

“É necessário garantir a continuidade da propagação mediante um rigoroso controle da pressão de injeção, que, consequentemente, implica uma otimização da vazão.”



Efeito da pressão de fechamento de fratura na otimização da vazão de injeção de água com propagação de fratura

[Eduin Orlando Muñoz Mazo](#)

Resumo

A injeção de água acima da pressão de fratura da formação, para a reabilitação das condições de injetividade em reservatórios afetados pelo dano de formação, tem sido estudada por vários autores, cujas análises abrangem desde a modelagem da perda de injetividade devida ao dano até a modelagem da propagação de fratura em meios porosos.

Desses estudos derivam-se vários fatores que devem ser considerados nas diferentes análises do processo como, entre outros, a diminuição da permeabilidade, as propriedades petrofísicas e geomecânicas da rocha e as condições de vazão e de pressão ao longo da propagação de fratura.

Este estudo tem por objetivo analisar o efeito da pressão de fechamento de fratura na determinação da vazão ótima de injeção de água com propagação de fratura, visando, mediante a utilização de simulação numérica de reservatórios, a quantificação desses efeitos do ponto de vista técnico e econômico.

Os resultados mostram a necessidade de otimização da vazão de injeção para manter uma pressão de fundo do poço injetor que garanta a propagação da fratura. Também se observa a aplicabilidade do método para a antecipação da produção de óleo e o aumento da recuperação final em reservatórios afetados pela perda de injetividade.

Introdução

A perda de injetividade é um dos problemas mais comuns associados à injeção de água em reservatórios. Muñoz Mazo *et al.* (2007) mostraram a efetividade da injeção com propagação de fratura para remediar os efeitos negativos desse fenômeno para diferentes tipos de reservatórios (isotrópicos e anisotrópicos) e diferentes tipos de fluido.

Costa (2009) e Muñoz Mazo *et al.* (2008) mostram a importância de estabelecer uma vazão ótima de injeção em decorrência de diferentes condições de pressão no reservatório e de diferentes espaçamentos entre o poço injetor e o produtor.

Diversos estudos na área de fraturamento hidráulico mostram a necessidade de estabelecer condições de pressão mínimas para garantir a propagação de fraturas em meios porosos, de tal forma que é necessário vincular a pressão mínima de propagação de fratura à análise da otimização da vazão de injeção.

Durante a injeção de água, incrementos na pressão de injeção são necessários para manter a vazão constante, e esse aumento progressivo na pressão de injeção induz ao início da fratura quando a pressão de injeção atinge a pressão de ruptura da formação criando a fratura. Um valor de pressão ligeiramente menor ao de iniciação de fratura é necessário para esta se propagar, sendo que, abaixo deste valor a fratura se fecha. A propagação e o avanço da fratura dentro do reservatório são determinados pelas leis da conservação de massa na fratura e pelas características petrofísicas e geomecânicas da rocha reservatório.

A Figura 1 mostra a evolução da pressão para o processo de fraturamento hidráulico.

Assim, levando em consideração que o fraturamento por injeção de água apresenta uma eficiência volumétrica relativamente baixa (0,05%) por causa da alta taxa de filtração, e que

Pressão de fundo durante o fraturamento

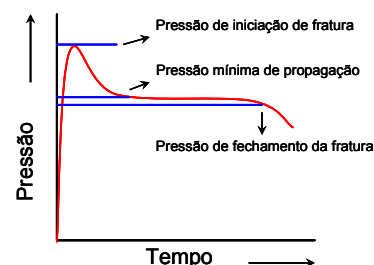


Figura 1: Evolução da Pressão para o processo de fraturamento.

a propagação de fratura é um processo lento, que pode levar meses ou anos para atingir o objetivo, é necessário garantir a continuidade da propagação mediante um rigoroso controle da pressão de injeção, que, consequentemente, implica uma otimização da vazão.

Metodologia

Para este estudo é aplicada a metodologia proposta por Muñoz Mazo *et al.* (2007), onde são estudados, inicialmente, três casos:

- (1) Sem perda de injetividade e sem fratura (SPSF).
- (2) Com perda de injetividade e sem fratura (CPSF).
- (3) Com perda de injetividade e com fratura (CPCF).

São utilizadas para os diferentes casos as mesmas metodologias propostas no trabalho citado para a representação dos processos de perda de injetividade e propagação de fratura no simulador comercial.

As simulações são realizadas numa malha Cartesiana de 51x51x10 blocos de 30x30x4 m³ cada um, com uma porosidade de 25%, permeabilidades horizontal e vertical de 500 e 200 mD respectivamente, com um poço injetor vertical central, que opera a vazão constante de 1200 m³/dia e limitado no valor de pressão de fratura (35771 kPa), e quatro produtores verticais, que operam a 300 m³/dia cada um. O fluido utilizado é um óleo intermediário de 28° API e a injeção de água se realiza durante um período de 6200 dias. Os dados de propagação de fratura usados no estudo são obtidos do simulador PROPAG.

Para o desenvolvimento do estudo se estabelece como principal objetivo determinar um valor de vazão que, baseado nas condições do modelo, permita a continuidade da propagação de fratura a partir do tempo de iniciação da mesma, isto é, uma vazão que mantenha a pressão de fundo do poço injetor acima do valor de 34000 kPa obtido da simulação geomecânica como o valor mínimo de pressão de propagação.

Resultados

As simulações mostram que no momento em que a fratura começa a se propagar (caso CPCF) ocorre uma queda na pressão de fundo do poço injetor devido à eliminação da restrição de fluxo criada pela fratura. Para o caso estudado (vazão de injeção de 1200 m³/dia), a pressão diminui de forma instantânea até um valor inferior ao de propagação, ocasionando o fechamento da fratura, como se mostra na Figura 2.

Desta forma, a otimização da vazão de injeção busca

Pós-Graduação:

Ciências e Engenharia de Petróleo: interessados em Mestrado e Doutorado na área de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo [cliquem aqui](#).

Interesses Especiais:

[UNISIM](#)

[Publicações UNISIM](#)

[Portal de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios](#)

[UNIPAR](#)

[STEP](#)

[Edições Anteriores](#)

Links:

[Unicamp](#)

[Cepetro](#)

[Dep. Eng. Petróleo](#)

[Fac. Eng. Mecânica](#)

[Ciências e Eng. de Petróleo](#)

“A otimização da vazão de injeção deve ser estudada para cada caso de forma específica, a fim de obter resultados mais confiáveis.”

Oportunidades no UNISIM:

Se você tem interesse em trabalhar ou desenvolver pesquisas no UNISIM, entre em contato conosco:

Interesse imediato em:

- > Pesquisador na área de simulação, gerenciamento de caracterização de reservatórios;
- > Pesquisador na área de redes neurais e inteligência artificial.

Para mais detalhes, [clique aqui](#).



Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios

UNISIM

Depto. Eng. Petróleo
Fac. Eng. Mecânica
Univ. Estadual de Campinas
Campinas-SP

Tel: 55-19-3521-3359

Fax: 55-19-3289-4999

Email: unisim@dep.fem.unicamp.br

determinar um valor dessa condição operacional que evite o

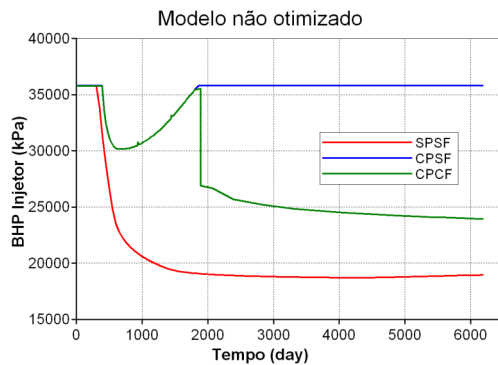


Figura 2: Comportamento do modelo com vazão não otimizada.

fechamento da fratura garantindo a continuidade da sua propagação. Para isso são realizadas diversas simulações onde a vazão de injeção é aumentada a partir do momento em que a fratura começa a se propagar.

Os resultados mostram que uma vazão de 2200 m³/dia consegue propagar a fratura de forma contínua. Mesmo assim a vazão deve ser limitada pela pressão de fundo do poço para retardar a irrupção de água nos poços produtores e prevenir a sobre pressurização do reservatório e a produção de água exagerada. Para o modelo aqui tratado, essa restrição de pressão foi estabelecida no valor de propagação de fratura, com resultados satisfatórios, tanto para a pressão no interior da fratura quanto para a produção de óleo, como se mostra nas Figuras 3 e 4.

Na Figura 4 pode-se observar que para o caso aqui mostrado, mesmo com a otimização da vazão, as características da

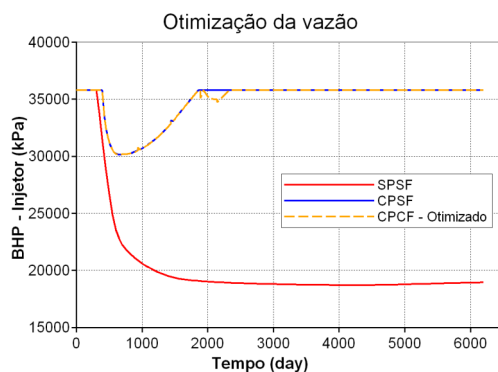


Figura 3: Comportamento da pressão com vazão otimizada.

injeção de água acima da pressão de fratura (reversão dos problemas ocasionados pela perda e injetividade e dificuldade de restaurar as condições de modelos sem perda (Muñoz Mazo *et al*, 2007)) continuam, além de proporcionar um adiament-

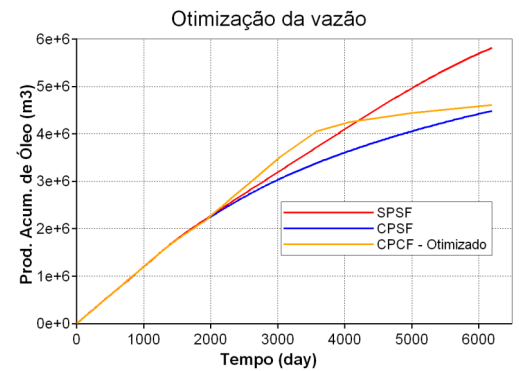


Figura 4: Comportamento da produção com vazão otimizada. to da produção, como mostrado por Costa (2009).

Consideração final

O estudo mostra que a aplicação de injeção de água acima da pressão de fratura como método, seja para o gerenciamento de água em reservatórios ou para tratar a perda de injetividade, precisa de uma cuidadosa análise da vazão de injeção. Desta forma busca-se incrementar a eficiência do processo de propagação de fratura e melhorar a produtividade do reservatório. É importante notar que, devido à dependência das propriedades do reservatório e dos fluidos que apresentam as modelagens de perda de injetividade e propagação de fratura, a otimização da vazão de injeção deve ser estudada para cada caso de forma específica, a fim de obter resultados mais confiáveis.

Referências Bibliográficas

Costa, D. J.; “Estudo sobre injeção de água acima da pressão de propagação de fratura” UNICAMP 2009, Dissertação de Mestrado.

Muñoz Mazo, E. O. *et al*, “Study of Sweep Efficiency of Water Injection Under Fracturing-Conditions Process”, SPE Paper 107846, Apresentado no SPE LACPEC 2007, Buenos Aires, Argentina. <http://psgr.dep.fem.unicamp.br>

Muñoz Mazo, E. O. *et al*, “Análise da Influência do Espaçamento de Poços no Comportamento da Vazão de Injeção para o Processo de Injeção com Pressão Acima da Pressão de Fratura”, Paper IBP 2343_08, Apresentado no Rio Oil & Gás, 2008, Rio de Janeiro, Brasil. <http://psgr.dep.fem.unicamp.br>

Informações sobre o autor:

Eduin Orlando Muñoz Mazo é pesquisador do Grupo UNISIM desde 2005, atuando nas áreas de Gerenciamento de Injeção de Água e Estratégias de Produção.

Para maiores informações, visite
<http://www.dep.fem.unicamp.br/unisim>

O UNISIM é um grupo de pesquisa do Departamento de Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP, com apoio do Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO) que tem como objetivo desenvolver trabalhos e projetos na área de simulação e gerenciamento de reservatórios.