



Latin American Journal of Energy Research – Lajer (2025) v. 12, n. 3, p. 10–19
<https://doi.org/10.21712/lajer.2025.v12.n3.p10-19>

1º Encontro Interdisciplinar em Energia, Programa de Pós-graduação em Energia, Ufes



Modelagem matemática do armazenamento geológico de CO₂: análise da eficiência da incorporação do efeito da histerese na permeabilidade relativa e pressão capilar

Mathematical modeling of geological CO₂ storage: analysis of the incorporation of the hysteresis effect in relative permeability equations and capillary pressure

Lucas Alexandre Franklin Toé^{1,*}, Aleson Pinto Santos¹, Laura Marina Pinotti², Ana Paula Meneguelo²

¹ Aluno do Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, campus São Mateus, ES, Brasil

² Professor do Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, campus São Mateus, ES, Brasil

*Autor para correspondência, E-mail: lucasalexandre.ft@gmail.com

Resumo: O armazenamento geológico de CO₂ constitui uma das principais estratégias de mitigação das emissões de gases de efeito estufa. Nesse contexto, o presente estudo analisou dois fenômenos fundamentais para a retenção eficiente do gás em meios porosos: a pressão capilar (Pc) e a permeabilidade relativa (kr), investigando, adicionalmente, a influência da histerese sobre o comportamento dessas curvas em formações do tipo aquífero salino profundo. Com base nos modelos clássicos de Corey (1954) e Killough (1976), aliados a dados recentes de calibração encontrados na literatura, verificou-se que a incorporação dos efeitos histeréticos altera significativamente as curvas de Pc e kr, resultando em previsões mais consistentes e realistas acerca do escoamento do CO₂ e dos mecanismos de aprisionamento capilar e residual. Os resultados indicam que o modelo de Killough (1976), que considera os efeitos histeréticos, estimou uma permeabilidade relativa média cerca de 30% menor e um nível médio de saturação residual do gás aproximadamente 50% maior, quando comparado ao modelo de Corey (1954) (sem histerese). Além disso, para as curvas de pressão capilar, o modelo de Killough (1976) estimou uma pressão capilar média cerca de 20% menor, impactando diretamente a estabilidade do meio poroso.

Palavras-chave: dióxido de carbono; armazenamento de carbono; aprisionamento capilar; histerese; modelagem numérica.

Abstract: The geological CO₂ storage constitutes one of the main strategies for mitigating greenhouse gas emissions. In this context, the present study examined two fundamental phenomena for the efficient retention of CO₂ in porous media: capillary pressure (Pc) and relative permeability (kr), while additionally investigating the influence of hysteresis on the behavior of these curves in deep saline aquifer formations. Based on the classical models of Corey (1954) and Killough (1976), combined with recent calibration data reported in the literature, it was found that incorporating hysteretic effects significantly alters the Pc and kr curves, resulting in more consistent and realistic predictions of CO₂ flow and the mechanisms of capillary and residual trapping. The results indicate that the Killough (1976) model, which accounts for hysteretic effects, estimated an average relative permeability approximately 30% lower and an average residual gas saturation nearly 50% higher when compared to the Corey (1954) model (without hysteresis). Moreover, for the capillary pressure curves, the Killough (1976) model predicted an average capillary pressure approximately 20% lower, directly influencing the stability of the porous medium.

Keywords: carbon dioxide; carbon storage; capillary trapping; hysteresis; numerical modeling.

1 Introdução

O armazenamento geológico de dióxido de carbono (CO_2) é amplamente reconhecido como uma das estratégias mais promissoras para mitigação das emissões de gases de efeito estufa, sendo destacado em relatórios base, como o IPCC (2005), e em diversos outros relatórios e trabalhos experimentais com uso de modelagem (IPCC, 2022; Zhong et al., 2024; Lan et al., 2024; Murkhejee and Johns, 2025; IEA, 2025). A eficiência e a segurança do processo de armazenar geologicamente CO_2 depende, fundamentalmente, da compreensão do comportamento multifásico do CO_2 e dos outros fluidos presente no meio poroso, descritos, em grande parte, pelas curvas de pressão capilar (P_c) e permeabilidade relativa (k_r) – parâmetros que controlam a mobilidade, a saturação e o aprisionamento do gás injetado (Krevor et al., 2015; Ajayi et al., 2019; Dutta et al., 2024). Tais curvas apresentam comportamento histerético, isto é, são dependentes da trajetória de drenagem e embebição no fluxo do sistema. Durante a drenagem, o CO_2 desloca a fase molhante, invadindo os maiores poros; na embebição, parte do gás permanece aprisionada como bolhas desconectadas, resultando no chamado aprisionamento capilar (Lan et al., 2024; Zhong et al., 2024). O efeito da histerese afeta simultaneamente as curvas de P_c e k_r , alterando o gradiente de pressão, a condutividade efetiva e a eficiência de varrido da pluma (Zhang et al., 2025). Modelos clássicos, como os de Corey (1954) e Killough (1976), têm sido amplamente empregados para descrever tais fenômenos, e estudos recentes, como os de Lan et al. (2024) e Mukherjee and Johns (2025), introduzem abordagens com calibrações mais atuais capazes de reproduzir simultaneamente as curvas de drenagem e embebição, com ajustes de saturação residual. Trabalhos experimentais e numéricos, como os de Dutta et al. (2024) e Khoramian et al. (2025), reforçam que a incorporação explícita da histerese pode aumentar significativamente a eficiência de aprisionamento e reduzir a mobilidade do CO_2 , ampliando a estabilidade do armazenamento e otimizando o dimensionamento da capacidade de retenção de uma formação geológica. Assim, o presente estudo busca avaliar, comparativamente, o efeito da histerese nas curvas de pressão capilar e permeabilidade relativa aplicadas ao armazenamento geológico de CO_2 . Ao integrar modelagem matemática e os parâmetros experimentais encontrados na literatura, pretende-se evidenciar como a consideração da histerese conduz a previsões mais realistas da dinâmica multifásica, contribuindo para estimativas mais seguras e confiáveis da eficiência de aprisionamento capilar e residual, em micro e macro escala, bem como da integridade do armazenamento do gás a longo prazo.

2 Metodologia

2.1 Estrutura da modelagem

Para investigar os efeitos da histerese no aprisionamento do CO_2 em meios porosos, este estudo propõe uma comparação entre dois cenários principais: um modelo base, sem incorporação dos efeitos da histerese, no qual assume um comportamento totalmente reversível nas propriedades capilares e de escoamento; e um segundo modelo, incorporando a histerese no modelo matemático, no qual assume um comportamento irreversível dos caminhos de drenagem e embebição dos fluidos, alterando, assim, as curvas de pressão capilar e permeabilidade relativa nestes dois caminhos. Os ambientes de simulação, no que diz respeito aos parâmetros petrofísicos e litológicos, foram idênticos para os dois casos, deste modo, a análise foi conduzida de maneira a comparar os dois modelos sem risco de haver interferência pela diferença do meio.

2.2 Modelagem sem histerese

2.2.1 Permeabilidade relativa

A determinação das curvas de permeabilidade relativa para as duas fases, molhante (k_{rw}) e não molhante (k_{rg}), neste cenário, foram calculadas com base nos estudos de Corey (1954), ajustadas para a saturação efetiva da fase molhante (S_e), e são dadas pelas Eqs. 1 e 2:

$$k_{rw}(S_e) = k_{rw0} \cdot S_e^n \quad (1)$$

$$k_{rg}(S_e) = k_{rg0} \cdot (1 - S_e)^m \quad (2)$$

Onde:

k_{rw0} : permeabilidade relativa da água no ponto de saturação máxima (geralmente valor máximo, igual a 1);

k_{rg0} : permeabilidade relativa do gás no ponto de saturação máxima (também, geralmente valor igual a 1);
 n e m : exponentes ajustáveis empiricamente, que descrevem a forma da curva de permeabilidade relativa para cada fase, e podem variar conforme a litologia e molhabilidade;

As Eqs. 1 e 2 foram adotadas por sua simplicidade, sem perder a eficácia, sendo utilizada amplamente em estudos recentes, tais como os de Jin et al. (2018) e Bahrami et al. (2024).

2.2.2 Pressão Capilar

Para a determinação da curva de pressão capilar, a formulação matemática a ser utilizada neste cenário, no presente estudo, baseia-se na proposta de Brooks-Corey (1964), dada pela Eq. 3:

$$P_c(S_e) = P_{c0} \left(\frac{S_e}{1-S_e} \right)^{-\lambda} \quad (3)$$

Onde:

P_{c0} : é a pressão capilar no ponto de entrada;

λ : Índice de distribuição de poros;

S_e : Saturação efetiva da fase molhante (no nosso caso, a água de formação). Esse parâmetro pode ser calculado pela Eq. 4:

$$S_e = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{gr}} \quad (4)$$

Onde:

S_w : saturação da fase molhante, ou seja, é a fração do volume dos poros preenchida pela fase molhante;

S_{wr} : saturação residual da fase molhante – é a saturação mínima da fase molhante que permanece nos poros da rocha e não pode ser deslocada;

S_{gr} : saturação residual da fase não molhante (gás).

Tais valores geralmente são obtidos por meio de experimentos, com por exemplo, análise das curvas de drenagem de amostras de rocha, disponíveis também, na literatura científica mais recente.

2.3 Modelagem com histerese

2.3.1 Permeabilidade relativa histerética

Como visto na seção anterior, a permeabilidade relativa é expressa, geralmente, como função da saturação efetiva. No entanto, no modelo com histerese, é necessário distinguir entre os caminhos de drenagem e embebição. Deste modo, as formulações matemáticas para a permeabilidade relativa da água (k_{rw}) e do gás (k_{rg}), em seus respectivos ciclos, são dadas por:

$$k_{rw}^{dr}(S_e) = S_e^{n_w}; \text{ (drenagem; fluido molhante)}$$

$$k_{rw}^{im}(S_e) = S_e^{m_w}; \text{ (embebição; fluido molhante)}$$

$$k_{rg}^{dr}(S_e) = (1 - S_e)^{n_g}; \text{ (drenagem; gás)}$$

$$k_{rg}^{im}(S_e) = (1 - S_e)^{m_g}; \text{ (embebição; gás)}$$

A formulação matemática que rege a permeabilidade relativa com histerese, adotada por este trabalho, é dada pela Eq. 5, que se interpola as funções de permeabilidade relativa, descritas pelas formulações matemáticas acima, para ambas as fases, no limite dos dois ciclos (drenagem e embebição):

$$k_{r,hist}(S_e) = k_r^{dr}(S_e) + [k_r^{im}(S_e) - k_r^{dr}(S_e)] \cdot \left[1 - \left(\frac{S_e - S_{e,i}}{S_{e,d} - S_{e,i}} \right)^\beta \right]^\gamma \quad (5)$$

Onde:

$k_r^{\text{dr}}(S_e)$ e $k_r^{\text{imb}}(S_e)$: são funções dependentes da saturação, que representam as permeabilidades relativas nas curvas de drenagem e embebição, respectivamente;

$S_{e,i}$, $S_{e,d}$: são os limites de saturação efetiva para o ciclo de histerese, ou seja, o ponto de saturação efetiva da água nos momentos de embebição e drenagem, respectivamente (valores calculados empiricamente);
 β , γ são expoentes calibráveis, ajustados experimentalmente.

2.3.2 Pressão capilar histerética

Assim como na permeabilidade relativa, a pressão capilar também apresenta histerese, com curvas distintas para drenagem e embebição. As expressões clássicas de Brooks-Corey (1964) são modificadas para considerar a histerese (Eqs. 6 e 7, para embebição e drenagem, respectivamente):

$$P_c^{\text{im}}(S_e) = P_{e,i} \cdot S_e^{-1/\lambda_i} \quad (6)$$

$$P_c^{\text{dr}}(S_e) = P_{e,d} \cdot S_e^{-1/\lambda_d} \quad (7)$$

Onde:

$P_{e,d}$ e $P_{e,i}$: pressões de entrada para os processos de drenagem e embebição, respectivamente;

λ_d e λ_i : parâmetros de forma para cada ciclo, com valores típicos para cada tipo de rocha, encontrados na literatura ou obtidos de maneira empírica.

A formulação matemática que rege a pressão capilar com histerese, adotada por este trabalho, é dada pela Eq. 8, onde interpola-se as funções de pressão capilar, para ambas as fases, a partir da formulação feita por Lan et al. (2024), utilizando como base a equação original de Killough (1976), mas com ajustes experimentais mais recentes para melhor descrever essa transição dos ciclos:

$$P_{c,hist}(S_e) = P_c^{\text{dr}}(S_e) + \omega(S_e) \cdot [P_c^{\text{im}}(S_e) - P_c^{\text{dr}}(S_e)] \quad (8)$$

Onde:

α : parâmetro de controle da interpolação (experimental);

$\omega(S_e)$: função que determina a transição entre as curvas de drenagem e embebição com base na saturação atual.

2.4 Modelo matemático

2.4.1 Lei de Darcy

A Lei de Darcy é o modelo físico mais comum utilizado para descrever o fluxo de fluidos em meios porosos (representa a equação de quantidade de movimento, neste contexto). Originalmente, tal conceito foi desenvolvido para descrever a velocidade de apenas um único fluido passando por um meio poroso, em baixas velocidades e em fluxo permanente (Xi, 2011), no entanto, sua formulação matemática adaptada para sistemas multifásicos é estabelecida matematicamente pela Eq. 9:

$$\vec{v}_i = -\frac{\vec{k} \cdot k_r}{\mu_i} (\Delta P_i - \rho_i \vec{g}) \quad (9)$$

Onde:

v_i : vetor vazão volumétrica do fluido;

k : vetor permeabilidade absoluta do meio poroso;

μ : viscosidade dinâmica do fluido;

ΔP : gradiente de pressão do fluido;

ρ : massa específica do fluido;

g : vetor da constante gravitacional.

2.4.2 Equação de continuidade para massa

Em sua forma diferencial, a equação genérica da continuidade, aplicada à conversão de massa, é dada pela Eq. 10:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = q \quad (10)$$

Onde:

v : vetor velocidade, dado pela lei de Darcy;

ρ : massa específica do fluido;

q : taxa de injeção, ou remoção, de massa por unidade de volume;

t : tempo.

No escoamento em meios porosos, é necessário acrescentar mais dois termos na Eq. 10 para expressarmos, de fato, o volume livre em que o fluido poderia passar. Os dois termos são: porosidade da rocha (ϕ) e saturação (S). Sendo assim, a Eq. 11 representa o balanço de massa para o CO₂ em meios porosos sem sumidouros, extrações ou reinjeções de gás:

$$\frac{\partial(\phi \cdot \rho \cdot S)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \cdot \vec{v}) = 0 \quad (11)$$

2.4.3 Sem histerese

Dados as formulações matemáticas adotadas na modelagem sem histerese, o modelo matemático para as fases é expresso pelas Eqs. 12 e 13, respectivamente, para fase aquosa (water) e fase gasosa (gas):

$$\frac{\partial(\phi \cdot S_w \cdot \rho_w)}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\rho_w \cdot \frac{\vec{k} k_{rw0} \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{gr}} \right)^n}{\mu_w} \cdot \Delta P_w \right) = 0 \quad (12)$$

$$\frac{\partial(\phi \cdot (1 - S_w) \cdot \rho_g)}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\rho_g \cdot \frac{\vec{k} k_{rg0} \left(1 - \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{gr}} \right) \right)^m}{\mu_g} \cdot \Delta P_g \right) = 0 \quad (13)$$

Além disso, podemos relacionar a pressão capilar, para os modelos sem histerese, a partir da Eq. 14:

$$P_g = P_w + P_{c0} \left(\frac{S_e}{1 - S_e} \right)^{-\lambda} \quad (14)$$

Deste modo o sistema está fechado, com 3 variáveis dependentes e 3 equações acopladas que descrevem cada uma dessas variáveis. Para a construção deste modelo matemático final, para as duas fases (gasosa e aquosa, sem histerese), foi considerado como principais variáveis: a saturação da fase aquosa (S_w), a pressão da fase aquosa (P_w) e a pressão da fase gasosa (P_g).

2.4.4 Com histerese

Dados as formulações matemáticas adotadas na modelagem com histerese, o modelo matemático para as fases é expresso pelas Eqs. 15 e 16, respectivamente, para fase aquosa (w) e fase gasosa (g):

$$\frac{\partial(\phi \cdot S_w \cdot \rho_w)}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\rho_w \cdot \frac{\vec{k} k_{rw}(S_w)}{\mu_w} \cdot \Delta P_w \right) = 0 \quad (15)$$

$$\frac{\partial(\phi \cdot (1 - S_w) \cdot \rho_g)}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\rho_g \cdot \frac{\vec{k} k_{rg}(S_w)}{\mu_g} \cdot \Delta(P_w + P_c(S_w)) \right) = 0 \quad (16)$$

Além disso, podemos relacionar a pressão capilar de acordo com a Eq. 17:

$$P_g = P_w + P_{c,hist}(S_e) \quad (17)$$

Deste modo o sistema está fechado, com 3 variáveis dependentes e 3 equações acopladas que descrevem cada uma dessas variáveis. Para a construção deste modelo matemático final, para as duas fases (gasosa e aquosa, com histerese), foi considerado como principais variáveis: a saturação da fase aquosa (S_w), a pressão da fase aquosa (P_w) e a pressão da fase gasosa (P_g).

2.5 Simulação numérica

As simulações numéricas, a partir do modelo construído, foram realizadas utilizando a linguagem de programação *Python* (versão 3.11) por meio da plataforma *Google Colab*. A simulação foi implementada considerando métodos de diferenças finitas para discretização do domínio, com o objetivo de resolver as equações governantes de continuidade e transporte de massa em meios porosos. O fluxograma abaixo (Figura 1) esquematiza as etapas para que a solução numérica pudesse ocorrer.



Figura 1. Fluxograma das etapas para a implementação da solução numérica proposta.

Com base no fluxograma apresentado pela Figura 1, podemos descrever o algoritmo escrito das etapas como uma sequência lógica de instruções para implementar a solução numérica do modelo proposto.

3 Resultados e discussões

3.1 Curvas de permeabilidade relativa

A Figura 2 apresenta o gráfico das curvas relativas à permeabilidade relativa das fases, em processos de embebição e drenagem (histerese), e as curvas das fases no modelo sem incorporação da histerese.

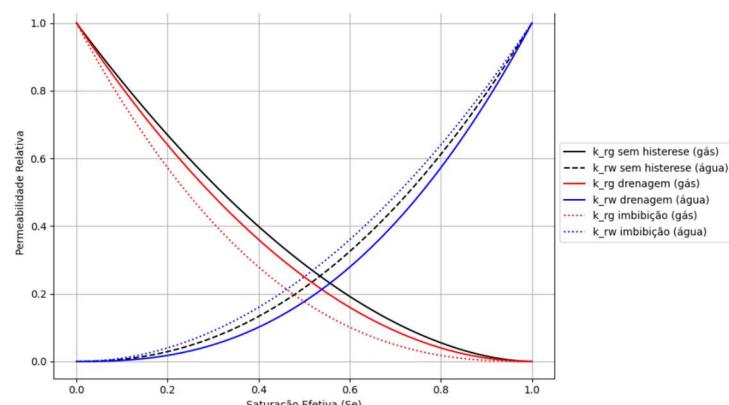


Figura 2. Comparação das curvas de permeabilidade relativa dos processos de embebição e drenagem (histerese), e do modelo sem histerese.

As curvas sem histerese exibem o comportamento clássico onde a permeabilidade relativa da água (k_{rw}) e do gás (k_{rg}) são funções suaves e constantes da saturação efetiva (S_e), desconsiderando qualquer impacto nos caminhos, ou mesmo a dependência da direção do fluxo – comportamento evidenciado em estudos atuais acerca do assunto, como também no próprio trabalho de Corey (1954). No entanto, ao se considerar histerese através do modelo de Killough (1976), as curvas de drenagem e embebição passam a apresentar trajetórias distintas, assim como esperado: para a água, a curva de embebição (azul tracejada) situa-se acima da curva de drenagem (azul contínua), enquanto, para o gás, a curva de embebição (vermelha tracejada) aparece abaixo da curva de drenagem (vermelha contínua). Esse comportamento confirma a presença de histerese característica, como bem descrito por estudos que observaram esse mesmo distanciamento das curvas em experimentos com rochas carbonáticas, e até em sistemas com molhabilidade mista. Quantitativamente, a permeabilidade relativa para o gás no modelo com histerese estimou uma redução de 30% quando comparado com o modelo sem histerese. Logo, o fenômeno observado no gráfico da Figura 2 é consistente com resultados documentados por diversos autores recentes acerca do assunto.

Basicamente, a histerese se manifesta da seguinte maneira: durante a drenagem, que é quando o CO_2 injetado possui pressão adicional inicial suficiente para deslocar dos poros o fluido molhante (salmoura), o CO_2 ocupa seu lugar, formando caminhos preferenciais (*fingers*) em zonas de maior permeabilidade. Essa fase é caracterizada pelo aumento da permeabilidade relativa ao CO_2 (k_{rg}) e redução simultânea da permeabilidade relativa à água (k_{rw}) – comportamento evidenciado pelas curvas oriundas dos dois modelos, com e sem histerese, simulados neste trabalho. No entanto, em modelos com histerese, quando a injeção do gás é interrompida, e a pressão adicional, dada ao CO_2 , cessa, o sistema entra em estado de embebição espontânea, que é quando a fase aquosa reassume sua posição preferencial, retornando de seu deslocamento, principalmente por caminhos facilitadores (geralmente com alta molhabilidade por água), reconectando-se em torno das bolhas de CO_2 , tal qual uma “gaiola” d’água que envolve o gás, que se fragmenta em múltiplas bolhas desconectadas, perdendo conectividade hidráulica. O que restam são bolhas isoladas e imóveis de CO_2 , com permeabilidade relativa tendendo a valores cada vez menores ou nulos – esse fenômeno é chamado de aprisionamento residual do gás (Krevor et al., 2015; Yang et al., 2023; Cui et al., 2024).

No gráfico apresentado pela Figura 2, observa-se que a curva de permeabilidade relativa do gás durante a embebição (pontilhado vermelho) se desvia significativamente da curva durante a drenagem (linha vermelha contínua), evidenciando o efeito desse aprisionamento capilar (Figura 3). A magnitude dessa diferença é diretamente proporcional à quantidade de CO_2 aprisionado. Para a fase aquosa, observa-se comportamento análogo (as curvas azuis contínua e azul pontilhada), com aprisionamento de água ao longo do processo. Quantitativamente, a saturação residual do gás no modelo com histerese estimou um aumento de retenção de mais de 50% quando comparado com o modelo sem histerese.

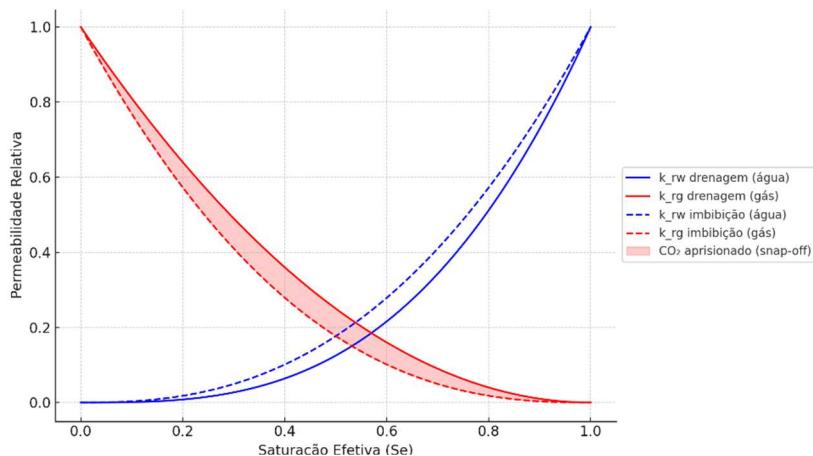


Figura 3. Representação da quantidade direta de saturação do gás residual, obtida pela área (em vermelho) entre as curvas de permeabilidade relativa, para o fluido gasoso.

Em estudos mais recentes, Lan et al. (2024) destacam que a área entre as curvas dos dois ciclos é diretamente relacionada ao grau de irreversibilidade e que sua magnitude pode variar com a salinidade, tipo de rocha e caminho de saturação. Sedaghatinasab et al. (2021) mostraram, por meio de simulações 3D, que a consideração da histerese resulta em maior eficiência de aprisionamento e menor mobilidade do CO_2 no longo prazo em todo o espaço tridimensional do bloco de análise do experimento. Khanal and Kan (2024)

também observaram efeitos similares em simulações de longo prazo, reforçando a importância da correta formulação da histerese para previsões confiáveis de aprisionamento do gás por meios capilares/residuais.

Mais recentemente, Mukherjee and Johns (2025), desenvolveram modelos baseados em aprendizado de máquina que refinam o ajuste das curvas histeréticas e apontam ganhos significativos em acurácia preditiva. Do mesmo modo, Khanal and Khan (2024) demonstraram, por meio de simulações em formações salinas, que a inclusão da histerese aumenta a retenção de CO₂ por aprisionamento residual, reduzindo a mobilidade do gás e o risco de migração indesejada. Khoramian et al. (2025) reforça essa visão ao demonstrar que modelos que ignoram a histerese tendem a superestimar o deslocamento da fase não molhante, comprometendo a confiabilidade das simulações de longo prazo.

Portanto, a inclusão da histerese nas curvas de permeabilidade relativa não apenas altera a forma das curvas, mas modifica significativamente a previsão da mobilidade e do armazenamento de CO₂. A área entre as curvas para um mesmo fluido deve ser interpretada como um indicador quantitativo da eficiência do aprisionamento residual, sendo um dos principais parâmetros a ser observado e calibrado com base em dados experimentais.

Deste modo, a maior contribuição observada entre os modelos com e sem histerese está na discrepância significativa acerca das previsões de quantidades de gás aprisionado, que possuem implicações práticas importantes no contexto do armazenamento geológico de CO₂.

3.2 Curvas de pressão capilar

O gráfico, apresentado pela Figura 4 apresenta a relação entre a pressão capilar (P_c) e a saturação efetiva da fase aquosa (S_e), distinguindo os regimes de drenagem e embebição, e o modelo sem histerese.

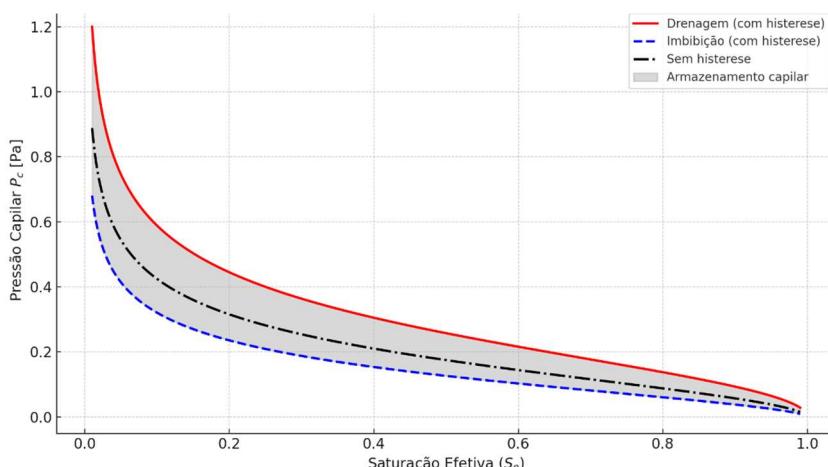


Figura 4. Comparação das curvas de pressão capilar dos processos de embebição e drenagem (histerese).

Ao analisar o gráfico da Figura 4, observa-se um comportamento coerente com os padrões estabelecidos na literatura científica internacional sobre o armazenamento geológico de CO₂. A curva de drenagem, representada pela linha vermelha contínua superior, descreve o processo primário de injeção da fase não-molhante (CO₂) em um meio poroso inicialmente saturado com a fase molhante (salmoura). Neste processo, a pressão capilar (diferença de pressão entre os fluidos não-molhante e molhante) aumenta à medida que a saturação do fluido não-molhante cresce, indicando a quantidade de energia necessária para forçar o fluido não-molhante a invadir a rede de poros. Em contrapartida, a curva de embebição, representada pela linha azul tracejada inferior, descreve o processo inverso: o retorno da fase molhante nos poros, deslocando a fase não-molhante. A histerese da pressão capilar, também se manifesta na diferença entre essas duas curvas, onde a pressão capilar para uma dada saturação é sempre menor durante a embebição do que na drenagem. A curva preta tracejada central, serve como um modelo simplificado que negligencia a dependência do histórico de saturação (modelo sem histerese). Embora possa ser útil em simulações introdutórias, sua aplicação em modelos complexos é limitada, pois ignora a natureza irreversível dos processos de escoamento e, consequentemente, falha em prever com precisão o aprisionamento de fluidos e a capacidade de retenção total de um reservatório. Quantitativamente, a pressão capilar média entre os fluidos diminuiu em cerca de 20% no modelo com histerese estimou uma redução de 30% quando comparado com o modelo sem histerese.

Assim, o gráfico para pressão capilar, elaborado neste trabalho, ao apresentar três curvas distintas (drenagem, embebição e sem histerese), reflete de forma precisa os três conceituais fundamentais: (1) a drenagem, com maiores pressões capilares e condutividade reduzida da fase molhante; (2) a embebição, com menores P_c e aumento da saturação de água devido à reconexão dos filmes capilares; e (3) o caso sem histerese, em que a resposta é reversível e não há retenção significativa de CO_2 .

Portanto, o modelo implementado neste estudo reproduz fielmente o comportamento histerético descrito nos experimentos e modelagens recentes, de modo que a diferença entre as curvas deve ser interpretada como o indicador quantitativo direto do aprisionamento residual e da energia capilar dissipada nos ciclos de histerese.

4 Conclusões

Os resultados obtidos neste estudo demonstram que a incorporação da histerese nas curvas de pressão capilar (P_c) e permeabilidade relativa (k_r) representa um avanço fundamental na modelagem do armazenamento geológico de CO_2 . As simulações indicaram discrepâncias expressivas entre os modelos com e sem histerese, confirmando que o comportamento mais realístico do meio poroso é fortemente dependente da trajetória de saturação. A consideração dos ciclos de drenagem e embebição proporcionou previsões mais assertivas da retenção capilar, com aumento da fração de CO_2 imobilizado e redução da mobilidade da pluma, além da melhora na estabilidade do reservatório.

Assim, conclui-se que modelos histeréticos, como as extensões de Killough (1976), são mais adequados para representar a física do escoamento multifásico, garantindo maior precisão e segurança nas estimativas de armazenamento em formações geológicas.

Recomenda-se que estudos futuros ampliem a aplicação desses modelos a condições heterogêneas e incluam análises acopladas de processos com reações químicas e geoquímicas, visando aprimorar a previsão de desempenho e estabilidade de longo prazo dos sistemas de armazenamento de CO_2 .

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo suporte financeiro para a realização da pesquisa.

Referências bibliográficas

- Ajayi, T, Gomes, JS and Bera, A (2019) ‘ CO_2 capture and storage: A review of the recent advances’, *Petroleum Science*, p. 915–931. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0340-8>
- Bahrami, M, Mahani, H, Zivar, D and Ayatollahi, S (2024) ‘Microfluidic investigation of pore-scale flow behavior and hysteresis in underground hydrogen storage in sandstones’, *Journal of Energy Storage*, v. 98, 112959. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112959>
- Brooks, RH and Corey, AT (1964) ‘Hydraulic Properties of Porous Media’. Colorado State University, *Hydrology Papers*, n. 3.
- Corey, AT (1954) ‘The interrelation between gas and oil relative permeabilities’, *Producers Monthly*, v. 19, p. 38–41.
- Cui, G et al. (2024) ‘Migration characteristics and local capillary trapping mechanism after the CO_2 leakage out of saline aquifers’, *Fuel*, v. 356, 129347. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129347>
- Dutta, R et al. (2024) ‘Evaluation of CO_2 EOR strategies for enhanced recovery and trapping efficiency in Upper Assam Basin, India’, *Energy & Fuels*. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.4c02384>
- IEA – International Energy Agency (2025) ‘CCUS Projects Database’, Paris: IEA. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database>
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2005) ‘Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage’, Geneva: IPCC. <https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/>
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2022) ‘Sixth Assessment Report – Working Group II: Impacts, Adaptation and Vulnerability’. Geneva: IPCC. <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-ii/>

- Jin, L et al. (2018) ‘Effects of gas relative permeability hysteresis and solubility on associated CO₂ storage performance’, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 75, p. 205–220. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.06.002>
- Khanal, A and Khan, AI (2024) ‘Impact of relative permeability hysteresis and capillary pressure on CO₂ trapping mechanisms during CO₂ sequestration in saline aquifers’, *Proceedings of the 2024 Carbon Capture, Utilization, and Storage Conference*. <https://doi.org/10.15530/ccus-2024-4012176>
- Khoramian, R, Pourafshary, P and Riazi, M (2025) ‘The role of capillary hysteresis in enhancing CO₂ trapping efficiency and storage stability’, *Kazakhstan Journal for Oil & Gas Industry*, 7(1), p. 90–99. <https://doi.org/10.54859/kjogi108781>
- Killough, JE (1976) ‘Reservoir simulation with history matching’, *Society of Petroleum Engineers Journal*, v. 25, p. 17–28.
- Krevor, S et al. (2015) ‘Capillary trapping for geologic carbon dioxide storage – From pore-scale physics to field-scale implications’, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 40, p. 221–237.
- Lan, T et al. (2024) ‘Impact of corner-bridge flow on capillary pressure curve: insights from microfluidic experiments and pore-network modeling’, *Water Resources Research*, 60(12). <https://doi.org/10.1029/2024WR037690>
- Mukherjee, S and Johns, RT (2025) ‘Modeling of relative permeability hysteresis using limited experimental data and physically constrained ANN’, *Transport in Porous Media*, v. 152, p. 39. <https://doi.org/10.1007/s11242-025-02178-0>
- Sedaghati NR, Kord, S, Soleymanzadeh, A and Moghadasi, J (2021) ‘Relative permeability hysteresis and capillary trapping during CO₂ EOR and sequestration’, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 106, 103262. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103262>
- Xi, J (2011) ‘A review of physical modelling and numerical simulation of long-term geological storage of CO₂’. *Applied Energy*, v. 88, p. 3557–3566. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.05.004>
- Yang, Y et al. (2023) ‘Pore-scale numerical simulation of supercritical CO₂-brine two-phase flow based on VOF method’, *Natural Gas Industry B*, v. 10, p. 466–475. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2023.08.002>
- Zhang, H, Zhang, Y and Arif, M (2025) ‘CO₂ geological storage in subsurface aquifers as a function of brine salinity: a field-scale numerical investigation’, *Geoenergy Science and Engineering*, v. 245, 213505. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213505>
- Zhong, J et al. (2024) ‘Injection depth and caprock integrity for long-term CO₂ storage in saline aquifers’, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 26, p. 100720. <https://doi.org/10.1016/j.mtsust.2024.100720>