

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



TÍTULO DO TRABALHO:

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA ACIDIFICAÇÃO DE CARBONATOS EM ESCALA PLUGUE UTILIZANDO MODELOS DE ROCHA BASEADOS EM IMAGENS DE MICRO-CT

AUTORES:

Beatriz dos Santos Santana¹, Caio César Góes Pereira¹, Bruno José Vicente², Daniel Nunes Nobre da Silva¹, Cláudio Régis Santos Lucas¹, Sérgio Taveira de Camargo Júnior³, Mateus Palharini Schwalbert³, Pedro Tupã Pandava Aum¹

INSTITUIÇÃO:

¹Laboratório de Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Pará

²Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro

³Petrobras Research Center (CENPES), Petrobras

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA ACIDIFICAÇÃO DE CARBONATOS EM ESCALA PLUGUE UTILIZANDO MODELOS DE ROCHA BASEADOS EM IMAGENS DE MICRO-CT

Resumo

Classificada como uma técnica de estimulação de poços, a acidificação matricial é definida como o bombeio de uma solução ácida na formação com uma pressão de injeção inferior à pressão de fratura da rocha. Em formações carbonáticas, como consequência da reação ácido-calcita, parte da rocha é dissolvida e canais de alta condutividade, denominados de *wormholes*, são criados. Um dos grandes desafios associados à simulação deste tipo de processo é incorporar nas malhas numéricas as heterogeneidades inerentes as rochas carbonáticas. Este trabalho tem como objetivo principal realizar simulações em escala de plugue da acidificação de rochas carbonáticas com o campo de porosidade inicial obtido a partir de uma imagem de microCT. Para isso, utilizou-se a modelagem de duas escalas, com o balanço de quantidade de movimento realizado utilizando a abordagem de Navier-Stokes-Brinkman. As simulações foram realizadas em código desenvolvido em openFOAM, variando-se a velocidade de entrada do ácido e obtendo-se o PVbt (*Pore Volume to Breakthrough*) para cada condição. Os resultados das simulações foram comparados com os obtidos em simulações com campo de porosidade inicial gerado utilizando uma distribuição uniforme. Com a variação da velocidade de injeção na face foi possível obter os padrões de dissolução uniforme, cônico, ramificado, *wormhole* dominante, dissolução na face e o padrão de dissolução compacta, obtendo-se a curva de PVbt para determinação do ponto ótimo (menor PVbt). Para o modelo desenvolvido a partir da imagem a menor PVbt obtida foi 0,262 com a velocidade de entrada de $2,12 \times 10^{-4} \text{ m/s}$. Já para o modelo com distribuição de porosidade uniforme o menor valor de PVbt obtido foi de 0,276, a uma velocidade de entrada de $8,3 \times 10^{-5} \text{ m/s}$. Os resultados das simulações foram comparados com experimentos laboratoriais. Os resultados obtidos, mostram que a metodologia, utilizada para se obter campos de porosidade a partir de imagens de MicroCT, gerou resultados mais representativos quanto a contabilização de heterogeneidades da rocha.

Palavras-chave: acidificação, simulação, heterogeneidades, rochas digitais.

Abstract

Classified as a well stimulation technique, matrix acidizing is defined as pumping an acid solution into the formation at an injection pressure lower than the fracture pressure of the rock. In carbonate formations, as a result of the acid-calcite reaction, part of the rock is dissolved and high conductivity channels, called wormholes, are created. One of the major challenges associated with simulating this type of process is to incorporate the heterogeneities inherent in carbonate rocks into the numerical meshes. The main objective of this work is to carry out plug-scale simulations of the acidification of carbonate rocks with the initial porosity field obtained from a microCT image. For this purpose, two-scale modeling was used, with the balance of the quantity of movement carried out using the Navier-Stokes-Brinkman approach. The simulations were carried out in a code developed in openFOAM, varying the acid input speed and obtaining the PVbt (*Pore Volume to Breakthrough*) for each condition. The results of the simulations were compared with those obtained in simulations with an initial porosity field generated using a uniform distribution. By varying the injection speed at the face, it was possible to obtain the uniform, conical, branched, dominant wormhole, face dissolution and compact dissolution patterns, obtaining the PVbt curve to determine the optimum point (lowest PVbt). For the model developed from the image, the lowest PVbt obtained was 0.262 with an inlet velocity of $2.12 \times 10^{-4} \text{ m/s}$. For the model with uniform porosity distribution, the lowest PVbt value obtained

was 0.276, at an inlet velocity of $8.3 \times 10^{-5} \text{ m/s}$. The results of the simulations were compared with laboratory experiments. The results obtained show that the methodology used to obtain porosity fields from MicroCT images generated more representative results in terms of accounting for rock heterogeneities.

Keywords: acidification, simulation, heterogeneities, digital rocks.

Introdução

A acidificação matricial consiste na injeção de ácidos, com uma pressão abaixo do limite de fratura da formação, capazes de reagir com componentes da rocha e dissolver parte de sua matriz (Economides e Nolte, 2000). Quando aplicada em rochas carbonáticas, há a formação de canais altamente condutivos, denominados de *wormholes* e diferentes padrões de dissolução podem ser gerados. Isso é dependente tanto de parâmetros operacionais, como o tipo de ácido e a sua taxa de injeção, quanto de parâmetros relacionados à estrutura do meio poroso (Panga, Balakotaiah e Ziauddin, 2002).

Com o constante desenvolvimento de computadores mais robustos, a simulação numérica vem sendo cada vez mais utilizada para realizar estudos de acidificação. No entanto, na simulação da acidificação, um ponto muito importante que deve ser levado em consideração está relacionado à maneira como as heterogeneidades da rocha são implementadas nos modelos de simulação. Estas heterogeneidades são caracterizadas, principalmente, por meio dos valores de permeabilidade e porosidade da formação e suas distribuições no meio poroso (Ziauddin e Bize, 2007).

Atualmente, a maioria dos estudos se baseia na abordagem de distribuição aleatória para implementar os campos iniciais de permeabilidade ou porosidade nas simulações da acidificação (Schwalbert, Zhu e Hill, 2017). No entanto, com o aprimoramento de técnicas de imagem não destrutivas, como a Microtomografia Computadorizada de Raio-x (microCT), uma solução para realizar simulações considerando as distribuições de heterogeneidades mais próximas possíveis das reais de uma rocha é gerar os modelos a partir de imagens obtidas nestes equipamentos (Lin *et al.*, 2020; Machado *et al.*, 2015).

Portanto, o objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma metodologia para simular a acidificação de carbonatos utilizando um campo de porosidade inicial obtido a partir de uma imagem gerada através da técnica de microCT. Desta forma, utilizamos uma imagem de alta resolução (43 μm) de um experimento de acidificação e através da escala de cinza da imagem obtivemos um campo de porosidade inicial. Para a simulação do escoamento reativo, utilizou-se o modelo numérico denominado de duas escalas, com fluxo de fluido descrito pela abordagem de momento de Navier-Stokes-Brinkman implementado no simulador OpenFoam.

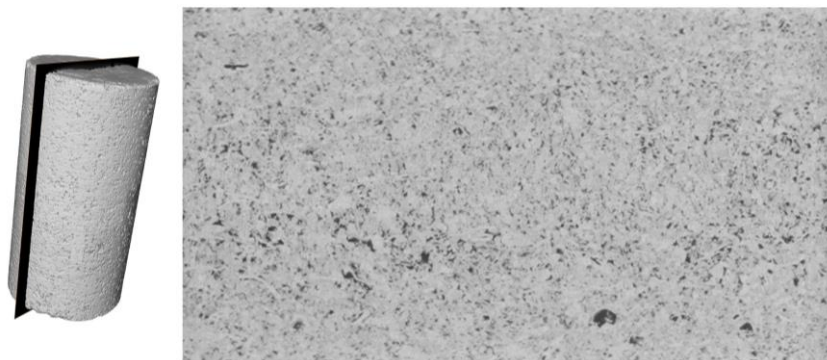
Metodologia

Obtenção da malha e do campo de porosidade inicial

A imagem utilizada no trabalho corresponde a um corte bidimensional (*slice*), retirado do centro de uma imagem 3D de uma amostra de rocha de Indiana Limestone de dimensões 3 in x 1,5 in, denominada de IL015. O imageamento da rocha foi realizado no equipamento de modelo V[Tomex]S (GE Measurement & Control Solutions, Wunstorf, Alemanha) do Laboratório de Ciência e Engenharia de Petróleo (LCPetro), da Universidade Federal do Pará. O *slice* utilizado foi retirado a uma resolução de 43 μm e possui o tamanho de 6168 x 3369 pixels, ele se apresenta na escala de cinza, onde as regiões

mais claras representam a matriz rochosa, enquanto as regiões de cinza mais escura representam as áreas com maior porosidade. A Figura 1 ilustra o *slice* retirado da imagem 3D.

Figura 1: *Slice* utilizado para extrair os valores de porosidade.



O *slice* possui as dimensões de 0,06899 m na direção x e 0,03768 m na direção y. Como método para a extração dos dados de porosidades da imagem, um algoritmo utilizando a linguagem de programação *Python* foi desenvolvido. O algoritmo consiste em extrair o valor de cinza de cada pixel do *slice* e converter esse valor em uma porosidade correspondente usando uma função sigmóide. Ao carregar a imagem no *Python* usando a biblioteca *scikit-image* versão 0.239, os dados de cada pixel são convertidos em uma matriz com valores numéricos que representam os níveis de tons de cinza. A função sigmóide, apresentada na Equação 1 permite definir valores mínimos e máximos, bem como um valor médio de cinza, permitindo-nos ajustar uma curva suave entre estes parâmetros.

$$\varepsilon = \frac{A}{1 + e^{-i(x-m)}} \quad (1)$$

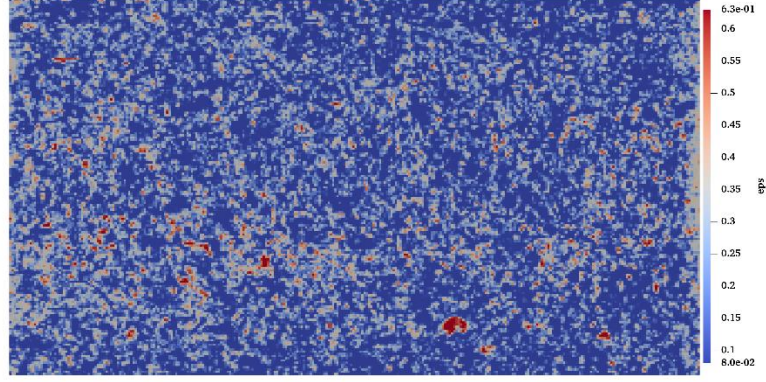
Onde ε retorna a porosidade, x é o valor de cinza no pixel, m é ponto médio (o valor de cinza no ponto médio) da curva sigmoide, A significa a amplitude da função e i é a declividade da curva. Os valores mínimo e máximo de porosidade são 0,08 e 0,63, respectivamente. Esses valores foram definidos para evitar problemas de convergência durante as simulações no OpenFoam e para manter o valor de porosidade média medido experimentalmente da rocha IL015. A função sigmoide retorna valores entre essa faixa de porosidade. Para ajustar a função dentro dos limites de porosidade desejados, é necessário determinar o grau de inclinação da curva (i). Este é dado pela Equação 2.

$$i = \frac{\log\left(\frac{A}{x_p} - 1\right)}{x_c - m} \quad (2)$$

Em que, x_c é o valor mínimo de cinza, x_p é o valor mínimo de porosidade.

Para reduzir o esforço computacional nas simulações, foi realizada uma média nos valores extraídos por meio do algoritmo. Após isso, esses valores foram transferidos para uma malha no software livre de CFD OpenFOAM, versão 9. Todas as simulações do presente trabalho foram realizadas considerando um modelo 2D com fluxo linear. A Figura 2 apresenta o modelo obtido, onde a escala representa a porosidade obtida depois de aplicar o algoritmo. O domínio utilizado foi discretizado por meio de uma malha estruturada, ortogonal e bidimensional, com dimensões de 0,06899 m na direção x e 0,03768 m na direção y. Para a geração deste modelo, uma média a cada 20 pixels foi realizado no *Python*, portanto, seu domínio é constituído por 308 células em x e 168 células em y, totalizando 51744 células.

Figura 2: Modelo obtido com a distribuição de porosidade da imagem de microCT.



Modelos matemáticos

A modelagem utilizada nesse trabalho se baseia nos trabalhos desenvolvidos por Maheshwari e Balakotaiah (2013), Panga, Balakotaiah e Ziauddin (2002) e Schwalbert, Zhu e Hill (2017). Nesse caso, o campo de fluxo é descrito pela equação do momento de Navier-Stokes-Brinkman, apresentada na Equação 3.

$$\frac{1}{\varepsilon} \left(\frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\frac{1}{\varepsilon} \mathbf{u} \mathbf{u} \right) \right) = \frac{-\nabla p}{\rho_f} + \frac{\nu}{\varepsilon} \nabla^2 \cdot \mathbf{u} + \nu k^{-1} \mathbf{u} \quad (3)$$

A conservação de massa, representada pela equação da continuidade é dada pela Equação 4:

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = \frac{\partial \varepsilon}{\partial t} \quad (4)$$

Onde t é o tempo, $\mathbf{u}$ é a velocidade no meio poroso, p é a pressão, ν é a viscosidade do fluido, ρ_f é a massa específica do fluido e k é o tensor de permeabilidade da rocha. Considerando uma cinética de reação linear, o transporte de ácido é descrito pela Equação 5.

$$\frac{\partial \varepsilon C_f}{\partial t} + \nabla \cdot \mathbf{u} C_f = \nabla \cdot (\varepsilon D_e \cdot \nabla C_f) - a_v \frac{k_c k_s}{k_c + k_s} C_f \quad (5)$$

Onde C_f é a fração mássica de ácido no fluido, k_c é o coeficiente de transferência de massa, k_s é a constante de velocidade de dissolução, a_v é área superficial específica e D_e é o tensor de dispersão efetivo. A evolução de porosidade é descrita pela Equação 6:

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} = \frac{a_v \beta}{\rho_s} \frac{k_c k_s}{k_c + k_s} \rho_f C_f \quad (6)$$

Onde ρ_s é a massa específica da rocha e β é a constante de relação estrutura-poro. No modelo de duas escalas o transporte e a reação no meio poroso são modelados como uma interação entre a escala Darcy e a escala de poros. Dessa forma, parâmetros como a permeabilidade (k), o raio do poro (r_p) e a área superficial específica (a_v) são calculados na escala de poros e seus valores são transmitidos à escala de Darcy com a ajuda das relações que descrevam o comportamento deles com a evolução da porosidade. Essas relações são dadas pela Equação 7:

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon_0} \right)^{b_1} \left[\frac{(1 - \varepsilon_0)}{(1 - \varepsilon)} \right]^{b_2}; \frac{r_p}{r_0} = \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon_0} \right)^{b_3} \left[\frac{(1 - \varepsilon_0)}{(1 - \varepsilon)} \right]^{b_4}; \frac{a_v}{a_{v0}} = \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon_0} \right)^{b_5} \left[\frac{(1 - \varepsilon_0)}{(1 - \varepsilon)} \right]^{b_6} \quad (7)$$

Onde b_1, b_2, b_3, b_4, b_5 e b_6 são constantes.

Parâmetros das simulações

O sistema de equações acima foi resolvido utilizando o algoritmo PISO (*Pressure-Implicit with Splitting of Operators*). Os valores dos parâmetros necessários para as simulações são apresentados na Tabela 1. No OpenFOAM, todas as unidades são utilizadas com base no Sistema Internacional.

Tabela 1: Parâmetros de entrada para as simulações.

Parâmetro	Valor	Unidade
Viscosidade cinemática (ν)	$8,77 * 10^{-7}$	m^2/s
Concentração inicial do ácido (C_f)	0,15	Fração mássica
Massa específica do fluido (ρ_f)	1140	kg/m^3
Massa específica da rocha (ρ_s)	2710	kg/m^3
Coeficiente de difusão molecular (D_m)	$2 * 10^{-9}$	m^2/s
Taxa de reação (k_s)	0,015	m/s
Permeabilidade média inicial (k)	$2,54 * 10^{-14}$	m^2
Raio de poro inicial (r_0)	$1 * 10^{-5}$	m
Área superficial interfacial inicial (a_{v0})	500	m^{-1}
Porosidade inicial (ε_0)	0,1729	-
Capacidade de dissolução do ácido (β)	1,37	-
Sh_∞	3,66	-
α_{os}	1	-
λ_x	0	-
λ_T	0	-

A análise realizada neste trabalho foi variar a velocidade intersticial de entrada (U_0) para obter os diferentes padrões de dissolução do ácido no meio poroso. Todas as velocidades simuladas estão apresentadas na Tabela 2. O principal parâmetro analisado foi o PVbt (*poro volume to breakthrough*), um número adimensional que representa o volume de ácido gasto para percorrer toda a amostra, dividido pelo volume poroso inicial total da amostra.

Tabela 2: Velocidade de entrada simuladas.

U_0 (m/s)	Valor	U_0 (m/s)	Valor
1	$2,12 * 10^{-7}$	6	$2,12 * 10^{-4}$
2	$4,26 * 10^{-6}$	7	$4,26 * 10^{-4}$
3	$2,12 * 10^{-5}$	8	$2,12 * 10^{-3}$
4	$4,26 * 10^{-5}$	9	$4,26 * 10^{-3}$
5	$8,3 * 10^{-5}$	10	$2,12 * 10^{-2}$

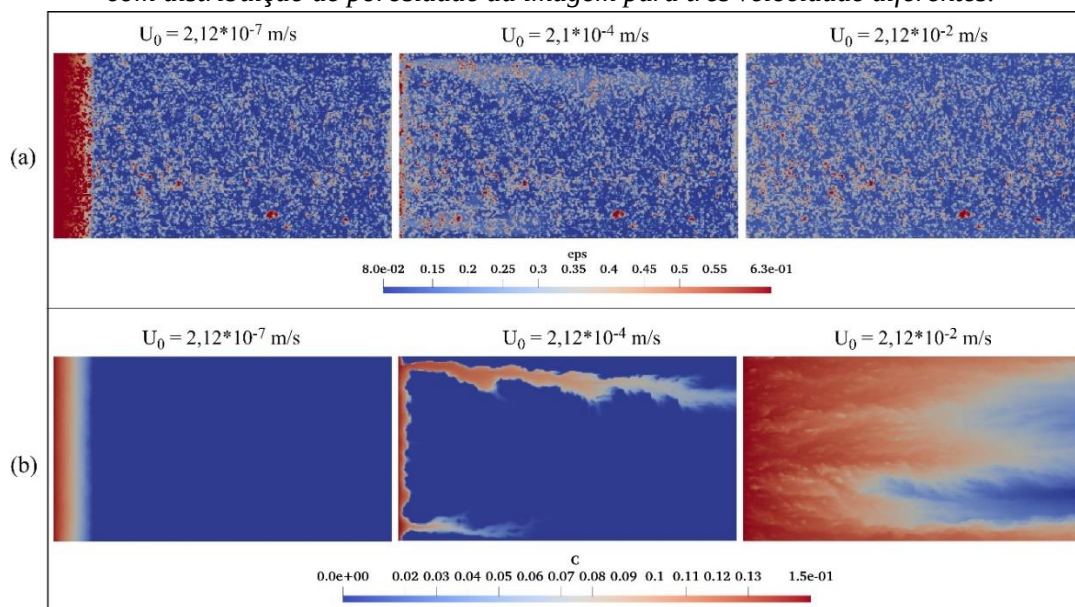
Resultados e Discussão

A Figura 3 mostra os campos de (a) porosidade e (b) concentração de ácido formados para o modelo com distribuição de porosidade da imagem para três velocidade diferentes. Nela, tem-se a velocidade mais baixa, uma média (velocidade do ponto ótimo) e a velocidade mais alta entre todas as simuladas. É possível verificar que neste modelo não houve uma dissolução muito profunda no meio poroso, tornando difícil a visualização da propagação do ácido. Na velocidade de entrada mais baixa ($2,12 * 10^{-7} m/s$), todo o ácido injetado reagiu com as áreas próximas a entrada do modelo. Portanto, estas regiões atingem um valor maior de porosidade, tornando mais fácil a visualização da propagação do ácido no meio poroso. É nesse caso em que há o padrão de dissolução de face.

Na velocidade ótima ($2,12 * 10^{-4} m/s$), ou seja, a velocidade na qual o menor valor de PVbt foi obtido, houve a formação de um *wormhole* fino com algumas ramificações e um diâmetro que varia ao longo da amostra, obtendo um valor de PVbt baixo, de 0,262. Para a velocidade mais alta, o ácido se propaga muito rápido pelo meio poroso, não atingindo um valor de porosidade muito elevado, o que

tornou bastante difícil a visualização do padrão de dissolução no campo de porosidade. Para esta velocidade, é possível analisar melhor a propagação do ácido quando visualizado o seu campo de concentração, nele foi possível identificar um padrão de dissolução uniforme com algumas ramificações ao logo da amostra. Para esse padrão de dissolução o valor de PVbt obtido foi de 0,7676.

Figura 3: (a) campos de porosidade e (b) campos de concentração de ácido formados para o modelo com distribuição de porosidade da imagem para três velocidade diferentes.



A Figura 4 mostra os padrões de dissolução para os modelos com distribuição de porosidade (a) uniforme, (b) normal e (c) lognormal nas mesmas três velocidades. Para os três modelos, na velocidade de $2,12 \times 10^{-7} \text{ m/s}$ (mais lenta), o ácido também se concentra exclusivamente na sua face. No ponto ótimo, os valores de PVbt para os modelos uniforme, normal e lognormal foram de 0,276, 0,260 e 0,309, respectivamente e todos foram obtidas na velocidade ($8,3 \times 10^{-5} \text{ m/s}$). O *wormhole* dominante gerado na velocidade ótima nos três modelos é fino, sem grandes ramificações e com diâmetro bastante uniforme ao longo da amostra, quando comparado com o *wormhole* formado na velocidade ótima no modelo com a porosidade da imagem, concluindo que nas simulações com o modelo oriundo da imagem o ácido possui distribuições mais heterogêneas no meio poroso. Uma hipótese para isso, é que o modelo com a porosidade da imagem possui sua heterogeneidade distribuída de forma mais desigual no meio, gerando assim, maiores ramificações no *wormholes*. Na velocidade mais alta ($2,12 \times 10^{-2} \text{ m/s}$) o valor de PVbt possui uma alteração pouco significativa para os três modelos, sendo de 1,143, 1,129 e 1,123, respectivamente para os modelos uniforme, normal e lognormal.

A Figura 5 mostra as curvas de PVbt versus velocidade intersticial de entrada para as simulações com todos os modelos gerados. Junto aos resultados das simulações, tem-se a curva experimental obtida nos estudos de Neyra et al. (2024). Neste trabalho, plugues de rocha carbonáticas indiana limestone foram acidificados experimentalmente utilizando o sistema *coreflooding* e 6 diferentes velocidades intersticiais foram variadas. Todos os experimentos foram realizados com o mesmo sistema ácido (15% de HCl). A rocha IL015 foi uma das amostras utilizadas neste trabalho.

Por meio da Figura 5, observa-se que em velocidades menores, a utilização do modelo gerado a partir da imagem melhorou a aproximação com os valores obtidos experimentalmente, ou seja, a distribuição de heterogeneidade do modelo tendeu a impactar positivamente no fluxo no meio poroso. Já em velocidades mais altas um comportamento contrário aconteceu, a curva de PVbt obtida com o modelo gerado a partir da imagem se distanciou dos valores experimentais e os valores obtidos por meio

das simulações com os modelos aleatórios se aproximaram. A curva experimental apresenta dois pontos ótimos, ou seja, as velocidades intersticiais de entrada $8,3 \times 10^{-5} \text{ m/s}$ e $4,2 \times 10^{-4} \text{ m/s}$ obtiveram o mesmo valor de PVbt, com 0,32. Em ambos os pontos, os valores de PVbt oriundos das simulações com o modelo gerado a partir da imagem foram muito próximos. Para a velocidade de $8,3 \times 10^{-5} \text{ m/s}$ o valor de PVbt do modelo oriundo da imagem foi de 0,308 e para a velocidade de $4,2 \times 10^{-4} \text{ m/s}$ foi de 0,291.

Figura 4: campos de porosidade para o modelo com distribuição (a) uniforme, (b) normal e (c) lognormal em três velocidades diferentes.

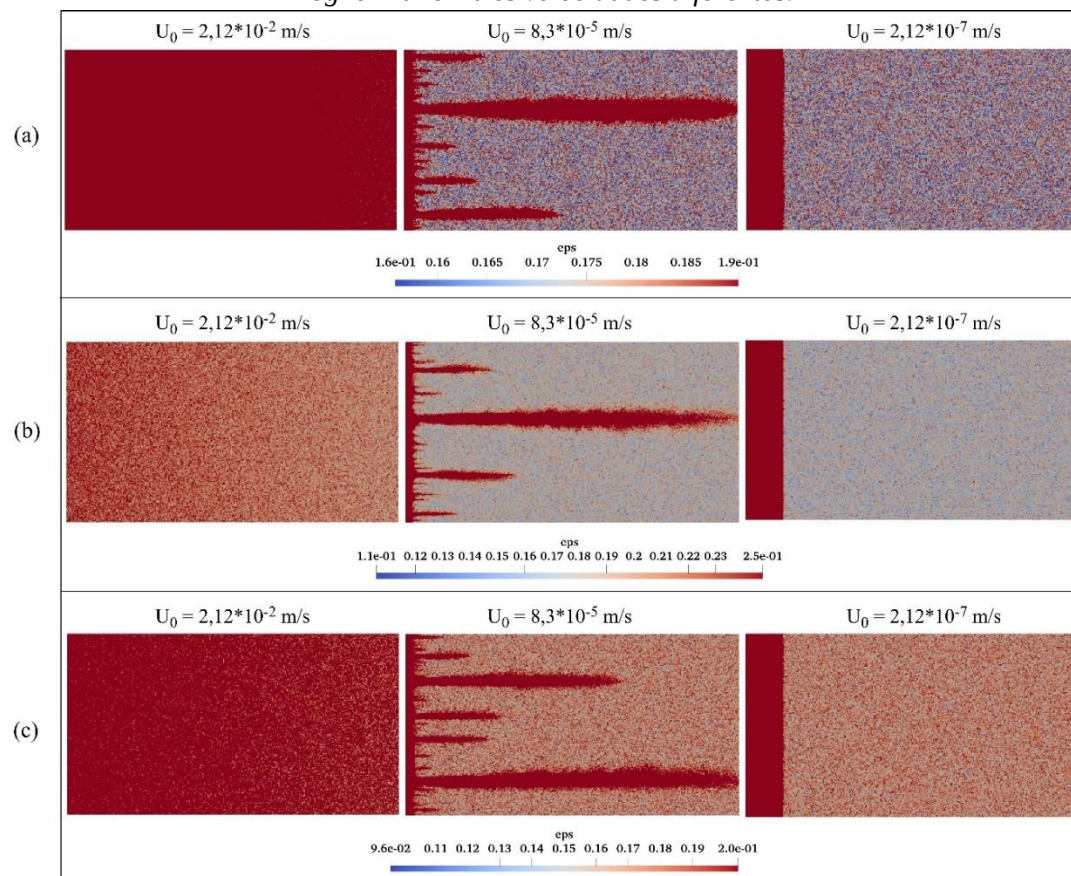
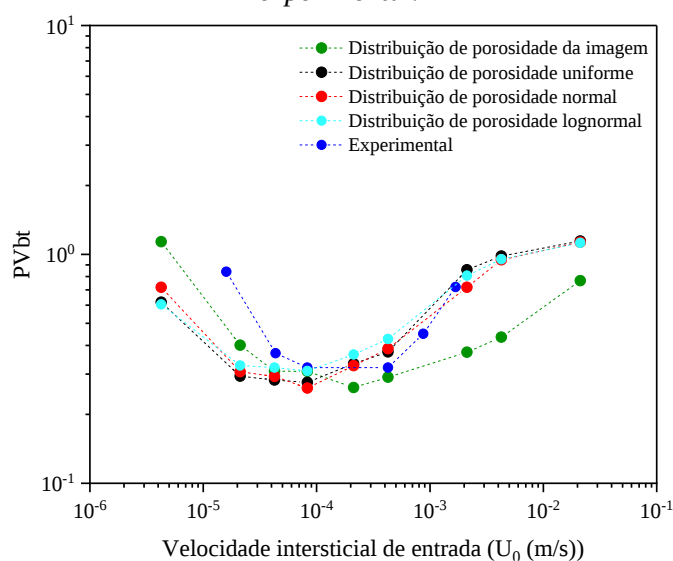


Figura 5: Curvas de PVbt versus U_0 para todos os modelos gerados, juntamente com a curva experimental.



Conclusões

Neste trabalho realizamos a simulação de fluxo reativo em escala de plugue em uma malha gerada com campo de porosidade extraído de uma imagem de microCT. Analisamos a variação na velocidade de entrada para os modelos oriundo da imagem e para outros três modelos com distribuições de porosidade uniforme, normal e lognormal. As principais conclusões que podemos verificar são:

- O método desenvolvido para extração do campo de porosidade se mostrou eficaz para gerar a malha a partir da imagem de microCT;
- Foi possível obter os padrões de dissolução com o modelo gerado a partir da imagem;
- Para velocidades menores o modelo desenvolvido a partir da imagem se aproximou mais dos resultados experimentais, em comparação com os modelos gerados de forma aleatória, comportamento contrário ao obtido em velocidades maiores;

Agradecimentos

Agradecemos à Petrobras, Fapespa e CNPq pelo apoio financeiro e ao Laboratório de Ciência e Engenharia de Petróleo da UFPA pela infraestrutura.

Referências Bibliográficas

ECONOMIDES, M. J.; NOLTE, K. G. **Reservoir Stimulation**. 3. ed. [s.l.] Wiley, 2000.

LIN, W. *et al.* Modeling of 3D rock porous media by combining X-Ray CT and Markov chain Monte Carlo. **Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME**, v. 142, jan. 2020.

MACHADO, A. C. *et al.* X-ray microtomography of hydrochloric acid propagation in carbonate rocks. **Applied Radiation and Isotopes**, v. 96, p. 129–134, fev. 2015.

MAHESHWARI, P. .; BALAKOTAIAH, V. . Comparison of Carbonate HCl Acidizing Experiments With 3D Simulations. **SPE Production & Operations**, v. 28, n. 04, p. 402–413, 24 nov. 2013.

NEYRA, J. R. *et al.* Assessing the impact of oil saturation on wormhole morphology in carbonate acidizing. **Fuel**, v. 358, n. 130097, 15 fev. 2024.

PANGA, M.; BALAKOTAIAH, V.; ZIAUDDIN, M. Modeling, Simulation and Comparison of Models for Wormhole Formation During Matrix Stimulation of Carbonates. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition** , p. 1–19, 29 set. 2002.

SCHWALBERT, M. P.; ZHU, D.; HILL, A. D. **Extension of an Empirical Wormhole Model for Carbonate Matrix Acidizing Through Two-Scale Continuum 3D Simulations** SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition. **Anais...France: SPE**, 12 jun. 2017Disponível em: <<https://onepetro.org/SPEEURO/proceedings/17EURO/2-17EURO/Paris,%20France/194751>>

ZIAUDDIN, M.; BIZE, E. **The Effect of Pore-Scale Heterogeneities on Carbonate Stimulation Treatments**SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. **Anais...Manama: SPE**, 11 mar. 2007Disponível em: <<https://onepetro.org/SPEMEOS/proceedings/07MEOS/All-07MEOS/SPE-104627-MS/141655>>