

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



TÍTULO DO TRABALHO:

AVALIAÇÃO DA INCIDÊNCIA DA TAXA DE BOMBEIO NO PROCESSO DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS

AUTORES:

MANOELLY ADRIANE DA SILVA GONÇALVES
ALICE CANOSA MONTEIRO
JAMILLY PINA DA SILVA
CAMILO ANDRÉS GUERRERO-MARTIN

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ

AVALIAÇÃO DA INCIDÊNCIA DA TAXA DE BOMBEIO NO PROCESSO DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS

Resumo

A crescente demanda por fontes de energia tem impulsionado o desenvolvimento de tecnologias avançadas para a extração de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais. Entre essas tecnologias, o fraturamento hidráulico destaca-se como um método eficaz para aumentar a produtividade de poços de petróleo e gás. Este estudo se propõe a avaliar a incidência da taxa de bombeio no processo de fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais, com o objetivo de otimizar a eficiência e a eficácia desse método. A análise foca em entender como diferentes taxas de bombeio afetam a criação e propagação de fraturas, bem como a produção final de hidrocarbonetos. Para alcançar os objetivos propostos, foram conduzidas simulações utilizando o software especializado em modelagem de reservatórios e fraturamento hidráulico (pengstool). Inicialmente, foi realizado um levantamento detalhado dos parâmetros geológicos e geomecânicos dos reservatórios em estudo. Em seguida, diferentes cenários de taxas de bombeio foram simulados para avaliar seu impacto nas características das fraturas geradas, como comprimento, largura e condutividade. A metodologia incluiu a coleta e análise de dados de campo, bem como a utilização de modelos matemáticos para prever o comportamento do reservatório sob diferentes condições de operação. Os resultados obtidos indicam que a taxa de bombeio desempenha um papel crucial no processo de fraturamento hidráulico. Taxas de bombeio mais altas tendem a gerar fraturas mais extensas e com maior condutividade, resultando em um aumento significativo na produção de hidrocarbonetos. No entanto, taxas excessivamente altas podem levar a problemas operacionais, como o aumento da pressão de fundo do poço e possíveis danos à integridade do reservatório. Por outro lado, taxas de bombeio mais baixas podem não ser suficientes para criar fraturas eficazes, limitando o potencial de produção. As observações sugerem que existe uma taxa de bombeio ótima que maximiza a produtividade sem comprometer a segurança e a integridade do poço. Este trabalho apresenta informações novas e valiosas sobre a otimização da taxa de bombeio no fraturamento hidráulico, contribuindo para o avanço do conhecimento na área de exploração e produção de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais. As conclusões destacam a importância de uma abordagem balanceada, onde a taxa de bombeio é cuidadosamente ajustada para maximizar a eficiência do processo e minimizar riscos operacionais. Ao fornecer uma análise detalhada e abrangente, este trabalho serve como um recurso importante para engenheiros e gestores no desenvolvimento de estratégias mais eficazes e seguras para a extração de petróleo e gás.

Palavras-chave: Fraturamento hidráulico, Reservatórios não convencionais, Taxa de bombeio.

Introdução

A crescente demanda por fontes de energia tem impulsionado o desenvolvimento de tecnologias avançadas para a extração de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais, sendo estes caracterizados por apresentarem baixa permeabilidade. Dessa forma, surge a estimulação, que são operações que aumentam a permeabilidade através de canais preferenciais ou remoção de danos na rocha produtora, com o intuito de facilitar o fluxo dos fluidos até a superfície (ECONOMIDES et al., 1989).

Um dos métodos fundamentais de estimulação muito utilizado na indústria do petróleo é o fraturamento hidráulico. Este refere-se a um processo que envolve a injeção de fluidos sob alta pressão

para criar fraturas no reservatório (ZHANG et al., 2021), ou seja, gerar canais de alta permeabilidade na formação rochosa, o que faz com que o escoamento do fluido contido no reservatório se dê preferencialmente pela fissura formada devido o rompimento estrutural da formação (SIMONELLI et al., 2019).

Ao longo do processo, são injetados fluidos acima da pressão de fratura, acompanhados de um agente de sustentação, os propantes, para manter a fratura aberta (SANTOS et al., 2024). No contexto do fraturamento hidráulico, a taxa de bombeio dos fluidos desempenha um papel crítico na eficiência do processo. A taxa de bombeio aplicada ao reservatório influencia a extensão e a condutividade das fissuras criadas; assim, diferentes taxas de bombeio afetam diretamente a propagação e a criação dessas fraturas.

O objetivo do estudo é avaliar a taxa de bombeio no processo de fraturamento hidráulico através de simulações conduzidas no Pengstool, software especializado em modelagem de reservatórios. Serão analisados distintos cenários de taxas de bombeio para investigar o impacto nas características das fraturas criadas, como condutividade, largura e comprimento.

Metodologia

O presente estudo foi conduzido utilizando a ferramenta livre de Pengstool, com a qual foi analisada a condição de fluxo em regime estacionário (steady state) e aplicado o modelo de fratura PKN (Perkins-Kern-Nordgren), considerando uma forma de fratura de caráter elíptico. Os valores das propriedades do reservatório utilizados estão detalhados na Tabela 1. É importante destacar que essas características petrofísicas referem-se a reservatórios não convencionais, caracterizados por baixa permeabilidade e coeficiente de dilatação da rocha.

Tabela 1. Propriedades do reservatório não convencional estudado

Propriedade	Valor	Propriedade	Valor
Permeabilidade (k)	1 (md)	Módulo de Young (E)	136000 (atm)
Espesor neto (m)	20 (m)	Taxa de Poisson (ν)	0.25
Altura meia da fratura	39 (m)	Área de drenagem (X_e)	500 (m)

Para a simulação, foi utilizado um fluido de fraturamento com viscosidade de 200 cP e um propante com massa total de 195 toneladas. Além disso, considerou-se uma porcentagem de dano do fluido de 50%, o que representa a redução da permeabilidade da formação devido à invasão do fluido de fraturamento.

Os parâmetros de entrada para a simulação incluíram propriedades do fluido, condições de injeção, e propriedades da formação rochosa. A análise considerou a interação entre o fluido injetado e a matriz rochosa, bem como a propagação da fratura ao longo do tempo. O comportamento do modelo sob diferentes condições operacionais foi examinado para avaliar a eficiência da fratura hidráulica.

Os resultados obtidos foram analisados e comparados com dados experimentais disponíveis na literatura, assegurando a validade do modelo aplicado. As simulações proporcionaram informação valiosa sobre a eficiência da fratura hidráulica em reservatórios não convencionais, permitindo a otimização dos parâmetros operacionais para maximizar a recuperação de hidrocarbonetos.

A metodologia adotada demonstrou ser eficaz na previsão do comportamento de fraturas hidráulicas em ambientes de baixa permeabilidade, contribuindo significativamente para o entendimento dos mecanismos envolvidos e para a melhoria das práticas de engenharia de reservatórios. As análises realizadas também evidenciaram a importância de considerar a viscosidade do fluido de fraturamento, a quantidade de propante e a porcentagem de dano do fluido na eficiência geral do processo de fraturamento hidráulico.

Resultados e Discussão

A produção de petróleo em reservatórios não convencionais depende significativamente da eficiência das fraturas geradas. Fraturas bem projetadas e executadas aumentam a superfície de contato entre o poço e o reservatório facilitando o fluxo de hidrocarbonetos. A qualidade e a conectividade das fraturas são determinantes para a produtividade do poço. Em um cenário ideal as fraturas permitem um fluxo contínuo e sustentado de petróleo melhorando as taxas de recuperação e a vida útil do poço

Conforme pode ser observado na Figura 1, a fratura tem uma extensão de aproximadamente 160 metros e uma largura predominante de aproximadamente 30 metros. Esta característica é muito importante para a produção de hidrocarbonetos de reservatórios não convencionais. Para manter a produtividade do poço, é necessário manter a abertura dessa fratura ciclicamente. Este procedimento garante que o fluxo de hidrocarbonetos seja contínuo, permitindo uma extração eficiente e econômica dos recursos disponíveis.

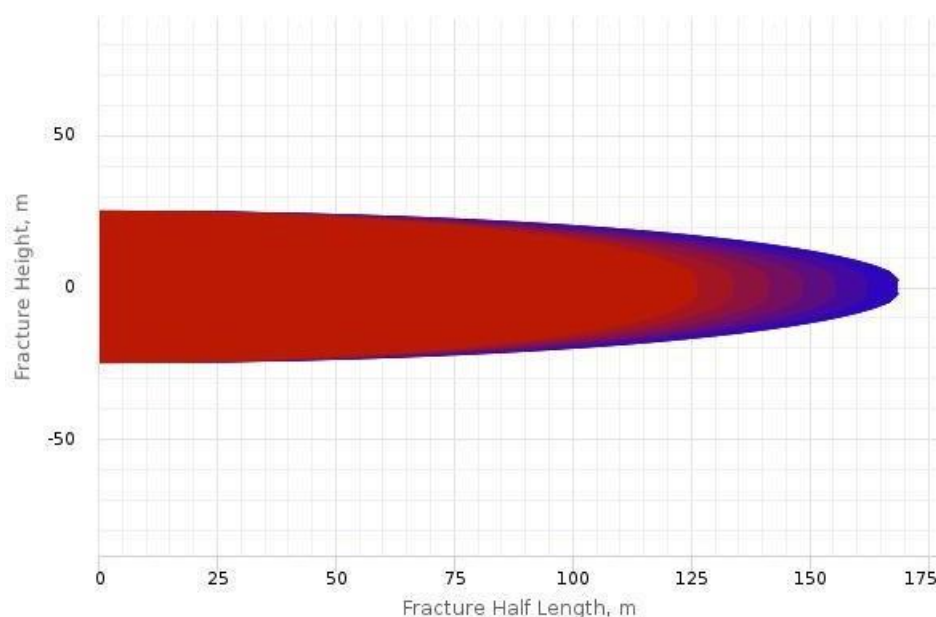


Figura 1. Extensão da fratura propagada no reservatório não convencional estudado.

Do mesmo modo, um dos objetivos do trabalho é avaliar as curvas-tipo em estado estacionário da simulação, as quais são ferramentas fundamentais na análise e previsão da produção de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais. Essas curvas oferecem uma maneira sistemática de prever a produção futura de um poço com base em dados históricos, o que é particularmente importante em reservatórios não convencionais devido à complexidade e não linearidade de seu comportamento de produção. Utilizando essas curvas, os engenheiros de reservatórios podem avaliar se um poço está

operando conforme o esperado, comparando a produção real com as previsões das curvas-tipo. Desvios significativos podem indicar problemas no poço ou no reservatório, que precisam ser abordados para otimizar a produção. Um dos parâmetros obtidos da análise das curvas é o índice de produtividade (J), que é fundamental para a avaliação da produção do poço.

Em concordância com o anterior, a Figura 2 apresenta a estimativa do índice de produtividade (J) necessário para a produção ideal do reservatório. Com base nos parâmetros da fratura, o índice de produtividade (J) é calculado como 0,748. Esse valor é fundamental para determinar a eficiência da extração, garantindo que o poço opere em condições ótimas. A relação entre a fratura e a produtividade do reservatório é evidente, pois fraturas adequadamente projetadas e gerenciadas podem aumentar significativamente a permeabilidade do reservatório. Isso, por sua vez, melhora o fluxo de fluidos para o poço, elevando o índice de produtividade (J) e, conseqüentemente, maximizando a produção enquanto minimiza os custos operacionais. Portanto, um entendimento detalhado dos parâmetros da fratura é essencial para otimizar a produção do reservatório.

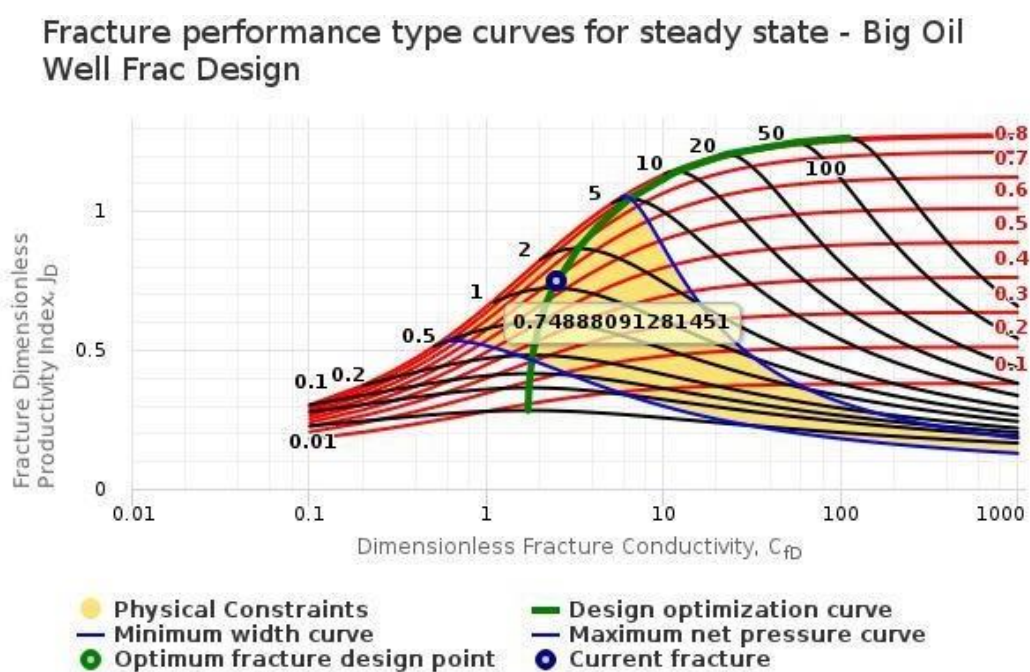


Figura 2. Curvas tipo derivadas do processo de fraturamento hidráulico.

Por outra parte, a pressão de bombeio desempenha um papel essencial na fraturação hidráulica. Para criar fraturas eficazes, a pressão dos fluidos injetados deve superar a pressão de ruptura da rocha. Essa pressão é ajustada com base nas propriedades geomecânicas do reservatório, como a resistência da rocha e a pressão de confinamento. A aplicação adequada da pressão de bombeio é necessária para gerar fraturas com a extensão e a orientação desejadas, evitando tanto fraturas insuficientes que não melhoram a permeabilidade quanto fraturas excessivas que podem danificar o reservatório ou o equipamento.

O tempo de bombeio em processos de fraturamento hidráulico aumenta conforme a quantidade de fluido injetado. Esta relação é diretamente influenciada pela concentração dos agentes propantes e apontalantes presentes no fluido. À medida que mais fluido é injetado, o tempo necessário para realizar a operação se prolonga. Isso ocorre porque o volume maior de fluido demanda um período adicional para ser bombeado através do sistema. A Figura 3 mostra o tempo de bombeio *versus* concentração do fluido de fratura do estudo apresentado.

A concentração de agentes propantes, que são sólidos utilizados para manter as fraturas abertas e permitir o fluxo contínuo de petróleo ou gás, pode impactar significativamente o tempo de bombeio. Quanto maior a concentração desses agentes, maior será a viscosidade do fluido, o que pode resultar em um aumento do tempo necessário para completar a injeção. Além disso, os agentes apontalantes, que ajudam a controlar a viscosidade e outras propriedades do fluido, também desempenham um papel crucial. Ajustes na concentração desses agentes podem afetar o escoamento do fluido, influenciando diretamente o tempo de bombeio.

Portanto, compreender a interação entre a quantidade de fluido, a concentração de agentes propantes e apontalantes e o tempo de bombeio é essencial para otimizar o processo. Um gerenciamento eficiente dessas variáveis pode melhorar a operação, reduzindo custos e aumentando a eficiência.

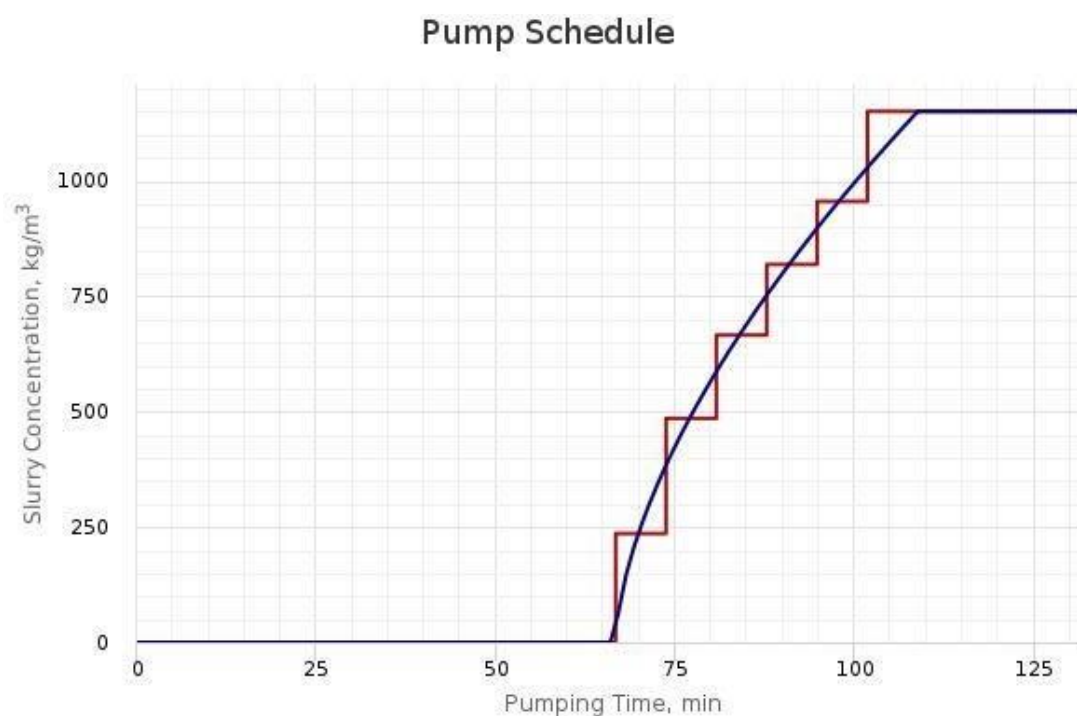


Figura 3. Tempo de bombeio e concentração do fluido de fratura

Conclusões

O estudo sobre fraturamento hidráulico aplicado em reservatórios não convencionais utilizando o software pengstool evidenciou a eficácia do fraturamento hidráulico para maximizar o índice de produtividade destes poços. As análises feitas mostraram que a taxa de bombeio é um fator determinante na criação e propagação de fraturas, influenciando diretamente a produtividade dos poços de petróleo e gás. Com isto, evidenciou-se, também, que taxas de bombeio mais altas tendem a gerar fraturas mais longas e com maior condutividade, resultando em um aumento significativo na produção de hidrocarbonetos. Contudo, foi observado que taxas excessivamente altas podem causar problemas operacionais, como o aumento da pressão de fundo do poço e possíveis danos à integridade do reservatório. Por outro lado, taxas de bombeio mais baixas podem não ser suficientes para criar fraturas eficazes, limitando o potencial de produção.

Agradecimentos

Gostaria de expressar minha sincera gratidão ao professor Camilo Guerrero pelo suporte e orientação inestimáveis durante esta pesquisa. Agradeço especialmente a Universidade Federal do Pará por fornecer os recursos e instalações necessários que contribuíram significativamente para a conclusão deste estudo. Além disso, gostaria de agradecer aos meus colegas e membros da equipe de pesquisa por suas colaborações e discussões enriquecedoras, bem como à minha família e amigos pelo apoio moral e encorajamento constantes.

Referências Bibliográficas

ECONOMIDES, Michael J. et al. **Estimulação de reservatório**. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1989.

GONG, Xun. Analysis of geological factors affecting propagation behavior of fracture during hydraulic fracturing shale formation. *Título do Periódico*, v. 10, 2024.

SANTOS, Yago Ryan Pinheiro et al. 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.

SIMONELLI, George et al. ESTUDO NUMÉRICO E ANALÍTICO DE UM ENSAIO DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO. **The Journal of Engineering and Exact Sciences**, v. 5, n. 2, p. 0189-0194, 2019.

ZHANG, Qi; ZHANG, X.-P.; SUN, W. A review of laboratory studies and theoretical analysis for the interaction mode between induced hydraulic fractures and pre-existing fractures. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 86, p. 103719, 2021.

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

GOMES, Adson de Santana. Avaliação dos impactos relacionados ao uso da água no emprego do método de fraturamento hidráulico para exploração de shale gas na região do aquífero São Sebastião (BA). 2021.

LIMEIRA, Vanessa et al. ESTUDO DE CASO NO POÇO 1-CAU-0003-SE: APLICAÇÃO DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO. **Caderno de Graduação-Ciências Exatas e Tecnológicas-UNIT-ALAGOAS**, v. 7, n. 1, p. 9-9, 2022.

FONSECA, Maria Eduarda Cavalcante. Análise da produção de óleo e gás após estimulação por fraturamento hidráulico em campos maduros. 2022.