

Simulação Computacional do Deslocamento de Espuma Considerando a Adsorção de Surfactante em Meios Porosos Heterogêneos

FILIPPE F. DE PAULA^{1*}, IURY IGREJA² e GRIGORI CHAPIRO³

Recebido em 30 de outubro de 2025 / Aceito em 17 de abril de 2026

RESUMO. Este trabalho apresenta uma investigação numérica sobre o deslocamento de espuma em meios porosos heterogêneos, considerando os efeitos de adsorção de surfactante sob as abordagens em equilíbrio e cinética. O uso de surfactante para a geração de espuma reduz a mobilidade do gás frente a fase aquosa diminuindo os efeitos de *fingering* viscoso e aumentando a eficiência de varredura do gás no meio poroso. Este problema é modelado pelo acoplamento da lei de Darcy e as equações de conservação de massa para as fases água e gás, juntamente com uma equação de transporte para o surfactante dissolvido. A solução numérica é obtida por meio de um algoritmo sequencial que combina um método de elementos finitos mistos híbridos, aplicado à hidrodinâmica, e um esquema de volumes finitos *central-upwind* de alta ordem para o problema de transporte. As simulações avaliam as técnicas de coinjeção e injeção alternada de gás e surfactante (SAG), mostrando que o fenômeno de adsorção reduz a disponibilidade de surfactante na fase aquosa, limita a formação de espuma e diminui a eficiência de varredura do gás. Comparativamente, a estratégia SAG apresentou melhor desempenho quando comparada a coinjeção, devido à maior percolação do surfactante e consequente aumento da viscosidade aparente do gás com espuma. Os resultados confirmam que a adsorção de surfactante é um fator crítico na modelagem e na viabilidade de processos de recuperação avançada de petróleo assistidos por espuma.

Palavras-chave: surfactante, adsorção, espuma, métodos mistos híbridos, métodos de volumes finitos, meios porosos heterogêneos.

1 INTRODUÇÃO

As técnicas de recuperação avançada de petróleo (*Enhanced Oil Recovery* – EOR), desenvolvidas para melhorar a produção de petróleo, são caracterizadas pela injeção de materiais que normalmente não estão presentes no reservatório. Os métodos de EOR podem ser especialmente úteis quando algum gás é injetado no reservatório, pois a eficiência de varredura do gás pode ser limitada pelo fenômeno de segregação gravitacional e pelo *fingering* viscoso [21]. O uso de espuma

*Corresponding author: Filipe F. de Paula – E-mail: filipe.paula@ufjf.br

¹LAMAP/UFJF, Juiz de Fora, MG – E-mail: fylype.depaula@gmail.com <https://orcid.org/0000-0001-9946-1779>

²DCC/UFJF, Juiz de Fora, MG – E-mail: iury.igreja@ufjf.br <https://orcid.org/0000-0003-2486-1190>

³DM/UFJF, Juiz de Fora, MG – E-mail: grigori.chapiro@ufjf.br <https://orcid.org/0000-0003-4568-834X>

para controlar a mobilidade do gás é uma técnica de EOR eficaz que pode reduzir as limitações anteriormente citadas [21]. No entanto, embora os efeitos gravitacionais possam desempenhar um papel importante, sua análise foge ao escopo do presente trabalho. O leitor interessado sobre o assunto é referido a [8, 19, 34].

A espuma em meios porosos pode ser definida como uma dispersão de um gás em um líquido, de modo que a fase líquida seja contínua e a fase gasosa seja descontínua [36]. Para que a espuma seja gerada, a tensão superficial entre as fases líquida e gasosa deve ser suficientemente baixa. Os surfactantes são substâncias capazes de reduzir a tensão superficial [21]. Assim, esta técnica de EOR consiste em injetar surfactante em solução aquosa para reduzir a tensão interfacial, induzindo a formação de espuma na fase gasosa e, conseqüentemente, a redução da mobilidade do gás.

Ao injetar uma solução de surfactante em um meio poroso, surge um efeito importante: a adsorção. Este fenômeno é um processo no qual a massa de surfactante dissolvido na fase líquida adere e se acumula na superfície de um sólido [6]. Uma consequência desse fenômeno é a redução da quantidade de surfactante disponível na fase líquida para geração de espuma, afetando diretamente a eficácia da espuma no escoamento em meios porosos. A adsorção pode impactar significativamente nos custos e na eficiência dos processos de inundação química, ditando a viabilidade econômica dessa técnica [20, 24]. Na modelagem é levado em conta a adsorção em equilíbrio e a cinética. O caso em equilíbrio é caracterizado pelo balanço entre as quantidades de surfactante adsorvido e na solução. A relação de equilíbrio é descrita por curvas chamadas de isothermas [24, 28]. Na adsorção cinética, a taxa de adsorção e dessorção do surfactante é descrita ao longo do tempo [5, 18].

Visando o uso de espuma, duas técnicas de injeção em meios porosos são adotadas para realizar simulações: coinjeção de água e gás e a injeção alternada de gás e surfactante, conhecida como SAG (*surfactant alternating gas*, ou injeção alternada de gás e surfactante). Na coinjeção, solução de surfactante e gás são simultaneamente injetados no meio poroso, gerando espuma a medida que os fluidos escoam no meio. No SAG, a espuma é formada quando o gás injetado encontra a solução de surfactante previamente injetado e quando a solução de surfactante encontra o gás previamente injetado [35]. Por outro lado, quando o surfactante não é adicionado à solução aquosa, a técnica de injeção alternada recebe o nome de WAG (*water alternating gas*, ou injeção alternada de gás e água).

Em relação à modelagem matemática da injeção de espuma em meios porosos, o modelo adotado consiste em acoplar a lei de Darcy com as equações de conservação de massa para as fases, combinada com a equação de transporte de surfactante como um componente dissolvido na solução aquosa. Para simular o modelo matemático é adotada a metodologia numérica e computacional desenvolvida em [16, 17, 18, 19], incorporando conceitos e estratégias numéricas discutidos em [1, 2, 11, 15]. A hidrodinâmica é resolvida por um método de elementos finitos mistos híbrido localmente conservativo que aproxima simultaneamente os campos de velocidade e pressão. Um esquema de volumes finitos *central-upwind* é aplicado às equações hiperbólicas para encontrar aproximações para as saturações de fluido e a concentração de surfactante. Finalmente,

após a discretização no espaço, o sistema resultante é integrado no tempo usando o esquema implícito BDF (*Backward Differentiation Formula*). Os problemas hidrodinâmicos e hiperbólicos são resolvidos usando um algoritmo escalonado em diferentes escalas de tempo [16, 17, 18, 19].

Neste contexto, usando a metodologia numérica proposta para o modelo bifásico incluindo efeitos de espuma e surfactante, estudamos a influência da adsorção no deslocamento de espuma em meios porosos heterogêneos utilizando as técnicas de coinjeção e SAG. Os resultados numéricos, comparando cenários com e sem adsorção, comprovam o impacto negativo da adsorção na eficiência de varredura do gás e, conseqüentemente, na curva de produção da solução aquosa.

2 MODELAGEM MATEMÁTICA E NUMÉRICA

O modelo matemático assume um meio poroso rígido totalmente saturado, fases incompressíveis e efeitos térmicos e gravitacionais desprezíveis. Nesse contexto, definindo o domínio espacial $\Omega \subset \mathbf{R}^d$, $d = 2$ ou 3 , com contorno de Lipschitz $\Gamma = \partial\Omega$, e o intervalo de tempo $(0, T]$, apresentamos o sistema que descreve o escoamento imiscível das fases água e gás em um meio poroso, incluindo efeitos de espuma e surfactante [16, 17, 18, 19]

$$\mathbf{u} = -\kappa\lambda \nabla p \quad \text{e} \quad \nabla \cdot \mathbf{u} = 0, \tag{2.1}$$

$$\phi \frac{\partial \mathbf{S}}{\partial t} + (1 - \phi)\rho \frac{\partial \mathbf{A}}{\partial t} + \sum_{i=1}^d \frac{\partial (f u_i)}{\partial x_i} + \nabla \cdot (\mathbf{C} \nabla \mathbf{S}) = \Phi, \tag{2.2}$$

$$f_{w \rightarrow s}^{\text{kin}} = (1 - \phi)\rho \frac{dC_s^{\text{kin}}}{dt}, \tag{2.3}$$

onde i denota a direção espacial. Definimos ϕ como a porosidade do meio, \mathbf{u}_β denota a velocidade superficial da fase β (com $\beta = g$ para a fase gasosa e $\beta = w$ para a fase aquosa), com $\mathbf{u} = \sum \mathbf{u}_\beta$, $\rho = \rho_s/\rho_w$ é a densidade adimensional, com ρ_s sendo a densidade da rocha e ρ_w sendo a densidade da água, C_s^{kin} é a concentração de surfactante adsorvido por mecanismo cinético e $f_{w \rightarrow s}^{\text{kin}}$ é a taxa líquida de transferência de massa do meio aquoso para a fase sólida via adsorção (cinética). Os termos $\lambda_w = k_{rw}/\mu_w$ e $\lambda_g = k_{rg}/\mu_g^f$ denotam a mobilidade das fases água e gás, e $\lambda = \lambda_w + \lambda_g$ denota a mobilidade total, onde a viscosidade da água, a viscosidade do gás na presença de espuma e a permeabilidade relativa da água e do gás são dadas por μ_w , μ_g^f , k_{rw} e k_{rg} , respectivamente. Além disso, $\kappa = \kappa(\mathbf{x})$ é a permeabilidade absoluta isotrópica e

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} S_w \\ S_w C_s \end{bmatrix}, \quad \mathbf{A} = \begin{bmatrix} 0 \\ C_s^{\text{eq}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{f} = \begin{bmatrix} f_w \\ C_s f_w \end{bmatrix}, \quad \Phi = \begin{bmatrix} 0 \\ -f_{w \rightarrow s}^{\text{kin}} \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{C} = \kappa \lambda_g f_w \frac{dP_c}{dS_w} \mathbf{B}, \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ C_s & 0 \end{bmatrix},$$

onde S_β é a saturação da fase β , C_s é a concentração de surfactante na água, C_s^{eq} é a concentração do surfactante adsorvido nos locais de equilíbrio no meio poroso, $f_w = \lambda_w/\lambda$ é a função de fluxo fracionário da água e P_c é a pressão capilar. A variável p é denominada pressão global [9, 11, 19], definida como a pressão que produz o fluxo de um determinado fluido (com mobilidade λ) rela-

cionado à soma dos fluxos de água e gás (com suas respectivas mobilidades). Matematicamente pode ser definida como:

$$p = p_g - \int_{1-S_{gr}}^{S_w} f_w \frac{dP_c}{d\xi} d\xi \quad \text{com} \quad f_w = \frac{\lambda_w}{\lambda} = \frac{\lambda_w}{\lambda_w + \lambda_g}. \quad (2.4)$$

Os termos C_s^{eq} e $f_{w \rightarrow s}^{kin}$ são definidos usando o modelo de Langmuir [28], como segue:

$$C_s^{eq} = \frac{K_1^{eq} C_s}{1 + K_2^{eq} C_s}, \quad f_{w \rightarrow s}^{kin} = \frac{K_1^{kin} C_s}{1 + K_2^{kin} C_s} - K_{des} C_s^{kin},$$

onde K_1^{eq} , K_2^{eq} , K_1^{kin} e K_2^{kin} são parâmetros empíricos e K_{des} é a taxa de desorção.

Os efeitos não-Newtonianos da espuma são incluídos no sistema (2.1)-(2.3) através da definição da viscosidade efetiva do gás [23]

$$\mu_g^f = \mu_g + \frac{\alpha n_{max}}{|\mathbf{v}_g|^{\frac{1}{3}}} n_D, \quad \text{onde} \quad n_D = \begin{cases} \frac{\sqrt[3]{\zeta}}{\sqrt[3]{18}} - \frac{\sqrt[3]{\frac{2}{3}a}}{\sqrt[3]{\zeta}}, & P_c < P_c^*, \\ 0, & P_c \geq P_c^*, \end{cases} \quad (2.5)$$

onde $n_D = n_f/n_{max}$ e n_{max} referem-se à textura de espuma normalizada e à textura de espuma de referência máxima, respectivamente, $\mathbf{v}_g = \mathbf{u}_g/(\phi S_g)$ é a velocidade intersticial do gás, μ_g é a viscosidade do gás na ausência de espuma, α é uma constante empírica, $\zeta = \sqrt{12a^3 + 81} + 9$ e $a = \frac{k_{-1} |\mathbf{v}_g|^{\frac{2}{3}} n_{max}}{k_1^0 |\mathbf{v}_w|}$, sendo $\mathbf{v}_w = \mathbf{u}_w/(\phi S_w)$ a velocidade intersticial da água e

$$k_{-1} = k_{-1}^0 \left(\frac{P_c}{P_c^* - P_c} \right)^2, \quad \text{com} \quad P_c^* = P_{c,max}^* \tanh \left(\frac{C_s}{C_{s,ref}^*} \right), \quad (2.6)$$

sendo k_1^0 e k_{-1}^0 parâmetros empíricos do modelo.

As permeabilidades relativas da água e do gás e a pressão capilar são definidas por [10]

$$k_{rw} = k_{rw}^0 \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{gr}} \right)^{n_w}, \quad k_{rg} = k_{rg}^0 \left(\frac{1 - S_w - S_{gr}}{1 - S_{wc} - S_{gr}} \right)^{n_g}, \\ P_c = \sigma \sqrt{\frac{\phi}{\kappa}} \left(\frac{0,022}{S_w - 0,15} \right)^{0,2}, \quad (2.7)$$

com σ denotando a tensão da interface gás-líquido, considerada constante.

Observação A pressão capilar (2.7) utilizada neste trabalho inclui uma dependência espacial associada à permeabilidade absoluta $\kappa = \kappa(x)$. Ao adotar a forma divergente do termo capilar, $\nabla \cdot (\kappa(x) \lambda_g f_w \frac{\partial P_c}{\partial S_w} \nabla S_w)$, a variação espacial de κ aparece implicitamente ao discretizar o termo divergente, pois $\kappa(x)$ é avaliado localmente por célula.

As condições de contorno e condições iniciais são dadas por:

$$\mathbf{u} \cdot \mathbf{n} = \bar{u} \quad \text{em} \quad \Gamma_N \times (0, T], \quad p = \bar{p} \quad \text{em} \quad \Gamma_D \times (0, T], \quad (2.8)$$

$$\mathbf{f} = \bar{\mathbf{f}} \quad \text{em} \quad \Gamma_N^- \times (0, T], \quad (\kappa \lambda_g f_w \nabla P_c) \cdot \mathbf{n} = 0 \quad \text{em} \quad \Gamma_N^+ \times (0, T], \quad (2.9)$$

$$\mathbf{S}(\mathbf{x}, 0) = \mathbf{S}^0 \quad \text{em} \quad \Omega, \quad C_s^{kin}(\mathbf{x}, 0) = C_s^{kin,0} \quad \text{em} \quad \Omega, \quad (2.10)$$

onde $\Gamma = \Gamma_N \cup \Gamma_D = \Gamma_N^+ \cup \Gamma_N^-$, $\Gamma_N \cap \Gamma_D = \emptyset$, e $\Gamma_N^+ \cap \Gamma_N^- = \emptyset$, com Γ_N denotando a região de contorno com condição de Neumann (velocidade de injeção especificada), Γ_D definindo a região de contorno com condição de Dirichlet na pressão global, Γ_N^+ denotando a região de contorno sem difusão, $\Gamma_N^- = \{\mathbf{x} \in \Gamma_N; \bar{u}(\mathbf{x}) < 0\}$ e \mathbf{n} é o vetor normal unitário apontando para fora de Γ .

2.1 Metodologia Numérica

O algoritmo sequencial proposto por [16, 17, 18, 19] é usado para resolver (2.1)-(2.3). O problema é desacoplado em dois subproblemas: um conjunto de equações descrevendo a hidrodinâmica (2.1), com o passo de tempo Δt_u , e um sistema de equações descrevendo o transporte (2.2), com o passo de tempo $\Delta t_s < \Delta t_u$. A diferença entre os passos de tempo reflete a diferença nas escalas de tempo dos dois subproblemas: a escala de tempo da hidrodinâmica costuma ser muito mais lenta que a do transporte [12, 32].

Neste contexto, são adotados métodos numéricos específicos para cada subproblema. As equações da hidrodinâmica (2.1) são aproximadas usando um método de elementos finitos mistos híbridos naturalmente estável introduzido por Raviart e Thomas em [33] e o sistema de transporte (2.2) é resolvido usando um esquema *central-upwind* de volumes finitos conservativo [1, 2, 14, 15], de alta ordem, com difusão numérica reduzida, proposto por Kurganov, Noelle e Petrova (KNP) em [27]. O algoritmo para resolver o problema de hidrodinâmica foi implementado usando a biblioteca `deal.II` [3], enquanto que para a integração do tempo nas equações de transporte foi adotada a implementação do esquema BDF do pacote `CVODE`, disponível na biblioteca `SUNDIALS` [22]. Os métodos usados no `CVODE` são métodos multipasso de ordem variável e passo variável, portanto, Δt_s varia no processo de integração limitado por tolerâncias relativas e absolutas. Neste trabalho foram utilizados tolerâncias absoluta de $1 \cdot 10^{-6}$ e relativa de $1 \cdot 10^{-4}$.

A combinação dessas abordagens deu origem ao simulador *in-house*, denominado `FOSSIL`, validado a partir da reprodução de diversos resultados analíticos e experimentais, mais detalhes em [16, 17, 18, 19].

3 RESULTADOS NUMÉRICOS

Nesta seção, usando a metodologia numérica e computacional apresentada na Seção 2.1, estudamos a influência da adsorção de surfactante, considerando simultaneamente os modelo em equilíbrio e cinético, no escoamento bifásico em meios porosos altamente heterogêneos. Adicionalmente, exploramos essa influência utilizando duas estratégias de injeção: co-injeção e SAG. Com isso, destacamos como o fenômeno de adsorção de surfactante contribui para a redução da mobilidade induzida pela espuma, oferecendo uma compreensão mais aprofundada de seus efeitos nestes sistemas complexos.

3.1 Influência dos Parâmetros de Adsorção

A seguir, apresentamos a influência conjunta da adsorção em equilíbrio e da adsorção cinética no deslocamento da espuma em meios porosos. As simulações são executadas para um domínio unidimensional de 0,6m, para 1,0PV, com uma concentração inicial de surfactante de 1,0wt.%. Outros parâmetros podem ser encontrados nas Tabela 1.

Tabela 1: Parâmetros de simulação adaptados de [10, 16, 18].

Parâmetro	Valor
Viscosidade da água (μ_w) [Pa s]	$1,0 \cdot 10^{-3}$
Viscosidade do gás (μ_g) [Pa s]	$1,8 \cdot 10^{-5}$
Saturação residual de água (S_{wc})	0,38
Saturação residual do gás (S_{gr})	0,0
Máximo k_{rg} (k_{rg}^0)	1,0
Máximo k_{rw} (k_{rw}^0)	0,7
Expoente para k_{rg} (n_g)	3
Expoente para k_{rw} (n_w)	3
Max. foam texture (n_{max}) [m^{-3}]	$1,0 \cdot 10^{12}$
Velocidade de injeção (\bar{u}) [$m s^{-1}$]	$1,41 \cdot 10^{-5}$
C_s de injeção [wt.%]	1,0
Saturação inicial de água (S_w^0)	1,0
Porosidade (ϕ)	0,18
Permeabilidade [mD]	300
k_1^0 [$s^{1/3} m^{-13/3}$]	$1,65 \cdot 10^{15}$
k_{-1}^0 [m^{-1}]	10,0
$P_{c,max}^*$ [Pa]	$3,0 \cdot 10^4$
K_1^{eq} [-]	0,1
K_2^{eq} [wt.% $^{-1}$]	4,0
K_{des} [s^{-1}]	$2,0 \cdot 10^{-4}$
α [$Pa s^{2/3} m^{1/3}$]	$7,4 \cdot 10^{-18}$
C_s de referência (C_s^{ref}) [wt.%]	0,083
Tensão de interface (σ) [N/m]	0,033
K_1^{kin} [s^{-1}]	$3,5 \cdot 10^{-3}$
K_2^{kin} [wt.% $^{-1}$]	100
Densidade adimensional (ρ)	2,4
Passo de tempo Δt_u [s]	10,0

As isotermas de adsorção podem ser vistas na Figura 1, que apresenta a influência da concentração de surfactante no modelo em equilíbrio e de C_s e $C_s^{kin,0}$ no modelo cinético. As curvas das isotermas de Langmuir apresentam um platô, atingindo um limite na quantidade de surfactante adsorvido. As Figuras 2 e 3 mostram os resultados das simulações de

co-injeção de solução de surfactante e gás para vários volumes porosos (PV) injetados com $f_g = \mathbf{u}_g / (\mathbf{u}_w + \mathbf{u}_g) = 0,9$. Devido ao fenômeno de adsorção, a concentração de surfactante na fase aquosa apresenta uma redução sucessiva (Fig. 2d). No entanto, na região de entrada, a concentração de surfactante é mantida relativamente alta devido à injeção contínua da solução. Esse comportamento impacta diretamente a geração de espuma, como mostrado na Figura 2b, reduzindo a textura da espuma em regiões onde a concentração de surfactante é reduzida pela adsorção. Como resultado, a mobilidade do gás com espuma aumenta (ver Figura 2c) e a adsorção afeta os perfis de saturação de água da solução. A quantidade de surfactante adsorvido por mecanismos cinéticos e de equilíbrio é comparada na Figura 3.

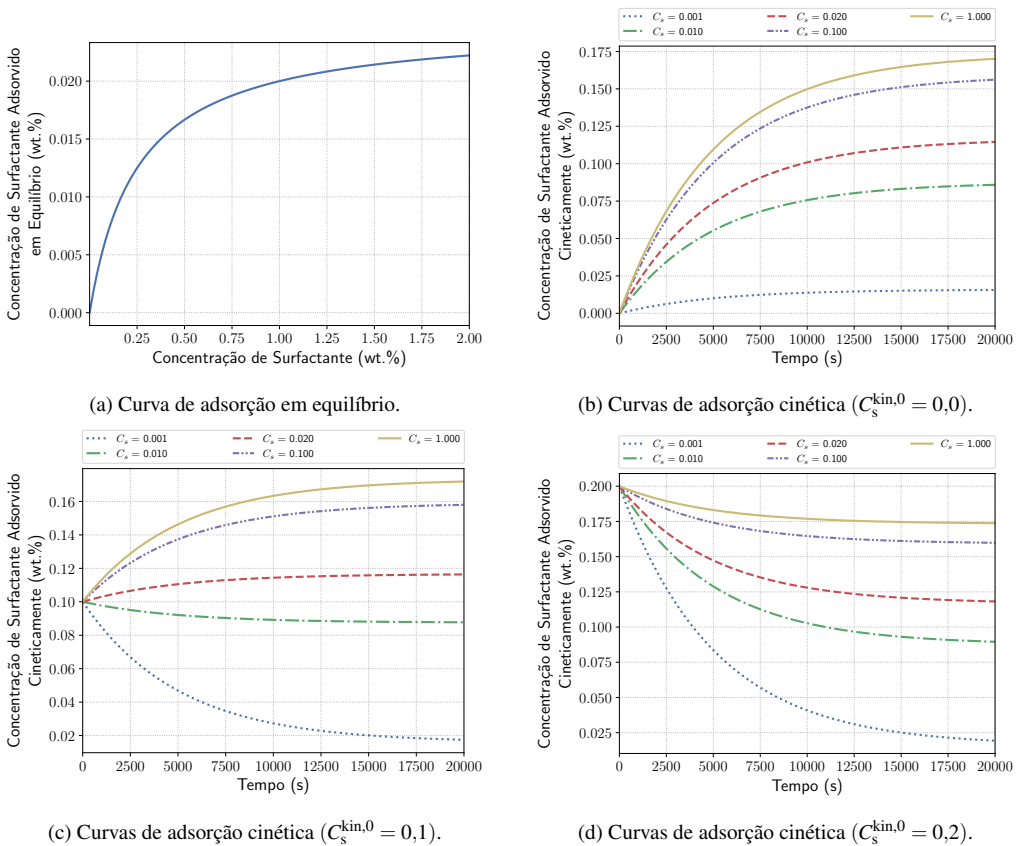


Figura 1: Comportamento do modelo em equilíbrio em relação à concentração de surfactante e do modelo cinético em relação ao tempo para diferentes concentrações de surfactante C_s e surfactante inicial adsorvido $C_s^{kin,0}$.

No caso estudado, as condições da simulação resultam predominantemente em frentes de choque, sem a formação de regiões de rarefação expressivas, ao contrário do que ocorre em [31]. O aparecimento de ondas de rarefação ou choques depende do modelo matemático adotado, assim como os parâmetros escolhidos para as simulações. O comportamento observado de ausência de

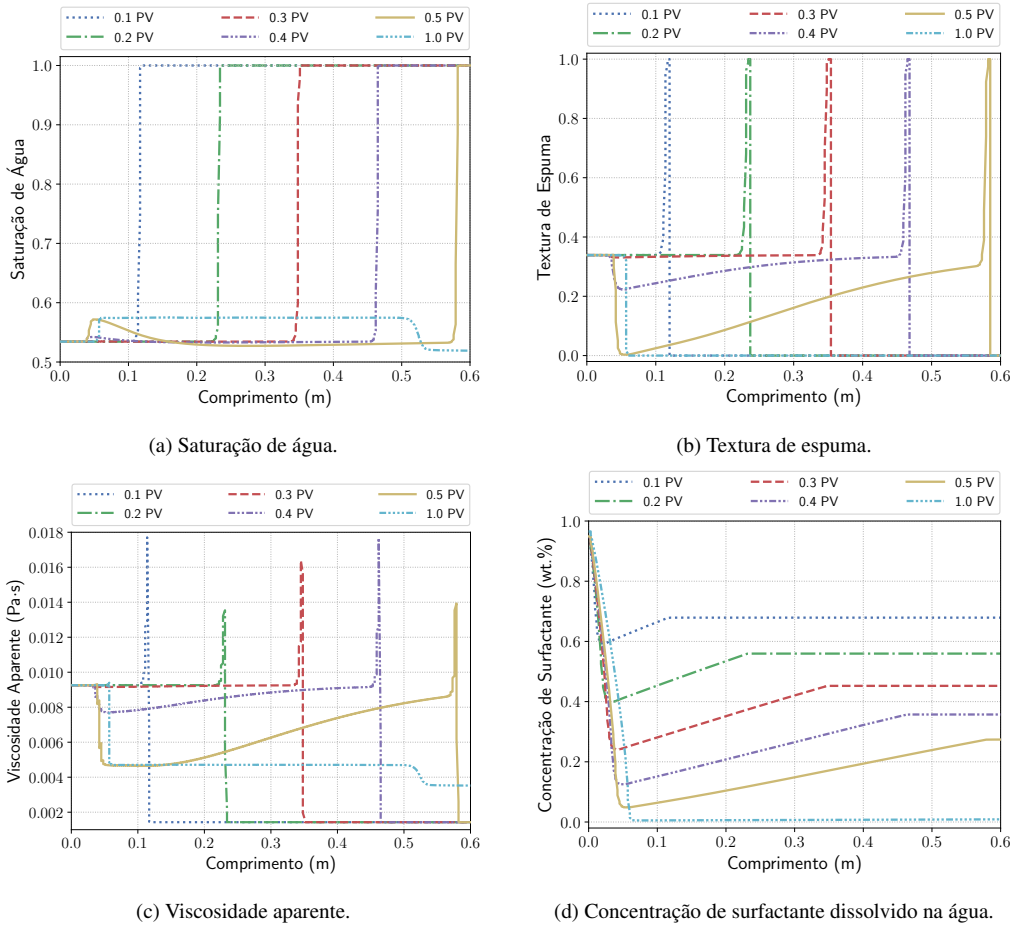
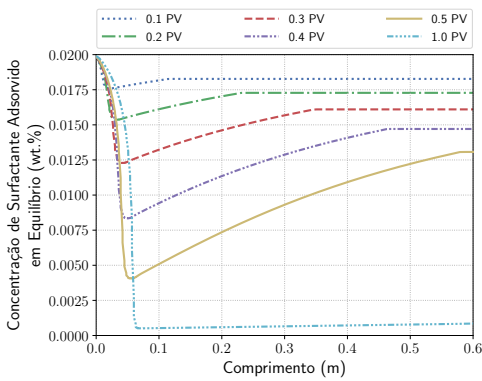


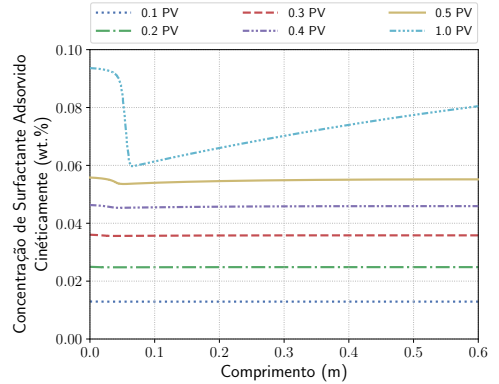
Figura 2: Perfis de solução para diferentes volumes porosos (PV), para $f_g = 0,9$.

rarefação é comum em problemas envolvendo espumas (ver, por exemplo, [4,10,25,26,29,30,39]), devido principalmente ao efeito da redução da mobilidade do gás realizado pela espuma.

A convergência do esquema numérico foi avaliada por meio de um estudo de refinamento de malha, considerando diferentes resoluções espaciais. O problema unidimensional anteriormente apresentado foi simulado sucessivamente adotando malhas contendo 20, 40, 80, 160, 320, 640 e 1.280 células no domínio. O erro relativo em norma L_2 foi calculado para as variáveis de saturação de água e concentração de surfactante, utilizando como referência uma solução obtida em malha altamente refinada com 10.000 células. Para a comparação entre malhas com diferentes resoluções, os valores das variáveis foram interpolados linearmente a partir da solução de referência para os pontos das demais malhas, assegurando que o erro fosse avaliado sobre o mesmo conjunto espacial de pontos. As Figuras 4 mostram que o erro decresce monotonicamente



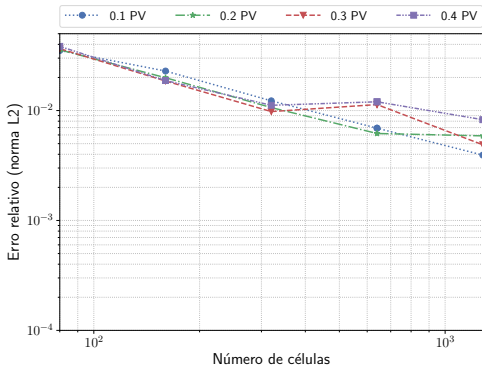
(a) surfactante adsorvido em equilíbrio (wt.%).



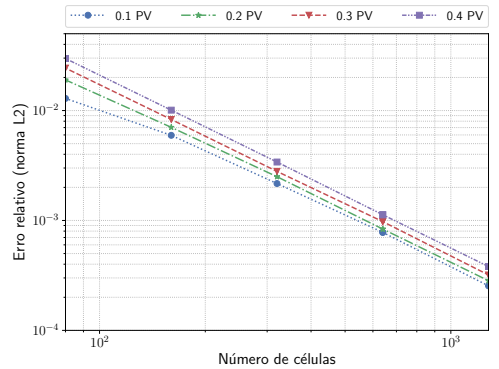
(b) surfactante adsorvido cineticamente (wt.%).

Figura 3: Perfis de solução para a concentração de surfactante adsorvido durante a injeção, fixando $f_g = 0,9$.

com o número de células, apresentando uma taxa próxima de primeira ordem para saturação e de segunda ordem para concentração de surfactante.



(a) Saturação de água.



(b) Concentração de surfactante.

Figura 4: Curvas de erros relativos na norma L_2 .

3.2 Co-injeção de solução de surfactante e gás

Para investigar os fenômenos de adsorção cinética e em equilíbrio agindo conjuntamente durante o escoamento de espuma em meios porosos heterogêneos usando a estratégia de coinjeção, foram utilizadas simulações com a camada 36 do 10^o projeto SPE [13] (ver Fig. 5). O campo de permeabilidade escolhido apresenta uma heterogeneidade marcante, com uma região de alta permeabilidade claramente definida, o que a torna adequado para analisar o impacto da espuma na redução da mobilidade do gás e na mitigação da formação de canais preferenciais. Essa caracte-

terística favorece a visualização dos efeitos de controle de mobilidade da espuma. As simulações foram realizadas por 50.000 segundos em um domínio bidimensional medindo $3,67\text{ m} \times 1,0\text{ m}$, com uma malha de 220×60 células. O meio é pré-saturado com água ($S_w^0 = 1,0$, $C_s^0 = 0,0$ e $C_s^{\text{kin},0} = 0,0$), a condição de co-injeção é $f_g = 0,6$ e a solução aquosa injetada contém surfactante na concentração de $1,0\text{ wt.}\%$. Os parâmetros restantes são os mesmos da Tabela 1.

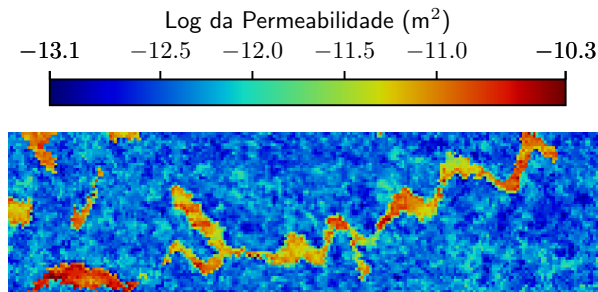


Figura 5: Campo de permeabilidade da camada 36 do projeto SPE10 [13].

A Figura 6 mostra os resultados para a concentração de surfactante, comparando os casos em que a adsorção é negligenciada e quando ela é considerada nas simulações. Embora a mesma quantidade de surfactante seja injetada em ambos os casos, observa-se uma melhor propagação do surfactante através do meio poroso (principalmente no canal preferencial) quando a adsorção é negligenciada. Este comportamento no caso de não adsorção induz uma maior formação de espuma no canal preferencial, diferentemente de quando o surfactante é adsorvido no meio. A adsorção reduz a formação de espuma em todo o domínio, como mostrado na Figura 7.

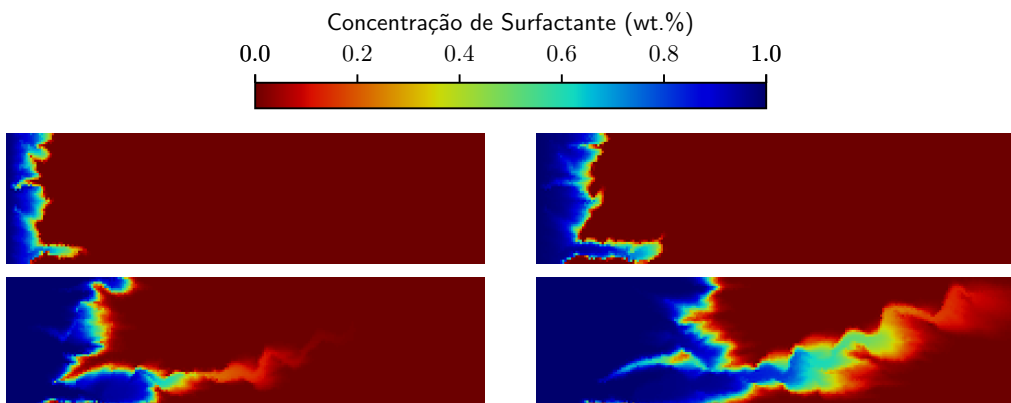


Figura 6: Resultados de concentração de surfactante em água (C_s) para co-injeção em $t = 20.000\text{ s}$ (esquerda) e $t = 40.000\text{ s}$ (direita), para os casos com adsorção de surfactante (superior) e sem adsorção de surfactante (inferior).

A viscosidade aparente calculada do gás com espuma é mostrada na Figura 8. A viscosidade aparente depende da textura da espuma e da velocidade do gás (ver Eq. (2.5)), resultando em valores mais elevados nas áreas de maior mobilidade do gás e formação de espuma, como pode ser verificado nas Figuras 7 e 8. Essa característica é vantajosa para mitigar o efeito de canalização em meios porosos que apresentam regiões de alta permeabilidade, como a mostrada na Figura 5. Neste cenário, o impacto da viscosidade aparente na redução da mobilidade do gás apresenta melhor eficiência de varredura, reduzindo a saturação de água tanto na entrada do domínio quanto no canal preferencial, conforme mostrado na Figura 9 para a simulação sem adsorção. No entanto, é possível visualizar na Figura 9, que ocorreu a chegada antecipada do gás na fronteira de produção (*breakthrough*) já em $t = 20.000s$. O contraste observado nas cores do campo de saturação de água evidencia que a co-injeção de espuma, apesar de ter melhorado a varredura aumentando a viscosidade aparente, apresentou relativo baixo deslocamento de água.

Uma comparação da eficiência de varredura entre os casos sem adsorção e adsorção é mostrada na Figura 10, onde a produção cumulativa de água para cada caso é apresentada, além do caso sem surfactante (sem espuma). Os resultados confirmam que o caso sem adsorção apresenta maior produção, conforme sugerido pela observação anterior. Por outro lado, quando a adsorção é levada em consideração, a curva de produção se aproxima muito do caso de fluxo sem espuma, indicando que a adsorção afeta significativamente a eficiência de varredura. Dessa forma, ao causar perda de massa de surfactante e, conseqüentemente, reduzir a concentração de surfactante em água, o fenômeno de adsorção limita a eficácia da espuma.

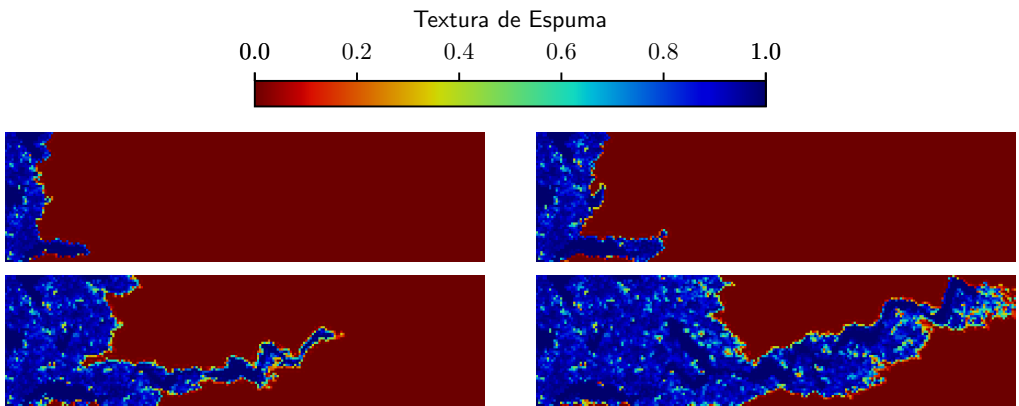


Figura 7: Resultados da co-injeção para textura de espuma (n_D) em $t = 20.000s$ (esquerda) e $t = 40.000s$ (direita), para os casos com adsorção de surfactante (superior) e sem adsorção de surfactante (inferior).

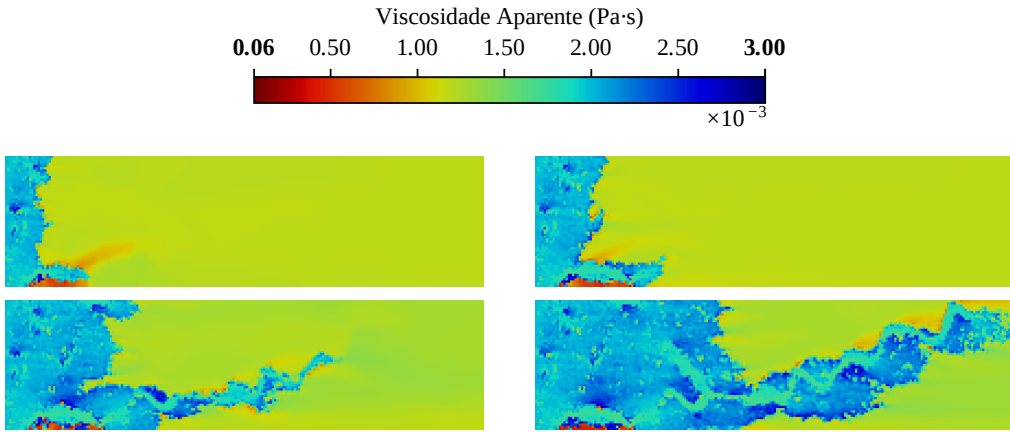


Figura 8: Resultados de coinjeção para viscosidade aparente ($\mu_{app} = \lambda^{-1}$) em $t = 20.000$ s (esquerda) e $t = 40.000$ s (direita), para os casos com adsorção de surfactante (superior) e sem adsorção de surfactante (inferior).

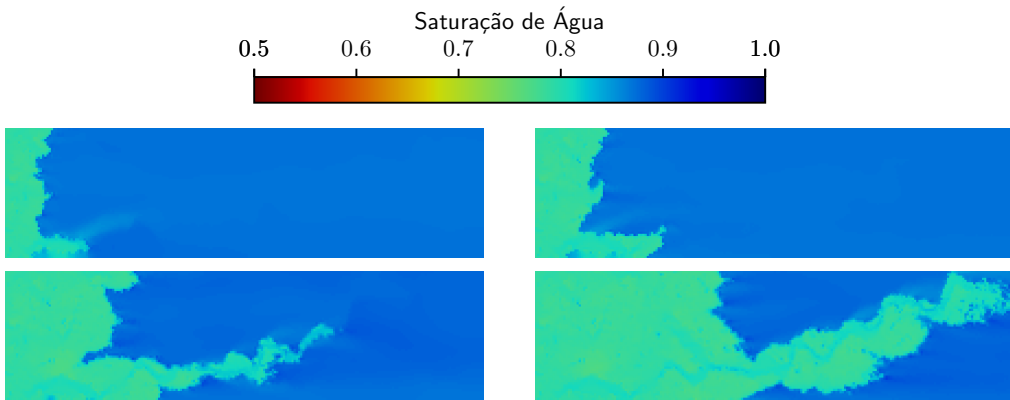


Figura 9: Resultados de co-injeção para saturação de água (S_w) em $t = 20.000$ s (esquerda) e $t = 40.000$ s (direita), para os casos com adsorção de surfactante (superior) e sem adsorção de surfactante (inferior).

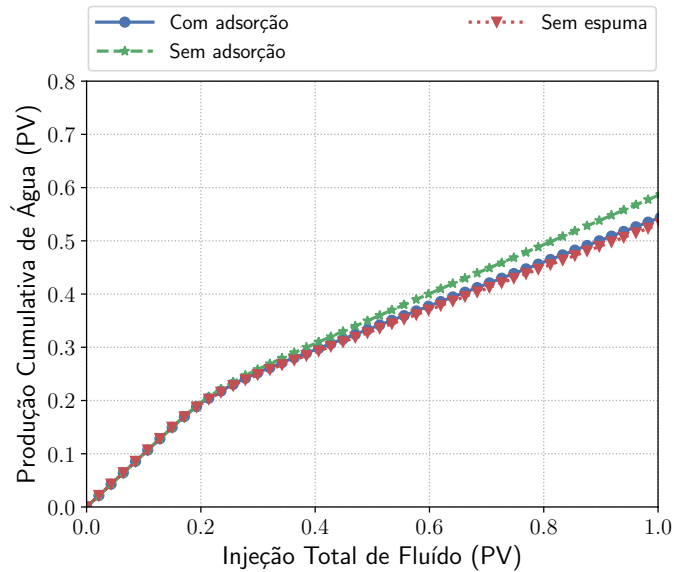


Figura 10: Produção cumulativa de água por coinjeção.

3.3 Injeção alternada de solução de surfactante e gás (SAG)

As próximas simulações adotam a injeção alternada de gás e surfactante (SAG), utilizando os mesmos dados da coinjeção apresentados na Seção 3.2. Na técnica de injeção SAG, após a injeção de solução de surfactante, somente gás é injetado. As simulações são realizadas por 50.000 segundos em um meio inicialmente saturado com água ($S_w^0 = 1,0, C_s^0 = 0,0$ e $C_s^{kin,0} = 0,0$). A solução aquosa injetada contém surfactante na concentração de 1,0 wt.%.

Os resultados para SAG são mostrados nas Figuras 11–14. Similarmente às simulações de coinjeção, a penetração do surfactante no meio poroso, especialmente na região de alta permeabilidade, é maior no caso sem adsorção, como pode ser visto na Figura 11. Como observado anteriormente, o fenômeno de adsorção reduz a concentração de surfactante na fase aquosa, o que impacta diretamente a eficácia da espuma, conforme modelado pelas Equações (2.5) e (2.6). Essa diferença entre os casos de adsorção e não adsorção da disponibilidade do surfactante para a geração de espuma se reflete em outros resultados. Mais diretamente, a textura da espuma é afetada pela concentração de surfactante, visto que a geração de espuma é mais proeminente no experimento numérico sem adsorção (Fig. 12). Consequentemente, a viscosidade aparente é maior na simulação sem adsorção, especialmente no canal de alta permeabilidade, como pode ser visto na Figura 13. Em última análise, as características anteriores do fluxo de espuma resultam em uma redução da mobilidade do gás na presença de espuma, levando a um melhor deslocamento da fase aquosa quando a adsorção não é considerada, como mostrado na Figura 14.

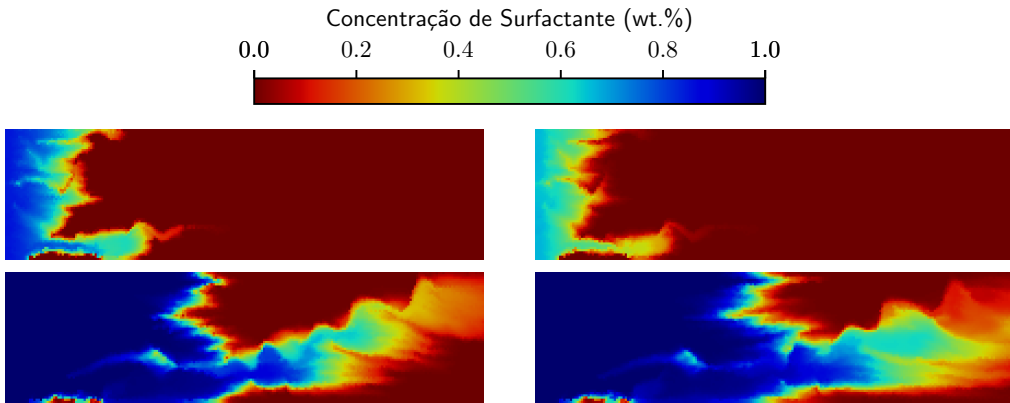


Figura 11: Resultados de SAG para concentração de surfactante na fase aquosa (C_s) em $t = 25.000$ s (esquerda) e $t = 45.000$ s (direita), para os casos com adsorção (superior) e sem adsorção (inferior). Fonte: Preparado pelo autor.

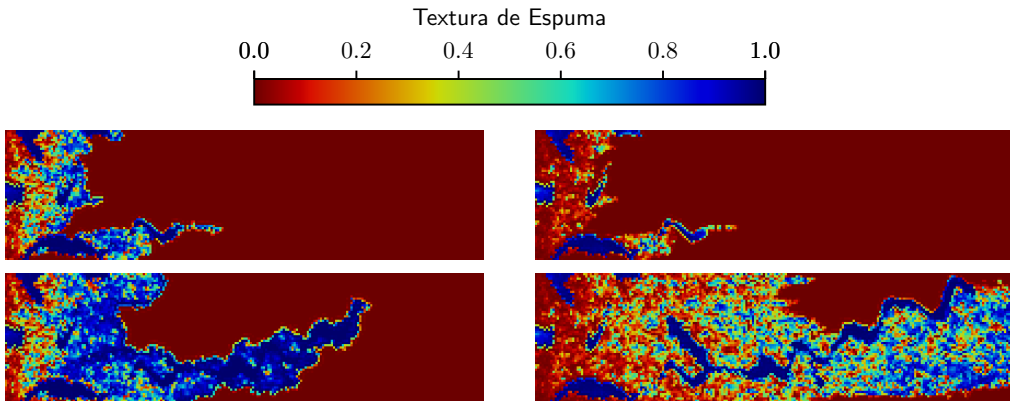


Figura 12: Resultados de SAG para textura de espuma (n_D) em $t = 25.000$ s (esquerda) e $t = 45.000$ s (direita), para os casos com adsorção de surfactante (superior) e sem adsorção de surfactante (inferior). Fonte: Preparado pelo autor.

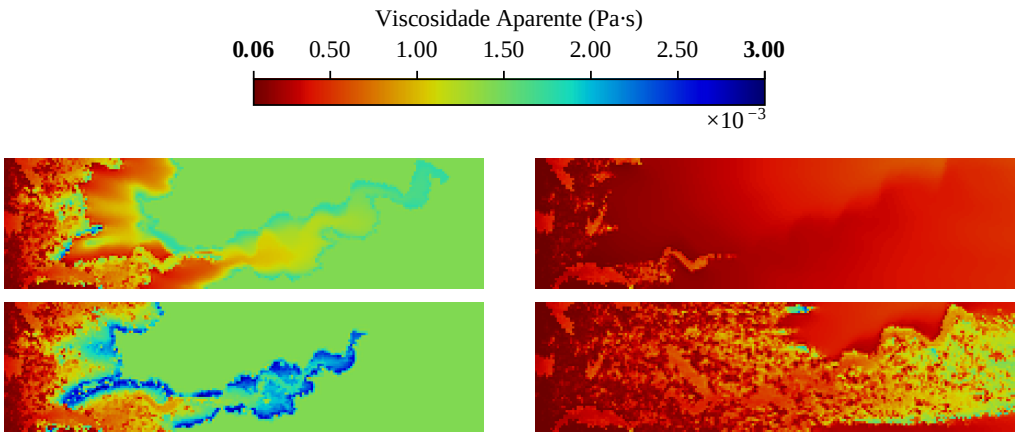


Figura 13: Resultados de SAG para viscosidade aparente ($\mu_{app} = \lambda^{-1}$) em $t = 25.000s$ (esquerda) e $t = 45.000s$ (direita), para os casos com adsorção de surfactante (superior) e sem adsorção de surfactante (inferior).

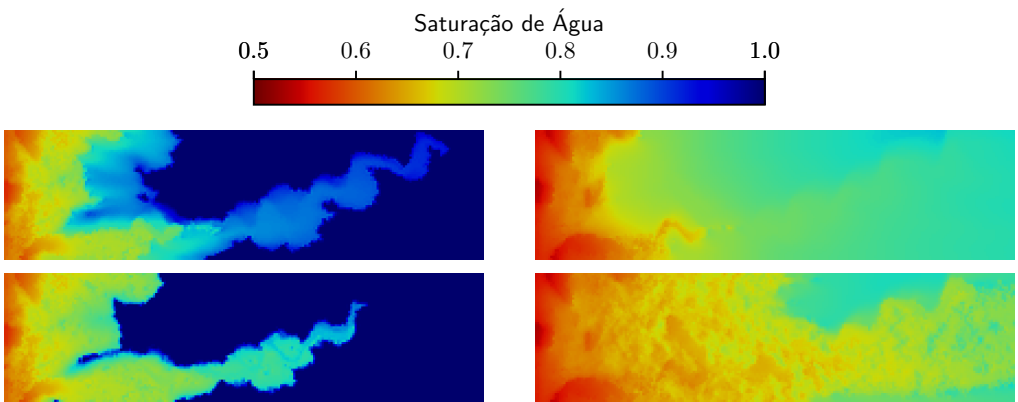


Figura 14: Resultados de SAG para saturação de água (S_w) em $t = 25.000s$ (esquerda) e $t = 45.000s$ (direita), para os casos com adsorção de surfactante (superior) e sem adsorção de surfactante (inferior).

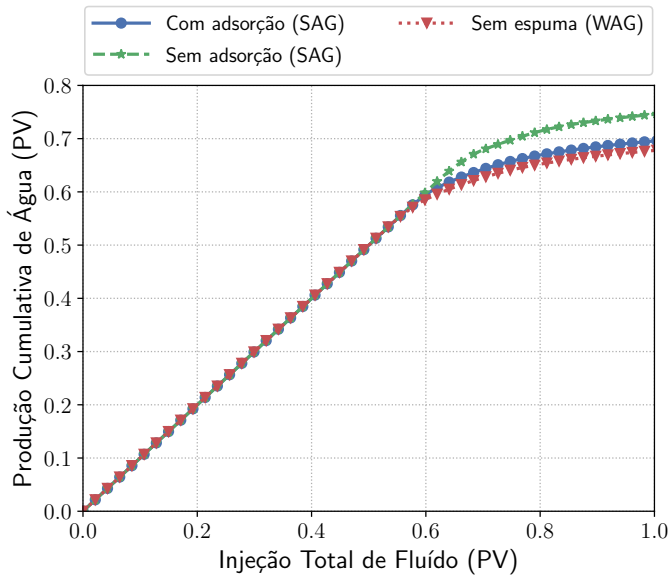


Figura 15: Produção cumulativa de água para SAG (com e sem adsorção) e WAG (sem espuma).

Na Figura 15, a produção cumulativa de água para SAG (com e sem adsorção) pode ser observada juntamente com os resultados para WAG (Water Alternating Gas), que não inclui os efeitos da espuma. O resultado é semelhante ao das soluções de coinjeção: a simulação sem adsorção gera maior produção de água, enquanto a curva de produção que adota adsorção se aproxima muito da curva WAG devido à perda de surfactante para a matriz sólida do meio poroso. Assim como na coinjeção, a técnica SAG também é afetada pelos fenômenos de adsorção que influenciam negativamente a eficiência de inundação de espuma em relação à produção de água. No entanto, também vale a pena notar que a produção de água para SAG apresenta valores mais altos do que para coinjeção (Fig. 10), embora a mesma quantidade de gás e solução surfactante tenha sido injetada em ambos os casos.

4 DISCUSSÕES

Embora a adsorção afete de forma semelhante tanto o SAG quanto a coinjeção, as duas estratégias apresentam resultados de produção de água diferentes. A Figura 15 mostra a produção cumulativa de água para simulações SAG, que apresentam uma melhoria substancial quando comparadas à Figura 10. Para o caso da injeção SAG, a produção cumulativa atinge aproximadamente 0,70PV, enquanto na co-injeção o valor é em torno de 0,60PV. Os principais fatores que contribuem para a superioridade da estratégia SAG são: (1) melhor percolação do surfactante no canal preferencial, o que leva a uma maior formação de espuma e, conseqüentemente, a uma maior redução na mobilidade do gás nos caminhos preferenciais; (2) a passagem do gás é retardada na injeção SAG em comparação à coinjeção. Os resultados estão em concordância com o trabalho de Blaker e

colaboradores [7], que afirmam que em meios porosos heterogêneos, a estratégia SAG pode alcançar melhores resultados de produção do que a estratégia coinjeção.

Os resultados anteriores deixam claro que o fenômeno de adsorção pode desempenhar um papel importante no fluxo de espuma em meios porosos. Mais especificamente, a adsorção pode ser um fator negativo em relação à melhoria da produção com espuma, devido à redução da eficácia da espuma. Para evitar o efeito de adsorção, o meio poroso pode ser previamente saturado com solução de surfactante, permitindo que a adsorção ocorra apenas nessa fase inicial [10, 37]. No entanto, o surfactante ainda é perdido para a matriz sólida do meio, impactando os custos operacionais. Outra maneira de mitigar os efeitos da adsorção é escolher um tipo apropriado de surfactante, considerando a química da superfície da rocha e a estrutura do surfactante, de modo que a atração físico-química que leva à adsorção seja reduzida [24].

5 CONCLUSÕES

- O fenômeno de adsorção é responsável pela redução da quantidade de surfactante na fase aquosa e, conseqüentemente, pela redução da geração de espuma, impactando, em última análise, a produção dos processos de EOR.
- Os resultados mostraram que o fenômeno de adsorção pode ter um impacto significativo na eficiência de varredura. De fato, esse fenômeno é um aspecto importante da viabilidade econômica da inundação química [24, 38].
- A adsorção reduziu significativamente a percolação do surfactante através dos canais preferenciais em comparação com o caso sem adsorção, levando a uma menor formação de espuma e, conseqüentemente, a uma menor redução na mobilidade do gás nos caminhos preferenciais.
- Para os casos analisados, os resultados de produção de água levando em conta a adsorção se mostraram muito próximos aos dos casos sem espuma, mostrando que fenômeno de adsorção afeta diretamente a capacidade de formação de espuma.
- O impacto negativo do fenômeno de adsorção na eficiência de varredura do reservatório não depende da estratégia de injeção, visto que tanto a coinjeção quanto a injeção SAG são afetadas de forma semelhante.
- Mantendo a mesma quantidade de gás e solução de surfactante injetada, verificou-se um desempenho superior da injeção SAG em relação à coinjeção, atribuído principalmente à maior percolação do surfactante nos canais preferenciais, que leva a uma formação de espuma mais significativa e, conseqüentemente, a uma redução na mobilidade do gás nos caminhos preferenciais.

Acknowledgements

Os autores agradecem o apoio da Shell Brasil por meio do projeto “Avançando na modelagem matemática e computacional para apoiar a implementação da tecnologia ‘Foam-assisted WAG’ em reservatórios do Pré-sal” (ANP 23518-4) na UFJF e o importante apoio estratégico dado pela ANP de acordo com os regulamentos de P&D.

Funding

G. Chapiro foi apoiado, em parte, pelos projetos CNPq 306970/2022-8, 409718/2024-6 e FAPEMIG APQ-00206-24. I. Igreja foi apoiado, em parte, pelo projeto CNPq 305353/2022-5.

Data availability

Do not apply.

Associate Editor: Fabricio S. Sousa

ABSTRACT. This work presents a numerical investigation of foam displacement in heterogeneous porous media, considering the effects of surfactant adsorption under both equilibrium and kinetic approaches. The use of surfactant for foam generation reduces gas mobility relative to the aqueous phase, mitigating viscous fingering effects and enhancing the gas sweep efficiency in the porous medium. The problem is modeled by coupling Darcy’s law and the mass conservation equations for the water and gas phases, along with a transport equation for the dissolved surfactant. The numerical solution is obtained through a sequential algorithm that combines a hybrid mixed finite element method applied to the hydrodynamics with a high-order central-upwind finite volume scheme for the transport problem. The simulations assess both gas–surfactant co-injection and surfactant-alternating-gas (SAG) injection techniques, showing that adsorption reduces the surfactant availability in the aqueous phase, limits foam generation, and decreases gas sweep efficiency. Comparatively, the SAG strategy exhibited superior performance relative to co-injection, due to greater surfactant percolation and the consequent increase in the apparent viscosity of the foamed gas. The results confirm that surfactant adsorption is a critical factor in the modeling and feasibility of foam-assisted enhanced oil recovery.

Keywords: surfactant, adsorption, foam, hybrid mixed methods, finite volume methods, heterogeneous porous media.

REFERÊNCIAS

- [1] E. Abreu, J. Douglas, F. Furtado & F. Pereira. Operator splitting for three-phase flow in heterogeneous porous media. *Communications in Computational Physics*, **6**(1) (2009), 72.
- [2] E. Abreu, J. Douglas Jr, F. Furtado, D. Marchesin & F. Pereira. Three-phase immiscible displacement in heterogeneous petroleum reservoirs. *Mathematics and computers in simulation*, **73**(1-4) (2006), 2–20. doi:10.1016/j.matcom.2006.06.018.

- [3] D. Arndt, W. Bangerth, B. Blais, T.C. Clevenger, M. Fehling, A.V. Grayver, T. Heister, L. Heltai, M. Kronbichler, M. Maier, P. Munch, J.P. Pelteret, R. Rastak, I. Thomas, B. Turcksin, Z. Wang & D. Wells. The deal.II Library, Version 9.2. *Journal of Numerical Mathematics*, (2020). doi:10.1515/jnma-2020-0043.
- [4] E. Ashoori, D. Marchesin & W.R. Rossen. Roles of transient and local equilibrium foam behavior in porous media: traveling wave. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, **377** (2011), 228–242.
- [5] S. Azizian. Kinetic models of sorption: a theoretical analysis. *Journal of colloid and Interface Science*, **276**(1) (2004), 47–52. doi:10.1016/j.jcis.2004.03.048.
- [6] J. Bear. “Modeling Phenomena of Flow and Transport in Porous Media”. Theory and Applications of Transport in Porous Media. Springer International Publishing (2018). doi:10.1007/978-3-319-72826-1.
- [7] T. Blaker, H.K. Celius, T. Lie, H.A. Martinsen, L. Rasmussen & F. Vassenden. Foam for gas mobility control in the Snorre field: the FAWAG project. In “SPE annual technical conference and exhibition”. Society of Petroleum Engineers (1999). doi:10.2118/56478-MS.
- [8] C. Caubit, H. Bertin & G. Hamon. Three-Phase Flow in Porous Media: Wettability Effect on Residual Saturations During Gravity Drainage and Tertiary Waterflood. volume SPE Annual Technical Conference and Exhibition of *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (2004), p. SPE–90099–MS. doi:10.2118/90099-MS.
- [9] G. Chavent & J. Jaffré. “Mathematical models and finite elements for reservoir simulation: single phase, multiphase and multicomponent flows through porous media”, volume 17. North-Holland, Amsterdam (1986).
- [10] Q. Chen, M.G. Gerritsen & A.R. Kovscek. Modeling foam displacement with the local-equilibrium approximation: theory and experimental verification. *SPE Journal*, **15**(01) (2010), 171–183. doi:10.2118/116735-PA.
- [11] Z. Chen & R.E. Ewing. Fully discrete finite element analysis of multiphase flow in groundwater hydrology. *SIAM J. Numer. Anal.*, **34**(6) (1997), 2228–2253. doi:10.1137/S0036142995290063.
- [12] Z. Chen, G. Huan & Y. Ma. “Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media”. Computational Science and Engineering. Society for Industrial and Applied Mathematics (2006).
- [13] M.A. Christie & M.J. Blunt. Tenth SPE comparative solution project: A comparison of upscaling techniques. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, **4**(04) (2001), 308–317. doi:10.2118/72469-PA.
- [14] M.R. Correa. A semi-discrete central scheme for incompressible multiphase flow in porous media in several space dimensions. *Mathematics and Computers in Simulation*, **140** (2017), 24–52.
- [15] M.R. Correa & M.A. Murad. A new sequential method for three-phase immiscible flow in poroelastic media. *Journal of Computational Physics*, **373** (2018), 493–532.

- [16] F.F. de Paula. “Conservative Numerical Methods to Solve the Two-Phase Flow in Porous Media Including Foam Displacement”. Tese de doutorado, UFJF (2022).
- [17] F.F. de Paula, I. Igreja, T. Quinelato & G. Chapiro. A numerical investigation into the influence of the surfactant injection technique on the foam flow in heterogeneous porous media. *Advances in Water Resources*, **171** (2023), 104358. doi:10.1016/j.advwatres.2022.104358.
- [18] F.F. de Paula, I. Igreja, T.O. Quinelato & G. Chapiro. Numerical simulation of foam displacement impacted by kinetic and equilibrium surfactant adsorption. *Advances in Water Resources*, **188** (2024), 104690.
- [19] F.F. de Paula, T. Quinelato, I. Igreja & G. Chapiro. A Numerical Algorithm to Solve the Two-Phase Flow in Porous Media Including Foam Displacement. In “Lecture Notes in Computer Science”, volume 12143. Springer (2020), p. 18–31. doi:10.1007/978-3-030-50436-6_2.
- [20] G.C. Fritis, P.S. Paz & G. Chapiro. Modeling the optimal foam injection slug in porous medium accounting adsorption effects. *International Journal of Non-Linear Mechanics*, (2025), 105199.
- [21] H. Hematpur, S.M. Mahmood, N.H. Nasr & K.A. Elraies. Foam flow in porous media: Concepts, models and challenges. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, **53** (2018), 163–180. doi:10.1016/j.jngse.2018.02.017.
- [22] A.C. Hindmarsh, P.N. Brown, K.E. Grant, S.L. Lee, R. Serban, D.E. Shumaker & C.S. Woodward. SUNDIALS: Suite of nonlinear and differential/algebraic equation solvers. *ACM Transactions on Mathematical Software (TOMS)*, **31**(3) (2005), 363–396. doi:10.1145/1089014.1089020.
- [23] G.J. Hirasaki & J.B. Lawson. Mechanisms of foam flow in porous media: apparent viscosity in smooth capillaries. *SPE Journal*, **25**(02) (1985), 176–190. doi:10.2118/12129-PA.
- [24] S. Kalam, S.A. Abu-Khamsin, M.S. Kamal & S. Patil. A review on surfactant retention on rocks: mechanisms, measurements, and influencing factors. *Fuel*, **293** (2021), 120459. doi:10.1016/j.fuel.2021.120459.
- [25] S.I. Kam. Improved mechanistic foam simulation with foam catastrophe theory. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, **318**(1) (2008), 62–77. doi:10.1016/j.colsurfa.2007.12.017.
- [26] A.R. Kovscek, T.W. Patzek & C.J. Radke. Mechanistic prediction of foam displacement in multi-dimensions: A population balance approach. In “SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium”. Society of Petroleum Engineers (1994).
- [27] A. Kurganov, S. Noelle & G. Petrova. Semidiscrete central-upwind schemes for hyperbolic conservation laws and Hamilton-Jacobi equations. *SIAM Journal on Scientific Computing*, **23**(3) (2001), 707–740. doi:10.1137/S1064827500373413.
- [28] I. Langmuir. Chemical Reactions at Low Pressures. *Journal of the American Chemical Society*, **37**(5) (1915), 1139–1167. doi:10.1021/ja02170a017.
- [29] L.F. Lozano, J.B. Cedro, R.V.Q. Zavala & G. Chapiro. How simplifying capillary effects can affect the traveling wave solution profiles of the foam flow in porous media. *International Journal of Non-Linear Mechanics*, **139** (2022), 103867.

- [30] L.F. Lozano, R.Q. Zavala & G. Chapiro. Mathematical properties of the foam flow in porous media. *Computational Geosciences*, **25**(1) (2021), 515–527.
- [31] D. Marchesin & B.J. Plohr. Wave structure in WAG recovery. *SPE journal*, **6**(02) (2001), 209–219. doi:10.2118/71314-PA.
- [32] S. Paz, A. Jaramillo, R.T. Guiraldello, R.F. Ausas, F.S. Sousa, F. Pereira & G.C. Buscaglia. An adaptive time stepping algorithm for IMPES with high order polynomial extrapolation. *Applied Mathematical Modelling*, **91** (2021), 1100–1116. doi:10.1016/j.apm.2020.10.045.
- [33] P.A. Raviart & J.M. Thomas. A mixed finite element method for 2-nd order elliptic problems. volume 606. Springer (1977), p. 292–315.
- [34] P. Rodríguez-Bermúdez, D. Marchesin & E.O. do Nascimento. Gravity-dominated three-phase flow in porous media. *ZAMM - Journal of Applied Mathematics and Mechanics / Zeitschrift für Angewandte Mathematik und Mechanik*, **105**(4) (2025), e202401188. doi:10.1002/zamm.202401188.
- [35] W.R. Rossen & C.S. Boeije. Fitting foam simulation model parameters for SAG foam applications. In “SPE Enhanced Oil Recovery Conference”. OnePetro (2013). doi:10.2118/165282-MS.
- [36] L.L. Schramm. “Foams: fundamentals and applications in the petroleum industry”. ACS Publications (1994).
- [37] M. Simjoo & P.L.J. Zitha. Modeling of Foam Flow Using Stochastic Bubble Population Model and Experimental Validation. *Transport in Porous Media*, **107**(3) (2015), 799–820.
- [38] F. Trogus, T. Sophany, R. Schechter & W. Wade. Static and Dynamic Adsorption of Anionic and Nonionic Surfactants. *Society of Petroleum Engineers Journal*, **17**(05) (1977), 337–344. doi:10.2118/6004-PA.
- [39] P.L.J. Zitha & D.X. Du. A New Stochastic Bubble Population Model for Foam Flow in Porous Media. *Transport in Porous Media*, **83**(3) (2010), 603–621. doi:10.1007/s11242-009-9462-6.

How to cite

F.F. de Paula, I. Igreja & G. Chapiro. Simulação Computacional do Deslocamento de Espuma Considerando a Adsorção de Surfactante em Meios Porosos Heterogêneos. *Trends in Computational and Applied Mathematics*, **27**(2026), e01893. doi: 10.5540/tcam.2026.027.e01893.

