

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE COMPARATIVA DA POROSIDADE APÓS A ACIDIFICAÇÃO DE AMOSTRAS DE ROCHAS CARBONÁTICAS

AUTORES:

Vitória Camila Paixão dos Santos, Denildo Junio Rodrigues da Silva, Vanessa Limeira Azevedo Gomes

INSTITUIÇÃO:

Centro Universitário Tiradentes UNIT-AL

ANÁLISE COMPARATIVA DA POROSIDADE APÓS A ACIDIFICAÇÃO DE AMOSTRAS DE ROCHAS CARBONÁTICAS

Abstract

Oil is found in some sedimentary basins, both land and sea, following the exploration and production (E&P) stages. Linked to these phases are prospecting to find the most likely area of oil accumulation, and soon thereafter drilling, appraisal of the formation, well completion and production. During these activities, some problems may occur, causing damage to the training. Formation damage can be defined as a type of barrier to production in the reservoir region near the well, restricting the maximum natural production of fluids, as it permanently or temporarily reduces the permeability of formation in the vicinity of the well. To remove this damage, well stimulation techniques such as matrix acidification and hydraulic fracturing are applied. The acidification of the matrix consists of injecting acids below the fracture pressure of the formation, causing the damage to be removed and, consequently, the productivity rate of the well to increase. Thus, the objective of this work was to verify the efficiency of hydrochloric (HCl) and acetic (CH_3COOH) acids in carbonate rock samples and to make a comparative analysis of the porosity of these rocks after acidification with these acids. Initially, the carbonate rock samples were collected and the acidic solutions with concentrations of 5% and 10% of were prepared. The mass of rocks before and after acidification was measured to calculate porosity, considering the specific mass of the rock and acids and the constant volume. As a result, it was observed that with the injection of HCl, at a concentration of 5%, the porosity obtained was 23,76%. For the acetic acid, the porosities obtained were 13,03% for the 5% solutions. Acidification with HCl caused a reaction with the minerals calcite and dolomite, dissolving them and, in the case of CH_3COOH , precipitates may have formed

Introdução

O petróleo é encontrado em algumas bacias sedimentares tanto terrestres quanto marítimas após o processo de exploração. Nessa fase são feitas as etapas de prospecção, a fim de encontrar a área mais provável de acumulação de óleo. Após as pesquisas apontarem grande probabilidade de acumulação de hidrocarbonetos, inicia-se a fase de perfuração e posteriormente a completação. (THOMAS, 2004)

Os reservatórios são constituídos de rochas porosas, saturadas por fluidos, a uma determinada temperatura e pressão, sabendo que a viabilidade do desenvolvimento de um campo petrolífero está associada às propriedades mecânicas e permoporosas da formação, assim como, as características do fluido produzido (JAHN, 2012). Essas rochas podem ter diferentes níveis de profundidade, após a perfuração de um poço, é feita algumas operações para seu condicionamento e a partir disso é iniciada a extração do óleo ou gás. O escoamento pode ser muito pequeno devido à baixa permeabilidade, exigindo, assim, métodos para o aumento da produtividade, denominados de operações de estimulação.

A operação de estimulação de poços tem sido utilizada em larga escala para aumentar a produtividade ou injetividade de um poço de petróleo. Esse tipo de operação aumenta a

permeabilidade da formação através de canais condutivos ou através da remoção do dano *skin* ou efeito película (PEREIRA, 2016). Para entender o mecanismo dos métodos de estimulação é necessário compreender o comportamento do escoamento em meios porosos e que tenha conhecimento de suas principais características, como, por exemplo, porosidade e permeabilidade.

A acidificação consiste em injetar uma solução ácida na formação para remover partículas sólidas dos fluidos de perfuração e completação que estão no caminho do fluxo do óleo, prejudicando o escoamento (SILVA, 2017). Um dos pontos mais críticos da operação de acidificação é o controle da reação ácido-rocha, pois a elevada velocidade da reação faz com que o ácido seja todo consumido na região próxima ao poço, fazendo com que o tratamento ácido não atinja a distância desejada. Dessa maneira, as regiões com dano podem não ser ultrapassadas (AUM, 2011).

A solução ácida é injetada pelo interior do tubo de injeção até a rocha reservatório, a pressão de injeção deve ser maior que a pressão de poro da rocha para que o fluido invada os poros do reservatório e dissolva o material do interior, aumentando o volume dos poros (KALFAYAN, 2000). A reação não aumentará apenas o volume dos poros como criará novos canais de conexão, facilitando o escoamento do óleo. Após a acidificação, os produtos da reação devem ser recuperados, com o objetivo de remover precipitados insolúveis formados na reação (THOMAS, 2004).

A depender das condições da formação e dos danos relacionados à mesma, podem ser utilizados solventes durante a injeção, ao invés de ácidos. A utilização do método de acidificação deve ser estudada, detalhadamente, antes da aplicação da técnica, uma vez que dependendo das características da formação podem ser escolhidos diferentes tipos de tratamento. Caso a formação rochosa seja constituída principalmente de carbonatos (mais de 20% dos componentes são solúveis em ácido clorídrico 15%), o ácido que deve ser utilizado na acidificação é o ácido clorídrico. Quando a formação rochosa é formada de arenitos (rochas constituídas de feldspato, argilas ou quartzo, com solubilidade em ácido clorídrico 15% inferior a 20%), a acidificação baseia-se principalmente na injeção de ácido fluorídrico (TAVARES, 2010). A técnica de acidificação é composta por uma série de estágios, podendo ser precedida ou sucedida por outras etapas onde diferentes substâncias podem ser empregadas com o objetivo de eliminar ou minimizar os subprodutos da reação do ácido com a rocha ou com fluidos da formação (SILVA, 2017).

Segundo Rosa et al. (2006), a porosidade é definida como a relação entre o volume poroso (V_p) e o volume total (V_t) do meio poroso, descrita pela Equação 01, o valor da relação é dado em porcentagem. Sendo assim, a porosidade é a parte de um volume vazio da rocha. Esse volume vazio é importante por ter a capacidade de armazenamento de fluidos, como óleo, água e gases.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{Equação (01)}$$

Neste trabalho, destaca-se a acidificação matricial, que é uma operação na qual o ácido é bombeado para um reservatório a fim de dissolver minerais presentes nas rochas de formação para estimular taxas de produção e injetividade dos poços. A operação de acidificação pode ser feita em arenitos ou carbonatos, porém os objetivos são diferentes. Nos arenitos, tem por finalidade remover o dano na área próxima ao poço. Nas rochas carbonáticas, a operação tem como objetivo ultrapassar a região de dano através de novos canais de condutividade que aumentam o fluxo de hidrocarbonetos do reservatório para o poço.

Assim, o objetivo deste trabalho foi verificar a eficiência dos ácidos clorídrico (HCl) e acético (CH_3COOH) em amostras de rochas carbonáticas e fazer uma análise comparativa da porosidade dessas rochas, após acidificação com esses ácidos.

Metodologia

Os experimentos foram realizados no Laboratório Multidisciplinar em Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes. A Tabela 01 apresenta os materiais utilizados nos ensaios para acidificação da matriz e a Figura 01 mostra a amostra de rocha carbonática utilizada.

Tabela 01 – Materiais utilizados nos testes de acidificação das rochas carbonáticas.

Material	Quantidade
Amostras de Rochas Carbonáticas	4
Balança analítica	1
Vidrarias	-
Placas de petri	1
Pipeta Graduada	1
Ácido Clorídrico	40 mL
Ácido Acético	40 mL

Fonte: Dados dos Autores, 2019.

Figura 01: Amostra de Rocha Carbonática utilizada no experimento.



Fonte: Dados dos Autores, 2019.

No início do experimento, houve a preparação das soluções de 5% de ácido clorídrico (HCl) e ácido acético (CH_3COOH), por meio da Equação (02).

$$C_1V_1 = C_2V_2 \quad \text{Equação (02)}$$

Sendo, C_1 a concentração inicial do solvente, V_1 o volume inicial do solvente, C_2 a concentração final da solução, V_2 é o volume final da solução. A Tabela 02 apresenta o volume dos ácidos clorídrico e acético.

Tabela 02 - Volume dos ácidos HCl e CH₃COOH.

Solução de 5%	Volume
HCl	6,85 mL
CH ₃ COOH	2,50 mL

Fonte: Dados dos Autores, 2019.

Ao pesar as duas amostras de rochas em uma balança analítica, os valores foram anotados para os cálculos de porosidade, posteriormente essas foram imersas em soluções, onde cada rocha foi concentrada em diferentes soluções, simultaneamente. Após aguardar cerca de 1 hora, as rochas foram retiradas das soluções e colocadas na capela para secar. Por fim, foram pesadas novamente, realizado-se o cálculo da porosidade de cada rocha.

Resultados e Discussão

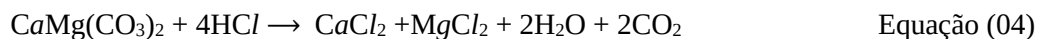
Os resultados obtidos antes e após a acidificação das amostras de rochas carbonáticas estão na Tabela 03. Segundo Renpu (2016), a ação do ácido consiste na dissolução dos carbonatos e reação com os minerais proveniente pela reação com o cimento, liberando os sólidos tamponantes que serão eliminados durante a indução de surgência. Sabe-se que na acidificação de carbonatos, o ácido reage apenas com a rocha e não com o dano. O que é observado devido ao aumento da porosidade, principalmente quando adicionado o ácido clorídrico.

Tabela 03 – Porosidades obtidas antes e depois da acidificação das rochas carbonáticas.

Solução de 5%	Peso _{final} da Rocha(g)	$\phi_{inicial}$	Peso _{final} da Rocha(g)	ϕ_{final}
CH ₃ COOH	1,634	83,63%	1,301	96,66%
HCl	3,908	74,96%	3,865	98,72%

Fonte: Dados dos Autores, 2019.

Segundo Pereira (2016), os carbonatos são rochas sedimentares, de origem clástico, química ou bioquímica, composta principalmente por Calcita (CaCO₃), Dolomita (CaMg(CO₃)₂) e Aragonita (CaCO₃), além de minerais secundários. A atuação do ácido clorídrico (HCl) nas rochas carbonáticas, ocorre na reação com os minerais calcita e dolomitas conforme as Equações (03) e (04).



Já o ácido acético (CH_3COOH) promove a desobstrução dos poros, dissolvendo tanto a calcita quanto a dolomita, conforme as Equações (05) e (06) respectivamente.



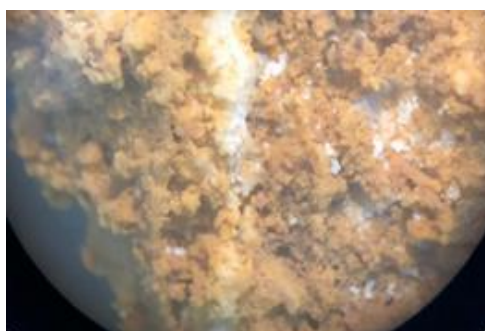
Dessa forma, a ação do HCl nas rochas carbonáticas é mais eficiente em comparação com o CH_3COOH . Para que a eficiência do CH_3COOH seja equivalente à do HCl é necessário duplicar a concentração da solução. As Figuras 02 e 03 apresenta a amostra de rocha carbonática após a ação dos ácidos acético e clorídrico, respectivamente.

Figura 02 - Rocha Carbonática após a aplicação do CH_3COOH na solução de 5%



Fonte: Dados dos Autores, 2019.

Figura 03 - Rocha Carbonática após a aplicação do HCl na solução de 5%



Fonte: Dados dos Autores, 2019.

Conclusões

Levando em consideração os métodos de estimulação de poços que são altamente usados na indústria petrolífera a fim de melhorar a produtividade e injetividade dos poços de petróleo, utilizamos

a acidificação matricial que consiste na injeção de uma solução ácida com pressão inferior à pressão de fraturamento da formação. A acidificação da matriz pode ser benéfica para muitos poços de óleo, gás e água, mas nem todos os tratamentos de matriz com ácido são bem-sucedidos. Neste trabalho, dois tipos de ácidos (HCl e CH₃COOH) foram injetados em duas amostras de rochas, com concentração de 5%, sendo observado que a solução de ácido clorídrico 5% demonstrou melhor desempenho em relação ao ácido acético.

Agradecimentos

Os autores agradecem à organização do Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo, Gás e Biocombustíveis – 10º PDPETRO pela oportunidade e ao Centro Universitário Tiradentes pela infraestrutura do Laboratório Multidisciplinar de Engenharia de Petróleo para realização dos experimentos.

Referências Bibliográficas

- AUM, P.T.P. **Aplicação de sistemas microemulsionados ácido em acidificação de poços**. UFRN. Rio Grande do Norte, 2011.
- JAHN, F. **Introdução à Exploração e Produção de Hidrocarbonetos**. São Paulo: Elsevier, 2012.
- KALFAYAN, L. **Production enhancement with acid stimulation**. USA: Penn Will Book, 2000.
- PEREIRA, S.F. **Comparação de tratamento de incrustação através de acidificação**. UFL. Niterói, 2016.
- RENPU, Wan. **Engenharia de completação de poços**. 3 ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. D. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- SILVA, H.C. **Acidificação em reservatórios carbonáticos**, 2017. Disponível em:<<https://app.uff.br/riuff/handle/1/5458>> . Acesso em: 4 junho 2019.
- TAVARES, L.S. **Estado da arte da operação de fraturamento hidráulico**. UFF. Rio de Janeiro, 2010.
- THOMAS, J.E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2.ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.