

ANÁLISE DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO POR MEIO DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL NO CASO UNISIM-II-H UTILIZANDO INJEÇÃO MISCÍVEL DE CO₂

Ana Paula Pereira Santos ¹

Paulo Couto ²

RESUMO

O presente trabalho analisa o fator de recuperação de petróleo através da simulação de diferentes modelos feitos através do GEM (Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator) da CMG (Computer Modelling Group) nos métodos de injeção de CO₂ contínuo e alternado com a injeção de água (Water Alternating Gas – WAG), além da injeção contínua de água. Foram utilizados modelo de fluido composicional do pré-sal disponibilizado por Pedersen et al. (1989) caracterizado seguindo metodologia descrita em Mello et al. (2011) e modelo de reservatório UNISIM-II-H modificado. As simulações nos cenários de WAG mostraram-se em concordância com os fundamentos estudados na literatura, com fatores de recuperação de óleo positivo em relação aos outros métodos.

Palavras-chave: Recuperação Avançada de Petróleo, Injeção Alternada de Água e Gás (WAG), Simulação Computacional, UNISIM-II-H.

INTRODUÇÃO

A exploração de reservatórios de petróleo passa por recuperação primária, secundária que tem como finalidade o aumento na eficiência de varrido de óleo e avançada que auxilia no deslocamento de óleo. A produção de petróleo em reservatórios do pré-sal, que são em grande parte carbonáticos, sempre foram cercados de desafios. Com a necessidade na melhoria da produção aliada a necessidade de dar uma finalidade ao gás poluente CO₂ produzido no petróleo, a recuperação avançada utilizando a injeção miscível desse gás tem sido uma ferramenta importante e cada vez mais estudada.

¹ Mestranda do Curso de Engenharia Civil da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, ana.santos@coc.ufrj.br;

² Professor orientador: Dr. Eng., Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, pcouto@petroleo.ufrj.br

No intuito de se prever a eficiência desse método, a simulação computacional se mostra como dispositivo eficiente. O presente trabalho analisa o fator de recuperação de petróleo através da simulação de diferentes modelos feitos através do GEM (Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator) da CMG (Computer Modelling Group) nos métodos de injeção de CO₂ miscível contínuo e alternado com a injeção de água (Water Alternating Gas – WAG), além da injeção contínua de água. Foram utilizados modelo de fluido composicional do pré-sal disponibilizado por Pedersen et al. (1989) seguindo o modelo composicional caracterizado no Winprop e modelo de reservatório UNISIM-II-H. Os resultados encontrados, principalmente na simulação com o método WAG, geraram incremento a produção e auxiliam na compreensão da recuperação de petróleo.

METODOLOGIA

a. FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

Para simulação computacional do caso modificado UNISIM-II-H na recuperação avançada de petróleo através da injeção miscível de CO₂ foram utilizados os softwares da empresa CMG (Computer Modelling Group LTD.): Builder, IMEX, GEM, CMOST e WINPROP.

- BUILDER é pré-processamento que auxilia na construção de modelo de simulação;
- IMEX é um Simulador que abrange Black oil e simulador não convencional modelando técnicas de recuperação primária e secundária para reservatórios de petróleo / gás convencionais e não convencionais;
- GEM é um simulador Composicional e não composicional;
- CMOST é uma aplicação que apresenta importantes ferramentas como análise de sensibilidade;
- WINPROP é uma ferramenta utilizada na caracterização de propriedades de fluidos para os simuladores CMG através de ensaios PVT de dados obtidos em laboratório a partir de uma amostra do fluido recombinação ou de uma amostra de fluido preservado extraída durante os testes de poço.

b. MODELO DE FLUIDO

A modelagem do fluido foi realizada com base em dados compatíveis com as informações do pré-sal brasileiro que em sua generalidade apresenta óleos voláteis, com densidade acima de 27° API e percentual de CO₂ acima de 3%. Os dados de óleo são disponibilizados por Pedersen et al. (1989) seguindo o modelo composicional caracterizado no Winprop. Este modelo substituiu o modelo black oil presente no modelo de reservatório da UNISIM.

A caracterização e ajuste do fluido foi realizado seguindo metodologia em 6 passos contemplado no artigo de Mello et al. (2011). Para o ajuste do fluido composicional utilizado no reservatório com dados de liberação diferencial e pressão de saturação através de regressão pode-se dizer que foi positivo, apesar de não ter sido exato em todas as variáveis. Entretanto, é possível apontar que os resultados mostram um menor erro relativo aos dados experimentais correspondentes. Segue na tabela 1 a pseudocomposição do óleo e a respectiva fração molar.

Tabela 1 - Pseudocomposição do óleo e respectiva fração molar.

Pseudocomponentes	Fração Molar
CO ₂	0,0355
N ₂ -CH ₄	0,4589
C ₂ H ₆	0,0548
C ₃ H ₈	0,0370
IC ₄ -NC ₄	0,0235
IC ₅ -NC ₅	0,0160
FC ₆	0,0133
C ₇ -C ₁₀	0,1007
C ₁₁ -C ₁₅	0,0799
C ₁₆ -C ₁₉	0,0474
C ₂₀ +	0,1332
Total	1,0000

A reinjeção de gás produzido de um campo de petróleo além de ser uma maneira conveniente de ter uma finalidade para o gás e auxilia na manutenção da pressão do reservatório. No entanto, o gás injetado também influencia na composição do equilíbrio de fases que através da sua miscibilidade no óleo pode melhorar a mobilidade. Para isso, a pressão mínima de miscibilidade precisa ser alcançada (Pedersen et al., 1989).

A escolha do número de pseudocomponentes do óleo ocorreu observando-se a os valores de mínima pressão de miscibilidade que foi estimado por meio de método computacional do algoritmo de Jessen (1998) descrito no trabalho de Mello et al. (2011). Para

o fluido de 11 pseudocomponentes e método de ajuste de equação de estado de Coats e Smart (1986), a MMP registrada foi de 29.200 kPa com temperatura de reservatório de 92,8 °C. Apesar de diferente valor de temperatura de reservatório (o reservatório UNISIM-II é de 58.8 °C) espera-se um valor compatível com o encontrado na caracterização do fluido. Para isso, através do Winprop, foram verificados três métodos: simulação célula a célula, método semi-analítico e método de mistura de células múltiplas que convergiram para valores próximos a MMP disponível.

c. MODELO FÍSICO DO RESERVATÓRIO

O modelo de referência utilizado UNISIM-II possui 65 mil blocos ativos contendo células do grid com tamanho de 100 x 100 x 8 m que buscam refletir as heterogeneidades do reservatório. O modelo original UNISIM-II-H consiste em um modelo de simulação com fluido black oil em que considera 3.257 dias (8,9 anos) de histórico de produção com mecanismo de injeção de água apenas. O modelo possui 11 poços produtores e 9 poços injetores. Entretanto, para o estudo dessa dissertação, a maior parte das informações foram preservadas, com pequenas alterações como:

- Substituição do fluido black oil por fluido composicional com características compatíveis a fluidos do pré-sal;
- Tempo total de simulação: pouco mais de 25 anos;
- 09 poços produtores e 10 poços injetores;
- A simulação original do modelo de referência UNISIM-II continha apenas injeção de água como método de recuperação. Após transformação do modelo original black oil em modelo composicional, foram realizadas simulações com injeção de água, injeção de gás e WAG (injeção alternada de água e gás).

d. PROPRIEDADES DA ROCHA

Para simulação de reservatórios, os dados de incerteza das propriedades de entrada dos atributos geológicos são descritos como sendo propriedades estáticas (porosidade, permeabilidade da matriz e da fratura, espaçamento da fratura, net-to-gross e tipo de rocha) e

propriedade dinâmica (permeabilidade relativa). Através da consulta do modelo no Builder, foi possível adquirir as propriedades da rocha reservatório da Tabela 2.

Tabela 2 – Propriedades do reservatório.

Temperatura inicial do reservatório (°C)	58,8
Pressão estática do reservatório (kPa)	44.129,9
Volume de óleo in place (m ³ STD)	286.260.000
Saturação inicial de água, Sw (%)	22
Profundidade do reservatório no topo (m)	4.639
Contato água-óleo (m)	9.999

e. CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS

Os parâmetros utilizados nas simulações deste trabalho seguem os principais parâmetros operacionais do modelo UNISIM-II-H e estão disponíveis nas Tabelas 3 e 4.

Tabela 3 – Principais parâmetros operacionais relacionado a cada poço – capacidade da plataforma.

Variável	Poços Produtores	Poços Injetores	Unidade
Taxa de água	-	Max. 5.000	m ³ /d
Taxa de líquido	Max. 3.000	-	m ³ /d
BHP	Min. 26.968	Max. 47.072	kPa

Tabela 4 – Principais parâmetros operacionais relacionado a todo campo – capacidade da plataforma.

Variável	Produção	Injeção	Unidade
Taxa máxima de água	19.078	38.157	m ³ /d
Taxa máxima de líquido	28.618	-	m ³ /d
Taxa máxima de óleo	28.618	-	m ³ /d
Taxa máxima de gás	8.000.000	8.000.000	m ³ /d

Os poços do modelo UNISIM-II-H foram preservados, mantendo as completações originais. A tabela 5 mostra os poços que foram utilizados na simulação.

Tabela 5 – Descrição dos poços do modelo de simulação.

Poços Produtores	Poços Injetores
PROD-2	INJ-1
PROD-3	INJ-2
PROD-4	INJ-3
PROD-5	INJ-4
PROD-6	INJ-5
PROD-7	INJ-6
PROD-8	INJ-7
PROD-9	INJ-8
WILDCAT	INJ-9
	INJ-10

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta etapa do trabalho encontram-se os principais resultados obtidos com as simulações realizadas para diferentes cenários de injeção de água, injeção miscível de CO₂ e injeção de WAG verificando-se suas respectivas recuperações de óleo. Para o método WAG, foram simuladas diferentes vazões e tempos de alternância de injeção de água e gás.

a. ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE INJEÇÃO CONTÍNUA DE ÁGUA E A RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA

Foram gerados vários cenários para simulação de injeção de água, tendo como parâmetros os limites operacionais descritos anteriormente. Na Tabela 6 é possível observar o aumento na eficiência do varrido e conseqüentemente a melhoria do fator de recuperação.

Tabela 6 – Fatores de Recuperação para os diferentes cenários de injeção de água.

Vazão de Injeção de Água (m ³ /d)	Fator de Recuperação (%)
WATER_STW500	12,9
WATER_STW1000	22,4
WATER_STW1500	30,4
WATER_STW2000	36,9
WATER_STW2500	39,0
WATER_STW2860	39,5

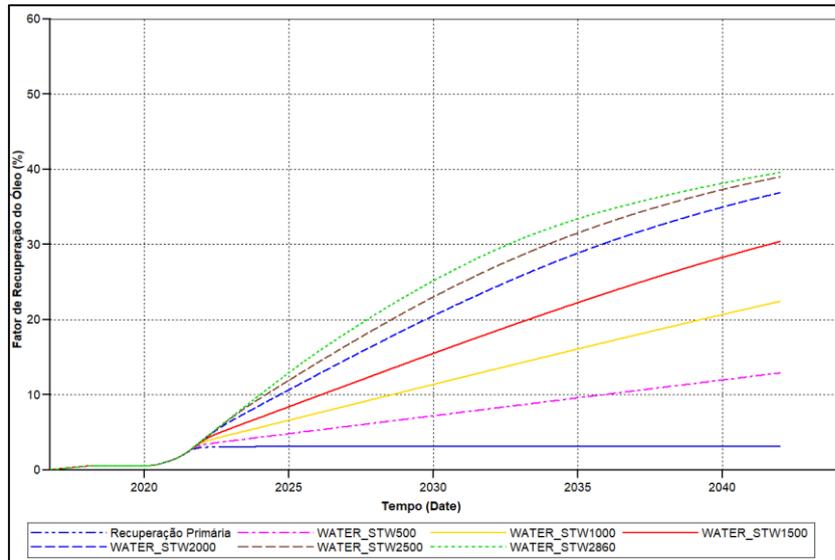


Figura 1 – Fator de recuperação de óleo para simulações de injeção contínua de água.

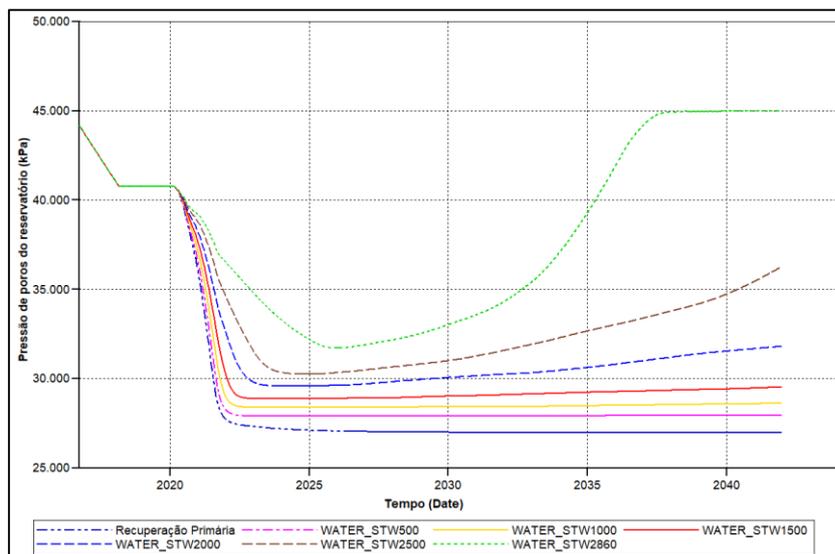


Figura 2 – Pressão de poros do reservatório na injeção contínua de água.

b. ANÁLISE COMPATIVA ENTRE INJEÇÃO CONTÍNUA DE CO₂ E A RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA

Foram construídos vários cenários para simulação de injeção de gás contendo 70% de CO₂ e 30% de CH₄ (na caracterização do fluido separou-se o pseudocomponente N₂-CH₄), tendo como parâmetros os limites operacionais descritos anteriormente. Na Tabela 7 é possível observar o aumento na eficiência do varrido e consequentemente a melhoria do fator de recuperação.

Tabela 7 – Fatores de Recuperação para os diferentes cenários de injeção de água.

Vazão de Injeção de Água (m ³ /d)	Fator de Recuperação (%)
CO2_STG100mil	8,1
CO2_STG300mil	16,5
CO2_STG500mil	22,9
CO2_STG600mil	25,7
CO2_STG700mil	28,3
CO2_STG800mil	30,6

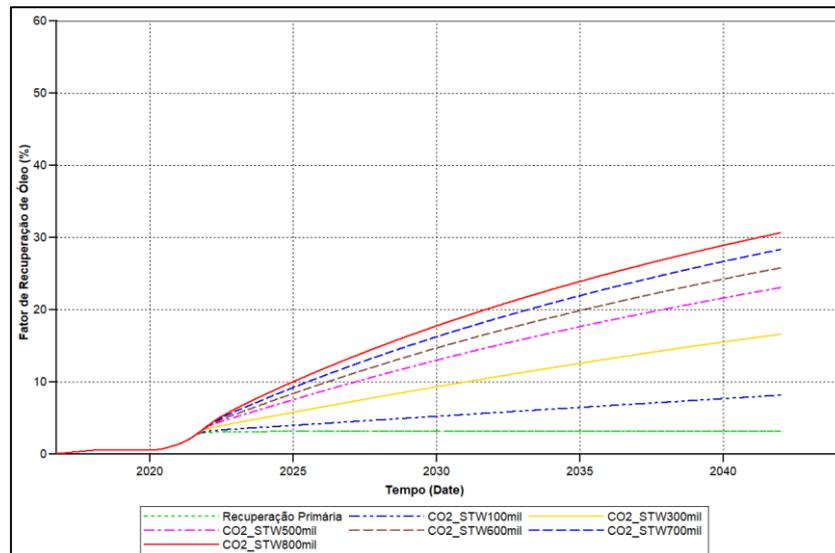


Figura 3 – Fator de recuperação de óleo para simulações de injeção contínua de CO₂.

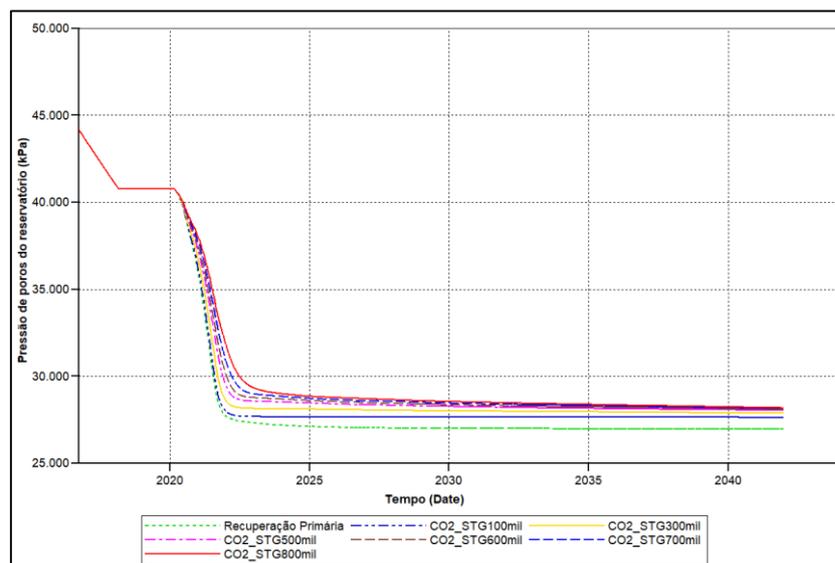


Figura 4 – Pressão de poros do reservatório na injeção contínua de CO₂.

c. ANÁLISE DA INFLUÊNCIA NO FATOR DE RECUPERAÇÃO NO MODELO DE INJEÇÃO WAG (WATER ALTERNATING GAS)

Foram gerados cenários para simulação de injeção de gás contendo 70% de CO₂ e 30% de CH₄ (na caracterização do fluido separou-se o pseudocomponente N₂-CH₄) e injeção de água alternada em ciclos de 90 e 180 dias (3 e 6 meses), respeitando os parâmetros operacionais informados. Na Tabela 8 é possível observar o aumento na eficiência do varrido e consequentemente a melhoria do fator de recuperação.

Tabela 8 – Fatores de Recuperação para os diferentes cenários de injeção de água.

Ciclo	Vazão de Injeção de Água (m ³ /d)	Vazão de Injeção de Gás (m ³ /d)	Fator de Recuperação (%)
3 meses	WATER_STW 2860	CO2_STG 800mil	41,6
3 meses	WATER_STW 5000	CO2_STG 800mil	48,1
3 meses	WATER_STW 5000	CO2_STG 700mil	47,7
3 meses	WATER_STW 5000	CO2_STG 500mil	45,9
3 meses	WATER_STW 4500	CO2_STG 800mil	48,3
3 meses	WATER_STW 4500	CO2_STG 700mil	47,2
3 meses	WATER_STW 4500	CO2_STG 500mil	45,0
6 meses	WATER_STW 2860	CO2_STG 800mil	40,8
6 meses	WATER_STW 5000	CO2_STG 800mil	48,5
6 meses	WATER_STW 5000	CO2_STG 700mil	47,5
6 meses	WATER_STW 5000	CO2_STG 500mil	45,3
6 meses	WATER_STW 4500	CO2_STG 800mil	45,0
6 meses	WATER_STW 4500	CO2_STG 700mil	46,0
6 meses	WATER_STW 4500	CO2_STG 500mil	43,9

Para construção dos cenários de simulação para os casos de WAG, foram mesclados o maior resultado de injeção contínua de água (2860 m³/d por poço) e além de valores maiores que não geravam uma pressão de reservatório maior que a pressão inicial para o caso de WAG, e respeitou-se as restrições operacionais. Assim, as vazões de água são 2,86 mil, 4,5 mil e 5 mil m³/d por poço injetor. Para o gás, as vazões utilizadas foram 500 mil, 700 mil e 800 mil m³/d de injeção de CO₂.

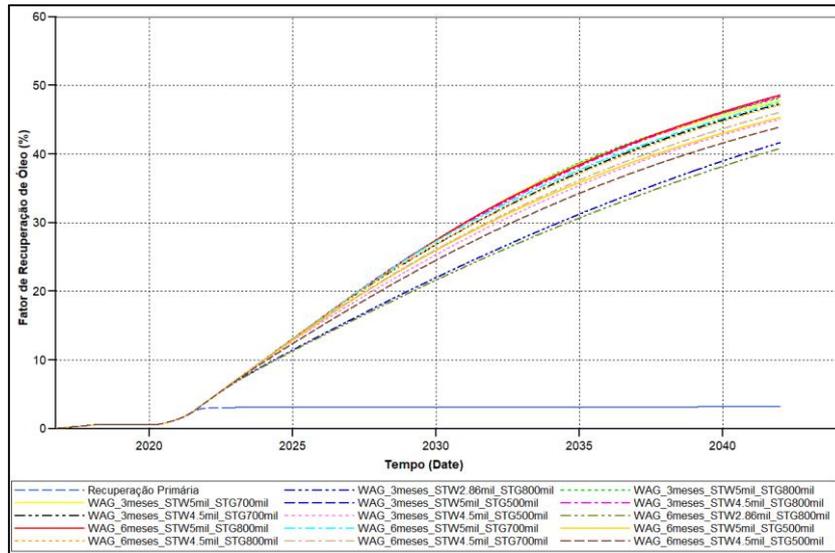


Figura 5 – Fator de recuperação de óleo para simulações de injeção WAG.

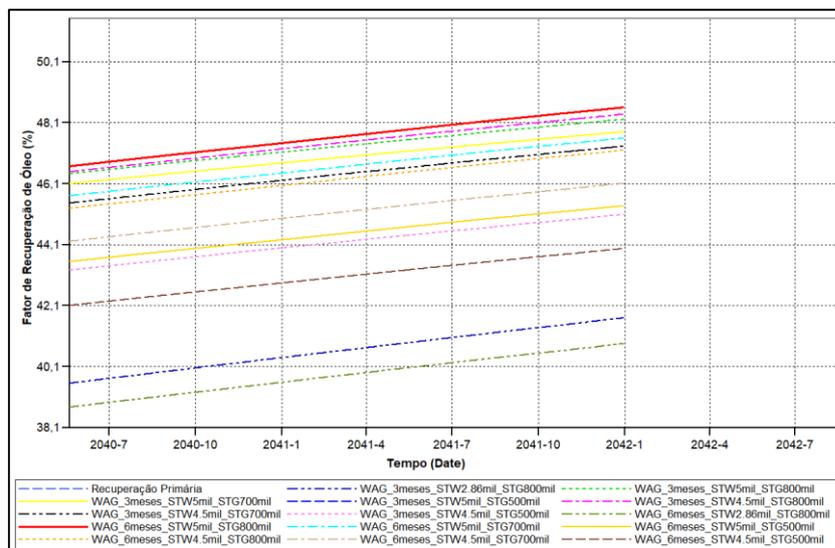


Figura 6 – Fator de recuperação de óleo para simulações de injeção WAG, aproximando as curvas.

Conforme pode ser observado na Figura 6, o melhor fator de recuperação de óleo foi observado no cenário de WAG_6meses_WATER_STW500_CO2_STG800mil. A Figura 7 mostra o comparativo do fator de recuperação de óleo para os três métodos em ordem decrescente de desempenho.



Figura 7 – Fator de recuperação de óleo para todas as simulações realizadas.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

As resultantes das simulações realizadas neste trabalho com o modelo UNISIM-II-H modificada, acoplada ao modelo de fluido composicional mostrou concordância com os fundamentos estudados na literatura.

O fator de recuperação incrementado com a injeção de água em comparação com a recuperação primária foi de 36,4%.

Para a injeção contínua de gás rico em CO₂, o incremento no fator de recuperação foi de 27,5%. Conforme se verifica nos resultados, o CO₂ não possui eficiência do varrido vertical superior à eficiência com injeção de água, apesar do CO₂ atingir o deslocamento microscópico.

No cenário de injeção de WAG, o fator de recuperação atingido foi de 48,5% no melhor caso, ciclo de 6 meses de injeção com vazão de injeção de gás rico em CO₂ de 800 mil m³/d por poço alternado com injeção de água de 500 m³/d por poço. Esse resultado mostra a eficiência do WAG na injeção separada e alternada dos fluidos.

As análises econômicas e equipamentos necessários devem ser analisados em um projeto real. Também é possível haver continuidade no trabalho no estudo de sensibilidade, ajuste de histórico e, por fim, otimização da simulação de WAG, verificando ciclos e vazões de injeção melhoradas.

REFERÊNCIAS

- MELLO, S. F.; LIGERO, E. L.; SCANAVINI, H. F. A.; SCHIOZER, D. J. Influence of luring and equation of state tuning methods on the sub-salt reservoirs simulation. In: SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. Vienna, Austria, 2011. (SPE 143041)
- PEDERSEN, K. S.; FREDENSLUND, A.; THOMASSEN, P. Properties of oils and natural gases. Houston, TX: Gulf Publishing Co., 1989.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2011. 808 p.