

Efeitos de histerese de permeabilidade relativa em reservatórios de óleo leve com injeção WAG-CO₂ [Gustavo Menezes Santana](#)

“É necessário estudar os efeitos dos fenômenos de histerese de permeabilidade relativa ao empregar a injeção WAG-CO₂ para recuperação de óleo leve com CO₂ dissolvido em condições análogas às do pré-sal: elevada pressão e baixa temperatura.”

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](#).

1. Introdução

As recentes descobertas de grandes volumes de óleo no pré-sal brasileiro representam um enorme potencial de produção de petróleo e gás. Estes reservatórios possuem alta pressão, baixa temperatura e considerável teor de CO₂ dissolvido. Durante a recuperação de óleo, CO₂ é produzido nos poços. Várias alternativas de destino do CO₂ produzido foram estudadas, das quais sua reinjeção em reservatórios em produção foi a alternativa mais viável técnica e economicamente (Almeida *et al.*, 2010). Neste contexto, a injeção alternada de água e gás (WAG) é um método de recuperação de óleo que pode apresentar vantagens em relação a outros métodos, em que a água reduz a mobilidade do gás, a ocorrência de digitação viscosa e aumenta a eficiência de varrido.

A injeção WAG causa ciclos de saturação das fases óleo, gás e água e, conseqüentemente, os fenômenos de histerese de permeabilidade relativa. É necessário estudar os efeitos destes fenômenos na recuperação de óleo de um reservatório com características análogas às do pré-sal, com alta pressão, baixa temperatura e óleo leve com CO₂ dissolvido. Este trabalho estuda a injeção WAG-CO₂ miscível neste cenário do pré-sal, analisa as influências dos efeitos de histerese da permeabilidade relativa no escoamento de fluidos e as influências que as condições operacionais dos poços trazem para o escoamento.

2. Metodologia

O trabalho é dividido em duas etapas. Na primeira etapa é feito o estudo dos efeitos de histerese de permeabilidade relativa com a condição de injeção à pressão constante, caso este denominado de COP1 (condição operacional 1). Na segunda etapa, é feito o estudo da influência da condição operacional do poço injetor, utilizando a condição de injeção à vazão constante, denominada de COP2 (condição operacional 2). Nesta condição são feitos testes com diferentes valores de vazões de injeção de água e gás com o intuito de observar mudanças no comportamento do escoamento trifásico.

Aos modelos de simulação sem histerese são incorporados os fenômenos de histerese de Larsen e Skauge (1998). Dentre os fenômenos presentes no modelo, o trapeamento de gás, relacionado ao parâmetro de entrada do modelo *sgrmax* (máxima saturação residual de gás), apresentou maior influência no escoamento de fluidos. Como há incerteza no valor de *sgrmax* para o caso em estudo, um procedimento de análise de sensibilidade é realizado para avaliar os efeitos de diferentes valores deste parâmetro na histerese da permeabilidade relativa. A variação de *sgrmax* é feita a partir de um modelo base, e o modelo sem histerese é utilizado como modelo de referência.

3. Aplicação

Neste trabalho é utilizado um modelo sintético de reservatório com 1/4 de *five-spot*. O reservatório é homogêneo com permeabilidade abso-

luta de 500x500x75 mD e porosidade igual a 0,3. O modelo de simulação composicional consiste de uma malha Cartesiana regular com 24x24x10 blocos, sendo que cada bloco possui as dimensões de 36,6x36,6x3,7 m. A temperatura do reservatório é constante e igual a 137,75 °F (58,75 °C). As condições iniciais são: pressão do reservatório de 6400 psi (450 kgf/cm²), saturação de água conata de 0,19, ausência de aquifeiro e capa de gás. O óleo é leve com 8,24% molar de CO₂. Os dados de liberação diferencial e de teste de inchamento são os fornecidos por Mortgat *et al.* (2010). A Equação de Estado foi ajustada em 7 pseudocomponentes por Scanavini *et al.* (2013). As curvas de permeabilidade relativa e pressão capilar são de um campo molhável à água. O poço produtor é operado à pressão de fundo de 6000 psi. Para o caso COP1, é utilizada a pressão de fundo de injeção de 7000 psi. Para o caso COP2, assume-se que as vazões dos testes podem ser alcançadas, não sendo utilizadas limitações de pressão de fratura ou de capacidade de injeção, com o objetivo de comparar resultados para uma mesma quantidade de fluidos injetada. O ciclo de injeção WAG é de 360 dias de injeção de água e 360 dias de injeção de CO₂ puro.

No sistema óleo-gás, a saturação de gás varia entre 0,05 e 0,6. Esta faixa determina os possíveis valores de *sgrmax*, utilizada na determinação dos valores da análise de sensibilidade. No modelo base são utilizados parâmetros de Larsen e Skauge (1998) obtidos da literatura e iguais a $krw_3 = 1/10$ de krw_2 ; $a = 1$; $\alpha = 4,9$ e $sgrmax = 0,3$. As simulações são executadas no simulador composicional comercial GEM (CMG).

4. Resultados

A influência do parâmetro *sgrmax* nas injeções acumuladas de água e gás para o caso COP1 é mostrada na Figura 1. Observa-se que com inclusão da histerese e o aumento de *sgrmax*, há uma redução da quantidade de fluidos injetada (perda de injetividade).

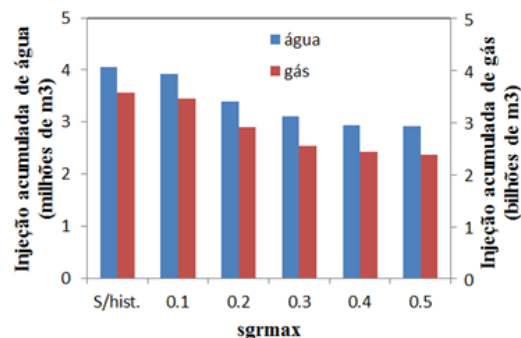


Figura 1: Volumes finais injetados para condição COP1.

A Figura 2 mostra a influência de *sgrmax* na recuperação de óleo. Nos primeiros anos de produção, ocorre a redução da recuperação com o aumento do parâmetro, devido à menor quantidade

“Comparado ao modelo de reservatório sem histerese de permeabilidade relativa, a implementação da histerese pode aumentar ou reduzir a produção do óleo, dependendo do predomínio do aumento da eficiência local de varrido de óleo ou da perda de injetividade.”

de de fluidos injetada para deslocar o óleo do reservatório. Nos anos seguintes há uma tendência de aumento da recuperação, em que o aumento da eficiência de varrido de óleo com o aumento dos efeitos de histerese prevalece sobre o efeito negativo da perda de injetividade.

A alteração das vazões de água e gás para 4200 bbl/dia e $1,1 \times 10^7$ ft³/dia, respectivamente, causa um perfil diferente no fator de recuperação. A inclusão de histerese e o aumento de sgrmax elevam a recuperação de óleo ao longo de todo o tempo de produção.

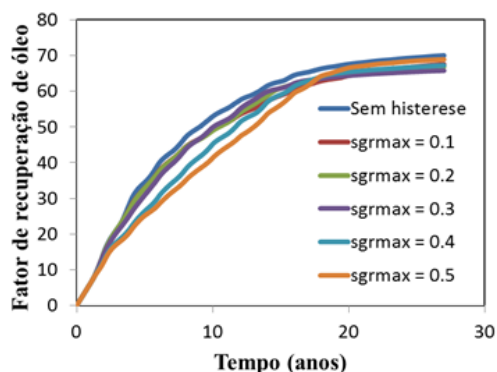


Figura 2: Recuperação de óleo para condução COP1.

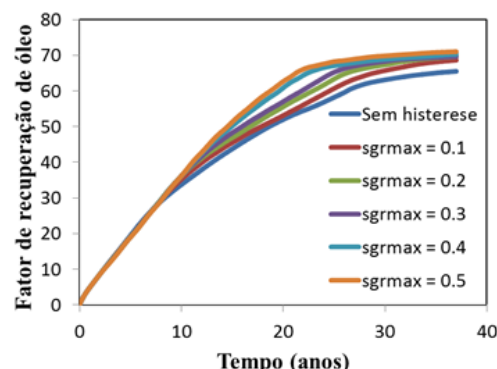


Figura 4: Recuperação de óleo para o segundo caso com COP2.

Na segunda etapa, com a condição COP2, as vazões de injeção utilizadas são de 3400 bbl/dia de água e $2,1 \times 10^7$ ft³/dia de gás. Nos primeiros anos de produção, o aumento de sgrmax causa aumento de recuperação, Figura 3. Nessa condição, os valores de BHP dos injetores sofrem alterações para a manutenção da quantidade de fluidos injetada constante, não havendo, portanto, o efeito negativo da perda de injetividade na recuperação de óleo. Existe apenas o efeito positivo de aumento da eficiência de varrido de óleo com o aumento dos efeitos de histerese. Contudo, nos tempos finais de simulação, os modelos sem histerese e com sgrmax igual a 0,1 obtiveram maiores recuperações de óleo, e, para os outros modelos, houve regiões do reservatório onde o óleo não foi totalmente deslocado para o poço produtor.

5. Conclusões

Os efeitos de histerese de permeabilidade relativa na recuperação de óleo com injeção WAG dependem das condições operacionais impostas aos poços. A histerese pode gerar dois efeitos: o aumento da eficiência local de varrido de óleo e a perda de injetividade. O primeiro efeito contribui com o aumento da recuperação, enquanto o segundo efeito, dependendo das condições operacionais dos poços, prejudica a recuperação. O predomínio de um desses dois efeitos pode aumentar ou reduzir a recuperação de óleo dos modelos com histerese comparados ao modelo sem histerese. Os resultados obtidos dependem do simulador utilizado e da modelagem numérica. Assume-se que o modelo de simulação representa de maneira adequada os fenômenos inerentes à injeção WAG e testes em escala de campo podem comprovar os resultados.

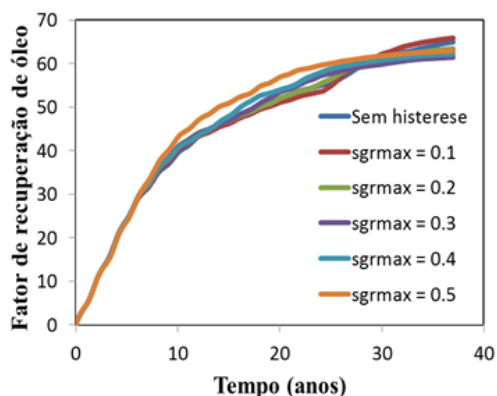


Figura 3: Recuperação de óleo para primeiro caso com condição COP2.

6. Referências

Almeida, A., S.; Lima, S. T. C.; Rocha, P. S.: SPE 126566, 2010.
Larsen, J. A.; Skauge, A.: SPE 38456, 1998.
Moortgat, J.; Firoozabadi, A.; Li, Z.; Espósito, R.: SPE 135563, 2010.
Scanavini, H. F. A.; Ligerio, E. L.; Schiozer, D. J.: Metodologia para Ajuste de EOS para uso na Simulação Composicional de Processos com Injeção de CO₂, 2013.

Informações sobre o autor:

Gustavo Menezes Santana é engenheiro mecânico formado pela UNICAMP e aluno de mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo no DEP/FEM/CEPETRO/UNICAMP na área de simulação composicional 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

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.