

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Influência das condições térmicas na acidificação de rochas carbonáticas: estudo de casos

AUTORES:

Maria Carolina Neves Silva, Cinthya Gabrielli de Araújo Souza, Paulo Henrique Alves de Azevêdo, Dennys Correia da Silva, Marcos Allyson Felipe Rodrigues, Alcides de Oliveira Wanderley Neto

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

INFLUÊNCIA DAS CONDIÇÕES TÉRMICAS NA ACIDIFICAÇÃO DE ROCHAS CARBONÁTICAS: ESTUDO DE CASOS

Resumo

A indústria petrolífera direciona seus recursos para a exploração e produção de petróleo e gás natural a fim de atender à crescente demanda energética global. No entanto, as atividades de exploração e perfuração são dispendiosas. Dessa forma, o desenvolvimento de técnicas eficazes para aumentar a produção de hidrocarbonetos torna-se fundamental. Uma dessas técnicas é a acidificação de matriz, que consiste na injeção de fluidos ácidos em formações rochosas abaixo da pressão de fraturamento dos reservatórios, resultando na formação de canais condutivos chamados de *wormholes*, os quais melhoram a permeabilidade e, consequentemente, aumentam a produção de petróleo. A temperatura desempenha um papel crítico nessa técnica, afetando tanto a cinética da reação quanto o coeficiente de difusão. Em temperaturas mais elevadas, a reação dos ácidos com a rocha ocorre de forma mais rápida, o que pode melhorar a recuperação da permeabilidade. No entanto, problemas como o aumento da corrosão de equipamentos e a formação de produtos secundários que prejudicam a eficácia do tratamento podem surgir. Portanto, a acidificação de carbonatos requer uma análise detalhada e uma seleção cuidadosa de técnicas para otimizar o processo sob diferentes condições térmicas. Considerando esse contexto, este trabalho oferece uma avaliação crítica de estudos recentes da literatura, avaliando e comparando estratégias de acidificação de rochas carbonáticas sob diferentes condições de temperatura.

Palavras-chave: petróleo, acidificação, temperatura, ácido.

Abstract

The oil industry allocates its resources to the exploration and production of oil and natural gas to meet the growing global energy demand. However, exploration and drilling activities are costly. Therefore, the development of effective techniques to enhance hydrocarbon production is essential. One such technique is matrix acidizing, which involves injecting acidic fluids into rock formations below the reservoir's fracturing pressure, resulting in the formation of conductive channels known as wormholes. These wormholes improve permeability and, consequently, increase oil production. Temperature plays a critical role in this technique, affecting both the reaction kinetics and the diffusion coefficient. At higher temperatures, the reaction of acids with the rock occurs more rapidly, which can enhance permeability recovery. However, issues such as increased equipment corrosion and the formation of secondary products that hinder treatment efficacy may arise. Therefore, carbonate acidizing requires a detailed analysis and careful selection of techniques to optimize the process under different thermal conditions. In this context, this work provides a critical assessment of recent literature, evaluating and comparing strategies for acidizing carbonate rocks under various temperature conditions.

Keywords: petroleum, acidizing, temperature, acid.

Introdução

A indústria petrolífera desempenha um papel preeminente na economia mundial, sendo responsável pela produção de fontes de energia e insumos para a indústria petroquímica. Assim, há uma constante busca por métodos que otimizem a produção de petróleo (CAMPOS, 2022).

Os reservatórios de petróleo são formações rochosas capazes de acumular hidrocarbonetos em seu interior. Esta capacidade de armazenamento deve-se à permeabilidade e porosidade da rocha, que permitem a retenção de óleo e gás. Aproximadamente 40% das reservas convencionais de petróleo e gás encontram-se em reservatórios formados por rochas carbonáticas (ARRUDA, 2023).

Durante o ciclo de vida de um poço de petróleo, desde a sua construção até o abandono, podem ocorrer fenômenos indesejados que afetam a permeabilidade nas proximidades do poço. Esse fenômeno é denominado "dano à formação". Nesse contexto, as operações de estimulação de poços são amplamente empregadas para aumentar a produção, eliminando o referido dano. Estas operações melhoram a permeabilidade da formação ao criar canais na rocha, chamados *wormholes* (buracos de minhoca), facilitando o fluxo dos fluidos (CAMPOS, 2022).

Uma das técnicas de estimulação mais utilizadas é a acidificação de matriz, que consiste na injeção de fluidos ácidos em formações rochosas abaixo da pressão de fraturamento dos reservatórios, com o objetivo de aumentar a permeabilidade em áreas localizadas a poucos metros ao redor do poço (BEZERRA et al., 2022).

O ácido mais comumente utilizado nesse método é o ácido clorídrico (HCl), devido ao seu baixo custo e alta taxa de reação. Ao ser injetado, ele elimina sólidos formados durante a vida do poço e cria novos caminhos para facilitar o fluxo dos fluidos. O HCl reage com a rocha e remove sólidos que podem obstruir os canais de fluxo de hidrocarbonetos ou danificar os equipamentos no interior do poço (CAMPOS, 2022).

A acidificação de matriz pode ser afetada por diversos fatores, sendo a temperatura do reservatório um dos mais significativos. Esta temperatura pode variar consideravelmente conforme a profundidade e a localização geográfica do reservatório, exercendo impacto direto na velocidade das reações, na solubilidade dos produtos resultantes dessas reações, bem como na formação de precipitados indesejados (QUEIROZ et al., 2022).

Metodologia

Para a elaboração deste trabalho, foi realizada uma pesquisa nas bases de dados acadêmicas *ScienceDirect* e *Google Scholar* com o objetivo de reunir os debates que integram o estudo sobre o efeito da temperatura no processo de acidificação de rochas carbonáticas.

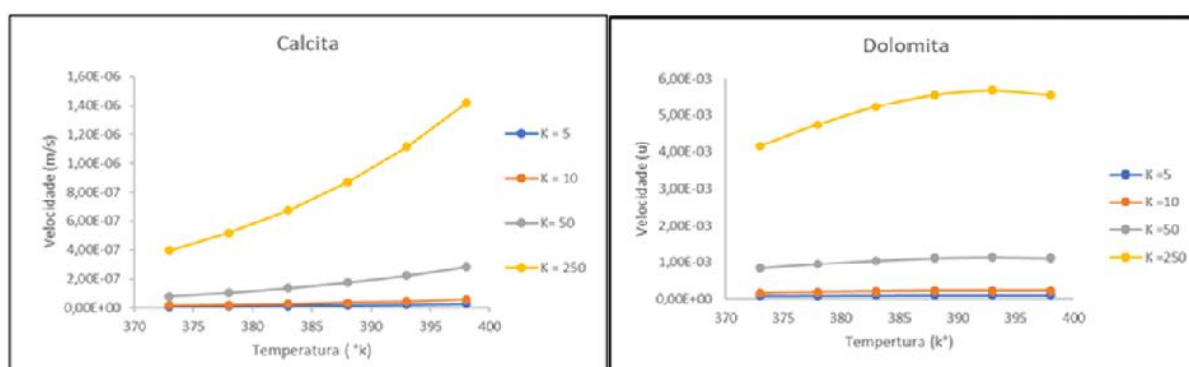
Resultados e Discussão

A reação envolvida durante a acidificação de matriz é extremamente dependente da temperatura. Dessa forma, diversos autores da comunidade científica têm estudado o efeito da temperatura do

reservatório no processo de acidificação de rochas carbonáticas, visto que a desconsideração da temperatura pode resultar em projetos não otimizados ou falhas em operações de acidificação.

Com base na modelagem apresentada por *Economides* (2000), Queiroz et al. (2022) analisaram a influência da temperatura na velocidade ótima de injeção. Para avaliar a influência dos principais parâmetros na taxa de injeção ótima, foram feitos estudos numéricos da variação da temperatura num intervalo de 100 °C a 124 °C, tendo avaliado o comportamento a cada 5 °C, em calcita e dolomita. Os resultados, apresentados na Figura 1, mostraram que a temperatura impactou tanto na velocidade ótima de injeção para a calcita quanto para a dolomita. Também foi possível observar que a velocidade aumentou com a temperatura, de forma mais acentuada para a calcita. Na dolomita, foi observada uma estabilização a uma temperatura de aproximadamente 120 °C.

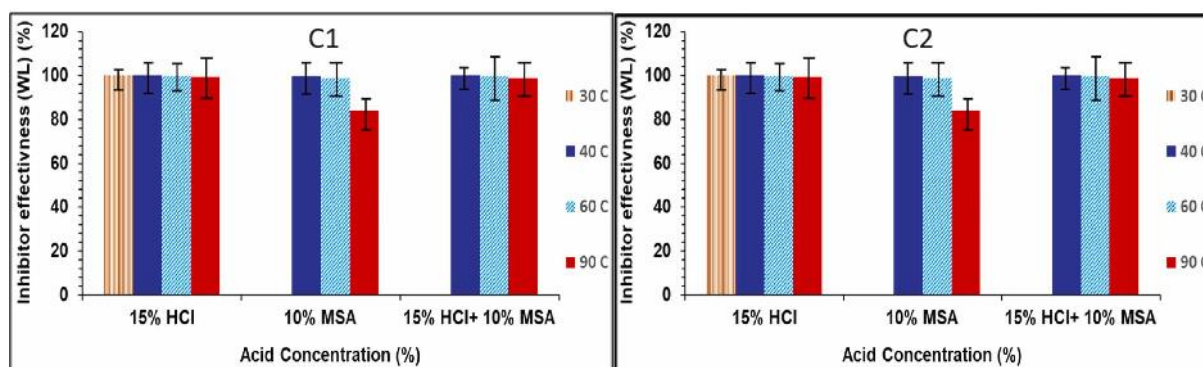
Figura 1- Velocidades de injeção em função da temperatura em diferentes permeabilidades, para o mineral calcita e dolomita.



Fonte: Queiroz et al., 2022

Alharbi et al. (2024) sintetizaram, caracterizaram e testaram dois novos inibidores de corrosão (C1 e C2) na acidificação de rochas carbonáticas nas temperaturas 30 °C, 40 °C, 60 °C e 90 °C. Para o experimento, solubilizaram diferentes quantidades de cada inibidor de corrosão em solução de HCl a 15% m/m, solução de ácido metanossulfônico (MSA) a 10% m/m e numa mistura de solução dessas duas soluções. Os resultados, apresentados Figura 2, mostraram que os percentuais de eficiência dos inibidores C1 e C2 em concentrações de 100 ppm foram de aproximadamente 100% a 30 °C, 40 °C e 60 °C. Quando o mesmo estudo foi realizado a uma temperatura de 90 °C, houve uma diminuição não significativa nos valores de eficiência de inibição, tornando C1 e C2 muito estáveis e adequados para aplicações em alta temperatura.

Figura 2- Percentuais de corrosão da solução com inibidores C1 e C2 a 30 °C, 40 °C, 60 °C e 90 °C.



Fonte: Alharbi et al., 2024

Reyes et al. (2020) estudaram o efeito de aditivos em diferentes concentrações de ácido clorídrico, de 15% a 28% m/v, na acidificação de rochas carbonáticas, variando-se a temperatura de aproximadamente 65,5 °C a 148,9 °C e a taxa de injeção de 0,5 mL/min a 10 mL/min. Os resultados mostraram, através de imagens de tomografia computadorizada, que a integridade da rocha foi mantida mesmo sob condições extremas, como injeção de vazão extremamente baixa ou temperatura superior a 148,9 °C. Embora os sistemas ácidos tenham demonstrado resultados promissores, os autores não especificaram os aditivos utilizados.

Em um estudo conduzido por Daefler et al. (2018), foram desenvolvidos e avaliados dois sistemas ácidos monofásicos com ação retardada, capazes de reagir com rochas carbonáticas em taxas de reação mais baixas. Esses sistemas foram comparados com uma emulsão ácida e ácido clorídrico convencional. Os pesquisadores injetaram as soluções ácidas em amostras de rocha carbonática, mantendo a pressão do sistema em 1200 psi e temperaturas próximas a 93 °C e 149 °C. Concluíram que o ácido retardado monofásico apresenta desempenho semelhante ao ácido emulsionado. Essas observações são confirmadas até aproximadamente 149 °C. No entanto, os componentes e as composições específicas dos sistemas ácidos não foram especificadas.

Wanderley Neto et al. (2021) investigaram o uso de tensoativos não iônicos em fluidos ácidos à base de HCl 15% (m/m). Os tensoativos estudados incluíam nonilfenóis polietoxilados com onze, quarenta e cem grupos etoxilados. O estudo avaliou a estabilidade desses tensoativos em meio ácido e a taxa de reação em rochas carbonáticas. Os resultados indicaram que esses tensoativos retardam significativamente a reação em diferentes condições de temperatura. Quanto menor a temperatura, menor foi a taxa de reação encontrada para nonilfenóis polietoxilados com quarenta e cem grupos etoxilados. Enquanto para os nonilfenóis polietoxilados com onze grupos etoxilados, a temperatura precisou ser um pouco mais alta, indicando também uma influência no grau de etoxilação.

Conclusões

Este trabalho apresenta um estudo de casos acerca dos efeitos da temperatura na acidificação de matriz como método de estimulação de poços de petróleo. Concluiu-se que a eficiência deste método é sensivelmente afetada pela variação da temperatura. Variações na temperatura podem exercer impacto direto na velocidade das reações ácido-rocha, no poder de corrosão do ácido utilizado e na formação dos *wormholes*. Dessa forma, este estudo pode inspirar o desenvolvimento de novas metodologias para

aprimorar a eficácia da acidificação e investigar a influência das condições térmicas, adicionando informações valiosas ao campo da geologia e da engenharia de reservatórios.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Laboratório de Tecnologia de Tensoativos e Processos de Separação (LTT/IQ/UFRN) da UFRN por todo o suporte prestado para a realização desse trabalho.

Referências Bibliográficas

ALHARBI, B.; ALJEABAN, N.; GONI, L. K.; MAZUMDER, M. A. J.; CHEN, T.; BUHAEZAH, W.; ALI, S. A. Synthesis and investigation of two new compounds (2-(methoxymethyl)- 1-phenyl-2-propen-1-one and 2-(methoxymethyl)- 1-(4-methoxyphenyl)-2-Propen-1-one) as corrosion inhibitors for mild steel in acidic solutions at elevated temperature. **International Journal of Electrochemical Science**, v. 19, n. 3, p. 100508, 2024.

ARRUDA, G. M.. Desenvolvimento e avaliação de soluções ácidas contendo Nonilfenóis Polietoxilados e etanol para acidificação de carboidratos. 2023.

BEZERRA, I. N.; DA SILVA, M. G. R.; FARIAS, K. V.. Acidificação de Matriz Como Um Método de Estimulação de Poços de Petróleo—Estado da Arte. 2022

CAMPOS, T. L.; SACRAMENTO, A. R; DIAS, G. D. S.; AUM, P. T. P.; PONTES, E. T. C.; NEYRA, J. R.. Ácidos Espumados: Influência da Qualidade da Espuma na Divergência. 2022.

DAEFFLER, C. S.; DEL VALLE, J. F.; KARIAMPALLY, J.; ELKHOORY, J. E.; MAX, N.; PANGA, M. Improving wormholing efficiency in carbonates with a novel system based on hydrochloric acid. In: **SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control**. SPE, 2018. p. D012S007R001.

DOS SANTOS, Y. R. P.; CAVALCANTI, A. W. A.; MENESES, M. M. M. B.; CHAVES, M. M. N.; JÚNIOR, L. H. B. L.; JORDON, Y.; DA SILVA, D. W. Acidificação de matriz em reservatórios de petróleo utilizando ácidos orgânicos: uma revisão. **CONTRIBUCIONES A LAS CIENCIAS SOCIALES**, v. 17, n. 3, p. e5652-e5652, 2024.

GOMES, K. H. DE L. Análise dos métodos de exploração de petróleo em campos maduros. 2022.

REYES, E.; BEUTERBAUGH, A.; ASHCRAFT, P.; PIRES, R.; ALTHOFF, H. Retarding HCl acid reactivity without gelling agents, emulsifiers, or polymers for low to high temperature acidizing applications. In: **SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control**. SPE, 2020. p. D011S005R004.

QUEIROZ, S. D. S.; SALES, D. W. M.; SILVEIRA, L. S. D.; NASCIMENTO, P. L. F.; RODRIGUES, S. D. C.; CORREA, A. A.; AUM, P. T. P. Acidificação de Carbonatos-a Influência da Temperatura na Velocidade de Injeção Ótima. 2022.

WANDERLEY NETO, A. D. O.; DA SILVA, D. C.; ARRUDA, G. M.; DA HORA, L. F.; RODRIGUES, M. A. F. Chemical study of the application of nonionic surfactants nonylphenol in delaying the acidizing reaction of carbonate matrices. **Journal of Dispersion Science and Technology**, v. 43, n. 13, p. 1901-1908, 2022.