Gestão:

Reunião de Acompanhamento e Avaliação - RAA 2026

ARMAZENAMENTO E PRODUÇÃO DE H_2 EM SUBSUPERFÍCIE POR MEIO DO ESTUDO DE ROCHAS DIGITAIS

Soeiro, M. C. [1]; Silvino, P. F. G. [2];

[1]Bolsista do PRH 31/UFC, curso de Engenharia Química, Fortaleza – CE. E-mail: marinachavante99@gmail.com

[2]Docente do curso de Engenharia Química da Universidade Federal do Ceará, Fortaleza – CE. E-mail: pedro.silvino@ufc.br

MOTIVAÇÃO E OBJETIVO



Figura 1: Representação da injeção e armazenamento de H_2.
Fonte: Rissman et al. (2020, com adaptação).

Objetivo:

Utilizando rochas digitais e simulação computacional no *software GeoDict*, investigar o comportamento do H_2 e do colchão de gás durante o processo de armazenamento geológico em reservatórios petrolíferos. O estudo visa analisar a dinâmica de fluxo multifásico em microescala, avaliando a pressão capilar e as curvas de permeabilidade relativa durante os ciclos de injeção, a fim de viabilizar estratégias de estocagem de energia.

METODOLOGIA

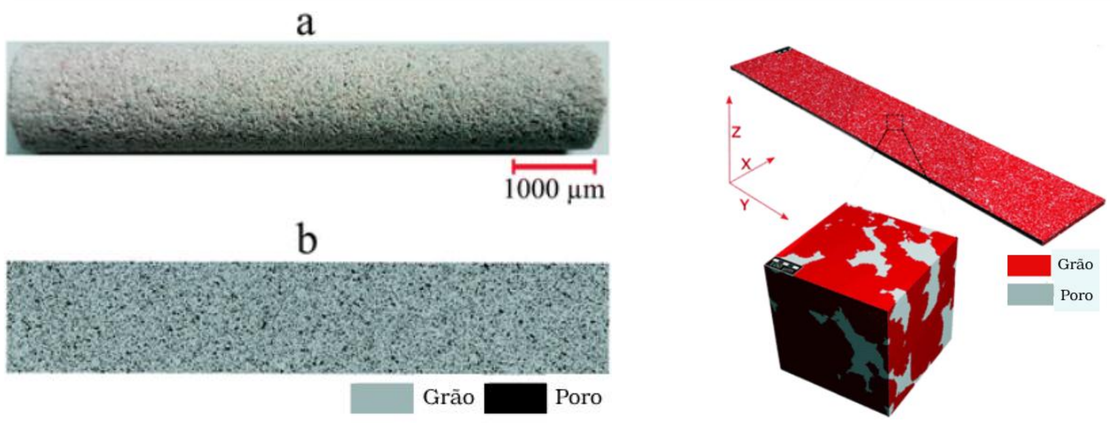


Figura 2: Obtenção de uma rocha digital.
Fonte: GOAL, (2020, com adaptação).

ETAPAS DO ESTUDO

01 – Seleção	02 – Caracterização e validação	03 – Simulação
Rochas digitais (RD)	Porosidade e permeabilidade das RD	Pressão capilar e permeabilidade absoluta.

ÁREA DE ESTUDO

Área V – Outras fontes de energia

Tema I – Hidrogênio

Subtema 3. Armazenamento e Distribuição de Hidrogênio

RESULTADOS

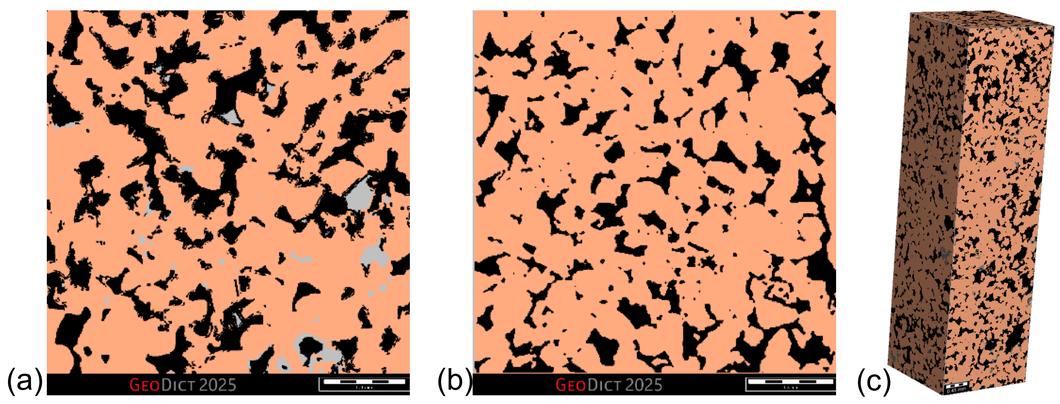


Figura 3: Seção transversal da arenito Bentheimer (a) exibindo a fase porosa (preto), matriz de quartzo (salmão) e minerais residuais (cinza). Arenito Berea (b) exibindo a fase porosa (preto) e quartzo (salmão). Representação 3D do arenito Bentheimer (c).

Tabela 1: Caracterização e validação da rocha Berea.

	Porosidade efetiva (%)	Permeabilidade absoluta (mD)
Berea	19,5%	2019 na direção x*
Dong (2007)	19,6%	2668

Tabela 2: Caracterização e validação da rocha Bentheimer.

	Porosidade efetiva(%)	Permeabilidade absoluta (mD)
Bentheimer	22,5%	1,59
Raeesi *et al*. (2014)	23,0%	1,94

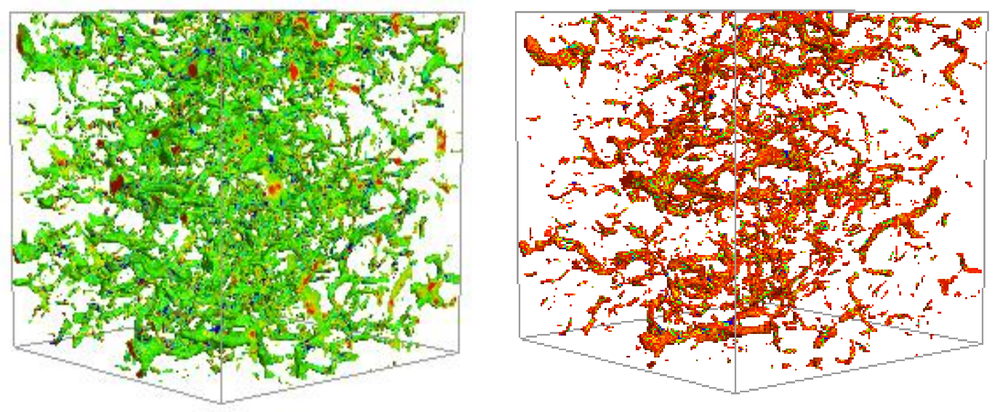
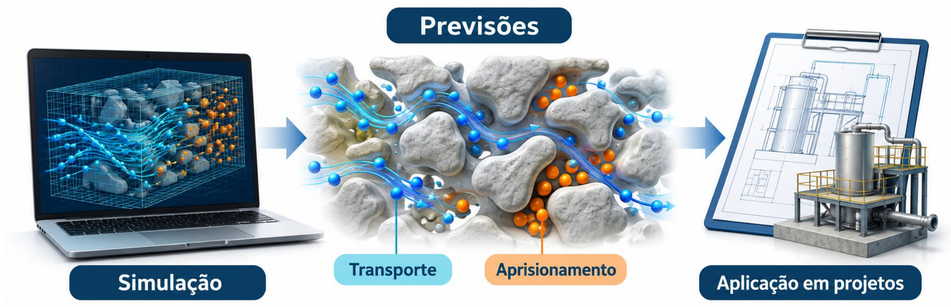


Figura 4: Canais de permeabilidade da rocha Berea.

APLICAÇÃO NO SETOR DE PETROLEO E ENERGIA



CONSIDERAÇÕES FINAIS

- Os dois modelos de rocha foram validados e caracterizados com base na comparação com dados da literatura.
- Na próxima etapa, o estudo buscará validar as simulações de pressão capilar, estabelecer os ciclos de estocagem e definição dos colchões de gás a serem utilizados.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do Programa de Formação de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - PRH-ANP, gerido pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), Brasil. Processo n° 2025/03400-7.

Laboratório de Visualização e Simulação 3D

Universidade Federal do Ceará

REFERÊNCIAS

BEHROOZ RAEESI; MORROW, N. R.; MASON, G. Capillary Pressure Hysteresis Behavior of Three Sandstones Measured with a Multistep Outflow–Inflow Apparatus. Vadose Zone Journal, v. 13, n. 3, p. 1-12, 2014.

DONG, H. Micro-CT imaging and pore network extraction. [S. l.: s. n.], [20--?]. Disponível em: https://www.imperial.ac.uk/media/imperial-college/faculty-of-engineering/earth-science-and-engineering/recovered-files/33551696.PDF. Acesso em: 16 out. 2025.

GAOL, C. L.; WEGNER, J.; GANZER, L. Micromodels for enhanced oil recovery experiments based on µCT images of Bentheimer sandstone. Lab on a Chip, v. 20, p. 2807-2817, 2020.

HILDEN, J.; LINDEN, S.; PLANAS, B. FLOWDICT User Guide: GeoDict release 2021. Kaiserslautern: Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik (ITWM), 2021.

HILPERT, M.; MILLER, C. T. Pore-morphology-based simulation of drainage in totally wetting porous media. Advances in Water Resources, v. 24, p. 243-255, 2001.