

11º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ACIDIFICAÇÃO DE CARBONATOS - A INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA VELOCIDADE DE INJEÇÃO ÓTIMA

AUTORES:

Sávio de Souza Queiroz¹, Danylle Weslla Maria Sales², Larissa Silva da Silveira³, Samuel da Cruz Rodrigues¹, Pedro Leonam de Freitas Nascimento¹, Alex Albino Correa¹, Jair Rodrigues Neyra¹, Pedro Tupã Pandava Aum¹

INSTITUIÇÃO:

¹Engenharia de Exploração de Produção de Petróleo, Campus Salinópolis, Universidade Federal do Pará (UFPA).

²Laboratório de Ciência e Engenharia de Petróleo, Campus Salinópolis, Universidade Federal do Pará (UFPA);

³Laboratório de Operações e Tecnologias Energéticas Aplicadas na Indústria do Petróleo, Campus Salinópolis, Universidade Federal do Pará (UFPA).

ACIDIFICAÇÃO DE CARBONATOS – A INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA VELOCIDADE DE INJEÇÃO ÓTIMA

Resumo

A efetividade da produção de óleo e gás depende das características do reservatório, dos fluidos produzidos e da capacidade do poço. A acidificação de poços é um dos métodos de estimulação que visa aumentar a produtividade. Quando aplicada em formações carbonáticas tende a dissolver a matriz dos minerais e atravessar a região danificada por meio da criação de canais conhecidos como *wormholes*. A formação dos canais se dá em decorrência do equilíbrio entre reação-difusão-advecção do ácido no meio poroso. Contudo, a reação é extremamente dependente da temperatura. Assim, não considerar a temperatura pode levar a projetos não otimizados ou falhas em operações de acidificação. Este trabalho tem o objetivo de analisar a influência da temperatura do reservatório na velocidade de injeção ótima do ácido em formações carbonáticas de calcita e dolomitas. Para isso utilizou-se o modelo de estimativa da vazão ótima apresentado em Economides (1999). Realizaram-se diversos experimentos numéricos, analisando os principais parâmetros de influência na taxa de injeção ótima. Os resultados mostraram que com o aumento da temperatura, assim como da permeabilidade, a velocidade ótima de injeção do ácido aumenta, proporcionando melhores resultados e potencializando a sua reação tanto para calcita quanto para dolomita. Observou-se que com a variação dos parâmetros da dolomita a velocidade de injeção foi maior em relação as mesmas mudanças considerando a calcita, mesmo ambas sendo carbonatos. Desse modo, a simulação desenvolvida neste trabalho possibilita encontrar a velocidade de injeção de ácido ideal para campos onde existem diferentes temperaturas e permeabilidades nas zonas de interesse.

Palavras-chave: Temperatura, velocidade, injeção, produção.

Abstract

The effectiveness of oil and gas production depends on the characteristics of the formation drilled, the fluids produced and the well capacity, this well productivity can be improved with stimulations that aim to increase the permeability of the zones near the well. Well acidizing is one of the stimulation methods that aim to increase this productivity, when applied in carbonate formations it tends to dissolve the matrix of minerals and cross damages by creating channels known as wormholes. Although acidization in different types of carbonates has similar injection parameters, the success of stimulation may depend on the type of carbonate in the formation and on how these parameters influence the dissolution of that mineral. This work aims to analyze the influence of reservoir temperature on acid injection rate in calcite and dolomite formations, to observe how changing this parameter affects different carbonate types. For this purpose, a detailed mathematical analysis of the main parameters influencing the optimum acid injection rate was performed. The results showed that with the increase in temperature, as well as in permeability, the optimal acid injection velocity is increased. However, the variation on optimal velocity of the dolomite was higher than calcite. Thus, the simulation developed in this work makes it possible to find the ideal acid injection velocity for fields where there are different temperatures, composition, and permeabilities.

Keywords: Temperature, speed, injection, production.

Introdução

Na indústria do petróleo, a viabilidade do desenvolvimento de um campo petrolífero está associada às propriedades mecânicas e permoporosas da formação rochosas, bem como das características do fluido produzido. O desenvolvimento e a aplicação de técnicas capazes de aumentar a produtividade dos poços é de suma importância para garantir a atratividade econômica do campo (PINTO, 2018).

Nesse contexto, as operações de estimulação de poços são desafiadoras e necessitam de estudos apurados sobre os fatores que afetam a produção do poço e métodos que podem resolver tais problemas. As operações de estimulação em poços são técnicas utilizadas em jazidas portadoras de hidrocarbonetos de forma a aumentar sua permeabilidade, favorecendo a produção. As operações de estimulação classificam-se em: acidificação de matriz; fraturamento hidráulico; e fraturamento ácido (Aum, 2021).

A estimulação de matriz é uma técnica na qual um solvente é injetado na formação para dissolver alguns dos materiais presentes e, portanto, recuperar ou aumentar a permeabilidade na região próxima ao poço. Estes tratamentos são chamados de tratamentos de “matrizes” porque os solventes são injetados em pressões abaixo da pressão de fratura da formação. O objetivo é melhorar ou recuperar a permeabilidade na região do reservatório nas proximidades do poço. O tratamento de estimulação de matriz mais comum é a acidificação, em que uma solução ácida é injetada para dissolver minerais na formação. No entanto, outros solventes também podem ser usados (ECONOMIDES, 2000).

Carbonatos rochas sedimentares, com composição majoritária de minerais de cálcio, sendo os principais a calcita - $CaCO_3$, a aragonita - $CaCO_3$, cristalizado em sistema ortorrômbico e a dolomita - $CaMg(CO_3)_2$ (Ahr, 2010). Segundo Economides (2000), o transporte de fluxo reativo e a reação em carbonatos resultam na formação de canais condutores de fluxo, denominados *wormhole*.

A formação de *wormhole* acontece devido a heterogeneidade natural do meio poroso e do processo de dissolução do mineral formador da matriz pelo ácido injetado. Uma vez formados, os canais oferecem uma maior condutividade ao fluxo de fluido desejado. A estrutura do *wormhole* tem dependência direta da taxa da injeção, das propriedades do fluido e do mineral que formam a matriz. Com taxas de injeção baixas, o ácido é consumido predominantemente na face de injeção, sem que haja a formação de um canal preferencial. Em vazões de injeção mais altas, há a formação de um canal que pode ser cônico ou ramificado a

depende da vazão. Além destes, existe um ponto ótimo, onde o canal formado é mais fino, menos ramificado e que se tem o menor consumo de ácido para uma determinada penetração na formação rochosa. Este padrão ótimo, é conhecido como *wormhole* dominante.

A característica fundamental que diferencia a acidificação em arenito para a acidificação em carbonatos é a fração solúvel de HCl. Se em uma rocha a solubilidade de HCl for menor que 20%, ou seja como em arenitos, é indicado o uso de HCl-HF. Já em formações que são bastante solúveis em HCl, como grande parte das calcitas e dolomitas, é aplicado a acidificação com HCl sem HF. Deste modo, na acidificação em carbonato é fundamentada entendermos qual o padrão de dissolução que será gerado e as condições que irão influenciar neste padrão de dissolução, como por exemplo a temperatura (ECONOMIDES, 2000). No processo de acidificação de carbonato, a temperatura afeta principalmente a cinética da reação e o coeficiente de difusão. É importante lembrar que a maioria das reações químicas é afetada pela temperatura, uma vez que a temperatura está relacionada ao grau de agitação das moléculas. O aumento da temperatura favorece mais colisões e, conseqüentemente, aumenta o processo reativo (Aum, 2021).

Este trabalho tem o objetivo de analisar a influência da temperatura do reservatório na velocidade de injeção ótima do ácido em formações carbonáticas, avaliando a reatividade para a calcita e dolomita.

Metodologia

Para avaliar a velocidade ótima de injeção, utilizou-se o modelo apresentado em Economides (1999). A Equação 1, apresenta a fórmula para o número de Damkohler, que nos dá uma razão entre a contribuição reativa e a advectiva. Na equação 1, C_0 representa a concentração inicial do ácido, α será a ordem da reação e E_f é a constante da reação.

$$Da = \frac{E_f C_0^\alpha}{u} \quad (1)$$

Reorganizando a equação 1, teremos a velocidade de injeção explicitada. Esta equação será utilizada para determinarmos o ponto ótimo da velocidade.

$$u = \frac{E_f C_0^\alpha}{Da} \quad (2)$$

O número de Damköhler tem relação com a tamanho médio dos poros (A_t) através da Equação 3, onde

k é a permeabilidade. Esta equação é apresentada em Economides (1999) e deve ser utilizada com valores de At e k em cm².

$$Da = \frac{1}{k} \left[\frac{At}{0,93} \right]^{\frac{3}{2}} \quad (3)$$

É importante destacarmos que a Equação 3 é apresentada como uma correlação experimental obtida com dois diferentes tipos de calcitas e dolomitas, de forma que, segundo Economides (1999)

Em seguida calculamos a taxa de reação do ácido com o mineral, dada por:

$$Ef = Ef_0 \exp\left(-\frac{\Delta E}{RT}\right) \quad (4)$$

Onde Ef_0 é um fator pre-exponencial, ΔE é energia de ativação, R é constante dos gases, os respectivos valores estão na Tabela 2, e T é a temperatura do reservatório.

Finalmente, as equações (3) e (4) foram substituídas na equação (2) para encontrarmos a velocidade ótima de injeção para cada temperatura. Para avaliar a influência da temperatura em um reservatório de carbonato desenvolvemos um modelo de simulação no Excel que possibilitou explorarmos diversos cenários. A Tabela 1 apresenta as características utilizadas nas análises realizadas.

Tabela 1 - Características sintéticas do reservatório.

Permeabilidade (mD)	5-250
Temperatura (k)	375- 398
Espessura do Reservatório (ft)	30
Diâmetro do poço aberto (in)	6
Área da seção transversal do poro (cm ²)	0,000000144

Fonte: Economides, 2000.

Também analisamos o comportamento da velocidade ótima de injeção com relação ao tipo de mineral constituinte da matriz e com relação a permeabilidade. Para isto variamos a permeabilidade em 5, 10, 50 e 250mD e utilizamos as constantes do modelo de reação Mineral-HCl, apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Constantes dos modelos de reação Mineral-HCl.

Mineral	α (ordem da reação)	$E f^0$ (taxa de reação inicial) $\left\{ \frac{\text{kgmolHCl}}{\text{m}^2\text{s} \left(\frac{\text{kgmolHCl}}{\text{m}^3 \text{ de solução ácida}} \right)^\alpha} \right\}$	$\Delta E/R$ (K)
Calcita (CaCO_3)	0,63	$7,291 \times 10^{-7}$	$7,55 \times 10^3$
Dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$)	$\frac{6,18 \times 10^{-4} T}{1 - 2 \times 10^{-3} T}$	$\frac{9,4 \times 10^{11}}{1000^\alpha}$	$11,32 \times 10^3$

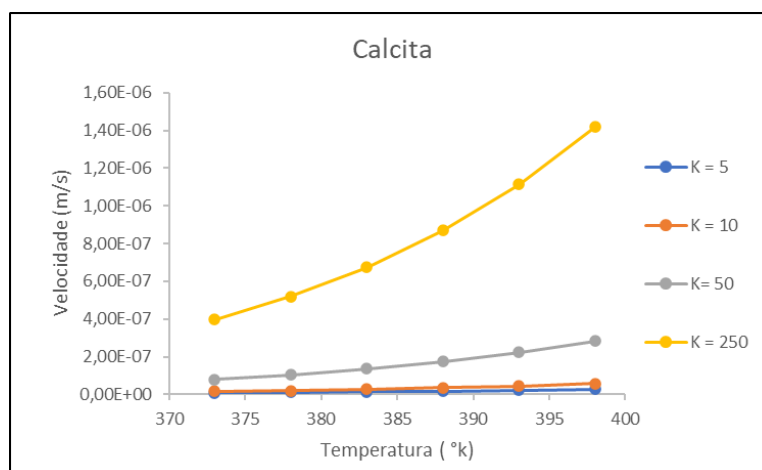
Fonte: Economides, 2000.

A análise da velocidade ótima em função da temperatura foi realizada, variando-se a temperatura de 5 em 5 graus, de 373 à 398K (~124°C), para a calcita e dolomita nas diferentes permeabilidades.

Resultados e Discussão

A Figura 1, mostra os resultados obtidos da velocidade ótima de injeção, como função da temperatura, para diferentes permeabilidades.

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

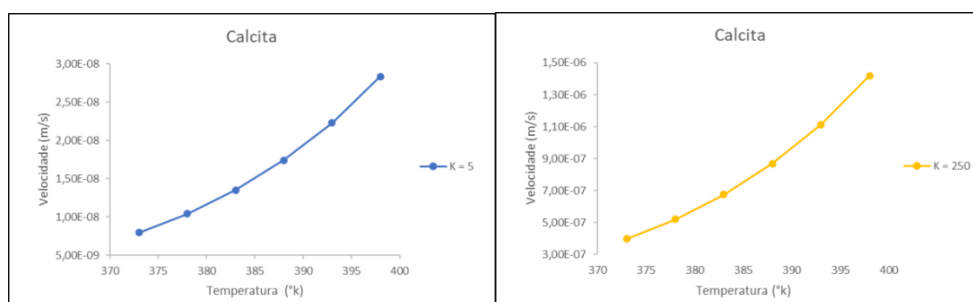


Fonte: Autor.

Podemos observar que à medida que aumenta a temperatura, também há um aumento

com relação a velocidade ótima. Isso decorre, pois há um efeito compensatório amarrado ao número de Damkoholer de ao aumentarmos a reatividade (que aumenta com a temperatura) haja um aumento no termo advectivo. Um ponto importante é que apesar de parecerem diferentes as curvas possuem o mesmo padrão, alterando-se apenas a amplitude das velocidades para cada rocha. Isso pode ser melhor observado plotando os gráficos em separado do caso com as permeabilidades contrastantes, 5 e 250mD, conforme apresentado na Figura 2.

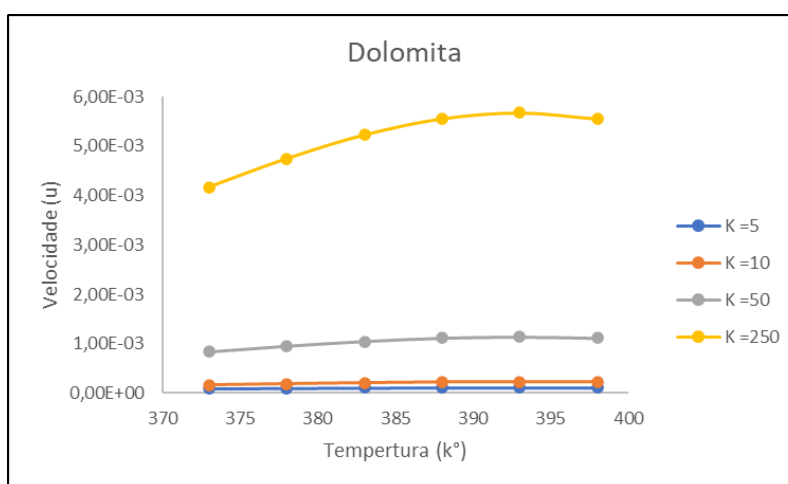
Figura 2 – Velocidades de injeção em função da temperatura para as permeabilidades 5 e 250mD, para o mineral calcita.



Fonte: Autor.

A Figura 3, apresenta os resultados obtidos para dolomita. Observa-se o mesmo padrão de velocidade, aumentando com a temperatura. Contudo, percebeu-se que para temperaturas maiores que 393K (~120°C) a velocidade de injeção de ácido tende a estabilizar, com leve decréscimo.

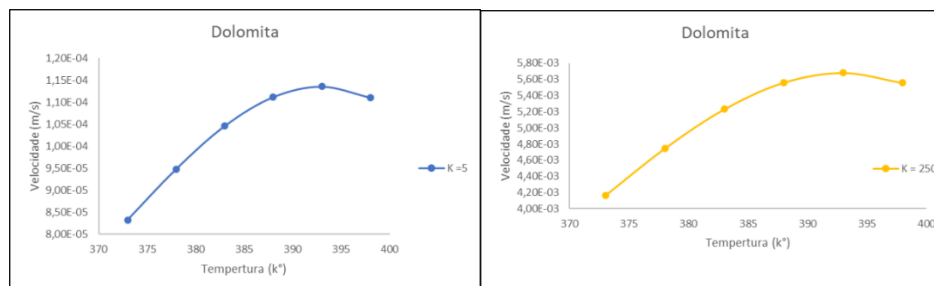
Figura 3 – Velocidades de injeção em função da temperatura em diferentes permeabilidades, para o mineral dolomita.



Fonte: Autor.

Na Figura 4, observamos que o comportamento das curvas de 5 e 250 mD, plotadas separadamente. Também podemos observar que o padrão das curvas é idêntico, tendo variação apenas a magnitude das permeabilidades.

Figura 4 – Velocidades de injeção em função da temperatura para as permabilidades 5 e 250mD, para o mineral dolomita.



Fonte: Autor.

Comparando os resultados da calcita e dolomita, percebemos que a velocidade de injeção na calcita é mais alta que para a dolomita. Isso é decorrência da maior taxa de reação apresentada pela calcita.

É importante observarmos as limitações do modelo apresentado, uma vez que a reação de dissolução do mineral em HCl é heterogênea e pode ser limitada por reação ou pela difusão dependendo da temperatura, não sendo bem capturado por um modelo simplificado. Aos interessados, sugerimos que consultem os capítulos 16 e 17 do Economides (2000).

Conclusões

Neste trabalho, analisamos o comportamento da velocidade ótima de injeção, com base na modelagem apresentada em Economides (2000). Foram realizados experimentos numéricos, analisando o impacto da temperatura e da permeabilidade. Os resultados mostraram que a temperatura impacta tanto na velocidade ótima de injeção para a calcita, quanto para a dolomita. Também podemos observar que a velocidade aumenta com a temperatura, de forma mais acentuada para a calcita. Na dolomita observamos uma estabilização a uma temperatura de 393K (~120°C). Também verificamos que o aumento da permeabilidade, faz com que haja um aumento na velocidade ótima de injeção tanto para a dolomita, quanto para a calcita.

Agradecimentos

Este trabalho foi elaborado como atividade da disciplina de acidificação de poços (2022.2), ministrada na Universidade Federal do Pará.

Agradecemos ao nosso orientador, o Engenheiro de Petróleo Jair Rodrigues Neyra, por nos guiar na produção deste trabalho e nos incentivar, apoiar e compreender.

Ao nosso Professor Pedro Tupã Pandava Aum, por nos passar o conhecimento necessário para que este trabalho fosse realizado, além de nos incentivar e ser um exemplo para todos nós.

Aos nossos amigos e familiares por todo apoio e incentivo, sem vocês nada disso seria possível.

Referências Bibliográficas

AHR, W. M. Geology of carbonate Reservoirs. **The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks**. New Jersey: John Wiley & Sons, 2018.

ARGÔLO, L.A. C. et al. Simulação física da acidificação em rochas do tipo arenítica e carbonática direcionada para poços injetados de água. **Cadernos de graduação**, Alagoas, v.6, n.2, p. 91-100, 2020.

Aum, P. T. P., Aum, Y. K. P. G., de Andrade Araújo, E., de Almeida Cavalcante, L., da Silva, D. N. N., dos Santos Lucas, C. R., & de Castro Dantas, T. N. (2021). Evaluation of oil-in-water microemulsion base ethoxylated surfactant under acid conditions. *Fuel*, 290, 120045.

PINTO, C.B.M. et al. Eficiência do HCL na acidificação da matriz carbonática. **Cadernos de graduação**, Alagoas, v.5, n.1, p. 95-102, 2018.

ECONOMIDES, Michael J. NOLTE, kenneth G. **Reservoir stimulation**. 3. Ed. 2000.