

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



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO EXPERIMENTAL DA INFLUÊNCIA DA PERMEABILIDADE NA ACIDIFICAÇÃO DE CARBONATOS

AUTORES:

Andressa dos Santos Menezes^{1, *}, Jair Rodrigues Neyra¹, Felipe Pereira de Souza¹, Emanuele Dutra Valente Duarte¹, Flávio Bittencourt da Cruz², Mateus Palharini Schwalbert², Pedro Tupã Pandava Aum¹

INSTITUIÇÃO:

¹ Laboratório de Ciência e Engenharia de Petróleo (LCPetro), Universidade Federal do Pará - Campus Salinópolis. ² Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), Petrobras, Rio de Janeiro.

ESTUDO EXPERIMENTAL DA INFLUÊNCIA DA PERMEABILIDADE NA ACIDIFICAÇÃO DE CARBONATOS

Resumo

A acidificação de carbonatos é uma técnica de estimulação de poços amplamente empregada na indústria do petróleo com o propósito de aumentar a produção. Esse método envolve a injeção de uma solução ácida na formação rochosa abaixo de sua pressão de fratura. O ácido percorre o meio poroso, dissolvendo os minerais durante sua propagação e criando canais conhecidos como *wormholes*. Os reservatórios de petróleo podem variar em suas características petrofísicas, influenciadas pelo processo de formação da rocha. A permeabilidade, um dos principais parâmetros do reservatório, dita a transmissibilidade do fluxo de fluidos no meio poroso. Avaliar o impacto da permeabilidade de uma rocha na propagação do ácido é crucial para compreender o fenômeno da acidificação de carbonatos. Portanto, este estudo visa investigar a influência da permeabilidade de rochas de *Indiana Limestone* na acidificação de carbonato, analisando o comportamento do diferencial de pressão, a velocidade de formação do *wormhole* e as características do *wormhole* após o processo. Foram selecionadas duas rochas com dimensões de 1.5 x 3 polegadas e permeabilidades de 7 e 40 mD, respectivamente. O ácido utilizado foi HCl 0,5 M em temperatura ambiente, com uma taxa de injeção de 1 mL/min. Os experimentos de fluxo reativo foram conduzidos em um simulador físico de reservatórios, conhecido como *coreflooding*, que permite a injeção de fluidos no meio poroso confinado em altas pressões e temperaturas. Os resultados do PVBT (*Pore Volume to Breakthrough*) foram 1,43 e 1,99 para as rochas de baixa e alta permeabilidade, respectivamente. O aumento do PVBT foi de 35% com o aumento da permeabilidade. Assim, o PVBT é proporcionalmente relacionado com a permeabilidade, conforme já reportado em estudos anteriores na literatura. Essa relação pode ser explicada pelo fato de que as rochas de maior permeabilidade têm maior facilidade de perda do ácido do canal principal do *wormhole*, enquanto as rochas de menor permeabilidade têm menos caminhos para esse tipo de consumo. São necessários novos experimentos para determinar completamente a influência da permeabilidade na acidificação, informação crucial para operações eficientes nos campos de petróleo.

Palavras-chave: permeabilidade, PVBT, *wormholes*, ácido, carbonato.

Abstract

Carbonate acidizing is a well-stimulation technique widely used in the oil industry to increase production. This method involves injecting an acid solution into the rock formation below its fracture pressure. The acid travels through the porous medium, dissolving the minerals as it spreads and creating channels known as wormholes. Oil reservoirs can vary in their petrophysical characteristics, influenced by the rock formation process. Permeability, one of the main reservoir parameters, dictates the transmissibility of fluid flow in the porous medium. Evaluating the impact of a rock's permeability on acid propagation is crucial to understanding the phenomenon of carbonate acidification. Therefore, this study aims to investigate the influence of the permeability of Indiana Limestone rocks on carbonate acidification, analyzing the behavior of the pressure differential, the speed of wormhole formation, and the characteristics of the wormhole after the process. Two rocks were selected with dimensions of 1.5x3 inches and permeabilities of 7 and 40 mD, respectively. The acid used was 0.5M HCl at room temperature, with an injection rate of 1 mL/min. The reactive flow experiments were conducted in a physical reservoir simulator, known as core flooding, which allows fluids to be injected into the confined porous medium at high pressures and temperatures. The PVBT (*Pore Volume to Breakthrough*) results were 1.43 and 1.99 for the low and high-permeability rocks, respectively. The increase in PVBT was

35% with increasing permeability. Thus, PVBT is proportionally related to permeability, as has been reported in previous studies in the literature. This relationship can be explained by the fact that rocks with higher permeability are more prone to losing acid from the main wormhole channel, while rocks with lower permeability have fewer paths for this type of consumption. Further experiments are needed to fully determine the influence of permeability on acidification, which is crucial information for efficient oil field operations.

Keywords: permeability, PVBT, wormholes, acid, carbonate.

Introdução

Um dos métodos mais utilizados para melhorar a produtividade de reservatórios é a acidificação de matriz, que acontece prevalentemente em formações carbonáticas. Reservatórios compostos por rochas carbonáticas representam as principais reservas de óleo e gás. São sistemas porosos complexos, com elevada heterogeneidade (Cardona; Santamarina, 2020; Dernaika et al., 2023).

A acidificação consiste em injetar um fluido reativo na formação. A rocha interage com o fluido ácido, formando diferentes padrões de dissolução conhecidos como *wormholes* ou "buracos de minhoca" (Pa Derrick., 1895; Daccord; Lenormand; Liétard, 1993; Khalil; Emadi; Altawati, 2021; Zhao et al., 2020).

Uma das principais propriedades da rocha relacionadas ao escoamento é a permeabilidade, que está ligada à capacidade de permitir o escoamento do fluido através do meio poroso (Al-khdheawi et al., 2023). Quando os reservatórios são analisados em relação a sua permeabilidade é normal que se encontre faixas de permeabilidade consideradas altas devido a presença de fraturas e outras variações geológicas e faixas em que a permeabilidade é baixa, fator proveniente da matriz deste reservatório (Al-arji et al., 2021).

Os experimentos em questão para a análise do efeito da permeabilidade durante a técnica de estimulação de poços são realizados em equipamentos de simulação física de reservatórios conhecidos como *coreflooding* (Ghosh, 2013). Através deste equipamento é possível realizar análises sobre como os diferentes níveis de permeabilidade influenciam durante a distribuição do ácido e a dissolução da matriz rochosa (Jia et al., 2021). É possível avaliar o momento em que o ácido atravessa completamente a rocha dando seu ponto de ruptura quando o diferencial de pressão, que são calculados constantemente, em cada uma das seções tende a zero (Ghommam et al., 2015).

Durante a acidificação de carbonatos, a formação do *wormhole* é influenciada por diversos fatores, incluindo a permeabilidade das rochas, assim, as variações sistemáticas das condições experimentais durante a acidificação em campo é o principal ponto a ser tratado neste estudo. Portanto, o presente trabalho tem como objetivo avaliar a influência que a permeabilidade de rochas de Indiana Limestone tem durante o processo de acidificação de carbonato. Desta forma, por meio de análises em laboratório será possível compreender o comportamento do diferencial de pressão, a velocidade de formação dos *wormholes* e o comportamento do PVBT (*Pore Volume to Breakthrough*), essenciais para que o ácido forme o *wormhole*, em duas situações distintas de acidificação: a primeira, em que a rocha possui uma grande heterogeneidade e consequentemente uma maior permeabilidade; e a segunda, uma rocha que possui uma baixa permeabilidade em sua constituição.

Metodologia

Neste experimento realizado em laboratório foram empregadas duas amostras de rochas carbonáticas conhecidas como *Indiana Limestone*, as amostras foram denominadas como IL053 e IL014, com dimensões de 1,5 x 3 polegadas e permeabilidades de 7 e 40 mD, respectivamente. O valor da permeabilidade das rochas estudadas foi calculado pela Lei de Darcy utilizando o equipamento de *coreflooding* (JBV *coreflooding*) para escoamento em meios porosos e água como fluido monofásico. Resumidamente, este processo consiste em injetar água em 3 vazões distintas no *coreflooding*, até que o diferencial de pressão estabilize em cada uma das vazões determinadas – assim, com os valores obtidos pelo diferencial de pressão de cada vazão, é possível encontrar uma pressão absoluta por meio do ajuste linear que estabelece o valor médio da permeabilidade no meio. O ácido utilizado no experimento de acidificação (JBV *coreflooding*) foi o HCl 0,5 M em uma temperatura ambiente e taxa de injeção de 1 mL/min.

O processo experimental consistiu em colocar as amostras de rocha, uma de cada vez, no *coreflooding*, isoladas com a ajuda de uma camisa de borracha que possibilita o confinamento dessas amostras e consequentemente contribuem para que o fluido pudesse escoar pelo meio poroso das rochas em questão. Neste equipamento é possível obter a leitura do diferencial de pressão entre a pressão inicial e a pressão final da rocha, por meio de leitores específicos para isso presente no equipamento. A *backpressure* foi de 1100 psi em ambos os experimentos, no entanto, as pressões de confinamento e axial variaram em cada acidificação, sendo de 3000 psi (confinamento) e 3100 psi (axial) na amostra IL014 e 1600 psi (confinamento) e 1700 psi (axial) na acidificação da amostra IL053. A variação nas pressão de confinamento/axial entre as amostras decorre da diferença de permeabilidade das mesmas, visto que uma pressão elevada em amostras de baixa permeabilidade pode resultar na fratura da rocha, gerando sua perda total.

Desta forma, foi analisado alguns aspectos importantes em relação a essas duas amostras de permeabilidades contrastantes, como a velocidade de propagação do *wormhole* (V_{wh} , Equação 1) em cada uma das amostras, que consiste na razão entre o comprimento total da rocha (L_{total}) e o tempo (t_{wh}) necessário para que essa rocha fosse perfurada, momento este sinalizado quando o diferencial de pressão estivesse tendendo a zero.

$$V_{wh} = \frac{L_{total}}{t_{wh}} \quad (1)$$

Por outro lado, o PVBT (Equação 2) é encontrado através da razão entre o volume de ácido gasto (Vol_{acido}) e o volume poroso (VP) da amostra em questão.

$$PVBT = \frac{Vol_{acido}}{VP} \quad (2)$$

Resultados e Discussão

Na Figura 1 é apresentado o diferencial de pressão (DP) obtido ao longo do experimento de acidificação das amostras usadas para análise neste trabalho, onde uma possui permeabilidade consideravelmente baixa (IL053, 7 mD) e a outra uma permeabilidade elevada (IL014, 40 mD). Observa-se no gráfico uma linha azul que indica o DP real da amostra IL014 de acordo com o aumento do volume de poros. A linha vermelha de ponto e traço representa a linha de tendência linear obtida em relação ao DP desta amostra e, ao avaliá-la, nota-se que o coeficiente angular é -1,0419, ou seja, a correlação entre o DP e o VP é praticamente 1:1. Assim, o DP se apresenta relativamente estável ao

longo do VP, o que sugere uma formação de *wormhole* irregular, visto que o ácido acaba se dispersando em diversos caminhos pelo meio poroso da rocha, tornando a formação de *wormholes* menos adequada do que o desejado e consequentemente aumentando o volume de ácido consumido.

A linha preta na Figura 1 representa o DP da amostra IL053 ao longo do VP, com um coeficiente angular de -13,4424 dado pelo ajuste linear desta curva. Com o aumento do VP nesta amostra, o comportamento do diferencial de pressão mostra uma queda mais acentuada. Neste caso, a baixa permeabilidade influencia em uma formação mais eficiente de *wormholes*. A queda rápida do DP indica que o ácido vai por caminhos mais concentrados gerando, desta forma, canais de alta permeabilidade mais contínuos e eficazes.

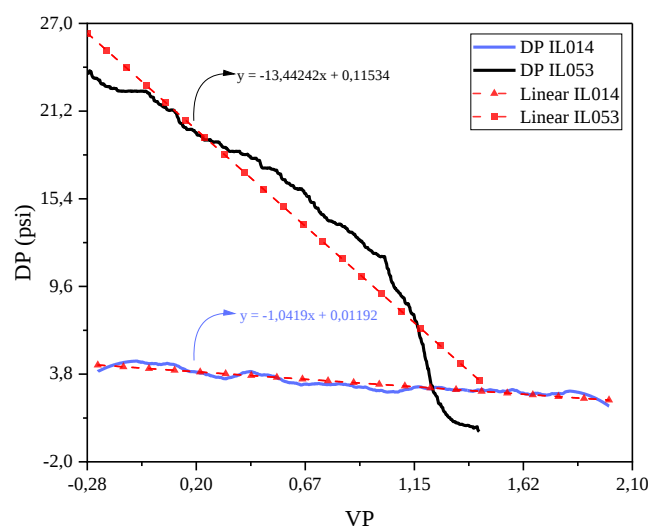


Figura 1: Comportamento do diferencial de pressão das rochas estudadas.

Na Tabela 1 estão presentes os resultados da velocidade de propagação do *wormhole* em relação à permeabilidade das amostras, calculadas por meio das equações 1 e 2, mostradas anteriormente. As velocidades nessas duas amostras destacam e sinalizam a relação inversa presente entre as duas rochas com permeabilidades bastante distintas. Ademais, o gráfico presente na Figura 2 correlaciona a velocidade de formação do *wormhole* e a permeabilidade das duas amostras de rochas carbonáticas citadas na Tabela 1. É apresentado neste gráfico que a rocha com maior permeabilidade (IL014) tem uma velocidade de formação maior que a da rocha de menor permeabilidade (IL053), neste caso, essas duas grandezas são inversamente proporcionais.

Tabela 1: Valores da velocidade de formação nas rochas estudadas.

Amostra	Velocidade	Permeabilidade
IL014	0,00378 cm/min	40 mD
IL053	0,00596 cm/min	7 mD

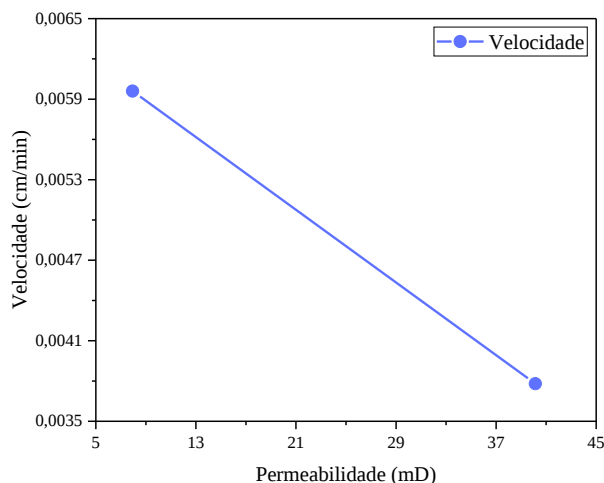


Figura 2: Velocidade de formação do *wormhole*.

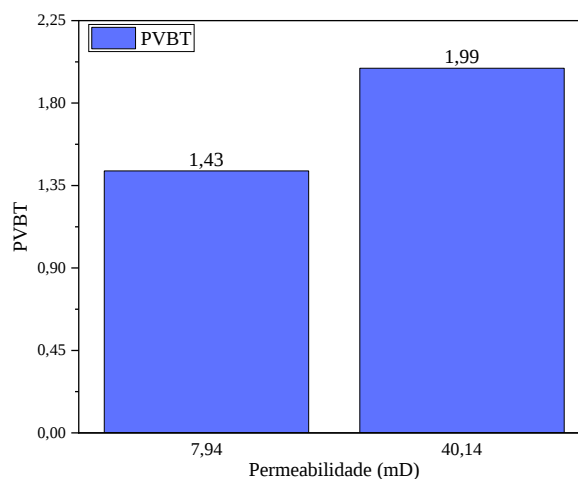


Figura 3: Correlação entre o PVBT e a permeabilidade das amostras.

A amostra com permeabilidade elevada facilita que o ácido se disperse mais naturalmente pelo corpo poroso da rocha, resultando uma formação mais lenta e menos concentrada dos *wormholes*, uma vez que o fluxo do ácido, durante a acidificação, acaba se movimentando por diversos outros caminhos, o que diminui a velocidade de formação do *wormhole* predominante. Diferente desta, a menor permeabilidade da segunda amostra acaba restringindo o deslocamento do ácido, o que torna a constituição de canais mais limitada, concentrando a reação do ácido e formando um fluxo mais direcionado, influenciando no aumento da velocidade de formação do *wormhole*.

O gráfico da Figura 3 apresenta a relação entre o PVBT e a permeabilidade. Sabendo que o PVBT está relacionado com o volume de poros necessários para que o ácido consiga formar os *wormholes* na rocha, entende-se que quanto maior o PVBT maior será o volume do ácido para que esses canais de alta permeabilidade sejam formados.

Analisando a Figura 3, a rocha IL014 tem um PVBT mais elevado, isso ocorre, pois, sua permeabilidade acentuada permite que o ácido tenha maior dispersão pelo corpo rochoso, influenciando um maior consumo de ácido. A rocha de menor permeabilidade já tem caminhos limitados para que o ácido escoar, resultando em um menor consumo de ácido e, consequentemente, um PVBT menor. Ressalta-se que o gráfico da relação entre o PVBT e a permeabilidade incrementa na análise dos outros gráficos apresentados ao mostrar que a rocha de maior permeabilidade está ligada diretamente a um maior volume de ácido para que o *wormhole* seja estabelecido, o que influencia e reflete em uma formação mais dispersa e lenta, diferente da amostra com baixa permeabilidade que resulta em um menor volume de formação e, consequentemente, uma formação mais eficiente e ágil dos *wormholes*.

Os resultados e as correlações encontradas neste estudo também foram identificados previamente nos trabalhos de: (i) Nasr-El-Din et al. (2006) que estudaram sobre as diretrizes de projetos específicos de tratamento de poços eficazes e não eficazes, de modo que neste trabalho os autores destacam que rochas de menor permeabilidade tendem a formar *wormholes* mais concentrados devido à baixa dispersão do ácido; (ii) Fredd e Fogler (1998), os quais relataram em sua pesquisa sobre a eficácia

de agentes quelantes na acidificação de formações carbonáticas, visto que a eficiência da acidificação é inversamente proporcional ao crescimento da permeabilidade, uma vez que as rochas com maior permeabilidade possuem uma perda significativa de ácido em múltiplos caminhos. Assim, os resultados alcançados neste estudo estão de acordo com o que foi relatado previamente na literatura.

Conclusões

Este trabalho analisou a influência da permeabilidade durante o processo de acidificação de carbonatos através de duas amostras de rochas do tipo *Indiana Limestone* com permeabilidade de 7 mD (IL053) e 40 mD (IL014). Através da análise minuciosa sobre o diferencial de pressão (DP), velocidades de formação do *wormhole* e PVBT, foi possível obter as seguintes conclusões:

- A amostra IL053 (7 mD) apresentou uma queda mais acentuada no diferencial de pressão, resultando na formação de um *wormhole* mais desejado, onde o ácido percorreu caminhos restritos. Por outro lado, a amostra IL014 (40 mD) retratou uma DP mais constante, o que representa a dispersão do ácido em diversos caminhos no meio poroso da rocha.
- A formação dos *wormholes* foi mais acelerada na amostra IL053, uma vez que sua menor permeabilidade influenciou na restrição do fluxo do ácido a uma menor quantidade de caminhos. A amostra IL014, no entanto, teve uma velocidade menor pois sua permeabilidade alta induziu uma maior propagação do ácido.
- O PVBT da amostra com baixa permeabilidade foi de aproximadamente 1,43, o que sugere que um volume menor de ácido foi utilizado para que o canal fosse formado. A amostra de alta permeabilidade, por outro lado, teve seu PVBT perto de 2,00, demonstrando que necessitava de mais ácido para que ocorresse o *breakthrough*.

Desta forma, os resultados indicam que a rocha com menor permeabilidade foi mais propensa a formação do *wormhole* do tipo dominante, considerando condições experimentais próximas. Ter este conhecimento é de extrema importância para a otimização dos tratamentos de acidificação na indústria do petróleo, pois permite que haja preparações antecipadas e ajustes de parâmetros operacionais para aumentar a eficácia na recuperação de hidrocarbonetos. Assim, o presente trabalho visa contribuir para o entendimento de como a permeabilidade impacta no projeto de acidificação.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Laboratório de Ciência e Engenharia de Petróleo (LCPetro) e ao Campus de Salinópolis da UFPA pela infraestrutura. Pelos apoios financeiros da Pró-Reitoria de Extensão (PROEX) da UFPA e da Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras, Projeto 2019/00154-4).

Referências Bibliográficas

AL-ARJI, H.; AL-AZMAN, A.; LE-HUSSAIN, F.; REGENAUER-LIEB, K. Acid stimulation in carbonates: A laboratory test of a wormhole model based on Damköhler and Péclet numbers. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 203, p. 108593, 2021.

AL-KHDHEEAWI, E. ALLAWI, R.; AL-RUBAYE, W.; IGLAUER, S. A New Approach to Predicting Vertical Permeability for Carbonate Rocks in the Southern Mesopotamian Basin. **Minerals**, 13(12), 1519, December, 2023.

CARDONA, J.; SANTAMARINA, C.; Carbonate rocks: Matrix permeability estimation. **AAPG Bulletin**, 104 (1), 131–144, january, 2020.

DACCORD, G.; LENORMAND, R.; LIÉTARD, O. Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid—I. Model for the “wormholing” phenomenon. **Chemical Engineering Science**, v. 48(1), 169-178, january, 1993.

DERNAIKA, M. MASALMEH, S.; MANSOUR, B.; JALLAD, O.; KORONFOL, S. Modeling Permeability in Different Carbonate Rock Types. **Petrophysics**, 64(1), 18–37, february, 2023.

FREDD, C.; FOGLER, H. Chelating Agents as Effective Matrix Stimulation Fluids for Carbonate Formations. **Paper presented at the International Symposium on Oilfield Chemistry**, Houston, Texas, February, 1997.

GHOMMEM, M.; ZHAO, W.; DYER, S.; QIU, X.; BRADY, D. Carbonate acidizing: Modeling, analysis, and characterization of wormhole formation and propagation. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 131, 18-33, july, 2015.

GHOSH, V. **Matrix Acidizing Parallel Core Flooding Apparatus**. Master's thesis, Texas A & M University, Texas, 2013.

JIA, C.; HUANG, T.; YAO, J.; XING, H.; ZHANG, H. Effect of Isolated Fracture on the Carbonate Acidizing Process. **Frontiers**, China, v. 9, july, 2021.

KHALIL, R.; EMADI, H.; ALTAWATI, F. Investigating the effect of matrix acidizing injection pressure on carbonate-rich Marcellus shale core samples: an experimental study. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 11, 725–734, November, 2021.

NASR-EL-DIN, H.; CHESSON, J.; CAWIEZEL, K.; DEVINE, C. Lessons Learned and Guidelines for Matrix Acidizing With Viscoelastic Surfactant Diversion in Carbonate Formations. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, San Antonio, Texas, USA, September, 2006.

ZHAO, L.; WANG, R.; LIU, P.; LIANG, C.; ZOU, H.; LUO, Z. Experimental and Numerical Evaluation of Acidizing Effect Duration for Diverting Acids in Reservoirs. **Chemistry and Technology of Fuels Oils**, China, v. 56, 254–270, June, 2020.