



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO

FRANCISCO LUCAS DAMASCENA SILVA

**INTEGRAÇÃO DE MODELO GEOMECÂNICO 1D E MODELO COM
ACOPLAMENTO FLUXO-GEOMECÂNICO PARA ESTUDO DA ESTOCAGEM DE
CO₂ EM UM RESERVATÓRIO DE GÁS DEPLETADO DA BACIA DO PARNAÍBA**

Fortaleza
2024

FRANCISCO LUCAS DAMASCENA SILVA

INTEGRAÇÃO DE MODELO GEOMECÂNICO 1D E MODELO COM ACOPLAMENTO
FLUXO-GEOMECÂNICO PARA ESTUDO DA ESTOCAGEM DE CO₂ EM UM
RESERVATÓRIO DE GÁS DEPLETADO DA BACIA DO PARNAÍBA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia de Petróleo do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Luis Glauber Rodrigues.

Fortaleza

2024

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- S58i Silva, Francisco Lucas Damascena.
Integração de modelo geomecânico 1D e modelo com acoplamento fluxo-geomecânico para estudo da estocagem de CO2 em um reservatório de gás depletado da Bacia do Parnaíba / Francisco Lucas Damascena Silva. – 2024.
108 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2024.
Orientação: Prof. Dr. Luis Glauber Rodrigues.
1. Geomecânica. 2. Reativação de falhas. 3. Estocagem de CO2. I. Título.
- CDD 665.5092
-

FRANCISCO LUCAS DAMASCENA SILVA

INTEGRAÇÃO DE MODELO GEOMECÂNICO 1D E MODELO COM ACOPLAMENTO
FLUXO-GEOMECÂNICO PARA ESTUDO DA ESTOCAGEM DE CO₂ EM UM
RESERVATÓRIO DE GÁS DEPLETADO DA BACIA DO PARNAÍBA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia de Petróleo
do Centro de Tecnologia da Universidade
Federal do Ceará, como requisito parcial à
obtenção do título de Bacharel em Engenharia
de Petróleo.

Aprovada em: 07/10/2024.

BANCA EXAMINADORA

Prof. PhD Luis Glauber Rodrigues (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Pedro Felipe Gadelha Silvino
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Sebastião Mardônio Pereira de Lucena
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Francisco e Juraci.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelo conhecimento, perseverança e determinação que me deu nesses últimos anos, além da paciência e resiliência por estar longe da minha família todo esse tempo.

Agradeço aos meus pais, Francisco e Juraci, por terem me dado a oportunidade e apoio incondicional para seguir meus sonhos. Todas as minhas conquistas são deles.

Agradeço a todos que me apoiaram ao longo dessa jornada, minha companheira Ana Clarice Souza, que me ajudou e incentivou nas horas mais difíceis, e meus amigos Clecio Ribeiro, Levy Kevin, Livia Lauren, João Victor Gonçalves, Moacir da Costa, Thiago Barbosa, Igor Passos e todos os companheiros do curso de engenharia de petróleo, em especial aos que fizeram parte do Grupo de Simulação Integrada e Multiescala.

Agradeço ao meu orientador, Professor Luis Glauber, por todo conhecimento compartilhado comigo.

Agradeço aos Professores Sebastião Mardônio e Pedro Felipe por fazerem parte da banca examinadora, engrandecendo ainda mais esse Trabalho.

Agradeço a Universidade Federal do Ceará e ao Grupo de Simulação Integrada e Multiescala (GSIM), pela estrutura fornecida para todos os trabalhos que desenvolvi ao longo da minha graduação.

“Você viverá muito e voará alto, mas só se você se entregar a maré.” (WATERS, Roger; GILMOUR, David; WRIGHT, Richard). Breathe. In: *The Dark Side of the Moon*. Londres: Harvest Records, 1973. Faixa 2, 2 min 49 s.

RESUMO

A busca por medidas que reduzam os efeitos das mudanças climáticas tem marcado a contemporaneidade. Um dos gases mais impactantes é o CO₂, um dos principais causadores do efeito estufa. Esse gás é proveniente da combustão de automóveis, termelétricas e indústrias das mais diversas categorias. Está diretamente relacionado à queima de combustíveis fósseis. Pensando nisso, buscamos formas de reduzir a quantidade de CO₂ na atmosfera com base em estudos científicos. Uma dessas formas é o sequestro e armazenamento desse gás em um reservatório de petróleo ou gás. Nesse estudo será construído um modelo geomecânico 1D com base em perfis de poços adaptados de um campo de gás e correlações matemáticas obtidas da literatura que envolve o tema, além da criação de um modelo de fluxo acoplado a um modelo geomecânico 3D. Com o modelo geomecânico 1D será possível descrever o comportamento poroelástico do reservatório e da rocha capeadora, ou seja, será descrito o comportamento das tensões principais que atuam na formação e da pressão de poros, com o objetivo de calcular a pressão máxima que o reservatório suporta para que a maior quantidade possível de CO₂ seja armazenada. O modelo de fluxo com acoplamento geomecânico descreverá o comportamento do gás durante a estocagem, da rocha capeadora que sela o gás no reservatório e das falhas presentes no reservatório. Dessa forma será descrito de forma será possível estudar questões envolvendo quantidade de CO₂ injetado, o comportamento do reservatório envolvendo propriedades elásticas ao longo do tempo e a resposta da rocha capeadora durante a estocagem.

Palavras-chave: geomecânica; reativação de falhas; estocagem de CO₂.

ABSTRACT

The search for measures to reduce the effects of climate change has marked contemporary times. One of the most impactful gases is CO₂, one of the main causes of the greenhouse effect. This gas comes from the combustion of automobiles, thermoelectric plants, and industries of various categories. It is directly related to the burning of fossil fuels. With this in mind, we seek ways to reduce the amount of CO₂ in the atmosphere based on scientific studies. One of these methods is the sequestration and storage of this gas in an oil or gas reservoir. In this study, a 1D geomechanical model will be constructed based on well logs adapted from a gas field and mathematical correlations obtained from the literature on the subject, in addition to the creation of a flow model coupled with a 3D geomechanical model. With the 1D geomechanical model, it will be possible to describe the poroelastic behavior of the reservoir and the cap rock, that is, the behavior of the principal stresses acting on the formation and the pore pressure will be described, with the objective of calculating the maximum pressure that the reservoir can withstand so that the largest possible amount of CO₂ can be stored. The flow model coupled with geomechanics will describe the behavior of the gas during storage, the cap rock that seals the gas in the reservoir, and the faults present in the reservoir. In this way, it will be possible to study issues involving the amount of injected CO₂, the reservoir's behavior involving elastic properties over time, and the cap rock's response during storage.

Keywords: geomechanics; fault reactivation; CO₂ storage.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Emissões de CO ₂ por queima de combustíveis fósseis	15
Figura 2 - Crescimento Global de publicações envolvendo estocagem de CO ₂	16
Figura 3 - Poros interconectados e isolados no meio poroso	20
Figura 4 - Ilustração da relação entre tensão, força e área da seção transversal.	24
Figura 5 - Teste Triaxial.....	32
Figura 6 - Comportamento de uma rocha submetida à tensão em um diagrama tensão versus deformação	33
Figura 7 - Aumento da tensão de confinamento em um teste triaxial	33
Figura 8 - Módulo de Young sendo representado em um diagrama tensão-deformação.....	34
Figura 9 - Módulo de Young.....	35
Figura 10 - Razão de Poisson	36
Figura 11 - Critério de Mohr-Coulomb, correspondendo a um estado crítico de tensão	39
Figura 12 - Mapa de localização da Bacia do Parnaíba.....	45
Figura 13 - Unidades Estratigráficas da Bacia do Parnaíba	45
Figura 14 - Tipos de mecanismos de trapeamento para estocagem de CO ₂	46
Figura 15 - Perfil Composto do Poço 7-GVR-21-MA, profundidade de 1350 metros à 1600 metros	48
Figura 16 - Modelo de dupla-permeabilidade	62
Figura 17 - Grid do Modelo de simulação.....	62
Figura 18 - Porosidade.....	64
Figura 19 - Permeabilidade.....	64
Figura 20 - Contato gás-água.....	65
Figura 21 - Contato gás-água.....	65
Figura 22 - Localização do poço produtor (PROD-1) no mapa de permeabilidade.....	67
Figura 23 - Localização dos poços Injetor de CO ₂ e Monitor	68
Figura 24 - Localização das falhas no modelo de simulação	69
Figura 25 - Regime de falhas.....	73
Figura 26 - Falha por tração (esquerda) e falha por tensão cisalhante (direita)	79
Figura 27 - Critério de Mohr-Coulomb, correspondendo a um estado crítico de tensão	81
Figura 28 - Variação da tensão normal efetiva ao longo do tempo 1	92
Figura 29 - Variação da tensão normal efetiva ao longo do tempo 2	93
Figura 30 - Variação da tensão normal efetiva ao longo do tempo 3	93
Figura 31 - Variação da permeabilidade da fratura 1.....	94

Figura 32 - Variação da permeabilidade da fratura 2.....	95
Figura 33 - Variação da permeabilidade da fratura 3.....	95
Figura 34 - Região onde há reativação de falhas.....	99

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Perfis de Poços utilizados do poço 7-GVR-21-MA.....	50
Gráfico 2 - Pressão de Poros para o poço 7-GVR-21-MA.....	51
Gráfico 3 - Razão de Poisson calculada para cada formação.....	52
Gráfico 4 - Módulo de Young calculado para cada formação.....	54
Gráfico 5 - Perfil de densidade do poço 7-GVR-21-MA.....	55
Gráfico 6 - Linha De tendência do perfil de densidade do poço 7-GVR-21-MA.....	56
Gráfico 7 - Tensões de sobrecarga do reservatório.....	57
Gráfico 8 - Tensões horizontais mínimas do reservatório.....	58
Gráfico 9 - Tensões horizontais máximas do reservatório.....	59
Gráfico 10 - Permeabilidade relativa da água.....	66
Gráfico 11 - Permeabilidade relativa do gás.....	66
Gráfico 12 - Distribuição das tensões totais ao longo da profundidade do campo.....	72
Gráfico 13 - Tensões Efetivas.....	75
Gráfico 14 - Efeito poroelástico aplicado na região em contato com a rocha capeadora.....	77
Gráfico 15 - Efeito termoporoelástico aplicado na região em contato com a rocha capeadora.....	78
Gráfico 16 - Círculo de Mohr-Coulomb no cenário inicial do reservatório.....	83
Gráfico 17 - Círculo de Mohr-Coulomb no cenário de reativação de falha.....	85
Gráfico 18 - Pressão de fratura da rocha capeadora.....	86
Gráfico 19 - Vazão de CO2 injetado.....	88
Gráfico 20 - Pressão Média do Reservatório.....	89
Gráfico 21 - Tensão Normal Efetiva.....	90
Gráfico 22 - Permeabilidade da fratura bloco da rocha capeadora.....	90
Gráfico 23 - Cruzamento das curvas de permeabilidade da fratura e tensão normal efetiva.....	91
Gráfico 24 - Vazamento de CO2 à medida que a permeabilidade muda.....	96
Gráfico 25 - Tendência ao deslizamento durante a depleção.....	98
Gráfico 26 - Tendência ao deslizamento durante a injeção.....	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Propriedades Mecânicas e os respectivos perfis de poços necessários para o cálculo	24
Tabela 2 - Correlações utilizadas para cálculo de Módulo de Young.....	53
Tabela 3 - Dados de propriedades geomecânicas utilizadas no modelo com acoplamento geomecânico	70
Tabela 4 - Dados utilizados para aplicação do critério de Mohr-Coulomb para o cenário inicial do reservatório	82
Tabela 5 - Dados utilizados para aplicação do critério de Mohr-Coulomb para o cenário inicial do reservatório	84

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CO ₂	Dióxido de Carbono
CCS	Carbon capture and storage
UCS	<i>Uniaxial Compressive Strength</i>
CMG	Pontifícia Universidade Católica do Paraná
GEM	Sistema Integrado de Bibliotecas
REATE	Programa de Revitalização de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
DT	Delta-T
RHOB	Bulk Density
V _p	Velocidade das ondas compressivas
V _s	Velocidade das ondas compressoriais
S _v	Tensão Vertical
Sh _{min}	Tensão Horizontal Mínima
Sh _{max}	Tensão Horizontal Máxima
MEM	Mechanical Earth Model

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem
R_{sh}	Perfil resistividade
ΔT_n	Perfil DT calculado
ΔT_{log}	Perfil DT do poço
P_{hyd}	Pressão hidrostática
p	Pressão interna
©	Copyright
®	Marca Registrada
q	Vazão
k	Permeabilidade
A	Área
ΔP	Variação de pressão
L	Comprimento
μ	Viscosidade
g	Aceleração gravitacional
Z	Profundidade
P	Densidade
σ	Tensão Total
σ'	Tensão Efetiva
K_g	Número bulk do grão
K_{fr}	Módulo Volumétrico
ϕ	Porosidade
α	Número de Biot
K_s	Módulo Bulk do Grão
P_p	Pressão de poros
ν	Razão de Poisson
$\epsilon_{transversal}$	Deformação na direção perpendicular
$\epsilon_{longitudinal}$	Deformação ao longo da direção da carga aplicada
τ	Tensão cisalhante

σ_n	Tensão Normal
ϕ	Ângulo de atrito
c	Coesão
E	Módulo de Young
a	Comprimento da fissura
γ	Energia da superfície necessária para criar fratura
JRC	Índice de Rugosidade da junta
JCS	Índice de resistência da junta
ST	Slip tendency
Edyn	Módulo de Young Dinâmico
Es	Módulo de Young Estático
u	Vetor deslocamento
ΔT	Variação de temperatura
t	Coeficiente de transferência de calor

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	14
1.1 Caracterização do problema e justificativa.....	17
1.2 Objetivos.....	18
1.2.1 Objetivos gerais	18
1.2.2 Objetivos Específicos	18
1.3 Organização da dissertação	19
2 ASPECTOS TEÓRICOS	19
2.1 Propriedades das rochas.....	19
2.1.1 Porosidade	20
2.1.1.1 Porosidade absoluta	20
2.1.2 Compressibilidade	21
2.1.3 Permeabilidade	22
2.2 Cálculo de propriedades mecânicas para criação do Modelo Geomecânico 1D.....	22
2.2.1 Tensão	24
2.2.2 Pressão hidrostática	25
2.2.3 Pressão de poros	26
2.2.4 Tensões totais.....	27
2.2.5 Tensões efetivas	29
2.2.6 Falhas e Fraturas	31
2.2.7 Módulo de Young	34
2.2.8 Razão de Poisson.....	36
2.2.9 Critério de Mohr-Coulomb.....	38
2.2.10 Reativação de falhas	40
2.2.11 Teoria de Barton-Bandis	41
2.2.12 Tendência de deslizamento (Slip Tendency)	42
2.3 Simulação de reservatório acoplada à modelo geomecânico	43
3 MATERIAIS.....	44
3.1 Materiais utilizados na construção do modelo geomecânico 1D	44
3.1.1 Descrição da Bacia do Parnaíba	44
3.1.2 Geologia e aspectos físicos da região da formação Poti.....	46
3.1.3 Poço 7-GVR-21-MA	47
3.1.4 Perfis de Poços	49
3.1.5 Cálculo da Pressão de Poros	50
3.1.6 Cálculo de Número de Poisson e Módulo de Young	51
3.1.7 Cálculo das Tensões Totais	54

3.2 Materiais utilizados na construção do modelo geomecânico 3D	59
3.2.1 Simulador Composicional utilizado	60
3.2.2 Descrição do modelo de simulação	61
3.2.3 Descrição do modelo geomecânico 3D	69
4 MODELO GEOMECÂNICO 1D PARA ANÁLISE DE PRESSÃO DE FRATURA E REATIVAÇÃO DE FALHAS.....	71
4.1 Modelo Geomecânico 1D.....	71
4.1.1 Análise das tensões totais	71
4.1.2 Análise das tensões efetivas.....	73
4.1.3 Aplicação do efeito termoporoelástico	75
4.1.4 Pressão de fratura da rocha capeadora.....	78
4.1.5 Reativação de Falha.....	79
4.1.5.1 Falha por cisalhamento.....	80
4.1.5.2 Aplicação do critério de Mohr-Coulomb no cenário inicial do reservatório antes da estocagem	81
4.1.5.2 Aplicação do critério de Mohr-Coulomb no cenário de reativação de falha por cisalhamento	83
5 MODELO GEOMECÂNICO 3D ACOPLADO AO MODELO DE FLUXO.....	85
5.1 Estudo da ruptura da rocha capeadora no modelo com acoplamento geomecânico	87
4.1.1 Pressão de fratura da rocha capeadora.....	88
5.2 Reativação de falhas	96
5.2.1 Caso estudado para reativação de falhas	97
6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	100
REFERÊNCIAS	101

1 INTRODUÇÃO

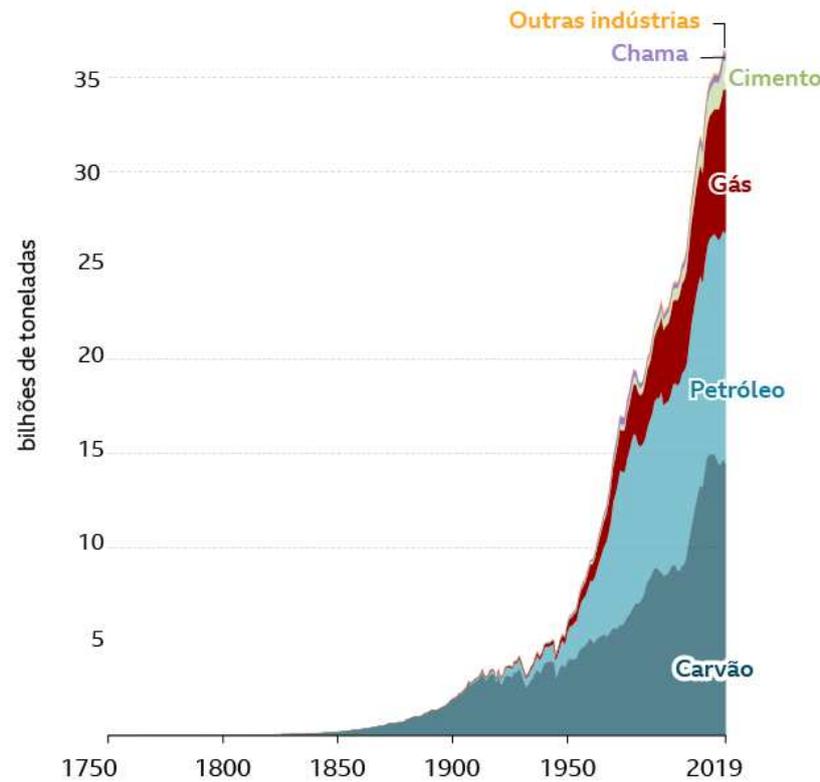
A contemporaneidade vem sendo marcada por uma imensa busca por alternativas que venham a diminuir os efeitos que causam as mudanças climáticas. Entre os principais causadores das mudanças climáticas está o gás carbônico (CO₂). Embora muito importante para a vida no planeta terra, fazendo parte do ciclo do carbono, nos últimos dois séculos a emissão artificial desse gás, proveniente da queima de combustíveis de origem fóssil, como carvão e petróleo, vem fazendo com que a concentração desse gás na atmosfera terrestre seja muito maior do que o ciclo do carbono possa absorver, por meio dos seres vivos fotossintetizantes, que utilizando desse gás (através da respiração celular) para produzir seu alimento.

Um dos principais problemas relacionado às altas concentrações de CO₂ na atmosfera é o agravamento do efeito estufa. O efeito estufa é um comportamento natural da atmosfera terrestre, que retém alguns gases, fazendo com que a temperatura da Terra não seja muito baixa. Entre esses gases está o CO₂, um dos mais importantes gases do efeito estufa. Uma vez que esse gás esteja em quantidades exageradas na atmosfera o efeito estufa vai ser agravado, fazendo com que a temperatura na Terra seja cada vez maior (WWF, 2023).

Com isso, desde o início da década de 1990 muitos países e organizações de combate às mudanças climáticas vêm se mobilizando com intuito de discutir formas de combater os efeitos causadores das mudanças climáticas (Nações Unidas Brasil, 2021).

A emissão de CO₂ vem se mostrando ao longo das décadas que é um dos principais agravadores do efeito estufas, dessa forma sendo um dos maiores potencializadores das mudanças climáticas. Sua emissão se deve às termoelétricas, que utilizam o carvão mineral para produzir energia elétrica, aos automóveis que utilizam motores à combustão interna, cujos combustíveis são derivados de petróleo. Dentre os combustíveis fósseis, os citados representam uma parcela grande das emissões de CO₂ na atmosfera, como pode ser observado na Figura 1.

Figura 1 - Emissões de CO₂ por queima de combustíveis fósseis



Fonte: Global Carbon Project (2019, com adaptações)

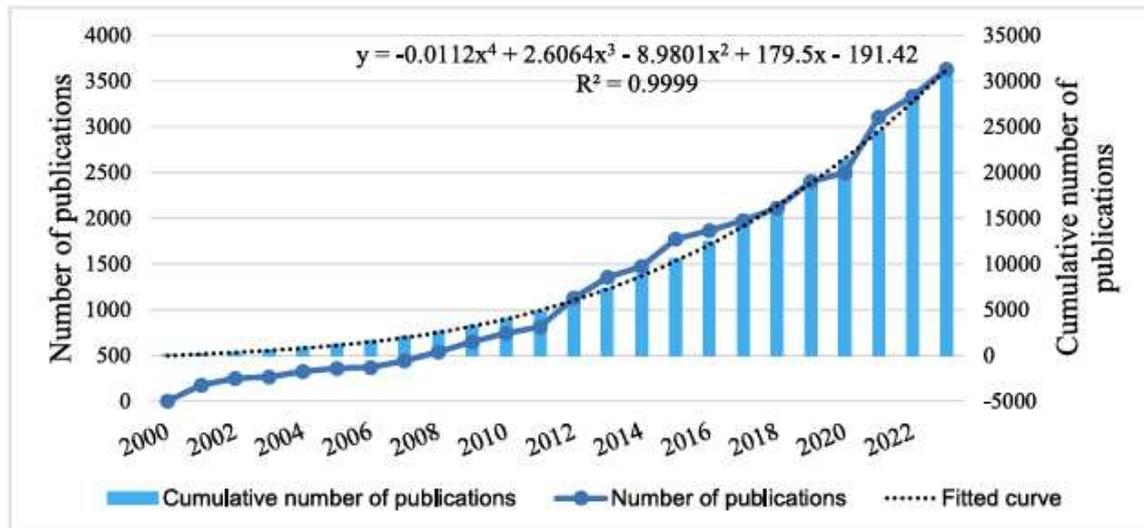
Dessa forma a busca por alternativas que venham a minimizar os efeitos causados pelas emissões de CO₂ vem ganhando notoriedade.

Uma das alternativas que se mostram mais viáveis para diminuir as concentrações de CO₂ na atmosfera é a estocagem desse gás em subsuperfície, ou seja, a captura e armazenamento de CO₂ – *carbon capture and storage* (CCS). Essa ferramenta consiste em captura de CO₂ gerado a partir de processos industriais e de combustão, compressão desse gás e transporte para ser injetado em uma formação geológicas, como aquíferos salinos, e reservatórios de gás ou óleo depletados.

O armazenamento geológico de CO₂ tem ganhado destaque devido ao crescente volume de pesquisas nesse campo (Figura 2), evidenciado pelo aumento expressivo de publicações a partir de 2009, o que reflete o crescente interesse e os investimentos destinados a essa tecnologia (Wang et al., 2024). A análise bibliométrica realizada por Wang et al. (2024) revela que os Estados Unidos, China e Reino Unido são os principais países que contribuem para essas pesquisas, respondendo por mais de 50% da produção científica global sobre o tema. Isso demonstra um esforço internacional coordenado voltado para o desenvolvimento e

aperfeiçoamento de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS), consideradas essenciais para a redução das emissões de CO₂ e para manter o aquecimento global em níveis controláveis. O estudo também indica que grande parte das publicações nesta área está concentrada em periódicos de alta relevância, como o *International Journal of Greenhouse Gas Control* e o *Greenhouse Gases: Science and Technology* (Wang et al., 2024).

Figura 2 - Crescimento Global de publicações envolvendo estocagem de CO₂



Fonte: Wang et al. (2024).

A captura e armazenamento de CO₂ consiste em algumas etapas que podem ter variações de acordo com o tipo de formação em que esse gás vai ser estocado. A princípio é necessário que se capture o CO₂, captura essa que pode ser feita antes da combustão, após a combustão ou mesmo captura direta do ar. A captura pós combustão é mais comum, uma vez que permite acoplar mecanismos de captura de gás em termoelétricas, por exemplo, que utiliza carvão mineral para produção de energia, e que emite quantidades enormes desse poluente. Após a captura o CO₂ deve ser comprimido para que o transporte seja feito de maneira mais simples até o local designado.

O trabalho de Wang et al. (2024) mostra a relevância de iniciativas pioneiras em captura e armazenamento de carbono (CCS) em muitas regiões do mundo, destacando projetos como o Sleipner, na Noruega, e o Gorgon, na Austrália. Esses projetos têm mostrado tanto a viabilidade quanto a segurança do armazenamento de CO₂ em grande escala, fornecendo subsídios cruciais para a modelagem e o aprimoramento de práticas operacionais em CCS.

Nesse contexto a geomecânica se torna uma ferramenta crucial para segurança de operações de CCS, uma vez que a partir de estudos do comportamento mecânico das tensões e das propriedades elásticas, que variam durante a estocagem do CO₂, será possível calcular e prever informações como pressão máxima que o reservatório suporta e volume total de gás que pode ser injetado sem causar danos a formação.

É evidenciado que a injeção de fluido ocasiona o aumento da pressão de poros de um reservatório, o que desencadeia à mudança do estado de tensões original da formação, o que pode levar a reativação de falhas e fraturas na rocha capeadora. A falha dessas estruturas é um dos maiores riscos geomecânicos, uma vez que pode permitir o vazamento do CO₂ para camadas superiores ou mesmo para a atmosfera, comprometendo a segurança da operação. Isso é especialmente relevante em reservatórios de petróleo ou gás depletados, onde já houve uma redução significativa da pressão devido à produção anterior de hidrocarbonetos (Hawkes et al., 2005).

Simulações numéricas e modelagens geomecânicas são amplamente utilizadas para prever e mitigar esses riscos. Modelos como o Mohr-Coulomb, que consideram as propriedades elásticas, têm sido eficazes em identificar as condições sob as quais a integridade da rocha pode ser comprometida. Estudos indicam que a integridade da rocha capeadora pode ser mantida se o módulo de elasticidade da rocha for suficientemente baixo para acomodar deformações significativas sem falhas catastróficas (Lee et al., 2023).

Além disso, outros estudos apontam que a reativação de falhas pode ser influenciada por mudanças nas propriedades térmicas e hidráulicas, especialmente em ambientes com injeção de CO₂ supercrítico, onde a dinâmica de fluxo e transferência de calor afeta diretamente o comportamento mecânico das formações (Rutqvist, 2012).

Esse trabalho tem intuito de utilizar as ferramentas da geomecânica, acopladas às ferramentas de modelagem e simulação de reservatórios para calcular e prever de forma numérica e analítica a estocagem de CO₂ em um reservatório de gás depletado.

1.1 Caracterização do problema e justificativa

A estocagem de CO₂ depende de muitos fatores relacionados ao comportamento do reservatório. Nesse trabalho serão analisados comportamentos relacionados às propriedades mecânicas das rochas que compõem o reservatório. Propriedades como Módulo de Elasticidade, Razão de Poisson, ângulo de fricção e coesão são propriedades fundamentais para entender as respostas elásticas do reservatório durante e após a estocagem de CO₂.

O estudo da geomecânica em relação à estocagem de CO₂ refere-se à segurança da operação, uma vez que é necessário se calcular a pressão máxima de injeção, que é a maior pressão de injeção de CO₂ que não acarretará um vazamento.

Em um reservatório de gás depletado, utilizado para estocagem de CO₂, é necessário que se observe o comportamento das propriedades geomecânicas do reservatório desde a depleção, da pressão original até a pressão de abandono, passando a observar essas propriedades à medida que se injeta o CO₂. É necessário observar a variação do estado de tensões original do reservatório à medida que se injeta o CO₂ e após esse período, uma vez que uma grande variação nos estados de tensão pode ocasionar rompimento da rocha capeadora a partir de microfraturas.

Além do rompimento da capeadora é necessário estudar o comportamento da integridade das falhas, uma vez que as falhas podem atuar como caminho preferencial para o CO₂ migrar de uma região para outra, podendo ocorrer vazamentos.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivos gerais

Esse trabalho tem como objetivo analisar o comportamento de um reservatório similar à um reservatório de gás depletado com falhas e fraturas da bacia do Parnaíba, localizada no Norte e Nordeste do Brasil, quando submetido à injeção e estocagem de CO₂, com objetivo de prever as condições de rompimento da rocha capeadora e reativação das falhas do reservatório.

1.2.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos esse trabalho analisará a pressão máxima de injeção de CO₂, para que a estocagem ocorra de maneira segura, sem riscos de vazamento, a partir de um modelo geomecânico 1D.

Além disso, a partir de um modelo de fluxo 3D acoplado à um modelo geomecânico, será calculado o volume máximo de CO₂ que pode ser injetado sem que ocorra vazamentos, levando em conta os parâmetros mecânicos das rochas obtidos e calibrados a partir do modelo geomecânico 1D.

Outro ponto central será avaliar a influência das microfraturas causadas pela estocagem de CO₂ e o comportamento das falhas existentes no reservatório, avaliando a integridade tanto da rocha capeadora e das falhas.

1.3 Organização do trabalho

Esse trabalho será dividido em 6 capítulos. O primeiro capítulo refere-se à introdução ao tema e escolha das abordagens teóricas e práticas, além de justificativas da escolha do tema.

O segundo capítulo abordará os aspectos teóricos que serão utilizados para desenvolver o trabalho. Será feita uma revisão bibliográfica da literatura acerca do tema, abordando conceitos importantes e imprescindíveis para a compreensão da metodologia aplicada à estocagem de CO₂ atrelada à parâmetros geomecânicos.

O capítulo terceiro será apresentados todos os materiais e recursos utilizados para a criação tanto do Modelo Geomecânico 1D quanto do Modelo Geomecânico 3D.

Já no Capítulo 4 será dedicado aos cálculos feitos para a montagem do Modelo Geomecânico 1D, incluindo os cálculos de pressão de fratura da rocha capeadora e pressão de reativação de falhas

No Capítulo 5 será feita a discussão sobre a simulação do modelo de fluxo com acoplamento geomecânico, onde será estudada a integridade da rocha capeadora e das falhas, integrando os dados calculados no Modelo Geomecânico 1D no modelo de simulação.

O Capítulo 6 discutirá as conclusões do trabalho e ideias que complementem esse trabalho em pesquisas futuras.

2 ASPECTOS TEÓRICOS

Esse capítulo mostra uma síntese da fundamentação teórica usada ao longo desse trabalho.

2.1 Propriedades das rochas

Para entender o comportamento de uma rocha é preciso compreender as propriedades que envolvem esse material. Além de compreender o comportamento dos fluidos

presentes na rocha é preciso descrever o comportamento das propriedades que interagem com os fluidos. Ou seja, para que se produza óleo ou gás, para que se injete e estoque CO₂, é necessário, além de entender como esses fluidos se comportam no reservatório, é necessário entender como as propriedades físicas das rochas interagem e variam a medida que o fluido é submetido à produção ou injeção.

Além de estar interligadas ao aspecto de produção e injeção, as propriedades físicas das rochas estão diretamente ligadas aos parâmetros que descrevem o comportamento mecânico das rochas, como é o caso das propriedades poroelásticas.

2.1.1 Porosidade

A porosidade (Figura 3) é a relação entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma (ROSA et al., 2006). A porosidade é definida como:

$$\phi = V_v / V_t \quad (2.1)$$

Sendo a porosidade V_v o volume de espaços vazios e V_t o volume total da rocha em questão.

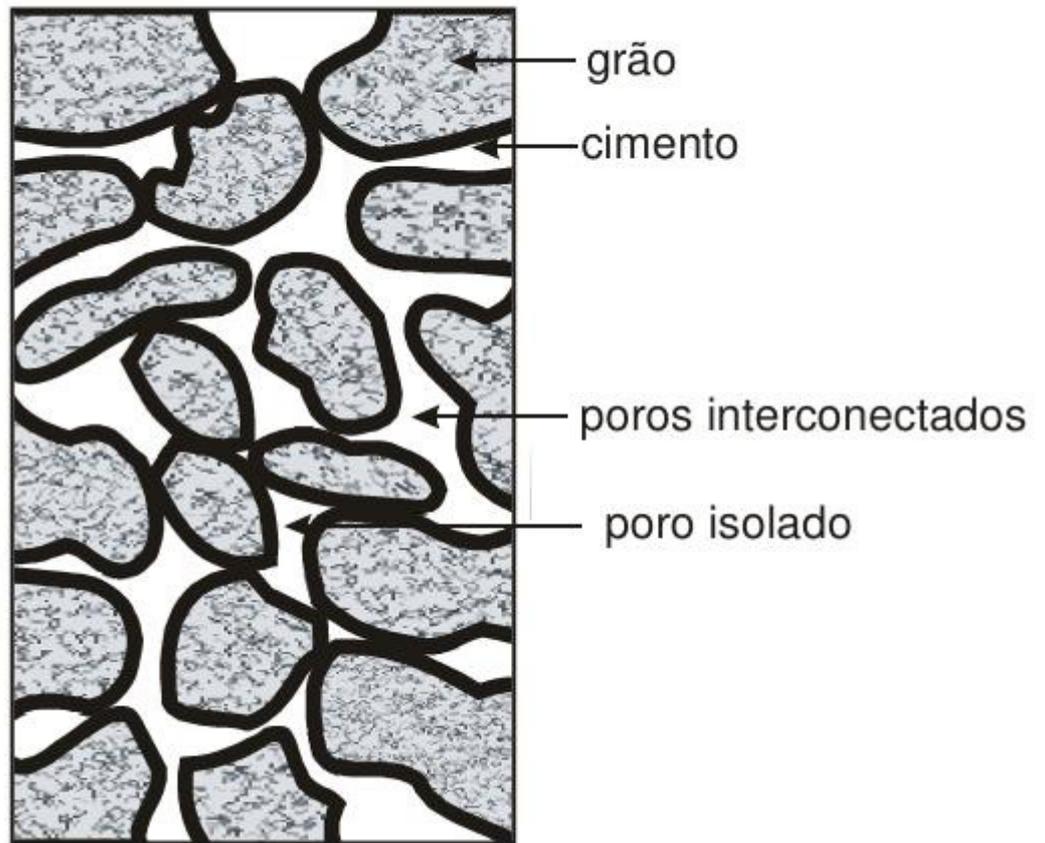
2.1.1.1 Porosidade absoluta

A porosidade absoluta é a relação entre o volume de espaços vazios da rocha e seu volume total (Rosa et al., 2006).

2.1.1.2 Porosidade efetiva

A porosidade efetiva considera, diferentemente da porosidade absoluta, não só os espaços vazios do meio poroso, mas sim os espaços vazios que estão interconectados (Rosa et al., 2006).

Figura 3 - Poros interconectados e isolados no meio poroso



Fonte: Rosa et al. (2006).

2.1.2 Compressibilidade

A compressibilidade é a propriedade das rochas que descreve a mudança do volume do material quando submetido à variação de pressão (Dake, 1983). A compressibilidade da rocha refere-se à relação íntima não só entre a variação do volume da rocha quando submetida à variação de pressão, mas também em relação à compactação da própria rocha.

Quando há produção de fluidos de um reservatório, a saída do fluido do meio poroso faz com que a variação de pressão causada por essa saída faz com que a rocha seja sujeita à tensões resultantes diferentes do estágio original em que a mesma se encontrava. Essa variação de pressão pode, por sua vez, ocasionar em uma variação do volume total da rocha, em virtude da modificação do estado de tensões que estavam agindo nos grãos. Esse conceito de variação do volume poroso é chamado de compressibilidade efetiva (Rosa et al., 2006), e pode ser definida como:

$$c_f = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p} \quad (2.2)$$

Onde V_p é o volume poroso da rocha e p a pressão interna.

2.1.3 Permeabilidade

A permeabilidade é a capacidade da rocha de permitir que o fluido escoe através dos poros (Tiab et al., 2015). A permeabilidade refere-se à medida da condutividade de fluidos no meio poroso (Rosa et al., 2006)

A permeabilidade (k), é expressa em Darcy ou mD (miliDarcy), comumente. Um Darcy é uma unidade de medida que corresponde à permeabilidade de um material que permite o fluxo de um fluido de viscosidade unitária através de uma área sob um gradiente de pressão unitário. Pela equação da Lei de Darcy é possível ver a relação entre vazão do fluido e permeabilidade:

$$q = \frac{kA\Delta P}{\mu L} \quad (2.3)$$

Onde q é a vazão do fluido, k a permeabilidade do meio poroso, A a área da seção transversal perpendicular ao fluxo, ΔP é a diferença de pressão ao longo do comprimento L , μ a viscosidade dinâmica do fluido e L o comprimento ou espessura da rocha pela qual o fluido está fluindo.

2.2 Cálculo de propriedades mecânicas para criação do Modelo Geomecânico 1D

O Modelo Mecânico da Terra, ou Modelo Geomecânico 1D, corresponde à perfis de profundidade de parâmetros elásticos e plásticos (Afsari et al., 2009). Esse modelo de visualização 1D, que pode ser compreendido como modelo geomecânico 1D, é uma representação analítica das propriedades mecânicas da rocha, criada a partir de um poço escolhido de forma estratégica.

A representação do Modelo Mecânico da Terra leva em conta a estratigrafia da rocha, bem como a litologia que compõe o reservatório ao longo da profundidade do poço

(Afsari et al., 2009). Portanto, o Modelo Geomecânico 1D se trata de uma representação local, que representa o comportamento da rocha na região do poço e nas vizinhanças próximas ao mesmo.

A indústria do óleo e gás enfrenta desafios decorrentes a problemas geomecânicos, como é o caso da sobrepressão, instabilidade de poços, compactação do reservatório, falhas do revestimento, subsidência da superfície e reativação de falhas (Afsari et al., 2009). Para minimizar esses efeitos é necessário a compreensão da geomecânica do campo. Para isso a utilização do Modelo Mecânico da Terra é uma excelente opção, uma vez que é possível ver a partir do modelo 1D o comportamento das tensões, e pressão de poros.

Além de mostrar o comportamento das tensões de um campo, a partir do Modelo Mecânico da Terra é possível fazer a predição da pressão de poros e do gradiente de fraturas, duas das principais propriedades analisadas para entender o comportamento de poços de petróleo.

A criação do Modelo Geomecânico 1D consiste, inicialmente, em cálculo de algumas propriedades mecânicas a partir de perfis de poços e equações empíricas obtidas da literatura referente à geomecânica.

O objetivo central é caracterizar o comportamento mecânico do reservatório e da rocha capeadora, com objetivo de simular os fenômenos de poroelasticidade e deformações.

Na Tabela 1 é possível observar alguma das propriedades necessárias para a montagem do Modelo Mecânico de Terra e os respectivos perfis de poços necessários para a construção.

Tabela 1 - Propriedades Mecânicas e os respectivos perfis de poços necessários para o cálculo

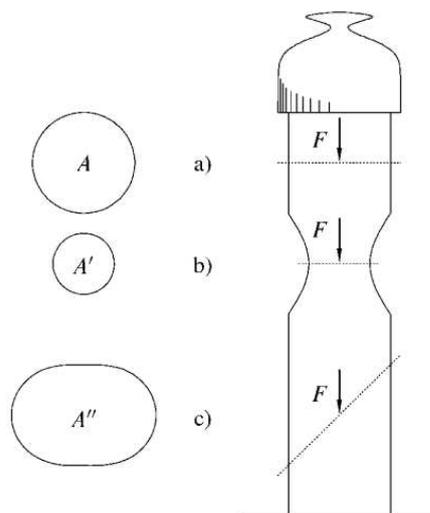
Propriedade Mecânica	Perfil de poço utilizado
Pressão de Poros	DT ou Resistividade
Tensão vertical	Densidade (RHOB)
Tensão Horizontal Mínima	Vp, Vs
Tensão Horizontal Máxima	Imagens de Poços
Módulo de Young	Vp, Vs, RHOB
Razão de Poisson	Vp, Vs, RHOB
Unconfined Compressive Strenght (UCS)	Vp, Vs, RHOB

Fonte: Autor.

2.2.1 Tensão

Para entender o conceito de tensão é possível extrair a partir da definição de Fjaer (2008), imaginando um pilar com um peso sobre o mesmo (Figura 4).

Figura 4 - Ilustração da relação entre tensão, força e área da seção transversal.



Fonte: Fjaer (2008)

O peso vai aplicar uma força no pilar, que naturalmente vai agir com uma força de mesma intensidade e direção oposta. O pilar está apoiado ao solo, e é sustentado por este. Dessa forma, a força aplicada pelo peso é a mesma que age em qualquer seção transversal ao longo do pilar. Admitindo qualquer seção transversal do pilar como A, pode-se definir tensão como a razão da força aplicada por um peso e a área da seção transversal (Fjaer, 2008).

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (2.4)$$

2.2.2 Pressão hidrostática

A pressão hidrostática é a pressão exercida pelo fluido em função da profundidade em que esse fluido se encontra (Fox et al., 2014). Essa propriedade é proporcional tanto à profundidade, quanto à densidade do fluido e a aceleração gravitacional.

No contexto de geomecânica, a pressão hidrostática assume o papel de interagir diretamente com a integridade da rocha, assumindo papel de uma parcela da tensão total que age no meio poroso. A pressão hidrostática pode ser definida como:

$$P_{hyd} = \int_0^Z \rho w(Z) g dZ \quad (2.5)$$

Onde P_{hyd} é a pressão hidrostática, ρ é a densidade do fluido, g a aceleração gravitacional e Z a profundidade em que o fluido se encontra.

A pressão hidrostática assume importante papel de determinar as condições de equilíbrio dentro do reservatório em operações como a perfuração de poços e estocagem de CO₂. Durante a perfuração de poços é importante manter o equilíbrio da pressão dos fluidos no reservatório para evitar erupções descontroladas de fluido (*blowouts*), ou mesmo perda de fluido para a formação.

Durante a estocagem de CO₂, a pressão hidrostática assume papel de controle para que a pressão de injeção seja controlada e que não exceda a valores críticos, como a pressão de fratura da formação (Zoback & Gorelick, 2012).

É fundamental diferenciar entre pressão hidrostática e pressão de poros. A pressão de poros diz respeito à pressão exercida pelo fluido presente nos poros da rocha. Embora a pressão de poros seja afetada pela pressão hidrostática, ela também é influenciada pela

permeabilidade da rocha e pelo volume de fluido presente (Fjaer, 2008). O cálculo preciso da pressão de poros é crucial para modelar o comportamento de reservatórios depletados, especialmente no contexto da injeção de CO₂.

2.2.3 Pressão de poros

A pressão de poros é um dos parâmetros centrais da compreensão da geomecânica e da estabilidade de poços de petróleo. Em relação à geomecânica a pressão de poros está ligada ao entendimento do comportamento das tensões efetivas.

Já em relação à estabilidade de poços a pressão de poros se relaciona com aspectos de segurança da vida de um poço, desde a perfuração até o fechamento do poço. Uma vez que a pressão de poros reflete a pressão exercida pelos fluidos no reservatório, durante a perfuração, completação e produção é necessário que se mantenha a pressão do fundo do poço (BHP) maior que a pressão de poros para que o óleo flua normalmente da zona de interesse do reservatório até o poço. Dessa forma, se a pressão de poros passe a ser maior que a pressão de fundo do poço (BHP) pode ocorrer um *kick*, ou seja, um fluxo não controlado de óleo ou gás, fluxo esse que se não for devidamente controlado pode ocasionar um *blowout*, fazendo assim que esse fluxo não controlado chegue até a superfície, podendo ocasionar acidentes graves e até perdas humanas.

A pressão de poros é um dos conceitos geomecânicos mais importantes de se entender. Em um reservatório de óleo ou gás temos rochas com porosidade e permeabilidade. Essas rochas são compostas pela união física de grãos. Esses grãos exercem tensão uns nos outros que se reflete na formação inteira, definida como tensão efetiva. Além dos grãos o fluido que preenche os espaços entre esses grãos passa a exercer pressão nos grãos e na formação. Essa pressão pode ser chamada de pressão hidrostática, que representa a pressão associada a coluna de água da superfície até a profundidade de interesse (Zoback, 2007), se o fluido for somente água, ou de pressão de poros se houver óleo ou gás, juntamente à água, o que irá representar a pressão exercida da coluna de fluidos, da superfície até a profundidade de interesse (Zoback, 2007). Dessa forma a pressão de poros pode ser definida como a pressão dos fluidos no reservatório.

Para quantificarmos a da pressão de poros devemos incluir no cálculo da pressão hidrostática a parcela dos outros fluidos que estão presentes no reservatório.

Há muitas formas de se obter a pressão de poros, seja por medição direta, feita durante a perfuração do poço, a partir de testes de formação, em testes feitos após a perfuração ou de forma analítica. Dentre os métodos analíticos o método de Eaton foi o escolhido para ser usado nesse trabalho para o cálculo da pressão de poros, uma vez que esse método permite a utilização de perfis sônicos, como é o caso do perfil DT, para o cálculo da pressão de poros.

O Método de Eaton, ou Modelo de Velocidade de Eaton, utiliza a tendência de compactação de velocidade, que foi proposto por Eberhart-philips (1989). Esse método assume uma relação empírica entre a porosidade da formação e as ondas sônicas (V_p e V_s). Essa relação entre as ondas sônicas e a porosidade se dá através dos *Normal Compactation Trends*, ou seja, através da compactação da formação geológica ao longo do tempo geológico. Essa compactação assume que a porosidade e a densidade mudam à medida que são soterradas e submetidas a variações crescentes de temperatura e pressão.

À medida que se aprofunda nas camadas terrestres é possível observar tanto um aumento da temperatura quanto o aumento da pressão. Dessa forma, naturalmente, a porosidade dos materiais soterrados tende a diminuir. Já a densidade tende a aumentar, nessas condições. É nesses conceitos que se baseia o Método de Eaton, onde podemos obter as equações tanto em função do perfil de poço de resistividade (Equação 2.6) quanto de tempo de trânsito (Equação 2.7):

$$P_p = S - (S - P_{hyd}) \left(\frac{R_{shlog}}{R_{shn}} \right)^{1,2} \quad (2.6)$$

$$P_p = S - (S - P_{hyd}) \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T_{log}} \right)^3 \quad (2.7)$$

Onde P_p é a pressão de poros, S é a tensão vertical, P_{hyd} é a pressão hidrostática, R_{shlog} representa o perfil de resistividade, R_{shn} representa o perfil calculado pelo *Normal Compactation Trend* para o perfil de resistividade, ΔT_n representa o perfil *DT* obtido a partir do *Normal Compactation Trend* para o perfil *DT* e ΔT_{log} representa o perfil de poço *DT*.

2.2.4 Tensões totais

As tensões totais em uma formação geológica é a somatória das forças que agem na rocha. São compostas pelas tensões efetivas e pressão de poros, como foi definido por Terzaghi

(1948) e aprimorado por Maurice Biot (1956). Essas tensões, também chamadas de tensões *in situ*, definem o estado de tensões de uma formação em subsuperfície, onde geralmente variam em função da profundidade (Jaeger et al., 2007). O estado de tensões pode ser influenciado pela topografia da região, atividade tectônica e comportamento da rocha ao longo da história geológica da formação (Jaeger et al., 2007).

Entender o estado de tensões *in situ* é importante quando se trata de produção de óleo e gás, assim como é imprescindível para a estocagem de CO₂ em subsuperfície. A partir do conhecimento dos estados de tensões é possível utilizar métodos matemáticos para calcular a variação de tensão e deformações que podem acontecer quando a rocha é submetida à variação de pressão de fluido.

Em relação à tensão vertical, também chamada de tensão de sobrecarga, por ser uma propriedade que mede os esforços exercidos pelas camadas de rocha que soterra determinada região, pode ser obtida a partir de correlações de perfis de densidade (RHOB). Em relação às tensões horizontal, essas podem ser obtidas em função de propriedades mecânicas, como Razão de Poisson, ângulo de fricção e pressão de poros.

Por variar com a profundidade e ser função da densidade, a tensão vertical total pode ser obtida da seguinte forma:

$$\sigma_v = \int_0^z \rho(z) \cdot g dz \quad (2.8)$$

Onde σ_v é a tensão vertical total, ρ é a densidade média das rochas subjacentes, g é a aceleração gravitacional e z a profundidade do ponto de interesse.

Para calcular as tensões horizontais é utilizada uma relação entre a teoria da elasticidade baseada na Lei de Hooke (Hooke, 1678). A Lei de Hooke é definida unidimensionalmente como:

$$\sigma_x = E \cdot \varepsilon_x \quad (2.9)$$

Onde σ_x e ε_x são, respectivamente, tensão e deformação na direção x e E é o módulo de elasticidade. Ao admitir que a direção vertical z , e x e y são as direções horizontais pode-se deduzir, sendo linear, isotrópico e lateralmente:

$$\sigma_h = \sigma_H = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_v \quad (2.10)$$

Ao somarmos a parcela da pressão de poros, temos a tensão horizontal mínima definida como:

$$\sigma_h = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \sigma_v + \left(\frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \right) P_p \quad (2.11)$$

Usando a aplicação de força e pressão do fluido sem deformação lateral, obtemos a tensão horizontal máxima:

$$\sigma_H = \sigma_h \left[\frac{2\nu}{1 - \sin \phi} \left(1 - \frac{P_p}{\sigma_h} \right) + \frac{P_p}{\sigma_h} \right] \quad (2.12)$$

Onde σ_H é a tensão horizontal máxima, σ_h é a tensão horizontal mínima, ν representa a Razão de Poisson, ϕ representa o ângulo de atrito e P_p representa a pressão de poros.

2.2.5 Tensões efetivas

As tensões efetivas são parcelas das forças que agem na rocha quando deslocamos nossa visão apenas para a parcela de tensão nos grãos de rocha (Terzaghi, 1948). Karl Von Terzaghi definiu as tensões efetivas como a carga de tensão no material sólido de uma rocha saturada com fluido, ou seja, excluindo a parcela de pressão exercida pelo fluido (Para Terzaghi essa pressão é a pressão exercida pela água). A definição matemática da tensão efetiva é:

$$\sigma' = \sigma - P_{hyd} \quad (2.13)$$

onde σ' é a tensão efetiva, σ é a tensão total e P_{hyd} é a pressão hidrostática.

Um dos pioneiros do estudo da geomecânica, Maurice Biot, introduziu algumas mudanças no contexto de tensões efetivas aplicadas à sólidos porosos saturados. Em Biot (1956), foi introduzido o conceito de Número de Biot. O Número de Biot (α), ou coeficiente de Biot, é um parâmetro adimensional, que representa a parcela das propriedades elásticas do material. Esse parâmetro é definido como a razão entre o módulo bulk do grão (K_g), ou seja, do

material sólido que compõe a rocha e do módulo bulk da rocha (K_{fr}), que representa a resistência a compressão da rocha desconsideram a saturação de fluidos no meio poroso (Fjaer, 2008). No caso do número bulk do grão, ou módulo volumétrico, mede a resistência de um material à compressão volumétrica, quando submetido à uma pressão externa. Pode ser definido matematicamente, segundo Fjaer (2008), como:

$$K_g = \frac{\Delta P}{\Delta V_g / V_g} \quad (2.14)$$

Onde ΔP é a variação da pressão aplicada ao grão, ΔV_g é a variação do volume do grão e V_g é o volume original do grão.

O módulo bulk da rocha pode ser obtido a partir da aproximação de Gassman, relação entre módulo bulk da rocha, módulo bulk do grão e propriedades do fluido saturante:

$$K_{fr} = K_s \left(\frac{K_{dry} - K_s}{(K_{dry} - K_s) + \phi(K_s - K_f)} \right) \quad (2.15)$$

Onde K_{dry} , ou K_{fr} , é o módulo bulk da rocha, K_s é o módulo bulk do grão (matriz sólida da rocha), ϕ é a porosidade da rocha e K_f é o módulo bulk do fluido saturante da rocha.

Dessa forma o Número de Biot (α) pode ser definido como, segundo Fjaer (2008), como:

$$\alpha = 1 - \frac{K_{dry}}{K_s} \quad (2.16)$$

É importante observar que quanto mais próximo de um, o Número de Biot irá representar uma maior parcela da pressão de poros como pressão atuante na rocha, ou seja, quando uma rocha tem um alto valor de Número de Biot, mais influenciável ela é pela variação de pressão interna de fluidos (Wang, 2000). Já quando esse número é menor representa uma rocha que pode suportar a maior parte das cargas de tensão aplicada, tendo uma influência da pressão de poros reduzida.

Maurice Biot ao integrar o conceito de Número de Biot na definição de tensão efetiva em uma rocha saturada com fluido, passa a ter uma definição matemática diferente daquela obtida por Terzaghi:

$$\sigma' = \sigma - \alpha \cdot Pp \quad (2.17)$$

Assim como as tensões totais, nas tensões efetivas há 3 tensões principais, que utilizaremos ao longo desse trabalho. São o caso da tensão efetiva normal, que representa a parcela de tensão exercida pelo material sólido ao longo do eixo vertical da formação, tensão horizontal mínima e máxima, que são as parcelas de tensão do material sólido que está horizontalmente ao longo da formação, tendo uma parcela de tensão maior (chamada de tensão horizontal máxima) e uma parcela de tensão menor (chamada de tensão horizontal mínima).

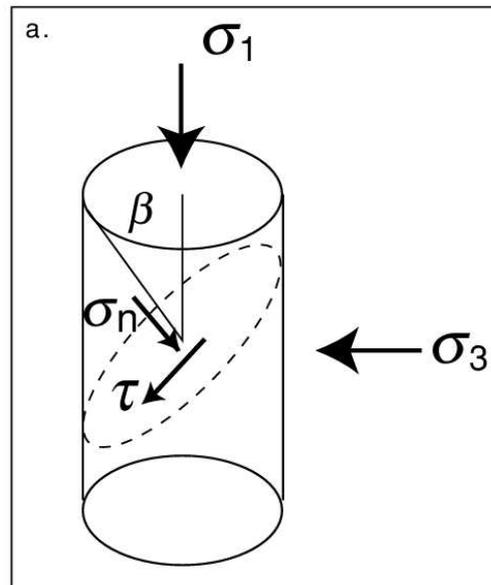
2.2.6 Falhas e Fraturas

Quando uma rocha sofre ação de tensões externas a ponto de mudar sua forma, ocorrerá falha (Fjaer, 2008). O processo de falha de uma rocha é composto por falhas microscópicas, que acabam por se conectarem, fazendo com que sejam criadas regiões com rachadura no contorno dos grãos (Brace, Paulding et al. 1966).

A falha pode acontecer por compressão, tração ou cisalhamento. A falha por compressão ocorre quando as tensões que atuam no material excedem o limite crítico de resistência à compressão (Zoback, 2007). A falha por compressão inclui todas as tensões atuantes na rocha, inclusive a pressão de poros. A resistência de um material representa o limite máximo em que o mesmo suporta sem perder sua capacidade de suportar a tensão que está sendo aplicada (Zoback, 2007).

Normalmente os dados de tensões de compressão ou cisalhamento são obtidos a partir de testes mecânicos de confinamento, como os teste uniaxial e triaxial. O teste triaxial (Figura 5) é um ensaio laboratorial que visa avaliar as propriedades mecânicas da rocha. O principal intuito de usar o teste triaxial é determinar a tensão de ruptura do material por cisalhamento, aplicando uma série de tensões de confinamento. Esse teste é importante para definir a força da rocha. Quando o teste mecânico é feito com tensão de confinamento igual a zero, o teste recebe o nome de uniaxial. Quando a tensão de confinamento é diferente de zero passa a ser chamado de teste triaxial (Fjaer, 2008).

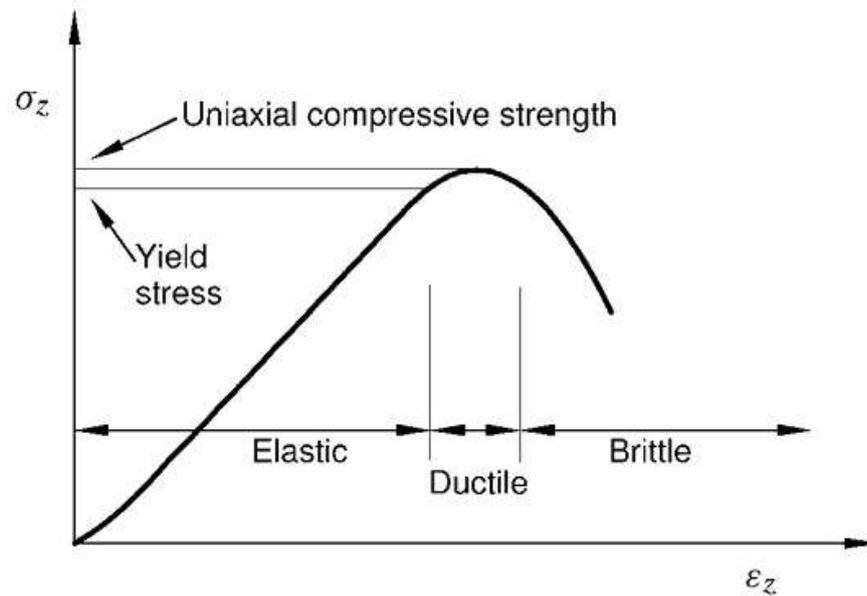
Figura 5 - Teste Triaxial



Fonte: Zoback (2007).

É possível visualizar o comportamento de uma rocha em um teste uniaxial a partir de um gráfico de tensão versus deformação, onde é possível ver os diferentes estágios que uma rocha passa até romper (Figura 6). À medida que a tensão de compressão é aplicada na rocha começa a ocorrer a deformação elástica do material, onde se a tensão de compressão for retirada o material volta ao seu estágio original. Ao atingir o ponto crítico entre o regime elástico e plástico, chamado de *Yield Point*, a rocha submetida à tensão de compressão não retornará ao seu estado original após essa tensão ser retirada. O pico de tensão que o material sofre sem perder sua capacidade de suportar carga é chamado de UCS (*Uniaxial Compressive Strength*). O ponto UCS pode ser confundido com ponto de falha (Fjaer, 2008). No ponto UCS a rocha se comporta como “*Ductile*”, ou seja, o material possui ainda capacidade de suportar carga sem romper. Ao atingir o estágio de “*Brittle*” a rocha passa a deformar rapidamente, com o material passando a não suportar a carga de tensão aplicada (Fjaer, 2008).

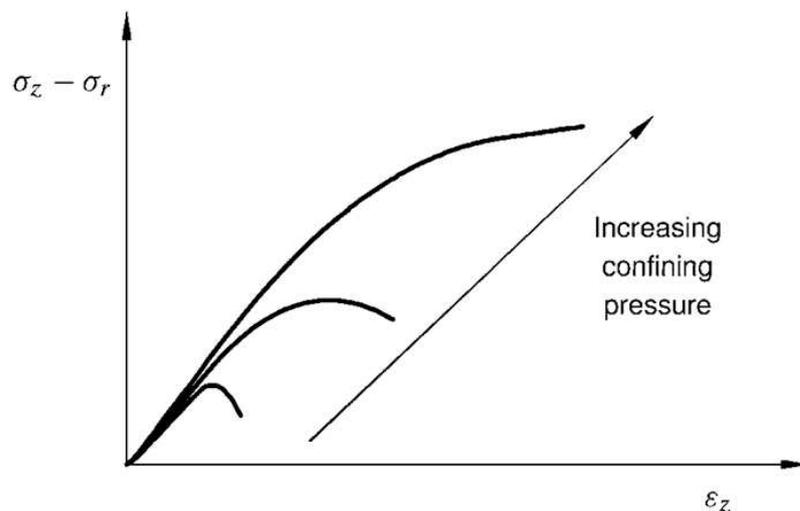
Figura 6 - Comportamento de uma rocha submetida à tensão em um diagrama tensão versus deformação



Fonte: Fjaer (2008)

Já o teste triaxial é feito aumentando os valores de tensão de confinamento, aumentando tanto as cargas axiais quanto as cargas confinantes do material. Ao atingir a tensão de confinamento que se deseja analisar, a carga axial é aumentada até que ocorra a falha. É comum se analisar os diferentes estágios de pressão de confinamento e de tensão axial utilizando a visualização gráfica da diferença entre essas duas propriedades e a deformação axial (Figura 7).

Figura 7 - Aumento da tensão de confinamento em um teste triaxial



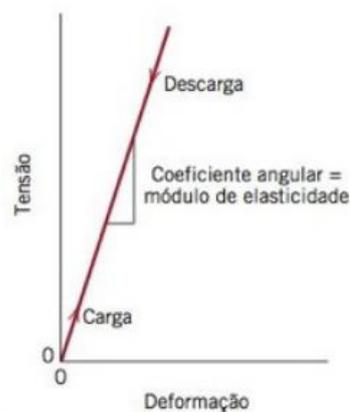
Fonte: Fjaer (2008)

É possível observar na Figura que ao aumentar as pressões de confinamento o corpo mante sua capacidade de suportar carga, embora sua rigidez seja reduzida (Fjaer, 2008).

2.2.7 Módulo de Young

O Módulo de Young, também chamado de módulo de elasticidade, é uma das propriedades mecânicas mais importantes de se entender, principalmente na mecânica de sólidos rochosos. O módulo de elasticidade que mede a rigidez do material. Através de uma curva de tensão por deformação é possível visualizar o regime elástico e regime plástico se formando a partir de determinado ponto (Figura 8). A relação entre tensão e deformação é chamada de Módulo de Young.

Figura 8 - Módulo de Young sendo representado em um diagrama tensão-deformação



Fonte: Callister (2012)

Em níveis baixos de tensão o comportamento do Módulo de Young é crescente (Callister, 2012), ou seja, a tensão e a deformação são proporcionais. Pela Lei de Hooke é possível visualizar essa relação:

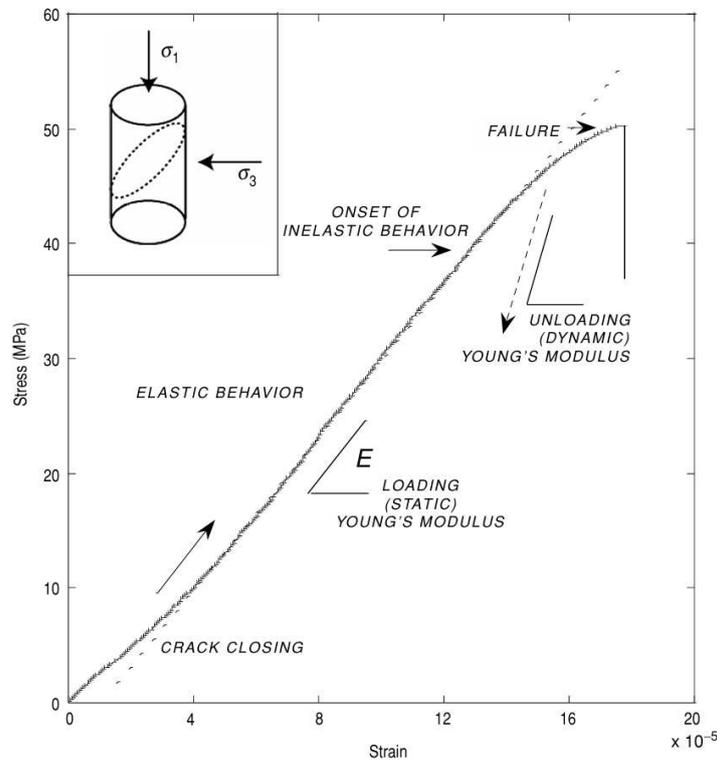
$$\sigma = E\epsilon \quad (2.18)$$

Onde σ é a tensão, E é o Módulo de Young e ϵ é a deformação.

É possível ver que no regime elástico a curva do Módulo de Young tem comportamento proporcional, ou seja, a tensão e a deformação são proporcionais (Figura 9).

Outro ponto interessante de se observar é o fato de pela Lei de Hooke o ângulo formado pela razão tensão-deformação é o Módulo de Young (Callister, 2012).

Figura 9 - Módulo de Young



Fonte: Zoback (2007).

Como pode ser visualizado na Figura de Zoback (2007) é possível perceber que o Módulo de Young não é sempre linear. Nesses casos é possível calcular o Módulo de Young pelo módulo tangente ou módulo secante (Callister, 2012).

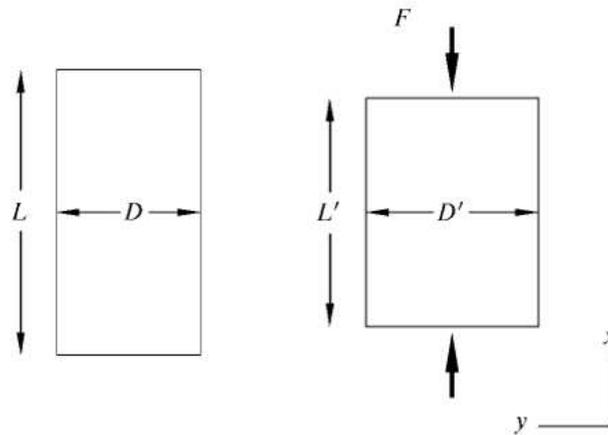
Jaeger et. al (2007) aborda o conceito de Módulo de Young aplicado a geomecânica. Segundo Jaeger é mostra a importância do Módulo de Young para estudar o comportamento elástico das rochas nas diferentes condições de tensões até que se atinja o limite de elasticidade, ponto crítico onde o material passa do regime elástico, em toda deformação causada por uma tensão é reversível (Timoshenko & Goodier, 1970). Após atingir o limite de elasticidade é possível que o material sofra deformações permanentes, ao atingir o regime plástico. No contexto de regime plástico o Módulo de Young não pode mais descrever a relação entre tensão e deformação (Calliper, 2012).

Para descrever o comportamento do material ao atingir o regime plástico é necessário utilizar alguma teoria da plasticidade, como é o caso da Teoria da Plasticidade de Von Mises, onde o Módulo de Young passa a ser substituído pelo conceito de limite de escoamento, propriedade essa que define a tensão que ao ser aplicada em um corpo pode causar deformação permanente (Chakrabarty, 2010).

2.2.8 Razão de Poisson

A razão de Poisson constitui um parâmetro elástico essencial no campo da geomecânica e da engenharia de reservatórios, pois estabelece a correlação entre a deformação lateral e a longitudinal de um material quando este é submetido a uma tensão uniaxial (Figura 10).

Figura 10 - Razão de Poisson



Fonte: Fjaer (2008).

Esta razão é definida matematicamente como o quociente entre a deformação transversal e a deformação axial, sendo expressa por:

$$\nu = -\frac{\varepsilon_{\text{transversal}}}{\varepsilon_{\text{longitudinal}}} \quad (2.19)$$

onde $\varepsilon_{\text{transversal}}$ representa a deformação na direção perpendicular à aplicação da carga, e $\varepsilon_{\text{longitudinal}}$ refere-se à deformação ao longo da direção da carga aplicada. Fisicamente, isso implica que, quando um material é submetido a uma compressão ou a uma tração, ele tende a se expandir ou a contrair na direção perpendicular à força aplicada. Para a maioria dos materiais,

a razão de Poisson assume valores entre 0 e 0,5, sendo que, no caso de rochas, essa variação típica está entre 0,2 e 0,3 (Zoback, 2007).

No contexto da geomecânica, a razão de Poisson é determinante para caracterizar o comportamento das rochas sob diferentes estados de tensão, influenciando diretamente a distribuição das tensões e das deformações em reservatórios e nas rochas capeadoras, especialmente durante processos como a injeção de fluidos, sejam estes água ou dióxido de carbono (CO₂). Esse parâmetro é particularmente útil na análise de estabilidade de poços e reservatórios. Por exemplo, uma razão de Poisson elevada sugere que a rocha tende a se expandir lateralmente de forma acentuada quando sujeita a uma compressão vertical, o que pode aumentar o risco de fraturas ou falhas geomecânicas (Jaeger et al., 2007).

Na estocagem de CO₂ em reservatórios geológicos, a razão de Poisson é utilizada para prever a resposta elástica da rocha capeadora e do próprio reservatório. A capacidade de um reservatório em acomodar a injeção de CO₂ sem comprometer a integridade da rocha capeadora depende, entre outros fatores, da razão de Poisson. Em reservatórios com razões de Poisson mais elevadas, há uma maior probabilidade de redistribuição das tensões laterais, o que pode reativar fraturas preexistentes e potencialmente resultar em vazamentos de CO₂ (Goodman, 1989).

Além disso, a razão de Poisson influencia a compressibilidade volumétrica e a deformabilidade da rocha. Isso significa que, durante a injeção de CO₂ em um reservatório, variações na pressão dos poros e nas tensões efetivas, combinadas a uma razão de Poisson elevada, podem levar a deformações significativas na rocha, comprometendo a estabilidade estrutural do reservatório e a integridade da rocha capeadora. Esse comportamento é essencial para modelar e prever possíveis falhas mecânicas e vazamentos, sobretudo em projetos de longa duração, como o armazenamento geológico de CO₂.

Por fim, a razão de Poisson desempenha um papel fundamental em estudos geomecânicos tridimensionais que buscam compreender a distribuição de tensões e deformações em reservatórios complexos, onde a geometria e a anisotropia das propriedades das rochas podem afetar substancialmente a resposta mecânica do sistema. A aplicação de modelos numéricos, como o FLAC3D® ou o VISAGE®, possibilita a simulação acoplada da mecânica dos fluidos e das rochas, incorporando a razão de Poisson para avaliar a segurança e a eficácia do armazenamento de CO₂ em diferentes cenários de injeção.

2.2.9 Critério de Mohr-Coulomb

O critério de Mohr-Coulomb é um modelo amplamente empregado na geomecânica para caracterizar o comportamento de materiais frágeis, como rochas e solos, sob diferentes estados de tensão. Esse critério estabelece uma relação linear entre a tensão de cisalhamento e a tensão normal em uma superfície potencial de falha, sendo crucial para a avaliação da resistência ao cisalhamento de um material e a previsão do início de fraturas ou deslizamentos. A expressão matemática que define o critério é dada por:

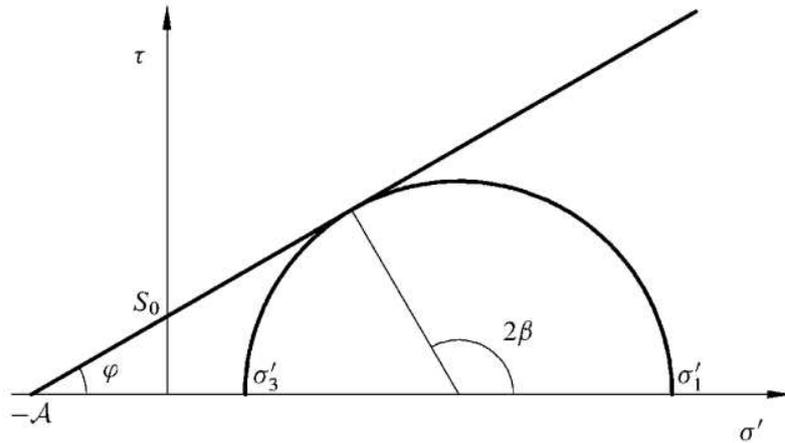
$$\tau = c + \sigma_n \tan \phi \quad (2.20)$$

onde τ representa a tensão de cisalhamento, σ_n é a tensão normal na superfície de falha, c corresponde à coesão do material, e ϕ é o ângulo de atrito interno (Jaeger, Cook & Zimmerman, 2007).

O parâmetro de coesão (c) descreve a resistência ao cisalhamento do material na ausência de tensão normal, ou seja, quando a pressão confinante é nula. Já o ângulo de atrito interno (ϕ) indica a resistência adicional proporcionada pela interação entre partículas do material sob compressão. Valores elevados de ϕ implicam em maior resistência ao cisalhamento para uma dada tensão normal (Goodman, 1989).

Graficamente (Figura 11), o critério de Mohr-Coulomb é representado no espaço das tensões como uma linha reta que tangencia o círculo de Mohr-Coulomb, o qual descreve o estado de tensão no material. O critério prevê que a falha ocorrerá quando o círculo de Mohr-Coulomb tangenciar a linha do critério, indicando que a tensão de cisalhamento máxima suportada pelo material foi alcançada. Dessa forma, a combinação de τ , c e ϕ define a superfície de falha, sendo fundamental para a análise de estabilidade de taludes, escavações, poços e reservatórios geológicos (Fjaer, 2008).

Figura 11 - Critério de Mohr-Coulomb, correspondendo a um estado crítico de tensão



Fonte: Fjaer (2008).

O círculo de Mohr-Coulomb é uma ferramenta gráfica utilizada para ilustrar as condições de ruptura por cisalhamento em rochas. Para construir esse círculo, é necessário determinar as tensões principais, tanto a máxima quanto a mínima. O envelope de Mohr-Coulomb, que define a resistência ao cisalhamento do material, é traçado a partir do ponto em que a tensão de cisalhamento é zero, representando a coesão da rocha. A inclinação dessa reta é determinada pela tangente do ângulo de atrito interno. O ponto de interseção entre o círculo de Mohr-Coulomb e essa reta indica as condições de ruptura e a reativação de falhas no material.

Na prática, o critério de Mohr-Coulomb é amplamente utilizado para avaliar a estabilidade de rochas selantes e reservatórios durante a injeção de fluidos, como CO_2 , em processos de armazenamento geológico. A injeção de fluidos pode aumentar significativamente a pressão de poros, reduzindo a tensão efetiva e, conseqüentemente, diminuindo a resistência ao cisalhamento da rocha. Esse processo pode levar à reativação de fraturas preexistentes ou à formação de novas fraturas, comprometendo a integridade do reservatório e, potencialmente, causando vazamentos. Portanto, o critério de Mohr-Coulomb é essencial para definir limites seguros de pressão de injeção e para o monitoramento de mudanças no estado de tensão ao longo do tempo (Zoback, 2007).

Embora seja um modelo simplificado, o critério de Mohr-Coulomb oferece uma descrição robusta e intuitiva do comportamento de falha de rochas sob tensões compressivas. Ele é uma ferramenta essencial na geomecânica para a previsão do comportamento mecânico de reservatórios e rochas selantes durante operações de engenharia, como perfuração, produção de hidrocarbonetos e armazenamento de CO_2 .

2.2.10 Reativação de falhas

A reativação de falhas é um fenômeno crítico para avaliar o comportamento de um reservatório submetido à estocagem de CO₂. A reativação de falhas ocorre quando falhas existentes nas formações são reativadas devido às mudanças que ocorrem no estado de tensões do reservatório. Atividades como a injeção de fluidos, produção de óleo e gás, podem induzir as falhas das formações a reativarem. Por alterar o regime de tensões do reservatório a estabilidade das falhas pode ser reduzida e provocar rupturas indesejadas, fazendo com que o fluxo de fluidos de uma região à outra, separadas por uma falha, seja permitido. Essas rupturas indesejadas podem ainda resultar em sismicidade induzida e vazamento de fluidos, uma vez que não há garantia que o fluido escoado de uma região à outra fique aprisionado pela rocha capeadora, no reservatório.

A reativação de falhas é comumente avaliada usando critérios de falha, como o critério de Mohr-Coulomb e o critério de Griffith. O critério de Mohr-Coulomb baseia-se na relação linear entre a tensão de cisalhamento e a tensão normal ao longo de um plano de falha potencial, definindo que a falha ocorrerá quando a tensão de cisalhamento (τ) exceder a resistência ao cisalhamento, dada por:

$$\tau = c + \sigma_n \tan \phi \quad (2.20)$$

onde τ representa a tensão de cisalhamento, σ_n é a tensão normal na superfície de falha, c corresponde à coesão do material, e ϕ é o ângulo de atrito interno (Jaeger, Cook & Zimmerman, 2007).

Já o critério de Griffith é utilizado para estudar o conceito de falha por tração, sendo eficiente para descrever processos de falha por tração. O critério de Griffith considera a presença de microfissuras e descontinuidades no material, estabelecendo que a fratura ocorrerá quando a tensão normal aplicada atingir um valor crítico, que pode ser calculado da seguinte forma:

$$\sigma = \sqrt{\frac{2E\gamma}{\pi a}} \quad (2.21)$$

Onde σ é a tensão crítica para fraturar, E é o Módulo de Young, γ é a energia de superfície necessária para criar novas superfícies de fratura e a é o comprimento da fissura.

2.2.11 Teoria de Barton-Bandis

A Teoria de Barton-Bandis é uma teoria utilizada na mecânica das rochas para descrever o comportamento das descontinuidades, como fraturas e falhas, quando submetidas à tensões que gerem deformações permanentes. Essa teoria leva em conta tanto aspectos geométricos das fraturas quanto aspectos geomecânicos (Barton & Choubey, 1977; Bandis et al., 1983).

Um dos principais parâmetros da Teoria do Barton-Bandis é a rugosidade da superfície da fratura (*Joint Roughness Coefficient*, *JRC*). Esse parâmetro se mostra crucial por controlar a resistência ao cisalhamento das descontinuidades, o que influencia diretamente a capacidade da falha de transmitir tensões e de ter estabilidade de acordo com as tensões que são aplicadas sobre a mesma. A equação matemática que descreve a Teoria de Barton-Bandis é:

$$\tau = \sigma_n \cdot \tan \left(JRC \cdot \log \left(\frac{JCS}{\sigma_n} \right) \right) + c \quad (2.22)$$

onde τ é a resistência ao cisalhamento, σ_n é a tensão normal, *JRC* é o índice de rugosidade da junta e *JCS* representa o índice de resistência da junta.

A Teoria de Barton-Bandis é uma teoria utilizada na mecânica das rochas para descrever o comportamento das descontinuidades, como fraturas e falhas, quando submetidas à tensões que gerem deformações permanentes. Essa teoria leva em conta tanto aspectos geométricos das fraturas quanto aspectos geomecânicos.

Outro fator essencial para entender a Teoria de Barton-Bandis é a abertura da fratura. À medida que a tensão aplicada sobre uma rocha é aumentada é possível que as propriedades hidráulicas da fratura se alterem. Um exemplo disso é a mudança da permeabilidade da fratura. Usando como exemplo a estocagem de CO₂. À medida que se injeta o CO₂ a pressão exercida pelo fluido aumenta, fazendo que a parcela de tensão total também aumente. Uma vez aumentando esse valor de tensão até o valor crítico que cause fraturamento (pressão de fratura) é possível que microfaturas passem a se abrir e se conectar (Zhang et al., 2015), fazendo com que a permeabilidade da região aumente. No caso da estocagem de CO₂ a região em que se deseja visualizar essa mudança de permeabilidade é a rocha capeadora, que sela o fluxo de fluido no reservatório (Holloway, 2005), não permitindo possíveis vazamentos.

A rocha capeadora é uma unidade geológica que tem baixa permeabilidade e atua como uma barreira para evitar que o CO₂ migre para camadas superiores ou para a superfície. Durante a injeção de CO₂ em um reservatório depletado, a pressão do fluido aumenta, levando à possibilidade de geração de microfraturas na rocha capeadora.

Ao utilizar a teoria de Barton-Bandis em modelos geomecânicos acoplados (como no GEM® ou outros simuladores), ela pode fornecer informações precisas sobre a ocorrência de microfraturas na rocha capeadora, a permeabilidade de fraturas induzidas, e o comportamento mecânico das descontinuidades sob diferentes condições de pressão. Esses fatores são cruciais para prever riscos de vazamento em projetos de estocagem de CO₂.

2.2.12 Tendência de deslizamento (Slip Tendency)

A tendência ao deslizamento é uma abordagem matemática utilizada na geomecânica para avaliar a estabilidade de falhas em um campo de tensões tridimensional. A tendência ao deslizamento quantifica a probabilidade de uma falha já existente de reativar e deslizar sob ação de tensões presentes ou induzidas, como é o caso em uma situação de estocagem de CO₂ em um reservatório.

O aumento da pressão de poros, a parcela de pressão que é exercida pelos fluidos, tende a aumentar à medida que se injeta o CO₂. O aumento da pressão de poros tende a diminuir a resistência ao cisalhamento das falhas, induzindo a reativações (Streit & Hillis, 2004). Isso também pode ser evidenciado pelo critério de ruptura de Mohr-Coulomb, que mostra a relação entre resistência máxima à ruptura por cisalhamento e as tensões efetivas, que está diretamente ligada à pressão de poros.

Além disso, a injeção de CO₂ evidenciará uma mudança no estado de tensões dos blocos, inclusive nos blocos das falhas (Nicol et al., 2005). O estado de tensões pode ser alterado em virtude da mudança na pressão exercida pelo fluido, principalmente em contextos onde há pré-existência de falhas.

O *Slip Tendency* é baseado no Critério de Mohr-Coulomb, que descreve a condição de falha em termos de tensão cisalhante (τ) e tensão normal (σ_n) agindo sobre uma superfície de falha ou fratura. A tendência ao deslizamento é definida pela razão entre a tensão cisalhante e a tensão normal em uma falha para uma dada orientação no campo de tensões:

$$ST = \frac{\max(\tau_t, \tau_s)}{\tau_{slip}}, \quad 0 \leq ST \leq 1 \quad (2.23)$$

Uma falha tem probabilidade maior de ser reativada quando a tensão cisalhante que está sendo aplicada sobre ela é suficientemente alta em relação à tensão normal que age perpendicularmente à falha, e esse valor atinge ou excede o coeficiente de atrito da falha (μ), geralmente entre 0,6 e 1,0 para rochas.

No contexto de estocagem de CO₂ a aplicação da tendência ao deslizamento se mostra uma ferramenta muito interessante para avaliar o comportamento e integridade das falhas em um modelo de simulação com acoplamento geomecânico, principalmente para prever regiões de vazamento de CO₂ e de sismicidade induzida, que pode ocorrer caso o CO₂ injetado altere o estado de tensões significativamente, causando o deslizamento das falhas.

2.3 Simulação de reservatório acoplada à modelo geomecânico

Um modelo de simulação com acoplamento fluxo-geomecânico é uma ferramenta essencial para entender o comportamento do reservatório e como as propriedades de fluido e petrofísicas influenciam o comportamento elástico da rocha. Enquanto o modelo geomecânico 1D é útil para descrever variações de pressão ao longo de um poço e prever fraturamento local, o modelo 3D com acoplamento permite uma análise mais abrangente, levando em conta a distribuição espacial das tensões e deformações. Isso é essencial para prever não só o comportamento da rocha capeadora, mas também a interação entre diferentes camadas e falhas no reservatório (Rutqvist, 2011).

À medida que se injeta CO₂ em um reservatório, seu estado de tensão é alterado. Como visto pelas teorias de Terzaghi (Terzaghi, 1943) e Biot (Biot, 1956), a pressão exercida pelo fluido está diretamente ligada ao estado de tensões do reservatório. Portanto, assim como no modelo geomecânico 1D, onde a variação de pressão exercida pelo fluido ocasiona o fraturamento do reservatório e da rocha capeadora, no modelo de simulação com acoplamento geomecânico é possível visualizar essa influência. Um fator importante de usar a ferramenta do modelo geomecânico 3D é visualizar, ao longo do reservatório, a distribuição das deformações. Além disso, é possível localizar as regiões da rocha capeadora mais suscetíveis a vazamentos em virtude do fraturamento (Cappa & Rutqvist, 2011).

Outro ponto muito importante ao estudar um modelo com acoplamento geomecânico é analisar a reativação de falhas. As falhas atuam no reservatório limitando o fluxo de fluidos de uma região a outra. À medida que se injeta CO₂, as tensões que agem nos blocos das falhas, sejam tensões cisalhantes ou normais, aumentam até atingir um limite crítico. Ao atingir esse valor, é possível que as falhas sejam reativadas, permitindo o fluxo do fluido de uma região para outra, o que pode causar vazamentos para regiões indesejadas, como a rocha capeadora (Cappa e Rutqvist, 2011; Ju et al., 2020).

Com a reativação de falhas, o fluxo de CO₂ pode ser direcionado de maneira indesejada, o que reforça a importância de mapear as falhas, entender sua geometria e comportamento mecânico, e como interagem com o campo de tensões dinâmico induzido pela injeção. A migração de CO₂ para camadas superiores ou zonas com menor confinamento pode comprometer o armazenamento a longo prazo.

3 MATERIAIS

Nesse capítulo será apresentado todo material utilizado nesse trabalho, tanto para criação do Modelo Geomecânico 1D, quanto para o Modelo com Acoplamento Geomecânico.

3.1 Materiais utilizados na construção do modelo geomecânico 1D

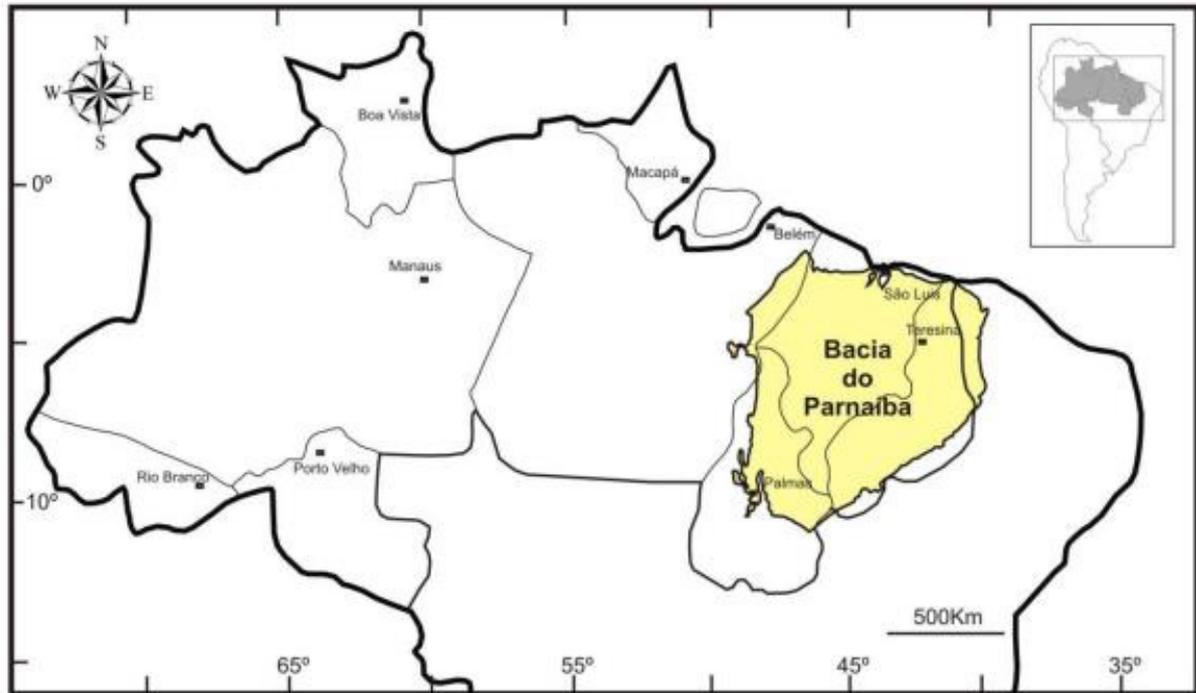
Os dados utilizados para a construção do modelo geomecânico 1D foram perfis de poços fornecidos a partir do site REATE, disponibilizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e pelo Serviço Geológico do Brasil, em parceria com o Ministério de Minas e Energia e Governo Federal do Brasil.

O modelo foi criado com dados da formação Poti da Bacia do Parnaíba, localizada no Norte-Nordeste Brasileiro.

3.1.1 Descrição da Bacia do Parnaíba

A Bacia do Parnaíba é uma bacia sedimentar, popularmente conhecida como Bacia do Maranhão e do Meio Norte (SUGUIO, 1977). A Bacia do Parnaíba localiza-se na porção Nordeste e uma parte na porção Norte, ocupando os estados do Maranhão, Piauí, Ceará e Pará.

Figura 12 - Mapa de localização da Bacia do Parnaíba



Fonte: MARQUES (2011)

Dentre as classificações estratigráfica já descritas ao longa da história a mais conhecida e popularmente difundida é a classificação proposta por ANDRADE (1972) em que é feita a seguinte divisão:

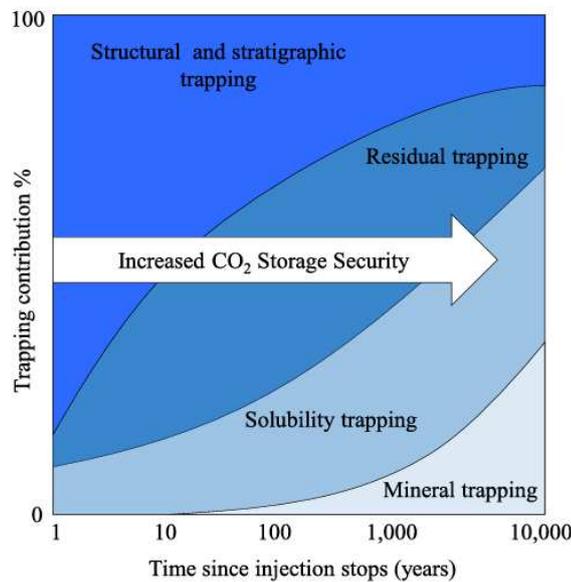
Figura 13 - Unidades Estratigráficas da Bacia do Parnaíba

Formação	Idade
Tucunaré	Neocenozóico
Barreiras	Neocenozóico
Motuca	Permiano Superior
Pedra de Fogo	Permiano Inferior a Médio
Piauí	Carbonífero Superior
Poti	Carbonífero Inferior
Longá	Devoniano Superior a Carbonífero inferior
Cabeças	Devoniano Médio a superior
Pimenteiras	Devoniano Médio
Embasamento Cristalino	Pré-cambriano

Fonte: Adaptado de SUGUIO (1977)

O foco desse trabalho está na formação Poti, região com grandes indícios de gás natural e com produção de gás realizado por diversas empresas da indústria de óleo e gás ao longo dos anos. Além disso, a formação Poti apresenta uma rocha selante com características muito únicas, que podem ser visualizadas na Figura 13. Há a presença de uma camada extensa de basalto, que por ter porosidade muito baixa, se torna uma excelente rocha selante. Uma vez que o trapeamento físico é um dos mais eficientes para estocagem de CO₂ (Figura 13), a formação Poti se torna uma excelente região para estocagem de CO₂.

Figura 14 - Tipos de mecanismos de trapeamento para estocagem de CO₂



Fonte: Massarweh & Abushaikha (2024)

3.1.2 Geologia e aspectos físicos da região da formação Poti

A Formação Poti é caracterizada por arenitos em tons de cinza e branco, de granulação fina a média, os quais sugerem sua deposição em ambientes de baixa energia, como sistemas fluviais e deltaicos. Essas rochas sedimentares frequentemente apresentam estruturas típicas, como estratificações cruzadas, que indicam variações no regime de correntes durante o processo deposicional (Carvalho et al., 2013). Além disso, a formação inclui intercalações e interlaminações de folhelhos e siltitos, refletindo momentos de sedimentação mais tranquila, possivelmente em condições subaquáticas, associadas a sedimentação marinha rítmica ou ambientes costeiros (Paim et al., 2000).

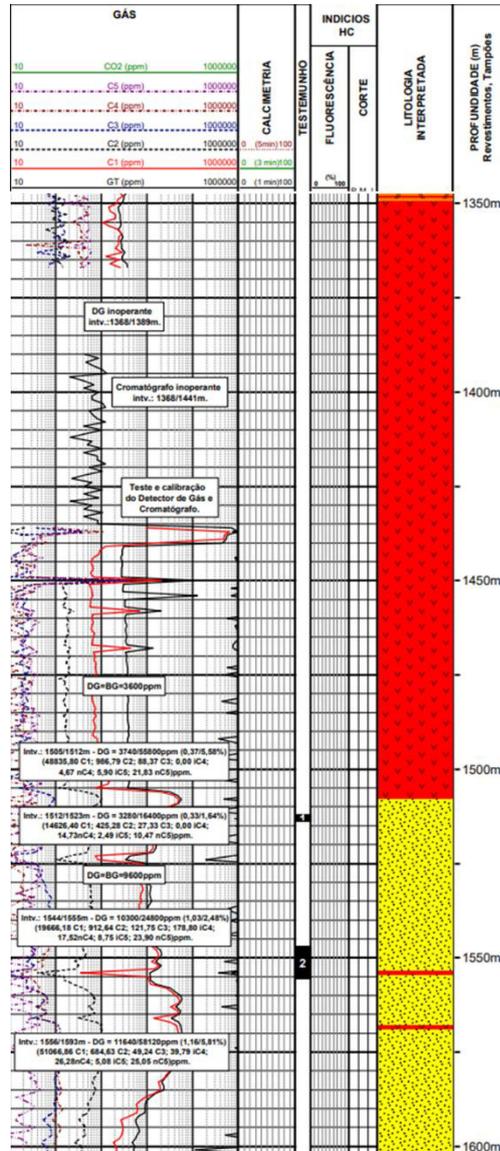
A Formação Poti possui uma espessura sedimentar de cerca de 300 metros, variando conforme a localização na Bacia do Parnaíba, e desempenha um papel significativo na estratigrafia dessa bacia devido à sua capacidade de armazenar fluidos, como água e hidrocarbonetos, sendo alvo de exploração de gás natural (Zalán & Silva, 2007). Suas propriedades petrofísicas, incluindo porosidade e permeabilidade moderadas, tornam-na relevante tanto para a exploração de recursos naturais quanto para iniciativas de armazenamento geológico, como o confinamento de CO₂ ou hidrogênio em reservatórios depletados (Barroso, 2015).

3.1.3 Poço 7-GVR-21-MA

O poço escolhido para montagem do modelo geomecânico foi o poço 7-GVR-21-MA, perfurado entre agosto de 2014 e setembro do mesmo ano. O poço 7-GVR-21-MA apresenta uma profundidade de 1950 metros.

O poço passa por muitas formações pertencentes a Bacia do Parnaíba, como Itapecuru, Codó, Motuca, Pedra de Fogo, Piauí, Poti, Longá e Cabeças. Dessas formações, o foco desse trabalho é na Formação Poti (Figura 13), uma vez que a partir dos testes de cromatografia do Perfil de Acompanhamento Geológico do poço 7-GVR-21-MA é a formação que apresenta uma maior presença de gás, quando comparada a outras formações (Figura

Figura 15 - Perfil Composto do Poço 7-GVR-21-MA, profundidade de 1350 metros à 1600 metros



Fonte: REATE ANP

Como pode ser observado na Figura a Formação Piauí, localizada na porção acima da Formação Poti, apresenta um grau máximo de presença de gás (C1 à C5) de 1400ppm, medido através de cromatografia. Enquanto ao observarmos a formação Poti percebemos que a porção composta predominantemente por arenito apresenta uma presença de gás medida por cromatografia de até 58.120ppm.

3.1.4 Perfis de Poços

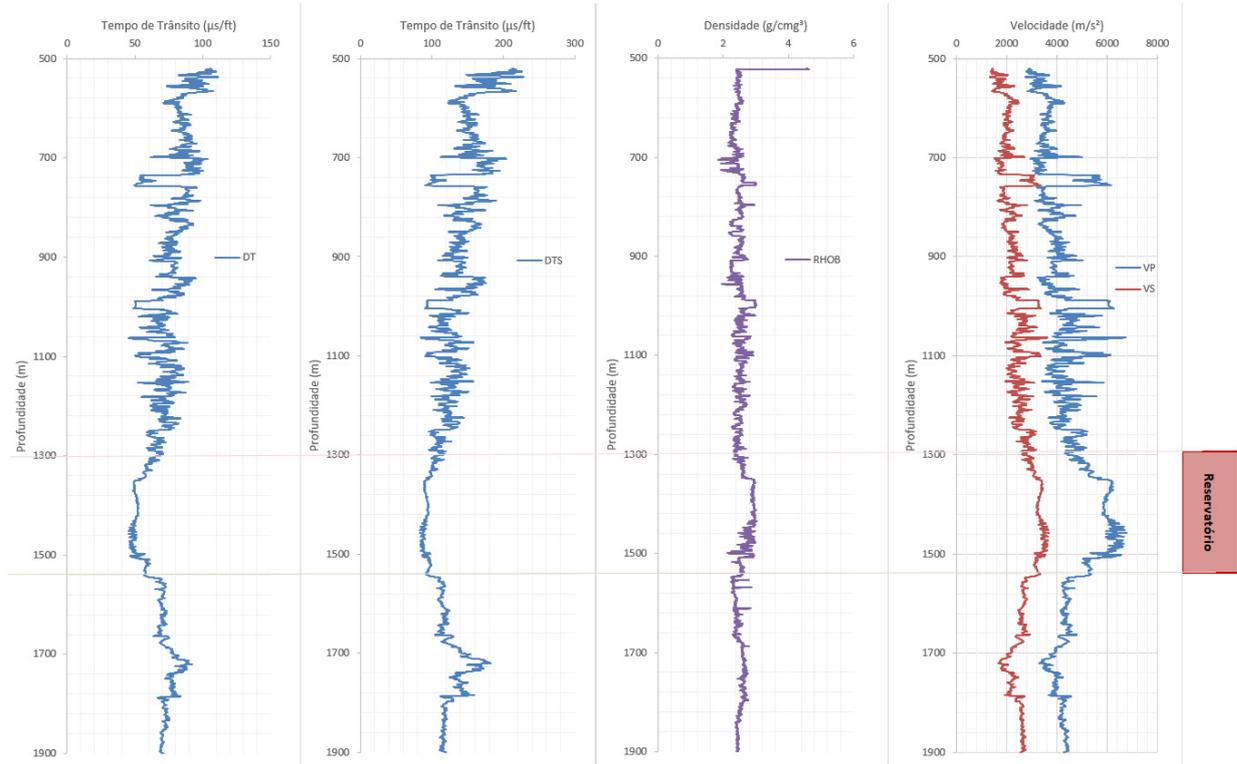
O intuito de criar um modelo geomecânico ou Modelo Mecânico de Terra em uma dimensão é estudar os estados das tensões principais de um reservatório, além de observar o comportamento da pressão de poros à medida que se aplica um diferencial de pressão em virtude da injeção, no caso desse trabalho a injeção de CO₂.

Um modelo geomecânico 1D é capaz de simular o comportamento e respostas mecânicos do material geológico em função da profundidade de soterramento.

O poço utilizado para a modelagem 1D, como já mencionado, foi o poço 7-GVR-21-MA. Com os dados de perfis desse poço é possível calcular as propriedades mecânicas desde o topo das Formação Motuca até a base da formação Cabeças, profundidades correspondentes à 520 metros à 1900 metros de profundidade, passando pela formação Poti e pela região do diabásio.

Para criar o modelo geomecânico 1D foi utilizado os perfis compostos de velocidade e densidade (Gráfico 1). No caso dos perfis de velocidade foram utilizados V_p (perfil de velocidade de onda compressional) e V_s (perfil de velocidade de onda cisalhante). O perfil V_p foi obtido a partir da conversão do perfil DT do poço 7-GVR-21-MA, e o perfil V_s foi obtido a partir do perfil DTS do mesmo poço. O perfil de densidade utilizado foi o perfil RHOB do poço 7-GVR-21-MA. Também foram utilizados os perfis *Bit Size* e *Caliper*, ambos com intuito de medir a estabilidade do poço, conseqüentemente, medir a fidelidade dos dados medidos.

Gráfico 1 - Perfis de Poços utilizados do poço 7-GVR-21-MA



Fonte: ANP.

3.1.5 Cálculo da Pressão de Poros

Para o cálculo da Pressão de Poros foi utilizada o Método de Eaton, ou Modelo de Velocidade de Eaton, que utiliza a tendência de compactação de velocidade. Esse método foi exposto no Capítulo 2 desse trabalho.

O Método de Eaton assume uma relação entre a porosidade da rocha ao longo da profundidade de soterramento e às ondas sônicas (V_p e V_s). Como foi mostrado essa relação se dá através dos *Normal Compaction Trends*, que representa a tendência de compactação das formações geológicas ao longo do tempo geológico, sendo o tempo geológico representado pelo soterramento.

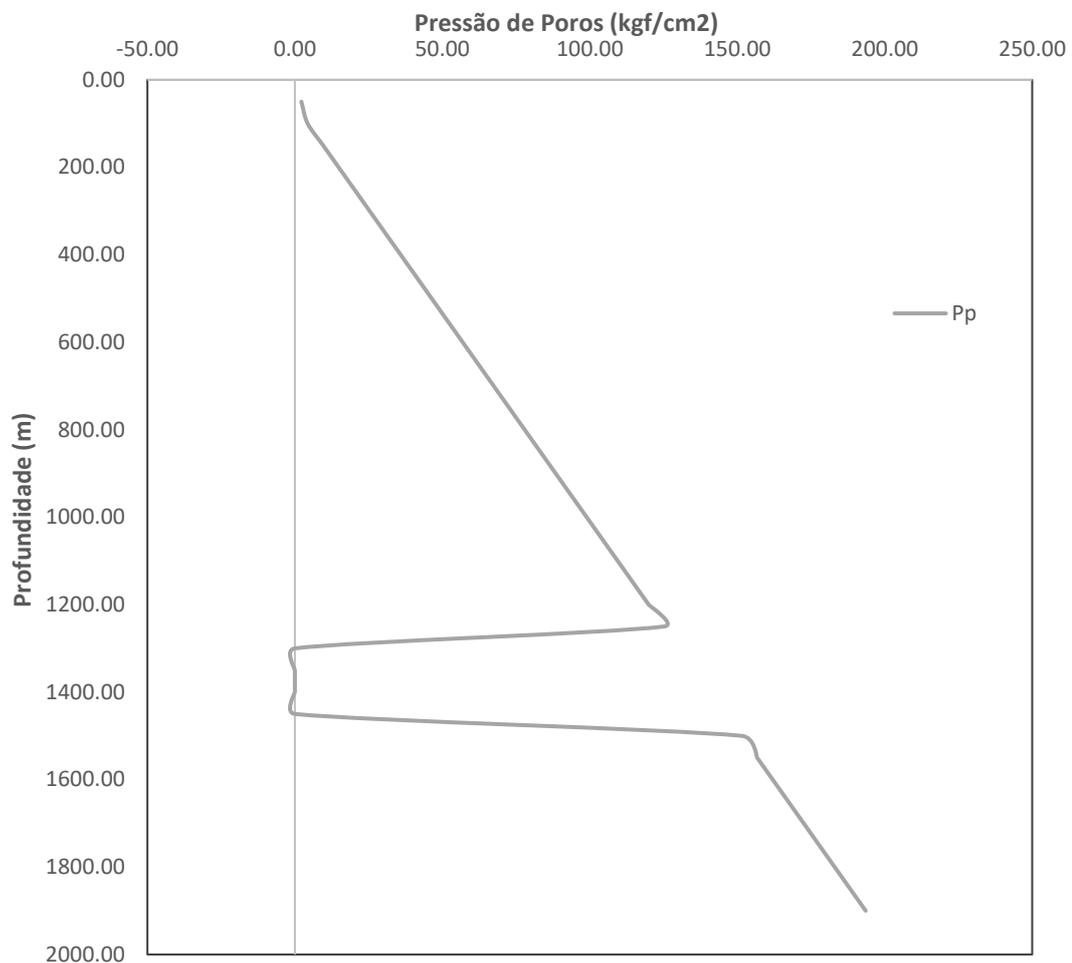
A equação desenvolvida e proposta por Eaton (equação) é função da tensão vertical, da pressão hidrostática, do perfil DT e de um DT sintético obtido a partir do *Normal Compaction Trend*.

$$P_p = S - (S - P_{hyd}) \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T_{log}} \right)^3 \quad (3.1)$$

Dessa forma, naturalmente, a porosidade dos materiais tende a diminuir. Já a densidade tende a aumentar, nessas condições. É nesses conceitos que se baseia o Método de Eaton.

Aplicando o Método de Eaton, juntamente ao *Normal Compaction Trends*, é possível obter o perfil de pressão de poros para todo o campo, como pode ser visualizado na Gráfico 2.

Gráfico 2 - Pressão de Poros para o poço 7-GVR-21-MA



Fonte: Autor.

3.1.6 Cálculo de Número de Poisson e Módulo de Young

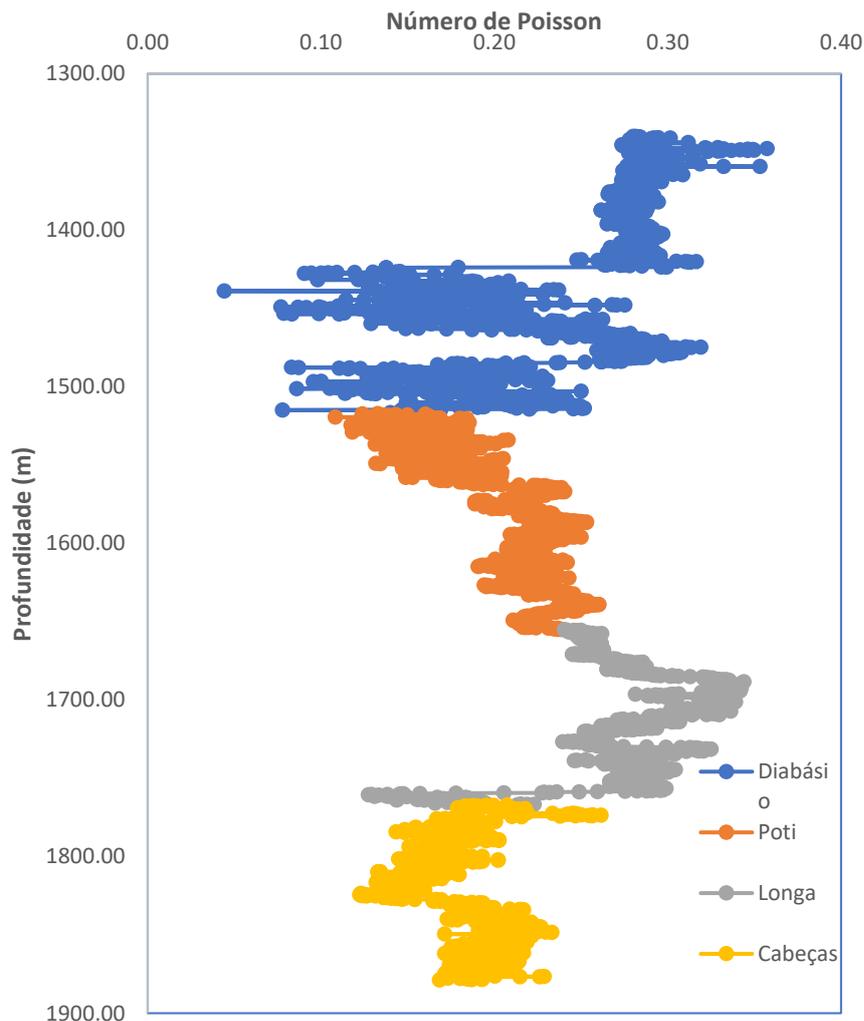
Para obtenção do Número de Poisson fora utilizada uma correlação (Equação) obtida a partir de Khan (2015), onde o cálculo dessa propriedade é função dos perfis V_p e V_s .

Importante ressaltar que esse cálculo é para o Número de Poisson dinâmico. Quando essa propriedade for utilizada na simulação do modelo com acoplamento geomecânico vai ser adotado o valor estático das propriedades, uma vez que o simulador entende como propriedades apenas valores estáticos. Porém, no caso do Número de Poisson, a aproximação do valor estático e dinâmico pode ser adotada como um mesmo valor:

$$\nu = 1 - \frac{1}{2 - 2 * \left(\frac{V_s}{V_p}\right)^2} \quad (3.2)$$

Dessa forma é possível obter os valores de Razão de Poisson para cada formação, que pode ser visualizado na Gráfico 3.

Gráfico 3 - Razão de Poisson calculada para cada formação



Fonte: Autor.

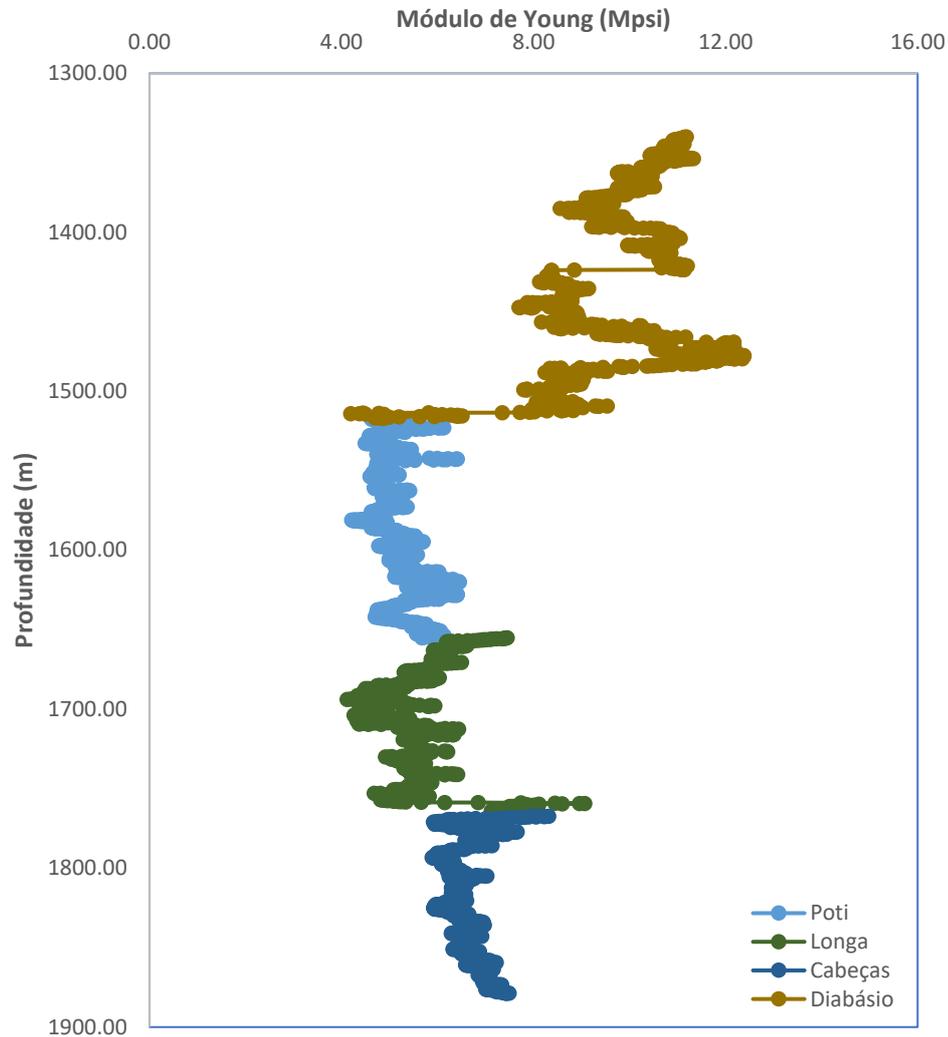
O Módulo de Young (Gráfico 4) é uma propriedade mais sensível à variação de litologia, quando comparado ao Número de Poisson. Dessa forma, foi adotada para cada litologia predominante ao longo do poço 7-GVR-21-MA uma correlação correspondente ao tipo de litologia específica.

Tabela 2 - Correlações utilizadas para cálculo de Módulo de Young

Formação	Litologia Predominante	Correlação	Fonte
Diabásio	Basalto	$E_{dyn} = p * v_s^2 * (3Vp^2 - 4Vs^2)/(Vp^2 - Vs^2)$ $E = 1,263E_{dyn} - 29,5$	Zhang (2017)
Poti	Arenito	$E = 0,268V_p^{2,04}$	Lacy (1997)
Longá	Folhelho	$E = 0,268V_p^{2,04}$	Lacy (1997)
Cabeças	Arenito	$E = 0,268V_p^{2,04}$	Lacy (1997)

Fonte: Autor.

Gráfico 4 - Módulo de Young calculado para cada formação



Fonte: Autor.

3.1.7 Cálculo das Tensões Totais

As tensões totais definidas em Terzaghi (1925) é a parcela total da tensão, que corresponde a soma da tensão efetiva e da pressão exercida pelos fluidos na rocha, a pressão de poros.

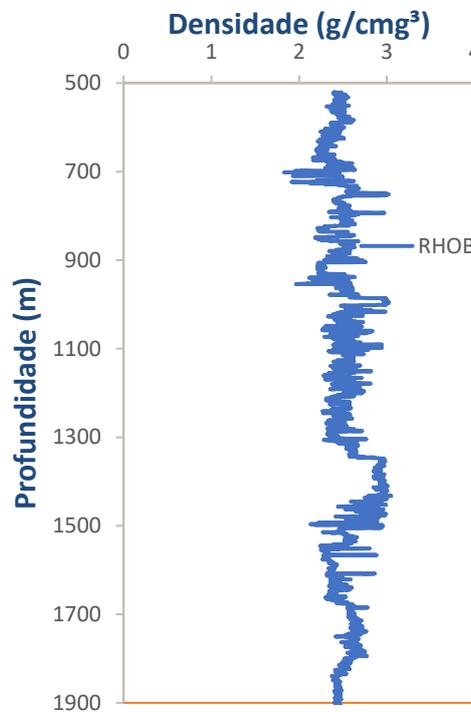
Nesse trabalho foram utilizadas as três tensões normais principais: tensão vertical, que é a parcela da tensão que representa o peso das formações subjacentes (Fjaer, 2008), sendo representada pela coluna de material soterrado acima da região de interesse z . Essa definição de tensão vertical (Equação 3.3) leva em conta a aceleração gravitacional e a

densidade do material naquele ponto (z). Dessa forma, à medida que a densidade varia com a profundidade a tensão vertical varia também.

$$\sigma_v = \int_0^z \rho g dz \quad (3.3)$$

Dessa forma, para cálculo da tensão vertical foi utilizada a aceleração gravitacional (g), o perfil densidade (Gráfico 5) e a profundidade correspondente ao perfil densidade.

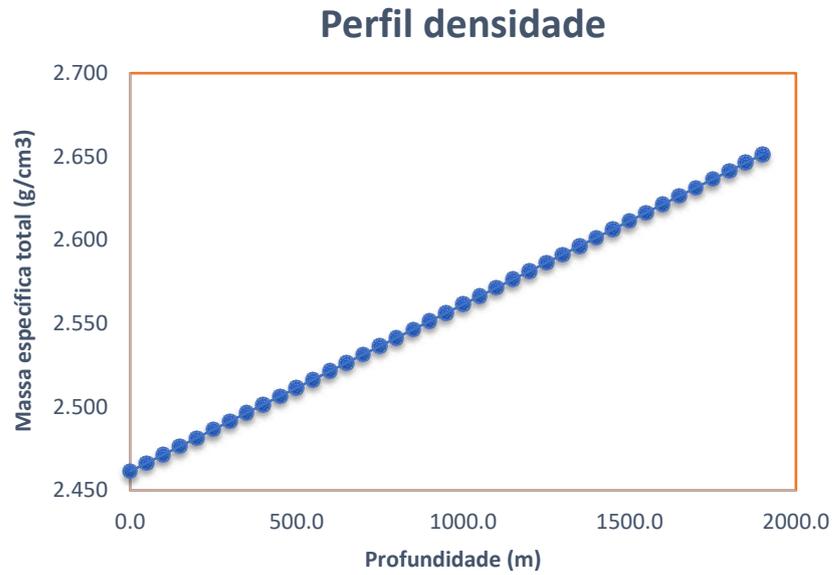
Gráfico 5 - Perfil de densidade do poço 7-GVR-21-MA



Fonte: ANP.

Foi utilizado a linha de tendência da curva dos dados do perfil RHOB para criar uma nova curva que representasse o comportamento do perfil densidade (Gráfico 6), porém de forma linear. Dessa forma é possível extrapolar o perfil densidade até a profundidade zero.

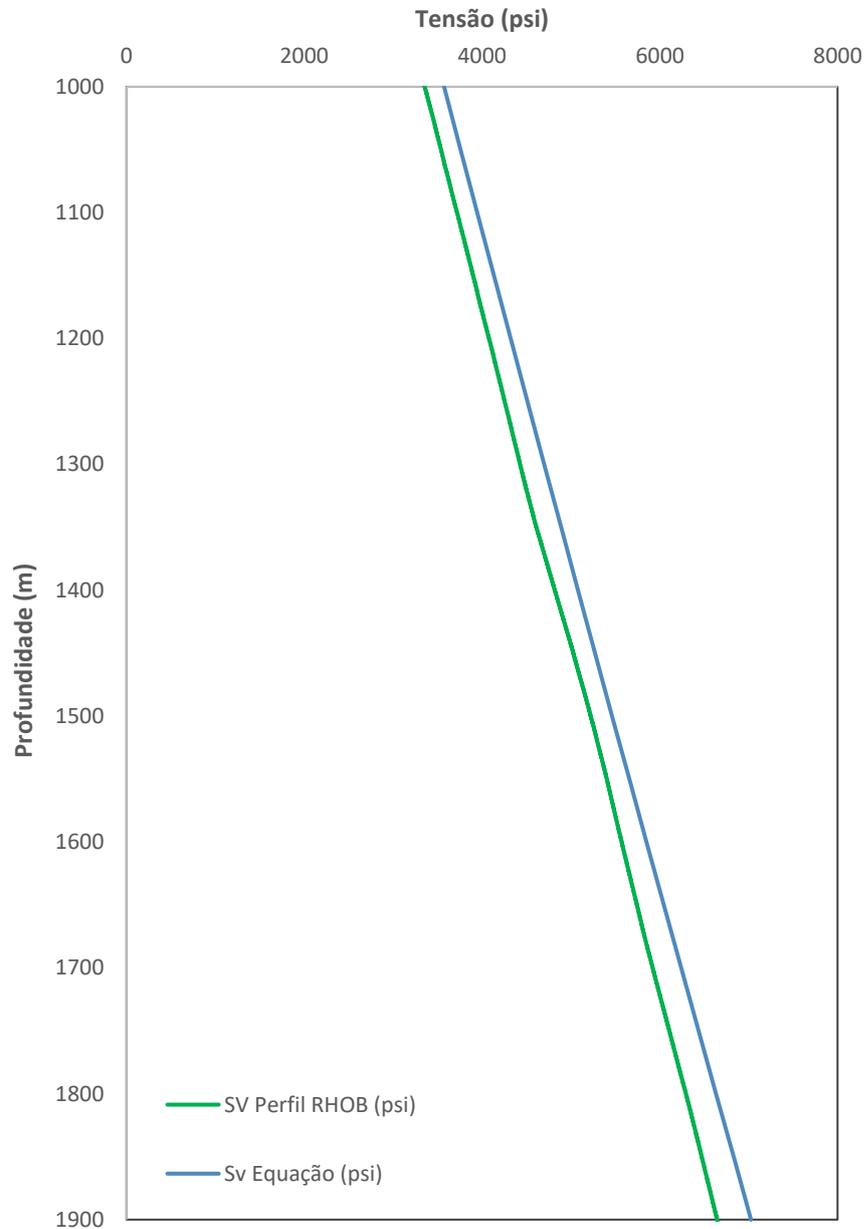
Gráfico 6 - Linha De tendência do perfil de densidade do poço 7-GVR-21-MA



Fonte: Autor.

Dessa forma foi calculada a tensão vertical em dois casos, utilizando o perfil RHOB e utilizando a equação obtida a partir da linha de tendência. É possível observar a comparação das duas curvas no Gráfico 7.

Gráfico 7 - Tensões de sobrecarga do reservatório

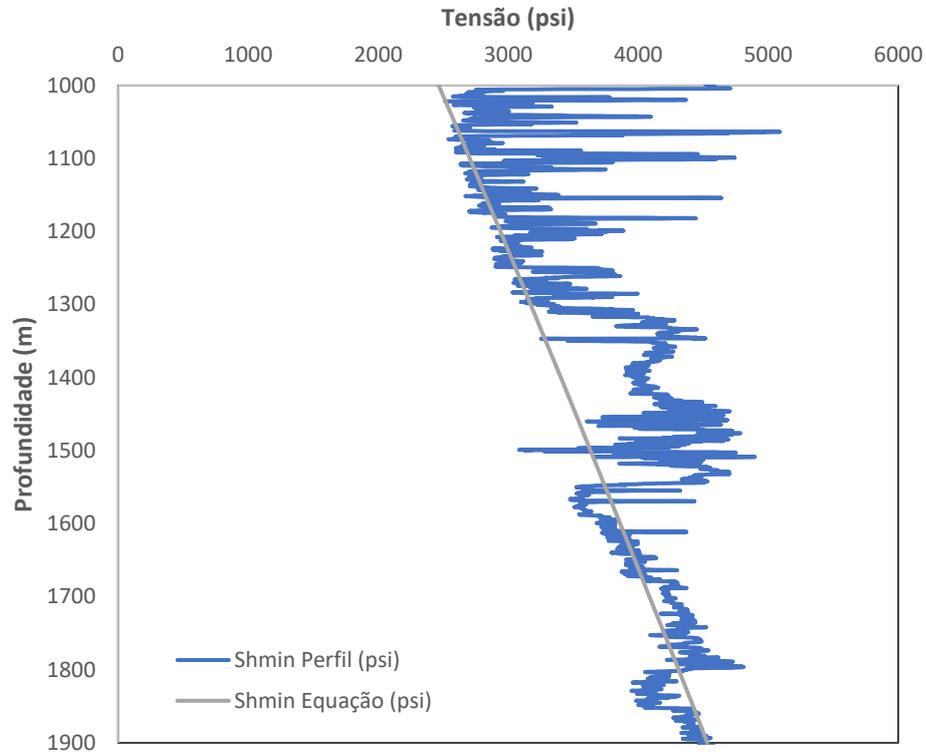


Fonte: Autor.

Para o cálculo das tensões horizontais mínima e máxima foi utilizada uma equação obtida em Khan (2015). No caso do cálculo da tensão horizontal mínima foi utilizada uma equação (Equação 3.4) própria para bacias de baixa atividade tectônica, em que a tensão horizontal mínima está interligada a uma relação elástica linear. A tensão horizontal mínima, nesse caso, será função do Número de Poisson, tensão vertical total e da pressão de poros.

$$\sigma_h = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \sigma_v + \left(\frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \right) P_p \quad (3.4)$$

Gráfico 8 - Tensões horizontais mínimas do reservatório

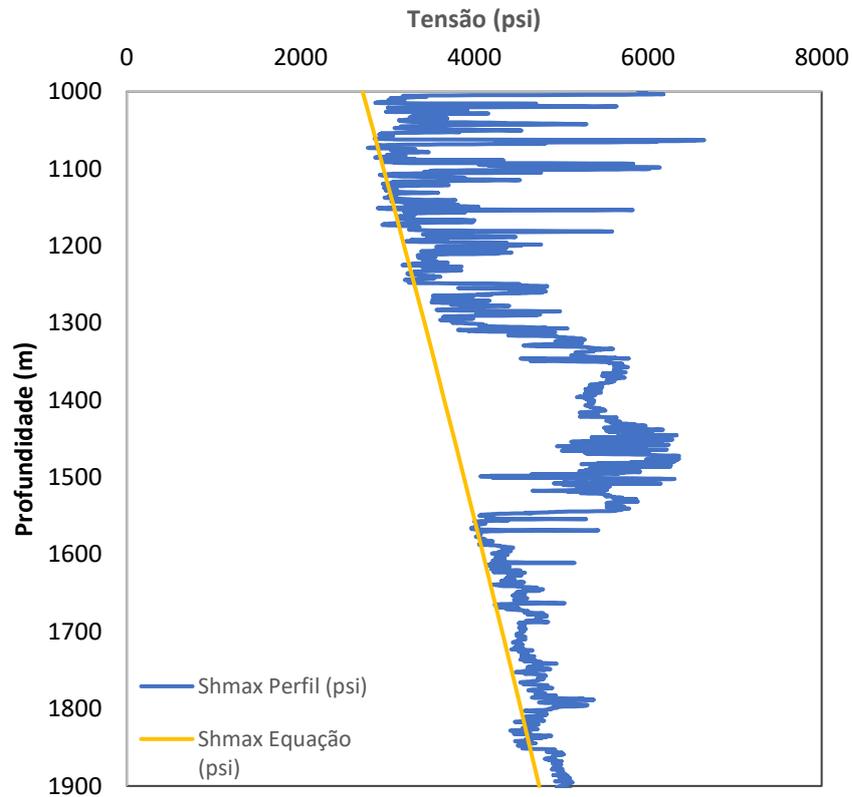


Fonte: Autor.

Um modelo geomecânico 3D tem objetivo de simular propriedades mecânicas do reservatório à medida que se simula as propriedades de fluxo do reservatório. Essa simulação em que se obtém respostas simuladas do fluxo do reservatório e das propriedades mecânicas da rocha se chama acoplamento.

$$\sigma_H = \sigma_h \left[\frac{2\nu}{1 - \sin \phi} \left(1 - \frac{P_p}{\sigma_h} \right) + \frac{P_p}{\sigma_h} \right] \quad (3.5)$$

Gráfico 9 - Tensões horizontais máximas do reservatório



Fonte: Autor.

3.2 Materiais utilizados na construção do modelo geomecânico 3D

Um modelo geomecânico 3D tem objetivo de simular propriedades mecânicas do reservatório à medida que se simula as propriedades de fluxo do reservatório. Essa simulação em que se obtém respostas simuladas do fluxo do reservatório e das propriedades mecânicas da rocha se chama acoplamento.

O acoplamento entre fluxo e geomecânico, em que o fluido flui em um meio deformável foi proposto por Karl Terzaghi. Em Terzaghi (1925) foi definido que a capacidade de suporte de uma rocha saturada com um fluido depende, concomitantemente, das propriedades desse fluido e das propriedades mecânicas da rocha em que esse fluido está saturando. Além disso, Terzaghi mostra que além de influenciar a capacidade de suporte da

rocha as deformações que ocorrem na mesma ao longo do fluxo dos fluidos que a compõem são influenciadas diretamente pelo rearranjo que ocorre a partir do movimento dos fluidos.

Como já fora discutido no Capítulo 2 desse trabalho, é a partir dos estudos de Terzaghi que foi introduzido o conceito de tensões efetivas e pressão de poros. Esses conceitos são fundamentais na construção de um modelo geomecânico 3D, uma vez que, no caso das tensões efetivas, é um dado de entrada no simulador.

3.2.1 Simulador Composicional utilizado

Nesse trabalho foi utilizado o simulador GEM®, do pacote CMG®, da CMG (*Computer Modelling Group*) Technologies®. Trata-se de um simulador composicional, ou seja, utiliza de equações de estado para modelar os fluidos do reservatório. Nesse caso foi modelado um fluido com 12 componentes.

Por se tratar de um reservatório de gás, os componentes do fluido vão ser compostas pelas fases mais leves do petróleo, além de H₂S e CO₂. A equação utilizada para modelar e calcular as propriedades dos componentes do fluido foi Peng-Robinson. O fluido foi modelado no software WinProp®, do pacote CMG.

Além disso foi utilizado o simulador geomecânico acoplado do próprio GEM®. Esse trabalho tem como ponto principal analisar as respostas mecânicas do reservatório com falhas e fraturas submetidos à estocagem de CO₂. Dessa forma foi escolhido trabalhar com acoplamento total, uma vez que o objetivo é analisar a interação do fluxo de fluidos e da deformação mecânica, principalmente. Uma análise do acoplamento do fluxo de fluidos, propriedades mecânicas e transferência de calor foi feita para mostrar a diferença no comportamento do CO₂ quando submetido à esses três fatores.

Um modelo com acoplamento total pode fornecer previsões e análises mais precisas, uma vez que o equacionamento de fluxo e de geomecânica é feito de forma a tentar convergir os resultados de variação e de pressão simultaneamente (Rodrigues, 2009), diferentemente do acoplamento *one-way*, que não garante uma solução exata, pois a solução numérica não atualiza a deformação no modelo de fluxo (Rodrigues, 2009). Além disso, por se tratar de um modelo com falhas e fraturas, o modelo de com acoplamento fornece uma análise precisa de possíveis reativações de falhas e vazamentos.

O modelo geomecânico foi construído no software *Builder*, e as propriedades e condições de contorno utilizadas nas propriedades mecânicas foram incorporadas a partir do

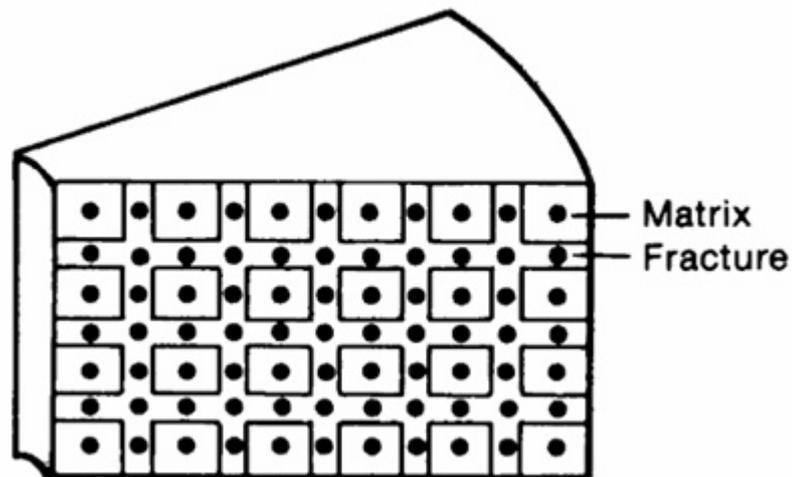
Modelo Geomecânico 1D construído e apresentado nesse trabalho, a partir dos perfis de poço do poço 7-GVR-21-MA, extraídos do site ANP-REATE.

3.2.2 Descrição do modelo de simulação

O modelo de simulação utilizado nesse trabalho (Figura 16) é um modelo *Corner Point* com propriedades petrofísicas heterogêneas, típicas de um reservatório de gás. O modelo de simulação tenta representar a formação Poti e sua rocha selante, sendo a formação Poti composta majoritariamente por arenito e sua rocha selante composta por diabásio, de acordo como perfil composto do poço utilizado para montar o modelo geomecânico 1D. O reservatório possui uma rocha capeadora, que assume o papel de selar o fluxo de fluidos somente no reservatório. O estudo dos aspectos de vazamento na rocha capeadora e manutenção do fluxo somente no reservatório é um dos principais aspectos analisados nesse estudo, uma vez que é preciso garantir que o CO₂ se mantenha somente no reservatório. Caso ocorra vazamento é possível concluir que a estocagem não foi eficiente, podendo ocorrer danos ambientais severos à aquíferos e lençóis freáticos na região.

Trata-se de um modelo de simulação DUALPERM (Figura 16), ou seja, dupla permeabilidade. Um modelo de simulação de dupla-permeabilidade é uma representação do fluxo de fluidos em sistemas onde há uma rede de blocos onde há associação entre a matriz do reservatório e fraturas, distribuídas ao longo do reservatório (Warren & Root, 1963). Trata-se de uma representação mais precisa de um reservatório, quando comparada ao modelo de porosidade ou permeabilidade única.

Figura 16 - Modelo de dupla-permeabilidade



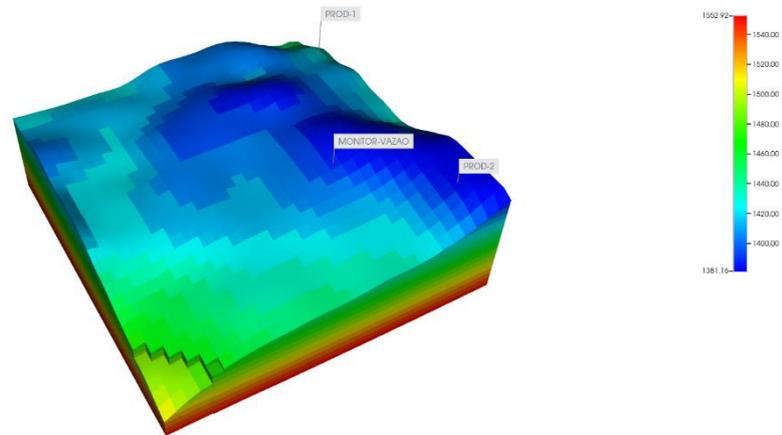
Fonte: Gilmar & Kazemi (1983)

Os parâmetros importantes para um modelo de reservatório de dupla-permeabilidade são porosidade da matriz e da fratura, permeabilidade da matriz e da fratura e o espaçamento entre as fraturas. A porosidade da fratura varia entre as camadas, sendo 0,0001 na camada da rocha capeadora (camada 1) e tendo valor zero no restante das camadas. A permeabilidade da fratura também varia com as camadas, sendo na camada da rocha capeadora (camada 1) o valor de 0,0001 mD e nas demais camadas valor de zero. No caso da permeabilidade, os valores em todas as direções (I, J, K) assumem esses valores. O espaçamento entre as fraturas é de 25 metros nas direções I e J. Já na direção K não há espaçamento

A matriz do reservatório é a região onde há poros, onde os fluidos estão armazenados. Já a fratura são as regiões onde há fissuras ou fendas que atuam como transportadoras naturais do fluxo de fluidos, em virtude de sua permeabilidade elevada. É importante ressaltar que o modelo de dupla-permeabilidade considera o fluxo em ambas regiões, matriz e fratura.

A espessura do reservatório é de 167 metros, tendo topo na profundidade de 1.375 metros e a base na profundidade de 1.542 metros. Além disso, o modelo de simulação possui largura e comprimentos iguais, de 1500 metros. O modelo possui um total de 41.400 blocos, sendo 13.566 blocos ativos. São 30 blocos na direção X, 30 na direção Y e 46 na direção K.

Figura 17 - Grid do Modelo de simulação

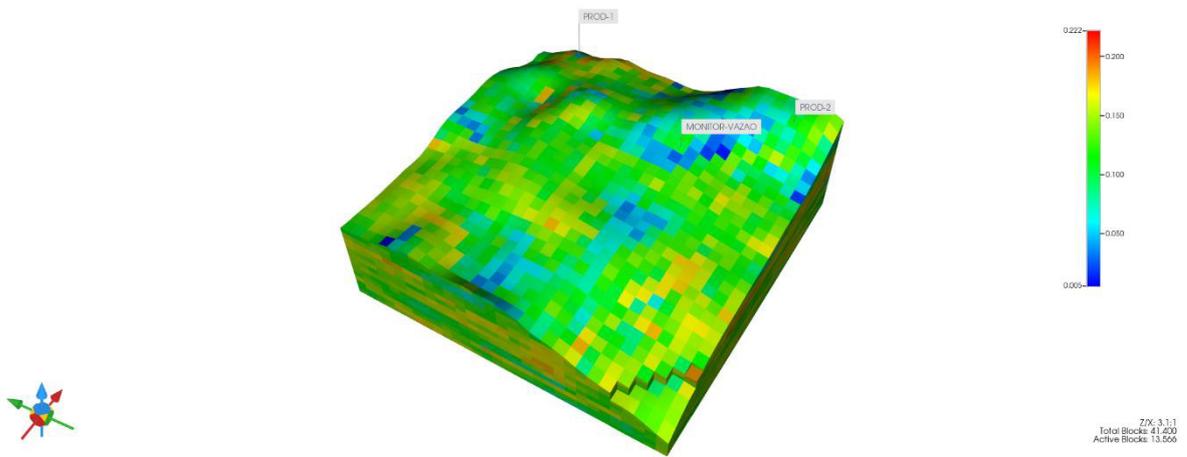


Fonte: Autor

A porosidade (Figura 18) média é em torno de 12% na matriz, já na fratura a porosidade assume um valor constante 0,0001, valor esse que é representativo da porosidade baixíssima típica de uma fratura. A permeabilidade (Figura 18) média é em torno de 84 mD na matriz, já na fratura assume um valor de 10 mD. Esse valor intermediário da fratura. Além disso, é possível observar a distribuição heterogênea das propriedades petrofísicas, como é o caso da porosidade (Figura 18) e da permeabilidade (Figura 19).

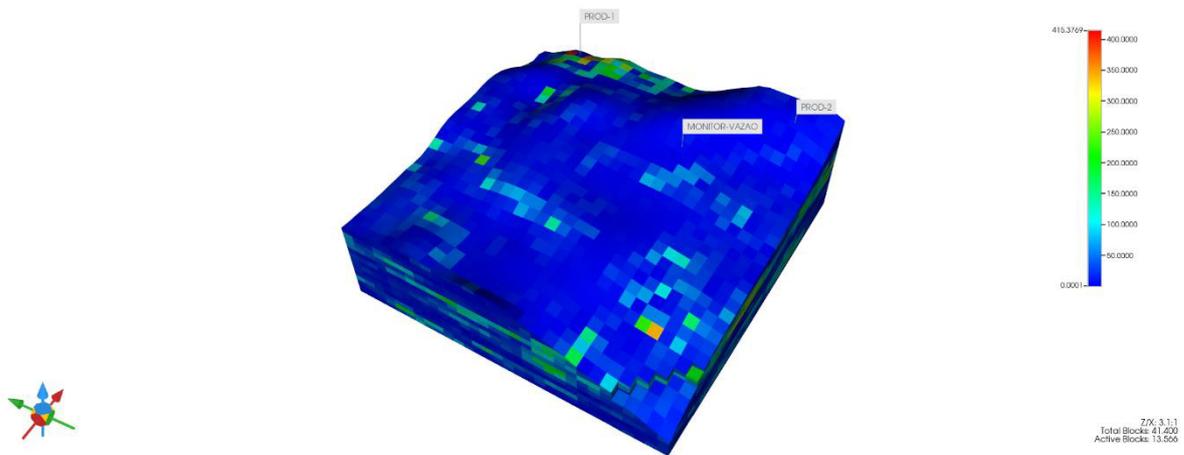
Os parâmetros importantes para descrever um modelo de simulação de dupla-permeabilidade serão importantes não só para descrever o fluxo dos fluidos, mas também para descrever a simulação acoplada entre fluxo-geomecânica. Além disso, os parâmetros da fratura serão importantes para a análise de sensibilidade do comportamento da rocha capeadora. Ou seja, ao mudar esses valores é possível que o resultado de volume de CO₂ estocado e de pressão de fratura e vazamento sejam alteradas. Essa análise de sensibilidade será mostrada no capítulo 4.

Figura 18 - Porosidade



Fonte: Autor

Figura 19 - Permeabilidade



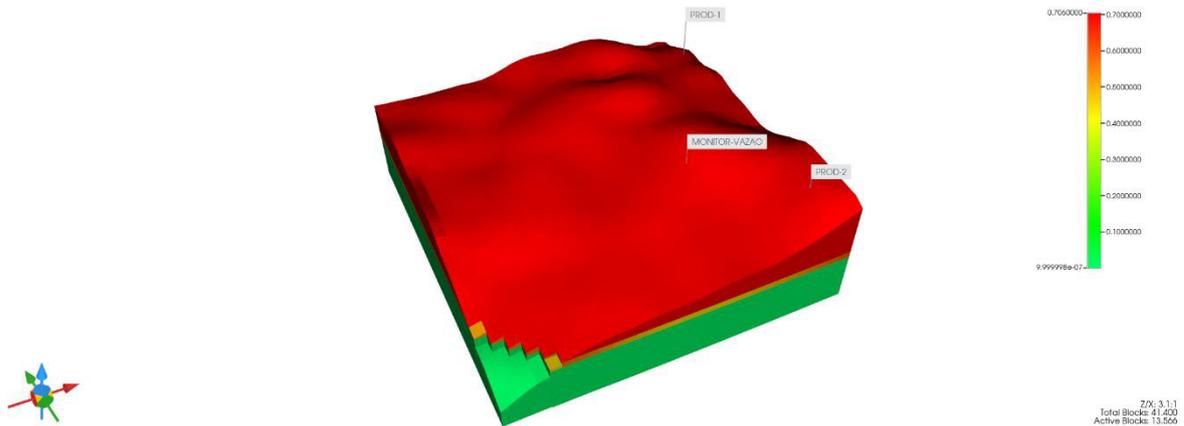
Fonte: Autor

O reservatório desse estudo possui uma pressão inicial de 16.000 KPa. Essa é uma informação importante, uma vez que o reservatório será depletado até a pressão de 6.000 kPa para que se inicie a estocagem de CO₂.

Por se tratar de um reservatório de gás, com ausência de óleo, há a presença somente de duas fases: gás e água. A profundidade do contato entre o gás e a água é de 1470 metros. Na

Figura 20 é possível ver o contato gás-água, ficando evidente a região do top do reservatório onde o gás se localiza.

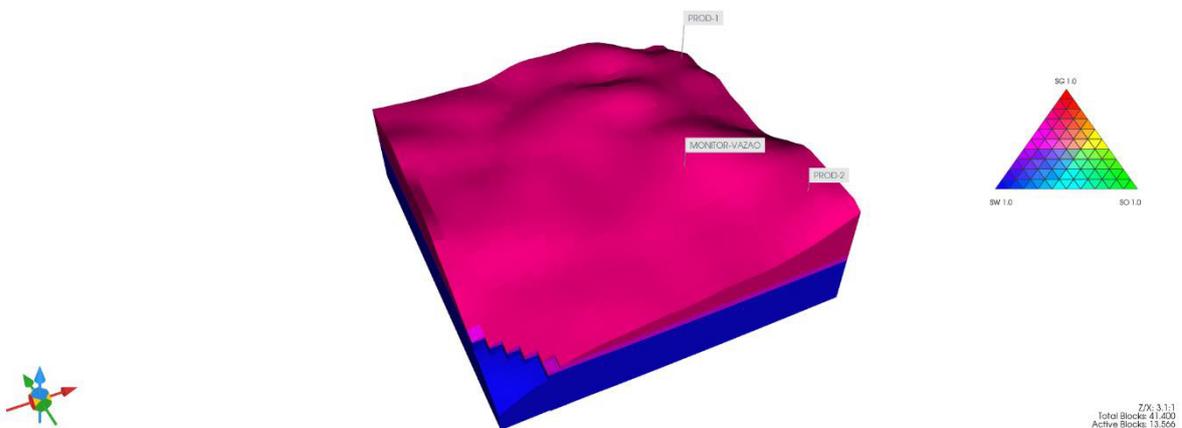
Figura 20 - Contato gás-água



Fonte: Autor

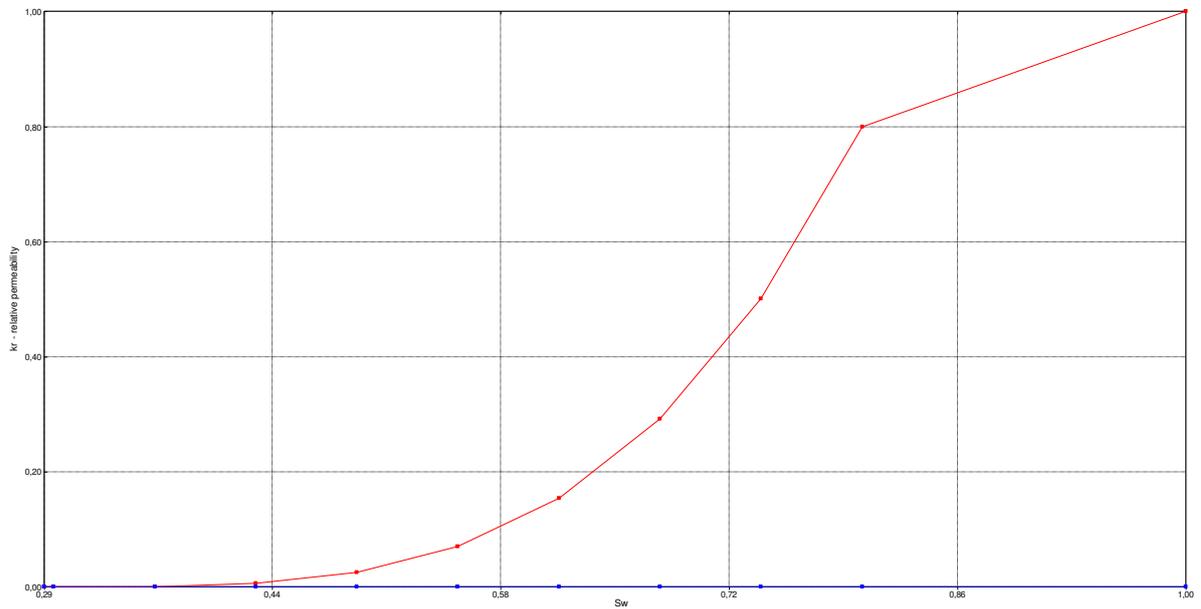
Para representar a permeabilidade relativa desse reservatório foram necessárias duas curvas, uma curva de permeabilidade da água (Gráfico 10) e uma curva de permeabilidade relativa do gás (Gráfico 11). Por não haver óleo (Figura 21), não houve necessidade de utilizar uma curva de permeabilidade relativa do óleo.

Figura 21 - Contato gás-água



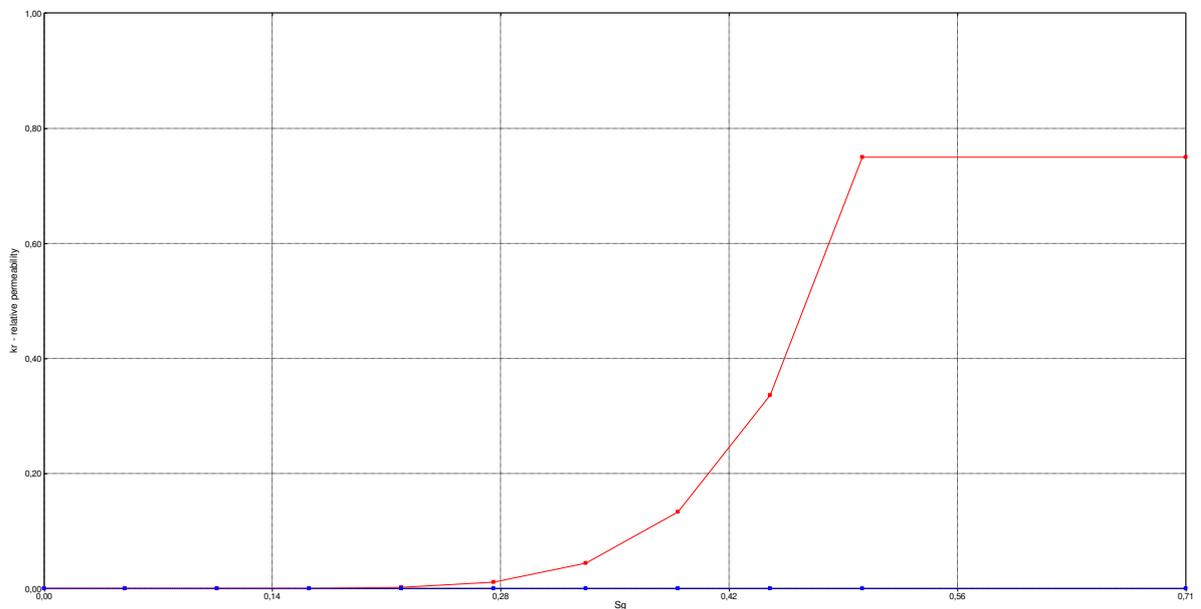
Fonte: Autor

Gráfico 10 - Permeabilidade relativa da água



Fonte: Autor

Gráfico 11 - Permeabilidade relativa do gás

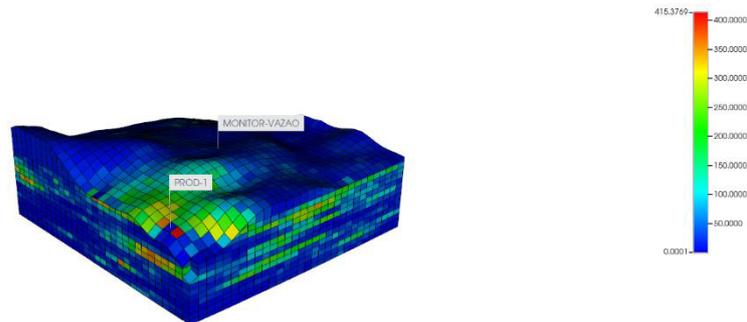


Fonte: Autor.

O modelo de simulação possui 3 poços, sendo dois produtores e um injetor. Um dos poços produtores é o poço que produz gás (PROD-1) desde o começo da simulação, ou seja, é

o poço de depleção. O poço produtor está perfurado em uma região de excelente permeabilidade (Figura 22) e boa porosidade. Esse poço trabalha sem limite de vazão, somente com limite de pressão de fundo de poço (BHP), uma vez que não há interesse em analisar a depleção, somente a estocagem.

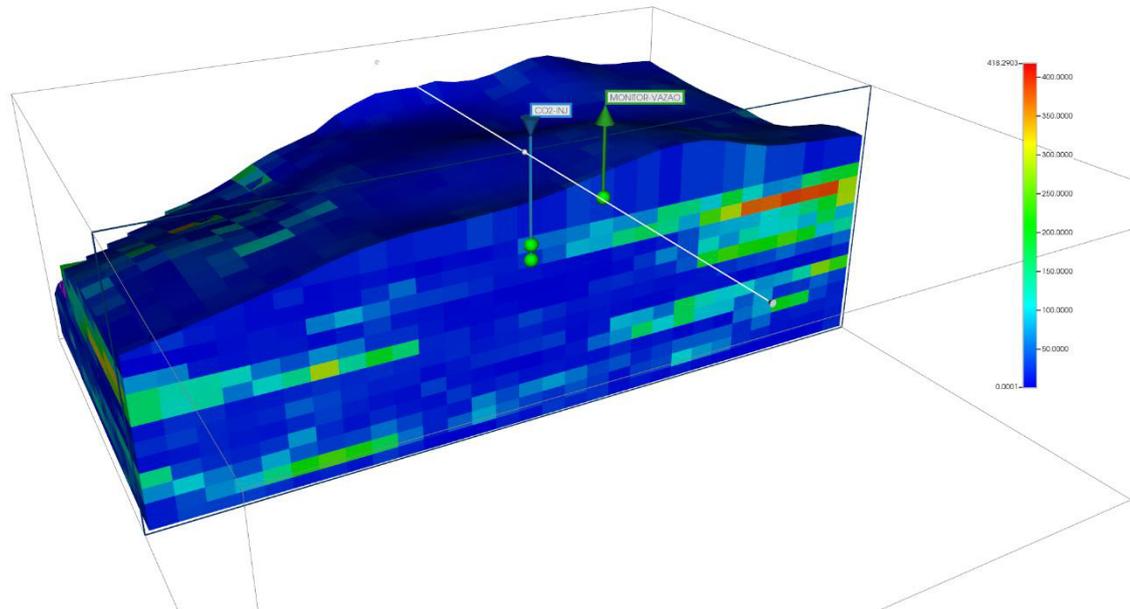
Figura 22 - Localização do poço produtor (PROD-1) no mapa de permeabilidade



Fonte: Autor.

O segundo poço de produção não produz. Trata-se de um poço de monitoramento de vazão (Figura 23). Esse poço está perfurado na rocha capeadora. Dessa forma é possível observar possíveis vazamentos que venham a ocorrer devido à estocagem de CO₂ além do volume limite de gás possível e além da pressão necessária para ocorrer fratura. Com essa técnica, acoplada à utilização da Teoria de Barton-Bandis, é possível observar em que momento ocorrerá vazamento de CO₂, ou seja, a partir disso podemos visualizar o pior cenário para uma estocagem de CO₂ e assim evita-lo.

O terceiro poço trata-se de um poço injetor de CO₂ (Figura 23). Esse poço é perfurado e canhoneado em uma região próxima à rocha capeadora. O fato desse poço ser perfurado próximo a rocha capeadora é na intenção de chegar a pressão de ruptura de forma mais rápido, uma vez que a estocagem de CO₂ deve acontecer de forma segura, logo é necessário mostrar a situação mais crítica possível.

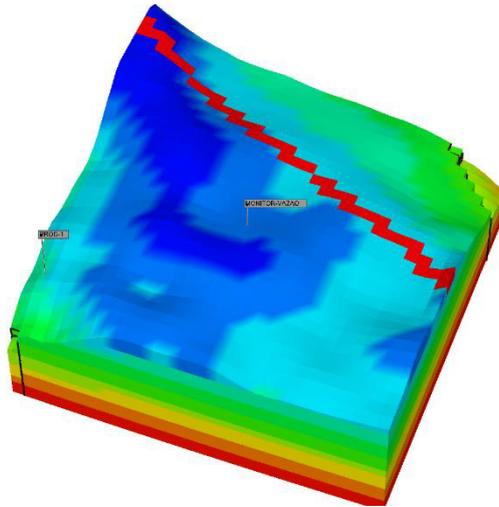
Figura 23 - Localização dos poços Injetor de CO₂ e Monitor

Fonte: Autor.

O modelo de simulação representa um modelo com falhas e fraturas. Dessa forma é importante tentar representar tanto as falhas quanto as fraturas, uma vez que são essas estruturas que podem vir a permitir o vazamento de CO₂ durante e após a estocagem. O modelo de simulação utilizado nesse trabalho possui uma fratura na rocha capeadora, como já foi mostrado nesse capítulo.

Em relação à disposição das falhas (Figura 24) é possível notar sua presença nas camadas superiores do reservatório e na camada da rocha capeadora.

Figura 24 - Localização das falhas no modelo de simulação



Fonte: Autor.

3.2.3 Descrição do modelo geomecânico 3D

Para construção do Modelo Geomecânico 3D foi utilizado como base o modelo de fluxo acoplada às propriedades elásticas calculadas utilizando o *Mechanical Earth Model*, ou seja, utilizando os dados de perfis de poços. O cálculo das propriedades foi mostrado no capítulo dois e na seção 3.1.1.

As propriedades utilizadas para a construção do modelo foram Módulo de Young, Razão de Poisson, coesão, Número de Biot e ângulo de fricção.

O modelo geomecânico 3D foi dividido em duas sub-regiões, onde cada sub-região representa uma região do reservatório. Como fora discutido na seção 3.1.1 a região logo abaixo do diabásio, na formação Poti é composta, majoritariamente, por arenito. Já a região acima do arenito, composta por diabásio. A região do arenito da formação Poti é naturalmente trapeada pelo diabásio (basalto).

Dessa forma a divisão do modelo geomecânico ficou composta por duas sub-regiões, a rocha capeadora composta por diabásio representando uma rocha e o reservatório, composto por arenito, representando outra rocha.

Assim como a divisão da litologia tem papel crucial na divisão do modelo em sub-regiões que vão corresponder à cada tipo de material predominante, as propriedades mecânicas seguirão a mesma lógica de divisão. Ou seja, propriedades como Número de Biot, Razão de Poisson e Módulo de Young vão ser representados por valores calculados de cada propriedade

a partir de equações próprias para cada tipo de propriedade, assim como foi feito no Modelo Geomecânico 1D.

Os dados calculados no Modelo Geomecânico 1D para as propriedades mecânicas foram reutilizados no modelo 3D, uma vez que são dados representativos do reservatório em questão. Porém, é importante ressaltar que os dados calculados a partir dos perfis não podem ser inseridos diretamente no simulador. Deve ser feito uma conversão dos dados calculados a partir dos perfis, que são dados dinâmicos, calculados a partir de medições, para dados estáticos.

No caso da Razão de Poisson foi assumido que tanto os valores dinâmicos quanto os valores estáticos são os mesmos, em virtude de sua proximidade. Já os valores de Módulo de Young calculados a partir dos perfis foram convertidos para valores estáticos a partir da equação abaixo:

$$E_s = 0,0293E_d^2 + 0,4533E_d \quad (3.6)$$

Onde E_d é o Módulo de Young dinâmico e E_s o Módulo de Young estático.

Vale ressaltar que os dados das propriedades mecânicas distribuídos no Modelo Geomecânico 3D assumem valores constantes para cada sub-região. Ou seja, foi utilizado um valor médio de cada propriedade mecânica para alimentar o simulador. Essa distribuição de valores pode ser observada na tabela abaixo:

Tabela 3 - Dados de propriedades geomecânicas utilizadas no modelo com acoplamento geomecânico

Litologia	Módulo de Young	Razão de Poisson	Número de Biot	Coesão	Ângulo de fricção
Diabásio (Capeadora)	67,9 GPa	0,31	0,82	9000 KPa	38°
Arenito (Reservatório)	37,2 GPa	0,35	0,78	9000 KPa	37°

Fonte: Autor.

4 MODELO GEOMECÂNICO 1D PARA ANÁLISE DE PRESSÃO DE FRATURA E REATIVAÇÃO DE FALHAS

Os resultados obtidos nesse trabalho serão divididos em duas partes. A primeira parte está relacionado aos resultados do *Mechanical Earth Model*, ou Modelo Geomecânico 1D. A segunda parte está relacionada aos resultados obtidos na simulação acoplada entre modelo de fluxo e modelo geomecânico. Os resultados da primeira etapa são incorporados na segunda etapa, uma vez que valores de pressão de injeção, tensões efetivas, Número de Biot, Razão de Poisson, Módulo de Young e outras propriedades calculadas no Modelo Geomecânico 1D foram utilizadas para alimentar o simulador na construção do Modelo Geomecânico 3D.

4.1 Modelo Geomecânico 1D

4.1.1 Analise das tensões totais

Como já foi discutido no Capítulo 3 o estado de tensão em um reservatório consiste em três tensões principais ortogonalmente distribuídas (Fjaer, 2008). São elas a tensão vertical, tensão horizontal máxima e tensão horizontal mínima.

Em um reservatório com falhas e fraturas, principalmente quando se trata de um caso de estocagem de gás, as falhas que acontecem nos planos são, geralmente, falhas por cisalhamento. Isso acontece devido às tensões principais não serem iguais, na maioria das vezes. Isso acaba criando um ambiente próprio ao cisalhamento. O diferencial de tensão acaba gerando o cisalhamento, por consequência a falha (Zoback, 2007).

Durante a produção ou injeção em um reservatório de óleo ou gás, ao retirar fluido do meio poroso a pressão de poros decai, fazendo com que o regime de tensões mude, fazendo com que as tensões cisalhantes ao redor de fraturas e falhas existentes aumente (Fjaer, 2008).

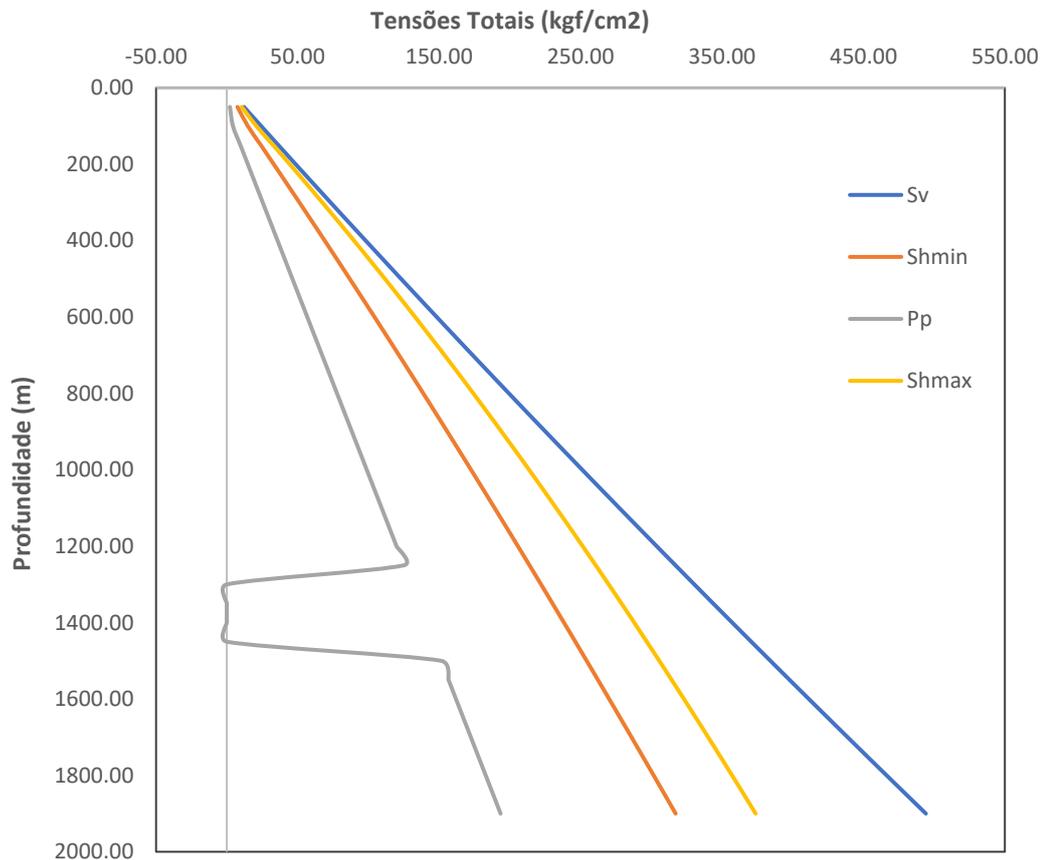
Com isso, torna-se imprescindível conhecer o estado de tensões do reservatório em que se deseja fazer a estocagem de CO₂, tanto para conhecer o regime de falhas predominante, quanto para analisar possíveis reativações de falhas existentes, além de tentar prever possíveis falhas cisalhantes que possam ocorrer.

Como foi mostrado no Capítulo 3, o cálculo das tensões foi feito através de correlações utilizando os perfis de poço do poço 7-GVR-21-MA. Além disso foi mostrado o cálculo da pressão de poros, utilizando o Método de Eaton.

A partir da obtenção dos perfis de tensão e pressão de poros foi feito um segundo cálculo desses parâmetros utilizando a linha de tendência de cada propriedade. A partir disso foi possível extrapolar o perfil das tensões e pressão de poros até a superfície, na profundidade zero, e obter a distribuição das tensões (Gráfico 12) ao longo de todas as formações.

É possível notar uma região onde a pressão de poros é zero. Essa região é composta por diabásio, região com porosidade muito baixa.

Gráfico 12 - Distribuição das tensões totais ao longo da profundidade do campo

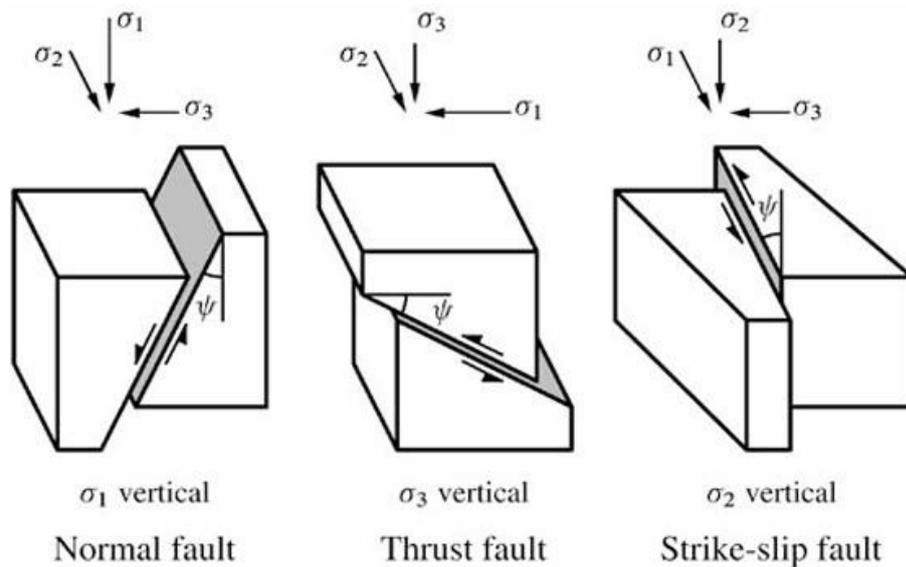


Fonte: Autor.

Ao observarmos a distribuição das tensões ao longo é possível perceber que o regime de tensões inicial é o regime de falhas normal (Figura 25), em que a Tensão Vertical (S_v) é maior que a Tensão Horizontal Máxima (Sh_{max}), que por sua vez é maior que a Tensão

Horizontal Mínima (*Shmin*). Essa divisão de estado de tensões inicial pode ser observada na Figura (Fjaer, 2008).

Figura 25 - Regime de falhas



Fonte: Fjaer (2008)

4.1.2 Análise das tensões efetivas

Uma vez tendo a disposição as tensões totais, calculadas a partir das correlações apresentadas, a pressão de poros, obtida através do Método de Eaton, mostrado no capítulo 2 e do Número de Biot, calculado a partir de uma correlação em função da porosidade é possível obter as tensões efetivas.

O conceito de tensão efetiva segundo Terzaghi foi discutido no Capítulo 2 como sendo a parcela da tensão total que representa somente a parcela de tensão exercida pelos grãos, excluindo dessa parcela a tensão exercida pelo fluido presente no meio poroso. Dessa forma, a representação matemática pode ser representada da seguinte forma:

$$\sigma' = \sigma - u \quad (4.1)$$

Onde, σ' representa a tensão efetiva, σ representa a tensão total e u representa a pressão de poros ou pressão da água nos vazios do solo.

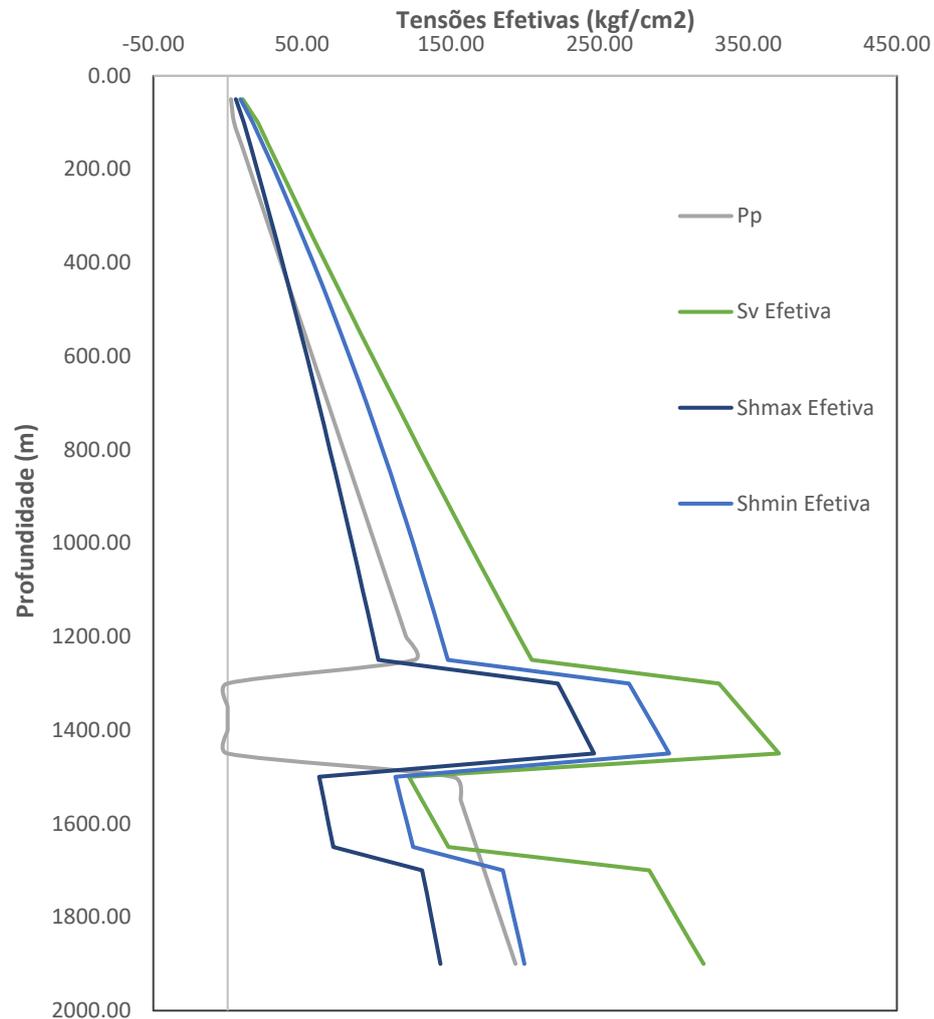
Nesse trabalho foi utilizado um conceito mais adequado de tensão efetiva aplicado à materiais porosos saturados, que é o caso de um reservatório de gás, levando em conta a deformação do meio sólido, nesse caso o meio poroso, quanto o fluxo de fluidos nesse meio poroso. Essa definição de tensão efetiva foi proposta por Maurice Biot (Biot, 1956). Maurice Biot introduziu o conceito de Número de Biot, utilizado para o cálculo de tensões efetivas em meio saturados. Dessa forma a representação matemática da tensão efetiva é:

$$\sigma' = \sigma - \alpha Pp \quad (4.2)$$

Onde, σ' é a tensão efetiva, σ é a tensão total, α é o Número de Biot e Pp representa a pressão de poros do fluido, seja óleo, gás ou água. A definição de tensão efetiva de obtida de Biot (1956) considera que a rocha é linearmente elástica, não sendo aplicável para uma rocha em estado de ruptura, ou em plasticidade.

Dessa forma, uma vez que já fora calculadas as tensões totais, o Número de Biot e a pressão de poros é possível aplicar a equação de Maurice Biot (Biot, 1956) para obter as tensões efetivas (Gráfico 13).

Gráfico 13 - Tensões Efetivas



Fonte: Autor.

4.1.3 Aplicação do efeito termoporoelástico

Dois conceitos muito importantes de compreensão para entender os riscos da estocagem de CO₂ em um reservatório depletado ou em um aquífero salino trata-se da poroelasticidade e termoelasticidade. A poroelasticidade é um conceito importante para entender e prever o comportamento de um meio poroso quando submetido a cargas, variações de pressão devido à produção e injeção de fluidos e aplicação de efeitos de deformação e variação das tensões no reservatório. A poroelasticidade é explicada pelas Equações de Biot da Poroelasticidade (Equação 4.3):

$$\nabla \cdot \sigma' + \alpha \nabla p = \rho \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad (4.3)$$

Onde σ é o tensor de tensões efetivas, α é o coeficiente de Biot, p é a pressão de fluido, ρ é a densidade do material e u é o vetor de deslocamento.

Já a termoelasticidade trata-se de um conceito que explica como a temperatura e as mudanças térmicas influenciam no comportamento das tensões, deformações e também no fluxo de fluidos em um reservatório.

Imaginando um material em duas dimensões, submetido à uma tensão térmica, é possível concluir que a tensão exercida pela temperatura (Equação 4.4) irá gerar um diferencial de temperatura ($T - T_0$), assim como é definida na equação:

$$\sigma_a = -E\varepsilon_a = E\alpha T(T - T_0) \quad (4.4)$$

Dessa forma, é possível aliar esses dois efeitos, poroelasticidade e termoporoelasticidade, e aplicar um diferencial de pressão e temperatura em um reservatório ou em uma região específica. Nesse estudo a região em que se foi aplicada esses efeitos foi na região que está em contato com a rocha capeadora, ou seja, na região composta por gás e água na formação Poti.

Ao aplicar os efeitos de variação de pressão e temperatura nessa região, é possível visualizar o caso limite em que se pode submeter o reservatório até que ele atinja a pressão de fratura, ou seja, atingir a pressão de ruptura, causando possíveis vazamentos de CO₂.

Ao obter as tensões efetivas é possível aplicar ambos efeitos, poroelástico e térmico, e ainda aplicar os dois efeitos simultaneamente, que seria o caso ideal, com variações tanto nas variáveis influenciadas pela variação da pressão quanto pela variação de temperatura. A equação do efeito termoporoelástico, ou seja, a aplicação dos dois efeitos simultaneamente foi definida por Zoback (2007) da seguinte forma:

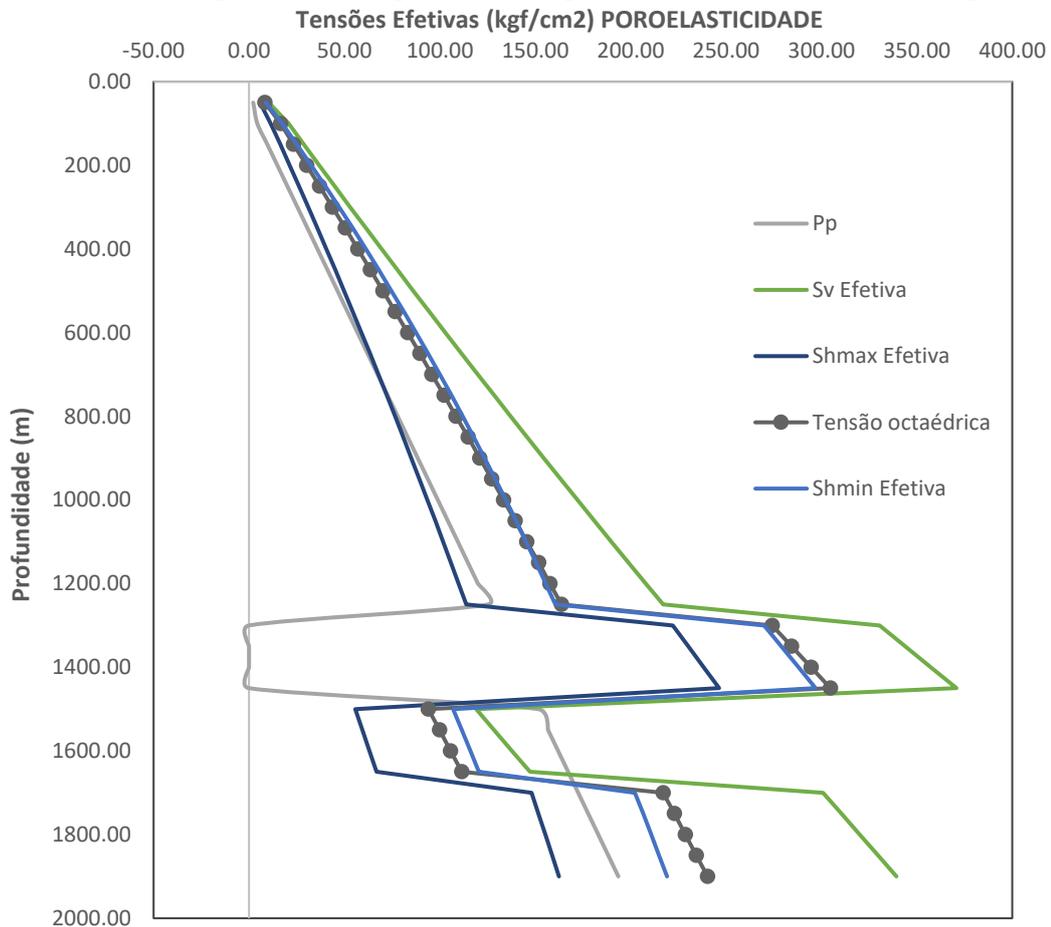
$$\Delta\sigma_x = \frac{\nu}{1-\nu} \alpha \Delta P + \frac{\alpha t E}{1-\nu} \Delta T \quad (4.5)$$

Onde a primeira parcela representa a variação de pressão, devido a aplicação do efeito poroelástico, e a segunda parcela representa a variação de temperatura, devido a aplicação do

efeito térmico. Na equação ν representa a Razão de Poisson, α representa o Número de Biot, ΔP é a variação de pressão aplicada, ou seja, o valor de pressão aplicada sobre a pressão original, que futuramente será representado como a pressão de injeção no modelo 3D, t é o coeficiente de transferência de calor, E é o Módulo de Young e ΔT a variação de temperatura, representada pelo diferencial de temperatura do reservatório e de injeção do fluido.

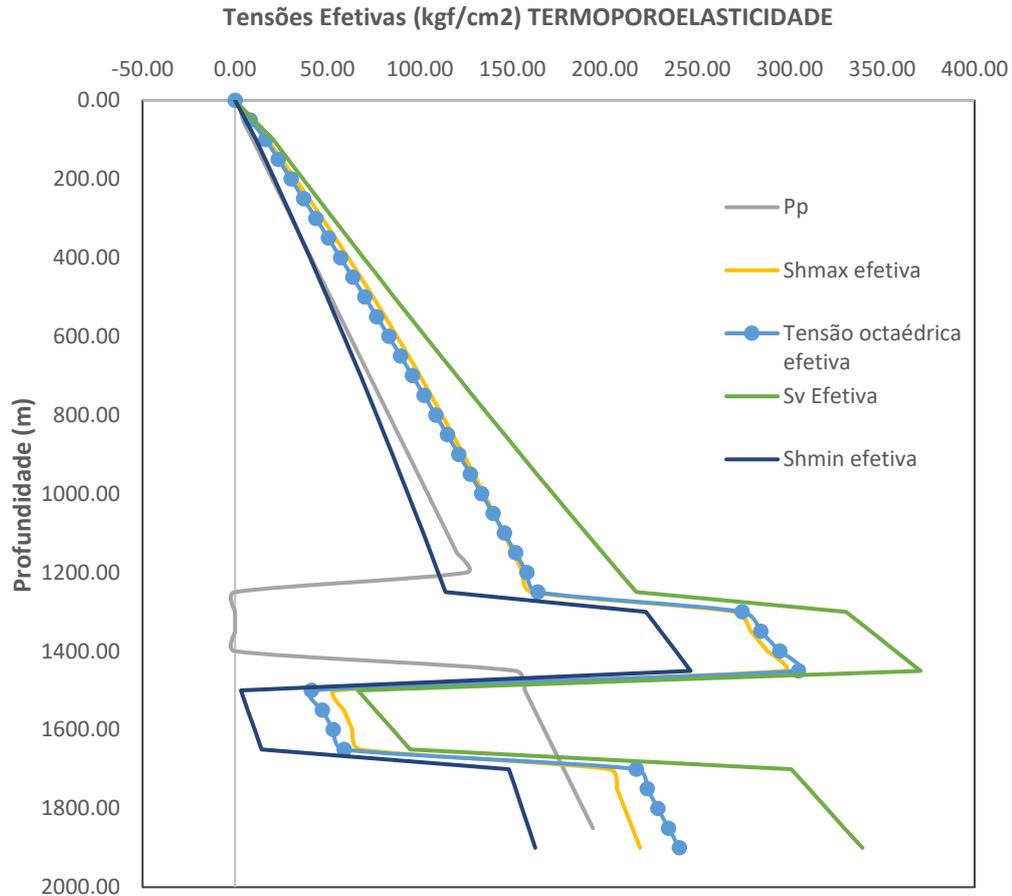
Tendo em vista que se pretende calcular os efeitos poroelástico e térmico juntos (Gráfico 15), ao aplicar um diferencial de pressão utilizando somente o efeito poroelástico (Gráfico 14) é necessário ter alguma prudência, uma vez que o somatório dos dois efeitos ocasionará um diferencial de tensão maior.

Gráfico 14 - Efeito poroelástico aplicado na região em contato com a rocha capeadora



Fonte: Autor.

Gráfico 15 - Efeito termoporoelástico aplicado na região em contato com a rocha capeadora



4.1.4 Pressão de fratura da rocha capeadora

Ao aplicar o efeito termoporoelástico o estado natural das tensões muda. Observando o Gráfico 15 é possível visualizar Tensão Horizontal Mínima Efetiva na eminência de tocar o eixo vertical, onde o valor de tensão efetiva é nulo. Isso ocorre devido à variação de tensão causada tanto pela variação de pressão exercida pelo fluido quanto pela variação de temperatura, ambas variações representadas pelo efeito termoporoelástico. Ao atingir o valor crítico nulo de tensão efetiva a rocha irá começar a romper em microfraturas na região.

A pressão aplicada para esse estágio crítico ser atingido foi de 160 kgf/cm². Ou seja, para uma pressão de 160 kgf/cm² acima da pressão original do reservatório é possível ocasionar fraturas na rocha capeadora. Portanto a pressão de fratura da rocha capeadora é de 320 kgf/cm², uma vez que a pressão original do reservatório é em torno de 160 kgf/cm².

4.1.5 Reativação de Falha

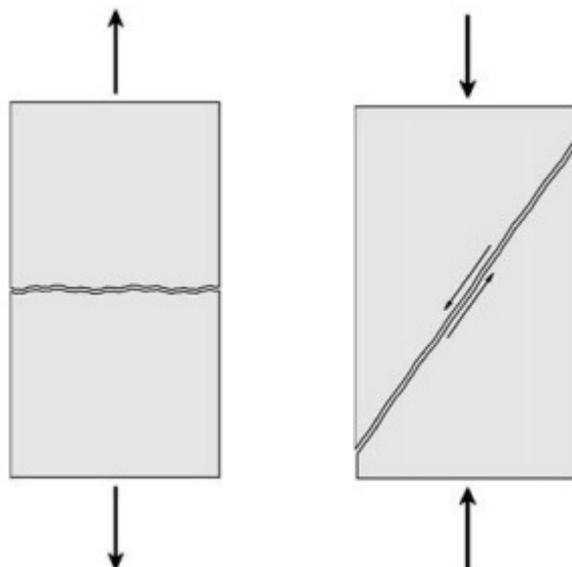
Segundo Fjaer (2008) quando uma rocha é submetida a tensões grandes os suficientes poderá ocorrer falha. Entender os processos de ruptura de uma rocha é muito importante para a indústria do petróleo e gás, bem como para a estocagem de CO₂ e transição energética, uma vez que problemas relacionados à estabilidade de poços, produção de sólidos estão ligados à reativação de falhas, da mesma forma que questões relacionadas à vazamento de gás durante à estocagem de CO₂ também estão intimamente ligadas à ruptura da rocha capeadora.

Para entender reativação de falhas é importante entender em que estado é possível ocorrer ruptura de uma rocha. O nível de tensão que uma rocha suporta é chamado de resistência da rocha (Fjaer, 2008). A falha acontece em uma rocha quando a tensão exercida no material excede o limite de resistência da rocha.

Em uma rocha a falha pode ocorrer devido à dois tipos de tensão aplicadas, a falha por tração, que ocorre quando a tensão de tração excede o limite crítico, ou falha por cisalhamento quando a tensão cisalhante excede o limite crítico de resistência da rocha.

A falha é um processo que envolve microfalhas, que vão se espalhando em uma região formando pequenas fissuras (Brace, Paulding et al., 1966). Em rochas *brittle*, que são rochas frágeis, a ruptura ocorre de forma fatal, fazendo com que o material perca toda sua resistência. Em rochas dúcteis, a falha acontece de forma mais amenizada.

Figura 26 - Falha por tração (esquerda) e falha por tensão cisalhante (direita)



Fonte: Fjaer (2008).

4.1.5.1 Falha por cisalhamento

Nesse trabalho foi considerado como causador de reativação de falhas somente as falhas provenientes de tensões cisalhantes, uma vez que o limite de resistência à tração é ligeiramente maior que o limite de resistência ao cisalhamento.

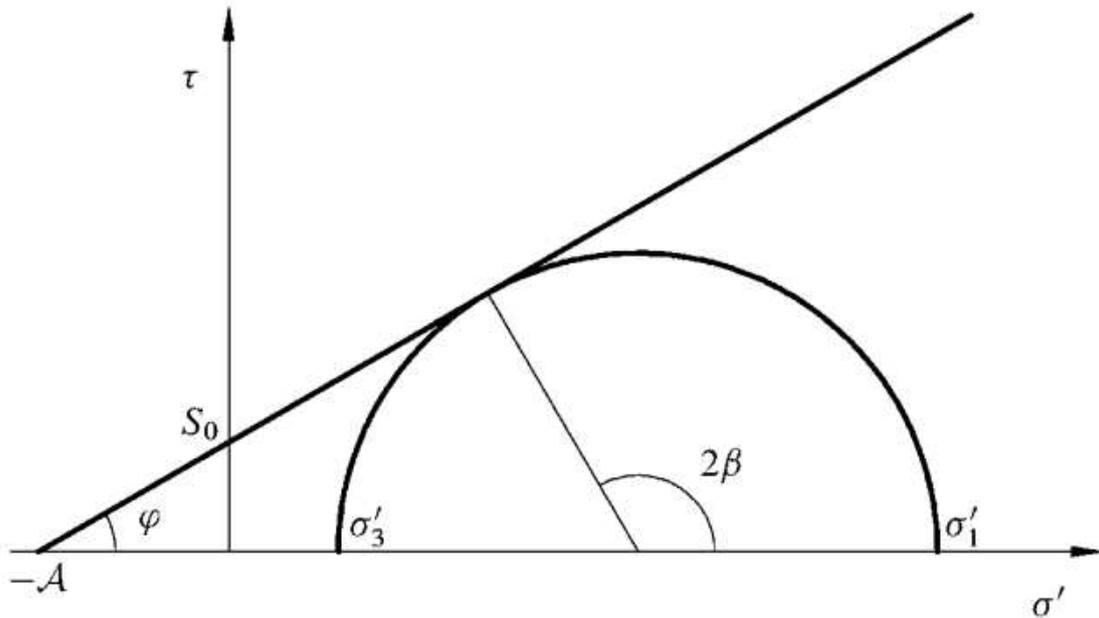
Foi utilizado para o estudo da reativação de falhas a teoria de Mohr-Coulomb, que é uma teoria que descreve a resistência ao cisalhamento em rochas, representando matematicamente as condições ao quais o material falhará por cisalhamento. O critério de Mohr-Coulomb pode ser expresso matematicamente da seguinte forma:

$$\tau = c + \sigma \tan(\phi) \quad (4.6)$$

Onde: τ representa a tensão cisalhante, c a coesão da rocha, σ é a tensão normal no plano de ruptura e ϕ é o ângulo de fricção interno do material.

O círculo de Mohr-Coulomb (Figura 27) trata-se de uma ferramenta gráfica que representa as condições de ruptura por cisalhamento de uma rocha. Dessa forma para construir o círculo de Mohr-Coulomb é necessário utilizar a maior e a menor tensão principal. O envelope de Mohr-Coulomb é representado pelo ponto onde a tensão de cisalhamento é zero, representado pela Coesão. Essa reta tem certa inclinação, que é dada pela tangente do ângulo de fricção interno da rocha. O ponto onde o círculo de Mohr-Coulomb encontra o a reta é o ponto de ruptura e reativação de falhas.

Figura 27 - Critério de Mohr-Coulomb, correspondendo a um estado crítico de tensão



Fonte: Fjaer (2008).

À medida que o círculo de Mohr-Coulomb se aproxima do envelope de falha é assumido que a rocha está “amolecendo”, ou seja, a rocha permanece no regime elástico, até atingir o estado crítico de ruptura.

4.1.5.2 Aplicação do critério de Mohr-Coulomb no cenário inicial do reservatório antes da estocagem

Dessa forma foi aplicado a teoria de Mohr-Coulomb para definir o estágio inicial (Gráfico 16) em que o reservatório se encontra. A partir das tensões totais, coesão, ângulo de atrito e Número de Biot foi calculado uma nova pressão de poros, correspondente a profundidade referente à região do reservatório em contato com a rocha capeadora.

A região citada apresenta falhas, como foi apresentado no Capítulo 3. Essa falha está desativada, ou seja, não permite fluxo entre a falha, por esse motivo a transmissibilidade da falha é muito baixa (próxima de zero).

A representação do cenário inicial no círculo de Mohr-Coulomb foi feita a partir das tensões vertical e horizontal mínima, uma vez que o círculo representa as tensões efetivas máxima e mínima principais. Dessa forma, pelo regime de falhas predominante na região em que se está sendo analisada, ou seja, a região de contato entre a rocha capeadora e o reservatório,

é o regime de falhas normal, onde a tensão vertical é maior que a tensão horizontal máxima, que por sua vez é maior que a tensão horizontal mínima.

Foi utilizado um valor de Número de Biot médio, representativo da profundidade correspondente, assim como o valor de coesão e de ângulo de atrito, como pode ser visto na Tabela 4.

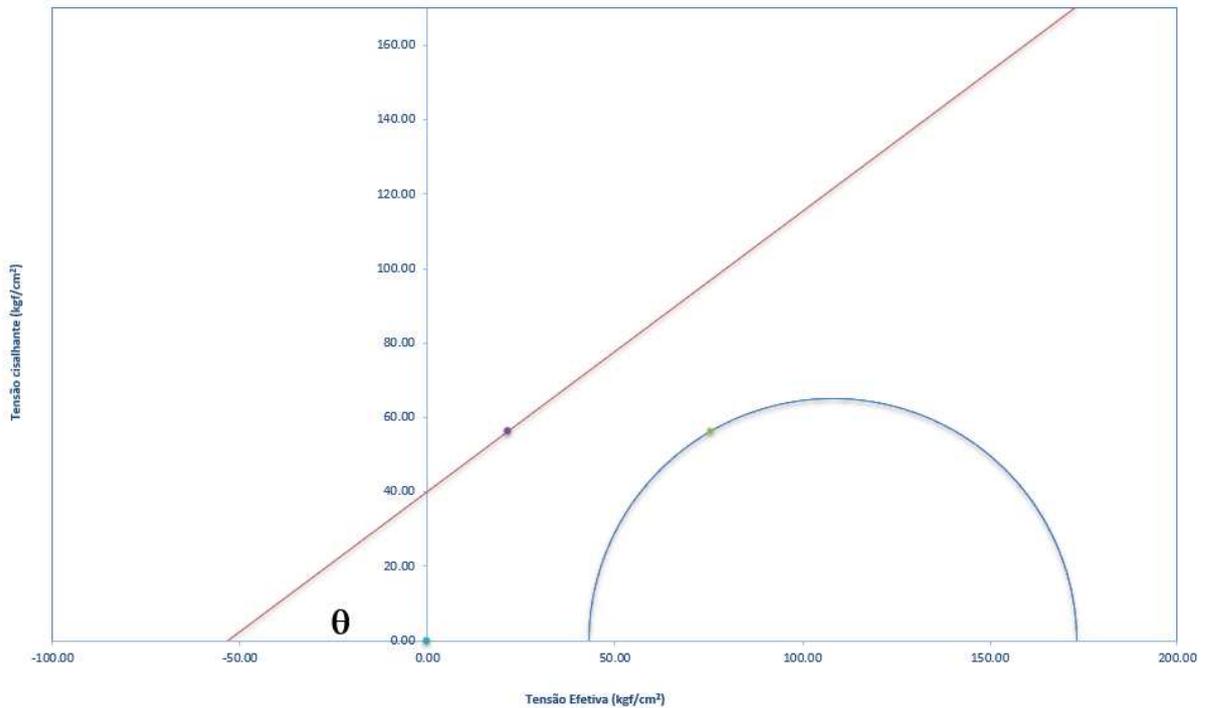
Tabela 4 - Dados utilizados para aplicação do critério de Mohr-Coulomb para o cenário inicial do reservatório

Cenário Inicial (Antes da estocagem)	
Profundidade	1500 m
Tensão Vertical	kgf/cm ²
Tensão Horizontal Mínima	kgf/cm ²
Coesão	40 kgf/cm ²
Ângulo de Atrito	37 °
Número de Biot	0.82
Tensão Vertical Efetiva	173 kgf/cm ²
Tensão Horizontal Mínima Efetiva	43 kgf/cm ²
Pressão de Poros Calculada	257,31 kgf/cm ²

Fonte: Autor.

A região citada apresenta falhas, como foi apresentado no Capítulo 3. Essa falha está desativada, ou seja, não permite fluxo entre a falha, por esse motivo a transmissibilidade da falha é muito baixa (próxima de zero).

Gráfico 16 - Círculo de Mohr-Coulomb no cenário inicial do reservatório



Fonte: Autor.

4.1.5.2 Aplicação do critério de Mohr-Coulomb no cenário de reativação de falha por cisalhamento

No caso em que se deseja visualizar o cenário de reativação de falhas (Gráfico 17) é necessário que se assume uma nova pressão de fluidos dentro do reservatório, uma vez que o reservatório será submetido à injeção de fluido.

Essa injeção de fluido, nesse caso CO₂, mudará o regime de tensões efetivas no reservatório e conseqüentemente nas falhas que estão presente no mesmo.

Ao aplicar o critério de Mohr-Coulomb conseguimos estimar a pressão máxima em que a rocha vai resistir às forças de cisalhamento que está sendo aplicada pela mudança no regime de tensões efetivas.

Dessa forma a pressão de poros calculada, nesse caso, será a pressão máxima de resistência ao cisalhamento, ou seja, a pressão máxima em que a injeção será possível sem ocorrer reativação de falhas por cisalhamento será a pressão máxima de resistência ao cisalhamento da rocha.

Os demais parâmetros foram mantidos os mesmos, uma vez que seus valores não possuem uma variação grande em virtude da mudança do regime de tensões efetivas.

Tabela 5 - Dados utilizados para aplicação do critério de Mohr-Coulomb para o cenário inicial do reservatório

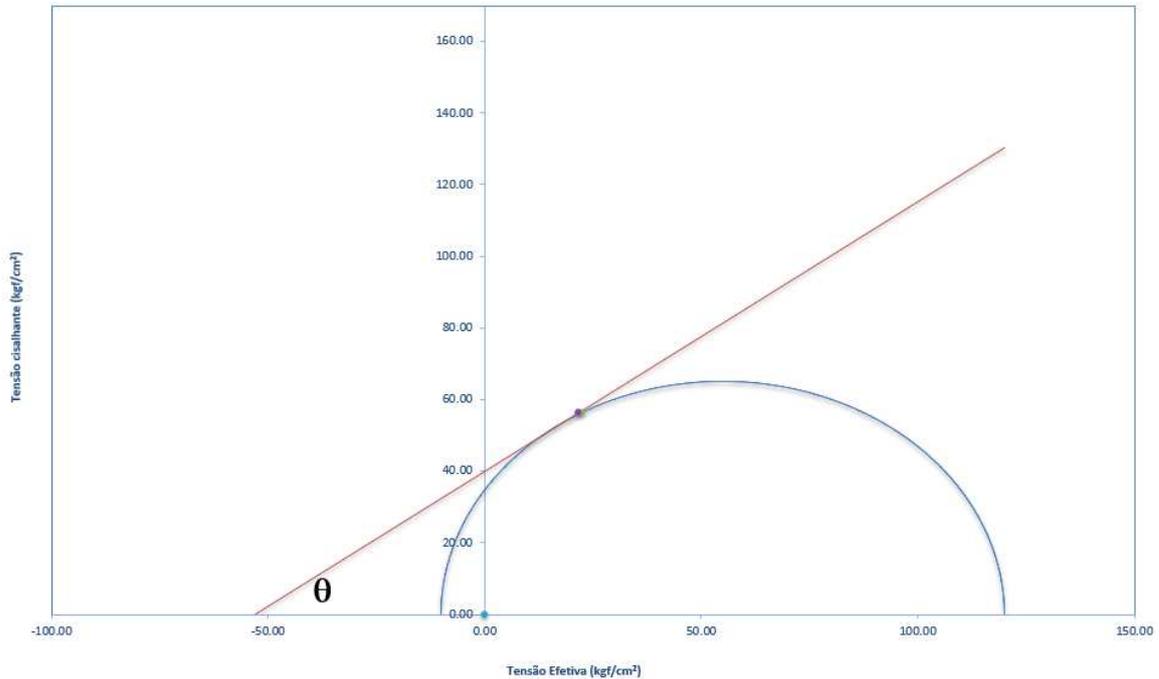
Cenário Inicial (Antes da estocagem)	
Profundidade	1500 m
Tensão Vertical	kgf/cm ²
Tensão Horizontal Mínima	kgf/cm ²
Coesão	40 kgf/cm ²
Ângulo de Atrito	37 °
Número de Biot	0.82
Tensão Vertical Efetiva	173 kgf/cm ²
Tensão Horizontal Mínima Efetiva	43 kgf/cm ²
Pressão de Poros Calculada	257,31 kgf/cm ²

Fonte: Autor.

Os demais parâmetros foram mantidos os mesmos, uma vez que seus valores não possuem uma variação grande em virtude da mudança do regime de tensões efetivas.

Dessa forma, ao aplicar o critério de Mohr-Coulomb nessas condições, aplicando uma pressão de poros igual a pressão máxima de resistência ao cisalhamento é possível visualizar na Figura o círculo de Mohr-Coulomb tocando o envelope de falha. Nessa condição, provavelmente, haverá reativação de falhas que estejam localizadas nessa profundidade de referência.

Gráfico 17 - Círculo de Mohr-Coulomb no cenário de reativação de falha



Fonte: Autor.

5 MODELO GEOMECÂNICO 3D ACOPLADO AO MODELO DE FLUXO

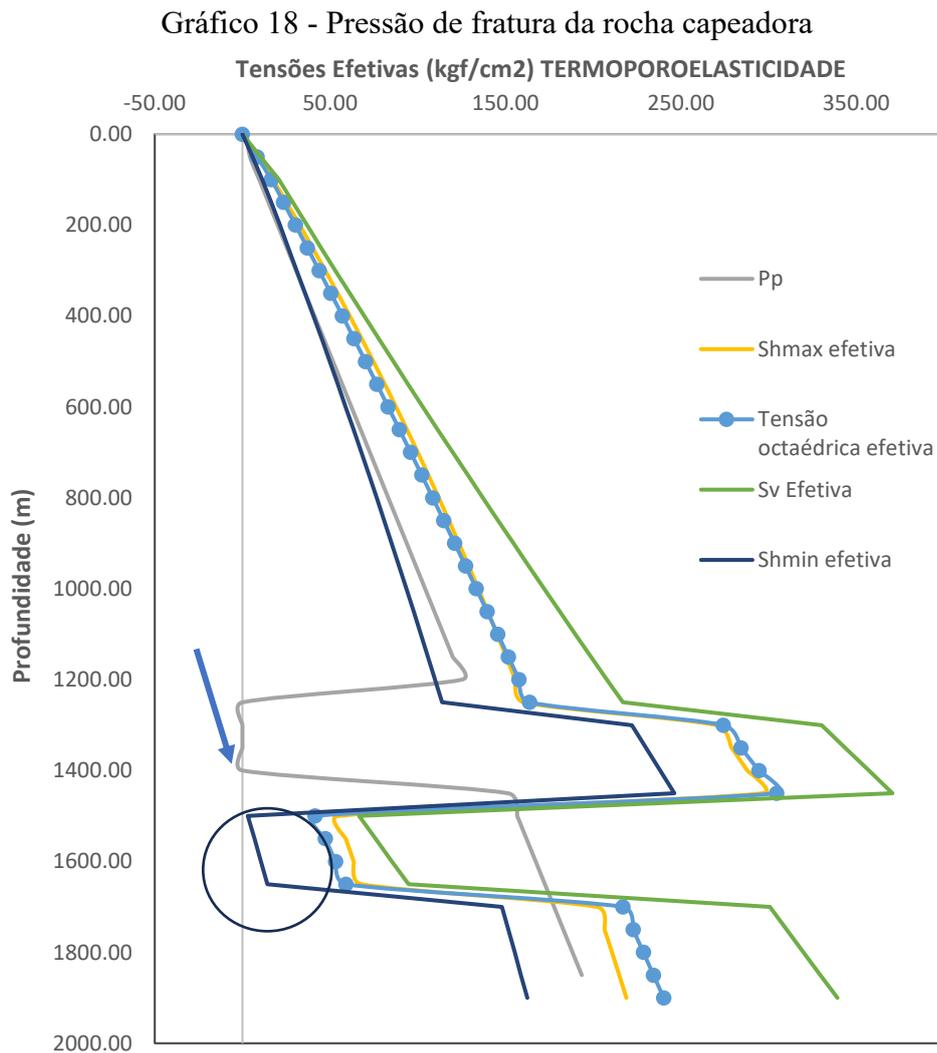
O modelo de simulação utilizado, como foi mostrado no Capítulo 3, é um modelo com falhas e fraturas. A abordagem central desse trabalho é analisar questões relativas à integridade do reservatório e da rocha capeadora. Dessa forma, a partir dos dados calculados no Modelo Geomecânico 1D, foi possível incorporar no simulador tanto as propriedades calculadas (Módulo de Young, Razão de Poisson, ângulo de fricção, coesão) como as tensões efetivas (tensão vertical efetiva, tensão horizontal mínima efetiva e tensão horizontal máxima efetiva) e seus gradientes.

No Capítulo 4 foi mostrado o cálculo da pressão de fratura na região da rocha capeadora. Ao utilizar o efeito termoporoelástico foi possível encontrar um valor de +160 kgf/cm² acima da pressão original. A pressão original do reservatório é em torno de 160,5 kgf/cm². Portanto a pressão de fratura calculada para o rompimento da rocha capeadora é de, aproximadamente, 320 kgf/cm².

O Gráfico 18 mostra o ponto de eminência de ruptura da rocha capeadora, em uma profundidade em torno de 1500 metros, no poço utilizado para os cálculos do Modelo Mecânico

de Terra (Modelo Geomecânico 1D). Ao aplicar o diferencial de pressão de 160 kgf/cm^2 a mais que a pressão original é possível verificar esse eminencia de rompimento.

Esse dado de diferencial de pressão aplicado é importante para a simulação numérica, uma vez que é necessário verificar no modelo de simulação com acoplamento geomecânico se acontece rompimento, e possíveis vazamentos na rocha capeadora, a medida que se aumenta a pressão do reservatório, ao injetar o CO_2 .



O diferencial de pressão aplicado será representado no modelo de simulação através da injeção de CO_2 . Esse diferencial de pressão, representado pelo efeito poroelástico, representa a variação do regime de tensões em função da variação de pressão à medida que o CO_2 é injetado no reservatório.

5.1 Estudo da ruptura da rocha capeadora no modelo com acoplamento geomecânico

Para estudo da integridade da rocha capeadora no modelo com acoplamento geomecânico, foram utilizados os dados calculados no Modelo Geomecânico 1D. Ou seja, a partir do cálculo de pressão de ruptura, feito utilizando as tensões efetivas, bem como as tensões efetivas submetidas ao efeito termoelástico e poroelástico.

Dessa forma, o modelo de simulação foi preparado para representar o cenário em que a região da rocha capeadora fosse submetida à pressão de ruptura, calculada no Modelo Geomecânico 1D. Como foi mostrado no início desse capítulo e no capítulo anterior, ao aplicar o efeito poroelástico e termoelástico é possível alterar o estado de tensões natural em que a rocha está submetido. Com essa variação de estado de tensões é possível aplicar um diferencial de pressão, exercido pelo fluido injetado. Ao injetar o CO₂ no reservatório a parcela de pressão exercida pelo fluido tende a aumentar, até atingir o seu valor crítico, ocasionando a pressão de fratura.

Pela teoria de Terzaghi (1929) e Biot (1956), em que relaciona a tensão efetiva, tensão total e pressão de poros, à medida que a pressão de poros aumenta a tensão efetiva tende a diminuir, até atingir valor zero, ou menor que zero.

Com essa variação de tensão efetiva é possível utilizar o Critério de Barton-Bandis (Barton & Bandis, 1985), onde a variação da tensão efetiva, até atingir o valor nulo, tende a ocasionar um aumento da permeabilidade de uma região fraturada.

Nesse trabalho foi considerado que a região da rocha capeadora é uma região naturalmente fraturada. As fraturas naturais podem estar parcialmente ou completamente seladas (Cordero et al., 2019). Nesse trabalho a região naturalmente fraturada da rocha capeadora foi considerada como completamente selada.

Durante a injeção do CO₂, a parcela da pressão exercida pelo fluido pode ativar as fraturas naturais, principalmente por ação de forças cisalhantes e por aberturas da fratura, em virtude do aumento da permeabilidade (Cordero et al., 2019).

Nesse contexto, o critério de Barton-Bandis (Barton & Bandis, 1985) é utilizado para descrever o comportamento mecânico da região de contato da matriz e da fratura, as juntas. O critério de Barton-Bandis descreve a resistência ao cisalhamento e a relação entre a tensão normal e a dilatação das regiões de juntas. Essa análise é essencial para descrever como a permeabilidade da fratura irá mudar de acordo com a mudança das condições de tensão. Devido

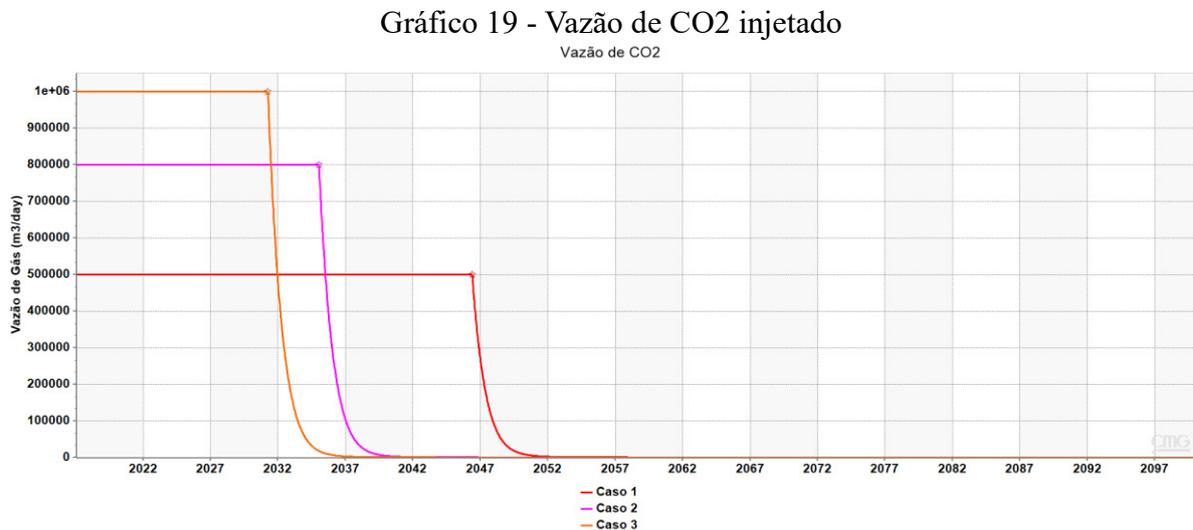
ao aumento da permeabilidade, essas juntas podem atuar como caminhos preferenciais para o fluxo dos fluidos na rocha capeadora.

Nesse estudo da integridade da rocha capeadora o Poço Monitor foi canhoneado na região da capeadora, ou seja, na região em que há fraturas naturais inativas. Com essa ferramenta é possível observar possíveis vazamentos na rocha capeadora.

4.1.1 Pressão de fratura da rocha capeadora

Como já foi mostrado, as simulações de estudo da integridade da rocha capeadora foram feitas de modo que o reservatório atinja a pressão de fratura calculada pelo Modelo Geomecânico 1D. A pressão de fratura calculada foi de 32.000 kPa.

Foram simulados três casos (Gráfico 19), com diferentes vazões. Foram feitas injeções com 500.000 (Caso 1), 80.000 (Caso 2) e 1.000.000 (Caso 3) de metros cúbicos de CO₂ por dia.



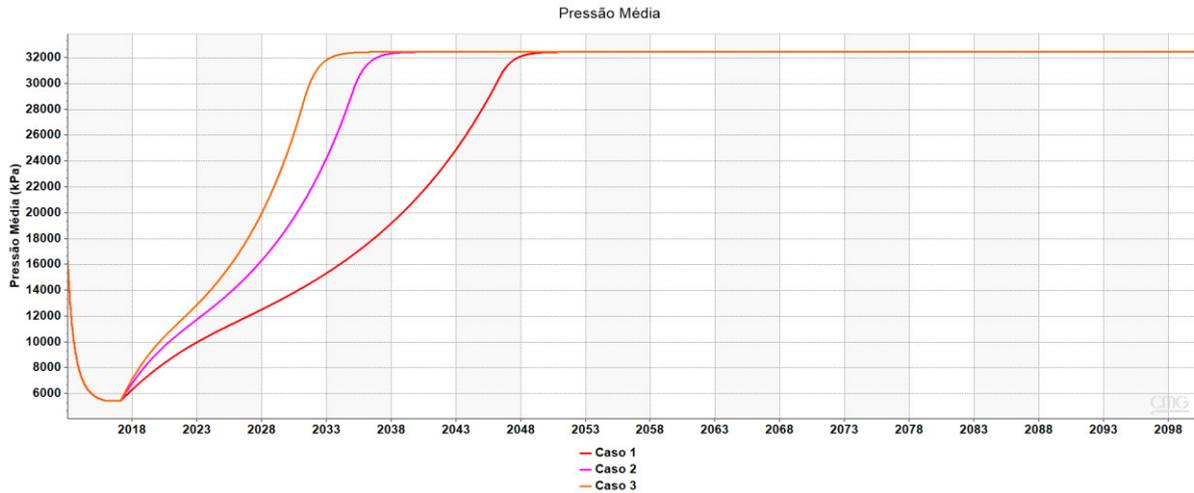
Fonte: Autor.

A escolha de estudar três casos com vazões crescentes é observar se a pressão de fratura é alcançada da mesma forma, com o mesmo volume de gás injetado. É evidente que a pressão de 32.000 kPa será atingida de forma mais precoce no Caso 3, uma vez que o volume de gás injetado é muito maior.

Na Figura é possível observar cada caso atingindo a pressão de fratura de 32.000 kPa em diferentes momentos. Isso é importante observar que injetar grandes volumes diários o

de CO₂, à alta pressão, pode ocasionar problemas operacionais, como a formação de hidratos, que são sólidos, que podem obstruir as tubulações dos poços (Sloan & Koh, 2007).

Gráfico 20 - Pressão Média do Reservatório

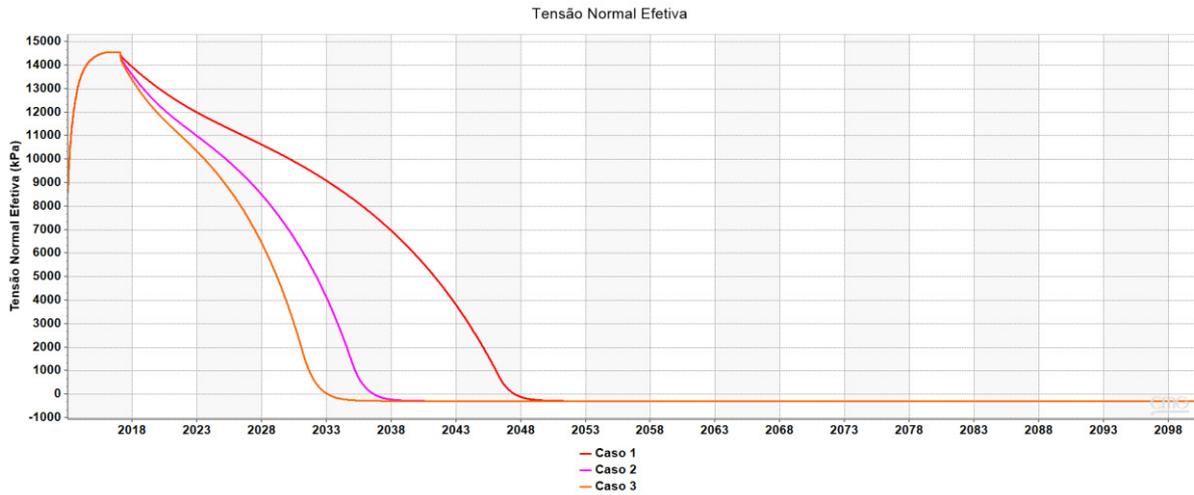


Fonte: Autor.

Ao utilizar o critério de Barton-Bandis pretende-se injetar fluido, nesse caso CO₂, até que a parcela de pressão exercida pelo fluido seja maior que a parcela da tensão normal total nos blocos da rocha capeadora, onde há fraturas não ativadas, ou seja, selando o fluxo. Dessa forma é necessário atingir o valor zero de tensão efetiva (Gráfico 21) para obter um aumento da permeabilidade da fratura.

A permeabilidade inicial da região fraturada é de 1,0 E-05 mD. A abertura inicial da fratura é de 1,0 E-06 metros, a rigidez normal inicial da fratura é de 3,72 E+07, a tensão efetiva de abertura da fratura é de zero kPa a permeabilidade da fratura após a abertura é de 500 mD.

Gráfico 21 - Tensão Normal Efetiva

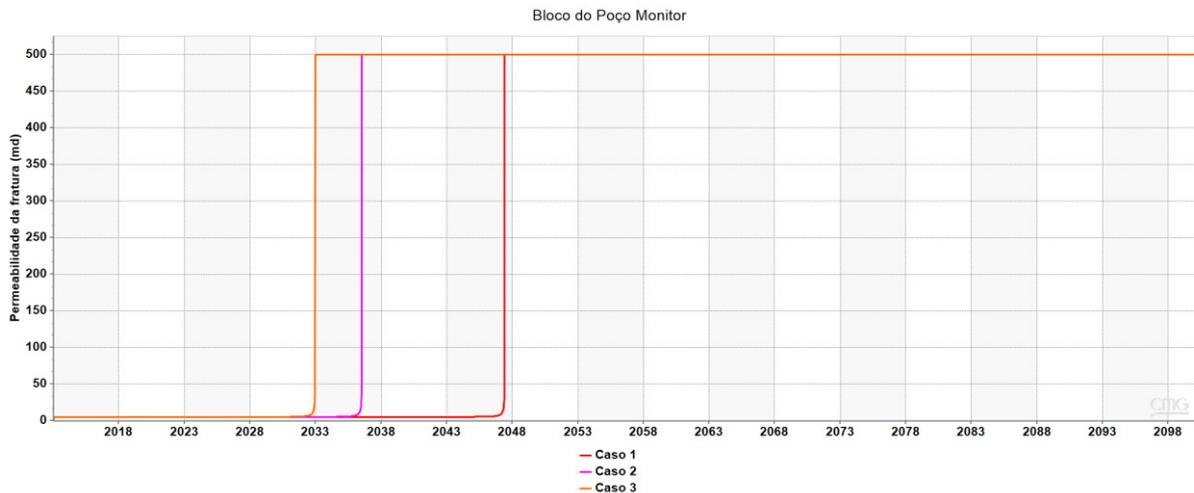


Fonte: Autor.

A permeabilidade inicial da região fraturada é de $1,0 \text{ E-}05 \text{ mD}$. A abertura inicial da fratura é de $1,0 \text{ E-}06$ metros, a rigidez normal inicial da fratura é de $3,72 \text{ E+}07$, a tensão efetiva de abertura da fratura é de zero kPa a permeabilidade da fratura após a abertura é de 500 mD .

No Gráfico 22 é possível observar a variação da permeabilidade da fratura no bloco do Poço Monitor, localizado na rocha capeadora, mostrando como de fato acontece a mudança de permeabilidade da fratura pelo critério de Barton-Bandis, ao atingir o valor de tensão efetiva zero.

Gráfico 22 - Permeabilidade da fratura bloco da rocha capeadora

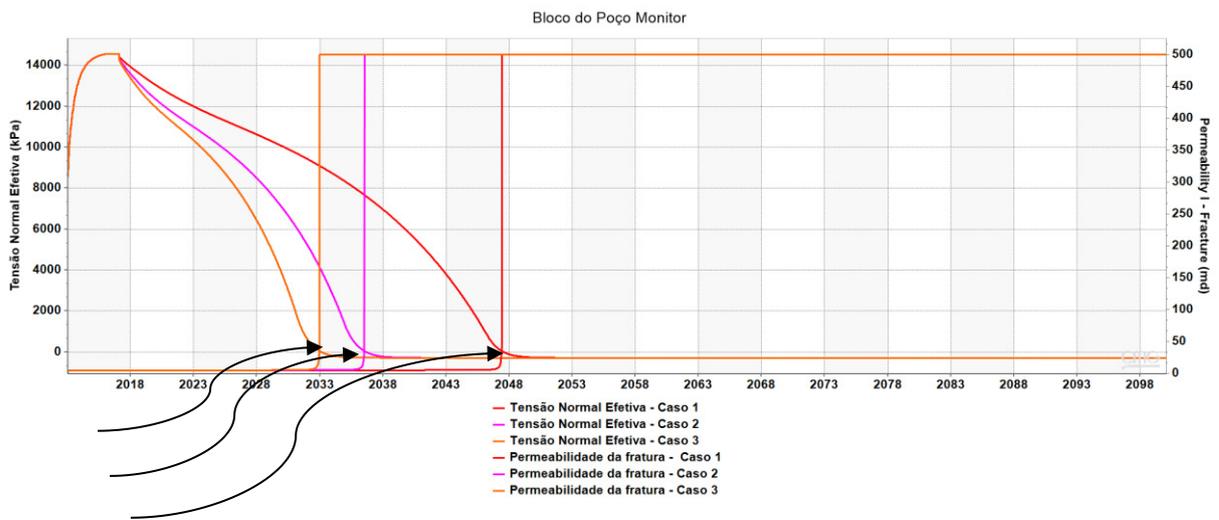


Fonte: Autor.

Nesse ponto é possível concluir que a parcela de pressão exercida pelos fluidos, principalmente pelo CO₂, uma vez que esse está sendo injetado em volumes grandes. É possível ainda perceber que o Caso 3, em que o volume de gás injetado é maior a permeabilidade da fratura é aumentada primeiro. Na Figura é possível observar que a tensão normal efetiva atinge o valor zero primeiro no Caso 3.

No Gráfico 23 é possível observar a relação direta entre a tensão normal efetiva e o aumento da permeabilidade da fratura, confirmando o efeito do critério de Barton-Bandis. Na Figura é possível ver indicado pelas setas o ponto em que a permeabilidade da fratura e a tensão normal efetiva se cruzam, em cada caso. Um ponto interessante para observar, que confirma a relação direta da diminuição da tensão efetiva, até chegar ao valor nulo, e a mudança da permeabilidade da fratura, evidenciando o critério de Barton-Bandis.

Gráfico 23 - Cruzamento das curvas de permeabilidade da fratura e tensão normal efetiva

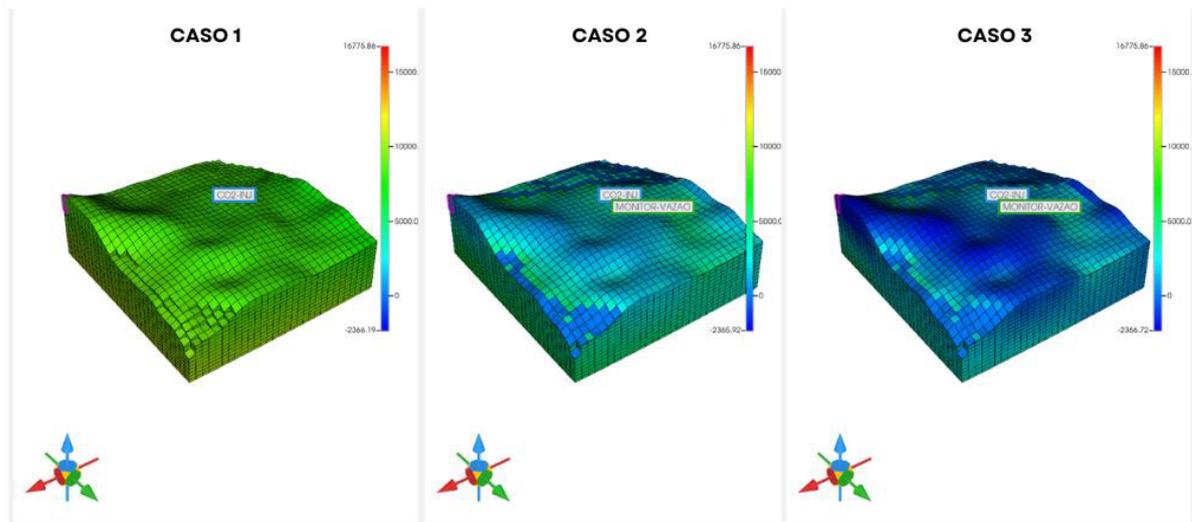


Fonte: Autor.

Na Figura 27 é possível observar a tensão normal efetiva atingindo valores zerados e negativos no Caso 3, onde, em virtude da vazão de $1,0 \text{ E}+06$, é visível a ação da pressão de poros maior que nos outros casos. A pressão de poros maior faz com que os blocos do reservatório, incluindo da rocha capeadora, atinjam tensão efetiva cada vez menores. O *timestep* de 2034 é a data onde o Caso 3 começa a apresentar valores de tensão normal efetiva zerados e negativos. Ou seja, é uma data crítica para a dada vazão do Caso 3, injetando até a pressão de

fraturamento da rocha capeadora, é uma data limite para a estocagem de CO₂. É possível observar na Figura 28 que os casos 1 e 2 permanecem com valores positivos de tensão normal efetiva.

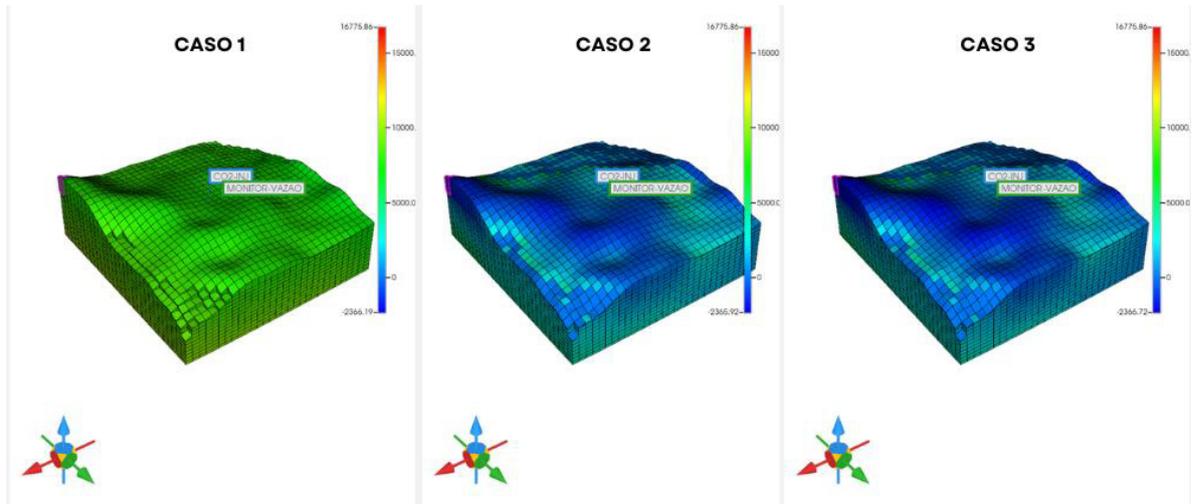
Figura 28 - Variação da tensão normal efetiva ao longo do tempo 1



Fonte: Autor.

Na Figura 29 é mostrado a partir do *timestep* de 2036 o Caso 2 atingindo, em alguns blocos da rocha capeadora e nas regiões próximas, valores de tensão efetiva zero e negativas, sendo essa data um limite crítico para a estocagem de CO₂, injetando até à pressão de fratura, à uma vazão de 8,0 E+05. Nesse *timestep* o Caso 1 permanece com valores de tensão normal efetiva positivos.

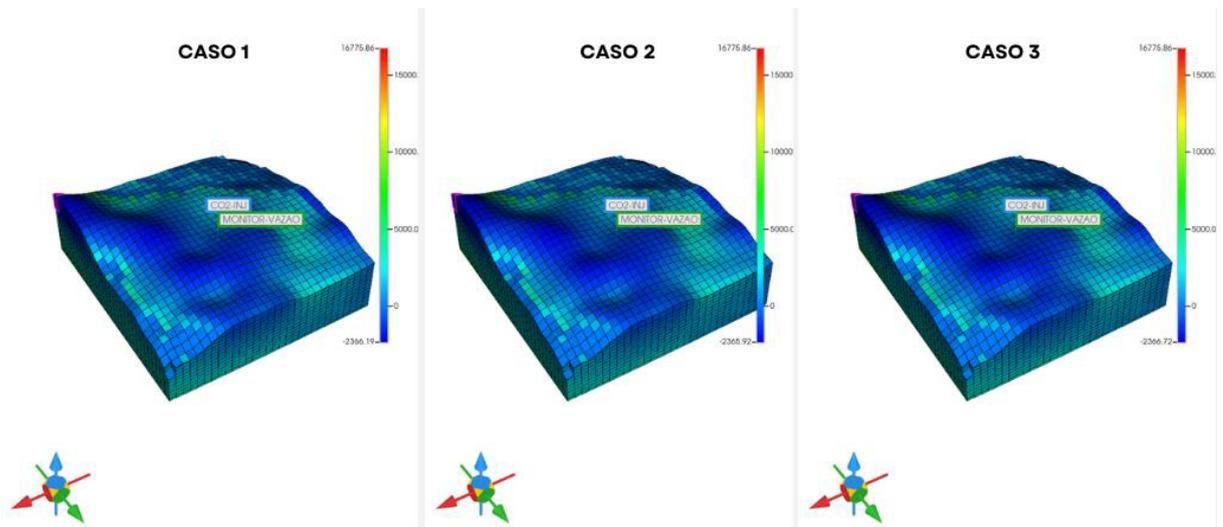
Figura 29 - Variação da tensão normal efetiva ao longo do tempo 2



Fonte: Autor.

O Caso 1 tem como *timestep* crítico a data de 2051, onde os blocos da rocha capeadora começam a atingir a tensão efetiva zero e valores negativos, como pode ser visualizado na Figura 30.

Figura 30 - Variação da tensão normal efetiva ao longo do tempo 3



Fonte: Autor.

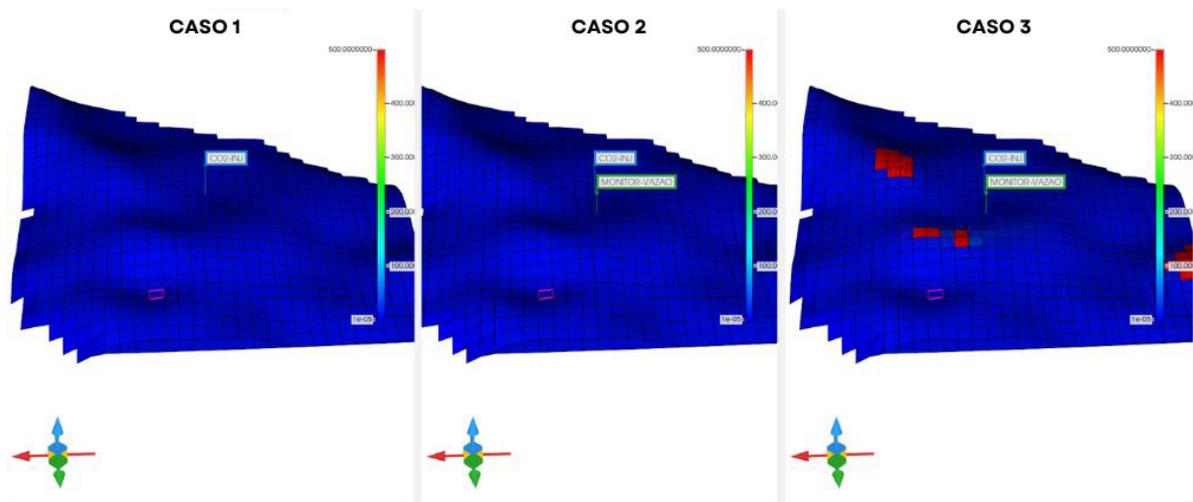
Seguindo a teoria do critério de Barton-Bandis, no momento em que os blocos da rocha capeadora, que nesse ponto são considerados como fraturas inativas, atingirem o valor

nulo ou negativo de tensão normal efetiva a permeabilidade da fratura tende a aumentar para um valor calculado. O valor pré-estabelecido de permeabilidade da fratura foi de 500 mD. No momento que a tensão normal efetiva atingir o valor nulo acontecerá o fraturamento da rocha capeadora, fazendo com que a permeabilidade mude, aumentando e acontecendo vazamentos na rocha capeadora.

Nesse ponto o Poço Monitor será útil para observar os vazamentos em cada caso. Assim como aconteceu com a tensão normal efetiva, onde os *timesteps* críticos mostraram a tendência dos blocos da rocha capeadora e da região do seu entorno de assumirem valores negativos à medida que o CO₂ é estocado, a permeabilidade da fratura também vai mudar nesses mesmos *timesteps* críticos.

Na Figura 31 é possível visualizar o Caso 3 mudando a permeabilidade da fratura em virtude da pressão de fratura da rocha capeadora ter sido atingida, por volta do *timestep* 2034.

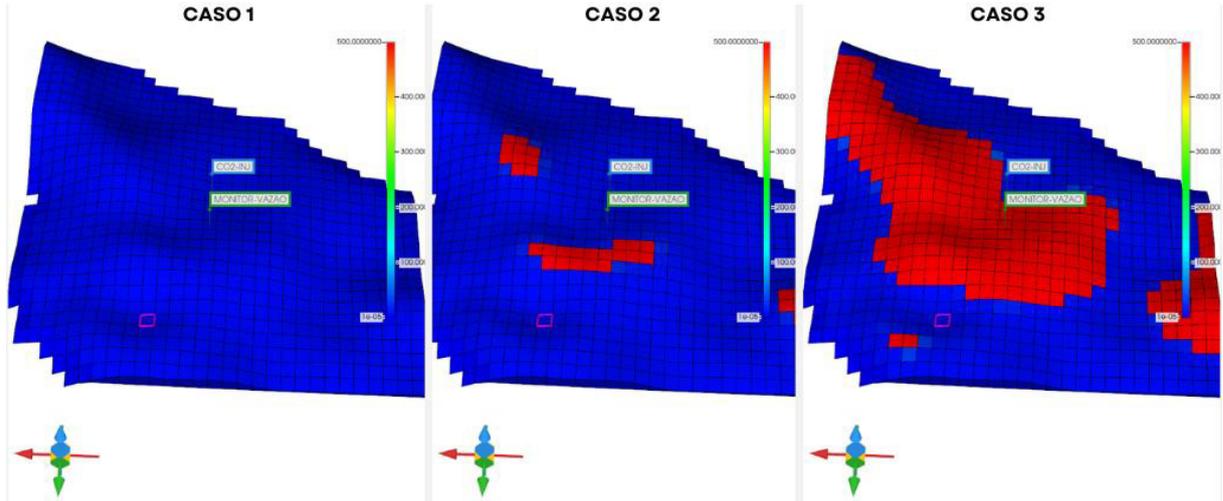
Figura 31 - Variação da permeabilidade da fratura 1



Fonte: Autor.

Na Figura 32 é possível visualizar o Caso 2, no *timestep* 2036, é possível visualizar o Caso 2 mudando a permeabilidade da fratura na região da rocha capeadora.

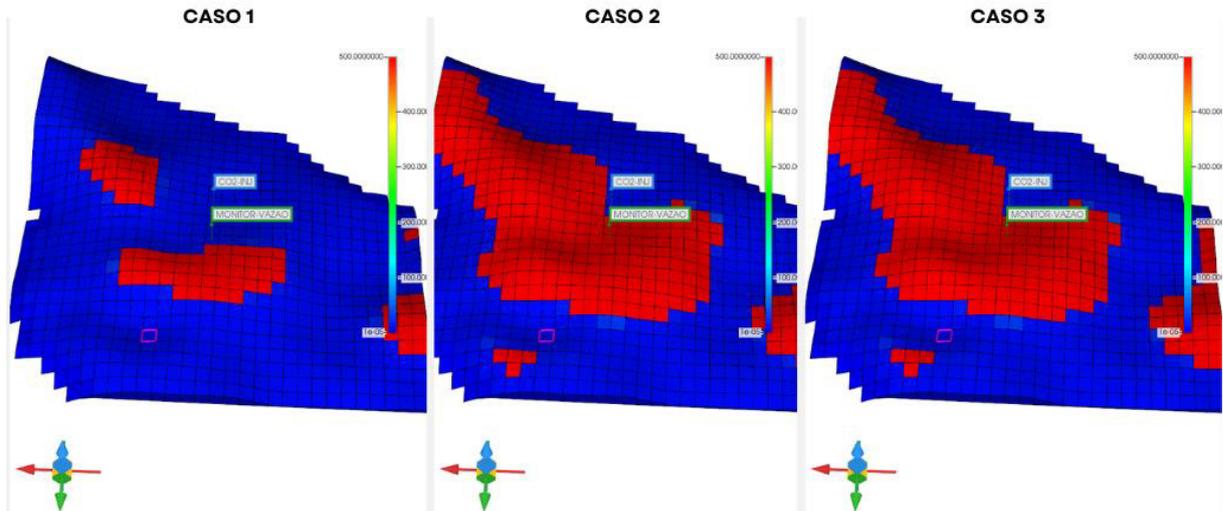
Figura 32 - Variação da permeabilidade da fratura 2



Fonte: Autor.

Na Figura 33 é possível ver o Caso 1 mudando a permeabilidade da fratura na região da capeadora. É possível observar que os casos 2 e 3 tiveram um aumento do número de blocos com permeabilidade alterada.

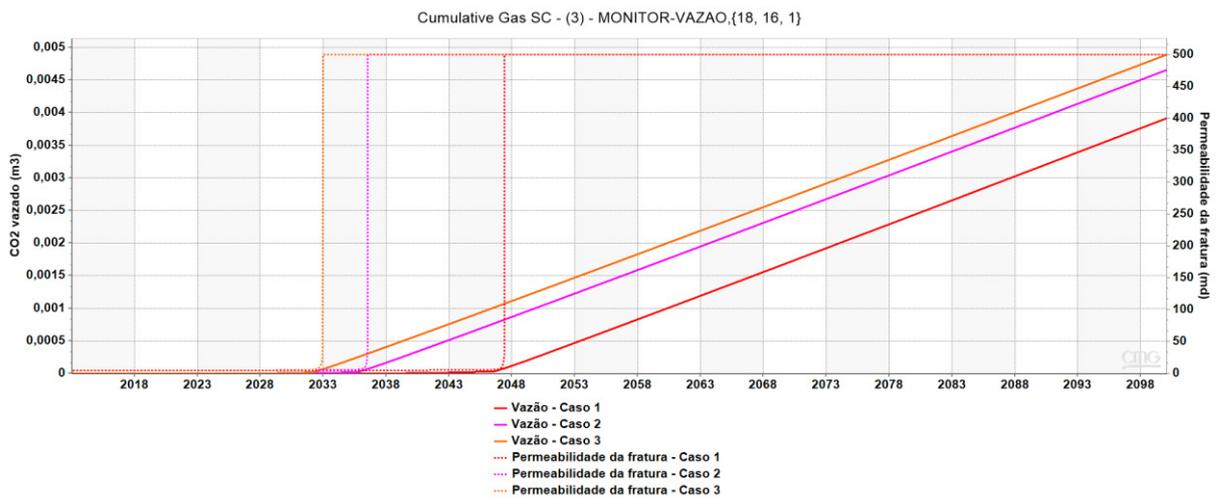
Figura 33 - Variação da permeabilidade da fratura 3



Fonte: Autor.

Na Figura 34 é possível observar o vazamento de CO₂ em cada um dos 3 casos à medida que a permeabilidade da fratura na região da rocha capeadora é aumentada. A Figura 34 concretiza a relação direta entre os cálculos de pressão de fratura no Modelo Geomecânico 1D e o fraturamento da rocha capeadora no modelo com acoplamento geomecânico

Gráfico 24 - Vazamento de CO₂ à medida que a permeabilidade muda



Fonte: Autor.

5.2 Reativação de falhas

Outro ponto essencial para entender o comportamento de um reservatório submetido à estocagem de CO₂ é estudar as falhas presentes nesse reservatório. A reativação de falhas é um dos principais fatores relacionados à possíveis vazamentos de CO₂, uma vez que falhas inativas bloqueiam o fluxo de fluidos de uma região à outra. A partir do momento em que uma falha é reativada é possível haver deslocamento do CO₂ para outras regiões ou mesmo para a rocha capeadora, ocasionando vazamentos.

O aumento da pressão de poros, a parcela de pressão que é exercida pelos fluidos, tende a aumentar à medida que se injeta o CO₂. O aumento da pressão de poros tende a diminuir a resistência ao cisalhamento das falhas, induzindo à reativações (Streit & Hillis, 2004). Isso também pode ser evidenciado pelo critério de ruptura de Mohr-Coulomb, que mostra a relação entre resistência máxima à ruptura por cisalhamento e as tensões efetivas, que está diretamente ligada à pressão de poros.

Além disso, a injeção de CO₂ evidenciará uma mudança no estado de tensões dos blocos, inclusive nos blocos das falhas (Nicol et al., 2005). O estado de tensões pode ser alterado em virtude da mudança na pressão exercida pelo fluido, principalmente em contextos onde há pré-existência de falhas.

O critério de reativação de falhas utilizado no simulador com acoplamento geomecânico GEM® foi o critério de Mohr-Coulomb, mesmo critério utilizado na análise 1D da reativação de falhas.

Além do critério de Mohr-Coulomb foi utilizado na simulação a tendência de deslizamento de uma falha (*Slip Tendency*). A tendência de deslizamento é um critério geomecânico utilizado para estudar a propensão que uma falha tende a deslizar quando submetido à um estado crítico de tensões (Morris et al., 1996). Esse parâmetro é crucial para prever, de forma numérica, a reativação de falhas, principalmente quando um reservatório é submetido à injeção de volumes grandes de fluido, como é o caso da estocagem de CO₂.

5.2.1 Caso estudado para reativação de falhas

O critério de reativação de falhas utilizado no simulador com acoplamento geomecânico GEM® foi o critério de Mohr-Coulomb, mesmo critério utilizado na análise 1D da reativação de falhas.

Além do critério de Mohr-Coulomb foi utilizado na simulação a tendência de deslizamento de uma falha (*Slip Tendency*). A tendência de deslizamento é um critério geomecânico utilizado para estudar a propensão que uma falha tende a deslizar quando submetido à um estado crítico de tensões (Morris et al., 1996). Esse parâmetro é crucial para prever, de forma numérica, a reativação de falhas, principalmente quando um reservatório é submetido à injeção de volumes grandes de fluido, como é o caso da estocagem de CO₂.

A pressão de reativação de falhas, calculada pelo critério de Mohr-Coulomb, foi de 32.200 kPa.

A falha será considerada reativada, ou seja, irá permitir o fluxo de uma região para outra caso o valor de ST seja 1. Nesse trabalho foi considerado como valor crítico de tendência de deslizamento (*ST*) o valor de 0,8, como uma medida de segurança.

Na Figura abaixo é possível visualizar várias regiões, em vermelho, onde o valor crítico de tendência de deslizamento foi atingido, quando a pressão de reativação de falhas é

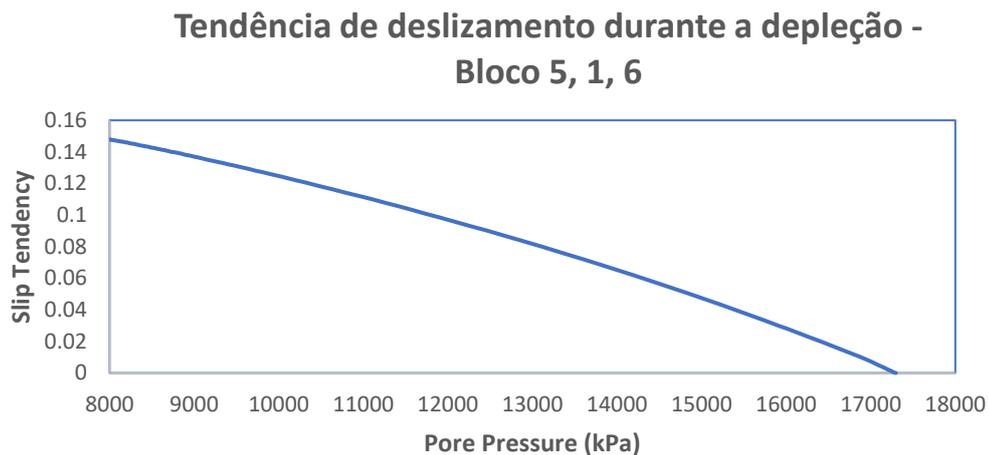
atingida. As áreas destacadas em vermelho indicam regiões com alta tendência de deslizamento, sugerindo que essas falhas estão mais suscetíveis à reativação devido ao aumento da razão entre tensão cisalhante e tensão normal, causada pelo aumento da pressão exercida pelo fluido.

Durante a depleção, a pressão dos fluidos nos poros do reservatório diminui. Isso causa uma alteração no equilíbrio das tensões efetivas, aumentando o estresse efetivo nas rochas. Como resultado, a rocha ao redor do reservatório pode experimentar compactação, e as tensões normais (perpendiculares à superfície de falha) aumentam (Sanchez et al., 2016).

A injeção de fluidos aumenta a pressão de poros no reservatório e nas rochas adjacentes. Esse aumento reduz a tensão efetiva normal nas falhas fraturas e em todos os blocos da matriz do reservatório, tornando-as mais suscetíveis ao deslizamento se o estresse cisalhante for suficiente, uma vez que a tendência ao deslizamento é uma razão entre o aumento da tensão cisalhante em função da tensão normal (Byerlee, 1978).

Foi observado nesse estudo um aumento da tendência ao deslizamento durante a depleção (Gráfico 25). Na figura abaixo é possível observar esse aumento em função da diminuição da pressão de poros. A diminuição da pressão de poros é uma característica da depleção, uma vez que ao retirar fluido de um reservatório a parcela de pressão do fluido diminui.

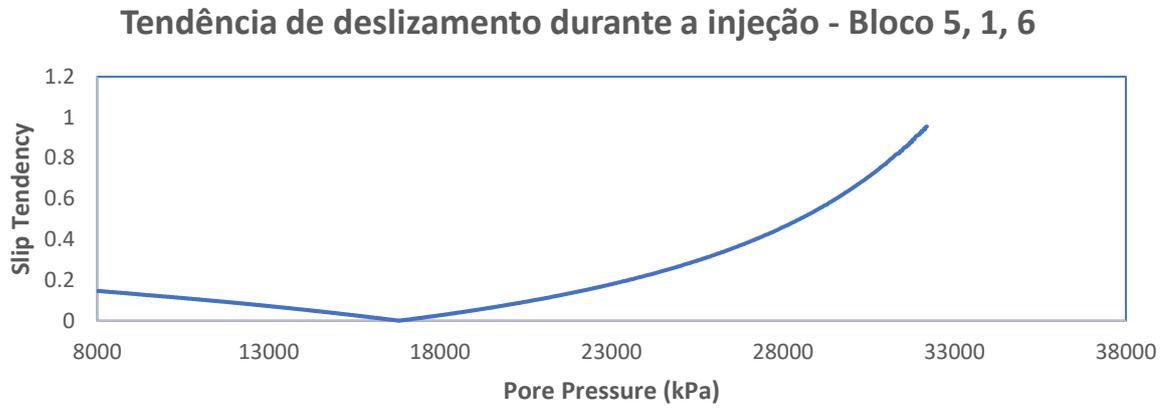
Gráfico 25 - Tendência ao deslizamento durante a depleção



Fonte: Autor.

Ao iniciar a estocagem de CO₂ tem-se uma diminuição da tendência de deslizamento até que essa propriedade começa a aumentar, até atingir o limite crítico de tendência ao deslizamento, que foi definido em 0,8 (Gráfico 26).

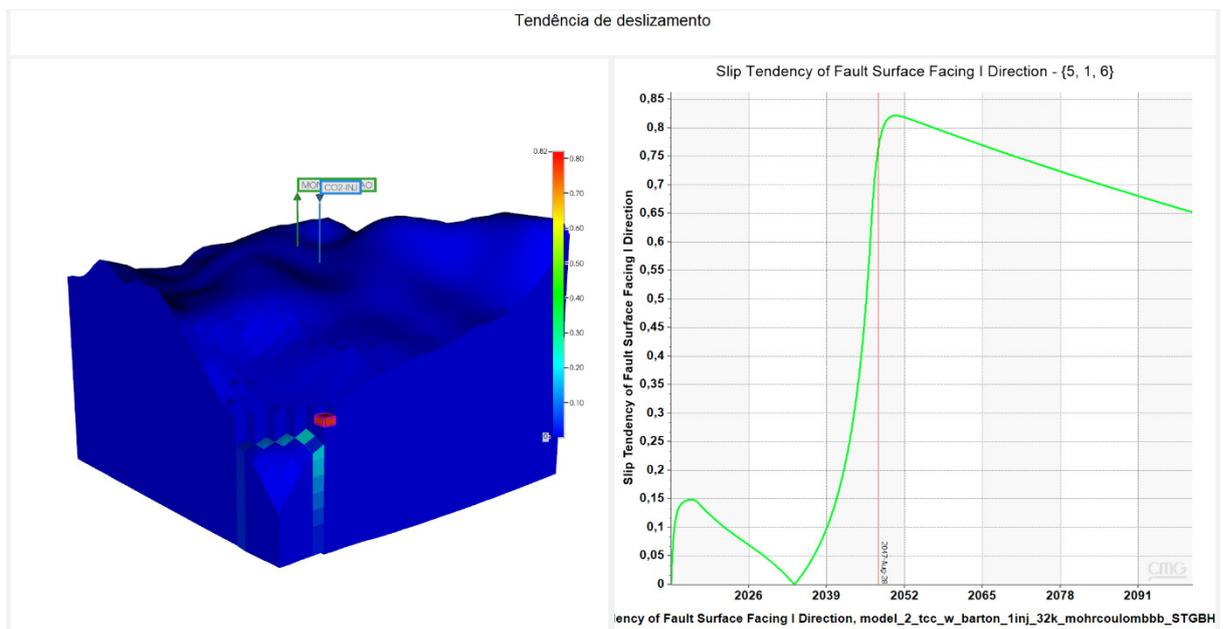
Gráfico 26 - Tendência ao deslizamento durante a injeção



Fonte: Autor.

No estágio em que o valor de tendência ao cisalhamento atinge o valor crítico definido na simulação é possível afirmar que haverá reativação de falhas. Na Figura 34 é possível visualizar a região onde a o valor crítico de tendência ao deslizamento é atingido, além de mostrar a o *timestep* em que há reativação de falhas.

Figura 34 - Região onde há reativação de falhas



Fonte: Autor.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Como foi discutido ao longo da dissertação, a integração do estudo geomecânico 1D e 3D é essencial para operações como estocagem de CO₂. Prever o comportamento da rocha capeadora quando submetida à grandes variações de pressão, bem como estudar a integridade das falhas presentes no reservatório, são fatores cruciais para que a operação seja concretizada com sucesso e segurança.

O uso do Modelo Geomecânico 1D mostra-se uma ferramenta muito rica descrever o comportamento das tensões do reservatório, bem como suas variações, quando é utilizado os efeitos poroelásticos e termoelásticos. Além disso, aplicar o Critério de Mohr-Coulomb com os dados integrados do Modelo Geomecânico 1D mostra-se uma ferramenta completa e simples de aplicar, não deixando de lado os resultados coerentes.

Ao integrar os dados calculados no Modelo Geomecânico 1D no modelo com acoplamento fluxo-geomecânico foi possível consolidar a relação direta entre os cálculos feitos utilizando as correlações retiradas da literatura, os dados de poço e os resultados obtidos no modelo de simulação.

Foi ainda possível concluir que tanto no Modelo Geomecânico 1D quanto no modelo com acoplamento geomecânico os resultados de pressão de fratura da rocha capeadora e pressão de reativação de falhas convergiram, aproximadamente. O que mostra que tanto os cálculos quanto as simulações foram coesas.

Para futuros trabalhos, será interessante estudar o estágio em que o reservatório atinge regime de plasticidade, e verificar sua relação com possíveis vazamentos no reservatório. Além disso é importante integrar o modelo com acoplamento geomecânico com um modelo de grade estendida, para visualizar o comportamento das tensões e deformações nas regiões ao redor do reservatório. Outro ponto interessante seria a comparação dos resultados obtidos com estocagem de CO em um reservatório e gás e a estocagem de CO₂ em um aquífero salino.

REFERÊNCIAS

- WANG, Y.; GAN, M.; ZHANG, L.; MIAO, X. CO₂ geological storage: A bibliometric analysis of research trends. *Environmental Science and Pollution Research*, v. 31, p. 1256-1269, 2024.
- GLOBAL CARBON PROJECT. Global Carbon Budget 2019. *Earth System Science Data*, v. 11, p. 1783–1838, 2019. Disponível em: <https://www.earth-syst-sci-data.net/11/1783/2019/>.
- HAWKES, C. D.; McLELLAN, P. J.; BACHU, S. Geomechanical factors affecting geological storage of CO₂ in depleted oil and gas reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2005. DOI: 10.2118/05-10-05.
- WWF. Impactos do CO₂ nas mudanças climáticas e estratégias de mitigação. Relatório de Sustentabilidade, 2023. Disponível em: <https://www.wwf.org/>.
- NAÇÕES UNIDAS BRASIL. Acordos globais de combate às mudanças climáticas: Protocolo de Quioto e Acordo de Paris. Relatório da ONU sobre Mudanças Climáticas, 2021. Disponível em: <https://brasil.un.org/>.
- RUTQVIST, Jonny. Fractured rock stress–permeability relationships from in situ data and effects of temperature and chemical–mechanical couplings. *Geofluids*, v. 15, n. 1-2, p. 48-66, 2015.
- DAKE, L. P. *Reservoir engineering*. New York: Society of Petroleum Engineers, 1983.
- TIAB, D.; MONTGOMERY, R. *Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. 2. ed. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2015.
- AFSARI, M. et al. Mechanical Earth Model (MEM): An effective tool for borehole stability analysis and managed pressure drilling (case study). Anais... *SPE*, 2009.
- FJÆR, H.; WANG, H. F.; GYLLING, B.; HENRIKSEN, S. *Petroleum related rock mechanics*. 2. ed. Amsterdam: Elsevier, 2008.
- FOX, S.; RANJAN, K.; HOSSAIN, M.; KHAN, M. The importance of the mechanical earth model in managed pressure drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 124, p. 85-98, 2014.
- ZOBACK, M. D.; GORELICK, S. Earthquake triggering and the impact of subsurface fluid injection. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, v. 109, n. 20, p. 7635-7638, 2012.
- EBERHART-PHILIPS, D. Three-dimensional modeling of the seismic wavefield in a laterally heterogeneous medium. *Geophysics*, v. 54, n. 2, p. 207-221, 1989.
- TERZAGHI, R. *Theoretical soil mechanics*. New York: Wiley, 1948.
- BIOT, M. A. *Theory of elasticity and consolidation for a two-phase system*. New York: Wiley, 1956.

JAEGER, J. C.; COOK, N. G. W.; HULMES, D. J. *Fundamentals of rock mechanics*. 4. ed. Oxford: Blackwell Publishing, 2007.

HOOKE, R. *Micrographia: or some physiological descriptions of minute bodies made by magnifying glasses*. London: J. Martyn, 1678.

WANG, H. F. *Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology*. Princeton: Princeton University Press, 2000.

BRACE, W. F.; PAULDING, B. D.; HANEY, A. J. The effect of pressure on the strength of rocks. *Journal of Geophysical Research*, v. 71, n. 4, p. 1101-1110, 1966.

ZOBACK, M. D. *Reservoir geomechanics*. Cambridge: Cambridge University Press, 2007.

CALLISTER, W. D. *Materials science and engineering: an introduction*. 9. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2012.

TIMOSHENKO, S.; GOODIER, J. N. *Theory of elasticity*. 3. ed. Nova Iorque: McGraw-Hill, 1970.

CHAKRABARTY, J. *Theory of plasticity*. 2. ed. New York: Elsevier, 2010.

GOODMAN, R. E. *Introduction to rock mechanics*. 2. ed. Nova Iorque: Wiley, 1989.

BARTON, N.; CHOUBEY, V. The shear strength of rockfill. *Journal of Soil Mechanics and Foundations Div.* ASCE, v. 103, n. SM5, p. 1521-1536, 1977.

BANDIS, S. C.; BARTON, N.; CHOUBEY, V. Experimental studies of the shear behaviour of rockfill. *Journal of Soil Mechanics and Foundations Div.*, v. 109, n. 7, p. 829-847, 1983.

Zhang, L., Yu, J., Li, H., & Li, H. (2015). Experimental investigation on the mechanical properties of rocks under different loading rates. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 48(5), 1761-1777.

HOLLOWAY, S. *The Underground Disposal of Carbon Dioxide*. Geological Society, London, *Special Publications*, v. 233, p. 1-12, 2005.

NICOL, A.; BARTON, N.; FJÆR, H. The effect of stress on the shear strength of rockfill. *Geotechnique*, v. 55, n. 8, p. 601-610, 2005.

CAPPA, F.; RUTQVIST, J. Coupled fluid flow and geomechanical analyses of the CO₂ injection into a saline aquifer. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 5, n. 6, p. 1178-1191, 2011.

JU, X.; YANG, Q.; LI, J.; YANG, Z. Influence of CO₂ saturation on the mechanical behavior of rock under triaxial compression. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 75, p. 103046, 2020.

SUGUIO, K.; FULFARO, V. J. Geologia da margem ocidental da bacia do Parnaíba (Estado do Pará). *Boletim IG*, v. 8, n. 0, p. 31, 1977.

MASSARWEH, O.; ABUSHAIKHA, A. S. CO₂ sequestration in subsurface geological formations: A review of trapping mechanisms and monitoring techniques. *Earth-Science Reviews*, v. 253, p. 104793, 2024.

TERZAGHI, R. *Principles of soil mechanics*. Nova Iorque: Wiley, 1925.

KHAN, Khaqan. Reservoir geomechanics: An important component to better understand reservoir behavior. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 123, n. 4, p. 321-330, 2015.

WARREN, J. E.; ROOT, P. J. The language of porous media. *Journal of Petroleum Technology*, v. 15, n. 9, p. 845-852, 1963.

Cordero, R., J. A. Rivera, and M. Munguia. "Analysis of CO₂ Storage Capacity in a Depleted Gas Reservoir: A Case Study in the Gulf of Mexico." *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 179, 2019, pp. 648-657.

BARTON, N.; BANDIS, S. A. A system of jointed rock masses for the evaluation of rock mass properties. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, v. 22, n. 3, p. 201-211, 1985.

SLOAN, E. D.; KOH, J. Modeling of natural gas hydrate formation in porous media. *Chemical Engineering Science*, v. 62, n. 4, p. 1075-1086, 2007.

STREIT, J. E.; HILLIS, R. R. The role of stress in the evolution of a fracture system in a volcanic rock mass. *Journal of Structural Geology*, v. 26, n. 11, p. 1963-1976, 2004.

NICOL, A.; ELLIS, M.; LEE, J.; MERRICK, P.; KAY, M.; HAZELTON, A. Tectonic controls on the structural evolution of the northern North Island, New Zealand. *New Zealand Journal of Geology and Geophysics*, v. 48, n. 3, p. 479-498, 2005.

MORRIS, A. P.; RICHARDS, D. J.; RIEGEL, K. J.; KAMINSKY, P. B. The impact of stress on fracture growth in the vicinity of a wellbore. *SPE Drilling & Completion*, v. 11, n. 3, p. 184-192, 1996.

BYERLEE, J. D. Friction of rocks. *Pure and Applied Geophysics*, v. 116, n. 4, p. 615-626, 1978.

YIM, J. et al. Effects of 3D deformation and nonlinear stress–strain relationship on the Brazilian test for a transversely isotropic rock. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, v. 15, n. 12, p. 3221–3229, 2023.

RODRIGUES, Luis Glauber. Flow simulation in a deepwater reservoir: fault leakage analysis. 2009. Tese (Doutorado em Engenharia de Petróleo) — Faculty of Graduate Studies and Research, Edmonton, Alberta, 2009.

BARROSO, F. P. *Geologia da Bacia do Parnaíba e suas implicações para a exploração de hidrocarbonetos*. Revista Brasileira de Geociências, v. 35, n. 4, p. 415-432, 2015.

CARVALHO, M. S.; SILVA, L. J.; BARROS, N. C. *Estratigrafia e paleoambientes da Formação Poti, Bacia do Parnaíba*. Revista Geociências, v. 8, n. 2, p. 230-245, 2013.

GONZAGA, M. F. *Folhelhos devonianos na Bacia do Parnaíba: Potencial como rocha geradora*. Anais do Congresso Brasileiro de Geologia, v. 6, n. 1, p. 99-108, 2003.

ZALÁN, P. V.; SILVA, J. G. F. *Exploração de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba: Desafios e perspectivas*. Boletim Técnico da Petrobras, v. 10, n. 2, p. 100-112, 2007.