

DESENVOLVIMENTO DE UM ESTUDO DEMÉTODOS PARA UPSCALING DE PERMEABILIDADE ABSOLUTA

Rogério Tadeu Santana Junior¹, Lindaura Maria Steffens²

¹ Acadêmico do Curso de Engenharia de Petróleo - CESFI - bolsista PROIP/UDESC

² Orientadora, Departamento de Engenharia de Petróleo - CESFI – lindaura.steffens@udesc.br.

Palavras-chave: *Upscaling, Simulação de Reservatórios, Equação da difusividade hidráulica*

A simulação de reservatórios de petróleo é uma ferramenta poderosa que ajuda no desenvolvimento e manutenção da produção de um campo de petróleo. O engenheiro precisa fazer várias simulações com diferentes configurações de poços, taxas de produção, taxas de injeção, etc. para chegar em uma configuração que seja aceitável e que se ajuste ao histórico de produção. A representação geológica de um campo de petróleo pode conter dezenas de milhões de células descrevendo detalhadamente estruturas e tipos de rochas (esse modelo é chamado de malha fina), mas a simulação da produção de um modelo dessa grandeza pode requerer um tempo computacional enorme e que não é prático para o dia-a-dia do engenheiro, logo, o modelo precisa ser de alguma maneira simplificado/reduzido para atender a essa demanda(modelo chamado de malha grosseira). Uma das maneiras clássicas de lidar com esse problema da escala é o *upscaleing* das propriedades, que é uma operação onde se reduz a quantidade de células unindo elas e recalculando as propriedades (e.i. permeabilidade, porosidade, pressão) nas novas células através de médias, métodos numéricos ou outros meios necessários. Fazendo isso o problema fica mais fácil de ser resolvido computacionalmente. Para fazer o *upscaleing* de propriedades chamadas de aditivas (ou volumétricas), esse é um problema relativamente fácil de ser resolvido. As propriedades aditivas são propriedades que representam bem o fenômeno em questão pela média delas (e.g. saturação, pressão, porosidade). Já as propriedades como não aditivas, como a permeabilidade, o problema é mais complexo de ser resolvido.

Permeabilidade é uma propriedade que descreve a magnitude do fluxo através de um meio poroso a um dado diferencial de pressão numa direção específica. Por exemplo, em uma situação em que uma célula tem permeabilidade zero está conectada a outra que tem uma permeabilidade diferente de zero, o fluxo na direção em que as células estão conectadas é zero. Se o *upscaleing* for aplicado a essas células com uma média simples, a permeabilidade resultante seria diferente de zero, permitindo a passagem de fluido. Outros tipos de média podem lidar com o problema anterior, mas esse não é o único desafio. A redução da resolução causada pelo *upscaleing* pode deformar estruturas geológicas com certas características conectando-as outras estruturas com outras características que não estão originalmente conectadas. O resultado disso nos piores casos pode ser um padrão de linhas de fluxo completamente diferente na simulação do reservatório entre a malha fina e a malha grosseira, levando a valores das propriedades a erros muito grandes interferindo na interpretação do engenheiro.

Métodos de *upscaleing* podem ser divididos em duas classes. Métodos baseados em médias, que tem soluções analíticas simples e rápidas e métodos baseados no fluxo que resolvem a Equação da Difusividade (EDH) para estimar a permeabilidade. Ainda é possível dividir os métodos baseados no fluxo em duas classes, os métodos locais e métodos não locais. Os primeiros apenas levam em conta o campo de permeabilidade das células que serão homogeneizadas. A segunda classe leva em conta os efeitos de algumas células vizinhas até as células do reservatório inteiro. Os métodos que resolvem a EDH em uma

Agradecimentos à FAPESC, pelo auxílio financeiro de apoio a infraestrutura do Grupo de Petrofísica e Engenharia de Reservatório (GPER).

região de células são chamados de métodos Laplaciano. Warren e Price (1961) foram os primeiros a usar essa técnica. Gomez-Hernandez (1991) e Sánchez-Vila et al. (1995) são autores que também utilizaram esse tipo de método para estimar permeabilidades equivalentes. Outros autores usaram camadas de células vizinhas, também chamadas de bordas, ao redor da região de interesse e outros conjuntos de condições de contorno com a intenção de aumentar a precisão e levar em conta efeitos das heterogeneidades e da anisotropia nos arredores. Wen e Gómez-Hernández (1996) e Holden e Lia (1992) são autores que utilizaram tais técnicas para gerarem tensores cheios de permeabilidades. Wen et al. (2003), Failla (2015) e Steffens et al. (2016) apresentam métodos que podem gerar tensores diagonais de permeabilidade.

A classe de métodos que usa a EDH para estimar a permeabilidade é o objeto de estudo desse trabalho, que visa investigar a relação entre a heterogeneidade da região de interesse e o tamanho da região das bordas, bem como as variáveis envolvidas e o resultado do processo. O objetivo principal do presente trabalho é investigar o impacto da adição de bordas ao redor da região de interesse na solução da EDH para *upscaling* de permeabilidade absoluta e determinar uma correlação entre as características locais de permeabilidade e o número recomendável células na borda.

A implementação das rotinas de *upscaling* foi feita usando a linguagem de programação C++. Os métodos implementados foram especificamente métodos de *upscaling* com bordas. Além disso, limitações e vantagens dos métodos também foram analisados via pesquisa bibliográfica. As simulações de fluxo foram feitas no software IMEX/CMG, que tem capacidade de fazer simulações de fluxo multifásico e apresentar as curvas de produção e campos de saturação e permeabilidade em uma plataforma de fácil análise. Por fim, a análise de resultados foi realizada usando MATLAB e Microsoft Excel. Todos os softwares usados para a análise são licenciados.

Para os casos simulados, o aumento da região ao redor da zona de efeito não surtiu efeito, ou piorou os resultados. Isso é contrário dos resultados obtidos por Wen et al. (2003), em que uma melhora considerável na descrição dos fluxos dentro da malha grosseira do observada. A diferença dos resultados pode ser explicada pelo fato de que o método de Wen et al. (2003) apesar de apresentar uma variação de para tensores diagonais, desenvolveu o método para tensores cheios. Failla (2015) afirma em seu trabalho que o aumento do número de bordas não alterava significativamente o resultado das suas simulações, apesar de não ter explorado a fundo. Esse método foi desenvolvido para tensores diagonais e originalmente o fluxo conservado em seu método leva em conta células das bordas e do núcleo. Failla (2015) afirma que se o fluxo fosse mantido constante apenas no núcleo, o método seria considerado local, independentemente do número de bordas e que para que o efeito das regiões de bordas fosse efetivo nesse tipo de consideração o tensor cheio deveria ser considerado. Os tensores de permeabilidade da malha fina dos casos considerados aqui eram inicialmente alinhados com a direção principal das células e por consequência, diagonais. Ao se considerar um conjunto de células a serem homogeneizadas, deve-se atentar ao fato de que existe a variação da direção dessas células finas dentro da célula homogênea resultante, resultando num fluxo líquido real que não está necessariamente alinhado com as direções principais da célula homogênea e para descrever esse fluxo apropriadamente, um tensor cheio de permeabilidades deve ser levado em conta. Nesse caso, o aumento da região de bordas deverá surtir efeito, como observado por Wen et al. (2003). Os resultados do método que usa médias tiveram desvios um pouco maiores em relação aos métodos que usam a simulação de fluxo, mesmo assim, muito parecido. Isso se deve ao fato de que esses métodos de médias combinadas também se originam da conservação do fluxo como demonstrado por (ROSA et al., 2006), mas considerando os fluxos apenas nas direções principais, de maneira análoga a se considerar uma resistência equivalente de circuitos elétricos. Com relação aos aspectos geométricos do modelo, se a setorização do modelo fino não for feita apropriadamente, células deformadas podem surgir e regiões de falha podem ser descaracterizadas, como foi demonstrado. Ao se fazer *upscaling* de uma região próxima a uma falha deve-se tentar manter o rejeito da maneira mais fiel possível para não colocar camadas que estão desconectadas em contato. Os resultados mostram que não existe método de *upscaling* que é o melhor para todos os casos. Para cada malha fina um estudo de sensibilidade com diferentes métodos de *upscaling* com diferentes tamanhos de blocos grosseiros e escolher a malha grosseira que resultar no menor erro.

Agradecimentos à FAPESC, pelo auxílio financeiro de apoio a infraestrutura do Grupo de Petrofísica e Engenharia de Reservatório (GPER).