roca y obtener el volumen total de la muestra.
- Limpiar las muestras de roca según el procedimiento descrito en la norma API RP 40. Una vez limpias las rocas, secar al vacío y luego evacuar el aire de las muestras de roca.
- Se realiza una medición inicial de RMN con la roca en condición inicial, antes de inyectar fluidos.

Momento 2: Saturación de Salmuera

- Ubicar la muestra en un cilindro HP/HT, luego se debe saturar la roca a presión con la salmuera sintética lentamente (en promedio a 0.5 ml/min). Se inyectan aproximadamente 100 volúmenes porosos de salmuera sintética en dirección de producción; es importante monitorear la presión diferencial y el tiempo transcurrido mientras se realiza la inyección.
- Se realiza la medición de peso de la muestra, se envuelve en papel film o vinipel para evitar que el agua se escape de los poros, se coloca en el equipo de resonancia y se toma la medición del tiempo de relajación T₂.

Momento 3: Incorporación de CO₂ en el sistema.

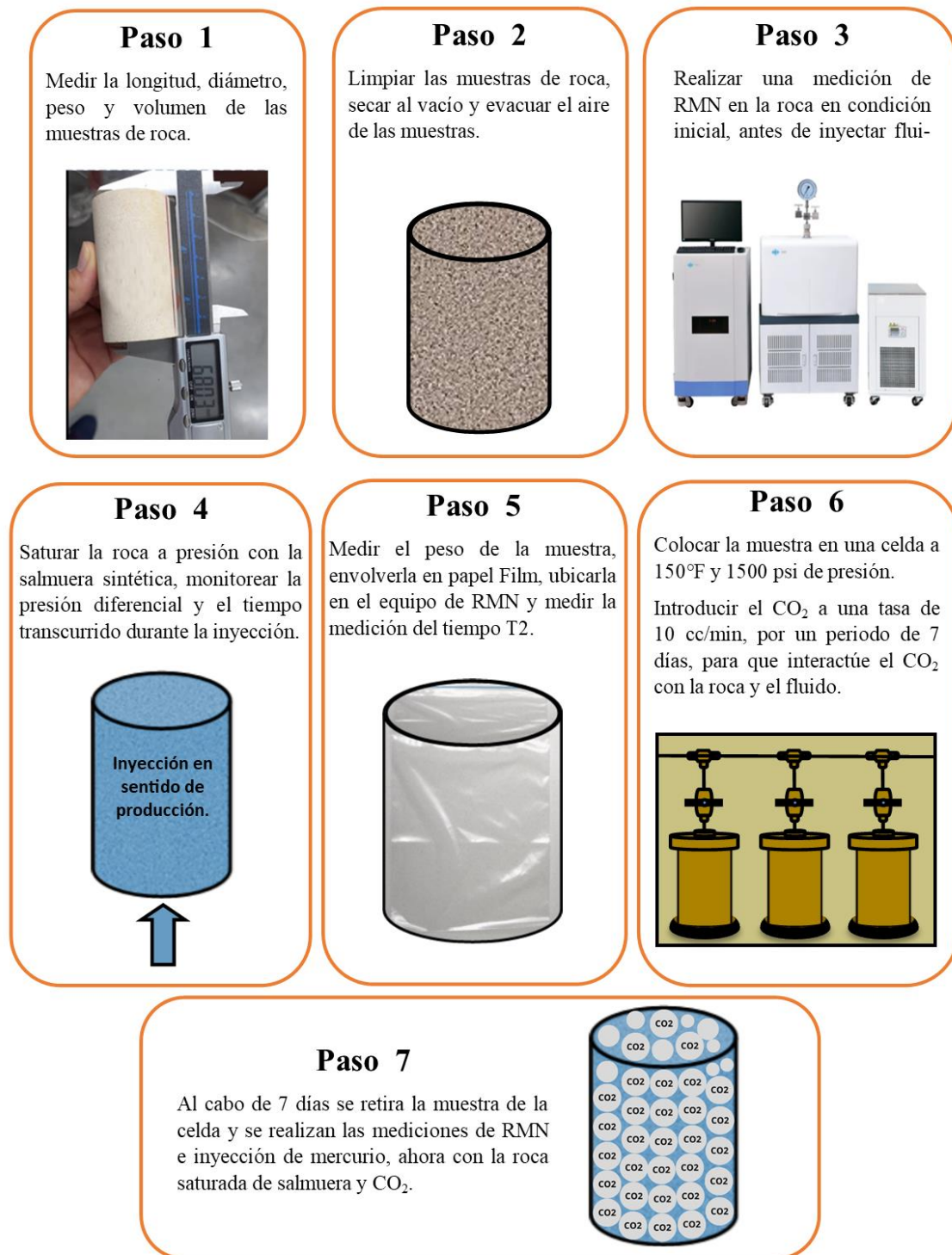
- Después de haber saturado la muestra con salmuera y haber realizado la RMN, se vuelve a ubicar la muestra de roca en el cilindro HP/HT para proceder a inyectar el CO₂, para ello el cilindro debe estar a 150 °F y 1500 psi de presión para asegurar que el CO₂ se encuentre en condiciones supercríticas. Se va introduciendo el CO₂ a una tasa de 10

cc/min y se continúa inyectando por un periodo de 7 días, con el objetivo de permitir la interacción roca-fluido.

- Al cabo de 7 días se retira la muestra de la celda y se realizan las mediciones de RMN, ahora con la roca saturada de salmuera y CO₂.

Este procedimiento fue tomado y adaptado de (Palencia, Araujo de Itrago, Singletary, & Intertek., 2023).

Figura 6. Flujo de proceso del método de RMN.



Fuente: Elaboración propia.

5.2. Inyección de mercurio

Para realizar la prueba de inyección de mercurio, se establecieron una serie de condiciones específicas, detalladas en la Tabla 3, que el mercurio debía cumplir. Estas condiciones fueron definidas para prevenir daños prematuros en la roca y asegurar una inyección eficiente del líquido. La medición de inyección de mercurio se hizo antes y después de la incorporación del CO₂ a la muestra con el objetivo de analizar cambios en las gargantas de poro.

Tabla 3. Descripción de las condiciones del mercurio a inyectar.

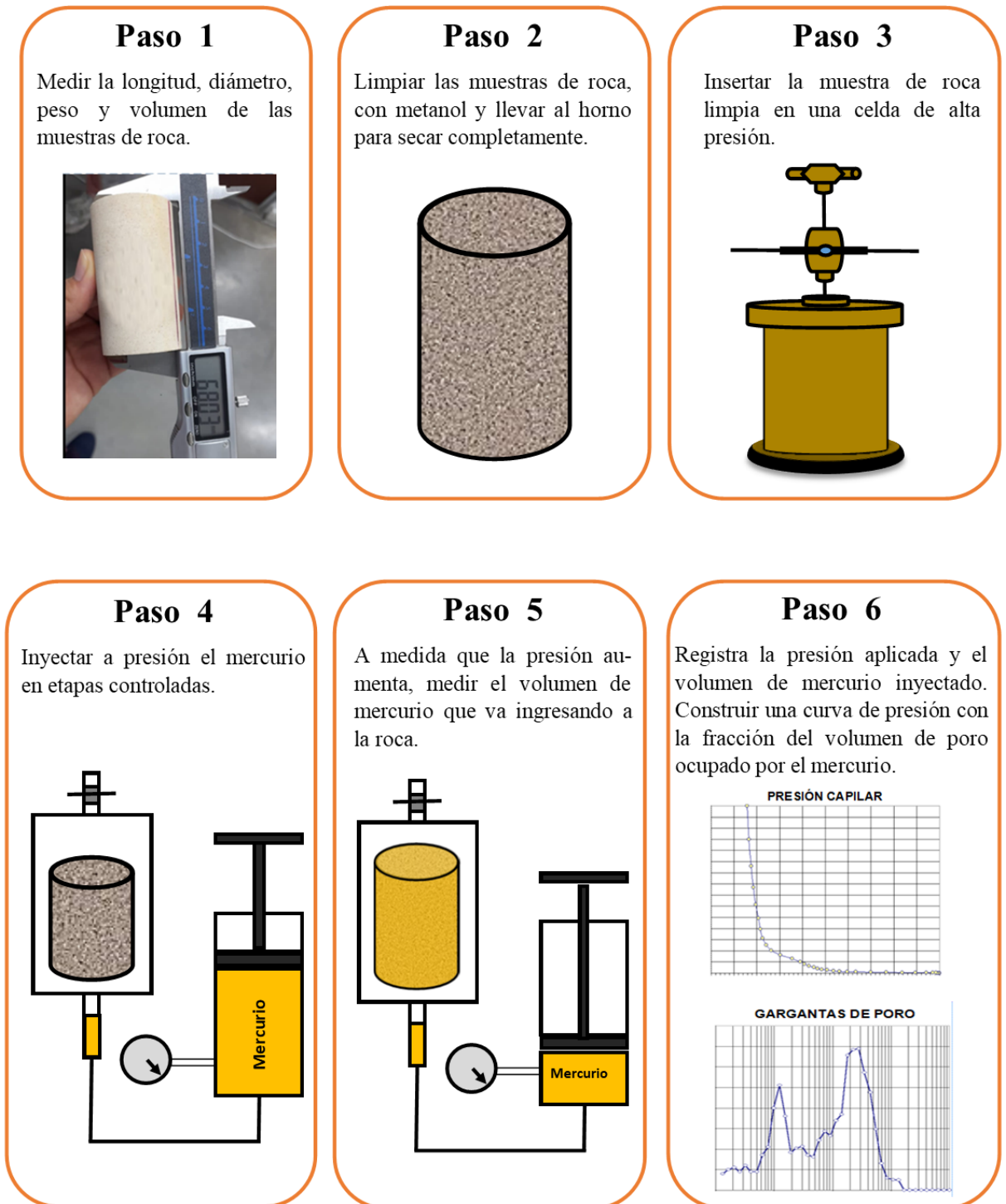
Fluido	Ángulo de contacto	Presión (Psia)	Densidad (g/mL)
	140°	4.45	13.53
Mercurio	Tensión superficial (Dinas/cm)	Rango de presión de inyección	Rango de volumen de mercurio inyectado (mL/g)
	480	5 Psia a 60.000 psia	0.0317 a 0.0468

5.2.1 Procedimiento para realizar la prueba de inyección de mercurio

- Realizar la medición de longitud, diámetro y peso de las muestras de roca.
- Limpiar las muestras de roca según el procedimiento descrito en la norma API RP 40. Una vez limpias las rocas, se realiza un enjuague final con Metanol para eliminar residuos de agua, sales e hidrocarburos que puedan haber quedado en la roca.
- Se procede a llevar las muestras de roca al horno a una temperatura de 80° Centígrados (176° Fahrenheit) para asegurarse de que todos los fluidos hayan sido eliminados y la roca quede completamente seca.
- Insertar la muestra de roca limpia en una celda de alta presión
- Inyectar a presión el mercurio en etapas controladas, permitiendo que penetre progresivamente los poros de la roca.

- A medida que la presión aumenta, se mide el volumen de mercurio que va ingresando a la roca. Este volumen corresponde a los poros que son accesibles a la presión aplicada.
- Para finalizar se registra la presión aplicada y el volumen de mercurio inyectado. Esto permitirá construir una curva que relaciona la presión con la fracción del volumen de poro ocupado por el mercurio.

Figura 7. Flujo de proceso del método de Inyección de mercurio.



Fuente: Elaboración propia.

6. Resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a partir de las pruebas de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) y de inyección de mercurio, las cuales fueron llevadas a cabo con el fin de caracterizar la porosidad y la distribución del tamaño de los poros en muestras de roca arenisca. Estos resultados proporcionan una visión de cómo los diferentes tipos de fluidos y condiciones experimentales influyen en las propiedades de la roca, tales como la estructura de los poros y las gargantas de poro.

Inicialmente, se analizarán los datos de T2 obtenidos de las pruebas de RMN, los cuales permiten interpretar los cambios en la distribución de los tamaños de poro y las características de los fluidos contenidos en la matriz porosa. Posteriormente, se presentarán los resultados de las pruebas de inyección de mercurio, enfocándose en la curva de drenaje obtenida y en la relación entre la presión aplicada y el volumen de mercurio inyectado. Esta información es fundamental para comprender la conectividad y permeabilidad de las rocas bajo diferentes condiciones de presión.

Los resultados presentados a continuación no solo destacan las diferencias en la respuesta de la roca ante los dos métodos de caracterización, sino que también ilustran la complementariedad de ambas técnicas para proporcionar una imagen más completa de la estructura interna de la roca y su capacidad para almacenar y transmitir fluidos. A través del análisis detallado de estos resultados, se busca aportar una mayor comprensión sobre los mecanismos que gobiernan la interacción roca-fluido y cómo estos pueden afectar la explotación de recursos naturales en la industria del petróleo y el gas.

6.1 Análisis de Resultados de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).

Los resultados obtenidos mediante la técnica de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) se centraron en el análisis de los tiempos de relajación transversal (T₂) de las muestras de arenisca, con el objetivo de caracterizar la distribución del tamaño de poros y evaluar los cambios en la matriz porosa tras la inyección de fluidos. La distribución de los tiempos de T₂ refleja la diversidad en los tamaños de poro presentes en las muestras, permitiendo identificar tanto los poros más grandes, asociados a tiempos de T₂ más largos, como los poros más pequeños, vinculados a tiempos de T₂ más cortos. Este análisis es fundamental para comprender cómo la estructura porosa de la roca se modifica en respuesta a diferentes tratamientos, como la saturación con salmuera sintética y la inyección de CO₂ supercrítico. Los datos de T₂ obtenidos fueron interpretados para determinar la conectividad de los poros y la movilidad de los fluidos en la matriz de la roca, aspectos clave para evaluar la calidad del reservorio y su capacidad de almacenamiento y transmisión de fluidos.

En este estudio, se analizaron cuatro muestras de roca, A1, B2, C3, y D4, para determinar sus características petrofísicas fundamentales, incluyendo el contenido orgánico total (TOC), la porosidad y el contenido de arcilla. Las muestras presentaron una variabilidad significativa en sus propiedades. El contenido orgánico total varió entre el 2.39% y el 5.34%, mientras que la porosidad osciló entre el 8.79% y el 15.59%. El contenido de arcilla, un factor crucial en la evaluación de la calidad de la roca como reservorio, mostró un rango considerable desde el 8.08% hasta el 60.56%. Estos datos proporcionan una base sólida para el análisis posterior de las propiedades de la roca y su comportamiento bajo diferentes condiciones experimentales.

Tabla 4. Descripción de las muestras de roca a analizar.

Muestra	TOC (%)	POROSITY (%)	CLAY CONTENT (% Weight)	CARBONATE CONTENT (%)
A1	2.39	8.79	60.56	5%
B2	4.36	10.22	22.34	10%
C3	5.34	15.59	16.30	40%
D4	4.77	13.51	8.08	20%

Para presentar las gráficas de los resultados obtenidos en este estudio, se incluye una descripción detallada de las tres curvas principales que se analizarán: "Recibido", "SFW" (saturada con agua de formación), y "post inyección de CO₂".

6.1.1. Descripción de la Gráfica:

Las figuras muestran los resultados de la medición de tiempos de relajación transversal (T₂), bajo tres condiciones diferentes:

- **Recibido:** La curva representa la distribución de los tiempos de relajación T₂ para la muestra en su estado original, sin ninguna modificación o tratamiento previo.
- **SFW (Saturada con agua de formación):** Esta curva muestra la distribución de T₂ después de saturar la muestra con agua de formación, lo que permite analizar la porosidad y conectividad de los poros que son accesibles al fluido de formación.
- **Post-Inyección de CO₂:** Representa la distribución de T₂ tras la inyección de CO₂ en la muestra, lo que permite observar cómo la inyección de CO₂ afecta las propiedades de los poros y la porosidad efectiva.

Ejes de la Gráfica:

- **Eje Horizontal (Eje X):** Tiempo de relajación T₂ (ms). Este eje mide el tiempo que los protones tardan en relajar su magnetización transversalmente después de la pulsación de radiofrecuencia en un experimento de RMN. Los tiempos de T₂ más cortos corresponden generalmente a poros más pequeños o a poros que contienen fluidos con interacciones de superficie más altas.

- **Eje Vertical Izquierdo (Eje Y1):** Unidades de Porosidad Incremental. Este eje muestra cómo la porosidad de la muestra se distribuye en diferentes tamaños de poro, revelando la fracción de porosidad que corresponde a cada rango de T₂.

- **Eje Vertical Derecho (Eje Y2):** Unidades de Porosidad Acumulativa. Este eje indica la suma acumulativa de porosidad conforme se incrementan los tiempos de relajación T₂, proporcionando una visión global de la porosidad total de la muestra y cómo se distribuye esta porosidad entre los diferentes tamaños de poro.

La comparación entre estas curvas nos proporciona una comprensión profunda de cómo los diferentes tratamientos y fluidos afectan la estructura de poros y la conectividad de la muestra.

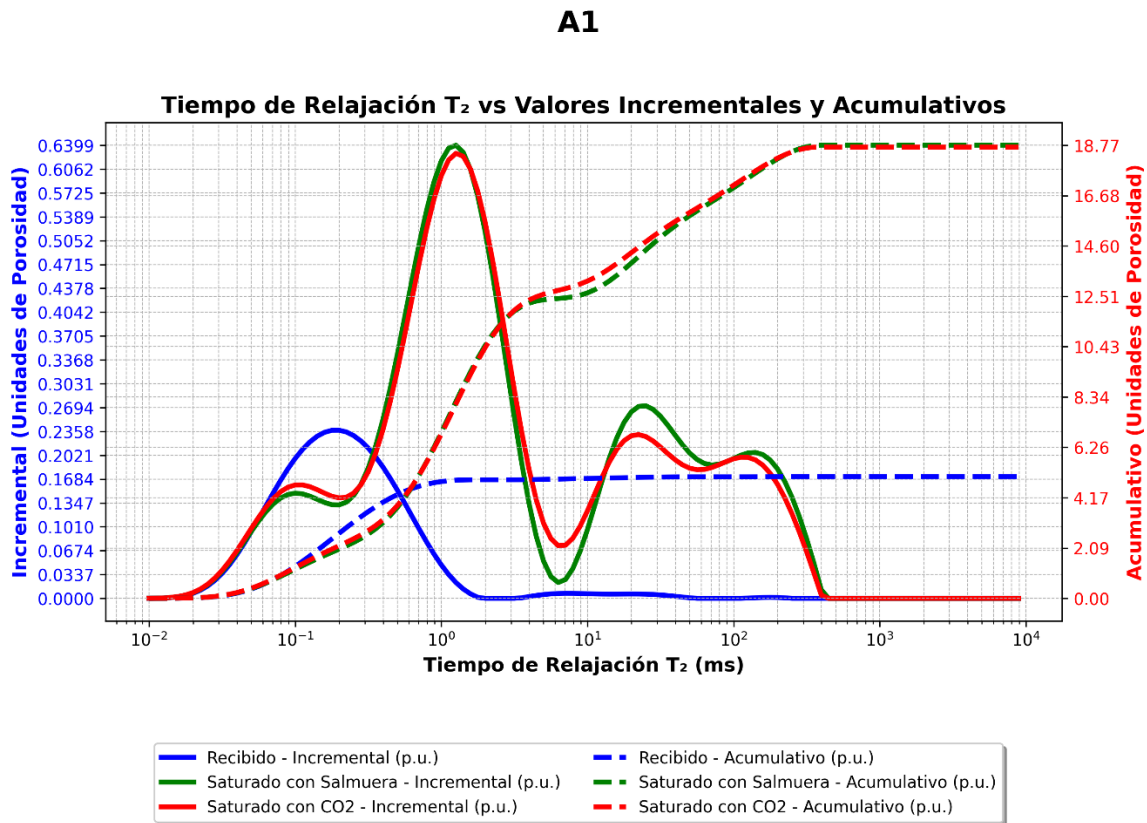
A continuación, se muestran las gráficas, resaltando los cambios en las distribuciones del tamaño de los poros y la porosidad acumulada en función de las diferentes condiciones experimentales aplicadas a las muestras.

6.1.2. Interpretación de la Gráfica:

La gráfica nos permite observar cómo cambia la distribución del tamaño de los poros y la conectividad de la muestra bajo diferentes condiciones experimentales.

- **Curva "Recibido":** Es probable que esta curva muestre una distribución más amplia y continua de tiempos de relajación T₂, sugiriendo una variedad de tamaños de poro y un sistema de poros relativamente complejo en el estado original de la muestra.
- **Curva "SFW":** Después de saturar la muestra con agua de formación, puede observarse un desplazamiento en la distribución de T₂, que indica una posible expansión de los poros accesibles al agua, sugiriendo una mayor conectividad entre los poros de tamaño mediano y grande.
- **Curva "Post-Inyección de CO₂":** La curva post inyección de CO₂ probablemente muestre una reducción en los tiempos de T₂ más cortos, reflejando una reducción en la porosidad efectiva debido a la posible obstrucción de poros más pequeños y cambios en la conectividad de los poros a causa de la interacción del CO₂ con la matriz de roca.

Figura 8. Distribución de tiempos de relajación T₂ para la muestra A1 en los estados "Recibido", "Saturada con agua de formación (SFW)" y "Post inyección de CO₂".



Fuente: Elaboración propia. Datos obtenidos de la prueba RMN realizada.

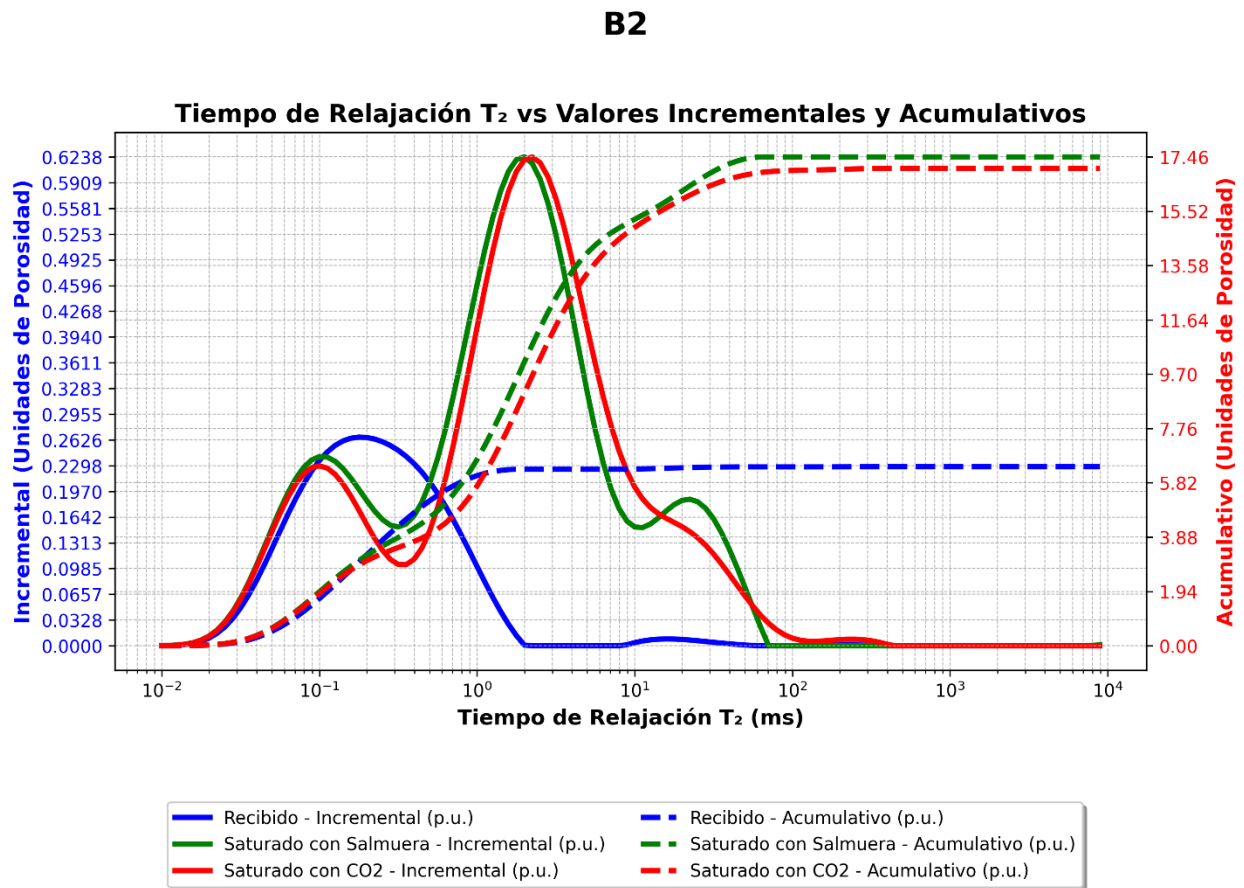
Esta gráfica presenta la distribución de los tiempos de relajación T₂ para la muestra A1, mostrando tres curvas distintas: "Recibido", "Saturada con agua de formación (SFW)" y "Post inyección de CO₂". El eje horizontal representa el tiempo de relajación T₂ en milisegundos (ms), mientras que el eje vertical izquierdo muestra las unidades de porosidad incremental, y el eje vertical derecho la porosidad acumulativa. La comparación entre estas curvas permite observar los cambios en la estructura porosa de la muestra A1 antes y después de la saturación con SFW y la inyección de CO₂.

En la curva azul (“Recibido”), el volumen de poros detectado en esta curva es significativamente menor que en los estados saturados (Con salmuero y con CO₂), lo cual es normal, ya que inicialmente la muestra está casi vacía. Hay un pequeño pico en la zona de T2 corto (~0.1 ms), lo que sugiere que algunos poros pequeños ya estaban llenos de fluidos no móviles (tal vez agua irreducible o fluido residual). La curva acumulativa de la porosidad inicial (línea azul punteada) es bastante plana y no crece mucho, indicando poca porosidad disponible inicialmente.

La curva verde (“Saturada con salmuera”), muestra un incremento notable en la porosidad detectada, con un pico importante alrededor de 1 ms a 10 ms en T2, lo que sugiere que la mayoría de los poros están en este rango de tamaño. Estos poros serían de tamaño intermedio y están llenos de salmuera. La curva verde también muestra otro pico más pequeño en la región de T2 largo (~100 ms), que indica poros más grandes llenos de salmuera, pero en menor cantidad. La curva acumulativa muestra un crecimiento constante, lo que indica que la saturación de salmuera ha llenado un buen volumen de poros en toda la muestra.

Comparando la curva roja (“CO₂ saturado”) con la verde (salmuera), el perfil general es bastante similar, pero hay una ligera reducción en la intensidad de los picos en la región de T2 intermedio (1-10 ms), lo que sugiere que el CO₂ no ha penetrado completamente en los poros intermedios. El pico en los T2 largos (~100 ms) se mantiene, lo que sugiere que los poros más grandes están bien saturados con CO₂. La curva acumulativa roja es muy similar a la verde, lo que indica que el CO₂ ha saturado una cantidad similar de poros totales que la salmuera, pero con pequeñas diferencias en la distribución.

Figura 9. Distribución de tiempos de relajación T₂ para la muestra B2 en los estados "Recibido", "Saturada con agua de formación (SFW)" y "Post inyección de CO₂".



Fuente: Elaboración propia. Datos obtenidos de la prueba RMN realizada.

En esta figura se ilustra la distribución de los tiempos de relajación T₂ para la muestra B3 en las mismas tres condiciones: "Recibido", "Saturada con agua de formación (SFW)" y "Post inyección de CO₂". Los ejes representan el tiempo de relajación T₂, las unidades de porosidad incremental y la porosidad acumulativa, respectivamente.

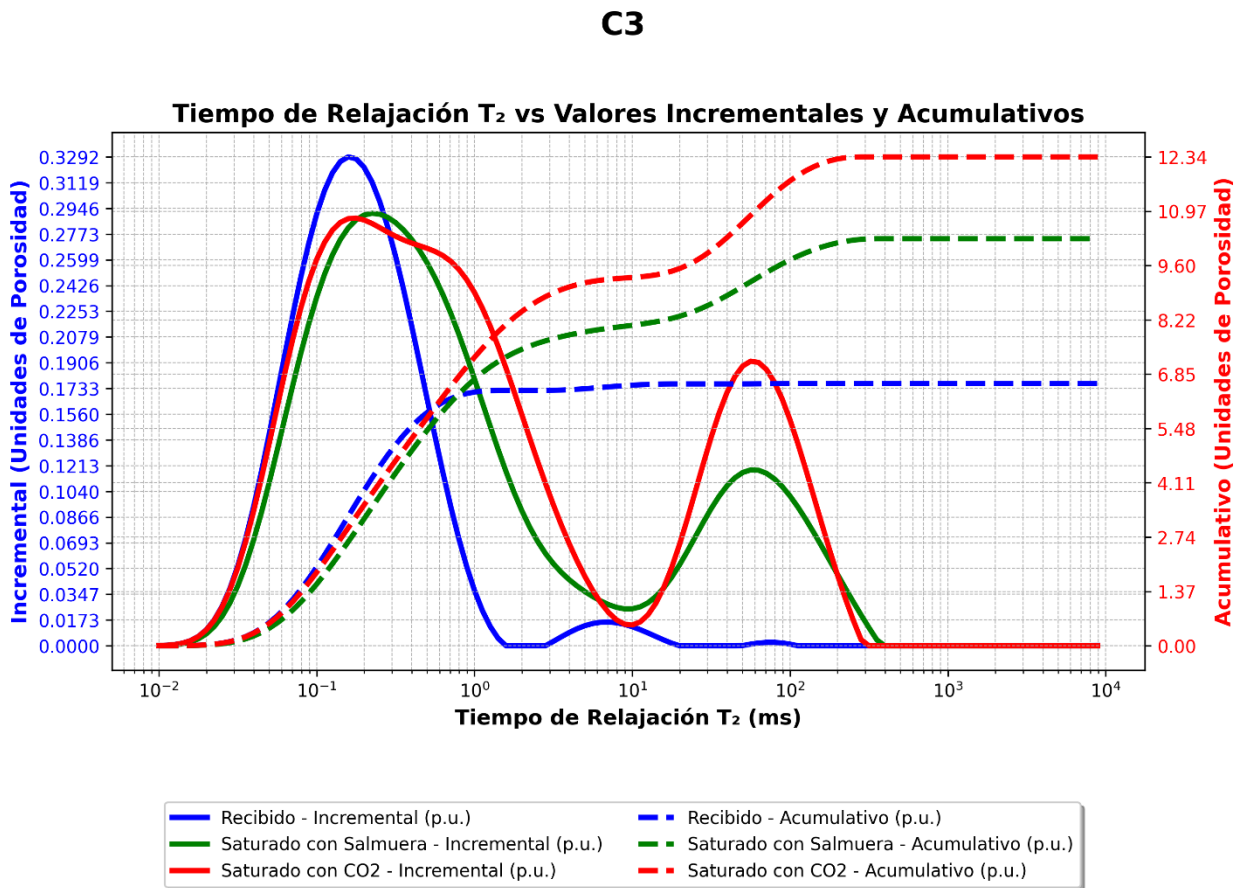
La curva incremental azul ("Recibido"), muestra un pequeño pico en la región de T₂ corto (~0.1 ms), similar al caso anterior, lo que sugiere poros muy pequeños llenos de fluido irreducible. La curva acumulativa (línea azul punteada) muestra una porosidad total inicial cercana a 6.40 p.u., indicando una cantidad limitada de poros ocupados en el estado "Recibido".

La curva verde (“Saturada con salmuera”), muestra un pico predominante en el rango de T₂ intermedio (1 a 10 ms), lo que indica que la mayoría de los poros saturados con salmuera están en este rango de tamaño. En comparación con la muestra A1, la curva de B2 parece tener un pico de mayor magnitud en la región intermedia, lo que sugiere que hay una mayor concentración de poros de tamaño mediano. El pico en la región de T₂ largo (~100 ms) es pequeño pero presente, lo que sugiere que hay algunos poros grandes llenos de salmuera.

La curva roja para CO₂ (“Saturada con CO₂”) sigue un patrón similar al de la salmuera, pero con una leve disminución en la magnitud del pico en la región de T₂ intermedio (1-10 ms). Esto podría indicar que el CO₂ no ha penetrado completamente en algunos poros medianos, o que ha sido parcialmente desplazado. Nuevamente, se observa un pico en los T₂ largos (~100 ms), lo que indica que los poros más grandes están bien saturados con CO₂.

La porosidad acumulativa en la curva “Recibido” es de aproximadamente 6.40 p.u., bastante baja en comparación con los estados saturados. La curva verde punteada (“Saturada con salmuera”) y Curva roja punteada (“Saturada con CO₂”). Ambas curvas se estabilizan en un valor acumulativo cercano a 17.46 p.u y 17.05 p.u., lo que sugiere que tanto la salmuera como el CO₂ han logrado llenar una cantidad similar de poros, con ligeras diferencias en la distribución entre tamaños de poro y cuyo comportamiento está dentro de lo esperado, mostrando la curva de la salmuera una mayor cantidad acumulativa de poros alcanzados.

Figura 10. Distribución de tiempos de relajación T₂ para la muestra C3 en los estados "Recibido", "Saturada con agua de formación (SFW)" y "Post inyección de CO₂".



Fuente: Elaboración propia. Datos obtenidos de la prueba RMN realizada.

Esta figura muestra la distribución de los tiempos de relajación T₂ para la muestra C3 en las condiciones "Recibido", "saturada con agua de formación (SFW)" y "post inyección de CO₂". El gráfico utiliza el eje horizontal para el tiempo de relajación T₂, el eje vertical izquierdo para las unidades de porosidad incremental, y el eje vertical derecho para la porosidad acumulativa.

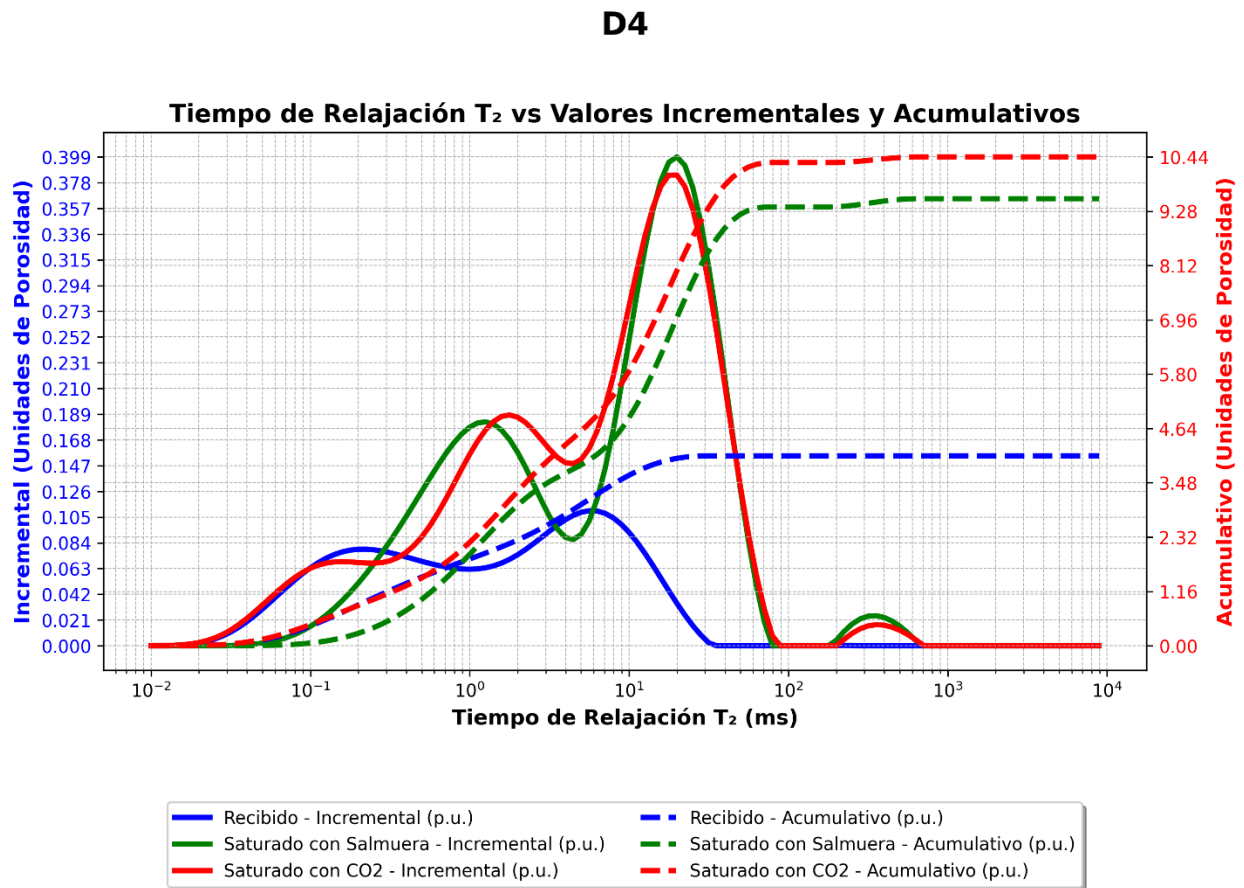
La curva incremental azul ("Recibido") muestra un pico pequeño en la región de T₂ corto (~0.1 ms), lo que indica la presencia de poros muy pequeños ocupados por un fluido irreducible.

La curva acumulativa azul punteada indica una porosidad total inicial de aproximadamente 6.62 p.u., lo que implica que los poros están parcialmente ocupados en el estado “Recibido”.

La curva verde (“Saturada con salmuera”) muestra un pico en la región de T2 intermedio (1-10 ms), lo que sugiere que la mayoría de los poros saturados con salmuera están en ese rango de tamaño. En comparación con las muestras A1 y B2, el pico verde en la región intermedia es más suave, lo que sugiere que la distribución de los tamaños de poro es más equilibrada en este estado. La porosidad acumulativa saturada con salmuera es de aproximadamente 10.27 p.u., menor que en otras muestras, lo que podría sugerir una menor capacidad de almacenamiento de poros medianos y grandes.

La curva roja (“Saturada con CO₂”) muestra un pico en la región de T2 intermedio (~10 ms), similar al de la salmuera, pero con un ligero aumento en la magnitud, lo que podría indicar una mejor penetración del CO₂ en los poros medianos. Se observa un segundo pico significativo en la región de T2 largo (~100 ms), lo que sugiere la presencia de poros más grandes que se llenan predominantemente con CO₂. La porosidad acumulativa de la muestra saturada con CO₂ es de aproximadamente 12.34 p.u., lo que indica que el CO₂ ha llenado una mayor cantidad de poros en comparación con la salmuera.

Figura 11. Distribución de tiempos de relajación T₂ para la muestra D4 en los estados "Recibido", "Saturada con agua de formación (SFW)" y "Post inyección de CO₂".



Fuente: Elaboración propia. Datos obtenidos de la prueba RMN realizada.

Esta gráfica detalla la distribución de los tiempos de relajación T₂ para la muestra D4, con las tres curvas correspondientes a los estados "Recibido", "saturada con agua de formación (SFW)" y "post inyección de CO₂". Los ejes indican el tiempo de relajación T₂, las unidades de porosidad incremental y la porosidad acumulativa.

La curva azul ("Recibido"), la distribución de T₂ en la muestra original muestra una acumulación significativa de poros pequeños (T₂ cortos) con un pequeño pico alrededor de 1 ms a 10 ms, lo que sugiere una alta proporción de poros pequeños, posiblemente con fluidos

irreducibles y la curva azul acumulada alcanza un valor máximo en torno a los 4.05 p.u., lo que indica que la porosidad total está distribuida principalmente en poros pequeños (T2 cortos).

En la curva verde ("Saturada con salmuera"), la saturación con salmuera parece aumentar los tiempos de relajación, ya que los picos se desplazan hacia tiempos más largos, particularmente en el rango de 1 a 100 ms, lo que sugiere que los poros más grandes, también puede deberse a un aumento en la porosidad o a una mayor conexión de los poros post inyección de la salmuera.

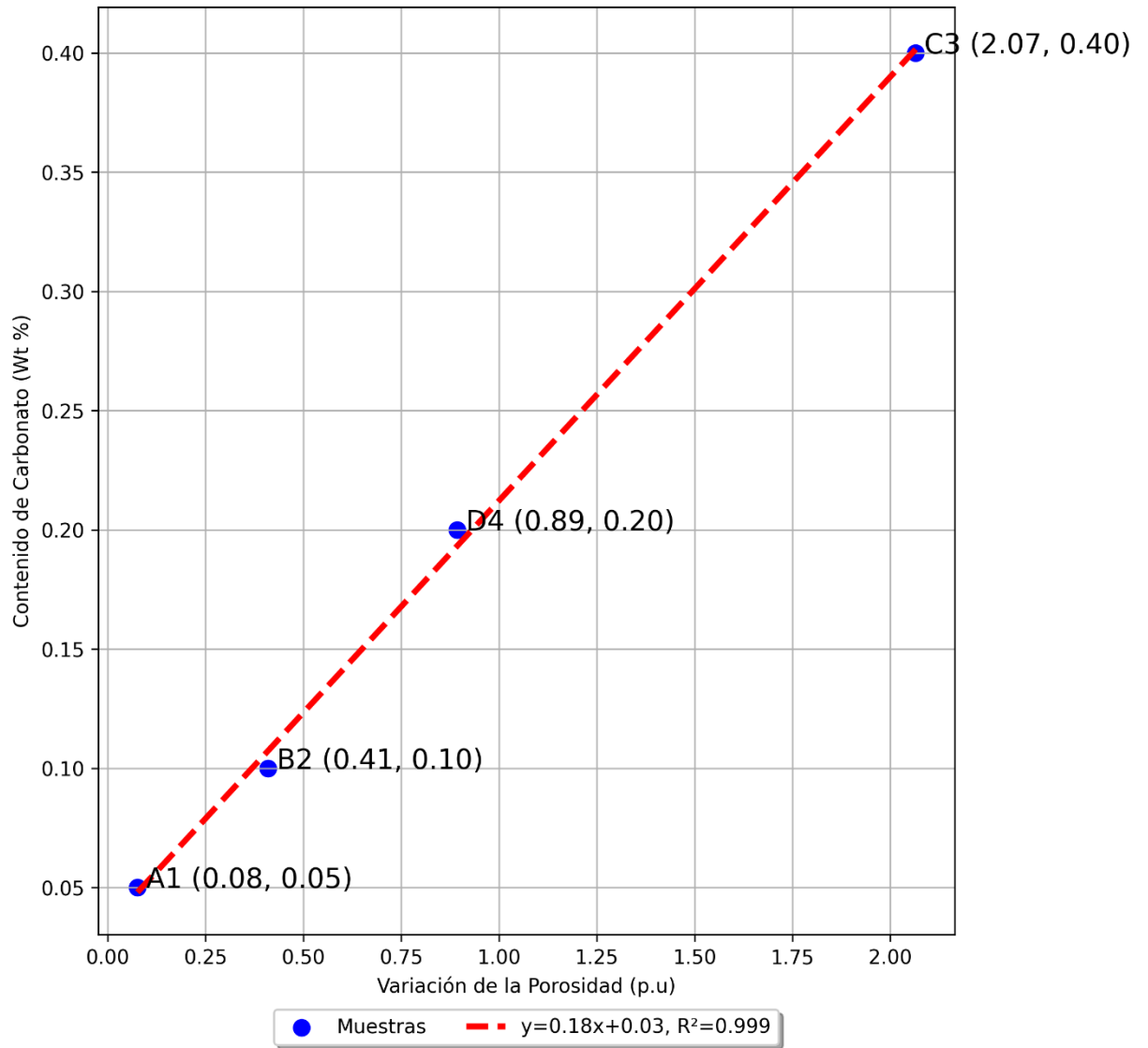
En la curva roja ("Saturada con CO₂"), La saturación con CO₂ también desplaza los picos hacia tiempos más largos, pero se comporta de manera similar a la saturación con agua salada, lo que sugiere que CO₂ ocupa los poros medianos a grandes, permitiendo una mayor movilidad del fluido.

Ambas curvas de porosidad acumulativa, "Saturada con salmuera" y "Saturada con CO₂", redondean valores cercanos a 10.00 p.u., lo que indica que se ha llenado una mayor proporción de los poros con fluido. Estas dos curvas a pesar de ser similares sugieren que el CO₂ saturó una porción mayor de poros en comparación con la salmuera, pero los tiempos T2 más largos indican una mayor conectividad y tamaño de poro en estas condiciones.

6.2.3 Relación de la variación de la porosidad y el contenido de carbonato

Figura 12. Relación de la variación de la porosidad y el contenido de carbonato.

Relación de la variación de la porosidad y el contenido de carbonato



Fuente: Elaboración propia. Datos obtenidos de las pruebas RMN realizadas.

Se tomo la variación de la porosidad (unidades de porosidad post inyección de CO₂, menos, unidades de porosidad post inyección de la salmuera) de cada una de las pruebas y se realizó una

regresión lineal para mostrar la relación entre el cambio de la porosidad y el contenido de carbonato presente en las muestras y se encontró una relación directa.

El modelo de regresión lineal se ajusta casi perfectamente a los datos, con un R² de 99.98%, lo que refuerza la idea de que la variación en la porosidad está altamente influenciada por el contenido de carbonato, a mayor contenido de carbonato presente en la roca mayor es la disolución de carbonatos producto de la reacción del CO₂ con el agua al formar ácido carbónico, generando así un mayor riesgo de daño por disolución, afectando la integridad del reservorio y su capacidad para confinar fluidos o gases.

6.2 Análisis de Resultados de MICP (Mercury Injection Capillary Pressure)

La presente prueba se centra en el análisis de la muestra C3, con el objetivo de evaluar los cambios en las propiedades petrofísicas de la roca tras la inyección de CO₂.

La muestra seleccionada proviene de un reservorio calcáreo y posee las siguientes características: un contenido de carbono orgánico total (TOC) de 5.34%, una porosidad de 15.59%, y un contenido de arcilla del 16.30% en peso. Estas propiedades sugieren que la muestra tiene una composición mixta con un porcentaje considerable de material orgánico y arcilla, lo que puede influir en su comportamiento frente a la saturación con fluidos.

Se espera que este protocolo experimental permita identificar los efectos de la inyección de CO₂ en la estructura porosa y en la capacidad de almacenamiento de la muestra C3. Adicionalmente, el bajo contenido de arcilla sugiere una menor probabilidad de que ocurra un daño significativo en la permeabilidad por hinchamiento de arcillas, lo que permite centrar el análisis en los posibles cambios en la porosidad y conectividad tras la inyección de CO₂.

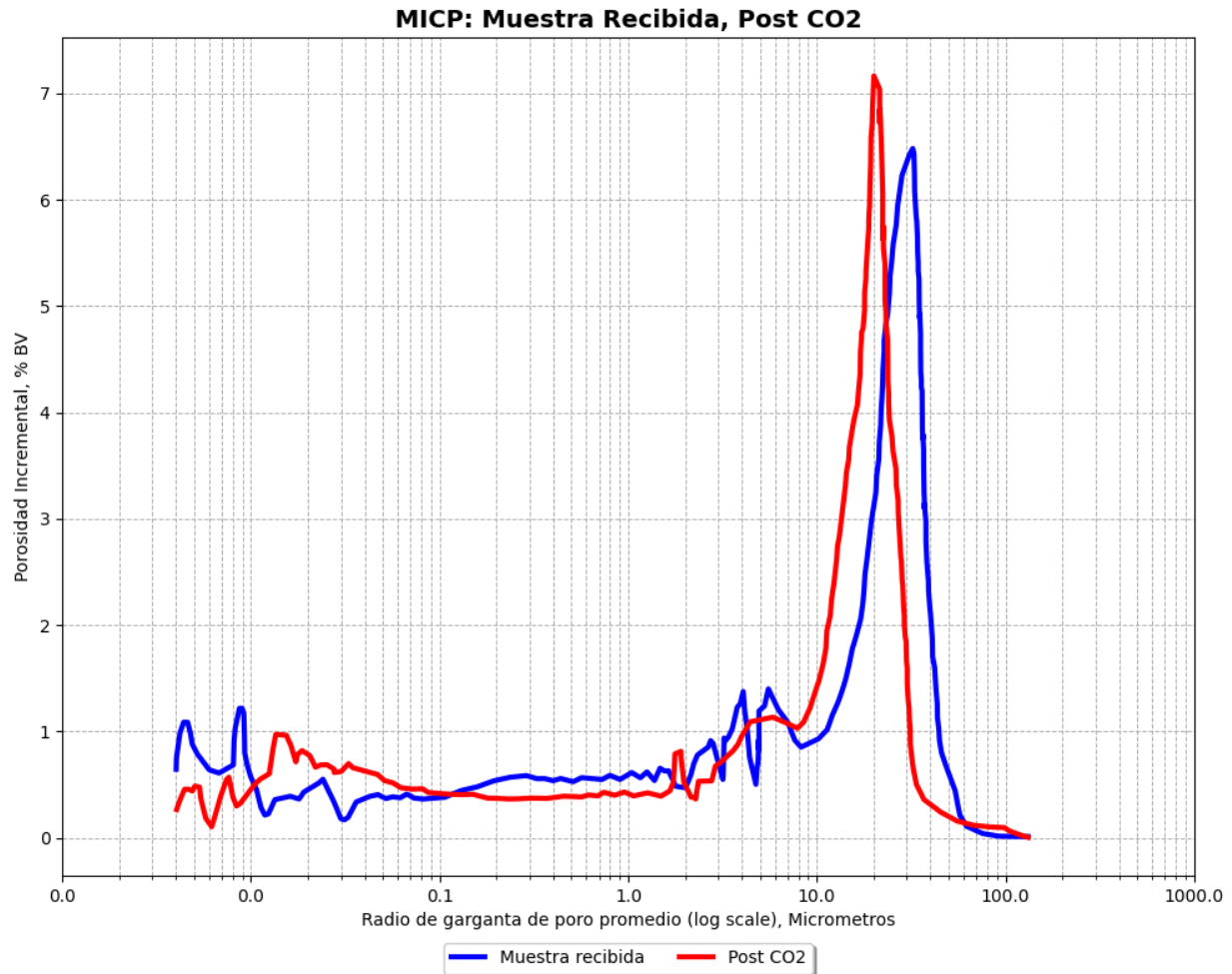
6.2.1 Descripción de la gráfica

La gráfica muestra curvas de presión capilar por inyección de mercurio (MICP) para la muestra C3 en dos condiciones, “Recibido” en azul y “Post inyección de CO₂” en rojo. El eje horizontal presenta el tamaño medio del radio de las gargantas de poro en una escala logarítmica (micrómetros). El eje vertical muestra la porosidad incremental en términos de volumen de poros (%BV).

6.2.2 Interpretación de la gráfica

La grafica permite comparar la distribución del tamaño de la garganta de los poros, antes y post inyección de CO₂,

- **Curva "Muestra recibida":** Esta curva muestra una variedad de tamaños de garganta de poro y un sistema de poros relativamente complejo en el estado original de la muestra.
- **Curva "Post-Inyección de CO₂":** En esta curva muestra los cambios en el tamaño de la garganta de poro y la porosidad incremental, debido a la posible obstrucción de poros más pequeños y cambios en la conectividad de los poros a causa de la interacción del CO₂ con la matriz de roca.

Figura 13. Resultado de la prueba MICP de la muestra C3, curvas “Muestra recibida” y “post inyección de CO₂”.

Fuente: Elaboración propia. Datos obtenidos de la prueba MICP realizada.

Ambas curvas presentan un pico alrededor de entre los 20 y 30 micrómetros, lo que indica que la mayor parte de la porosidad en ambas condiciones de la prueba proviene de gargantas de poro con un radio cercano a ese valor.

En el rango de los poros más pequeños, por debajo de 1 micrómetro, las dos curvas muestran valores similares, lo que indica que la inyección de CO₂ no afectó significativamente a estos poros, sin embargo, para los poros más pequeños (por debajo de 0.1 micrómetros) hubo una reducción de su porosidad incremental, posiblemente debido, a una migración de finos.

En el rango de los poros medianos, entre 1 y 10 micrómetros, de igual forma se ve una variación que no es significativa, sin embargo, para la curva roja (“Post inyección de CO₂”), muestra una ligera reducción en la porosidad incremental, lo que sugiere que, aunque el CO₂, ha saturado estos poros, puede haber provocado una leve obstrucción o reducción la accesibilidad a estas gargantas de poro.

En el rango mayor a 10 micrómetros, la curva (“Muestra recibida”) muestra un mayor tamaño de garganta de poro en comparación con la curva roja “Post inyección de CO₂” y una porosidad incremental menor.

Sin embargo, la curva roja (“Post inyección de CO₂”) muestra un desplazamiento hacia la izquierda, donde las gargantas de poro son más pequeñas, lo que sugiere que la inyección de CO₂ ha modificado la distribución de tamaños de poro de la muestra en su estado original (“Muestra recibida”), potencialmente cerrando algunos poros más grandes o creando una cantidad mayor en proporción a los poros más pequeños. Esto sugiere que al saturar la muestra con CO₂ pudo haberse reducido la conectividad o accesibilidad de algunos poros, afectando los poros de mayor tamaño.

7. Conclusiones

- La revisión de la literatura sobre los mecanismos de captura, almacenamiento y utilización de CO₂ permitió construir una base teórica sobre los procesos involucrados en la interacción roca-fluido.
- Se desarrollo y aplicó con éxito un protocolo experimental que incluyó técnicas avanzadas de caracterización, como la resonancia magnética nuclear (RMN) y la inyección de mercurio (MICP).
- Se obtuvieron datos relevantes sobre la estructura porosa antes y después de la exposición al ácido carbónico que resultó de la interacción entre el CO₂ y la salmuera.
- De lo anterior se concluye que la inyección de CO₂ en reservorios calcáreos modifica la distribución de los tamaños de poro y afecta en especial a las gargantas de poro.
- Con el análisis de los resultados de la prueba de RMN, se concluyó que las muestras con un alto contenido de carbonatos muestran un aumento significativo en la porosidad después de la saturación con salmuera y CO₂.
- Se concluye que hubo una disolución de carbonato debido a la interacción del CO₂ con el agua.
- Se concluye que la inyección de CO₂ altera la distribución de las gargantas de poro, especialmente en el rango superior a 10 micrómetros, donde se obtiene una reducción de la conectividad de los poros grandes.
- Se obtuvo una disminución de la porosidad en los poros más pequeños (por debajo de 0.1 micrómetros), debido a la migración de finos provocada por la interacción del ácido carbónico con los minerales de la roca.

- En el rango de poros intermedios (entre 1 y 10 micrómetros), no se evidenciaron variaciones significativas, por lo que se concluye que la formación de ácido carbónico no afecta de manera considerable este rango de poros.
- En el rango de poros grandes (20 a 30 micrómetros), se detectó un incremento en el tamaño de las gargantas de poro tras la inyección de CO₂.
- Se concluye que la inyección de CO₂ en rocas con altos contenidos de carbonatos, presentan una alteración en la estructura de los poros, la cual puede conllevar a un posible daño de formación.

En resumen, los resultados experimentales apoyan la viabilidad del almacenamiento geológico de CO₂ en formaciones calcáreas, ya que incrementa la porosidad sin alterar significativamente la permeabilidad. No obstante, las modificaciones en la estructura porosa, especialmente en los poros de mayor tamaño, deben ser cuidadosamente monitoreadas para evitar un posible daño de formación a largo plazo, lo que podría afectar la eficiencia del proceso de almacenamiento. Las diferencias observadas entre las muestras con distintos contenidos de arcilla y materia orgánica resaltan la importancia de caracterizar adecuadamente las formaciones geológicas antes de implementar estrategias de almacenamiento a gran escala.

8. Recomendaciones

Realizar Análisis de pH: Se recomienda llevar a cabo análisis sistemáticos del pH de la salmuera para evaluar cualquier variación que pueda ocurrir tras la inyección de CO₂. Este procedimiento permitirá determinar si el CO₂ induce cambios en la acidez de la salmuera, lo que podría influir en la solubilidad de minerales y en las reacciones químicas dentro del reservorio.

Aplicar Cromatografía de Gases: Se debe realizar cromatografía de gases para investigar las reacciones químicas y los posibles cambios mineralógicos en la muestra de roca tras la inyección de CO₂. Este análisis permitirá identificar y cuantificar los compuestos gaseosos formados durante la interacción, proporcionando información crucial sobre las alteraciones en la composición mineral y las reacciones químicas inducidas por el CO₂.

Ejecutar Pruebas de Core Flooding: Es esencial realizar pruebas de core flooding para simular y evaluar las condiciones dinámicas que se producen en el yacimiento durante la inyección de CO₂. Estas pruebas proporcionarán datos sobre la eficiencia del proceso de captura y almacenamiento de CO₂ (CCS) o la mejora en la recuperación de petróleo (EOR), permitiendo una evaluación detallada de la movilidad del CO₂, su interacción con la roca y la salmuera, y la respuesta del reservorio a diferentes condiciones operativas.

Implementar Análisis de Secciones delgadas y Tomografía Computarizada: Se recomienda realizar el análisis de secciones delgadas y la obtención de imágenes mediante tomografía computarizada para observar y documentar visualmente los cambios estructurales y composicionales en la roca. Estos métodos proporcionan una visualización detallada de las alteraciones a nivel microestructural, facilitando la identificación de posibles efectos como fracturación, disolución de minerales, o cambios en la porosidad y permeabilidad.

Referencias Bibliográficas

- Araujo de Itriago, Y., Palencia, C., & Singletary, P. (2024). *Return Permeability and Critical Velocity Testing. Formation Damage in CO₂ Storage Projects*. Luisiana, EE.U: SPE.
- Bert Metz, O. D. (2005). *Carbon Dioxide Capture and Storage*. Inglaterra, Reino Unido: Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press.
- Bert Metz, O. D. (2005). IPCC Special Report on carbon dioxide capture and storage. En S. B. Paul Freund, *Anexo 1, Propiedades del CO₂ y los combustibles a base de carbono* (pág. 18). Inglaterra: Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Cancino, O. P. (15 de 09 de 2019). Conferencia para el planteamiento del tema y plan de trabajos de grado en ingenierías. Bucaramanga.
- González, N. A. (2017). *Tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ en sectores industriales*. Bogotá: Fundación Universidad de América.
- James S. Monroe, R. W. (2008). *Geología. Dinámica y evolución de la tierra*. Ediciones Paraninfo, S.A.
- Juan Carlos Ballesteros Aparicio, C. D. (2007). *Captura y almacenamiento de CO₂*. España: Publicaciones de la universidad pontificia comillas.
- Luis Fernando Ruiz Jumbo, P. A. (12). *Determinación del diámetro de las gargantas polares y presiones capilares usando el equipo de presión capilar con picnómetro de mercurio para la caracterización del reservorio arenisca u del campo Auca, mediante pruebas de laboratorio*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

- Mera, A. C. (2021). *Inyección de CO₂ como mecanismo de recuperación mejorada para el aumento de producción en un campo sintético*. La Libertad, Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena .
- Morales, D. E. (2017). *Tecnología de captura, uso y almacenamiento de CO₂ (CCUS) con registros geofísicos de pozo*. Ciudad de México : Academia de ingeniería México.
- Palencia, C., Araujo de Itrago, Y., Singletary, P., & Intertek. (2023). Potential Damage Complications in supercritical CO₂ Storage. *Latin America Unconventional Resources Technology Conference*, 7.
- Pérez, M. d. (2017). *Riesgos geomecánicos asociados a la inyección de co₂ en formaciones geológicas*. España: Universidad de Oviedo.
- Pérez, M. d. (s.f). *Variación del campo de presiones por almacenamiento geológico de CO₂*. España: Universidad de Salamanca.
- Richard Landi, H. T. (2008). Aplicaciones de los registros de resonancia magnética nuclear (NMRL) en la evaluación de yacimientos. *Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral*, 7.
- Rodriguez, F. J. (2002). *Porosimetría por inyección de mercurio*. Departamento de Geología (Petrología y Geoquímica), Universidad de Oviedo.
- Universidad Industrial de Santander. (05 de 06 de 2020). *www.uis.edu.co*. Obtenido de http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/pags/pub/informacion/info_enlaces.jsp?cod_subgrupo=97
- Solomon, S., Qin, D., & Manning, M. (s. f.). Resumen Técnico. Ipcc. <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/ar4-wg1-ts-sp.pdf>

NACIONES UNIDAS – UN -. "Convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático." ("Qué es la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el ... - UNFCCC") ("Cambio climático | Naciones Unidas - المتحدة الأمم") [Sitio Web]. Bogotá D.C.CO. sec. 1992. P. 3. [Consultado 13, Julio, 2018]. Archivo en pdf. Disponible en: unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf

NACIONES UNIDAS – UN -. Cambio climático – Portada, asuntos que nos importan, cambio climático. [Sitio Web]. [Consultado 13, Julio, 2018]. Disponible en: www.un.org/es/sections/issuesdepth/climate-change/index.html

WORLD WILDLIFE FUND – WWF -. Clima y Energía: Cambio climático y energías renovables – Noticias y publicaciones. [Sitio Web]. [Consultado 13, Julio, 2018]. Disponible en: www.wwf.org.co/que_hacemos/wwf_al_clima/index.cfm

User, S. (s. f.). Gases efecto invernadero | Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. <https://archivo.minambiente.gov.co/index.php/mitigaci/gases-efecto-invernadero-2>

| Greenhouse gas (GHG) emissions | Climate Watch. (s. f.). https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?end_year=2020&start_year=1990

Hashimoto, G. L., Abe, Y., & Sugita, S. (2007). "The chemical composition of the early terrestrial atmosphere: Formation of a reducing atmosphere from CI-like material." *Journal of Geophysical Research: Planets*, 112(E5), 5010. <https://doi.org/10.1029/2006JE002844>

Zahnle, K., Schaefer, L., & Fegley, B. (2010). Earth's Earliest Atmospheres. *Cold Spring Harbor Perspectives in Biology*, 2(10), a004895. <https://doi.org/10.1101/CSHPERSPECT.A004895>

Usos del Dioxido de Carbono (CO₂) | Omega Air - Tratamiento de aire comprimido. (s. f.). <https://www.omega-air.si/es/noticias/noticias/usos-del-dioxido-de-carbono->

