

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Estudo fluxo-tensão-químico da estocagem de CO₂ em um reservatório em condições de pré-sal

AUTORES:

Francisco Lucas Damascena Silva
Clecio Mota Ribeiro
Luís Glauber Rodrigues

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Ceará - UFC

ESTUDO FLUXO-TENSÃO-QUÍMICO DA ESTOCAGEM DE CO₂ EM UM RESERVATÓRIO EM CONDIÇÕES DE PRÉ-SAL

Resumo

Devido à alta demanda mundial do uso de combustíveis fósseis houve um grande aumento na emissão de dióxido de carbono na atmosfera resultando em problemas ambientais, como aquecimento global e agravamento do Efeito Estufa. Tendo isso em vista, a busca por medidas que venham a mitigar esses efeitos nocivos à vida humana se tornou um tema muito importante na contemporaneidade. A captura e estocagem de CO₂ em subsuperfície, pela sua alta capacidade de armazenamento e selamento do CO₂, se mostra uma promissora tecnologia para diminuir a emissão provocada pela indústria de óleo e gás. Esse trabalho utiliza um modelo de reservatório heterogêneo, em condições de Pré-sal brasileiro, sendo uma rocha carbonática com óleo de alto teor de CO₂, que é reinjetado no reservatório alternado com água (WAG) para aumentar a produção do campo e reduzir o descarte do gás. Após a depleção do reservatório é iniciada a injeção de dióxido de carbono no campo durante 100 anos. O trabalho tem como intuito acoplar a modelagem geomecânica e geoquímica ao modelo de fluxo de simulação e avaliar seus principais aspectos e impactos durante o armazenamento da pluma de CO₂ incluindo, avaliação de pressão máxima de injeção do reservatório, vazão de injeção do gás, reativação de falha na rocha capeadora e vazamento de CO₂. O acoplamento mostra uma visão mais completa no resultado, pois os processos geoquímicos de precipitação e dissolução mineral e geomecânicos na deformação da rocha irão afetar as propriedades da rocha como porosidade e permeabilidade. Dessa forma é possível ver a interação direta entre a variação das propriedades petrofísicas, propriedades dos fluidos, tanto do fluido estocado quanto dos fluidos presentes no reservatório e das propriedades mecânicas da rocha. Palavras-chave: Estocagem de CO₂, geomecânica, geoquímica.

Abstract

Due to the high global demand for fossil fuel usage, there has been a significant increase in carbon dioxide emissions into the atmosphere, resulting in environmental issues such as global warming and the exacerbation of the greenhouse effect. In light of this, the search for measures to mitigate these harmful effects on human life has become a critical topic in contemporary discourse. The capture and subsurface storage of CO₂, with its high capacity for storage and sealing, presents a promising technology for reducing emissions caused by the oil and gas industry. This study utilizes a heterogeneous reservoir model, reflecting the conditions of the Brazilian Pre-Salt, characterized by a carbonate rock with high CO₂ content oil, which is re-injected into the reservoir alternated with water (WAG) to enhance field production and reduce gas disposal. Following reservoir depletion, CO₂ injection into the field is initiated for 100 years. The study aims to couple geomechanical and geochemical modeling with flow simulation and evaluate the primary aspects and impacts during the storage of the CO₂ plume, including maximum reservoir injection pressure, gas injection rate, reactivation of faults in the cap rock, and CO₂ leakage. The coupling provides a more comprehensive view of the results, as geochemical processes of mineral precipitation and dissolution and geomechanical processes of rock deformation will affect rock properties such as porosity and permeability. Thus, it is possible to observe the direct interaction between the variation of petrophysical properties, fluid properties (both the stored fluid and the fluids present in the reservoir), and the mechanical properties of the rock.

Keywords: CO₂ storage, geomechanics, geochemistry.

Introdução

O trabalho apresenta o acoplamento entre reações geoquímicas e efeitos geomecânicos durante a simulação de produção de petróleo e estocagem de CO₂ em um modelo de reservatório heterogêneo com características do pré-sal. O reservatório apresenta um teor de CO₂ de 8,4%, temperatura de 60°C

e alta pressão (~540 bar). A história de simulação inclui um período de produção do petróleo do campo por 30 anos e ao mesmo tempo é realizado WAG onde é injetado água alternado com CO₂ para otimizar a produção do campo, seguido de um período de 60 anos de injeção de CO₂ com intuito de estoca-lo no reservatório. Para representar um modelo com fraturas foi utilizado o modelo de dupla porosidade e permeabilidade.

Metodologia

Para simular o fluxo no meio poroso, efeitos geomecânicos, equilíbrio químico e reações cinéticas foi utilizado o simulador composicional GEM do pacote da CMG. O simulador usa a equação de Peng-Robinson para fase de equilíbrio e lei de darcy para simular o fluxo. O modelo geológico se trata de um modelo heterogêneo com características do pré-sal brasileiro contendo falhas e fratura. A figura 1 mostra o modelo 3D do campo e sua distribuição de porosidade. Durante os 30 anos de produção havia 6 poços produtores e 10 poços injetores que injetavam água e CO₂ de forma alternada, já nos 60 anos de armazenamento de CO₂ 4 poços foram utilizados.

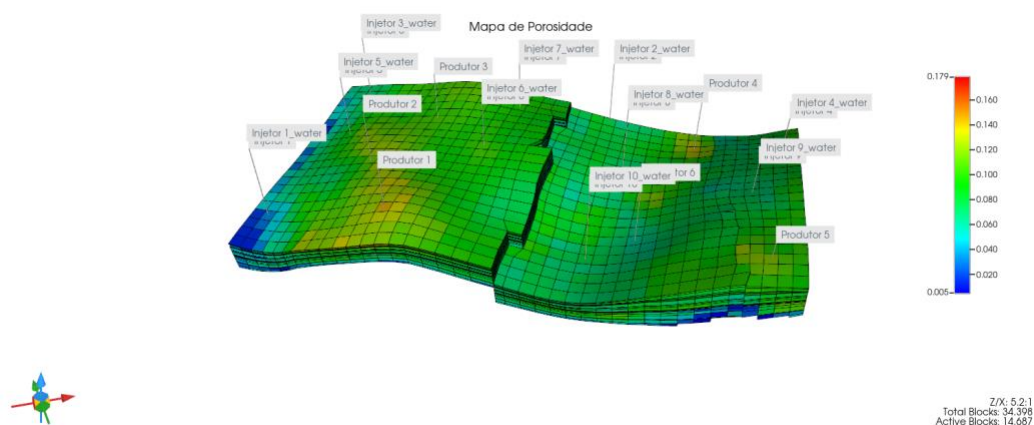


Figura 1 – Modelo 3D do reservatório. Fonte: Autor.

Modelo Geoquímico

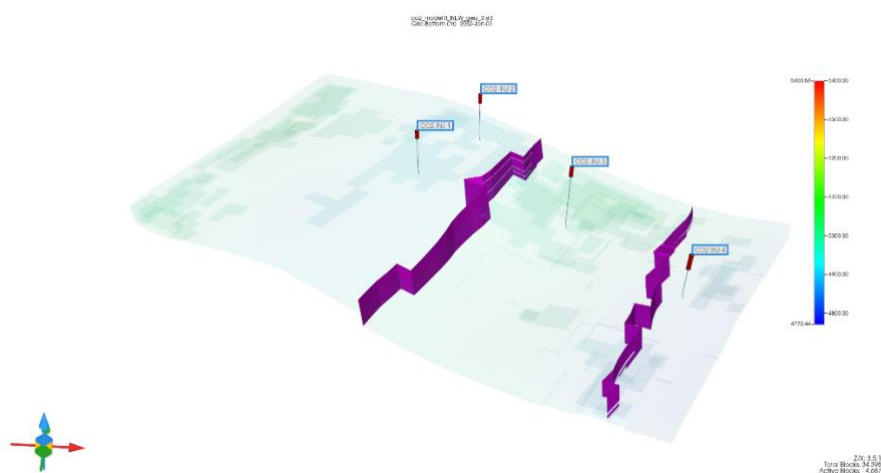
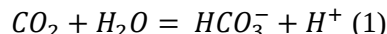


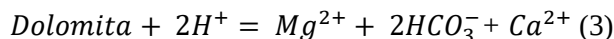
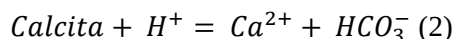
Figura 2 – Modelo 3D das falhas. Fonte: Autor.

Modelo Geoquímico

A reação que descreve o CO₂ dissolvido na água usando os parâmetros cinéticos da database PHREEQC [2,6] é descrita a seguir.



As reações minerais utilizadas foram considerando a composição mineral de uma rocha carbonato como Calcita e Dolomita. A seguir as reações de dissolução de ambos minerais.



A alteração de permeabilidade que ocorre devido a precipitação ou dissolução é calculada através da equação de Kozeny-Carman, utilizando um expoente de 3 [1].

$$K_k = \frac{K_n}{rf} \quad (4)$$

Onde:

$$rf = rf_n \left(\frac{\varphi_n}{\varphi_k} \right)^3 \left(\frac{1 - \varphi_k}{1 - \varphi_n} \right)^2 \quad (5)$$

O fator de resistência rf é modelado pela equação de Kozeny-Carman onde K_n e K_k se referem a permeabilidade no timestep anterior (n) e atual (k). A porosidade φ é calculada por:

$$\varphi = [1 + cf(p - p^*)] \left[\varphi^* - \sum_{j=1}^n \left(\frac{N_j}{\rho_{m,j}} \right) - \left(\frac{N_j^0}{\rho_{m,j}} \right) \right] \quad (6)$$

Onde φ^* é a porosidade de referência sem precipitação ou dissolução mineral, N_j é a quantidade total de mols do mineral j por volume bulk no atual timestep, N_j^0 é a quantidade total de mols do mineral j por volume bulk no timestep 0, $\rho_{m,j}$ é a densidade molar do mineral, cf é a compressibilidade da rocha e p^* é a pressão de referência.

Modelo com acoplamento geomecânico

O cálculo do acoplamento (Figura 2) entre fluxo e geomecânica envolve a interação entre a deformação das rochas e o fluxo de fluidos nos poros das rochas. Este acoplamento é crucial para diversas aplicações, incluindo a exploração de petróleo e gás, engenharia de reservatórios e armazenamento de CO₂. A abordagem geralmente envolve a solução simultânea de duas ou mais equações diferenciais parciais que descrevem o comportamento mecânico e de fluxo.

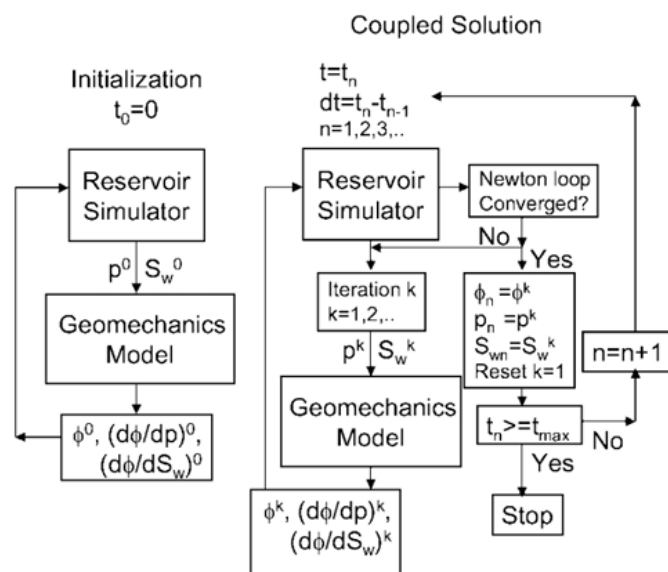


Figura 3 – Acoplamento Geomecânico. Fonte: Thomas et al. 2003.

Nesse trabalho foi utilizado o simulador geomecânico acoplado GEM®, um simulador composicional onde é possível usar acoplamento geomecânico, do pacote CMG TECHNOLOGIES®. 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 simulador utilizado faz os cálculos iterativos fluxo-geomecânico por meio do Método dos Elementos Finitos (MEF). Este método discretiza o domínio em pequenos elementos e resolve as equações diferenciais sobre estes elementos. É amplamente utilizado devido à sua flexibilidade em lidar com geometria complexa e condições de contorno variadas. As equações utilizadas pelo simulador na simulação acoplada são 3: Lei de Darcy para fluxo de fluidos em meios porosos (7), Equação da Continuidade de fluidos (8) e Equação de equilíbrio Mecânico (9).

$$\nabla \cdot \sigma + f = 0 \quad (7)$$

Onde:

- σ é o tensor de tensões.
- f é o vetor de forças de corpo (como a gravidade).

$$q = -\frac{k}{\mu} \nabla p \quad (8)$$

Onde:

- q é a velocidade do fluxo de fluido;
- k é a permeabilidade da rocha;
- μ é a viscosidade do fluido;
- p é a pressão do fluido.
-

$$\frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho q) = 0 \quad (9)$$

Onde:

- ϕ é a porosidade do meio;
- ρ é a densidade do fluido.

Resultados e Discussão

A influência dos processos geomecânicos e geoquímicos influenciam diretamente a quantidade de CO₂ a ser estocado, vazão máxima de injeção, dispersão do gás no reservatório e o aumento na pressão do reservatório. As figuras 4 compara volume de CO₂ acumulado injetado, em azul o modelo incluindo geomecânica e vermelho incluindo geoquímica. Desconsiderando os efeitos mecânicos na rocha, a quantidade de gás a ser estocado tende a ser muito maior, pois considera-se o efeito da rocha capeadora de baixa permeabilidade, estresses aplicados na rocha que podem fazer com que haja reativação de falha fazendo com o que o CO₂ vaze para fora do sistema petrolífero. Os efeitos geoquímicos não mostraram grandes alterações na quantidade, podendo ser pelo curto tempo de estocagem avaliado ou baixo volume de minerais considerados. Na figura 5 tem-se a distribuição de CO₂ na esquerda considerando o efeito geomecânico e na direita considerando o efeito geoquímico, as reações químicas envolvendo o gás faz com o que o CO₂ seja dissolvido em outras fases, como a aquosa e nos minerais, fazendo com que fique trapeado em diferentes zonas do reservatório, o que não acontece quando se considera apenas o efeito geomecânico, onde o gás é distribuído de forma mais uniforme.

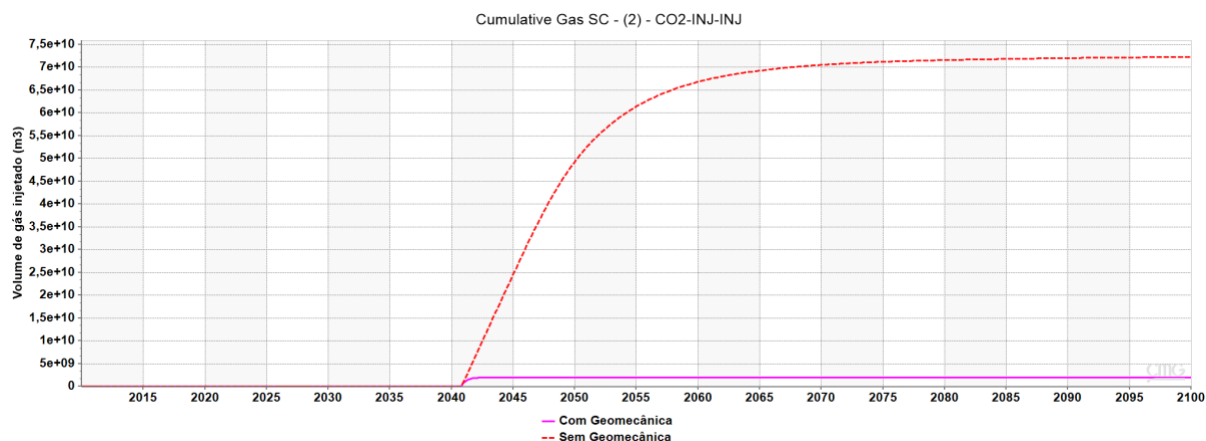


Figura 4 – Acumulado injetado de CO₂. Em vermelho (geoquímica) em azul (geomecânica). Fonte: Autor.

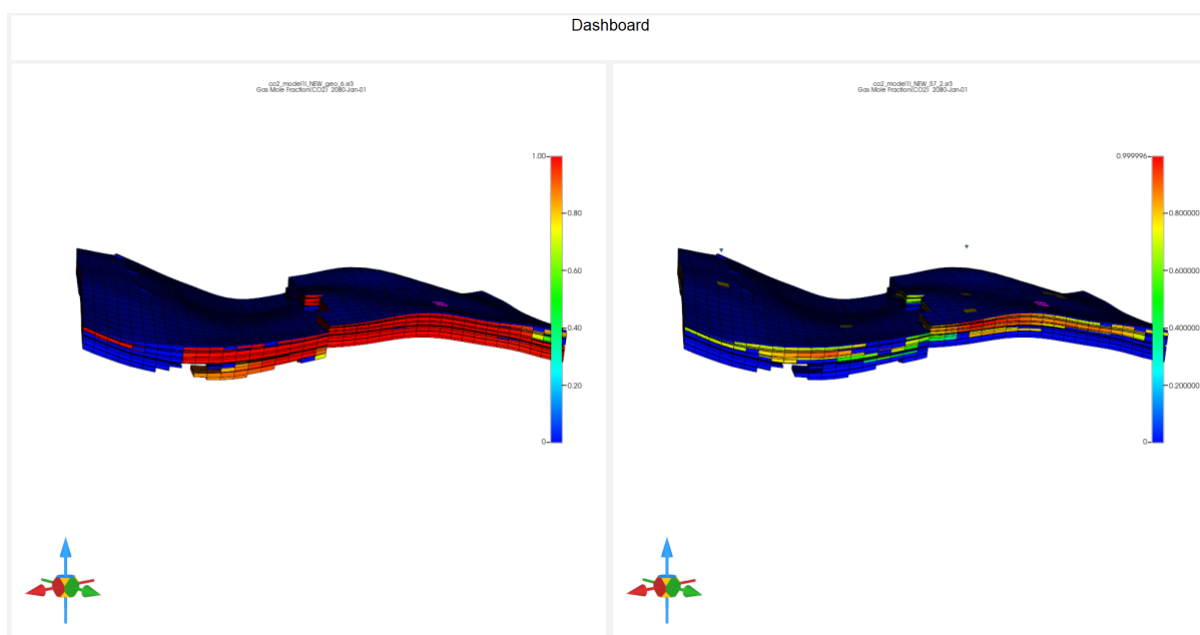


Figura 4 – Distribuição de CO₂ no reservatório. À esquerda (geomecânica) e à direita (geoquímica).
Fonte: Autor.

Conclusões

O estudo buscou mostrar a importância de uma modelagem correta para um projeto de CCUS, onde fatores como os efeitos mecânicos e químicos da rocha têm de ser considerados para a redução de riscos durante a execução no projeto, o que vai significar um projeto mais assertivo. Por meio do trabalho foi possível observar o impacto desses efeitos na quantidade de CO₂ que pode ser armazenada em um reservatório em condições de pré-sal, além de como o gás pode ficar distribuído na formação. Os resultados deixam evidente que não considerar geomecânica e geoquímica levará a uma má elaboração de projeto, errando o resultado final em grandes escalas.

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

- Zeidouni, M.; Pooladi-Darvish, M.; Keith, D. Analytical Solution to Evaluate Salt Precipitation during CO₂ Injection in Saline Aquifers. *Int. J. Greenh. Gas Control* 2009, 3, 600–611.
- Allison, J.D.; Brown, D.S.; Novo-Gradac, K.J. MINTEQA2/PRODEFA2: A Geochemical Assessment Model for Environmental Systems: Version 3.0 User's Manual; U.S. Environmental Protection Agency National Exposure Research Laboratory Ecosystems Research Division: Athens, GA, USA, 1991.
- Parkhurst, D.L.; Appelo, C.A.J. Description of Input and Examples for PHREEQC Version 3: A Computer Program for Speciation, Batch-Reaction, One-Dimensional Transport, and Inverse

Geochemical Calculations. In U.S. Geological Survey Techniques and Methods, Book 6; U.S. Geological Survey: Denver, CO, USA, 2013; p. 497.

Parkhurst, D.L.; Thorstenson, D.C.; Plummer, L.N. PHREEQE: A Computer Program for Geochemical Calculations; U.S. Geological Survey: Denver, CO, USA, 1980.

Wolery, T.J. EQ3/6, a Software Package for Geochemical Modeling of Aqueous Systems: Package Overview and Installation Guide (Version 7.0); UCRL-MA-110662-Pt.1; Lawrence Livermore National Lab. (LLNL): Livermore, CA, USA, 1992; p. 138894.

Zoback, M. D. Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press. New York, NY, USA. 2007.

D. Eberhart-Phillips, D-H. Han, and M. D. Zoback. Empirical relationships among seismic velocity, effective pressure, porosity, and clay content in sandstone. *GEOPHYSICS* 54: 82-89. 1989.

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.

THOMAS, L. K.; CHIN, L. Y.; PIERSON, R. G.; SYLTE, J. E. Coupled geomechanics and reservoir simulation. *SPE Journal*, v. 8, n. 4, p. 350-358, dez. 2003.