

PROPAGAÇÃO DE INCERTEZAS DE VARIÁVEIS PETROFÍSICAS NA SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Rafael F.V.C. Santos¹, Leonardo J.N. Guimarães², Márcio R. Borges³

Bolsista PRH-ANP 26, rafaelfvcs@hotmail.com, ¹Departamento de Engenharia Civil, Recife, Universidade Federal de Pernambuco, ²Departamento de Engenharia Civil, Recife, Universidade Federal de Pernambuco, ³Laboratório Nacional de Computação Científica – LNCC, Petrópolis – Rio de Janeiro.

RESUMO

MOTIVAÇÃO: Este trabalho teve o objetivo de estudar a modelagem e simulação de reservatório de petróleo, considerando incertezas em propriedades petrofísicas. Estudou-se os efeitos da consideração de incertezas nas propriedades permeabilidade e porosidade nas produções acumuladas de óleo, água e no índice econômico Valor Presente Líquido (VPL). Para considerar essas incertezas foram utilizados métodos numéricos de geração de campos aleatórios relacionados a conceitos geoestatísticos de correlação espacial. O método de Decomposição LU, foi o utilizado para geração dos campos correlacionados e condicionados de permeabilidades e porosidades. O simulador de reservatório utilizado foi o IMEX (*Implicit Explicit Black Oil Simulator*) da empresa CMG (*Computer Modelling Group*). Dessa forma, foram realizadas simulações estocásticas considerando os campos aleatórios e estas simulações foram comparadas com suas respectivas simulações determinísticas. A principal contribuição deste trabalho foi mostrar que informações que consideram as incertezas impostas em termos de variabilidade espacial de propriedades petrofísicas, na caracterização e simulação do reservatório, podem influenciar de maneira significativa na tomada de decisão nos projetos de viabilidade econômica na exploração e produção (E&P) do reservatório.

OBJETIVO: O presente trabalho teve o propósito de estudar o impacto da consideração das incertezas em atributos petrofísicos nas produções acumuladas de óleo, água e índice econômico VPL, utilizando campos aleatórios correlacionados e condicionados, de permeabilidades e porosidades em simulações estocásticas. Estes campos foram utilizados nas simulações de um reservatório de petróleo com mecanismo de recuperação de óleo através do método de injeção de água.

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: Após as simulações, foram obtidas curvas das médias de produções acumuladas de óleo e água das simulações estocásticas, onde estas médias foram predominantemente diferentes das curvas provenientes da simulação determinística. A simulação estocástica, considerando a geoestatística, chegou a apresentar diferença de produção acumulada de óleo de 8,5 % para menos em relação ao caso determinístico. Uma vez que a ordem de grandeza é de milhões de barris para as produções acumuladas, uma diferença como esta, é bastante significativa do ponto de vista financeiro.

RESULTADOS OBTIDOS: No geral, os resultados mostraram que as simulações determinísticas comparadas com as estocásticas, superestimam as produções acumuladas de óleo, e subestimam a produção acumulada de água. Contudo tem-se um VPL determinístico (sem considerar incertezas) 8% maior que o VPL estocástico, onde se considera as incertezas associadas aos parâmetros estudados.