

Uso da Simulação Numérica em Estudos de Reservatórios

[João Carlos Von Hohendorff Filho](#)

"Um estudo de simulação conduzido apropriadamente deve obter resultados semelhantes aos vários métodos clássicos aplicáveis para este estudo."

INTERESSES ESPECIAIS:

- [UNISIM](#)
- [Publicações UNISIM](#)
- [Portal de Simulação de Gerenciamento de Reservatórios](#)
- [UNIPAR](#)
- [Edições anteriores](#)

LINKS:

- [Unicamp](#)
- [Cepetro](#)
- [Dep. Eng. Petróleo](#)
- [Fac. Eng. Mecânica](#)
- [Ciências e Eng. de Petróleo](#)

PÓS-GRADUAÇÃO:

Ciências e Engenharia de Petróleo: interessados em Mestrado e Doutorado na área de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo [cliquem aqui](#).

Introdução

Os simuladores numéricos de reservatórios são usados por empresas de petróleo no mundo todo, essencialmente porque conseguem resolver problemas que não podem ser resolvidos de outra forma mais rápida, barata ou confiável. Talvez a mais importante, em uma perspectiva comercial, seja a habilidade de gerar previsões de fluxo de caixa. A modelagem de fluxo do reservatório fornece um perfil de produção e necessidades de sistemas de produção para gerar previsões econômicas.

Conforme Mattax e Dalton (1996), a simulação é o único modo de descrever quantitativamente o escoamento multifásico em escala de campo de um reservatório heterogêneo tendo um cronograma de produção determinado não somente pelas propriedades do reservatório, mas também pela demanda de mercado, estratégia de investimento e regulação governamental.

A confiabilidade dos simuladores comerciais atuais e a grande disponibilidade computacional indicam que a simulação de reservatórios é aplicável a qualquer tamanho de reservatório, tanto para a tomada de decisão diária bem como para o planejamento da exploração do campo, contudo a simulação nem sempre é usada para estudos em reservatórios pequenos, nem mesmo rotineiramente em operações diárias em reservatórios grandes.

Segundo Ertekin et al (2001), a demanda por simulação de reservatórios advém do fato que num projeto de recuperação de hidrocarbonetos (que pode envolver um investimento de capital de centenas de milhões de dólares), o risco associado com o plano de desenvolvimento selecionado deve ser avaliado e controlado. Fatores que contribuem para este risco incluem (1) a complexidade do reservatório por causa das propriedades heterogêneas e anisotrópicas das rochas, (2) a variação regional das propriedades de fluido e características de interação rocha-fluido, (3) a complexidade dos mecanismos de recuperação de hidrocarbonetos e (4) a aplicação de métodos de previsão de produção com limitações que podem os tornar inapropriados. Os três primeiros fatores estão fora do controle do engenheiro, sendo levados em conta na simulação de reservatórios através da generalidade na entrada de dados construído dentro dos modelos de simulação de reservatórios e a disponibilidade de simuladores para as variadas técnicas de recuperação avançada de óleo. O quarto fator pode ser controlado através do uso de boas práticas de engenharia e do uso criterioso da simulação de reservatórios (Ertekin et. al, 2001).

Aplicabilidade da Simulação

Problemas devem ser resolvidos pelo método mais simples e menos custoso que forneça uma resposta adequada. Desta forma, os engenheiros de reservatórios devem sempre primeiro determi-

nar o nível apropriado de simplificação que atenda ao seu estudo e então selecionar o método apropriado de análise para evitar gastos e retrabalho desnecessários.

Conforme Ertekin et al (2001), a solução final de um método de análise deve ser baseada não somente no nível apropriado de simplificação, mas também no custo, prazo e aceitabilidade do resultado. Ao longo dos anos, a tendência de demanda de custo e tempo para estudos de simulação tem decrescido, por conta da capacidade crescente dos recursos computacionais e o melhoramento do software integradores dos dados de diferentes disciplinas para a criação de modelos geológicos integrados.

Contudo, a simulação numérica não é sempre o melhor método de análise de um problema de engenharia de reservatórios, pois métodos de análise como testes de poço, observações de campo, teste laboratoriais, pilotos de produção, análises matemáticas simples, e a extrapolação do desempenho de outros reservatórios geralmente fornecem resultados mais realistas do que a simulação numérica.

Por exemplo, durante a fase de caracterização de um estudo de simulação, a análise de teste de crescimento de pressão é o método preferido para se obter a permeabilidade da formação, e durante a fase de ajuste de histórico, os métodos de balanço de materiais podem ser usados para obter informações sobre a invasão da água e o tamanho do aquífero.

Embora a simulação de reservatórios seja o método mais compreensivo para a extrapolação do desempenho do reservatório, ele não pode divergir da abordagem clássica de engenharia de reservatórios. De fato, um estudo de simulação conduzido apropriadamente deve obter resultados semelhantes aos vários métodos clássicos aplicáveis para este estudo. Além disto, os métodos análogos, experimentais e analíticos são os únicos métodos disponíveis para validar o simulador numérico. Sem estes, há pouca confiança no uso dos resultados gerados por um estudo de simulação.

Passando por esta fase de julgamento, a simulação numérica passa então a ser a ferramenta adequada para fornecer os resultados demandados ao engenheiro de reservatórios.

Adequação do Modelo de Reservatório

Mattax e Dalton (1996) indicam que a construção do modelo é influenciada pelos seguintes fatores: tipo e complexidade do problema (isto é, a geometria do sistema, heterogeneidade das rochas, tipos de fluidos presentes, e o tipo do processo de depleção sendo considerado), a qualidade das respostas necessária para as decisões de gerenciamento do reservatório, o tempo disponível para completar o estudo de reservatório, fatores econômicos, a disponibilidade e qualidade dos

"É usualmente melhor desenhar o modelo mais simples que simulará o processo de deslocamento com realismo suficiente para permitir decisões apropriadas."

dados, a capacidade do simulador de reservatório e as características dos computadores disponíveis.

É usualmente melhor desenhar o modelo mais simples que simulará o processo de deslocamento com realismo suficiente para permitir decisões apropriadas a serem feitas acerca do desenvolvimento e da operação do reservatório. Embora os resultados dos estudos possam parecer mais coerentes e confiáveis se mais complexidade for incluída do que é necessária para resolver o problema, a complicação adicionada quase sempre aumentará o custo do estudo (Mattax e Dalton, 1996).

Desta forma, a escolha correta do modelo a ser executado é necessária, sob o risco de se gastar muito tempo e esforço computacional no desenvolvimento de um estudo que pode levar à mesma conclusão.

Por exemplo, no caso de estudos que utilizem processos de depleção mais complexos, como injeção cíclica de gás e água, existe a necessidade de modelagem composicional dos fluidos para representar adequadamente o comportamento das fases dentro do reservatório. Desta maneira, uma simplificação na malha de simulação através de uma transferência de escala pode conduzir a respostas semelhantes às obtidas através de uma malha fina de simulação demandando menor tempo computacional.

Não existem regras para dimensionar apropriadamente o modelo de reservatório para ser usado em um estudo de simulação. O método mais recomendado para determinar o "tamanho" do modelo de reservatório (incluindo as dimensões da malha, modelo de fluidos etc.) é efetuar uma análise de sensibilidade no modelo de reservatório no início do estudo. Isto é feito iniciando-se com um modelo inicial com o maior rigor de detalhamento desejado e ir reduzindo o rigor da modelagem de um modo sistemático. Enquanto os resultados da simulação forem independentes da complexidade do modelo, as dimensões da malha permanecem apropriadas para o estudo.

Uma questão crítica que aparece em estudos que envolvem um grande número de simulações, como análise de incertezas e otimização da produção, é o tempo total demandado para a sua execução, o qual pode exceder o prazo gerencial destinado para este estudo. Neste cenário, geralmente alguma simplificação é efetuada no modelo de reservatórios de modo a atender o prazo estipulado.

Assim, uma análise bastante criteriosa da complexidade do modelo precisa ser efetuada, permitindo que os estudos sejam feitos de modo a atender o prazo desejado sem contudo perder a representatividade das respostas, evitando equívocos na tomada de decisão.

Papel do usuário de simulação de reservatórios

Por fim, o que se espera dos engenheiros e geólogos trabalhando em estudos de simulação de reservatórios?

Primeiro, que sejam capazes de entender o problema que estão tentando modelar através do simulador de reservatórios e sabiam como obter as respostas necessárias e de forma confiável. "Entenda seu problema e defina seus objetivos". Antes de qualquer simulação, entenda as características geológicas do reservatório, os fluidos que ele contém e o seu comportamento dinâmico. Também tenha claro o objetivo do estudo antes de iniciar. Pergunte se os objetivos são realistas. Estas considerações ajudarão na escolha do modelo mais apropriado para o estudo (Ertekin et al., 2001).

Segundo, que eles tenham o conhecimento adequado da ferramenta, saibam explorar suas capacidades adequadamente e atentem às limitações que podem prejudicar os resultados de seus estudos. "Conheça suas limitações e acredite em seu julgamento". É necessário lembrar que a simulação não é uma ciência exata. Todos os modelos são baseados em suposições e fornecem somente uma resposta aproximada do problema real. Mais uma vez, um bom entendimento do problema e do modelo é essencial para o sucesso. É necessário usar e confiar no julgamento pessoal, especialmente se o mesmo for baseado em análises de observações de campo ou de laboratório, bem como checar cuidadosamente a entrada e a saída de dados de simulação. E utilizar cálculos simples de balanço de materiais para verificar os resultados da simulação (Ertekin et al., 2001).

Referências Bibliográficas

- ERTEKIN, T.; ABOU-HASSEM, J. H.; KING, G. R. Basic Applied Reservoir Simulation. SPE Textbook Series. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2001.
- MATTAX, C. C.; DALTON, R. L. Reservoir Simulation. Monograph Vol. 13. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1977. 173 p.

Informações sobre o autor:

João Carlos Von Hohendorff Filho é engenheiro civil formado pela UFSC, mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo na Unicamp. Trabalhou na Petrobras por 10 anos como engenheiro de reservatórios com foco em simulação de reservatórios e hoje é pesquisador do Grupo UNISIM.

Para maiores informações, visite
<https://www.unisim.cepetro.unicamp.br>

O UNISIM é um grupo de pesquisa da UNICAMP (Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Centro de Estudos de Petróleo - CEPETRO) que tem como objetivo desenvolver trabalhos e projetos na área de simulação e gerenciamento de reservatórios.

OPORTUNIDADES NO UNISIM:

Se você tem interesse em trabalhar ou desenvolver pesquisas no UNISIM, entre em contato conosco.

Interesse imediato em:

- Pesquisador na área de simulação, gerenciamento e caracterização de reservatórios.

Para mais detalhes, [clique aqui](#).



Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios

Depto. Eng. Petróleo
Fac. Eng. Mecânica
Centro de Estudos de Petróleo
Univ. Estadual de Campinas
Campinas-SP

Tel: 55-19-3521-1220

Fax: 55-19-3289-4916

unisim@dep.fem.unicamp.br