

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



TÍTULO DO TRABALHO:

IMPACTOS CAUSADOS PELA ACIDIFICAÇÃO DE ROCHAS CARBONÁTICAS EM REGIÕES PRÓXIMAS A WORMHOLES

AUTORES:

José Pedro da Rocha dos Santos, Paloma Andrade Rebouças, Daniel Nobre Nunes da Silva, Cláudio Regis dos Santos Lucas, Pedro Tupã Pandava Aum

INSTITUIÇÃO:

Laboratório de Ciência e Engenharia de Petróleo (LCPetro), Campus Salinópolis, Universidade Federal do Pará.

IMPACTOS CAUSADOS PELA ACIDIFICAÇÃO DE ROCHAS CARBONÁTICAS EM REGIÕES PRÓXIMAS A *WORMHOLES*

Resumo

A acidificação em rochas carbonáticas é uma técnica crucial para indústria petrolífera, pois atua estimulando a produtividade do poço e garantindo a eficiência da produção. O processo é representado pela injeção de um sistema ácido, abaixo da pressão de fratura, resultando em canais altamente permeáveis formados durante a reação de dissolução, chamados *wormholes*, distribuídos radialmente ao redor do poço. Na pesquisa sobre acidificação de matriz, se discute sobre a importância da morfologia do *wormhole* para o escoamento de fluidos. Entretanto, pouco se conhece sobre as alterações das propriedades petrofísicas ao redor da ramificação principal, tornando-se um desafio para a ciência e a indústria, dificultando a previsão do comportamento do reservatório e da otimização da técnica. Deste modo, este trabalho tem como objetivo, analisar a microestrutura, das rochas carbonáticas, em sub-regiões próximas aos *wormholes*, identificando variações na porosidade e na conectividade dos poros, além dos impactos causados pela propagação do ácido. O trabalho utilizou um plugue de *Indiana Limestone* (IL086), com dimensões de 1,5 in de diâmetro por 3,0 in de comprimento. O processo de acidificação ocorreu injetando fluido reativo, HCl 15%(m/m), na amostra, com vazão de 20,6 ml/min e temperatura de 45 °C. Foi realizado o imageamento por microtomografia computadorizada de Raios-X (MicroCT) antes e depois do processo de acidificação, permitindo a visualização da amostra em 2D e 3D. Os resultados obtidos mostram as alterações na porosidade após a injeção de ácido. Nas sub-regiões 2 e 4, observou-se um aumento significativo na porosidade de 4,5% e 31%, respectivamente, juntamente com a presença de vulgues e alterações nas dimensões dos poros. Por outro lado, em sub-regiões diferentes, 1 e 3, identificou-se uma diminuição na porosidade de 1,22% e 6,34%, respectivamente. Essa redução pode ser atribuída à baixa reatividade do fluxo nessas áreas. Conclui-se que as regiões próximas aos *wormholes* apresentam variação de porosidade, onde a mesma aumenta nas sub-regiões 2 e 4, provenientes da dissolução da matriz carbonática. No entanto, nota-se que em outras áreas, nem sempre haverá o aumento da porosidade, visto que as sub-regiões 1 e 3, apresentaram redução, ocasionada, provavelmente, pela precipitação de alguns minerais próximos a região porosa ou a migração destes, de uma zona de alto fluxo, para uma zona de baixo fluxo onde pode ter precipitado. Essa variação na porosidade tem implicações diretas na eficácia da técnica de acidificação da matriz e no escoamento de fluidos, facilitando ou dificultando a passagem de fluidos. Compreender como essas mudanças petrofísicas influenciam o comportamento do reservatório após a acidificação é crucial para otimizar a técnica e maximizar a recuperação de óleo, ressaltando a complexidade do processo e a necessidade de uma compreensão mais profunda das alterações petrofísicas associadas.

Palavras chaves: Acidificação, Porosidade, Microtomografia e Sub-regiões.

Abstract

Acidizing in carbonate rocks is a crucial technique for the oil industry, as it works to stimulate well productivity and ensure production efficiency. The process involves the injection of an acidic system, below the fracture pressure, resulting in highly permeable channels formed during the dissolution reaction, called *wormholes*, which are distributed radially around the well. Research on

matrix acidification discusses the importance of wormhole morphology for fluid flow. However, little is known about the changes in petrophysical properties around the main branch, making it a challenge for science and industry, and making it difficult to predict the reservoir's behavior and optimize the technique. Therefore, this work aims to analyze the microstructure of carbonate rocks in sub-regions close to wormholes, identifying variations in porosity and pore connectivity, in addition to the impacts caused by the propagation of the acid. The work used an Indiana Limestone plug (IL086), with dimensions of 1.5 inches in diameter by 3.0 inches in length. The acidification process occurred by injecting a reactive fluid, 15% HCl (m/m), into the sample, with a flow rate of 20.6 ml/min and a temperature of 45 °C. X-ray microcomputed tomography (MicroCT) imaging was performed before and after the acidification process, allowing visualization of the sample in 2D and 3D. The results obtained show the changes in porosity after acid injection. In subregions 2 and 4, a significant increase in porosity of 4.5% and 31%, respectively, was observed, along with the presence of pore pores and changes in pore dimensions. On the other hand, in different sub-regions, 1 and 3, a decrease in porosity of 1.22% and 6.34%, respectively, was identified. This reduction can be attributed to low flow reactivity in these areas. It is concluded that the regions close to the wormholes present variation in porosity, where it increases in sub-regions 2 and 4, resulting from the dissolution of the carbonate matrix. However, it is noted that in other areas, there will not always be an increase in porosity, since sub-regions 1 and 3 showed a reduction, probably caused by the precipitation of some minerals close to the porous region or their migration from a high flow zone to a low flow zone where it may have precipitated. This variation in porosity has direct implications for the effectiveness of the matrix acidification technique and fluid flow, facilitating or hindering the passage of fluids. Understanding how these petrophysical changes influence reservoir behavior after acidification is crucial to optimizing the technique and maximizing oil recovery, highlighting the complexity of the process and the need for a deeper understanding of the associated petrophysical changes.

Keywords: Acidizing, Porosity, Microtomography, Subregions.

Introdução

Os carbonatos são rochas sedimentares formadas a partir de processos clásticos, químicos e biogeoquímicos; depositadas naturalmente em ambiente marinhos ou continentais de águas claras e rasas (Sena, 2017). Estas são compostas, principalmente, por dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) e calcita (CaCO_3), além de outros tipos de materiais secundários como argilominerais, quartzo e sulfatos, o que lhes resulta em uma complexa distribuição de porosidade e permeabilidade que também são controladas por processos deposicionais e diagenéticos (Menchick, 2023).

A acidificação em rochas carbonáticas desempenha papel crucial na indústria petrolífera, sendo uma alternativa utilizada na criação e disseminação de canais de condutividade, remoção de danos próximo a parede do poço e criação de caminhos preferenciais, *wormholes* (Kharisov *et al.*, 2012). Esta técnica tem como objetivo o melhor aproveitamento de reservas, aumentando o volume de óleo a ser recuperado a partir do aumento da permeabilidade local (Silva, 2017).

Compreender e caracterizar propriedades petrofísicas das rochas reservatório através de análises computacionais, tornam-se essenciais para avaliação de qualidade e comportamento durante a extração de petróleo (Appoloni, Fernando e Rodrigues, 2007). Desde modo, a técnica de Microtomografia Computadorizada de Raios-X, torna-se uma ferramenta de suma importância, fornecendo dados quantitativos e qualitativos. (Neto *et al.*, 2011).

A Microtomografia Computadorizada de Raios-X (microCT) em geral, é determinada pelas variações de densidade e composição atômica do material (Mees, *et al*, 1987). Este tipo de Técnica, permite a obtenção e o estudo de seções transversais e modelos 3D (Lopes, 2012).

Este trabalho tem como objetivo, analisar os impactos causados pela acidificação, através dos experimentos de fluxo reativo em meios porosos em *Coreflooding* e analisá-los por MicroCt para que seja possível compreender os impactos causados pela injeção de ácido nas proximidades da dissolução e como ele afeta a porosidade e a conectividade de poros presentes nas matrizes carbonáticas.

Metodologia

O ensaio de escoamento reativo foi desenvolvido no equipamento de *Coreflooding* da empresa *DCI Test Systems*. Foi utilizado um plugue de *Indiana Limestone* (IL086) com dimensões de 1,5 in de diâmetro e 3,0 in de comprimento, com porosidade de 16,54% e permeabilidade de 2,71 mD. A Figura 1 ilustra o equipamento convencional *dualcore*, empregado para a injeção de fluxo reativo. Segundo Lucas et al. (2023), este equipamento permite a execução de experimentos de acidificação em carbonatos, simulando condições de campo. De modo que seja possível manter a rocha confinada enquanto se injetam diferentes fluidos, proporcionando um ambiente controlado para estudos detalhados sobre a interação entre a rocha e os fluidos injetados. O *coreholder* foi mantido confinado a uma pressão de 1100 psi, posteriormente injetou-se HCl 15% a uma vazão de 20,6 ml/min, sob uma temperatura de 45°C, com o objetivo de formar canais permeáveis, conhecidos como *wormholes*.



Figura. 1: Sistema convencional.

Neste trabalho, foi realizado dois imageamentos da amostra IL086, antes e depois da acidificação, cuja última recebeu o nome de IL086_Acid. Para obtenção das imagens de MicroCT, utilizou-se o Microtomógrafo Phoenix *v|tomex|s* 240, da empresa GE, conforme a Figura 2. O equipamento possibilita uma resolução máxima de *voxel* de até 2 μm , além de uma alta tensão e corrente, de 240kV e 3000 μA . Os parâmetros de aquisição foram ajustados pelo software *Dados|x acquisition*, fornecido pela empresa, onde as medidas apresentam-se semelhantes para ambas as amostras, sendo uma voltagem de 140kv, corrente de 160 μA , tempo de exposição de 200 ms, 2800 imagens/projeções e resolução de 22 μm .

As amostras foram inseridas manualmente no CNC (*computerised numerical control*), de modo que estivessem posicionadas à frente do tubo de raios-X e prontas para rotação em 360°, permitindo que os raios penetrem na área desejada em diferentes posições angulares e incidam no detector.



Figura 2: Microtomógrafo *Phoenix v|tomex|s*, ao lado está a preparação geral das amostras.

Após o processo de aquisição das imagens foi utilizado o software *Datos|x reconstruction*, que é capaz de gerar secções bidimensionais, a partir das projeções obtidas, fazendo com que elas sejam empilhadas de modo a obter-se uma representação tridimensional mais precisa da amostra.

A partir da reconstrução e obtenção do volume 3D da amostra, utilizou-se o software *VGStudio Max 3.3*, da empresa *Volume Graphics*, para análises iniciais, alinhamento das amostras, ajuste de contraste dos tons de cinza e geração de imagens 3D. Através desse software, pôde-se extrair as sub-regiões a serem analisadas no trabalho, foram quatro sub-volumes diferentes na amostra, de mesma dimensão e orientação para ambos os imageamentos. Na amostra IL086, extraiu-se 4 sub-volumes denominados, SUBVOL1, SUBVOL2, SUBVOL3 E SUBVOL4, já na amostra IL086_Acid, extração foi feita no mesmo local que os subvolumes anteriores, estes recebem os códigos SUBVOL1 ACID, SUBVOL2 ACID, SUBVOL3 ACID e SUBVOL4 ACID. Conforme observa-se na Figura 3.

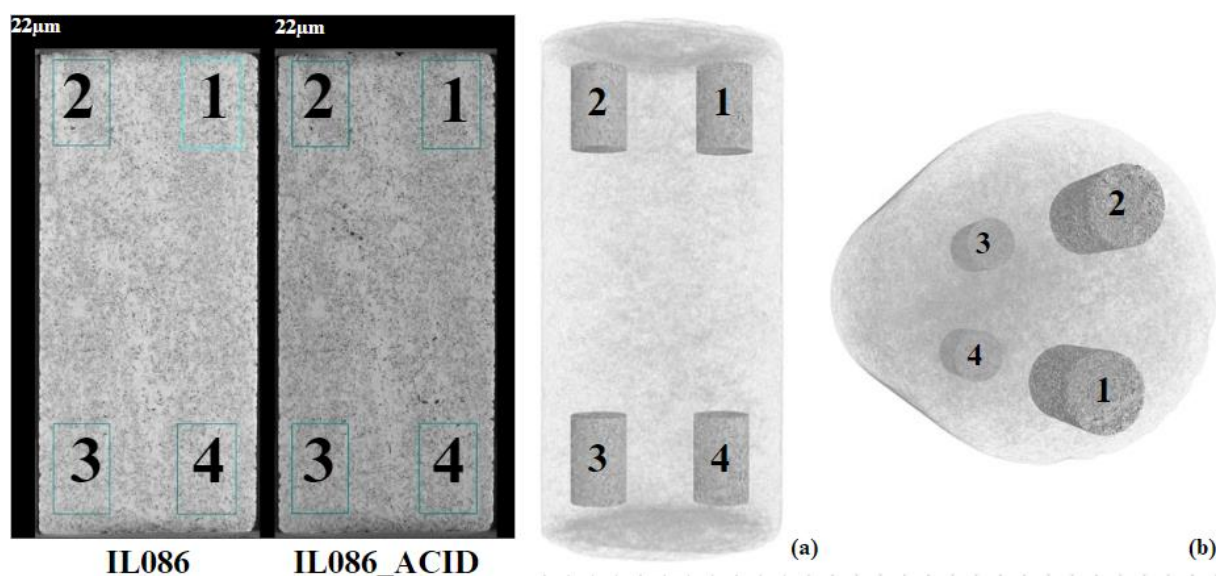


Figura 3: Slices frontais das duas amostras e seus planos de corte, horizontal (a) e inclinado (b).

Para o processamento de dados das amostras, foi utilizado o software *Pergeos (v2023.2)*, da *Thermo Fisher Scientific*, a partir dos volumes obtidos na reconstrução. Empregou-se o módulo de *Edit New Label Field* para uma segmentação binária em matriz e poros, utilizando o método de segmentação de *Threshold*. Após o processo de segmentação, foi utilizado a função de *Label Analysis* para

quantificação de dados de volume de poro e a função de *Filter by Measure*, para quantificação dos 100 maiores poros das sub-regiões.

Resultados e Discussão

Os resultados do experimento de *Coreflooding* revelaram a formação de um *wormhole* dominante no plugue de amostra. Onde as áreas em cinzas e tons mais fracos de vermelho indicam a porosidade residual, enquanto as regiões conectadas tons de vermelho mais intenso representam áreas onde o material foi completamente dissolvido, formando novos caminhos para o fluxo de fluido, conforme demonstrado na Figura 4. A análise das imagens 3D, antes e depois do processo de acidificação, permite observar mudanças significativas na estrutura interna do plugue.

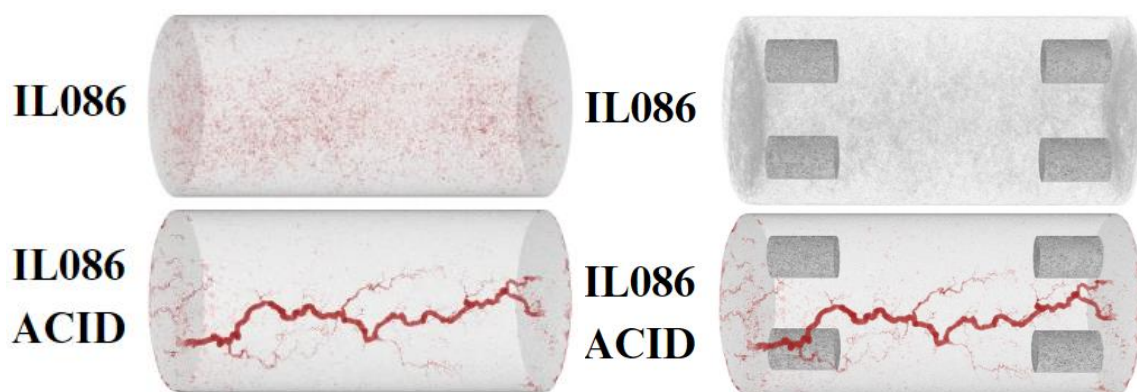


Figura 4: Imagens 3d, antes e depois, do processo de acidificação, ao lado as regiões extraídas.

No caso da amostra IL086, vemos uma distribuição inicial de porosidade que se transforma após a acidificação, evidenciando a criação de novos canais permeáveis. Na amostra IL086 ACID é possível visualizar a formação de uma ramificação principal bem definida, que se estende ao longo do plugue, figura 4. Esta ramificação principal indica o trajeto preferencial do ácido, promovendo a dissolução do material e a consequente criação do *wormhole*. No entanto, observa-se também a presença de várias ramificações menores que não conseguiram se propagar completamente pela amostra. Essas dissoluções menores são iniciadas pelo ácido, mas seu crescimento é interrompido, resultando em consumo adicional de ácido sem uma efetiva continuidade do processo de dissolução.

As análises demonstram que a acidificação não causa alterações uniformes, mas sim uma variação espacial complexa na estrutura porosa da rocha que altera as propriedades petrofísicas em diferentes regiões da amostra, acarretando impactos diferentes para cada região. Segundo Frick *et al.* (2014), o fluxo de fluido em amostras é primariamente influenciado pela permeabilidade e pela porosidade, estes fatores desempenham um papel significativo na dinâmica do escoamento de fluidos em rochas carbonáticas.

Ao examinar as imagens bidimensionais, antes e depois da acidificação, nota-se que, embora semelhantes, apenas o SUBVOL4 e o SUBVOL4 ACID exibem visualmente uma maior presença de espaços vazios (poros) na amostra, em comparação com os demais subvolumes, conforme ilustrado na Figura 5. Nestes *slices*, cada elemento (*pixel*) é representado por diferentes tons de cinza, refletindo suas densidades. Segundo a Escala de Hounsfield (Nóbrega, 2014), materiais de alta densidade tendem a apresentar uma tonalidade mais clara, enquanto os menos densos exibem uma tonalidade mais escura. Com base nessa escala, ao comparar todos os subvolumes, verifica-se que a densidade e o pronunciamento dos poros são mais evidentes nas amostras após a injeção do ácido. A homogeneidade

da distribuição dos poros parece se manter em ambas as condições, mas a textura e a clareza dos poros são significativamente afetadas pela acidificação.

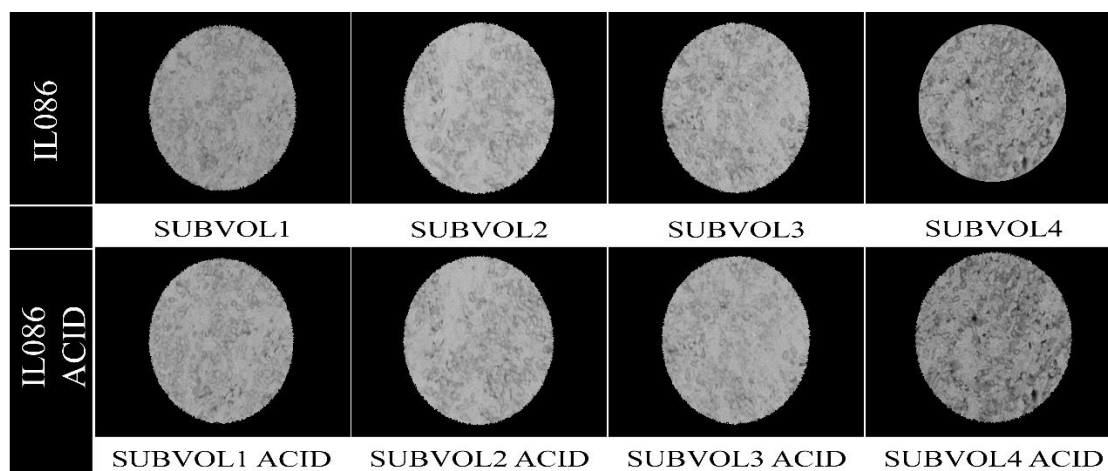


Figura 5: Slices associando as principais características em comum dos subvolumes.

As mudanças ocasionadas pela acidificação são mais evidentes ao examinar imagens 3D dos poros segmentados, como mostra a Figura 6 que representa os 100 maiores poros de cada subvolume. Nessas imagens, é possível notar uma redução da porosidade no SUBVOL1 ACID e SUBVOL3 ACID, além de um aumento significativo nos SUBVOL2 ACID e SUBVOL4 ACID. Esta variação pode estar atrelada a distribuição de porosidade ao longo da amostra, seus efeitos podem variar de acordo com a seleção de diferentes áreas na amostra. Bem como, a heterogeneidade da amostra ter influenciado na variação de porosidade, deste modo a redução de porosidade, pode ser justificado pela presença minerais mais solúveis ou uma matriz mais suscetível à dissolução ácida. O aumento da porosidade, pode estar voltado a áreas mais resistentes ou com uma distribuição de poros que facilita a criação de novos espaços porosos em vez de dissolver o material existente.

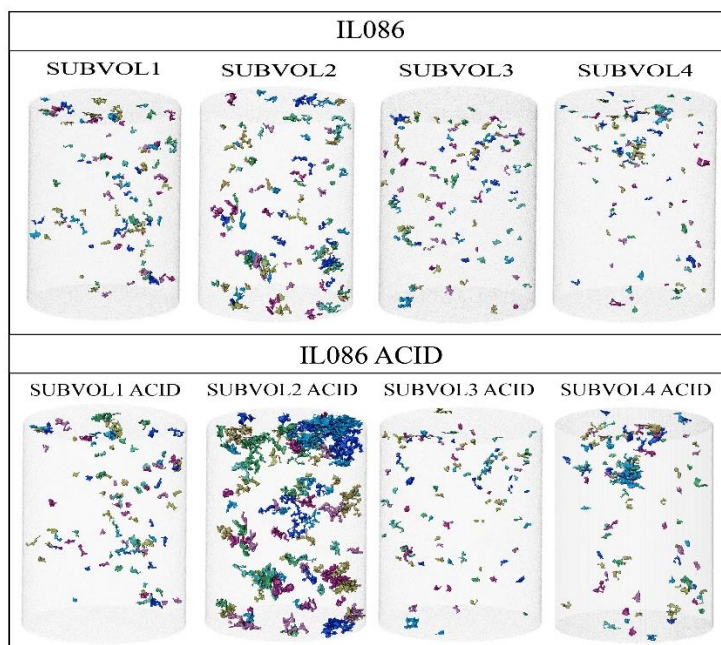


Figura 6: Comparação entre os 100 maiores poros dos subvolumes.

Destaca-se uma perspectiva mais abrangente das mudanças na estrutura da amostra após a acidificação e as variações na distribuição e tamanho dos poros em diferentes regiões do subvolume. Observa-se que o “SUBVOL2 ACID” apresenta um vulgue significativo em sua microestrutura, proveniente da extração de uma região em que contém uma pequena parte do *wormhole*.

Além disso, os dados são correlacionados pelos cálculos de porosidade, conforme evidenciado na Tabela 2, onde observa-se uma distinção clara entre as porosidades digitais de cada subvolume. Os subvolumes 1 e 3 demonstram uma redução em sua porosidade digital, enquanto os subvolumes 2 e 4 revelam um aumento desses espaços vazios. Essa análise quantitativa reforça as observações qualitativas, fornecendo uma medida objetiva das mudanças na porosidade da amostra após o tratamento com ácido.

Tabela 1: Dados de Porosidade digital das regiões de SUBVOL (antes) e SUBVOL ACID (depois).

SUBVOL	Antes	Depois
1	44,70	43,50
2	44,83	49,35
3	42,52	36,18
4	26,37	57,63

A proximidade do canal condutivo pode ser um fator determinante para o aumento da porosidade, visto que as regiões 2 e 4 apresentam um aumento significativo em comparação às demais, que estão distantes do caminho preferencial do ácido. A interação com o ácido nas áreas próximas ao canal condutivo promove uma dissolução mais acentuada dos materiais, resultando em maiores espaços vazios. Este efeito de dissolução é mais evidente nas regiões adjacentes ao canal, onde a concentração de ácido é mais elevada e o tempo de exposição é maior, aumentando a porosidade local.

Conclusões

O processo de acidificação na rocha carbonática levou à formação canais de alta permeabilidade. Embora essa técnica seja de extrema importância para a indústria do petróleo, ainda existem muitos desafios e variáveis a serem considerados para maximizar sua eficácia.

Este trabalho revela os impactos específicos nas proximidades dos canais porosos formados pela injeção de ácido. Observou-se que os resultados variam para cada cenário (subvolume), indicando que nem sempre haverá um aumento uniforme nas propriedades petrofísicas.

A porosidade em algumas regiões tende a diminuir, possivelmente, devido à sua heterogeneidade e precipitação de minerais secundários, diferentes da calcita, que obstruem os poros e reduzem a porosidade próxima às fraturas criadas. Bem como, as variações de pressão e fluxo reativo podem favorecer a dissolução destes minerais. Além disso, a distribuição de porosidade em algumas regiões pode conter uma estrutura inicial que permitiu um menor grau de dissolução. No entanto, em outras regiões a porosidade aumenta, pois o ácido dissolve os minerais presentes na matriz carbonática, criando canais porosos que facilitam o fluxo de fluido e criam vulgues nessas áreas, possivelmente devido a uma conectividade que facilitou a penetração e a distribuição do ácido. Bem como, a proximidade destas regiões ao *wormhole*, possibilitando uma maior interação com o ácido.

Dada a complexidade e a variabilidade dos efeitos da acidificação em rochas carbonáticas, necessita-se de pesquisas futuras voltadas ao desenvolvimento de modelos numéricos capazes de prever os impactos causados pela formação dos *wormholes* em suas proximidades. Sendo crucial, estudos sobre

a formação e os impactos desses minerais secundários e conectividade de poros, para entender como eles afetam a porosidade e a permeabilidade nas proximidades das fraturas.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao LCPetro (Laboratório de Ciência e Engenharia de Petróleo) e ao Campus de Salinópolis da UFPA pela infraestrutura disponibilizada. Aos apoios financeiros da TotalEnergies, Petrobras e PROPESP.

Referências Bibliográficas

- APPOLONI, C. R.; FERNANDES, C. P.; RODRIGUES, C. R. O. X-ray microtomography study of a sandstone reservoir rock. **Nuclear Instruments and Methods in Physics Research Section A: Accelerators, Spectrometers, Detectors and Associated Equipment**, v. 580, n. 1, p. 629-632, 2007.
- KHARISOV, R. Y.; FOLOMEEV, A. E.; SHARIFULLIN, A. R.; BULGAKOVA, G. T.; TELIN, A. G. Integrated approach to acid treatment optimization in carbonate reservoirs. **Energy & fuels**, v. 26, n.5, 2621-2630, 2012.
- LOPES, A. P., FIORI, A. P., MARCHESE, C., VASCONCELLOS, E. M. G., TRZASKOS, B., ONISHI, C. T., SILVA, G. F. Análise tridimensional de rochas por meio de microtomografia computadorizada de raios x integrada à petrografia. **Geosciences**, v. 31, n. 1, p. 129-142, 2012.
- LUCAS, C. R. S.; NEYRA, J. R.; ARAUJO, E. A.; DA SILVA, D. N. N.; LIMA, M. A.; RIBEIRO, D. A. M.; AUM, P. T. P. Carbonate acidizing—A review on influencing parameters of wormholes
- MENCHICK, J. V. F. **Diagênese e evolução da porosidade de reservatórios carbonáticos albianos da Bacia de Campos**. 2023.
- MEES, F.; SWENNEN, R.; GEET, M. V.; JACOBS, P. Applications of X-ray computed tomography in the geosciences. **Geological Society, London, Special Publications**, 215(1), 1-6, 2003.
- NETO, J.; FIORI, A. P.; LOPES, A. P.; MARCHESE, C.; PINTO-COELHO, C. V.; VASCONCELLOS, E. M. G.; SECCHI, R. A microtomografia computadorizada de raios x integrada à petrografia no estudo tridimensional de porosidade em rochas. **Brazilian Journal of Geology**, v.41, p. 498-508. 2011.
- NÓBREGA, A. I. **Técnicas de imagem por tomografia computadorizada**. 2014
- SENA, M. R. S. D.; SENA, M. R. S. D. **Petrofísica e caracterização mineralógica de rochas carbonáticas do Nordeste brasileiro**. 2017.
- SILVA, H. C. **Acidificação em reservatórios carbonáticos**. 2017.