

Prezado avaliador do 12º PDPetro;

Gostaríamos de receber mais informações sobre a correção solicitada:

“1- CITAÇÕES NO CORPO DO TEXTO, PRECISAM ESTÃO PADRONIZADAS, TEM ALGUMAS CITAÇÕES COM NOME E AUTOR DENTRO DOS PARÊNTESES E OUTRAS APENAS ANO.”

Analisando o texto encontramos na INTRODUÇÃO diferenças na forma de citação, conforme destaque abaixo:

“...sua composição geológica e suas propriedades de fluidos (**Moghadasi et al., 2015**).

Estudos como os de **Buchgraber et al. (2012)**, **Wolf et al. (2022)** e **Yun et al. (2017)** utilizaram micromodelos ... bifásico óleo-água. **Berg et al. (2016)**, **Gong, Sedghi e Piri (2021)**, **Li et al. (2018)**, **Manoorkar, Jackson e Krevor (2021)** e **Picchi e Battiato (2019)** estudaram o impacto”

De acordo com a ABNT (NBR10520-2023), itens 6.1 (Sistema de chamada autor-data) e 7.2 (Citação indireta) as chamadas em citação indireta podem ser expressas das duas formas, **AUTOR (ANO)** ou **(AUTOR, ANO)**, a depender da escrita adotada, não sendo necessária a padronização por uma única forma. Abaixo, exemplos extraídos diretamente da ABNT página 13:

“Identificam-se diversos estudos.... (Gonçalves, 2019)”

“Os autores Antunes (2016), Bezerra (2019) e Silva (2017) abordaram a temática ...”

Com isso, estamos com dúvida sobre as alterações necessárias no texto e gostaríamos de maiores informações para que possamos realizar de forma assertiva as correções solicitadas. Se possível, seria de grande ajuda a indicação das partes do texto com pendências.

Desde já agradecemos a atenção!

Respeitosamente,

Victor Braga e Fabiano Wolf

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



TÍTULO DO TRABALHO:

IMPACTO DA GEOMETRIA POROSA NAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA EM MICROMODELOS COM DUPLA POROSIDADE

AUTORES:

Victor Bastos Braga Coelho e Fabiano Gilberto Wolf

INSTITUIÇÃO:

Laboratório de Microfluídica - UFSC

IMPACTO DA GEOMETRIA POROSA NAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA EM MICROMODELOS COM DUPLA POROSIDADE

Resumo

Os reservatórios carbonáticos abrigam uma fração significativa das reservas mundiais de hidrocarbonetos e possuem um grande destaque por serem os típicos reservatórios encontrados na camada pré-sal no Brasil. Tais rochas geralmente são muito heterogêneas contendo poros macroscópicos de alguns milímetros de diâmetro até poros microscópicos na ordem de frações de micrômetros. As curvas de permeabilidades relativas são propriedades chave para a modelagem da dinâmica de fluxo multifásico em meios porosos e são fortemente influenciadas pela distribuição geométrica de microporos. O objetivo do presente estudo foi analisar o impacto da geometria porosa no comportamento das curvas de permeabilidade relativas das fases óleo e água. Os experimentos foram realizados utilizando o método de regime permanente em dispositivos microfluídicos que mimetizam meios porosos. Utilizamos três micromodelos fabricados em polidimetilsiloxano (PDMS) com uma distribuição bimodal de poros, composto por macrocanais e por regiões com tipos distintos de microporosidade. O micromodelo M1 é formado somente por macrocanais, o modelo M2 apresenta microporosidade associada aos grãos e o modelo M3 apresenta microporosidade tanto nos grãos quanto nos macrocanais. Os dados experimentais foram ajustados à curva modelo LET, apresentando uma excelente correlação. Para o mesmo sistema óleo-água-PDMS, as curvas de permeabilidade relativa de M1 e M3 apresentaram comportamentos típicos de sistema molhável ao óleo, enquanto M2 mostrou um comportamento molhável à água, contrariando os dados de molhabilidade obtidos por inspeção visual. Esses resultados destacam o papel dominante da geometria porosa, mais especificamente, da microporosidade, no comportamento das curvas de permeabilidade relativas e consequentemente na eficiência da recuperação de óleo.

Palavras-chave: microfluídica, permeabilidade relativa, dupla porosidade, fluxo bifásico.

Abstract

Carbonate reservoirs host a significant fraction of the world's hydrocarbon reserves and are notably prominent as the typical reservoirs found in the pre-salt layer in Brazil. These rocks are generally very heterogeneous, containing macroscopic pores several millimeters in diameter down to microscopic pores on the order of fractions of micrometers. Relative permeability curves are key properties for modeling the dynamics of multiphase flow in porous media and are strongly influenced by the geometric distribution of micropores. The objective of the present study was to analyze the impact of porous geometry on the behavior of the relative permeability curves of oil and water phases. The experiments were conducted using the steady-state method in microfluidic devices that mimic porous media. We used three micromodels fabricated in polydimethylsiloxane (PDMS) with a bimodal pore distribution, consisting of macrochannels and regions with distinct types of microporosity. Micromodel M1 is composed solely of macrochannels, model M2 presents microporosity associated with grains, and model M3 exhibits microporosity in both the grains and the macrochannels. The experimental data were fitted to the LET model curve, showing an excellent correlation. For the same oil-water-PDMS system, the relative permeability curves of M1 and M3 exhibited typical oil-wet system behavior, while M2 showed water-wet behavior, contrary to wettability data obtained by visual inspection. These results highlight the dominant role of porous geometry, specifically microporosity, in the behavior of relative permeability curves and consequently in oil recovery efficiency.

Keywords: microfluidics, relative permeability, dual-porosity, two-phase fluid flow.

1. Introdução

Os reservatórios carbonáticos abrigam uma fração significativa das reservas mundiais de hidrocarbonetos (Sayers, 2008) e possuem um grande destaque por serem os típicos reservatórios encontrados na camada pré-sal no Brasil. Tais rochas geralmente são muito heterogêneas contendo poros macroscópicos de alguns milímetros de diâmetro até poros microscópicos na ordem de frações de micrômetros (Cantrell e Hagerty, 1999). A heterogeneidade da estrutura dos poros, com presença de *vugs* e contrastes de porosidade e permeabilidade, assim como a distribuição mista de molhabilidade, resultam em uma significativa saturação residual de óleo em comparação com a maioria dos reservatórios siliciclásticos (Kamath; Meyer; Nakagawa, 2001). Consequentemente, estudar deslocamentos de fluidos bifásicos dentro desse tipo de meio poroso representa um desafio contínuo e envolve uma caracterização detalhada da estrutura dos poros, dos fluidos, da permeabilidade e da capilaridade (Yun *et al.*, 2017).

As curvas de permeabilidades relativas são propriedades chave para a modelagem da dinâmica de fluxo multifásico em meios porosos, permitindo avaliar e prever o comportamento de reservatórios de petróleo e investigar a eficiência de técnicas de recuperação (Moghadasi *et al.*, 2015). Os resultados são frequentemente parametrizados com funções analíticas que são usadas em simuladores numéricos de reservatórios (Berg; Unsal; Dijk, 2021). Uma variedade de técnicas está disponível para a obtenção das curvas, incluindo abordagens experimentais (Avraam *et al.*, 1994; Tsakiroglou *et al.*, 2015; Tsakiroglou; Avraam; Payatakes, 2007), ou numéricas a partir de dados de histórico de produção de um reservatório, sua composição geológica e suas propriedades de fluidos (Moghadasi *et al.*, 2015).

A geometria porosa possui influência significativa nos processos de deslocamento e aprisionamento de óleo em reservatórios. Estudos como os de Buchgraber *et al.* (2012), Wolf *et al.* (2022) e Yun *et al.* (2017) utilizaram micromodelos heterogêneos, compostos por poros de alguns milímetros de diâmetro a poros microscópicos da ordem de frações de micrômetros, para simular reservatórios carbonáticos e entender a influência da dupla porosidade no transporte bifásico óleo-água. Berg *et al.* (2016), Gong, Sedghi e Piri (2021), Li *et al.* (2018), Manoorkar, Jackson e Krevor (2021) e Picchi e Battiatto (2019) estudaram o impacto das propriedades geométricas nas curvas de permeabilidade relativa. Porém, a utilização de micromodelos com dupla porosidade para o estudo da permeabilidade relativa apresenta uma abordagem nova e representa um avanço para microfluídica.

Buscando aprimorar a compreensão dos fenômenos de transporte em rochas carbonáticas, este estudo tem como objetivo discutir o impacto da microporosidade nas curvas de permeabilidade relativa, comparando diferentes geometrias porosas e avaliando seus efeitos. Para isso, utilizamos a abordagem microfluídica para a visualização e análise do comportamento do fluido dentro do sistema poroso.

2. Metodologia

2.1. Bancada Experimental

A bancada experimental foi composta por uma bomba de seringa Harvard Apparatus 11 Pico Plus Elite (precisão $\pm 0,35\%$), seringas de vidro Hamilton de 1000 μl e 5000 μl , acopladas a um tubo Tygon com diâmetro interno de 500 μm . Os valores de pressão foram monitorados por um sensor de pressão de passagem da *Elveflow* (modelo MPS 70 mbar, precisão de até 0,5% da faixa máxima). As imagens de alta resolução foram capturadas por um microscópio estéreo Olympus Modelo SZX10 com uma câmera digital DP26 5,0 MP com lentes objetivas de 0,5x e 2,0x e ampliação de foco de 0,63x à 2,5x. Cada experimento foi repetido pelo menos três vezes, realizados separadamente em três micromodelos novos, a fim de evitar qualquer efeito negativo da reutilização do micromodelo devido à alteração da química e/ou contaminação das superfícies dos canais. Os valores informados são o valor médio das medidas com o desvio padrão como barra de erro.

2.2. Dispositivos microfluídicos

Foram utilizados três tipos de micromodelos fabricados em polidimetilsiloxano (PDMS) pela empresa *FlowJEM* aplicando a técnica de litografia macia. Os micromodelos foram projetados levando em conta uma distribuição bimodal de poros, com base na tesselação de Voronoi, permitindo a criação de um sistema poroso composto por canais macroscópicos e regiões com tipos distintos de microporosidade. A geometria de escala dupla visa incluir no sistema poroso tipos dominantes de microporosidade encontrados em carbonatos, como grãos microporosos e matriz microporosa (Cantrell e Hagerty, 1999). Canais de entrada e saída foram projetados para permitir a distribuição uniforme do fluido na rede de poros e gargantas, que é a área de interesse na análise. O desenvolvimento do projeto dos dispositivos microfluídicos mencionados foi apresentado por Wolf *et al.* (2022), tendo como resultado os modelos digitais, conforme Figura 1. Os chips resultantes têm dimensões $6,8 \times 3,0 \text{ cm}^2$ e profundidades dos canais $28,5(1,4) \text{ }\mu\text{m}$, $30,3(0,5) \text{ }\mu\text{m}$ e $30,3(0,6) \text{ }\mu\text{m}$ para M1, M2 e M3, respectivamente.

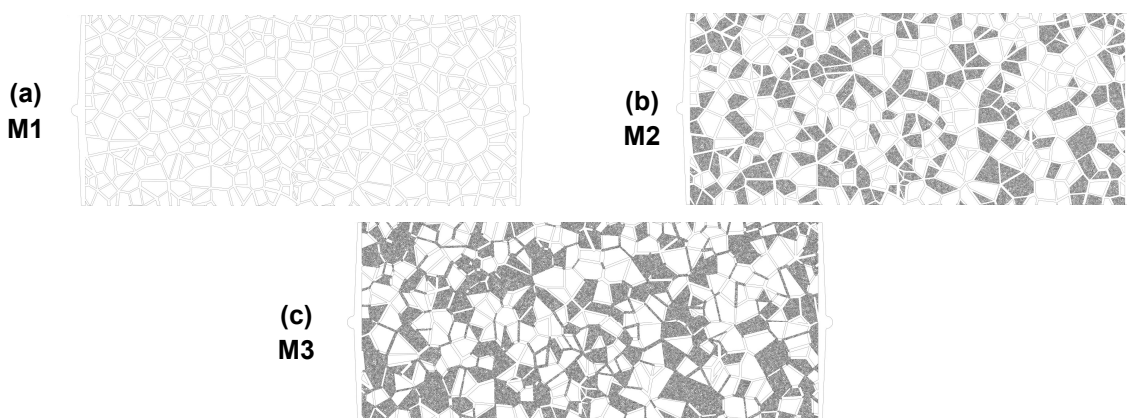


Figura 1: (a) Micromodelo M1, (b) micromodelo M2 (c) micromodelo M3.

O micromodelo M1, Figura 1 (a), contém uma estrutura composta apenas por macrocanais, variando de 200 a 500 μm , e grãos sólidos. O micromodelo M2, Figura 1 (b) contém uma rede de dupla porosidade, com macrocanais e grãos com microporos, variando de 20 a 50 μm , obtidos a partir da transformação de 40% dos grãos macroscópicos encontrados em M1, escolhidos aleatoriamente, em grãos microporosos. No micromodelo M3, Figura 1 (c), além dos grãos microporosos, 40% de seus macrocanais também foram preenchidos com microgrãos, apresentando, assim, dois tipos característicos de microporosidade.

2.3. Fluidos

Uma solução salina sintética preparada usando água deionizada e NaCl, força iônica de 0,6 M e viscosidade (μ_{HS}) igual a 1,14 mPa·s, foi utilizada representando a água do mar (Saadat *et al.*, 2020). Como fase análoga ao petróleo foi utilizado óleo fluorado (FC-3283 da empresa 3M), um fluido apolar e inerte, com viscosidade (μ_o) igual a 1,3 mPa·s (Boukellal *et al.*, 2009). Como ambas as fases são transparentes, a salmoura foi corada com Talens Ecoline 578 (Karadimitriou *et al.*, 2019).

2.4. Caracterização inicial dos micromodelos

Os micromodelos foram caracterizados com base na porosidade (Φ) e permeabilidade absoluta. Os dispositivos foram inicialmente saturados com a salmoura, injetada mantendo-se a pressão do sistema em torno de 100 mbar, até a completa saturação. A saturação é confirmada com a inspeção visual de todo micromodelo com o microscópio. Os cálculos de porosidade foram realizados por análise de imagem com o software de código aberto ImageJ/Fiji. Para cada micromodelo, uma imagem de alta

definição foi montada a partir de 42 imagens de 2448×1920 pixels, utilizando uma bandeja automatizada acoplada ao microscópio. Após, as imagens foram binarizadas por limite de cor com base na saturação e no brilho e em seguida convertidas em imagens de 8 bits. A quantificação da saturação foi feita pela contagem dos pixels pretos, que representam as áreas ocupadas pela água corada.

As medições de permeabilidade absoluta foram realizadas com base na Lei de Darcy, onde a relação entre a vazão volumétrica (Q) e a queda de pressão (ΔP) através de um meio poroso é representado por

$$K_{abs} = \frac{L}{A} \mu \frac{Q}{\Delta P}, \quad (1)$$

em que K_{abs} , A , μ e L são, respectivamente, permeabilidade absoluta, área de seção transversal, viscosidade e comprimento do modelo.

2.4.2. Determinação das curvas de permeabilidade relativa

As curvas de permeabilidade relativa foram obtidas em regime estacionário. Com o micromodelo inicialmente saturado com a fase água, o óleo foi injetado a uma vazão de 0,5 ml/h até garantir que não houvesse alterações na distribuição local dos fluidos no micromodelo. Então, o processo de injeção simultânea das duas fases foi iniciado a uma taxa de fluxo total constante de 0,5 ml/h. Em cada etapa, a taxa de fluxo fracionada de água ($f_w = Q_w/Q_{Total}$) foi variada de 0 a 1, cobrindo um total de seis pontos na curva de permeabilidade relativa. Uma vez alcançado o regime estacionário, leituras de pressão e aquisição de imagem foram realizadas para observar a distribuição de fases. A saturação de água (S_w) e óleo (S_o) dentro do meio poroso foi quantificada por meio de processamento de imagem seguindo as etapas de processamento mencionadas na seção anterior. A permeabilidade efetiva (K_{eff}) de cada fase (i) foi determinada considerando a taxa de fluxo de injeção (Q_i) e a queda de pressão em regime estacionário (ΔP), baseada na lei de Darcy:

$$K_{eff} = \frac{L}{A} \mu \frac{Q_i}{\Delta P}. \quad (2)$$

A permeabilidade relativa (K_r) foi então calculada como a razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta do meio poroso, sendo K_{rw} e K_{ro} as permeabilidades relativas à água e ao óleo, respectivamente. Em seguida foram construídas as curvas de permeabilidade relativa em função da saturação de água ($K_r(S_w)$).

3. Resultados e Discussão

A Tabela 1 apresenta os resultados das medidas de porosidade e permeabilidade dos micromodelos. Para a porosidade, os valores entre parênteses representam os desvios observados em relação às versões digitais. Os resultados são satisfatórios uma vez que o desvio mais alto observado é inferior a 1,1%, o que ocorreu para o modelo M3. A permeabilidade absoluta foi extraída a partir da relação linear entre os valores monitorados de vazão e pressão.

Tabela 1 - Porosidade e permeabilidade absoluta dos micromodelos. Os valores entre parênteses representam o desvio-padrão de três medições independentes realizadas em três micromodelos novos.

MODELO	POROSIDADE [%]	PERMEABILIDADE [D]
M1	27,55 (0,12)	10,11 (0,36)
M2	42,65 (0,61)	18,16 (1,10)
M3	39,89 (1,08)	6,59 (0,05)

Com o aumento de cerca de 54% de porosidade, devido à conversão dos grãos em estruturas microporosas, o micromodelo M2 teve um aumento considerável de permeabilidade, aproximadamente 80%, em comparação ao modelo macroporoso puro M1. Com essa conversão, a presença de novos canais criou vias de transporte adicionais para o fluido. No entanto, embora tenha apresentado uma

porosidade próxima do M2, a inclusão de matriz microporosa em uma fração dos macrocanais do micromodelo M3 reduziu drasticamente sua permeabilidade, pois o novo conteúdo da matriz rochosa restringiu bastante o fluxo devido à alta resistência hidráulica encontrada nos microcanais. Esses resultados contradizem qualquer proporcionalidade entre porosidade e permeabilidade, evidenciando que a permeabilidade de rochas semelhantes a carbonatos deve depender fortemente do tipo dominante de microporosidade, de sua proporção, de suas características topológicas e geométricas, como conectividade entre poros e formato de grãos, além de sua distribuição espacial, o que está de acordo com a literatura (El-Husseiny, 2021; Wolf *et al.*, 2022).

3.4. Permeabilidade relativa

A Figura 2 (a) e (b) apresentam as curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo, respectivamente, para o fluxo bifásico nos três micromodelos. Os valores de $K_r(S_w)$ para cada modelo representam o conjunto de resultados de três experimentos independentes, obtidos a partir de três micromodelos novos, a fim evitar qualquer efeito de contaminação das superfícies dos canais. A incerteza da medição da permeabilidade está associada as incertezas das medidas de pressão e da vazão, sendo calculada de acordo com a lei de propagação da incerteza. Durante o experimento, ao atingir o estado estacionário, os valores de pressão apresentam uma oscilação. Para os resultados foram considerados os valores médios do intervalo de oscilação e os erros foram obtidos a partir do desvio padrão entre os valores máximo e mínimo. A incerteza da vazão foi especificada pelo fabricante da bomba de seringa. As curvas foram ajustadas aos dados experimentais pelo modelo LET (Lomeland; Ebeltoft; Thomas, 2005), apresentando uma excelente correlação, com o menor coeficiente de correlação (R^2) de 0,86 para K_{rw} no modelo M3. Para os dados de entrada, saturação irreduzível de água (S_{wi}), saturação de óleo residual (S_{or}), e os *endpoints* das permeabilidades K_{rw}^0 e K_{ro}^0 foram considerados os valores limites encontrados experimentalmente.

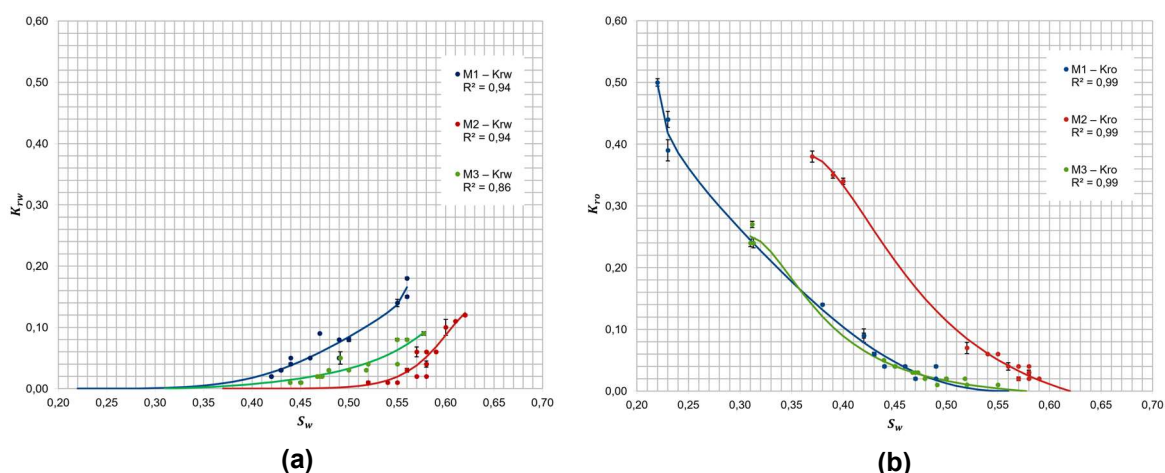


Figura 2. Dados experimentais e curvas ajustadas conforme modelo LET para os micromodelos M1 (azul), M2 (vermelho) e M3 (verde) para (a) K_{rw} , (b) K_{ro} .

Como pode ser observado na Figura 2 (a), para valores baixos de S_w , a permeabilidade relativa da água, K_{rw} , tende à zero, o que significa que a fase de água está presa no espaço poroso e apenas a fase oleosa é móvel. O modelo M1 apresentou o menor de S_{wi} , seguido pelo modelo M3, e pelo modelo M2. Para ambos os modelos, à medida que f_w aumentou tanto S_w quanto K_{rw} aumentaram, porém, o modelo M1 apresentou os maiores valores de $K_{rw}(S_w)$ (curva azul), seguido de M3 (curva verde) e de M2 (curva vermelha). Como o modelo M2 possui maior K_{abs} , seria de se esperar os maiores valores de $K_r(S_w)$, porém, os resultados foram opostos, indicando uma maior resistência ao fluxo de água. Nota-se que a microporosidade teve um impacto significativo sobre as curvas de permeabilidade relativa, deslocando-as para direita. Esse mesmo efeito foi observado em trabalhos que analisaram o impacto da

molhabilidade na permeabilidade relativa (Landry; Karpyn; Ayala, 2014; Zhao *et al.*, 2017, Zhao *et al.*, 2018).

A permeabilidade relativa dos fluidos é governada por dois mecanismos concorrentes: a área de contato fluido-sólido e a conectividade. Uma maior área de contato fluido-sólido leva a uma maior resistência hidráulica ao fluxo, enquanto o aumento da conectividade leva a uma maior mobilidade. O fator dominante é a conectividade da fase, que resulta na tendência geral de aumento da permeabilidade relativa da fase com o aumento de sua saturação (Landry; Karpyn; Ayala, 2014). A Figura 3 apresenta uma análise da conectividade da fase água para os três modelos em $S_w = 0,55$. As imagens representam as etapas com $f_w = 1,0$, $f_w = 0,2$ e $f_w = 0,8$ para M1, M2 e M3, respectivamente.

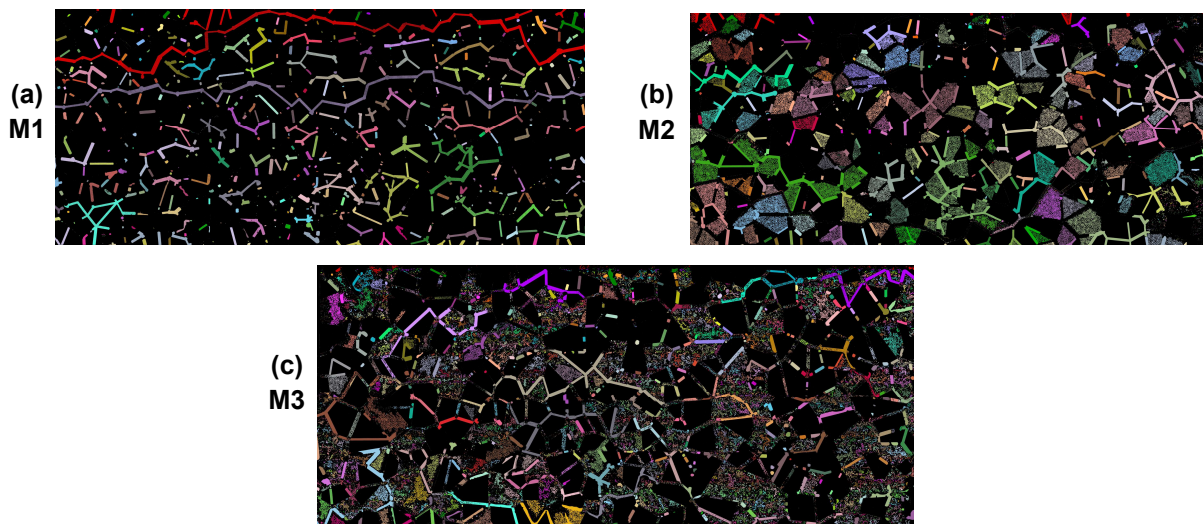


Figura 3. Conectividade dos modelos M1(a), M2 (b) e M3 (c) para $S_w = 0,55$.

De acordo com a análise da Figura 3, o modelo M1 apresentou pelo menos dois grandes canais, destacado pelas cores vermelha e roxa, que percorrem todo o modelo, o que favoreceu o fluxo de água reduzindo sua resistência. O modelo M2 apresentou grandes conglomerados de água, porém, desconectados, não sendo possível visualizar um canal preferencial que percorra toda extensão do modelo. As porções de fluidos conectados do modelo M3 concentram-se preferencialmente em canais horizontais, indicando os canais preferenciais para o fluxo da água. É possível visualizar a formação de canais alongados horizontalmente no modelo M3, indicando um maior fluxo de água, se comparado ao modelo M2, embora não haja uma conexão extensa entre entrada e saída ligando toda a região porosa.

A Figura 2 (b) mostra as curvas de permeabilidade relativa da fase óleo. O modelo M2 apresentou o menor S_{or} , seguido pelo modelo M3, e pelo M1. No intervalo de S_w entre 0,3 e 0,5 as curvas $K_{ro}(S_w)$ de M1 e M3 são similares. Conforme observado na Figura 3, o modelo M1 apresenta maior conectividade da fase água, com isso, a conectividade da fase óleo encontra-se prejudicada, restringindo seu deslocamento. Já para o M3, visualizamos que ocorreu efeito oposto, pois a menor conectividade da fase água indica uma maior conectividade para o óleo resultando em uma menor restritividade. Com isso, a função $K_{ro}(S_w)$ do modelo M3 apresentou valores similares ao M1, mesmo com sua baixa permeabilidade absoluta.

As intersecções das curvas K_{rw} e K_{ro} , apresentada na Figura 4, ocorreram em $S_w = 0,45$, $S_w = 0,57$ e $S_w = 0,47$, respectivamente, para M1, M2 e M3. A presença de microporos nos grãos deslocou o ponto isosmótico de M2 para direita com S_w maior que 0,5, indicando um equilíbrio entre fases em uma região de saturação dominada pela água (Blunt, 2017). Analisando as curvas da Figura 4, observamos que os modelos M1 e M3 apresentaram um comportamento típico de um sistema *molhável ao óleo*, diferentemente de M2, que aparentemente apresenta característica de um sistema *molhável à água*. No entanto, o sistema óleo-água-PDMS utilizado possui molhabilidade neutra com tendência a ser molhável ao óleo, confirmando a característica hidrofóbica do PDMS (Gezer *et al.*, 2015). Com isso,

observamos que adição de regiões microporosas no meio poroso gerou um efeito *análogo* à alteração de molhabilidade no sistema, visto que o ponto isosmótico foi deslocado da esquerda para direita nas curvas de permeabilidade relativa.

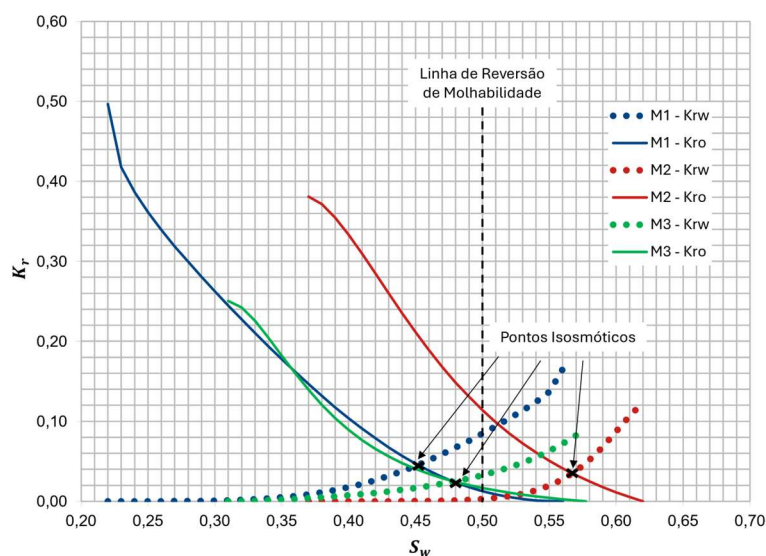


Figura 4. Dados experimentais e curvas ajustadas conforme modelo LET para os micromodelos M1 (azul), M2 (vermelho) e M3 (verde).

5. Conclusões

Neste trabalho, apresentamos um estudo experimental para investigar o efeito da geometria porosa na permeabilidade relativa do escoamento bifásico em meios porosos. Utilizando micromodelos de PDMS, avaliamos a dinâmica do fluxo bifásico em três geometrias porosas e discutimos o impacto da distribuição de microporosidade nas curvas de permeabilidade relativa. Nitidamente, percebeu-se que a adição de regiões microporosas no meio poroso gerou um efeito análogo à alteração de molhabilidade do sistema, demonstrado pelo deslocamento das curvas de permeabilidade relativa para o óleo e para a água nos modelos M2 e M3. As curvas dos modelos M1 e M3 apresentaram comportamentos típicos de sistema molhável ao óleo, enquanto o modelo M2 mostrou um comportamento típico de sistema molhável à água, o que contraria a inspeção visual e medições de ângulo de contato. Os resultados obtidos neste trabalho destacam a necessidade de explorar mais o papel da microporosidade na interpretação do potencial de extração de óleo e, consequentemente, na eficiência de sua recuperação.

6. Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer à Petrobras S.A. pelo suporte financeiro à pesquisa desenvolvida.

7. Referências Bibliográficas

- AVRAAM, D. G. *et al.* Steady-state two-phase flow through planar and nonplanar model porous media. **Transport in Porous Media**, v. 16, n. 1, p. 75–101, 1994.
- BERG, S. *et al.* Connected pathway relative permeability from pore-scale imaging of imbibition. **Advances in Water Resources**, v. 90, p. 24–35, 2016.
- BERG, S.; UNSAL, E.; DIJK, H. Sensitivity and Uncertainty Analysis for Parameterization of Multiphase Flow Models. **Transport in Porous Media**, v. 140, n. 1, p. 27–57, 2021.
- BLUNT, M. J. **Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective**. [s.l.] Cambridge university press, 2017.
- BOUKELLAL, H. *et al.* Simple, robust storage of drops and fluids in a microfluidic device. **Lab Chip**, v. 9, n. 2, p. 331–338, 2009.

- BUCHGRABER, M. *et al.* Creation of a dual-porosity micromodel for pore-level visualization of multiphase flow. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 86–87, p. 27–38, 2012.
- CANTRELL, D. L.; HAGERTY, R. M. Microporosity in Arab Formation Carbonates, Saudi Arabia. **GeoArabia**, v. 4, n. 2, p. 129–154, 1 abr. 1999.
- EL-HUSSEINY, A. Unified Packing Model for Improved Prediction of Porosity and Hydraulic Conductivity of Binary Mixed Soils. **Water**, v. 13, n. 4, 2021.
- GEZER, P. G. *et al.* Modification of the hydrophilic/hydrophobic characteristic of zein film surfaces by contact with oxygen plasma treated PDMS and oleic acid content. **Colloids and Surfaces B: Biointerfaces**, v. 135, p. 433–440, 2015.
- GONG, Y.; SEDGHI, M.; PIRI, M. Two-Phase Relative Permeability of Rough-Walled Fractures: A Dynamic Pore-Scale Modeling of the Effects of Aperture Geometry. **Water Resources Research**, v. 57, n. 12, p. e2021WR030104, 2021.
- KAMATH, J.; MEYER, R. F.; NAKAGAWA, F. M. **Understanding Waterflood Residual Oil Saturation of Four Carbonate Rock Types**. All Days. **Anais. SPE**, 30 set. 2001
- KARADIMITRIOU, N. K. *et al.* Nonmonotonic Effects of Salinity on Wettability Alteration and Two-Phase Flow Dynamics in PDMS Micromodels. **Water Resources Research**, v. 55, n. 11, p. 9826–9837, 1 nov. 2019.
- LANDRY, C. J.; KARPYN, Z. T.; AYALA, O. Relative permeability of homogenous-wet and mixed-wet porous media as determined by pore-scale lattice Boltzmann modeling. **Water Resources Research**, v. 50, n. 5, p. 3672–3689, 1 maio 2014.
- LI, Z. *et al.* A lattice Boltzmann investigation of steady-state fluid distribution, capillary pressure and relative permeability of a porous medium: Effects of fluid and geometrical properties. **Advances in Water Resources**, v. 116, p. 153–166, 2018.
- LOMELAND, F.; EBELTOFT, E.; THOMAS, W. H. **A new versatile relative permeability correlation**. International symposium of the society of core analysts, Toronto, Canada. **Anais**. 2005.
- MANOORKAR, S.; JACKSON, S. J.; KREVOR, S. Observations of the Impacts of Millimeter- to Centimeter-Scale Heterogeneities on Relative Permeability and Trapping in Carbonate Rocks. **Water Resources Research**, v. 57, n. 4, p. e2020WR028597, 2021.
- MOGHADASI, L. *et al.* Interpretation of two-phase relative permeability curves through multiple formulations and Model Quality criteria. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 135, p. 738–749, 1 nov. 2015.
- PICCHI, D.; BATTIATO, I. Relative Permeability Scaling From Pore-Scale Flow Regimes. **Water Resources Research**, v. 55, n. 4, p. 3215–3233, 2019.
- SAADAT, M. *et al.* Development of a Microfluidic Method to Study Enhanced Oil Recovery by Low Salinity Water Flooding. **ACS Omega**, v. 5, n. 28, p. 17521–17530, 2020.
- SAYERS, C. M. The elastic properties of carbonates. **The Leading Edge**, v. 27, n. 8, p. 1020–1024, 1 ago. 2008.
- TSAKIROGLOU, C. D. *et al.* Steady-state two-phase relative permeability functions of porous media: A revisit. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 73, p. 34–42, 2015.
- TSAKIROGLOU, C. D.; AVRAAM, D. G.; PAYATAKES, A. C. Transient and steady-state relative permeabilities from two-phase flow experiments in planar pore networks. **Advances in Water Resources**, v. 30, n. 9, p. 1981–1992, 2007.
- WOLF, F. G. *et al.* Dual-porosity micromodels for studying multiphase fluid flow in carbonate rocks. **Lab on a Chip**, v. 22, n. 23, p. 4680–4692, 2022.
- YUN, W. *et al.* Creation of a dual-porosity and dual-depth micromodel for the study of multiphase flow in complex porous media. **Lab on a Chip**, v. 17, n. 8, p. 1462–1474, 2017.
- ZHAO, H. *et al.* Relative permeability of two immiscible fluids flowing through porous media determined by lattice Boltzmann method. **International Communications in Heat and Mass Transfer**, v. 85, p. 53–61, 2017.
- ZHAO, J. *et al.* The Effect of Wettability Heterogeneity on Relative Permeability of Two-Phase Flow in Porous Media: A Lattice Boltzmann Study. **Water Resources Research**, v. 54, n. 2, p. 1295–1311, 1 fev. 2018.