

Redução do Tempo Computacional na Previsão de Produção de Óleo Leve por WAG

[Eliana Luci Ligerio](#)

"O uso do CO₂ produzido como gás de injeção no WAG é uma alternativa atrativa para operações marítimas, devido a limitações de manipulação, estocagem e exportação do gás."

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

A redução da emissão dos gases que contribuem para o efeito estufa torna mais atrativo o emprego do CO₂ em métodos de EOR (*Enhanced Oil Recovery*), principalmente em reservatórios de óleo com CO₂ dissolvido.

O uso de CO₂ como fluido de injeção pode contribuir para o aumento da recuperação de óleo em reservatórios com alta heterogeneidade e fraturados, tais como as rochas carbonáticas. A injeção de gás, comparada à injeção de água, apresenta melhor eficiência de deslocamento microscópico devido à baixa tensão interfacial entre as fases óleo e gás. Contudo, quando usado como fluido de injeção, o gás apresenta alta mobilidade, que pode ser reduzida pela injeção alternada de água e gás – WAG.

O método WAG foi proposto para melhorar a eficiência de varrido do gás, pelo controle de sua mobilidade pela água, combinando as vantagens da injeção dos dois fluidos puros. Outros fenômenos associados ao WAG miscível são inchamento, variação da composição e redução da viscosidade do óleo. Comparada à injeção de CO₂, o WAG requer menor quantidade de CO₂.

No cenário atual, o interesse pela injeção WAG é crescente. O uso do CO₂ produzido como fluido de injeção é uma alternativa atrativa para operações marítimas, devido às limitações de manipulação, estocagem e exportação do gás. Tais limitações, combinadas à produção de CO₂ no pré-sal, podem viabilizar o uso do WAG desde o início da vida do campo.

Simulação da Injeção WAG-CO₂

A maneira rigorosa de simular a produção de um óleo leve por WAG é por meio da simulação composicional em vez do modelo simplificado *Black-Oil*. A simulação composicional requer ao menos uma equação de estado (EOS) para representar o equilíbrio de fases. A EOS, além de representar os dados de liberação diferencial da mistura óleo-gás, deve contemplar o inchamento do óleo para uma representação adequada dos fenômenos da injeção WAG-CO₂ miscível.

Em muitos casos, a simulação composicional está associada à dificuldade de convergência. No método WAG, a alternância de fluidos varia significativamente a saturação de fluidos durante a simulação, podendo dificultar convergência e aumentar ainda mais o tempo de simulação.

Redução do Tempo Computacional do WAG

Para redução do tempo de simulação do método WAG, o artifício numérico Pseudo WAG foi investigado. O artifício consiste na injeção simultânea de água e CO₂ no reservatório, mantendo as mesmas quantidades de fluidos injetadas no WAG-CO₂.

Algumas suposições foram admitidas como premissas no artifício Pseudo WAG. Uma única EOS foi usada para modelar o fluido. O gás de injeção foi CO₂ puro, e seu volume disponível foi suficiente para atender a demanda de gás no WAG. As condições operacionais do WAG não

foram definidas com o objetivo de maximizar o retorno econômico ou a produção de óleo. A pressão média do reservatório foi mantida acima da pressão de mínima miscibilidade (PMM) do CO₂ no óleo, a fim de garantir o deslocamento miscível. Efeitos de histerese e uma possível perda de injetividade não foram considerados.

Caso Estudado

O caso estudado foi representado por reservatório sintético e altamente heterogêneo, derivado do modelo 2 do Caso SPE 10. O modelo de simulação foi constituído de uma malha Cartesiana regular com 20x80x14 células. Os poços, 12 produtores e 6 injetores, foram dispostos em configuração *line-drive*. As condições iniciais do reservatório foram de alta pressão e baixa temperatura. O fluido do reservatório consistiu de um óleo leve com cerca de 8% molar de CO₂ dissolvido. Os parâmetros da EOS usados para representar o equilíbrio de fases foram os mesmos reportados por Moortgat *et al.* (2010). O modelo foi submetido ao método WAG, sendo que a água foi injetada nos primeiros 360 dias. Nos 360 dias seguintes, o fluido de injeção foi alterado para o CO₂. Essa sequência de injeção de fluidos foi mantida em todo período de simulação, ou seja, 10800 dias.

Resultados

As vazões de injeção no WAG foram definidas visando manter a pressão média no reservatório acima da PMM do CO₂ no óleo, predita em cerca de 3700 psia (Yuan *et al.*, 2004), Figura 1. Os perfis de pressão mostraram-se coincidentes para o método WAG e o artifício Pseudo WAG.

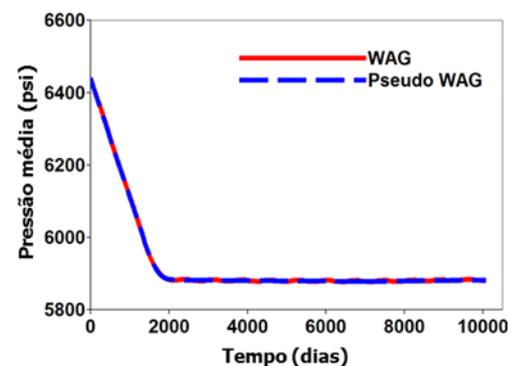


Figura 1: Pressão média no reservatório.

A Figura 2 confirma a suposição de que no artifício Pseudo WAG, metade das vazões de injeção dos fluidos do WAG-CO₂ foi injetada no reservatório desde o início da simulação.

As produções acumuladas de óleo e gás no artifício numérico Pseudo WAG foram análogas às produções da injeção WAG, Figura 3. As curvas de corte de água e razão gás-óleo preditas pelo Pseudo WAG, Figura 4, foram semelhantes às curvas obtidas para o WAG.

A semelhança dos resultados das simulações dos modelos com WAG-CO₂ e Pseudo WAG valida o artifício numérico em termos dos parâmetros de

"O artifício numérico para redução do tempo computacional da simulação de modelos composicionais com injeção WAG-CO₂ é indicado para análise de sensibilidade, possibilitando uma resposta em menor tempo."

produção. Como o esperado, a recuperação de óleo nos dois modelos foi praticamente idêntica (34,6%).

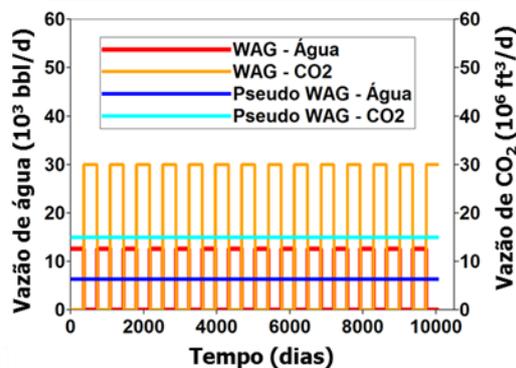


Figura 2: Vazões de injeção de água e CO₂.

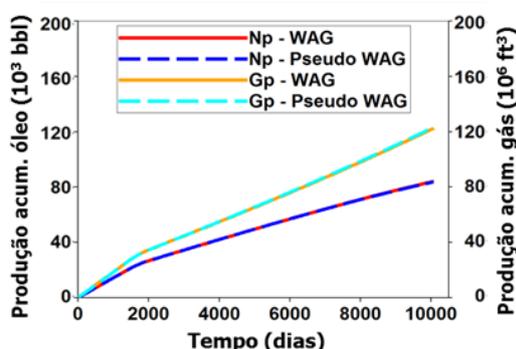


Figura 3: Produções acumuladas de óleo e gás.

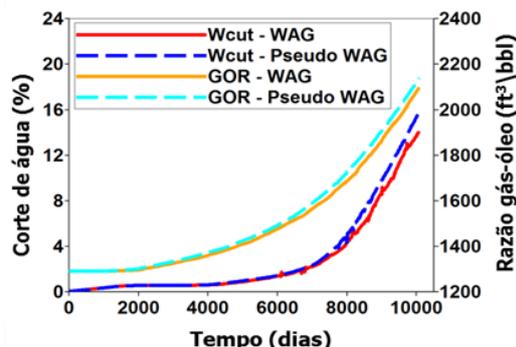


Figura 4: Corte de água e razão gás-óleo.

A diferença entre os mapas de saturação de óleo nos modelos com WAG e Pseudo WAG num tempo intermediário de simulação (5640 dias), Figura 5, mostra que as maiores diferenças ocorreram próximas aos injetores, ou seja, na frente de avanço dos fluidos de injeção. Essas diferenças não foram significativas e ocorreram em poucos blocos. Portanto, o artifício Pseudo WAG foi capaz de representar o escoamento dos fluidos de maneira análoga ao método WAG.

A validação do artifício numérico Pseudo WAG na representação do método WAG também foi

confirmada pela significativa redução do tempo de simulação, Figura 6. Detalhes sobre a aplicação e validação do artifício Pseudo WAG estão descritos em por Liger *et al.* (2012).

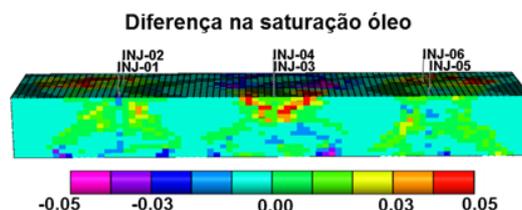


Figura 5: Diferença entre WAG e Pseudo WAG (corte na região dos poços injetores).

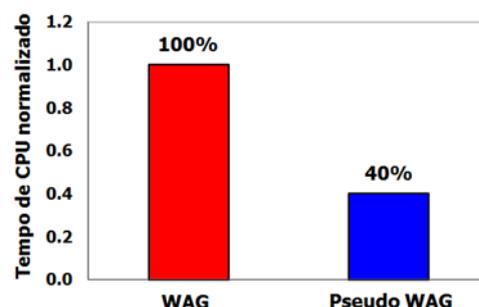


Figura 6: Tempo computacional normalizado.

Conclusões

A modelagem composicional representa a forma mais rigorosa de simulação do método WAG, porém está associada a um elevado tempo computacional. O artifício numérico Pseudo WAG utilizado na simulação composicional de um reservatório de óleo leve, em condições de elevada pressão e baixa temperatura, submetidos à injeção WAG-CO₂, reduziu consideravelmente o tempo da simulação. Ao considerar as hipóteses adotadas como premissas do artifício numérico, tais como, a ausência dos efeitos de histerese e de possível perda de injetividade, sua aplicação é aconselhável em procedimentos de análise de sensibilidade que envolvam a simulação composicional do método WAG, possibilitando uma resposta em menor tempo.

Referências

- Liger, E.L., Mello, S.F., Munõz Mazo, E.O., Schiozer, D.J., SPE 157680, SPETT, 2012.
Moortgat, J., Firoozabadi, A., Li, Z., Espósito, R., SPE 135563, ATCE, 2010.
Yuan, H., R.T. Johns, R.T., Egwuenu, A.M., Dindoruk, B., SPE 89359, IOR, 2004.

Informações sobre a autora:

Eliana Luci Liger possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Química pela UNICAMP. É pesquisadora no UNISIM e atualmente trabalha com Simulação de Processos envolvendo CO₂.

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

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.