ESTUDO DE MÉTODOS DE *UPSCALING* DE PERMEABILIDADE ABSOLUTA E DETERMINAÇÃO DE PARÂMETROS DE TESTES DE POÇOS ATRAVÉS DO MÉTODO DOS MÍNIMOS QUADRADOS

Rogério Tadeu Santana Junior [1], Lindaura Maria Steffens[2]

[1] Acadêmico(a) 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, Método dos Mínimos Quadrados, Curvas-Tipo.

A simulação em Engenharia de Petróleo, em particular em Engenharia de Reservatórios e Testes de Poços, 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 a uma configuração que seja aceitável e que se ajuste ao histórico de produção.

Atuamos em diferentes temas abordando problemas relacionados à modelagem e simulação em Engenharia de Petróleo. A seguir um breve resumo sobre os temas trabalhados.

Upscaling de Permeabilidade Absoluta

A representação geológica de um campo de petróleo pode conter dezenas de milhões de células descrevendo detalhadamente estruturas e tipos de rochas (modelo completo, na 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 reduzido para atender a essa demanda (modelo simplificado, na malha grossa).

Uma das maneiras clássicas de lidar com esse problema da escala é o *upscaling* das propriedades, que é uma operação onde se reduz a quantidade de células unindo elas e recalculando as propriedades (permeabilidade, porosidade, pressão) nas novas células através de médias, métodos numéricos ou outros meios necessários. Diante disso, o problema fica mais fácil de ser resolvido computacionalmente.

Para realizar o *upscaling* de propriedades chamadas aditivas (ou volumétricas) é um problema relativamente fácil de ser resolvido. As propriedades aditivas são propriedades que representam bem o fenômeno em questão pela média delas (por exemplo, saturação, pressão, porosidade). Já as propriedades não aditivas, como a permeabilidade, o problema é mais complexo de ser resolvido.

Permeabilidade é uma propriedade de 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 *upscaling* 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 *upscaling* 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 os valores das propriedades a erros muito grandes interferindo na interpretação do engenheiro.

Um grande número de teses e artigos foram publicados nesse tema no decorrer dos anos. Autores como Wen e Gómez-Hernández (1996) e Renard e Marsily (2000), apresentam revisões desses métodos detalhadamente, assim como as principais características, vantagens e desvantagens desse método. Um método proposto por Failla (2015), baseado em fluxo monofásico e no método de diferenças finitas foi objeto de estudo do presente trabalho. Aqui o método foi estendido para um caso mais geral e também foi avaliado em fluxos bifásicos já que o anterior tinha sido avaliado apenas em casos monofásicos.

Os algumas simulações foram feitas e resultados similares uns aos outros foram encontrados. Os resultados de um dos modelos, que é um reservatório estratificado com um poço injetor no centro e 4 produtores nos cantos, são mostrados na tabela 1.

A tabela 1 e os demais resultados mostraram que o número de anéis parece não estar intimamente ligado com o a redução do erro. O que indica que o número de anéis e até o método de *upscaling* é totalmente particular do problema em questão e deve ser avaliado com mais cuidado.

	Total
2 Anéis	0.14
4 Anéis	0.11
6 Anéis	0.12

Tabela 1. Erro médio da vazão de produção para o poço 1 e Total do reservatório

Ajuste de Curvas-Tipo

Em Engenharia de Petróleo, Testes de Poços são necessários para estimar a produtividade e o desempenho dos reservatórios. Eles consistem na medição da pressão de fundo de poço causada por uma mudança controlada de taxa de produção durante um período de tempo relativamente curto. A interpretação de dados de campo levará a determinação de importantes parâmetros através de comparação com modelos conhecidos.

As soluções clássicas da equação da difusividade são modeles analíticos comuns usados para determinar esses parâmetros. A transformada de Laplace é uma ferramenta largamente aplicada para resolver essa equação, mas dependendo das condições de contorno, a inversão da equação pode ser difícil e algoritmos numéricos são usados.

Em 1970, Agarwal et al. introduziram a análise de curvas tipo relacionando quatro principais parâmetros: fator de película (s), coeficiente de estocagem adimensional(C_d), tempo adimensional(t_d) e permeabilidade (k). Originalmente, o ajuste das curvas tipo era uma técnica visual. Os engenheiros tentavam sobrepor uma curva de dados de campo com curvas tipo manualmente. Com o avanço da tecnologia, ajuste assistido por computador se tornou possível, reduzindo a subjetividade da técnica.

Na pesquisa, uma abordagem de mínimos quadrados é usada para ajustar dados de campo a curvas analíticas. Os fatores estimados são fator de película (s), coeficiente de estocagem adimensional (C_d) e permeabilidade (k). Esse problema leva a um sistema não linear que será resolvido numericamente.

Os resultados até o presente momento se mostraram satisfatórios. Foi observado que o resultado do ajuste depende fortemente da estimativa inicial do método de resolução do sistema não linear (que pode convergir para um ponto de mínimo relativo), pois o problema é altamente não linear.

Então, uma busca incremental foi associada ao método, onde vários intervalos para os fatores estimados são dados como entrada e verifica-se a possibilidade de a solução estar próxima do mesmo. Se o critério adotado for atendido, a estimativa inicial é tomada como sendo o ponto médio desse intervalo e a simulação é feita. O resultado final é a solução que tenha o mínimo erro ao quadrado. Com essa alteração, ótimos ajustes foram encontrados para os casos avaliados.