

Análise da Injeção Alternada Água-Gás em Malha de 5 Pontos Utilizando o OPM flow

Rogério Werneck Costa Rodrigues Filho, rwerneckfilho@gmail.com

Eugênio Libório Fortaleza, efortaleza@unb.br

Adriano Possobon Rosa, aprosa@unb.br

Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Mecânica, Brasília, DF. CEP: 70910-900

Resumo. Uma maneira de realizar a recuperação secundária em reservatórios de petróleo é através da injeção de fluidos que elevam a pressão do reservatório artificialmente. A chegada prematura destes fluidos injetados ao poço produtor, no entanto, implica em alterações na razão água-óleo e na razão gás-óleo impactando na produção do poço e a viabilidade econômica da produção. A injeção alternada água-gás visa aumentar o tempo necessário para o encontro entre os fluidos injetados e o poço produtor. O objetivo neste trabalho é analisar, por meio de simulação computacional, como diferentes rotinas de injeção podem impactar na recuperação secundária de reservatórios. Com esse intuito, considera-se uma malha defasada 5 spot e são investigadas diferentes permeabilidades. As simulações são desenvolvidas por meio do software open-source Open Porous Media Flow. Nota-se uma sobrevida na saturação de óleo no caso de injeção alternada água-gás quando comparado com outras formas de injeção. Apesar do aumento da saturação de óleo durante a injeção alternada água-gás, há uma abrupta redução na produção total de óleo quando comparado com o método de injeção de água de tal forma que, faz-se necessária uma análise econômica para a escolha do melhor método.

Palavras chave: Produção de Petróleo, Reservatório, Recuperação Secundária, WAG, SPE 1.

Abstract. One way to manage secondary recovery in oil reservoirs is through the injection of fluids which will raise the reservoir pressure artificially. The premature arrival of these fluids to the producer well, however, implies changes in the water-oil ratio and the gas-oil ratio impacting the well production and the economic viability of the operation. The water alternated gas (WAG) injection aims to increase the time needed for the meeting between the injected fluids and the producing well. This work aims to analyze, through computer simulation, how different injection could impact the secondary recovery of reservoirs. For this purpose, it is considered a staggered 5 spot mesh and different permeabilities are investigated. The simulations are developed through an open-source software called Open Porous Media Flow. There is an extra time given in oil saturation in the WAG case when compared to other forms of injection. Despite the increase in oil saturation in WAG, there is an abrupt reduction in total oil production when compared to the method water injection in such a way that an economic analysis is necessary to choose the best method.

Keywords: Oil Production, Reservoir, Secondary Recovery, WAG, SPE 1

1. INTRODUÇÃO

No momento de sua descoberta, reservatórios de petróleo possuem energia suficiente para que a extração do óleo seja feita de maneira natural, processo chamado de *recuperação primária*, que ocorre unicamente a expensa da energia natural do reservatório. Por meio da recuperação primária, consegue-se obter valores inferiores a 20% do total de hidrocarbonetos existentes na rocha (Rosa, 2006).

Com o decaimento da pressão interna, em decorrência da redução de fluidos no interior do reservatório, faz-se necessária a injeção de fluidos para realizar a elevação artificial da pressão do reservatório e estimular os poços produtores, processo chamado de *recuperação secundária* (Rosa, 2006). Os métodos de recuperação secundária convencionais normalmente utilizam a injeção de água ou o processo imiscível de injeção de gás. No mundo, prevalece a injeção de água como o método mais utilizado (Rosa, 2006).

Devido a diferença entre a massa específica dos fluidos injetados, quando comparados ao óleo presente no reservatório, ocorre uma movimentação vertical do fluido injetado durante a recuperação secundária no interior do reservatório. Desta forma, ocorre uma segregação gravitacional movimentando os gases injetados para a parte superior do reservatório e a água para a parte inferior.

Em consequência da segregação gravitacional e da formação da instabilidade de Saffman-Taylor (em inglês, *viscous fingers*) (Rogers, 2000), o fluido injetado pode chegar de maneira prematura ao poço produtor acarretando em uma redução

na produção de petróleo.

O processo de injeção alternada água-gás (sigla em inglês, WAG) visa combinar as vantagens da injeção de gás com as vantagens da injeção de água (Afzali S, 2018) de maneira a retardar a chegada dos fluidos injetados ao poço produtor e reduzir o efeito de Saffman-Taylor.

Devido ao volume de dados necessários para que se obtenha uma conclusão útil para a indústria de petróleo e gás, seria impraticável realizar a projeção de produção de reservatórios sem o auxílio de mecanismos computacionais. Existem diversos *softwares* disponíveis no mercado para realizar a análise de reservatórios.

Este trabalho realizou as simulações apresentadas com o auxílio do OPM Flow. Objetiva-se investigar a influência de diferentes rotinas de injeção WAG na saturação de óleo produzido e também nas razões água-óleo e gás-óleo.

2. METODOLOGIA E CONDIÇÕES DO PROBLEMA

2.1 EQUAÇÕES GOVERNANTES

O modelo matemático utilizado pelo OPM Flow para desenvolver a simulação numérica é o modelo de *black-oil* (Baxendale, 2019)

O modelo *black-oil* pode ser descrito, para cada uma das fases (óleo, gás e água), pelas seguintes equações:

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{r_{so} S_o}{B_o} \right) + \nabla \cdot \left(\frac{1}{B_g} \mathbf{u}_g + \frac{r_{so}}{B_o} \mathbf{u}_o \right) = Q_g \quad (1)$$

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o} \right) + \nabla \cdot \left(\frac{1}{B_o} \mathbf{u}_o \right) = Q_o \quad (2)$$

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_a}{B_a} \right) + \nabla \cdot \left(\frac{1}{B_a} \mathbf{u}_a \right) = Q_a \quad (3)$$

Nessas equações, ϕ é a porosidade e k é a permeabilidade absoluta do sistema. Ainda, S_α é a saturação da fase α (onde α pode ser o , g ou a , quando representando óleo, gás ou água), μ_α é a viscosidade dinâmica, ρ_α é a massa específica, p_α a pressão do fluido, B_α o fator de formação, $k_{r\alpha}$ a permeabilidade relativa, Q_α a taxa de injeção ou produção por unidade de volume do reservatório e r_{so} a solubilidade do gás. (Chen, 2001),(Bear, 1972),(Peaceman, 1977)

Define-se a velocidade volumétrica da fase α :

$$\mathbf{u}_\alpha = - \frac{k k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} (\nabla p_\alpha - \rho_\alpha \mathbf{g}) \quad (4)$$

2.2 OPM flow

OPM flow é um simulador *open source* capaz de realizar simulações com padrões utilizados pela indústria de petróleo e gás. (Baxendale, 2019)

Devido a maneira que é implementado, faz-se possível o rápido desenvolvimento de novos modelos de simulação. Este simulador utiliza métodos implícitos de análise numérica em função do tempo e o método dos volumes finitos para o espaço (Baxendale, 2019).

Por se tratar de um software *open source* ainda em desenvolvimento, sempre são disponibilizadas novas versões de maneira gratuita em seu sítio oficial. A versão utilizada neste trabalho foi a 19.10.

2.3 RESERVATÓRIO ANALISADO

Neste trabalho foi analisado um reservatório com malha de 5 poços (*5 spot*) conforme ilustrado na Fig. 1.

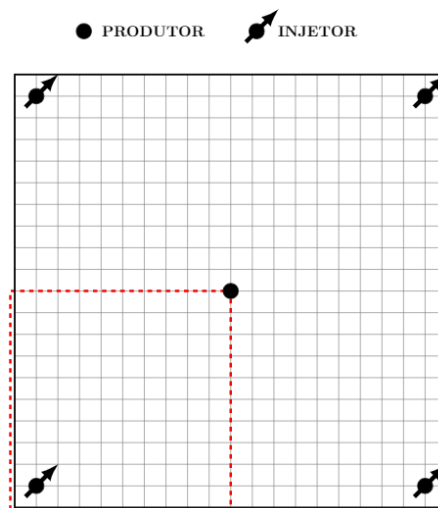


Figura 1. Malha de 5 poços. Destaca-se, em vermelho, a região simulada

Devido a simetria existente no reservatório apresentado na Fig. 1, pode-se reduzir a região simulada de tal forma que o custo computacional é reduzido. A malha analisada, após a redução por simetria, está demarcada em vermelho na Fig. 1

Na Fig. 1, é possível perceber uma semelhança com o clássico reservatório estudado pela Sociedade dos Engenheiros de Petróleo (sigla em inglês, SPE) SPE 1 (Odeh, 1981). O SPE 1 é um reservatório teórico proposto pela SPE para comparar as soluções numéricas existentes na indústria de óleo e gás no início da década de 1980 (Odeh, 1981). Foi adotado neste trabalho a mesma geometria do SPE 1 para a realização das análises.

Foram propostas três condições geométricas relacionadas ao poço injetor, onde na Geometria 1 ocorre injeção apenas na primeira camada, na Geometria 2 ocorre injeção apenas na segunda camada e por fim, na Geometria 3 ocorre injeção apenas na terceira camada

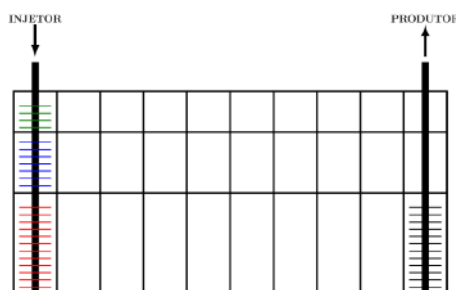


Figura 2. Seção que passa pelo poço produtor e poço injetor na Fig. 1. Destacam-se, no poço injetor, as três geometrias utilizadas. Injeção apenas na primeira camada (verde), injeção apenas na segunda camada (azul) e injeção apenas na terceira camada (vermelho).

Além da variação da posição do injetor, também foi analisada a influência da permeabilidade do reservatório.

Observando as possíveis permeabilidades, foram selecionadas quatro configurações sendo elas a de um reservatório homogêneo com 50 mD, 250 mD e 500 mD além de um reservatório heterogêneo com a permeabilidade igual ao SPE 1 (Odeh, 1981).

O reservatório estudado, em todos os casos, na condição inicial não possuía nenhum outro fluido em seu interior a não ser petróleo. Devido a esta condição, todo fluido produzido que não seja petróleo foi injetado durante a elevação artificial de pressão do reservatório.

2.4 ROTINAS DE INJEÇÃO

Em relação as rotinas de injeção, são abordadas as injeções apenas de gás, apenas de água e a injeção alternada água e gás (WAG). Foram injetados $50 \times 10^3 \text{sm}^3$ (1sm^3 representa 1m^3 a uma temperatura de 15°C e pressão de 101325Pa) por dia de água ou gás, a depender da situação analisada. No caso da injeção WAG, foram realizadas rotinas de 90 dias com cada fluido de injeção, conforme ilustrado na Fig. 3. Buscando aumentar a eficiência da injeção WAG, adotou-se o padrão de injeção com volumes iguais de gás e água (Afzali S, 2018).

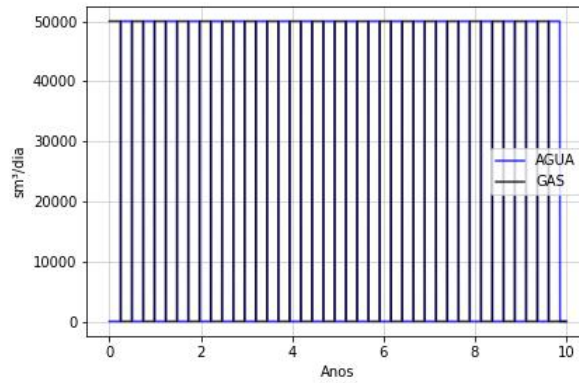


Figura 3. Taxa de injeção durante WAG. Período de injeção de cada fluido: 90 dias

2.5 PROPRIEDADES DO RESERVATÓRIO

As propriedades do reservatório utilizado foram as mesmas descritas por Odeh (1981), excetuando-se que no início da simulação o único fluido presente no interior da rocha era petróleo. As principais propriedades físicas e parâmetros de simulação são apresentados na Tab. abaixo:

Tabela 1. Principais propriedades utilizadas nas simulações (Odeh, 1981)

Pressão inicial do reservatório em 2560 m [MPa]	33,1	Compressibilidade da rocha [Pa^{-1}]	4267
Porosidade	0,3	Permeabilidade	Descrito em cada caso
Comprimento da célula na direção x [m]	304,8	Comprimento da célula na direção y [m]	304,8
Altura da primeira camada [m]	6,1	Altura da segunda camada [m]	9,1
Altura da terceira camada [m]	15,2	Profundidade do topo do reservatório [m]	2537,5

2.6 PARÂMETROS PARA ANÁLISE

Com o objetivo de analisar a chegada dos fluidos injetados ao poço produtor, os dados de produção foram utilizados para calcular a razão água óleo (RAO) e a razão gás óleo (RGO), dados por:

$$RAO = \frac{Q_a}{Q_o} \quad (5)$$

$$RGO = \frac{Q_g}{Q_o} \quad (6)$$

Devido às rotinas de injeção que foram realizadas, para alguns casos não seria possível realizar a comparação do tempo necessário para a chegada dos fluidos injetados ao poço produtor apenas com as Eq. 5 e 6, pois existem casos com injeção apenas de gás e casos com injeção apenas de água. Para sanar este problema, todas as análises foram feitas com base na soma destes dois parâmetros, ou seja:

$$RAO + RGO = \frac{Q_a + Q_g}{Q_o} \quad (7)$$

Para verificar se o campo ainda produz valores aceitáveis de petróleo, será analisada a saturação de petróleo (S_o) no poço produtor, descrito pela Eq. 8.

$$S_o = \frac{Q_o}{Q_o + Q_a + Q_g} \quad (8)$$

Além disso, serão analisadas as taxas de produção de petróleo em cada um dos casos, buscando sempre maximizar a quantidade extraída do reservatório.

3. RESULTADOS

Para facilitar a comparação e interpretação dos resultados das injeções WAG, nos gráficos de $RAO + RGO$ no poço produtor em função do tempo de injeção, foram traçadas as médias móveis de janela deslizante dos 10 elementos anteriores. Desta maneira, ocorre uma suavização das regiões de maiores oscilações no gráfico facilitando a interpretação dos resultados. Estes valores médios, são representados pelas linhas tracejadas nos respectivos gráficos.

Ao comparar os resultados obtidos com a variação da posição do poço injetor, nota-se que não há diferenças consideráveis nas variações de $RAO + RGO$ e de saturação de óleo em função do tempo de injeção. Do mesmo modo, comparando os resultados de taxa de produção diária de óleo e produção total de óleo em função do tempo de injeção, não existem diferenças expressivas com as alterações de geometria. Então, para fins práticos, são apresentados e discutidos os resultados obtidos com a Geometria 1.

As Fig. 4.a, 4.b, 4.c e 4.d apresentam os resultados da produção de indesejáveis ao longo do tempo para diferentes permeabilidades. Nota-se que, em um primeiro momento, os valores de $RAO + RGO$ estão zerados, isso ocorre devido ao tempo necessário para a chegada dos fluidos injetados no poço produtor. Também é observado que a injeção de gás apresenta uma maior produção de indesejáveis quando comparado aos outros dois casos. Por outro lado, ocorre um revezamento entre a injeção WAG e a injeção de água quanto a eficiência na recuperação de óleo. Ao observar os valores médios, representados pelas linhas tracejadas, é possível perceber que ao final de 10 anos o caso WAG apresenta um resultado mais vantajoso por produzir os menores valores de $RAO + RGO$.

Nota-se também que, com o aumento da permeabilidade, a injeção WAG apresenta amplitudes maiores durante as oscilações na produção de indesejáveis. Isso pode ser explicado pela maior facilidade do fluido injetor em se deslocar no interior do reservatório. Outro fenômeno associado à facilidade de deslocamento do fluido na rocha, é a formação de um pico inicial no caso WAG devido ao avanço do gás injetado no interior do reservatório, este pico pode ser observado na Fig. 4.a após aproximadamente 2 anos de injeção. Com um aumento na permeabilidade, e conseqüentemente na facilidade dos fluidos escoarem no interior do reservatório, ocorre um achatamento deste pico tendo em vista que o avanço de água e gás ocorrerá de maneira mais uniforme.

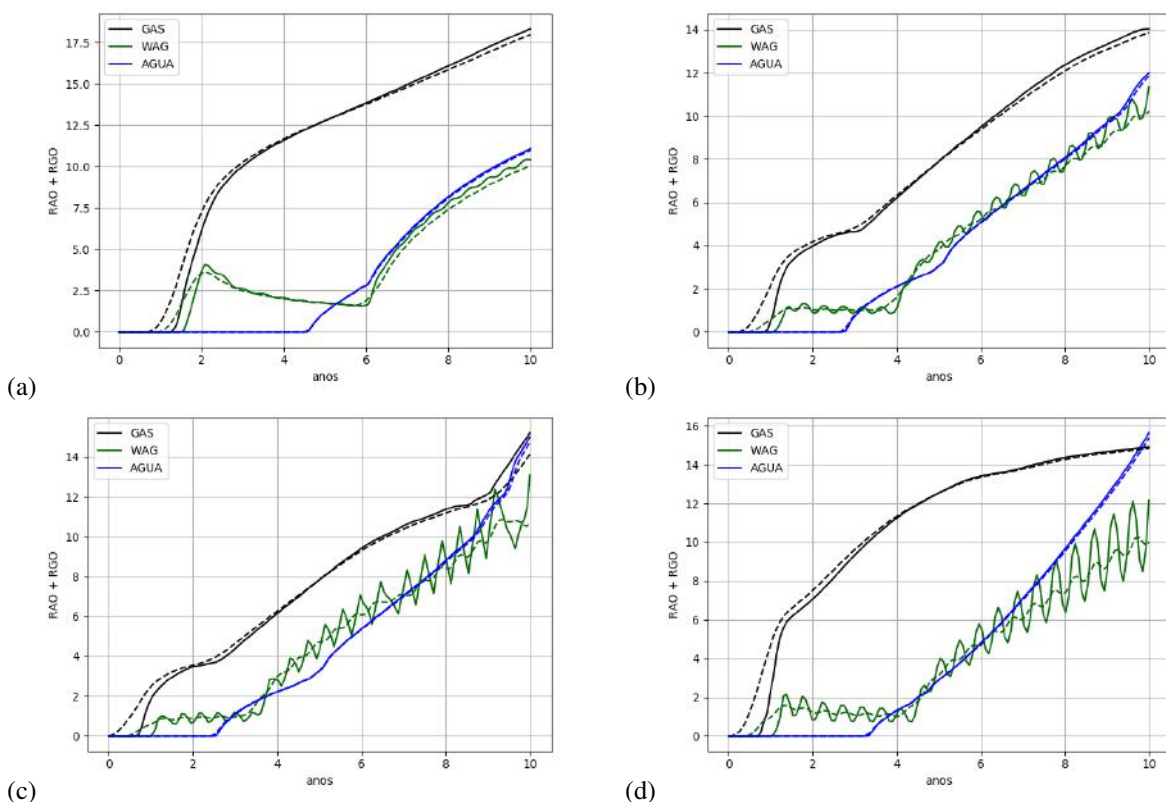


Figura 4. $RAO+RGO$ no poço produtor em função do tempo de injeção considerando a geometria 1 e uma permeabilidade absoluta de (a)50 mD, (b)250 mD, (c)500 mD, (d) igual ao SPE 1(Odeh, 1981)

As Fig. 5.a, 5.b, 5.c e 5.d apresentam a saturação de óleo (S_o) em função do tempo para diferentes permeabilidades. Nota-se um salto horizontal no caso de injeção WAG. Isso ocorre devido à chegada da frente de gás e, em seguida, uma nova chegada de frente de água. Nota-se que o caso WAG dá uma sobrevida na produção de óleo, cuja saturação havia diminuído para níveis semelhantes ao da injeção de gás. Em seguida, ocorre um avanço horizontal para uma curva mais

semelhante à da injeção de água.

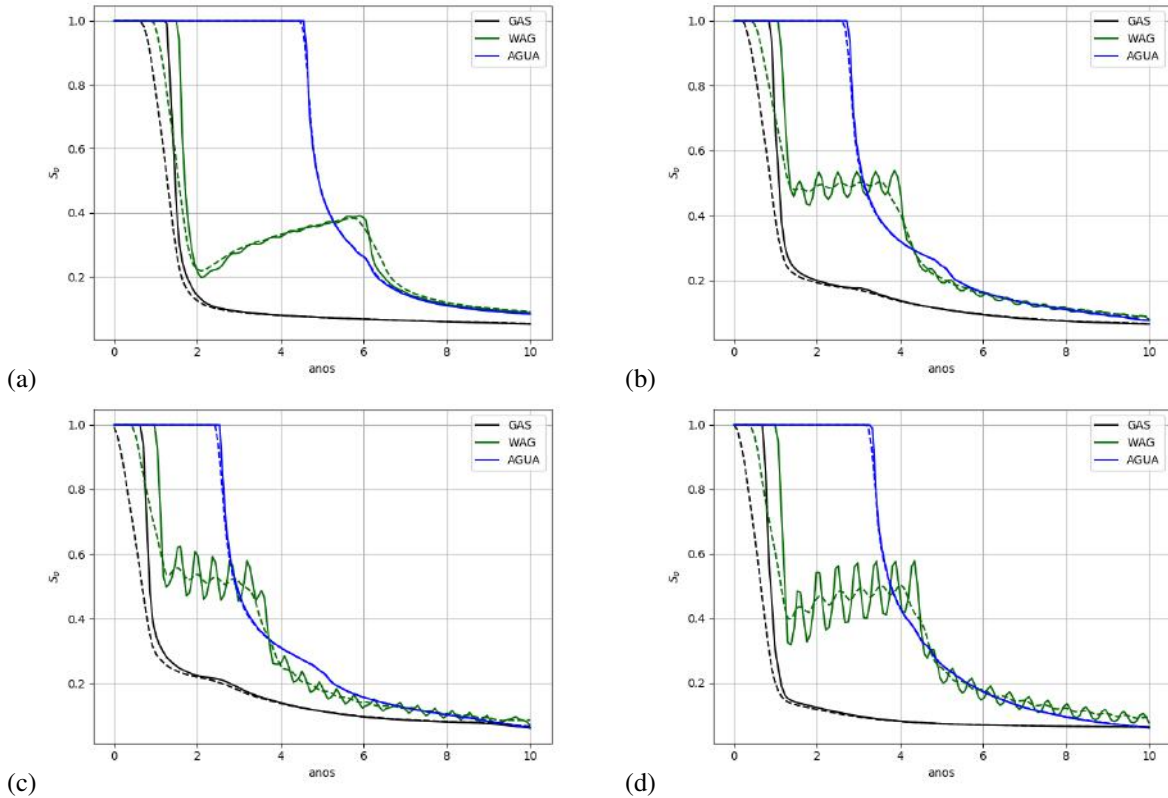


Figura 5. Saturação de óleo (S_o) no poço produtor em função do tempo de injeção considerando a geometria 1 e uma permeabilidade absoluta de (a)50 mD, (b)250 mD, (c)500 mD, (d) igual ao SPE 1(Odeh, 1981)

Além da saturação de óleo é possível realizar uma análise, com o auxílio de um diagrama ternário, da saturação de cada uma das fases contidas no reservatório. Essa visualização se faz útil para realizar uma análise quanto a segregação gravitacional dos fluidos injetados. Note que, na Fig. 6, é possível observar que há uma maior saturação de água na parte inferior do reservatório.

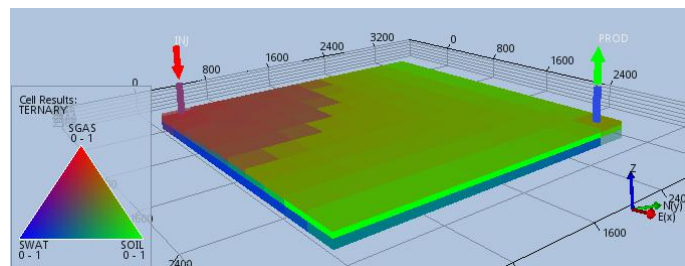


Figura 6. Representação do reservatório indicando a saturação de água, óleo e gás após 5 anos de simulação. Rotina de injeção WAG com permeabilidade de 500 mD e Geometria 1. Em vermelho, observa-se saturação de gás em 100%. Em azul, observa-se saturação de água em 100%. Em verde, observa-se saturação de óleo em 100%

Observando os gráficos de produção de petróleo (Fig. 7.a, 7.b, 7.c e 7.d) percebe-se que a taxa de produção no caso de injeção de água mantém-se acima dos outros métodos durante quase todo o período.

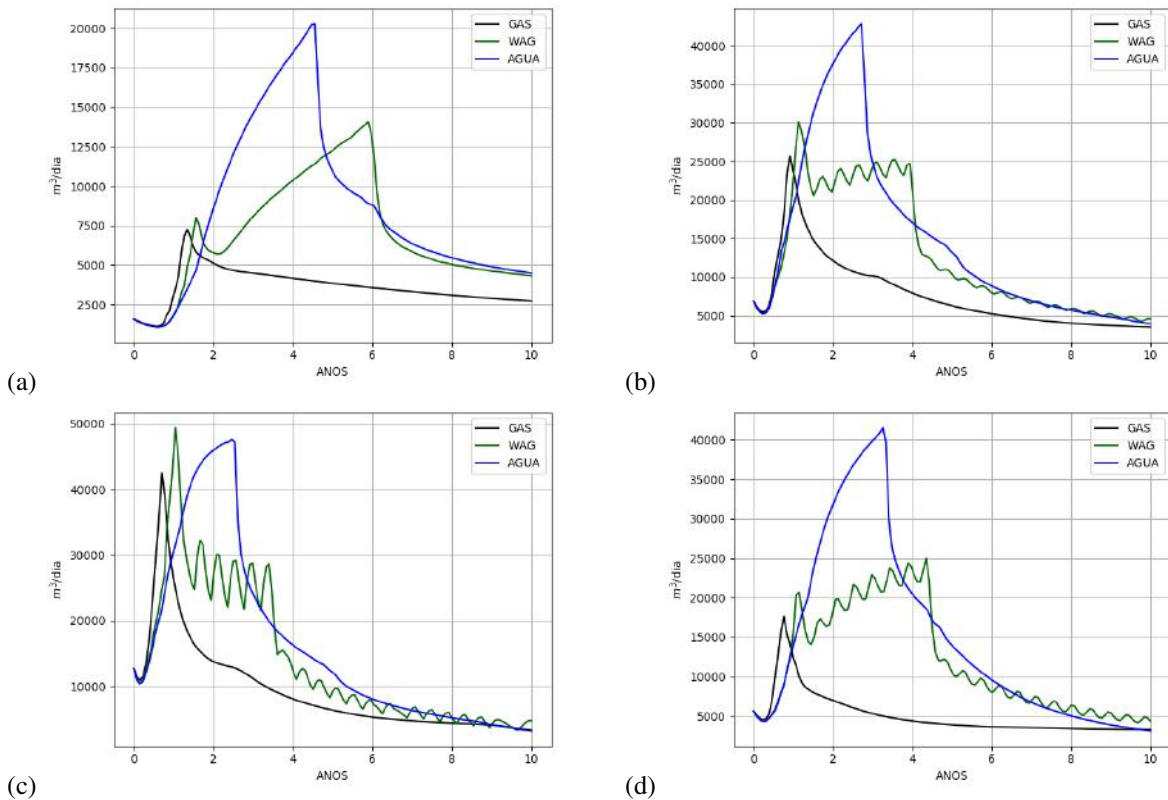


Figura 7. Taxa de produção diária de óleo no poço produtor em função do tempo de injeção considerando a geometria 1 e uma permeabilidade absoluta de (a)50 mD, (b)250 mD, (c)500 mD, (d) igual ao SPE 1(Odeh, 1981)

Por outro lado, analisando a produção total de petróleo (Fig. 8.a, 8.b, 8.c e 8.d) o caso água produz aproximadamente 1,4 vezes mais que o caso gás e entre 2 e 3 vezes mais que o caso gás.

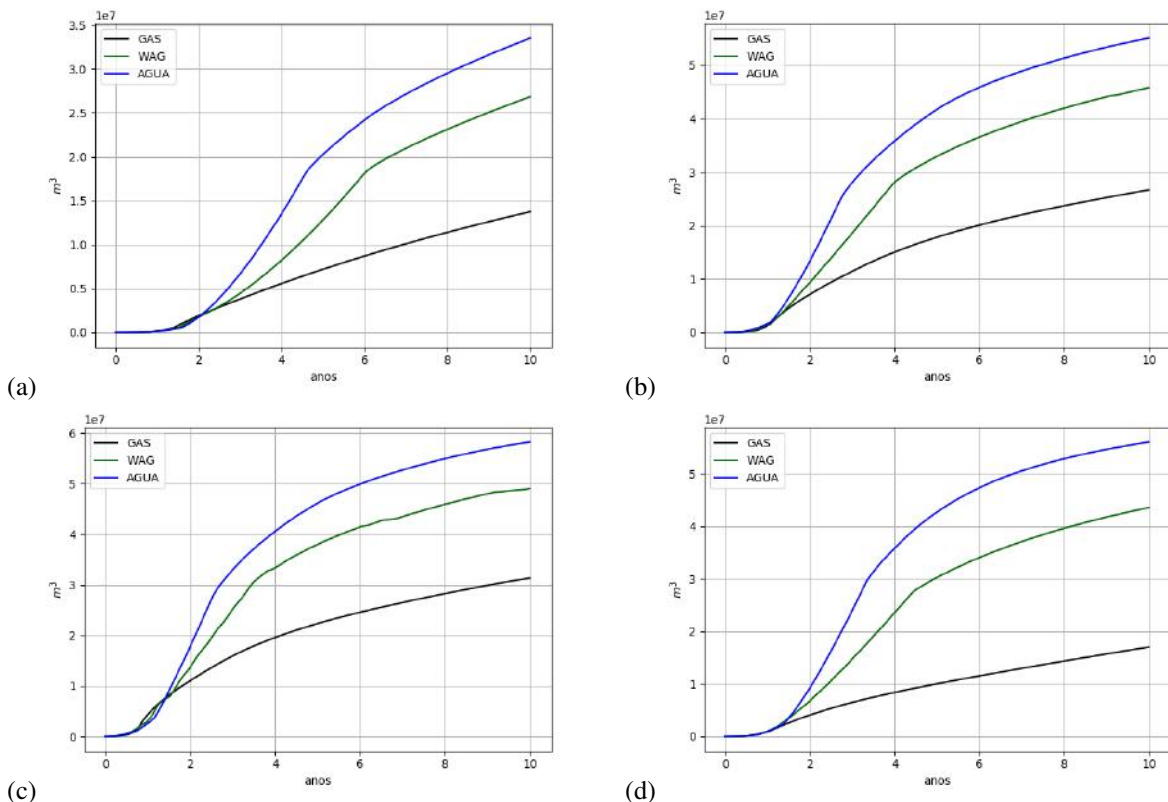


Figura 8. Produção total de óleo no poço produtor em função do tempo de injeção considerando a geometria 1 e uma permeabilidade absoluta de (a)50 mD, (b)250 mD, (c)500 mD, (d) igual ao SPE 1(Odeh, 1981)

4. CONCLUSÕES

Analisando apenas a produção dos fluidos indesejáveis e a saturação de óleo no poço produtor, nota-se que o método WAG apresenta uma maior sobrevida quando comparado ao método de injeção de gás. Os valores do método WAG conseguem até mesmo, em alguns momentos, apresentar resultados um pouco melhores que o caso de injeção de água. Não obstante, ao final do período a injeção WAG e injeção de água possuem valores muito próximos sendo imperceptíveis as diferenças de saturação de óleo.

Por outro lado, observando os parâmetros de produção de óleo, o caso água sempre possui taxas de produção maiores que as outras rotinas de injeção de tal forma que a produção total é sempre maior no caso de injeção apenas de água.

Ao considerar os impactos na produção final e os custos adjacentes a injeção de gás, nota-se que faz-se necessária uma análise econômica minuciosa para que a aplicação de rotinas de injeção WAG tenham vantagens significativas quando comparadas

5. PROPOSTA DE TRABALHOS FUTUROS

De maneira a complementar este trabalho, sugere-se que sejam realizados novos estudos com uma abordagem econômica indicando a melhor rotina de injeção segundo o preço do barril de petróleo, experimentos em laboratório em escala reduzida e rotinas de controle para injeção encontrando o ponto ótimo de injeção para cada um dos métodos abordados.

6. AGRADECIMENTOS

Agradeço aos colegas Alex, Vinícius, Marco Emílio e Emanuel por todo auxílio durante o desenvolvimento da pesquisa.

7. REFERÊNCIAS

- Afzali S, Rezaei N, Z.S., 2018. “A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection”. *Fuel*, Vol. 227.
- Baxendale, D., 2019. *OPEN POROUS MEDIA Flow Documentation Manual*. Equinox International Petroleum Consultants Pte. Ltd., Singapura.
- Bear, J., 1972. *Dynamics of Fluids in Porous Media*. Dover, Nova Iorque.
- Chen, Z., 2001. “Formulations and numerical methods of the black oil model in porous media”. *SIAM Journal on Numerical Analysis*, Vol. 38, No. 2, pp. 489–514.
- Odeh, A.S., 1981. “One spe - comparison of solutions to a three-dimensional black-oil reservoir simulation problem”. *Journal of Petroleum Technology*, Vol. SPE 9723-P.
- Peaceman, D., 1977. *Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation*. Elsevier, Nova Iorque.
- Rogers, John D. Grigg, R.B., 2000. “A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO₂ process”. *SPE - DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings*, , No. July, pp. 3–5.
- Rosa, A.J., 2006. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Interciência: PETROBRAS, Rio de Janeiro.

8. RESPONSABILIDADE PELAS INFORMAÇÕES

Os autores são os únicos responsáveis pelas informações incluídas neste trabalho.