



Injeção de água com pressão acima da pressão de fratura

[Eduin O. Muñoz Mazo](#)

[Juan M. Montoya Moreno](#)

A injeção de água é um dos principais métodos de recuperação de óleo e de manutenção da pressão em reservatórios. Porém, entre as dificuldades do processo de injeção encontra-se a perda de injetividade, que é devida principalmente ao dano na formação ocasionado pela deposição de sólidos dispersos na água e que pode tornar o processo ineficiente com o transcorrer do tempo. Entre as possíveis soluções que podem ser aplicadas para se ter melhores desempenhos do processo de injeção estão: o tratamento da água de injeção e a remoção do dano por agentes químicos ou mecânicos e o fraturamento.

Uma das opções a injeção de água com pressão acima da pressão de fratura da rocha como mecanismo para restaurar injetividade. Devido à complexidade do processo, o mecanismo, a modelagem e os efeitos que o fraturamento da formação pode ter no comportamento do reservatório são objetos de estudos recentes.

Como consequência do aumento na pressão de injeção, ocorre a formação e propagação da fratura, cujo perfil e propriedades de propagação são definidas pelas propriedades petrofísicas e mecânicas da rocha. O receio da aplicação da técnica está associado a canalização de água injetada em direção a um poço produtor o que não é desejado.

Para modelar esses efeitos, é primordial a utilização de diversas ferramentas que permitam monitorar o crescimento da fratura para reproduzir, no simulador de fluxo, os efeitos no comportamento da produção durante o processo de injeção de água. Também é necessário o estudo de uma ferramenta que permita modelar a perda de injetividade para acoplar os processos injeção, perda de injetividade e fraturamento.

O trabalho que está sendo desenvolvido atualmente na Unicamp (UNISIM) visa principalmente modelar a perda de injetividade e o seu acoplamento com modelos de propagação de fratura em simuladores de fluxo comerciais, para assim estudar os seus efeitos no comportamento da produção e principalmente na eficiência de varrido do processo de injeção de água.

A metodologia empregada para atingir os objetivos deste estudo consiste no acoplamento de duas atividades:

1. Modelagem da perda de injetividade.

Consiste na aplicação de um modelo analítico para representar a diminuição da permeabilidade

absoluta na região próxima ao poço ou zona de dano de formação (Figura 1). O modelo analítico está representado por um declínio hiperbólico na permeabilidade (Figura 2) e esta variação se incorpora no simulador para representar a perda de injetividade do poço injetor.

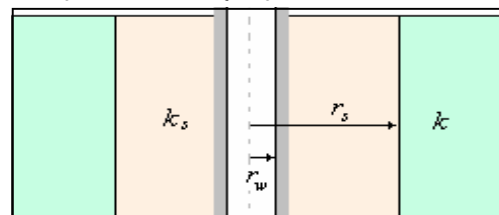


Figura 1: Região de dano do poço injetor.

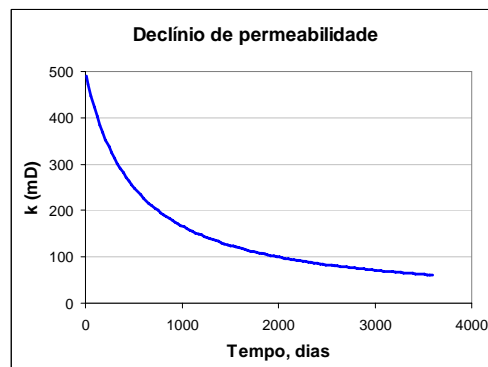


Figura 2: Exemplo de declínio na permeabilidade absoluta.

A informação gerada pelo modelo analítico é usada no modelo de índice de poço (well index, WI), através da modificação do fator de dano (s), a permeabilidade do bloco (K) ou combinação das duas (Equação 1).

$$WI = \frac{2 \pi h k}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s} \quad (1)$$

Uma vez obtidos os valores de WI, os dados são alimentados automaticamente no arquivo de simulação para cada tempo até o tempo no qual é atingida a pressão de fratura.

2. Modelagem da propagação de fratura

Nesta etapa, busca-se incorporar um modelo que permita reproduzir a formação e a propagação da fratura ao longo do processo de injeção, o qual é realizado tomando como base os resultados do programa PROPAG®, desenvolvido pelo Laboratório de Mecânica Computacional da Faculdade de Engenharia Civil da Unicamp em parceria com a Petrobras, o qual se baseia nas propriedades da

“A modelagem de fraturas por poços virtuais pode ser usado sem modificação na malha de simulação, podendo ser aplicada em escala de campo.”

Interesses especiais:

- [Publicações UNISIM](#)
- Portal de Simulação de Reservatórios
- [UNIPAR](#)
- [STEP](#)
- [Edições anteriores](#)

Outros links:

- [Unicamp](#)
- [Cepetro](#)
- [DEP](#)
- [FEM](#)

“Injeção de água com pressão acima da pressão da fratura pode ser um método eficaz para incrementar a recuperação de óleo em reservatórios com problemas de perda de injetividade.”

Oportunidade:

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

Interesse imediato em:

- Pesquisador na área de simulação, gerenciamento e caracterização de reservatórios
- Estagiário de Informática

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



Grupo de Simulação de Fluxo em Meios Porosos

UNISIM

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

Tel: 55-19-3788-3359
Fax: 55-19-3289-4999
unisim@dep.fem.unicamp.br

rocha e nos parâmetros de injeção para estabelecer as propriedades da fratura: abertura, propagação da frente de fratura (Figura 3), penetração vertical, pressão de propagação, entre outras.

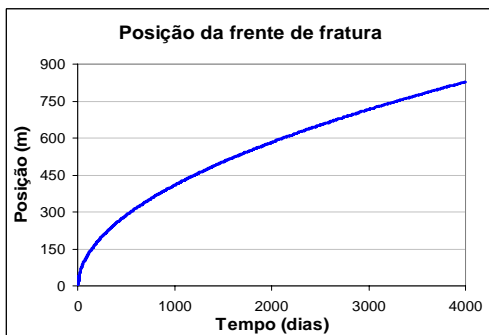


Figura 3: Perfil de propagação da frente de fratura obtido

A primeira idéia, apresentada por Souza et. al (2005), foi a de alterar a transmissibilidade entre blocos na região atingida pela fratura. No UNISIM, a propagação da fratura está sendo modelada através de poços horizontais ou multilaterais virtuais (Figura 4), onde as perfurações são abertas de acordo com o perfil de propagação da fratura.

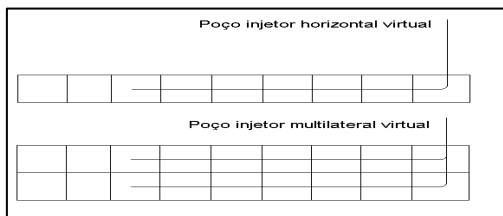


Figura 4: Propagação da fratura mediante poços multilaterais virtuais.

Os resultados mostram que a injeção de água com pressão acima da pressão de fratura pode ser um método eficaz para incrementar a eficiência de recuperação de óleo em reservatórios com problemas de perda de injetividade (Figura 5), permitindo reverter o seu efeito negativo. Nos casos testados até agora, o efeito de canalização da água não tem se mostrado um problema visto que o aumento de recuperação devido ao aumento de quantidade de água injetada é mais significativo do que a canalização.

Também é possível afirmar que a modelagem da perda de injetividade deve estar baseada na interação de propriedades do modelo de simulação como a permeabilidade, o dano de formação, a geometria do reservatório e as dimensões da malha de simulação, entre outras. Essa interação permite que o modelo de perda seja o mais representativo possível do fenômeno de perda de inje-

tividade, e que a aplicação do fraturamento seja mais eficiente, tanto para malhas refinadas, quanto para malhas mais grosseiras em escala de campo. Entretanto, mais testes ainda são necessários para dar mais confiabilidade ao procedimento que está sendo adotado.

A opção de modelagem por poços virtuais é interessante, pois pode ser usada sem modificação da malha de simulação, ou seja, tem potencial para ser aplicada em escala de campo.

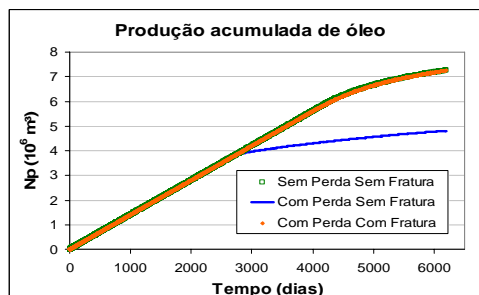


Figura 5: Comportamento do Np ao longo do processo.

Os próximos passos da pesquisa estarão encaminhados a dar maior confiabilidade ao processo de modelagem de fratura por poços virtuais e a testar o efeito de heterogeneidades sobre o comportamento da propagação de fratura e a eficiência de varrido do processo de injeção em diferentes cenários.

Referências

Souza, A. L. S., Fernandez, P. D., Mendes, Rosa, A. J., Furtado, C. J. A., 2005. The Impact of Injection with Fracture Propagation during Waterflooding Process. SPE 94704. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Rio de Janeiro, Brazil.

Montoya Moreno, J. M., Muñoz Mazo, E. O., Ligeiro, E. L., Schiozer, D. J., 2006. Well Impairment Upscaling Applied to Water Injection above Fracture Pressure Simulation, a ser apresentado no XVII Cilamce, Belém de Pará - PA, Brasil, Setembro 3-6 2006.

Informações sobre os autores:

Eduin O. Muñoz Mazo é Engenheiro de Petróleos, formado pela Universidade Nacional da Colômbia, e Mestre em Ciências e Engenharia do Petróleo pela UNICAMP, é pesquisador do Grupo UNISIM.

Juan Manuel Montoya Moreno é Engenheiro de Petróleos Formado pela Universidade Nacional da Colômbia, e Mestrando em Ciências e Engenharia do Petróleo pela UNICAMP.

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.