

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Avaliação Multidimensional dos Difusores de Entrada de Fluxo na Dinâmica do Escoamento Multifásico em Meio Poroso Heterogêneo em Experimento de Core-Flooding.

AUTORES:

Bruno Cavalcante Bomfim, Douglas da Silva Almeida, Caroline Henrique Dias, Gianfranco de Mello Stieven, Filipe Oliveira da Silva, Karina Policarpo dos Santos, André Compan, Paulo Couto.

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Avaliação Multidimensional dos Difusores de Entrada de Fluxo na Dinâmica do Escoamento Multifásico em Meio Poroso Heterogêneo em Experimento de Core-Flooding

Resumo

Os ensaios de *SCAL* (*Special Core Analysis*) são ferramentas que possibilitam obter propriedades de fluxos multifásicos em meios porosos, tais como pressão capilar, permeabilidade relativa e molhabilidade, visando prever o desempenho de reservatórios. No ensaio de *core-flooding*, uma amostra de rocha (*core*) é submetida a um fluxo controlado de água, permitindo a análise da permeabilidade e da saturação da amostra em condições análogas ao ambiente de um reservatório petrolífero. Nesse ensaio, são medidos o diferencial de pressão entre as duas extremidades da rocha, a produção acumulada de óleo e podem ser obtidos perfis de saturação pontuais ou ao longo de todo o *core*. Esse experimento é financeiramente custoso e, por conta disso, muitas vezes são empregadas simulações computacionais que representam de maneira adequada o experimento. Essas simulações podem ser realizadas em domínio tridimensional e unidimensional, sendo a última a mais viável computacionalmente. Contudo, tal simplificação dimensional impossibilita uma representação adequada do difusor de fluxo na injeção, o que pode acarretar em resultados divergentes dos simulados tridimensionalmente. Com base no exposto, esse trabalho visa modelar um ensaio de *core-flooding* tridimensional em regime transiente com diferentes tipos de difusores de injeção a partir do *software* computacional CMG® IMEX, que utiliza o modelo *Black-Oil*. Foram obtidas as curvas de diferencial de pressão e produção líquida de óleo, juntamente com os perfis de saturação ao longo do *core*, os quais são comparados com os resultados do caso unidimensional. Dessa forma, o erro resultante da redução da dimensionalidade na simulação em relação à modelagem do difusor foi quantificado.

Palavras-chave: *Core-flooding*, Recuperação Avançada de Petróleo, Dimensionalidade, difusores, heterogeneidade.

Abstract

SCAL (Special Core Analysis) tests are tools that make it possible to obtain multiphase flow properties in porous media, such as capillary pressure, relative permeability, and wettability, to predict reservoir performance. In the core-flooding test, a rock sample (core) is subjected to a controlled flow, allowing the permeability and saturation of the sample to be analyzed under conditions analogous to the environment of an oil reservoir. In this test, the pressure differential between the two ends of the rock is measured, the accumulated oil production is measured and saturation profiles can be obtained at a point or along the entire core. This experiment is financially costly and, because of this, computer simulations are often used to adequately represent the experiment. These simulations can be carried out in a three-dimensional, two-dimensional, or one-dimensional domain, the latter being the most computationally feasible. However, such dimensional simplification makes it impossible to adequately represent the flow diffuser in the injection, which can lead to results that differ from those simulated on three-dimensions. Based on the above, this work aims to model a three-dimensional transient core-flooding test with different types of injection diffusers using the CMG® IMEX computer software, which uses the Black-Oil model. The pressure differential and net oil production curves are obtained, together with the saturation profiles along the core, which are compared with the results of the one-dimensional case. In this way, the error resulting from the reduction in dimensionality in the simulation in relation to the modeling of the diffuser is quantified.

Keywords: core-flooding, reservoir simulation, diffuser inlet design, heterogeneity.

1. Introdução

Nos últimos anos, a indústria de petróleo e gás tem buscado melhorias contínuas na precisão e compreensão dos processos de fluxo bifásico em meios porosos, essenciais para a otimização da recuperação de hidrocarbonetos. As simulações numéricas desempenham um papel crucial nessa busca, permitindo a modelagem detalhada de experimentos de estado transiente (*Unsteady State-USS*). Tradicionalmente, modelos unidimensionais (1D) baseados em equações de Buckley-Leverett têm sido amplamente utilizados para determinar parâmetros como permeabilidade relativa. No entanto, esses modelos simplificados não conseguem capturar a complexidade das distribuições de saturação e variações espaciais observadas em experimentos reais.

Para superar essas limitações, a transição de modelos unidimensionais (1D) para tridimensionais (3D) em simulações numéricas de experimentos USS representa um avanço significativo na precisão e compreensão dos processos de fluxo bifásico em meios porosos. Enquanto os modelos 1D falham em capturar a complexidade das distribuições de saturação e variações espaciais dos experimentos reais, a modelagem 3D oferece uma representação mais realista dos fenômenos físicos. Esta abordagem incorpora variações nas direções axial, radial e transversal, o que é crucial em plugues de rocha, onde os efeitos de contorno e a geometria do difusor de entrada podem influenciar significativamente os resultados experimentais.

Apesar das vantagens, a modelagem 3D requer mais poder computacional e algoritmos mais sofisticados, o que pode causar erros numéricos e demandar validação rigorosa dos dados de entrada. O estudo de Yang et al., (2023) destacou que as simulações 3D mostraram tempos de estabilização mais longos e mistura incompleta de fluidos pós-injeção em comparação com as simulações 1D, com saturações de fluidos não uniformes refletindo a geometria do difusor. Embora os efeitos gravitacionais sejam insignificantes em testemunhos típicos de reservatórios, a escolha do difusor impacta significativamente os resultados.

Para garantir que o fluxo seja comparável ao unidimensional (1D), é essencial que as duas fases estejam totalmente misturadas e distribuídas por toda a seção transversal de entrada. Isso é alcançado pelo uso de um difusor posicionado contra a face de entrada do plugue. O design cuidadoso do difusor permite a separação das fases do fluido enquanto maximiza a mistura das fases no plugue (Gupta et al., 2016). Visando compreender a influência total do difusor de fluidos, torna-se necessário compreender o comportamento também em regime transiente a partir da injeção de apenas um fluido.

Este trabalho visa modelar um ensaio de *core-flooding* tridimensional em regime transiente com diferentes tipos de difusores de injeção em meio heterogêneo, utilizando o *software* computacional CMG® IMEX, que emprega o modelo *Black-Oil*. Através dessa modelagem, pretende-se analisar a influência dos difusores na distribuição de saturação e na eficiência de recuperação de hidrocarbonetos, proporcionando uma compreensão mais aprofundada dos processos envolvidos.

2. Metodologia

2.1. Simulação numérica

As simulações de fluxo foram realizadas usando CMG™ IMEX (2024), um simulador *Black-Oil* totalmente implícito. Este simulador utiliza o método de diferença finita para resolver as equações governantes para fluxo de fluido multifásico através de meios porosos. O princípio de conservação de massa é representado para cada fase da seguinte maneira:

$$\phi \frac{\partial S_\alpha}{\partial t} + \nabla \cdot u_\alpha = 0 \quad (1)$$

$$u_{\alpha} = - \frac{k k_{r\alpha}(S_{\alpha})}{\mu_{\alpha}} \nabla p_{\alpha} \quad (2)$$

onde α denota a fase média do fluido, ϕ a porosidade da rocha, S_{α} a saturação da fase, u_{α} a velocidade da fase do fluido, k a permeabilidade absoluta da rocha, $k_{r\alpha}(S_{\alpha})$ a permeabilidade relativa da fase do fluido, μ_{α} a viscosidade do fluido e ∇p_{α} o gradiente de pressão da fase do fluido.

Neste estudo, o foco está no fluxo multifásico de água e óleo. Portanto, denotamos água como $\alpha = w$ e óleo como $\alpha = o$. As correlações entre saturação de fase e pressão, conforme representadas pela pressão capilar P_c , podem ser descritas como saturação sendo o somatório entre as saturações das fases e a pressão capilar atuando como a diferença entre as pressões de cada fase.

A Tabela 1 exibe as propriedades de rochas e fluidos usadas na simulação numérica para experimentos USS envolvendo o plugue homogêneo. Esses estudos foram realizados para representar graficamente a produção de petróleo simulada, diferencial de pressão e saturação de água como uma função do tempo, fornecendo uma base para cada simulação heterogênea.

Tabela 1: Propriedades de rochas e fluidos para simulação.

Diâmetro(cm)	Comprimento(cm)	Viscosidade da água (cp)	Viscosidade do óleo (cp)	Densidade água(g/cm3)	Densidade óleo(g/cm3)
3.8	5	0.5	2	1	0.8

2.2. Convergência de Malha

Um estudo de convergência de malha foi conduzido em um caso base homogêneo, constituído de um plugue homogêneo com permeabilidade absoluta $k = 256$ mD e porosidade $\phi = 0,24$. Uma análise foi realizada para examinar o erro relativo através do aumento da dimensionalidade em todas as três dimensões. Os casos são representados como M1 (7x7x252), seguido por M2 (9x9x252), M3 (13x13x302), M4 (15x15x352) e M5 (17x17x352). O erro relativo foi avaliado para pressão diferencial e produção de óleo em seis etapas de tempo distintas: as cinco iniciais, identificadas pelo aumento da vazão no experimento de múltiplas etapas e a última correspondendo à conclusão do experimento 600, 1200, 2160, 3600, 5040, 7920 segundos. A malha M5, consistindo em 79200 blocos, foi escolhida por seu baixo erro.

2.3. Modelo – Heterogeneidade

O caso de heterogeneidade foi criado utilizando modelos disponíveis na literatura, como por exemplo: heterogeneidade laminar ao longo do plugue apresentado por Maas et al., (2019). A geração desse cenário envolveu a criação de mapas de permeabilidade e porosidade, que foram derivados usando a seguinte correlação:

$$k = 0,1038e^{0,3255\phi} \quad (5)$$

Inicialmente, o caso base considera porosidade e permeabilidade constantes ao longo de todo o plugue, indicando uma amostra completamente homogênea, como demonstrado na Figura 1A. Nas amostras seguintes, o plugue apresenta uma camada central com uma espessura fixa, definida pela propriedade *épsilon* (ϵ), que é a razão entre a espessura da camada central e o raio total da amostra, sendo $\epsilon = 0,0294$. A essa camada central foi atribuído um valor de permeabilidade de 50 mD, enquanto a permeabilidade da matriz rochosa é de 12,5 mD, resultando em uma razão de permeabilidade de 0,25. Isso indica uma camada de heterogeneidade laminar com uma alta diferença de permeabilidade, conforme demonstrado na Figura 1B.

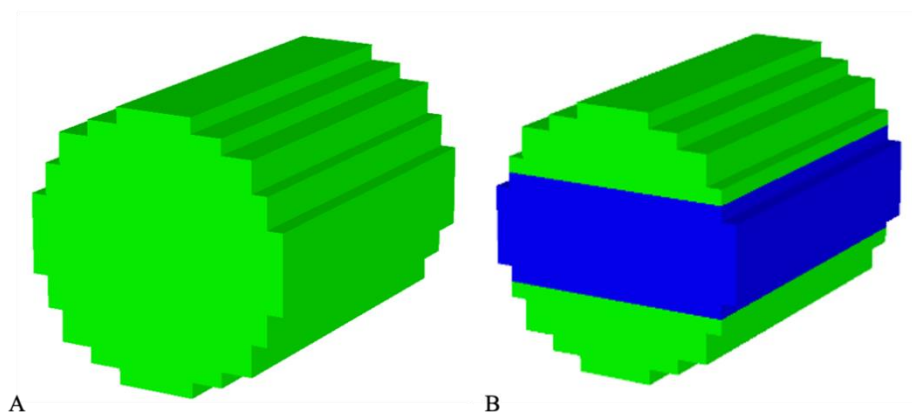


Figura 1. Representação do modelo de plugue utilizado para as simulações. A) Plugue homogêneo; B) Plugue com heterogeneidade laminar.

2.4. Modelagem de Difusores

A modelagem de difusores para a adequada injeção de fluidos representa um desafio significativo na indústria, conforme discutido por Gupta et al., (2016). Com o objetivo de otimizar a escolha do dispositivo utilizado para a dispersão de fluidos nas faces de entrada e saída da amostra, este trabalho modelou três tipos de elementos difusores, cada um com diferentes configurações de pontos de injeção. Inicialmente, foi modelado um difusor homogêneo, que possui pontos de injeção distribuídos por toda a face. Em seguida, foi desenvolvido um difusor com um único ponto de injeção centralizado. Por fim, foi projetado um injetor com um único ponto de injeção, posicionado diagonalmente em relação ao ponto central. Em experimentos de laboratório representados pela Figura 2B, utilizou-se um aparato com três orifícios: um superior para injeção de óleo, um inferior para medição do diferencial de pressão e um inferior para injeção de água. No entanto, no presente trabalho, devido à condição de regime transiente, apenas a entrada de água foi simulada. Nas figuras abaixo estão representados os elementos difusores de laboratório (Figura 2A), juntamente com o difusor simulados (Figura 2B).

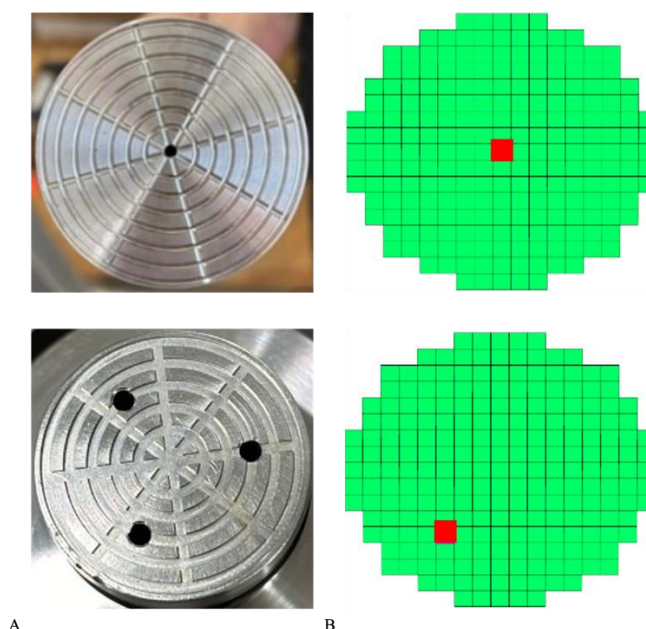


Figura 2. Representação dos difusores utilizados para as simulações. A) Difusor real (à esquerda) e simulado (à direita) com injeção pelo ponto central; B) Difusor real (à esquerda) e simulado (à direita) com injeção pelo ponto diagonal.

3. Resultados e Discussão

Inicialmente, a divisão dos casos analisados foi realizada conforme a seguinte distribuição: em relação à heterogeneidade, temos os seguintes casos: H – caso homogêneo, L – heterogeneidade laminar central. Quanto ao difusor, a distribuição é a seguinte: D – difusor posicionado diagonalmente em relação ao ponto central, C – difusor posicionado no ponto central da amostra, e H – difusor com injeção uniforme, com entradas distribuídas em toda a face da amostra. Os casos estudados são compostos pelas combinações das propostas anteriormente descritas. Os casos são demonstrados e os tempos escolhidos para análise são demonstrados nas tabelas a seguir:

Tabela 2: Representação dos casos simulados.

Casos	HD	HC	HH	LD	LC	LH
Heterogeneidade	H	H	H	L	L	L
Difusor	D	C	H	D	C	H

Tabela 3: Tempos de simulação analisados.

Tempo	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_6
Minuto	0.1	0.4	0.8	2	5	7.5

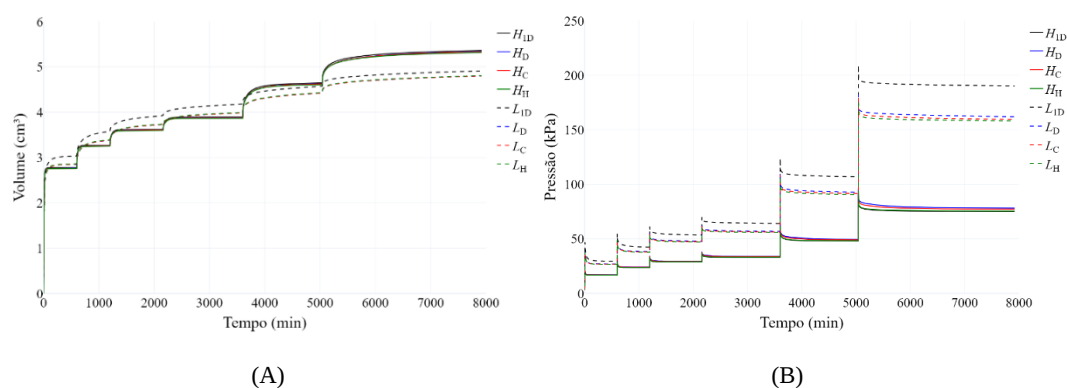


Figura 3: Gráfico de produção de óleo (A) e diferencial de pressão (B) para os casos 1D e 3D contemplando todas as heterogeneidades propostas.

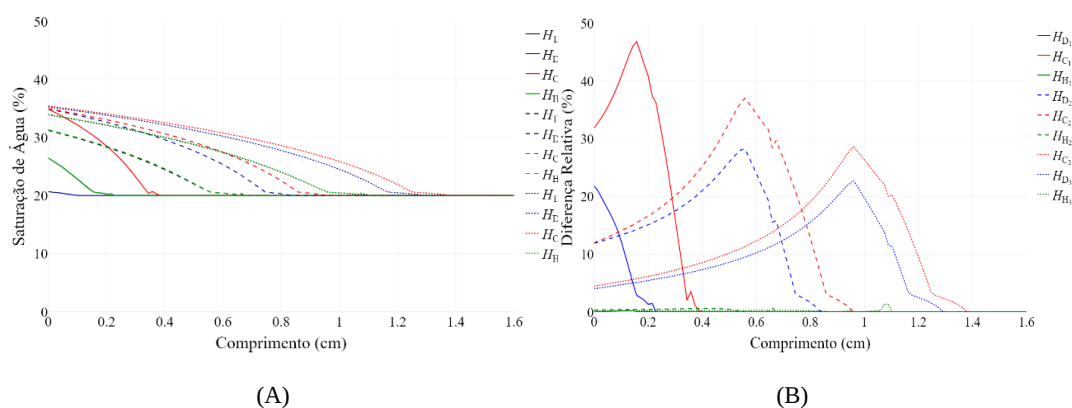


Figura 4: Gráfico do perfil de saturação para o caso homogêneo nos tempos iniciais (t_1 - t_3) do ensaio para os casos 1D e 3D (A) e diferença relativa entre as simulações 1D e 3D (B).

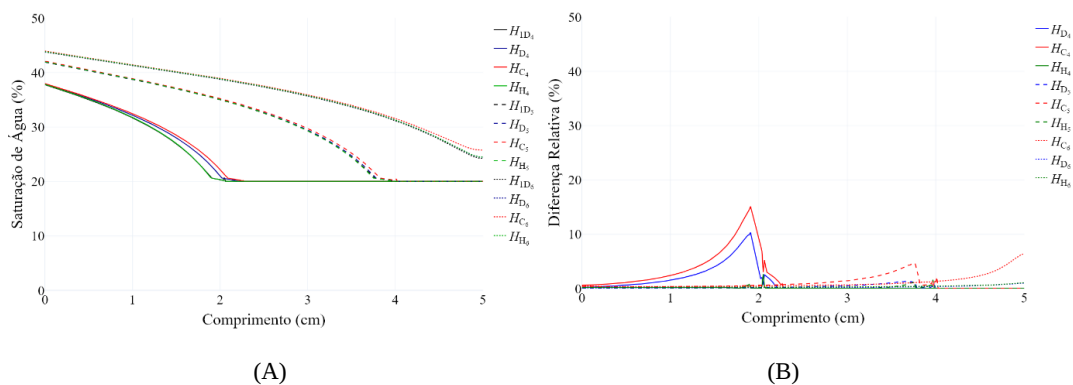


Figura 5: Gráfico do perfil de saturação para o caso homogêneo nos tempos finais (t4-t6) selecionados para os casos 1D e 3D (A) e diferença relativa entre as simulações 1D e 3D (B).

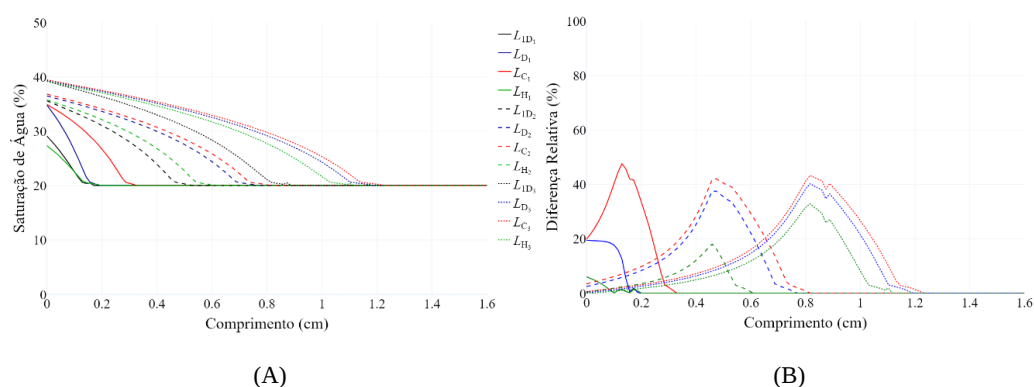


Figura 6: Gráfico do perfil de saturação para o caso de heterogeneidade laminar nos tempos iniciais de ensaio (t1-t3) selecionados para os casos 1D e 3D (A) e diferença relativa entre as simulações 1D e 3D (B).

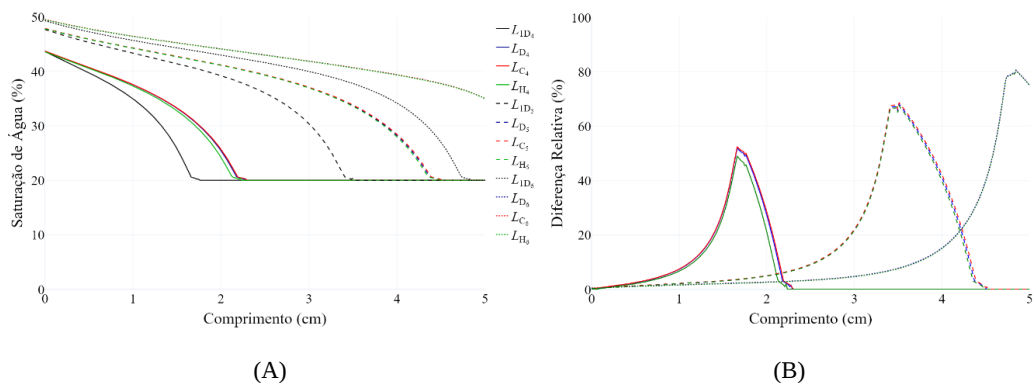


Figura 7: Gráfico do perfil de saturação para o caso de heterogeneidade laminar nos tempos iniciais de ensaio (t1-t3) selecionados para os casos 1D e 3D (A) e diferença relativa entre as simulações 1D e 3D (B).

Na Figura 3 observa-se que os resultados de ΔP revelam que o caso laminar 1D não representa adequadamente as simulações 3D, conforme demonstrado pela curva. Em contrapartida, o caso homogêneo unidimensional demonstra uma representação muito próxima do caso 3D, com um erro relativo entre as curvas bem menor do que o observado no caso de heterogeneidade laminar. Além disso, observa-se que em ambos os casos o efeito do difusor é irrisório em face aos demais efeitos.

Quanto à produção líquida (NP), o caso de heterogeneidade laminar apresentou uma correspondência razoavelmente próxima entre as simulações 1D e 3D, com apenas uma pequena

diferença no volume apresentado. Já no caso homogêneo, o modelo 1D se mostrou altamente representativo do 3D, dado que a diferença entre as curvas é praticamente inexistente.

Na Figura 4a, ao analisar o perfil de saturação para amostras homogêneas, observa-se que em t_1 a t_3 a simulação homogênea 1D se aproxima ao modelo 3D homogêneo utilizando o difusor uniforme. Em relação à influência dos difusores, pode-se inferir que o difusor com ponto de injeção localizado diagonalmente em relação ao ponto central representa melhor o caso 1D quando comparado ao difusor posicionado no ponto central. Essa conclusão é suportada pela diferença entre as curvas dos modelos 1D e dos casos com injeção diagonal e central, sendo a diferença no caso diagonal consideravelmente menor.

Na Figura 5, no intervalo correspondente de t_4 a t_6 , observa-se que os difusores tendem a apresentar um efeito reduzido sobre as curvas do perfil de saturação. Analisando a diferença relativa em comparação ao modelo 1D, verifica-se que, com o passar do tempo, o erro diminui drasticamente, possibilitando uma representação mais precisa e consistente dos perfis de saturação.

Na Figura 6, ao analisar o perfil de saturação para amostras com heterogeneidade laminar, observa-se que, nos instantes correspondentes de t_1 a t_3 , a simulação homogênea 1D mostra que os difusores tendem a ter um efeito que declina com o tempo. Além disso, todos os difusores neste caso com heterogeneidade laminar tendem a superestimar a curva do seu respectivo caso unidimensional. Na Figura 7, nos instantes de t_4 a t_6 , é possível observar que os difusores têm uma influência reduzida sobre as curvas do perfil de saturação.

Inicialmente, a diferença relativa entre os experimentos 3D e o modelo 1D mostra que o difusor homogêneo apresenta o menor erro associado. No entanto, com o avanço do tempo para os instantes t_4 a t_6 , observa-se que todos os difusores tendem a aumentar o erro em relação ao caso unidimensional.

4. Conclusões

No que corresponde à dimensionalidade, a análise revela que o modelo tridimensional (3D) homogêneo com difusor homogêneo pode ser adequadamente representado pela simplificação unidimensional (1D) a partir do instante t_1 . Em contrapartida, os demais modelos tridimensionais homogêneos encontram uma representação aceitável pela simplificação 1D apenas a partir do instante t_5 . Por outro lado, nos cenários envolvendo heterogeneidade laminar, a simplificação unidimensional se mostra ineficaz, não conseguindo representar satisfatoriamente nenhum dos casos estudados. Isso sugere que a aplicação de uma metodologia alternativa para a simplificação dimensional poderia potencialmente melhorar a congruência entre as representações unidimensionais e os modelos tridimensionais correspondentes.

Ao avaliar o impacto dos difusores, observa-se que, tanto para os modelos homogêneos quanto para aqueles com heterogeneidade laminar, os três difusores analisados exibem comportamentos distintos até o instante t_4 . Após esse ponto, não se verifica diferença significativa no comportamento dos modelos com diferentes difusores. Este resultado indica que, a partir do instante t_4 , a escolha do difusor torna-se irrelevante para a precisão da modelagem, uma vez que os efeitos distintivos entre os difusores se atenuam.

5. Agradecimentos

Esta pesquisa foi realizada em associação com o projeto de P&D em andamento registrado como ANP nº 24.551, “Avaliação de Metodologias para Interpretação de Curvas de Permeabilidade Relativa em meios porosos heterogêneos” (UFRJ/Petrobras Brasil/ANP), patrocinado pela Petróleo Brasileiro S/A sob a taxa de P&D da ANP como “Compromisso de Investimentos com Pesquisa e Desenvolvimento” e obteve suporte financeiro pelo Programa de Recursos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, apoiado com recursos provenientes de investimento de petroleiras qualificadas nos termos da Cláusula de P&D da Resolução ANP nº 50/2015; e, em parte, pela Fundação de Amparo à Pesquisa de São Paulo (FAPESP), Brasil. Número do Processo 2024/11459-9

6. Referências Bibliográficas

C.M.G. Ltd. IMEX User Guide. Computer Modelling Group Ltd., 2024.

Gupta, R., Maloney, D., Laverick, D., Longoria, R., Poore, L., Spitzenberger, J., 2016. A novel laboratory method for determining capillary pressure and wettability while measuring steady-state relative permeability. In: International Symposium of the Society of Core Analysts. Snowmass, Colorado.

J. G. Maas, N. Springer, and A. Hebing. Defining a sample heterogeneity cut-off value to obtain representative special core analysis (scal) measurements. In International Symposium of the Society of Core Analysts held in Pau, France, pp. 26–30, 2019.

S. Yang, N. Hemmati, T. Russell, A. Zeinijahromi, S. Borazjani, A. Behr, L. Genolet, and P. Bedrikovetsky. 3d effects in two-phase steady-state tests. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 208, pp. 109533, 2022.