

## ESTUDO DO MODELO MATEMÁTICO PARA SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIO NÃO CONVENCIONAL COM FRATURAS

Robert José de Paula Gonçalves<sup>1</sup>, Lindaura Maria Steffens<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Acadêmico do Curso de Engenharia de Petróleo - CESFI - bolsista PIPES/UDESC,

<sup>2</sup> Orientadora, Departamento de Engenharia de Petróleo - CESFI – lindaura.steffens@udesc.br.

**Palavras-chave:** simulação de reservatórios, não convencionais, fraturas, geomecânica, tensões efetivas, deformações.

A simulação de reservatórios envolve o uso de programas de computador (simuladores) para descrever os processos de fluxo de fluido em um reservatório. Na indústria do petróleo, as previsões são feitas por simuladores de reservatórios para investigar o efeito de diferentes cenários de produção de injeção no reservatório desempenho, no planejamento e otimização da produção, e na estimativa dos parâmetros do reservatório.

Embora esse estudo seja um campo bastante maduro de pesquisa, ainda há espaço para novas melhorias, porém devemos ter em mente o *trade-off* entre a precisão e flexibilidade com que os processos de fluxo de fluido são descritos, e o esforço computacional necessário para os cálculos.

Nessa pesquisa, o objetivo é determinar como simular a dinâmica de reservatório não convencional que é caracterizado por um comportamento altamente não linear de fluxo multifásico em rochas de permeabilidade extremamente baixa, acoplado por muitos processos coexistentes, como por exemplo, fluxo não Darcyano e interação rocha-fluido dentro de mini poros ou micro fraturas em um *software* não convencional, dando foco ao acoplamento do processo de fraturas no primeiro momento e tomando como base trabalhos posteriores.

Reservatórios não convencionais de embasamento fraturado são aqueles que não teriam porosos originalmente (rochas ígneas ou metamórficas), mas que têm sua permeabilidade e porosidade decorrentes da presença da rede de fraturas.

Diferentes efeitos podem ser esperados devido à presença das fraturas. Por um lado, uma rede bem comunicada pode fornecer a condutividade necessária para a produção de reservatórios que, de outra forma, seriam improdutíveis em decorrência de baixas permeabilidades, o que no caso não convencional é um fato a ser considerado. Porém, por outro lado, as fraturas criam caminhos preferenciais de escoamento que podem reduzir a eficiência dos métodos de recuperação secundária, conduzindo a baixos fatores finais de recuperação.

A geomecânica da formação desempenha um papel importante no desenvolvimento de recursos não convencionais. Durante uma fratura, as tensões na proximidade do poço variam tanto pelo deslocamento da face da fratura quando pela mudança de pressão dos poros. Além

Agradecimentos à FAPESC, pelo auxílio financeiro de apoio a infraestrutura do Grupo de Petrofísica e Engenharia de Reservatório (GPER).

disso, durante a produção, a diminuição da pressão induz a mudança nas tensões efetivas, mudando largura e permeabilidade dos canais de fratura.

Para capturar esse efeito, é possível unir a geomecânica as equações que governam o fluxo, fazendo considerações importantes sobre a formação como, por exemplo, propriedades mecânicas da rocha são isotrópicas, a rocha se comporta como um meio perfeitamente elástico (comportamento mecânico linear, reversível e não retardado), a deformação da rocha é relativamente pequena e pode calcular com precisão usando a suposição de pequenas deformações e a deformação lateral da armação da rocha é insignificante comparada ao deslocamento vertical (tensão uniaxial). Para obter as tensões, dados de testes laboratoriais da formação são necessários e com isso pode-se obter as quedas de pressões em função das equações acopladas ao modelo de fluxo.

Este trabalho está em fase inicial, no desenvolvimento da revisão bibliográfica e estudo da modelagem de reservatórios não convencionais brevemente descritos acima. A pesquisa terá continuidade buscando simular os fenômenos de fluxo multifásico para este problema, buscando aplicar para diferentes estudos de caso e através das análises dos resultados obtidos inferir sobre previsões de produção, injeção e outros aspectos de desempenho, planejamento e otimização da produção.

Agradecimentos à FAPESC, pelo auxílio financeiro de apoio a infraestrutura do Grupo de Petrofísica e Engenharia de Reservatório (GPER).