

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Estudo comparativo da difusão e dispersão de CO₂ durante a estocagem em reservatórios de gás depletado e aquífero salino

AUTORES:

Francisco Lucas Damascena Silva
Levy Kevin Valério Teobaldo
Luiz Glauber Rodrigues

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Ceará - UFC

Estudo comparativo da difusão e dispersão de CO₂ durante a estocagem em reservatórios de gás depletado e aquífero salino

Resumo

A busca por medidas que reduzam os impactos das mudanças climáticas se tornou um dos temas principais na sociedade contemporânea. Desse modo, um dos gases mais impactantes é o CO₂, e 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. Uma das formas mais viáveis de diminuir a concentração de CO₂ na atmosfera é armazenando esse gás em formações geológicas. As formações geológicas mais comuns em que se pode estocar CO₂ são reservatórios depletados de óleo ou gás, aquíferos salinos e cavernas de sal. Para entendermos o comportamento do CO₂ durante e após a estocagem é necessário entender a interação entre o CO₂ e os fluidos que estão presentes no reservatório, além da interação entre a rocha e o gás estocado. Os parâmetros utilizados nesse trabalho para estudar essa interação rocha-fluido foram a difusão e dispersão. A difusão mostra a migração molecular do CO₂ no reservatório, já a dispersão apresenta o movimento macroscópico das massas de fluidos. A dispersão acontece de forma mais rápida que a difusão molecular, pois envolve o transporte de CO₂ juntamente com outros fluidos. Dessa forma foi feita uma simulação de 1000 anos de estocagem do CO₂ tanto em um reservatório de gás depletado quanto em um aquífero salino. A partir disso, foi também realizada uma comparação entre a estocagem nos dois tipos de reservatórios com intuito de observar e avaliar o comportamento da pluma de CO₂, além de analisar os efeitos da interação do CO₂ com rocha que compõe as respectivas formações.

Palavras-chave: estocagem de CO₂, dispersão, difusão.

Abstract

The search for measures that reduce the impacts of climate change has become one of the main themes in contemporary society. Therefore, one of the most impactful gases is CO₂, and one of the main causes of the greenhouse effect. This gas comes from the combustion of automobiles, thermoelectric plants and industries of the most diverse categories. It is directly related to the burning of fossil fuels. One of the most viable ways to reduce the concentration of CO₂ in the atmosphere is by storing this gas in geological formations. The most common geological formations in which CO₂ can be stored are depleted oil or gas reservoirs, saline aquifers and salt caves. To understand the behavior of CO₂ during and after storage, it is necessary to understand the interaction between CO₂ and the fluids present in the reservoir, in addition to the interaction between the rock and the stored gas. The parameters used in this work to study this rock-fluid interaction were diffusion and dispersion. Diffusion shows the molecular migration of CO₂ in the reservoir, while dispersion shows the macroscopic movement of fluid masses. Dispersion happens faster than molecular diffusion, as it involves the transport of CO₂ together with other fluids. In this way, a simulation of 1000 years of CO₂ storage was carried out both in a depleted gas reservoir and in a saline aquifer. From this, a comparison was also made between the storage in the two types of reservoirs in order to observe and evaluate the behavior of the CO₂ plume, in addition to analyzing the effects of the interaction of CO₂ with the rock that makes up the respective formations.

Keywords CO₂ Storage, diffusion, dispersion.

Introdução

A transição energética vem sendo um dos assuntos mais discutidos pela sociedade contemporânea, principalmente pelos problemas ambientais ocasionados pela queima de combustíveis

de origem fóssil, de maneira desenfreada. Estão entre esses problemas o agravamento do Efeito Estufa e o aquecimento global. Ambos são causados por emissões de CO₂ na atmosfera.

Tendo isso em vista, diversas formas de combater o agravamento desses problemas vêm sendo discutidas pela sociedade. Uma dessas formas é a estocagem de CO₂ em reservatórios de óleo ou gás depletado, ou em aquíferos salinos. Essas formações são propícias para o armazenamento desses gases, que após ser gerado devido à queima do combustível, são jogados na atmosfera, ocasionando agravamento dos problemas ambientais citados.

Dessa forma, a estocagem de CO₂ se mostra uma opção viável e prática, a curto, médio e longo prazo, uma vez que os reservatórios de óleo e gás depletados já possuem, por natureza, capacidade de armazenar gás. Além disso, esse tipo de reservatório possui uma rocha selante, que irá aprisionar o CO₂ injetado por um tempo indeterminado, trazendo segurança para a operação de estocagem.

Para garantir a segurança da estocagem de CO₂ em um reservatório depletado é necessário estudar o comportamento desse gás a medida que se injeta no reservatório e após esse período. Isso porque, a medida que o tempo passa o CO₂ irá se deslocar por caminhos preferenciais no meio poroso, interagindo com os fluidos que estão presente no reservatório e também com a rocha que compõe o meio. Com isso em mente é necessário entender dois comportamentos muito importantes na estocagem de CO₂, dispersão e difusão.

A dispersão é a capacidade do gás de se distribuir no meio, no caso do CO₂, a capacidade desse gás de se distribuir pelo meio poroso. Já a difusão é o movimento de partículas de uma região de alta concentração para uma região de baixa concentração, resultando em uma distribuição uniforme, ou seja, à medida que o tempo passa, o CO₂ vai interagir com os fluidos que estão presente no reservatório. Entender esses conceitos é importante para mapear e quantificar o deslocamento do CO₂ estocado ao longo de todo o período em que se deseja manter esse gás aprisionado.

Metodologia

Nesse trabalho foi utilizado um reservatório de gás depletado e um aquífero salino para que fosse feita a estocagem de CO₂ nos dois ambientes. Ambos ambientes estão em um mesmo campo. Foi utilizado no estudo da estocagem no aquífero 2 poços injetores de CO₂, a uma vazão de 1000000 m³ de CO₂ por dia, enquanto no reservatório de gás depletado foi utilizado 3 poços, com mesma vazão.

No caso do reservatório de gás, foi feita sua depleção, durante 10 anos, de 2013 à 2023, utilizando 10 poços.

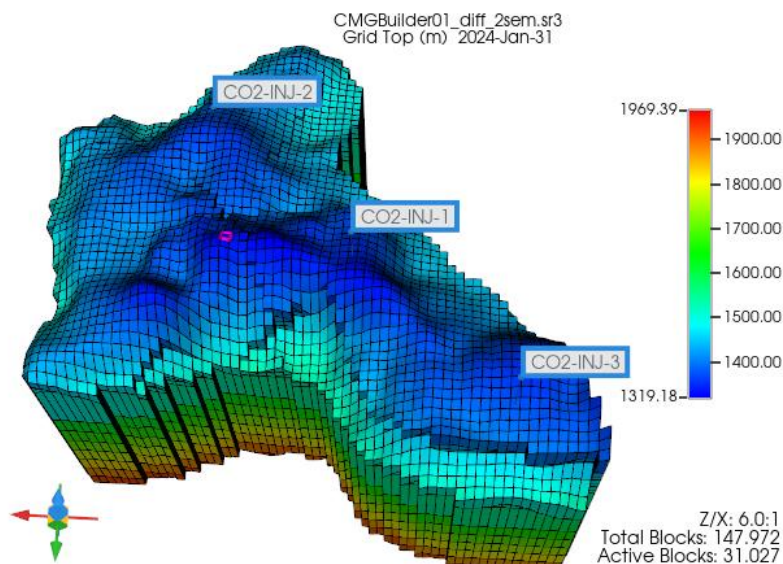


Figura 1 – Reservatório de Gás Depletado

Fonte: Autor

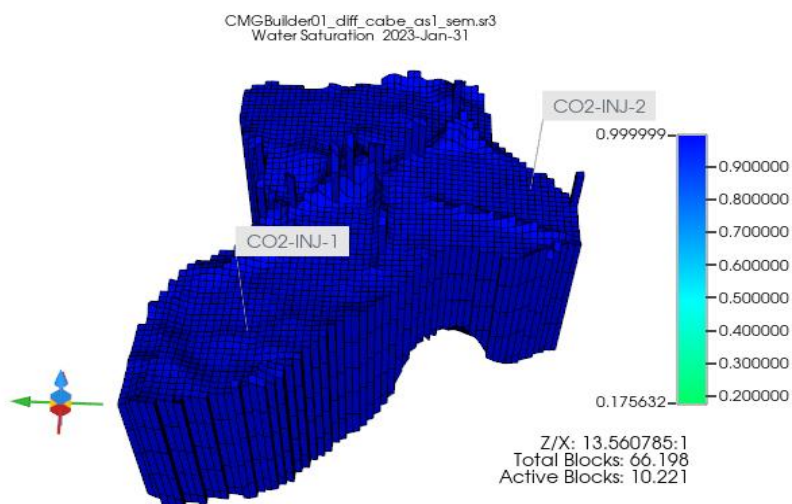


Figura 2 – Aquífero Salino
Fonte: Autor

Nos dois modelos, tanto de Gás quanto o de Aquífero, foram realizadas simulações no GEM do pacote CMG, para analisar o efeito da difusão e dispersão no reservatório. O parâmetro utilizado para fins comparativo foi a fração molar do CO₂ presente no meio poroso. O coeficiente de dispersividade no modelo utilizado foi de 0.02, afim de observar o efeito na velocidade longitudinal e transversal (considerando que são iguais) da dispersão no fluido, no caso na água e no gás.

Cenários	Reservatório	Modelo	Coef. de Dispersividade
Caso 1	Aquífero	Sem Difusão e Dispersão	-
Caso 2	Gás Depletado	Sem Difusão e Dispersão	-
Caso 3	Aquífero	Com Difusão e Dispersão	0.02
Caso 4	Gás Depletado	Com Difusão e Dispersão	0.02

Tabela 1 – Condições de comparação entre os modelos
Fonte: Autor

Para implementar essas propriedades na simulação, primeiro é necessário entender o conceito físico por trás. Para esse estudo, algumas suposições foram feitas, sobre a abrangência e efeito do CO₂ no reservatório.

- A anisotropia vertical e horizontal e a porosidade do reservatório variando em todos os blocos;
- Gradiente de temperatura e pressão constantes em ambos os modelos;
- Não há fluxo de CO₂ fora das condições de contorno do reservatório.

No modelo matemático, a equação abaixo descreve o fluxo dispersivo J_i do componente representado por uma concentração y , levando-se em consideração o coeficiente de difusão D_{ik} , é dado por:

$$J_i = - \sum_k \phi \rho_k S_k D_{t,ik} \nabla_{yik}, \quad i = 1, \dots, n_c; k = o, g, w$$

Resultados e Discussão

Na primeira etapa da simulação, para o caso 1, foi analisado uma certa região no período final da estocagem. Esse processo é fundamental pra entender como que o reservatório está se comportando, pois, o aquífero por exemplo, pode alcançar um ponto de saturação, onde não é possível injetar mais CO₂ de forma segura, uma vez considerado um perfil a longo prazo. Como é possível ver na figura 3, a concentração de CO₂ começa a atingir as camadas iniciais, por ter uma menor densidade comparado com a água. E, dependendo da estrutura geológica, pode-se formar uma camada de CO₂ acima do aquífero.

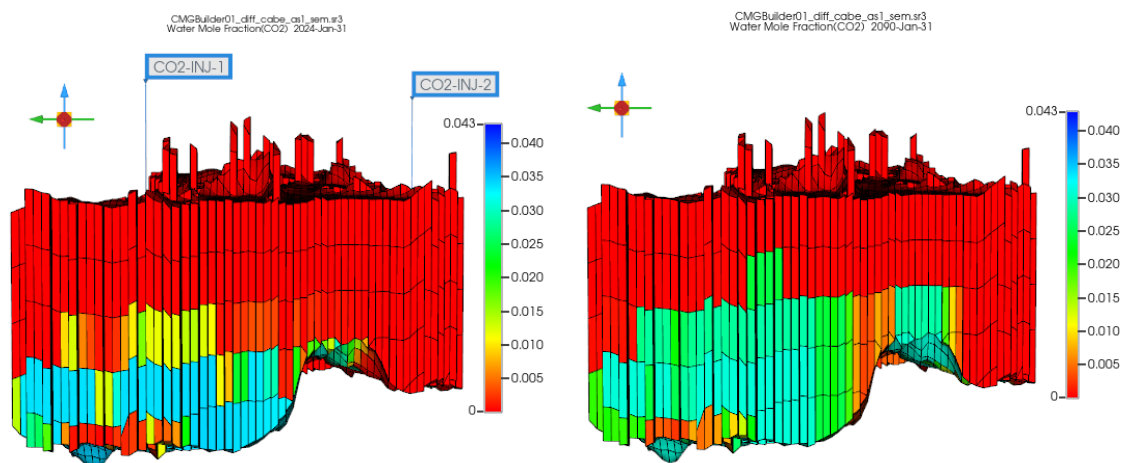


Figura 3 – Fração de CO₂ no Aquífero no início (a) e fim (b) da estocagem

Fonte: Autor

Para o reservatório de gás, no caso 2, tem condições de estocagem melhor, já que é próprio para alocar esse fluido. Ele se comporta de maneira mais previsível, permanecendo na área onde foi injetado, assumindo que o reservatório e as camadas seladoras estejam intactos e eficazes, levando em consideração a pressão e temperatura do reservatório. No modelo, após uma depleção de 10 anos, o CO₂ injetado começa a subir devido à sua menor densidade em comparação com outros fluidos, causando a redistribuição do gás no reservatório. Na figura 4 é possível perceber regiões com altas concentrações do gás.

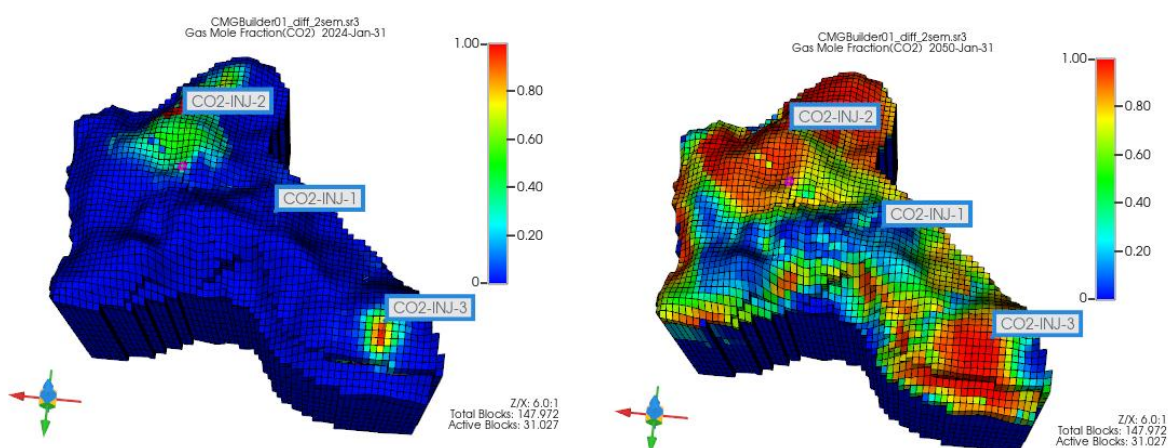


Figura 4 – Fração de CO₂ no reservatório de Gás Depletado no início (a) e fim (b) da estocagem

Fonte: Autor

Difusão e Dispersão

Nos casos 3 e 4, o parâmetro da difusão e dispersão foram implementados utilizando o coeficiente de dispersividade. Após a simulação, no tempo de estocagem, as regiões que tiveram maior mudança significativa na composição do CO₂ no reservatório. Para isso, uma área próxima ao poço é analisada. Com o fluxo dispersivo aplicado, no valor de 0.02, o aquífero sofrerá mudanças no movimento dos fluidos de forma gradual, como é possível ver na figura 5. No gráfico, analisando o bloco [45x, 46y, 5z], pode-se notar que depois de um tempo, a influência do fluxo dispersivo reduz a fração de CO₂ na água, mostrando que o processo é mais retardado devido a baixa ocorrência do fenômeno nesse sistema, dado as condições de temperatura e pressão.

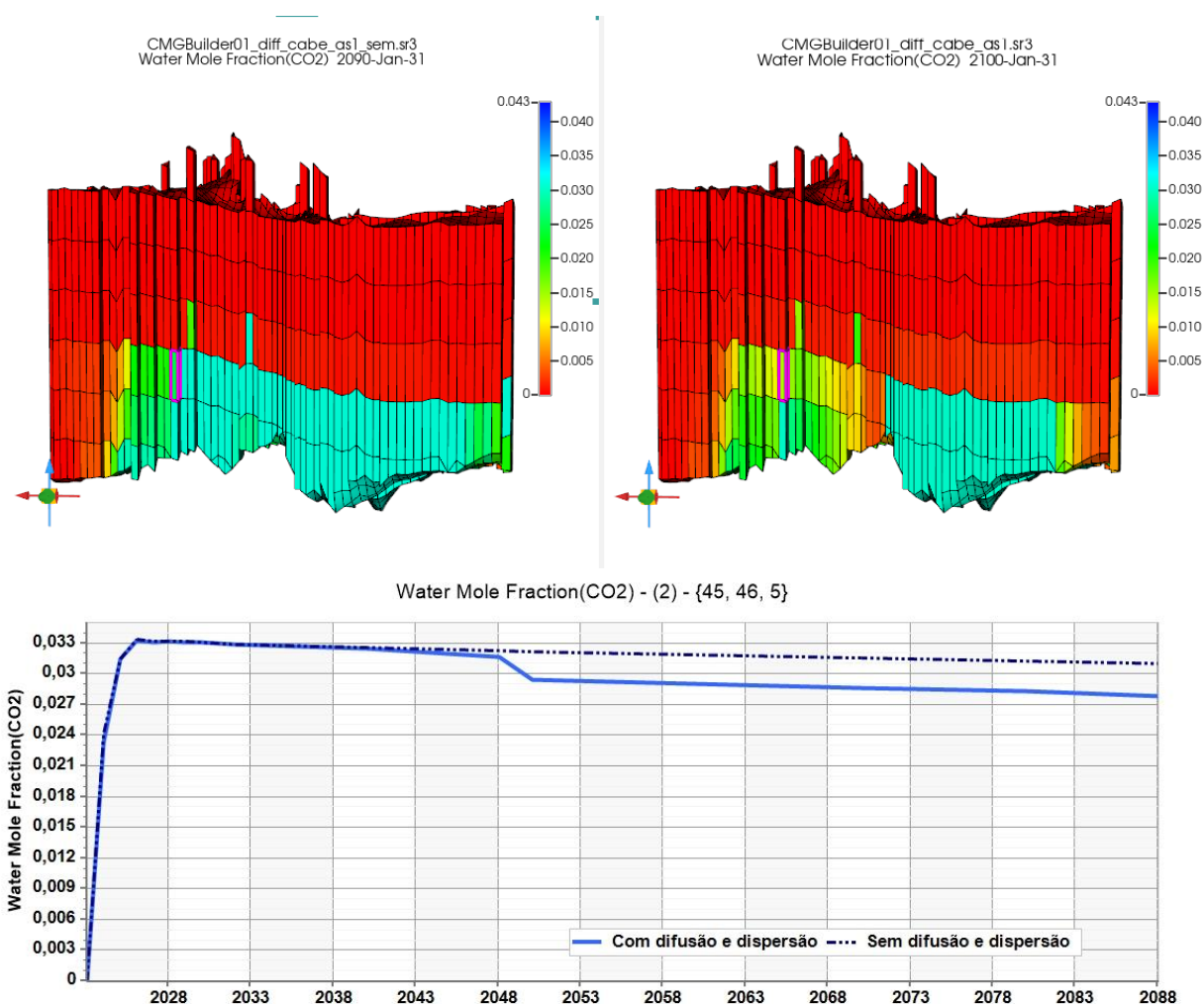


Figura 5 – Fração de CO₂ no Aquífero Salino, com e sem difusão e dispersão

Fonte: Autor

Para o reservatório de gás, a tendência é de se espalhar uniformemente ao longo do reservatório, tanto na direção do fluxo (longitudinalmente) quanto perpendicular ao fluxo (transversalmente). Isso é de fácil compreensão ao analisar o poço CO₂-INJ-3 na figura 6, com as frações de CO₂ se movimentando de forma melhor nos blocos ao redor, durante 30 anos de estocagem. Esse fator contribui para que a integridade do reservatório seja garantida e não ocorra repressurização, além disso, aumentam a eficiência do uso do volume do reservatório, permitindo uma melhor utilização dos microporos e zonas menos permeáveis. Isso possibilita a estocagem durar um período mais longo.

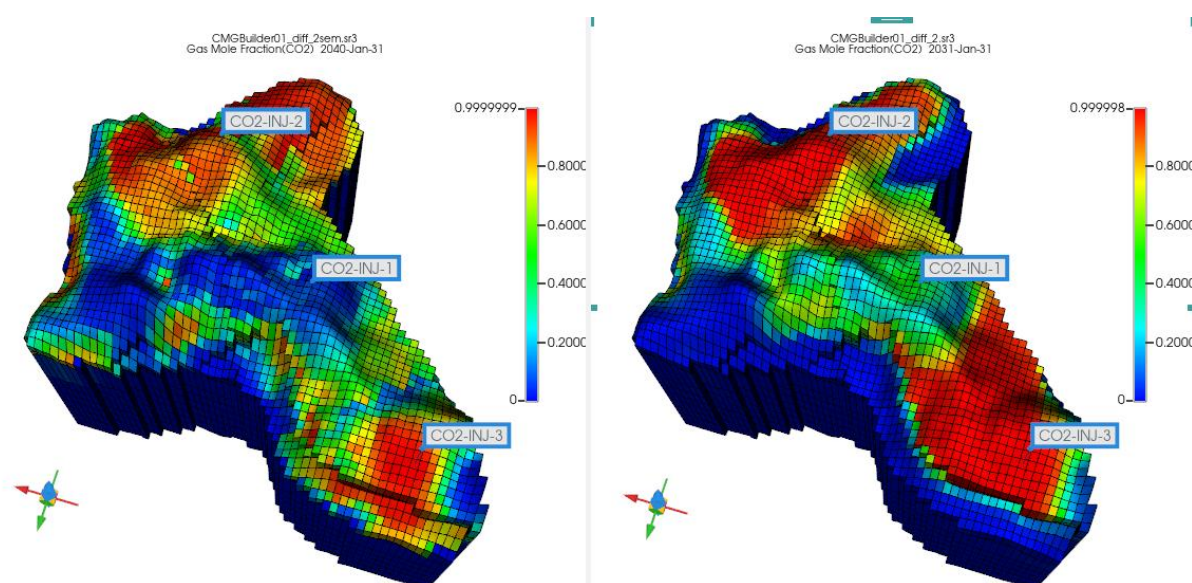


Figura 6 – Fração de CO₂ no reservatório de Gás Depletado com (direita) e sem (esquerda) difusão e dispersão

Fonte: Autor

Conclusões

Este estudo utilizou uma abordagem em duas partes a primeira de realizar a análise da estocagem em dois tipos de reservatório: Gás Depletado e Aquífero Salino, e a outra parte, observar o efeito da difusão e dispersão nos dois modelos. Primeiro, a simulação com o coeficiente de dispersividade de 0,02 mostrou mudanças significativas, trazendo de maneira sugestiva que o aumento do fluxo pode criar melhores condições de estocagem. Os resultados mostram que ambos os processos aumentam a mistura do CO₂ com os fluidos presentes (água salina em aquíferos e gás residual em reservatórios depletados), promovendo a dissolução do CO₂ e contribuindo para a estabilidade a longo prazo.

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

- Lake, L.W., Enhanced Oil Recovery, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989.
- Hlushkou, D., Piatrusha, S. e Tallarek, U. (2017) “Impact of diffusion on transverse dispersion in two-dimensional ordered and random porous media”, Physical review. E, 95(6–1), p. 063108. doi: 10.1103/PhysRevE.95.063108.
- 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.