

*"A metodologia explícita concede flexibilidade na escolha dos simuladores a serem integrados, agregando opções não disponibilizadas nos simuladores utilizados."*

## 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 [cliquem aqui](#).

## Avaliação sobre acoplamento explícito entre a simulação de reservatório e sistema de produção

[João Carlos von Hohendorff Filho](#)

O acoplamento entre reservatório e o sistema de produção está relacionado com a modelagem do fluxo de fluidos através de três sistemas interdependentes que representam partes específicas de um campo de petróleo: reservatório, poço e sistema de produção.

Existem várias definições em relação às formulações de acoplamento entre reservatório, poço e sistema de produção, as quais podem ser definidas conceitualmente como acoplamento explícito ou implícito.

No acoplamento explícito, os cálculos dos sistemas de produção são efetuados simultaneamente ou sequencialmente apenas no início do passo de tempo, sendo os resultados mantidos fixos (como condições de contorno) durante a solução da matriz Jacobiana na etapa de resolução dos modelos de poço e reservatório até o final do passo de tempo.

No acoplamento implícito, as equações de escoamento de fluidos envolvidas nos sistemas de produção são resolvidas simultaneamente com o sistema de equações utilizado para obter o escoamento entre os blocos (células) do modelo que representa o meio poroso do reservatório e as equações que modelam o escoamento até o fundo do poço, no final de um passo de tempo. Os resultados das equações que representam o sistema de produção e o reservatório são inseridos na matriz Jacobiana do simulador de reservatórios, garantindo assim a convergência da solução dos três modelos.

### Vantagens da metodologia explícita

A metodologia explícita é a abordagem mais simplificada, pois a interação entre os modelos de reservatório e do sistema de produção ocorre apenas uma vez, demandando menor esforço computacional, ao contrário da metodologia implícita, considerada a solução mais rigorosa. Como se trata da interação entre modelos com formulações distintas, pode-se não alcançar a convergência numérica para todas as variáveis em sistemas muito complexos.

A metodologia explícita concede flexibilidade na escolha dos simuladores a serem integrados, que podem agregar opções não disponibilizadas nos simuladores de reservatórios e de sistema de produção utilizados, além de possibilitar que as rotinas de gerenciamento de poços sejam definidas externamente ao simulador de reservatórios, permitindo que novos algoritmos de alocação de poços sejam implementados e testados, como demonstrado por Cotrim (2012).

### Limitações da metodologia explícita

As principais limitações da metodologia explícita reportadas na literatura são instabilidade numérica da solução e não garantia da unicidade da resposta entre os modelos de reservatório e do sistema de produção.

A IPR usada pelo simulador de produção é computada pela solução das equações de poço com pressão e saturações de bloco de simulação no tempo, enquanto que outras variáveis, incluindo vazões e pressões de poço, são atualizadas com a IPR esperada para um tempo futuro. Isto pode induzir a discrepâncias entre as pressões de fundo de poço do reservatório e do sistema de produção quando os poços são controlados por um programa controlador impondo uma vazão de fluido alvo. Uma discrepância similar pode aparecer para vazões se os poços são controlados por pressão, tanto pressão de fundo de poço quanto pressão de cabeça de poço.

Verificam-se também problemas que ocorrem devido à alta produtividade de poços. As curvas de IPR fornecidas pelo simulador de reservatório são calculadas a partir da pressão média dos blocos de malha iniciais onde os poços estão completados, e não a partir da pressão média real da área de drenagem dos poços.

Neste texto, mostra-se uma metodologia de acoplamento permitido para os simuladores da CMG®, onde essas instabilidades são observadas e algumas propostas são apresentadas para corrigir estes problemas.

### Impacto da instabilidade numérica

Percebe-se que o tratamento das curvas de IPR dado no acoplamento explícito faz com que a curva de IPR fornecida para avaliação no início do passo de tempo integrado não seja a curva representativa do poço no período de tempo integrado, o que pode causar instabilidade numérica na solução, conforme mostrado na Figura 1.

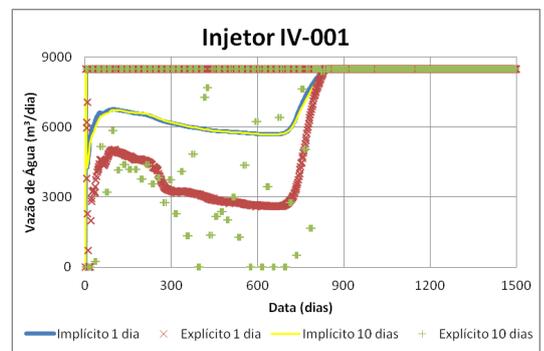


Fig. 1: Vazão de água do poço injetor

A avaliação da curva de IPR no início do passo de tempo para determinar o seu comportamento no final do passo de tempo gera uma estimativa de pressão de fundo de poço menor ou uma vazão de injeção de água maior do que a avaliação da curva de IPR no final do passo de tempo, a qual é a mais realista. Como consequência desta avaliação, a pressão do bloco para o passo de tempo seguinte é afetada pela vazão de água escolhida, o que pode causar um deslocamento acentuado na próxima curva de IPR em relação à curva anterior, podendo entrar num ciclo intermitente, o que caracteriza a instabilidade numérica. Quanto maior o índice de produtividade dos poços, maior será esta defasagem e, consequentemente, o deslocamento das curvas de IPR.

A mudança da razão de fluidos no fundo do poço (óleo, água, gás) também está relacionada com esta instabilidade numérica causada pelo acoplamento

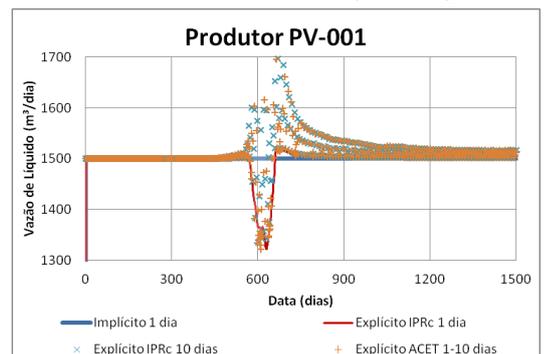


Fig. 2: Vazão de líquido do poço produtor

"O acoplamento explícito pode apresentar resultados satisfatórios para a integração entre simuladores desde que problemas de instabilidade numérica sejam resolvidos."

explícito, pois a avaliação das curvas de IPR multifásicas sofre mudança dentro do passo de tempo integrado, que é dependente da vazão dos fluidos dentro do período avaliado. Esta instabilidade está relacionada aos poços produtores, conforme demonstrado na Figura 2.

Durante a irrupção de água, alguns modelos com restrição podem ter uma diferença razoável nos resultados de produção de óleo e água, o que pode causar erros significativos de volume de água produzida.

Outra causa da instabilidade numérica é devida à repressurização da área de drenagem de um poço produtor que fechou por não ter pressão de fundo de poço suficiente para fazer os fluidos serem elevados pela tubulação, calculado na etapa de balanceamento de poço. O poço passa a ter uma vazão de fluidos maior que a realista para o próximo passo de tempo integrado, permitindo a reabertura do poço, o que pode causar os mesmos problemas citados anteriormente, conforme mostrado na Figura 3.

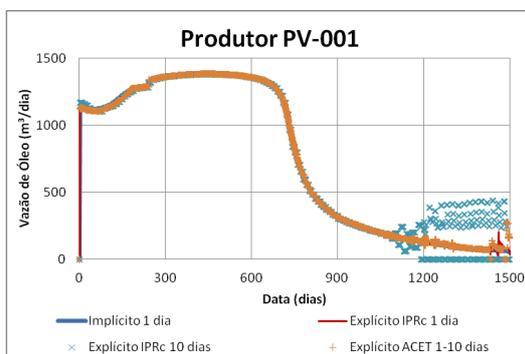


Fig. 3: Vazão de óleo do poço produtor

Todos estes problemas são agravados pelo tamanho do passo de tempo de integração entre os simuladores de reservatório e sistemas de produção, indicando a necessidade de aplicação de alguma metodologia de correção para poder se obter resultados satisfatórios na modelagem integrada de produção.

#### Metodologias de Correção

Para situações com pequenas variações de pressão e vazão, o que pode ser obtido com avanços controlados de passo de tempo, a solução explícita poderia ser aplicada sem que ocorram erros grosseiros. Uma metodologia de controle de passo de tempo adaptativo, que avalia as variações de pressão e vazão do passo de tempo anterior e modifica a duração do passo de tempo seguinte conforme critérios pré-estabelecidos, pode ser aplicada de forma a minimizar a instabilidade numérica. Contudo, para casos onde a produtividade do poço é alta o suficiente para exigir passos de tempo integrado muito pequenos, esta metodologia não consegue ser aplicável.

Outra forma de abordar o problema seria a correção da IPR fornecida pelo simulador de fluxo. A correção das curvas de IPR para os poços pode ser desenvolvida segundo uma metodologia que utiliza informações do passo de tempo anterior, como a metodologia IPRc apresentada por Hohendorff Filho (2012). A metodologia aplicada para poços injetores consegue minimizar a instabilidade numérica para poços com alta injetividade, conforme apresentado na Figura 4. Contudo precisa continuar seu desenvolvimento para melhorar sua eficiência e permitir sua

aplicação em poços com escoamento multifásico de fluidos.

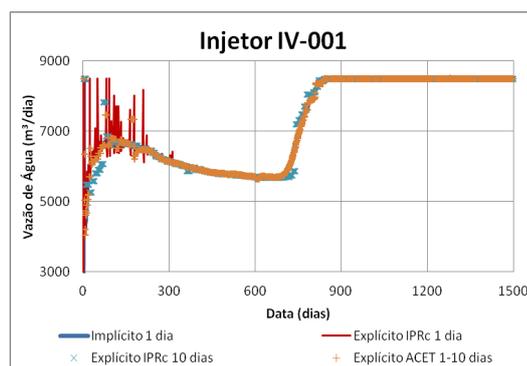


Fig. 4: Vazão de água do poço injetor com metodologias de correção

Estes efeitos são agravados pelo fato que a interface do simulador de reservatório utilizado permite apenas que os poços sejam controlados por uma condição de contorno de vazão de líquido principal (óleo, água ou gás). O uso desta condição de contorno para representar restrições de contorno diferentes da condição de vazão monofásica, como restrição de vazão de líquido multifásica ou a restrição de pressão no fundo do poço, gera discrepâncias entre os resultados do poço em termos de vazões de fluidos e pressão no fundo do poço.

#### Conclusões

O acoplamento explícito pode apresentar resultados satisfatórios para a integração entre os simuladores, comparável com a metodologia implícita, desde que os problemas de instabilidade numérica sejam resolvidos através do uso de metodologias de correção consistentes. Mais pesquisa precisa ser efetuada em busca de metodologias robustas para melhorar a resposta do acoplamento explícito.

A implementação de algumas melhorias na metodologia de acoplamento explícito disponível dentro do simulador de reservatórios utilizado, como a possibilidade de definição da condição de contorno para a operação do poço e o fornecimento de uma curva de IPR calculada dentro de um subdomínio, poderiam melhorar os resultados do acoplamento explícito.

#### Referências

- Hohendorff Filho, João Carlos von. *Avaliação do acoplamento explícito entre simulação de reservatórios e sistema de produção* | João Carlos von Hohendorff Filho. — Campinas, SP: [s.n.] 2012.
- Cotrim, Henrique Araújo. *Simulação de Múltiplos Reservatórios em Cenário com Restrição de Superfície Utilizando Modelagem Integrada de Produção* | Henrique Araújo Cotrim — Campinas, SP: [s.n.] 2012.

#### Informações sobre o autor:

João Carlos von Hohendorff Filho é engenheiro civil formado pela UFSC (2001). Concluiu o curso de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo na UNICAMP, tendo a dissertação defendida e aprovada em maio de 2012. Trabalha na Petrobras desde 2002, atualmente como engenheiro de reservatórios da Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Santos.

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](mailto:unisim@dep.fem.unicamp.br)