

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES DE LAS ARENAS USADAS
EN LA GEOMETRÍA DEL PROYECTO FLUID FLOWER**

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

**Magister en Petróleo con mención en Recobro por Inyección
de agua y gas**

Presentado por:

Daniela Alejandra Delgado Rojas

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a Dios por las oportunidades recibidas y sus bendiciones. A mis padres por su apoyo incondicional y sus enseñanzas para buscar siempre la excelencia. A mis hermanas y amigos, por su acompañamiento durante este viaje.

Una dedicatoria especial a las personas que ya no se encuentran físicamente, pero de las cuales he aprendido mucho y me han ayudado a ser la persona que soy.

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos a la universidad por permitirme conocer nuevos espacios investigativos y desarrollar análisis fundamentales en esta investigación.

Agradezco a mis tutores y universidad donde realice mi estancia investigativa por permitirme usar sus laboratorios para el desarrollo de la tesis. Al financiamiento de Norad bajo el programa NORHED II (proyecto/grant no. 71660).

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Daniela Alejandra Delgado Rojas* y doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Daniela Delgado Rojas

EVALUADORES

Ph.D. Andreína Alarcón

PROFESOR DE LA MATERIA

Ph.D. Jacquelin Cobos

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

En el presente proyecto se investiga el comportamiento del dióxido de carbono (CO_2) cuando es almacenado en el subsuelo como parte de las técnicas de captura y almacenamiento de carbono (CCS). El objetivo es simular el trayecto de este fluido y sus reacciones frente a otros fluidos que se encuentren dentro de una formación geológica. Si se estudia correctamente las características que presenta el reservorio seleccionado para el almacenamiento del CO_2 , entonces se prevendrá la fuga de este fluido. Varios países tienen como objetivo reducir las emisiones de carbono, por lo cual están realizando proyectos de CCS.

La formación seleccionada para la investigación es similar a un modelo sísmico del continental Shelf de Noruega. Se utilizó el laboratorio de la Universidad de Bergen para el desarrollo experimental. Las arenas empleadas fueron procedentes de reservorios propuestos y la configuración fue recreada con equipos para la inyección de fluidos que se encontraban en el laboratorio. Se usaron técnicas para obtener la permeabilidad relativa de los fluidos en un medio poroso y para el manejo de CO_2 en su estado gaseoso.

Dentro de los resultados encontrados se observó cómo el CO_2 se movía por los diferentes tamaños de granos, que fueron recreadas por arenas de altas y bajas permeabilidades. Se obtuvo la simulación de tres mecanismos de atrapamientos: atrapamiento estructural cuando el fluido se quedaba debajo de la capa sello, atrapamiento residual cuando el fluido se quedaba atrapado entre las capas menos permeables y disolución cuando el fluido se mezclaba con el fluido existente o agua de formación.

La caracterización del reservorio permitió realizar un análisis previo a inyectar el fluido en un modelo macroscópico. Finalmente, se presentan los resultados de las pruebas de laboratorio que fueron usados en simuladores para estudiar el comportamiento de CO_2 cuando es almacenado en el reservorio.

Palabras Clave: dióxido de carbono, captura y almacenamiento de carbono, continental shelf, mecanismos de atrapamiento, caracterización geológica

ABSTRACT

The present project investigates about CO₂ behavior when is stored underground as part of carbon capture and storage technologies (CCS). The main objective is to simulate the flow pattern and the reactions when another fluid is present in the reservoir. If the characteristics of the reservoir selected to store carbon dioxide are correctly studied, then leakages will be prevented. Several countries aim to reduce their carbon emissions, which is why CCS projects are being carried out.

The formation selected during research is a seismic model from Norway's continental Shelf. The laboratory of University of Bergen was used for experimental work. The sands used came from proposed reservoirs and the configuration was recreated with equipment for the injection of fluids that were in the laboratory. Techniques were used to obtain the relative permeability of fluids in a porous medium and manage carbon dioxide in its gaseous state.

Among the obtained results, it was observed how CO₂ moved through grains of different sizes with high and low permeabilities. The simulation of three entrapment mechanisms was obtained: structural entrapment when the fluid remained under the seal layer, residual entrapment when the fluid was trapped between the less permeable layers and dissolution when the fluid was mixed with the existing fluid. The characterization of the reservoir allowed an analysis to be carried out prior to injecting the fluid into a macroscopic model. Finally, the results of laboratory tests used in simulators to study the behavior of CO₂ when stored in the reservoir are presented.

Keywords: CO₂, CCS, continental shelf, trapping mechanism, geological characterization

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA II

AGRADECIMIENTOS III

DECLARACIÓN EXPRESA IV

EVALUADORES V

RESUMEN VI

ABSTRACT VII

ÍNDICE GENERAL VIII

ABREVIATURAS XI

SIMBOLOGÍA XII

ÍNDICE DE FIGURAS XIII

ÍNDICE DE TABLAS XV

CAPÍTULO 1 1

1. INTRODUCCIÓN 1

1.1 Descripción del problema ¡Error! Marcador no definido.

1.2 Justificación del problema 5

1.3 Objetivos 6

1.3.1 Objetivo General 6

1.3.2 Objetivos Específicos 6

CAPÍTULO 2 7

2. MARCO TEÓRICO 7

2.1 Principios Fundamentales 7

2.1.1 Medio poroso 7

2.1.2 Porosidad 8

2.1.3 Saturación de fluidos 8

2.1.4 Permeabilidad 9

2.1.4.1 Método de drenaje e imbibición 10

2.1.4.2	Método de Buckley y Leverett	11
2.1.5	Presión capilar	11
2.1.6	Propiedades físicas de CO ₂	12
2.1.6.1	Flujos multifásicos	13
2.1.6.2	Fluidos supercríticos	13
2.1.7	CCS	14
2.1.7.1	Fuentes de CO ₂	15
2.1.8	Captura de CO ₂	15
2.1.8.1	Tecnologías de separación y captura de CO ₂	18
2.1.9	Transporte de CO ₂	21
2.1.10	Almacenamiento de CO ₂	21
2.1.10.1	Sitios	22
2.1.10.2	Mecanismos de atrapamiento	24
2.1.10.3	Monitoreo	26
2.1.11	Características generales e importancia económica	27
2.1.12	Emisiones de CO ₂ en Ecuador	28

CAPÍTULO 3 31

3. METODOLOGÍA 31

3.1 Arena (material de la roca) 31

3.2 Fluidos 32

3.3 Equipo experimental 33

3.3.1	Sistema de inyección	34
3.3.2	Sujetador de núcleo	35
3.3.3	Dispositivos para registrar presiones	35
3.3.4	Sistema de medición y colección de fluidos	36
3.3.1	Equipos adicionales	36

3.4 Procedimiento 36

3.4.1	Empaquetamiento de la arena	37
3.4.2	Determinación de la porosidad	40
3.4.3	Secuencia para medir la permeabilidad inicial	42
3.4.4	Saturación del agua con CO ₂	44
3.4.5	Desplazamiento del agua saturada con CO ₂	45
3.4.6	Drenaje del empaquetamiento de arena	45
3.4.7	Secuencia para determinar la permeabilidad relativa de CO ₂ dentro del empaquetamiento de arena	46
3.4.8	Saturación del empaquetamiento de arena con agua	46
3.4.9	Secuencia para determinar la permeabilidad relativa del agua dentro del empaquetamiento de arena.	47

CAPÍTULO 4 49

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS 49

4.1 Resultados de porosidad 49

4.2	Resultados de Permeabilidad Inicial	54
4.3	Resultados de curvas de drenaje	58
4.4	Resultados de permeabilidad relativa del gas	61
4.5	Resultados de permeabilidad relativa al agua	63
4.6	Análisis cualitativo en el modelo macroscópico	64
CONCLUSIONES	69	
RECOMENDACIONES	71	
TRABAJOS FUTUROS	72	
CAPÍTULO 5	73	
ANEXOS	73	
Anexo A. Materiales de Laboratorio		73
Anexo B. Tablas de resultados		76
REFERENCIAS	81	

ABREVIATURAS

3D	Tercera Dimensión
CCS	Carbon Capture and Storage
CCUS	Carbon Capture, utilization and storage
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CO ₂	Dióxido de Carbono
CTFE	Comisión Técnica de Determinación de Factores de Emisión
EIA	Evaluación de impacto ambiental
EOR	Enhanced oil recovery
H ₂ O	Agua
H ₂ S	Ácido Sulfhídrico
IEA	International Energy Agency
MDEA	Monodietanolmelamina
NORAD	Norwegian Agency for Development Cooperation
UiB	Universitetet i Bergen
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
USB	Universal Serial Bus

SIMBOLOGÍA

C	Centígrado
cm	Centímetro
cP	Centipoise
D	Darcy
g	Gramo
Gt	Gigatoneladas
Kef	Permeabilidad efectiva
kPa	Kilo Pascal
Kr	Permeabilidad relativa
Krg	Permeabilidad relativa del gas
Krw	Permeabilidad relativa del agua
m	Metro
mD	MiliDarcy
min	Minutos
ml	Mililitro
mm	Milímetro
Mt CO ₂	Toneladas métricas de Dióxido de Carbono
Pa	Pascal
s	Segundos
Sw	Saturación de agua
µm	Micrómetro

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1 CURVA TÍPICA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS A DOS FASES. FUENTE: (PETROLERA BLOG) [38]	10
FIGURA 2.2 FUNCIONAMIENTO DEL DRENAJE E IMBIBICIÓN. FUENTE: (GAVILANES) [19]...	11
FIGURA 2.3 PROCESO DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DEL CO ₂ . FUENTE: (GLOBAL CCS INSTITUTE) [23]	15
FIGURA 2.4 PROCESOS DE CAPTURA DEL CO ₂ . FUENTE: (GLOBAL CCS INSTITUTE) [23] ..	16
FIGURA 2.6 ADSORCIÓN POR OSCILACIÓN DE PRESIÓN Y VACÍO. FUENTE: (AIR LIQUIDE GROUP) [2]	18
FIGURA 2.7 SEPARACIÓN CRIOGÉNICA DE CO ₂ CRYOCAP H ₂ . FUENTE: (AIR LIQUIDE GROUP) [2]	19
FIGURA 2.8 CONSUMO DE ENERGÍA POR FUENTES PRIMARIAS. FUENTE: (LÜTHJE MIKAEL) [32]	28
FIGURA 2.9 GRÁFICAS - EMISIONES DE CO ₂ . FUENTE: (DATOSMACRO) [15].....	29
FIGURA 3.1 REPRESENTACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE UiB PARA DETERMINAR PERMEABILIDAD RELATIVA Y POROSIDAD.....	33
FIGURA 3.2 REPRESENTACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE UiB PARA DETERMINAR PERMEABILIDAD RELATIVA DEL GAS.....	33
FIGURA 3.2 REPRESENTACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE UiB PARA DETERMINAR PERMEABILIDAD RELATIVA DEL GAS.....	33
FIGURA 3.2 REPRESENTACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE UiB PARA DETERMINAR PERMEABILIDAD RELATIVA DEL GAS.....	34
FIGURA 3.3 EMPAQUETAMIENTO DE ARENA (FUENTE PROPIA)	35
FIGURA 3.4 DIAGRAMA DEL PROCEDIMIENTO DETALLANDO LOS PASOS REALIZADOS	37
FIGURA 3.5 PROCEDIMIENTOS USADOS DURANTE EL EMPAQUETAMIENTO DE LAS ARENAS (FUENTE PROPIA).....	38
FIGURA 3.6 SATURACIÓN DEL FLUIDO CON CO ₂ USANDO EL CONTROLADOR DE FLUJO MÁSICO.....	44
FIGURA 3.7 MEDICIÓN PRODUCIDA DURANTE EL DRENAJE	46
FIGURA 3.8 DATOS OBTENIDOS POR EL SOFTWARE RAPORT DURANTE 7 CICLOS PROGRAMADOS EN LA INYECCIÓN DE LA BOMBA QUIZIX.	48
FIGURA 4.1 GRÁFICA DE LOS RESULTADOS DE POROSIDAD PROMEDIO DE ACUERDO CON LAS DISTRIBUCIONES DE GRADOS REFERENTES A LOS TAMAÑOS DE GRANOS PROMEDIOS..	50

FIGURA 4.2 DISPERSIÓN EN LOS VALORES DE POROSIDAD DE ACUERDO CON 3 TIPOS DE GRANOS.	51
FIGURA 4.3 VALORES DE POROSIDAD DE ACUERDO CON LAS DISTRIBUCIONES DE GRANOS DESDE 100 A 545 μM	52
FIGURA 4.4 VALORES DE POROSIDAD PARA TIPO DE GRANOS GRUESOS Y MUY GRUESOS....	53
FIGURA 4.5 IRREGULARIDAD DE LOS GRANOS MUY GRUESOS DE LA ARENA #9	54
FIGURA 4.6 GRÁFICO DE BURBUJAS PARA TODOS LOS VALORES OBTENIDOS DE PERMEABILIDAD ABSOLUTA.....	55
FIGURA 4.7 VALORES PROMEDIOS OBTENIDOS DE PERMEABILIDAD INICIAL EN CADA EMPAQUETAMIENTO DE ARENA.....	56
FIGURA 4.8 CURVAS DE DRENAJE DE LAS MUESTRAS DE ARENAS	59
FIGURA 4.9 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA VS SATURACIONES DE GAS PARA TODAS LAS ARENAS.....	63
FIGURA 4.10 FASE 1 INYECCIÓN DE CO ₂ EN EL MODELO MACROSCÓPICO.....	65
FIGURA 4.11 FASE 2 INYECCIÓN DE CO ₂ EN EL MODELO MACROSCÓPICO.....	66
FIGURA 4.12 FASE 3 INYECCIÓN DE CO ₂ EN EL MODELO MACROSCÓPICO.....	67
FIGURA 4.13 FASE 4 INYECCIÓN DE CO ₂ EN EL MODELO MACROSCÓPICO.....	68

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1 PROPIEDADES FÍSICAS DEL CO ₂ . FUENTE: (IPCC) [24]	13
TABLA 2.2 ECUADOR - EMISIONES DE CO ₂ . FUENTE: (DATOSMACRO) [15].....	30
TABLA 3.1 MUESTRAS DE ARENA USADAS EN LOS EXPERIMENTOS DE LABORATORIO	31
TABLA 3.2 FLUIDOS USADOS EN LOS EXPERIMENTOS DE LABORATORIO	33
TABLA 3.3 MEDIDAS DIRECTAS OBTENIDAS DURANTE EL EMPAQUETAMIENTO DE LA ARENA.	41
TABLA 3.4 MEDIDAS INDIRECTAS OBTENIDAS DE LAS MEDIDAS DIRECTAS.....	41
TABLA 3.5 TASAS DE CAUDALES USADOS PARA EL CÁLCULO DE LAS PERMEABILIDADES ...	43
TABLA 3.6 DATOS DIRECTOS OBTENIDOS PARA EL CÁLCULO DE LAS SATURACIONES IRREDUCIBLES.	47
TABLA 4.1 RESULTADOS DE POROSIDAD PARA LOS DIFERENTES EMPAQUETAMIENTOS DE ARENA	50
TABLA 4.2 RESULTADOS DE LAS PERMEABILIDADES EN EL LABORATORIO	57
TABLA 4.3 SATURACIONES DE AGUA IRREDUCIBLE PARA LAS DIFERENTES MUESTRAS DE ARENAS	61
TABLA 4.4 DATOS EXPERIMENTALES DE LAS K _{RG} CON RESPECTO A LAS DIFERENTES SATURACIONES DE GAS.....	62
TABLA 4.5 SATURACIONES IRREDUCIBLES DE GAS PARA LAS MUESTRAS DE ARENA	64
TABLA A.1 ELEMENTOS UTILIZADOS PARA LA CONFIGURACIÓN DEL NÚCLEO.....	73
TABLA A.2 ELEMENTOS PARA MEDICIÓN Y COLECCIÓN DE FLUIDOS	74
TABLA A.3 ELEMENTOS PARA MEDICIÓN Y COLECCIÓN DE FLUIDOS	75
TABLA B.1. RESULTADOS DE POROSIDAD ARENA #9	76
TABLA B.2 RESULTADOS DE POROSIDAD ARENA #8	76
TABLA B.3 RESULTADOS DE POROSIDAD ARENA #7	77
TABLA B.4 RESULTADOS DE POROSIDAD ARENA #6	77
TABLA B.5 RESULTADOS DE POROSIDAD ARENA #5	78
TABLA B.6 RESULTADOS DE POROSIDAD ARENA #4	78
TABLA B.7 RESULTADOS DE POROSIDAD ARENA #3	79
TABLA B.8 RESULTADOS DE POROSIDAD ARENA #2	79
TABLA B.9 CÁLCULO DE PERG PARA GAS	80

CAPÍTULO 1

1.INTRODUCCIÓN

Existen gases de efecto invernadero en la atmósfera que poseen la propiedad de absorber la energía térmica irradiada desde la superficie de la tierra e irradiarla de vuelta; a esto llamamos calentamiento global (Mann, 2021). El dióxido de carbono (CO_2) es parte fundamental de la composición de los gases de efecto invernadero, y es el más predominante (WMO, 2021). De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA), las emisiones de CO_2 al ambiente fueron de 36.3 gigatoneladas (Gt) en el año 2021; esto significa un aumento del 6% comparado con el año 2020 y se convierte en el año con el pico más alto de emisiones (IEA, 2022). Esto es debido al rápido recobro económico de los países después de la pandemia del Covid-19. Este aumento en las emisiones produce una rápida aceleración en la búsqueda de soluciones, especialmente en países desarrollados mediante una estrecha cooperación entre la industria y la academia (IEA, 2022).

El Acuerdo de París que es un tratado internacional sobre el cambio climático tiene como objetivo mantener el incremento de la temperatura global 2 grados centígrados por encima de los niveles preindustriales (Naciones Unidas, 2015). Este acuerdo tiene un ciclo de 5 años donde los objetivos propuestos son ejecutados y al final del periodo se presenta un informe transparente de lo alcanzado para después proponer otro mas ambicioso. Los países que contribuyen al acuerdo de París se encuentran inmersos en crear y mejorar las tecnologías para combatir el calentamiento global como captura y almacenamiento de carbono (CCS) o captura de carbono, almacenamiento y utilización (CCUS) (UNFCCC, 2015).

El dióxido de carbono puede ser obtenido directo del aire, de facilidades industriales, de combustibles fósiles, estaciones de biomasas, etc. Existen 3 formas principales para capturar CO_2 de las industrias y plantas de poder: 1) el sistema de postcombustión donde se separa CO_2 de los gases producidos por la quema de combustibles primarios; 2) el sistema de oxidación el cual sustituye el aire con el oxígeno para realizar la quema de combustibles produciendo H_2O y

CO₂; 3) el sistema de pre-combustión donde un reactor procesa combustible para producir por separado CO₂, y H₂ (IPCC, 2005).

Luego de ser capturado, CO₂ puede ser almacenado en locaciones como las formaciones geológicas y aislado de la atmósfera por un largo tiempo. Las principales opciones de almacenamiento de CO₂ incluyen reservorios de petróleo y gas, uso de CO₂ para recuperación mejorada de petróleo, reservorios profundos de agua salina no utilizados, reservorios de acuíferos, reservorios profundos de carbón, uso de CO₂ para recuperación de metano de reservorios de carbón, etc. (IPCC, 2005). El primer proyecto de captura y almacenamiento de CO₂ a larga escala fue la plataforma costa afuera Sleipner, Noruega, en el año 1996.

La captura y almacenamiento del dióxido de carbono (CCS) es un proceso que consiste en separar CO₂ de sus fuentes emisoras, como las industrias o durante la producción de energía, y transportarlo para su almacenamiento a largo plazo en el subsuelo. CCS es un medio de mitigación para estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera y reducir las emisiones de CO₂ al medio ambiente. Las tecnologías de CCS que se apliquen dependen de los desarrollos tecnológicos, costos relacionados en la implementación, eficiencia y potencial de la técnica, regulaciones ambientales de cada país, percepción pública, etc. El transporte del CO₂ puede darse por sistemas de tuberías o buques con facilidades adecuadas para su almacenamiento temporal hasta su destino final. Algunos países con mayor acceso a facilidades para el transporte y almacenamiento de CO₂ aún presentan bajos costos unitarios para desplazar grandes cantidades que deben tomarse en cuenta durante la planificación de un proyecto a largo tiempo (IPCC, 2005).

Noruega tiene proyectos de captura de carbono y almacenamiento (CCS) para implementarse en los próximos años como “Northern Lights” y “Longship” que han logrado financiamiento de varias organizaciones. El proyecto Longship se centra en capturar CO₂ de la fábrica de cemento Norcem y de la planta de conversión de residuos de energía Fortum Oslo Varme (FOV). De estos dos lugares se espera capturar, transportar y almacenar 0.8 millones de toneladas por año de CO₂ (Bellona, 2020).

Northern Lights es la parte del proyecto que se encarga del transporte y almacenamiento de las cantidades CO₂ capturadas. La infraestructura del proyecto tendrá una capacidad de almacenamiento de hasta 1.5 millones de toneladas por año. Las cantidades de CO₂ que se capturen serán transportados por buques hacia la costa oeste de Noruega hacia una terminal temporal. Luego será transportado por tuberías hasta su almacenamiento final en el reservorio a 2,600 metros bajo el nivel del mar (Northern Lights, 2021).

Como parte de las investigaciones y desarrollo de los procesos de CCS, la Universidad de Bergen, a través del proyecto de Fluid Flower, permite al usuario visualizar la inyección de CO₂ para su almacenamiento en el subsuelo dentro de una estructura geológica. Esta estructura geológica que se usa para construir un modelo macroscópico se basa en reservorios existentes, y utiliza arenas con diferentes distribuciones de granos. Los análisis que se obtengan al caracterizar las arenas que se utilizan en el proyecto de Fluid Flower, podrán contribuir al estudio de otro tipo de arenas de diferentes formaciones y de esta manera entender el comportamiento del CO₂ cuando es inyectado en el reservorio. Varios proyectos a la par se desarrollan con la colaboración de otras universidades para representar digitalmente los resultados que se obtienen de los experimentos en el proyecto de Fluid Flower (University of Bergen, 2019). Esto permitirá reducir las incertidumbres en proyectos piloto de almacenamiento de CO₂. Por ejemplo, el proyecto Northern lights, desarrollado por Equinor, en colaboración con Shell y Total busca almacenar grandes cantidades de CO₂ en las formaciones que se encuentran debajo del lecho marino del Mar del Norte (Northern Lights, 2021). Nuevos proyectos de almacenamiento de CO₂ también se verán beneficiados ya que se podrá determinar nuevos comportamientos que no han sido descritos antes y así aumentar la base de datos.

Para acelerar la reducción de emisiones de CO₂ al ambiente también se desarrollan tecnologías de captura, almacenamiento y utilización del dióxido de carbono (CCUS) para crear productos o servicios. La utilización de CO₂ puede dividirse en 3 áreas principales: 1) biológicas donde se incorpora CO₂ para el crecimiento vegetal y mejorar la calidad del suelo; 2) químicas para la creación de

combustible sintético, fertilizantes y algunos polímeros especiales, y 3) de mineralización donde se incorpora CO₂ dentro del concreto que se vende en el mercado (UNECE, 2021). La inyección de CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo (EOR) es un método químico de utilización que se estudia a nivel mundial y existen varios proyectos piloto en marcha muy representativos (IEA, About CCUS, 2021). Actualmente las facilidades con tecnología CCUS alrededor del mundo se encuentran capturando más de 40 megatoneladas (Mt) de CO₂ por año, de acuerdo con el reporte realizado por IEA para el año 2021 (IEA, About CCUS, 2021).

1.1 Descripción del problema

Los estudios realizados para el correcto almacenamiento del dióxido de carbono (CO₂) presentan varias incertidumbres con respecto a la cantidad que se puede almacenar en el subsuelo sin que el gas se escape a superficie. Al inyectar CO₂ dentro de la estructura geológica forma patrones de flujo que siguen regímenes de fluidos multifásicos. También se encuentran patrones de flujo únicos que contradicen estos regímenes establecidos cuando se realiza nuevamente la inyección sin cambiar la configuración inicial. La Universidad de Bergen en Noruega en colaboración con otras universidades estudian estos regímenes de flujo de fluidos multifásicos en un medio poroso de manera cualitativa, por medio de visualizaciones de la inyección en diferentes geometrías; y cuantitativa mediante simulaciones. La sinergia entre experimentos cualitativos y cuantitativos permite modelar el comportamiento que se obtendría durante la inyección de CO₂ en la geometría, y cuantificar cuánto CO₂ puede almacenarse dentro del reservorio hasta que la capa sello no cumpla su función. Datos confiables de las arenas con las que se construyeron las diferentes geometrías son necesarias para construir un modelo dinámico.

Para efectos de la investigación se plantea la pregunta:

¿Como obtener datos confiables para iniciar la simulación y obtener el modelamiento correcto, que corroboren el comportamiento de CO₂ durante experimentos cualitativos en pozos de flujo del proyecto Fluid Flower?

1.2 Justificación del problema

Los proyectos de almacenamiento de CO₂ dentro de plataformas en tierra o costa afuera pueden presentar varios inconvenientes como la migración de CO₂. Si las fugas de CO₂ van hacia los acuíferos con agua dulce, las reacciones geoquímicas pueden afectar la calidad del agua. Si la capa sello presenta fugas de CO₂, la permeabilidad y presiones capilares adquiridas durante la caracterización de la formación no fueron correctamente estimadas. (Gaus, 2009).

Realizar la caracterización de un sitio potencial para el almacenamiento de CO₂ es un paso indispensable que afianza la integridad en los proyectos de CCS. La porosidad y permeabilidad del reservorio son elementos importantes dentro de la evaluación de una formación geológica para la inyección de CO₂ en el subsuelo. (Halland & Riis, 2018).

A diferencia de otras regiones, Ecuador no solo puede almacenar CO₂, sino que además puede usarlo para incrementar la producción de petróleo, el cual ha alcanzado un factor de recobro aproximadamente de 14.6% de acuerdo con el resumen país del 2019 de las reservas del petróleo. Campos que producen solo con mecanismos primarios podrán alcanzar máximo un 20% de su recobro mientras con recuperación secundaria podrían llegar a un 15 a 25% (Zitha, Felder, Zornes, Brown, & Mohanty, 2020). La implementación de la inyección de CO₂ como una tecnología de CCUS puede llevar a estos campos a un factor de recobro mayor a lo anterior mencionado y además almacenar CO₂ debido al desplazamiento del agua de formación. Este análisis no es parte del alcance de esta tesis.

Futuros proyectos de CCUS en Ecuador requerirán de metodologías y análisis de laboratorio para realizar la caracterización de los reservorios siguiendo los mecanismos de atrapamiento del CO₂; y la experiencia de los países desarrollados como es la región Nórdica.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Evaluar el comportamiento del CO₂ cuando es inyectado en formaciones similares a las plataformas continentales de Noruega mediante para su almacenamiento a gran escala a través del proyecto Fluid Flower, que simula las condiciones encontradas en el Mar del Norte.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Calcular la porosidad de cada arena usada en la construcción de una geometría similar a la encontrada en las plataformas continentales de Noruega.
- Estimar las permeabilidades relativas agua / CO₂ para un almacenamiento seguro.
- Determinar las saturaciones irreducibles de agua y gas durante el drenaje.
- Analizar de manera cualitativa los mecanismos encontrados durante el almacenamiento del CO₂ de la nueva geometría construida para los experimentos de laboratorio con las arenas previamente caracterizadas.

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO

Este capítulo exhibe una recopilación y descripción de conceptos usados a lo largo del desarrollo de este proyecto.

2.1 Principios Fundamentales

En esta sección del capítulo presentaremos los conceptos claves usados a lo largo del desarrollo de esta investigación, los cuales serán usados durante la metodología y análisis de resultados.

Entre los parámetros críticos para analizar los reservorios encontramos la porosidad de la roca, permeabilidades y las saturaciones de los diferentes fluidos que se encuentran en el medio.

2.1.1 Medio poroso

El medio poroso es cualquier material que contiene una matriz sólida y espacios huecos, a lo cual llamaremos poro. Estos poros pueden contener gases o líquidos (Blunt, 2017).

El medio poroso puede caracterizarse por su porosidad. De acuerdo el medio que lo constituya, otras propiedades pueden derivarse del espacio poroso. Substancias naturales como rocas y suelos, tejidos biológicos o algún material creado por el hombre pueden considerarse medios porosos. El concepto de medios porosos es aplicado a diferentes áreas de la ciencia para entender filtraciones, mecanismos, geociencias, etc. El flujo de fluidos mediante el medio poroso está emergiendo como un estudio separado que envuelve la mecánica del poro (Ganji & Hashemi, 2015).

Para complementar los estudios sísmicos e imágenes de las rocas se han desarrollado representaciones del espacio poroso mediante métodos estadísticos, capturando sus características como porosidad y conectividad

(Blunt, 2017). Modelo tridimensional (3D) del espacio poroso son necesarios para predecir el flujo multifásico desde la realidad geológica.

Se puede realizar la caracterización del medio poroso por dos niveles distintos: nivel microscópico y macroscópico. A nivel microscópico se usan descripciones estadísticas para expresar la estructura de la distribución de los granos, orientación e interconexión de poros, etc. Este nivel es usado para entender el fenómeno de superficie como la adsorción de macromoléculas. A nivel macroscópico, las propiedades promedio de la roca son empleadas a escalas más grandes de los tamaños de poro. Estudios macroscópicos son adecuados para diseñar procesos donde el flujo de fluidos y la transferencia de masa sean análisis de estudio (Chhabra & Richardson, 2008).

2.1.2 Porosidad

La porosidad es la habilidad de un medio para almacenar fluidos y se determina por la relación entre el volumen poroso y el volumen total. Para los estudios del flujo de fluidos y modelo computacionales, se utiliza la porosidad efectiva que representa la relación del volumen de los poros interconectados para el volumen de la matriz. Esta propiedad depende de varios factores entre ellos la heterogeneidad del medio (Lampe, 2013).

2.1.3 Saturación de fluidos

Saturación (S) es la fracción de porosidad ocupada por una fase en el medio poroso. La suma de todas las fases de saturación por definición es 1. Se dice que un medio poroso está completamente saturado por un fluido cuando presenta una sola fase, por ejemplo, la fase acuosa con igual a 1. Cuando se considera un sistema con altas temperaturas y presiones, también se debe tratar a los gases supercríticos, estos pueden transformarse en líquidos o gases, pero sin cambios de fases (Blunt, 2017).

2.1.4 Permeabilidad

Se entiende como permeabilidad a la capacidad de un medio (e.g. roca) para el paso de fluidos sin que afecte su estructura interna.

Diversos factores inherentes del reservorio afectan el valor de permeabilidad, como:

- Densidad.
- Relación entre vacíos.
- Estructura y estratificación.
- Existencia de agujeros, fisuras, etc.
- Densidad del agua de formación (FIERRO, 2017)

Existen tipos de permeabilidad y conocerlas permitirá comparar las diferentes habilidades que tienen los fluidos en un medio poroso.

Permeabilidad relativa: es un término adimensional adaptado de la ecuación de Darcy para condiciones de flujos multifásicos. Es la relación de la permeabilidad efectiva de fluido a una saturación dada con respecto a permeabilidad absoluta. Si solo está presente un solo fluido en el medio, su permeabilidad relativa es 1 (Schlumberger Limited, 2022). En la Figura 2.1 se muestran las curvas típicas de permeabilidades relativas de dos fluidos: fase mojante y fase no mojante.

Permeabilidad efectiva: es una propiedad roca-fluido que permite el paso de fluidos por el medio poroso cuando está saturado por otro fluido. La permeabilidad efectiva es menor que la permeabilidad absoluta para fluido inmiscibles. Esta propiedad se puede medir en laboratorios, considerando las saturaciones de los fluidos que son inyectados (Duque & Garzon, 2019).

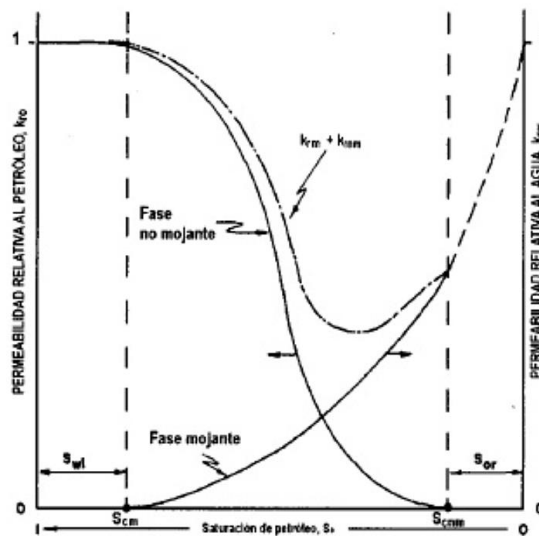


Figura 2.1 Curva típica de permeabilidades relativas a dos fases. Fuente: (Petrolera Blog) [38]

2.1.4.1 Método de drenaje e imbibición

- **Drenaje**

En este método de empuje del fluido que es inyectado, denominado la fase no mojante, que desplaza a la fase mojante existente en el reservorio. Por ejemplo, la migración de hidrocarburos desde la roca madre hasta la roca reservorio inicialmente se da como un proceso de drenaje (Schlumberger, 2022).

- **Imbibición**

En este sistema la fase mojante desplaza a la fase no mojante existente en el reservorio. Este método afecta el desplazamiento areal porque puede ayudar en el avance o impedimento del movimiento de la fase en el reservorio. La imbibición espontánea no usa energía para mover la fase dentro del reservorio, es un proceso más de absorción (Schlumberger, 2022).

Se puede encontrar las curvas de imbibición y drenaje con respecto a la permeabilidad relativa (K_r) y la saturación de agua (S_w) en la Figura 2.2.

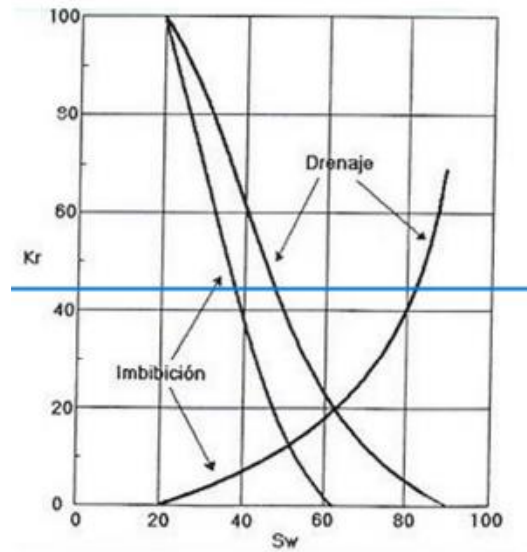


Figura 2.2 Funcionamiento del drenaje e imbibición. Fuente: (Gavilanes) [19]

2.1.4.2 Método de Buckley y Leverett

El método de predicción de Buckley y Leverett se basa en la teoría de empuje y evalúa el comportamiento de desplazamiento lineal del petróleo cuando se inyecta agua o gas en un reservorio a una velocidad constante. En este caso, para cada cantidad de petróleo producido se realiza una estimación en base a la cantidad de petróleo desplazado en cada punto, la tasa de producción de petróleo y la cantidad de agua inyectada. El uso de este método es debido a las suposiciones en las que se basa, especialmente el flujo lineal. Para superar algunas de sus limitaciones ha sido modificado para flujo radial y combinado con otros métodos (Petrolera, 2013).

2.1.5 Presión capilar

Presión capilar es la diferencia de presiones dentro de la interfase donde dos fluidos inmiscibles están en contacto. Se considera dentro de las fuerzas capilares en conjunto con la tensión superficial y tensión interfacial, la geometría del medio poros, los tamaños del poro y las

condiciones de la mojabilidad. En un medio poroso, la presión capilar es función del efecto combinado entre tensiones interfaciales y superficiales. La presión capilar es determinante para el movimiento de un fluido sobre otro en un medio poroso (Balogun, 2021).

2.1.6 Propiedades físicas de CO₂

El dióxido de carbono es un compuesto químico de 2 elementos, carbono y oxígeno, siendo su fórmula molecular CO₂. Las fuentes naturales de CO₂ incluyen las actividades volcánicas que son las dominantes en el ciclo de carbono de la tierra.

A temperatura y presión normal, el dióxido de carbono se encuentra en estado gaseoso. A bajas temperaturas el CO₂ es un sólido; si la presión baja a 5.1 bar, el CO₂ sólido se convierte en vapor por sublimación. El CO₂ se convierte de vapor a líquido cuando es comprimido a presiones de liquidación y a temperaturas intermedias entre -56°C (punto triple) y 31°C (punto crítico).

CO₂ se convierte en estado supercrítico a temperaturas mayores de 31 grado centígrados si la presión es mayor de 73 bar; comportándose como un gas donde su densidad puede ser muy grande hasta exceder la densidad del agua líquida. Sus propiedades físicas se encuentran en tabla 2.1. El calor es absorbido o liberado cuando se realiza el cambio de fases sólido-líquido, líquido-gas y sólido-gas. En cambio, no se requiere o se libera calor cuando CO₂ está en estado supercrítico y pasa de líquido o gas (IPCC, 2005).

Tabla 2.1 Propiedades físicas del CO₂. Fuente: (IPCC) [24]

PROPIEDAD	VALOR
PESO MOLECULAR	44.01 G/MOL
TEMPERATURA CRÍTICA	31.1 °C
PRESIÓN CRÍTICA	73.9 BAR
DENSIDAD CRÍTICA	467 KG M ⁻³
TEMPERATURA DE PUNTO TRIPLE	-56.5 °C
PRESIÓN DE PUNTO TRIPLE	5.18 BAR
PUNTO DE SUBLIMACIÓN A 1.013 BAR	-78.5 °C

2.1.6.1 Flujos multifásicos

En un régimen multifásico se considera una variación de fluidos en diferentes estados como liquido-gas o liquido-solido, también es considerado fluidos en un mismo estado, pero con propiedades químicas diferentes como ejemplo el agua y petróleo (Balogun, 2021).

2.1.6.2 Fluidos supercríticos

Fluidos supercríticos combinan las propiedades de gases y líquidos. Estos fluidos pueden ser altamente compresibles. Ejemplo de un fluido supercrítico es el CO₂. Estos fluidos tienen densidades equivalentes a los líquidos, y propiedades de viscosidad y difusión que muestran los gases. Se pueden crear fluidos supercríticos aplicando temperatura y presión por encima del punto crítico de la sustancia; siendo sus propiedades ajustadas dentro de la región supercrítica (SciMed Ltd. Company, 2022).

2.1.7 CCS

Los procesos de captura y almacenamiento del dióxido de carbono se consideran para reducir emisiones de CO₂ pertenecientes a las actividades humanas y estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a niveles que prevean afectaciones al sistema climático. Las principales fuentes de emisión de CO₂ están relacionadas con la producción de energía como la quema de combustibles fósiles y fábricas industriales, los cuales se pueden observar en Figura 2.3.

La implementación de CCS es más probable aplicarla a estos sectores, de tal manera que el CO₂ puede ser separado, comprimido y transportado para su almacenamiento. La facilidad de implementación de los procesos de CCS dependerá en la madurez técnica, costos, potencial, difusión y transferencia de la tecnología que se tenga en los países desarrollados como su capacidad para aplicar tal tecnología, aspectos regulatorios, percepción pública y problemas ambientales.

La reducción neta de las emisiones de CO₂ al ambiente por medio de CCS dependerán de la cantidad de CO₂ capturado. La tecnología CCS también puede ser aplicable en países en vías de desarrollo con la visión de reducir sus emisiones al ambiente. Estos lugares deben poseer fuentes significativas de CO₂, y acceso a sitios de almacenamiento de carbono (IPCC, 2005).

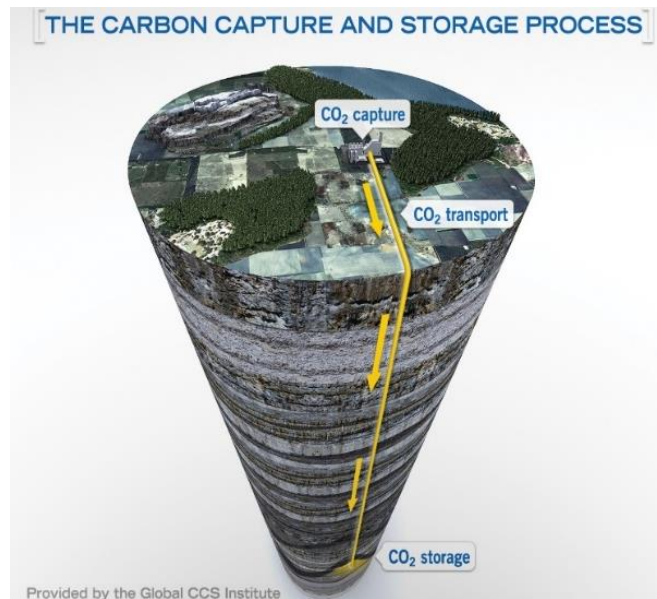


Figura 2.3 Proceso de captura y almacenamiento del CO₂. Fuente: (Global CCS Institute) [23]

2.1.7.1 Fuentes de CO₂

Las mayores fuentes de CO₂ están relacionadas con la actividad humana para la producción de energía. Para capturar CO₂ es necesario conocer las fuentes que lo emiten y así buscar una solución para su reducción. El porcentaje que intervienen los diferentes sectores y subsectores en las emisiones de CO₂ de acuerdo con el año 2016 fue de 49.4 billones de toneladas de CO₂ equivalentes (MDIP, 2021). El sector de la energía juega un papel importante en las emisiones de gases de efecto invernadero con un 73.2% del total, entre sus subsectores esta la energía usada en las industrias, transporte y edificios. Luego le siguen los sectores de la agricultura e industrias. Es necesario conocer que en algunos países puede variar los porcentajes de acuerdo con los diferentes sectores, presentados en la figura mencionada anteriormente (Ritchie, Roser, & Rosado, 2020).

2.1.8 Captura de CO₂

Para iniciar la captura de este gas, es necesario realizarlo en sectores donde se espere una producción concentrada de CO₂ a altas

presiones. Esto permite el transporte de CO₂ a sitios de almacenamiento donde sus costos no son inviables. En la actualidad se realizan separaciones de CO₂ en grandes plantas industriales incluyendo plantas de tratamiento de gas y facilidades de producción de amoníaco. Se remueve el CO₂ que se encuentra mezclado con los gases de combustión, para producir otros gases limpios, como el nitrógeno, y muchas de estas cantidades removidas son emitidas al ambiente. De acuerdo con las aplicaciones de estas plantas se conocen tres maneras principales de capturar el CO₂ generado principalmente de los combustibles fósiles: post combustión, pre-combustión y oxidación como se observa en la Figura 2.4 (Institute, s.f).

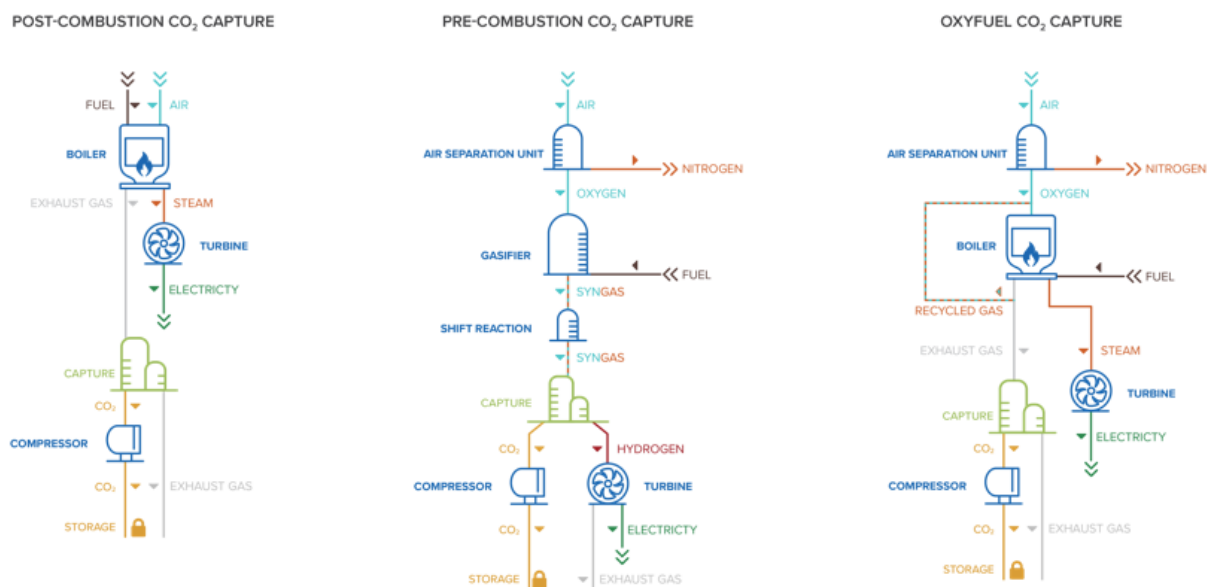


Figura 2.4 Procesos de captura del CO₂. Fuente: (Global CCS Institute) [23]

- **Pre-combustión**

Es un sistema complejo donde se remueve el CO₂ antes de quemar los gases de combustión. Estos gases de combustión se separan en hidrógeno y monóxido de carbono dentro de un reformador de vapor. El monóxido de carbono en forma de gas y el vapor luego son convertidos en hidrógeno y dióxido de carbono. El hidrógeno y CO₂ son separados siguiendo el sistema de post combustión. Para este sistema se requiere

una pequeña instalación debido a los volúmenes pequeños de gas que se extraen. El hidrógeno que se separa puede usarse en plantas industriales o vehículos (Bellona, 2022).

- **Oxicombustión**

En este sistema se utiliza oxígeno durante la combustión en lugar de aire. Se utiliza una unidad para remover el nitrógeno del aire y producir oxígeno. Luego es inyectado con el combustible dentro de un horno donde se realiza la quema. El vapor que se genera es usado para producir energía a través de turbinas. Al mismo tiempo los gases de combustión, CO_2 y vapor de agua son recirculados para controlar la temperatura de calentamiento y enfriarlo gradualmente. En este proceso el CO_2 capturado queda deshidratado y comprimido para su transporte y almacenamiento. Con esta tecnología se puede realizar la captura del CO_2 al 100%, pero el costo de producir oxígeno puro dificulta su aplicación (Bellona, 2022).

- **Post combustión**

En este sistema se captura CO_2 de los gases de combustión durante la quema en el aire de combustibles principales. Es un proceso que puede adherirse a las plantas existentes de energía.

Los gases de combustión entran en un tanque de lavado donde se aplica un solvente líquido que reacciona con CO_2 , pero no con los otros componentes gaseosos. Por la parte superior del tanque se extraen los componentes gaseosos libres de CO_2 , y en la parte inferior se extrae el solvente líquido con CO_2 .

Los componentes químicos típicos de estos solventes líquidos son aminas y amonios disueltos en agua. Luego de mezclarse con CO_2 , son regenerados en un tanque donde la mezcla se calienta y es separado del solvente. El CO_2 que se libera sale por la superficie del tanque de regeneración y la amina pura se extrae desde el fondo para ser luego recirculado en el tanque de lavado (Bellona, 2022).

2.1.8.1 Tecnologías de separación y captura de CO₂

- Adsorción a cambio de presión (PSA)

En este proceso se separan los gases de manera individual de una mezcla de gases, por medio de procesos químicos y petroquímicos. Estos procesos se adecúan en aplicaciones puras de hidrógeno obtenidas a través de gas sintético, por ende, la supresión de hidrógeno es insostenible (Samson, 2022). Se observa el procedimiento para adsorción por oscilación de presión y vacío en la Figura 2.6.

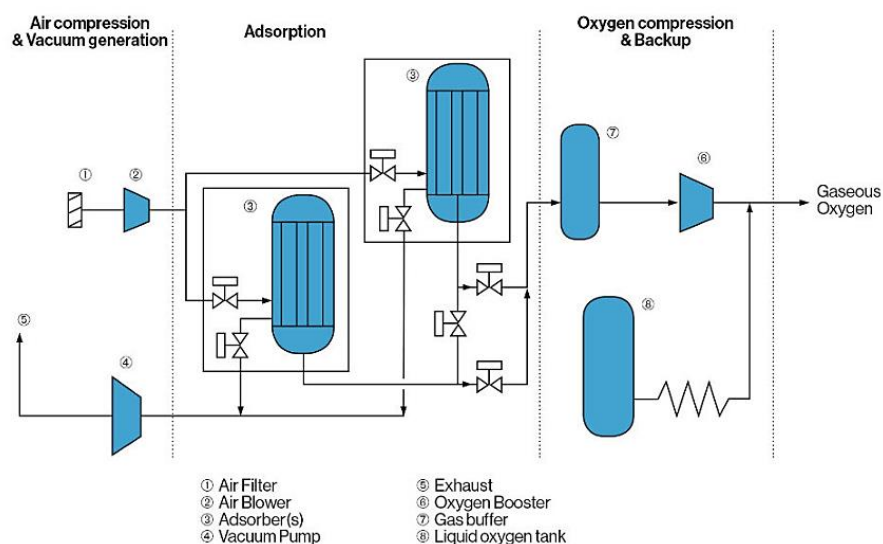


Figura 2.5 Adsorción por oscilación de presión y vacío. Fuente: (Air Liquide Group) [2]

El PSA se centra en la coacción de los elementos de gas a un material adsorbente sólido. Estos elementos pueden ser una mezcla de carbón activado, gel de sílice, zeolitas, entre otros. Las fuerzas se rigen a los mecanismos de gas, la materialidad adsorbente, la presión parcial del gas y la temperatura en el desarrollo de funcionamiento. También desempeñan un papel limitante en la fuerza de adsorción, presentando la fracción de poros de aproximadamente 67% para sílice y alúmina, 74% para zeolitas y 78% para carbón activado (Yang, 2003).

- Separación criogénica

Es un proceso de separación que se basa en la diferencia entre los puntos de ebullición y las propiedades de sublimación de los componentes de la mezcla de gases. Este proceso presenta algunas desventajas como el uso máximo de electricidad y grandes cantidades de equipos, desatando costos elevados de inversión y operación comparados con las otras tecnologías (Rodríguez, 2012).

La Figura 2.7 muestra la separación criogénica de CO₂ conocida como Cryocap H₂. Este sistema tiene como objetivo capturar CO₂ mediante la compresión y secado de los efluentes gaseosos de su respectiva producción. Por último, se lo remite a una unidad criogénica; teniendo así un flujo de CO₂ puro y presurizado (Air Liquide Group, 2022).

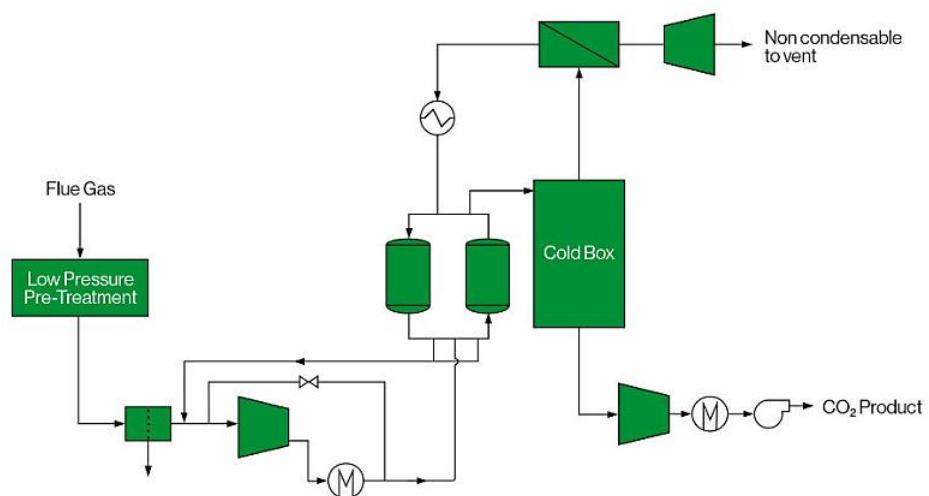


Figura 2.6 Separación criogénica de CO₂ Cryocap H₂. Fuente: (Air Liquide Group)

[2]

- Absorción química

Esta absorción es usada como un recurso conformado con monodietanolmelamina (MDEA), realizando un proceso llamado amine scrubbing. Las soluciones acuosas de alcanolaminas por lo general

tienden a ser los absorbentes más manejados para la separación de gases ácidos (CO_2 y H_2S) de su respectiva corriente de gas natural, de refinería y de síntesis. (Aresta, 2003)

También se presenta la reacción de la alcanolamina a sitios ubicados a bajas temperaturas ($20 - 50^\circ\text{C}$), los cuales logran alterar la reacción del CO_2 , manejándose todo por medio del incremento de temperatura rodeado entre los $110-130^\circ\text{C}$ (Aresta, 2003).

- Absorción física

Este proceso depende de las reacciones químicas entre los gases y el solvente, estos suelen emplearse en procesos a alta presión como Selexol. La mayor ventaja de utilizar la absorción física es que no existirá una reacción química entre el solvente y el soluto. Presentan una ventaja hacia la alta presión parcial de CO_2 y es muy adaptable para productos de gasificación.

No obstante, como la solubilidad de CO_2 depende fuertemente de la presión parcial del gas. En ocasiones se necesita operar a elevadas presiones y a bajas temperaturas y por tanto se requiere de unidades de refrigeración. La absorción física tiene como ventaja la exclusión de trazas de hidrocarburos sin llevar a cabo la formación de elementos de reacción no deseados (Elizabeth Ayala, 2019).

- Separación de membrana

Se presenta y aplica comercialmente debido a su utilización durante la separación de hidrógeno. Demanda mayor desarrollo y por ello el interés va creciendo en membranas inorgánicas para aplicaciones en gases. Esto se debe a su excelente resistencia a altas temperaturas. Entre las membranas inorgánicas encontramos las simétricas o asimétricas.

- Las simétricas se basan en sistemas de estructurado homogéneo a través de la membrana.
- Las asimétricas se forjan en un sistema de soporte con grandes poros y suficiente resistencia mecánica. En la parte superior hay capas con un tamaño de poro que disminuye gradualmente a través de la membrana (Elizabeth Ayala, 2019).

2.1.9 Transporte de CO₂

Luego que el CO₂ es capturado se requiere transportarlo a su lugar de almacenamiento. Los principales transportes para el CO₂ son por buques o sistemas de tuberías, los cuales requieren que el CO₂ esté completamente seco y comprimido, para evitar problemas de corrosión y reducir el volumen de CO₂ a movilizar (IPCC, 2005).

- **Movilización por buques**

Suele ser económicamente viable cuando se trata de movilizar pequeños volúmenes o cuando se requiere movilizar CO₂ por ultramar. Para ser transportado por barcos y buques, el CO₂ se comprime a una presión de 0.7 MPa. Este CO₂ licuado presenta propiedades similares a los gases licuados de petróleo (LPG) (IPCC, 2005).

- **Movilización por sistema de tuberías**

Es el método más común para transportar CO₂. Consiste en comprimir el CO₂ a una presión por arriba de los 8 MPa para evitar regímenes de flujo de 2 fases e incrementar su densidad. Esto se realiza para reducir el volumen de CO₂ que se transporta por tuberías y asegurarse que este en un solo estado (IPCC, 2005).

2.1.10 Almacenamiento de CO₂

Después de transportarlo, se almacena en sitios con formaciones geológicas apropiadas. Estos sitios incluyen reservorios depletados de

petróleo y gas, uso de CO₂ para recuperación mejorada de petróleo, reservorios profundos de agua salina no utilizados, reservorios de acuíferos depletados, reservorios profundos de carbón, uso de CO₂ para recuperación de metano en reservorios de carbón y otras opciones como cavidades dentro de las formaciones. (IPCC, 2005)

2.1.10.1 Sitios

Para seleccionar un buen sitio para el almacenamiento geológico de CO₂ se debe considerar la capacidad e inyectividad adecuada, un sello que permita confinar el CO₂ y un ambiente geológicamente estable para evitar comprometer la integridad del sitio.

Las condiciones que pueden afectar un buen almacenamiento del CO₂ son: cuencas delgadas menores e iguales a 1000 m, pobre relación entre sello y reservorio, sitios con muchas fracturas y fallas, sitios dentro de cinturones plegables y de empuje, fuertes secuencias de discordancia, efectos de diagénesis o reservorios con sobrepresiones (IPCC, 2005).

- **Campos de petróleo y gas abandonados o depletados**

Estos campos son los primeros candidatos para almacenar CO₂ por su integridad y sello. Esto se debe a que el petróleo originalmente fue acumulado en una trampa sea esta estratigráfica o estructural por un largo periodo de tiempo. Estos campos poseen extensos estudios de sus propiedades físicas, muchos de ellos están bien caracterizados y presentan varias simulaciones del movimiento de los fluidos existentes. Por último, estos campos pueden presentar infraestructuras adecuadas para el almacenamiento de CO₂, como los pozos donde se lo utiliza para recuperación mejorada (IPCC, 2005).

La heterogeneidad de los reservorios también juega un papel importante en la eficiencia para almacenar CO₂ debido a que los fluidos del reservorio como agua y petróleo mueven el CO₂ menos

denso hacia la parte superior del reservorio. Si el reservorio es relativamente homogéneo con alta permeabilidad puede afectar negativamente el almacenamiento de CO₂ y la recuperación mejorada. Si el reservorio es heterogéneo, la migración de CO₂ puede darse lentamente e ir esparciéndose de manera lateral por todo el reservorio (IPCC, 2005).

- **Para el almacenamiento de CO₂ en campos de petróleo y gas abandonados o depletados**

Se debe considerar las presiones límites para no dañar el sello y también las profundidades de los pozos. Por ejemplo, reservorios poco profundos menores a 800 m pueden dar problemas para mantener CO₂ en fase gaseosa (IPCC, 2005).

- **Formaciones salinas**

Son rocas sedimentarias profundas que están saturadas con agua de formación o salmueras que contienen grandes cantidades de agua disuelta. Cuando CO₂ es inyectado, puede ocupar los poros como el agua o disolverse con el agua que se encuentra atrapada en el acuífero. Después de varios años puede reaccionar con otros minerales y formar calizas (Bellona, 2022).

- **Vetas de carbón**

Las vetas de carbón contienen fracturas que proporciona permeabilidad al sistema. Entre las fracturas y el carbón sólido, pueden presentarse varios microporos donde las moléculas de CO₂ en gas pueden absorberse y difundirse. La relación volumétrica absorbible de CO₂ en el carbón puede variar desde rangos tan bajos en carbones maduros a rangos de 10 o más para carbones inmaduros o más jóvenes. La permeabilidad del carbón es un factor determinante y por lo general decrece cuando incrementa su profundidad, esto se debe al cierre de las fracturas cuando el esfuerzo efectivo incrementa. Si el carbón nunca es extraído o despresurizado, CO₂ puede almacenarse por un tiempo

geológico, pero siempre dependerá de las perturbaciones que la formación presente (IPCC, 2005).

- **Otros sitios geológicos**

Otros sitios para almacenar el CO₂ se han estudiado, los cuales dependen de varios factores para su eficiente almacenamiento. Los basaltos que presentan silicio pueden ayudar a la mineralización de CO₂, pero requieren de una buena capa sello para evitar su fuga. Las lutitas con hidrocarburos pueden ser sitios para atrapar CO₂ adsorbiéndolo dentro del material orgánico. Las cavernas de sal pueden almacenar CO₂ en estado supercrítico. Estas presentan grandes capacidades de almacenamiento, pero requieren de un buen sistema de sello debido a que están sometidas a presurizaciones y despresurizaciones cíclicas que pueden afectar la integridad de la caverna. Minas abandonadas presentan rocas fracturadas con oportunidades para almacenar CO₂, pero dependen también de un buen sistema de sello para evitar fugas (IPCC, 2005).

2.1.10.2 Mecanismos de atrapamiento

Dependiendo de las condiciones del reservorio, el CO₂ puede inyectarse en sus diferentes fases. La captura de CO₂ cuando invade el agua de formación puede ser por medio de gas residual o disolución parcial, este último puede ocasionar que reaccione con minerales y, bajo condiciones de presión y temperatura se realice la captura de minerales. Entre estos mecanismos tenemos: atrapamiento estructural, residual, disolución y mineralización (Rivas, s.f).

- **Atrapamiento estructural**

Se refiere cuando el CO₂ es capturado debajo de una capa de roca con baja permeabilidad, un ejemplo es la capa sello. El CO₂ es menos denso que el fluido de la formación lo que hará que flote

hasta que encuentre una capa de roca que tenga mayor presión capilar de entrada, esto no permitirá su desplazamiento por encima. Su mecanismo es determinado por las características estructurales del sistema, y definido por la permeabilidad de la capa que controla el flujo de fluidos en las trampas. Su capacidad de almacenamiento dependerá del espacio del volumen poroso y la permeabilidad del reservorio (Rivas, s.f).

- **Atrapamiento residual**

Cuando el CO_2 es inyectado en el reservorio, va desplazando primero la salmuera y cuando la inyección se detiene, migra a la parte superior. Cuando esto ocurre como la fase mojanete es la salmuera, la fase no mojanete que sería el CO_2 se va quedando en los espacios más pequeños de los poros como una fase no movable. También puede llamarse atrapamiento capilar. Esto afecta en la distribución y migración del CO_2 inyectado (Rivas, s.f).

- **Atrapamiento por disolución**

Cuando el CO_2 se pone en contacto con salmuera o petróleo, puede ocurrir transferencia de masa al disolverse en este fluido hasta que se alcance un equilibrio. La disolución de CO_2 dependerá de la cantidad de salinidad, presión y temperatura que posea el agua de formación. Esta se realiza por medio de una difusión molecular. Para que se disuelva la mayoría de CO_2 en la salmuera va a tomar varios años debido que el coeficiente de difusión molecular es pequeño. El problema decisivo sobre el proceso de disolución – difusión - convección son las escalas de tiempo y longitud del inicio de convección. Experimentos de laboratorio se realizan para obtener análisis cuantitativos y cualitativos de este mecanismo (Rivas, s.f).

- **Mineralización**

Se refiere a la incorporación de CO_2 en un mineral como fase estable debido a la reacción química de los minerales y contenido

orgánico que se encuentra en la formación. El CO₂ atrapado puede formar nuevos minerales carbonatados y otros pueden deteriorar la capa sello; provocando su migración. Este proceso dependerá de la estructura, mineralogía de las litologías dentro de la estructura (Rivas, s.f).

2.1.10.3 Monitoreo

Durante el transporte de CO₂ en tierra, se realiza un monitoreo interno a las tuberías por medio de dispositivos para inspeccionar su estado e integridad. Para revisar la tubería externamente se realizan inspecciones de corrosión y sistemas de fugas. En algunos casos los monitoreos se realizan por medio de patrullas que revisan durante las caminatas el estado del sistema de tubería o por medio de avionetas (IPCC, 2005).

Los sistemas de tuberías costa afuera tienen inspección interna similar a los monitoreos en tierra. Para su inspección externa se utilizan vehículos remotos que tienen sistemas independientes para detectar liqueos.

El monitoreo de la pluma de CO₂ de varios proyectos se realiza en superficie, subsuelo y dentro de modelos numéricos (Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Centro de España, s.f).

- **Monitoreo Sísmico:**

CO₂ al ser inyectado en estado supercrítico al reservorio, provee fuerte contraste en la velocidad sónica comparado con el agua de formación que se encuentra inicialmente en el reservorio. Las propiedades acústicas como el procesamiento en lapsos de tiempo proveen un favorable entendimiento para el monitoreo de CO₂ durante la toma de datos sísmicos en superficie. Las velocidades cambian significativa mientras el fluido pasa de salmuera pura a salmuera con bajas concentraciones de CO₂ durante la inyección.

Adquirir datos sísmicos durante la inyección del CO₂ al reservorio permite identificar pequeñas saturaciones de CO₂ y prevenir posibles fugas (Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Centro de España, s.f).

- **Monitoreo de gravedad:**

Este método geofísico se basa en la observación de cambios en la gravedad y se considera un método de medición natural. Las fluctuaciones locales de la gravedad cerca de la superficie provocan fluctuaciones de la gravedad.

Si no se dispone de información estructural a nivel regional de una gran área e información previa, es recomendable comenzar con una campaña gravimétrica. Este es el método utilizado en la exploración de hidrocarburos, determinando masas de diferentes densidades, gradientes, discontinuidades, fallas, etc (Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Centro de España, s.f).

2.1.11 Características generales e importancia económica

El petróleo es una de las materias primas más importantes mundialmente, que no solo es ampliamente utilizado en la sociedad, sino que puede afectar el PIB de un país, los precios de las acciones, etc. Por esta razón, este proyecto es un pronóstico del precio del petróleo. (Lüthje, 2010)

Dentro del año 2000, se presentaron una cantidad de combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón) aproximadamente del 75% del total de la energía primaria consumida por el público mundial. Las reservas mundiales conocidas se agotarán en 40 años si no cambian las tasas de consumo (Cuevas, 2015). La Figura 2.8 compara las principales fuentes de energía en el año 2005 al 2050 en tres escenarios: caso base, mapa ¿ACT? y mapa Blue. Para el mapa ¿ACT?, incluyen tecnologías amigables al ambiente existentes y avanzadas. Para el mapa BLUE, asume un sistema energético diseñado para estabilizar el calentamiento global (Lüthje, 2010).

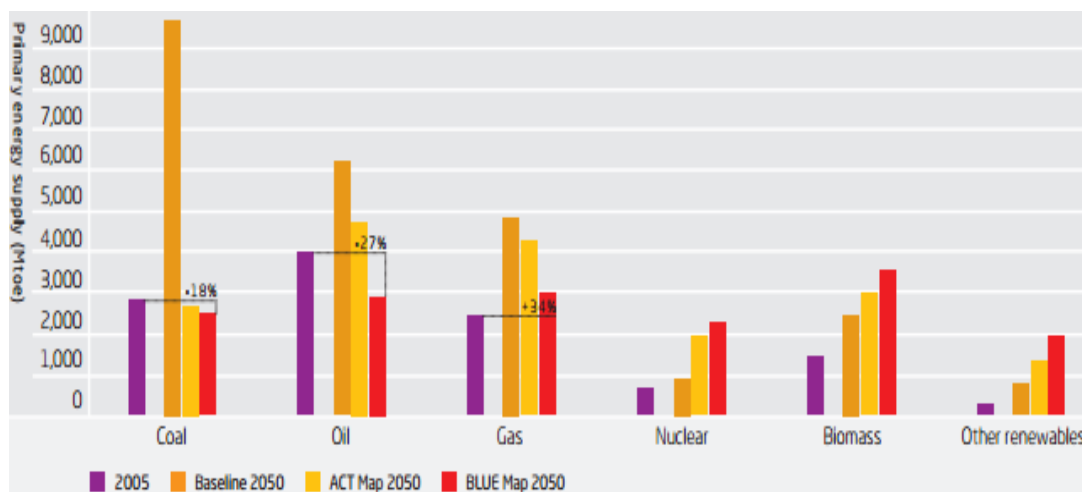


Figura 2.7 Consumo de energía por fuentes primarias. Fuente: (Lüthje Mikael) [32]

2.1.12 Emisiones de CO₂ en Ecuador

Según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Ecuador presenta 1,9 toneladas de CO₂ per cápita, que representa el 0,1% de las emisiones globales (MAE, 2021).

En el 2020 las emisiones de dióxido de carbono de Ecuador fueron de 6,728 megatoneladas, o sea un 16,82% con respecto al 2019. La Figura 2.9 muestra una tendencia ascendente de las emisiones totales de CO₂ y luego decrece indicando una disminución en las mismas. En tabla 2.2 percibimos que las emisiones en Ecuador han decaído a 1,92 toneladas por habitante en el 2020. En el último ciclo, el país ha manifestado 0,18 kilos por cada 1.000\$ de PIB, un número mínimo comparado a la del 2019 (datosmacro, 2020).

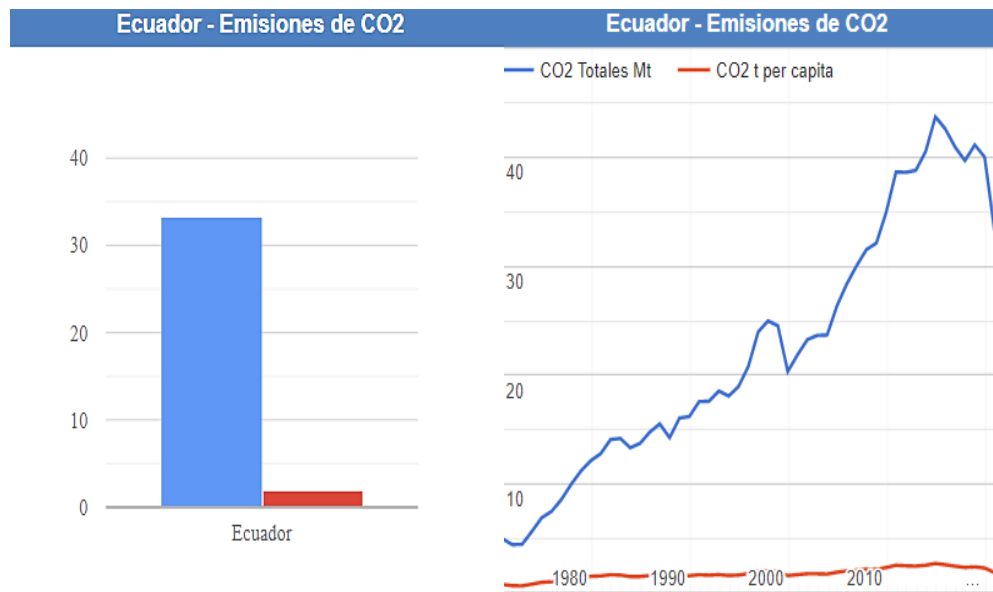


Figura 2.8 Gráficas - emisiones de CO₂. Fuente: (Datosmacro) [15]

Tabla 2.2 Ecuador - Emisiones de CO₂. Fuente: (Datosmacro) [15]

Fecha	CO ₂ Totales Mt	CO ₂ kg/1000	CO ₂ t per cápita	Fecha	CO ₂ Totales Mt	CO ₂ kg/1000	CO ₂ t per cápita
2020	33,279	0,18	1,92	1995	20,818	0,21	1,82
2019	40,007	0,20	2,34	1994	18,970	0,20	1,69
2018	41,116	0,21	2,44	1993	18,097	0,20	1,65
2017	39,670	0,20	2,39	1992	18,556	0,21	1,73
2016	40,914	0,21	2,50	1991	17,620	0,20	1,68
2015	42,583	0,22	2,64	1990	17,587	0,21	1,72
2014	43,688	0,23	2,75	1989	16,219		1,63
2013	40,489	0,22	2,59	1988	16,077		1,65
2012	38,774	0,22	2,51	1987	14,280		1,50
2011	38,599	0,23	2,54	1986	15,545		1,68
2010	38,633	0,25	2,59	1985	14,809		1,64
2009	34,944	0,23	2,38	1984	13,765		1,56
2008	32,111	0,22	2,22	1983	13,354		1,55
2007	31,525	0,22	2,22	1982	14,212		1,69
2006	30,046	0,22	2,15	1981	14,111		1,72
2005	28,378	0,22	2,07	1980	12,819		1,61
2004	26,363	0,21	1,95	1979	12,180		1,57
2003	23,690	0,21	1,78	1978	11,240		1,48
2002	23,651	0,21	1,81	1977	10,006		1,36
2001	23,277	0,22	1,81	1976	8,609		1,20
2000	21,891	0,21	1,73	1975	7,521		1,08
1999	20,345	0,20	1,64	1974	6,939		1,02
1998	24,530	0,23	2,02	1973	5,682		0,86

CAPÍTULO 3

3.METODOLOGÍA

Este capítulo muestra a detalle los experimentos ejecutados durante la investigación para la obtención de los datos de porosidad y permeabilidad relativas de cada fluido. También se presenta el análisis de laboratorio siguiendo los métodos y experiencias del equipo de investigadores de la Universidad de Bergen (UiB) en Noruega.

En este estudio llevamos a cabo un proceso para disminuir el error de medición por lo que replicaron los procedimientos con cada arena; obteniéndose así un promedio con una desviación estándar admisible. La preparación de cada empaquetamiento de arena, el armado de la configuración y los procedimientos experimentales para la inyección de fluidos son detallados en este capítulo.

3.1 Arena (material de la roca)

Para este estudio, se utilizaron 8 tipos de arenas provenientes de formaciones en Texas-USA. En tabla 3.1 se muestran las arenas utilizadas para los experimentos distribuidas por su tamaño de grano. Antes de realizar los empaquetamientos, las arenas fueron previamente limpiadas con ácido clorhídrico y filtradas para obtener un tamaño de grano homogéneo.

Tabla 3.1 Muestras de arena usadas en los experimentos de laboratorio

Tamaño de grano [μm]	Tamaño de grano promedio [μm]	Tipo de arena	Arena #
100 - 120	110.0	Fino inferior	2
177 - 210	193.5	Fino Superior	3
250 - 297	273.5	Medio Inferior	4
354 - 420	387.0	Medio superior	5
500 - 545	522.5	Grueso Inferior	6
707 - 840	772.5	Grueso Superior	7
1000 - 1190	1095.0	Muy Grueso inferior	8
1410 - 1630	1520.0	Muy Grueso Superior	9

3.2 Fluidos

En tabla 3.2 se describen las propiedades de los fluidos usados dentro de los experimentos de laboratorio y sus características a condiciones ambientales. El empaquetamiento de arena también llamado núcleo, fue saturado con 3 tipos de fluidos: agua, agua saturada con CO₂ y CO₂. El drenaje primario fue realizado con CO₂ (fluido no mojante) antes de calcular las permeabilidades relativas a dicho fluido. Es importante mencionar que se seleccionaron los mismos fluidos que se inyectaron en el modelo macroscópico con el fin de usar estos resultados como datos de entrada para las futuras simulaciones.

Para la determinación de la permeabilidad inicial se empleó 100% agua destilada al vacío. El uso de agua destilada al vacío permitió reducir las impurezas dentro del núcleo y el aire adherido (Bennion & Bachu, 2005).

Para realizar el desplazamiento del fluido inicial del núcleo, utilizamos agua saturada con CO₂. Esto permitió que la arena no consolidada del núcleo no sufra derrumbes o cambie su compactación al pasar bruscamente de un líquido a gas, y así desplazar los fluidos de manera continua (Perrin & Benson, 2009).

Para determinación de las permeabilidades relativas se usó 100% CO₂ a condiciones de gas (presión ambiental). Debido a las limitaciones del sistema, disponibilidad de una bomba para presurizar CO₂, no se empleo CO₂ en su fase líquida.

Fluido	Composición	Viscosidad [cP]	Densidad [g/cm ³]	Condiciones experimentales
Agua	100% H ₂ O, agua destilada al vacío	1	1	22 – 24 [°C] 100 [kPa]
Agua saturada con CO ₂	CO ₂ 15% H ₂ O 85%	NM	NM	22 – 24 [°C] 100 [kPa]
CO ₂	> 99.9% CO ₂	0.0149	NM	22 – 24 [°C] 100 [kPa]

Tabla 3.2 Fluidos usados en los experimentos de laboratorio

NM: dato no medido

3.3 Equipo experimental

La configuración usada en esta tesis para desplazar volúmenes de fluido, medir presiones diferenciales del núcleo y determinar el volumen poroso se presenta en la Figura 3.1.

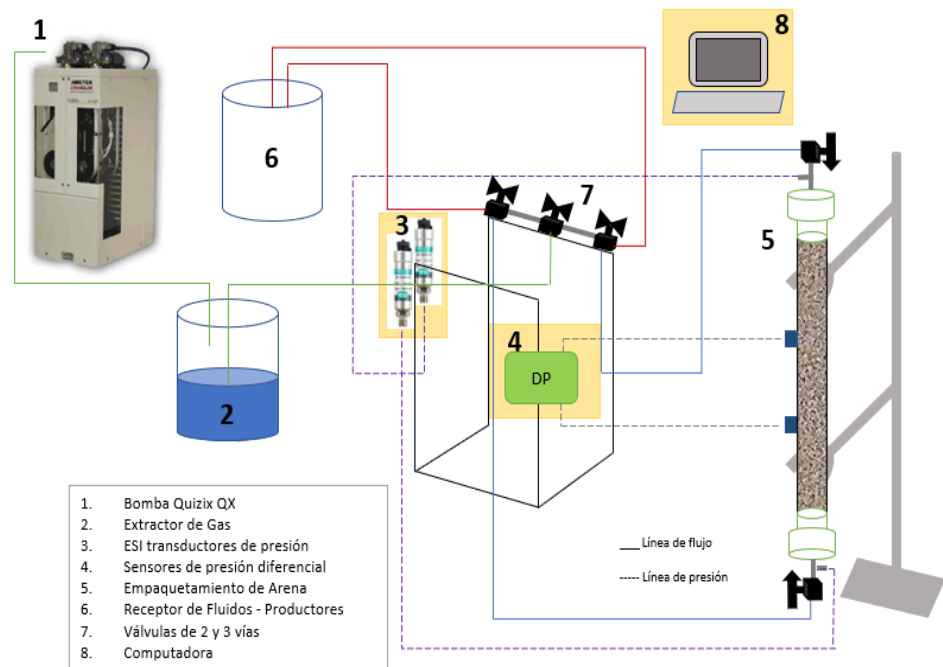


Figura 3.1 Representación de la configuración de UiB para determinar permeabilidad relativa y porosidad.

Los experimentos de empaquetamiento de arena se basaron en la metodología de flujos inmiscibles en estado estacionario para determinar las permeabilidades relativas. La configuración que se presenta en esta tesis se basa en la experiencia del grupo de investigación de UiB. Estudios previos como el de Idahosa en 2016 con su tema “Rate-dependent polymer adpsortion” en el medio poroso (Idahosa, Oluyemi, Oyeneyin, & Prabhu, 2016) y N.M. Burnside con su tema “Review and implications of relative permeability of CO₂/brine systems and residual trapping of CO₂ fueron usados como referencia (Burnside & Naylor, 2014). Estos equipos se utilizaron para saturar el fluido agua con CO₂ y para la inyección de CO₂, se presentan en la figura 3.2. Figura 3.2

muestran un esquema simplificado de la configuración de los experimentos de laboratorio para determinar la permeabilidad relativa del gas. Dentro del sistema dinámico de flujo, se han agregado líneas y válvulas, para minimizar los volúmenes muertos donde el fluido puede perderse.

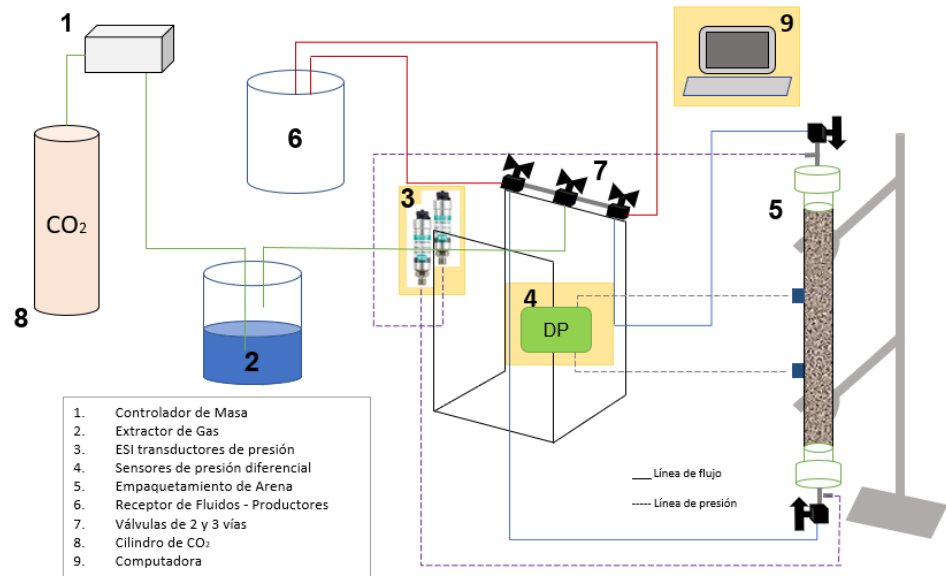


Figura 3.4 Representación de la configuración de UiB para determinar permeabilidad relativa del gas.

3.3.1 Sistema de inyección

El equipo de inyección de fluidos de dos fases se compone de una bomba dual de precisión Quizix (Modelo QX1500), con máxima presión de 10.34×10^7 [Pa] y caudales de hasta 3.33×10^{-6} [m³/s]. Este modelo posee dos pistones que trabajan independientemente. Cada bomba puede configurarse por separado y es posible bombear fluido a una tasa constante de flujo o presión constante. Es importante recalcar que se realizó la inyección a presión constante con una limitante de rango de 15×10^4 [Pa] debido al tubo de PVC donde contenía al núcleo. La inyección es programada en el software Quizix PumpWorks (Versión 6.15).

Para programar la inyección de CO₂ en el controlador de flujo másico, se usaron los programas FlowDDE V4.81 (para la comunicación con el equipo) y Flow Plot V3.35 (para registrar y programar la inyección).

3.3.2 Sujetador de núcleo

Como se presenta en la Figura 3.3, el sujetador de núcleo se compone de un tubo de vidrio, tapones, papel filtro y malla de acero con el mismo diámetro interno del tubo de PVC. Las dimensiones del tubo de PVC son 2.58 cm diámetro interno, 3.0 cm diámetro externo y 47.5 cm de longitud. Los tapones o end-pieces se usaron para encapsular la muestra en cada extremo del tubo de vidrio y para inyectar constantemente el fluido dentro del núcleo. Finalmente, se empleó papel filtro y malla de acero colocados en cada tapón para prevenir la migración de partículas. En la Tabla A.1 en el Anexo A, se presenta los materiales que componen el sujetador de núcleo.



Figura 3.5 Empaquetamiento de arena (Fuente propia)

3.3.3 Dispositivos para registrar presiones

Para registrar, medir y analizar las presiones en el sistema, se usó los sensores de presión diferencial que tienen un rango de hasta 10.34×10^7 Pa. Estos miden dos puntos de presión distanciados a 17 cm del tubo de PVC, son registrados en el software Raport 2.0 (Versión 1.2.0.3824).

También se usaron un set de 2 transductores de presión ESI, modelo GS4200. Los transductores ESI poseen un sensor de silicio sobre zafiro que permite testear de manera precisa líquidos y registrar hasta 16

entradas de punto de presión al mismo tiempo. Estos dispositivos poseen en sus extremos puertos de USB utilizados para enviar la data al sistema de adquisición en el interfaz del software ESI-USB Dynamic.

3.3.4 Sistema de medición y colección de fluidos

Como se presenta en la Tabla A.2 en el Anexo A, se utilizaron balanzas digitales, recipientes graduados de vidrio y pipetas durante las mediciones.

3.3.1 Equipos adicionales

Se utilizaron equipos como bombas al vacío y agitador para la preparación del fluido usado. También se usó un cilindro de nitrógeno para la limpieza de las líneas de flujo y así prevenir daño en el controlador de masa. En la Tabla A.3 en el Anexo A se muestran los equipos adicionales usados de apoyo en la investigación.

3.4 Procedimiento

En el laboratorio se realizó un procedimiento para determinar la porosidad y permeabilidad de cada muestra de arena. Para ello, se realizaron pruebas en un núcleo “sand pack”, donde se midieron las saturaciones de los fluidos utilizados en cada muestra de arena. Luego por medio de análisis de laboratorio se obtuvieron los resultados. Este procedimiento se presenta en la Figura 3.4.



Figura 3.6 Diagrama del procedimiento detallando los pasos realizados

3.4.1 Empaquetamiento de la arena

Se inició situando las válvulas dentro de la configuración, de tal forma que permitan la inyección desde el fondo hasta el tope del tubo de vidrio. Para ello, se colocó la tapa del fondo, se niveló el sujetador como se muestra en Figura 3.5 y se procedió a inyectar agua del reservorio hasta la marca referencial, registrando el peso de la estructura con el agua hasta la misma.

Luego se añadió la malla de acero y el filtro de papel que van al fondo del empaquetamiento, en ese orden, y de ahí se empezó a colocar la muestra de arena. Mientras se situaba la arena, el exceso se iba recolectando en un recipiente de vidrio (se midió su peso antes y después), estos valores se colocaron en una hoja de cálculo de Excel para cálculos posteriores.

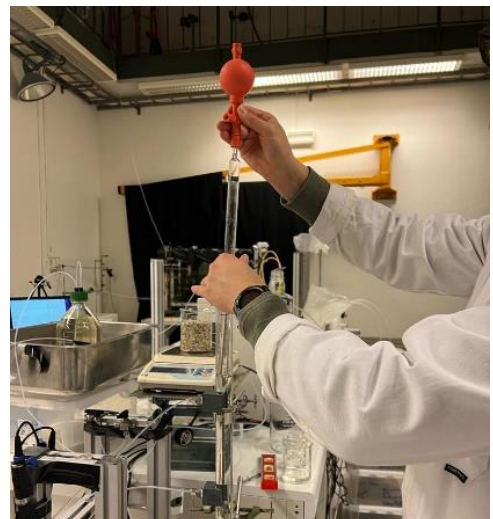
Cuando la arena llegó a la línea de referencia, se colocó el filtro de papel y la malla de acero en la parte superior. Se añadió presión, la cual fue realizada manualmente (para efectos de cálculos se considera insignificante) con la tapa superior para compactar la arena.

En algunos casos fue necesario agregar agua del mismo recipiente donde se estaba colocando el exceso para llegar a la referencia. Es importante mencionar que esto sólo se realiza luego de haber obtenido la porosidad del empaque de arena

**A. NIVELACIÓN DEL
EMPAQUETAMIENTO DE ARENA**



**B. EXTRACCIÓN DEL EXCESO DE
AGUA**



**Figura 3.7 Procedimientos usados durante el empaquetamiento de las arenas
(Fuente propia)**

3.4.2 Determinación de la porosidad

Para determinar los valores de porosidad se siguió el siguiente procedimiento.

- En un recipiente esterilizado, depositar de 200 a 300 g de la muestra.
- Bombear fluido de entrada por el sistema, hasta que alcance la marca referencial del volumen bruto, en el sujetador del empaquetamiento de arena.
- Seleccionar un recipiente graduado y pesarlo, P_{wa} . Este será usado para depositar el fluido que se extraiga mientras se adhiere la muestra de arena.
- Extraer 1/3 del fluido con la pipeta y colocarlo en el recipiente anteriormente pesado. Adherir lentamente la muestra de arena, cuando esta se asiente, dar ligeros topes al sujetador para ayudar a la compactación.
- Seguir extrayendo el fluido, cuidadosamente con la pipeta sin extraer granos de arena, y adherir lo que resta de la muestra hasta alcanzar la marca de referencia.
- Pesar el recipiente con el agua extraída, P_{wd} .

Para realizar el cálculo de la porosidad de cada empaque de arena se considera las siguientes especificaciones dentro de las tablas 3.3 datos de entrada y 3.4 datos de salida. El error estadístico es medido con la desviación estándar de las dos repeticiones para cada muestra de arena.

Tabla 3.3 Medidas directas obtenidas durante el empaquetamiento de la arena.

Datos de entrada	Valores	Unidades
Diámetro del empaquetamiento de arena (d)	2.58	cm
Altura del empaquetamiento de arena (h)	47.90	cm
Peso del recipiente antes de colocar el agua producida (P_{wa})	110.24	g
Peso del recipiente luego de colocar el agua producida (P_{wd})	263.76	g

Tabla 3.4 Medidas indirectas obtenidas de las medidas directas.

Datos de salida	Ecuaciones	Unidades
Volumen bruto del empaquetamiento de arena (V_b)	$V = \pi \left(\frac{d}{2}\right)^2 h$ (Ec.3.1)	g
Peso del agua producida en gramos (P_w)	$P_w = P_{wd} - P_{wa}$ (Ec.3.2)	g
Peso del agua en el medio poroso (P_{wmp})	$P_{wmp} = V_b - P_w$ (Ec.3.3)	g
Volumen poroso (V_p)	P_{wmp}	ml
Porosidad ($\emptyset$)	$\emptyset = \frac{\text{Volumen Poroso } (V_p)}{\text{Volumen de la roca } (V_b)}$ (Ec.3.4)	%

Se utiliza la Ec. 3.4 para la determinación de la porosidad, donde:

- El volumen total de la roca (V_b) fue determinado como el volumen interno del tubo de pvc, considerando la ecuación del volumen de un cilindro, donde fue realizado el empaquetamiento de arena.
- El volumen de los poros (V_p) en el medio poroso fue calculado restando el volumen de agua inicial en el tubo de vidrio menos el volumen recolectado de agua después de agregar la arena. Haciendo referencia al método volumétrico.

Luego de determinar la porosidad de la muestra, se realizaron los siguientes pasos antes de iniciar el cálculo de la permeabilidad.

- Inyectar por un periodo de 3 hr del fondo al tope para remover la mayor cantidad de aire dentro del empaquetamiento de arena (Shi, Xue, & Durucan, 2011).
- Al realizar la inyección incrementar gradualmente los caudales para no afectar la compactación del empaquetamiento de arena. De acuerdo con las buenas prácticas del equipo de investigación de UiB se recomienda iniciar con 50 ml/hr incrementando gradualmente a 650 ml/hr.
- Para la primera medición de cada muestra de arena, se recomienda descartar los primeros 300 ml de agua producida. Esto con el fin de disminuir la mayor cantidad de impurezas que afecten al cálculo de las permeabilidades.

3.4.3 Secuencia para medir la permeabilidad inicial

Se cambió la dirección de las válvulas para inyectar desde arriba hacia abajo y se ingresaron los caudales referenciales que se muestran en la Tabla 3.5 (dentro del programa Quizix que controla la tasa de salida de la bomba). La dirección de la inyección del fluido se ejecutó desde la parte superior del empaquetamiento de arena hasta el fondo, recolectando la salida del fluido por la parte inferior de la configuración como se ve en Figura 3.1.

Al mismo tiempo los sensores de presión diferencial tomaron datos entre dos puntos distanciados en el tubo de vidrio. La respectiva distancia del sensor de presión diferencial es de 17.1 cm.

El programa Raport va adquiriendo los datos de los sensores de presión diferencial conectados en el empaquetamiento de arena. Como sensores de respaldo se utilizan dos sensores ESI conectados en los puntos de salida y entrada de la inyección, para obtener la presión diferencial de respaldo. Luego los datos son ingresados a la hoja de cálculo que se presenta en anexos.

Tabla 3.5 Tasas de caudales usados para el cálculo de las permeabilidades

Caudal (ml/hr)	Tiempo (min)
200	10
300	10
400	10
500	10
600	10
500	10
400	10
300	10
200	10

Para la obtención de los valores referenciales se usaron los datos experimentales del grupo de investigación de UiB. Los cuales fueron previamente determinados en un simulador donde se diseñaron las tasas de acuerdo con el método estacionario para alcanzar la presión de estabilización en cada rango.

Para el cálculo de la permeabilidad inicial se usó la Ley de Darcy (Ec. 3.5) para el movimiento de fluidos en un medio poroso. Donde Q es el caudal en m^3/s , k permeabilidad en mD, dP en Pa, la viscosidad en $Pa*s$ y el área de m^2 .

$$Q = \frac{kA}{\mu L} \Delta P \quad (\text{Ec. 3.5})$$

La bomba realiza el desplazamiento del fluido por el medio poroso – empaquetamiento de arena. El fluido producido es recirculado de vuelta al reservorio para continuar inyectando el fluido por el medio. Se registra 1 ciclo para la determinación de la permeabilidad inicial, este comprende los caudales y tiempos especificados en la tabla 3.5.

3.4.4 Saturación del agua con CO₂

Luego del procedimiento para la permeabilidad inicial, se detuvo la bomba para dejar en equilibrio el sistema y saturar el fluido de entrada con CO₂. Para ello se maneja el controlador de masa que tiene una capacidad máxima de flujo de 10 cm³/min directo a los reservorios, este representa el 100% en la inyección. Se satura los dos reservorios con CO₂ en condiciones ambientales por 30 min y los reservorios saturados se colocan igual que la configuración inicial. Podemos observar en la Figura 3.6 como se realizó la saturación con CO₂.

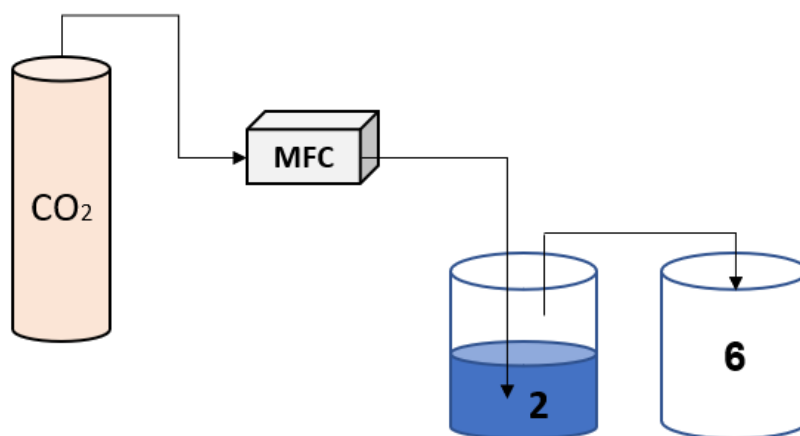


Figura 3.8 Saturación del fluido con CO₂ usando el controlador de flujo másico.

Como se muestra en la Figura 3.6, la inyección de CO₂ inició desde su reservorio, en este caso el cilindro, hacia el controlador de flujo másico. Este controlador fue programado con el software Flow Plot para inyectar a diferentes caudales. Se saturan los dos recipientes con CO₂ mostrados en las Figuras 3.1 y 3.2. El recipiente 6 se utilizó como fluido de entrada para la bomba Quizix, para seguir recirculando los fluidos.

3.4.5 Desplazamiento del agua saturada con CO₂

Luego de saturar el fluido con CO₂, se procede a desplazar 350 ml (3 PV) de agua saturada con CO₂ por el medio poroso a una tasa incremental hasta 650 ml/hr. La salida de fluidos de producción se recolectó en un recipiente externo para no mezclar agua saturada con agua no saturada. La configuración utilizada se muestra en la Figura 3.1, donde la entrada del fluido para la bomba se obtuvo del recipiente 6.

3.4.6 Drenaje del empaquetamiento de arena

Se registró el peso del empaquetamiento de arena (P_{sb}) antes de iniciar el drenaje de los fluidos en el medio poroso. Este dato se usó en el cálculo de la saturación irreducible de gas.

Se inyectó CO₂ con el controlador de flujo a su máximo caudal como se muestra en la Figura 3.7. La inyección se realizó de igual manera desde el tope del empaquetamiento de arena hasta el fondo. El fluido que se originó desde el fondo se recolectó en un recipiente donde continuamente se realizaban mediciones de su peso. Cuando la producción se encontró estable, el peso del agua producida (P_{ap}) se ingresó como dato medido directo para obtener la saturación irreducible del agua en el empaquetamiento de arena.



Figura 3.9 Medición producida durante el drenaje

3.4.7 Secuencia para determinar la permeabilidad relativa de CO₂ dentro del empaquetamiento de arena

Luego de realizar el drenaje del medio poroso con el CO₂ húmedo y cuando este alcanzó la saturación irreducible del agua, se corre la inyección de CO₂ a tasas constantes por un determinado de tiempo para calcular la permeabilidad relativa como medida indirecta.

Se realizó la inyección de CO₂ en forma de gas húmedo por el medio poroso siguiendo el mecanismo de tasas seteado en el software Flow Plot, caudales desde 0 a 10 cm³/min variando en 2.5 cm³/min por tiempo de 10 min. Para los cálculos se utiliza la hoja de cálculo de Perg, que corrige la permeabilidad para gases debido a su mayor expansión con respecto a los líquidos.

3.4.8 Saturación del empaquetamiento de arena con agua

Luego de realizar el procedimiento para el cálculo de la permeabilidad relativa del gas, se realizó el cambio de la configuración desconectando el controlador de flujo másico y colocando la bomba como se muestra en la Figura 3.1. Se vuelve a saturar el medio poroso con agua por 6 horas para desplazar CO₂ de la muestra hasta que la permeabilidad

relativa de CO_2 se vuelva 0 y la saturación de gas irreducible haya sido alcanzada (Shi, Xue, & Durucan, 2011). Se empezó con una tasa mínima de 100 ml/hr por 2 hrs y luego se incrementó gradualmente a su tasa máxima de 650 ml/hr para no afectar la configuración del empaque de arena. Al finalizar se registró el peso del empaquetamiento antes de calcular la permeabilidad relativa al agua (P_{sa}).

En la Tabla 3.6 podemos observar los datos que se obtuvieron para el cálculo de las saturaciones irreducibles por medio de balance de volumen (Pentland, El-Maghraby, Georgiadis, Iglauer, & Blunt, 2011).

Tabla 3.6 Datos directos obtenidos para el cálculo de las saturaciones irreducibles.

Datos de entrada	Unidades
Peso del empaquetamiento de arena (P_{sb})	g
Peso del agua producida (P_{ap})	g
Peso del empaquetamiento de arena antes de K_{rw} (P_{sa})	g

3.4.9 Secuencia para determinar la permeabilidad relativa del agua dentro del empaquetamiento de arena.

Para calcular la permeabilidad relativa del agua, se utilizaron las mismas tasas de inyección con los mismos tiempos mostrados en la Tabla 3.8. Los datos de presión diferencial fueron registrados usando la misma hoja de Excel para la permeabilidad inicial. En este caso se realizó el registro de presiones por 7 ciclos. En la Figura 3.8 se muestra el diferencial de presiones vs tiempo durante la inyección a los diferentes caudales para los 7 ciclos registrados en el software Raport.

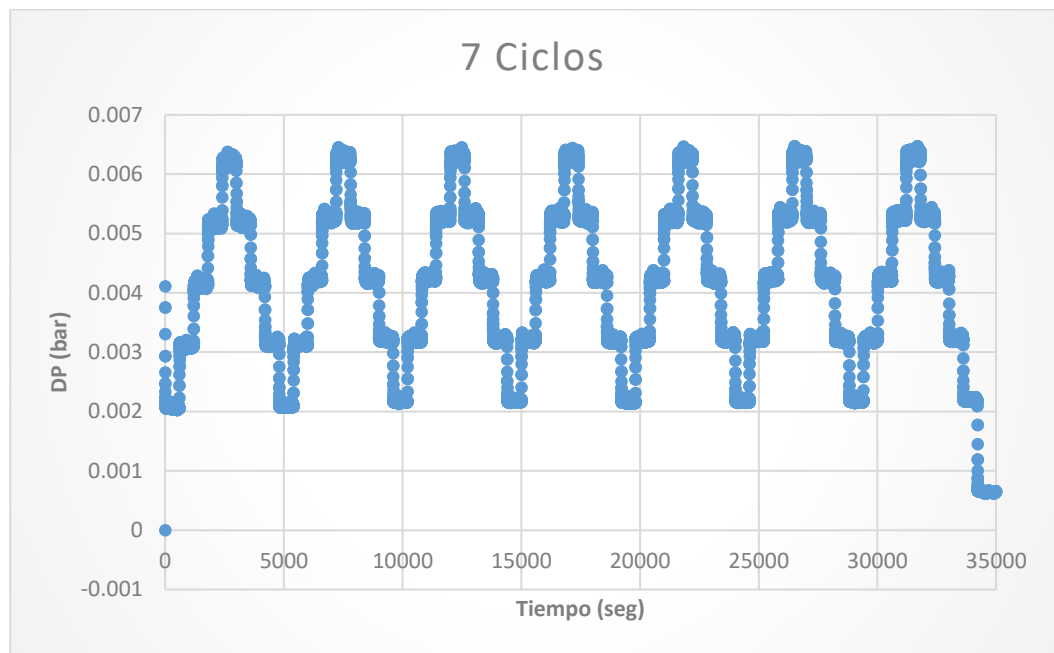


Figura 3.10 Datos obtenidos por el software Raport durante 7 ciclos programados en la inyección de la bomba Quizix.

CAPÍTULO 4

4.RESULTADOS Y ANÁLISIS

En esta sección se presentan los análisis y resultados del trabajo experimental realizado en la investigación de esta tesis. Todos los experimentos fueron realizados usando los equipos y métodos descritos en el capítulo anterior para la determinación de la porosidad y permeabilidad en un empaquetamiento de arena. Es importante mencionar que la inyección de fluidos fue realizada a condiciones ambientales.

Se realizaron experimentos con 8 muestras de arenas, y un total de 2 corridas para la determinación de porosidad. Para el análisis de resultados de la permeabilidad se usaron 14 empaquetamientos de arena, dejando la muestra de arena 2 y 3 con una corrida para la adquisición de datos. Los datos fueron afectados por limitaciones del equipo y la producción de arena después de la inyección de fluidos para las arenas de menor grano, ejemplo arena 2 y 3.

4.1 Resultados de porosidad

Dentro de los resultados de porosidad para cada empaquetamiento de arena se encuentra la influencia del tamaño de grano de arena y su forma. En la Tabla 4.1 se especifica la distribución de granos y el número de corridas realizadas en cada arena. Todos los valores promedios de porosidad como distribución de granos se graficaron en las Figuras 4.1, 4.2 y 4.3, para conocer la tendencia de empaquetamiento que presentan los tipos de arenas.

La Figura 4.1 muestra que la porosidad sigue una tendencia no lineal con respecto al empaquetamiento. Mientras se va aumentando el tamaño de grano dentro del empaquetamiento de arena, la porosidad tiende a disminuir hasta que esta se ve influenciada por otro factor que afecta la porosidad como es la forma del grano. La forma de los granos de arena puede variar ampliamente, desde redondas a angulares. Cada una de estas formas afecta el arreglo dentro del empaquetamiento de arena. Cuando los granos son más angulares tienden a entrelazarse más estrechamente resultando en menor porosidad comparado a los granos redondeados. Los granos redondos suelen juntarse más holgadamente

creando mayor espacio entre ellos, resultando en mayores valores de porosidad (Eide & Lund, 2003).

Cuando pasamos de las muestras con tipo de grano gruesos a muy gruesos, se obtiene un leve incremento en el valor de porosidad. Esto indica una mayor variación en la forma de los granos si no se varia la eficiencia del empaquetamiento, afectando la tendencia anterior mencionada. Por tanto, se siguió el mismo procedimiento para cada muestra durante las mediciones de laboratorio.

Tabla 4.1 Resultados de porosidad para los diferentes empaquetamientos de arena

Tamaño de Grano (μm)	Tamaño de Grano, promedio (μm)	Tipo de Grano	Porosidad (%)	Error (%) +/-	Corrida	Arena #
100 - 120	110	Fino inferior	41.9	0.2	1	2
177 - 210	193.5	Fino Superior	41.7	0.2	1	3
250 - 297	273.5	Medio Inferior	41.0	0.3	2	4
354 - 420	387	Medio superior	38.7	0.4	2	5
500 - 545	522.5	Grueso Inferior	37.2	0.2	2	6
707 - 840	772.5	Grueso Superior	37.5	0.1	2	7
1000 - 1190	1095	Muy Grueso inferior	37.7	0.1	2	8
1410 - 1630	1520	Muy Grueso Superior	38.0	1.0	2	9

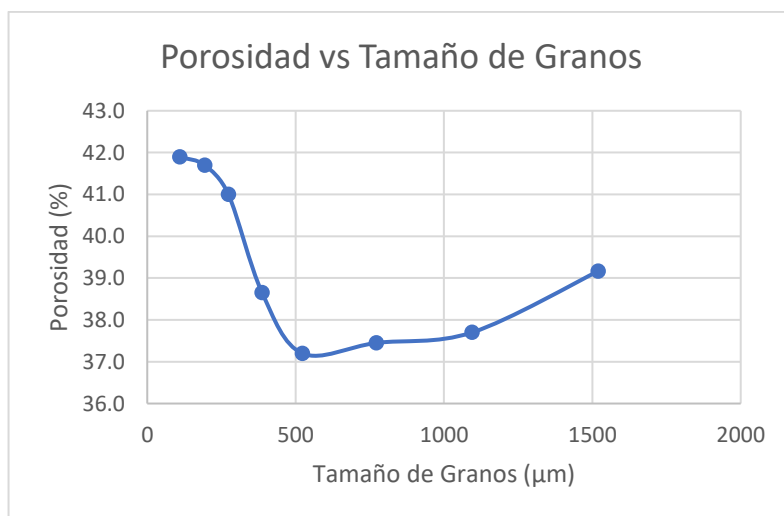


Figura 4.1 Gráfica de los resultados de porosidad promedio de acuerdo con las distribuciones de grados referentes a los tamaños de granos promedios

Cuando agrupamos las arenas en finos (41.9 - 41.7) %, medios (41.0 - 38.7) %, y gruesos - muy gruesos (37.2 - 38.0) % como en la Figura 4.2, podemos observar una tendencia decreciente de la porosidad cuando se aumenta el tamaño de grano. Esto se debe a que los granos de menor tamaño pueden empaquetarse con menor espacio vacío donde los granos de mayor tamaño no pueden caber. Adicionalmente cuando el tamaño de grano aumenta, el área superficial del empaquetamiento disminuye lo que reduce la porosidad.

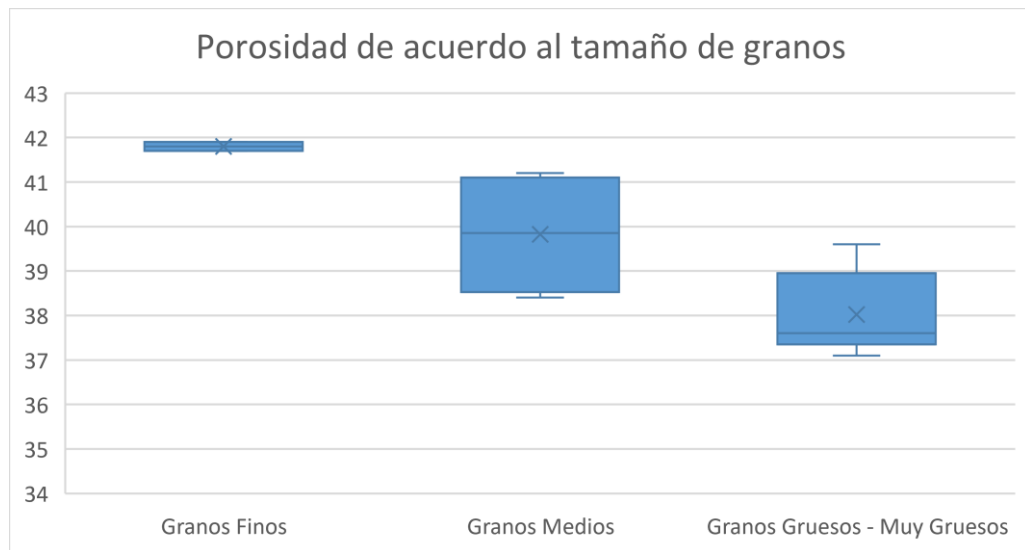


Figura 4.2 Dispersión en los valores de porosidad de acuerdo con 3 tipos de granos.

Para una distribución de granos con tamaños que decrecen desde 545 a 100 μm , se observa una tendencia incremental en la porosidad que se presenta en la Figura 4.3. Naomi Ogolo (Ogolo, 2015), encontró que para arenas que se encuentran bien distribuidas, la porosidad aumenta cuando el tamaño de grano disminuye.

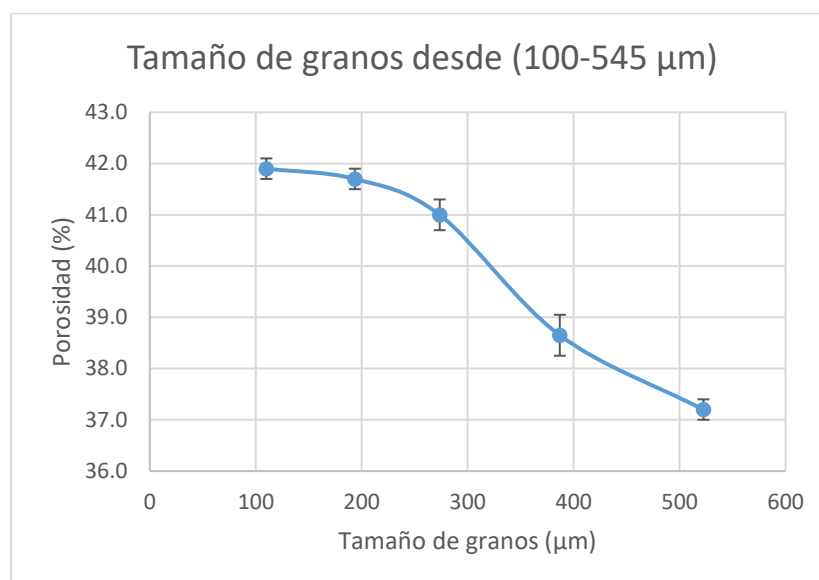


Figura 4.3 Valores de porosidad de acuerdo con las distribuciones de granos desde 100 a 545 μm .

Podemos observar para las arenas que se encuentran clasificadas como tipo de granos gruesos y muy gruesos la porosidad disminuye con respecto a las arenas de granos finos y medios. En el estudio experimental de R. Singh y D. Singh (Singh & Singh, 2017) se utilizó muestras de arena de cuatro playas diferentes en el estado de Goa, se midió la distribución del tamaño de grano y la porosidad de cada muestra usando un porosímetro de helio. Se encontró que la porosidad varía con respecto al tamaño del grano. Las muestras de arenas variaban de tamaño de grano de 0.1 a 0.5 mm, con diferentes grados de ordenamiento y forma. Los autores encontraron, que la porosidad osciló entre 34.6% y 45.8%, donde las muestras de arena con granos más pequeños tienden a porosidades más altas. Aunque esta relación entre tamaño de grano y porosidad no es lineal debido a que la porosidad tiende a aumentar más rápidamente cuando el grano de arena es más pequeño.

También se percibe un incremento de porosidad del 0.8%, para los tipos de granos gruesos a muy gruesos (37.2 – 38.0) % de acuerdo con Figura 4.4. R. Singh y D. Singh (2017) encontraron en su estudio que mientras más ordenadas se encontraban los granos de arena en las muestras, estos tenían un impacto significativo en los resultados de la porosidad. Con muestras más ordenadas la porosidad disminuía con respecto a las muestras menos ordenadas. La forma de los granos también podía influir en la porosidad (Singh & Singh, 2017).

Eide y Lund (2003) en su estudio sobre la relación entre el tamaño de grano y la porosidad en sedimentos marinos, recolectaron muestras de sedimentos en un fiordo en Noruega. Se encontró la porosidad oscilando entre 31% para la muestra de mayor tamaño de grano (arena gruesa) y 42% para la muestra de menor tamaño de grano (arcilla fina). También se encontró que la forma del grano de arena impacta más que el tamaño del grano, cuando los granos son más angulares resultan en menor porosidad que usar granos más redondos. Los granos más redondos resultaron en altas porosidades por su mayor espacio entre granos (Eide & Lund, 2003).

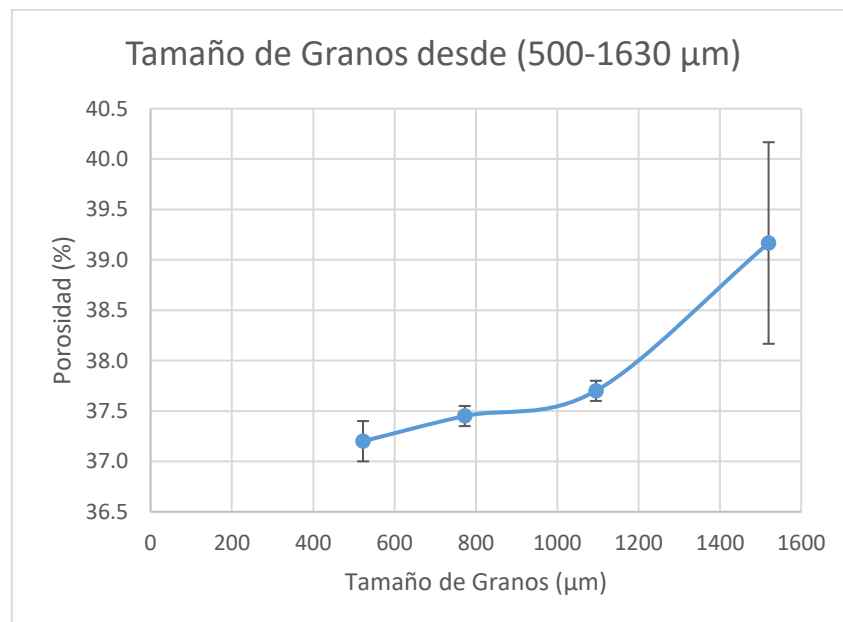


Figura 4.4 Valores de porosidad para tipo de granos gruesos y muy gruesos.

En la Figura 4.5 podemos observar la irregularidad que tienen los granos, en este caso de la arena # 9 que presenta granos muy gruesos. Por tanto, los valores de porosidad de las arenas de granos grueso son altos. Noami (2015) mencionó que el tamaño de grano no es el único que afecta la porosidad, si no su esfericidad. La irregularidad en la forma del grano de arena produce valores de porosidad altos (Ogolo, 2015).



Figura 4.5 Irregularidad de los granos muy gruesos de la arena #9

4.2 Resultados de Permeabilidad Inicial

La Figura 4.6 muestra los valores de permeabilidad inicial de diferentes empaquetamientos de arena. Para representar estos datos se utilizó un gráfico de burbuja que tiene la ventaja de mostrar la relación entre tres variables en un mismo gráfico. En este caso, el tamaño de la burbuja en el gráfico representa los diferentes valores de permeabilidad inicial, mientras que la posición de la burbuja en el gráfico representa el tamaño de grano de cada muestra de arena.

En el gráfico se incluyen los valores completos de los datos obtenidos de permeabilidad inicial para cada muestra de arena, se puede visualizar también las variaciones en la posición de las burbujas mientras se va aumentando el tamaño de grano.

En los medios porosos con granos de mayor tamaño y una distribución uniforme de la arena, estas muestras tienden a tener una permeabilidad mayor que las muestras con menor tamaño de grano. Según el estudio realizado en el artículo científico de Selim, M.S., Al-Naimi, K. & Hussain, J. (2015) se concluye que el tamaño de partícula y las características del empaquetamiento se muestran como factores críticos que afectan directamente a la permeabilidad (Selim, 2015).

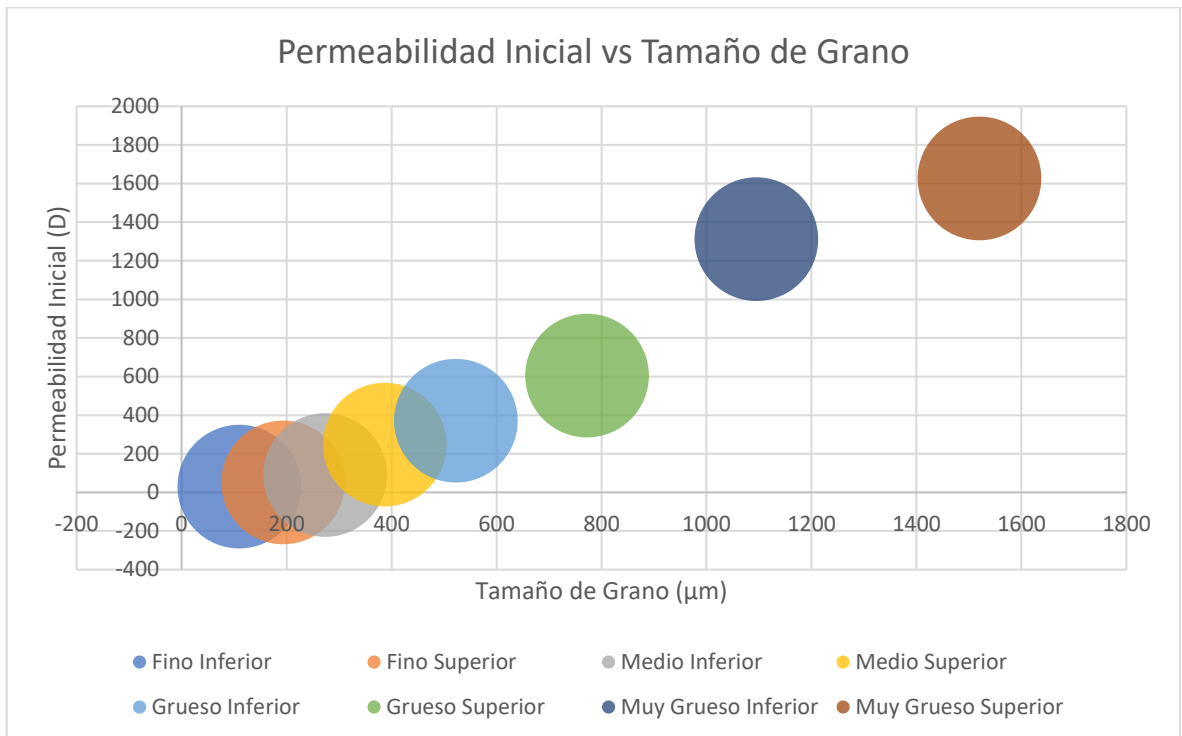


Figura 4.6 Gráfico de burbujas para todos los valores obtenidos de permeabilidad absoluta

En Figura 4.6 se puede observar que los valores de permeabilidad siguen una tendencia ascendente. Esto indica que arenas con granos más gruesos presentan una mayor permeabilidad inicial, como también se puede observar en Figura 4.7 con los valores promediados dentro de la gráfica.

Las muestras de arena con partículas más grandes tienden a alcanzar permeabilidades mayores que las muestras de arena con partículas más pequeñas, así lo menciona M.S. Selim y otros (2015) en su estudio sobre el efecto del tamaño de las partículas y las características del empaquetamiento en un medio poroso. Esta misma tendencia ascendente y lineal encontramos en los resultados para la permeabilidad inicial.

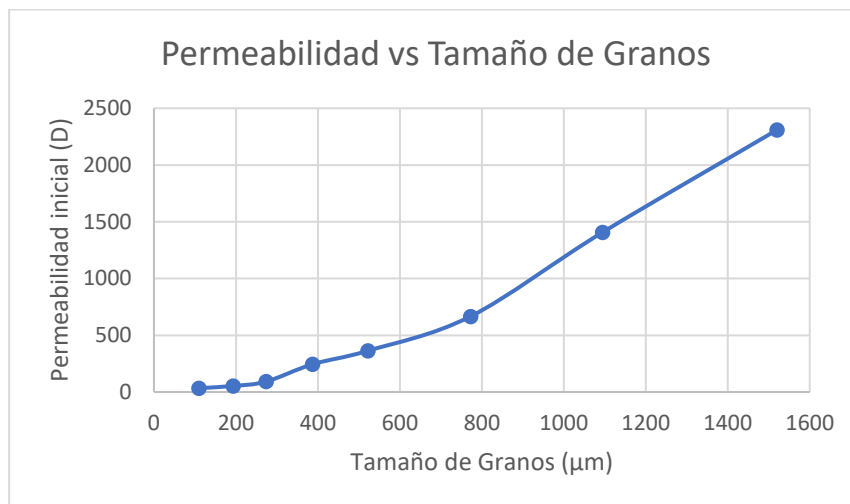


Figura 4.7 Valores promedios obtenidos de Permeabilidad Inicial en cada empaquetamiento de arena

Los valores que se presentan en la Tabla 4.2 fueron obtenidos seleccionando los valores de R (coeficiente de correlación) más altos en cada arena y promediándolos para todas las corridas. La selección del valor mayor de R indica que los datos seleccionados se ajustan mejor a una línea recta y, por lo tanto, son más precisos. En la Tabla 4.2 se presentan los resultados de todas las permeabilidades medidas, incluyendo aquellas relacionadas con los fluidos. Esto proporciona una visión completa de la permeabilidad de cada muestra de arena en diferentes condiciones de prueba.

- Tamaño de partícula: las muestras tienen un tamaño de partícula entre 100 y 1630 μm .
- Tipo de arena: arenas no consolidadas.
- Porosidad: las muestras varían su porosidad entre 41.9 y 37.2 %.
- Permeabilidad: los valores medidos oscilaron entre 33.8 a 2300 Darcy.

Es importante destacar que el coeficiente de correlación R no es la única medida de la precisión de los datos, y que otros factores pueden influir en la calidad de las mediciones. Por lo tanto, es importante repetir las mediciones para obtener resultados más precisos y confiables, como indicar el error de las mediciones.

En el estudio de Choi y otros (2015), los valores de permeabilidad medidos oscilaron entre 0,2 y 1000 Darcy para las muestras de arenas no consolidadas de sílice, de río y arena de pozos de petróleo. Estos experimentos de laboratorio dentro de un empaquetamiento de arena, muestra que la permeabilidad para las

arenas no consolidadas puede variar ampliamente y depender de varios factores, como la compacidad y saturación de los fluidos (Choi, Jeong, Lee, Lee, & Kim, 2015).

En la Tabla 4.2, se muestra las permeabilidades relativas con respecto a los fluidos de gas y agua para las muestras de arenas no consolidadas. K_{rg} al mostrar valores menores de 0.1 nos indican que la fase de gas no tiene una buena movilidad en comparación a la fase líquida que muestra valores promedios de 0.9. Algunos factores pueden influir también en la permeabilidad relativa como son el tipo de arena, tipo de fluido, la saturación inicial, presión aplicada y el tiempo de la prueba. Si el tiempo de la prueba es demasiado largo, puede haber una disminución en la permeabilidad relativa debido a la acumulación de sólidos dentro del empaquetamiento de arena (Ren, Zhou, Wang, & Yan, 2019).

Tabla 4.2 Resultados de las permeabilidades en el laboratorio

Tamaño de Grano (μm)	Tipo de Grano	Arena #	ϕ (%)	Error (%) +/-	K abs (Darcy)	Error (+/-)	K_{rg}	K_{rw}
100 - 120	Fino inferior	2	41.9	0.2	33.80	0.11	0.19	0.89
177 - 210	Fino Superior	3	41.7	0.2	53.29	0.92	0.12	0.97
250 - 297	Medio Inferior	4	41.0	0.3	91.36	5.43	0.17	0.94
354 - 420	Medio superior	5	38.7	0.4	244.66	10.92	0.01	0.96
500 - 545	Grueso Inferior	6	37.2	0.2	363.72	10.35	0.07	0.96
707 - 840	Grueso Superior	7	37.5	0.1	666.34	38.46	0.02	0.99
1000 – 1190	Muy Grueso inferior	8	37.7	0.1	1408.12	12.39	0.02	0.95
1410 – 1630	Muy Grueso Superior	9	38.0	1.0	2309.09	261.10	0.01	0.98

4.3 Resultados de curvas de drenaje

Para el sistema de laboratorio donde se inyecta CO_2 , las curvas de drenaje presentan información sobre la permeabilidad y la saturación de fluidos dentro de la muestra. En la Figura 4.8, durante el drenaje del sistema con CO_2 , se observa para las muestras de arenas que tienden a alcanzar la producción máxima de agua (fluido desplazado) en menos de 1000 segundos. Esta tendencia se debe a la mayor permeabilidad de las arenas con granos más grandes, lo que permite un flujo más fácil del CO_2 a través de los poros de la roca, desplazando así el agua con mayor rapidez (Zhou, Hu, Liu, Liu, & Wang, 2016). Además, las arenas con granos más grandes tienen una mayor porosidad y una menor saturación de agua irreducible, lo que también contribuye a una mayor eficiencia del desplazamiento de fluidos.

Estudios experimentales en empaquetamientos de arena, como el realizado por Zhou et al. (2016) y el de Zhang et al. (2019), también han demostrado esta tendencia. En ambos estudios, los autores encontraron que las muestras de arena con tamaños de grano más grandes tendían a alcanzar esa producción, lo que indicaba una mayor eficiencia en el desplazamiento de fluidos en comparación con muestras de arena con granos más pequeños (Zhang, et al., 2019). Podemos inferir de las curvas de drenaje que, para arenas con granos más grandes, la recuperación mejorada de petróleo mediante inyección de CO_2 es más efectiva debido a su mayor permeabilidad y porosidad.

La saturación irreducible de agua para los diferentes tipos de arena se muestra en la Tabla 4.3. Es importante mencionar que las saturaciones irreducibles de las arenas se obtuvieron a partir de los valores medidos que se presentan en la Tabla 3.10. Como se puede observar, las saturaciones irreducibles de agua van disminuyendo mientras el tamaño de grano va aumentando, indicando un mayor desplazamiento del agua con respecto al gas cuando los tamaños de granos son mayores.

En el estudio de Kim et al. (2016) investigó la relación entre el tamaño de grano de una formación de arenisca y la saturación irreducible de agua en un experimento de desplazamiento de dos fases. Los autores encontraron que a

medida que el tamaño de grano de la arenisca aumentaba, la saturación irreducible de agua disminuía, con valores promedios que variaban desde 8.9% para tamaños de grano inferiores a 100 μm hasta 5.2% para tamaños de grano superiores a 500 μm (Kim, Kim, Lee, & Cho, 2016).

Esta misma tendencia fue encontrada en el estudio de Goral et al. (2020) donde los autores estudiaron la relación entre el tamaño de grano de una formación de lutita y la saturación irreducible de agua en un experimento de desplazamiento de dos fases. A medida que el tamaño de grano de la lutita aumentaba, la saturación irreducible de agua disminuía, con valores promedios que variaban desde 41.5% para tamaños de grano inferiores a 2 μm hasta 25.4% para tamaños de grano superiores a 50 μm (Goral, Melin, & Skurtveit, 2020).

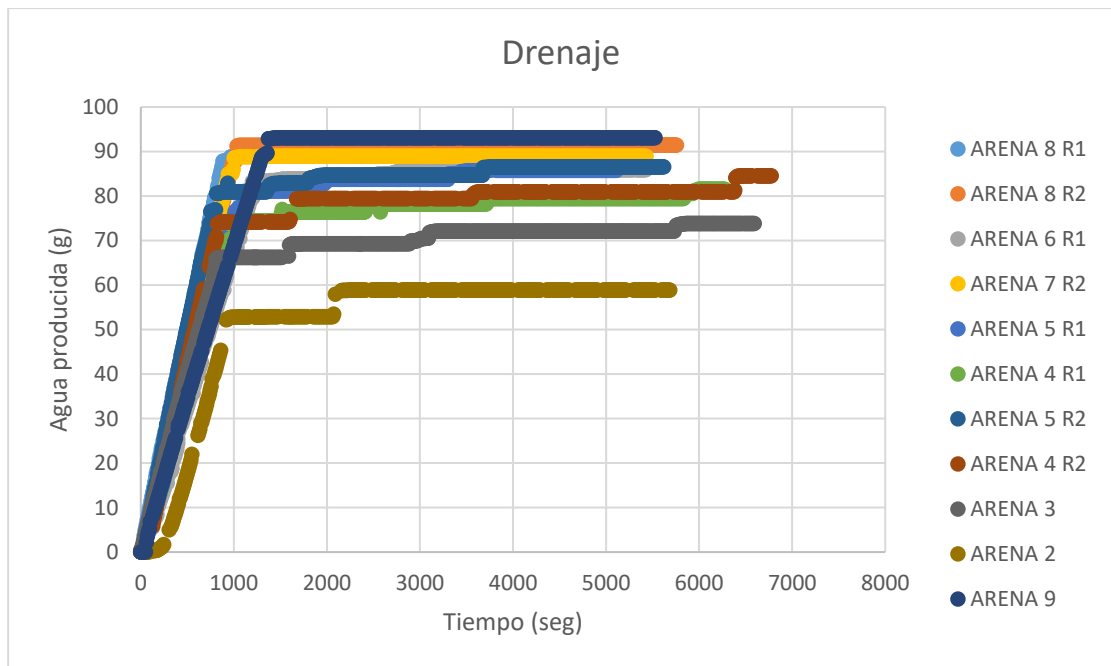


Figura 4.8 Curvas de drenaje de las muestras de arenas

Varios estudios experimentales en arenas no consolidadas dentro de un empaquetamiento de arena han demostrado que existe una relación inversa entre el tamaño de grano y la permeabilidad relativa del gas. Los estudios realizados por Zhao et al. (2015) y Song et al. (2020) investigaron la relación entre la permeabilidad relativa del gas en muestras de arena no consolidada y el tamaño de grano. Donde encontraron que a medida que el tamaño de grano de la arena aumentaba, la permeabilidad relativa del gas disminuía. La disminución de la

permeabilidad relativa del gas a medida que aumenta el tamaño de grano dentro del empaquetamiento se debe principalmente a la disminución de la superficie específica de los poros y a la disminución de la tortuosidad del flujo de gas dentro del empaquetamiento.

En el estudio de Zhao et al. (2015) se encontró que a medida que el tamaño de grano aumentaba, la permeabilidad relativa del gas disminuía, los valores promedio variaban desde 0.7 para arenas con un tamaño de grano menor a 0.1 mm hasta 0.3 para arenas con un tamaño de grano mayor a 0.5 mm (Zhao, Yang, Zhang, Wang, & Xu, 2015).

En el estudio de Song et al. (2020), se estudió la relación entre la porosidad y la permeabilidad relativa del gas en un empaquetamiento de arena. Donde los autores encontraron que a medida que la porosidad disminuía, la permeabilidad relativa del gas disminuía, con valores promedio que variaban desde 0.7 para empaquetamientos de arena con una porosidad del 40% hasta 0.3 para porosidad del 20% (Song, Li, Wang, Zhang, & Li, 2020).

Esta relación se debe a que los poros en las arenas de mayor tamaño de grano son mayores, lo que permite que el gas fluya con mayor facilidad y con menor resistencia, lo que resulta en una disminución de la eficacia de la producción de hidrocarburos (Medhurst & Rehm, 1967). Por lo tanto, la permeabilidad relativa del gas es inversamente proporcional con respecto al tamaño de grano en arenas no consolidadas dentro de un empaquetamiento de arena. En los resultados presentes en Tabla 4.3, podemos observar como la mayoría de las muestras de arena tienden a esa relación.

Es importante tener en cuenta que otros factores como la saturación de fluidos y la presión aplicada durante el experimento también pueden influir en los resultados de la permeabilidad relativa del gas en un sandpack. El estudio de Schechter y Von Rosenberg (1974) también encontró que la permeabilidad relativa del gas también está influenciada por la saturación de fluidos y la presión aplicada durante el experimento (Schechter & Von Rosenberg, 1974). Por lo tanto, es necesario considerar cuidadosamente todos los factores que puedan influir en

los resultados de la permeabilidad relativa del gas en un empaquetamiento de arena para obtener conclusiones precisas y confiables.

Tabla 4.3 Saturaciones de agua irreducible para las diferentes muestras de arenas

Tamaño de Grano (µm)	Tamaño de Grano Promedio (µm)	Tipo de Arena	Arena #	Ø (%)	S _{wi}	K _{rg}
100 - 120	110.0	Fino inferior	2	41.9	0.46	0.19
177 - 210	193.5	Fino Superior	3	41.7	0.36	0.12
250 - 297	273.5	Medio Inferior	4	41.0	0.27	0.17
354 - 420	387.0	Medio superior	5	38.7	0.18	0.01
500 - 545	522.5	Grueso Inferior	6	37.2	0.15	0.07
707 - 840	772.5	Grueso Superior	7	37.5	0.13	0.02
1000 - 1190	1095.0	Muy Grueso inferior	8	37.7	0.11	0.02
1410 - 1630	1520.0	Muy Grueso Superior	9	38.0	0.11	0.01

4.4 Resultados de permeabilidad relativa del gas

Luego del drenaje en el sistema con gas húmedo se procedió a registrar los diferenciales de presión para el cálculo de las permeabilidades efectivas al gas y encontrar las permeabilidades relativas del gas. Los datos experimentales adquiridos a diferentes saturaciones se presentan en la Tabla 4.4. Estos datos fueron obtenidos cambiando las tasas inyectadas de CO₂ como lo menciona en 3.4.7 de la metodología, donde los valores a la máxima rata del MFC es la saturación al 100% y así sucesivamente.

Tabla 4.4 Datos experimentales de las K_{rg} con respecto a las diferentes Saturaciones de Gas.

S_g	K_{rg}							
%	Arena 2	Arena 3	Arena 4	Arena 5	Arena 6	Arena 7	Arena 8	Arena 9
100.00	0.19	0.12	0.17	0.01	0.07	0.02	0.02	0.01
75.00	0.17	0.12	0.16	0.01	0.05	0.01	0.01	0.01
50.00	0.14	0.09	0.12	0.00	0.04	0.01	0.01	0.01
25.00	0.11	0.06	0.07	0.00	0.02	0.01	0.00	0.00

En Figura 4.9 se puede observar como para las arenas con un tamaño de grano mayor se evidencia una disminución en sus permeabilidades relativas de acuerdo con la curva de permeabilidad relativa vs saturaciones. Esta tendencia se puede deber al aumento de la porosidad y disminución de la saturación irreducible de agua en las muestras con granos más grandes, en comparación con las rocas con granos más pequeños. En el estudio realizado por Zhang et al. (2019) se mostró que las arenas con tamaños de grano más grande tienden a una mayor porosidad y una menor saturación irreducible de agua, lo que resultó en una mayor eficiencia del desplazamiento de fluidos durante la inyección de CO_2 en el experimento.

Además, la curva de permeabilidad relativa vs saturaciones muestra la relación entre la permeabilidad relativa del gas y la saturación de fluidos en la formación. Este concepto se ha demostrado en estudios experimentales dentro de empaquetamientos de arena, como el realizado por Zhou et al. (2016), donde se observó que la permeabilidad relativa del gas disminuye a medida que se alcanza la saturación irreducible de agua en la formación. En general, se puede observar que las arenas con granos más grandes tienden a tener una saturación irreducible de agua más baja, lo que lleva a una disminución en su permeabilidad relativa del gas a medida que se alcanza la saturación irreducible de agua en la formación.

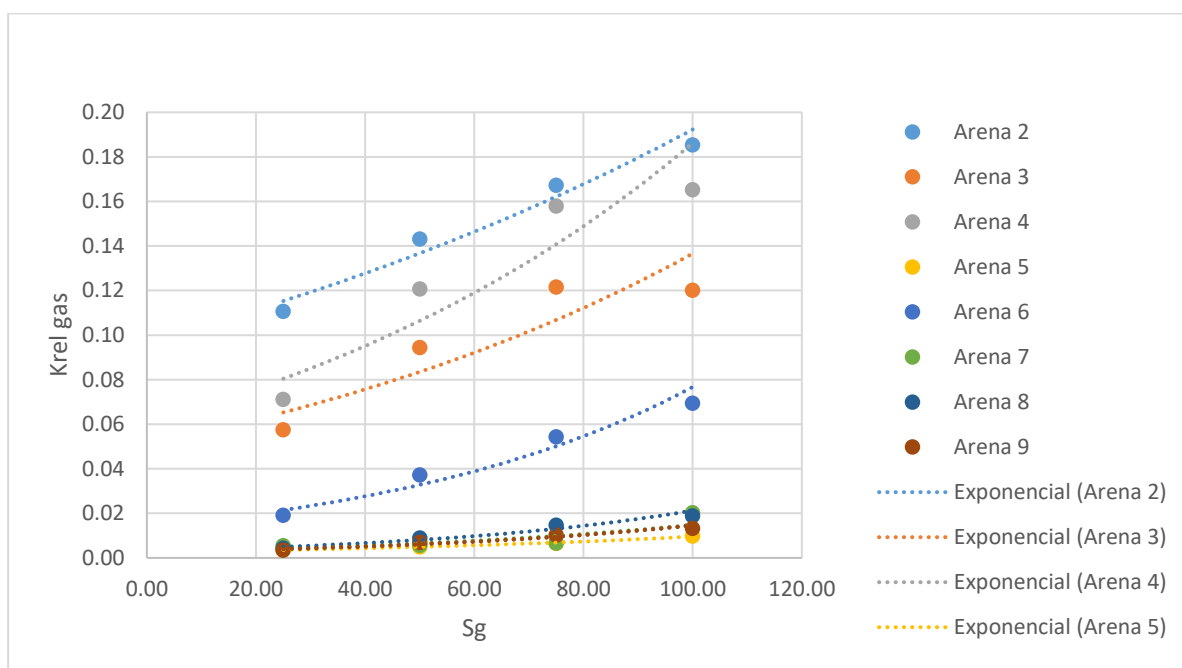


Figura 4.9 Curvas de Permeabilidad relativa vs saturaciones de gas para todas las arenas.

4.5 Resultados de permeabilidad relativa al agua

De acuerdo con los resultados presentados en la tabla 4.5, la permeabilidad relativa de agua tiende a aumentar cuando los tamaños de grano aumentan. Esto se debe a la mayor permeabilidad y porosidad de las arenas con granos más grandes en comparación con las arenas de granos más pequeños. Esta tendencia ha sido observada en varios estudios experimentales con empaquetamientos de arena. Por ejemplo, un estudio realizado por Al-Khaldi y Blunt (2018) investigó el efecto de la mojabilidad en la retención residual de CO_2 en una formación. Los autores observaron, que a medida que el tamaño de grano de la formación de arenisca aumentaba, la saturación irreducible de agua tendía a disminuir, lo que indicaba un mayor desplazamiento del agua en comparación con el gas cuando los tamaños de granos eran mayores.

Además, Li et al. (2018) en su estudio sobre el efecto de la estructura de poros y las propiedades de la roca observó que la permeabilidad relativa del agua aumentaba a medida que aumentaba el tamaño de grano de la formación de arenisca. Los autores indicaron que las rocas con granos más grandes tienen una mayor porosidad y permeabilidad, lo que permitió un flujo de agua más rápido.

Esta tendencia, sugiere que las arenas con granos más grandes son más efectivas para la recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de agua debido a su mayor permeabilidad y porosidad.

Tabla 4.5 Saturaciones irreducibles de gas para las muestras de arena

Tamaño de Grano [μm]	Tamaño de Grano Promedio [μm]	Tipo de Arena	Arena #	1-S _g	K _{rw}
100 - 120	110.0	Fino inferior	2	0.89	0.89
177 - 210	193.5	Fino Superior	3	0.14	0.97
250 - 297	273.5	Medio Inferior	4	0.03	0.94
354 - 420	387.0	Medio superior	5	0.01	0.96
500 - 545	522.5	Grueso Inferior	6	0.02	0.96
707 - 840	772.5	Grueso Superior	7	0.01	0.99
1000 - 1190	1095.0	Muy Grueso inferior	8	0.02	0.95
1410 - 1630	1520.0	Muy Grueso Superior	9	0.01	1.00

4.6 Análisis cualitativo en el modelo macroscópico

Luego de analizar la data experimental de las arenas que fueron usadas por el grupo investigativo de UiB para crear un modelo macroscópico. Se presentan 4 imágenes donde se pueden observar cómo se realiza el movimiento de CO₂ por la formación geológica.

La Figura 4.10, fase 1, muestra un modelo macroscópico de una formación geológica compuesta por una variedad de tamaños de grano de arena. La formación se encuentra saturada con fluido indicador de pH que permite visualizar el desplazamiento del CO₂ durante la inyección. Este modelo experimental proporciona una representación útil de la dinámica del flujo de fluidos en formaciones de arena y es una herramienta valiosa para la comprensión de la recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de CO₂.



Figura 4.10 Fase 1 inyección de CO₂ en el modelo macroscópico.

En la fase 2, Figura 4.11, se puede apreciar claramente la migración de CO₂ en una formación geológica compuesta por capas de arena. Se han identificado dos puntos de inyección donde el CO₂ en forma de gas comienza a moverse a través de los espacios porosos de cada capa de arena. Debido a la flotabilidad de CO₂, que es más ligero que el agua, el gas comienza a moverse hacia arriba en busca de una capa sello que detenga su desplazamiento o un cambio en las características de la arena que lo haga moverse en otra dirección. El desplazamiento horizontal de CO₂ se puede observar en la figura, moviéndose hacia la derecha debido a la presencia de una zona alta por donde CO₂ se mueve con mayor facilidad.

Es importante tener en cuenta que el proceso de migración de CO₂ en la formación geológica puede verse influenciado por diferentes factores, como la porosidad y permeabilidad de la formación, la presencia de capas sello y las características físicas y químicas del fluido inyectado. La comprensión detallada de la migración de CO₂ en las estructuras geológicas es fundamental para el desarrollo de estrategias efectivas de recuperación mejorada de petróleo y mitigación del cambio climático.



Figura 4.11 Fase 2 inyección de CO₂ en el modelo macroscópico.

Fase 3, Figura 4.12, se puede identificar tres puntos de inyección de CO₂ en un tiempo prolongado dentro de la formación geológica. Además, se puede observar que se produce el fenómeno conocido como atrapamiento residual. Este mecanismo ocurre cuando pequeñas burbujas de CO₂ quedan atrapadas entre los granos de arena o en los espacios porosos de la formación, incluso después de que CO₂ haya dejado de fluir en esa zona. Las burbujas de CO₂ atrapadas permanecen en la formación geológica debido a la tensión superficial del fluido.

El atrapamiento residual es un proceso relevante en la formación geológica que puede afectar la eficiencia de la inyección de CO₂ y la recuperación mejorada de petróleo. Se sabe que el tamaño y la forma de los granos de arena, así como la porosidad y permeabilidad de la formación, pueden influir significativamente en el grado de atrapamiento residual de CO₂ en la formación geológica.



Figura 4.12 Fase 3 inyección de CO₂ en el modelo macroscópico.

Fase 4, Figura 4.13 se pueden observar los efectos del atrapamiento por disolución, que es un mecanismo importante en la interacción de CO₂ con la formación geológica después de la inyección. Este proceso ocurre cuando CO₂ inyectado se disuelve en el agua presente en los poros de la formación geológica y reacciona con los minerales de la roca para formar compuestos carbonatados. Como resultado de esta reacción, CO₂ se elimina del flujo de gas y se convierte en una fase líquida. Esta fase presenta una densidad mayor y empieza a hundirse hacia el fondo del reservorio. A esto lo llamamos dedos gravitatorios y pueden observarse en el tope de Figura 4.12.

El atrapamiento por disolución es particularmente importante en la recuperación mejorada de petróleo, ya que permite la reducción de la viscosidad del petróleo y su desplazamiento hacia los pozos productores. Además, este mecanismo es clave en la captura y almacenamiento de CO₂, ya que convierte CO₂ gaseoso en una forma más estable y menos propensa a fugarse de la formación geológica.

Es importante destacar que, aunque el atrapamiento por disolución es un mecanismo eficiente para la captura y almacenamiento de CO₂, su eficacia puede verse limitada por la velocidad de disolución de CO₂ y la saturación de los minerales carbonatados en la formación geológica. Por lo tanto, es necesario tener en cuenta estos factores al diseñar estrategias de inyección de CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo y el almacenamiento de CO₂.

Además del atrapamiento por disolución, se puede observar el fenómeno de difusión de CO_2 en zonas con mayor y menor concentración de este gas. Este proceso se puede visualizar en la figura por la presencia de zonas de agua más opaca, lo que indica la presencia de CO_2 difuso en el agua.

Como se mencionó en capítulos anteriores, debido a las condiciones experimentales y el tiempo de inyección, no es posible observar en este estudio el mecanismo de mineralización, que también es un proceso importante en la interacción de CO_2 con la formación geológica. En cualquier caso, la comprensión detallada de estos procesos es esencial para el diseño de estrategias efectivas de inyección de CO_2 y recuperación mejorada de petróleo.

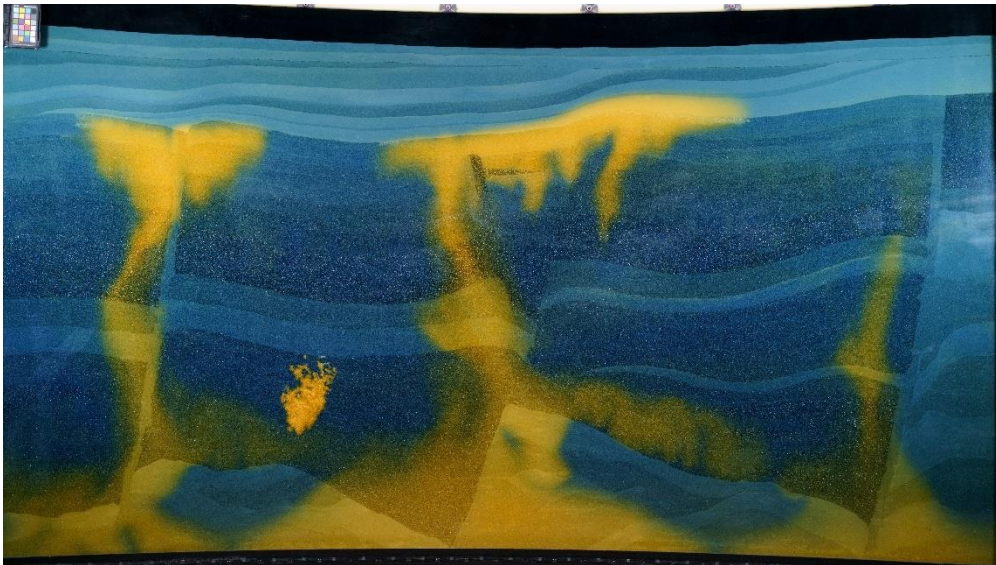


Figura 4.13 Fase 4 inyección de CO_2 en el modelo macroscópico.

CONCLUSIONES

Durante esta investigación se trabajó con muestras de arenas provenientes de Texas y utilizadas en la construcción de modelos macroscópicos usados en la visualización del comportamiento del CO₂ en el subsuelo. Las pruebas de laboratorio facilitaron la obtención de datos de entrada que pueden ser usados en simuladores para predecir el comportamiento visualizado en el modelo físico.

Se concluye que las porosidades van de un rango entre 38.0 y 41.9 % para los tamaños de granos medios, finos, gruesos y super grueso. La porosidad depende de la compactación que se realiza durante el empaquetamiento de la arena y esta varía en un rango similar.

Las permeabilidades absolutas presentan un incremento ascendente proporcional al incrementar el tamaño de los granos, y los valores en Darcy son referenciales a las arenas no consolidadas utilizadas en las pruebas de laboratorio. Se ha observado que la permeabilidad se ve afectada por el tamaño de grano y la distribución de tamaño de grano en las muestras.

Con las curvas de permeabilidad relativa vs saturaciones se concluye que las arenas con granos más grandes pueden presentar una disminución en su permeabilidad relativa del gas a medida que se alcanza la saturación irreducible de agua en la muestra. Los experimentos de laboratorio muestran que la permeabilidad relativa del gas disminuye a medida que aumenta el tamaño de grano en el empaquetamiento de arena.

Para los valores de saturación irreducible de agua durante el drenaje con CO₂ en forma de gas húmedo, se encuentra una tendencia descendente cuando se aumenta el tamaño de los granos. Para los valores de saturación irreducible de gas podemos inferir la propiedad de atrapamiento del CO₂ que tienen las arenas cuando este es inyectado y desplazado por un fluido en un medio poroso.

El tamaño y distribución de tamaño del grano, así como la relación entre permeabilidad relativa del gas y del agua y la saturación irreducible de agua en las formaciones afecta directamente a la recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de CO₂ o agua.

El cambio de permeabilidades de cada capa construida con diferentes tipos de arena crea una dispersión en el trayecto del CO₂ cuando este es inyectado en la formación geológica. La porosidad, permeabilidades y el fluido que se encuentra dentro de la formación crean diferentes mecanismos de atrapamiento de CO₂ en el reservorio y su visualización en el modelo físico.

RECOMENDACIONES

Usar un mallado adecuado y disminuir la separación para evitar la pérdida de arena durante la inyección de fluidos en empaquetamientos diseñados para granos más gruesos.

Para evitar la presencia de aire en las líneas de flujo, se sugiere la incorporación de válvulas de desfogue antes de la entrada a los sensores que registran presiones, ya que la configuración del sistema es muy sensible a cambios.

Se recomienda realizar una nueva simulación para arenas de granos finos, para ajustar el tiempo de adquisición de datos y asegurar la estabilización de la presión en todas las corridas.

Se recomienda empezar los análisis con las arenas de mayor tamaño de grano, debido a que el sistema con los granos más finos se puede tapar y el sistema debe limpiarse antes de continuar con la siguiente muestra.

Es importante tener en cuenta que estas recomendaciones pueden ayudar a mejorar la calidad de los resultados obtenidos, pero siempre se deben considerar otros factores que puedan influir en la precisión de las mediciones y realizar pruebas adicionales para asegurar la confiabilidad de los datos. Además, es fundamental documentar todas las modificaciones realizadas al sistema para poder replicar los experimentos en el futuro.

TRABAJOS FUTUROS

Con la data adquirida de este trabajo, se puede iniciar el estudio dentro de los simuladores, cambiando la geometría de las formaciones geológicas construidas y seguir analizando el comportamiento del CO₂ a diferentes fallas estratigráficas. Se recomienda realizar los siguientes trabajos:

- Analizar el volumen poroso del modelo macroscópico, la capacidad de flujo y las presiones de entrada durante cada inyección. Al obtener esos datos, disminuye las incertidumbres durante las simulaciones.
- Cambiar el sistema de presiones y empaquetamiento de arena cuando se usan granos finos. De esta manera los datos no reflejarán la producción de arena durante la inyección y fluidos.
- Actualizar los modelos geológicos de los reservorios en el Ecuador para visualizar fallas y laminaciones que afectan en el movimiento del fluido dentro de la formación.
- Evaluar proyectos adicionales para reducir las emisiones de CO₂ que beneficien al medio ambiente y al Ecuador en su desarrollo.
Creación de modelos físicos que permitan cambiar condiciones de presión y temperatura para inyectar CO₂ en otras fases (p. ej. Condiciones supercríticas).

CAPÍTULO 5

ANEXOS

Anexo A. Materiales de Laboratorio

Tabla A.1 Elementos utilizados para la configuración del núcleo.

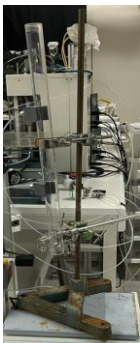
Material	Descripción	Función
	Filtro de Membrana (Acetato de celulosa)	Previene el paso de partículas y retiene los granos de arena dentro del núcleo. Tamaño de poro: 0.2 [μm]
	Filtro de Malla (Acero Inoxidable)	Retiene partículas con mayor tamaño. Tamaño de malla: 1 x 1 [mm]
	Tapas – “End-pieces” (POM o acetal)	Permiten el sello y paso del fluido por el núcleo. Dimensiones: 3 [cm] OD, 2.58 [cm] ID. Orificio para el paso del fluido 0.2 [cm].
	Estructura para sujetar el núcleo	Sostiene el núcleo dentro de la configuración.
	Tubo de PVC (policloruro de vinilo)	Dentro se realizó el empaque de arena (núcleo). Dimensiones: Longitud 47.5 [cm] Diámetro Interno: 2.58 [cm]

Tabla A1 Elementos para medición y colección de fluidos

Material	Descripción	Función
	Balanzas de precisión digital (VWR).	Permite la medición continua del peso del núcleo. Incertidumbre: [-1.0% y +0.5%]
	Pipeta graduada.	Permite la extracción de fluidos. Incertidumbre: +/- 0.3 [ml]
	Recipientes de vidrio graduados	Permiten la medición de fluidos que se extraen o se producen durante el experimento.

Tabla A2 Elementos para medición y colección de fluidos

Material	Descripción	Función
	Agitador (VWR).	Permite la mezcla del fluido y la liberación de aire proveniente del fluido.
	Bomba al vacío.	Permite la extracción de aire del fluido.
	Cilindro de nitrógeno.	Permiten la eliminación de fluido dentro de las líneas de flujo.

Anexo B. Tablas de resultados

Tabla B.3. Resultados de Porosidad Arena #9

Descripción	R1	R2	Promedio	STD
Diámetro del empaquetamiento de arena [cm]	2.58	2.58	2.58	0.00
Altura de la columna del empaquetamiento de arena por medición vertical [cm]	47.90	44.20	46.05	2.62
Peso del vaso de agua antes [g]	110.24	103.90	107.07	4.48
Peso del vaso de agua después [g]	263.76	248.71	256.24	10.64
Peso del agua producida [g]	153.52	144.81	149.17	6.16
Peso del agua en el espacio poroso [g]	96.90	86.26	91.58	7.52
Vp [ml]	96.90	86.26	91.58	7.52
Volumen bruto [ml]	250.42	231.07	240.75	13.68
Porosidad [%]	38.7	37.3	38.00	0.99

Tabla B4 Resultados de Porosidad Arena #8

Descripción	R1	R2	Promedio	STD
Diámetro del empaquetamiento de arena [cm]	2.58	2.58	2.58	0.00
Altura de la columna del empaquetamiento de arena por medición vertical [cm]	47.90	47.90	47.90	0.00
Peso del vaso de agua antes [g]	110.24	110.24	110.24	0.00
Peso del vaso de agua después [g]	266.01	266.51	266.26	0.35
Peso del agua producida [g]	155.77	156.27	156.02	0.35
Peso del agua en el espacio poroso [g]	94.65	94.15	94.40	0.35
Vp [ml]	94.65	94.15	94.40	0.35
Volumen bruto [ml]	250.42	250.42	250.42	0.00
Porosidad [%]	37.8	37.6	37.70	0.14

Tabla B5 Resultados de Porosidad Arena #7

Descripción	R1	R2	Promedio	STD
Diámetro del empaquetamiento de arena [cm]	2.58	2.58	2.58	0.00
Altura de la columna del empaquetamiento de arena por medición vertical [cm]	47.90	44.20	46.05	2.62
Peso del vaso de agua antes [g]	110.24	110.24	110.24	0.00
Peso del vaso de agua después [g]	266.73	266.93	266.83	0.14
Peso del agua producida [g]	156.49	156.69	156.59	0.14
Peso del agua en el espacio poroso [g]	93.93	93.73	93.83	0.14
Vp [ml]	93.93	93.73	93.83	0.14
Volumen bruto [ml]	250.42	250.42	250.42	0.00
Porosidad [%]	37.5	37.4	37.45	0.07

Tabla B.6 Resultados de Porosidad Arena #6

Descripción	R1	R2	Promedio	STD
Diámetro del empaquetamiento de arena [cm]	2.58	2.58	2.58	0.00
Altura de la columna del empaquetamiento de arena por medición vertical [cm]	47.90	44.20	46.05	2.62
Peso del vaso de agua antes [g]	110.24	110.23	110.24	0.01
Peso del vaso de agua después [g]	267.86	267.21	267.54	0.46
Peso del agua producida [g]	157.62	156.98	157.30	0.45
Peso del agua en el espacio poroso [g]	92.80	93.44	93.12	0.45
Vp [ml]	92.80	93.44	93.12	0.45
Volumen bruto [ml]	250.42	250.42	250.42	0.00
Porosidad [%]	37.1	37.3	37.20	0.14

Tabla B.7 Resultados de Porosidad Arena #5

Descripción	R1	R2	Promedio	STD
Diámetro del empaquetamiento de arena [cm]	2.58	2.58	2.58	0.00
Altura de la columna del empaquetamiento de arena por medición vertical [cm]	47.90	44.20	46.05	2.62
Peso del vaso de agua antes [g]	110.23	110.23	110.23	0.00
Peso del vaso de agua después [g]	264.50	263.12	263.81	0.98
Peso del agua producida [g]	154.27	152.89	153.58	0.98
Peso del agua en el espacio poroso [g]	96.15	97.53	96.84	0.98
Vp [ml]	96.15	97.53	96.84	0.98
Volumen bruto [ml]	250.42	250.42	250.42	0.00
Porosidad [%]	38.4	38.9	38.65	0.35

Tabla B.8 Resultados de Porosidad Arena #4

Descripción	R1	R2	Promedio	STD
Diámetro del empaquetamiento de arena [cm]	2.58	2.58	2.58	0.00
Altura de la columna del empaquetamiento de arena por medición vertical [cm]	47.90	44.20	46.05	2.62
Peso del vaso de agua antes [g]	110.21	103.90	107.06	4.46
Peso del vaso de agua después [g]	258.49	251.13	254.81	5.20
Peso del agua producida [g]	148.28	147.23	147.76	0.74
Peso del agua en el espacio poroso [g]	102.14	103.19	102.67	0.74
Vp [ml]	102.14	103.19	102.67	0.74
Volumen bruto [ml]	250.42	250.42	250.42	0.00
Porosidad [%]	40.8	41.2	41.00	0.28

Tabla B.9 Resultados de Porosidad Arena #3

Descripción	R1
Diámetro del empaquetamiento de arena [cm]	2.58
Altura de la columna del empaquetamiento de arena por medición vertical [cm]	47.90
Peso del vaso de agua antes [g]	110.22
Peso del vaso de agua después [g]	256.16
Peso del agua producida [g]	145.94
Peso del agua en el espacio poroso [g]	104.48
Vp [ml]	104.48
Volumen bruto [ml]	250.42
Porosidad [%]	41.7

Tabla B.10 Resultados de Porosidad Arena #2

Descripción	R1
Diámetro del empaquetamiento de arena [cm]	2.58
Altura de la columna del empaquetamiento de arena por medición vertical [cm]	47.90
Peso del vaso de agua antes [g]	110.22
Peso del vaso de agua después [g]	244.52
Peso del agua producida [g]	134.30
Peso del agua en el espacio poroso [g]	96.77
Vp [ml]	96.77
Volumen bruto [ml]	231.07
Porosidad [%]	41.9

*Para las muestras de arena #2 y #3 solo se tienen datos precisos de una repetición

Tabla B.11 Cálculo de PERG para gas

Length [cm]	17.1	Area [cm2]	5.23
Diameter (cm)	2.58	Mean Pres (atm)	1.00
Viscosity (cP)	0.0149	Upstream Pres (atm)	1.00
Transducer Pres (psig)	0.014987508	Downstream Pres (atm)	1.00
Flow Rate (cm ³ /min)	10	Flow Rate (cm ³ /sec)	0.17
		Permeability (mD)	6267.0

Referencias

1. Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Centro de España. (s.f). GT-02- CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂. Obtenido de http://www.conama10.conama.org/conama10/download/files/GTs%202010/2_final.pdf
2. Air Liquide Group. (2022). Air Liquide Group. Obtenido de <https://www.engineering-airliquide.com/es/separacion-criogenica-co2-cryocap-h2>
3. Al-Khaldi, M. H., & Blunt, M. J. (2008). Pore-scale modeling of wettability effects on residual trapping of CO₂. *Water Resources Research*, 44.
4. Aresta, M. (2003). Carbon Dioxide Recovery and Utilization. Italy.
5. Bennion, B., & Bachu, S. (2005). Relative Permeability Characteristics for Supercritical CO₂ Displacing Water in a Variety of Potential Sequestration Zones in the Western Canada Sedimentary Basin. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas: OnePetro.
6. Burnside, N., & Naylor, M. (2014). Review and implications of relative permeability of CO₂/brine systems and residual trapping of CO₂. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1-11.
7. CEPAL. (s.f.). Serie Medio Ambiente y Desarrollo N° 165. Derechos de acceso en asuntos ambientales en el Ecuador.
8. Choi, K., Jeong, S., Lee, J., Lee, H., & Kim, J. (2015). Measurement of the permeability of unconsolidated porous media using ultrasonic techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 133, 719-725.
9. Climate. (s.f.). Obtenido de <https://es.climate-data.org/america-del-sur/ecuador/provincia-del-guayas/guayaquil-2962/>
10. Climate. (s.f.). Climate-Data.Org. Obtenido de <https://es.climate-data.org/america-del-sur/ecuador/provincia-del-guayas/guayaquil-2962/>
11. Constitución de la República del Ecuador. (2008).
12. Constitución de la República del Ecuador. (2008). En Constitución de la República del Ecuador Registro Oficial 449 de 20-oct.-2008 (pág. 182). Quito - Ecuador.
13. Contreras, D. C. (2017). Absorción y Transporte de Agua. Obtenido de http://ri.uaemex.mx/bitstream/handle/20.500.11799/70207/secme-12254_2.pdf?sequence=2&isAllowed=y#:~:text=La%20imbibici%C3%B3n%20en%20las%20plantas,fisiol%C3%B3gico%20que%20inicia%20la%20germinaci%C3%B3n.&text=desde%20las%20ra%C3%ADces%20hasta%20las,la%20c
14. Cuevas, M. P. (octubre de 2015). Obtenido de https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/25387/PFC_MPAloma_Simancas_Cuevas.pdf
15. datosmacro. (2020). datosmacro. Obtenido de <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2/ecuador>
16. Eide, C. H., & Lund, H. (2003). The effect of grain shape on packing density: An experimental approach. *Sedimentary Geology*, 141-149.

17. Elizabeth Ayala, F. M. (2019). Tecnologías de captura de CO₂. Obtenido de https://www.cdtdegas.com/images/Descargas/Nuestra_revista/MetFlu14/7_CapturaCO2.pdf
18. FIERRO, J. (2017). DETERMINACION DEL COEFICIENTE DE PERMEABILIDAD DE LAS COMUNAS 1, 3 Y 5. COLOMBIA. Obtenido de <http://repository.unipiloto.edu.co/bitstream/handle/20.500.12277/5643/TRABAJO%20FINAL.pdf?sequence=1>
19. Gavilanes, J. (2019). Obtenido de <https://slideplayer.es/slide/14207545/>
20. Goral, T., Melin, R., & Skurtveit, E. (2020). Critical parameters for wettability and water saturation in the context of CO₂ storage in shale. *Marine and Petroleum Geology*, 118.
21. Idahosa, Oluyemi, Oyeneyin, & Prabhu. (2016). Rate-dependent polymer adsorption in porous media. *Journal of petroleum science and engineering*, 65-71.
22. IEA. (2022). Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2021. Obtenido de [iea.org: https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-2](https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-2)
23. Institute, G. (s.f.). Global CCS Institute. Obtenido de <https://www.globalccsinstitute.com/about/what-is-ccs/>
24. IPCC. (2005). IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. United Kingdom and New York: Cambridge University.
25. Katherine Romanak, M. F. (26 de Enero de 2021). MDPI. Obtenido de https://www.researchgate.net/figure/Schematic-showing-the-process-of-carbon-capture-transport-and-storage-Figure-courtesy_fig1_348797909
26. Kim, J. H., Kim, J. Y., Lee, K. J., & Cho, G. C. (2016). Saturations and capillary pressure of two-phase flow in sandstone with various grain sizes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 51-59.
27. Ley de Gestion Ambiental. (2004). Ley de Gestion Ambiental. En Registro Oficial Suplemento 418. Quito - Ecuador.
28. Ley de Minería. . (s.f.).
29. Li, X., & Li, Y. (2018). The effect of pore structure and rock properties on gas-water relative permeability of tight sandstone. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 912-923.
30. Lüthje, M. (2010). Carbon capture and storage. Denmark: Risø energy report 9: Non-fossil energy technologies in 2050 and beyond .
31. MAE. (2021). Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica. Obtenido de <https://www.ambiente.gob.ec/mae-trabaja-en-programas-de-mitigacion-y-adaptacion-para-reducir-emisiones-de-co2-en-ecuador/>
32. MDIP. (25 de Enero de 2021). Obtenido de <https://www.mdpi.com/2227-9091/9/9/153>
33. Medhurst, T., & Rehm, W. (1967). Porosity and permeability of sand packings. *Journal of Geophysical Research*, 72.
34. MINISTERIO DEL AMBIENTE. (2015). REFORMA TEXTO UNIFICADO LEGISLACION SECUNDARIA, MEDIO AMBIENTE. En REFORMA TEXTO UNIFICADO LEGISLACION SECUNDARIA, MEDIO AMBIENTE (pág. 75).

35. Naciones Unidas. (2015). Acuerdo de París. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (pág. 27). Paris: <https://unfccc.int/es/documents>.
36. Pentland, C., El-Maghraby, R., Georgiadis, A., Iglauer, S., & Blunt, M. (2011). Immiscible Displacements and Capillary Trapping in CO₂ Storage. *Energy Procedia*, 4969-4976.
37. Perrin, J., & Benson, S. (2009). An Experimental Study on the Influence of Sub-Core Scale Heterogeneities on CO₂ Distribution in Reservoir Rocks. *Transport in Porous Media*, 109.
38. Petrolera, I. (2013). Obtenido de <https://ingenieraenpetroleo.blogspot.com/2013/07/tipos-de-permeabilidad-i.html>
39. Petrolera, I. (Julio de 2013). Ingeniería Petrolera blogspot. Obtenido de <https://ingenieraenpetroleo.blogspot.com/2013/07/>
40. Ramírez, M. (s.f.). Scribd. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/374581475/Curva-Imbibicion-y-Drenaje#>
41. Ren, X., Zhou, Z., Wang, Y., & Yan, C. (2019). Experimental study of gas relative permeability in unconsolidated sand using a high-pressure and high-temperature triaxial core holder. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 72.
42. Rivas, C. R. (s.f.). CIEMAT. Obtenido de http://www.conama9.conama.org/conama9/download/files/CTs/2721_CRuiz.pdf
43. Rodríguez, R. (2012). Energía y sostenibilidad . Obtenido de <https://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2012/05/22/131542#:~:text=La%20separaci%C3%B3n%20criog%C3%A9nica%20consiste%20en,l%C3%ADquido%2C%20listo%20para%20su%20almacenamiento>.
44. Schechter, J., & Von Rosenberg, R. L. (1974). Relative permeability of gas in sands. *Journal of Petroleum Technology*, 26.
45. Schlumberger . (2022). Schlumberger . Obtenido de <https://glossary.slb.com/en/terms/i/imbibition>
46. Schlumberger. (2022). Schlumberger. Obtenido de <https://glossary.slb.com/en/terms/d/drainage>
47. Schumm, S. A., & Khan, M. A. (1961). Hydraulic properties of unconsolidated sands. *Groundwater*, 23-32.
48. Selim, M. A.-N. (2015). Effect of Particle Size and Packing Characteristics on Permeability in Porous Media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, 259-266.
49. Senara. (07 de 2022). Senara. Obtenido de <https://www.senara.or.cr/proyectos/drenaje.aspx>
50. Shi, J.-Q., Xue, Z., & Durucan, S. (2011). Supercritical CO₂ core flooding and imbibition in Tako sandstone—Influence of sub-core scale heterogeneity. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 75-87.
51. Singh, R., & Singh, D. (2017). Effect of grain size on porosity of beach sand: A study from Goa coast, India. *Journal of Coastal Research*, 170-177.

52. Song, X., Li, J., Wang, X., Zhang, Y., & Li, X. (2020). The effect of porosity and particle size distribution on the permeability of sandpacks. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 83.
53. WMO. (25 de Octubre de 2021). WMO Greenhouse Gas Bulletin: The State of Greenhouse Gases in the Atmosphere Based on Global Observations through 2020. Obtenido de reliefweb: <https://reliefweb.int/report/world/wmo-greenhouse-gas-bulletin-state-greenhouse-gases-atmosphere-based-global-2>
54. Yang, R. T. (2003). *Adsorbents: Fundamentals and applications*. New Jersey. Obtenido de <https://download.e-bookshelf.de/download/0000/5838/95/L-G-0000583895-0002360808.pdf>
55. Yu, Y. Y. (2018). Effects of grain shape and size distribution on the packing characteristics of sand.
56. Zhang, J., Zhao, P., Li, Y., Zhang, L., Cai, J., & Liu, L. (2019). Experimental investigation of supercritical CO₂ displacement characteristics in tight sandstone reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 49-59.
57. Zhao, M., Yang, Z., Zhang, C., Wang, J., & Xu, J. (2015). Experimental study of gas permeability in sandpacks with different particle sizes. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 22.
58. Zhou, J., Hu, Y., Liu, X., Liu, Y., & Wang, W. (2016). Experimental study of CO₂ flooding in different types of sandstone reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 278-288.
59. Zitha, P., Felder, R., Zornes, D., Brown, K., & Mohanty, K. (2020). Increasing Hydrocarbon Recovery Factors. Obtenido de SPE org: <https://www.spe.org/en/industry/increasing-hydrocarbon-recovery-factors/>
- 60.