

11º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Análise da eficiência no uso de software de simulação de reservatórios para a determinação da permeabilidade na produção de petróleo.

AUTORES:

Rigley Jorge Neri Corrêa Júnior e Joemes de Lima Simas

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Amazonas

ANÁLISE DA EFICIÊNCIA NO USO DE SOFTWARE DE SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS PARA A DETERMINAÇÃO DA PERMEABILIDADE NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Resumo

A simulação de reservatórios vem tendo um rápido crescimento nas últimas décadas, e juntamente com a ágil evolução da capacidade dos computadores, muitos simuladores de reservatórios têm sido desenvolvidos no mercado visando ajudar os engenheiros a entender os mecanismos envolvidos na produção de hidrocarbonetos. A simulação numérica de reservatórios é uma ferramenta indispensável à engenharia de reservatórios, por meio da aplicação de métodos numéricos permite obter a solução de equações diferenciais parciais de solução complexa, possuindo assim conhecimentos baseados em modelagem matemática e programação computacional como instrumentos de aplicação. Neste projeto será feita a apresentação e análise dos resultados dos testes realizados com relação à descrição do efeito das alterações da permeabilidade obtidas no processo da simulação de reservatório, descrevendo os procedimentos para geração do modelo de simulação a caracterização e análise do parâmetro físico de estudo nos reservatórios de petróleo é a permeabilidade. A simulação numérica é realizada no software Matlab Reservoir Simulation Toolbox (MRST) para MATLAB onde é estimado os cálculos e equações para a determinação da permeabilidade, bem como a realização da linguagem do algoritmo de simulação apresentado as equações e modelos adotados. O Matlab Reservoir Simulation Toolbox (MRST) é uma ferramenta de previsão, o simulador é um código de fonte aberta feito no MATLAB para prototipagens rápidas e experimentações em simulação de reservatórios. Nele é implementado a diferenciação automática, baseado na discretização de equações diferenciais parciais e realizações com vetores e matrizes, muito importante para a aplicação do método de ajuste de histórico. Com a comparação entre a simulação realizada com os valores de permeabilidade e a literatura, é realizada a validação do processo de simulação com o parâmetro da permeabilidade a partir do uso da ferramenta MRST, bem como, a verificação de melhorias. Foram trabalhados um estudo de caso: um reservatório hipotético com diferentes alterações da sua permeabilidade para realizar as devidas avaliações referente a permeabilidade e sua influência na produção. E dessa forma, este projeto de pesquisa tem como objetivo principal analisar a eficiência do uso de uma ferramenta aplicada em um software de linguagem de programação para a determinação da propriedade física da permeabilidade no processo de produção de petróleo.

Palavras-chave: simulação numérica de reservatório; permeabilidade; MRST; produção de petróleo.

Abstract

Reservoir simulation has seen rapid growth in recent decades, and along with the rapid evolution of computer capabilities, many reservoir simulators have been developed in the market to help engineers understand the mechanisms involved in hydrocarbon production. Numerical simulation of reservoirs is an indispensable tool for reservoir engineering, through the application of numerical methods it allows obtaining the solution of partial differential equations of complex solution, thus having knowledge based on mathematical modeling and computer programming as application tools. This project will present and analyze the results of the tests carried out in relation to the description of the

effect of changes in permeability obtained in the reservoir simulation process, describing the procedures for generating the simulation model, the characterization and analysis of the physical parameter of study in the oil reservoirs is permeability. Numerical simulation is performed in the software Matlab Reservoir Simulation Toolbox (MRST) for MATLAB where the calculations and equations for the determination of permeability are estimated, as well as the realization of the language of the simulation algorithm, presenting the equations and models adopted. The Matlab Reservoir Simulation Toolbox (MRST) is a prediction tool, the simulator is an open source code made in MATLAB for rapid prototyping and experimentation in reservoir simulation. It implements the automatic differentiation, based on the discretization of partial differential equations and realizations with vectors and matrices, very important for the application of the historical adjustment method. With the comparison between the simulation carried out with the permeability values and the literature, the validation of the simulation process with the permeability parameter is carried out using the MRST tool, as well as the verification of improvements. A case study was carried out: a hypothetical reservoir with different changes in its permeability to carry out the appropriate evaluations regarding permeability and its influence on production. In this way, this research project has as main objective to analyze the efficiency of the use of a tool applied in a programming language software to determine the physical property of permeability in the oil production process.

Keywords: numerical simulation of reservoir; permeability; MRST; oil production.

Introdução

A permeabilidade é a capacidade de um meio permitir o escoamento de fluidos através da sua rede de poros. Os fluidos escoam por canais que ligam os poros e, quanto mais estreitos e tortuosos forem esses canais, maior será a dificuldade dos fluidos se moverem e menor será a permeabilidade (KRONBAUER, 2014).

Sendo um parâmetro extremamente importante na caracterização de reservatório, a permeabilidade influencia diretamente na taxa de produção de hidrocarbonetos, afetando a economia de todo o empreendimento de desenvolvimento e operação de um campo (FILHO, 2018). Para prever a produção, se usa bastante a simulação de reservatórios de petróleo, o que permite a indústria petrolífera melhorar seus processos de exploração e exploração de hidrocarbonetos.

A aplicação dessas ferramentas de simulação é bastante útil para se tentar aumentar o fator de recuperação dos campos de petróleo, possibilitando a determinação de características importantes da rocha, tendo como exemplo, a determinação e análise da permeabilidade e sua influência no sistema de produção de campos de petróleo. O desenvolvimento tecnológico usado na criação de equipamentos, hardwares e softwares vem possibilitando uma maior rapidez na aquisição (CUNHA et al, 2012). Dessa forma o software de linguagem de programação MATLAB vem colaborar com a proposta deste projeto, pois será possível a utilização da ferramenta Reservoir Simulation Toolbox (RST) e assim analisar a proposta de eficiência da ferramenta para a determinação de propriedades físicas como exemplo a permeabilidade.

Metodologia

O presente projeto será desenvolvido de acordo com as seguintes etapas: A primeira etapa compreende o levantamento bibliográfico de trabalhos científicos disponíveis no Portal Periódicos da

CAPES (Scifinder Scholar, Web of Science e Scopus), além do portal de periódicos foram feitas pesquisas no Google Acadêmico.

Na segunda etapa realizou-se a caracterização e análise do parâmetro físico de estudo nos reservatórios de petróleo (permeabilidade), em seguida foi feita a instalação da ferramenta MRST no software de linguagem de programação MATLAB para a realização da simulação numérica em reservatórios.

A terceira etapa foi a aquisição dos dados e a realização de testes iniciais com a definição das equações a serem utilizadas para a determinação da permeabilidade a partir do método de diferenças finitas utilizando a permeabilidade de casos reais de reservatórios. Na quarta etapa foi feita a apresentação e análise dos resultados dos testes realizados com relação à descrição do efeito das alterações da permeabilidade obtidas no processo da simulação de reservatório. E por fim, a última etapa é a validação do processo de simulação com o parâmetro da permeabilidade com o uso da ferramenta MRST, bem como, a verificação de melhorias.

Resultados e Discussão

Para a simulação numérica de reservatório, o conhecimento das propriedades da rocha é de fundamental importância, por exemplo, uma vez que essas características influenciam o movimento dos fluidos dentro do reservatório, influenciando toda a cadeia produtiva (SILVA, 2016). Entre elas se destacam a porosidade e principalmente a permeabilidade. Assim alinhando com a simulação para prever o comportamento de um campo é um do estudo de reservatórios, pois possibilita avaliar maneiras e métodos diferentes para otimizar aspectos técnicos e econômicos (ROSA, 2006).

O Matlab Reservoir Simulation Toolbox (MRST), é uma dessas ferramentas de previsão, na qual pode determinar propriedades petrofísicas, condições de contorno, termos fontes sumidouros e poços. Ele deve ser realizado na seguinte webpage: <http://www.sintef.no/MRST/>, no site encontra todas as versões do MRST (CASTRO, 2020).

Para o desenvolvimento das simulações deste trabalho foi utilizada a versão 2017a do MRST. Todos os conceitos introduzidos até aqui, permitem abordar nessa seção a simulação utilizando diferenciação automática (AD) do MRST. A formulação matemática e numérica para a simulação do reservatório foi totalmente implícita admitindo o módulo *ad-fi*, utilizando como objeto de estudo as informações geológicas de um reservatório previamente construído na subclasse *ph1* do módulo, contendo o exemplo-modelo *simpleAD.1ph.m* que foi definido para a realização dos estudos deste projeto.

Como objeto de estudo, o reservatório escolhido para simulação possui uma malha cartesiana 3D, composta por [10 x 10 x 10] elementos, com dimensões de [200 m x 200m x 50 m]. Assim, gerando uma visualização da malha apresentada na Figura 1, sua geometria sugerida é retangular, facilitando a opção de trabalhar com poço produtor vertical centrado no reservatório, totalmente completado e abrangendo toda a espessura do reservatório. O modelo de malha não descreve um reservatório real, sendo apenas um esquema idealizado do módulo para facilitar a compreensão dos objetos de estudo utilizados na simulação com diferenciação automática.

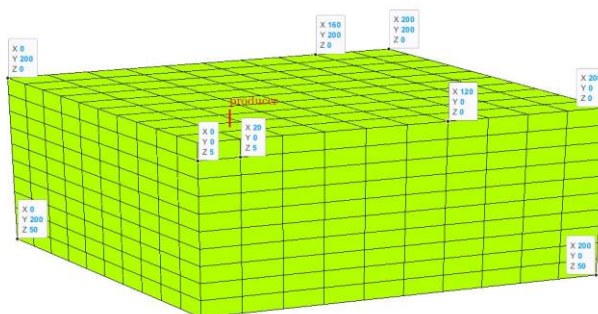


Figura 1: Definição da malha de simulação do reservatório. Fonte: Autor, 2022.

Assumimos que o reservatório está inicialmente em equilíbrio. O presente modelo possui estrutura de um reservatório de rochas de litologia homogênea, onde tem as características e configuração bidimensional. O fluxo é bidimensional e monofásico, com apenas um poço produzindo óleo durante um ano de produção. Para a realização da simulação foi assumido os valores padrão do *simpleAD.1ph.m*, apresentados a seguir nas Tabelas 1 com as informações a respeito das propriedades do reservatório, da rocha e do fluido que foram usadas como referências para as simulações.

Condição/parâmetro		Valor	Unidade
Compressibilidade da rocha	c_r	$1e^{-6}$	Bar
Pressão de referência	P_{ref}	200	psi
Porosidade	ϕ	0.3	Adimensional
Permeabilidade	k	Variação	mD
Viscosidade	μ	5	cPoise
Compressibilidade do óleo	c_o	$1e^{-3}$	Bar
Densidade do fluido de referência	γ_{ref}	850	kg/m ³
Pressão de referência	P_{ref}	200	Bar
Densidade de fluido de superfície	γ_s	750	kg/m ³
Viscosidade	μ	5	cPoise
Compressibilidade do óleo	c_o	$1e^{-3}$	Bar
Densidade do fluido de referência	γ_{ref}	850	kg/m ³
Pressão de referência	P_{ref}	200	Bar
Densidade de fluido de superfície	γ_s	750	kg/m ³

Tabela 1: Propriedades da rocha e fluido. Fonte: Autor, 2022..

O único parâmetro que sofreu mudanças nas simulações, usando o módulo foi a permeabilidade, na qual foram realizadas testes de diferentes valores para analisar a sua influência na produção dos reservatório. Nesta etapa foi trabalhado um estudo de caso: um reservatório sintético com diferentes alterações da sua permeabilidade para realizar as devidas avaliações referente a permeabilidade e sua influência na produção.

Estudo de caso: Reservatório Sintético experimental

Para o caso 1, utiliza-se a configuração do reservatório referente ao modelo de simulação padrão descrita na Tabela 1 sendo geometria do reservatório, parâmetros petrofísicos, fluidos e a criação das condições das atividades operacionais e período (tempo), sendo consideradas as mesmas para todos os

cenários. Neste presente caso, utiliza-se o parâmetro monitorado sendo a permeabilidade do reservatório e sua contribuição na produção, em função do tempo, pressão e vazão do reservatório.

Esse modelo será referido como reservatório sintético, sendo simulado por meio de 3 testes de valores distintos de permeabilidades conforme descritas na Tabela 2, o estudo possui a capacidade de verificar o escoamento de óleo em um reservatório para a necessidade de saber a produção deste.

Parâmetro	Reservatório	Valor (mD)
Permeabilidade (k)	Teste 1	5
	Teste 2	10
	Teste 3	20

Tabela 2: Permeabilidades. Fonte: Autor, 2022.

Com a compilação dos arquivos de entrada no simulador, o processamento computacional gerou estruturas dos dados experimentais, por meio, de mapas de pressão e gráficos pela vazão versus o tempo de produção dos reservatórios para os diferentes tipos de valores de permeabilidade, fazendo a leitura da sua influência no comportamento da pressão e vazão dos reservatórios pelo período de um ano.

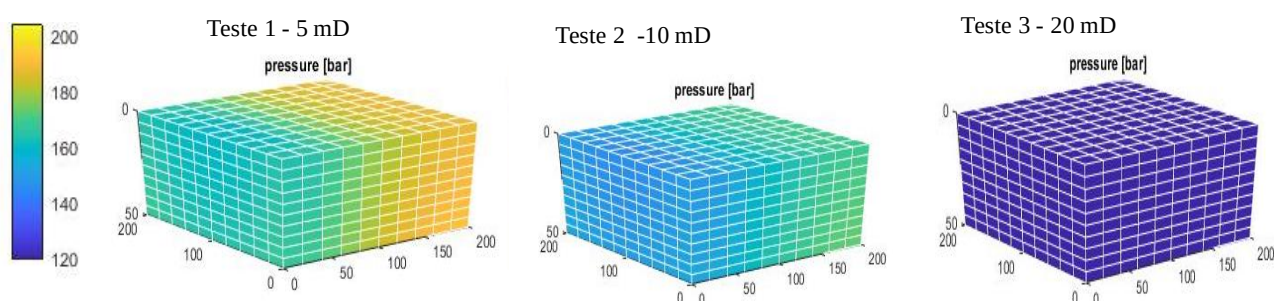


Figura 2: Mapas de pressão dos três reservatórios experimentais com distintos valores de permeabilidades em função do tempo. Imagens geradas pelo MRST, AD-FI. Fonte: Autor, 2022.

Segundo FREEZE e CERRY (1979), quanto maior a permeabilidade de um reservatório menor é a queda de pressão do mesmo, visto que por definição, a permeabilidade é um fator geométrico que define características de transmissão de fluidos em um meio poroso, representando a área de fluxo efetiva na escala dos poros que pode ser considerada como uma função do meio poroso. Assim quanto maior a permeabilidade, mais facilmente o fluido escoar e mais rápido é a alimentação da pressão para o poço, devido possui as maiores fraturas para facilitar o fluxo para o poço produtor, garantindo assim, que com isso menor queda de pressão. Garantindo ou restringindo o ritmo da produção do reservatório, sendo que quando a pressão cai assume a condição mínima de pressão de produção.

Nesta seção, foram realizados e analisados o comportamento da pressão em reservatório considerados três testes de distintos valores de permeabilidade, visando verificar a melhor escoamento de fluido no período de 1 ano. Isso pode ser comprovado ao analisar o mapa de distribuição das Figuras 2, fica visível a diferença na queda de pressão entre os testes, o *Teste 3* com a permeabilidade de 20 mD, representa o caso mais comprovado com o valor de pressão mínima ao longo do tempo de produção, sendo o melhor escoamento de fluido que repõe a pressão causada pela produção enquanto para os outros casos esse valor não consegue ser atingido com apenas um ano de atuação.

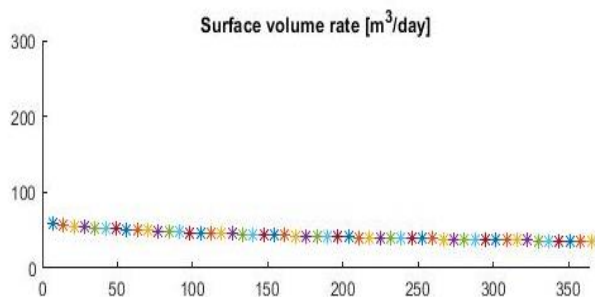


Gráfico 1: Permeabilidade de 5 mD na produção de óleo, gerado pelo MRST, AD-FI. Fonte: Autor, 2022.

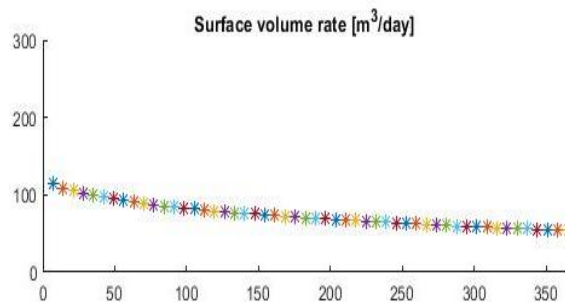


Gráfico 2: Permeabilidade de 10 mD na produção de óleo, gerado pelo MRST, AD-FI. Fonte: Autor, 2022.

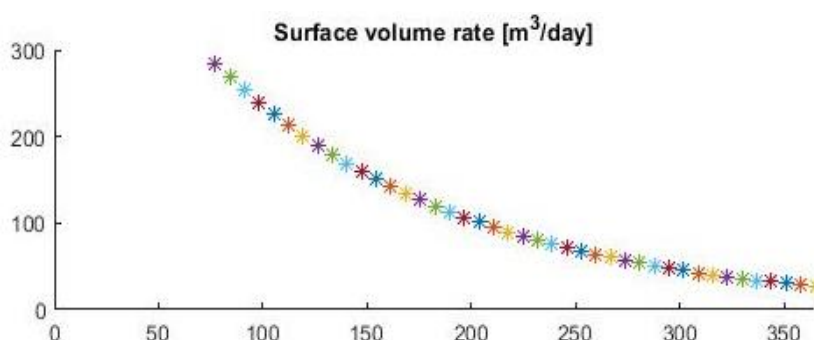


Gráfico 3: Permeabilidade de 20 mD na produção de óleo, gerado pelo MRST, AD-FI. Fonte: Autor, 2022

Observa-se o comportamento da produção acumulada de óleo utilizando três valores de permeabilidade dos testes. Segundo os gráficos, a maior produção acumulada é obtida com a rocha de maior permeabilidade, no Gráfico 3 consegue visualizar que ao longo do tempo a produção tem maior escoamento, permeabilidade de alto valor que permite que o fluido se desloque com facilidade para o poço produtor. Avalie-se que o valor de menor permeabilidade gera baixa produção acumulada de óleo, valores menores de permeabilidade indicam maior resistência da rocha à passagem dos fluidos. Neste tipo de reservatório, os investimentos para recuperação secundária são maiores e opções para serem usados, uma vez que serão necessárias maiores pressões de injeção para colaborar na produção, por exemplo.

Conclusões

Os testes desenvolvidos buscaram a caracterização da permeabilidade, referente a um poço produtor hipotético, produzindo ao longo de 1 ano. As permeabilidades apresentaram excelentes valores, principalmente para a Teste 3, que apresentou permeabilidade 20 mD, permitindo maior escoamento de fluidos durante o tempo de um ano de produção, devido seu maior grau de escoamento de fluidos no espaço poroso do reservatório em relação aos demais.

Sabendo que esses modelos são de pequena escala e experimentais a modelos reais, eles conseguem fornecer resultados satisfatórios que demonstram potencial do simulador para estudos acadêmicos a fim de validação do uso de ferramentas para simulação e modelagem de reservatórios. Vale lembrar que é necessário para estudos mais significativos o uso e tratamentos de dados mais exatos de parâmetros de reservatórios para ter resultados mais eficientes e consequentemente para uma melhor tomada de decisão no processo de simulação de reservatório.

Por fim, pode-se afirmar que a ferramenta MRST, contribui para análise da propriedade física da permeabilidade, objetivo deste projeto sendo um *software* de fácil manipulação permitindo uma boa visualização dos resultados.

Agradecimentos

Agradeço a todos que de alguma maneira colaboraram com a elaboração deste trabalho. Em especial para as professoras Joemes Simas e Gabriela Ennes. Que desde o início me orientaram e estiveram disponível ao longo do desenvolvimento deste projeto.

Referências Bibliográficas

CASTRO, D.A. Implementação do modelo de ordem reduzida TPWL para simulação de reservatórios de petróleo na plataforma MRST. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2020.

FILHO, C.R.T. Aplicação da lógica fuzzy para determinação da permeabilidade em reservatórios carbonáticos. 2018.56.f. Trabalho de Conclusão de Curso. Escola de Engenharia. Universidade Federal Fluminense, Niterói.2018.

FREEZE, R. A.; CHERRY, J. A. Groundwater, Prentice Hall, Inc. U.S, p. 604, 1979.

KRONBAUER, D. P. Determinação de propriedades petrofísicas de rochas reservatórios usando modelos de redes de poros. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais/UFSC 2014. Florianópolis, 2014. 166 f..

MARQUES, E. A. R. Caracterização de reservatórios petrolíferos: Análise comparativa de dois métodos para a caracterização de propriedade de um reservatório petrolífero. 2011.

NUNES, S.J. Estudos, modelagem e simulação de instalações de produção de petróleo no simulador pipesim com ênfase na otimização de “gás-lift” contínuo. Projeto de Graduação, UFES. Vitória. 2008.

ROSA, A.J., CARVALHO, R.S. e XAVIER, J.A.D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. 1 ed. Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2006.

SILVA, C.P; FERREIRA FILHO, V.; COUTO, P. Ajuste do Histórico da Produção Usando Múltiplos Modelos Aplicando Ensemble Kalman Filter: Estudo De Casos Desenvolvidos No Mrst. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio de Janeiro.