

SIMULAÇÃO FÍSICA DA ACIDIFICAÇÃO EM ROCHAS DO TIPO ARENÍTICA E CARBONÁTICA DIRECIONADA PARA POÇOS INJETORES DE ÁGUA

Lucas de Almeida Argôlo¹

Gabriel Santana dos Santos²

Manoel Osman Rodrigues Teixeira da Silva³

Vanessa Limeira Azevedo Gomes⁴

Engenharia de Petróleo



ISSN IMPRESSO 1980-1777

ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

RESUMO

A acidificação de matriz é uma técnica simples e um dos métodos mais financeiramente viáveis para aumentar a injetividade do poço. Esta técnica funciona por meio de injeção de soluções ácidas dentro da formação, a uma pressão abaixo da pressão de fratura, cujo objetivo é dissolver os aglomerados que entopem os poros e canais da rocha, fazendo com que assim ocorra um aumento da permeabilidade da zona em foco. Neste contexto, uma simulação física, considerando um poço injetor de água foi realizada a fim de verificar o fator de injetividade nas formações do tipo arenítica e carbonática, antes e após o procedimento de acidificação. Com isso, foi utilizado um permeâmetro para simular as etapas de *pré-flush*, *mud acid* e *overflush* e verificar a eficiência dos ácidos clorídrico (HCl), fluorídrico (HF) e acético (CH₃COOH) sobre o dano analisado, para diferentes volumes de injeção e tempos de reação. Os resultados obtidos são bastante satisfatórios para os dois testes realizados, onde verifica-se um aumento no fator de injetividade em aproximadamente 7,3%, cerca de 10,22% na porosidade no arenito, e, para a rocha carbonática, o fator de injetividade é de 23,3%, aumento de 18,24% na porosidade, o que torna mais eficiente o processo de injeção de água.

PALAVRAS-CHAVE

Estimulação de Poços. Acidificação. Permeâmetro. Fator de Injetividade.

ABSTRACT

Matrix acidizing is a simple technique and one of the most financially viable methods for increasing well injectivity. This technique works by injecting acidic solutions into the formation, at a pressure below the fracture pressure, whose objective is to dissolve the agglomerates that clog the pores and channels of the rock, thus causing an increase in the permeability of the zone in focus. In this context, a physical simulation considering a water injector well was performed in order to verify the injectivity factor in the sandstone and carbonate formations, before and after the acidification procedure. With that, a permeameter was used to simulate the pre-flush, mud acid and overflush steps and to verify the efficiency of hydrochloric (HCl), hydrofluoric (HF) and acetic (CH₃COOH) acids on the analyzed damage, for different injection volumes and reaction times. The results obtained are quite satisfactory for both tests, where there is an increase in the injectivity factor of approximately 7.3% and about 10.22% in the porosity in the sandstone, and, for carbonate rock, the injectability is 23.3% and an increase of 18.24% in porosity, which makes the water injection process more efficient..

KEYWORDS

Well stimulation. Acidification. Permeameter. Injectivity Factor.

1 INTRODUÇÃO

A restauração é um conjunto de atividades que visa restabelecer as condições normais de fluxo do reservatório para o poço, eliminando e/ou corrigindo falhas no revestimento ou na cimentação, que reduzem a produção excessiva de gás ou de água (THOMAS, 2004). Ainda para Thomas (2004), um poço que esteja produzindo abaixo do seu potencial pode necessitar de uma restauração e as restrições ao fluxo podem estar na coluna, nos canhoneados ou no reservatório e nas proximidades do poço.

Geralmente, as restrições são causadas por incrustações ou deposições de parafinas ou asfaltenos, ou ainda, por migração de sedimentos do reservatório. Quando a baixa produtividade é causada pela redução da permeabilidade em torno do poço, diz que há um dano de formação. Assim, para recuperar a produtividade ou a injetividade do poço faz-se necessário remover o dano por meio de técnicas de estimulação, como a acidificação da matriz, fraturamento hidráulico e/ou fraturamento ácido.

Segundo Renpu (2016), o procedimento de acidificação pode ser realizado tanto para limpeza ácida (remoção do *skin damage*), que tem a função de desobstruir os danos de reservatórios areníticos e carbonáticos, quanto a acidificação de rocha matriz (ou acidificação convencional), cujo procedimento consiste na injeção da solução ácida nos poros do reservatório com pressão inferior à pressão de faturamento

da formação, escoando radialmente para o interior da mesma, processo no qual se dissolvem os sólidos e outras substâncias com o objetivo principal de remover o dano de formação causado pelos fluidos de perfuração, completação ou recuperação.

De acordo com Smith (1965 apud CAVALCANTE; PINA; MELO, 2019).), na acidificação em arenitos ocorrem muitas reações, sendo as mais importantes: as reações do ácido clorídrico (HCl) e ácido fluorídrico (HF). O HCl tem melhor resultado com as formações de carbonatos, já as reações de HF com silicatos, quartzo e feldspato que contém nos arenitos, ocorrendo uma reatividade hidrofúrica com a sílica. Outros ácidos, tais como os ácidos clorídrico, nítrico e sulfúrico, são não reativos com sílica (

Já de acordo com Al-Anzi e outros autores (2004 apud CAVALCANTE; PINA; MELO, 2019), os tratamentos de estimulação ácida em rochas carbonáticas implicam em uma reação do ácido clorídrico com os minerais calcita e dolomita (CaCO_3 e $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, respectivamente, produzindo cloreto de cálcio (CaCl_2), dióxido de carbono (CO_2) e água (H_2O) no caso da calcita, e uma mistura de cloreto de magnésio (MgCl_2) e cloreto de cálcio, no caso da dolomita.

O sistema ácido mais comum é o HCl que reage efetivamente com o carbonato de cálcio, encontrado em calcários e giz. Outros ácidos mais fracos, como o fórmico e acético são menos utilizados, pois são mais caros, menos corrosivos e proporcionam tempos de reação mais longos. O HF é usado ocasionalmente em arenitos para a remoção de finos ou minerais argilosos. Não é aplicado em reservatórios de carbonato, pois produz um precipitado insolúvel, o fluoreto de cálcio (BELLARBY, 2009).

Dowell (1939) foi o primeiro a utilizar comercialmente misturas de HCl e HF. Ele nomeou a mistura 12%HCl/3%HF de *mud acid*. O objetivo do *mud acid* era remover do poço o reboco formado pelo fluido de perfuração, durante o processo de perfuração (MORIAN, 1940 apud AUM, 2011). A aplicação da acidificação passou a se expandir e, a partir disso, vários problemas de ordem química e de estabilidade do poço foram encontrados. Numerosos sistemas de aditivos foram desenvolvidos para deposição de parafinas, emulsões ácido-induzidas, *cleanup* de ácido gasto, penetração ácida e migração de finos. Em paralelo foram desenvolvidas técnicas de divergência, melhorando assim a distribuição do ácido pelas zonas a serem tratadas durante acidificação (KALFAYAN, 2008 apud AUM, 2011).

A acidificação pode ser aplicada tanto em poços produtores quanto em poços injetores. Neste artigo, os testes de acidificação são realizados considerando poços injetores de água.

Assim, o presente trabalho tem como proposta realizar a simulação física da acidificação em rochas do tipo arenítica e carbonática, verificando a sua eficiência para poços injetores de água. Para isso, o comportamento dos ácidos acético, clorídrico e fluorídrico nas formações de arenito e de carbonato em função do volume de injeção e do tempo de reação serão analisados e a porosidade, a permeabilidade e o fator de injetividade (FI) do poço injetor, antes e após a estimulação serão medidas.

2 METODOLOGIA

A metodologia consiste em realizar testes quantitativos de acidificação a fim de obter um comparativo das propriedades físicas das rochas areníticas e carbonáticas, antes e depois da aplicação dos ácidos acético, clorídrico e fluorídrico.

O meio poroso é formado por rochas areníticas e carbonáticas, típicas do sistema petrolífero. A simulação física do meio poroso, para os testes, é realizada em um permeâmetro horizontal e as soluções são preparadas com base na literatura, conforme apresentadas a seguir. Em seguida, os testes de acidificação, com diferentes volumes e tempos, são realizados para obtenção da porosidade, da permeabilidade do meio poroso e do fator de injetividade.

2.1 CONSTRUÇÃO DO PROTÓTIPO

Segundo Antonellini e Aydin (1994) e Tartakovsky e outros autores (2000 apud CAVALCANTE; SANTOS, 2019), o permeâmetro é uma ferramenta bastante utilizada na indústria do petróleo, porque ela é muito apropriada para coletar medidas pontuais de permeabilidade, tanto em estudos de campo, quanto em laboratório.

As dimensões do permeâmetro foram 60 cm x 50 cm, para o meio poroso horizontal e para o poço injetor vertical, respectivamente. Essa geometria permitiu a injeção do ácido diretamente na rocha, buscando uma diminuição da interferência externa por meio da perda de fluido nas paredes internas do tubo, e, utilizando a força da gravidade para que o fluido percorresse por toda a extensão do poço e reservatório rochoso. O sistema físico do permeâmetro horizontal foi construído, utilizando tubo de pvc, cola, fita de *teflon*, suporte de madeira e torneira, conforme pode ser observado na Figura 1.

Figura 1 – Modelo físico do permeâmetro horizontal



Fonte: Dados dos Autores (2019).

2.2 PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

Os testes foram realizados no Laboratório Multidisciplinar de Engenharia de Petróleo, no Centro Universitário Tiradentes. Os materiais utilizados nos testes foram: as amostras de rochas arenítica e carbonática, conforme Figura 2, e os ácidos clorídrico (HCl), fluorídrico (HF) e acético (HAc), que foram diluídos nas concentrações desejadas.

Figura 2 – Amostras das rochas arenítica e carbonática.



Fonte: Dados dos Autores, 2019.

Conforme descrito anteriormente, o percentual de ácido aplicado na operação de acidificação é baseado em práticas de campo, onde a concentração média é definida de acordo com a Tabela 1. As especificidades de aplicação dos ácidos, ou seja, a concentração aplicada, o volume e o tempo de reatividade das misturas ácidas, dependem das características do poço, da formação e dos danos envolvidos em cada reservatório.

Tabela 1 – Etapas durante a Acidificação da Matriz

Etapa	Nome	Percentual
Pré-tratamento (pré-flush)	HCl	5 – 15%
Mud acid super	HCl / HF	12% / 6%
Mud acid regular	HCl / HF	12% / 3%
Mud acid fraco	HCl/ HF	12% / 1,5%
Tratamento final (over flush)	Óleo diesel	-

Fonte: Adaptado de Aum (2011).

A partir das concentrações estabelecidas, as soluções ácidas foram preparadas e feitas as diluições (1:1), calculadas de acordo com a Equação de Diluição de Soluções, ou seja, $c_1 \times v_1 = c_2 \times v_2$. Na qual: c_1 e c_2 são as concentrações inicial e final e v_1 e v_2 são os volumes inicial e final, respectivamente. A Tabela 2 apresenta as concentrações e os volumes inicial e final das soluções ácidas de HCl, HF e HAc, aplicada nos testes de acidificação.

Tabela 2 – Soluções ácidas para a simulação da acidificação

Ácido	Concentração inicial (%)	Volume inicial (mL)	Volume final (mL)	Concentração final (%)
HCl	36,5	100	27,5	10
HCl	36,5	100	33	12
HF	33	100	4,6	3
HF	33	100	9	1,5
HAc	90	250	28	10

Fonte: Dados dos Autores (2019).

Após a preparação das soluções ácidas, o volume e o tempo de aplicação foram estabelecidos por meio de pré-testes de análise ácida (V_{teste}), ver Tabela 3. De acordo com esses valores, possibilitou-se o estudo das características porosas das rochas, realizando os dimensionamentos e a pesagem de cada amostra com uso de balança analítica, sua saturação e, posteriormente, sua acidificação radial, em intervalos médios de 10 a 15 minutos entre cada etapa, sendo um total de 45 minutos para iniciar a injeção de água.

Tabela 3 – Condições dos testes de acidificação

Etapas	V_{teste} (mL)	V_{injetado} (mL)	t (min)	Arenítica	Carbonática
Pré-flush	5	1,7	5	10%HCl	10%HAc
Mud Acid (Regular)	10	3,4	10	12%HCl/3%HF	10%HAc/1,5%HF
Over-flush	10	10	30	Diesel	Diesel

Fonte: Dados dos Autores (2019).

Por fim, a porosidade, a permeabilidade e o fator de injetividade, antes e após a acidificação, foram calculadas de acordo com as Equações (1), (2) e (3), respectivamente (ROSA *et al.*, 2006).

$$\phi_T = \frac{V_p}{V_T} \times 100 \quad \text{Equação (1)}$$

$$Q = - \frac{kA \Delta P}{\mu L} \quad \text{Equação (2)}$$

$$FI = \frac{V_{\text{recuperado}}}{V_{\text{injetado}}} \quad \text{Equação (3)}$$

Nas quais: ϕ_T é a porosidade total da rocha, V_p é o volume poroso, $V_{\text{grãos}}$ refere-se ao volume de grão da rocha, Q é a vazão em um meio poroso, k é a permeabilidade do meio, ΔP é a diferença de pressão, L é o comprimento, A é a área de seção transversal, μ é a viscosidade do fluido, FI é o Fator de Injetividade, V_{injetado} é o volume injetado e $V_{\text{recuperado}}$ é o volume recuperado.

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A partir da construção do permeâmetro, 8 testes foram realizados, sendo 4 para o meio poroso com arenito e 4 para rocha carbonática. Além disso, antes e após a acidificação, as propriedades do meio poroso foram calculadas e para o fator de injetividade, houve variação do tempo. Esses resultados serão apresentados a seguir.

3.1 ANÁLISE DA ACIDIFICAÇÃO NA ROCHA ARENÍTICA

Para o teste em rochas areníticas, os ácidos clorídrico e fluorídrico em forma de mistura (*blend*), 12% e 3%, respectivamente, foram aplicados.

No 1º teste, realizado em arenito, definiu-se previamente sob condições experimentais, um volume de ácido injetado na etapa de *pré-flush* de 1,7 ml de HCl, e uma mistura de 1,7 ml de HCl e 1,7 ml de HF na etapa de *mud acid*. Na etapa de *over flush*, fora definida uma quantidade de 10 ml de óleo diesel. Para esse volume injetado de ácido, foi identificado um aumento aproximado de 7,3% no fator de injetividade (FI) ao longo do experimento, considerado uma evolução satisfatória no teste e, de tal forma a não interferir na integridade física do reservatório.

As informações de volume recuperado no decorrer do tempo e fator de injetividade estão apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Valores experimentais resultantes do teste na rocha arenítica

	V _{injetado} (mL)	V _{recuperado} (mL)	t (min)	FI (%)
Pré-acidificação	300	56	0	18,67
	300	58	45	19,33
Pós-acidificação	300	66	145	22,00
	300	78	1740	26,00

Fonte: Dados dos Autores (2019).

3.2 ANÁLISE DA ACIDIFICAÇÃO NA ROCHA CARBONÁTICA

Para o teste realizado em carbonato, foram definidos os mesmos volumes dos ácidos do teste com arenito, visto que já haviam sido aplicados com eficiência sobre o volume amostral de rochas. Neste teste, foi constatado um aumento de aproximadamente 23,3% do fator de injetividade, resultado superior ao 1º teste promovido em formação arenítica. Entretanto, ao se verificar a formação, não foram identificados grandes danos provenientes da ação corrosiva do ácido na cimentação dos grãos ou no próprio alargamento dos poros.

Os dados obtidos e analisados, neste teste, estão presentes na Tabela 5, demonstrando a eficiência da aplicação ácida para o aumento do fator de injetividade, partindo de aproximadamente 20% na pré-acidificação para 41,33%, após o procedimento.

Tabela 5 – Valores experimentais resultantes do teste na rocha carbonática

	V_{injetado} (mL)	$V_{\text{recuperado}}$ (mL)	t (min)	FI (%)
Pré-acidificação	300	61,8	0	20,06
	300	115	45	38,33
Pós-acidificação	300	124	120	41,33
	300	130	1440	43,33

Fonte: Dados dos Autores (2019).

3.3 MEDIÇÃO DAS PROPRIEDADES FÍSICAS DO MEIO POROSO

A partir dos dados apresentados na Tabela 6, as propriedades físicas das amostras de rochas, como a porosidade e a permeabilidade, antes e após os testes de acidificação, foram calculadas, de forma a comprovar a eficiência ácida e o aumento do fator de injetividade.

Tabela 6 – Amostragem das rochas arenítica e carbonática

Variáveis aplicadas	Arenítica	Carbonática	Unidades
Massa Seca	9,78	11,83	g
Massa Saturada	11,05	13,09	g
Massa Acidificada	11,18	13,32	g
Densidade Rocha	2,65	2,71	g/cm ³
Volume total	6,15	7,98	cm ³
V_p Saturada	1,27	1,26	cm ³
V_p Acidificada	1,4	1,49	cm ³

Fonte: Dados dos Autores (2019).

Ao utilizar a Equação (1) e os dados acima foi possível obter os valores das porosidades, para a rocha arenítica, 20,65% e 22,76% e para a rocha carbonática, 15,79% e 18,67%, antes e após a acidificação, respectivamente. A permeabilidade, calculada a partir da Lei de Darcy, Equação (2), para a rocha arenítica, no processo de pré-acidificação foi igual a 0,057 mD e, após a acidificação, 0,0794 mD. Já para a amostra carbonática, encontrou-se as permeabilidades iguais a 0,0629 mD e 0,1324 mD, pré e após procedimento de acidificação.

4 CONCLUSÕES

Neste estudo, foram realizados testes de acidificação radial, considerando poço injetor de água, elaborado para análise dos efeitos que os ácidos fluorídrico, acético e clorídrico provocam em rochas reservatório do tipo arenítica e carbonática, modificando as propriedades físicas delas.

Na acidificação foi padronizada uma quantidade adequada das concentrações, para que houvesse uma boa remoção do dano e que os mesmos não interferissem de forma inadequada na integridade física das rochas, que podem sofrer danos severos com a injeção demasiada dos ácidos.

Com o processo de acidificação foi possível verificar as mudanças nas propriedades físicas das rochas de acordo com cada etapa. No 1º teste, em rochas areníticas, foi observado uma boa interação dos ácidos com os minerais da rocha, aumentando a porosidade em cerca de 10,22% e de uma forma controlada, de modo que não interferisse na sua estrutura física, ocorrendo assim um aumento no fator de injetividade em aproximadamente 7,3%.

Para rocha carbonática, 2º teste, foram utilizados os mesmos volumes de ácido que tiveram boa interação com o arenito e que, por sua vez, apresentaram também um bom desempenho, aumentando em aproximadamente 18,24% a porosidade, onde expandiu o Fator de injetividade em aproximadamente 23,3%, sem apresentar grandes alterações na estrutura física da rocha. Analisando os resultados pode-se constatar que os volumes dos ácidos utilizados nos testes foram considerados satisfatórios.

Neste contexto, sabendo-se que o processo de acidificação é aplicado com a abertura de novos poros e no alargamento de micro passagens na rocha selecionada como alvo, após as aplicações, pode-se concluir um aumento significativo na porosidade, permeabilidade e principalmente no fator de injetividade, o que torna mais eficiente o processo de injeção de água.

REFERÊNCIAS

AL-ANZI, E. M. *et al.* (2019). Reacciones positivas en la estimulación de yacimientos carbonata. **Revista Primavera**, 2004. Disponível em: https://connect.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/spr04/p30_47.pd. Acesso em: ago. 2019.

ANTONELLINI, M. A.; AYDIN, A. Effect of faulting on fluid flow in porous sandstones: Petrophysical properties. **Bull. Am. Ass. Petrol. Geol.**, p. 355-377, 1994.

AUM, P. **Aplicação de sistemas microemulsionados ácidos em acidificação de poços**. Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo – PPGCEP, Centro de Tecnologia, Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2011.

BELLARBY, J. **Well completion design**. V. 56. Developments in Petroleum Science. Elsevier Science. 2009.

CAVALCANTE, E.; SANTOS, F. B. **Modelagem física para sensibilidade paramétrica da Lei de Darcy**. 2019. Trabalho de Conclusão de (Curso de Engenharia de Petróleo) – Centro Universitário Tiradentes, 2019.

CAVALCANTE, N. *et al.* (2019). **Acidificação matricial de carbonatos e arenitos e sua influência na porosidade e permeabilidade de rochas reservatório. 2019.**

Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenharia de Petróleo) – Centro Universitário Tiradentes, 2019.

KALFAYAN, L. **Production enhancement with acid stimulation.** PennWell Corporation. Tulsa, Oklahoma. 2 ed. March 18, 2008. ISBN-13:978-1-59370-139-0.

RENPU, W. **Engenharia de completção de poços.** Série Engenharia de Petróleo. Elsevier. Editora Campus. 2016.

ROSA, A. *Et al.* (1965). **Engenharia de reservatórios de petróleo.** Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

SMITH, C.F., HENDRICKSON, A.R.: **Hydrofluoric Acid Stimulation of Sandstone Reservoirs.** Paper SPE 980, February 1965.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo.** 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência; PETROBRAS, 2004. ISBN 85-7193-099-6.

Data do recebimento: 25 de julho de 2020

Data da avaliação: 15 de setembro de 2020

Data de aceite: 15 de setembro de 2020

1 Engenheiro de Petróleo e Egresso do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL. E-mail: lucas.workspot@gmail.com

2 Engenheiro de Petróleo e Egresso do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL. E-mail: gabrielsantana061@gmail.com

3 Engenheiro de Petróleo e Egresso do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL. E-mail: manoelosmanrtsilva@hotmail.com

4 Professora do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL. E-mail: vanessa.limeira@gmail.com