

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



TÍTULO DO TRABALHO:

SIMULAÇÃO TRIDIMENSIONAL DA ESTIMULAÇÃO DO POÇO POR FRATURAMENTO ÁCIDO

AUTORES:

Carolayne Artemizia da Silva, Adriene Letícia Correia de Oliveira, Rayanne Lima Sandes, Manoel Osman Rodrigues Teixeira da Silva, Vanessa Limeira A. Gomes

INSTITUIÇÃO:

Centro Universitário Tiradentes

SIMULAÇÃO TRIDIMENSIONAL DA ESTIMULAÇÃO DO POÇO POR FRATURAMENTO ÁCIDO

Abstract

The completion of wells is responsible for the development and application of techniques capable of enabling the development of an oil field, either by anticipating production or by increasing the field recovery factor. Among these techniques, we highlight the stimulation operations, which are widespread in the petroleum industry, as they allow the increase of the productive potential of wells and formations carrying hydrocarbons, acting to increase the productivity or injectivity of a given formation through the induction of channels in the reservoir rock, facilitating the flow of the fluids to be produced. The acid fracturing operation is a stimulation technique in which an acid solution is injected into the formation to increase well productivity. Thus, the present work aims to simulate three-dimensionally the method of acid fracture stimulation in carbonate rocks through solidworks software. For this, some well and reservoir properties, such as depth, temperature, pressure, oil density, porosity, permeability, reservoir thickness, among others, were obtained in Garrouch and Jannings (2017). The simulation of the acid treatment was made considering 15% hydrochloric acid (HCl) plus 10% acetic acid (CH₃COOH), applied to carbonate rocks, according to the literature. Thus, with the input data, sizing of surface and well equipment, it was possible to model the acid storage truck, oil tanks, horizontal type onshore well and simulate acid fracturing, from different injection pressures above fracture pressure, indicating fracture and injection of acids.

Introdução

Na indústria petrolífera, a viabilidade do desenvolvimento de um campo de petróleo está associada às propriedades mecânicas e permoporosas da formação, 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.

A permeabilidade do meio, o escoamento do óleo ou do gás pode ser muito pequeno, fazendo-se necessário a utilização de métodos para aumento de produtividade, esses são denominados operações de estimulação (OLIVEIRA, 2012).

Segundo Fernandes (2001), denomina-se estimulação de uma rocha-reservatório, qualquer operação ou intervenção realizada em uma jazida portadora de hidrocarbonetos, de forma a aumentar sua produtividade, seja estabelecendo canais de alta condutividade para o escoamento de fluidos entre o reservatório e o poço, ou seja, aumentando a permeabilidade original da rocha. Desta forma, facilitando o escoamento de fluido da rocha para o poço. E, para recuperar a produtividade original faz-se necessário remover ou ultrapassar o dano através de técnicas de estimulação, como a acidificação da matriz, fraturamento hidráulico e/ou fraturamento ácido.

No fraturamento ácido, será injetada uma solução ácida a uma pressão superior à pressão de fratura da rocha. O ácido reagirá com a formação ao mesmo tempo em que a fratura é criada, criando caminhos de conexão para ela (KALFAYAN, 2000).

De acordo com Liu et al. (2009), há um grande interesse no estudo de rochas carbonáticas pelo fato de que cerca de 50% das reservas de petróleo e gás no mundo esteja armazenada em reservatórios carbonáticos, principalmente por calcários e dolomitas (carbonatos de cálcio e magnésio). Em um

reservatório de rocha carbonática que apresenta fraturas que são bem desenvolvidas e uma elevada perda de fluido de fraturamento, podem facilmente dar origem a fraturas múltipla durante a operação de fraturamento, o que traz um maior risco operacional. A prática de fraturamento tem comprovado que o fraturamento hidráulico ácido é viável para reservatório de carbonatos. (ARAÚJO, 2012).

Segundo Araújo (2012) os ácidos têm a propriedade de aumentar, as propriedades naturais, como sua porosidade e permeabilidade. O efeito da reação do ácido é a dissolução química da rocha (calcário), criando-se vazios. Estes proporcionam um aumento da porosidade e permeabilidade, tendo como consequência um novo e melhor caminho para o escoamento de óleo e gás da rocha para o poço.

A efetividade desta técnica está ligada a algumas variáveis como a velocidade de reação do ácido e a vazão de injeção da solução. Caso o ácido possua uma alta velocidade de reação ele reagirá apenas próximo ao poço, diminuindo a eficiência da operação. Muitas vezes faz-se dispensável a utilização de agentes de sustentação pois a dissolução irregular da rocha durante o fraturamento formará canais de alta condutividade (THOMAS, 2004). Como é o caso do poço 2-Alpha-T-I, utilizado como base para realizar a simulação, sendo de grande eficácia devido à alta pressão e temperatura, e os aditivos utilizados antes, durante e depois do fraturamento ácido. (GARROUCH e JENNINGS, 2017)

Assim, o presente trabalho teve como objetivo simular tridimensionalmente o método de estimulação por fraturamento ácido em rochas carbonáticas através do *software solidworks*. Além disso, expõe critérios para as especificidades de acordo com o fraturamento em rochas carbonáticas, além de ressaltar sua importância, vantagens, características e relevância no mercado.

Metodologia

Para a realização deste trabalho, algumas propriedades do poço e do reservatório, como profundidade, temperatura, pressão, densidade do óleo, porosidade, permeabilidade, espessura do reservatório, entre outras, foram obtidas em Garrouch e Jannings (2017). A simulação tridimensional para demonstração do comportamento do fraturamento ácido em reservatórios de rochas carbonáticas foi feita no *software SolidWorks*. Este é utilizado para dimensionar objetos, além de ser capaz de simular movimento, a resistência em peças e o fluxo de fluido. Com o uso desta ferramenta, pode-se simular o fraturamento ácido dentro do reservatório e a elevação do óleo e gás natural até superfície. A **Figura 1** apresenta um fluxograma esquemático da sequência da metodologia.

Figura 1: Fluxograma esquemático da metodologia do trabalho.



Fonte: Dados dos Autores, 2019.

Resultados e Discussão

A partir da pesquisa realizada pode-se obter informações sobre o fraturamento ácido, descritas a seguir, e posterior, simulação utilizando o *solidworks*.

Características do Fraturamento Ácido

A operação de fraturamento ácido é uma técnica de estimulação na qual uma solução ácida é injetada na formação, sob pressão acima da pressão de ruptura da formação. Diferentemente da operação de acidificação de matriz que visa remover o dano próximo ao poço, o fraturamento ácido visa criar fraturas de grande comprimento com alta condutividade por dissolução irregular das faces da fratura e ultrapassar a zona danificada próxima ao poço (FERNANDES, 2001).

O objetivo é melhorar a produção e o efeito perdura mesmo após a injeção ser descontinuada e as fraturas se fecharem, devido à formação de canais de escoamento pela dissolução da rocha. Em função das heterogeneidades da formação, ocorre um desgaste diferencial nas faces da fratura. Quando a fratura fecha, o desgaste diferencial de suas faces cria um caminho de alta permeabilidade, melhorando as condições de fluxo e aumentando substancialmente sua produção.

Assim, um tratamento ácido reage com a rocha reservatório e forma produtos que possam ser levados a superfície ou empurrados para longe do poço e assim promovendo maiores canais para o escoamento do fluido. Portanto, deve-se evitar a precipitação de matérias insolúveis pois estes podem causar dano à formação e assim diminuir a efetividade do tratamento. (RENPU, 2016)

Uma estimulação por fraturamento ácido envolve o bombeio de um fluido inerte e geralmente viscoso para criar e propagar a fratura e que é imediatamente seguido por um fluido que reage quimicamente com a rocha reservatório, quase sempre um ácido. A reação deste ácido remove certa quantidade de rocha das faces da fratura recém-aberta. A heterogeneidade natural dos carbonatos faz com que a remoção de rocha seja desigual nas faces da fratura. Os dois parâmetros mais importantes de uma fratura ácida para o aumento da produtividade do poço são o comprimento e a condutividade da fratura. As fraturas ácidas geralmente apresentam comprimento e altura de poucas dezenas de metros e largura da ordem de décimos de polegada ou de milésimos de metro. (GOMAA; AHMED, 2009).

Vantagens do Fraturamento Ácido

O fraturamento ácido melhora a produção de reservatórios de baixa permeabilidade, conecta o poço ao sistema de fraturamento natural no reservatório, reduz os danos causados pela formação durante a perfuração e cimentação, apresenta uma depleção mais uniforme no reservatório em camadas, reduz problemas de controle de areia, possui uma menor pressão efetiva na formação, minimiza-se o crescimento da altura da fratura, possibilidade de se alcançar altas condutividades e o uso de agentes de sustentação é desnecessário. (RENPU, 2016)

Simulação Tridimensional da Operação de Fraturamento Ácido no SolidWorks

Conforme informado, os dados do poço e do reservatório para simulação foram obtidos em Garrouch e Jannings (2017). As Tabelas 1 e 2 apresentam os dados do poço 2-Alpha-T-I e do reservatório e o do tratamento ácido, respectivamente.

Tabela 1: Propriedades do poço 2-Alpha-T-I.

Características do Poço 2-Alpha-T-I	
Temperatura (°F)	250
Profundidade (ft)	8025
Pressão do Reservatório (Psi)	3200
Pressão de Bolha (Psi)	1915
Densidade (API)	41
Espessura do Reservatório (ft)	116
Porosidade (%)	10-34
Permeabilidade (mD)	10-1400
Solubilidade em HCl (%)	98-100
Calcita (%)	85-95
Dolomita (%)	05-10
H ₂ S no óleo (mol %)	Traços
CO ₂ no óleo (mol %)	2,2
Ferro (%)	0,001

Fonte: Garrouch e Jennings, 2017.

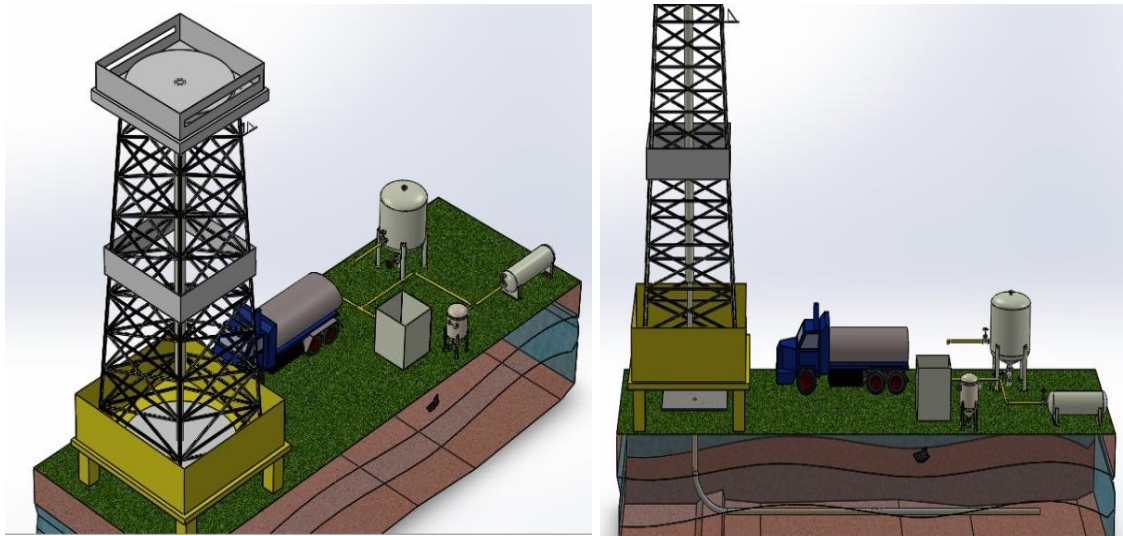
Tabela 2: Dados do Tratamento ácido do poço 2-Alpha-T-I.

Dados do Tratamento Ácido do Poço 2-Alpha-T-I	
Pré-tratamento	Limpeza do Canhoneio
Tratamento Principal	15% de HCl + 10% Ácido Acético
Pós-tratamento	Diesel+Solvente
Aditivos	Inibidor de Corrosão

Fonte: Garrouch e Jennings, 2017.

A formação do poço 2-Alpha-T-I é um calcário limpo e de alta temperatura, 250°F. A alta temperatura exigiu a mistura de HCl com um ácido retardado, ácido acético. A grande heterogeneidade da permeabilidade, variando de 10 a 1400 mD, fez necessário o uso do agente divergente VDA. O pós-tratamento escolhido, diesel e solventes, foi devido ao uso do VDA na etapa anterior e o inibidor de corrosão foi adicionado por precaução. A **Figura 2** apresenta o esquema da locação do 2-Alpha-T-I, com os equipamentos utilizados no fraturamento ácido.

Figura 2: Esquema da Locação do Poço 2-Alpha-T-I utilizando o *Solidworks*.

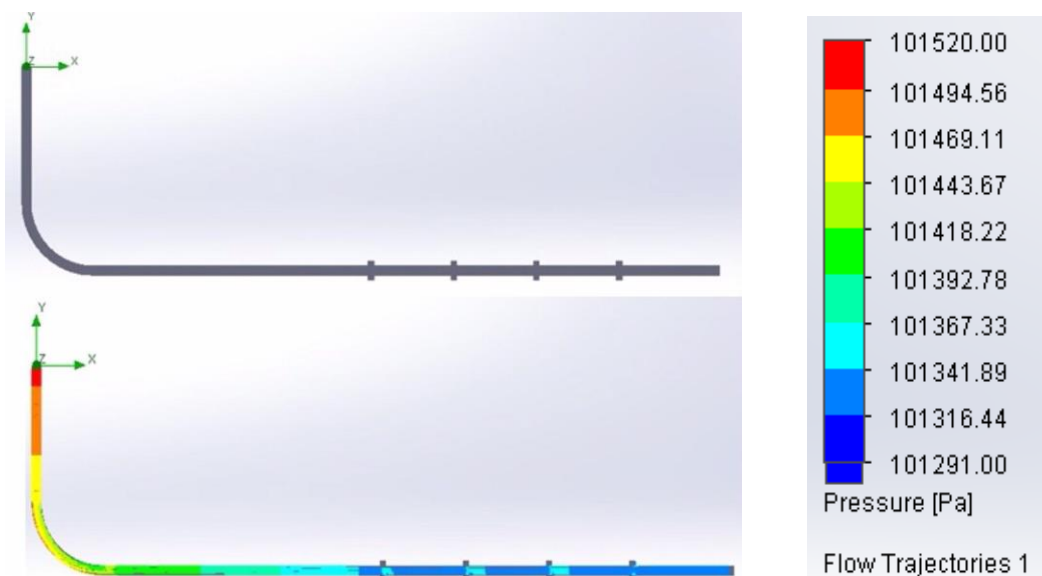


Fonte: Dados dos autores, 2019.

Devido a sua alta performance em desenhos 3D, a modelagem no *software solidworks*, presente na **Figura 2**, proporcionou uma análise mais detalhada do reservatório de rochas carbonáticas, o que possibilitou visualizar as camadas de sedimentos. Dessa forma, foi possível modelar o caminhão de armazenamento do ácido que será injetado no poço e os tanques de armazenamento do óleo após ser elevado para a superfície durante a operação.

A Figura 3 mostra a simulação da estimulação por fraturamento ácido. Quando a solução ácida foi injetada, acima da pressão de fratura, ocorreu uma alteração de pressão. Isso é demonstrado na tubulação com cores aleatórias através dos dados de pressão.

Figura 3: Simulação do fraturamento ácido com variação dos dados de pressão.



Fonte: Dados dos autores, 2019.

Custos da Operação de Fraturamento Ácido

As rochas carbonáticas são muito diferentes entre si, e variam muito as propriedades em um curto intervalo, por isso, é necessário conhecer bem a rocha que forma o reservatório para que o projeto de estimulação traga o melhor resultado. As fraturas ácidas e as sustentadas possuem, comparativamente, vantagens e desvantagens em carbonatos. Entretanto, o fraturamento ácido deverá, na medida do possível, ser a primeira escolha, pois a expectativa de custo do fraturamento ácido chega a ser 40% mais barato e é mais ágil que o fraturamento sustentado. (OLSON et al., 2003)

Para otimizar o processo de fratura é indispensável boa perícia em prever a geometria da fratura, o custo, performance do reservatório e rendimento, para depois casar este fluxo de custo e rendimento com uma avaliação econômica. Com o intuito de estimar o custo do tratamento, podemos adicionar as variáveis referentes a algum custo fixado que não esteja diretamente atrelado ao tamanho do tratamento.

Conclusões

O presente trabalho propôs a apresentar as principais análises do método de estimulação por fraturamento ácido, utilizado em reservatórios carbonáticos especificamente, com o foco na sua importância e acrescentando a utilização do *software SolidWorks* para demonstração do comportamento da produtividade em poços de petróleo em rochas carbonáticas.

As principais vantagens do fraturamento ácido estão relacionados com o potencial de alcançar um aumento de produtividade maior do que o fraturamento hidráulico, além de não possuírem riscos inerentes ao uso de agentes de sustentação. Além disso, o fraturamento ácido apresenta melhor uso em formações carbonáticas sujeitas a dissolução irregulares em suas faces, quando atacadas por sistemas ácidos.

Em rochas carbonáticas, a técnica se torna muito mais eficiente pois a própria rocha é solúvel no ácido injetado. O ácido injetado pode remover danos, principalmente incrustações originárias dos fluidos de perfuração e completação, e podem estimular o poço para características melhores do que a original. Cabe ao engenheiro de fluidos analisar o cenário operacional no qual se encontra e determinar o fluido mais conveniente a ser escolhido, especialmente quanto ao caráter econômico, e o que confere ao seu sistema o menor risco possível.

Agradecimentos

Agradecemos a Unit, a nossa orientadora Prof.^a Dr.^a Vanessa Limeira A. Gomes e ao professor Vivaldo Ferreira Chagas Junior que nos auxiliou na simulação utilizando o *Software SolidWorks*.

Referências Bibliográficas

ARAÚJO, R. E. D. **Dano a formação**. Engenharia de Petróleo na UFRN, Natal, 2012.

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

FERNANDES, P. D. **Técnicas de Estimulação: Aumentando a Produtividade de Poços de Petróleo**, Boletim BVEP, ano I, Nº 17, 2001.

GARROUCH, A. A.; JENNINGS, A. R. **A contemporary approach to carbonate matrix acidizing**. Journal of Petroleum Science and Engineering 158, ELSEVIER, 2017, p. 129-143.

LIU, H.; PAYNE, M. A.; XU, S.; BAECHLE, G.; HARRIS, C. E. **Carbonate Rock Physics** Issues. International Petroleum Technology Conference, Quatar, 2009

OLIVEIRA, A. A; **Seleção de poços para operações de simulação utilizando inteligência artificial**. Rio de janeiro, 2012.

OLSON, E. O. et al. **Valhall Field: Horizontal Well Stimulations Acid vs. Proppant and Best Practices for Fracture Optimization**, paper SPE 84392. In: Conferência Técnica Annual da SPE, Denver, Colorado, USA, 5 a 8 de Outubro de 2003.

KALFAYAN, L. **Production Enhancement with Acid Stimulation**. USA: Penn Will Book, 2000.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2º ed. Rio de Janeiro: Interciencia, 2004.