

12º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Estudo da integridade da rocha capeadora durante a estocagem de CO₂

AUTORES:

Francisco Lucas Damascena Silva
Luis Glauber Rodrigues

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Ceará - UFC

Estudo da integridade da rocha capeadora durante a estocagem de CO₂

Resumo

A estocagem de CO₂ em reservatórios de gás pode acarretar diversos problemas envolvendo a segurança da operação. Um desses problemas está relacionado ao vazamento do gás injetado devido a ruptura do material geológico e da rocha capeadora que mantém o gás injetado aprisionado em subsuperfície. Este estudo investiga o comportamento geomecânico do armazenamento de CO₂ em um reservatório de gás depletado caracterizado pela presença de falhas e fraturas. Ao empregar o critério de Barton-Bandis, é possível monitorar e avaliar as mudanças na permeabilidade da fratura durante a injeção de CO₂. Um modelo geomecânico acoplado ao modelo de fluxo foi construído para simular as tensões e seu impacto nas redes de falhas e fraturas. O modelo integra a simulação geomecânica em 3D com a dinâmica do reservatório para prever como as alterações de estresse induzidas pela injeção afetam a permeabilidade e a estabilidade das fraturas pré-existentes. Esse estudo visa avaliar os impactos dos cenários em que se atinge a pressão de fratura da rocha capeadora ao estocar CO₂, buscando mostrar que a injeção de CO₂ em reservatórios esgotados pode levar a mudanças significativas na permeabilidade da fratura, influenciando a capacidade geral de armazenamento e a integridade do reservatório. Ao aplicar o critério de Barton-Bandis, o estudo fornece percepções sobre a reativação de fraturas e o aumento da permeabilidade, oferecendo dados valiosos para otimizar as estratégias de sequestro de CO₂ e garantir a segurança do armazenamento em longo prazo. Esta pesquisa contribui para o avanço das tecnologias de armazenamento de CO₂ ao abordar os aspectos críticos da estabilidade geomecânica e do comportamento da fratura em ambientes complexos de reservatórios.

Palavras-chave: estocagem de CO₂, geomecânica, poroelasticidade.

Abstract

The storage of CO₂ in gas reservoirs can lead to several problems involving the safety of the operation. One of these problems is related to the leakage of the injected gas due to the rupture of the geological material and the cap rock that keeps the injected gas trapped in the subsurface. This study investigates the geomechanical behavior of CO₂ storage in a depleted gas reservoir characterized by the presence of faults and fractures. By employing the Barton-Bandis criterion, it is possible to monitor and evaluate the changes in fracture permeability during CO₂ injection. A geomechanical model coupled to the flow model was built to simulate the stresses and their impact on the fault and fracture networks. The model integrates 3D geomechanical simulation with reservoir dynamics to predict how injection-induced stress changes affect the permeability and stability of pre-existing fractures. This study aims to assess the impacts of scenarios in which the cap rock fracture pressure is reached when storing CO₂, showing that CO₂ injection into depleted reservoirs can lead to significant changes in fracture permeability, influencing the overall storage capacity and reservoir integrity. By applying the Barton-Bandis criterion, the study provides insights into fracture reactivation and permeability enhancement, offering valuable data to optimize CO₂ sequestration strategies and ensure long-term storage safety. This research contributes to the advancement of CO₂ storage technologies by addressing critical aspects of geomechanical stability and fracture behavior in complex reservoir environments.

Keywords CO₂ Storage, geomechanics, fracture.

Introdução

A estocagem de dióxido de carbono (CO₂) em reservatórios geológicos tem emergido como uma estratégia crucial na mitigação das mudanças climáticas, ao reduzir a concentração deste gás na atmosfera. Conhecida como captura e armazenamento de carbono (CCS - Carbon Capture and Storage), essa técnica envolve a captura de CO₂ de fontes industriais e sua subsequente injeção em formações subterrâneas seguras, como aquíferos salinos e reservatórios de petróleo e gás exauridos, onde o CO₂ pode ser armazenado de forma permanente.

Entretanto, a segurança e a eficácia do armazenamento de CO₂ dependem de vários fatores geomecânicos, sendo a integridade das rochas do reservatório e da rocha selante um dos mais importantes. A existência de falhas e fraturas nessas formações geológicas pode representar um risco significativo, pois podem servir como vias para a migração do CO₂, comprometendo a segurança do armazenamento e potencialmente resultando em vazamentos.

Portanto, uma análise detalhada da variação da permeabilidade das fraturas durante a injeção de CO₂ é essencial. A permeabilidade das fraturas pode variar significativamente em resposta às mudanças no estado de tensão do reservatório induzidas pela injeção de CO₂. A aplicação de critérios geomecânicos, como o de Barton-Bandis, permite monitorar e prever essas variações, fornecendo dados críticos para avaliar a estabilidade das fraturas e a segurança do armazenamento de CO₂.

Compreender e modelar essas variações na permeabilidade é fundamental para desenvolver estratégias de injeção que minimizem o risco de reativação de fraturas e garantam a contenção a longo prazo do CO₂. Este estudo propõe investigar essas dinâmicas, contribuindo para o avanço das tecnologias de CCS e promovendo a segurança e a eficácia do armazenamento de CO₂ em reservatórios geológicos.

Metodologia

As tensões totais definidas por Terzaghi (1925) representam o estado de tensão completo, compreendendo a soma da tensão efetiva e a pressão exercida pelos fluidos dentro da rocha, conhecida como pressão dos poros. Este estudo empregou as três principais tensões normais: tensão vertical, que representa o peso das formações sobrejacentes (Fjaer, 2008), representada pela coluna de material acima da região de interesse, z . Esta definição de tensão vertical considera a aceleração gravitacional e a densidade do material no ponto z . Para o cálculo das tensões verticais, horizontais mínimas e horizontais máximas foram utilizadas equações derivadas de Khan (2015). Especificamente, foi aplicada uma equação personalizada para tensão horizontal mínima, adaptada para bacias com baixa atividade tectônica, onde a tensão horizontal mínima está ligada a uma relação elástica linear. Neste contexto, a tensão horizontal mínima é função do índice de Poisson, da tensão vertical total e da pressão dos poros. Para avaliar potenciais rupturas do reservatório devido à deformação induzida pelo armazenamento de CO₂, as tensões calculadas foram submetidas a mudanças de pressão diferencial e temperatura diferencial (Equação 1, equação obtida de ZOBACK, 2007). Esta abordagem permite observar efeitos poroelásticos resultantes de variações de pressão aplicada e efeitos térmicos decorrentes de diferenciais de temperatura entre o reservatório e o fluido injetado, neste caso, o CO₂. Além disso, ao analisarmos as variações do estado de tensões original é possível, a partir da aplicação da variação de pressão (pressão exercida pelo fluido injetado) e de temperatura (em virtude da temperatura do reservatório e do fluido de injeção), é possível calcular o estágio em que a rocha capeadora, submetida à estocagem de CO₂, irá romper, vazando gás.

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

Um modelo geomecânico 3D com acoplamento foi criado para calcular as propriedades mecânicas do reservatório enquanto simula o modelo de escoamento. O acoplamento fluxo-geomecânico, onde o fluido flui em um meio deformável, foi proposto por Maurice Biot (BIOT, 1941). Terzaghi (1925) definiu que a capacidade de carga de uma rocha saturada com fluido depende simultaneamente das propriedades do fluido e das propriedades mecânicas da própria rocha. Além disso, Terzaghi demonstrou que as deformações que ocorrem na rocha devido ao fluxo de fluido influenciam diretamente sua capacidade de carga, influenciada pelo rearranjo resultante do movimento do fluido. Além disso, o simulador geomecânico GEM© foi utilizado para este estudo. O foco principal deste trabalho é analisar as respostas mecânicas de um reservatório com falhas e fraturas submetido ao armazenamento de CO₂. Portanto, o acoplamento total foi escolhido para analisar de forma abrangente a interação entre fluxo de fluido e deformação mecânica. Uma análise do acoplamento entre fluxo de fluido, propriedades mecânicas e transferência de calor foi conduzida para ilustrar as diferenças no comportamento do CO₂ sob esses três fatores.

Segundo a teoria de Maurice Biot (BIOT, 1949) que mostra que as tensões efetivas são função da tensão total, da pressão de poros e do Número de Biot. À medida que se injeta algum fluido em um reservatório a parcela da pressão de poros começa a aumentar, até que atinja um limite de ruptura, ou fratura, do material rochoso em que se injeta.

Isso acontece ao estocar CO₂, fazendo com seja necessário observar tanto a pressão de fraturamento da rocha, quanto a tendência do fluido de chegar a esse estágio de fraturamento.

A partir do momento em que se ocorre o fraturamento há um salto da permeabilidade da fratura, para valores muito maiores, quando comparados com valores de permeabilidade da fratura anteriormente.

Uma teoria muito utilizada para descrever essa mudança de permeabilidade da fratura é chamada de Teoria de Barton-Bandis (BARTON, N., & BANDIS, S., 1982). Desenvolvida por Nick Barton e K. Bandis, essa teoria é fundamental para entender como as fraturas afetam a e, consequentemente, o fluxo de fluidos através de rochas fraturadas.

Segundo a representação de da Teoria de Barton-Bandis à medida que se aumenta a parcela de pressão de poros a tensão efetiva passa a diminuir, mantendo a permeabilidade da fratura constante, até que se atinja a tensão efetiva zero, ou seja, atingindo o limite máximo de estocagem de CO₂ até ocorrer a ruptura da captura da capeadora. A partir do momento em que se atinge a tensão efetiva zero ocorrerá um salto da permeabilidade da fratura, permitindo que se tenha fluxo e acúmulo de fluido na região fraturada.

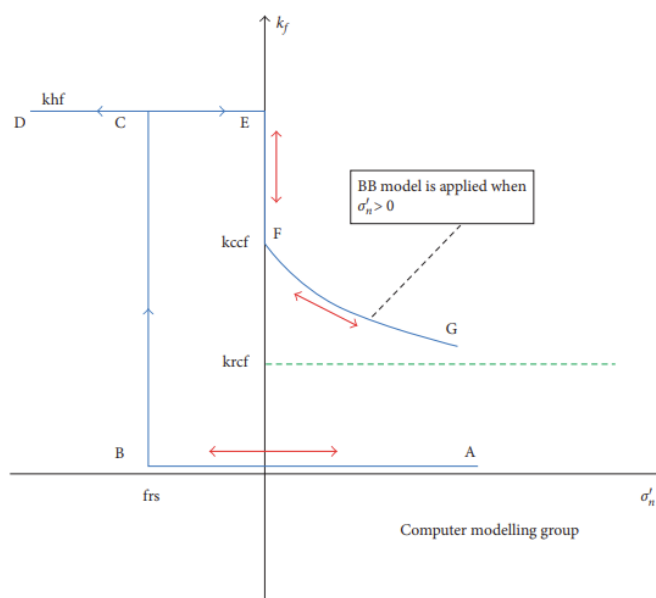


Figura 1. Modelo de Barton-Bandis para mudança de permeabilidade na fratura. Fonte: Kim et al. 2018.

Resultados e Discussão

A princípio foi utilizado o efeito termoporoelástico para cálculo da pressão de fratura na região da rocha capeadora. Na Figura 2 é possível observar a iminência da Tensão Horizontal Mínima Efetiva (Sh_{min}) de atingir o valor zero de tensão efetiva, ocasionando a ruptura da rocha. O valor aplicado para o regime de tensões ficar na eminência de romper foi de 160 kgf/cm² a mais que a pressão original, que é de 160 kgf/cm².

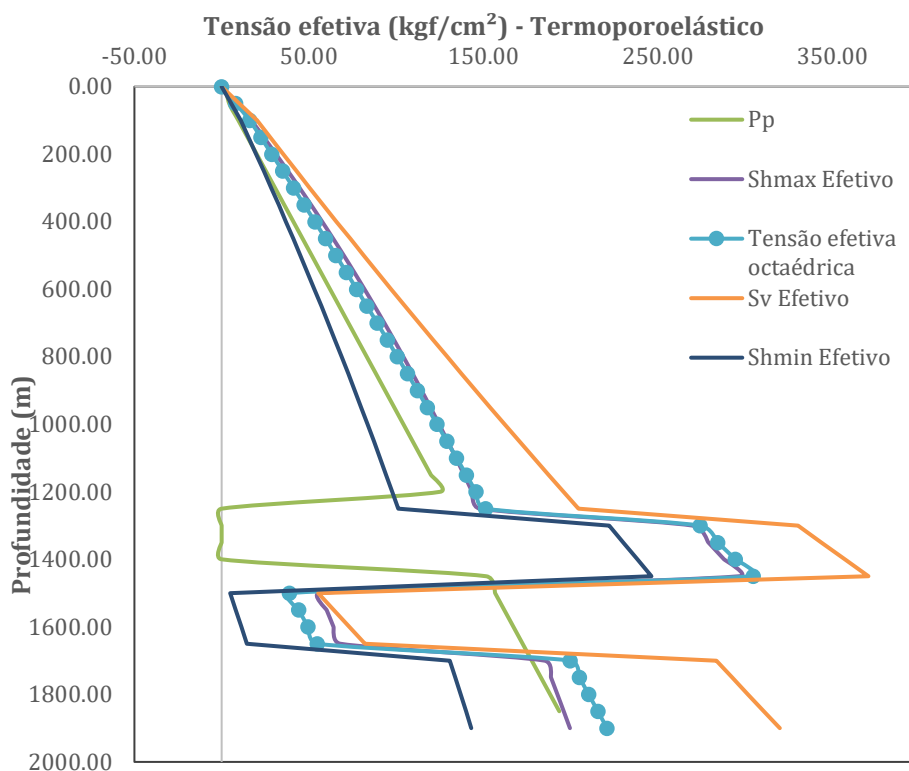


Figura 2 – Aplicação de ΔP de pressão de poros para o cálculo da pressão de fratura. Fonte: Autor

Foram simulados dois casos de injeção de CO₂, tendo a vazão como fator diferenciador entre eles, como foi mostrado. Um caso foi simulado com vazão de injeção de CO₂ de 8,0 E+05 m³ e o outro caso com 5,0 E+05 m³. Em ambos os casos foi injetado CO₂ até que se atingisse a pressão de fratura, uma vez que se deseja analisar o vazamento do CO₂ injetado, dessa forma, verificando o critério de mudança da permeabilidade da fratura segundo a Teoria de Barton-Bandis.

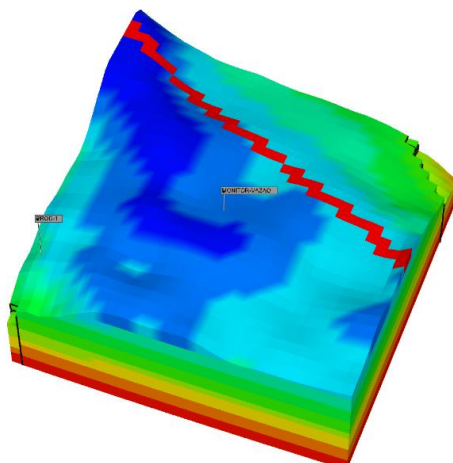


Figura 3 – Modelo de simulação com falhas e fraturas. Fonte: Autor.

Utilizando o valor de pressão de fratura, calculado aplicando o efeito termoporoelástico, é possível fazer a simulação com acoplamento geomecânico utilizando o critério de Barton-Bandis. Na Figura 4 é possível observar a data em que cada caso acontece a mudança da permeabilidade da fratura no bloco do Poço Monitor, localizado na rocha capeadora. A utilização desse Poço Monitor é para acompanhar o período de tempo em que ocorre vazamentos.

Na Figura 4 fica evidente que o caso em que a vazão de injeção é maior, a mudança de permeabilidade da fratura acontece mais rápido, podendo ocasionar vazamentos mais precoces. No entanto como foi utilizado um limitante de pressão de injeção, o volume de CO₂ injetado é o mesmo (Figura 9), havendo diferença somente no período de tempo em que se atinge esse volume injetado.

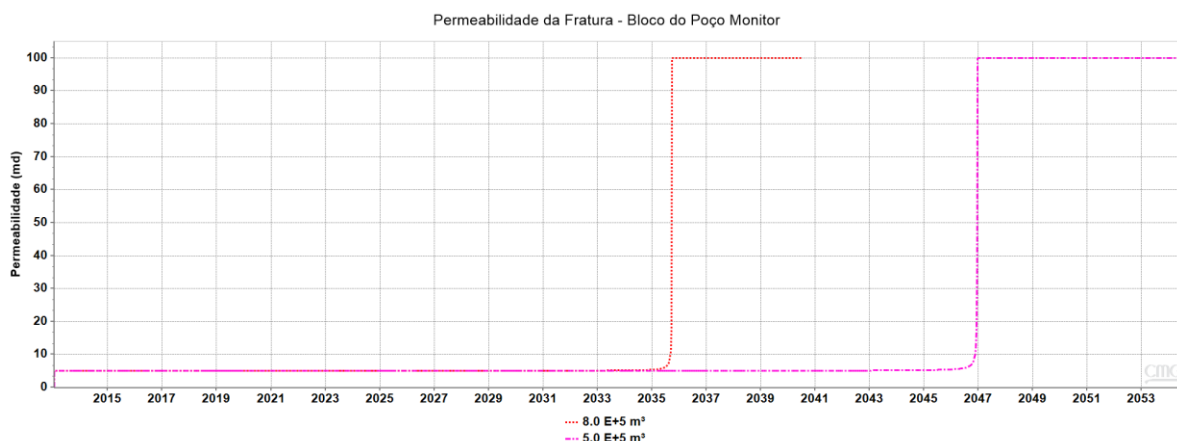


Figura 4 - Mudança de permeabilidade da fratura nos dois casos simulados. Fonte: Autor

Ao observar o caso mais crítico, em que se injeta CO₂ a uma vazão de 800.000 m³, é possível visualizar na Figura 6 a região mais propensa a vazamentos, ou seja, a região onde a permeabilidade altera-se mais rapidamente. É possível perceber que tanto a presença de falhas nessa região, como o fato de ser a região que está sujeita a uma mudança de pressão de poros mais rapidamente, pelo fato do poço injetor de CO₂ estar canhoneado nessa região, contribuem para a alteração da permeabilidade da rocha

capeadora pela Teoria de Barton-Bandis, ou seja, atinge a Tensão Normal Efetiva zero mais rapidamente.

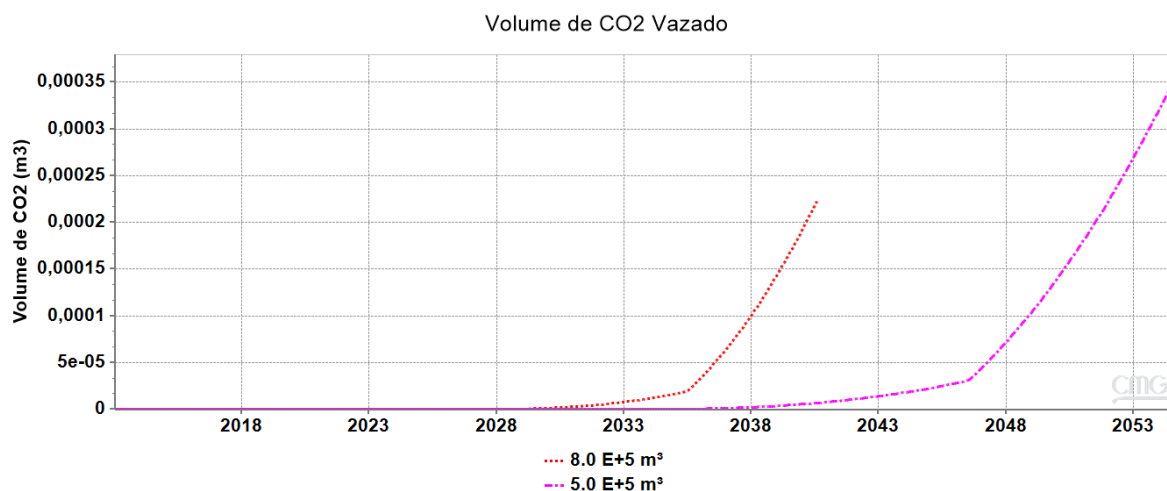


Figura 5 – Data de vazamento de CO₂ nos dois casos simulados. Fonte: Autor.

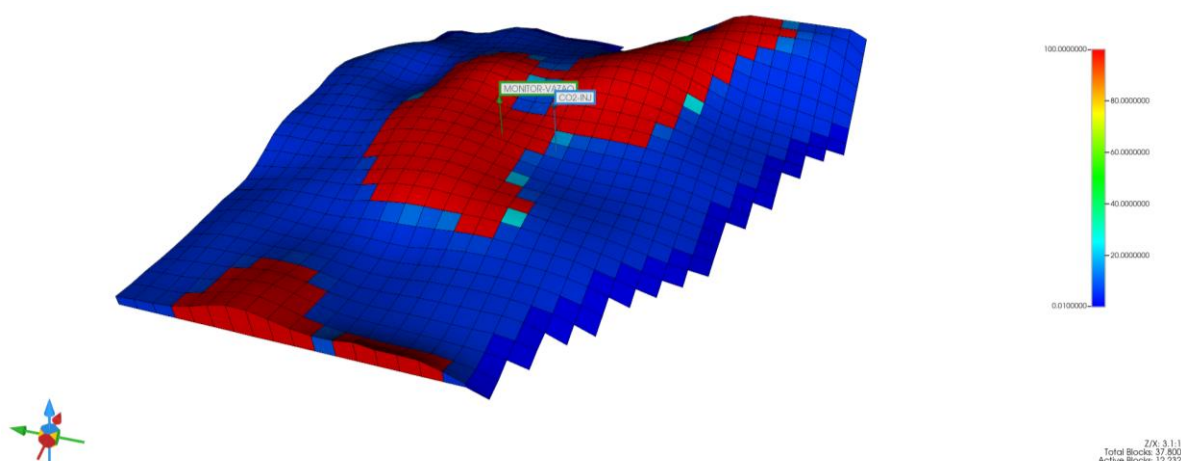


Figura 6 - Alteração da permeabilidade na rocha capeadora. Fonte: Autor.

A Figura 7 mostra o vazamento de CO₂ a medida que a permeabilidade da capeadora é alterada, devido à diminuição da Tensão Normal Efetiva, em virtude do aumento da pressão exercida pelo fluido injetado.

Outros pontos importantes de discutir é a aplicação efetiva do Critério de Barton-Bandis, que pode ser visualizado na Figura 8, onde a Tensão Normal Efetiva no bloco observado, na rocha capeadora, atinge o valor zero, aplicando um aumento na permeabilidade da rocha capeadora, ocasionando o vazamento.

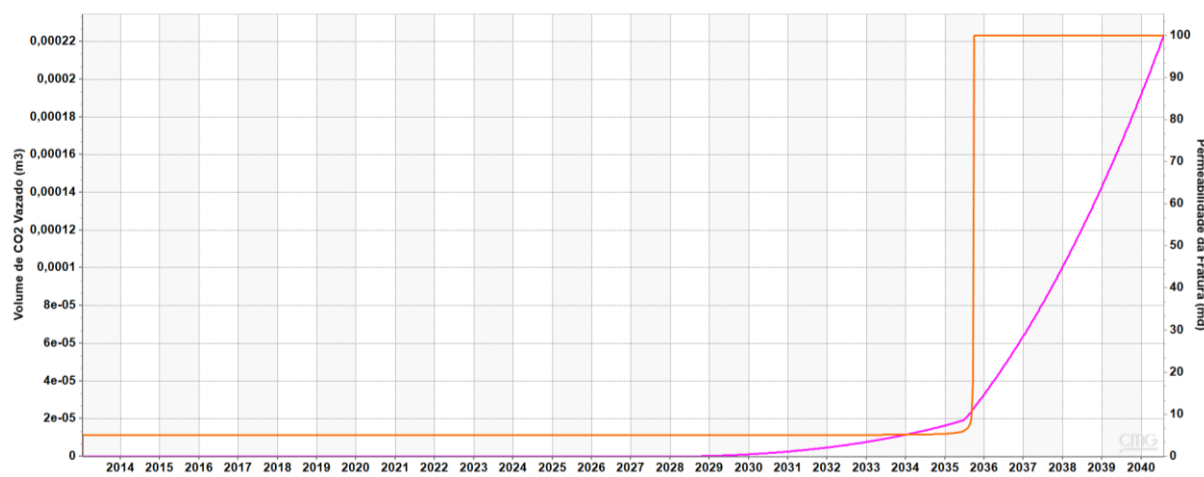


Figura 7 – Tensão Normal Efetiva e alteração da permeabilidade na rocha capeadora. Fonte: Autor.

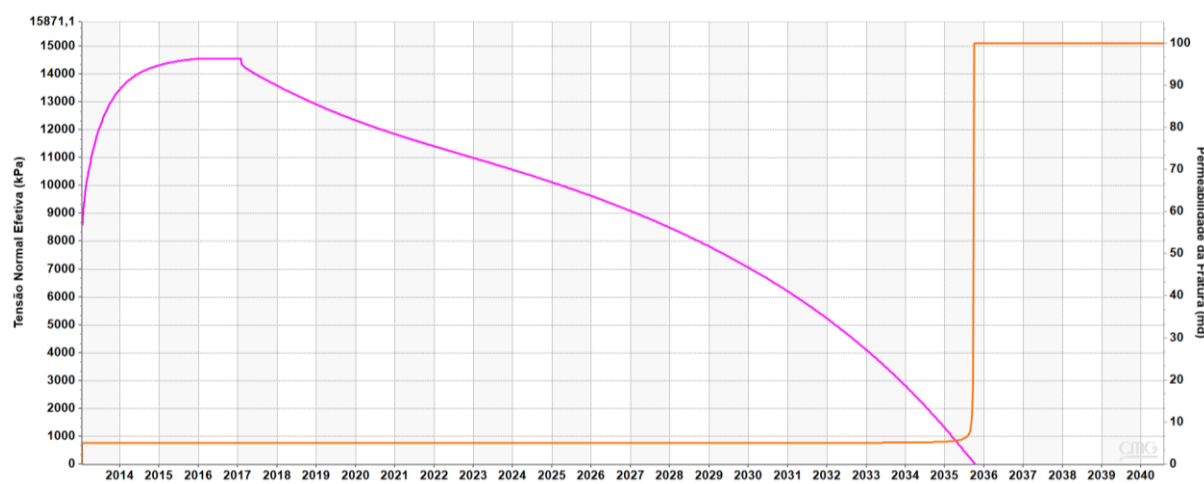


Figura 8 – Tensão Normal Efetiva e alteração da permeabilidade na rocha capeadora. Fonte: Autor.

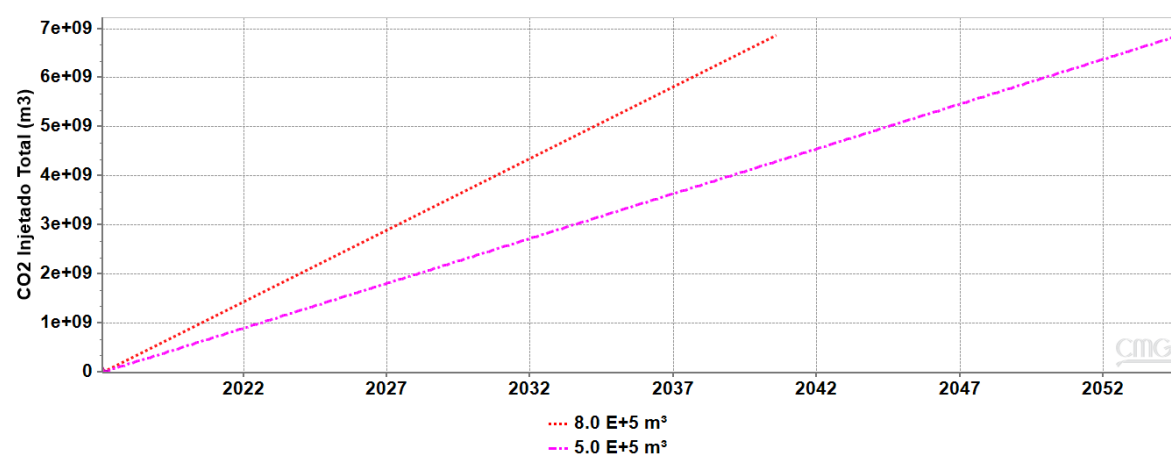


Figura 9 – Volume de CO₂ estocado. Fonte: Autor.

Conclusões

O estudo da geomecânica no contexto do armazenamento de CO₂ centra-se principalmente na operação segura deste processo. Compreender como as tensões variam à medida que a pressão dos poros muda é essencial para prevenir fraturas na rocha de cobertura. Portanto, é necessário utilizar tanto um modelo 1D, como demonstrado pela aplicação do efeito termoporoelástico, quanto uma simulação 3D com um modelo robusto e heterogêneo que represente com precisão o reservatório destinado ao armazenamento de CO₂. Ao aplicar o efeito termoporoelástico às tensões principais, é possível aplicar um diferencial de pressão e temperatura na região próxima à rocha capeadora para calcular a pressão de fratura, o que pode levar a potenciais rupturas. Utilizando este diferencial de pressão é possível utilizar este valor na simulação do modelo com acoplamento geomecânico como valor de pressão limite para injeção de CO₂. Uma vez atingido o valor da pressão de fratura, ocorrerá vazamento de gás através da rocha de cobertura. Com base nos resultados obtidos utilizando a Teoria de Barton-Bandis, é possível simular a pressão de reativação de falhas no modelo 3D com acoplamento geomecânico, observando a pressão de injeção de CO₂ e possíveis vazamentos.

Agradecimentos

Agradecemos ao Professor Doutor Luis Glauber Rodrigues, pelos ensinamentos e conselhos não só em relação ao tema desse trabalho, mas por todas as ajudas a nós durante a graduação. Aos colegas e amigos do Grupo de Simulação Integrada Multiescala (GSIM), que compartilham o dia-a-dia conosco, e a UFC pela estrutura que nos fornece para que trabalhos como esse sejam feitos.

Referências Bibliográficas

FJAER, E.; HOLT, R. M.; HORSRUD, P.; RAAEN, A. M.; RISNES, R. *Petroleum Related Rock Mechanics*. 2. ed. Amsterdam: Elsevier, 2008.

TERZAGHI, K. *Soil Mechanics in Engineering Practice*. 1. ed. New York: Wiley, 1925.

BIOT, M. A. General theory of three-dimensional consolidation. *Journal of Applied Physics*, v. 12, n. 2, p. 155-164, 1941.

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.

ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. Cambridge: Cambridge University Press, 2007.

Barton, N., & Bandis, S. (1982). Effects of block size on the shear strength of jointed rock. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 19(1), 129-140.