

ESTUDO DO ACOPLAMENTO FLUXO-GEOMECÂNICO EM UM CAMPO SINTÉTICO

XXXVIII Encontro de Iniciação Científica

Calebe de Oliveira Ferreira, Moacir Frutuoso Leal da Costa, Yuri Nunes Saraiva, Emanuelle Fernandes Braga, Luis Glauber Rodrigues

A geomecânica de reservatórios visa incorporar conhecimentos de análise de tensões no processo de simulação de reservatórios de petróleo avaliando sua influência sobre alguns aspectos importantes como: compactação, subsidência, reativação de falhas existentes, integridade do selo do reservatório e integridade de poços. A consideração do efeito geomecânico na simulação convencional de reservatórios fornece respostas mais realistas sobre a variação do volume poroso durante o processo de produção e injeção de hidrocarbonetos. O objetivo deste trabalho é analisar o acoplamento de dados da simulação de reservatórios aos dados da geomecânica de um reservatório sintético, com atenção ao impacto do modelo geomecânico em características fundamentais de recuperação de um campo de óleo, como queda de pressão devido à produção, subsidência e perfis de produção. As propriedades do modelo foram adaptadas de DEAN et al. O grid tem dimensões de 23x23x12 (i, j, k), se estendendo até a superfície na direção k. O reservatório está a profundidade de 10.000,00 ft, com porosidade constante de 0,25 e permeabilidade de 100 mD nas direções i e j, e 10 mD na direção k. O mecanismo de produção foi combinado de gás em solução com influxo de água. Foi utilizado modelo black oil para o fluido com aquífero de fundo. Foi adotado um sistema triaxial de tensões, não confinado em todas as direções: as tensões nos eixos X e Y tem gradiente de 0.4935, a tensão no eixo Z é equivalente ao peso específico das rochas das camadas superiores, tendo gradiente de 0.9869 psi/ft. O grid do modelo geomecânico tem mesmas dimensões do host. Comparando os casos sem e com geomecânica tivemos os seguintes resultados: com relação à queda de pressão, houve diferença de 18 psi ao final dos 4000 dias de simulação; com relação ao fator de recuperação de óleo, houve diferença de 0.06, resultando em uma redução de 2.4 MMSTB na produção total com o acoplamento fluxo-geomecânica e a subsidência na superfície foi de 0.024 ft.

Palavras-chave: simulação de reservatórios. geomecânica. perfis de produção. black oil.