Capa

Contracapa

# 1 Descriç**ão do problema**

Este trabalho visa aplicar os conhecimentos obtidos em sala de aula de programação na linguagem Matlab no desenvolvimento de um programa para simular o escoamento bifásico (água-óleo) em reservatórios de petróleo. A simulação numérica tem o objetivo de prever o comportamento do reservatório quando submetido a condições impostas na superfície (como vazão e pressão dos poços produdores e injetores) bem como aquelas que são advindas no próprio reservatório (como as condições de pressão e saturação iniciais, existência de aquíferos ou capas de gás).

Após a aquisição dos dados da rocha reservatório (ou simplesmente reservatório como mencionado antes), são obtidos vários cenários de produção por meio da simulação computacional. O objetivo da simulação é prever o melhor cenário, otimizando o lucro, os custos e, não menos importante, avaliar os impactos ambientais do processo de retirada dos hidrocarbonetos.

# 2 Objetivos

## Geral

Desenvolver um simulador bifásico água óleo sequencial implícito na linguagem de programação Matlab.

## Específicos

* Estudar o escoamento bifásico e o método de solução sequencial implícito;
* Desenvolver a metodologia aplicada no simulador;
* Desenvolver o fluxograma do código de simulação;
* Explicitar a função da rotina principal e das subrotinas;
* Apresentação dos resultados em figuras, tabelas ou gráficos como curvas de produção acumulada de óleo, razão água-óleo de produção, etc;

# 3 Metodologia

## 3.1 Escoamento monof**ásico**

A equação da conservação da massa para o escoamento monofásico em reservatórios de petróleo é dada por:

, (Equation 1)



onde 12§inline§\rho§svg§600§FALSE§, 12§inline§\phi§svg§600§FALSE§, 12§display§\vec{v} §svg§600§FALSE§, e 12§inline§q§svg§600§FALSE§ são a massa específica (Kg/m3), porosidade (adimensional), velocidade (m/s) e termo fonte ou sumidouro (Kg/(m3/s)). A porosidade é definida como a porção do espaço ocupada pelo fluido, que é dada por:

12§display§\frac{V_{p}}{V_{T}} §svg§600§FALSE§, (Equation 2)

onde 12§display§V_{p}§svg§600§FALSE§ é o volume do poro e 12§display§V_{T}§svg§600§FALSE§ é o volume ocupado pela rocha e pelo poro. A velocidade do fluido é dada pela lei de Darcy para o escoamento de fluidos em meios porosos, dada por (desprezando o efeito da gravidade):

, (Equation 3)



onde 12§inline§K§svg§600§FALSE§ (m2) é a permeabilidade da rocha, definida como a facilidade com que o fluido a atravessa, 12§inline§\mu§svg§600§FALSE§ (Pa s) é a viscosidade e 12§display§p§svg§600§FALSE§ a pressão do fluido. O método utilizado nesse trabalho para resolver a equação 1 é o método dos volumes finitos, que é obtido ao integrar esta equação no volume 12§display§V§svg§600§FALSE§, resultando em:

12§display§\int_{V} \frac{\partial \left(  \rho \phi \right)}{\partial t} dV = \int_{V} - \nabla \cdot \left( \rho \vec{v} \right) dV + \int_{V} q dV§svg§600§FALSE§, (Equation 4)

onde podemos aplicar o teorema da divergência de Gauss na segunda integral da equação 4 para obter:

12§display§\int_{V} - \nabla \cdot \left( \rho \vec{v} \right) dV = \int_{\partial V} - \rho \vec{v} \cdot \vec{n} d \partial V =  \displaystyle \sum_{F \in \partial V} - \rho \vec{v} \cdot \vec{n}§svg§600§FALSE§, (Equation 5)

sendo 12§display§\partial V§svg§600§FALSE§ a superfície de contorno de 12§display§V§svg§600§FALSE§, 12§display§\vec{n}§svg§600§FALSE§ o vetor normal que aponta para fora da superfície e 12§display§F§svg§600§FALSE§ a face que pertence a 12§display§\partial V§svg§600§FALSE§. Considerando que tanto a rocha como o fluido são incompressíveis, a equação 1 se torna:

12§display§\nabla \cdot \left( \rho \vec{v} \right) = q §svg§600§FALSE§. (Equation 6)

## 3.2 Escoamento bif**ásico**

Para o escoamento bifásico utiliza-se a equação 1 para uma das fases 12§display§\alpha§svg§600§FALSE§, resultando em:

12§display§\frac{\partial \left(  \rho_{\alpha} \phi S_{\alpha} \right)}{\partial t} = - \nabla \cdot \left( \rho \vec{v}_{\alpha} \right) + q_{\alpha} §svg§600§FALSE§, (Equation 7)

sendo 12§display§S_{\alpha}§svg§600§FALSE§ a saturação da fase 12§display§\alpha§svg§600§FALSE§, definida como a razão entre o volume da fase e o volume do poro ( 12§display§\dfrac{V_{\alpha}}{V_{p}}§svg§600§FALSE§ ). A velocidade da fase, desprezando efeitos de pressão capilar, é dada por:

12§display§\vec{v}_{\alpha} = - \lambda_{\alpha} K \nabla p§svg§600§FALSE§, (Equation 8)

sendo

12§display§\lambda_{\alpha} = \frac{kr_{\alpha}}{\mu_{\alpha}}§svg§600§FALSE§, (Equation 9)

onde 12§display§\lambda_{\alpha}§svg§600§FALSE§ e 12§display§kr_{\alpha}§svg§600§FALSE§ são a mobilidade e a permeabilidade relativa da fase 12§display§\alpha§svg§600§FALSE§. O modelo de permeabilidade relativa utilizado nesse trabalho é o de Corey e Brooks.

Método de solucao da pressao e da saturacao

Fluxograma do codigo (explicar rotinas e subrotinas)

Apresentacao dos resultados

referencias