



Modelagem Trifásica da Histerese na Simulação Composicional da Injeção WAG-CO₂

[Eliana Luci Ligerio](#)

“Os modelos trifásicos de histerese de permeabilidade relativa, tal como o modelo de Larsen e Skauge, são capazes de representar a irreversibilidade dos ciclos de histerese que ocorrem no WAG.”

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

O CO₂ produzido na recuperação do óleo leve dos reservatórios do pré-sal pode ser empregado como fluido de injeção em métodos de EOR. A injeção do CO₂ pode ser realizada em diferentes estágios de produção, não sendo restrita a reservatórios submetidos inicialmente à injeção de água.

Contudo, a elevada mobilidade do gás pode reduzir significativamente a eficiência de varrido do óleo. A alternância da injeção de água e gás pelo método WAG é capaz de controlar a mobilidade do gás. Portanto, o método de recuperação WAG-CO₂ pode ser uma alternativa viável em operações marítimas com limitações de manipulação, armazenamento e exportação do gás produzido.

Simulação da Injeção WAG-CO₂

A simulação composicional da recuperação de óleo leve por WAG-CO₂ miscível é um processo complexo decorrente das alterações simultâneas das propriedades do fluido e de interação rocha-fluido. O modelo de fluidos, além de representar o comportamento de fases líquido-vapor, deve contemplar a dissolução do CO₂ de injeção no óleo por meio de testes de inchamento. A representação do comportamento de fases é realizada por meio de EOS em substituição às usuais tabelas de PVT dos modelos *Black-Oil*.

A histerese da permeabilidade relativa que ocorre devido à injeção cíclica do WAG deve ser representada no modelo de simulação de escoamento trifásico (óleo, água e gás). Sua predição pode ser realizada por meio de modelos bifásicos, como por exemplo, o modelo de Killough (1976) ou por modelos trifásicos, como o modelo de Larsen e Skauge (1998). Os modelos bifásicos são limitados, pois não consideram a irreversibilidade dos ciclos de saturação do WAG. Já os modelos trifásicos são mais completos na representação dos efeitos da histerese.

Pela superioridade dos modelos trifásicos e pelo fato do modelo de Larsen e Skauge (1998) estar implementado no simulador composicional GEM/CMG, esse simulador é utilizado na modelagem da histerese da permeabilidade relativa no modelo de simulação para predição da produção de óleo leve sob injeção WAG-CO₂.

Modelo Trifásico de Histerese

Nos modelos trifásicos, a permeabilidade relativa de uma fase depende tanto de sua saturação e seu histórico de saturações, quanto da saturação e do histórico de saturações das outras fases. Assim, os modelos trifásicos de histerese, como o modelo de Larsen e Skauge, são capazes de representar a irreversibilidade dos ciclos de histerese que ocorrem no WAG.

Em sistemas molháveis à água, o modelo de Larsen e Skauge, além de prever o trapeamento do gás pela água de injeção, representa a redução da permeabilidade relativa à fase gás em função do gás trapeado e a redução da permeabilidade relativa à fase água na presença do gás. Outros dois efeitos contemplados pelo modelo são a redução da saturação de óleo residual e a variação do fluxo fracionário em função do gás trapeado.

A modelagem da histerese pelo modelo de Larsen e Skauge requer a definição de quatro parâmetros: *sgrmax* (máxima saturação de gás residual), *alpha* (expoente de redução da permeabilidade

relativa ao gás em função da saturação de água para as curvas de drenagem), “*a*” (relação entre as saturações de óleo residual e gás trapeado) e *krw3* (permeabilidade relativa trifásica à fase água).

Os parâmetros de Larsen e Skauge dependem das propriedades do sistema em estudo, tais como, tipo de rocha e fluido, e valores de pressão e temperatura em condições de reservatório. Para o uso desses parâmetros é recomendável que suas medidas experimentais sejam realizadas em condições próximas às condições do reservatório em estudo. Na ausência de dados experimentais, a opção é a obtenção dos valores descritos na literatura. Porém, mesmo para casos com molhabilidade preferencial à água, que são os mais estudados, há poucos dados disponíveis. Em geral, para esses sistemas, os valores dos parâmetros “*a*” e *alpha* reportados compreendem-se nas faixas de 0.25 a 1.0 e 0 a 5.0, respectivamente. Portanto, ao prever a histerese da permeabilidade relativa pelo modelo de Larsen e Skauge, é necessário um procedimento de análise de sensibilidade para avaliar o efeito de cada parâmetro no escoamento trifásico do WAG.

Caso Estudado

O modelo de simulação do reservatório com óleo leve e teor de 8.24% molar de CO₂ é derivado do Modelo 2 do Caso SPE 10, de modo a conferir elevada heterogeneidade ao caso em estudo. A pressão inicial e temperatura do reservatório são análogas às do Campo de Lula. As interações rocha-fluido para os sistemas óleo-água e óleo-gás são representadas pelas curvas de permeabilidade relativa para fácies Grainstone derivadas do Campo A com molhabilidade preferencial à água.

A estratégia de produção é do tipo *line-drive* com 10 produtores e 6 injetores. O método de recuperação WAG-CO₂ miscível é empregado desde o início da produção do campo. O ciclo do WAG consiste de 360 dias de injeção de água, seguidos por 360 dias de injeção de CO₂ puro. As condições operacionais dos poços são definidas de modo que a WAG *ratio*, razão entre os volumes de água e gás injetados em condições de reservatório, é 1:1. O *slug size* de CO₂ nessas condições é cerca de 17%.

A histerese das permeabilidades relativas das fases molhante e não-molhante são incorporadas simultaneamente ao modelo de simulação.

Resultados

A implementação da histerese da permeabilidade relativa no modelo de simulação é favorável ao aumento da recuperação de óleo (Figura 1). Esse resultado ilustra um caso em que para as condições operacionais admitidas nos produtores/injetores há domínio do efeito positivo da histerese sobre o efeito desfavorável da perda de injetividade com consequente redução da produção de óleo.

A análise de sensibilidade da Figura 1, em que o valor do parâmetro “*a*” é mantido inalterado, mostra que a recuperação de óleo sofre maior efeito de *sgrmax* (máxima saturação de gás trapeado) comparada aos outros dois parâmetros analisados (*alpha* e *krw3*). Para um dado valor de *sgrmax*, a recuperação de óleo leve é muito pouco influenciada pelos valores dos parâmetros *alpha* e praticamente não é influenciada por *krw3*.

A Figura 2 mostra a análise de sensibilidade para a avaliação do efeito do parâmetro “*a*” (relação

“A simulação composicional da recuperação de óleo leve por WAG-CO₂ miscível é um processo complexo decorrente das alterações simultâneas das propriedades do fluido e de interação rocha-fluido.”

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

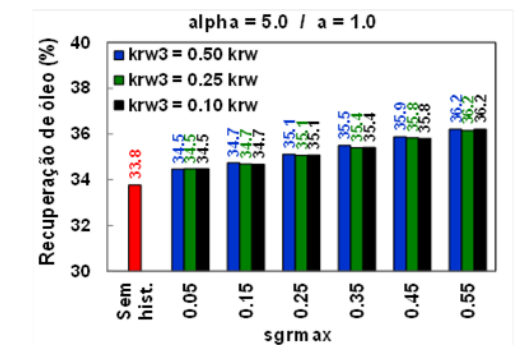
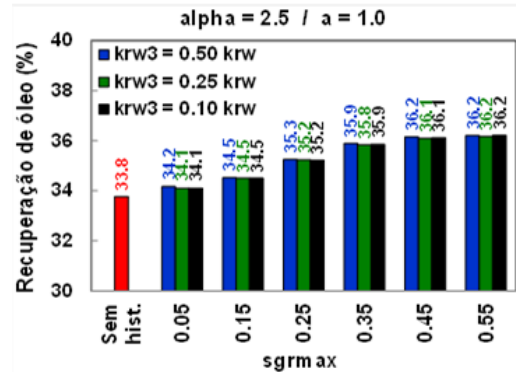
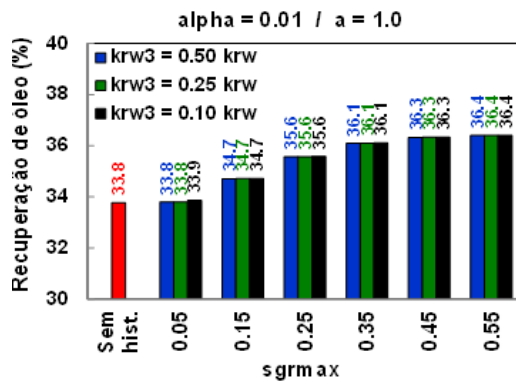


Figura 1: Efeito dos parâmetros sgrmax, alpha e krw3 do modelo de Larsen e Skauge.

entre as saturações de óleo residual e gás trapeado), sendo que o valor de *sgrmax* e a curva *krw3* são mantidos inalterados. Para um valor fixo de *alpha*, a recuperação de óleo não sofre praticamente nenhum efeito da variação do parâmetro “a”. Ao aumentar o valor do parâmetro “a”, o fator de recuperação de óleo diminui com o aumento de *alpha*. Contudo, essa redução não é significativa.

Os efeitos dos parâmetros de Larsen e Skauge nas produções acumuladas de óleo e gás, no corte de água e na razão gás-óleo, bem como a manutenção das vazões de injeção sem perda de injetividade são apresentados em Ligerio e Schiozer (2014).

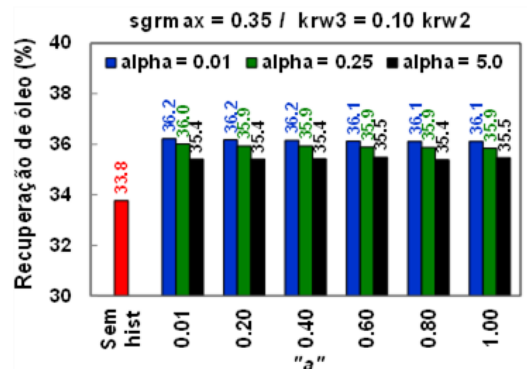


Figura 2: Efeito do parâmetro “a” do modelo de Larsen e Skauge.

Conclusões

Na simulação composicional da injeção WAG-CO₂ para recuperação de óleo leve, a predição dos efeitos da histerese da permeabilidade relativa é de fundamental importância. No caso em estudo, os efeitos da histerese são incorporados ao modelo de simulação por meio do modelo trifásico de Larsen e Skauge (1998). A escassez de dados experimentais dos parâmetros do modelo de histerese de Larsen e Skauge é evidente. Mesmo para os casos mais estudados com molhabilidade preferencial à água, os dados são limitados. A falta de dados e a validação de modelos de histerese torna-se mais crítica para casos análogos aos do pré-sal brasileiro: óleo leve com CO₂ dissolvido, elevada pressão, baixa temperatura e molhabilidade da rocha reservatório neutra ou preferencial ao óleo.

Para o caso em estudo, a modelagem do efeito da histerese mostra um aumento da produção de óleo em relação ao caso sem histerese. O impacto dos parâmetros “a” e *alpha* do modelo de Larsen e Skauge na recuperação de óleo não se mostra significativo. A máxima saturação de gás residual é o único parâmetro que influencia de maneira mais significativa a recuperação de óleo leve nas condições operacionais impostas.

Referência

- Killough, J. E., “Reservoir Simulation with History-Dependent Saturation Functions”, SPE Journal, 16 (1), 37- 48, 1976.
- Larsen, J. A., Skauge, A., “Methodology for Numerical Simulation with Cycle-Dependent Relative Permeabilities”, SPE Journal, Vol. 3 (2), 163-173, Junho, 1998.
- Ligerio, E. L., Schiozer, D. J., “Miscible WAG-CO₂ Light Oil Recovery from Low Temperature and High Pressure Heterogeneous Reservoir”, SPE 169296, LACPEC, Venezuela, Maio, 2014.

Informações sobre a autora:

Eliana Luci Ligerio é graduada em Engenharia Química pela UNICAMP. Possui mestrado e doutorado em Engenharia Química pela UNICAMP. É pesquisadora no UNISIM e atualmente trabalha com Simulação de Processos com CO₂.

Para mais 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.