

Consideraciones geológicas y geomecánicas para el almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos

Sergio David Gómez Páez y Henry Alberto Salas Sierra

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

PhD. Zuly Himelda Calderón Carrillo

PhD en Ingeniería Química

Codirector

Ing. Juan José Rondón López

Ingeniero de petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

Esta tesis está dedicada a:

A mi padre, Sergio Gómez y a mi madre, Leidy Páez, quien me apoyó incondicionalmente durante todo este camino y durante toda mi vida y que este logro también es fruto de todo su esfuerzo.

A mi hermana, que su sonrisa y ternura son una motivación muy grande para esforzarme, alcanzar todas mis metas y ser un ejemplo de vida para ella.

A mi padrastro, Rafael Niño, que me tendió la mano y ha sido un gran mentor para mí durante mucho tiempo.

A mi perro Canelo, que más que una mascota, fue un fiel amigo a quien siempre agradeceré su compañía en todo momento y que extraño con todo mi corazón.

Con cariño.

Sergio David Gómez Páez

Dedicatoria

Esta tesis está dedicada a:

A mis abuelos Francisco y Eva, quienes han estado presente durante toda mi carrera universitaria y durante toda mi vida, siendo fuentes de inspiración para alcanzar todas las metas que tengo propuestas.

A mis amados padres, Henry y Adib, gracias por todo el esfuerzo y sacrificio que han hecho por mí, apoyándome en todo momento, brindándome todo lo que necesito y por la motivación tan grande que significan ustedes dos para mí, este logro también es de ustedes. A mis hermanos, Camilo y Sofía, que siempre me han expresado su alegría por todos los logros que he conseguido y que con tan poca edad siempre me brindan más que un aliento para seguir adelante.

A mis queridos amigos, con los que inicié este camino y que hoy día considero mis hermanos: Sharon, Daniel, Otto, Sergio y Marlon, gracias por su compañía, por todo el apoyo y buenos momentos juntos. Esto es solo un pequeño tramo de todo lo que nos queda por recorrer.

A doña Flor, por acogerme en lo que para mí era, no solo una ciudad sin conocer, sino un reto muy grande y que me recibió en su hogar y me acogió por tantos años con mucho cariño sintiéndome como en casa.

Con cariño.

Henry Alberto Salas Sierra

Agradecimientos

Agradezco antes que nada a Dios, nuestro señor, por darme la valentía y la perseverancia para lograr lo que me propongo sin importar las dificultades.

A nuestra alma mater, la Universidad Industrial de Santander, por abrirme sus puertas y, de la mano de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, formarme para ser un profesional íntegro y con muchas más metas por cumplir.

Al Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozos y a todos sus miembros por acogerme en su hermosa familia, por acercarme más a la industria y por la disposición a colaborar con el desarrollo de este proyecto. A la Doctora Zuly Calderón, directora de nuestra tesis, quien en todo momento estuvo pendiente del desarrollo y dispuesta a ayudar para la presentación de un excelente trabajo.

A mi padrastro, Rafael Niño, quien fue mi mentor durante todo el desarrollo de esta tesis, aportando ideas y sugerencias que contribuyeron enormemente al resultado final.

Con gratitud.

Sergio David Gómez Páez

Agradecimientos

Agradezco primeramente a Dios, quien nunca me ha abandonado y me ha dado la fortaleza y la sabiduría para avanzar, superar todo tipo de obstáculos y por demostrarme que el esfuerzo siempre da frutos.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por formarme para mi vida profesional con los mejores profesores y con el mejor ambiente de estudio.

Al Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozos, por permitirme ser parte de un grupo tan maravilloso y del cual aprendí mucho. A mi directora de tesis, Zuly Calderón, quien con mucho empeño fue la guía para que el desarrollo de este trabajo se llevara a cabo de principio a fin.

A todos los mentores que aportaron sus sugerencias para que el proyecto fuera cada vez mejor, mi más profundo agradecimiento.

Con gratitud.

Henry Alberto Salas Sierra

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	17
1.Objetivos	18
1.1 Objetivo General	18
1.2 Objetivos Específicos.....	18
2. Marco Teórico.....	19
2.1 Cambio climático	19
2.2 Efecto Invernadero.....	19
2.3 Propiedades del CO ₂	20
2.4 Captación y almacenamiento de CO ₂ (CCS)	21
2.5 Etapas CCS	21
2.5.1 Captura.....	22
2.5.2 Transporte	22
2.5.3 Monitoreo.....	22
2.5.4 Almacenamiento	23
2.6 Acuíferos salinos profundos	23
2.6.1 Indicadores geológicos para el almacenamiento de CO ₂	25
2.7 Fallas geológicas.....	26
2.7.1 Régimen de esfuerzos	26
2.7.2 Tipos de fallas	28
2.8 Factores geomecánicos que afectan el almacenamiento de CO ₂	29
2.8.1 Reactivación de fallas	32

2.8.2 Aumento de la presión de poro	32
2.8.3 Cambio de esfuerzos in-situ.....	33
2.8.4 Compactación	33
2.8.5 Cizalladura del casing	34
2.8.6 Sismicidad inducida.....	34
2.8.7 Fuga de fluidos.....	35
2.9 Proyectos de investigación a gran escala	35
2.9.1 Ubicación de los proyectos	36
2.9.2 Capacidad de almacenamiento.....	37
2.9.3 Características de los acuíferos salinos.....	38
3. Características geológicas para el almacenamiento de CO ₂ en acuíferos salinos.....	39
3.1 Proyecto Frio.....	39
3.1.1 Características del proyecto	39
3.1.2 Características geológicas del proyecto	40
3.1.2.1 Características acuífero salino.....	45
3.2 Proyecto In Salah	46
3.2.1 Características del proyecto	47
3.2.2 Características geológicas del proyecto	48
3.2.2.1 Características acuífero salino	50
3.2.3 Reactivación zona fracturada KB-502	50
3.3 Proyecto Gorgon	55
3.3.1 Características del proyecto	57
3.3.2 Características geológicas del proyecto	58

3.3.2.1 Características del acuífero salino	60
3.4 Proyecto SECARB Cranfield.....	60
3.4.1 Características del proyecto	62
3.4.2 Características geológicas del proyecto	62
3.4.2.1 Característica acuífero salino	65
3.5 Proyecto Quest	65
3.5.1 Características del proyecto	66
3.5.2 Características geológicas del proyecto	67
3.5.2.1 Característica acuífero salino	69
4. Modelo de estudio de reactivación de fallas	69
4.1 Estructura de la matriz evaluativa.....	70
4.1.1 Propiedades de la formación almacén.....	70
4.1.2 Propiedades del sello.....	72
4.1.3 Propiedades geomecánicas.....	74
4.1.4 Características de la falla	75
4.2 Ejemplo - Proyecto Piloto Frio	77
5. Simulación de reactivación de fallas.....	79
5.1 Fault Slip Potential.....	79
5.2 Caso de estudio – Proyecto Piloto Frio.....	80
5.3 Datos de entrada del simulador.....	81
5.3.1 Datos de esfuerzo.....	81
5.3.2 Datos hidrológicos	81
5.3.3 Pozos de inyección.....	81

5.3.4 Datos de fallas.....	83
5.3.5 Avanzado	84
5.4 Análisis y Resultados.....	85
5.4.1 Caso base	85
5.4.1.1 Geomecánica.....	86
5.4.1.2 Hidrología	87
5.4.1.3 Potencial reactivación de fallas.....	88
5.4.2 Caso Máximo Aprobado.....	90
5.4.2.1 Análisis geomecánico e hidrología	91
5.4.2.2 Potencial de reactivación de falla	95
5.4.3 Caso Potencial Reactivación de falla.....	98
5.4.3.1 Análisis hidrológico	100
5.4.3.2 Análisis Geomecánico	103
5.4.3.3 Potencial de reactivación de falla	107
6. Evaluación presión crítica de inyección	114
6.1 Método de Eaton para la predicción de presiones de fractura	114
6.2 Análisis falla FS3 segmento 31.....	115
7. Conclusiones.....	120
8. Recomendaciones	124
Referencias Bibliográficas	125

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Indicadores geológicos.</i>	25
Tabla 2 <i>Régimen de esfuerzo.</i>	28
Tabla 3 <i>Nombre y ubicación de proyectos CCS.</i>	36
Tabla 4 <i>Información de los proyectos de almacenamiento de CO₂.</i>	37
Tabla 5 <i>Características de los acuíferos salinos</i>	38
Tabla 6 <i>Evaluación de las propiedades de la roca almacén.</i>	72
Tabla 7 <i>Evaluación de las propiedades del sello.</i>	73
Tabla 8 <i>Evaluación de las propiedades geomecánicas.</i>	74
Tabla 9 <i>Evaluación de las características de las fallas.</i>	76
Tabla 10 <i>Modelo evaluativo de reactivación de fallas – Proyecto Piloto Frio</i>	78
Tabla 11 <i>Propiedades pozo inyector caso base</i>	82
Tabla 12 <i>Propiedades pozo inyector caso máximo aprobado.</i>	82
Tabla 13 <i>Propiedades pozo inyector caso reactivación de falla.</i>	82
Tabla 14 <i>Comparativa presión total del frente del pozo y fallas</i>	118

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Diagrama de fases CO₂</i>	20
Figura 2 <i>Etapas CCS</i>	22
Figura 3 <i>Mecanismo de captura de CO₂ en acuíferos salinos</i>	25
Figura 4 <i>Cubo infinitesimal</i>	27
Figura 5 <i>Tipos de fallamiento</i>	29
Figura 6 <i>Procesos geomecánicos y aspectos técnicos claves asociados con GCS en formaciones sedimentarias profundas</i>	30
Figura 7 <i>Esfuerzos y deformación inducida por la inyección</i>	31
Figura 8 <i>Cambios geomecánicos no deseados</i>	32
Figura 9 <i>Cizalladura del casing</i>	34
Figura 10 <i>Ubicación del piloto Frio Brine con importantes yacimientos de petróleo y gas</i>	41
Figura 11 <i>Sección transversal de la ubicación del proyecto Frío</i>	42
Figura 12 <i>Formaciones presentes en la ubicación del proyecto piloto Frio (Registro de pozo)</i>	43
Figura 13 <i>Columna estratigráfica de la Costa del Golfo</i>	45
Figura 14 <i>Ubicación del proyecto In Salah</i>	46
Figura 15 <i>Mapeado del proyecto CGS In Salah</i>	48
Figura 16 <i>Resumen estratigráfico de Krechba</i>	49
Figura 17 <i>Deformaciones superficiales medidas por InSAR hasta marzo de 2010</i>	51
Figura 18 <i>Interpretación de fallas en el intervalo C10.2</i>	52
Figura 19 <i>Datos compilados de las pruebas de fuga (LOT), pruebas de integridad de formación (FIT) y pruebas de tasa escalonada (SRT) para pozos de inyección y producción</i>	53

Figura 20 <i>Localización geográfica del Proyecto Gorgon CCS.</i>	55
Figura 21 <i>Desempeño de la planta Gorgon CCS.</i>	57
Figura 22 <i>Columna estratigráfica Isla Barrow, Australia.</i>	59
Figura 23 <i>Localización proyecto SECARB Cranfield.</i>	61
Figura 24 <i>Columna estratigráfica del campo Cranfield.</i>	63
Figura 25 <i>Sección transversal de U.S Gulf Coast.</i>	64
Figura 26 <i>Descripción general del Proyecto Quest.</i>	66
Figura 27 <i>Columna estratigráfica del proyecto Quest CCS.</i>	68
Figura 28 <i>Estructura interpretada a partir de registros y sísmicas del proyecto Frio.</i>	83
Figura 29 <i>Ubicación del pozo Frio I en ArcMap.</i>	84
Figura 30 <i>Model Inputs FSP.</i>	85
Figura 31 <i>Mapeado de falla modelo geomecánico.</i>	86
Figura 32 <i>Diagrama de Mohr de todas las fallas.</i>	87
Figura 33 <i>Comportamiento del acuífero.</i>	88
Figura 34 <i>Mapeado de fallas FSP.</i>	89
Figura 35 <i>Fault Slip Potential vs Tiempo.</i>	89
Figura 36 <i>Comparativo cambio de presión de poro entre segmento.</i>	90
Figura 37 <i>Tasa de inyección de CO₂ vs tiempo.</i>	91
Figura 38 <i>Diagrama de Mohr año cero.</i>	92
Figura 39 <i>Diagrama de Mohr segundo año.</i>	93
Figura 40 <i>Comportamiento del segundo año de la presión con respecto a la distancia.</i>	93
Figura 41 <i>Diagrama de Mohr quinto año.</i>	94
Figura 42 <i>Comportamiento del quinto año de la presión con respecto a la distancia.</i>	94

Figura 43 <i>Diagrama de Mohr décimo año.</i>	95
Figura 44 <i>Comportamiento del décimo año de la presión con respecto a la distancia.</i>	95
Figura 45 <i>Mapeado de fallas FSP caso máximo aprobado.</i>	96
Figura 46 <i>Comparativo cambio de presión de poro entre segmento caso máximo.</i>	97
Figura 47 <i>Fault Slip Potential vs Tiempo (caso máximo aprobado).</i>	98
Figura 48 <i>Máximo potencial de almacenamiento efectivo en acuíferos salinos</i>	99
Figura 49 <i>Presión del frente vs distancia, año 0-14.</i>	101
Figura 50 <i>Comportamiento acuífero salino, año 0-14.</i>	102
Figura 51 <i>Comportamiento diagrama de Mohr segmento 31, año 1-3.</i>	104
Figura 52 <i>Comportamiento diagrama de Mohr segmento 19, año 2.</i>	105
Figura 53 <i>Comportamiento diagrama de Mohr segmento 19, año 3.</i>	105
Figura 54 <i>Comportamiento diagrama de Mohr segmento 19, año 4.</i>	106
Figura 55 <i>Comportamiento diagrama de Mohr segmento 19, año 5.</i>	106
Figura 56 <i>Comportamiento diagrama de Mohr segmento 19, año 6.</i>	106
Figura 57 <i>Comportamiento diagrama de Mohr segmento 19, año 7.</i>	107
Figura 58 <i>Fault Slip Potential segmento 31 vs Tiempo.</i>	108
Figura 59 <i>Cambio de presión de poro segmento 31 vs tiempo.</i>	108
Figura 60 <i>Cambio de presión de poro segmento 19 vs tiempo.</i>	109
Figura 61 <i>Fault Slip Potential segmento 19 vs Tiempo.</i>	110
Figura 62 <i>Fault Slip Potential segmento vs Tiempo.</i>	111
Figura 63 <i>Cambio de presión de poro vs tiempo, caso reactivación de fallas.</i>	112
Figura 64 <i>Mapeado de fallas FSP, caso reactivación de fallas.</i>	113
Figura 65 <i>Cambio de presión del segmento 31 (azul) y presión del frente (naranja) vs tiempo.</i>	115

Figura 66 <i>Cambio de presión del segmento 31(azul) y presión del frente(naranja) vs Qiny acumulada</i>	116
Figura 67 <i>Presión total del segmento 31 (azul) y presión del frente (naranja) vs tiempo</i>	117
Figura 68 <i>Presión total pozos y fallas vs tiempo</i>	118

Resumen

Título: Consideraciones geológicas y geomecánicas para el almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos*

Autor: Sergio David Gómez Páez, Henry Alberto Salas Sierra**

Palabras Clave: Transición Energética, Almacenamiento de CO₂, Geomecánica, Reactivación de Fallas.

Descripción:

En el presente siglo, la transición energética ha adquirido una importancia crucial en los principales sectores industriales, que se han comprometido a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Este trabajo estudia las consideraciones geológicas y geomecánicas necesarias para los proyectos de almacenamiento de CO₂, con un enfoque particular en la problemática de la reactivación de fallas. Se recopiló información sobre proyectos globales que ilustran el desarrollo de esta práctica, teniendo en cuenta la geología y la geomecánica de las formaciones involucradas. Además, se diseñó un modelo de estudio para evaluar estos proyectos, basado en criterios geológicos y geomecánicos que se describirán en este documento.

Se llevaron a cabo simulaciones de un caso de estudio para examinar el comportamiento de la inyección y almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos, analizando la reactivación de fallas en distintos escenarios que desafían el complejo del almacenamiento.

Finalmente, se presentaron conclusiones basadas en la información recopilada de diversos proyectos, el modelo de estudio desarrollado y los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ingeniería de petróleo. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo. PhD. en Ingeniería Química. Codirector: Juan José Rondón López. Ingeniero de petróleo.

Abstract

Title: Geological and Geomechanical Considerations for CO₂ Storage in Saline Aquifers *

Author(s): Sergio David Gómez Páez, Henry Alberto Salas Sierra **

Key Words: Energy Transition, CO₂ Storage, Geomechanics, Fault Reactivation.

Description:

In the present century, the energy transition has become critically important in the main industrial sectors, which have committed to reducing greenhouse gas (GHG) emissions.

This work examines the geological and geomechanical considerations necessary for CO₂ storage projects, with a particular focus on the issue of fault reactivation. Information was gathered on global projects that illustrate the development of this practice, taking into account the geology and geomechanics of the formations involved. Additionally, a study model was designed to evaluate these projects, based on geological and geomechanical criteria that will be described in this document.

Simulations of a case study were carried out to examine the behavior of CO₂ injection and storage in saline aquifers, analyzing fault reactivation in different scenarios that challenge the complexity of storage.

Finally, conclusions were presented based on the information collected from various projects, the developed study model, and the results obtained from the simulations conducted.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo PhD. in Chemical Engineering. Co-director: Juan José Rondón López. Petroleum Engineer.

Introducción

En las últimas décadas, el aumento continuo de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) provenientes de la quema de combustibles fósiles y otros procesos industriales ha generado un creciente interés en encontrar soluciones efectivas para mitigar el cambio climático. Entre las diferentes estrategias propuestas, el almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos ha surgido como una opción prometedora y viable para reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Este enfoque implica la captura del CO₂ emitido por grandes fuentes industriales y su posterior inyección en estructuras geológicas con contenido de agua de alta salinidad, donde puede quedar atrapado de manera segura y estable durante largos períodos de tiempo. Sin embargo, para lograr una implementación exitosa de esta tecnología, es fundamental tener un profundo conocimiento de las consideraciones geológicas y geomecánicas asociadas con el almacenamiento de CO₂ en este tipo de estructuras.

El objetivo de este trabajo de grado es investigar y analizar los aspectos que deben tenerse en cuenta al evaluar la idoneidad de un acuífero salino para el almacenamiento seguro de CO₂. Se analizan los posibles riesgos de seguridad asociados, como la migración indeseada de CO₂, la posible fracturación de las rocas de almacenamiento, etc. El análisis es realizado mediante un software de uso libre, que permite modelar los criterios de falla. Estas consideraciones son cruciales para garantizar la integridad del almacenamiento y minimizar cualquier riesgo potencial para el medio ambiente y la salud pública. El conocimiento adquirido a través de esta investigación contribuye a la toma de decisiones en la selección de acuíferos salinos y la evaluación de la seguridad y la viabilidad técnica de los proyectos de almacenamiento de CO₂.

1.Objetivos

1.1 Objetivo General

Establecer consideraciones geológicas y geomecánicas para almacenar y preservar CO₂ en acuíferos salinos.

1.2 Objetivos Específicos

Definir las características geológicas que favorecen la seguridad para el almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos a partir de casos de estudio en la literatura.

Describir los modelos que permiten estudiar la reactivación de fallas en acuíferos salinos y las variables que impactan en estos modelos.

Analizar las potencialidades de reactivación de fallas por inyección de CO₂ en acuíferos salinos para un caso de estudio, usando un software de uso libre.

Evaluar la presión crítica de inyección de CO₂ para un caso de estudio, usando un software de uso libre de la literatura.

2. Marco Teórico.

2.1 Cambio climático

La composición actual de la atmósfera resulta de un equilibrio entre procesos biológicos como la fotosíntesis y la respiración, y procesos fisicoquímicos como la absorción del CO₂. El equilibrio natural de estos procesos está siendo actualmente modificado a escala global por las actividades del hombre (quema de combustibles fósiles, cambio de usos del suelo, etc.). El incremento en la concentración de GEI en la atmósfera genera un acrecentamiento del efecto invernadero que modifica los distintos climas del planeta. De hecho, esta matización que determina claramente el origen antropogénico está presente en la propia definición de cambio climático proporcionada por la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC, por sus siglas en inglés) en 1992. (Gallego et al., 2021).

2.2 Efecto Invernadero

Los gases nitrógeno y oxígeno que constituyen la mayor parte de la atmósfera no absorben ni emiten radiación térmica. Es el vapor de agua, el dióxido de carbono y otros gases minoritarios presentes en la atmósfera en cantidades mucho menores, los cuales absorben parte de la radiación térmica que abandona la superficie, actuando como una manta parcial para esta radiación y causando la diferencia de aproximadamente 21°C entre la temperatura promedio real de la superficie terrestre, alrededor de 15°C, y la cifra de -6°C que se aplica cuando la atmósfera contiene solo nitrógeno y oxígeno. Este efecto de manta se conoce como efecto invernadero natural y los gases se conocen como gases de efecto invernadero. Se llama "natural" porque todos los

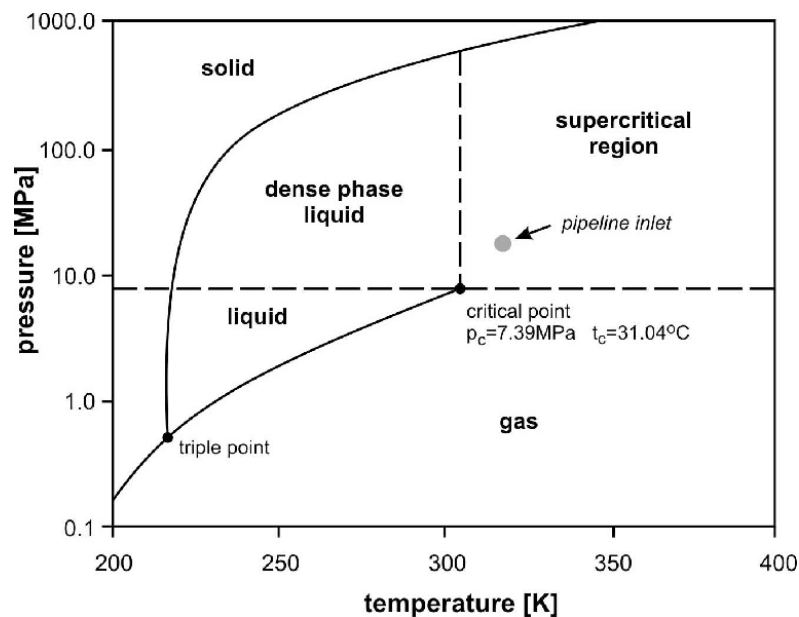
gases atmosféricos (excepto los clorofluorocarbonos, CFC) estaban presentes mucho antes de que los seres humanos aparecieran en escena. (Houghton, 2009).

2.3 Propiedades del CO₂

El dióxido de carbono (CO₂) puede ser almacenado en formaciones geológicas en forma líquida, gaseosa o en su estado supercrítico, según las condiciones específicas de almacenamiento. A continuación en la Figura 1 se representa el diagrama de fases correspondiente al CO₂ en unidades internacionales.

Figura 1

Diagrama de fases CO₂.



Nota. El gráfico representa el diagrama de fases correspondiente al CO₂ en unidades internacionales. Tomado y adaptado de (WITKOWSKI et al., s. f.).

A temperatura y presión ambiente, el dióxido de carbono es un gas inodoro e incoloro, ligeramente ácido y no inflamable. Sin embargo, su estado, como el de todas las sustancias, cambia dependiendo de la presión y la temperatura, pudiendo presentarse también como sólido, líquido y en estado supercrítico (Fig. 1). El punto crítico representa la temperatura y la presión más elevadas a las que una sustancia puede existir como gas y como líquido en equilibrio. Para el CO₂, el punto crítico tiene lugar a 31,04°C y 7,39 MPa, que equivalen aproximadamente, dependiendo del gradiente geotérmico, a condiciones de 800 m de profundidad de la corteza terrestre. (Pérez-Estaún et al., 2009).

2.4 Captación y almacenamiento de CO₂ (CCS)

La captación y el almacenamiento de CO₂ (CCS) es un proceso que consiste en la separación del CO₂ emitido por la industria y fuentes relacionadas con la energía, su transporte a un lugar de almacenamiento y su aislamiento de la atmósfera a largo plazo. Se considera CCS como una medida de mitigación para la estabilización de las concentraciones atmosféricas de gases contaminantes que tanto causan preocupación por el efecto invernadero (Metz et al., 2005).

2.5 Etapas CCS

La captación y almacenamiento de CO₂ (CCS) se encuentra dividido en cuatro etapas:

Figura 2*Etapas CCS.*

2.5.1 Captura

La captura de CO₂ es considerado el proceso tecnológicamente más difícil del sistema CCS, por lo cual se estima que es un proceso relativamente costoso. En la actualidad existen tres métodos mediante los cuales se puede capturar el CO₂: separación postcombustión, separación de oxi-combustible y separación pre-combustión (Singh, 2013).

2.5.2 Transporte

El CO₂ se transporta en tres estados: gas, líquido y sólido. El transporte a escala comercial utiliza tanques, tuberías y buques para el dióxido de carbono en estado gaseoso y líquido. Debido a su volumen, se requieren instalaciones muy grandes para transportar grandes cantidades de gas. El gas ocupa menos volumen cuando se comprime, por lo que se transporta mediante tuberías en forma de gas comprimido (GLP). (Metz et al., 2005).

2.5.3 Monitoreo

La tecnología actual para el correcto monitoreo de un almacenamiento seguro de CO₂ en yacimientos depletados es más que adecuada para satisfacer las necesidades de monitoreo de tasas de inyección, presiones en la superficie y en la formación. Combinados con las mediciones

de temperatura, los datos recopilados proporcionarán información sobre el estado del CO₂ (supercrítico, líquido o gas) y una medición precisa de la cantidad de CO₂ inyectado para inventarios, informes y verificaciones, así como para la modelización. (Metz et al., 2005).

2.5.4 Almacenamiento

El Almacenamiento Geológico de CO₂ (AGC), consiste en inyectar el gas en formaciones porosas y permeables, que se conocen como rocas almacén y que están cubiertas por rocas impermeables y no porosas, que se le designan como rocas sello. El conjunto formado por las rocas almacén y sello componen una trampa análoga a las que almacenan los hidrocarburos. (Benson et al., 2005). Se pueden identificar tres tipos principales de almacenamiento geológico: yacimientos depletados de hidrocarburos, acuíferos salinos, y estratos de carbón no explotables. (Benson et al., 2005; Pérez-Estaún et al., 2009).

El almacenamiento en formaciones geológicas es la opción de almacenamiento de CO₂ menos costosa y más aceptable desde el punto de vista medioambiental. El coste de almacenamiento en las formaciones salinas y en los yacimientos depletados de gas y petróleo suelen oscilar entre los 0.5 y los 8 dólares por tonelada de CO₂ inyectada, con un coste adicional de control de entre los 0.1 y los 0.3 dólares por tonelada de CO₂ inyectada. (IPCC, 2005).

2.6 Acuíferos salinos profundos

Se caracterizan como unidades geológicas sin ningún potencial de recurso de agua potable. Las propiedades principales de este tipo de formaciones son su alta permeabilidad y porosidad, además de poder contener fluido salino entre los poros de los granos que componen la roca. La

profundidad y concentración de sales que presentan estos acuíferos no permiten la viabilidad técnica ni económica para la obtención de agua. El potencial volumétrico de almacenamiento en estas formaciones es enorme. (Hollaway, 1997; Gunter et al., 1998).

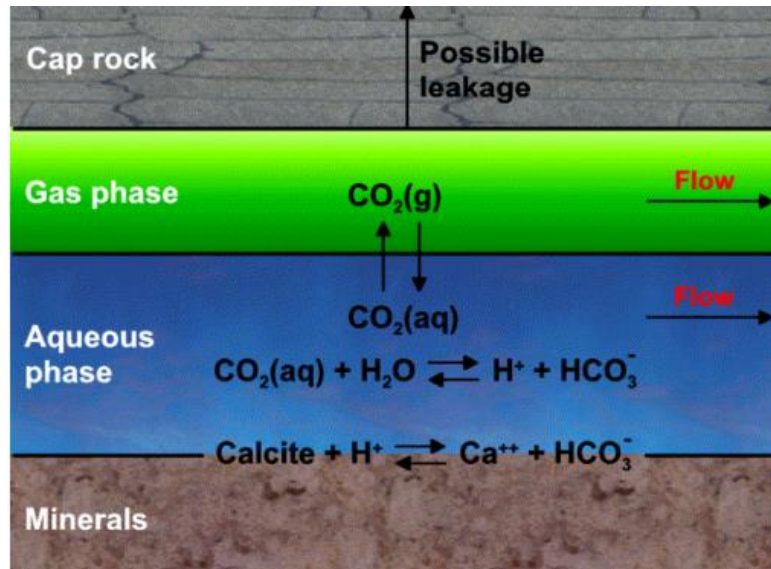
Los acuíferos salinos pueden ser areniscas o calizas, pero para considerar una formación como almacén de CO₂ debe tener las siguientes características:

- Suficiente reserva para poder almacenar las cantidades de CO₂ planificadas al proyecto.
- La porosidad y permeabilidad nos van a indicar tanto el volumen del almacenamiento como la tasa de inyección correspondiente al tiempo de captura del CO₂.
- Profundidad: Para que un acuífero sea considerado apto para almacenamiento de CO₂ debe encontrarse por debajo de los 2624 ft (800 m) con el objetivo de que el CO₂ se encuentre en su estado supercrítico.

Para tener la seguridad del confinamiento del CO₂ en este tipo de formaciones geológicas dependerá de la combinación de los siguientes mecanismos de entrapamiento; Trampa Físicas: Estructurales, estratigráficas e hidrodinámicas; Trampa por disolución/solubilidad : El CO₂ inyectado se disolverá gradualmente en el acuífero salino de forma total o parcial, dependiendo del tiempo y la saturación del CO₂ en el agua, los factores que afectan en el grado disolución es la temperatura y la presión; Trampa geoquímica: Reacción química entre el CO₂ y la roca almacén. En la Figura 3 se encuentra representado el mecanismo de captura de CO₂ en los acuíferos salinos.

Figura 3

Mecanismo de captura de CO₂ en acuíferos salinos.



Nota. Tomado de (Tran et al., 2010)

2.6.1 Indicadores geológicos para el almacenamiento de CO₂

En la Tabla 1 se encuentran algunos indicadores geológicos importantes a tener en cuenta al momento de evaluar un proyecto de almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos y que serán profundizados en el capítulo 4 de este libro.

Tabla 1

Indicadores geológicos.

Propiedades del reservorio	Indicadores positivos	Indicadores de cautela
Profundidad	>800 m, <2500 m	<800 m, >2500 m
Espesor del reservorio	>50 m	<20 m
Porosidad	>20%	<10%
Salinidad	>100 gL ⁻¹	<30 gL ⁻¹
Capacidad	Capacidad efectiva estimada mucho mayor que el monto total de CO ₂ a ser inyectado	Capacidad efectiva estimada similar al monto total de CO ₂ a ser inyectado
Propiedades del sello		
Continuidad lateral	Estratigráficamente uniforme, con pequeñas o sin fallas	Variaciones laterales, fallas medianas o grandes
Espesor / potencia	>100 m	<20 m

Nota. Tomado y adaptado de (Paredes, 2020).

2.7 Fallas geológicas

Las fallas geológicas son deformaciones estructurales discontinuas de la corteza terrestre. Se originan principalmente en regiones frágiles del subsuelo y se caracterizan porque se presenta un desplazamiento relativo evidente entre los dos bloques rocosos que la componen, causado por un esfuerzo de cizalla. (Twiss y Moores, 2006).

2.7.1 Régimen de esfuerzos

Un esfuerzo es una fuerza que actúa sobre un plano y se define como fuerza sobre área. Los esfuerzos se representan con un tensor de nueve componentes, el cual describe la densidad de las fuerzas que actúan en todas las superficies que pasan por un punto. Está compuesto por esfuerzos normales (σ) y de cizalla (τ), que actúan en dirección perpendicular y paralela al plano respectivamente. (Lillo, R Oyarzun - 2013).

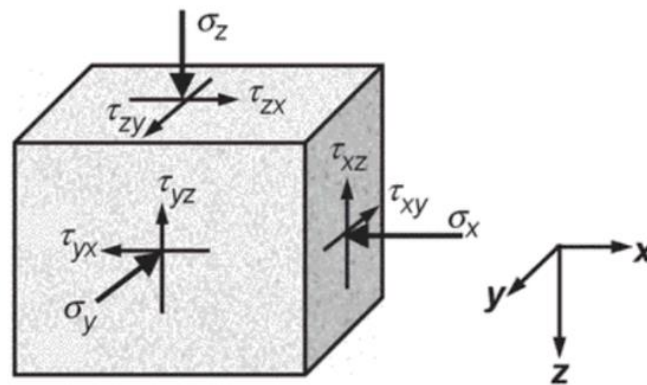
$$\sigma = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_x \end{bmatrix} \text{Ecuación (1)}$$

En este tensor, los esfuerzos normales (σ) actúan a lo largo de los ejes principales del cubo (x, y, z), y los esfuerzos de corte (τ) actúan en las caras del cubo. Los subíndices indican la orientación de la componente de esfuerzo con respecto a los ejes de coordenadas.

Si se corta un cubo infinitesimal dentro de una roca, este tendrá esfuerzos normales y de corte actuando en cada plano del cubo. El esfuerzo normal compresivo se considera positivo, mientras que el esfuerzo normal de tracción se trata como negativo en la convención de la mecánica de rocas. (Zhang, 2019). A continuación, en la Figura 4 se representa el cubo infinitesimal y los esfuerzos que actúan.

Figura 4

Cubo infinitesimal.



Nota. Tomado de (Zhang, 2019).

Los esfuerzos presentes en un segmento de roca a una profundidad específica en el subsuelo son comúnmente denominados esfuerzos in-situ. Para simplificar su representación, estos esfuerzos se visualizan en un sistema de coordenadas principal, donde cada eje del sistema es perpendicular a planos ortogonales entre sí, conocidos como planos principales. En estos planos principales, los esfuerzos de cizalla desaparecen y solo se considera el esfuerzo normal, que se denomina esfuerzo principal.

Como el sistema de coordenadas principal está compuesto por tres ejes ortogonales entre ellos, existen tres esfuerzos principales; el esfuerzo principal máximo (σ_1), el esfuerzo principal intermedio (σ_2) y el esfuerzo principal mínimo (σ_3), donde $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$. (BHG Brady, ET Brown, 2006).

2.7.2 Tipos de fallas

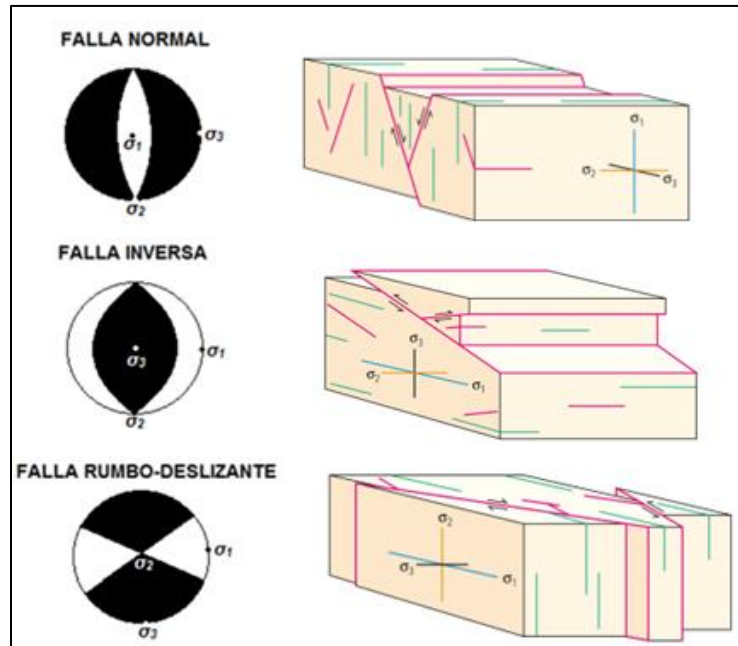
Los diferentes tipos de fallas que se producen en la corteza terrestre debido a los esfuerzos dependen principalmente del régimen de esfuerzos presente en esa área específica. Se identifican tres tipos de regímenes de esfuerzos: Se consideran tres tipos de régimen de esfuerzos; el régimen normal donde $\sigma_v \geq \sigma_{Hmax} \geq \sigma_{hmin}$, el régimen inverso donde $\sigma_{Hmax} \geq \sigma_{hmin} \geq \sigma_v$ y el régimen rumbodeslizante donde $\sigma_{Hmax} \geq \sigma_v \geq \sigma_{hmin}$. (Zoback, 2007). En la Tabla 2 se muestra la clasificación de los regímenes de esfuerzos, y en la Figura 15 los tipos de fallamiento.

Tabla 2

Régimen de esfuerzo.

REGIMEN	ESFUERZOS		
	σ_1	σ_2	σ_3
NORMAL	σ_v	σ_{Hmax}	σ_{hmin}
RUMBO DESLIZANTE	σ_{Hmax}	σ_v	σ_{hmin}
INVERSO	σ_{Hmax}	σ_{hmin}	σ_v

Nota. Tomado y adaptado de (Zoback, 2007).

Figura 5*Tipos de fallamiento.*

Nota. Tomado y adaptado de (Cerveny et al., 2005).

Las fallas normales se distinguen por el descenso del bloque colgante en relación con el bloque yacente. En contraste, en las fallas inversas, el bloque colgante se eleva en relación con el bloque yacente. Una falla de rumbo deslizante se caracteriza por tener un plano de falla completamente vertical y un desplazamiento horizontal. (Anderson, 1951).

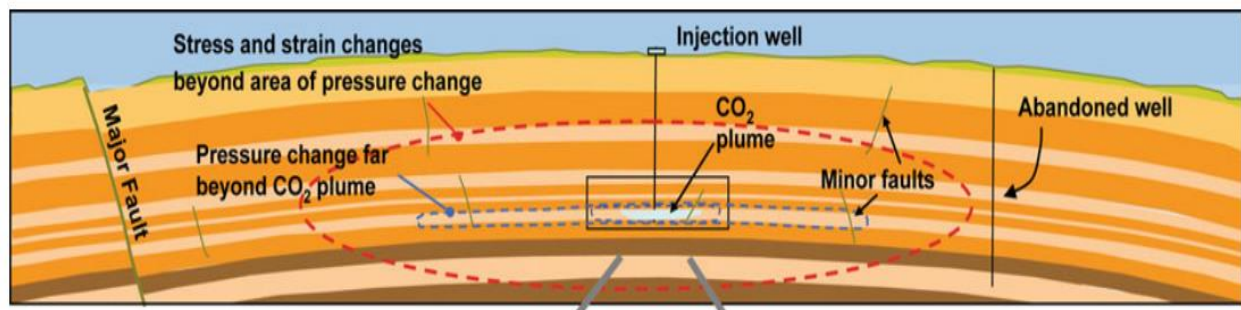
2.8 Factores geomecánicos que afectan el almacenamiento de CO₂

Existen criterios y factores de riesgo geomecánicos que afectan la integridad hidráulica de los sellos delimitadores para un yacimiento depletado de petróleo/gas o un acuífero salino que será usado como zona de inyección de CO₂. Como por ejemplo la reactivación de fallas por cambios

de presión en el plano de falla, reactivación de fallas por cambios de presión generales en todo el yacimiento, reactivación de fallas en roca sello y rocas superiores, etc. La Figura 6 ilustra que los cambios geomecánicos ocurren mucho más allá del área de los cambios de presión reales, que a su vez se extiende mucho más allá de la “pluma” de CO₂.

Figura 6

Procesos geomecánicos y aspectos técnicos claves asociados con GCS en formaciones sedimentarias profundas.

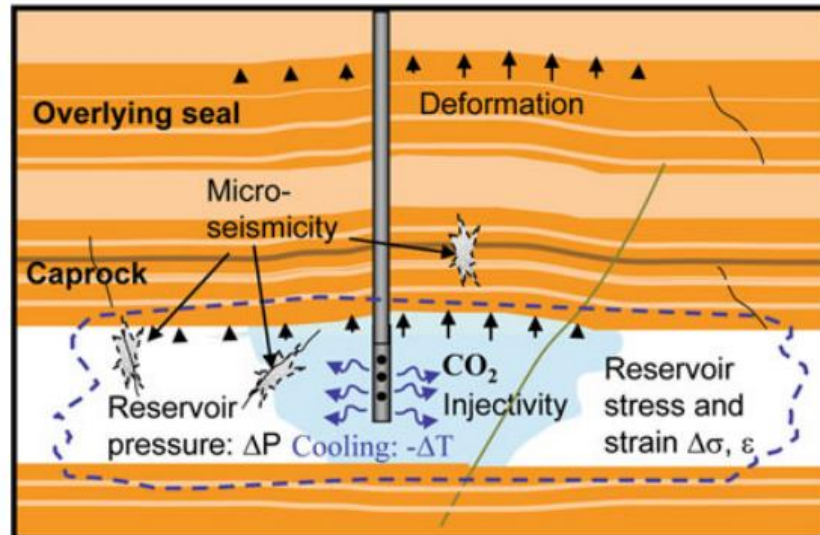


Nota. Tomado de (Rutqvist, 2012).

Cualquier cambio (incluso pequeño) en la presión y temperatura del yacimiento inducirá algunos cambios de esfuerzos y deformación dentro y alrededor de la zona de inyección (Fig.7). Esto puede dar lugar a deformaciones detectables de la superficie del suelo y también podría dar lugar a cambios notables en la permeabilidad y la inyektividad. Además, la presión del fluido inducida por la inyección, los esfuerzos del yacimiento y la roca circundante pueden dar lugar a pequeños eventos sísmicos que podrían ser detectados por geófonos.

Figura 7

Esfuerzos y deformación inducida por la inyección.

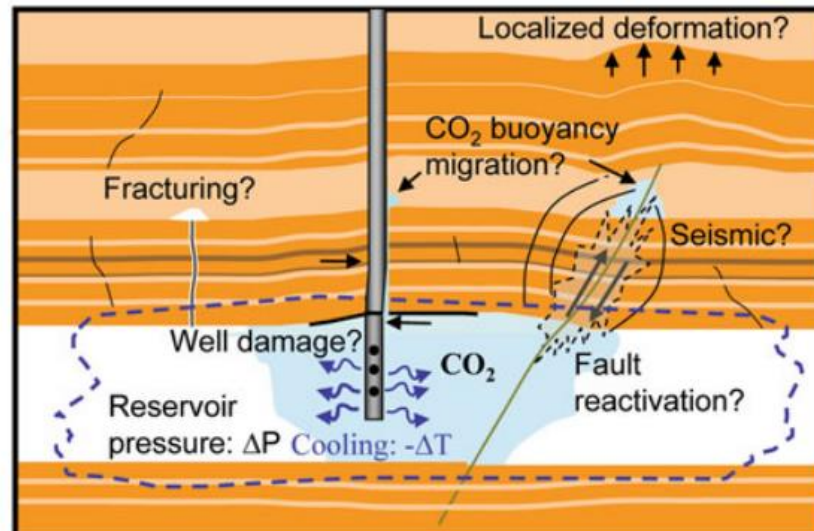


Nota. Tomado de (Rutqvist, 2012).

Si la presión del yacimiento es lo suficientemente alta, podrían ocurrir cambios mecánicos más sustanciales e irreversibles, por ejemplo, creando nuevas fracturas, tensando el conjunto del pozo o reactivando fallas más grandes dentro del yacimiento, en la roca madre o en la sobrecarga (Fig.8). Esto podría abrir nuevas vías de flujo a través de formaciones de taponamiento de baja permeabilidad y, por lo tanto, permitir una migración ascendente mejorada e impulsada por la flotabilidad del CO₂ inyectado. Además, la reactivación de una falla podría dar lugar a un evento sísmico notable que, si se siente, puede generar preocupación en las comunidades locales. (Rutqvist, 2012).

Figura 8

Cambios geomecánicos no deseados.



Nota. Tomado de (Rutqvist, 2012).

2.8.1 Reactivación de fallas

La reactivación de fallas hace referencia al deslizamiento de un plano de falla preexistente en un yacimiento como consecuencia de cambios en la presión de poro, el estado de esfuerzos in-situ y la compactación del yacimiento. La reactivación del plano de falla puede ocurrir tanto dentro como en los alrededores del yacimiento. (Soltanzadeh, 2009).

2.8.2 Aumento de la presión de poro

El aumento de la presión de poro dentro del yacimiento genera una redistribución de la presión de poro en la vecindad o en el interior de la falla, causando una disminución uniforme en los esfuerzos efectivos principales y, por ende, en el esfuerzo normal efectivo de la falla. (Hou, Y., Zhao, C., Su, Y., Wu, T., Luo, X., Yang, Q., & Huang, K, 2014).

2.8.3 Cambio de esfuerzos in-situ

El cambio de magnitud de los esfuerzos in-situ se asocia principalmente a la depleción del yacimiento como consecuencia de la producción. Los esfuerzos horizontales se ven afectados por el cambio de la presión de poro y los efectos poroelásticos, mientras, el esfuerzo de sobrecarga solo se ve afectado por el cambio en la presión de poro. Durante la inyección, las fallas dentro del yacimiento tienden a reactivarse por la disminución de los esfuerzos efectivos principales, contradictoriamente, durante la producción, aunque los esfuerzos efectivos principales aumenten, la reactivación de fallas dentro del yacimiento se presentará por el aumento de la diferencia de los esfuerzos efectivos principales en un régimen normal (Ozan, C., Brudy, M., & Van der Zee, W, 2011).

2.8.4 Compactación

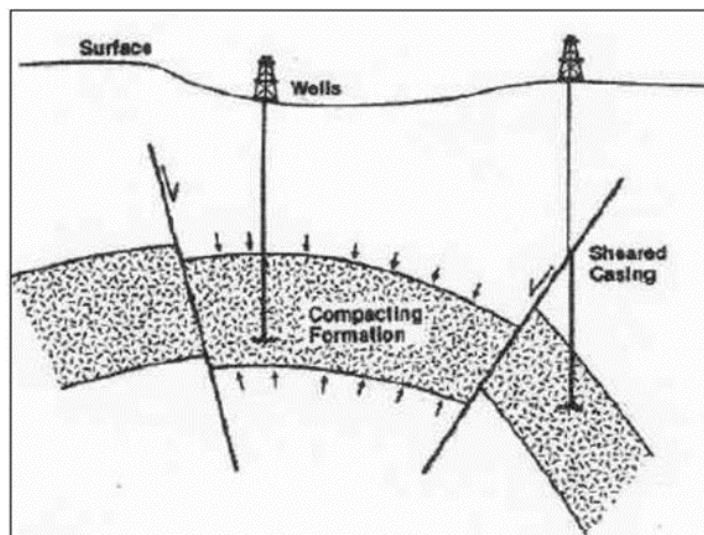
Si la parte superior e inferior del yacimiento se encuentra sometida a esfuerzos compresivos debido a una compactación, es probable que las fallas inversas de estas zonas se reactiven por causa de un aumento de los esfuerzos compresivos luego de la compactación del yacimiento. La reactivación se lleva a cabo por la superposición de los esfuerzos originados por la depleción del yacimiento con los esfuerzos preexistentes antes de la depleción. (Dunayevsky, V. A., Myers, M. T., & Bennett, M. W, 2010).

2.8.5 Cizalladura del casing

La cizalladura del casing es la deformación o ruptura que sufre éste debido a la reactivación de fallas inducida por la compactación y subsidencia de un yacimiento depletado. (FJAER et al., 2008). En la Figura 9 se representa la cizalladura del casing debido a reactivación de fallas.

Figura 9

Cizalladura del casing



Nota. Tomado de (Bruno, 1992).

2.8.6 Sismicidad inducida

La sismicidad inducida por la reactivación de fallas se debe a los diferentes procesos ligados con el desarrollo de un campo, que alteran la presión de poro y el estado de esfuerzos. La energía liberada por la reactivación de fallas se transmite por medio de la corteza terrestre en forma de ondas sísmicas. Estas se miden de forma cuantitativa por la energía que libera, llamada magnitud y de forma cualitativa por los daños causados, llamada intensidad. (Hosseini, S. M., & Aminzadeh, F, 2016).

2.8.7 Fuga de fluidos

Cuando se reactiva una falla que estaba sellada por la yuxtaposición de una capa permeable (arena) con una impermeable (lutita), puede crearse un conducto por el cual el fluido migra a otras zonas. (Wiprut y Zoback, 2000).

2.9 Proyectos de investigación a gran escala

Con el pasar de los años los proyectos de investigación CCS en formaciones salinas profundas han ido aumentando, demostrando la viabilidad de confinamiento que estos ofrecen. Se obtiene una base de datos benchmarking (Hosa et al., 2011) donde hay información de proyectos a gran escala CCS en acuíferos salinos Onshore/Offshore, proyectos EOR y CCS en yacimientos depletados de hidrocarburos.

La información de esta base de datos es obtenida del The Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO₂CRC). En las siguientes tablas van a encontrar un total de 14 proyectos de investigación CCS en acuíferos salinos donde hay información de la ubicación, fecha de inicio del proyecto y características de los acuíferos salinos de cada proyecto.

2.9.1 Ubicación de los proyectos

Tabla 3

Nombre y ubicación de proyectos CCS.

Nombre del Proyecto	Ubicación
MRCSP East Bend	Rabbit Hash, Kentucky, USA
Frio	Liberty Country, Texas, USA
WESTCARB Cholla	Holbrook, Arizona, USA
WESTCARB Rosetta	Rio Vista, California, USA
SECARB Escatawpa	Escatawpa, Mississippi, USA
Nagoka	Nagaoka, Japón
MRCSP Gaylord	Gaylord, Michigan, USA
Ketzin	Ketzin, Alemania
MGSC Decatur	Decatur, Illinois, USA
SECARB Cranfield	Cranfield, Mississippi, USA
In Salah	In Salah, Argelia
Snøhvit	Mar de Barents, Noruega
Sleipneir	Mar del Norte, Noruega
Gorgon	Area Gorgon, Offshore NW Australia

Nota. Tomado y adaptado de (Hosa et al., 2011).

2.9.2 Capacidad de almacenamiento

Tabla 4

Información de los proyectos de almacenamiento de CO₂

Nombre del Proyecto	Capacidad total estimada de almacenamiento de CO₂	Tipo de proyecto	Fecha de inicio
MRCSP East Bend	1000 t	Acuífero Salino Onshore	2008
Frio	1600 t	Acuífero Salino Onshore	2002
WESTCARB Cholla	1800 t	Acuífero Salino Onshore	2007
WESTCARB Rosetta	2000 t	Acuífero Salino Onshore	2009
SECARB Escatawpa	2750 t	Acuífero Salino Onshore	2008
Nagoka	10,400 t	Acuífero Salino Onshore	2002
MRCSP Gaylord	60,0000 t	Acuífero Salino Onshore	2008
Ketzin	60,0000 t	Acuífero Salino Onshore	2004
Total Lacq	150,000 t	Onshore depleted gas field	2006
PCOR Zama	250,000 t	EOR	2006
MGSC Decatur	1 Mt	Acuífero Salino Onshore	2008
SECARB Cranfield	2.1 Mt	Acuífero Salino Onshore	2008
K12-B	8 Mt	Offshore Gas Field (Nearly deplete)	2004
In Salah	17 Mt	Acuífero Salino Onshore	2004
Weyburn	20 Mt	EOR	2000
Snøhvit	23 Mt	Acuífero Salino Offshore	2007
Sleipneir	25 Mt	Acuífero Salino Offshore	1996
Rangely	26 Mt	EOR	2000
Gorgon	129Mt	Acuífero Salino Offshore	2006

Nota. Tomado y adaptado de (Hosa et al., 2011).

2.9.3 Características de los acuíferos salinos

Tabla 5

Características de los acuíferos salinos

Nombre del Proyecto	Litología	Profundidad Acuífero [m]	Permeabilidad [mD]	Porosidad [%]	Espesor del acuífero [m]
MRCSP East Bend	Arenisca	1030	200	12%	100
Frio	Arenisca, lutita	1546	1500	30%	24
WESTCARB Cholla	Arenisca	1081	0	15%	200
WESTCARB Rosetta	Arenisca	1052			
SECARB Escatawpa	Arenisca, conglomerado	2595	1180	21%	64
Nagoka	Arenisca	1100	6	22.50	60
MRCSP Gaylord	Dolomita	1061	22.4	12.50	21
Ketzin	Limolita, Arenisca	650	750	23%	80
MGSC Decatur	Cuarzo Arenisca	1980	225	15%	300
SECARB Cranfield	Arenisca, conglomerado	3140	1000	20%	60
In Salah	Limolita, Arenisca	1850	5	17%	29
Snøhvit	Arenisca	2550	450	13%	60
Sleipneir	Arenisca no consolidada	1000	5000	37%	250
Gorgon	Arenista, limolita	2300	25	20%	500

Nota. Tomado y adaptado de (Hosa et al., 2011).

3. Características geológicas para el almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos

3.1 Proyecto Frio

El proyecto piloto de inyección de CO₂ Frio se realizó en el campo South Liberty ubicado en las cercanías de Dayton, Texas. Inyectando alrededor de 1,600 toneladas métricas de CO₂ en arenas no consolidadas de la formación Frio. La realización del piloto Frio tenía como objetivo probar la viabilidad del uso de captura y almacenamiento de carbono (CCS) en formaciones geológicas como método para reducir la acumulación atmosférica de gases de efecto invernadero.

El piloto se desarrolló en dos inyecciones de CO₂ de pequeño volumen y corta duración en dos lechos de arenisca portadores de salmuera previamente no perturbados, típicos de esa región. Estas inyecciones fueron diseñadas para abordar preguntas claves sobre la captura y almacenamiento de CO₂ (CCS) a partir de la realización de monitoreos intensivos, monitoreo previo, sincrónico y posterior a la inyección, así como la comparación histórica para verificar la exactitud de los modelos numéricos de flujo y los cambios geoquímicos.

3.1.1 Características del proyecto

El estudio piloto Frio fue dividido en tres fases para desarrollar criterios que lograron la identificación de las condiciones óptimas de los acuíferos salinos para el almacenamiento de CO₂ a largo plazo. En la primera fase, Frio I, llevaron a cabo la respectiva búsqueda de información necesaria para poder evaluar la idoneidad de las formaciones salinas para la captura de CO₂, y se probó la viabilidad de recopilar estos datos mediante la caracterización de dos formaciones, la formación Frio y Woodbine en Texas. La segunda fase del piloto, Frio II, se caracterizaron las propiedades de inyección y sellado de 19 formaciones adicionales portadoras de agua salina

representativas en sitios terrestres de EE.UU., utilizando una base de datos de sistema de información geográfica (GIS). (Hovorka S. D., 2009).

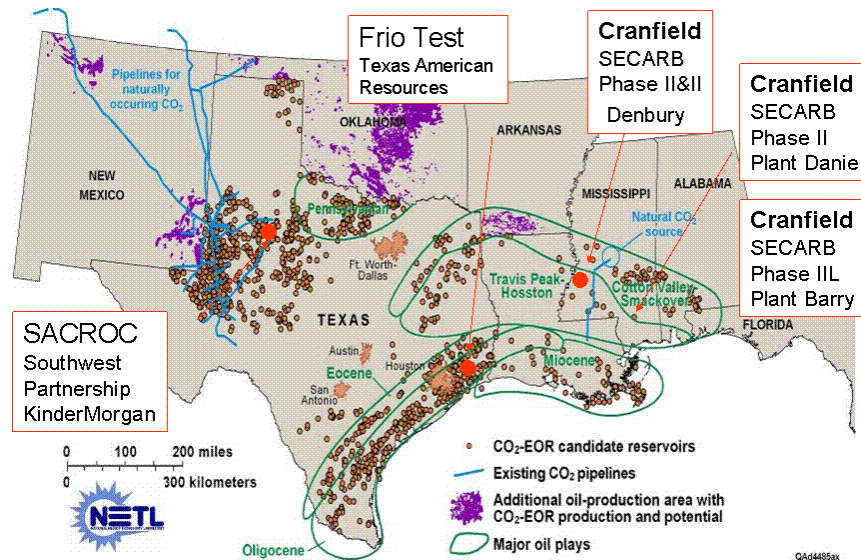
En la última fase, Frio III, el reporte final indica que se llevaron a cabo dos pruebas de campo con el fin de poder evaluar las características óptimas de los acuíferos salinos para el almacenamiento de CO₂. Estas pruebas incluyeron un programa de inyección con monitoreo intensivo durante la inyección y un período prolongado después de la inyección. “Las respuestas observadas a la inyección y estabilización se compararon con las respuestas predichas utilizando modelos numéricos y conceptuales” (Hovorka et al., 2009).

3.1.2 Características geológicas del proyecto

La selección adecuada de la ubicación del sitio fue fundamental para el éxito del piloto Frio Brine. El área del proyecto fue elegida debido a la alta producción de CO₂ a través de emisiones industriales provenientes de plantas de energía y refinerías (Hovorka y Knox, 2003). Además, Hovorka y Knox (2003) indicaron que la capacidad de almacenamiento de CO₂ de las arenas de la Formación Frio en el área de la Costa del Golfo se ha estimado en alrededor de 300 mil millones de toneladas. Esta región también cuenta con numerosos campos petrolíferos existentes, lo que proporciona un amplio conocimiento de las formaciones llenas de salmuera (Figura 10).

Figura 10

Ubicación del piloto Frio Brine con importantes yacimientos de petróleo y gas.



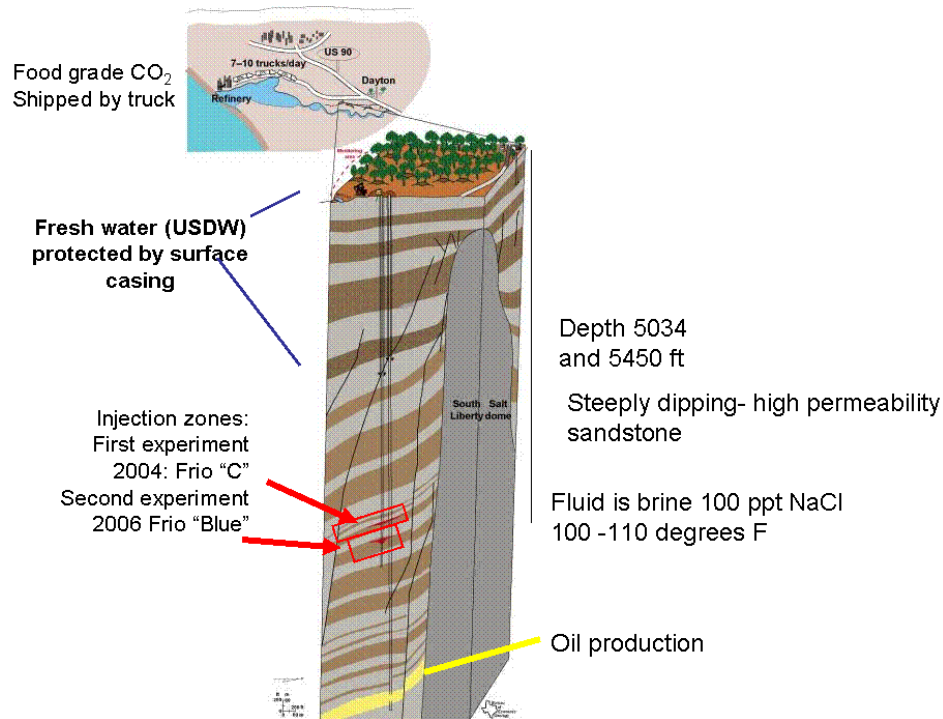
Nota. Tomado de (Hovorka et al., 2009).

El campo petrolífero South Liberty, situado a 50 kilómetros al noreste de Houston, Texas, fue descubierto en 1925. Este campo produjo petróleo de las Formaciones Mioceno, Frio, Vicksburg y Yegua, con una recuperación total estimada en aproximadamente 90 millones de barriles. “Durante la década de 1950, se perforaron muchos pozos, y una gran parte de la producción de petróleo provino de la Formación Yegua a una profundidad de unos 9,000 pies”. (Sakurai et al., 2006).

La primera prueba de inyección se dirigió a la parte superior de la Formación Frio (arena portadora de salmuera Frio "C" de la edad Oligoceno) en una formación limitada por fallas (Hovorka et al., 2004). La formación está adyacente a un domo salino y se encuentra debajo de la lutita altamente heterogénea de Anahuac (Figura 11).

Figura 11

Sección transversal de la ubicación del proyecto Frío.



Nota. En la figura se muestra un corte transversal en el cual se señalan las zonas de inyección.

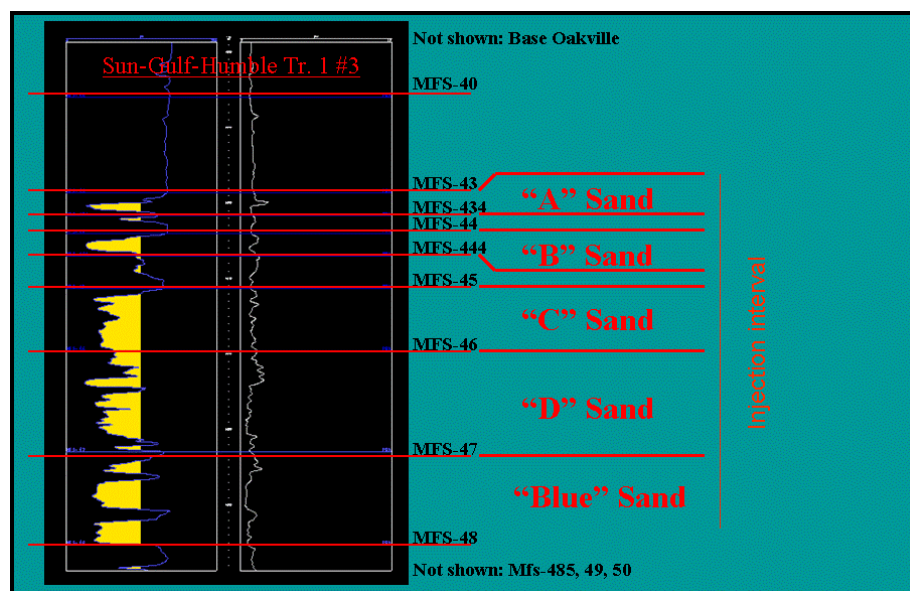
Tomado de (Hovorka et al., 2009).

Se seleccionaron las areniscas de alta permeabilidad de la Formación Frio para probar la viabilidad del uso de captura y almacenamiento de carbono (CCS) en formaciones geológicas como método para reducir la acumulación atmosférica de gases de efecto invernadero. La Formación Frio superior fue definida como el intervalo de inyección, en el cual se identificaron varias areniscas de alta calidad. Las areniscas se etiquetaron de arriba hacia abajo como "A", "B", "C" y "D". "Se utilizó una arenisca de la formación Frio más gruesa y algo más profunda para la correlación". (Hovorka et al., 2009). Esta arenisca se le conoció como "Blue" de Frio. La figura 12 muestra una sección estratigráfica detallada del intervalo prospectivo superior de inyección de

Frio. La arenisca "C" superior de Frio fue seleccionada para la inyección en el pozo Frio I. Esta fue la primera prueba realizada en septiembre del 2004, mientras que la arenisca "Blue" fue seleccionada para la inyección en el pozo Frio II realizada en el 2006. En la Figura 12, se representa la sección estratigráfica del proyecto piloto Frio.

Figura 12

Formaciones presentes en la ubicación del proyecto piloto Frio (Registro de pozo).



Nota. Tomado de (Hovorka et al., 2009).

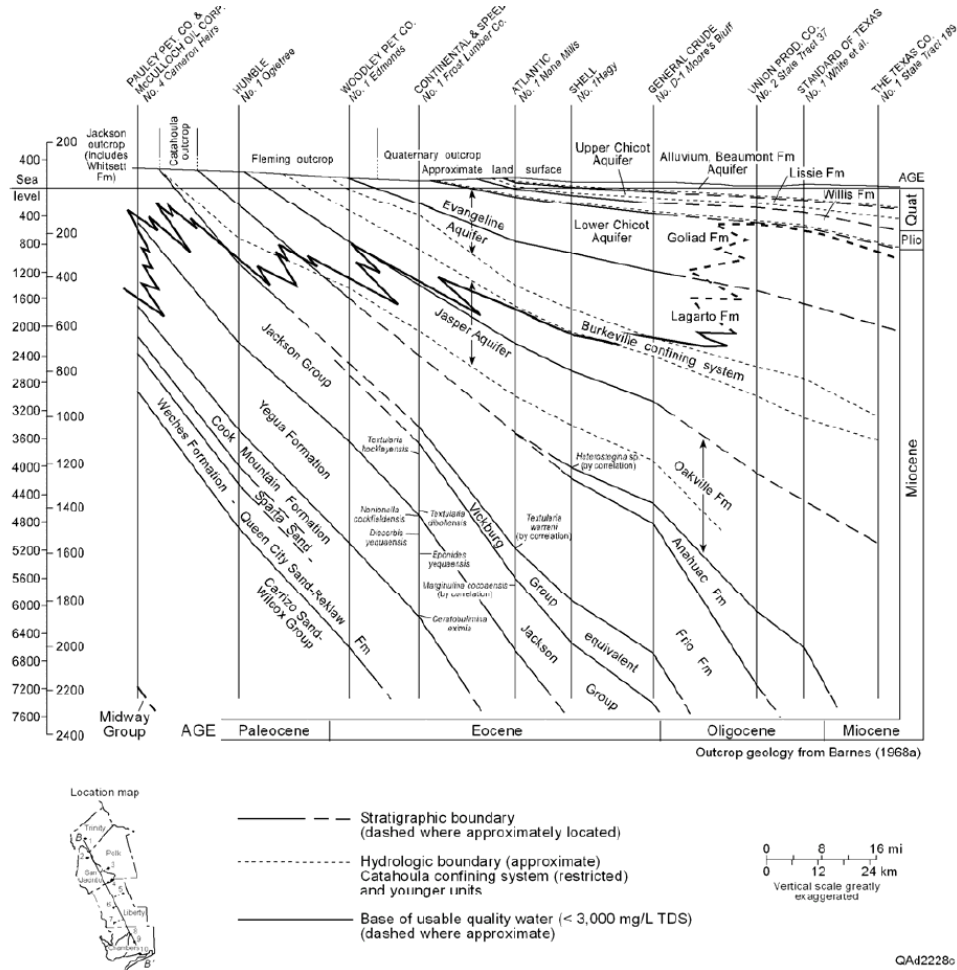
El pozo de inyección fue autorizado como un pozo experimental de control de inyección subterránea con un máximo de 54,000 toneladas de inyección acumulativa y una tasa máxima de inyección de 250 toneladas por día (Hovorka et al., 2003). La prueba Frio I inyectó realmente 1,600 toneladas métricas de CO₂ en la formación, a una profundidad de 5,050 pies durante diez días con cuatro ciclos principales de inyección y cierres con tasas de inyección aproximadamente constantes de 260 toneladas por día (Hovorka et al., 2004, 2006; Doughty et al., 2008). La prueba

piloto utilizó varias técnicas y herramientas de monitoreo, como registros de pozos, muestreo con tubo en U y pruebas de inyección de trazadores para diagnosticar y demostrar el progreso de la inyección y el destino de la pluma de CO₂ (Sakurai et al., 2006), Esta prueba recopiló observaciones durante 18 meses. El segundo proyecto piloto de Frio, Frio II, se realizó en 2006 e inyectó 380 toneladas de CO₂ en una formación a 120 m (360 pies) debajo de la zona de inyección del primer proyecto a la misma tasa de inyección.

El período de inyección fue breve, y la formación estaba en el flanco de un compartimiento estructural con una inclinación pronunciada (Figura 13), lo que resultó en un monitoreo durante 5 años y que se prolongó hasta la fase posterior a la inyección de estabilización de la pluma. Esto proporcionó la experiencia y las mediciones de un proyecto completo que serán útiles para predecir el rendimiento de inyecciones de gran volumen que potencialmente podrían durar décadas. El sitio se cerró al final del experimento en mayo de 2009.

Figura 13

Columna estratigráfica de la Costa del Golfo.



Nota. Tomado de (Hovorka et al., 2003)

Los dispositivos de monitoreo no detectaron fugas ni sismicidad inducida por las pruebas de inyección en Frio. (Hovorka et al., 2006; Doughty et al., 2008).

3.1.2.1 Características acuífero salino

Ubicado aproximadamente a unos 5050 ft de profundidad, la formación salina correspondiente al piloto Frio tiene un espesor de aproximadamente 35ft (24 m), una porosidad

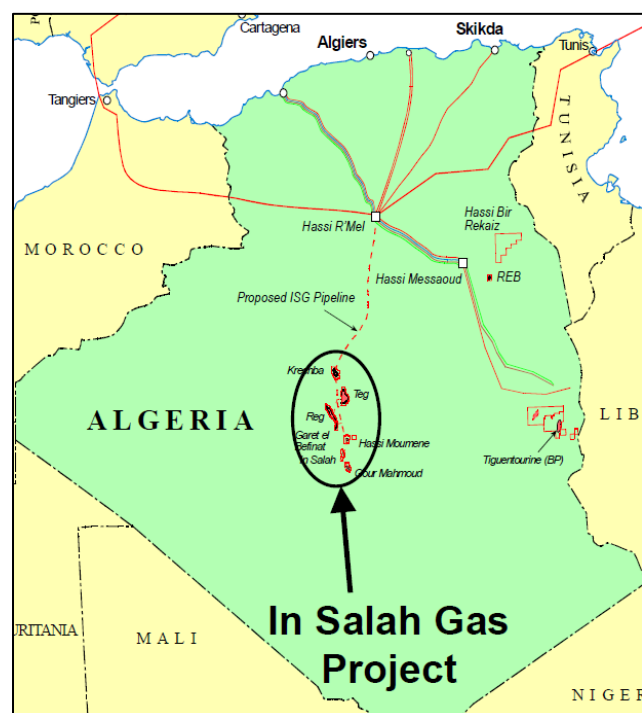
del 24%, permeabilidad promedio aproximada de 49 mD, temperatura 131 F (55 C), presión 2.175,5 psi (150 bar) y una salinidad de 100.000 ppm.

3.2 Proyecto In Salah

Ubicado en Argelia, latitud 27.185919 y longitud 2.497676, el proyecto In Salah es uno de los pioneros de inyección y almacenamiento de CO₂ onshore en acuíferos salinos. El proyecto se realizó a partir de una alianza entre BP, Sonatrach y Statoil. Esta alianza se le conoció como Joint Industry Project (JIP) la cual fue financiada por el Departamento de Energía de los EE. UU., la Dirección General de Investigación de la UE, BP, Sonatrach y Statoil con la finalidad de poder monitorear el almacenamiento de CO₂ usando una variedad de técnicas en una duración de 5 años. En la Figura 14 se encuentra representada la ubicación del proyecto In Salah.

Figura 14

Ubicación del proyecto In Salah.



Nota. Tomado de (Wright et al., 2009).

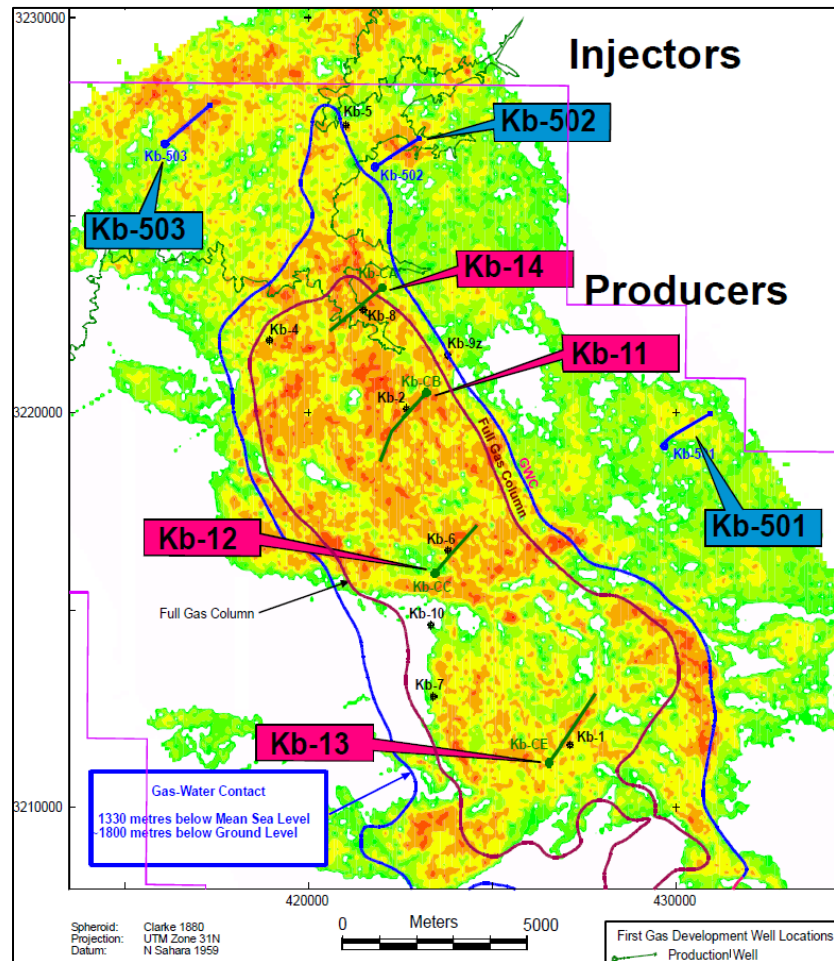
In Salah tiene un desarrollo de ocho campos de gas ubicados en la Cuenca Ahnet-Timimoun, en el Sahara Central argelino. Con una inyección aproximada de 4 millones de toneladas de CO₂ mediante tres pozos horizontales.

3.2.1 Características del proyecto

El proyecto de Captura y Almacenamiento de Carbono Geológico (CGS) In Salah es un proyecto onshore, en el corazón del desierto del Sahara. La formación salina de almacenamiento consiste en una arenisca carbonífera. Para alcanzar una capacidad de inyección adecuada, fue necesario perforar tres pozos horizontales de hasta 1,800 metros de longitud.

En la figura 15 se muestra el mapeado del proyecto In Salah con sus respectivos pozos productores, inyectores, de monitoreo y clausurados. Los pozos productores son KB11, KB12, KB13, KB14. Los pozos inyectores identificados son KB-501, KB-502 y KB-503, tres pozos inyectores horizontales. En 2004 se inició la inyección de CO₂ en los pozos KB-501 y KB-503, mientras que para el pozo KB-502 comenzó en 2005. Este último experimentó una suspensión en 2007, pero la inyección tuvo reanudación en el periodo de 2009 hasta el final del proyecto en 2011.

Las tasas de inyección para los tres pozos oscilaron entre 5 y 10 kg/s ~ (0.16 – 0.32 millones de toneladas/año) hasta los 20 kg/s ~ (0.64 millones de toneladas/año) (Rinaldi et al., 2017) y las presiones en cabeza de los pozos monitoreadas fluctuaron entre 10 y 15 MPa, con las presiones correspondientes en el fondo del pozo estimadas entre 25 y 30 MPa (Wenzhuo et al., 2021).

Figura 15*Mapeado del proyecto CGS In Salah.*

Nota. Tomado de (Mathieson et al., 2010).

3.2.2 Características geológicas del proyecto

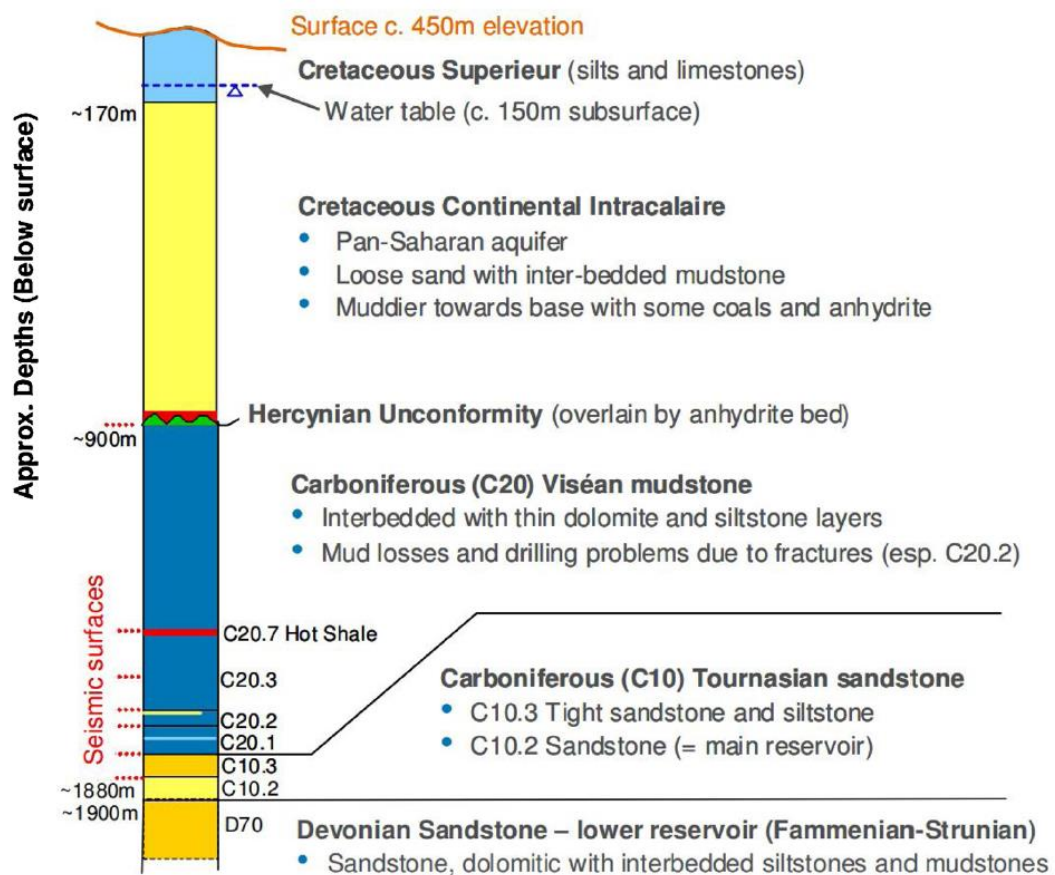
La data geológica de Krechba se obtiene a partir de registros sísmicos, InSar (Radar de Apertura Sintética Interferometría), microsismos, entre otros. La figura 16 nos muestra un resumen estratigráfico de Krechba donde encontramos un acuífero salino superficial del cretáceo ~3000 ft profundidad. Seguido de la roca sello principal C20, que abarca desde los ~ 3000 ft hasta 5415 ft

y la roca sello inferior C20.1-C20.3 situada entre ~5415 a 5840 ft. Esta formación es gruesa y de lutita carbonífera intercalada con capas delgadas de dolomitas y limolitas.

La formación C10.3 se compone de arenisca y limolitas compactas con un espesor ~65ft. La formación de interés del proyecto, denominada C10.2, contiene el acuífero salino donde será almacenado el CO₂. Por último, la sección D70, que se constituye de basamento, es una arenisca “roja” a una profundidad mayor a 6235ft.

Figura 16

Resumen estratigráfico de Krechba



Nota. Tomado de (Ringrose, 2007).

3.2.2.1 Características acuífero salino

El acuífero salino principal del proyecto In Salah para el almacenamiento de CO₂ se encuentra en la formación C10.2. Este acuífero se encuentra ubicado a una profundidad de ~ 6170 ft (1880 metros) con un espesor de ~82 ft (25m) y es parte de un anticlinal con tendencia noroeste que define los campos de gas natural. Presenta una porosidad entre el 10-18%, una permeabilidad promedio de 10 mD, una temperatura de ~90 °C y presión de ~2610 psi (180 bar).

3.2.3 Reactivación zona fracturada KB-502

La zona de fractura intersecta el pozo de inyección KB502. La base de la falla se encuentra 50 m por debajo del reservorio, se extiende 450 m hacia arriba y 3 km en la dirección SE-NW, con un espesor de 20 m.

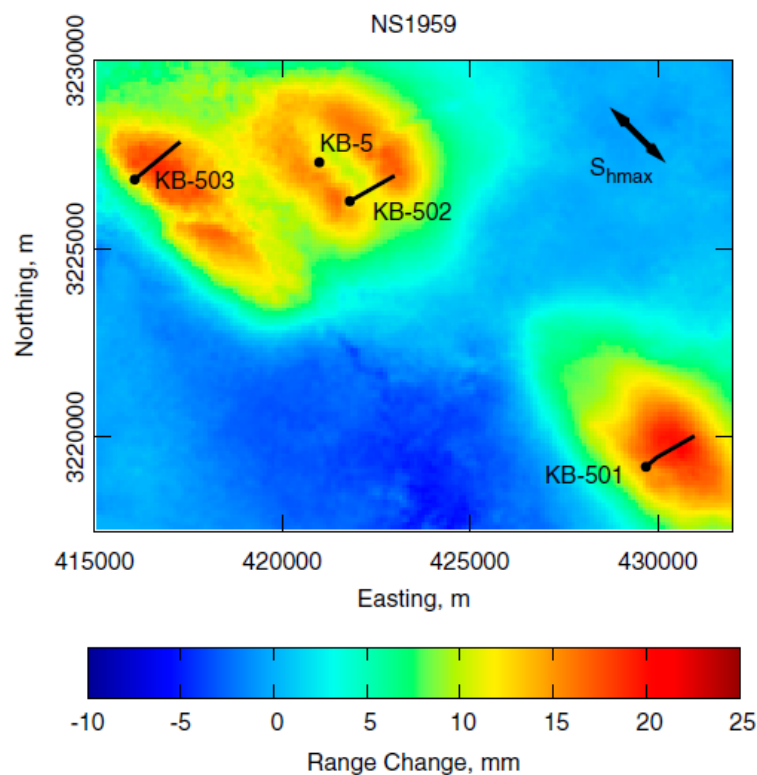
El estudio "In Salah CO₂ Storage JIP: CO₂ sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba, Algeria" (Mathieson et al., 2011) concluye que en 2007 se detectaron altas concentraciones de CO₂ en el pozo KB-5, ubicado a 1.4 km al noroeste del inyector KB-502. KB-5 es un antiguo pozo de evaluación perforado en 1980 en el acuífero Carbonífero, que no fue cementado en ese intervalo cuando fue suspendido. Los análisis de trazadores confirmaron que el CO₂ detectado en el pozo KB-5 provenía del pozo KB-502. Debido a esto, el pozo KB-502 fue cerrado temporalmente mientras se llevaba a cabo una operación de taponamiento y abandono de KB-5. El pozo KB-5 ha sido desmantelado exitosamente y la inyección en KB-502 se reinició en noviembre de 2009.

En el artículo "Geomechanical behavior of the reservoir and caprock system at the In Salah CO₂ storage project" (White et al., 2014), se discuten cuatro hipótesis significativas para explicar la posible reactivación en la zona fracturada alrededor de KB-502. La primera hipótesis aborda el

comportamiento del reservorio, sugiriendo que no hubo migración vertical del CO₂ hacia la roca sello. En cambio, se plantea que la distribución de permeabilidad era homogénea, por consiguiente, las deformaciones superficiales observadas (Figura 17). Aunque los modelos de inversión que incluyen una zona de dilatación vertical ofrecen un mejor ajuste a los datos. White et al., (2014) concluyen que los datos de InSAR por sí solos no son concluyentes sobre si la migración de fluidos se ha mantenido dentro del reservorio.

Figura 17

Deformaciones superficiales medidas por InSAR hasta marzo de 2010.



Nota. Tomado de (White et al., 2014).

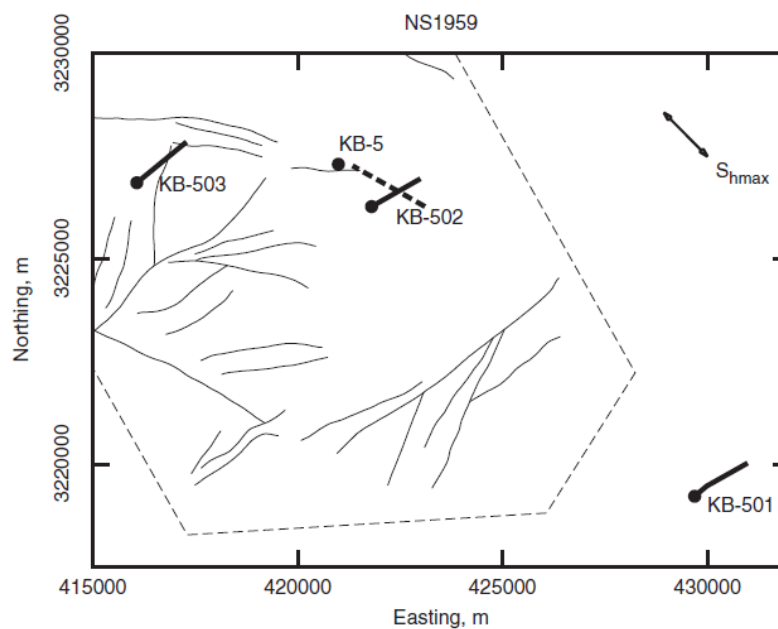
La segunda hipótesis considera la reactivación de una falla ubicada entre la zona de KB-5 y KB-502, basada en una interpretación de fallas del levantamiento sísmico de 1997, que sugirió

la presencia de una falla o lineación intersectando la sección horizontal de KB-502 (Figura 17). Sin embargo, una interpretación más reciente y detallada del levantamiento sísmico de 2009 no detectó dicha falla. Las fallas con una orientación similar a la "falla fantasma" identificada en 1997 podrían potencialmente ser reactivadas por la presión de inyección.

Sin embargo, White et al. (2014) concluyen que los registros de perforación para KB-502 sugieren la presencia de fallas no observadas en el intervalo del reservorio. Durante la perforación de la sección horizontal del pozo a través del intervalo C10.2, los recortes y los datos de registro revelaron que el pozo había reingresado de manera inesperada en la unidad C10.3. La interpretación es que el pozo había atravesado una falla vertical en su trayectoria. En la Figura 18 se ve la representación de la interpretación de fallas en el intervalo C10.2.

Figura 18

Interpretación de fallas en el intervalo C10.2

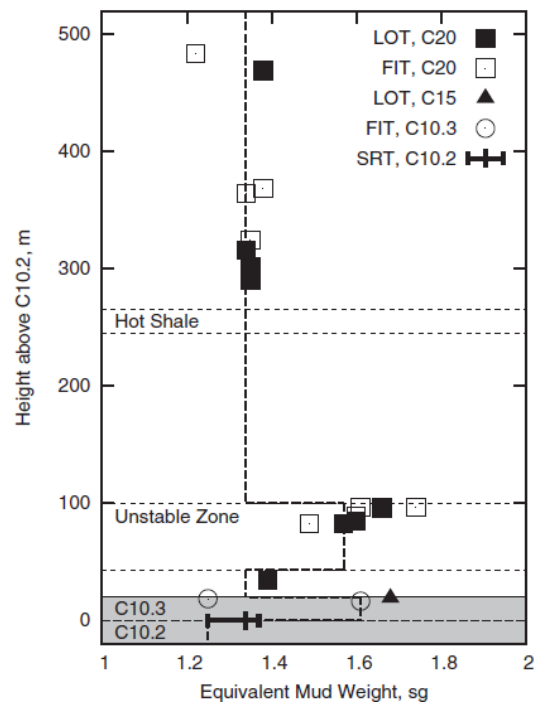


Nota. Tomado de (White et al., 2014)

La tercera hipótesis discutida explora la posibilidad de que las presiones de inyección de CO₂ hayan inducido hidrofracturas en los niveles inferiores del reservorio y en la roca sello. Para evaluar esto, se llevaron a cabo diversas pruebas, incluyendo Leak-off Test (LOT), Formation Integrity Test (FIT) y Step-Rate Test (SRT). En la Figura 18, los símbolos huecos representan los datos de pruebas de integridad de formación, indicando que la formación pudo sostener la presión aplicada sin presentar fugas. Por otro lado, los símbolos llenos corresponden a pruebas en las que se observó fuga.

Figura 19

Datos compilados de las pruebas de fuga (LOT), pruebas de integridad de formación (FIT) y pruebas de tasa escalonada (SRT) para pozos de inyección y producción.



Nota. Tomado de (White et al., 2014)

Según la Figura 19, en White et al. (2014) demostraron que no se detectaron fugas en el intervalo C10.3. Sin embargo, se observó una prueba de fuga en el intervalo C15 (triángulo lleno), que corresponde a una unidad de lutita/caliza encontrada en parte del campo. Se observa una tendencia consistente de fuga con un EMW de 1.35 sg a través de la mayor parte de la roca sello Viséan C20. Además, en el intervalo C10.2, se registró una fuga en la prueba de tasa escalonada a 1.25 sg.

En White et al. (2014) concluyen que, en base a la tercera hipótesis, las fracturas podrían iniciarse y propagarse en unidades de arenisca y lutita con un EMW en el rango de 1.35–1.70 sg. Para las profundidades de intervalo en KB-502, esto correspondería a un rango de presión de 239–301 bar en la parte superior del C10.2 y de 237–298 bar en la parte superior del C10.3.

Debe enfatizarse que ni los datos de InSAR ni los sísmicos sugieren que la integridad general del almacenamiento haya sido comprometida. Además, si se hubiera formado un camino de flujo significativo a través de los 950 m de la roca sello, se habría observado una caída notable en las presiones del reservorio y este no ha sido el caso. Finalmente, no se ha observado degradación de la calidad del agua en los pozos de monitoreo en el acuífero superficial.

La cuarta y última hipótesis sugiere la existencia de fracturas preexistentes en el proyecto, respaldada por una caracterización exhaustiva de fracturas en el sitio, basada en observaciones de FMI, núcleos y pérdidas de lodo. Identificaron una orientación dominante de las fracturas paralela al máximo esfuerzo horizontal (noroeste-sureste), y en general, estas fracturas presentan una inclinación pronunciada, con un ángulo de hasta 20° respecto a la vertical. Aunque la caracterización de las fracturas preexistentes es crucial para la ejecución de un proyecto, lamentablemente no disponen de datos sobre la resistencia y las propiedades friccionales de las

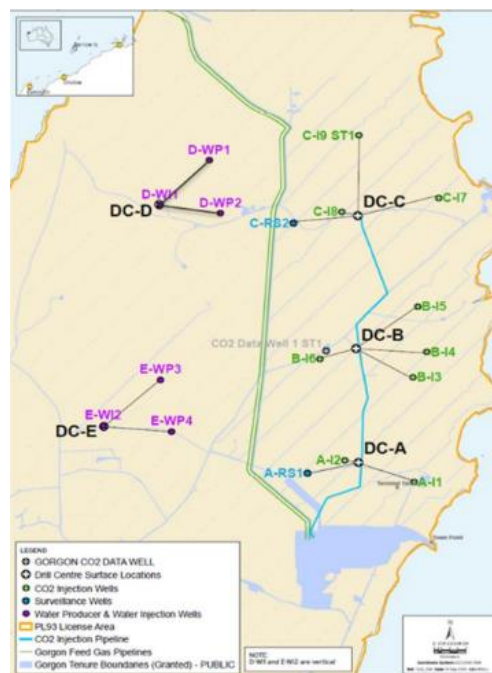
fracturas en el sitio. No obstante, es probable que las presiones máximas de inyección sean suficientes para reactivar cualquier fractura existente.

3.3 Proyecto Gorgon

El proyecto de captura y almacenamiento geológico de CO₂ Gorgon hace parte del proyecto Gorgon LNG desarrollado en el noroeste de Australia Occidental en la Isla Barrow, el cual inició su proyecto de gas en 2016 bajo la propiedad de grandes empresas operadoras de la industria de los hidrocarburos como lo son Chevron, ExxonMobil y Shell. (Robertson & Mousavian, 2022). En la Figura 20 se representa la ubicación geográfica del Proyecto Gorgon CCS.

Figura 20

Localización geográfica del Proyecto Gorgon CCS.



Nota. Tomado de (Trupp, M., Ryan, S., Barranco Mendoza, I., Leon, D., & Scoby-Smith, L. (2021, March). Developing the world's largest CO₂ Injection System—a history of the Gorgon Carbon

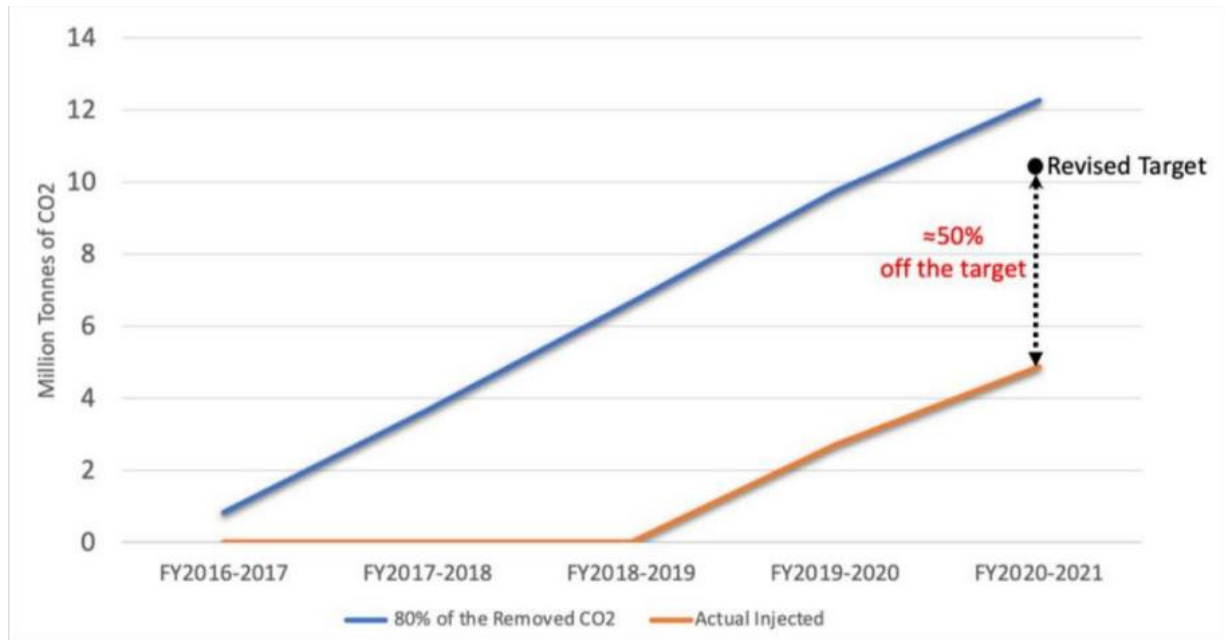
Dioxide Injection System. In Proceedings of the 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference (pp. 15-18)).

El proyecto Gorgon LNG es uno de los proyectos de gas más grande del mundo, tiene una capacidad de exportación de 15.6 Mt de gas natural licuado (LNG) y proporciona al estado hasta 300 Tera julios de gas doméstico por día. La construcción de la planta LNG y el proyecto de captura y almacenamiento de CO₂, incluidas las instalaciones de captura e inyección, comenzó en 2009 con una fecha de inicio prevista para el año 2016. (IEEFA, 2022).

Inicialmente en el plan del proyecto Gorgon CCS estaba previsto capturar e inyectar hasta 4 Mt de CO₂ anualmente y hasta más de 100 Mt durante la vida del proyecto y con esto reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40% aproximadamente en dicho proyecto. Sin embargo, durante los primeros cinco años (2016-2021), el proyecto no logró cumplir sus objetivos en un 50%. La inyección de CO₂ en estado supercrítico inició en agosto del año 2019, y hasta enero de 2021 se inyectaron más de 4 Mt en la zona elegida para el almacenamiento. (Robertson & Mousavian, 2022). En la Figura 21 se representa el desempeño de la planta Gorgon CCS a lo largo del tiempo.

Figura 21

Desempeño de la planta Gorgon CCS.



Nota. Tomado de (Robertson, B., Mousavian, M. (2022) Gorgon carbon capture and storage: The sting in the tail. Ieefa.org. Recuperado de <https://ieefa.org/resources/gorgon-carbon-capture-and-storage-sting-tail>).

3.3.1 Características del proyecto

El proyecto Gorgon CCS inició como el proyecto de captura y almacenamiento de carbono más grande del mundo, y tuvo su primera inyección en agosto de 2019 con tres años y medio de retraso desde que inició el proyecto Gorgon LNG en 2016. (Robertson & Mousavian, 2022).

El plan de desarrollo del proyecto tuvo su aprobación en el año 2009. Consta de tres módulos de compresión, una tubería de 12 in y 7 km de largo y tres centros de perforación de pozos de inyección de CO₂ con nueve pozos de inyección de CO₂ en total. También incluye dos

centros de perforación de pozos de gestión de presión, con un total de cuatro pozos productores de agua y dos pozos inyectores de agua. También hay dos pozos de vigilancia de yacimientos y el pozo de datos de 2006 también se convirtió en un pozo de monitoreo de la zona. (Mark Trupp, 2021).

El proyecto Gorgon contó con un programa de monitoreo y verificación (M&V), el cual usó como referencia el programa de Quest CCS y aplicó lecciones aprendidas del proyecto In-Salah. El método principal para monitorear la columna de CO₂ es la sísmica 3D repetida (4D), y para el seguimiento de la distribución de la presión de yacimiento se aplicó el método InSAR que consiste en una medición de los cambios de elevación de la superficie. (Mark Trupp, 2021).

Se realizaron pruebas de velocidad escalonada mientras se monitoreaban las presiones en la cabeza del pozo y la tasa máxima de inyección de cada pozo. Además, se instalaron manómetros en bombas electro-sumergibles (ESP) situadas en pozos productores de agua para identificar el momento de la respuesta de presión creada por la inyección de CO₂. (Mark Trupp, 2021).

Se realizaron pronósticos de desempeño del pozo de preinyección para parámetros dinámicos clave. La tasa observada de aumento en la presión del yacimiento fue menor que la prevista, lo que requirió un ajuste de los parámetros del modelado para obtener una buena coincidencia histórica. (Mark Trupp, 2021).

3.3.2 Características geológicas del proyecto

La interpretación estratigráfica de la formación de interés, Formación Dupuy, es que consiste en un depósito canalizado de “Slope and Base-of-Slope”. Se depositó una secuencia de arena de grano fino con permeabilidades inferiores a 0,1 md en limolitas y con permeabilidades

3.3.2.1 Características del acuífero salino

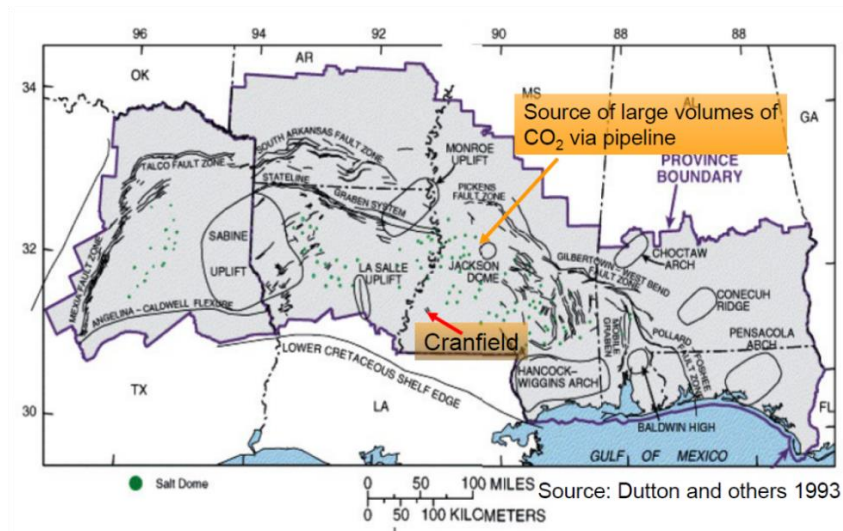
La zona de inyección de CO₂ de este proyecto es la Formación Dupuy del grupo Barrow, depositada durante el Jurásico Tardío, a una profundidad 7546 ft. Cuenta con un espesor de entre 657 y 1640 ft de areniscas masivas y limolitas altamente bioturbadas, una porosidad de 20% y una permeabilidad de 50 mD. Sobre esta capa se encuentra la "Upper Dupuy", una limolita de 330 ft de espesor (Chevron Australia, 2021). La Formación Dupuy está saturada con una salmuera cuya salinidad oscila entre 7,000 y 8,000 ppm TDS (Chevron Australia, 2018).

3.4 Proyecto SECARB Cranfield

El campo petrolero Cranfield se encuentra ubicado en Mississippi e inició su operación en el año 1944 a cargo de Chevron Oil Co. El campo Cranfield contaba con un mecanismo de producción de empuje por agua debido a un acuífero activo situado debajo del reservorio. Para el año 1960, el yacimiento comenzó a perder presión hasta una cifra de 4003 psi, provocando un corte de agua del 100% y un GOR excesivamente alto en su producción. Fue abandonado en el año 1966. (Hovorka S. , 2021). A continuación, la Figura 23 indica la ubicación geográfica del proyecto SECARB Cranfield.

Figura 23

Localización proyecto SECARB Cranfield.



Nota. Tomado de (SECARB phase III site: SECARB Cranfield project (the early test), Mississippi. (s/f). Netl.doe.gov. Recuperado de <https://netl.doe.gov/coal/carbon-storage/atlas/secarb/phase-III/cranfield-project>).

El campo Cranfield fue seleccionado para el desarrollo del proyecto The Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership (SECARB), el cual documenta la eficiencia del almacenamiento geológico de CO₂ mediante herramientas que permiten monitorear el comportamiento de este gas al ser inyectado y almacenado en el subsuelo.

El proyecto SECARB Cranfield proporcionó información relevante para almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos a largo plazo y recobro mejorado con CO₂. El proyecto SECARB planteó pruebas de presión en el intervalo de monitoreo de la zona superior (AZMI), apoyó la inyección a altas tasas y evaluó la capacidad del acuífero salino para almacenar CO₂ adicional mediante un concepto de “stacked storage”. (Hovorka, S. D, 2013).

3.4.1 Características del proyecto

La Asociación SECARB, en sus proyectos, participa en una investigación que va desde una evaluación inicial de la capacidad de almacenamiento de CO₂ hasta la demostración de una inyección y almacenamiento seguro a gran escala. Estos proyectos constan de 3 fases: (I) Caracterización, (II) Validación y (III) Despliegue. (National Energy Technology Laboratory).

El proyecto SECARB Cranfield fue el primero de la asociación SECARB en iniciar la inyección de CO₂ y monitorearla de manera exitosa. Se probó exitosamente la viabilidad y solidez comercial gracias a una gran variedad de tecnologías de monitoreo, verificación y contabilidad (MVA) de CO₂. Se obtuvieron núcleos de las paredes laterales del pozo de inyección, lo que permitió incorporar al modelo geológico de las areniscas de la zona de interés, una descripción detallada y un análisis de núcleos que incluían datos como la porosidad, permeabilidad, presión capilar, permeabilidad relativa de la salmuera, entre otros datos importantes que contribuyeron a la simulación de la inyección de CO₂. (National Energy Technology Laboratory).

En enero de 2015 concluyó el programa SECARB MVA en Cranfield con una masa total almacenada y monitoreada de 5,4 Mt de CO₂ aproximadamente y con sus respectivos pozos de investigación tapados y abandonados de manera segura. (National Energy Technology Laboratory).

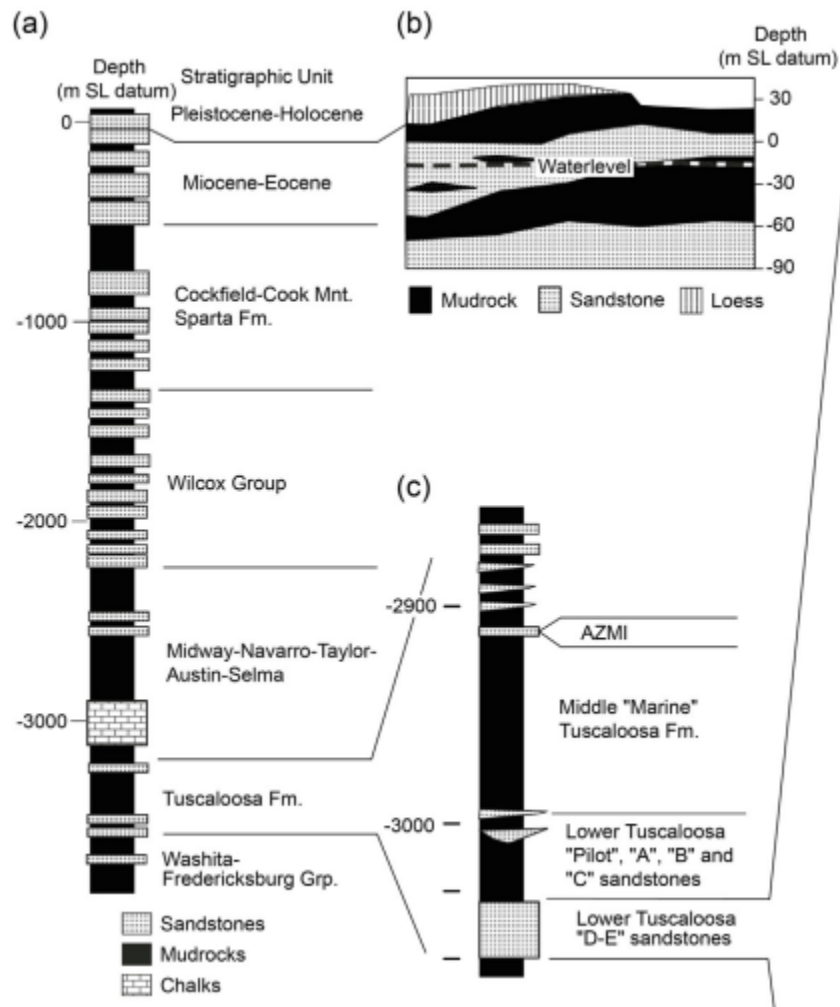
3.4.2 Características geológicas del proyecto

La zona de interés del proyecto SECARB Cranfield, se encuentra en las formaciones salinas profundas de la cuenca U.S Gulf Coast, específicamente en la formación Tuscaloosa Inferior del Cretácico superior a una profundidad que va desde los 10,420 pies a 10,522 pies con

un ángulo de buzamiento de aproximadamente 2° (Delshad et al., 2013). En la Figura 24 se representa la columna estratigráfica del campo Cranfield, y en la Figura 25 la sección transversal de este mismo.

Figura 24

Columna estratigráfica del campo Cranfield

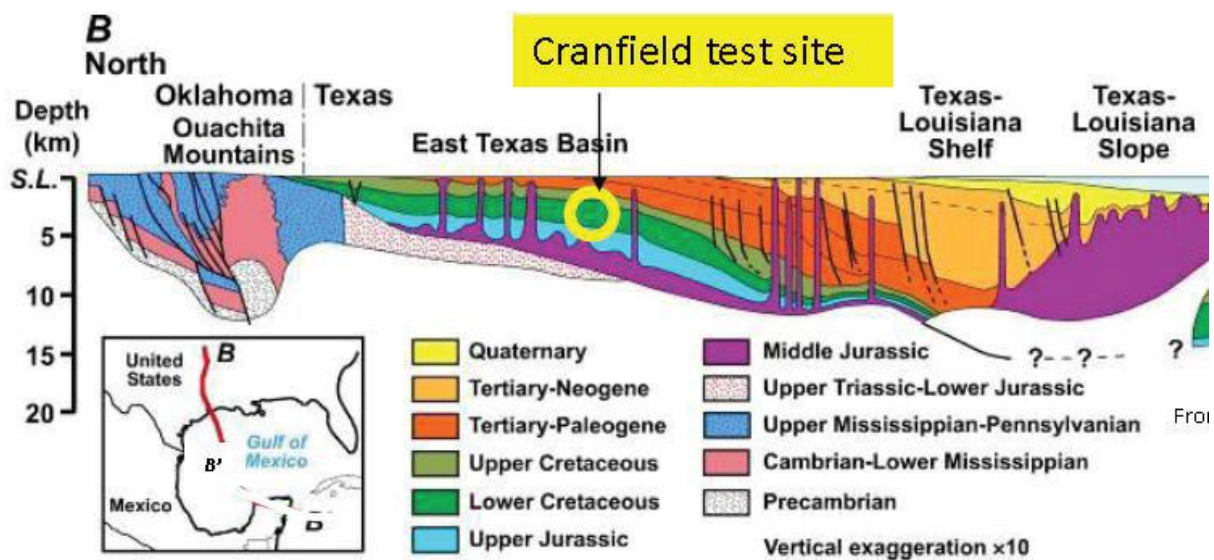


Nota. Tomado y adaptado de (Hovorka, S. D., Meckel, T. A., & Treviño, R. H. (2013). Monitoring a large-volume injection at Cranfield, Mississippi—Project design and recommendations.

International Journal of Greenhouse Gas Control, 18, 345–360.
<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.03.021>.

Figura 25

Sección transversal de U.S Gulf Coast.



Nota. Tomado de (Hovorka, S. D. (2013). Three-Million-Metric-Ton-Monitored Injection at the Secarb Cranfield Project—Project Update. *Energy Procedia*, 37, 6412–6423.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.571>).

La formación Bajo Tuscaloosa está compuesta por lutitas limosas intercaladas, areniscas de grano fino a medio y una arenisca basal (Arena masiva del Bajo Tuscaloosa) y son precisamente estas areniscas gruesas basales a donde apunta el almacenamiento de CO₂. La formación de arena masiva del Bajo Tuscaloosa consta de un espesor total que varía de 150 a más de 500 pies aproximadamente y este puede incluir areniscas porosas gruesas e intervalos de limolitas, lutitas y areniscas de pequeño espesor y baja permeabilidad. (Petrusak et al., 2009).

3.4.2.1 Característica acuífero salino

Según la información arrojada por los diferentes registros corridos para estudiar la formación de la arena masiva del Bajo Tuscaloosa se puede identificar una deflexión negativa del registro SP, un bajo nivel de rayos gamma, baja resistividad y porosidad uniforme con un promedio entre 18% y 30% en las areniscas gruesas. (Petrusak et al., 2009). La salmuera presente en el acuífero de la formación de inyección es de tipo Na-Ca-Cl con una salinidad de 150000 ppm TDS y concentraciones relativamente altas de Mg (entre 890 y 1180 ppm) y Sr (entre 480 y 1180 ppm).

3.5 Proyecto Quest

El proyecto Quest en Alberta, Canadá, es un proyecto de captura y almacenamiento geológico de Dióxido de Carbono (CO₂) desarrollado por Shell desde el año 2015 con el objetivo de reducir las emisiones de carbono que contribuyen al calentamiento global. Quest es el primer proyecto de CCS a escala comercial en arenas bituminosas del mundo y es una importante prueba para Shell, por lo que resalta sus operaciones integradas de CCS como modelo para el avance e implementación de esta tecnología, respaldando el compromiso de actuar frente al cambio climático. (de Nier, Maas, Gray, Wiwchar, 2015).

La viabilidad económica del proyecto Quest se empezó a evaluar desde el 2006 y la propuesta completa del proyecto se presentó al Departamento de Energía de Alberta en 2009. En el cuarto trimestre de 2009, el gobierno de Alberta firmó una carta de intención en conjunto con el gobierno federal de Canadá y el proyecto Quest CCS. Fue hasta el cuarto trimestre del año 2012 que iniciaron las primeras obras. (de Nier, Maas, Gray, Wiwchar, 2015).

Nota. Tomado y adaptado de (Quest anual summary report, 2021).

El proyecto Quest cuenta con un programa integral de medición, monitoreo y verificación (MMV) con el fin de demostrar la integridad segura y a largo plazo del almacenamiento. Esto responde también a la responsabilidad de mantener un seguimiento y monitoreo continuo de la actividad dentro del área de almacenamiento. El programa MMV, a los dos años de operación, demostró un comportamiento óptimo del embalse y sin detección de fugas. También realizaron una investigación de posibles rutas de fuga mediante el uso de cuatro escalas de modelo: (1) Pozo heredado - Modelo de ruta de fuga de salmuera del pozo, (2) Modelos estructurales geológicos, Modelo dinámico del campo, (3) Modelo de ruta de fuga de CO₂ del pozo de inyección y (4) Detección de fugas. (Duer, Shell Canadá Limitada, 2017).

3.5.2 Características geológicas del proyecto

El proyecto Quest se encuentra ubicado en la parte central de la cuenca sedimentaria del oeste de Canadá (WCSB) encima del basamento precámbrico, y el complejo de almacenamiento son las Arenas basales cámbricas (BCS), el cual está compuesto por tres sellos principales (Arcillas del cámbrico superior, Sales del Lotsberg bajo, Sales del Lotsberg superior) y un sello final (Prairie Evaporite). (Duer, Shell Canadá Limitada, 2017). En la Figura 27 se representa la columna estratigráfica del proyecto Quest CCS.

Figura 27

Columna estratigráfica del proyecto Quest CCS.

Period	Group	Formation	
Devonian	Elk Point	Prairie Evaporite	Final Seal
		Keg River	Aquifer
		Chinchaga	Baffle
		Ernestina Lake	Baffle
		Upper Lotsberg	Third Seal
		Devonian Mudstone	Baffle
		Lower Lotsberg	Second Seal
		Basal Red Beds	Baffle
Silurian		Absent	-
Ordovician		Absent	-
Cambrian		Upper Cambrian Shale	First Seal
		Basal Cambrian Sand	Injection Zone
Precambrian			

Nota. Tomado de (Wang, Xiaoqi, Gillrie, Mitchell, Chen, Zan, and Suzy Chen. "Risk Analysis on Geological and Geomechanical Uncertainties - Learnings from CO₂ Sequestration Modelling of a Saline Aquifer in Central Alberta, Canada." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 2023. doi: <https://doi.org/10.2118/214806-MS>).

La ausencia de fallas por interpretación en el conjunto de datos sísmicos indica una baja probabilidad de presencia de fallas en el yacimiento y en sus sellos, lo que evita posibles fugas mediante fallas abiertas y también una probabilidad muy baja de reactivación por presión inducida.

3.5.2.1 Característica acuífero salino

La zona de almacenamiento presente en el proyecto Quest CCS es un acuífero salino a 2000 m de profundidad aproximadamente en las Arenas Cámbricas Basales (BCS), y que cuenta con una porosidad promedio del 17% y una permeabilidad de 1000 mD. Se compone principalmente de areniscas de grano grueso y está inicialmente saturada con 100% de una salmuera de más de 300000 ppm. (Duer, Shell Canadá Limitada, 2017).

4. Modelo de estudio de reactivación de fallas.

La integridad de la zona de almacenamiento es uno de los factores más fundamentales a la hora de evaluar la eficiencia a corto, mediano y largo plazo de todo proyecto de almacenamiento geológico de CO₂, puesto que se trata del lugar en el cual el gas inyectado se va a entrapar por años y se debe tener garantía de que es un sitio seguro y optimo.

Al ser un factor tan importante, cuenta con su respectivo aseguramiento mediante estudios que evalúan el comportamiento de una zona prospecto para inyección. Esto es posible gracias a la simulación numérica y también con la documentación de lecciones aprendidas en otros proyectos ya ejecutados que brinden una guía y parámetros a tener en cuenta al momento de determinar si es segura la ejecución del plan.

Dentro de las valoraciones de integridad de la zona de almacenamiento se encuentra una de las más importantes, la reactivación de fallas, esto debido a que al momento de inyectar y almacenar CO₂ en una formación, se ejerce presión en esta, por lo que se deben tomar precauciones respecto a la presión de inyección, tasa de inyección, volumen de gas inyectado y tener un control del comportamiento de la formación y de su respuesta a la actividad que se está realizando para

así evitar accidentes o fugas, que es precisamente lo que ocurre cuando una falla existente en el complejo se reactiva.

Es por eso que en este capítulo del libro se propone la elaboración de una matriz evaluativa que permita valorar el impacto de las diferentes variables y parámetros que actúan durante un proceso de inyección y almacenamiento de CO₂ en un acuífero salino y que son importantes para el estudio del fenómeno de reactivación de fallas, a partir de una recopilación de información y revisión bibliográfica.

4.1 Estructura de la matriz evaluativa

La estructura de la matriz general consta de cuatro apartados que clasifican las variables según correspondan y se evalúan en tres columnas con los valores que se consideran no favorables, favorables y preferibles. La evaluación es realizada cualitativamente y cuantitativamente, esto debido a que algunos parámetros no se pueden estandarizar con valores numéricos ya que no todos los complejos se encuentran a las mismas condiciones. Los cuatro apartados son los siguientes: propiedades geológicas de la roca almacén, propiedades geológicas del sello, propiedades geomecánicas y características de las fallas.

4.1.1 Propiedades de la formación almacén.

En esta sección se encuentran las variables importantes respecto al acuífero salino que es la formación de almacenamiento del CO₂ inyectado.

La zona de inyección y almacenamiento se debe encontrar a una profundidad considerable que permita que las propiedades del CO₂ sean las óptimas para un almacenamiento seguro.

Normalmente entre los 2625 y 2789 ft debido a que a estas profundidades el CO₂ se encuentra en condiciones supercríticas. (Ruiz, y otros, 2007).

El CO₂ debe almacenarse en una roca lo suficientemente porosa, preferiblemente valores mayores del 10% y cercanos a un 20%, de esta manera el fluido encontrara un espacio considerable donde entramparse y posteriormente disolverse en la salmuera de la formación. También debe contar con una permeabilidad alta que permita que el fluido se distribuya por el espacio poroso y no se acumule en un mismo sitio, lo que le da mucha importancia también a otro criterio tomado en cuenta, la heterogeneidad del espacio poroso, la cual debe ser baja para que la distribución sea lo más uniforme posible.

En cuanto al espesor, es importante que brinde estabilidad geomecánica al depósito de CO₂ al soportar el peso de las capas superiores y que también proporcione suficiente espacio para un volumen considerable a almacenar. Los valores del espesor pueden variar dependiendo de otras características geológicas de la roca, por lo que se hizo una estimación teniendo en cuenta como se evaluó la porosidad y la permeabilidad.

El gradiente geotérmico debe ser moderado para asegurar el almacenamiento, ya que de ser muy bajo la solubilidad y viscosidad del CO₂, las cuales son propiedades que ayudan a mantenerlo disuelto en la salmuera, se pueden ver alteradas y disminuir la eficiencia del entrampamiento. Por otro lado, de tener valores muy elevados, puede contribuir a reacciones químicas de la salmuera con la roca, lo que también puede afectar negativamente la capacidad de almacenamiento.

La salinidad de la salmuera es otro de los criterios más importantes para este estudio, debido a que debe ser la adecuada para que la densidad y la viscosidad de esta sea lo suficientemente alta para retener el CO₂ disuelto, de lo contrario, será una vía de escape para el gas y se perdería ese confinamiento por solubilidad.

En la Tabla 6, se encuentra la valoración estimada de los parámetros anteriormente mencionados que hacen parte de las propiedades del reservorio de la matriz evaluativa.

Tabla 6

Evaluación de las propiedades de la roca almacén.

	Parámetros	Valor no favorable	Valor favorable	Valor preferible
	Profundidad (ft)	<2000 ^a	<3300 ^a	2625-2789 ^a
	Porosidad (%)	<10 ^b	10-25 ^d	>25 ^d
	Permeabilidad promedio (mD)	<20 ^e	≥20 ^e	300 ^c
Propiedades geológicas de la roca almacén	Espesor (ft)	<65.6 ^e	≥65.6 ^e	65.6 -115 ^e
	Gradiente geotérmico °F/ft	>0.022 ^f	<0.022 ^f	<0.019 ^e
	Heterogeneidad de espacio poroso	Alta	Moderada	Baja
	Salinidad de la salmuera (ppm)	<3000 ^d	3000-10000 ^d	>10000 ^d

Nota. Datos tomados y adaptados de **a)** Ruiz, y otros, 2007; **b)** Callas, y otros, 2024; **c)** Gozalpour, Ren, & Tohidi, 2005; **d)** Llamas Moya, 2016; **e)** Shell Canada Ltd, 2011; **f)** Bachu, 2010.

4.1.2 Propiedades del sello

Este apartado recopila los parámetros que deben ser evaluados para determinar la eficiencia de un sello para un proyecto de almacenamiento de CO₂. Con esto se busca garantizar que la roca

cuenta con las propiedades necesarias para retener el gas en la formación almacén y que no existan posibles vías de fuga a través de ella.

La roca sello debe tener una porosidad y una permeabilidad bajas que no permita que el CO₂ migre a capas superiores o, en el peor de los casos, a la atmosfera. Normalmente se busca que sean formaciones con porosidades menores que el 8% o 5% y permeabilidades menores a 0.1 mD. De esta manera se garantiza que la formación se comporte como un sello y no como otra roca que permita el flujo del agua y CO₂ como la formación almacén.

Otro parámetro del sello importante para la seguridad del almacenamiento es el espesor. La roca debe contar con un espesor lo suficientemente grueso para dar seguridad al confinamiento y evitar posibles fugas. También es posible que se presenten más de una formación sello, lo que garantiza mucho más que el CO₂ almacenado no escape a la atmosfera.

En la Tabla 7, se encuentran los valores estimados para evaluar estos parámetros mencionados de la roca sello, teniendo en cuenta los valores estimados para la formación almacén y la revisión bibliográfica.

Tabla 7

Evaluación de las propiedades del sello.

	Parámetros	Valor no favorable	Valor favorable	Valor preferible
Propiedades geológicas del sello	Porosidad (%)	>10 ^a	10-5 ^a	<5 ^a
	Permeabilidad (mD)	>1 ^a	<1 ^a	≤0.1 ^a
	Espesor (ft)	<32.8 ^b	32.8 - 328 ^a	>328 ^a

Nota. Datos tomados y adaptados de **a)** Llamas Moya, 2016; **b)** Shell Canada Ltd, 2011.

4.1.3 Propiedades geomecánicas

La geomecánica del almacenamiento en un proyecto de entrapamiento de CO₂ es de gran importancia puesto que la mecánica de rocas es la que brinda, en gran parte, estabilidad al sistema.

El primer parámetro de este apartado es el coeficiente de Poisson, el cual, para arenas de alta porosidad ($\geq 16\%$), suele tener valores altos indicando su alta deformación radial bajo esfuerzos. (Zoback, 2007).

También se considera el valor del coeficiente de Biot, que para rocas altamente porosas suele tener valores altos entre 0.6 y 0.9. (Zoback, 2007). Otro valor a considerar es el dominio de la estabilidad de la formación según los esfuerzos. Esto se puede evaluar en el círculo de Mohr y determinar si la roca es estable o inestable, ubicándose en una región de la envolvente que, según el criterio del círculo de Mohr, presenta deformación con o sin fracturas respectivamente. (Llamas Moya, 2016).

Tabla 8

Evaluación de las propiedades geomecánicas.

	Parámetros	Valor no favorable	Valor favorable	Valor preferible
Propiedades geomecánicas	Coeficiente de Poisson	$<0.1^a$	$\geq 0.4^a$	0.5^a
	Coeficiente de Biot	$\leq 0.4^a$	$0.4-0.6^a$	$0.6-0.9^a$
	Dominio de Estabilidad	Inestable ^b	Medianamente estable ^b	Estable ^b

Nota. Datos tomados y adaptados de **a)** Zoback, 2007; **b)** Llamas Moya, 2016.

4.1.4 Características de la falla

La reactivación de fallas durante un proyecto de almacenamiento de CO₂ en un acuífero salino es precisamente el fenómeno que se busca evitar al diseñar esta matriz evaluativa, por lo que es requisito un apartado que cuente con características importantes de las fallas inactivas presentes en la geología de un proyecto.

El coeficiente de fricción interna de la roca es de gran importancia para la estabilidad de una formación y para garantizar que las fallas cercanas permanezcan inactivas. Se puede valorar gráficamente con el uso del criterio de Mohr-Coulomb, teniendo en cuenta que el coeficiente de fricción es el valor de la pendiente de la línea de fricción de la envolvente, lo que quiere decir que entre mayor sea el valor el coeficiente de fricción, se requiere una mayor alteración del gradiente de presión de poro para reactivar la falla. Los coeficientes de fricción interna de casi todas las rocas varían de 0.5 a 2, con un valor intermedio de 1.2 aproximadamente. (Zoback, 2007).

Para asegurar la no reactivación de falla es necesario tener en cuenta la distancia entre la cara de la formación de almacenamiento en el pozo y las fallas, por lo que se deben conocer las coordenadas del pozo de inyección y de las fallas. Lo recomendable es que las fallas se encuentren lo suficientemente lejos, tanto horizontalmente como verticalmente, con unos valores aproximados entre 2500 ft y 3000 ft. Cabe resaltar que, si una falla se encuentra muy lejos en una de las coordenadas, pero demasiado cerca en la otra, es muy probable que la falla este muy propensa a reactivarse, por lo que debe existir suficiente distancia en ambas coordenadas.

Es importante considerar el delta de presión de poro en la falla, ya que este nos indica que tanta variación de presión requiere una falla inactiva para reactivarse. Entre menor sea el delta de presión de poro, menos alteración de a presión requiere la falla para una reactivación.

Además, un valor muy importante para evaluar un riesgo de reactivación de fallas es el **Shale Gouge Ratio (SGR)**, que es una estimación de la cantidad de arcilla proveniente de las paredes de la roca que se han deslizado hasta más allá del punto de falla, lo que se relaciona directamente con los sellos de fallas, ya que si se trata de granos muy finos de filosilicatos, resulta en gargantas de poros muy pequeñas y por ende altas presiones capilares y permeabilidades bajas para el material de la zona de falla. Si son fallamientos a través de rocas limpias como areniscas genera cataclasitas, mientras que si se trata de arcilla genera manchas o parches de arcilla. Si bien, este parámetro no está evaluado en la matriz, se considera de gran importancia. (Yielding, 2002).

Tabla 9

Evaluación de las características de las fallas.

	Parámetros	Valor no favorable	Valor favorable	Valor preferible
	Coefficiente de fricción interna	<0.4 ^a	0.4-0.5 ^a	0.5-2 ^a
Características de las fallas	Distancia X de la falla al pozo (ft)	<2500	2500-3000	≥3000
	Distancia Y de la falla al pozo (ft)	≤2500	2500-3000	≥3000
	Delta de presión de poro (psi)	<850	850-950	>950

Nota. Datos tomados y adaptados de **a)** Zoback, 2007.

4.2 Ejemplo - Proyecto Piloto Frio

Se plantea como ejemplo el Proyecto Piloto Frio, mencionado en el anterior capítulo, con el fin de evaluar los parámetros de cada uno de los apartados y verificar, según los criterios establecidos, que era un proyecto seguro. En la Tabla 10, se encuentra la evaluación con los datos correspondientes al proyecto.

Tabla 10*Modelo evaluativo de reactivación de fallas – Proyecto Piloto Frio*

Parámetros	Valor no favorable	Valor favorable	Valor preferible	Proyecto Frio	
Profundidad (ft)	<2000 ^a	<3300 ^a	2625-2789 ^a	5050 ^h (Favorable)	Formación Frio
Porosidad (%)	<10 ^b	10-25 ^d	>25 ^d	24 ⁱ (Favorable)	
Permeabilidad promedio (mD)	<20 ^e	≥20 ^e	300 ^e	49 ⁱ (Favorable)	
Propiedades geológicas de la roca almacén Espesor (ft)	<65.6 ^e	≥65.6 ^e	65.6 -115 ^e	35 ⁱ (No favorable)	
Gradiente geotérmico °F/ft	>0.022 ^f	<0.022 ^f	<0.019 ^e	0.018 ^h (Preferible)	
Heterogeneidad de espacio poroso	Alta	Moderada	Baja	Moderada (Favorable)	
Salinidad de la salmuera (ppm)	<3000 ^d	3000-10000 ^d	>10000 ^d	100000 ^h (Preferible)	
Propiedades geológicas del sello Porosidad (%)	>10 ^d	10-5 ^d	<5 ^d	7.3 - 15.8 ^j (No favorable)	Formación Anahuac
Permeabilidad (mD)	>1 ^d	<1 ^d	≤0.1 ^d	0.0006-0.0026 ^j (Preferible)	
Espesor (ft)	<32.8 ^e	32.8 - 328 ^d	>328 ^d	250 ^h (Favorable)	
Propiedades geomecánicas Coeficiente de Poisson	<0.1 ^g	≥0.4 ^g	0.5 ^g	0.415 ^k (Favorable)	
Coeficiente de Biot	≤0.4 ^g	0.4-0.6 ^g	0.6-0.9 ^g	0.96 ^k (Preferible)	
Dominio de Estabilidad	Inestable ^d	Medianamente estable ^d	Estable ^d	Inestable (No favorable)	
Coeficiente de fricción interna	<0.4 ^g	0.4-0.5 ^g	0.5-2 ^g	0.625 ^k (Preferible)	
Características de las fallas Distancia X de la falla al pozo (ft)	<2500	2500-3000	≥3000	F1 = 3731.95 F2 = 70.86 FS1 = 789.69 FS2 = 7706.69 FS3 = 1000.66 (Favorable) ^l	
	Distancia Y de la falla al pozo (ft)	≤2500	2500-3000	≥3000	
Delta de presión de poro (psi)	<850	850-950	>950	FS1, FS2 Y FS3= 740 F1 = 800-810 F2 = 1032-1049 (Favorable) ^l	

Nota. Datos tomados y adaptados de **a)** Ruiz, y otros, 2007; **b)** Callas, y otros, 2024; **c)** Gozalpour, Ren, & Tohidi, 2005; **d)** Llamas Moya, 2016; **e)** Shell Canada Ltd, 2011; **f)** Bachu, 2010; **g)** Zoback, 2007; **h)** Hovorka S. D., 2009; **i)** Hovorka, y otros, 2003; **j)** Lu, Larson, & Smyth, 2015; **k)** Jung, Singh, Espinoza, & Wheeler, 2018; **l)** J.C. Reed, 2005.

Se puede evidenciar que la mayoría los parámetros del Proyecto Piloto Frio se encuentran entre los valores favorables y preferibles, por lo que se concluye que, según este modelo evaluativo, es un proyecto de almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos que se puede desarrollar con las precauciones pertinentes que garanticen la no reactivación de fallas, la integridad del complejo en general y la seguridad del almacenamiento a largo plazo.

5. Simulación de reactivación de fallas

5.1 Fault Slip Potential

En 2017, FSP fue desarrollado y presentado al público gracias a una colaboración entre ExxonMobil y el Centro de Stanford para el Estudio de la Sismicidad Inducida y Desencadenada. Sin embargo, en 2023, la responsabilidad de proporcionar, mantener y mejorar el software fue transferida a la Oficina de Geología Económica de la Universidad de Texas, junto con el Centro de Investigación de Inyección y Sismicidad y la Red Sismológica TexNet. Este simulador está accesible de manera gratuita a través del portal web de UTEXAS (<https://www.beg.utexas.edu/texnet-cisr/fsp>).

La secuencia operativa de este software consta de: en primer lugar, realizar una predicción determinista de la presión de poro de Mohr-Coulomb para el deslizamiento en fallas discretas;

luego un análisis de Monte Carlo que evalúa la geometría de la falla y el estado de estrés, determinando así la probabilidad de deslizamiento de cada falla en función del incremento de la presión de poro. Posteriormente, se aplican diversos escenarios de inyección, en el cual se puede emplear el método de Monte Carlo para estimar la incertidumbre en el aumento de la presión en cada falla. Finalmente, se calcula un modelo probabilístico de deslizamiento de fallas que ofrece una estimación de la probabilidad acumulativa de que ocurra un deslizamiento en función del tiempo.

Es importante destacar que para utilizar FSP se requiere una computadora con sistema operativo Windows de 64 bits, así como la instalación gratuita de MATLAB Compiler Runtime (MCR) en su versión 8.0.

5.2 Caso de estudio – Proyecto Piloto Frio

El caso a estudio a trabajar es el proyecto piloto Frio I Brine con inicio en el año 2004 y un fin de este en el año 2009. El análisis de reactivación de fallas solo se pudo realizar para la primera parte de esta prueba piloto, Frio I, debido a que el software Fault Slip Potential no permite cambiar la profundidad de referencia para cada uno de los pozos y la prueba Frio II maneja una profundidad de inyección diferente a la del proyecto Frio I.

Se realizaron tres simulaciones, la primera es la simulación base donde se van a inyectar 1,600 toneladas de CO₂ en un tiempo de 10 días y se va a cerrar el pozo por 5 años. La segunda simulación se realizó con la capacidad máxima de inyección que se autorizó en el contrato del proyecto, la cual es 54,000 toneladas de CO₂ a una tasa máxima de inyección de 250 toneladas por día, y la tercera simulación se hizo una inyección total de 900,000 toneladas por un periodo de 10 años respetando la tasa de inyección máxima del contrato de 250 toneladas por día.

5.3 Datos de entrada del simulador

5.3.1 Datos de esfuerzo

Los datos de los esfuerzos para Frio I correspondientes a la formación de interés del proyecto se encontraron en el paper “*In-situ* stress predictions and measurements in an unconsolidated sandstone formation, the Lower Frio, East Texas” (Ramos et al., 1994) Para la formación Frio tenemos un gradiente de esfuerzo vertical: 0.9 (psi/ft), gradiente de esfuerzo horizontal máximo: 0.73 (psi/ft), gradiente de esfuerzo horizontal mínimo: 0.66 (psi/ft). La dirección del esfuerzo máximo horizontal es > N30W (Hovorka et al., 2009) y un gradiente inicial de presión para este proyecto es de 0.432 (psi/ft) con una profundidad de 5050 ft (Hovorka et al., 2009).

5.3.2 Datos hidrológicos

A nivel de parámetros del acuífero salino tenemos un espesor de 35ft con una porosidad de 24% y una permeabilidad de 49 mD para Frio I.

5.3.3 Pozos de inyección

El pozo de inyección se encuentra ubicado en las coordenadas, X: 320.523km Y: 3323.68.

Las unidades de la tasa de inyección utilizadas en FSP son barriles por día (bbl/d), mientras que los datos proporcionados para las inyecciones están en toneladas de CO₂. Para realizar la conversión correcta, se utilizó la siguiente relación: una tonelada de CO₂ en condiciones normales equivale a 3.204 barriles (bbl).

$$1.000.000 \text{ gCO}_2 * \frac{22,4136 \frac{\text{l}}{\text{mol}}}{44 \left(\frac{\text{g}}{\text{mol}}\right)} = 509.400 \text{ l} * \frac{1 \text{ bbl}}{158,99 \text{ l}} = 3.204 \text{ bbl}$$

Tabla 11*Propiedades pozo inyector caso base*

Caso Base					
Pozo	Easting (km)	Northing (km)	Injection Volume (bbl/d)	Start year	End year
FRIO I	320.523	3.323.689	512640	2004.8	2004.9
FRIO I	320.523	3.323.689	0	2004.9	2009

Tabla 12*Propiedades pozo inyector caso máximo aprobado.*

Caso Maximo Aprobado					
Pozo	Easting (km)	Northing (km)	Injection Volume (bbl/d)	Start year	End year
FRIO I	320.523	3.323.689	24030000	2004.8	2005.2
FRIO I	320.523	3.323.689	0	2005.2	2018

Tabla 13*Propiedades pozo inyector caso reactivación de falla.*

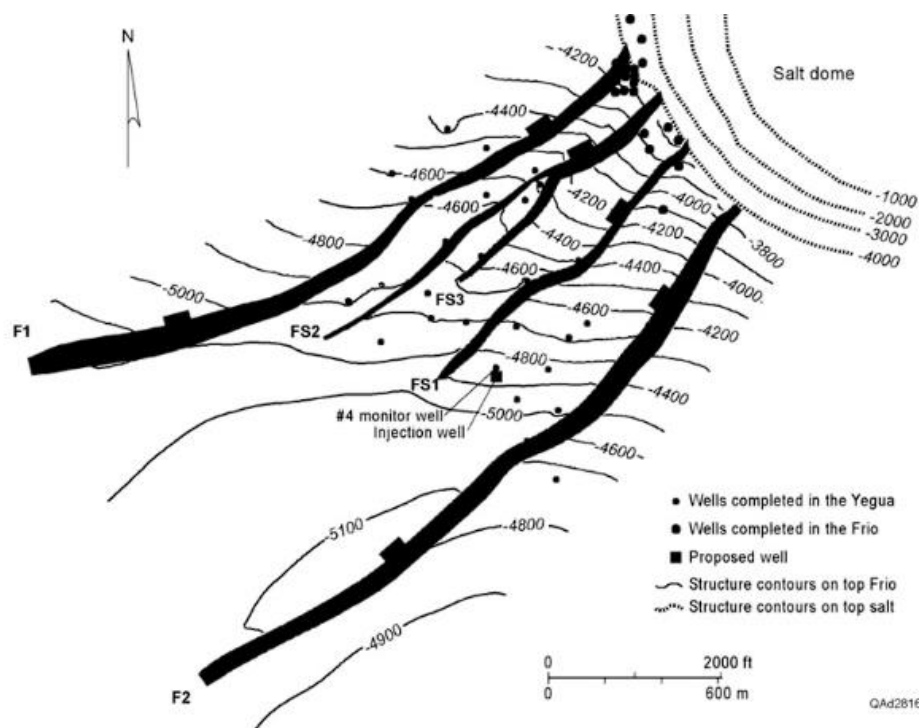
Caso Reactivación de Falla					
Pozo	Easting (km)	Northing (km)	Injection Volume (bbl/d)	Start year	End year
FRIO I	320.523	3.323.689	24030000	2004.8	2014.8
FRIO I	320.523	3.323.689	0	2014.9	2024.9

5.3.4 Datos de fallas

Para los datos de las fallas, se utilizó "Database of the Geologic Map of North" (Reed et al., 2005) descargada y empleada directamente en el software de uso libre ArcMap. Esta base de datos proporcionó la información correspondiente a las dos fallas principales evidenciadas en la sísmica del informe final del proyecto Frio I. A esta base de datos se añadieron las tres fallas secundarias de menor tamaño, identificadas en la misma sísmica (Figura 28). Los datos del ángulo de inclinación (dip) correspondientes a cada falla fueron: 78° para la F1, 77° para las FS1, FS2 y FS3, y 87° para la F2, según se obtuvo de "Quantification of a Maximum Injection Volume of CO₂ without Geomechanical Perturbations Using a Compositional Fluid Flow Reservoir Simulator" (Hojung et al., 2017).

Figura 28

Estructura interpretada a partir de registros y sísmicas del proyecto Frio.

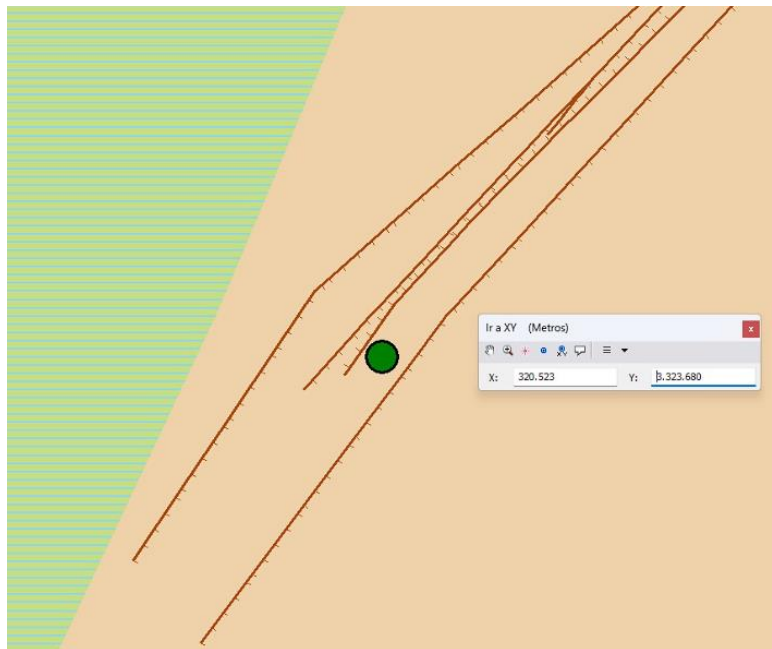


Nota. Tomado de (Hovorka et al., 2009).

Para realizar un análisis correcto en el software Fault Slip Potential, el manual recomienda dividir la falla en un número específico de segmentos, que puede variar según la longitud de la falla. Esto permite un análisis más preciso del lugar de reactivación, ya que el software evalúa el potencial de reactivación en el punto medio de cada falla. En el caso del proyecto Frio I, se identificaron un total de 5 fallas, cada una de las cuales se dividió en 10 segmentos de igual longitud, resultando en un total de 50 segmentos de falla para el análisis. Todo esto se realizó directamente desde el software ArcMap (figura 29) y se exportan los datos directamente al FSP.

Figura 29

Ubicación del pozo Frio I en ArcMap.



5.3.5 Avanzado

En el apartado “Advanced” del software se introdujeron los datos de la densidad del fluido a inyectar, este caso la densidad del CO₂ varía entre 600-800 (kg/m³) (Hovorka et al., 2009), la

viscosidad dinámica $6e-05$ (Pa.s) (Hojung et al., 2017), la compresibilidad del fluido $6.1e-06$ (Pa⁻¹) (Hojung et al., 2017) y la compresibilidad de la roca $2.1e-09$ (Pa⁻¹) (Hojung et al., 2017).

5.4 Análisis y Resultados

5.4.1 Caso base

La simulación base corresponde a los datos de inyección real del proyecto FRIO I el cual se encuentra en el apartado **5.3.3 Pozos de inyección**.

En la Figura 30 se encuentran los datos de entrada del modelo, en el apartado izquierdo están el total de número de fallas/segmentos en el modelo, también se encuentra el mapeado de las fallas con la ubicación exacta del pozo de inyección y en el apartado derecho se encuentra una gráfica de la tasa de inyección en bbl/d con respecto al tiempo de la simulación.

Figura 30

Model Inputs FSP.

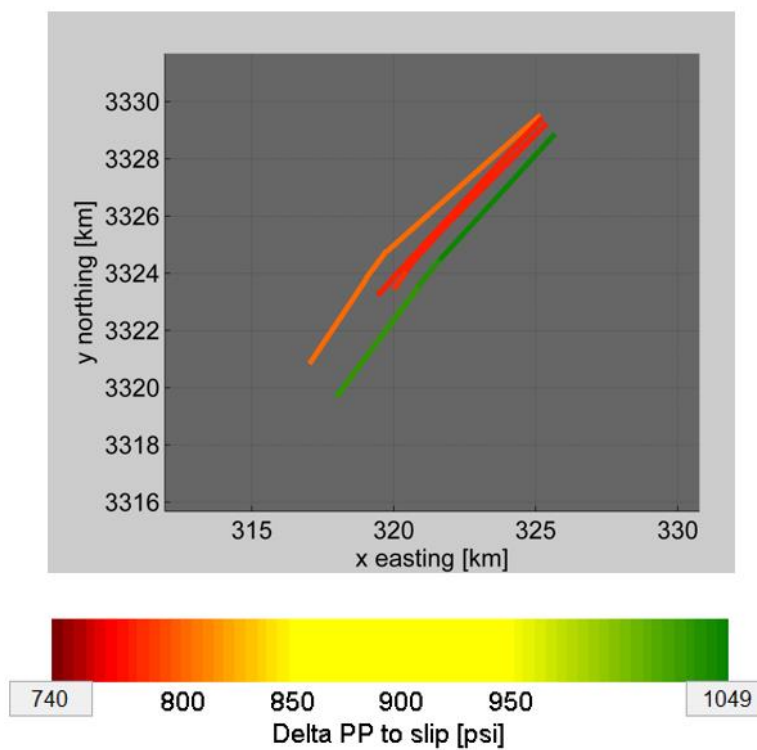


5.4.1.1 Geomecánica

El estudio del modelo geomecánico determinístico se ilustra en la Figura 31, la cual muestra el mapeo de las fallas, coloreadas según los valores correspondientes de cambio en la presión de poro necesarios para la reactivación.

Figura 31

Mapeado de falla modelo geomecánico.

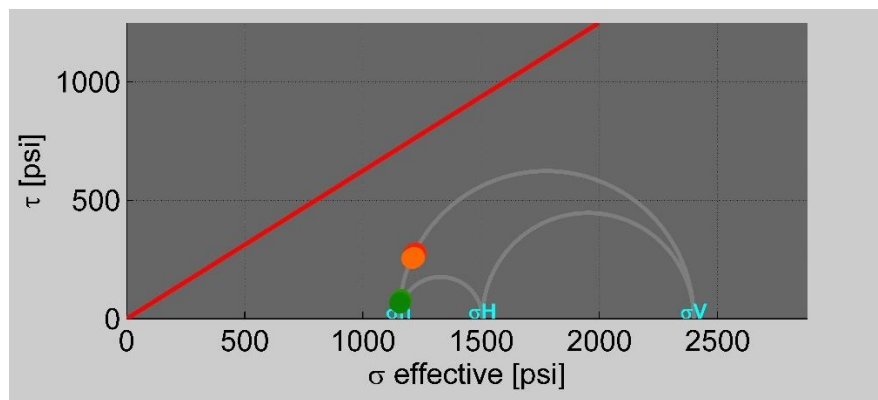


De rojo, para un valor aproximado de 740 (psi) de delta de presión de poro para reactivación de falla se tienen las fallas secundarias FS1, FS2 y FS3, mientras que para las dos fallas principales se tiene un delta de presión de poro aproximado entre 800 y 810 (psi) para F1 y para F2 un valor entre 1032 y 1049 (psi), siendo esta la falla que necesitara mayor alteración de la presión para presentar una reactivación.

La Figura 32 presenta el diagrama de Mohr para cada una de las fallas del proyecto, destacando que las fallas secundarias FS1 y FS2 se encuentran más próximas a la línea que representa el coeficiente de fricción. Esta proximidad indica que las fallas secundarias FS1 y FS2 requieren una menor variación en la presión de poro para alcanzar una reactivación, lo que las hace más susceptibles en comparación con las demás fallas.

Figura 32

Diagrama de Mohr de todas las fallas.



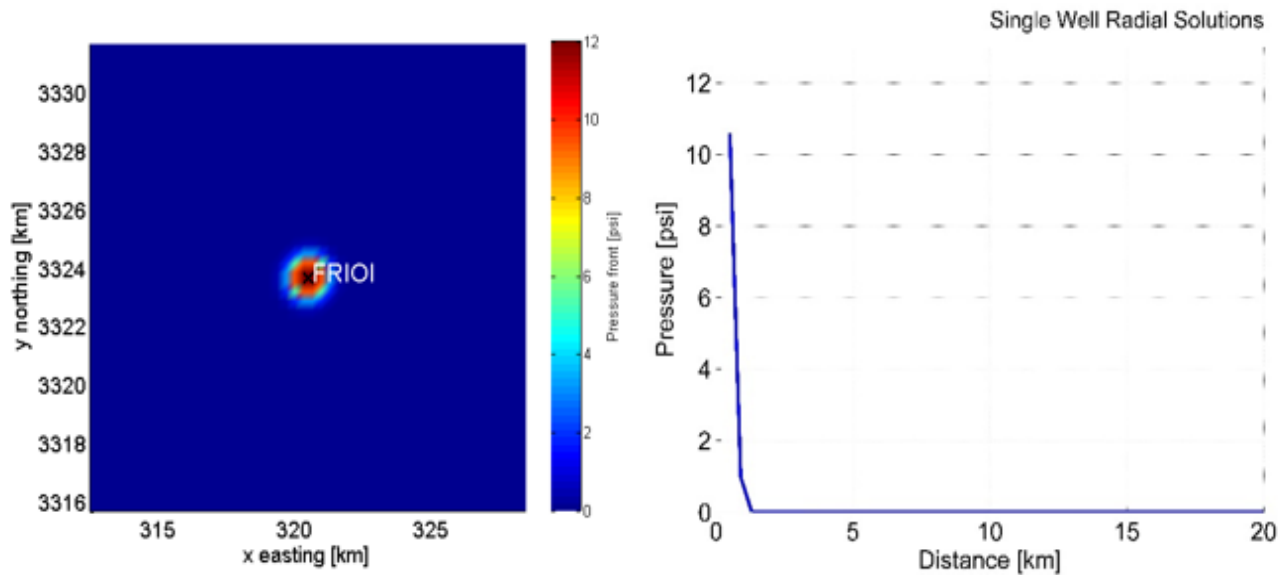
5.4.1.2 Hidrología

El análisis del comportamiento en el acuífero después de la inyección de CO₂ se ve afectado desde el primer día de la inyección, sin embargo, este efecto se ve reflejado en una solución radial mayor a 1 (psi) a partir del segundo año después de la inyección (2006). Con un cambio de presión en el frente de 5.5 psi. Sin embargo, en el cuarto año, después de terminar la inyección, es donde mayor cambio de presión en el frente existe con un total de 11 psi con una distancia de aproximadamente 800-1000 metros

La figura 33 muestra el comportamiento del acuífero en una solución del pozo radial en el cuarto año después de haber inyectado 1,600 toneladas de CO₂.

Figura 33

Comportamiento del acuífero.

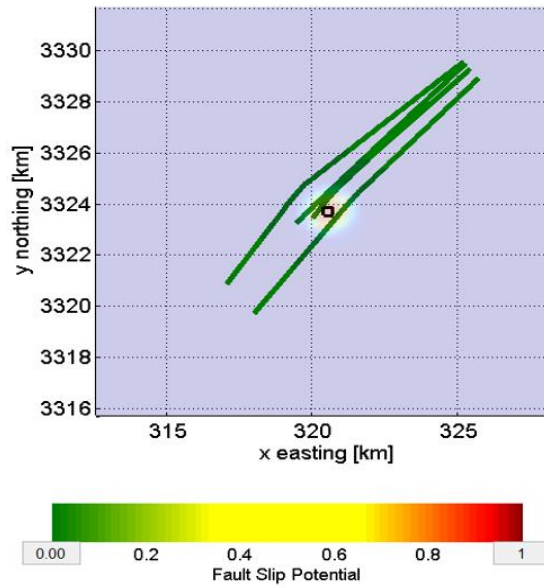


5.4.1.3 Potencial reactivación de fallas

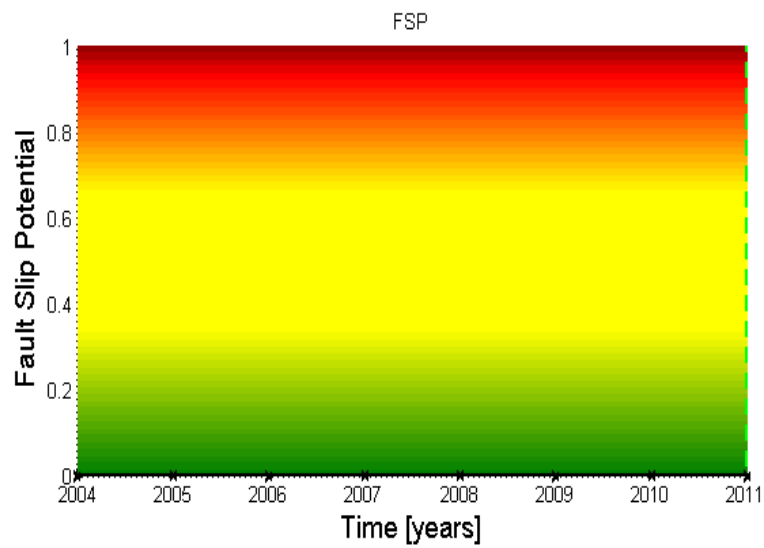
En la figura 34 se encuentra un mapeado de las fallas coloreadas con el potencial de reactivación de falla correspondiente a cada uno de los segmentos de las fallas. Evidenciamos que, con un total de inyección de 1,600 toneladas en 10 días, no existe potencial de reactivación de falla a través del tiempo (Fig 35), esto aplica tanto para las dos fallas principales (F1 y F2) como las tres fallas secundarias (FS1, FS2 y FS3).

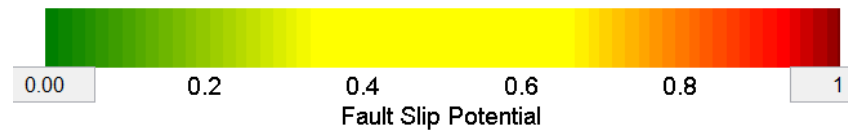
Figura 34

Mapeado de fallas FSP.

**Figura 35**

Fault Slip Potential vs Tiempo.

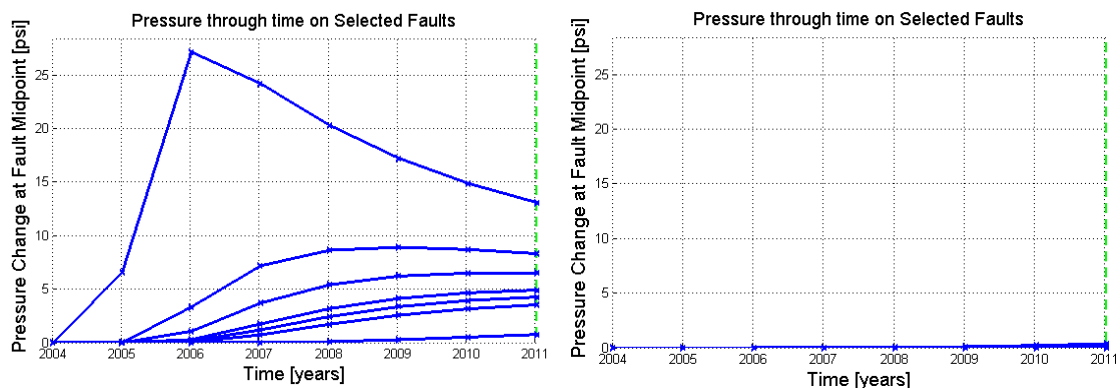




No obstante, se observan cambios en la presión en el punto medio de cada segmento, siendo las fallas FS2, FS3 y la segunda falla principal, F2, las más afectadas. En particular, se identifican alteraciones en los segmentos 18, 19 y 20 de la FS2, en los segmentos 31 y 32 de la FS3, y en los segmentos 46 y 47 de la F2. Estos segmentos presentan mayor impacto debido a su proximidad al pozo de inyección en comparación con los demás. En la Figura 36 se muestra una comparación entre el cambio de presión en las fallas FS2, FS3 y F2 frente a las demás fallas.

Figura 36

Comparativo cambio de presión de poro entre segmento.



5.4.2 Caso Máximo Aprobado

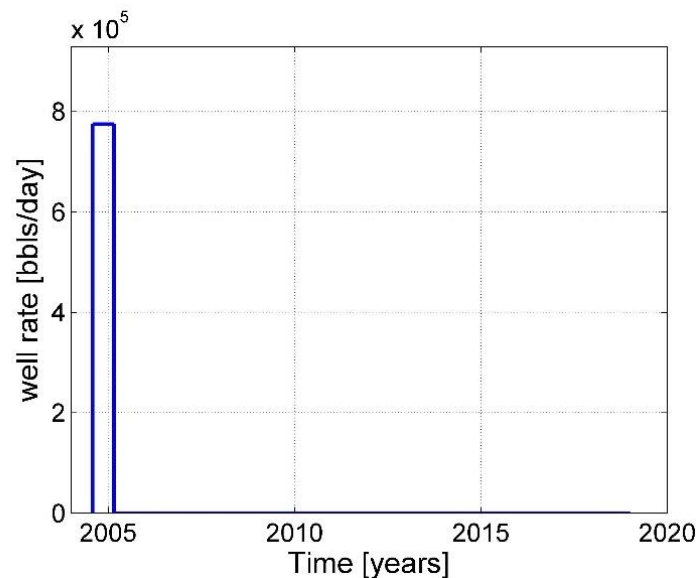
A partir del estudio del caso base, se decidió realizar una simulación utilizando la cantidad máxima de CO₂ aprobada en el contrato del proyecto piloto, con el objetivo de determinar si dicha

cantidad, 54,000 toneladas de CO₂ a una tasa máxima de 250 toneladas por día, podría haber generado un potencial de reactivación de fallas.

Para esta simulación, se desarrolló un modelo que contempla un período de 7 meses de inyección de CO₂ a una tasa constante de 250 toneladas por día, alcanzando un total de 54,000 toneladas inyectadas. Tras concluir el séptimo mes, el pozo se cierra, y la simulación continúa durante un total de 14 años. En la Figura 37 se presenta la tasa de inyección en barriles por día en función del tiempo.

Figura 37

Tasa de inyección de CO₂ vs tiempo.



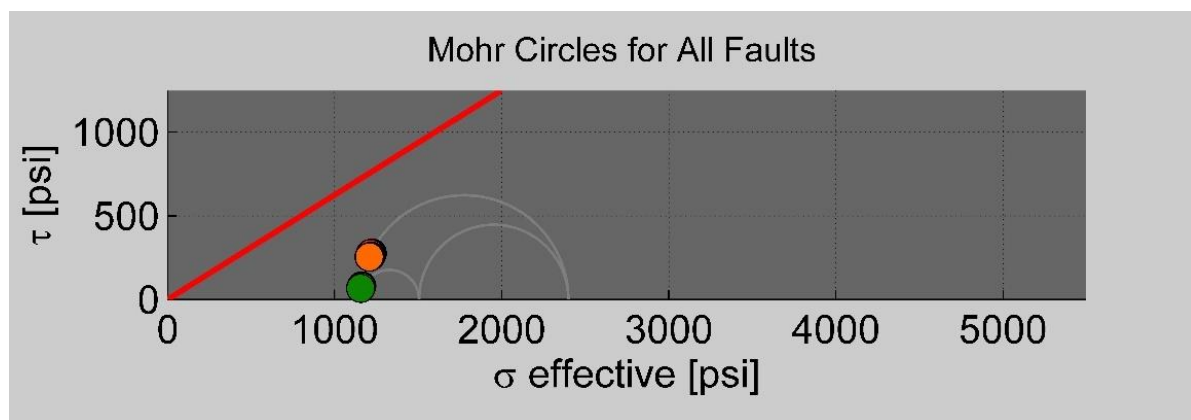
5.4.2.1 Análisis geomecánico e hidrología

Para el análisis de los segmentos de las fallas, se evaluó el comportamiento geomecánico de cada una en relación con la cantidad de CO₂ inyectado en el acuífero salino y el incremento de la presión en el frente del pozo en un sistema de flujo radial a través del tiempo.

Se realizó un comparativo de los diagramas de Mohr correspondientes a los años 0, 2, 5 y 10 para todos los segmentos de las cinco fallas. El diagrama del año 0 (Figura 38) se utilizó para establecer una línea base del comportamiento geomecánico de las fallas antes de iniciar la inyección.

Figura 38

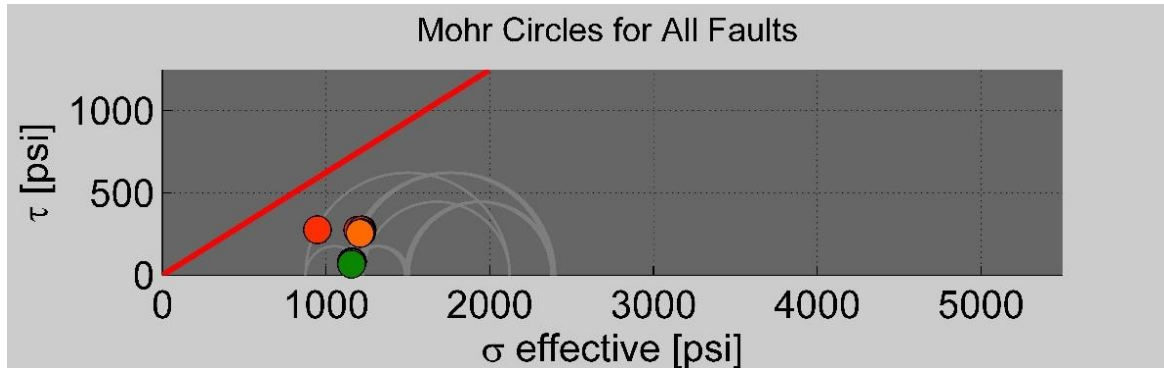
Diagrama de Mohr año cero.



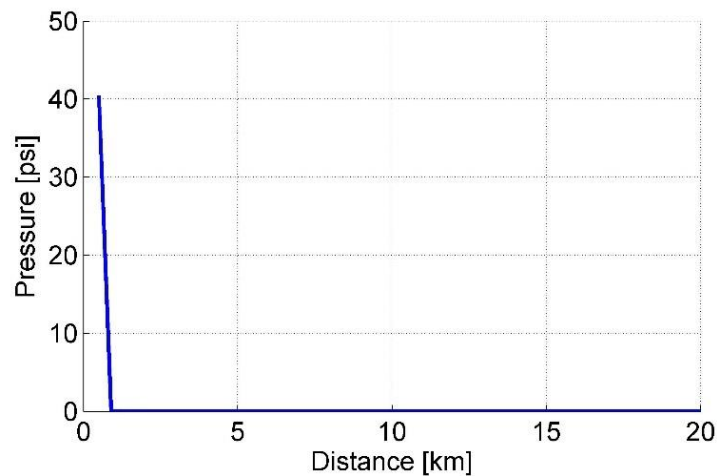
En el segundo año de la simulación (Figura 39), se observa el primer cambio significativo en el diagrama. El aspecto más destacado es el acercamiento del círculo de Mohr a la línea del coeficiente de fricción para el segmento #31, correspondiente a la falla FS3. Este cambio coincide con una variación del aumento de presión en el frente de aproximadamente 40 psi (Figura 40).

Figura 39

Diagrama de Mohr segundo año.

**Figura 40**

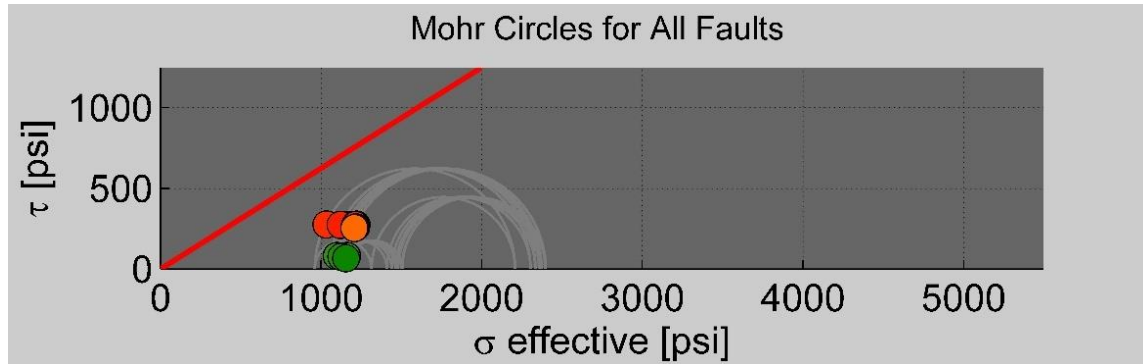
Comportamiento del segundo año de la presión con respecto a la distancia.



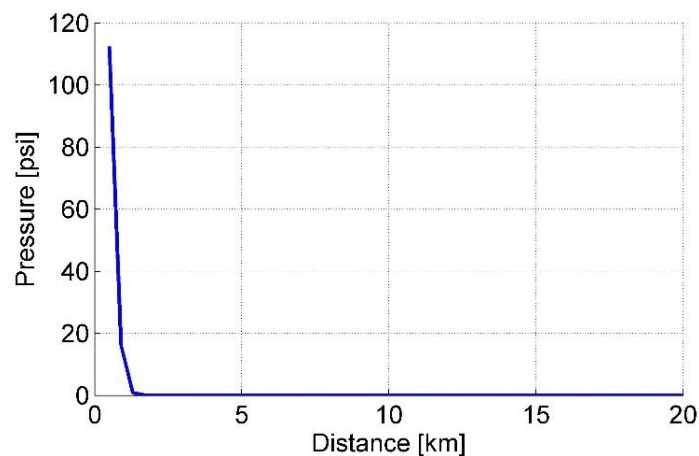
La Figura 41 muestra el diagrama correspondiente al quinto año después de la inyección. En esta etapa, se observa que la mayoría de los círculos de Mohr de los segmentos se acercan significativamente a la línea de fricción. Esto se debe a que en este año se registra el mayor cambio de presión en el frente (Figura 42), alcanzando aproximadamente los 115 (psi). A partir del año siguiente, la presión en el frente comienza a disminuir.

Figura 41

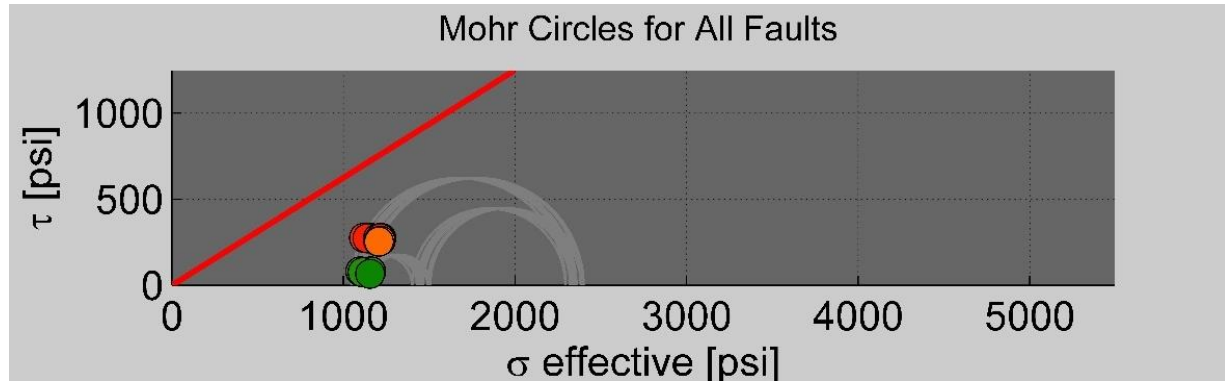
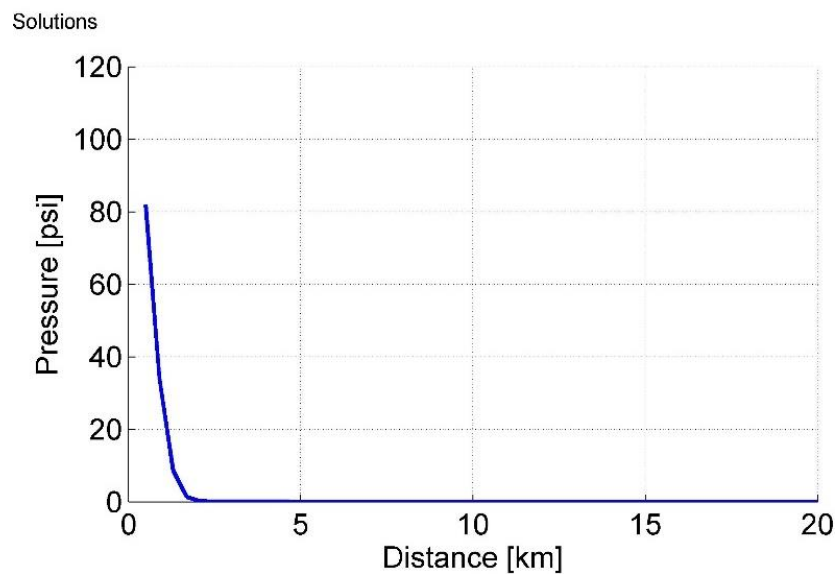
Diagrama de Mohr quinto año.

**Figura 42**

Comportamiento del quinto año de la presión con respecto a la distancia.



A partir del décimo año de la simulación, los diagramas de Mohr (Figura 43) comienzan a alejarse de la línea correspondiente al coeficiente de fricción. Como resultado, a partir del sexto año de la simulación, la presión en el frente empieza a disminuir. En el décimo año, se observa una presión en el frente de 80 psi (Figura 44).

Figura 43*Diagrama de Mohr décimo año.***Figura 44***Comportamiento del décimo año de la presión con respecto a la distancia.*

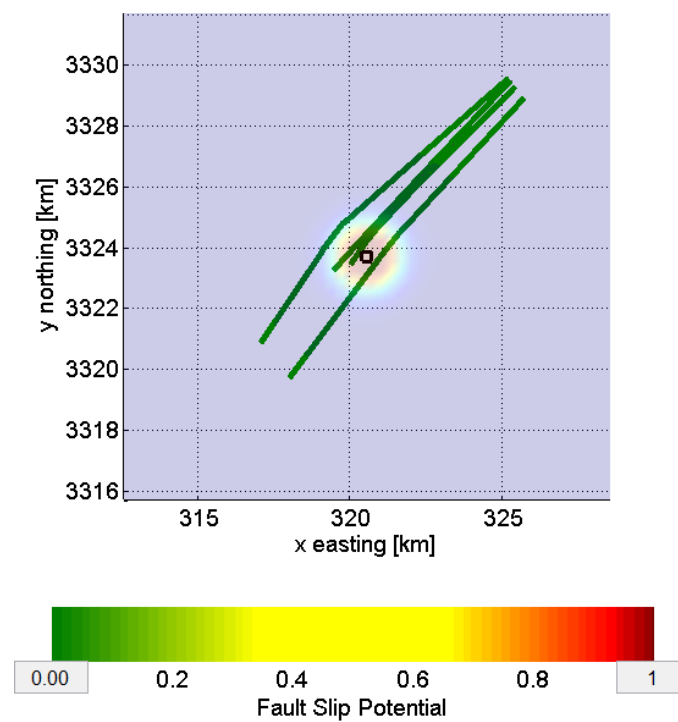
5.4.2.2 Potencial de reactivación de falla

Según el análisis realizado en el caso base sobre el cambio de presión en el punto medio de los segmentos, y considerando los diagramas de Mohr, el segmento 31 de la falla FS3, el cual

está más cercano al pozo inyector, es el más afectado por la inyección de 54,000 toneladas a una tasa de 250 toneladas por día. Sin embargo, ninguno de los segmentos en el proyecto presenta un potencial de reactivación de fallas. La figura 45 muestra el mapeo del potencial de reactivación de fallas en el modelo.

Figura 45

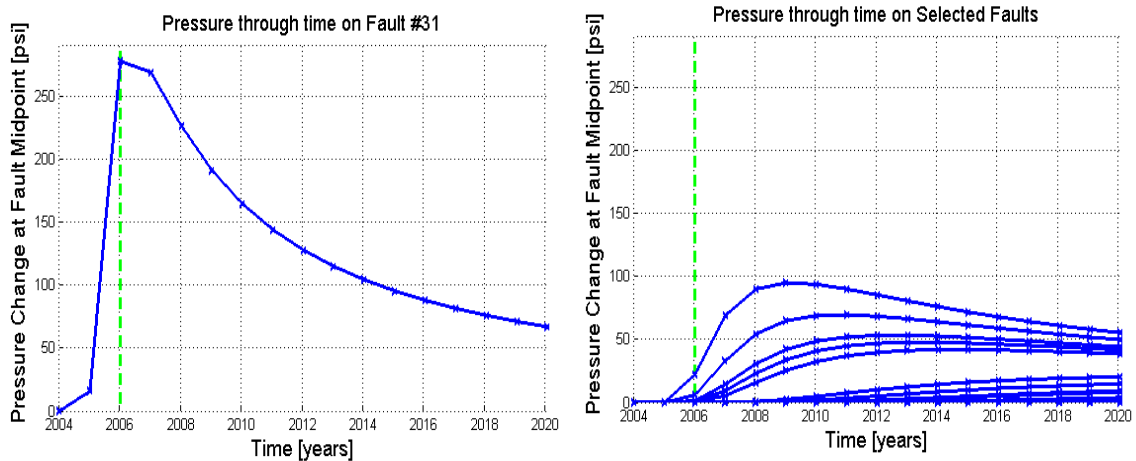
Mapeado de fallas FSP caso máximo aprobado.



A partir del mapeo anterior, se procede a analizar la diferencia en el cambio de presión del segmento 31 en comparación con los demás segmentos. En la Figura 46, se observa que alcanza un máximo de 280 (psi) de cambio de presión de poro, mientras que otros segmentos permanecen sin alteraciones significativas. Este punto de máximo cambio de presión de poro en el punto medio del segmento es donde se identifica el mayor potencial de reactivación para la falla FS3.

Figura 46

Comparativo cambio de presión de poro entre segmento caso máximo.

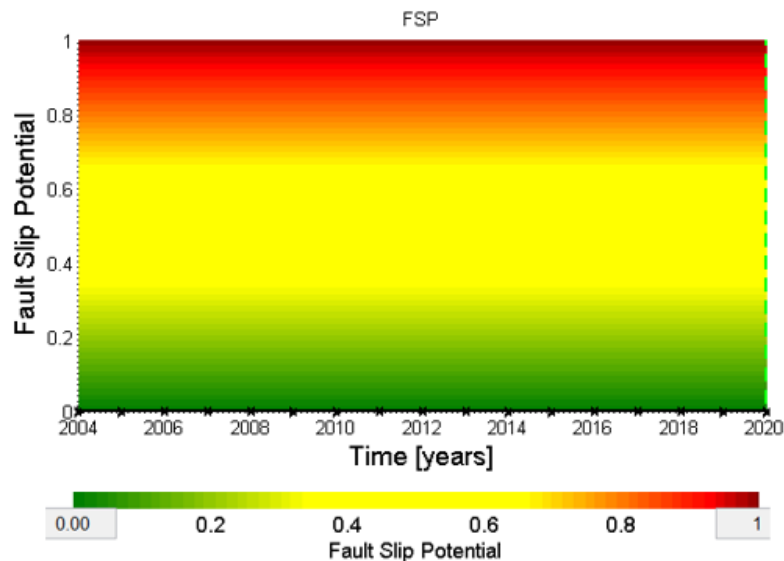


Los segmentos a considerar para la siguiente simulación serían: el segmento 19, con un cambio máximo de presión de poro cercano a 100 (psi), y el segmento 20, con un cambio alrededor de 50 (psi), ambos correspondientes a la falla FS2. Además, los segmentos 46 y 47, pertenecientes a la falla principal F2, presentan cambios máximos de presión de poro de aproximadamente 50 (psi) y 75 (psi) respectivamente.

Como se mencionó anteriormente, se puede observar una considerable variación en el cambio de presión de poro en varios segmentos, pero no es lo suficiente para lograr un potencial de reactivación de falla. (Figura 47)

Figura 47

Fault Slip Potential vs Tiempo (caso máximo aprobado).



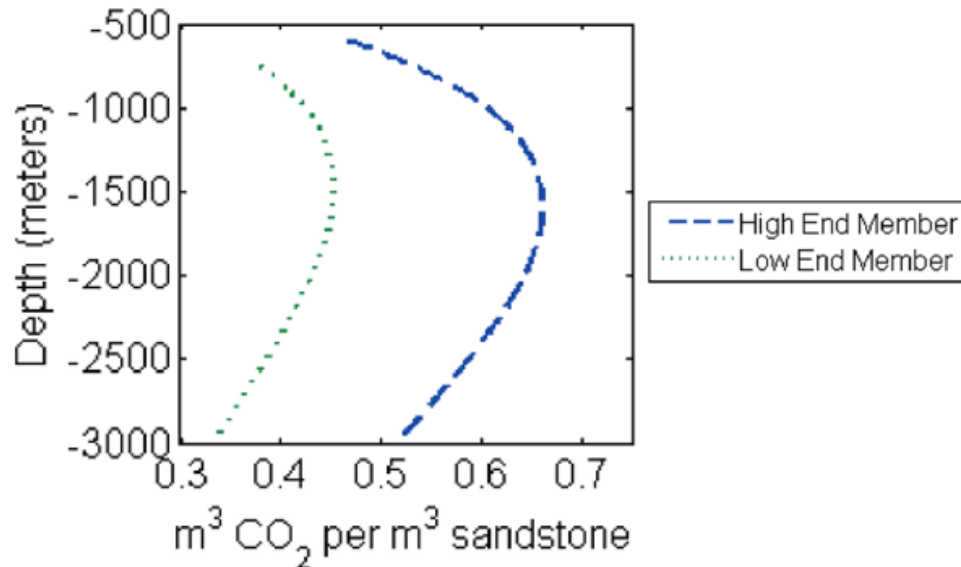
5.4.3 Caso Potencial Reactivación de falla

El primer criterio que utilizamos para definir el valor total de inyección en la simulación y así obtener el potencial de reactivación de falla es la capacidad de almacenamiento de CO₂ del acuífero salino. Para realizar este cálculo, Eccles et al. (2009), realizaron un modelo analítico teniendo en cuenta los siguientes parámetros: Temperatura, presión, densidad del CO₂, temperatura crítica del CO₂, presión crítica del CO₂, porosidad y profundidad.

Para evaluar el potencial máximo de almacenamiento efectivo en acuíferos salinos profundos en reservorios de arenisca, Eccles et al. (2009) mencionan dos casos extremos en dichas condiciones teniendo en cuenta la temperatura y la densidad del fluido en el poro. Los perfiles de alta temperatura y baja densidad del fluido forman las restricciones para el caso extremo inferior, mientras que las condiciones opuestas forman el caso extremo superior.

Figura 48

Máximo potencial de almacenamiento efectivo en acuíferos salinos



Nota. Tomado de (Eccles et al., 2009).

En la figura 48 podemos evidenciar que el potencial de almacenamiento de CO₂ en condiciones supercríticas, según Eccles et al. (2009) este varía entre 0,33 y 0,66 metro cubico de CO₂ por metro cubico de roca reservorio en areniscas. A partir de lo anterior y la publicación #01-01 realizada por Hovorka et al. (2009) el potencial de almacenamiento de CO₂ para el proyecto frio varía entre 208×10^9 y 358×10^9 toneladas métricas de CO₂.

Después de obtener el potencial de almacenamiento de CO₂ se toma la decisión de mantener la misma tasa de inyección de 250 toneladas de CO₂ por día para lograr un total de inyección de 90,000 toneladas al año por 10 años para así almacenar casi 1 millón de toneladas de CO₂.

La decisión de mantener esa tasa y ese período de tiempo se tomó con el objetivo de realizar un "paralelo" con los proyectos In Salah y Quest. Ya que ambos proyectos lograron inyectar casi 1 millón de toneladas de CO₂ en un año, y en esta simulación, se proyecta alcanzar una inyección similar, de 1 millón de toneladas de CO₂, en el transcurso de 10 años porque se busca respetar la tasa máxima de inyección establecida en el contrato.

5.4.3.1 Análisis hidrológico

La figura 49 muestra el comportamiento desde el año 0 hasta el año 14, diez años de inyección y cuatro años de cierres, de la simulación donde se evidencia como la presión en el frente empieza a aumentar exponencialmente comparada con el caso base y el caso máximo aprobado. Teniendo un pico máximo de aproximadamente 1650 psi de cambio de presión para el año 12 de la simulación, dos años después de haber terminado la inyección de CO₂. Donde ya se habrían inyectado aproximadamente el millón de toneladas de CO₂.

También se puede observar que, con una tasa de inyección constante de 250 toneladas por día durante 10 años, la presión tiende a incrementarse en aproximado de 200 (psi) a partir del tercer año de inyección. Este aumento de presión afecta un área de perturbación que no supera los 3 kilómetros al final de la inyección y casi los 5 kilómetros al final la simulación, esto se evidencia tanto la figura 48 como en la figura 50 donde se encuentra el mapeado del acuífero con la alteración de presión a través de los primeros 14 años. Este cambio de presiones impacta directamente las fallas FS1, FS3 y F2, en particular los segmentos 18, 19 y 20 de FS1, los segmentos 31 y 32 de FS3, y los segmentos 46 y 47 de F2 de la segunda falla principal del modelo.

Figura 49

Presión del frente vs distancia, año 0-14.

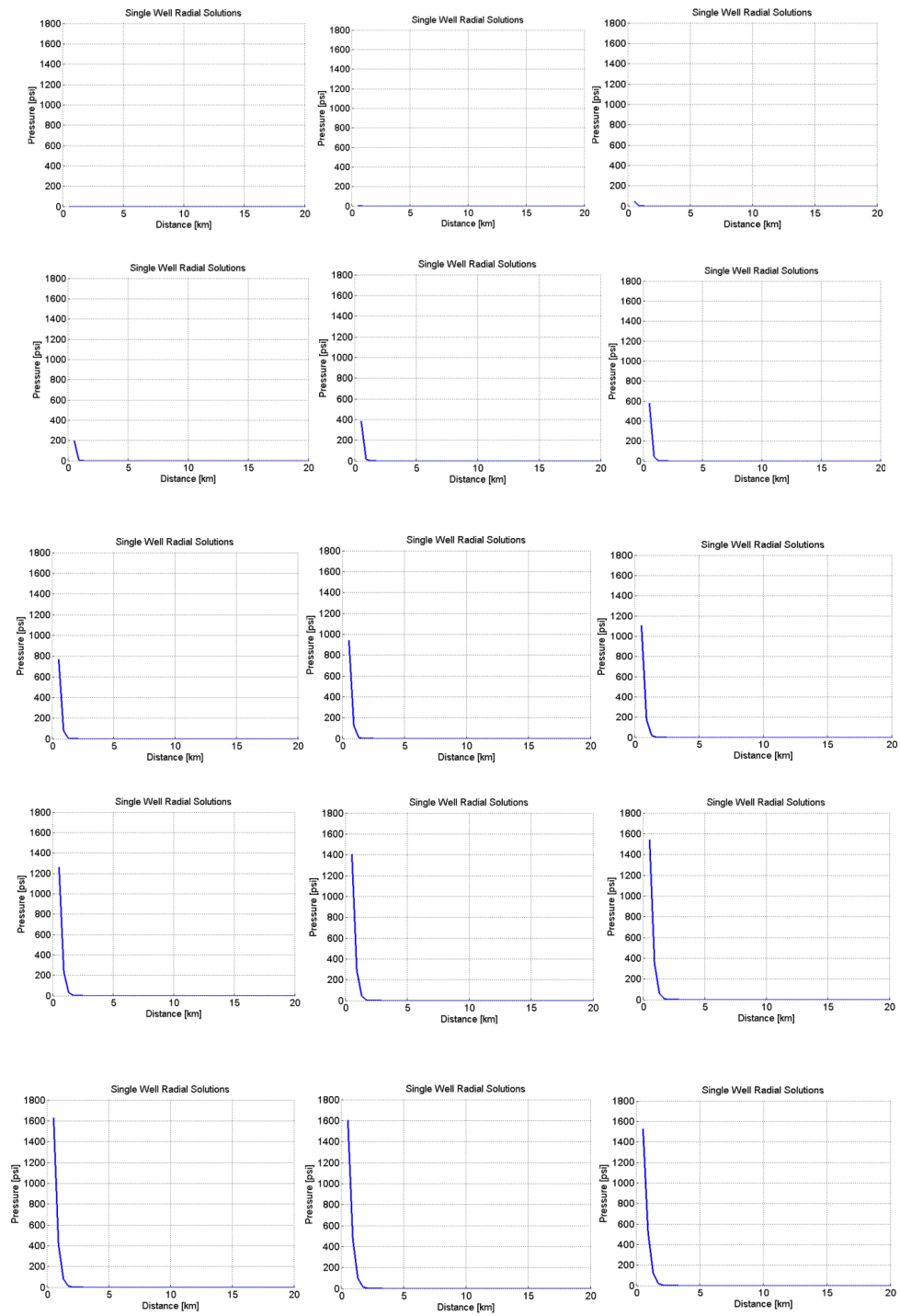
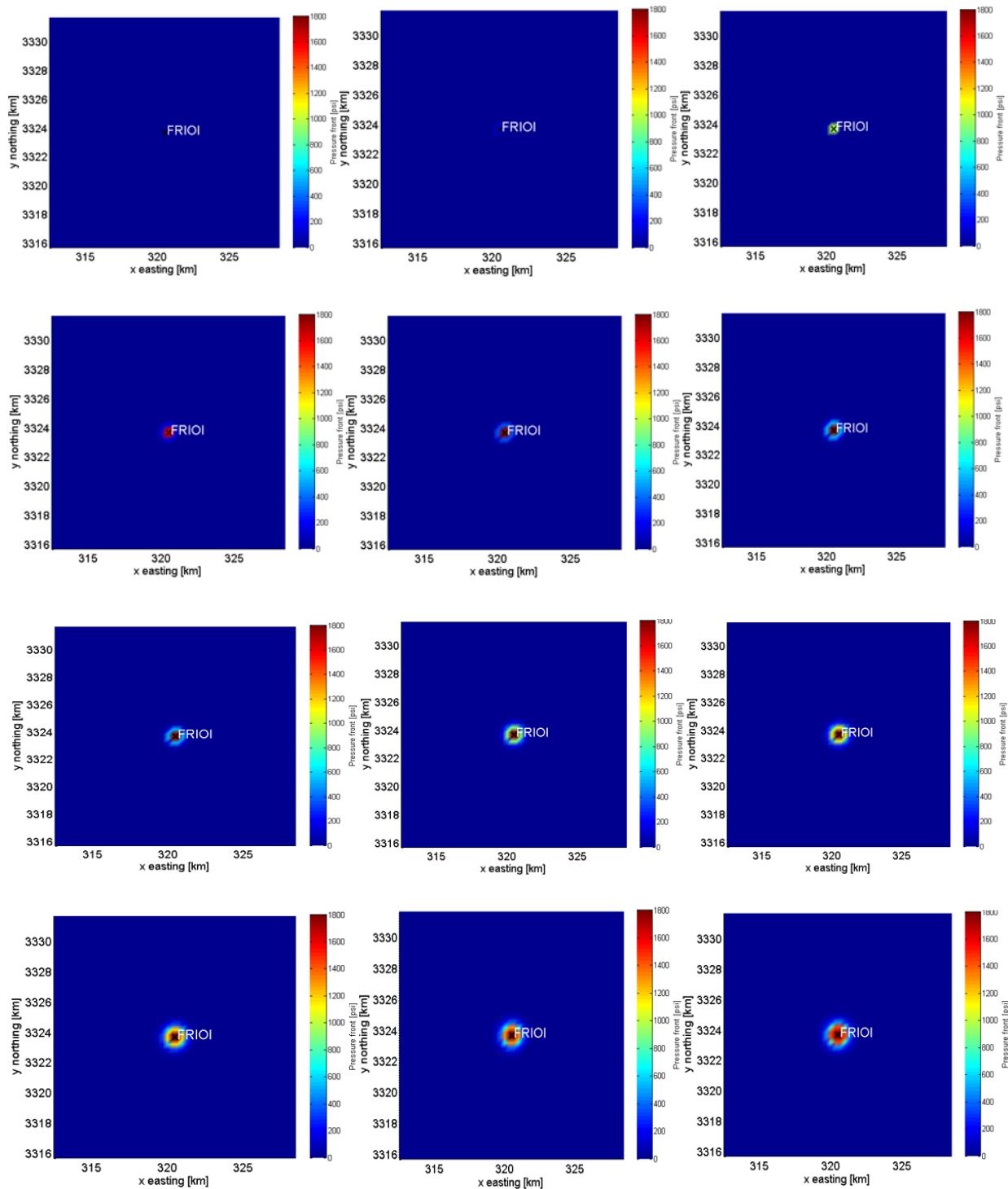
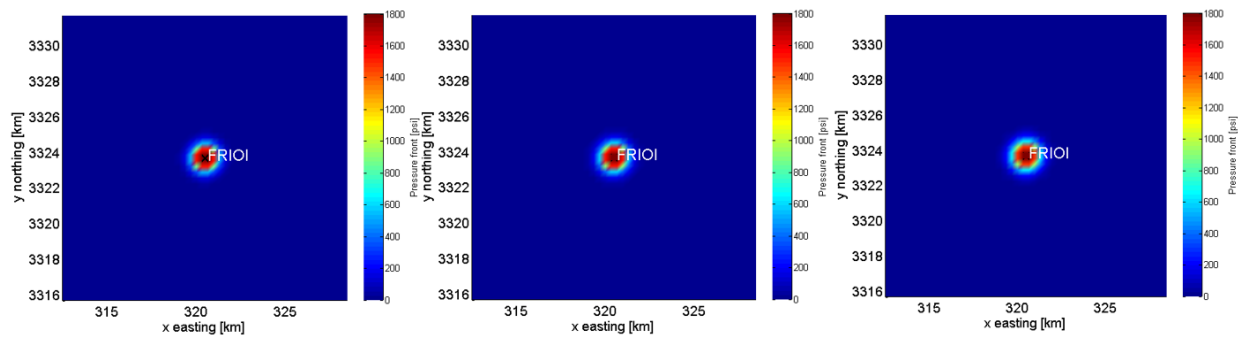


Figura 50

Comportamiento acuífero salino, año 0-14.





5.4.3.2 Análisis Geomecánico

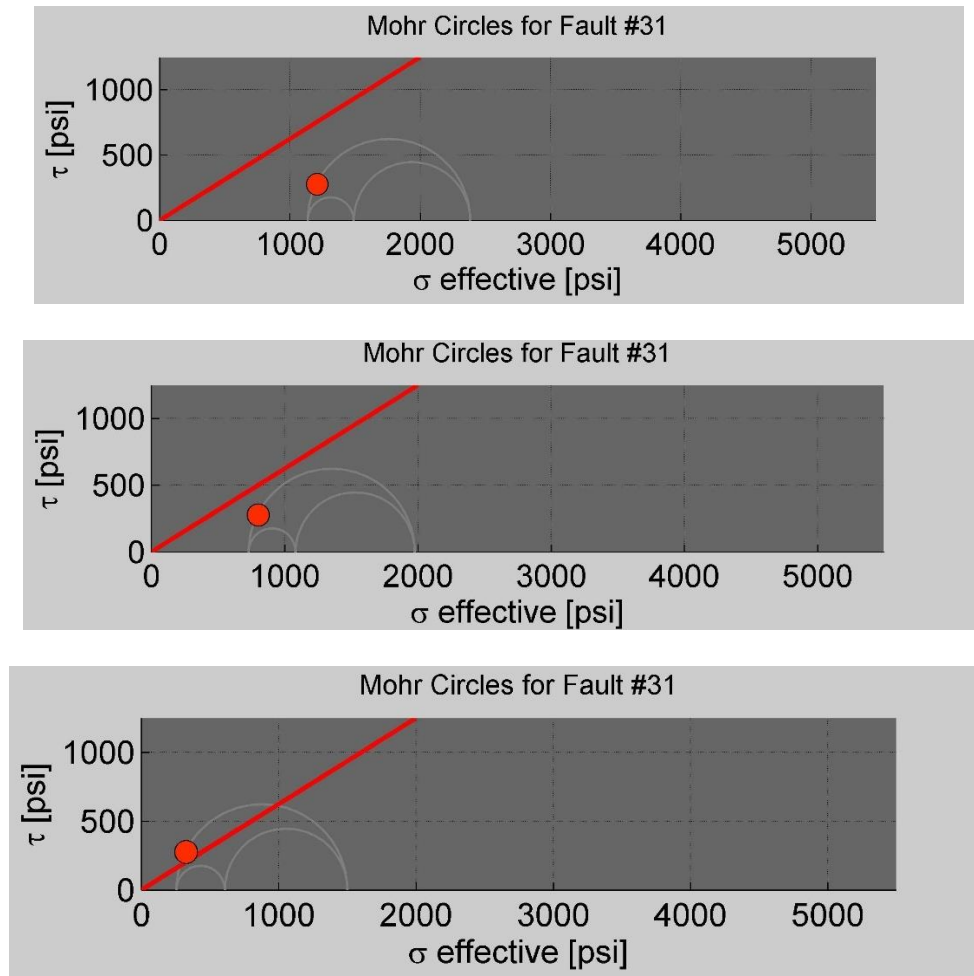
A partir del análisis hidrológico se decide hacer el análisis geomecánico de los segmentos 19 y 31 por lo que estos son más cercanos al pozo y los más afectados en el cambio de presión.

El segmento #31 del modelo, como se ha mencionado en varios apartados del libro, es el más propenso a experimentar una reactivación de falla debido a su proximidad al pozo inyector. Sin embargo, es importante destacar que esta susceptibilidad también depende de diversas propiedades, como la tasa de inyección, las características de la formación de inyección, propiedades geomecánicas, entre otros factores. En esta simulación, considerando los aspectos mencionados, el segmento #31 sigue siendo el más propenso a una reactivación.

La figura 51 muestra el comportamiento geomecánico de la falla durante los primeros tres años de la inyección. En el primer año de inyección no se observa una variación significativa en el círculo de Mohr. Sin embargo, a partir del segundo año de simulación con un total de 180,000 toneladas de CO₂ inyectadas y un cambio de presión en el frente de casi 50 (psi) se nota un cambio de comportamiento en el círculo de Mohr, llevándolo casi al límite de la línea de reactivación y confirmando que a partir del tercer año se tendría un alto potencial de reactivación de la falla FS3 con una presión en el frente de 200 (psi).

Figura 51

Comportamiento diagrama de Mohr segmento 31, año 1-3.



El análisis del comportamiento geomecánico del segmento #19 de FS1 se realiza durante el año 2 hasta el 7. En los primeros tres años, se observa que este segmento no se ve significativamente afectado por el aumento de presión en el frente, por lo cual no alerta de un potencial de reactivación de falla. Sin embargo, a partir del cuarto año de inyección (figura 54), el círculo de Mohr comienza a acercarse más a la línea del coeficiente de fricción, lo que indica que tras inyectar aproximadamente 360,000 toneladas de CO₂, el segmento 19 de la falla FS1 empieza

a verse afectado. Esta alteración también se ve influenciada por el comportamiento del segmento 31, que ya muestra signos de reactivación, lo que contribuye al aumento de presión en el segmento 19.

En el séptimo año de inyección (figura 57), se observa que el círculo de Mohr correspondiente al segmento 19 se desplaza hasta el límite de la línea de reactivación. Esto sugiere que con una inyección aproximada de 630,000 toneladas de CO₂ y una presión en el frente de 950 psi, existe un alto potencial de reactivación de falla. Este aspecto será analizado en mayor profundidad en el siguiente apartado del libro.

Figura 52

Comportamiento diagrama de Mohr segmento 19, año 2.

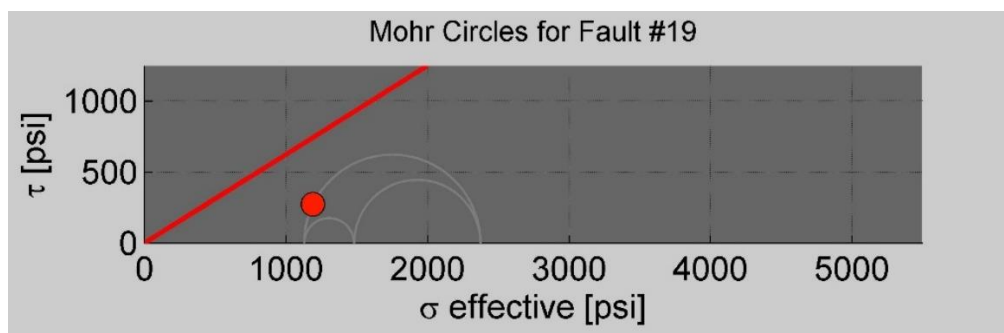


Figura 53

Comportamiento diagrama de Mohr segmento 19, año 3.

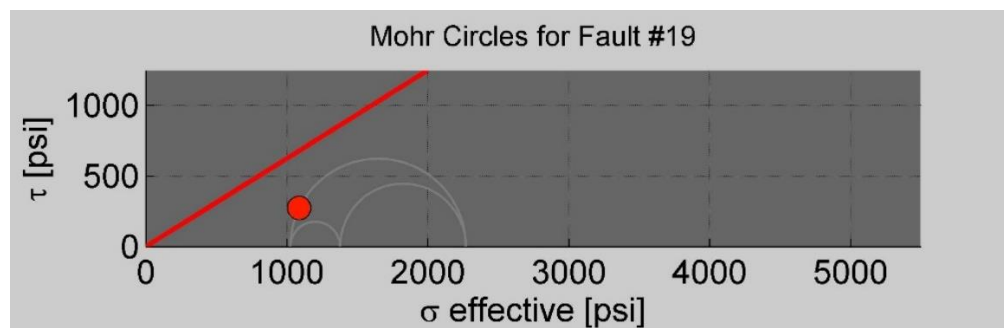
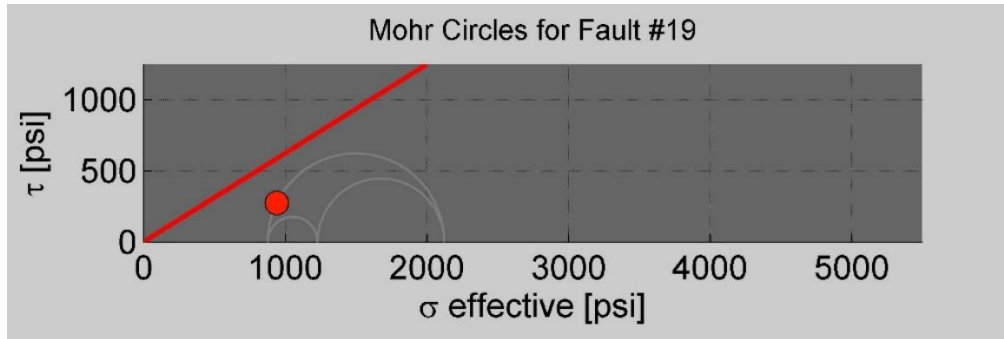
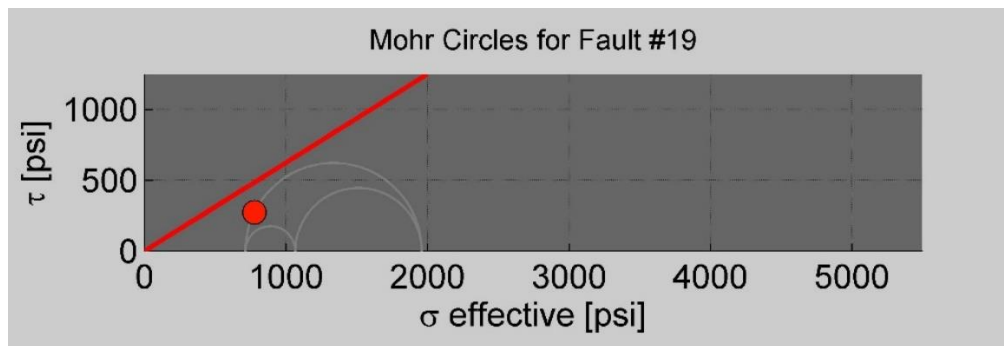


Figura 54

Comportamiento diagrama de Mohr segmento 19, año 4.

**Figura 55**

Comportamiento diagrama de Mohr segmento 19, año 5.

**Figura 56**

Comportamiento diagrama de Mohr segmento 19, año 6.

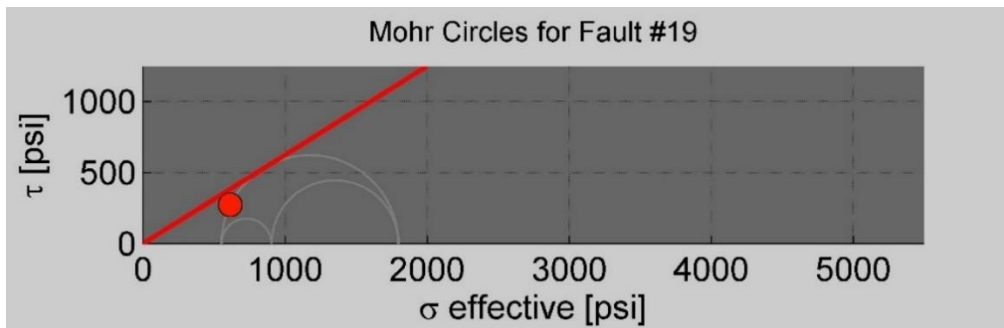
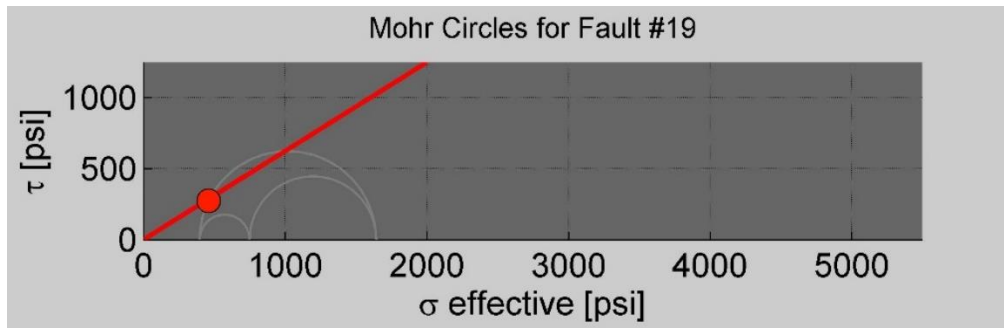


Figura 57

Comportamiento diagrama de Mohr segmento 19, año 7.



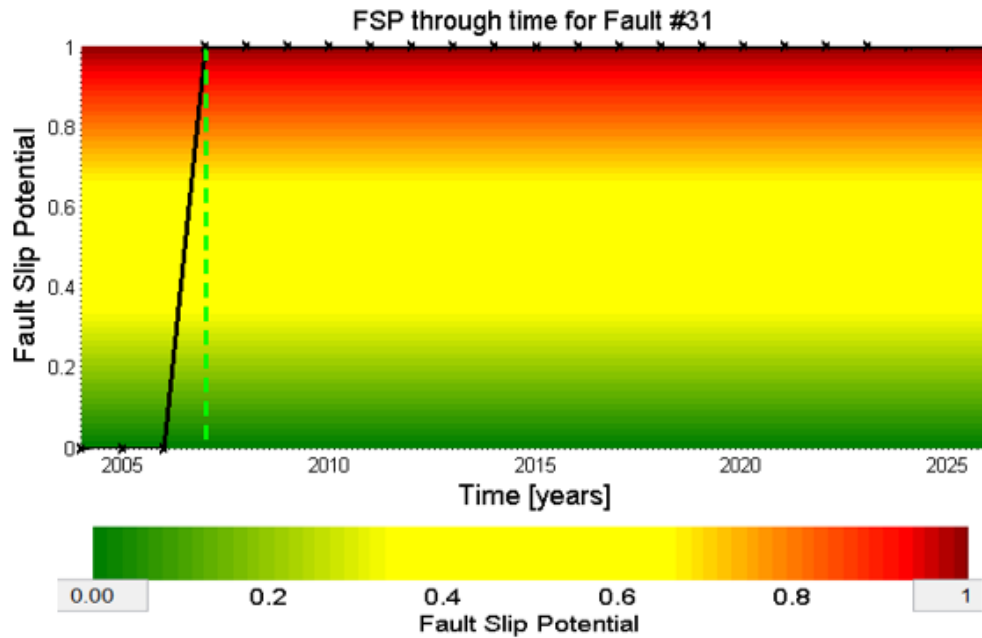
5.4.3.3 Potencial de reactivación de falla

A través del análisis geomecánico, se ha podido concluir a partir de qué año se manifestaría un alto potencial de reactivación de falla en los segmentos 19 y 31 del modelo. En este apartado, se profundizará en el valor de ese potencial de reactivación para estos dos segmentos, que son los más afectados, y se analizará el comportamiento de los demás segmentos a lo largo del tiempo y si existe o no un potencial de reactivación de fallas.

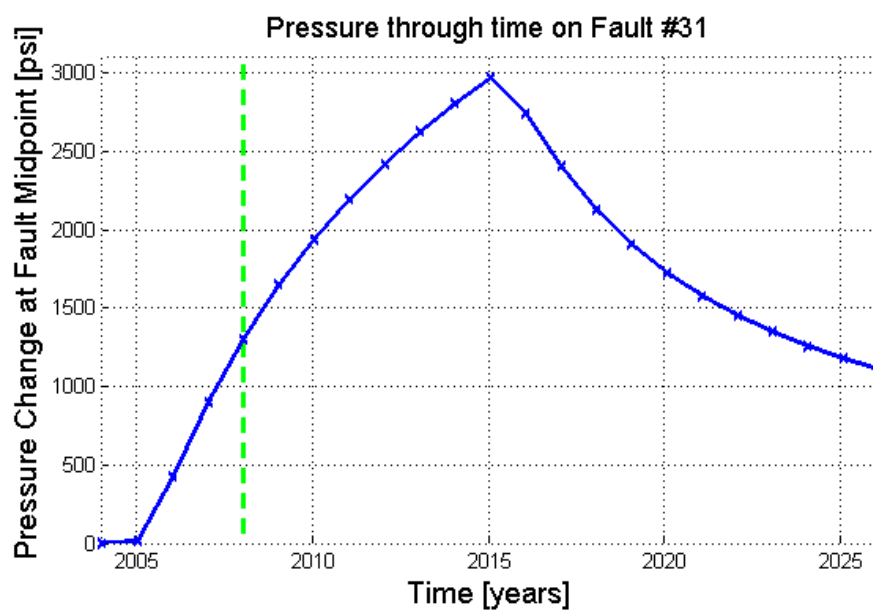
Para el segmento #31, se observa un potencial de reactivación de falla a partir del segundo tercer año de inyección, con un cambio de presión de poro de 900 (psi), momento en el cual se habrán inyectado un total de 270,000 toneladas de CO₂ a una tasa constante de 250 toneladas por día. Generándose así un escape del CO₂ almacenando desde la falla FS3. (Figura 58).

Figura 58

Fault Slip Potential segmento 31 vs Tiempo.

**Figura 59**

Cambio de presión de poro segmento 31 vs tiempo.



El segmento #19, al estar ubicado más lejos del pozo de inyección, requiere una mayor perturbación en el frente para alcanzar un potencial de reactivación. Cuando el segmento #31 de la falla FS3 tiene 100% de potencial de reactivación, el segmento #19 de la falla FS1 Esta falla alcanza un potencial de reactivación del 100% en el octavo año de la inyección, con un cambio de presión de poro del segmento de aproximadamente 950 psi y un total de 720,000 toneladas de CO₂ inyectadas (Figura 60).

Figura 60

Cambio de presión de poro segmento 19 vs tiempo.

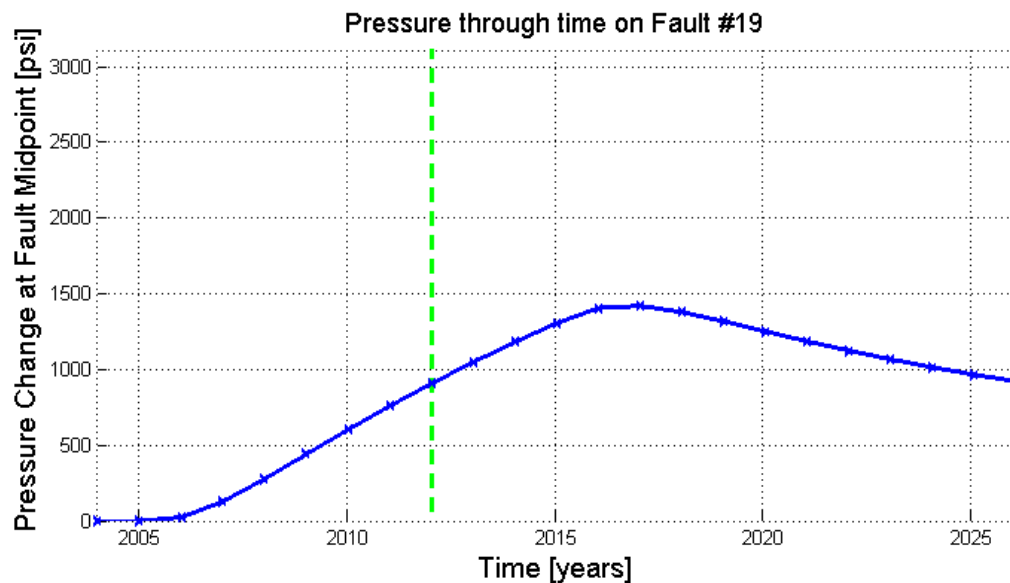
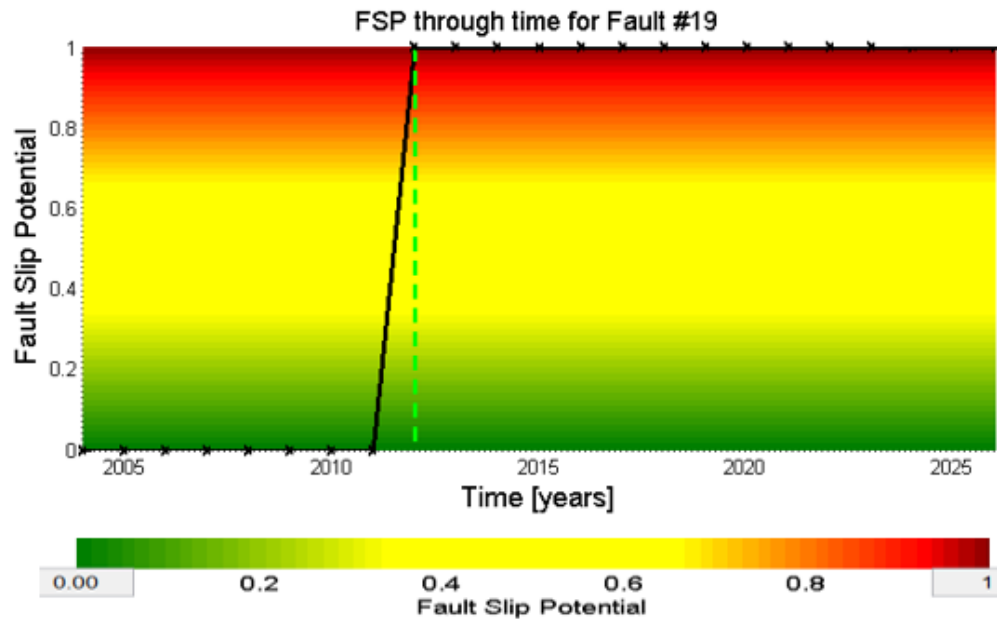


Figura 61

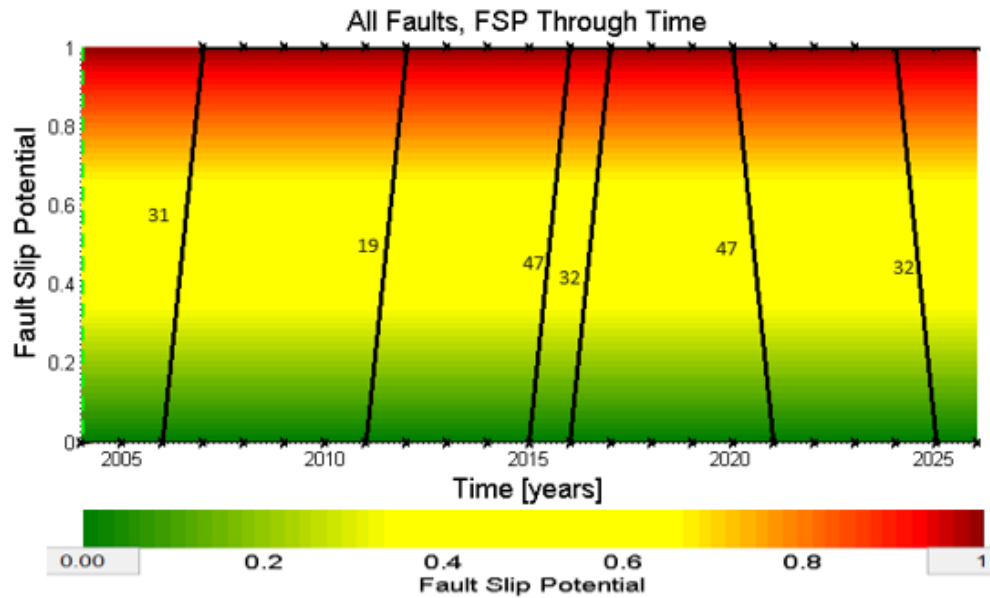
Fault Slip Potential segmento 19 vs Tiempo.



En la Figura 62 se observa que, tras la inyección de 900,000 toneladas de CO₂ a una tasa constante de 250 toneladas por día durante un período de 10 años, se identifican los siguientes segmentos con un potencial del 100% de reactivación de falla: El segmento 19 alcanza este potencial dos años antes de terminar la inyección; el segmento 31 lo alcanza en el tercer año; el segmento 32 presenta un 100% de potencial en el año 13 de la simulación; y, por último, el segmento 47 muestra un 100% de potencial de reactivación dos años después de finalizada la inyección.

Figura 62

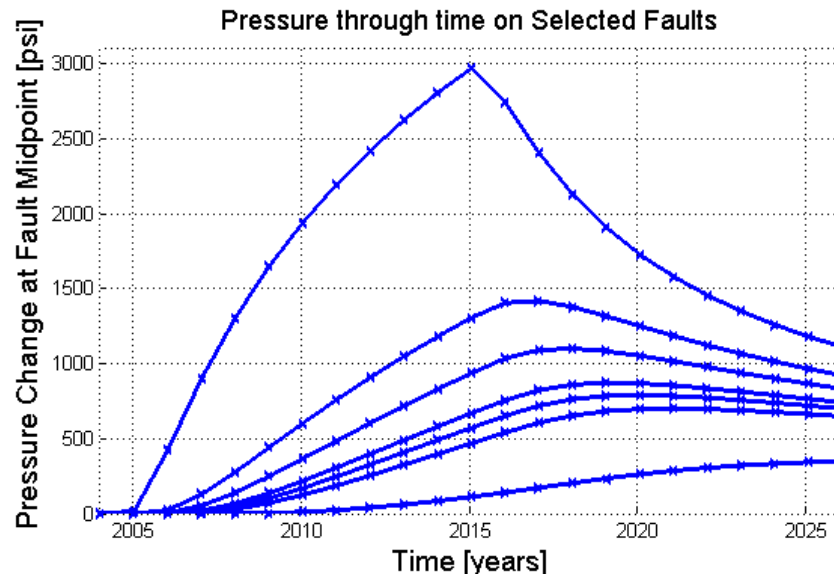
Fault Slip Potential segmento vs Tiempo.



Los cambios de presión de poro en el centro de los segmentos, que generó estos potenciales máximos de reactivación de falla, son los siguiente: segmento 18 con aproximadamente 349 (psi), segmento 20 con 695 (psi), segmento 32 con 866 (psi), segmento 46 con 787 (psi), y segmento 47 con 1098 (psi) (Figura 63).

Figura 63

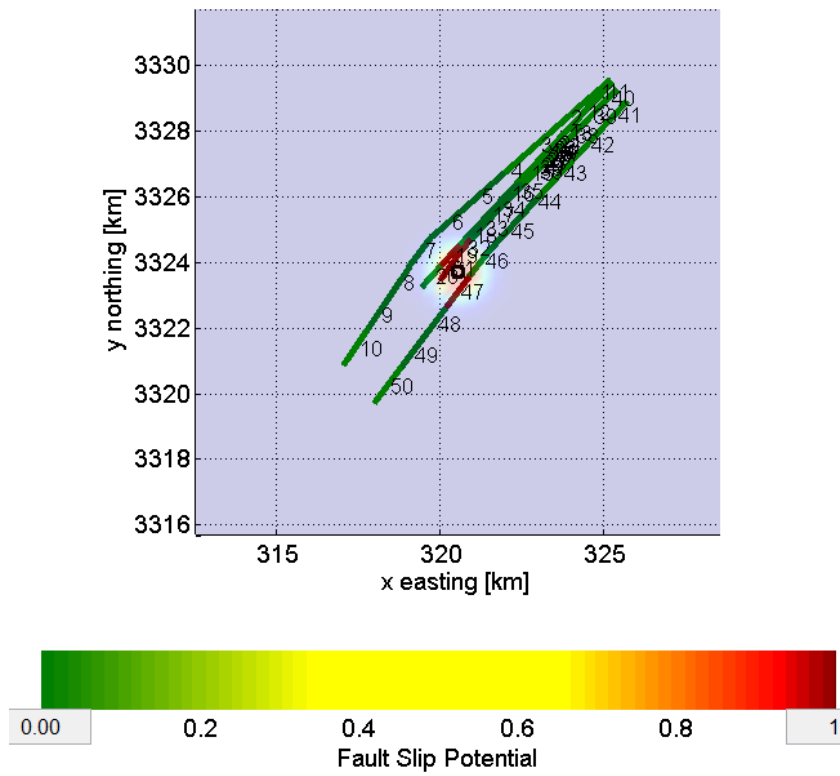
Cambio de presión de poro vs tiempo, caso reactivación de fallas.



Después de 10 años de inyección y 10 años de monitoreo, para un total de 20 años de simulación del comportamiento del potencial de reactivación de fallas en el proyecto Frio, la Figura 64 presenta el mapeo de las fallas con sus respectivos valores de potencial de reactivación al final de la simulación. En este mapeo se evidencia la reactivación en las fallas secundarias FS1, FS3 y la falla principal F2.

Figura 64

Mapeado de fallas FSP, caso reactivación de fallas.



6. Evaluación presión crítica de inyección

Para la evaluación de la presión crítica de inyección para la reactivación de fallas se tendrán en cuenta los resultados de la simulación del caso potencial de reactivación de falla.

Para evaluar la presión crítica de inyección para la reactivación de una falla, es necesario contar con los siguientes datos del proyecto: la presión de poro en fondo, que se calculará utilizando el gradiente de presión de poro; el delta de presión de poro correspondiente a la falla, este valor nos lo da el resultado de la simulación; el coeficiente de Poisson; y el gradiente de sobrecarga del sistema o también conocido como esfuerzo vertical. Con estos datos, se podrá determinar el gradiente de presión de fractura, que será clave para establecer la presión crítica de inyección.

6.1 Método de Eaton para la predicción de presiones de fractura

“El método de Eaton está basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación se ve alterada en la zona de presión anormal. Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presiones de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de formación con la magnitud de desviación entre los valores observados y los obtenidos en la tendencia normal.”

$$gP_f = \frac{v}{1-v}(g_v - gP_p) + gP_p$$

El valor del coeficiente de Poisson es 0.415, el gradiente de presión de poro tiene un valor de 0.432 (psi/ft), y la presión de sobrecarga (esfuerzo vertical) es de 0.9 (psi/ft). Con estos valores,

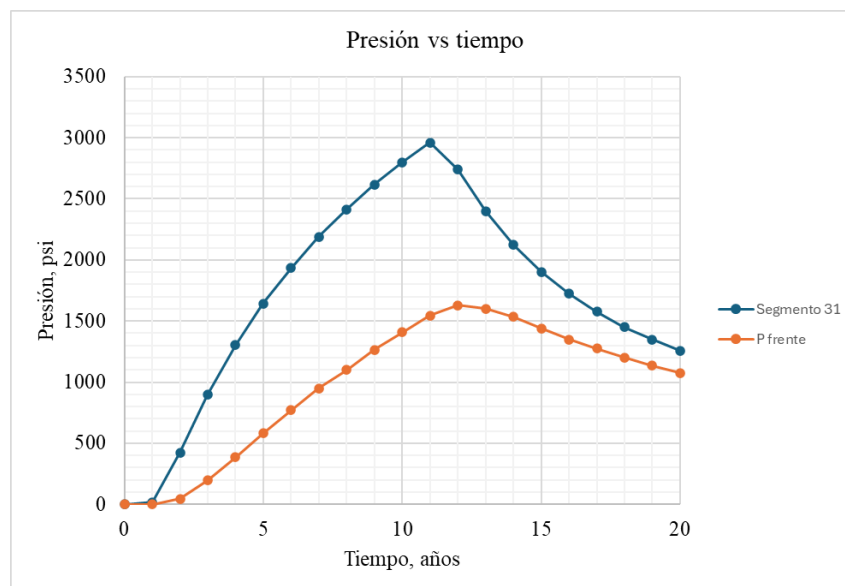
el cálculo del gradiente de la presión de fractura resulta en 0.764 psi/ft. Para este proyecto se tiene una presión de poro en fondo igual a 2181.6 (psi) y una presión de fractura de 3858.2 (psi) estos valores se deben tener en cuenta para el siguiente análisis de la presión crítica.

6.2 Análisis falla FS3 segmento 31

El análisis se centrará en la falla FS3, específicamente en el segmento 31, donde se ha identificado el primer potencial de reactivación. En la Figura 65 se muestra una comparativa entre el cambio de presión en el punto medio del segmento 31 (representado en azul) y el cambio de presión en el frente del pozo (representado en naranja), ambos en función del volumen acumulado de inyección de CO₂. Esta comparación permite observar cómo varía la presión en diferentes partes de la falla en relación con la inyección de CO₂, lo que es crucial para evaluar el riesgo de reactivación.

Figura 65

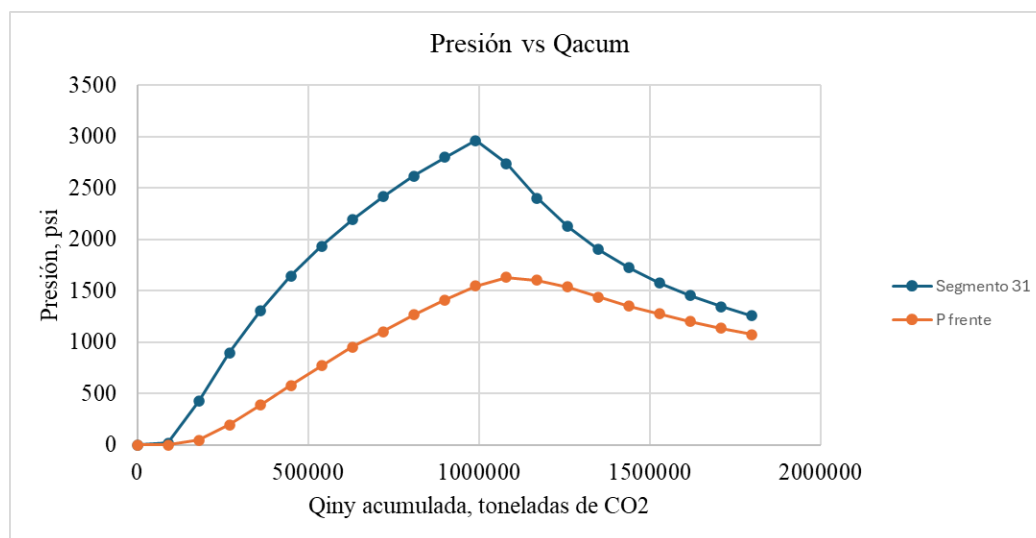
Cambio de presión del segmento 31 (azul) y presión del frente (naranja) vs tiempo.



La variación del cambio de presión de poro correspondiente para el segmento #31, a partir del analisis geomecanico deterministico, es de 781 psi y analizando la Figura 65 se observa que el valor de la presión critica de inyección en el frente a partir de una tasa acumulada total de 225,000 toneladas de CO₂ en casi tres años de inyección (Fig 65) es aproximadamente 150 psi.

Figura 66

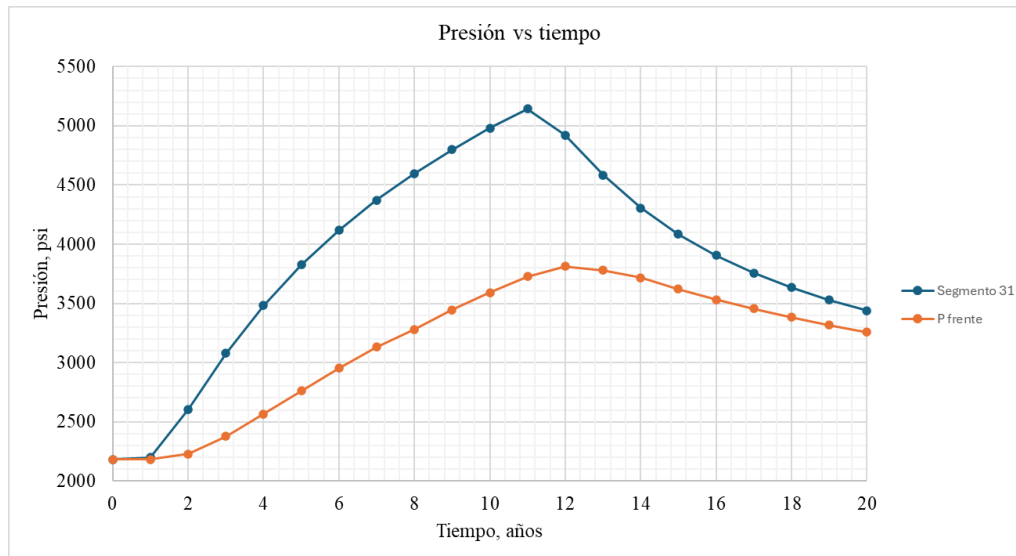
Cambio de presión del segmento 31(azul) y presión del frente(naranja) vs Qiny acumulada.



Con la gráfica anterior, se analiza el delta del cambio de presión necesario para alcanzar la presión crítica a partir de una inyección acumulada en la falla FS3. En la figura 67 se presenta la presión total tanto en el frente como en el segmento número 31. Se evidencia que, para el quinto año, la presión supera la presión de fractura de la formación (3858.2 psi), alcanzando un máximo de 5142.3 psi después de inyectar 900,000 toneladas de CO₂ en un período de diez años.

Figura 67

Presión total del segmento 31 (azul) y presión del frente (naranja) vs tiempo.



Para el caso de la presión en el frente del pozo, se tiene que la presión máxima alcanzada es de 3811 (psi), este valor se encuentra por debajo de la presión de fractura, pero está muy por encima del margen de seguridad con el que se debería trabajar.

Se elaboró la tabla 14 con el propósito de mostrar una comparativa de la presión de poro tanto en el pozo como en las fallas a lo largo de los 20 años de la simulación. Los momentos en los que se produce la reactivación de fallas están identificados con un *. La tabla también incluye la tasa diaria de inyección, el volumen acumulado inyectado y el tiempo total de inyección en años hasta ese punto.

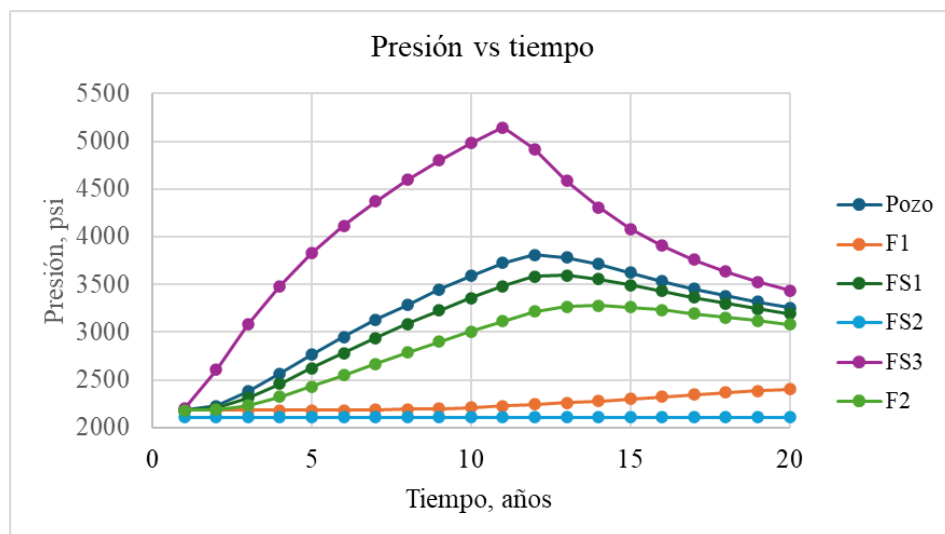
Tabla 14

Comparativa presión total del frente del pozo y fallas

Tasa de inyección (Toneladas CO ₂ /día)	Tasa de inyección acumulada (Toneladas de CO ₂)	Tiempo de inyección (Años)	Presión de poro en el pozo (psi)	Presión de poro en las fallas (psi)				
				F1	FS1	FS2	FS3	F2
250	90000	1	2181.6	2182	2182	2105	2197	2182
	180000	2	2227.6	2182	2206	2105	2605	2188
	270000	3	2377.6	2182	2309	2105	3080*	2234
	360000	4	2566.6	2182	2458	2105	3484*	2321
	450000	5	2761.6	2182	2621	2105	3824.8*	2429
	540000	6	2951.6	2183	2783	2105	4116.5*	2547
	630000	7	3131.6	2186	2939	2105	4370.8*	2666
	720000	8	3281.6	2191	3086.8*	2105	4595.9*	2784
	810000	9	3446.6	2199	3227.3*	2105	4798.2*	2899
	900000	10	3591.6	2210	3359.4*	2105	4980.9*	3010
	0	11	3726.6	2224	3484.2*	2105	5142.3*	3116
	0	12	3811.6	2241	3583.2*	2105	4920.3*	3213.7*
	0	13	3781.6	2259	3597*	2105	4582.5*	3269.5*
	0	14	3716.6	2280	3556.3*	2105	4305.2*	3279.2*
	0	15	3621.6	2303	3495.2*	2105	4084*	3262*
	0	16	3531.6	2325	3429*	2105	3905*	3231.3*
	0	17	3456.6	2348	3363.8*	2105	3757.2*	3195
	0	18	3381.6	2369	3302.4*	2105	3633.7*	3156
	0	19	3317.6	2388	3245.4*	2105	3528.6*	3118
	0	20	3256.6	2404	3192.9*	2105	3438*	3081

Figura 68

Presión total pozos y fallas vs tiempo



En la Figura 68, se presenta el comportamiento de la presión registrado en la tabla para todas las fallas y el frente de inyección. Se observa que la falla secundaria FS2 no experimenta un cambio en la presión de poro, lo que indica su distancia lejana del pozo de inyección. La falla principal F1 muestra alguna alteración, aunque mínima. Por otro lado, la falla principal F2 alcanza una presión crítica total de 3811.6 (psi) en el frente del pozo, con una presión de poro total en la falla de 3213.7 (psi), lo que indica su reactivación. En cuanto a la falla secundaria FS1, se registra una presión crítica total en el frente de 3281.6 (psi) y una presión de poro en la falla de 3086.4 (psi). Finalmente, la falla FS3, analizada previamente, muestra una presión en el frente de 2761.6 (psi) y 3824.6 (psi) en la falla.

7. Conclusiones

La inyección y almacenamiento de CO₂ es esencial para poder lograr una transición energética a nivel mundial y una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, como se ha evidenciado en diferente proyecto con excelentes resultados. Las pruebas piloto y los proyectos a gran escala demuestran la seguridad que proporciona este tipo de prácticas y el aprovechamiento del gran potencial de almacenamiento de CO₂ en los acuíferos salinos.

La información recopilada sobre el proyecto Frio destaca que las principales características geológicas que garantizaron la seguridad y el éxito de la prueba piloto incluyen la ubicación de la formación, que está adyacente a un domo salino y subyacente a una lutita altamente heterogénea de la Formación Anáhuac. Además, la formación demostró un alto potencial de almacenamiento de CO₂, a pesar de la cantidad relativamente pequeña inyectada, gracias a sus elevados valores de permeabilidad (~1500 mD), porosidad (~30%) y la alta salinidad del acuífero (~100,000 ppm). A pesar de que la prueba se llevó a cabo en una formación limitada por fallas, no se observó ninguna reactivación debido al bajo volumen de inyección.

La complicación presentada en el proyecto In Salah fue la fuga de CO₂ detectada en el pozo KB-502, que mostró concentraciones elevadas en el pozo KB-5, ubicado a 1.4 km al noroeste del pozo inyector. Esto llevó a la suspensión temporal de la inyección de CO₂ durante dos años. La solución adoptada fue el correcto taponamiento del pozo KB-5, donde se encontraron rastros de CO₂. Sin embargo, no se descarta que la fuga haya sido causada por la reactivación de fallas preexistentes, que fueron no identificadas en los datos sísmicos, pero evidenciadas durante la

perforación de la sección horizontal del pozo, a través de los recortes y los datos de registro durante la perforación.

La Formación Dupuy, seleccionada para el proyecto Gorgon CCS, ha demostrado poseer las características geológicas esenciales para uno de los proyectos de almacenamiento de CO₂ más grandes del mundo. El complejo de entrapamiento incluye una roca almacén con una porosidad del 20% y una permeabilidad de 50 mD, complementada por una capa de limolita de 330 pies en la parte superior que actúa como un sello eficaz. Esto ha permitido almacenar hasta 10 millones de toneladas de CO₂ hasta la fecha, con una proyección de alcanzar los 100 millones de toneladas a lo largo de la vida del proyecto.

El éxito del proyecto SECARB Cranfield en el almacenamiento geológico de CO₂ brinda confianza a la industria en el desarrollo de estas prácticas. Durante las operaciones, se inyectaron y almacenaron 5.4 millones de toneladas de CO₂ en la formación de arena masiva del Bajo Tuscaloosa, siendo esta una formación altamente porosa (18%-30%) y con una salmuera de 150000 ppm de salinidad, lo que garantiza un entrapamiento estructural y por solubilidad efectivo a largo plazo. Además, la formación cuenta con múltiples formaciones sellos que aseguran la no migración del CO₂ a capas superiores o a la atmosfera.

El éxito del proyecto Quest CCS radica en gran medida en que, además de contar con una formación almacén limpia, porosa y altamente permeable, se beneficia de la ausencia de fallas en la zona de inyección. Esto proporciona una mayor seguridad en la estabilidad del complejo de almacenamiento, minimizando el riesgo de fugas por fallamiento.

El modelo de estudio diseñado para evaluar los parámetros que influyen en la reactivación de fallas es un método altamente efectivo y detallado para determinar si un proyecto está en condiciones óptimas para la inyección y almacenamiento de CO₂ sin riesgo de fugas. De este modo, se garantiza la integridad geológica y geomecánica de la zona de confinamiento. El ejemplo planteado es el Proyecto Frio, que se evaluó con el fin de comprobar el funcionamiento de la matriz y su efectividad.

Se puede concluir que, en la matriz evaluativa, los apartados más determinantes para la susceptibilidad de un proyecto a experimentar problemas de reactivación son “Características de las fallas” y “Propiedades geomecánicas”. Esto se debe a que, si la proximidad de las fallas, el dominio de estabilidad y parámetros geomecánicos como el coeficiente de fricción interna, el coeficiente de Biot y el coeficiente de Poisson se encuentran fuera del rango sugerido por la matriz, el riesgo de reactivación de fallas aumenta significativamente.

Se llevaron a cabo tres simulaciones para la prueba piloto Frio Brine, en un modelo que incluía 5 fallas: dos principales y tres secundarias. La primera simulación consistió en inyectar el mismo volumen de CO₂ que se especifica en el informe del piloto, un total de 1,600 toneladas en un período de 10 días. El análisis geomecánico e hidrológico resultó en la no reactivación de fallas; sin embargo, se observó una alteración en el frente del acuífero salino.

La segunda simulación, denominada "caso máximo aprobado," contempló la inyección de la máxima cantidad de CO₂ permitida por contrato, respetando la tasa máxima de inyección diaria. En este caso, se inyectaron 54,000 toneladas de CO₂ durante un período de 7 meses, con una tasa

máxima de inyección de 250 toneladas por día. Los resultados mostraron que no se produjo reactivación de fallas, aunque el aumento de la presión de poro con respecto a la distancia fue notablemente significativo.

Finalmente, se realizó un modelo denominado "caso potencial de reactivación de falla," en el que se mantuvo la tasa máxima de inyección estipulada en el contrato, pero se aumentó el volumen de CO₂ a 900,000 toneladas durante un período de 10 años. Los resultados de esta simulación indicaron la reactivación de la falla secundaria número 3 (FS3) a partir del tercer año de inyección. Esto sugiere que con un total de 270,000 toneladas de CO₂ inyectadas y un cambio de presión de poro de 900 psi en el centro del segmento 31, se produciría la reactivación de la falla. En caso de que el pozo no se cierre debido a la reactivación de la falla FS3, la siguiente falla propensa a reactivarse después de dos años de finalizar la inyección sería la falla secundaria número 1 (FS1), con un total de CO₂ inyectado de 900,000 toneladas y un cambio de presión de poro aproximado de 950 psi en el centro del segmento 19.

La evaluación de la presión crítica de inyección se realizó a partir de los resultados de la simulación del "caso potencial de reactivación de falla." En este escenario, al momento de la reactivación de la falla secundaria FS3, se obtuvo que la presión crítica de inyección en el frente del pozo sería de 2,377.6 psi, mientras que la presión crítica de poro en el centro del segmento 31 de la falla FS3 alcanzaría los 3,080 psi. Estos valores y la reactivación se deben a la proximidad del pozo inyectado a la falla, ubicada a una distancia de 1,000 pies al este (x) y 394 pies al norte (y).

8. Recomendaciones

Se sugiere revisar los análisis financieros de los costos de los proyectos para llevar a cabo una comparativa efectiva entre ellos, para así poder incorporar esta información en la matriz de evaluación la cual es crucial para tomar decisiones en proyectos de inyección y almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos.

Incorporar en la matriz propuesta el parámetro Shale Gouge Ratio (SGR) con valores referenciados y que se consideren no favorables, favorables o preferibles al momento de evaluar las propiedades de un acuífero salino para la selección de un proyecto.

Se recomienda realizar una comparación entre los resultados obtenidos en Fault Slip Potential (FSP) y un software comercial como CMG. Esta comparación ayudará a evaluar la confiabilidad y precisión de los resultados en FSP, que busca obtener la máxima fiabilidad con la menor cantidad de datos de entrada.

Elaborar un análisis de sensibilidad para determinar la probabilidad geomecánica y la probabilidad hidrológica del proyecto en Fault Slip Potential. Este análisis permitirá evaluar, mejorar y ser más exactos con los resultados obtenidos en la simulación.

Se sugiere realizar la misma simulación con una división más detallada de los segmentos de las fallas para obtener un análisis más preciso de su comportamiento. Además, se recomienda en futuras actualizaciones, del software, permitir la modificación de la profundidad de referencia

del pozo, ya que el programa actualmente solo admite una única profundidad. Esto permitiría analizar la ejecución de la primera y segunda fase del proyecto Frio II.

Referencias Bibliográficas

- Álvarez Gallego, S., Rubio Sánchez, A., Rodríguez Olalla, A., & Avilés Palacios, C. (2021). *Cambio climático y gases de efecto invernadero. In Conceptos Básicos de la Huella de Carbono (Vol. 1)*. AENOR Internacional, S.A.U.
- Anderson, E. M. (1951). *The Dynamics of Faulting and Dyke Formation with Applications to Brittan*, Edinburgh, Oliver and Boyd. *Hafner Publishing Company*.
- Bachu, S. (2010). 2 - Screening and selection criteria, and characterisation techniques for the geological sequestration of carbon dioxide (CO₂). En M. M. Maroto-Valer, *Developments and Innovation in Carbon Dioxide (CO₂) Capture and Storage Technology : Carbon Dioxide (Co₂) Storage and Utilisation* (págs. 27-56). Elsevier Science & Technology.
- Bandyopadhyay, A. (2014). *Carbon capture and storage: CO₂ management technologies*. CRC Press.
- Barranco, I., Mahon, E., & Sixsmith, P. (2018). Stratigraphic interpretation and reservoir modelling of the Barrow Group below Barrow Island. *The Sedimentary Basins of Western Australia 4. Proceedings of the Petroleum Exploration Society of Australia Symposium*, (págs. 1-23).
- Barranco, I., Waite, M., Leong, R., Trupp, M., Widyantoro, A., & Brantjes, J. (2009). Geological Uncertainties in Reservoir Modeling-the Gorgon CO₂ Disposal Project. *AAPG/Society of Economic Geology/Society of Petroleum Engineers, Hedberg conference abstract*.

- Bjørnarå, T. I., Bohloli, B., & Park, J. (2018). Field-data analysis and hydromechanical modeling of CO₂ storage at In Salah. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 79, 61-72.
- Brady, B. H., & Brown, E. T. (2006). *Rock mechanics: for underground mining*. Springer science & business media.
- Bruno, M. S. (1992). Subsidence-induced well failure. *SPE Drilling Engineering*, 7(02), 148-152.
- Callas, C., Davis, J. S., Saltzer, S. D., Hashemi, S. S., Wen, G., Gold, P. O., & Kovscek, A. R. (2024). Criteria and workflow for selecting saline formations for carbon storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 135, 104138.
- Cámara, A. (2010). Captura y almacenamiento de CO₂. *X Congreso Nacional del Medio Ambiente (CONAMA 10)*.
- Cao, W., Shi, J. Q., Durucan, S., & Korre, A. (2021). Evaluation of shear slip stress transfer mechanism for induced microseismicity at in Salah CO₂ storage site. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 107.
- Chevron, A. (2018). *Gorgon Project—Carbon Dioxide Injection System Pipeline and Wells Operations Environment Managment Plan: Summary*.
- Cuartas, D. E., & Méndez, F. (2016). Cambio climático y salud: retos para Colombia. *Revista de la Universidad Industrial de Santander*, 48(4), 428-435.
- de Nier, M., Maas, W., Gray, L., & Wiwchar, T. (2015). Maturing CCS Technology through Demonstration-Quest: Learning from CCS Implementation In Canada. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (p. D011S005R001)*. Abu Dhabi: SPE.
- Delshad, M., Alhotan, M. M., Fernandes, B. R., Umurzakov, Y., & Sepehrnoori, K. (2023). Modeling flow and transport in saline aquifers and depleted hydrocarbon reservoirs for Hydrogen Energy Storage. *SPE Journal*, 28(05), 2547-2565.

- Delshad, M., Kong, X., Tavakoli, R., Hosseini, S. A., & Wheeler, M. F. (2013). Modeling and simulation of carbon sequestration at Cranfield incorporating new physical models. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 18, (págs. 463-473).
- Doughty, C., Pruess, K., & Benson, S. (2005). Flow Modeling for the Frio Brine Pilot. *National Energy Technology Laboratory Fourth Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration* (págs. 1-21). Alexandria, Virginia: GCCC Digital Publication Series #05-04e.
- Dunayevsky, V. A., Myers, M. T., & Bennett, M. W. (2010). Reservoir pressure depletion induced exterior fault activation. *44th US Rock Mechanics Symposium and 5th US-Canada Rock Mechanics Symposium*. Canada: OnePetro.
- Eccles, J. K. (2009). Physical and economic potential of geological CO₂ sequestration in saline aquifers. *Environmental Science Technology*.
- Fayçal, Z., & Lakhdar, B. (2024). The geochemical imaging technique for CO₂ monitoring in the saline aquifer of Krechba Field Algeria. *Carbon Capture, Utilization, and Storage Conference and Exhibition* (págs. 117-132). Algeria: Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) Conference and Exhibition.
- Fjaer, E., Holt, R. M., Horsrud, P., & Raaen, A. M. (2008). *Petroleum related rock mechanics*. Elsevier.
- Gozalpour, F., Ren, S. R., & Tohidi, B. (2005). CO₂ EOR and storage in oil reservoir. *Oil & gas science and technology*, 60(3), 537-546.
- Gunter, W. D., Wong, S., Cheel, D. B., & Sjoström, G. (1998). *Large CO₂ sinks: Their role in the mitigation of greenhouse gases from an international, national (Canadian) and provincial (Alberta) perspective*. Applied Energy.

- Holloway, S. (1997). An overview of the underground disposal of carbon dioxide. En *Energy Conversion And Management* (págs. 38, S193-S198).
- Holloway, S. (2001). Storage of fossil fuel-derived carbon dioxide beneath the surface of the earth. *Annual Review of Energy and the Environment*, 26(1), 145-166.
- Holtz, M. (2003). *Optimization of CO₂ sequestered as a residual phase in brinesaturated*.
- Hosa, A., Stewart, J., Esentia, M., & Haszeldine, S. (2011). Injection of CO₂ into saline formations: Benchmarking worldwide projects. En *Chemical Engineering Research And Design*, 89(9).
- Hosseini, S. M., & Aminzadeh, F. (2016). Effects of the Earth Characteristics on Induced Seismicity Potential. *SPE Western Regional Meeting*. OnePetro.
- Hou, Y., Zhao, C., Su, Y., Wu, T., Luo, X., Yang, Q., & Huang, K. (2014). Evaluation of fault sealing ability and prediction of fault critical reactivation pressure in water flooding reservoir. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro.
- Houghton, J. (2009). *Global warming: the complete briefing*. Cambridge university press.
- Hovorka, S. (2021). *SECARB Post Injection Assessment Report*. Pittsburgh, PA, Morgantown, WV, and Albany, OR (United States): Southern States Energy Board, Peachtree Corners, GA (United States); National Energy Technology Laboratory (NETL).
- Hovorka, S. D. (2009). *Optimization of Geological Environments for Carbon Dioxide Disposal in Saline Aquifers in the United States*. Austin, Texas: Bureau of Economic Geology, Jackson School of Geosciences, The University of Texas at Austin.
- Hovorka, S. D. (2013). Three-Million-Metric-Ton-Monitored Injection at the Secarb Cranfield Project—Project Update. *Energy Procedia*, 37, 6412–6423.

- Hovorka, S. D., & Knox, P. R. (2003). Frio brine sequestration pilot in the Texas Gulf Coast . *Greenhouse gas control technologies: Proceedings, 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies* (págs. 583-587). Kyoto, Japón; New York; Pergamon: GCCC Digital Publication Series #03-01.
- Hovorka, S. D., Benson, S. M., Doughty, C., Freifeld, B. M., Sakurai, S., Daley, T. M., & Knauss, K. G. (2006). Measuring permanence of CO₂ storage in saline formations: the Frio experiment. En *Environmental Geosciences*, 13(2) (págs. 105-121).
- Hovorka, S. D., Doughty, C. A., Knox, P. R., Green, C. T., Pruess, K., & Benson, S. M. (2001). Evaluation of brine-bearing sands of the Frio Formation, Upper Texas Gulf Coast for geologic sequestration of CO₂. *Proceedings, First National Conference on Carbon Sequestration*. Washington, D.C: GCCC Digital Publication Series #01-01.
- Hovorka, S. D., Meckel, T. A., & Treviño, R. H. (2013). Monitoring a large-volume injection at Cranfield, Mississippi—Project design and recommendations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 18, 345–360.
- Hovorka, S. D., Romero, M. L., Treviño, R. H., Warne, A. G., Ambrose, W. A., R, K. P., & Tremblay, T. A. (2000). Technical summary: optimal geological environments for carbon dioxide disposal in brine-bearing formations (aquifers) in the United States: The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, final report prepared for U.S. *National Energy Technology Laboratory*.
- Hovorka, S., Holtz, M., Sakurai, S., Knox, P., Collins, D., Papadeas, P., & Stehli, D. (2003). Frio pilot in CO₂ sequestration in brine-bearing sandstones: The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, report to the Texas Commission. *Environmental Quality to accompany a class V application for an experimental technology pilot injection well*.

- Iding, M., & Ringrose, P. (2010). Evaluating the impact of fractures on the performance of the In Salah CO₂ storage site. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(2), 242-248.
- International Energy Agency, IEA. (Marzo de 2023). Obtenido de CO₂ Emissions in 2022: <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022>
- IPCC, C. C. (2007). *The physical science basis. Contribution of working group I to the fourth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, UK: Cambridge University Press.
- IPCC, I. (2005). *Special report on carbon dioxide capture and storage*. Cambridge, UK; New York, USA: Cambridge University Press.
- J.C. Reed, J. (2005). *Database of the Geologic Map of North America*.
- Jung, H., Singh, G., Espinoza, D. N., & Wheeler, M. F. (2018). Quantification of a maximum injection volume of CO₂ to avert geomechanical perturbations using a compositional fluid flow reservoir simulator. En *Advances in water resources*, 112 (págs. 160-169).
- Karev, V., Kovalenko, Y., & Ustinov, K. (2020). *Geomechanics of oil and gas well*. Springer.
- Li, H., Jakobsen, J. P., Wilhelmsen, Ø., & Yan, J. (2011). PVT_{xy} properties of CO₂ mixtures relevant for CO₂ capture, transport and storage: Review of available experimental data and theoretical models. En *Applied Energy*, 88(11) (págs. 3567-3579).
- Lillo, J., & Oyarzun, R. (2013). *Geología Estructural Aplicada a la Minería y Exploración Minera. Principios Basicos*. Ediciones GEMM.
- Llamas Moya, B. (2016). *Captura y Almacenamiento de CO₂: criterios y metodología para evaluar la idoneidad de una estructura geológica como almacén de CO₂*.
- Lu, J., Larson, T. E., & Smyth, R. C. (2015). Carbon isotope effects of methane transport through Anahuac Shale — A core gas study. *Journal of Geochemical Exploration*, 148, 138-149.

- Lundstern, J. E., & Zoback, M. D. (2016). State of stress in Texas: Implications for induced seismicity. En *Geophysical Research Letters*, 43(19) (págs. 10-208).
- Macualo, F. H. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Neiva, Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Mathieson, A., Midgely, J., Wright, I., Saoula, N., & Ringrose, P. (2011). In Salah CO₂ Storage JIP: CO₂ sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba. En *Energy Procedia*, 4 (págs. 3596-3603). Algeria.
- Mendoza, J., & Bueno, J. (2008). *Modelado de causas geológicas generadoras de sobrepresión. Aplicación para la formación Carbonera en el campo Cupiagua del Piedemonte Llanero colombiano*. Bucaramanga, Colombia.: Trabajo de grado Geología.
- Metz, B., Davidson, O., De Coninck, H. C., Loos, M., & Meyer, L. (2005). *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage*. Cambridge, UK: Cambridge University Press.
- Morris, J. P., Hao, Y., Foxall, W., & McNab, W. (2011). A study of injection-induced mechanical deformation at the In Salah CO₂ storage project. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5(2), 270-280.
- Ozan, C., Brudy, M., & Van der Zee, W. (2011). Fault reactivation due to fluid production and injection in compacting reservoirs. *45th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. OnePetro.
- Paredes Ángeles, J. (2020). Consideraciones generales para la elaboración de un atlas de almacenamiento geológico de CO₂ del Perú. En *Boletín de Geología*, 42(3) (págs. 243-260).

- Pérez-Estaún, A., Gómez, M., & Carrera, J. (2009). El almacenamiento geológico de CO₂, una de las soluciones al efecto invernadero. En *Enseñanza de las Ciencias de la Tierra*, 17(2) (págs. 179-189).
- Pijaudier-Cabot, G., & Pereira, J. M. (2013). *Geomechanics in CO₂ storage facilities*. John Wiley & Sons.
- Ramos, G., Katahara, K., Keck, R., & Batzle, M. (1994). In-situ stress predictions and measurements in an unconsolidated sandstone formation, The Lower Frio, East Texas. *ARMA North America Rock Mechanics Symposium*. ARMA.
- Riddiford, F., Wright, I., Bishop, C., Espie, T., & Tourqui, A. (2004). Monitoring geological storage: the In Salah gas CO₂ storage project. *Proceedings of the 7th international conference on greenhouse gas control technologies*, 2, (págs. 1353-1359).
- Rinaldi, A. P., & Rutqvist, J. (2017). Modeling ground surface uplift during CO₂ sequestration: The case of in Salah. En *Energy Procedia*, 114 (págs. 3247-3256). Algeria.
- Rinaldi, A. P., Rutqvist, J., & Vilarrasa, V. (2018). Deep Fracture Zone Reactivation During CO₂ Storage at In Salah (Algeria) - A Review of Recent Modeling Studies. *Energy Geotechnics: SEG-2018*, (págs. 394-401).
- Ringrose, P. S., Furre, A. K., Gilfillan, S. M., Krevor, S., Landrø, M., Leslie, R., & Zahid, A. (2021). Storage of carbon dioxide in saline aquifers: physicochemical processes, key constraints, and scale-up potential. En *Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering*, 12(1) (págs. 471-494).
- Ringrose, P. S., Mathieson, A. S., Wright, I. W., Selama, F., Hansen, O., Bissell, R., & Midgley, J. (2013). The In Salah CO₂ storage project: lessons learned and knowledge transfer. *Energy Procedia*, 37, 6226-6236.

- Ringrose, P., Atbi, M., Mason, D., Espinassous, M., Myhrer, M. I., Mathieson, A., & Wright, I. (2009). *Plume development around well KB-502 at the In Salah CO₂ storage site. first break volume 27*. EAGE .
- Robertson, B., & Mousavian, M. (2022). *Gorgon Carbon Capture and Storage: the Sting in the tail*. Institute for Energy Economics and Financial Analysis.
- Rodríguez Dono, A. (2007). Análisis de Riesgos en proyectos de almacenamiento geológico de CO₂. *Revista UNMSM - IIGEO*.
- Ruiz, C., Martínez, R., Recreo, F., Prado, P., Campos, R., Pelayo, M., . . . Arenillas, A. (2007). *Almacenamiento geológico de CO₂. Criterios de selección de emplazamientos*. Madrid, España: CIEMAT.
- Rutqvist, J. (2012). The geomechanics of CO₂ storage in deep sedimentary formations. *Geotechnical and Geological Engineering, 30*, 525-551.
- Sakurai, S., Ramakrishnan, T. S., Boyd, A., Mueller, N., & Hovorka, S. (2006). Monitoring saturation changes for CO₂ sequestration: petrophysical support of the Frio brine pilot experiment. *Petrophysics-The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description, 47(06)*.
- SECARB phase III site: SECARB Cranfield project (the early test), Mississippi*. (s.f.). Obtenido de National Energy Technology Laboratory: <https://netl.doe.gov/coal/carbon-storage/atlas/secarb/phaseIII/cranfield-project>.
- Shell Canada Ltd. (2011). *Quest Carbon Capture and Storage Project - Annual Summary Report*. Alberta, Canada: Alberta Department of Energy.

- Shi, J. Q., Sinayuc, C., Durucan, S., & Korre, A. (2012). Assessment of carbon dioxide plume behaviour within the storage reservoir and the lower caprock around the KB-502 injection well at In Salah. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 7, 115-126.
- Singh, U. (2013). Carbon capture and storage: An effective way to mitigate global warming. *Current science*. 105, 914-922.
- Soltanzadeh, H. (2009). *Geomechanical analysis of caprock integrity*. Doctoral dissertation, University of Saskatchewan.
- Thomas, D., & Benson, S. (2005). *Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations Results from the CO₂ Capture Project*. Elsevier.
- Tran, D., Nghiem, L., Shrivastava, V., & Kohse, B. (2010). Study of geomechanical effects in deep aquifer CO₂ storage. *ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. ARMA.
- Trupp, M., Ryan, S., Barranco Mendoza, I., Leon, D., & Scoby-Smith, L. (2021). Developing the world's largest CO₂ Injection System—a history of the Gorgon Carbon Dioxide Injection System. *Proceedings of the 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference*, (págs. 15-18).
- Twiss, R. J., & Moores, E. M. (2006). *Structural Geology*. W. H. Freeman.
- Valle Falcones, L. M. (2015). *Caracterización de parámetros petrofísicos relacionados con la capacidad de almacenamiento de CO₂ en el acuífero salino profundo de Hontomín (Burgos)*. Doctoral dissertation, ETSI_Energia.
- White, J. A., Chiamonte, L., Ezzedine, S., Foxall, W., Hao, Y., Ramirez, A., & McNab, W. (2014). Geomechanical behavior of the reservoir and caprock system at the In Salah CO₂ storage project. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 111(24), 8747-8752.

- Wiprut, D., & Zoback, M. D. (2000). Fault reactivation and fluid flow along a previously dormant normal fault in the northern North Sea. *Geology*, 28(7), 595-598.
- Witkowski, A., Majkut, M., & Rulik, S. (2014). Analysis of pipeline transportation systems for carbon dioxide sequestration. *Archives of thermodynamics*, 35(1), 117-140.
- Wright, I. (2005). Geological storage assurance at In Salah, presentation. *Carbon Sequestration Leadership Forum International Project Workshop*. Berlin, Germany.
- Wright, I. (2006). CO₂ Geological Storage: Lesson Learned from In Salah (Algeria). *SBSTA Meeting*. Bonn, Germany.
- Wright, I., Ringrose, P., Mathieson, A., & Eiken, O. (2009). An overview of active large-scale CO₂ storage projects. *SPE International Conference on CO₂ Capture, Storage, and Utilization* (pp. SPE-127096). SPE.
- Xu, T., Kharaka, Y. K., Doughty, C., Freifeld, B. M., & Daley, T. M. (2010). Reactive transport modeling to study changes in water chemistry induced by CO₂ injection at the Frio-I Brine Pilot. *Chemical Geology*, 271(3-4), (págs. 153-164).
- Yielding, G. (2002). Shale gouge ratio—Calibration by geohistory. *Norwegian petroleum society special publications*, 11, 1-15.
- Yu, F. R., Zhang, X., & Leung, V. C. (2016). *Green communications and networking*. CRC Press.
- Zhang, J. J. (2019). *Applied petroleum geomechanics*. Gulf Professional Publishing.
- Zheng, X., & Espinoza, D. N. (2021). Multiphase CO₂-brine transport properties of synthetic fault gouge. *Marine and Petroleum Geology*, 129, 105054.
- Zoback, M. D. (2007). *Reservoir geomechanics*. Cambridge, UK: Cambridge University Press.