



Metodologia de integração entre modelos distintos de simulação de reservatórios

[João Carlos von Hohendorff Filho](#)

“A metodologia permite a integração de vários modelos de reservatórios distintos em um único modelo de simulação.”

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](#).

Em alguns estudos de cenários de produção ocorre a necessidade de se explorar múltiplos reservatórios através de uma instalação de produção única, como por exemplo, o compartilhamento de uma ou mais unidades estacionárias de produção para reservatórios em profundidades distintas. Conforme Cotrim (2012) existem três metodologias que permitem fazer esta integração quando os modelos de reservatório são construídos em diferentes modelos de simulação: (1) método de rateio de produção e injeção, onde cada reservatório possui uma cota de produção e injeção de fluidos baseada no potencial dos poços e na capacidade da plataforma, (2) acoplamento explícito, onde os modelos são acoplados através dos poços e a integração é feita através de um programa externo, e (3) acoplamento implícito, onde os modelos são integrados pelo próprio simulador de reservatórios.

A solução implícita certamente é a opção mais robusta para o engenheiro de reservatórios, principalmente em estudos que envolvam múltiplas realizações geológicas e sistemas de produção compartilhados. Alguns simuladores comerciais de reservatórios permitem esta integração diretamente via arquivo de entrada, contudo não é o caso do pacote da CMG@.

Propõe-se então, uma metodologia para permitir a rodada de múltiplos modelos de reservatórios distintos através do acoplamento implícito em modelos de reservatórios no pacote da CMG@ (embora seja aplicável a outros simuladores), de modo a permitir rodadas integradas mais rigorosas. Através de um “amalgamento” dos modelos distintos de simulação de reservatórios, realiza-se uma junção dos dados dos arquivos de entrada dos vários modelos de simulação para um único arquivo de entrada, de tal forma que o simulador possa simular os vários reservatórios dentro de uma única rodada de simulação.

Metodologia

Os modelos de reservatório precisam ser idênticos em termos de tratamento de malha (recomenda-se que estejam em *corner point* para garantir a separação hidráulica entre os modelos), modelagem de fluidos (*black-oil*, composicional ou térmico), e no mesmo sistema de unidades, o que pode exigir uma compatibilização inicial dos modelos de simulação. É necessário cuidado para que os modelos não tenham sobreposição espacial, o que poderia gerar erros na simulação.

A metodologia adota os seguintes passos para a integração dos modelos de simulação:

- 1) Leitura dos dados de malha nos arquivos de simulação (CORNERS ou COORD e ZCORN, POR, NULL, PERMI, PERMJ, PERMK, NETGROSS, NULL, ...).
- 2) Avaliação do tamanho final da malha amalgamada, adotando um empilhamento vertical dos modelos, o que gera uma superposição relativa vertical.
- 3) Gravação das coordenadas das células para o primeiro reservatório em um novo arquivo de entrada no formato CORNERS, preenchendo com valores *default* as células que não exist

tem no modelo amalgamado.

- 4) Repetição do passo 3 para os demais modelos de reservatório.
- 5) Gravação da propriedade NULL de cada célula para o primeiro reservatório, preenchendo com valores iguais a zero as células que não existem no modelo.
- 6) Repetição do passo 5 para cada modelo de reservatório.
- 7) Gravação da primeira propriedade de cada célula para o primeiro reservatório, preenchendo com valores *default* as células que não existem no modelo.
- 8) Repetição do passo 7 para cada modelo de reservatório.
- 9) Repetição dos passos 7 e 8 para as demais propriedades de reservatório.
- 10) Compatibilização da compressibilidade da rocha via cartão CROCKTYPE para cada região.
- 11) Compatibilização das falhas de cada modelo via cartão FAULTS (quando aplicável).
- 12) Compatibilização de *pinchout* de cada modelo via cartão PINCHOUTARRAY (quando aplicável).
- 13) Compatibilização de setores de cada modelo via cartão SECTORARRAY (quando aplicável).
- 14) Leitura dos dados de fluidos nos arquivos de simulação.
- 15) Escrita de todas as tabelas na sequência dos modelos de simulação.
- 16) Compatibilização das coordenadas relativas dos fluidos via cartão PTYPE ou EOSTYPE (quando aplicável).
- 17) Leitura dos dados de interação rocha-fluido nos arquivos de simulação.
- 18) Escrita de todas as tabelas em sequência de modelo de simulação.
- 19) Compatibilização das coordenadas relativas dos fluidos via cartão RTYPE.
- 20) Compatibilização da inicialização do modelo via cartões REFDEPTH, REFPPRESS, DWOC, DGOC, e PB (quando aplicável).
- 21) Compatibilização dos dados de controle numérico.
- 22) Leitura dos dados de poços e cronograma.
- 23) Escrita de todos os poços em sequência de modelo de simulação e de cronograma dos poços.
- 24) Compatibilização das coordenadas relativas verticais dos poços via cartão PERF, observando o empilhamento vertical.
- 25) Compatibilização dos cartões de poços e grupo WELL ATTACH, ON-TIME, GROUP, GCONP e GCONI.

Recomenda-se apoiar o uso da metodologia através de alguma rotina computacional externa, devido à grande quantidade de dados a serem manipulados e a possibilidade de automação de algumas etapas, o que poderá ser útil em estudos com múltiplas rodadas.

Aplicação

Foi feita a aplicação da metodologia utilizando o caso *benchmark* UNISIM-I-D com uma proposta de malha de drenagem e outro campo de estudo transladado para uma posição abaixo do reservatório anterior, denominado Campo 2. Este possui

“Realiza-se uma junção dos dados dos arquivos de entrada dos vários modelos de simulação para um único arquivo de entrada.”

orientação de malha, propriedades de rocha e fluidos, presença de falhas, pressões e contatos distintos do UNISIM-I-D, com entrada de produção posterior ao Campo UNISIM-I-D. Ambos são modelos com tratamento de malha *corner-point* e tratamento de fluidos *Black-oil*. A Fig.1 mostra os dois modelos de reservatórios amalgamados em um único modelo de simulação.

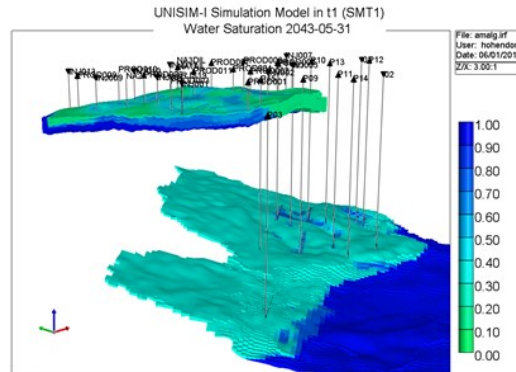


Figura 1: Reservatórios UNISIM-I e Campo 2 integrados

As Fig.2, Fig.3 e Fig.4 apresentam respectivamente as curvas de produções diárias de óleo e líquido e as curvas de injeção diária de água para o caso integrado (UNISIM-I-D e Campo 2 compartilhando a plataforma) e não integrado (apenas o caso UNISIM-I) mantendo as mesmas condições de operação da plataforma aplicados ao caso UNISIM-I-D.

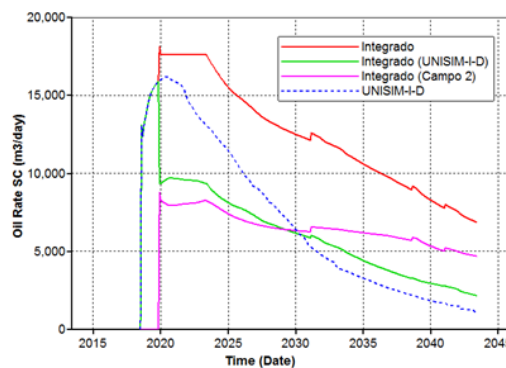


Figura 2: Curvas de produção de óleo

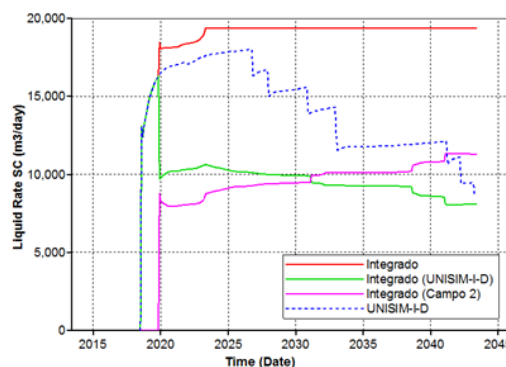


Figura 3: Curvas de produção de líquido

Até a data de entrada de produção do Campo 2 (2020), a produção e injeção do Campo UNISIM-I-D é semelhante no caso original e no caso integrado. Na entrada do Campo 2 verifica-se uma diferença nas vazões de produção e injeção do Campo UNISIM-I-D, gerada pelo rateio de produção e injeção imposto aos poços pelas rotinas de gerenciamento de grupos de poços internas ao simulador, de modo a honrar os limites operacionais da plataforma (Fig.2 e Fig.3), priorizando a produção e injeção de poços de maneira integrada.

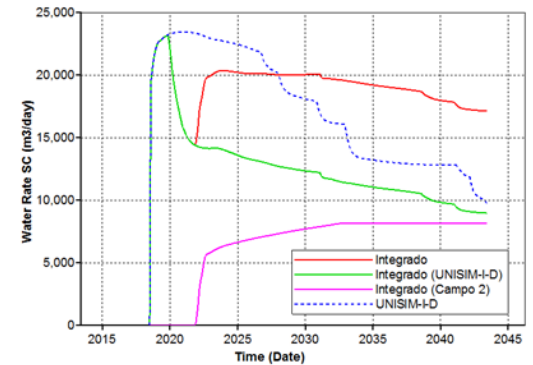


Figura 4: Curvas de injeção de água

Em termos de custo computacional, o Campo UNISIM-I-D levou 313s para simular 25 anos de simulação, o Campo 2 levou 1230s e o modelo integrado levou 2057s em uma máquina com 4 processadores.

Conclusão

A metodologia permite a integração de vários modelos de reservatórios distintos em um único modelo de simulação, sem perder nenhuma propriedade dos respectivos modelos de simulação, além de respeitar os limites operacionais impostos no compartilhamento das instalações de superfície.

Bibliografia

Cotrim, H. A. “Simulação de Múltiplos Reservatórios em Cenário com Restrição de Superfície Utilizando Modelagem Integrada de Produção”. Dissertação de Mestrado – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, maio de 2012.

Gaspar, A. T. F. S, Santos, A. A., Maschio, C., Avansi, G. D., Hohendorff Filho, J. C. V., Schiozer, D. J., “Study Case for Reservoir Exploitation Strategy Selection based on UNISIM-I Field” October, 2013, Campinas – SP, Brazil. Disponível em <https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/unisim-i>.

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.

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

Dep. 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

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.