XXII Congresso Brasileiro de Mecânica dos Solos e Engenharia Geotécnica
XI Simpósio Brasileiro de Engenheiros Geotécnicos Jovens
24 a 28 de agosto de 2026 – Brasília/DF
DOI: 10.47094/COBRAMSEG2026.6/2

Avaliação da Porosidade e Distribuição de Tamanho de Poros em Rochas Carbonáticas Sintéticas Durante Processo de Acidificação de Matriz

Yago Ryan Pinheiro dos Santos
Departamento de Geologia, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil, yago.pinheiro@ufpe.br

Analice Lima
Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil, analice.amorim@ufpe.br

Igor Fernandes Gomes
Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, Brasil, igor.fernandes@ct.ufpb.br

RESUMO: Este trabalho avaliou as variações de porosidade em rochas carbonáticas sintéticas durante o processo de acidificação de matriz utilizando imagens de microtomografia computadorizada de Raios-X. As amostras foram produzidas a partir de pó de rocha calcária e resina epóxi e submetidas a uma injeção de fluido composto por ácido acético e água destilada, para tempos de reação de 36, 72 e 108h. Imagens de microtomografia foram geradas e analisadas utilizando o software VG Studio®, determinando-se a porosidade total, isolada e interconectada, além da distribuição de frequência de tamanho de poros, comparando com amostras não acidificadas e com resultados de porosidade total obtidos por porosimetria a gás hélio. Verificou-se um aumento progressivo da porosidade total com a evolução do tempo (de 8,89% para a amostra não acidificada para 15,18%, 28,01% e 36,16% após 36, 72 e 108h de acidificação, respectivamente), com o aumento da porosidade interconectada e decréscimo da porosidade isolada, devido à propagação dos *wormholes* gerados pelo processo nas rochas. Destacou-se ainda a transição entre o aumento de macroporos e redução de microporos, evidenciado pelo deslocamento do histograma de distribuição para a direita, em que se observou o crescimento da frequência dos poros maiores e redução dos poros menores pós-dissolução.

PALAVRAS-CHAVE: *Wormholes*, Ácido Acético, Microtomografia Computadorizada de Raios-X, Rochas carbonáticas sintéticas.

ABSTRACT: This study evaluated porosity variations in synthetic carbonate rocks during the matrix acidizing process using X-ray computed microtomography images. The samples were produced from limestone powder and epoxy resin and subjected to an injection of fluid composed of acetic acid and distilled water for reaction times of 36, 72, and 108 hours. Microtomography images were generated and analyzed using VG Studio® software, determining total, isolated, and interconnected porosity, as well as pore size distribution, comparing with non-acidified samples and total porosity results obtained by helium gas porosimetry. A progressive increase in total porosity was observed over time (from 8.89% for the non-acidified sample to 15.18%, 28.01%, and 36.16% after 36, 72, and 108 hours of acidizing, respectively), with an increase in interconnected porosity and a decrease in isolated porosity, due to the propagation of *wormholes* generated by the process in the rocks. Also noteworthy was the transition between the increase in macropores and reduction in micropores, evidenced by the moving of the distribution histogram to the right, where an increase in the frequency of larger pores and a reduction in smaller pores was observed after dissolution.

KEYWORDS: *Wormholes*, Acetic Acid, X-ray Computed Microtomography, Synthetic Carbonate Rocks.

1 INTRODUÇÃO

A acidificação de matriz é uma técnica de estimulação empregada em carbonatos e arenitos que tem por objetivo remover o dano e aumentar o escoamento de óleo e gás em regiões próximas aos poços (SU *et al.*, 2022), aumentando a produtividade em reservatórios de hidrocarbonetos (JAFARPOUR *et al.*, 2021). A técnica consiste em injetar ácidos a uma pressão abaixo da pressão de fraturamento de formação das rochas,

promovendo sua dissolução (KHALIL *et al.*, 2021; FURUI *et al.*, 2022), removendo o dano proveniente de atividades operacionais e criando canais de alta permeabilidade, chamados *wormholes* (FREDD E FOGLER, 1999; WANG *et al.*, 2023), que conduzem os hidrocarbonetos do reservatório até o poço (JAFARPOUR *et al.*, 2021). Os *wormholes* são formados no processo de dissolução da rocha, quando os poros maiores crescem em uma taxa substancialmente maior que o crescimento dos poros menores, de modo que os poros maiores passam a receber uma quantidade de fluido de dissolução em proporções cada vez maiores, observando-se a transferência de massa e reação da superfície, consumindo-se a massa da rocha e contribuindo para a formação desses caminhos, influenciando diretamente em suas propriedades petrofísicas de porosidade e permeabilidade.

O ácido clorídrico (HCl) é o ácido mais empregado para a acidificação de carbonatos, por apresentar baixo custo e alta reatividade com formações carbonáticas (FREDD E FOGLER, 1999). Entretanto, sua alta reatividade pode apresentar dissolução reduzida, criando padrões de *wormholes* indesejáveis associados às rápidas taxas de dissolução, além do alto potencial de corrosão da tubulação especialmente a altas temperaturas, sendo necessário a utilização de inibidores que elevam os custos da operação (DACCORD *et al.*, 1989). Como alternativa, são usados ácidos orgânicos, como o ácido acético (CH_3COOH) (com concentração de até 13%), que são considerados ácidos fracos, passando lentamente na matriz carbonática, elevando o tempo de contato rocha-ácido, proporcionando penetração mais profunda e melhor estimulação, apresentando baixa corrosividade (BUIJSE *et al.*, 2003).

Apesar do interesse em estudar as propriedades mecânicas e petrofísicas de arenitos e carbonatos, bem como o comportamento das rochas devido à interação entre rochas e fluidos, análises destrutivas e não-destrutivas demandam elevada amostragem de rochas. Amostras naturais são limitadas, com alta heterogeneidade, tornando-se um inconveniente para ensaios laboratoriais que requerem um número significativo de plugues para representar um determinado problema (ALMETWALLY E JABBARI, 2020; KONG *et al.*, 2019), tornando-se difícil obter um número suficiente de amostras para a quantificação desses sistemas (FEDRIZZI *et al.*, 2018). Com isso, o desenvolvimento de rochas sintéticas (rochas carbonáticas e areníticas) em laboratório se mostra como uma alternativa, representando analogamente as características das rochas naturais de interesse, aplicando-se diferentes técnicas de fabricação, incluindo processos de consolidação por compactação e impressão 3D, além de diferentes materiais (areia, pó de rocha, halimeda) e uso de aglomerantes (epóxi e cimento Portland) para fabricação.

Com a importância do estudo acerca das propriedades petrofísicas das rochas em processos de interação rocha-fluido, este trabalho tem por objetivo avaliar as variações de porosidade sofridas em rochas carbonáticas sintéticas acidificadas utilizando imagens de microtomografia computadorizada de Raios-X. As amostras foram produzidas a partir de pó de rocha calcária e resina epóxi, consolidadas por compactação e tratamento térmico em estufa e posteriormente submetidas ao processo de acidificação de matriz em laboratório usando ácido acético e água destilada como fluido reativo. Em seguida, imagens de microtomografia foram geradas após escaneamentos das rochas ensaiadas, e analisadas determinando-se a porosidade total, isolada e interconectada, além da distribuição de frequência de tamanho (diâmetro) de poros para classificação em micro, meso e macroporos, comparando os resultados com amostras não acidificadas e com resultados de porosidade total obtidos por porosimetria a gás hélio.

2 PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

2.1 Descrição das Rochas Carbonáticas Sintéticas

As rochas carbonáticas sintéticas foram fabricadas em plugues cilíndricos de 7,60 x 3,80 cm (H x D) utilizando 90% de pó de rocha calcária e 10% de resina epóxi, seguindo os procedimentos descritos por dos Santos *et al.* (2024), dos Santos *et al.* (2025a) e dos Santos *et al.* (2025b), consolidadas em única camada a uma energia de compactação de 20 MPa e posterior tratamento térmico em estufa a 60 ºC durante 24h. Ao total, foram preparadas quatro amostras, sendo uma amostra para representar o cenário pré-acidificação e três amostras para os testes de acidificação para cada tempo de reação analisado (36, 72 e 108h). Suas massas foram registradas antes e após os ensaios, para fins comparativos.

2.2 Testes de Acidificação de Matriz

Os testes de acidificação de matriz foram realizados segundo dos Santos *et al.* (2025a), utilizando uma célula de injeção combinada com reservatórios de água e de solução ácida, compressor de ar e controlador de volume e pressão (Figura 1).

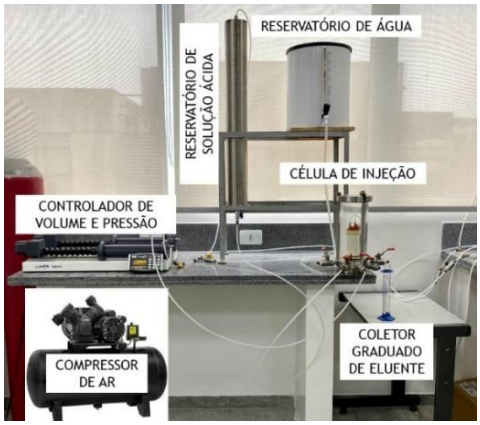


Figura 1. Sistema de injeção de fluido para testes de acidificação de matriz.

As amostras foram confinadas a uma pressão de 600 kPa (87 PSI) e submetidas a um fluxo de fluido vertical descendente (no sentido de topo a base do plugue e a uma pressão de injeção de 500 kPa – 72,50 PSI) de uma solução de 10% de ácido acético (concentração de 99,70% por pesa) e água destilada a uma temperatura de 25 ºC e pH inicial de 2,20, seguindo os tempos de reação analisados de 36, 72 e 108h. Após os testes, as amostras foram imersas em um recipiente com água destilada que era renovada constantemente até apresentar pH 7, para interromper as reações químicas preexistentes. Em seguida, as rochas foram secas em estufas a 60 ºC durante 48 h ou até a constância de massa.

2.3 Porosimetria a gás Hélio

A porosidade Φ (%) das rochas também foi determinada antes e após os testes de acidificação de matriz utilizando porosimetria a gás hélio para fins de comparação com os resultados obtidos pela técnica de microtomografia computadorizada de Raios-X. O volume poroso foi calculado baseado na Lei de Boyle, cuja porosidade total foi determinada em porcentagem utilizando o porosímetro ULTRA-PORE 300 (Core Laboratories®) com poropressão de 1,03 MPa (150 PSI).

2.4 Microtomografia Computadorizada de Raios-X

A microtomografia computadorizada de raios-X, que consiste em uma técnica de análise não destrutiva, foi realizada para verificação da morfologia interna das quatro rochas em termos de distribuição de tamanho e interconectividade de poros antes e após a acidificação. O escaneamentos foram realizados utilizando o tomógrafo industrial (Nikon Metrology®, modelo XT H 225), com voltagem de 150 kV, corrente de 63 vA, filtro de alumínio e tempo de exposição de 500 ms do Departamento de Energia Nuclear da UFPE. Subdividiu-se as rochas em 1490 fatias com resolução de 55 µm; para a reconstrução das imagens, utilizou-se o software CT PRO 3D XT 3.0.3, gerando as fatias nos planos xy, xz e yz (2D). Para a visualização e análise das imagens, utilizou-se o VG Studio®, responsável pela reconstrução das amostras em três dimensões (3D) para posteriores análises.

2.5 Perfil de Distribuição de Porosidade e Distribuição de Tamanho de Poros

O perfil de distribuição de porosidade consiste em descrever a distribuição de poros ao longo do comprimento das amostras, verificando a porosidade local em que os poros se concentram; já a distribuição de tamanho de poros, do inglês *pore size distribution (PSD)*, consiste em determinar a frequência com que os diferentes diâmetros se apresentam, e as variações de frequência das suas dimensões. Ambas as análises foram realizadas em amostras não acidificadas e em amostras após testes de acidificação, comparando-as para discussão dos efeitos da dissolução química considerando estas análises, totalizando quatro amostras, sendo elas uma amostra não acidificada e uma amostra acidificada para cada tempo de reação analisado (36, 72 e 108h). A próxima etapa foi a criação da superfície de análise, ajustando-se as condições de imagem e resolução de modo que fossem captadas as regiões em preto, referentes ao volume poroso. Para ambas as análises, foi

utilizado o software VG Studio®, em que inicialmente foram importadas as fatias feitas pelos escaneamentos correspondentes ao plano xz em 16 bits, selecionando a região de interesse e passando em seguida o filtro de mediana para eliminação de possíveis artefatos das imagens (Figura 2). Por fim, através do módulo transport phenomena > capillary pressure, disponível no software, foram simulados a passagem de um fluido (água) nos espaços vazios, gerando-se em seguida os perfis de porosidade total, isolada e interconectada, assim como a distribuição do tamanho de poros.

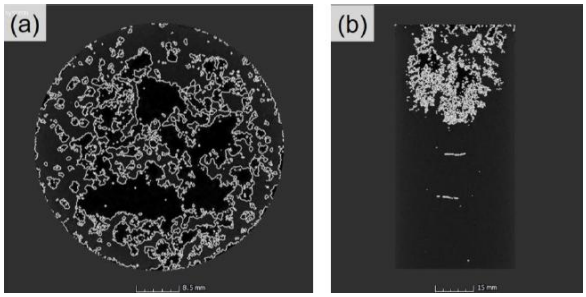


Figura 2. Seleção de superfície de análise com destaque para a região correspondente ao volume poroso no plano (a) xz e (b) xy.

O perfil de distribuição de porosidade foi determinado, apresentando a porosidade isolada, interconectada e total em (%), quantificando os poros isolados e interconectados distribuídos na estrutura interna da matriz rochosa ao longo de cada fatia segmentada de seu comprimento. Já a distribuição do tamanho de poros (PSD) foi calculado usando a abordagem de esferas inscritas máximas, cujo software utiliza esferas de tamanhos variados e as encaixa no espaço poroso; para cada ponto, é encontrada a maior esfera de ajuste que se sobrepõem a esse ponto, cujo diâmetro dessa esfera é atribuído ao diâmetro local do poro (ponto). Ao final, geraram-se os respectivos histogramas com a distribuição/frequência com que estas esferas se encaixaram nesses espaços, classificando o tamanho de poros interpartículas segundo Lonoy (2006) em faixas, distinguindo microporos (10 – 50 μm), mesoporos (50 - 100 μm) e macroporos (> 100 μm).

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Análise dos testes de acidificação de matriz e porosidade total

Os testes de acidificação de matriz foram realizados respeitando-se o protocolo apresentado e percebeu-se a degradação das amostras (Figura 3) causada pelo ataque do ácido acético com a evolução temporal, já que, quanto maior o tempo de ensaio, mais grãos das rochas carbonáticas são dissolvidos, causando a diminuição de massa e aumento da porosidade provocada pelo processo dissolutivo. Com a passagem do ácido na rocha, os poros vão se tornando cada vez maiores e mais interconectados, criando canais de alta permeabilidade (*wormholes*) cuja ideia central da técnica de estimulação é a formação destes canais, que conduzem os hidrocarbonetos do reservatório até o poço (JAFARPOUR *et al.*, 2021).

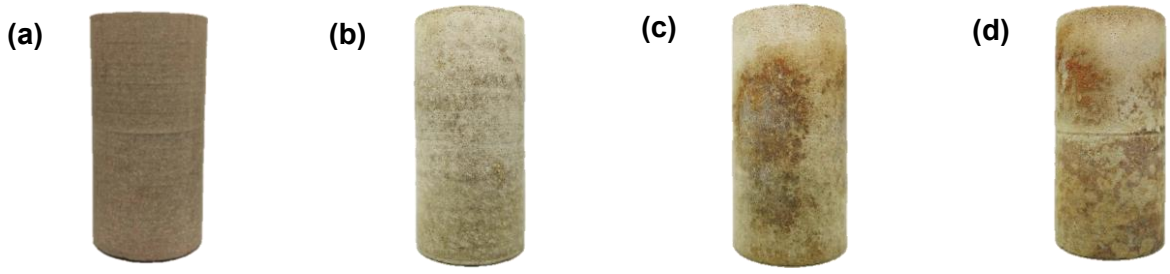


Figura 3. Rochas carbonáticas sintéticas 0 h – não-acidificada (a) e acidificadas para os tempos de reação de 36h (b); 72h (c) e 108h (d).

A Tabela 1 relaciona os valores de massa inicial e final, variação de massa (%) e porosidade inicial e final total pela porosimetria a gás hélio, apresentando um aumento de quanto a matriz rochosa foi dissolvida

comparando-se os tempos de 36h (6,36% de perda) para 72h (25,50%) e 108h (34,29%), com consequente aumento de porosidade, apontando valores de 12,14% para 37,64% após 108h de acidificação.

Tabela 1. Massa inicial e final, variação de massa e porosidade pré e pós-acidificação utilizando porosimetria a gás hélio.

Amostras	Massa			Φ (%) – Porosimetria a gás hélio	
Tempo de reação (h)	Massa inicial (g)	Massa Final (g)	Variação (%)	Pré-acidificação	Pós-acidificação
0 (não acidificada)	176,28	176,28	-	12,23	12,23
36	173,43	162,40	6,36	12,20	16,31
72	183,89	137,00	25,50	12,61	30,47
108	180,95	118,90	34,29	12,14	37,64

A taxa de reação química de dissolução além da disponibilidade iônica de H^+ presente na solução, que é mais reduzida em se tratando de ácido acético, governam a evolução do processo de dissolução da calcita, sendo representada por quanto de massa do mineral foi perdida ao longo da acidificação (SOUZA, 2023).

3.2 Perfis de Distribuição de Porosidade

A Figura 4 apresenta os perfis de distribuição de porosidade da rocha não-acidificada e das rochas acidificadas para os tempos de reação analisados, indicando os valores de porosidade total, isolada e interconectada utilizando as metodologias descritas anteriormente, baseadas em análises de imagens de microtomografia computadorizadas de Raios-X.

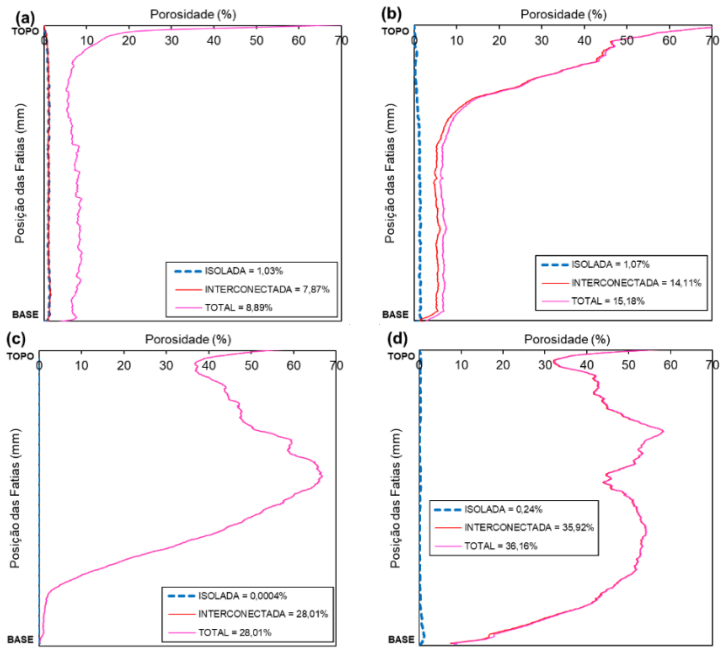


Figura 4. Perfis de distribuição de porosidade para os tempos de: 0 h (a); 36h (b); 72h (c) e 108h (d).

A amostra não-acidificada (tempo 0 h) apresenta 1,03% de poros isolados e 7,87% de poros interconectados (que permite a transmissão do fluido de um poro a outro), com um total de 8,89%; além disso, nota-se que a rocha apresenta uma distribuição de poros uniforme ao longo de seu comprimento, evidenciada pela constância do comportamento das curvas entre a sua região superior (topo) e inferior (base). Analisando a amostra após 36h de ensaio, houve um aumento da porosidade, apontando valores de 1,07% para porosidade isolada, 14,11% para porosidade interconectada e 15,18% para porosidade total; o aumento do volume de poros se concentrou na região próxima ao seu topo, e avançou até uma distância de aproximadamente 1/3 de seu comprimento, evidenciado pelo deslocamento do gráfico para a direita nesta região. Para o tempo de 72h, a amostra apresentou 0,0004% de porosidade isolada e 28,01% de porosidade interconectada e total, mostrando

que, com o avanço da dissolução, a diferença entre poros isolados e interconectados aumenta, havendo uma transição de poros isolados em interconectados e ampliação dos poros interconectados já presentes; ao analisar o comportamento do perfil, há um avanço expressivo da porosidade até 2/3 do comprimento da amostra, indicando o avanço dos *wormholes* ao longo de seu comprimento. Após 108h de ensaio, esta apresentou 0,24% de porosidade isolada, 35,92% de porosidade interconectada e 36,16% de porosidade total, onde a diferença entre a porosidade isolada e interconectada aumentou, proporcionado pela dissolução química da matriz carbonática. Analisando o comportamento dos perfis, o aumento da porosidade se dá até a base das amostras.

A Tabela 2 compara os valores de porosidade obtidos para as amostras considerando as metodologias de porosimetria a gás hélio e análise por imagem via microtomografia computadorizada (μCT).

Tabela 2. Comparativo entre a porosidade obtida por porosimetria a gás hélio e por análises de μCT.

Amostra/Tempo de Reação (h)	Φ (%)	
	Porosimetria a gás hélio	μCT
0	12,23	8,89
36	16,31	15,18
72	30,47	28,01
108	37,64	36,16

Observa-se que, para todas as amostras ensaiadas, os valores obtidos via análises por imagem (μCT) são inferiores àqueles calculados pela porosimetria a gás hélio; isso se deve ao fato desta técnica ser limitada à capacidade do equipamento e consequentemente à resolução das imagens geradas, de modo que os poros do sistema menores do que os voxels da imagem analisada não são quantificados (COSTA *et al.*, 2016), limitação esta que não é observada pela metodologia utilizando o gás hélio. Além disso, quando o voxel que contém ao mesmo tempo matriz rochosa e espaço poroso, os valores de níveis de cinza registrados representam a média dos materiais presentes, gerando incertezas na segmentação de modo que microporos podem ser interpretados como matriz rochosa; ruídos de imagem e densidade de materiais semelhantes também podem limitar as análises devido a dificuldades associadas à segmentação e resolução das imagens geradas. Observa-se na Tabela 2 que essa diferença é maior na amostra pré-acidificação onde deve conter poros menores do que os voxels da imagem.

3.3 Análise de Distribuição de Tamanho de Poros (PSD)

A Figura 5 apresenta os histogramas com a frequência do tamanho do diâmetro de poros da rocha não-acidificada e das rochas acidificadas para os tempos de reação analisados, indicando os valores de microporo, mesoporo e macroporo baseadas em análises de imagens de microtomografia computadorizadas de Raios-X.

Observa-se que, para a rocha não-acidificada (0 h), os poros se concentram na faixa de 10 μm, cuja classificação proposta por Lonoy (2006) aponta 91,37% de microporos e 8,63% de macroporos. Após 36h de ensaio, a rocha apresenta seus poros concentrando-se na faixa de 18 μm e variando até 4606 μm com predominância de microporos (80,65%) e 19,35% de macroporos. Em 72h, a rocha concentra a maior parte de seus poros na faixa de 17 μm e variam até 5571 μm, compreendendo 62,35% de microporos e 37,65% de macroporos. Por fim, para o tempo de 108h, seus poros variam entre 10 μm e 4822 μm, apresentando 36,62% de microporos e 63,38% de macroporos. À medida em que a acidificação evolui, há uma inversão entre a proporção do tamanho de poros do sistema, havendo uma tendência de deslocamento dos picos do gráfico para a direita (que representa o aumento de poros), de modo que, com o avanço do tempo, a frequência de microporos diminui, enquanto que a frequência de macroporos aumenta, mostrando a ação da dissolução do ácido acético no aumento do diâmetro de poros provocado pela estimulação ácida (ECONOMIDES *et al.*, 2012).

Para todas as análises de PSD apresentadas, não houve a quantificação de mesoporos ao ser considerada a classificação proposta por Lonoy (2006), que estabelece valores entre 50 e 100 μm para esta faixa; isto pode ser justificado pela forma como o software distribuiu a subdividiu as faixas de diâmetros analisados, não considerando e quantificando os diâmetros correspondentes à classificação de mesoporos nas análises; observa-se ainda que, diâmetros inferiores à faixa de 10 μm não foram quantificados, estando relacionado à

resolução das imagens de µCT utilizadas, as quais não foi possível identificar poros com diâmetros inferiores a estes, sendo esta uma limitação da metodologia para a presente análise.

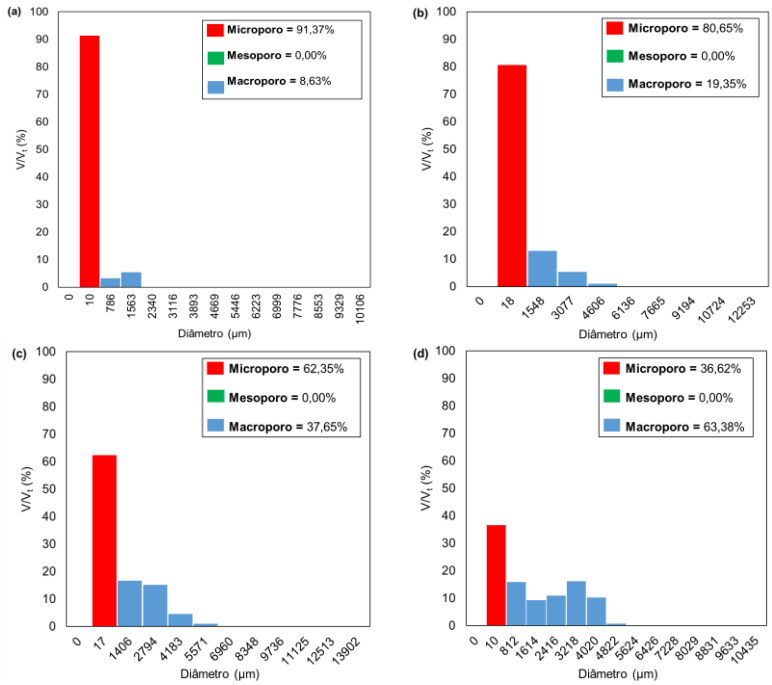


Figura 5. Histograma de distribuição de tamanho de poros (PSD) para os tempos de: 0 h (a); 36h (b); 72h (c) e 108h (d).

Apesar dos desafios em representar condições estruturais/físicas, químicas e mineralógicas de plugues reais de reservatório, semelhanças entre os resultados experimentais obtidos durante os testes de acidificação de matriz realizados nesta pesquisa em rochas sintéticas com os resultados obtidos em amostras naturais apresentados na literatura evidenciam a relevância da técnica para estudos de interação rocha-fluido, desde que as metodologias combinadas aos materiais empregados gerem condições análogas para a obtenção de amostras de representatividade satisfatória.

4 CONCLUSÕES

Este trabalho utilizou a metodologia de fabricação de rochas carbonáticas sintéticas como forma de avaliar a acidificação de matriz em reservatórios de petróleo utilizando ácidos orgânicos (ácido acético), analisando as mudanças causadas pela técnica de estimulação de poços em reservatórios carbonáticos quanto à sua porosidade, provocada pela dissolução da rocha devido ao ataque ácido do fluido reativo injetado.

Mudanças nos valores de porosidade total foram evidentes após a acidificação, apresentando o aumento desses com a evolução temporal; o aumento do tempo de contato estabelecido entre o fluido injetado e a matriz rochosa provocou o aumento do volume de poros; além disso, observou-se uma transição entre poros isolados e interconectados, diminuindo-se os primeiros e aumentando-se os últimos à medida em que o tempo de ensaio aumentava, provocado pela propagação dos *wormholes* na estrutura interna nas rochas. Destacou-se a transição entre o aumento de macroporos e redução de microporos, relacionado ao diâmetro dos poros, evidenciado pelo deslocamento do gráfico de frequência de distribuição para a direita, em que se observa o crescimento da frequência dos poros maiores e redução dos poros menores após a dissolução de carbonatos. Observa-se ainda que os valores de porosidade total obtidos via análises por imagem são inferiores, porém próximos àqueles calculados pela porosimetria a gás hélio, atribuindo ao fato da técnica ser limitada à capacidade do equipamento e consequentemente à resolução das imagens geradas, de modo que os poros do sistema menores do que os voxels da imagem não são captados e quantificados durante as análises.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Almetwally, A.G., Jabbari, H. (2020) Experimental investigation of 3D printed rock samples replicas. *J Nat Gas Sci Eng*, 76:103192.

Buijse, M., Boer, P., Breukel, B., Klos, M., Burgos, G. (2003) Organic acids in carbonate acidizing. In: SPE European Formation Damage Conference.

Costa, L.F., Antonino, A.C.D., Heck, R.J., Coutinho, A.P., Pimentel, R.M.M., Vasconcelos, T.C. *et al.* (2016) Porous space in Brazilian soils using X-ray computed tomography. *R bras Geogr Fís* 9(3):692-706.

Daccord, G., Touboul, E., Lenormand, R. (1989) Carbonate acidizing: Toward a quantitative model of the wormholing prenomenon. *SPE Prod. Eng*. 4 (01), 63–68.

dos Santos, Y. R. P., Gomes, I., Lima, A., Barbosa, J., Correia Filho, O., Antonino, A. C. D., Duarte, D., & Rodrigues, M. (2024) Production of Synthetic Carbonate Rocks Using Limestone Mining Waste: Mineralogical, Petrophysical and Geomechanical Characterization. *Resources*, *13*(6), 78.

dos Santos, Y.R.P., Gomes, I.F., Lima, A., Rodrigues, M.A.F., Silva Filho, E.D., Barbosa, J.A., Antonino, A.C.D., Duarte, D.A., Antunes, A.F.N.R. (2025a) Acid-rock interaction investigation and the influence of fractures during matrix acidizing in carbonate rocks, *Petroleum*, 11(4), p. 475-495.

dos Santos, Y.R.P., Gomes, I.F., Lima, A. *et al.* (2025b) Matrix acidizing impact on the geomechanical properties in carbonate rocks: an experimental approach using acetic acid at different contact times. *Mech Time-Depend Mater* 29, 97.

Economides, M.J., Hill, A. D., Ehlig-Economides, C. (2012) *Petroleum Production Systems*, 2 ed., Upper Saddle River: Prentice Hall.

Fedrizzi, R.M., Ceia, M.A.R., Misságia, R.M., Santos, V.H., Lima Neto, I. (2018) Artificial carbonate rocks: Synthesis and petrophysical characterization. *J. Pet. Sci. Eng.* 163, p. 303-310.

Fredd, C.N., Fogler, H.S. (1999) Optimum conditions for wormhole formation in carbonate porous media: influence of transport and reaction. *SPE J.* 4 (3), 196–205.

Furui, K., Abe, T., Watanabe, T., Yoshioka, K. (2022) Phase-field modeling of wormhole formation and growth in carbonate matrix acidizing. *J. Pet. Sci. Eng.* 209, 109866.

Jafarpour, H., Aghaei, H., Litvin, V., Ashena, R. (2021) Experimental optimization of a recently developed matrix acid stimulation technology in heterogeneous carbonate reservoirs. *J. Pet. Sci. Eng.*, 196, 108100.

Khalil, R., Emadi, H., Altawati, F. (2021) Investigating the effect of matrix acidizing injection pressure on carbonate-rich Marcellus shale core samples: an experimental study. *J. Petrol. Explor. Prod. Technol*. 11, 725–734.

Kong, L., Ostadhassan, M., Liu, B., Li, C., Liu, K. (2019) Multifractal characteristics of MIP-based pore size distribution of 3D-printed powder-based rocks: a study of post-processing effect. *Transport Porous Media*, 129:599–618.

Lonoy, A. (2006) Making sense of carbonate pore systems. *AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull*. 90 (9), 1381–1405.

Souza, K.B.T.G. (2023) *Estudo experimental e numérico da influência da dissolução dos minerais em rochas carbonáticas sintéticas com injeção de um fluido reativo*. Tese (Doutorado em engenharia civil) - Universidade Federal de Pernambuco, Recife.

Su, H., Zhou, F., Zheng, A., Wang, L., Wang, C., Yu, F., Kang, L., Li, J. (2022) Heavy oil recovery by alkaline-cosolvent-polymer flood: a multiscale research using micromodels and computed tomography imaging. *SPE J.*, p. 1–13.

Wang, Y., Zhou, F., Zhang, Y., Wang, Y., Su, H., Dong, R., Wang, Q., Bai, H. (2023) Numerical studies and analysis on reaction characteristics of limestone and dolomite in carbonate matrix acidizing. *Geoen. Sci. Eng.* 222, 211452.