

ANÁLISE DOS EFEITOS GEOMECÂNICOS NA SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

Alessandro Dal Pizzol

Bolsista PRH-09 ANP, alessandro.pizzol@sinmec.ufsc.br.

Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina.

R E S U M O

MOTIVAÇÃO:

A participação do óleo e do gás natural na matriz energética mundial apresenta uma forte dependência desta fonte de energia não renovável. Sabendo que apenas parte do petróleo existente nas reservas pode ser produzido economicamente, faz-se necessário o desenvolvimento de tecnologias eficientes e economicamente viáveis para aumentar sua recuperação. Assim se faz cada vez mais importante o conhecimento dos mecanismos de produção que afetam a recuperação de petróleo. Visto que as maiores dificuldades nesta área estão relacionadas com a obtenção de dados referentes ao meio poroso que forma o reservatório, a simulação numérica torna-se uma ferramenta bastante eficaz para este fim, possibilitando representar as características deste meio com boa precisão.

Porém, para alcançar resultados satisfatórios nas simulações, que possibilitem as empresas exploradoras tomarem decisões mais seguras no processo produtivo, os fenômenos envolvidos no processo de recuperação devem ser formulados de forma a representar com exatidão a física do problema. Assim, a consideração dos efeitos geomecânicos na simulação torna-se imprescindível, principalmente quando estão sendo analisadas rochas reservatório definidas como fracas ou sensíveis a tensão. Nesta linha de pesquisa vários modelos de acoplamentos reservatório/geomecânico estão sendo desenvolvidos, porém ainda há muito a se descobrir, visto a complexidade de encontrar as formas de representar os modelos de compactação das rochas reservatório e as maneiras de contemplar dados geológicos.

Graças ao avanço do poder de processamento dos computadores e as modernas técnicas numéricas de solução, estes acoplamentos podem ser considerados, onde complexos modelos matemáticos podem ser empregados para descrever as equações constitutivas tanto do escoamento quanto do modelo geomecânico.

A tarefa de simular o efeito do acoplamento reservatório/geomecânico consiste em resolver numericamente um sistema de equações diferenciais não-lineares que descrevem o escoamento no meio poroso e o estado de tensões na matriz porosa. Assim, por exemplo, em um modelo de escoamento monofásico em um meio poroso deformável, na solução das equações do escoamento a variável a determinar é a pressão. Após determinar esta variável, ela é repassada ao simulador geomecânico, pois esta alteração no campo de pressão imposta pelo fluido à matriz porosa faz com que o estado de tensões nesta matriz seja alterado. Para as equações constitutivas do modelo geomecânico as variáveis desconhecidas são o vetor deslocamentos, tensor tensão efetiva e o tensor deformação. Esta deformação causada na matriz porosa faz com que a porosidade e a permeabilidade sejam alteradas, com isso estas são corrigidas através de modelos de acoplamentos e após retornadas ao simulador do reservatório para nova iteração ou passo no tempo.

OBJETIVO:

No presente trabalho pretende-se desenvolver um simulador geomecânico implementado em linguagem de programação C++ que consiga captar os efeitos geomecânicos com exatidão e ser de fácil alteração para implementação de novos modelos de acoplamentos e compactação. Ele será projetado em uma linguagem e forma que permita ser integrado aos simuladores de reservatório desenvolvidos no SINMEC.

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO:

Com o início da produção de um reservatório de petróleo, tem-se uma redução da pressão do fluido no interior dos poros, este decréscimo da pressão é suportado pelas tensões efetivas na matriz rochosa. Este aumento nas tensões efetivas causa a diminuição do espaço poroso, e no caso de o fluido ficar retido, acarretará em um aumento da poropressão, o qual é favorável para a vida produtiva do reservatório. Por outro lado, as deformações devido ao aumento das tensões efetivas geram a compactação do reservatório. Assim, esta compactação é a resposta geomecânica da formação para a redução da pressão do fluido.

Então, o efeito da compactação pode ser favorável ou não para a produção de fluido. Este se torna benéfico, devido à redução do espaço poroso causado pelo fenômeno o qual mantém a energia natural do reservatório (*compaction drive mechanism*). Porém, podem trazer danos indesejados, como danos ao revestimento e equipamentos do poço e a fundamentos de plataformas. Além disso, a deformação do reservatório pode causar a diminuição da permeabilidade do meio poroso, prejudicando a produção. Portanto, a consideração dos efeitos geomecânicos na simulação de reservatório é muito importante, visto que este fenômeno afeta vários parâmetros de produção, e a desconsideração deste pode ocasionar resultados bastante irreais.

RESULTADOS OBTIDOS:

Como o presente trabalho está em fase de desenvolvimento, serão comentados alguns resultados iniciais, e a metodologia para o andamento do trabalho.

Inicialmente, para o entendimento do fenômeno físico relacionado ao acoplamento reservatório/geomecânica, foi solucionado numericamente um caso de poroelasticidade unidimensional em um meio poroso deformável utilizando o Método dos Volumes Finitos. O objetivo deste trabalho foi estudar o efeito das propriedades físicas do problema, o qual são as mesmas de um reservatório de petróleo, e analisar a relação entre as tensões efetivas e a poropressão. O problema solucionado é descrito na literatura como o problema de Terzaghi, e pelo fato deste apresentar solução analítica, pode-se comparar os resultados numérico com o analítico, os quais se apresentaram bastante conformes.

Após este estudo, iniciou-se a formulação matemática e a implementação numérica de um caso de acoplamento reservatório/geomecânica bidimensional. O qual o escoamento no reservatório é considerado monofásico isotérmico incompressível, onde as velocidades são descritas pela Lei de Darcy. E o modelo geomecânico é baseado na Teoria da Consolidação de Biot para materiais porosos isotrópicos, onde a rocha reservatório está sendo representada pelo modelo constitutivo elástico linear. O modelo numérico empregado neste problema é o Método dos Volumes Finitos *Cell Center*. A forma de acoplar o modelo de reservatório com o geomecânico utilizado é o acoplamento iterativo, onde a solução das equações do escoamento e das tensões são resolvidas separadamente e repetidas no mesmo nível de tempo. Neste caso a variável de acoplamento entre os dois modelos é a porosidade.

No andamento do trabalho pretende-se implementar um modelo numérico mais sofisticado, conhecido como o método dos volumes finitos baseado em elementos, *EbFVM (Element based Finite Volume Method)*, o qual pode ser aplicado para malhas não-estruturadas. E utilizar também a permeabilidade do meio poroso como variável de acoplamento entre os modelos de reservatório e geomecânico.

AGRADECIMENTOS:

Ao professor Clovis R. Maliska pela valiosa e atenciosa orientação que está possibilitando o desenvolvimento deste trabalho.

Aos amigos do laboratório SINMEC pela intensa ajuda e discussão sobre o assunto em questão, e durante os momentos difíceis sempre estão dispostos a ajudar.

À ANP, Agência Nacional do Petróleo, pela concessão da bolsa de estudos através do programa MECPETRO.