

Flujo de trabajo para diseñar la ventana de estabilidad durante la perforación de pozos,
estimando presiones óptimas de inyección de CO₂

Stefany Gabriela Peñaranda González

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Diego Armando Vargas Silva

Doctor en Ingeniería Química

Codirector

Zuly Himelda Calderón Carrillo

Doctora en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

Este trabajo está dedicado primeramente a Jesús Dios quien me orientó y dio fuerzas cuando no las tenía, quien me acompañó en cada proceso y puso personas idóneas que me apoyaron para poder lograr este sueño.

También dedico esta tesis de grado a mi mamá Lilisbey González, a mi papá Jesús Peñaranda y a mi hermana Danna Valeria Peñaranda González, quienes fueron pilares fundamentales para no sentirme sola, quienes me apoyaron desde el comienzo, a mi mamá que con su amor me ha cuidado siempre, a mi papá por su gran amor, dedicación en la enseñanza y por su deseo de verme profesional, y a mi hermanita que siempre ha estado para mí, en todo momento, con su amor, perdón y comprensión, siendo ella mi motor de ser mejor persona para darle buen ejemplo.

Así mismo dedico esta tesis a mis tíos Roberto Villamizar y Lina Peñaranda y a sus hijos, quienes con su gran corazón abrieron las puertas de su casa para recibirme durante el tiempo que estuve estudiando la carrera, por su confianza y apoyo emocional.

Dedico esta tesis a mis nonos Yolanda Durán y Graciliano González, quienes sacaron adelante a toda una familia y ahora tienen un remanente de nietos de los cuales pueden estar orgullosos.

Finalmente dedico esta tesis a mi nona Elena Serrano de Peñaranda de la cual tengo contados recuerdos, pero muy significativos, el sentirme la nieta menor y la más querida para la fecha en que partió, marcó un grado de seguridad que influyó en mi desarrollo personal.

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander por la calidad docente y los excelentes espacios para el desarrollo profesional

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos

Al Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozo

Al Proyecto de Miniciencias titulado: Evaluación y monitoreo del riesgo en el almacenamiento de CO₂ en Valle Medio del Magdalena, estudiando integridad de sello, geomecánica y sísmica, mediante simulación, laboratorio y aprendizaje de máquina. Contrato de financiamiento de recuperación contingente No. 112721 -044-2025. Derivado de la convocatoria 951 de Miniciencias titulada: Fortalecimiento del Conocimiento Geocientífico y Tecnológico de las Fuentes No Convencionales de Energía y la Captura, Almacenamiento y Uso de CO₂.

A la Dra. Zuly Himelda Calderón Carrillo y al Dr. Diego Armando Vargas Silva por la orientación y todo su apoyo en la realización de esta tesis.

A la Dra. Rocío Bernal Olaya y al equipo de la SEG-EVOLVE 2024.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	16
1. Objetivos.....	18
1.1 Objetivo General.....	18
1.2 Objetivos Específicos.....	18
2. Generalidades de proyectos de inyección de CO ₂	19
2.1 Proyectos realizados a nivel mundial.....	20
2.1.1 Sleipner y Snohvit.....	20
2.1.2 Weyburn.....	21
2.1.3 Otway.....	21
2.1.4 Illinois Basin Decatur Project	22
2.1.5 CarbFix	23
2.2 Trampas para almacenamiento de CO ₂	23
2.3 Propiedades del CO ₂ de presión y temperatura para almacenamiento	25
2.4 Presiones de inyección y herramientas operativas.....	27
2.5 Proceso de inyección.....	28
3. Correlaciones para determinar las propiedades de la roca y esfuerzos para proyectos CO ₂	31
3.1 Geomecánica.....	31
3.2 Roca como un medio poroso.....	31
3.3 Esfuerzos.....	32
3.4 Presión de Poro	34
3.4.1 Presión normal	34

3.4.2 Caracterización	35
3.4.3 Predicción usando registros de pozos	36
3.4.4 Método de la profundidad.....	41
3.4.5 Método de Eaton.....	42
3.4.6 Efecto de la sobrepresión en las propiedades de la roca	45
3.5 Propiedades petrofísicas de la roca	46
3.5.1 Porosidad.....	46
3.5.2 Permeabilidad	47
3.5.3 Volumen del shale (Vsh)	48
3.6 Propiedades geomecánicas de la roca	49
3.6.1 Módulo de Young	49
3.6.2 Relación dinámica de Poisson	49
3.6.3 Cohesión	49
3.6.4 Ángulo de Fricción	49
3.6.5 Ecuación de Biot.....	50
3.7 Concepto de la ventana de seguridad del lodo.....	50
3.9 Efecto del CO ₂ sobre las propiedades.....	53
3.9.1 Relación entre las velocidades ultrasónicas y el tiempo de sumergencia del CO ₂	53
3.9.2 Relación entre el módulo Dinámico de Young y el tiempo de sumergencia.....	55
3.9.3 Efecto del CO ₂ sobre la porosidad y estructura de poro	57
3.9.3 Efecto del CO ₂ sobre la permeabilidad.....	57
4. Propiedades de la roca del campo Illinois.....	59
4.1 Ubicación del campo.....	60

4.2 Geología.....	61
4.3 Formación Mt. Simon.....	63
4.4 Porosidad de la formación Mt. Simon	64
4.5 Permeabilidad de las zonas de interés.....	67
5. Metodología de la determinación de la ventana de estabilidad teniendo en cuenta la inyección de CO ₂	69
5.1 Flujo de cálculos de esfuerzos principales y presiones.....	69
5.2 Flujo de cálculos para determinar la ventana de estabilidad.....	73
6. Análisis de escenarios de condición de presión y temperatura para inyección de CO ₂	76
6.1 Presión de inyección de CO ₂ en proyectos a nivel mundial	77
6.1.1 Proyecto Ketzin.....	77
6.1.2 Proyecto Snohvit.....	78
6.1.3 Proyecto Bachaquero	79
7. Conclusiones.....	81
8. Recomendaciones	83
Referencias Bibliográficas	84

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Criterios para evaluar el acuífero en busca de almacenamiento de CO₂</i>	24
Tabla 2 <i>Parámetros de Kozeny-Carman para varias litologías</i>	48
Tabla 3 <i>Velocidad de onda compresional: Parámetros de la ecuación 33</i>	54
Tabla 4 <i>Velocidad de onda de corte: Parámetros de la ecuación 33</i>	54
Tabla 5 <i>Velocidad de onda: Parámetros para la ecuación 34</i>	55
Tabla 6 <i>Módulo dinámico de Young: Parámetros para la ecuación 35</i>	56
Tabla 7 <i>Módulo dinámico de Young: Parámetros para la ecuación 36</i>	56
Tabla 8 <i>Promedio de las presiones de la formación Eau Claire y Mt. Simon</i>	67
Tabla 9 <i>Resumen del aumento de las propiedades por el efecto del CO₂</i>	77
Tabla 10 <i>Datos de cabeza de pozo para el pozo Ketzin</i>	77
Tabla 11 <i>Datos de cabeza de pozo del pozo Snohvit</i>	78

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Gráfico esquemático de presiones de poro.</i>	12
Figura 2 <i>Diagrama de fases del dióxido de carbono</i>	26
Figura 3 <i>Variación de la densidad del CO₂ líquido en función de la temperatura y la presión</i> .	27
Figura 4 <i>Esquema de la columna de fluido</i>	34
Figura 5 <i>Presión de sobrecarga vs profundidad</i>	37
Figura 6 <i>Curva de porosidad vs profundidad</i>	38
Figura 7 <i>Curva de densidad aparente vs profundidad</i>	39
Figura 8 <i>Curva de velocidad de onda vs profundidad</i>	39
Figura 9 <i>Curva de tiempo de tránsito vs profundidad vertical</i>	40
Figura 10 <i>Curva de resistividad vs profundidad</i>	41
Figura 11 <i>Curva de porosidad ejemplificando el método de la profundidad equivalente</i>	42
Figura 12 <i>Forma de falla por corte y por tensión durante la perforación</i>	51
Figura 13 <i>Metodología para la determinación de la ventana de estabilidad</i>	53
Figura 14 <i>Mapa regional mostrando la ubicación de la cuenca Illinois</i>	60
Figura 15 <i>Ubicación del proyecto Decatur en la planta AMD</i>	61
Figura 16 <i>Columna estratigráfica de la cuenca Illinois</i>	62
Figura 17 <i>Resumen de la geología de las formaciones de interés de IBDP</i>	64
Figura 18 <i>Perfil de porosidad para la formación Mt. Simon</i>	65
Figura 19 <i>Tracks de registros del pozo CCS1</i>	66
Figura 20 <i>Perfil de permeabilidad para la formación Mt. Simon</i>	68

Figura 21 <i>Gráfica de línea de tendencia para conocer la ecuación que rige la presión de poro</i>	70
Figura 22 <i>Módulo de Young y relación de Poisson para el pozo CCS1</i>	71
Figura 23 <i>Gráfico de esfuerzos principales y presiones</i>	74
Figura 24 <i>Gráfico resultante de la ventana de estabilidad</i>	75
Figura 25 <i>Caída de presión transitoria en función de la distancia y la temperatura</i>	79

Glosario

Coefficiente de Biot (Biot, 1941): Relación entre la deformación estática del espacio poroso y el cambio total de volumen

$$\alpha = 1 - K_{dry}/K_m$$

Donde, K_{dry} es el módulo volumétrico de la roca; K_m es el módulo volumétrico del mineral de la matriz en la roca, α está restringido a el rango $0 < \alpha \leq 1$, (\emptyset es la porosidad).

DST: Una prueba drill steam test (DST) es una forma de completamiento temporal de un pozo que está diseñada para determinar la productividad y las propiedades del fluido antes de completar el pozo. La prueba se puede realizar en un pozo sin revestir (hueco abierto) o en un pozo revestido (pruebas de perforación), pero es más común la prueba en pozo abierto. Durante la prueba, tanto presiones como los caudales se miden en función del tiempo (Lyons, 2010).

Mecánica de rocas: Es una rama de la geomecánica que aplica los principios de la mecánica continua, la mecánica de sólidos y la geología para cuantificar la respuesta de la roca sujeta a fuerzas ambientales causadas por factores inducidos por el hombre que alteran las condiciones ambientales originales (Aadnøy & Looyeh, 2019).

Mecánicas de rocas de petróleo

La mecánica de rocas petroleras se ocupa de la predicción de la deformación, compactación, fractura, colapso y fallas de la formación rocosa de yacimientos de petróleo y gas causadas por la perforación y producción (Aadnøy & Looyeh, 2019).

Mecánica de sólidos: Se utiliza ampliamente en todas las ramas de la ingeniería y provee los métodos analíticos del diseño de sistemas de ingeniería de sólidos con adecuada resistencia, rigidez, estabilidad e integridad, utilizando las leyes fundamentales de la mecánica newtoniana,

que gobierna el equilibrio de fuerzas, y las características de los materiales de los que está hecho el objeto (Aadnøy & Looyeh, 2019).

Módulo de Young: Se define como la relación entre el esfuerzo axial y la deformación axial de la roca y describe qué tanto se deforma la roca a medida que aumenta el esfuerzo axial sobre ella. A mayor módulo de Young se garantiza mayor longitud y mantenimiento de la fractura.

$$E = \frac{\partial \sigma_{axial}}{\partial \epsilon_{axial}}$$

Donde E es el módulo de Young (psi), $\partial \sigma_{axial}$ es el esfuerzo axial (psi) y $\partial \epsilon_{axial}$ es la deformación axial

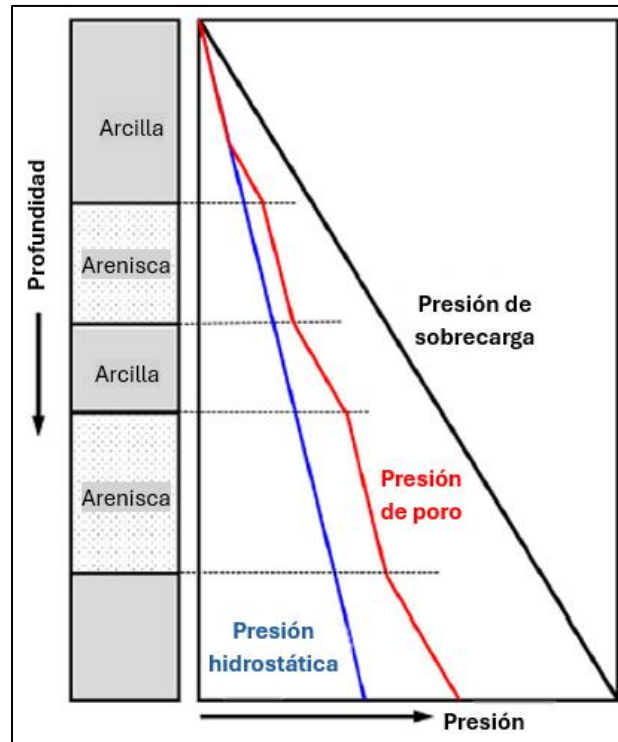
Perforación: Es el plan de ingeniería para la construcción del pozo, incluye los componentes geométricos del pozo, los programas de entubación, las consideraciones relacionadas con el lodo, las preocupaciones acerca del control del pozo, las estimaciones de las presiones de poros y los procedimientos especiales que pueden ser necesarios durante el curso del pozo (*procedimiento de perforación, 2025*).

Presión de fractura: Es la presión mínima de inyección y se requiere que siempre exceda a la presión crítica de colapso.

Presión de poro: Es la presión del fluido en los espacios porosos de la formación porosa. Varía desde la presión hidrostática (presión de poro normal) hasta una sobrepresión, que puede ser más del doble de la presión hidrostática en formaciones del subsuelo (Zhang, 2019).

Figura 1

Gráfico esquemático de presiones de poro.



Nota. Se muestra para ilustrar la variación de la presión de poro. Adaptado de Zhang, (2019).

Registro sísmico

Es el registro de pozo usado para estimar la porosidad y medir la característica de transmisión de energía acústica. Este establece ondas de compresión (DTCO) y ondas de corte (DTSM) dentro de la formación. Los resultados son expresados en tiempo de tránsito dentro de un intervalo expresado en microsegundos por pie (us/pie).

Relación de Poisson: Es la relación de la deformación axial entre la deformación longitudinal de una roca sometida a un esfuerzo axial, esta describe qué tendencia de deformación tiene la roca, bien se expansión lateral o contracción axial. Este parámetro permite identificar zonas donde la

roca se fracturará con mayor facilidad bajo esfuerzos, ejemplo, a menor relación de Poisson, la roca tendrá una mayor tendencia a fracturarse

$$v = \frac{\partial_{\epsilon_{radial}}}{\partial_{\epsilon_{longitudinal}}}$$

Donde:

v = Relación de Poisson [adimensional]

ϵ_{radial} = Deformación radial [adimensional]

$\epsilon_{longitudinal}$ = Deformación longitudinal [adimensional]

Ventana de estabilidad: El modelo de estabilidad del pozo para operaciones de perforación tiene como objetivo principal cuantificar la ventana segura de peso del lodo (presión del lodo) de modo que la densidad del lodo diseñada sea lo suficientemente mayor para garantizar la estabilidad del pozo y lo suficientemente menor como para no fracturar la formación, es decir, evitar pérdidas de lodo (Zhang, 2019).

Resumen

Título: Flujo de trabajo para diseñar la ventana de estabilidad durante la perforación de pozos estimando presiones óptimas de inyección de CO₂*

Autor: Stefany Gabriela Peñaranda González**

Palabras Clave: Perforación, geomecánica, presiones de inyección de CO₂, ventana de estabilidad

Descripción: La inyección de CO₂ en el subsuelo se ha convertido en una alternativa para disminuir los gases de efecto invernadero presentes en la atmósfera, para la aplicación de esta tecnología se hace importante conocer las presiones de poro para tener un óptimo desempeño en la operación sin causar fugas o posibles fracturas. De esta forma, en esta investigación se presenta un flujo de trabajo para el cálculo de las presiones máximas y mínimas que soporta una formación de un caso de estudio para generar la ventana de estabilidad, esto se realiza partiendo de una búsqueda investigativa la cual incluye las correlaciones para dichos cálculos y las propiedades de la roca en pozos con fines de inyección de CO₂, se estiman las propiedades petrofísicas y geomecánicas de la formación del caso de estudio, se determina la ventana de estabilidad y se define el comportamiento del CO₂ bajo diferentes condiciones de presión y temperatura. Con este trabajo se obtiene un flujo de trabajo para la determinación de la ventana de estabilidad de un pozo con fines de inyección de CO₂ mediante el uso de Excel para realizar los cálculos, dicho libro de Excel quedará a disposición de la Escuela para futuras investigaciones o mejoras.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ingeniería de Petróleos. Director: Diego Armando Vargas Silva. PhD. en Ingeniería Química. Codirector: Zully Himelda Calderón Carrillo. PhD. en Ingeniería Química.

Abstract

Title: Workflow for designing the stability window during well drilling by estimating optimal CO₂ injection pressures*

Author(s): Stefany Gabriela Peñaranda González**

Key Words: Drilling, geomechanics, CO₂ injection pressures, stability window

Description: The injection of CO₂ into the subsoil has become an alternative to reducing greenhouse gases present in the atmosphere. For the application of this technology, it is important to know the pore pressures to have optimal performance in the operation without causing leaks or possible fractures. Thus, this research presents a workflow for calculating the maximum and minimum pressures that a formation of case study supports to generate the stability window. This is done based on an investigative search which includes the correlations for said calculations and the properties of the rock in Wells for the purpose of CO₂ injection. The petrophysical and geomechanical properties of the formation of the case study are estimated, the stability window is determined, and the behavior of CO₂ under different pressure and temperature conditions is defined. With this work, a workflow is obtained to determine the stability window of a well for CO₂ injection purpose by using Excel to perform the calculations. That Excel workbook will be available to the Petroleum School for future research or improvements.

* Degree Work

**Faculty of Physic-Chemistry Engineering. Petroleum Engineering School. Petroleum Engineering. Directed by Diego Armando Vargas Silva. PhD in Chemistry Engineering. Co-Directed by Zuly Himelda Calderon Carrillo. PhD in Chemistry Engineering

Introducción

El dióxido de carbono representa cerca del 79,7% de las emisiones de gases de efecto invernadero en Estados Unidos (EPA, 2024) y su reducción es esencial para limitar el calentamiento global por debajo de 2°C. Entre las estrategias de mitigación destaca la inyección de CO₂ en formaciones geológicas, que permite su almacenamiento seguro y contribuye a la lucha contra el cambio climático. Para garantizar la eficacia de esta técnica, es fundamental conocer las presiones de las formaciones que recibirán el gas. Este trabajo busca construir la ventana de estabilidad que permita definir las condiciones óptimas de inyección y prevenir riesgos como pérdida de fluido, fracturamiento o fuga de CO₂, asegurando así un almacenamiento confiable y seguro.

En el primer se proponen los objetivos de este proyecto de investigación y en el segundo se realiza una conceptualización de las generalidades de proyectos de inyección de CO₂, en el cual se realiza un resumen de los principales proyectos realizados a nivel mundial, así mismo se revisa la teoría de las propiedades del CO₂, las presiones y los procesos para realizar la inyección de este gas.

En el tercer capítulo se revisan las correlaciones para calcular esfuerzos in situ y propiedades de roca en pozos con fines de inyección de CO₂ por medio de libros de geomecánica como lo son Aadnøy & Looyeh, (2019); Zhang, (2019), con esto se organizarán las ecuaciones necesarias para el diseño de la ventana de estabilidad y la metodología que se debe seguir.

El cuarto capítulo se enfoca en la descripción del campo Illinois, como la ubicación, la geología y la formación de interés, así mismo se describen las propiedades como la porosidad y permeabilidad de las formaciones del campo, encontrados a partir del registro sísmico y de densidad

utilizando la base de datos de uso libre CO2DataShare, donde se encuentran los registros utilizados.

En el quinto capítulo se establece la metodología de la determinación de la ventana de estabilidad, teniendo en cuenta la inyección de CO₂, para esto se realiza el flujo de cálculos de esfuerzos principales y presiones, y el flujo de cálculos para la determinación de la ventana de estabilidad. Conociendo las presiones de formación calculadas mediante Excel se determina la ventana de estabilidad y se estudia las implicaciones para la inyección de CO₂, en este caso se revisa material bibliográfico para conocer las propiedades operacionales que se deben tener en cuenta cuando se inyecta este gas y también las condiciones físicas a las que debe estar el CO₂ para ser inyectado.

En el sexto capítulo se analizan diferentes escenarios de condición de presión y temperatura para inyección de CO₂ a partir de presiones de inyección de CO₂ en proyectos a nivel mundial.

En este trabajo se propone un flujo de trabajo que integra datos petrofísicos, geomecánicos y el comportamiento del CO₂ con el propósito de definir una ventana de estabilidad operativa que facilite la selección de presiones de inyección seguras y eficientes. La metodología contempla la aplicación de correlaciones ajustadas a la litología y calidad de los datos, mejorando la estimación de esfuerzos y propiedades elásticas, y reduciendo incertidumbres mediante la calibración con información de campo. En el caso de estudio desarrollado en la cuenca de Illinois, los resultados obtenidos evidencian una adecuada correspondencia entre las propiedades estimadas y los datos experimentales, permitiendo establecer rangos de presión de poro, fractura y colapso que delimitan condiciones seguras para la inyección.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Generar un flujo de trabajo para diseñar la ventana de estabilidad incluyendo el efecto de la inyección de CO₂ con el fin de garantizar almacenamiento seguro.

1.2 Objetivos Específicos

Revisar las correlaciones para calcular esfuerzos in situ y propiedades de roca en pozos con fines de inyección de CO₂.

Estimar las propiedades petrofísicas y geomecánicas de las formaciones de un caso de estudio, utilizando la base de datos de uso libre CO₂DataShare.

Determinar la ventana de estabilidad durante la perforación de un pozo, para la inyección de CO₂, en el caso de estudio.

Definir el comportamiento del CO₂ bajo diferentes condiciones de presión y temperatura para estimar las presiones óptimas de inyección de CO₂

2. Generalidades de proyectos de inyección de CO₂

En los últimos años a nivel mundial se ha empleado la tecnología CCUS, la cual, por sus siglas en inglés significa Carbon Capture Use and Storage, lo que traduce captura, uso y almacenamiento de dióxido de carbono, consiste en el estudio ingenieril de métodos para disminuir las emisiones de este gas que se emiten a la atmósfera. De esta forma, el primer paso de esta tecnología se enfoca en capturar el gas de fuentes como la generación de energía fósil y procesos industriales, el segundo que corresponde al uso, es el estudio de los campos en los cuales puede ser aplicado el CO₂ para darle utilidad y el tercero que es el almacenamiento, se dirige al diseño del pozo y evaluación de la zona donde se desea inyectar.

Según el último reporte de Global CCS Institute, en Julio de 2024 hay 628 instalaciones comerciales a gran escala en todo el mundo. Entre ellos, 50 proyectos están en operación, 44 proyectos están en construcción, 247 proyectos están en etapa de desarrollo avanzada y 287 proyectos están en etapa de desarrollo inicial. Estos proyectos están ubicados en diferentes regiones, 276 proyectos en Estados Unidos, 48 proyectos en Canadá, 65 proyectos en Reino Unido, 25 proyectos en china, 26 proyectos en Noruega y los demás proyectos en otros 32 países (Global CCS Institute, 2024).

Los acuíferos salinos profundos, los pozos de petróleo y gas agotados y los mantos de carbón no explotables son sitios candidatos para el almacenamiento de CO₂, entre estos sitios, los acuíferos salinos profundos tienen la mayor capacidad de almacenamiento. Un reto importante para la implementación de la captura y almacenamiento de este gas se ve reflejado en los elevados costos. Existen tres tecnologías principales para capturar CO₂ provenientes de emisores industriales: captura por precombustión, captura postcombustión y oxicomcombustión. Los dos

primeros separan el CO₂ de mezclas de gases, el último, usa oxígeno en lugar de aire para la combustión de combustibles fósiles con el fin de obtener una liberación de CO₂ concentrado (Z. Wang et al., 2016).

Para comprender el proceso de inyección es necesario estudiar las condiciones a las cuales debe estar el gas, la zona donde se desea inyectar, y demás factores que pueden ser identificados mediante los siguientes aspectos de ingeniería para caracterización de yacimientos, como lo son: la densidad del dióxido de carbono almacenado, la cual incrementa con la profundidad; la capacidad específica de la masa del dióxido de carbono, la cual es una medida para diferenciar el potencial de almacenamiento entre yacimientos; la inyectividad, la cual es una medida cuantitativa de la facilidad con la cual un fluido como el gas o el agua, puede ser ubicado dentro de una formación geológica por unidades de grosor de la formación; la mecánica de flujo, donde la fracción del yacimiento que puede ser llenado con el gas inyectado, es controlado por la heterogeneidad del yacimiento (Kovscek, 2002).

2.1 Proyectos realizados a nivel mundial

2.1.1 Sleipner y Snohvit

El primer proyecto de inyección probado con éxito es el proyecto del campo Sleipner y Snohvit en el Mar del Norte de Noruega; los campos de Sleipner producen gas con alto contenido de CO₂ de yacimientos del Jurásico y del Terciario. Este CO₂ es separado de los hidrocarburos en la plataforma T de Sleipner y son reinyectados en la formación Utsira de edad del Mioceno. Esta formación tiene 300 m de espesor aproximadamente, de areniscas con una porosidad de 35-40%, net/gross de 0,9-0,97 (Zweigel et al., 2004) y permeabilidades en el rango de 1-8 D (Hermanrud et al., 2009). La inyección de CO₂ en Sleipner inició en 1996 y para el final del año 2017 el proyecto Sleipner ha almacenado 17 millones de toneladas (Mt) de CO₂, que junto con el proyecto

Snohvit que ha almacenado 5 Mt desde que empezó en el 2008, da un total de 22 Mt almacenadas en acuíferos salinos (Ringrose, 2018).

2.1.2 Weyburn

La inyección de CO₂ en los campos de petróleo de Weyburn en Canadá empezó en octubre del 2000 y diez años después se registró un almacenamiento de aproximadamente 18 Mt de CO₂, este se clasifica como un proyecto EOR, donde se ha almacenado en yacimientos carbonatados. Para el año 2016 se almacenó 3 Mt CO₂/año, lo cual representó el mayor almacenamiento geológico monitoreado (CCS Project Database, 2016). El campo Weyburn es operado por Cenovus Energy y el CO₂ antropogénico usado es un producto de la gasificación del carbón de la planta Great Plains Synfuels en el Norte de Dakota, Estados Unidos. El CO₂ comprimido es enviado a los campos de petróleo a través de una tubería de 323 km que atraviesa la frontera internacional (Whittaker et al., 2011).

2.1.3 Otway

El proyecto Otway en Australia es el primer proyecto de investigación en geosequestro y demostración en la cuenca Otway, al suroeste en ese país, realizado en el año 2009. Consiste en dos etapas, una de ellas inyectó exitosamente 65000 toneladas de gas rico en CO₂ (80% dióxido de carbono; 20% metano) en un yacimiento depletado de gas natural, en el flanco descendente de la Formación Waarre-C, en la segunda etapa realizó una inyección en una formación heterogénea sin cierre estructural aparente, con el objetivo de comprender los mecanismos de entrapamiento en formaciones salinas profundas. La Formación Paarratte representa el objetivo típico, sin cierre estructural claro, y arenas de baja, media y alta permeabilidad intercaladas con litología de sello intraformacional. La formación Paarratte, a diferencia de la Formación Waarre-C, es una formación menos profunda, más gruesa y de múltiples capas, varía en espesor de aproximadamente

250 a 400 m en las cercanías de la ubicación del proyecto. Los paquetes individuales de arenisca dentro de la Formación Paaratte tienen espesores de 1 a 15 m, buenas porosidades en el rango de (25-30%) pero permeabilidades variables (0-250md). Hortle et al., (2009) sugiere que el ambiente deposicional es una llanura deltaica marina regresiva, inferior a superior, que es diferente al modelo fluvial y de mareas trezado bajo el cual se encontró que se depositó la Formación Waarre-C (Sharma et al., 2011). De acuerdo a Dr Max Watson, (2023) del año 2015 al 2019 se inyectaron 15000 toneladas de CO₂ en formaciones salinas.

2.1.4 Illinois Basin Decatur Project

El Proyecto Decatur (IBDP) de la Cuenca Illinois de Estados Unidos del Midwest Geological Sequestration Consortium (MGSC) es una colaboración de MGSC, de la empresa Archer Daniels Midland (ADM), SLB, Trimeric y otros subcontratistas para inyectar 1 millón de toneladas de dióxido de carbono antropogénico en un yacimiento salino, en las areniscas de la Formación Mt. Simon, en Decatur, Illinois. La operación de la inyección inició el 17 de noviembre de 2011 con una tasa de inyección de 100 toneladas por día, después de tres años se alcanzó el objetivo de inyección en noviembre del 2014. La Formación Mt. Simon tiene espesor de 457 m (1500ft) en el lugar del proyecto, la parte superior se depositó en un sistema influenciado por las mareas, mientras que la parte inferior de 183 m (600 ft) de espesor, son areniscas arcosas que se depositaron en un sistema trezado de abanico aluvial. La parte inferior es la formación objetivo debido a que la disolución de granos de feldespato creó buena porosidad secundaria. La Formación Eau Claire es la principal roca sello, con 212 m (695 ft) de espesor. La Formación Eau Claire inferior consiste en shales y Eau Claire superior en unidades de limolitas de baja permeabilidad. Este proyecto es el primer proyecto del mundo que capturó dióxido de carbono a partir de

bioenergía, de los procesos de fermentación de etanol de la planta ADM (*Illinois Basin-Decatur Project Dataset*, 2022).

2.1.5 CarbFix

Por otro lado, el proyecto CarbFix se implementó en el año 2007 para inyectar CO₂ disuelto en agua en rocas basálticas, ubicado a 3 km al sur de la planta de energía geotérmica Hellisheidi en el suroeste de Islandia. La planta de energía geotérmica produce más de 60000 toneladas de CO₂ por día, este gas se origina a partir del magma situado a pocos kilómetros de profundidad. La formación de interés para inyectar se encuentra entre 400 y 800 m de profundidad y consiste en lavas basálticas y hialoclastita, con calcita como minerales de alteración comunes. La temperatura a la profundidad de inyección está entre los intervalos de 30-50 °C (Gislason et al., 2010). A finales de 2011 y comienzos de 2012 el proyecto realizó una prueba de inyección, donde inyectaron 175 toneladas de CO₂ comercial puro y posteriormente a mediados del año 2012 inyectaron 73 toneladas de una mezcla de gas de CO₂-H₂S-H₂. En el año 2014 inyectaron 1500 toneladas de gases en la zona de inyección CarbFix2.

2.2 Trampas para almacenamiento de CO₂

Cuatro principales mecanismos permiten entrapar el CO₂ en el subsuelo:

Trampas estructurales: es el entrapamiento físico de CO₂ en la roca y el mecanismo que entrapa mayor cantidad de CO₂.

Trampas residuales: El CO₂ se mantiene atrapado en los espacios porosos entre los granos de la roca a medida que la pluma de CO₂ migra a través de la roca.

Trampas de solubilidad: Una porción del CO₂ inyectado se disolverá en el agua salina la cual está presente en los espacios porosos de la roca.

Entrampamiento mineral: Una reacción que puede ocurrir cuando el CO₂ se disuelve en la salmuera de la roca con los minerales de la roca.

A continuación, se presentan en una tabla los criterios para evaluar el acuífero en busca de almacenamiento de CO₂

Tabla 1

Criterios para evaluar el acuífero en busca de almacenamiento de CO₂

Parámetros	Indicadores Positivos	Indicadores de precaución
Capacidad total de almacenamiento	Se estima que la capacidad total del yacimiento sea mucho mayor que la cantidad total producida de la fuente de CO ₂	Capacidad total del yacimiento estimada similar a la cantidad de CO ₂ producido de la fuente
Profundidad	1000-2500	<800 m > 2500 m
Espesor (net)	>>50 m	< 20 m
Porosidad	>20%	<10%
Permeabilidad	>300 mD	10-100 mD
Salinidad	> 100 g/L	<30 g/L
Propiedades de sello continuidad lateral	Sin fallas	Fallas con variabilidad lateral
Espesor	>100 m	< 20 m

Presión de entrada capilar	Mucho mayor que el máximo previsto induce aumento de presión	Similar al aumento máximo previsto de la presión inducida por inyección
-----------------------------------	--	---

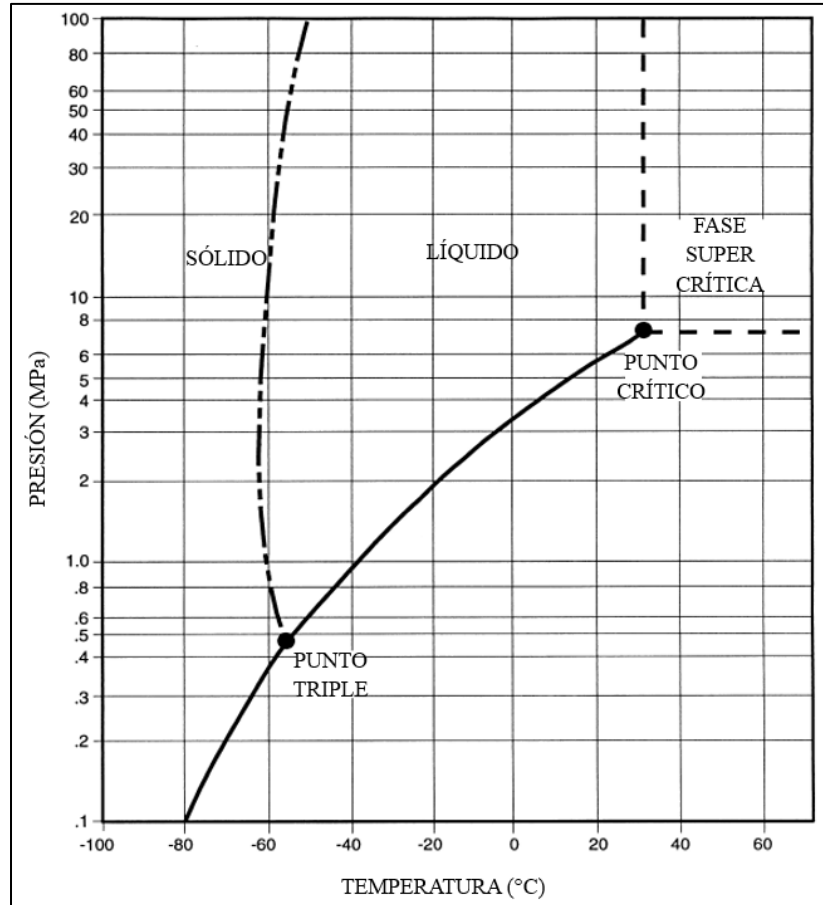
Nota. En esta tabla se pueden observar los parámetros clasificados por indicadores positivos y de precaución propuestos por Chadwick et al., (2008)

2.3 Propiedades del CO₂ de presión y temperatura para almacenamiento

Según (Bachu, 2000) “En condiciones atmosféricas normales, el CO₂ es un gas termodinámicamente muy estable, más pesado que el aire. Para temperaturas superiores a 31,1 °C y presiones superiores a 7,38 MPa (punto crítico), el CO₂ se encuentra en estado supercrítico (**Figura 2**). En estas condiciones de presión y temperatura, el CO₂ se comporta todavía como un gas, ocupando todo el volumen disponible, pero tiene una densidad líquida que aumenta, dependiendo de la presión y temperatura de 200 a 900 kg/m³ (**Figura 3**), acercándose así a la densidad del agua. El dióxido de carbono es soluble en agua; su solubilidad aumenta con la presión y disminuye con la temperatura y la salinidad del agua (Hendriks & Blok, 1995; Holloway & Savage, 1993). El CO₂ en estado supercrítico es inmisible en agua. A bajas temperaturas y presiones elevadas, el CO₂ forma un hidrato sólido más pesado que el agua. Otra propiedad del CO₂ es su afinidad con el carbón, que es casi el doble que la del metano, un gas que se encuentra abundantemente en los yacimientos de carbón. Estas propiedades del CO₂ y otros criterios influyen en la selección de métodos adecuados para disposición y secuestro en medios geológicos. Dependiendo de la temperatura del yacimiento y la presión original, el CO₂ puede almacenarse como gas comprimido, líquido o en fase supercrítica.

Figura 2

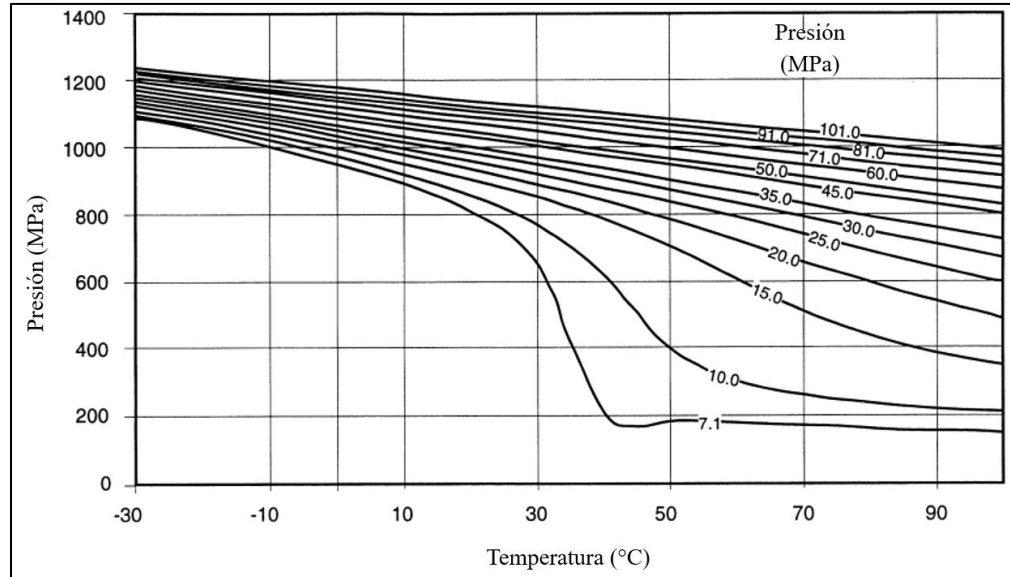
Diagrama de fases del dióxido de carbono



Nota. En esta gráfica pueden observarse las fases del dióxido de carbono. Modificado de Bachu, (2000)

Figura 3

Variación de la densidad del CO₂ líquido en función de la temperatura y la presión



Nota. En esta gráfica puede observarse la variación de la densidad del CO₂. Modificado de Bachu, (2000)

2.4 Presiones de inyección y herramientas operativas

Los componentes como el tubing y casings son esenciales como estructura de barrera del pozo y su estado de integridad es un factor crítico en mantener la estabilidad del pozo (Bagheri et al., 2021). El CO₂ se disuelve en el agua de formación y forma un líquido ácido el cual causa corrosión en los tubing y casings (S. Carroll et al., 2016). Así mismo, el CO₂ es inyectado en estado líquido o supercrítico (31,1 °C y 7,38 MPa) con baja temperatura y altas presiones (Dong et al., 2020), la baja temperatura del CO₂ pueden causar fuertes cambios de temperatura en el pozo durante la inyección (Yan et al., 2024) especialmente en etapas tempranas de inyección, cuando el proceso aún es inestable, las variaciones de temperatura son más pronunciadas (Lu & Connell,

2014). Debido al importante coeficiente de expansión térmica de los materiales metálicos, los tubings y casings están propensos a experimentar altas tensiones térmicas (Roy et al., 2018).

La inyección de CO₂ en pozos nuevos, consiste en un proceso de perforación similar a la perforación de pozos convencionales de petróleo. En experiencias en Estados Unidos, se utilizó tubings recubiertos de plástico, obteniendo varios grados de éxito con diferentes recubrimientos. El recubrimiento fenólico epoxi modificado tuvo más éxito excepto cuando se aplicó demasiado espesor (>0,17 mm de espesor); el epoxi aplicado en polvo fue el más resistente. También probaron 6 sartas de tubing con revestimientos de polietileno y todos fallaron (Smith et al., 2010). Se resalta que esto no es aplicable para cada proyecto CCS ya que las condiciones de cada yacimiento y el propósito de cada proyecto no es el mismo (Bai et al., 2016).

Para la inyección en pozos existentes es necesario seleccionar un pozo apropiado para operaciones considerando la estructura como las facilidades de superficie para inyección o producción, cabeza de pozo y el completamiento asociado. La presencia de los componentes reduce costos de inversión, sin embargo, el tamaño del casing, en algunos casos podría limitar las opciones de completamiento (Bai et al., 2015).

2.5 Proceso de inyección

Como referencia se tomará un estudio de 48 aplicaciones de inyección de gas ácido (CO₂ y H₂S) al oeste de Canadá (Bachu & Gunter, 2005). En ese estudio, tres operaciones inyectó gas ácido disuelto en agua, siete operaciones inyectó gas húmedo (es decir, gas ácido con agua libre presente) y en las demás operaciones se inyectó gas ácido seco (es decir, sin agua libre presente), excepto por los casos de inyección en solución, el gas ácido se inyecta como un fluido denso (líquido o supercrítico). La tasa de inyección para todos los sitios de inyección de gas ácido alcanzó más de 1Mt/año en 2003, de las cuales aproximadamente 480 kt son CO₂. El volumen acumulado

de gas ácido inyectado hasta finales de 2003 alcanzó más de 4,5 Mt, de las cuales más de la mitad es CO₂ (Bachu & Gunter, 2005).

Para evitar fugas a través de la roca sello o a través de fracturas inducidas, las agencias reguladoras de Estados Unidos establecieron la presión máxima de inyección en el fondo del pozo como el 90% de la presión de fractura en la zona de inyección, luego la modificaron limitando la presión de inyección en el fondo del pozo en el caso de yacimientos de hidrocarburos agotados a la presión inicial del yacimiento o incluso menos (Bachu & Gunter, 2005).

Estas agencias autorizan solo el contenido máximo de H₂S del gas ácido inyectado, que varía entre el 5% y el 97% de la fracción molar. El resto se compone principalmente de CO₂, con un pequeño contenido de gases C⁺. La composición promedio real del gas ácido varía desde 83% H₂S y 14% CO₂ hasta 2% H₂S y 95% CO₂. La presión máxima de inyección permitida en fondo de pozo varía entre 3750 y 19000 kPa. Las tasas de inyección diarias permitidas varían entre 2000 y 9000 m³/día. Los volúmenes máximos de inyección varían entre 6 x10⁶ y 1876 x10⁶ m³. Con base en el volumen total de inyección estimado y la capacidad del acuífero, este estudio realizado por Bachu & Gunter, (2005) planea que los sitios de inyección operen por periodos de 10 a 25 años.

Después de la separación de cualquier líquido gaseoso, el gas ácido se hace pasar a través de un contactor o torre absorbente en un proceso de una o dos etapas donde el gas ácido típicamente entra en contacto con una amina o una solución de derivado de amina. La corriente de gas ácido saturado de agua sale de la unidad de regeneración a entre 35 y 70 kPa y debe enfriarse y luego comprimirse para una inyección profunda. Una vez separado el gas ácido, se comprime, se deshidrata, se transporta y se inyecta a través de un pozo de disposición. Estas operaciones dependen de las propiedades de la mezcla de H₂S y CO₂, teniendo los dos gases, equilibrios de

fases similares (J. J. Carroll, 1998b; J. J. Carroll & Lui, 1997; Ng et al., 1999). Los puntos críticos son $T=31,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $P=7380\text{ kPa}$ para el CO₂ y $T=100,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $P=8963\text{ kPa}$ para el H₂S. El comportamiento de fase del sistema del gas ácido está representado por una serie continua de envolturas de dos fases que separan las fases líquida y gaseosa. Tanto el CO₂ como el H₂S forman hidratos a temperaturas de hasta 10°C para el CO₂ y más de 30°C para el H₂S, incluso si no hay agua libre presente (J. J. Carroll, 1998b, 1998a; J. J. Carroll & Lui, 1997), por lo que es deseable operar por encima de la temperatura de formación de hidratos.

Mantener temperaturas superiores a 35 °C evita la avería y el taponamiento del compresor, así como el taponamiento de la tubería y del pozo de inyección (Bachu & Gunter, 2005). El gas ácido obtenido después de la eliminación de H₂S y CO₂ del gas ácido suele estar saturado con vapor de agua en el rango del 2 al 6%. La solubilidad del agua tanto en el H₂S como en el CO₂, disminuye a medida que aumenta la presión hasta 3-8 MPa, dependiendo de la temperatura, después de lo cual aumenta drásticamente. El mínimo de solubilidad refleja la presión a la que la mezcla ácido-gas pasa a la fase líquida densa, donde la solubilidad del agua aumenta sustancialmente al aumentar la presión debido a la atracción molecular entre estos compuestos polares (Jones et al., 2004; Wichert & Royan, 1996). Esta propiedad se utiliza para deshidratar naturalmente el gas ácido comprimiendo el gas de aproximadamente 100 kPa a aproximadamente 8 a 10 MPa para la inyección, reduciendo así el contenido de agua a menos de 0,5 % molar para evitar la corrosión de tuberías y pozos (Jones et al., 2004; Wichert & Royan, 1996, 1997).

3. Correlaciones para determinar las propiedades de la roca y esfuerzos para proyectos CO₂

3.1 Geomecánica

Los poros o la presión de la formación están entre los parámetros más importantes, influye en el diseño, la parte económica y riesgos de diferentes operaciones del subsuelo como la perforación, el completamiento y el fracturamiento hidráulico.

Los cambios en la presión de poro pueden causar diferentes riesgos como compactación del yacimiento, subsidencia del suelo, pérdida de integridad de pozo, sismicidad inducida y demás problemas. Las siguientes son las razones por las cuales la presión de poro se encuentra entre los parámetros geológicos más importantes:

- Impacto en la recuperación de reservas de hidrocarburo y por tanto en su retorno económico
- Influye en la economía, el diseño y los riesgos de diferentes operaciones subterráneas, como la perforación, el completamiento y el fracturamiento hidráulico
- Cambios en la presión de poro puede generar compactación del yacimiento, hundimiento del campo y pérdida de integridad del pozo, sismicidad inducida

3.2 Roca como un medio poroso

Los poros usualmente están llenos con diferentes fluidos como aire, agua, hidrocarburo u otros gases. Materiales como la roca son llamados medio poroso ya que ellos incluyen poros, en el medio poroso además de considerar el comportamiento mecánico de los sólidos y fluidos, también es necesario considerar la interacción entre esas dos fases.

La influencia mecánica de la fase líquida en la fase sólida está representada por la presión del fluido. Esta presión es llamada presión de poro y es uno de los parámetros más importantes de la geomecánica.

Las formaciones con alta presión de poro son más susceptibles a mostrar diferentes problemas de perforación. Inestabilidades como breakouts (desprendimientos), washouts (derrumbes), tensile fractures (fracturas por tensión). La presión de poro influencia la tasa de penetración durante la perforación.

3.3 Esfuerzos

Esfuerzo total (S): Es el esfuerzo aplicado a la roca, incluyendo tanto la matriz como el fluido. Los esfuerzos in situ S_v , S_{hmax} , S_{hmin} son tensiones totales.

Esfuerzo efectivo (S'): Es el esfuerzo la matriz de la matriz de la roca.

El esfuerzo efectivo es muy importante en la mecánica de rocas ya que son los parámetros de entrada directos para cualquier análisis geomecánico, por ejemplo, las tensiones efectivas determinan cómo se deforman o fallan las rocas.

Para el cálculo del esfuerzo efectivo se asumirá que este satisface la ecuación de Terzaghi, para esto, asumir un coeficiente de Biot de 1,0 conduce a un error en el cálculo, pero se toma este valor cuando no se cuenta con el valor del coeficiente.

Las siguientes son las ecuaciones necesarias para calcular los esfuerzos existentes en la roca:

El esfuerzo vertical corresponde a la presión ejercida por los estratos suprayacentes, por lo cual la técnica más usada para su determinación es la integración del registro de densidad, como la **Ecuación 1** propuesta por Aadnøy & Looyeh, (2019)

$$\sigma_v = \int_0^d \rho_b (h) g dh \quad [1]$$

donde ρ_b es la densidad aparente de la formación (lb/ft³), g es la constante de gravedad (32.175 ft/s²), h es el espesor vertical de la formación (ft), y d es la profundidad de la formación (ft).

La **Ecuación 2** corresponde al esfuerzo vertical por cada intervalo,

$$\sigma_v = 0.052 * (h_2 - h_1) * \rho_b \quad [2]$$

donde h debe estar en pies y la densidad en lb/gal, para obtener la columna de esfuerzo vertical se suma el esfuerzo vertical de cada intervalo.

La **Ecuación 3** hace referencia al esfuerzo horizontal mínimo,

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu} (\sigma_v - \beta P_p) + \beta P_p \quad [3]$$

donde σ_h es el esfuerzo mínimo horizontal, σ_v es el esfuerzo de sobrecarga, ν es la relación de Poisson, P_p es la presión de poro y β es el coeficiente de Biot.

La **Ecuación 4** es la estimación propuesta por Zhang, (2019) para el esfuerzo horizontal máximo:

$$\sigma_H = \sigma_h + m(\sigma_v - \sigma_h) \quad [4]$$

donde m es una constante. En los regímenes de esfuerzo de falla normal, m puede generalmente ser tomado como 0,5 para una estimación práctica.

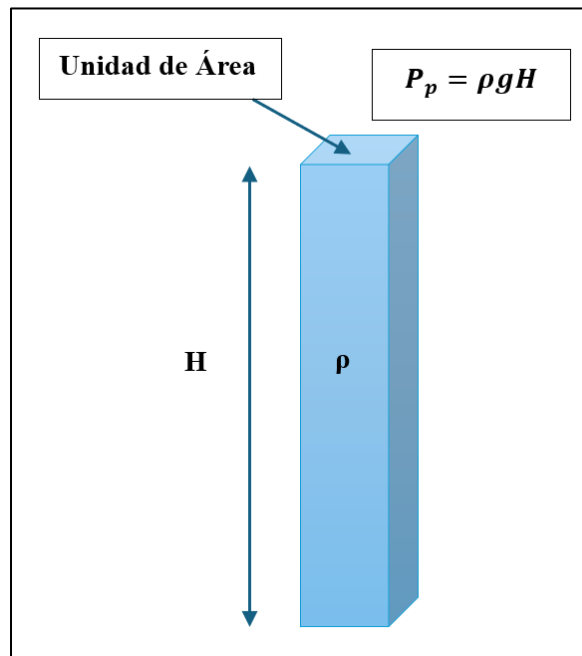
3.4 Presión de Poro

3.4.1 Presión normal

La presión hidrostática o presión normal ocurre cuando los fluidos pueden moverse libremente sin encontrar ningún obstáculo que contraiga su movimiento de un punto a otro. Para calcular la presión normal se necesita encontrar el peso de la columna de fluido con el área de la base unitaria desde la parte superior del nivel freático en la roca hasta el punto de interés.

Figura 4

Esquema de la columna de fluido



Nota. Esta imagen muestra una representación de la columna de fluido. Modificado de PetroSkills, LLC

La ecuación que se observa en la **Figura 4** puede ser extendida a una columna de fluidos que incluye diferentes tipos de fluidos como agua, hidrocarburo y gas por la sumatoria expresada en la siguiente ecuación

$$P_p = \sum \rho g H \quad [5]$$

Dependiendo de diferentes razones, la presión de poro no se mantiene en el estado normal en algunas formaciones. El flujo descendente de agua en el acuífero confinado aumenta su presión a mayores profundidades. En presencia de roca sello, el agua no puede fluir libremente y se tendrá un acuífero sobrepresionado.

3.4.2 Caracterización

Usualmente se usan diferentes términos para referirse a las metodologías de caracterización de presión de poro: detección de presión, usa indicadores para identificar el estado de presión, la medida de presión cuantifica directamente la presión de poro la cual es usualmente realizada por pruebas de pozo o formación y la estimación de presión usa métodos indirectos e indicadores para estimar la magnitud de la presión de pozo.

La detección, medida y predicción de la presión puede ocurrir en diferentes etapas de la exploración y desarrollo de un campo:

Métodos antes de perforar:

- Predicción sísmica, por gravedad o electromagnética
- Modelado de cuencas

Métodos mientras se perfora:

- Parámetros del lodo
- Características de los derrumbes
- Información de la perforación

-Registro de pozos

Métodos después de perforar:

-Pruebas de formación

-Métodos petrofísicos

-Métodos geofísicos

Dentro de las pruebas de formación se encuentran:

Drill Steam Test (DST)

Repeat Formation Tester (RFT)

Modular Dynamic Testing (MDT)

Reservoir Characterization Instrument (RCI)

Diagnostic Fracture Injection Testing (DFIT)

3.4.3 Predicción usando registros de pozos

La perforación de pozos es probablemente el método de exploración del subsuelo más valioso que puede proporcionar información crítica sobre las diferentes características de los entornos geológicos.

La presión de poro es uno de los parámetros críticos que influye en la perforación y, por lo tanto, la información de la experiencia de perforación puede proporcionar información importante sobre la presión de poro.

Las principales fuentes de información para la estimación de la presión de poro incluyen: indicadores de inestabilidad de perforación, derrumbes durante la perforación y la tasa de penetración.

Para la predicción de la presión de poro mediante registros petrofísicos se supone que el único fluido en la roca es agua, se inicia con el registro de porosidad al aumentar la profundidad del enterramiento, aumenta el peso de la sobrecarga y por lo tanto aumentan todos los diferentes componentes de las tensiones in situ, “curva de compactación normal”

Figura 5

Presión de sobrecarga vs profundidad

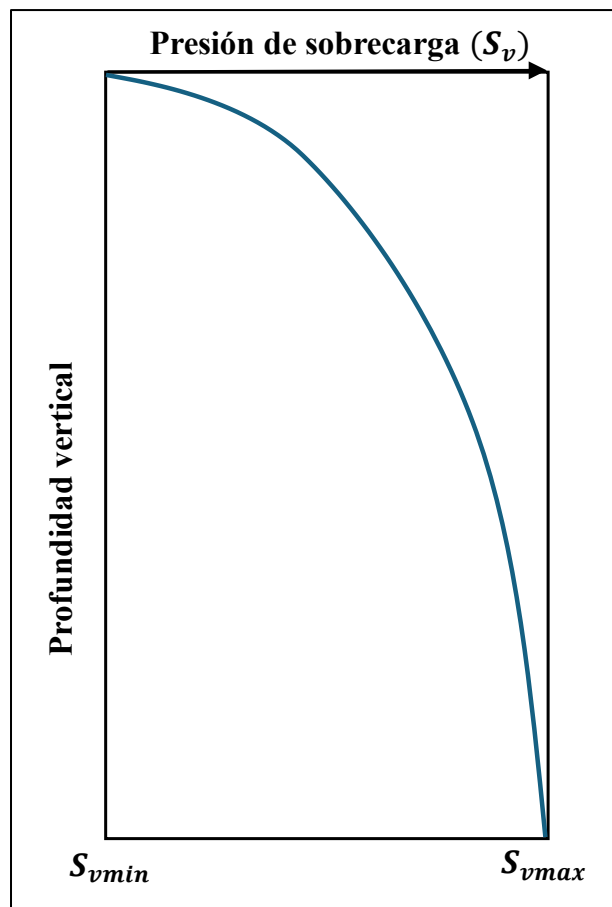
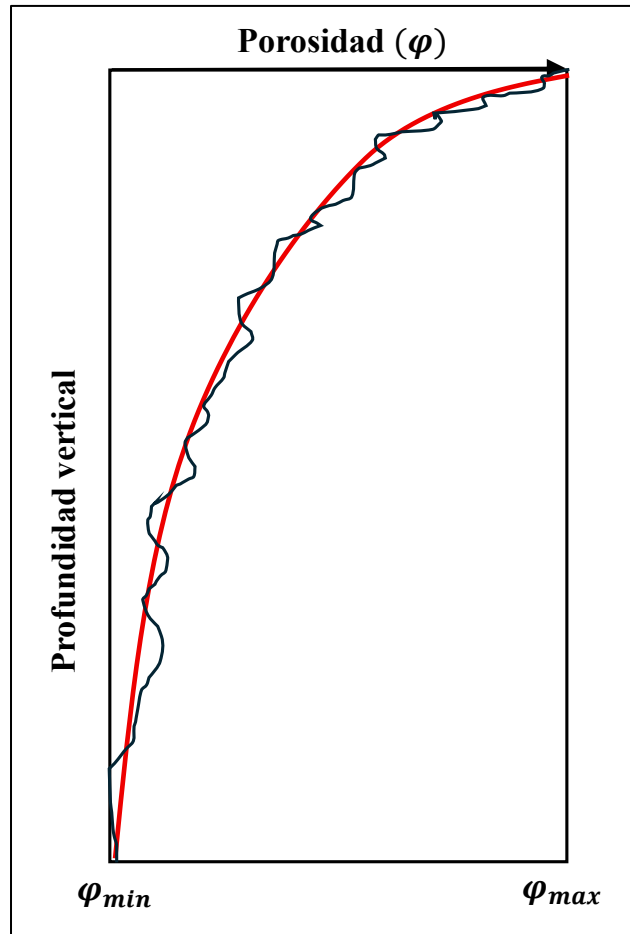


Figura 6

Curva de porosidad vs profundidad



A medida que disminuye la porosidad según la profundidad se espera que la densidad aparente aumente, ya que habrá más materiales sólidos por unidad de volumen de la roca.

Las siguientes figuras hacen referencia al tren normal de compactación de registros básicos

Figura 7

Curva de densidad aparente vs profundidad

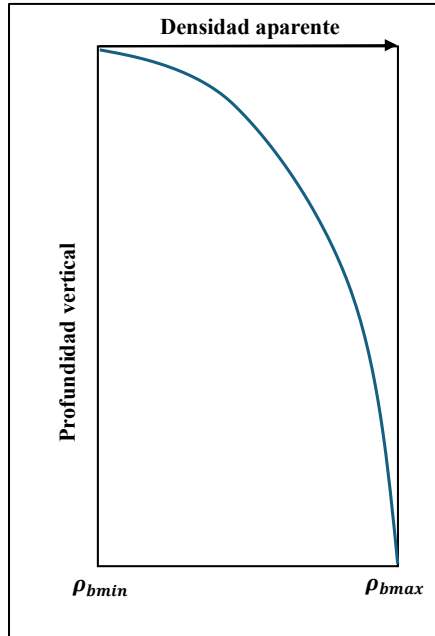


Figura 8

Curva de velocidad de onda vs profundidad

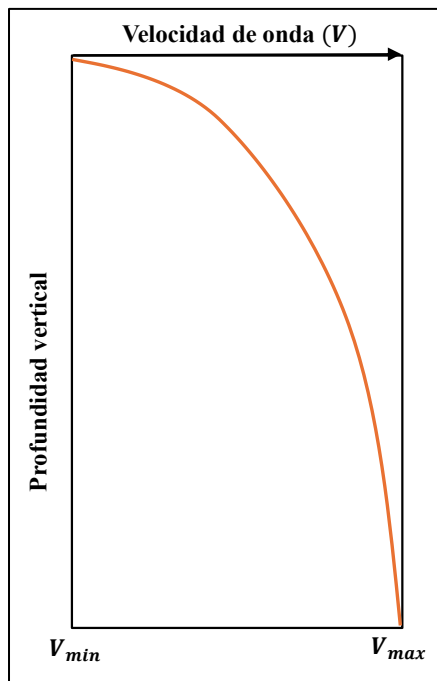
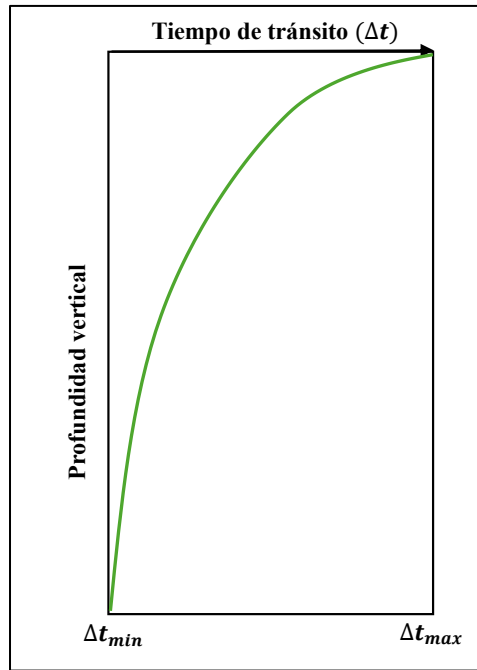


Figura 9

Curva de tiempo de tránsito vs profundidad vertical



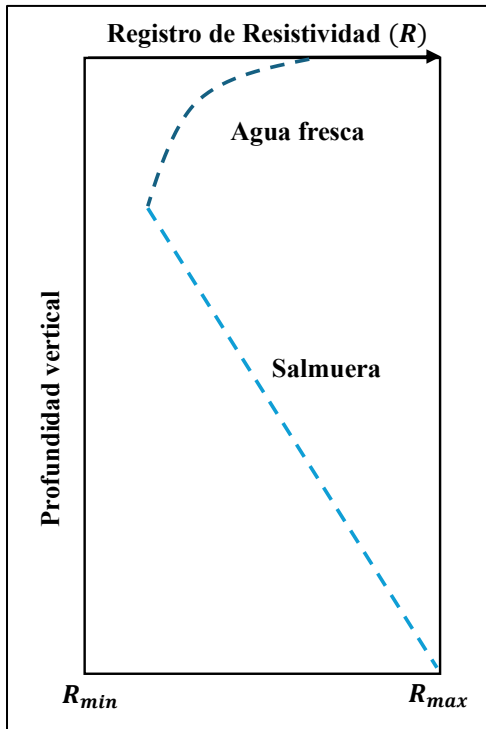
La velocidad de onda está influenciada por la rigidez de la roca que está correlacionada con la porosidad y densidad de la roca. La velocidad de onda de compresión está influenciada por el tipo de fluido, mientras que la velocidad de la onda de corte no depende del tipo de fluido.

El tiempo de tránsito es la inversa matemática de la velocidad de la onda. La tendencia normal del tiempo de tránsito será completamente opuesta a medida que se reduce con profundidad.

La tendencia de los registros de resistividad o conductividad eléctrica de la roca no es muy similar a la de otros registros de compactación normal ya que la tendencia cambia cerca de la superficie del suelo, esto se debe principalmente a la diferencia entre la temperatura y la salinidad del agua en la roca a menor y mayor profundidad. A profundidades muy superficiales la roca está llena de agua dulce, a mayor profundidad está saturada de salmuera.

Figura 10

Curva de resistividad vs profundidad



Entre muchos, hay dos métodos básicos que utilizan el concepto de esfuerzo efectivo para la estimación de la presión de los poros: el método de profundidad equivalente y el método de Eaton:

3.4.4 Método de la profundidad

El método de profundidad equivalente supone que el factor principal que influye en la porosidad es el esfuerzo efectivo y, por tanto, las tensiones efectivas en el punto A y el punto N, que tienen la misma profundidad, deben ser iguales. Esta suposición significa que la presión de poro en el punto A puede calcularse conociendo la presión de poro en el punto N y el esfuerzo vertical en estos dos puntos. Se usa el registro de porosidad y la curva de compactación normal de

porosidad para explicar este método, pero se puede extender a otros registros que dependen de la porosidad como la densidad, la resistividad y la velocidad sónica.

La **Ecuación 6** representa Esfuerzo efectivo en el punto N y en el punto A

$$S'_{V(N)} = S'_{V(A)} \quad [6]$$

La **Ecuación 7** representa Esfuerzo vertical en el punto N y en el punto A

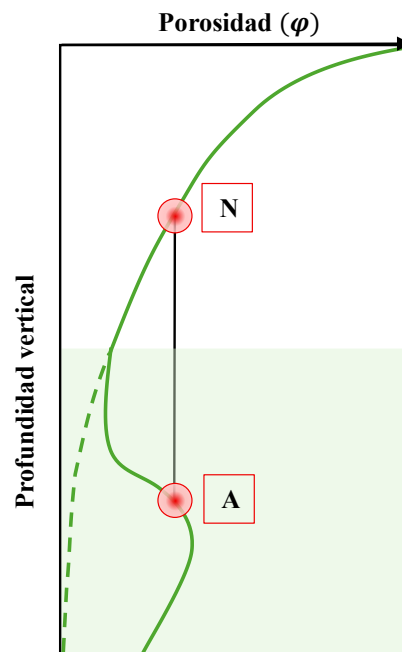
$$S_{V(N)} - P_N = S_{V(A)} - P_A \quad [7]$$

La **Ecuación 8** corresponde a la presión de poro a partir del método de la profundidad

$$P_A = S_{V(A)} + P_N - S_{V(N)} \quad [8]$$

Figura 11

Curva de porosidad ejemplificando el método de la profundidad equivalente



3.4.5 Método de Eaton

El método de la relación también utiliza el concepto de esfuerzo efectivo para estimar la magnitud de la presión previa en una zona sobrepresionada. Para este método se necesita encontrar

un punto en la curva de compactación normal que tenga la misma porosidad que el punto A. Esto se puede hacer trazando una línea horizontal. Este método sostiene que, dado que el factor principal que influye en la porosidad es el esfuerzo efectivo, los esfuerzos efectivos en los puntos A y N deben estar correlacionadas con las porosidades en estos dos puntos.

En la **Ecuación 9** se observa correlación entre los esfuerzos efectivos y los puntos A y N

$$\frac{S'_{V(A)}}{S'_{V(N)}} = f\left(\frac{\phi_A}{\phi_N}\right) \quad [9]$$

En la **Ecuación 10** se presenta la correlación entre los esfuerzos verticales y los puntos A y N

$$\frac{S_{V(A)} - P_A}{S_{V(N)} - P_N} = f\left(\frac{\phi_A}{\phi_N}\right) \quad [10]$$

La **Ecuación 11** muestra la correlación para la presión de poro por el método de Eaton

$$P_A = S_{V(A)} - (S_{V(N)} - P_N)f\left(\frac{\phi_A}{\phi_N}\right) \quad [11]$$

Esta ecuación se puede resolver para encontrar el valor de la presión de poro en el punto A. De esta forma se aplicaría la **Ecuación 12** que corresponde a la función f para usar la forma exponencial

$$f\left(\frac{\phi_A}{\phi_N}\right) = \left(\frac{\phi_A}{\phi_N}\right)^E \quad [12]$$

La función f utilizada aquí puede tener diferentes formas, pero usar la forma exponencial es muy común.

Esta ecuación generalmente se encuentra ajustando curvas a partir de los registros para diferentes pozos en un campo o región, sin embargo, existen algunos valores empíricos que se han desarrollado a partir de datos de algunas regiones del mundo. El método de la relación se llama el

método de Eaton y es una de las ecuaciones más utilizadas en la industria para la estimación de la presión de poro.

Los métodos basados en registros solo son válidos para formaciones con baja permeabilidad como presiones anormales debido a desequilibrio de entierro o saturado de solución salina.

En este trabajo se empleará la ecuación anterior expresada de la siguiente forma, la cual fue propuesta por Eaton (1975)

$$Pp = \sigma_v - \left[(\sigma_v - P_h) * \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^n \right] \quad [13]$$

donde n es un exponente y normalmente n=3; Δt_n es el tiempo de tránsito sísmico compresional o la velocidad en lutitas a condiciones de presión normal. Δt es el tiempo de tránsito sísmico en lutitas obtenido de un registro sísmico y también puede ser derivado de la velocidad del intervalo sísmico. (Zhang, 2019)

La **Ecuación 14** expresa el gradiente de la presión de fractura

$$gP_f = \frac{v}{1-v} (g_v - g_{pp}) + g_{pp} \quad [14]$$

La **Ecuación 15** representa la presión de ruptura de la formación, propuesta por Haimson & Fairhurst, (1967):

$$p_b^V = 3\sigma_h - \sigma_H - p_p + T_0 \quad [15]$$

donde p_b^V es la presión de ruptura en un pozo vertical, σ_h y σ_H son los esfuerzos mínimo y máximo, respectivamente; T_0 es la resistencia tensil de la roca

En la **Ecuación 16** se presenta la Presión de ruptura de la formación para un pozo vertical propuesta por Zhang, (2011)

$$P_{FPmax} = 2\sigma_h - p_p \quad [16]$$

La **Ecuación 17** es el promedio de las presiones de fractura límite inferior y superior

$$p_{avg} = \frac{3\nu}{2(1-\nu)}(\sigma_v - p_p) + p_p \quad [17]$$

donde p_{avg} es la presión de fractura promedio

La **Ecuación 18** corresponde a la Presión de fractura propuesta por Aadnøy & Hansen, (2005)

$$P_{wf} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_0 \quad [18]$$

Cuando la resistencia de la roca es baja, una concentración de esfuerzos puede provocar la falla del pozo. Resulta fundamental estimar la presión de colapso a partir del análisis de los esfuerzos que actúan alrededor del pozo, como se presenta en la siguiente ecuación:

La **Ecuación 19** corresponde a la Presión crítica de colapso

$$P_{wc} = \frac{1}{2}(3\sigma_H - \sigma_h)(1 - \text{sen } \varphi) - \tau_0 \cos \varphi + P_0 \text{sen } \varphi \quad [19]$$

3.4.6 Efecto de la sobrepresión en las propiedades de la roca

La sobrepresión y subpresión son los estados donde la presión es mayor o menor que la presión hidrostática, respectivamente. Estos estados pueden influir severamente en la producción del yacimiento o en las operaciones del subsuelo

Se espera menos esfuerzos efectivos para la roca con presiones más altas. Mayor deformación significa que la roca tendrá una menor porosidad. La roca con mayor presión de poro tiene mayor porosidad ya que el esfuerzo efectivo es menor en este caso. La roca con mayor resistividad eléctrica tiene menor conductividad y viceversa. Una roca con mayor porosidad lleva más salmuera y se espera más conductividad eléctrica, por tanto, menos resistividad.

Se espera que el aumento de la presión de poro en una roca llena de salmuera aumente la porosidad y disminuya la densidad, disminuya la resistividad y aumente la conductividad eléctrica, disminuya la velocidad de las ondas y los tiempos de tránsito.

3.5 Propiedades petrofísicas de la roca

3.5.1 Porosidad

La porosidad de la roca es una medida de la capacidad de almacenamiento (volumen de poro) que permite retener fluidos. Cuantitativamente, la porosidad es la relación entre el volumen poroso y el volumen total (volumen aparente). Esta propiedad se determina mediante la siguiente relación generalizada, la cual es propuesta por Ahmed, (2019)

$$\phi = \frac{\text{Volumen del poro}}{\text{Volumen de la roca}} \quad [20]$$

donde ϕ es la porosidad.

Se conocen dos tipos de porosidad, debido a que en la roca se encuentran espacios vacíos e interconectados y otros aislados, estos son:

Porosidad absoluta:

La porosidad absoluta se define como la relación entre el espacio poroso total de la roca y su volumen aparente. Se expresa matemáticamente mediante la siguiente relación

$$\phi_a = \frac{\text{Volumen de la roca} - \text{Volumen del grano}}{\text{Volumen de la roca}} \quad [21]$$

donde ϕ_a es la porosidad absoluta

Porosidad efectiva:

La porosidad efectiva es el porcentaje de espacio de poros interconectados con respecto al volumen de la roca, se expresa:

$$\phi = \frac{\text{Volumen de poro interconectado}}{\text{Volumen de la roca}} \quad [22]$$

3.5.2 Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad de la formación para transmitir fluidos. La permeabilidad de la roca, k , controla el movimiento direccional y el caudal de los fluidos del yacimiento en la formación. La ecuación que define la permeabilidad en términos de cantidades mensurables se denomina Ley de Darcy (Ahmed, 2019).

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p} \quad [23]$$

La permeabilidad intrínseca k está principalmente afectada por la estructura de los poros, especialmente por los diámetros de garganta y la conectividad de los poros. La unidad de la permeabilidad es Darcy ($1D = 0,98692 \times 10^{-12} \text{ m}^2$), o milidarcy (mD). La relación de permeabilidad más usada es la relación de Kozeny-Carman. La siguiente relación ha sido propuesta por Ungerer et al., (1990) para usos parciales en modelamiento de cuentas.

Permeabilidad para valores de porosidad corregida menores que 0.1

Si $\phi' < 0.1$

$$k(\phi) = 2 \times 10^{16} \kappa \frac{\phi'^5}{S^2(1 - \phi')^2} \quad [24]$$

Permeabilidad para valores de porosidad corregida mayores que 0.1

Si $\phi' > 0.1$

$$k(\phi) = 2 \times 10^{14} \kappa \frac{\phi'^3}{S^2(1 - \phi')^2} \quad [25]$$

Con área superficial específica S en m²/m³, κ un factor de escala dependiente del litotipo y una porosidad corregida $\phi' = \phi - 3,1 \times 10^{-10} S$.

Tabla 2

Parámetros de Kozeny-Carman para varias litologías

Litología	Área superficial específica en m²/m³	Factor de escalamiento
Arcilla	10 ⁸	0.01
Limolita	10 ⁷	0.5
Arena	10 ⁶	10

Nota. De la tabla se pueden observar los valores de área superficial específica y factor de escalamiento para las arcillas y las arenas. Modificado de Hantschel & Kauerauf, (2009)

3.5.3 Volumen del shale (*V_{sh}*)

El volumen de shale se calcula comparando en el perfil de rayos gamma la radiactividad de la roca yacimiento de interés con la de un shale y con la respuesta de una arenisca limpia, cercana a la zona de interés (Crain, 1986). Para los cálculos se usará la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{GR_{Log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad [26]$$

donde:

V_{sh} = índice de rayos gamma

GR_{Log} = Lectura de rayos gamma en la formación

GR_{min} = Rayos gamma mínimo (GR limpio) en arenas

GR_{max} = Rayos gamma máximo (GR arcilla) en shale

3.6 Propiedades geomecánicas de la roca

3.6.1 Módulo de Young

$$E_{dyn} = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)} \quad [27]$$

3.6.2 Relación dinámica de Poisson

$$\nu_{dyn} = \frac{(V_p^2 - 2V_s^2)}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad [28]$$

3.6.3 Cohesión

$$c = 5(V_p - 1)/\sqrt{V_p} \quad [29]$$

Donde la cohesión (c) está en (MPa), la velocidad sónica compresional V_p está en km/s; para obtener la cohesión en psi ha de multiplicarse por 145 lo que corresponde al factor de conversión.

3.6.4 Ángulo de Fricción

Lal, (1999) propone la siguiente ecuación para el ángulo de fricción interna

$$\text{sen } \varphi = 5(V_p - 1)/(V_p + 1) \quad [30]$$

donde el ángulo de fricción interna φ está en grados.

3.6.5 Ecuación de Biot

Coefficiente de Biot: el coeficiente de Biot cuenta para el efecto de la deformación del grano

$$\alpha = 1 - \frac{C_s}{C_b} \quad [31]$$

C_s Representa la compresibilidad de los granos de la roca y C_b representa la compresibilidad de la matriz.

Teóricamente, α puede variar entre cero a uno, aunque los valores entre 0.6 y 1.0 son los más comunes. Por ejemplo, una roca con un valor de $\alpha = 1.0$ es una roca arenisca poco consolidada que es altamente deformable mientras que sus granos son casi rígidos. Para rocas areniscas consolidadas y cementadas, además de los granos, el esqueleto también tiene baja compresibilidad y, por lo tanto, el coeficiente de Biot será menor que uno.

Para rocas como lutitas con granos y matriz deformables, el coeficiente de Biot puede ser mucho menor que 1.0

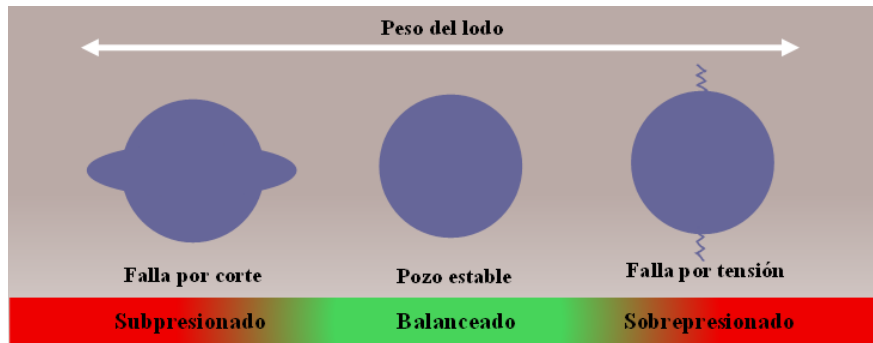
3.7 Concepto de la ventana de seguridad del lodo

Las principales formas de falla durante la perforación son falla por corte y falla por tensión.

Se usa el concepto de ventana segura de lodo de perforación para explicar estos dos modos de falla durante la perforación y ver cómo la presión de poro influye en ellos.

Figura 12

Forma de falla por corte y por tensión durante la perforación



La ventana segura de lodo es el rango de presión del lodo de perforación que minimiza la inestabilidad del hueco de perforación en cualquiera de los modos de falla.

Si la presión del lodo es menor que el límite inferior seguro por la ventana de lodo, se producirá una falla de cizallamiento en el hueco de perforación.

El cizallamiento puede surgir debido a varias inestabilidades, como roturas, derrumbes, espacios y puentes, que pueden alargar el tiempo de perforación y encarecerla.

Si la presión del lodo es mayor que el límite superior de la ventana de lodo, el hueco de perforación experimentará fracturas por tensión.

Las fracturas por tracción pueden provocar pérdida de lodo durante la perforación. Estas fracturas generalmente ocurren cuando el lodo de perforación es lo suficientemente grande como para superar la resistencia a la tracción de la roca y crear una grieta inestable que se propaga hacia la formación geológica.

La presión necesaria para extender dichas grietas suele denominarse extensión de la fractura o presión de propagación, o en ocasiones simplemente se denomina presión de fracturamiento. El gradiente de esta presión suele denominarse fractura o gradiente de fracturamiento.

La determinación de la ventana de lodo y sus límites superior e inferior generalmente se realiza mediante estudios geomecánicos mediante un proceso llamado análisis de estabilidad del hueco de perforación.

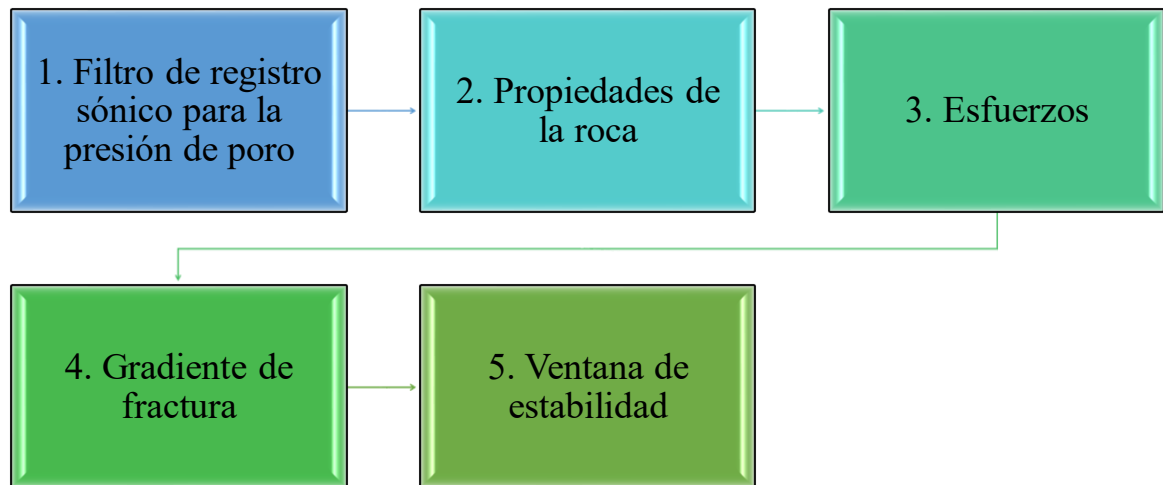
La ventana de lodo, determinada por el análisis de estabilidad del hueco de perforación es función de varios parámetros geomecánicos, como la presión de poro, las tensiones in situ y las propiedades mecánicas de la roca y del flujo de fluidos. Sin embargo, la presión de poro y la presión de fracturamiento son los dos factores que tienen importancia crítica en este análisis hasta el punto de que estos métodos simplificados, se utilizan como los dos límites para la ventana de lodo. La presión de poro como límite inferior y la presión de fractura como límite superior. La siguiente ecuación representa el margen de estabilidad o también conocido como la ventana de estabilidad

$$P_{wf} - P_{wc} \geq \delta \quad [32]$$

A continuación, se presenta una gráfica resumen de los pasos mencionados anteriormente, la cual ilustra el procedimiento de los cálculos

Figura 13

Metodología para la determinación de la ventana de estabilidad



3.9 Efecto del CO₂ sobre las propiedades

3.9.1 Relación entre las velocidades ultrasónicas y el tiempo de sumergencia del CO₂

Los autores Ni et al., (2024) proponen las siguientes ecuaciones que analizan el efecto del CO₂ sobre la roca y teniendo en cuenta el tiempo de sumergencia del CO₂. La primera de ellas es cómo se ve afectada la velocidad de onda durante la inyección de CO₂

$$V = at^2 + bt + c \quad [33]$$

Donde V es la velocidad onda compresional o de corte (m/s), t es el tiempo de sumergencia (días) y a, b y c son constantes adimensionales. Como la ecuación se ajusta al experimento realizado por los autores Ni et al., (2024), los parámetros propuestos por ellos son los siguientes:

Tabla 3

Velocidad de onda compresional: Parámetros de la ecuación 33

Esfuerzo Efectivo, MPa	Parámetros Vp			R ²	RMSE
	a	b	c		
5	0.278	-27.43	5163	0.86196	136.5
6	0.2854	-27.91	5182	0.86864	134.01
7	0.2238	-23.3	5143	0.862	121.28
7.5	0.3764	-30.19	5195	0.82431	140.84
9	0.3368	-27.85	5170	0.82572	133.79
15	0.1411	-13.69	5126	0.69653	110.79

Nota. Se observan las constantes que pueden ser usadas en la ecuación 33 dependiendo del esfuerzo efectivo para calcular Vp. Tomado y modificado de Ni et al., (2024).

Donde RMSE se hace referencia al error cuadrático medio, por sus siglas en inglés (Root mean square error)

Tabla 4

Velocidad de onda de corte: Parámetros de la ecuación 33

Esfuerzo Efectivo, MPa	Parámetro Vs			R ²	RMSE
	a	b	c		
5	-0.03152	-6.811	3011.1	0.8905	71.139
6	-0.05313	-5.657	3009	0.90056	67.008
7	-0.05259	-5.421	3012	0.89358	67.403
7.5	-0.05964	-5.096	3012	0.90084	65.109
9	-0.07607	-4.098	3005	0.90045	64.078
15	-0.06464	-1.042	2962	0.83045	47.771

Nota. Se observan las constantes que pueden ser usadas en la ecuación 33 dependiendo del esfuerzo efectivo para calcular Vs. Tomado y modificado de Ni et al., (2024).

En sus experimentos el valor de R² es mayor a 0.8, lo que significa que el modelo y los datos se ajustan bien. En consecuencia, las siguientes ecuaciones se ajustan para la relación entre

esfuerzo efectivo, tiempo de sumergencia y velocidad de onda ultrasónica para muestras de la formación Bakken del tope medio.

$$V = d + e\sigma' + ft + g\sigma'^2 + h\sigma't + it^2 \quad [34]$$

donde V es la velocidad de onda compresional o de corte (m/s), σ' es el esfuerzo efectivo (MPa), t es el tiempo de sumergencia (días), y d, e, f, g, h e i son constantes adimensionales. Los parámetros del experimento de los autores mencionados se ajustan a los siguientes valores:

Tabla 5

Velocidad de onda: Parámetros para la ecuación 34

	d	e	f	g	h	i	R²	RMSE
V_p	5205	-9.572	-30.91	0.4759	0.7089	0.2736	0.84193	103.41
V_s	3047	-6.319	-8.214	0.09281	0.4275	-0.05626	0.89226	50.491

Nota. Se observan las contantes que pueden ser usadas en la ecuación 34 dependiendo del tipo de velocidad de onda. Tomado y modificado de Ni et al.,(2024).

3.9.2 Relación entre el módulo Dinámico de Young y el tiempo de sumergencia

Los resultados que obtuvieron los autores Ni et al., (2024) indican que el módulo dinámico de Young decrecerá con el incremento de la presión durante la sumergencia de CO₂. Ellos proponen dos modelos, uno a partir de la regresión sigmoide Boltzmann y otro lineal, a continuación, se presentan las ecuaciones.

$$E = b + (a - b)/(1 + \exp ((t - c)/d)) \quad [35]$$

donde E es el módulo de Young (GPa), t es el tiempo de sumergencia (días) y a, b, c y d son constantes adimensionales. Los parámetros se muestran a continuación:

Tabla 6

Módulo dinámico de Young: Parámetros para la ecuación 35

Esfuerzo Efectivo, MPa	a	b	c	d	R²	RMSE	SEE
15	55.38	48.95	30.36	0.46	0.93386	1.3288	2.301549
9	58.15	44.54	22.99	7.539	0.96319	1.6476	2.853727
7.5	58.44	44.53	22.17	7.377	0.96462	1.6576	2.871047
7	43.92	58.28	23.25	-8.096	0.96887	1.5477	2.680695
6	43.4	58.62	22.29	-7.991	0.9676	1.6779	2.906208
5	43.25	58.61	21.53	-8.111	0.96952	1.6238	2.812504

Nota. Se observan las contantes que pueden ser usadas en la ecuación 35 dependiendo del esfuerzo efectivo. Tomado y modificado de Ni et al., (2024).

La expresión “SEE” se refiere al error estándar de estimación, por sus siglas en inglés (standard error of estimate)

$$E_{dyn} = at + b \tag{36}$$

donde E_{dyn} es el módulo dinámico de Young (GPa), t es el tiempo de sumergencia (días) y a, b son constantes adimensionales, las cuales se muestran a continuación:

Tabla 7

Módulo dinámico de Young: Parámetros para la ecuación 36

Esfuerzo Efectivo, MPa	a	b	R²	RMSE	SEE
15	-0.1624	56.96	0.86417	1.3465	1.649119
9	-0.2792	57.89	0.9251	1.6618	2.035281
7.5	-0.2862	58.01	0.92266	1.7331	2.1226053
7	-0.2871	57.88	0.93728	1.5536	1.9027636
6	-0.3047	57.97	0.9348	1.6831	2.0613681
5	-0.3042	57.69	0.93601	1.6638	2.0377305

Nota. Se observan las contantes que pueden ser usadas en la ecuación 36 dependiendo del esfuerzo efectivo. Tomado y modificado de Ni et al., (2024).

Los autores Ni et al., (2024) observan que la relación de regresión lineal es la que más se ajusta para la formación Bakken por tener menores valores de SEE, esto debido a que tiene menos parámetros (2) en comparación con la regresión de Boltzmann que tiene 4

La diferencia entre los valores de Vp, Vs y Edyn antes y después de aplicada la investigación de los autores Ni et al., (2024) indica que es 1,27, 0,77 y 1,54% en promedio respectivamente.

3.9.3 Efecto del CO₂ sobre la porosidad y estructura de poro

Según las investigaciones de Ni et al., (2024) las muestras de porosidad y estructura de poro fueron medidas por NMR (Nuclear Magnetic Resonance, por sus siglas en inglés) y obtuvieron resultados de cambio de la siguiente manera, la porosidad de la muestra A cambió de 8.36% (antes de sumergencia) a 8.97 (10 días de sumergencia), 10,2% (20 días de sumergencia) y 11.19% después de 30 días de sumergencia. Ni et al., (2024) afirman que la interacción entre la calcita y dolomita, los minerales predominantes en las muestras, con el ácido carbonático conduce a la creación de nuevos poros incrementando la porosidad efectiva en 43,78 y 65,94 % después de 50 días de sumergencia de CO₂.

3.9.3 Efecto del CO₂ sobre la permeabilidad

Los autores Huq et al., (2015) realizaron un estudio en el yacimiento de gas natural de Altmark, el cual es parte de la cuenca del norte de Alemania, las muestras las tomaron el campo Altensalzwedel, un bloque geológicamente aislado e hidrológicamente separado por fallas. El yacimiento se encuentra al 90% depletado con temperatura de 125 °C. La presión inicial de 42.5 MPa cayó a 3-5MPa. Las muestras se tomaron de una profundidad de 3500m (11482 ft). Este

estudio consistió en simular las condiciones de yacimiento e inyectar CO₂ en las muestras, de lo cual obtuvieron resultados para el cambio de la permeabilidad, observaron que aumentó en un factor de 1,7 al estar expuesto en el tiempo con el CO₂.

4. Propiedades de la roca del campo Illinois

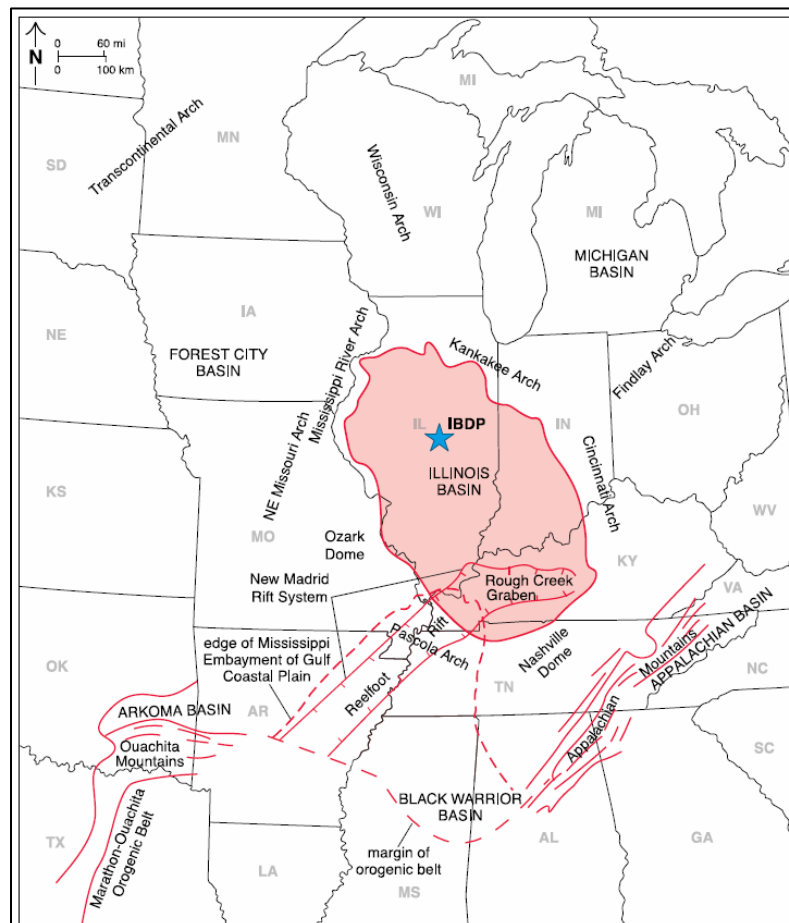
Para este trabajo de grado se tomó como base los datos del proyecto Illinois Basin Decatur Project (IBDP), por sus siglas en inglés, el cual es un proyecto ubicado en la cuenca Illinois de Estados Unidos; el IBDP fue la fase III del proyecto llevado a cabo por el Midwest Geological Sequestration Consortium (MGSC), el cual formó parte para evaluar la seguridad y eficacia del almacenamiento geológico de CO₂ como herramienta de mitigación para abordar el cambio climático global. Las fases I y II consistieron en la caracterización de la geología regional, la identificación de unidades geológicas que podrían usarse como yacimientos de almacenamiento de CO₂ y la identificación de emisores de CO₂ (fuentes industriales). Este proyecto inició en el año 2007 siendo este periodo el de preinyección hasta el 2011 consistiendo en las fases I y II. La inyección del CO₂ inició a partir del 17 de noviembre de 2011 hasta noviembre de 2014, durante este periodo se inyectó en el pozo CCS1. En este pozo se inyectó el CO₂ en estado seco supercrítico, la tasa de inyección fue de 1000 Ton CO₂/día, se inyectó en las areniscas de la formación Mt. Simon aproximadamente a una profundidad de 7000 ft (2133m). Luego del 2014 hasta el 2021 se realizó el periodo de Post-inyección, para el cual la infraestructura instalada consistió en tres pozos: el de inyección (CCS1), uno de monitoreo (VW1), uno geofísico (GM1), 17 pozos de monitoreo de aguas subterráneas someras, monitoreo microsísmico con sensores de fondo de pozo de 4 componentes en el pozo de inyección, un conjunto de monitoreo geofísico dentro del pozo para el monitoreo repetido de la columna utilizando métodos de perfil sísmico (VSP), una instalación de compresión/deshidratación y una tubería de 6234 ft (1,9 km)

4.1 Ubicación del campo

El área del campo abarca aproximadamente 0,65 km² y se encuentra en Decatur, Illinois, Estados Unidos. La cuenca Illinois cubre la mayor parte de Illinois, el suroeste de Indiana y el oeste de Kentucky. La formación Mt. Simon representa el almacenamiento primario de CO₂ (Iranmanesh et al., 2014). La **Figura 14** y la **Figura 15** muestran la ubicación de la cuenca y del proyecto, respectivamente.

Figura 14

Mapa regional mostrando la ubicación de la cuenca Illinois



Nota. En la imagen se observa el área que abarca la cuenca Illinois. Tomado de Carney et al., (2015).

Figura 15

Ubicación del proyecto Decatur en la planta AMD



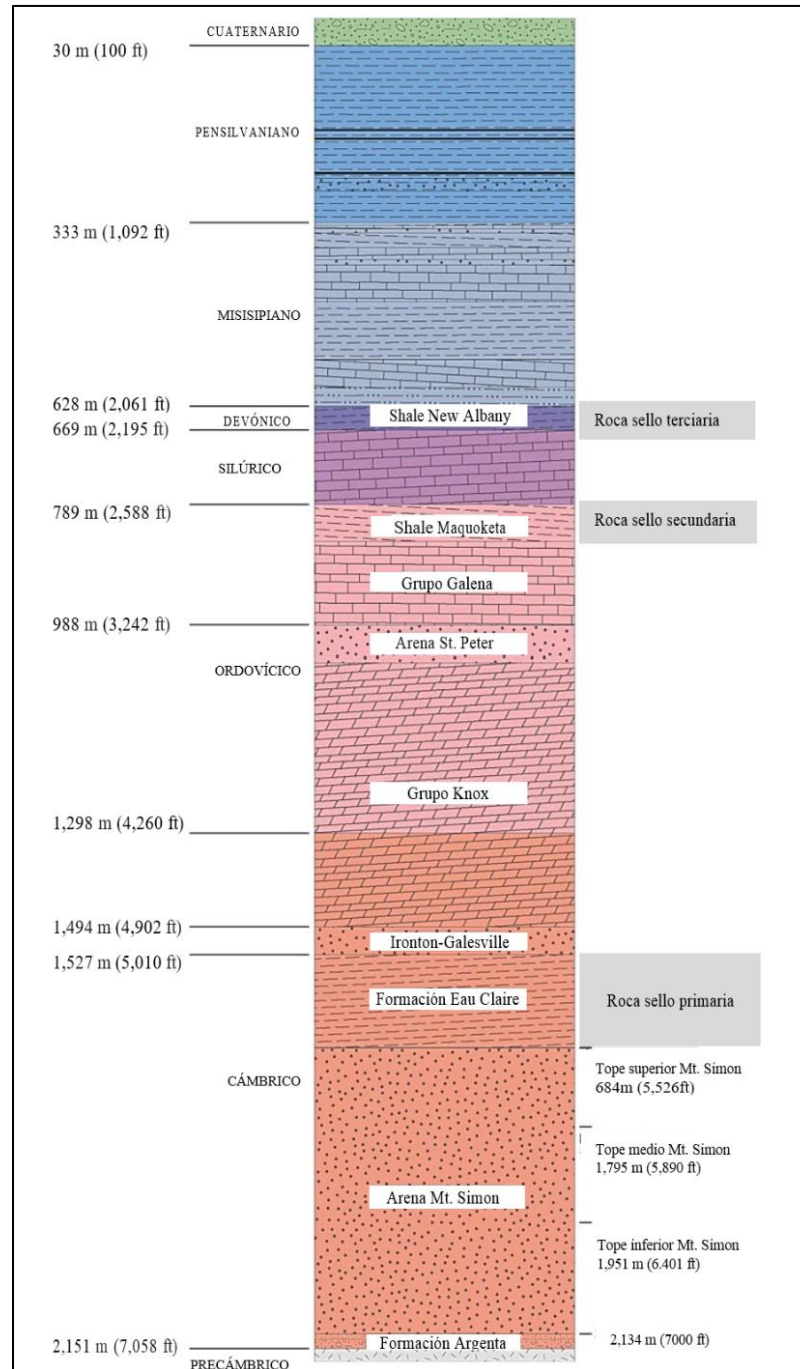
Nota. En la imagen pueden observarse la ubicación de los pozos CCS1, GW1 y VW1 en la planta AMD. Modificado de *Illinois Basin-Decatur Project Dataset*, (2022).

4.2 Geología

Como el CO₂ fue inyectado y almacenado en la arenisca Mt. Simon a una profundidad de aproximadamente 7050 ft (2150 m), el espesor total en el proyecto IBDP es de aproximadamente 1640 ft (500m). Tanto para el proyecto IBDP como para el ICCS (Illinois Industrial Carbon Capture and Storage), la zona de inyección de CO₂ son las areniscas de la Formación Mt. Simon inferior dentro de la Cuenca Illinois. En la **Figura 16** se muestra una columna estratigráfica específica del IBDP/ICCS. La formación Mt. Simon inferior es ideal para la inyección de CO₂ porque la formación tiene una porosidad de hasta el 27% y una permeabilidad de hasta >1000 mD. Las facies de Mt. Simon Inferior son una mezcla de varios ambientes deposicionales que incluyen costa subacuática, laguna, río. (Freiburg et al., 2014).

Figura 16

Columna estratigráfica de la cuenca Illinois



Nota. En la imagen se observa la formación de interés que es la formación Mt. Simon a una profundidad de 5526 ft. Modificado de Carney et al., (2015).

4.3 Formación Mt. Simon

El yacimiento salino más denso y extendido de la cuenca Illinois es la arenisca Mt. Simon, del Cámbrico. Sobre esta se encuentra la formación Eau Claire del Cámbrico, una unidad regional de baja permeabilidad compuesta por lutitas y otras litologías. La arenisca Mt. Simon se encuentra sobre una roca ígnea del basamento precámbrica.

La formación Mt. Simon está separada en secciones superior, media e inferior con diferentes ambientes de depósito y propiedades de roca. La formación Mt. Simon inferior consta de depósitos fluviales y eólicos y es la formación de inyección objetivo. Por encima de Mt Simon se encuentra la formación Eau Claire que sirve como roca sello. La arenisca de Mt. Simon y el basamento precámbrico están separados de Mt. Simon inferior por varias intercalaciones (Will et al., 2015).

La sedimentación de la arenisca de Mt. Simon se interpreta comúnmente como un entorno marino a deltaico somero con gruesas secuencias de llanuras trezadas. La parte superior de la arenisca de Mt. Simon está compuesta por arenita de cuarzo intercalada y lutita, que se interpreta como depositada en un sistema influenciado por las mareas. Esta porción superior de la arenisca de Mt. Simon constituye un yacimiento para el almacenamiento de gas natural en el centro y norte de Illinois. Los 183 metros basales (600 ft) de la arenisca Mt. Simon están compuestos principalmente por arenisca arcósica, originalmente depositada en un sistema fluvio-eólico fluctuante con posible influencia de un entorno de playa cercano a la costa. La arenisca del Mt. Simon en la parte inferior es la principal zona de almacenamiento debido a su porosidad anormalmente alta, resultante de la diagénesis de granos de feldespato que forman abundantes cantidades de porosidad secundaria. La parte más baja se encuentra discordantemente sobre unos 36 metros (110 pies) de arenisca y conglomerado de baja porosidad y permeabilidad, conocida

como la unidad Argenta, que a su vez reposa sobre el basamento precámbrico riolítico (Will et al., 2015).

Figura 17

Resumen de la geología de las formaciones de interés de IBDP

Nombre de la formación		Tipo de formación	Tope de la formación	Litología de la formación	Espesor de la formación (m)	
Ironton-Galesville		Monitoreo	4928	Areniscas, lutitas y dolomitas	293	
Tope de lutitas Eau Claire		Sello primario	5221	Limo compacto, caliza, arenisca y lutita	324	
Mt. Simon	Superior	Mt. Simon E	5545	Lutitas y areniscas	376	
	Medio	Mt. Simon D	Monitoreo	5921	Zona compacta, arenisca e grano muy fino a medio	201
		Mt. Simon C		6122	Zona compacta, arenisca de grano fino a grueso	306
		Mt. Simon B		6428	Arenisca laminada plana	252
	Bajo	Mt. Simon A superior	Almacenamiento de CO ₂	6680	Arenisca de grano muy grueso a muy fino	250
		Mt. Simon A inferior		6930	Areniscas y conglomerados, hay una delgada zona de baja permeabilidad que es una barrera natural para la migración ascendente de CO ₂	121
Pre Mount Simon		Sello inferior	7051	Conglomerados y areniscas gruesas	114	
Precambrian			7165	Riolita meteorizada, altamente fracturada	-	

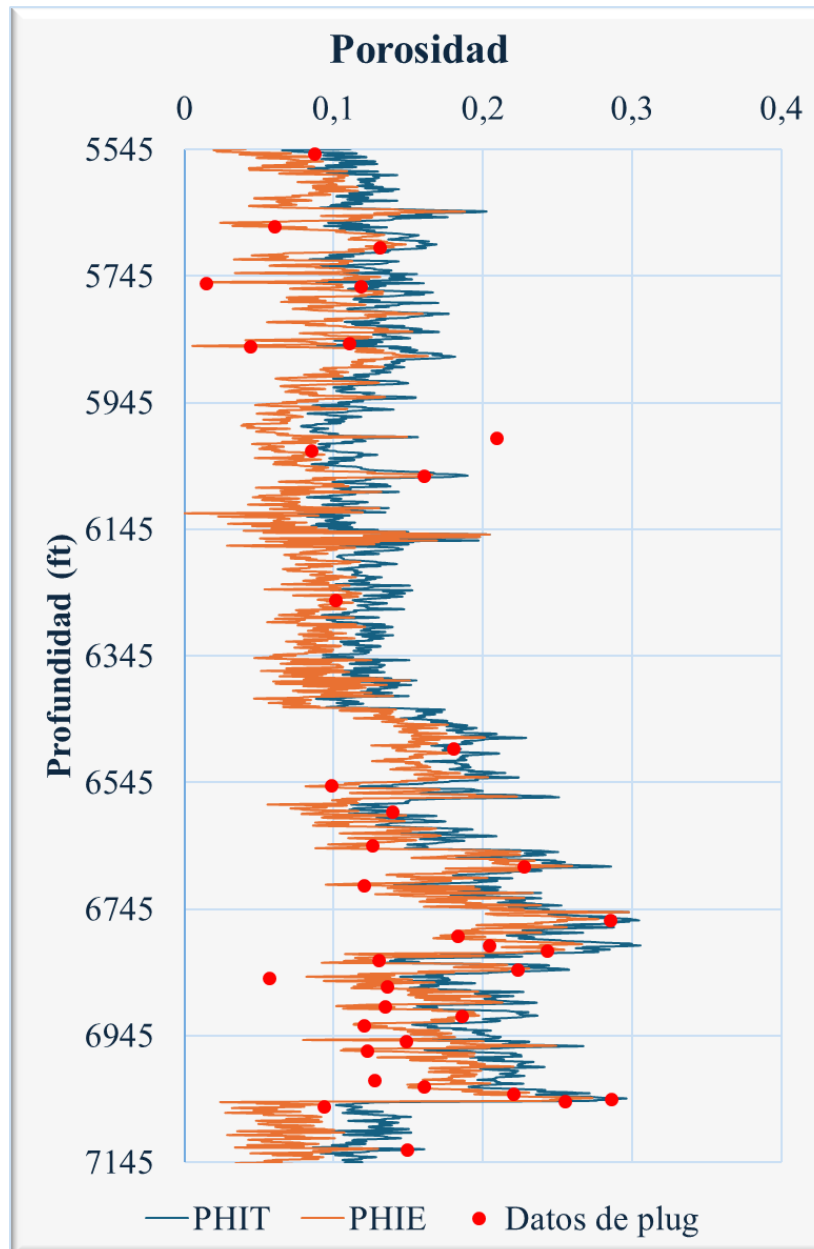
Nota. En esta imagen se especifica la litología de la formación. Modificado de Carney et al., (2015).

4.4 Porosidad de la formación Mt. Simon

La porosidad de la formación Mt. Simon se estimó mediante las ecuaciones 20, 21, 22 y 26, a partir del registro de densidad y gamma, a continuación, en la **Figura 18** se muestra el perfil resultante de porosidad, donde se observa que la formación Mt. Simon tiene mejor prospecto de porosidad en la parte inferior con valores ente 15-25%

Figura 18

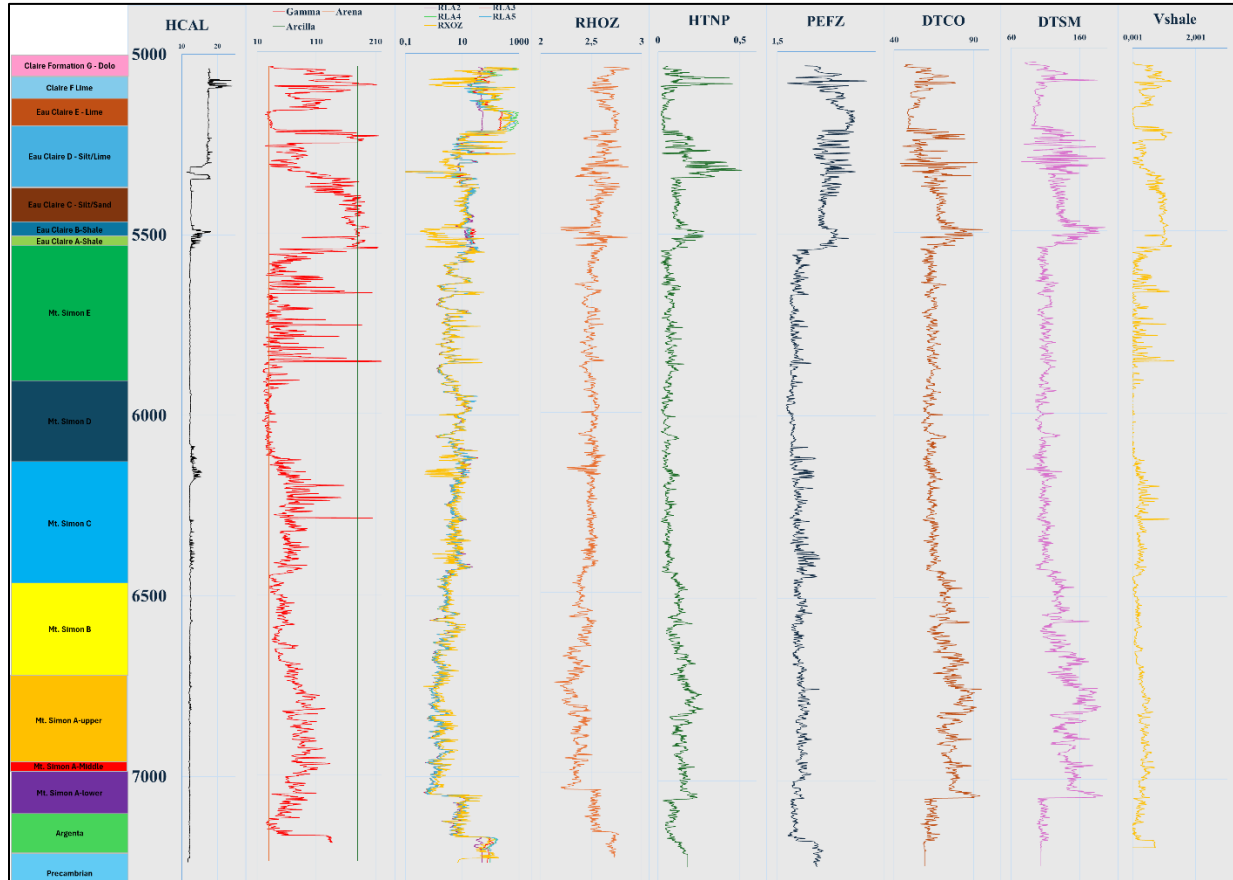
Perfil de porosidad para la formación Mt. Simon



Así mismo en la **Figura 19** se presentan los tracks de registros del pozo CCS1 con los que se contó para realizar los cálculos y estimaciones.

Figura 19

Tracks de registros del pozo CCS1



En la siguiente tabla se resumen las propiedades de presión de poro, presión de fractura y presión de colapso para las formaciones de la cuenca Illinois

Tabla 8

Promedio de las presiones de la formación Eau Claire y Mt. Simon

Nombre de la formación		Tope de la formación	Base de la formación	Presión de poro (PSI)	Presión de fractura (PSI)	Presión de colapso (PSI)
Tope de lutitas Eau Claire		5221	5545	2330,67121	5090,11377	1878,73869
Mt. Simon	Superior Mt. Simon E	5545	5921	2314,2937	4392,00597	1599,93564
	Medio Mt. Simon D	5921	6122	2382,66736	4337,77671	1603,07803
	 Mt. Simon C	6122	6428	2662,35083	4645,7232	1903,61203
	Bajo Mt. Simon B	6428	6680	3428,44313	5619,4464	2854,0665
	 Mt. Simon A superior	6680	6930	3927,35415	6427,82969	3537,81486
	 Mt. Simon A inferior	6930	7051	4081,4105	6703,82287	3734,73183
	Pre Mount Simon	7051	7165	4081,4105	6703,82287	3734,73183

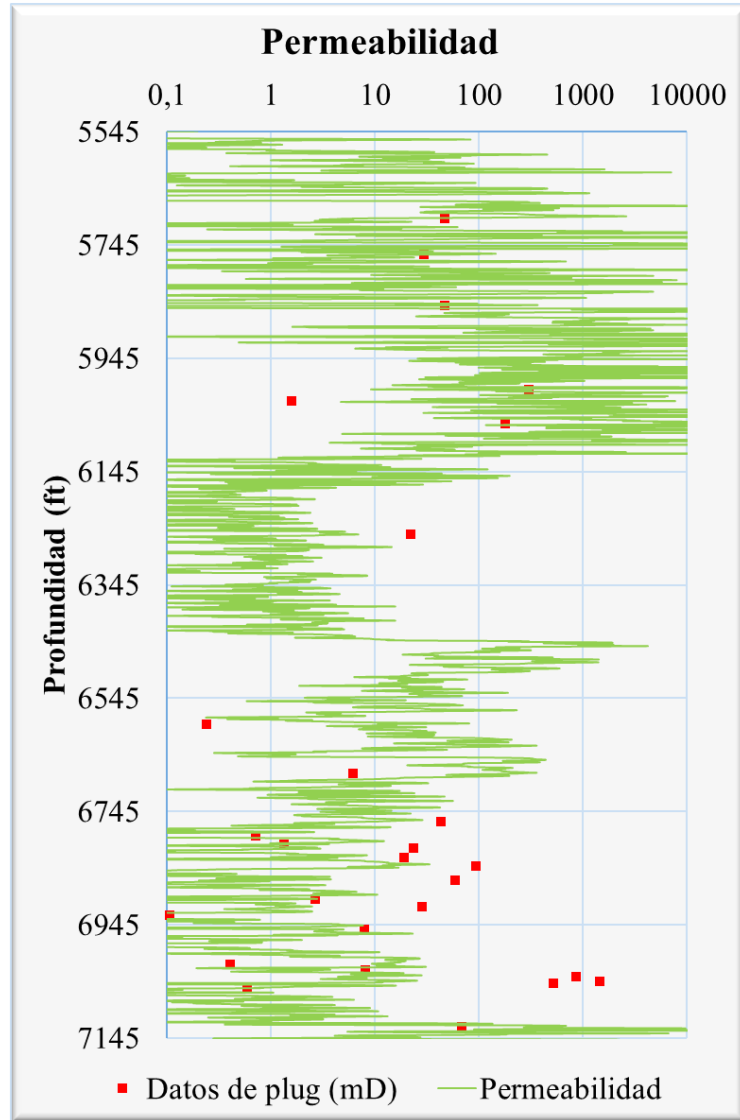
Nota. Esta tabla reúne los promedios de las presiones de la roca sello superior e inferior y la roca almacenadora de CO₂ (Mt. Simon). Adaptado de Mejía Fragoso et al., (2024).

4.5 Permeabilidad de las zonas de interés

Para la estimación de permeabilidad de la formación Mt. Simon, se aplicó el método de indicador de flujo (FZI, por sus siglas en inglés), el cual se basa en la correlación de Kozeny-Carman (**Ecuación 24 y 25**), con la modificación de Amaefule et al., (1993), a partir de estas correlaciones se obtuvo el perfil de permeabilidad como se muestra en la **Figura 20**, donde se observa que tiene un amplio rango de variación

Figura 20

Perfil de permeabilidad para la formación Mt. Simon



5. Metodología de la determinación de la ventana de estabilidad teniendo en cuenta la inyección de CO₂

5.1 Flujo de cálculos de esfuerzos principales y presiones

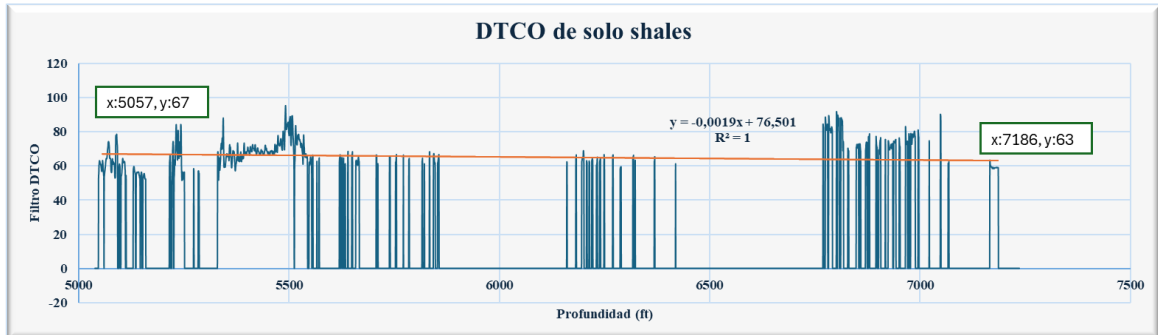
Para realizar el procedimiento del cálculo de las correlaciones en Excel se inicia con factor de conversión de g/cm³ a lb/gal, para tener el valor del registro de densidad en las unidades que se requieren para los siguientes cálculos. Posteriormente se calcula el esfuerzo vertical mediante la **Ecuación 1** propuesta por Aadnøy & Looyeh, (2019).

Para calcular cada intervalo se utiliza el factor de conversión de lb/gal a psi, debido a que la densidad se convirtió a lb/gal anteriormente, se procede a realizar el cálculo del esfuerzo vertical por cada intervalo mediante la **Ecuación 2**. Para calcular la presión de poro se aplica la **Ecuación 13**.

Para el cálculo de Δt_n se realiza una línea de tendencia para el registro de DTCO promediando un filtro aplicado en el que solo se tenga en cuenta las lutitas, para esto, se realiza el cálculo de Volumen de lutitas (Vshale) a partir del registro Gamma, como se ilustra en la **Figura 21**. Con la ecuación resultante de esta tendencia se puede realizar el cálculo de presión de poro.

Figura 21

Gráfica de línea de tendencia para conocer la ecuación que rige la presión de poro

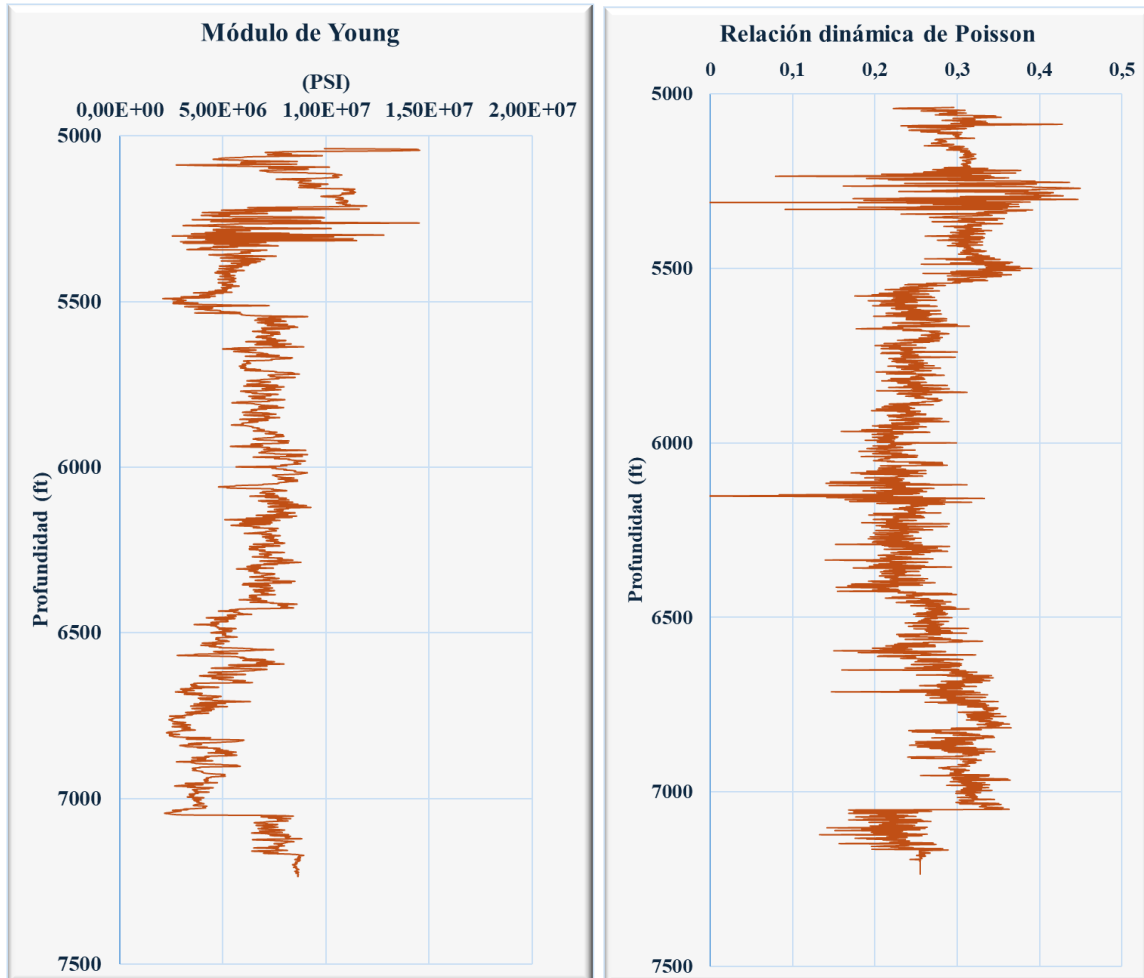


Posteriormente se realizan los cálculos de V_s y V_p lo que corresponde realizar la conversión de us/ft a m/s a partir de los registros DTSM y DTCO respectivamente.

Con estos datos se procede a realizar calcular el módulo de Young a partir de **Ecuación 27** y la relación dinámica de Poisson mediante la **Ecuación 28**, de los cuales, resultan las siguientes gráficas

Figura 22

Módulo de Young y relación de Poisson para el pozo CCS1



Para calcular el esfuerzo horizontal mínimo se aplicará la **Ecuación 3**, en la cual se necesita el esfuerzo vertical, la presión de poro, la relación de Poisson y el coeficiente de Biot, este último se tomará como $B=1$, este valor indica que las rocas son muy fracturadas o no consolidadas, esto es llevando al límite de mayor falla. Para el cálculo del esfuerzo horizontal máximo se aplica la estimación propuesta por Zhang, (2019) como en la **Ecuación 4**.

La presión de fractura es la máxima presión que puede ejercer el lodo antes de fracturar la formación. La manera más común por la cual se determina la presión de fractura es por medio de pruebas LOT, XLOT y minifrac, aunque existen varias correlaciones que también pueden ser implementadas, como la desarrollada por Hubbert & Willis, (1957) para estimar el gradiente de fractura como se muestra a en la **Ecuación 14**, donde g_{Pf} es el gradiente de la presión de fractura y g_v es el gradiente del esfuerzo vertical:

La presión de falla del pozo está relacionada con el gradiente de fractura y puede utilizarse para el gradiente de fractura. Cuando la presión del lodo es suficientemente alta, se inician tensiones de tracción y roturas por tracción en el pozo. La presión de iniciación de la fractura puede calcularse mediante la solución de pozo de Kirsch's. En el caso de un fluido no penetrante (caso impermeable) en un pozo vertical, Haimson & Fairhurst, (1967) derivaron la **Ecuación 15** cuando se produce una rotura por tracción, y denominaron la presión (P_b) como la presión de ruptura de la formación. Si se ignora el efecto de la temperatura y se supone que $\sigma_H - T_0$ es aproximadamente igual a σ_h , la **Ecuación 15** puede simplificarse a la forma para un pozo vertical en la **Ecuación 16**. La **Ecuación 16** puede ser usada para calcular la presión de fractura del límite superior, y σ_h representa el valor obtenido del método de Eaton (o el método de tensión mínima) y se puede utilizar como la presión de fractura del límite inferior Zhang, (2011); Zhang et al., (2008).

El valor promedio de las presiones de fractura límite inferior y superior puede utilizarse como la presión de fractura más acorde como lo muestra la **Ecuación 17**.

Utilizando una extensa base de datos de lutitas, Lal, (1999) desarrolló las siguientes correlaciones de resistencia de lutitas vinculadas únicamente a la velocidad sónica de compresión,

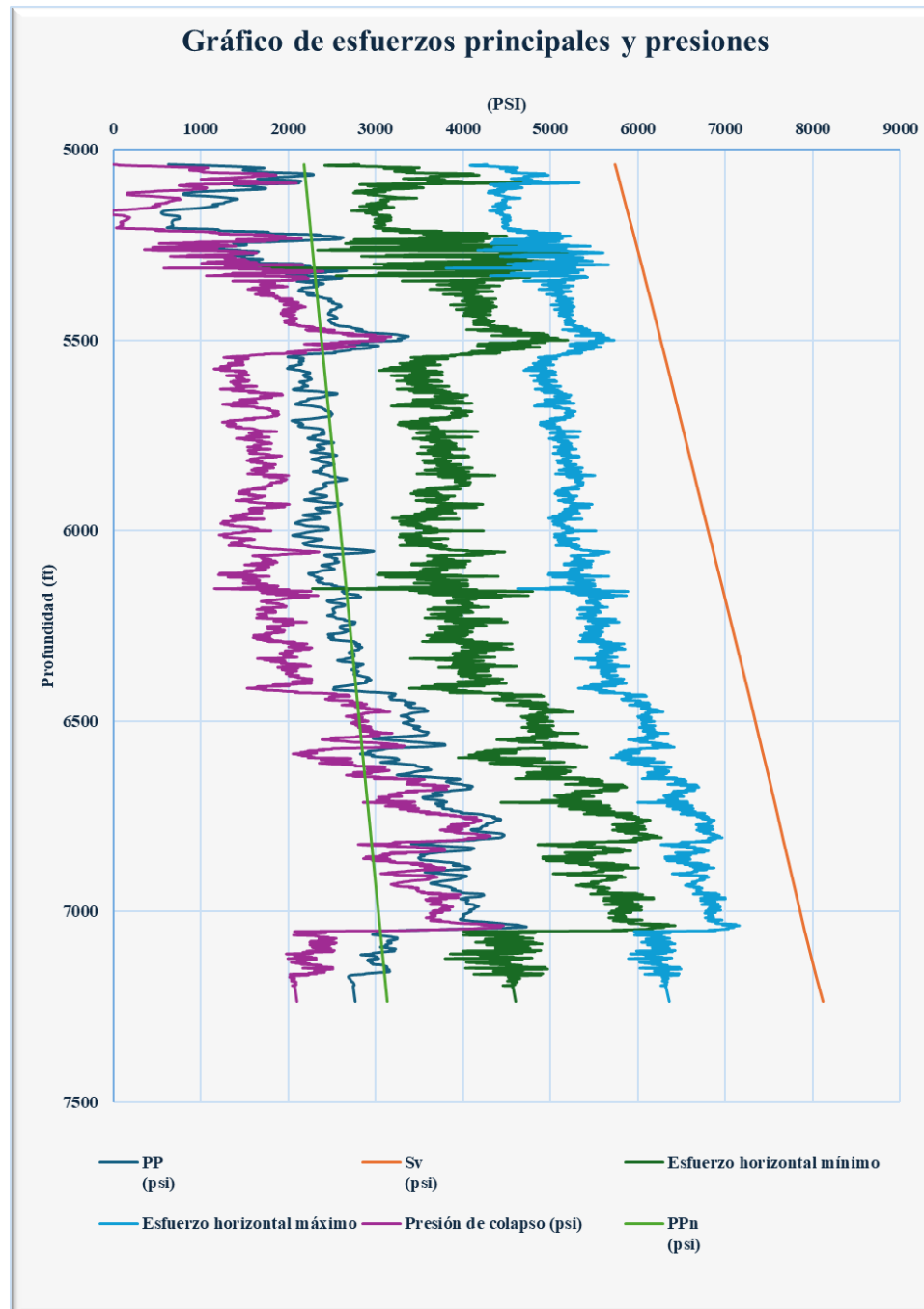
principalmente para lutitas terciarias de alta porosidad en el Golfo de México. Estas corresponden a la cohesión (**Ecuación 29**) y al ángulo de fricción interna (**Ecuación 30**).

5.2 Flujo de cálculos para determinar la ventana de estabilidad

Para un pozo vertical, orientado en una dirección de esfuerzo principal, la presión de fractura para un esfuerzo de falla normal está dado por Aadnøy & Hansen, (2005) como en la **Ecuación 18** y la presión crítica de colapso puede revisarse en la **Ecuación 19**.

Se requiere que la presión crítica de fractura siempre exceda la presión de colapso en una cantidad δ , llamada el margen de estabilidad (ventana de estabilidad), lo cual puede establecerse como en la **Ecuación 32**.

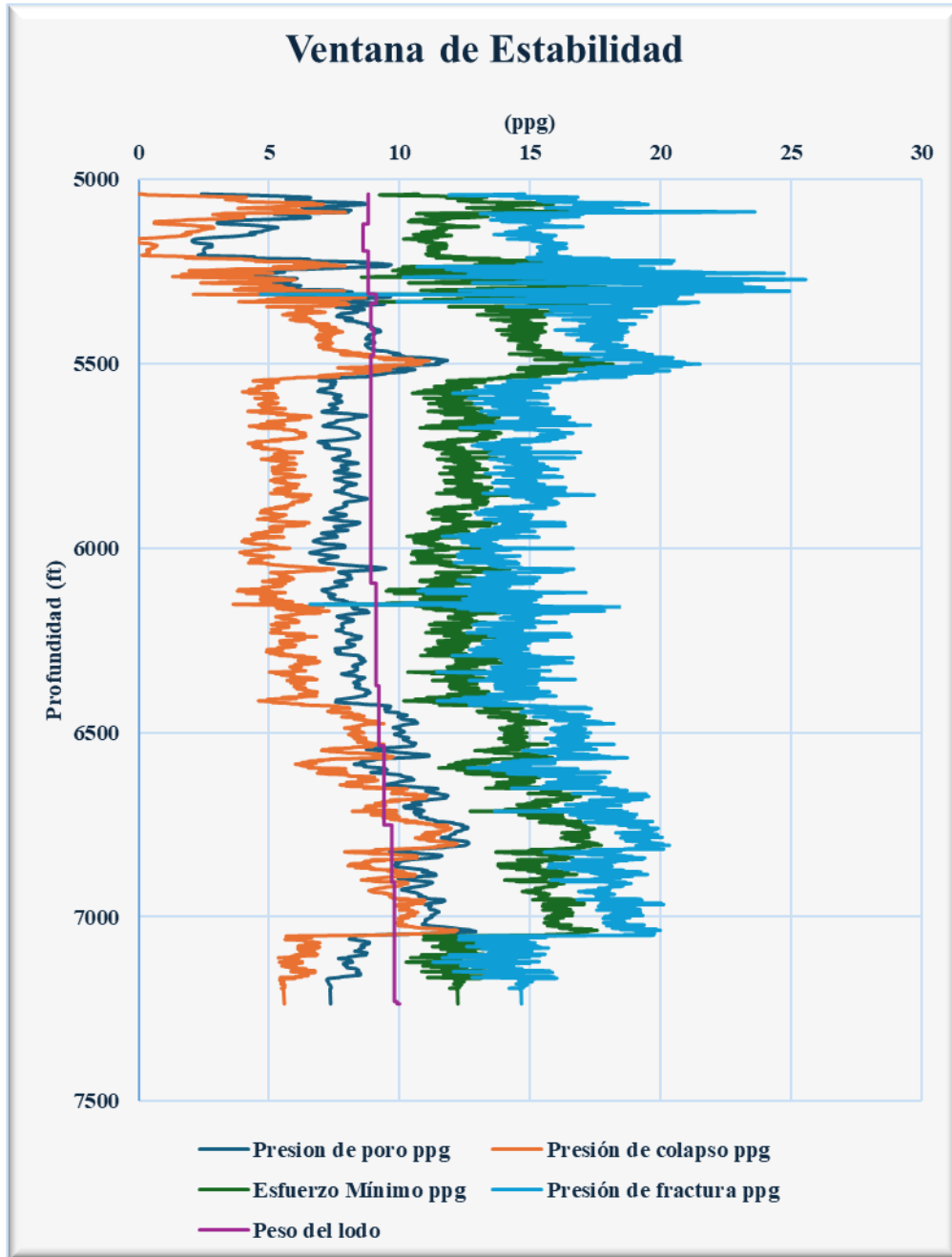
Al aplicar estas ecuaciones a partir del registro sísmico se puede generar la gráfica de presiones como se muestra a continuación:

Figura 23*Gráfico de esfuerzos principales y presiones*

Con estas presiones se procede a diseñar la ventana de estabilidad incluyendo el peso del lodo en ppg (pounds per galon) como se observa a continuación

Figura 24

Gráfico resultante de la ventana de estabilidad



6. Análisis de escenarios de condición de presión y temperatura para inyección de CO₂

Según H. Wang et al., (2023) el incremento en la presión del yacimiento después de la inyección de CO₂ reduce el esfuerzo efectivo, el cual causa la expansión de las diaclasas, lo que conduce a la mejora de permeabilidad de veta de carbón, mientras que la adsorción del hinchamiento de la matriz del carbón inducido por el CO₂ contrae las diaclasas, reduciendo así la permeabilidad. Ambos procesos deben tenerse en cuenta durante el desarrollo del modelo.

De acuerdo con literatura, la permeabilidad del carbón disminuye con la adsorción del CO₂ y esta reducción se mejora para inyecciones de CO₂ supercríticas a medida que la capacidad de adsorción de CO₂ aumenta con el aumento de la presión de inyección. La temperatura tiene un efecto intrínseco en la variación de la permeabilidad. Las moléculas de gas tienen a disolverse de las paredes de los poros del carbón en condiciones de alta temperatura, ya que la adsorción de gas es un proceso exotérmico.

Los autores Perera et al., (2012) realizaron una serie de inyecciones de CO₂ en carbón en diferentes condiciones de temperatura; encontraron la temperatura tiene influencia en las variaciones de permeabilidad para presiones de inyección de gas menores a 9 MPa, mientras que para la permeabilidad del carbón aumenta con el aumento de la temperatura para presiones de inyección de CO₂ mayores a MPa.

A continuación, se presenta la **Tabla 9**, en la cual se relacionan los porcentajes de variación de la propiedad de la muestra al estar expuesta al CO₂ estudiados por Ni et al., (2024); Huq et al., (2015) aplicando el porcentaje a los datos calculados a partir de los registros de pozo del campo

de estudio Illinois, específicamente a 6263 ft, lo que corresponde a la profundidad promedio de la formación Mt. Simon.

Tabla 9

Resumen del aumento de las propiedades por el efecto del CO₂

Propiedad	% de aumento por efecto del CO ₂	Valor de la propiedad del caso base a 6263 ft	Valor con efecto de CO ₂
Vp	1,27%	4658,5	4717,66295
Vs	0,77%	2802,3	2823,87771
Módulo dinámico de Young	1,64%	6,88E+06	6,99E+06
Permeabilidad	1,70%	0,93	0,94581

6.1 Presión de inyección de CO₂ en proyectos a nivel mundial

6.1.1 Proyecto Ketzin

El yacimiento se encuentra en una capa de arenisca de la formación triásica Stuttgart. Se encuentra aproximadamente a 630 metros (2067 ft) de profundidad. La temperatura inicial es de alrededor de 33.5 °C (92°F) y la presión inicial de alrededor 61 bar (885 psi). Las mediciones de temperatura y presión se tomaron a la profundidad vertical medida y real de aproximadamente 549 m (1081 ft) (Henninges et al., 2011).

Tabla 10

Datos de cabeza de pozo para el pozo Ketzin

	Temperatura	Presión	Tasa de flujo
Día	°F	PSI	m ³ /day
1	98,762	803,075	26375
2	86,486	829,907	29539
3	86,684	839,190	29220

4	89,42	846,442	26676,87
5	84,074	851,518	29746,4
6	85,712	850,358	26773,74
7	87,566	844,846	28149,16
8	80,078	853,549	36841

Nota. En la tabla se resume la temperatura de cabeza de pozo, la presión y la tasa de flujo durante el periodo de inyección. Modificado de Tchouka Singhe, (2013).

6.1.2 Proyecto Snohvit

El proyecto Snohvit se encuentra en alta mar. La cabeza del pozo está situada aproximadamente a 315 m (1033 ft) TVD por debajo del nivel del mar. El yacimiento se encuentra a 2333 m (7654 ft) TVD de la boca del pozo. La temperatura y presión promedio iniciales son de alrededor de 98°C (208,4°F) y 216 bar (3132 psi) (Maldal & Tappel, 2004).

Tabla 11

Datos de cabeza de pozo del pozo Snohvit

	Temperatura	Presión	Tasa de flujo
Días	°F	PSI	m ³ /day
1	39,2	1522,9	447583,4
2	39,2	1415,6	498215,1
3	39,2	1397,3	502985,8
4	39,2	1433,8	490512,5
5	39,2	1424,9	498516,3
6	39,2	1419,9	499351,5
7	39,2	1434,7	496581,1
8	39,2	1441,0	502558,5
9	39,2	1465,2	435637,3
10	39,2	1475,5	493062,9
11	39,2	1452,0	520605,2

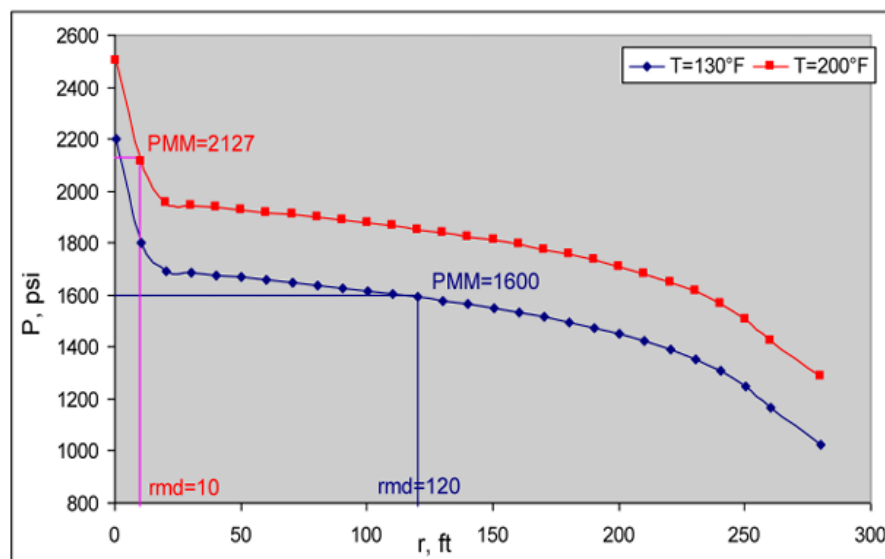
Nota. En la tabla se resume la temperatura de cabeza de pozo, la presión y la tasa de flujo durante el periodo de inyección en el pozo Snohvit. Modificado de Tchouka Singhe, (2013).

6.1.3 Proyecto Bachaquero

Bachaquero-01 es uno de los yacimientos offshore más grandes de la cuenca del lago de Maracaibo, con petróleo pesado (12 °API). Debido a que el campo tiene una larga historia de producción, baja productividad y alta saturación de agua, Colmenares & Méndez, (2015a) presenta un plan para incrementar la producción del yacimiento a través de implementación de recobro mejorado mediante el modelo huff and puff de CO₂. Los resultados del estudio de Colmenares & Méndez, (2015a) muestran que se necesita un ciclo de producción de 4 meses para alcanzar la zona óptima de difusión estimulada con una tasa de producción promedio de 400 BOPD usando inyección de CO₂ en el yacimiento a una temperatura de 130 °F frente a una tasa de producción promedio mediante inyección de CO₂ caliente (200°F) de 450 BOPD.

Figura 25

Caída de presión transitoria en función de la distancia y la temperatura



Nota. En la figura se observa que a medida que comienza la inyección de CO₂, se genera una caída de presión transitoria. Tomado de Colmenares & Méndez, (2015b).

Para finalizar, se analizan los resultados de presiones de poro del campo de estudio de la cuenca Illinois las cuales se observaron que están en un rango de 2200-4000 psi para profundidades de 5200-6500 ft, en comparación con las presiones de inyección implementadas en los proyectos a nivel mundial investigados, como el campo Ketzin, donde aplicaron presiones de inyección en un rango de 800-850 psi, siendo este un pozo de 2067 ft. En cuanto al campo Snohvit se observa que manejan presiones de inyección entre 1300-1500 psi a profundidades de 7654 ft. Por último, el campo del proyecto Bachaquero donde utilizaron presiones de 2200 psi para una temperatura de 130 °F y 2500 psi para una temperatura de 200 °F. Con esto se observa la variabilidad de rango de presiones dependiendo del tipo y profundidad de la formación. De esta forma se confirman los casos de éxito de estos proyectos en los cuales se inyectó CO₂ a diferentes condiciones y la importancia del estudio previo del yacimiento.

7. Conclusiones

El flujo de trabajo propuesto permite integrar los datos petrofísicos, geomecánicos y su relación con la inyección del CO₂ para definir una ventana de estabilidad operativa. Al incorporar el comportamiento del CO₂ y la respuesta mecánica se contempla una adecuada selección de presión de inyección segura e identificación de condiciones que podrían disminuir la efectividad e inyección.

La revisión de correlaciones permitió identificar modelos apropiados según litología y calidad de datos, esto mejora la estimación de esfuerzos y propiedades de la roca lo que permite disminuir errores en la predicción de la ventana de estabilidad.

Se estimó las propiedades petrofísicas y geomecánicas a partir de las correlaciones investigadas y propuestas por otros autores, con datos de campo en un caso de estudio en la cuenca de Illinois. Como ejemplo se tiene el modelo de permeabilidad estimado a partir de Amaefule et al., 1993, el cual parte de las ecuaciones de Kozeny-Carman y presenta resultados acordes, que al comparar con los datos de laboratorio se ajustan al modelo.

La determinación de la ventana de estabilidad integrando las propiedades estimadas, permite identificar rangos de presión de poro para la formación Mt Simon Superior de 2314 psi, para Mt Simon Medio 2522 psi y la formación Mt. Simon Inferior 3812 psi, rangos de presión de fractura para Mt Simon Superior de 4392 psi, para Mt Simon Medio de 4491 psi y para Mt Inferior 6250 psi. Rangos de presión de colapso para la formación Mt Simon Superior de 1599 psi, para Mt. Simon Medio 1753 psi y para Mt. Simon Inferior de 3375 psi. Con estos valores se delimita el rango de presión para establecer la presión de inyección con el fin de mantenerse en la ventana segura de lodo.

Se observó que el rango de presiones de inyección varía por proyecto dependiendo de la profundidad y del tipo del yacimiento como se mencionó en el capítulo seis que para la formación Mt. Simon que se encuentra a una profundidad promedio de 6200 ft se tiene una presión de poro promedio de 3200, en comparación a otros proyectos realizados a nivel mundial como en campo **Ketzin** que la presión de inyección estuvo en un rango de 800-850 psi, siendo este un pozo de 2067 ft o el campo **Snohvit** donde aplicaron presiones de inyección entre 1300-1500 psi a profundidades de 7654 ft y el campo **Bachaquero**, en el cual se encontró relación entre presión y temperatura con presión de 2200 psi para una temperatura de 130 °F y 2500 psi para una temperatura de 200 °F.

Los resultados de la ventana de estabilidad permiten definir el rango de presiones óptimo que minimice riesgos como la reducción de diferencia de presión que causa fracturamiento. El rango óptimo ocurre por encima de la presión de poro y por debajo del umbral de presión de fractura.

8. Recomendaciones

Aplicar el flujo de trabajo en otros yacimientos con diferentes litologías, utilizando registros y pruebas de campo que permitan validar y ajustar los modelos empleados, con el fin de observar variaciones y aplicar las correlaciones adecuadas para cada caso.

Profundizar en el estudio de la influencia de la temperatura sobre el comportamiento de los esfuerzos en la cara de pozo durante la inyección de CO₂ y la respuesta mecánica de la formación.

Se recomienda realizar simulaciones considerando variaciones en la presión de inyección y temperatura, para evaluar capacidad de almacenamiento y eficiencia del proceso en el largo plazo.

Se recomienda incorporar en futuros trabajos el análisis económico y operativo de las condiciones óptimas de inyección, integrando los resultados técnicos con criterios de viabilidad y sostenibilidad del proyecto.

Referencias Bibliográficas

- Aadnøy, B. S., & Hansen, A. K. (2005). Bounds on In-Situ Stress Magnitudes Improve Wellbore Stability Analyses. *SPE Journal*, 10(02), 115-120. <https://doi.org/10.2118/87223-PA>
- Aadnøy, B. S., & Looyeh, R. (2019). *Petroleum rock mechanics: Drilling operations and well design* (Second edition). Gulf Professional Publishing.
- Ahmed, T. H. (2019). *Reservoir engineering handbook* (Fifth edition). Gulf Professional Publishing.
- Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993). *Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells*. <https://dx-doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/26436-MS>
- Bachu, S. (2000). Sequestration of CO₂ in geological media: Criteria and approach for site selection in response to climate change. *Energy Conversion and Management*, 41(9), 953-970. [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(99\)00149-1](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(99)00149-1)
- Bachu, S., & Gunter, W. D. (2005). - Overview of acid-gas injection operations in Western Canada. En E. S. Rubin, D. W. Keith, C. F. Gilboy, M. Wilson, T. Morris, J. Gale, & K. Thambimuthu (Eds.), *Greenhouse Gas Control Technologies 7* (pp. 443-448). Elsevier Science Ltd. <https://doi.org/10.1016/B978-008044704-9/50045-8>
- Bagheri, M., Shariatipour, S. M., & Ganjian, E. (2021). Parametric study on the integrity of wellbores in CO₂ storage sites. *Construction and Building Materials*, 268, 121060. <https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2020.121060>

- Bai, M., Sun, J., Song, K., Reinicke, K. M., & Teodoriu, C. (2015). Risk assessment of abandoned wells affected by CO₂. *Environmental Earth Sciences*, 73(11), 6827-6837. <https://doi.org/10.1007/s12665-015-4163-7>
- Bai, M., Zhang, Z., & Fu, X. (2016). A review on well integrity issues for CO₂ geological storage and enhanced gas recovery. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 920-926. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.043>
- Calvin, K., Dasgupta, D., Krinner, G., Mukherji, A., Thorne, P. W., Trisos, C., Romero, J., Aldunce, P., Barrett, K., Blanco, G., Cheung, W. W. L., Connors, S., Denton, F., Diongue-Niang, A., Dodman, D., Garschagen, M., Geden, O., Hayward, B., Jones, C., ... Péan, C. (2023). *IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland.* (First). Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). <https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647>
- Carney, M., Couëslan, M., Payne, G., Smith, V., Will, R., & Zaluski, W. (2015). *An Assessment of Geological Carbon Sequestration Options in the Illinois Basin: Phase III.*
- Carroll, J. J. (1998a). Acid-gas injection encounters diverse H₂S, water phase changes. *Oil and Gas Journal*, 96, 57-59.
- Carroll, J. J. (1998b). *PHASE EQUILIBRIA RELEVANT TO ACID GAS INJECTION.*
- Carroll, J. J., & Lui, D. W. (1997). Density, phase behavior keys to acid gas injection. *Oil & Gas Journal*, 95(25), 63-72.
- Carroll, S., Carey, J. W., Dzombak, D., Huerta, N. J., Li, L., Richard, T., Um, W., Walsh, S. D. C., & Zhang, L. (2016). Review: Role of chemistry, mechanics, and transport on well

- integrity in CO₂ storage environments. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 49, 149-160. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.01.010>
- CCS Project Database. (2016). *Carbon Capture and Sequestration Technologies @ MIT*. https://sequestration.mit.edu/tools/projects/weyburn.html?utm_source=chatgpt.com
- Chadwick, A., Arts, R., Bernstone, C., May, F., Thibeau, S., & Zweigel, P. (2008). *Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers—Observations and guidelines from the SACS and CO₂STORE projects* (Vol. 14). British Geological Survey. <http://www.bgs.ac.uk/downloads>
- Colmenares, C., & Méndez, J. (2015a, noviembre 18). *A New Approach on Analytical Solution for Heavy Oil Recovery by Huff & Puff CO₂ Injection. Case Study Bachaquero-01 Reservoir*. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. <https://doi.org/10.2118/177033-MS>
- Colmenares, C., & Méndez, J. (2015b, noviembre 18). *A New Approach on Analytical Solution for Heavy Oil Recovery by Huff & Puff CO₂ Injection. Case Study Bachaquero-01 Reservoir*. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. <https://doi.org/10.2118/177033-MS>
- Crain, E. R. (1986). *THE LOG ANALYSIS HANDBOOK*. Pennwell Books.
- Dong, X., Duan, Z., & Gao, D. (2020). Assessment on the cement integrity of CO₂ injection wells through a wellbore flow model and stress analysis. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 74, 103097. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103097>
- Dr Max Watson. (2023, junio 13). *CO₂CRC Otway Project* [Post]. Carbon Sequestration Leadership Forum. https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-07/8b.%20Otway%20Project_CSLF%202023%20Warsaw_Final.pdf

- Freiburg, J. T., Morse, D. G., Leetaru, H. E., Hoss, R. P., & Yan, Q. (2014). A Depositional and Diagenetic Characterization of the Mt. Simon Sandstone at the Illinois Basin—Decatur Project Carbon Capture and Storage Site, Decatur, Illinois, USA. *Circular No. 583*. <https://hdl.handle.net/2142/55338>
- Gislason, S. R., Wolff-Boenisch, D., Stefansson, A., Oelkers, E. H., Gunnlaugsson, E., Sigurdardottir, H., Sigfusson, B., Broecker, W. S., Matter, J. M., Stute, M., Axelsson, G., & Fridriksson, T. (2010). Mineral sequestration of carbon dioxide in basalt: A pre-injection overview of the CarbFix project. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(3), 537-545. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.11.013>
- Global CCS Institute. (2024). Global Status Report 2024. *Global CCS Institute*. <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/>
- Haimson, B., & Fairhurst, C. (1967). Initiation and Extension of Hydraulic Fractures in Rocks. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 7(03), 310-318. <https://doi.org/10.2118/1710-PA>
- Hantschel, T., & Kauerauf, A. I. (2009). Pore Pressure, Compaction and Tectonics. En *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling* (pp. 31-101). Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-540-72318-9_2
- Hendriks, C. A., & Blok, K. (1995). Underground storage of carbon dioxide. *Energy Conversion and Management*, 36(6), 539-542. [https://doi.org/10.1016/0196-8904\(95\)00062-I](https://doi.org/10.1016/0196-8904(95)00062-I)
- Henniges, J., Liebscher, A., Bannach, A., Brandt, W., Hurter, S., Köhler, S., & Möller, F. (2011). P-T-ρ and two-phase fluid conditions with inverted density profile in observation wells at the CO₂ storage site at Ketzin (Germany). *Energy Procedia*, 4, 6085-6090. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.614>

- Hermanrud, C., Andresen, T., Eiken, O., Hansen, H., Janbu, A., Lippard, J., Bolås, H. N., Simmenes, T. H., Teige, G. M. G., & Østmo, S. (2009). Storage of CO₂ in saline aquifers—Lessons learned from 10 years of injection into the Utsira Formation in the Sleipner area. *Energy Procedia*, 1(1), 1997-2004. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.01.260>
- Holloway, S., & Savage, D. (1993). The potential for aquifer disposal of carbon dioxide in the UK. *Energy Conversion and Management*, 34(9), 925-932. [https://doi.org/10.1016/0196-8904\(93\)90038-C](https://doi.org/10.1016/0196-8904(93)90038-C)
- Hortle, A. (Hennig), Xu, J., & Dance, T. (2009). Hydrodynamic interpretation of the Waarre Fm Aquifer in the onshore Otway Basin: Implications for the CO₂CRC Otway Project. *Energy Procedia*, 1(1), 2895-2902. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.064>
- Hubbert, M. K., & Willis, D. G. (1957). Mechanics Of Hydraulic Fracturing. *Transactions of the AIME*, 210(01), 153-168. <https://doi.org/10.2118/686-G>
- Huq, F., Haderlein, S. B., Cirpka, O. A., Nowak, M., Blum, P., & Grathwohl, P. (2015). Flow-through experiments on water–rock interactions in a sandstone caused by CO₂ injection at pressures and temperatures mimicking reservoir conditions. *Applied Geochemistry*, 58, 136-146. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2015.04.006>
- Illinois Basin-Decatur Project Dataset*. (2022). CO₂DataShare. <https://co2datashare.org/dataset/illinois-basin-decatur-project-dataset>
- Illinois State Geological Survey (ISGS), Illinois Basin - Decatur Project (IBDP) CO₂ Injection Monitoring Data, April 30, 2021. Midwest Geological Sequestration Consortium (MGSC) Phase III Data Sets. DOE Cooperative Agreement No. DE-FC26-05NT42588.

- Iranmanesh, A., Locke, R., & Wimmer, B. (2014). Multivariate Statistical Evaluation of Groundwater Compliance Data from the Illinois Basin – Decatur Project. *Energy Procedia*, 63, 3182-3194. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.343>
- Jones, S. G., Rosa, D. R., & Johnson, J. E. (2004). Acid-gas injection design requires numerous considerations. *Oil & Gas Journal*. <https://www.semanticscholar.org/paper/Acid-gas-injection-design-reguires-numerous-Jones-Rosa/118dceba7da13e218853fdb4e4601e51f5ece19b>
- Kovscek, A. R. (2002). SCREENING CRITERIA FOR CO₂ STORAGE IN OIL RESERVOIRS. *Petroleum Science and Technology*, 20(7-8), 841-866. <https://doi.org/10.1081/LFT-120003717>
- Lal, M. (1999). *Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength*. <https://dx-doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/54356-MS>
- Lu, M., & Connell, L. D. (2014). The transient behaviour of CO₂ flow with phase transition in injection wells during geological storage – Application to a case study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 124, 7-18. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.09.024>
- Lyons, W. C. (2010). Formation Evaluation. En *Working Guide to Reservoir Engineering* (pp. 97-232). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-824-2.00002-2>
- Maldal, T., & Tappel, I. M. (2004). CO₂ underground storage for Snøhvit gas field development. *Energy*, 29(9), 1403-1411. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.03.074>
- Mejía Fragoso, J. C., Cordoba Castillo, N., Herrera Hernandez, B. K., Roman Ortega, A. D., Santos González, M. A., Peñaranda González, S. G., Barrera, J. C. G., & Bernal-Olaya, R. (2024). Re-assessment and Simulation of the Illinois Basin Decatur Project: Integration of New

- Geological Insights into the Carbon Capture and Storage Evaluation. *Proceedings of the 2024 Carbon Capture, Utilization, and Storage Conference*. 2024 Carbon Capture, Utilization, and Storage Conference, Houston, Texas, USA. <https://doi.org/10.15530/ccus-2024-4014768>
- Ng, H. J., Carroll, J. J., & Maddocks, J. (1999). *Impact of thermophysical properties research on acid gas injection process design* (No. CONF-990331--). Gas Processors Association, Tulsa, OK (US). <https://www.osti.gov/biblio/20000896>
- Ni, R., Ling, K., Fadairo, A., Michael, A., Zhao, J., & Wu, C. (2024). Improving Precision in Assessments for CO₂ Geological Storage: Investigating the Influence of Pore Pressure on Rock Properties. *Energy & Fuels*, 38(14), 13160-13175. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.4c02021>
- Perera, M. S. A., Ranjith, P. G., Choi, S. K., & Airey, D. (2012). Investigation of temperature effect on permeability of naturally fractured black coal for carbon dioxide movement: An experimental and numerical study. *Fuel*, 94, 596-605. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2011.10.026>
- Procedimiento de perforación*. (2025). Energy Glossary. https://glossary.slb.com/es/terms/d/drilling_procedure
- Ringrose, P. S. (2018). The CCS hub in Norway: Some insights from 22 years of saline aquifer storage. *Energy Procedia*, 146, 166-172. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.07.021>
- Roy, P., Morris, J. P., Walsh, S. D. C., Iyer, J., & Carroll, S. (2018). Effect of thermal stress on wellbore integrity during CO₂ injection. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 77, 14-26. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.07.012>

- Sharma, S., Cook, P., Jenkins, C., Steeper, T., Lees, M., & Ranasinghe, N. (2011). The CO₂CRC Otway Project: Leveraging experience and exploiting new opportunities at Australia's first CCS project site. *Energy Procedia*, 4, 5447-5454. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.530>
- Smith, L., Billingham, M. A., Lee, C.-H., Milanovic, D., & Lunt, G. (2010). *CO₂ Sequestration Wells—The Lifetime Integrity Challenge*. <https://dx.doi.org/10.2118/136160-MS>
- Tchouka Singhe, A. A. (2013). *Prediction of Pressure and Temperature in CO₂ Injection Wells Based on Analytical Modeling*. Cuvillier Verlag. <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bibliouis-ebooks/detail.action?docID=5021775>
- Ungerer, P., Burrus, J., Doligez, B., Chénet, P. Y., & Bessis, F. (1990). Basin Evaluation by Integrated Two-Dimensional Modeling of Heat Transfer, Fluid Flow, Hydrocarbon Generation, and Migration¹. *AAPG Bulletin*, 74(3), 309-335. <https://doi.org/10.1306/0C9B22DB-1710-11D7-8645000102C1865D>
- Wang, H., Wang, Z., Yin, H., Chao, J., Zhang, X., & Liu, L. (2023). CO₂ Flow Characteristics in Macro-Scale Coal Sample: Effect of CO₂ Injection Pressure and Buried Depth. *Sustainability*, 15(10). <https://doi.org/10.3390/su15108002>
- Wang, Z., Wang, J., Lan, C., He, I., Ko, V., Ryan, D., & Wigston, A. (2016). A study on the impact of SO₂ on CO₂ injectivity for CO₂ storage in a Canadian saline aquifer. *Applied Energy*, 184, 329-336. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.09.067>
- Whittaker, S., Rostron, B., Hawkes, C., Gardner, C., White, D., Johnson, J., Chalaturnyk, R., & Seeburger, D. (2011). A decade of CO₂ injection into depleting oil fields: Monitoring and research activities of the IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project. *Energy Procedia*, 4, 6069-6076. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.612>

- Wichert, E., & Royan, T. (1996, abril 28). *Sulfur Disposal by Acid Gas Injection*. SPE Gas Technology Symposium. <https://doi.org/10.2118/35585-MS>
- Wichert, E., & Royan, T. (1997). Acid gas injection eliminates sulfur recovery expense. *Oil & Gas Journal*. <https://www.semanticscholar.org/paper/Acid-gas-injection-eliminates-sulfur-recovery-Wichert-Royan/aa1f1519cc05e02b569c0c2bb8f72a4c3d1b2288>
- Will, B., Lee, D., & Mohamed, F. (2015). *IBDP Phase 4 Geomechanics Report: Schlumberger Carbon Services*.
- Yan, C., Lyu, W., Li, J., Zhao, H., Ma, Z., Huang, C., Wang, Y., & Dong, X. (2024). Mechanical integrity of tubular elements based on strength and fracture criteria during transient CO₂ injection. *Geoenergy Science and Engineering*, 237, 212786. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212786>
- Zhang, J. J. (2011). Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. *Earth-Science Reviews*, 108(1-2), 50-63. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2011.06.001>
- Zhang, J. J. (2019). *Applied petroleum geomechanics*. Gulf professional publishing.
- Zhang, J. J., Standifird, W., & Lenamond, C. (2008). *Casing Ultradeep, Ultralong Salt Sections in Deep Water: A Case Study for Failure Diagnosis and Risk Mitigation in Record-Depth Well*. <https://dx-doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/114273-MS>
- Zweigel, P., Arts, R., Lothe, A. E., & Lindeberg, E. B. G. (2004). Reservoir geology of the Utsira Formation at the first industrial-scale underground CO₂ storage site (Sleipner area, North Sea). *Geological Society, London, Special Publications*, 233(1), 165-180. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.233.01.11>