



Estudos de simulação de fluxo e análise econômica aplicados aos tratamento e injeção de água projetada

Flow simulation studies and economic analysis applied to the treatment and injection of designed water

Anderson do Nascimento Pereira (<https://orcid.org/0000-0002-1419-1042>)¹; **Wesley Martins Domingues** (<https://orcid.org/0000-0002-2585-3726>)²; **Allana Helen Machado**³; **Islanny Kedja Trindade Oliveira Lins** (<https://orcid.org/0000-0002-0753-385X>)⁴; **Marcio Augusto Sampaio Pinto** (<https://orcid.org/0000-0003-1125-7218>)⁵.

1. UNIFESP, IMAR, . SANTOS - SP - BRASIL, anpereira@unifesp.br 2. UNIFAL, ENGENHARIA QUÍMICA, . POÇOS DE CALDAS - MG - BRASIL, wesley.domingues@discentes.unifal-mg.edu.br 3. ETEC PRESIDENTE VARGAS, GESTÃO DE PROJETOS, . MOGI DAS CRUZES - SP - BRASIL, allana_helen@hotmail.com 4. UNISANTA, ENGENHARIA DE PETRÓLEO, . SANTOS - SP - BRASIL, islannyoliveira@hotmail.com 5. USP, ENGENHARIA DE MINAS E DE PETRÓLEO, . SÃO PAULO - SP - BRASIL, marciosampaio@usp.br

Resumo

A injeção de água é atualmente o principal método de recuperação utilizado mundialmente e a configuração da composição iônica da água injetada pode provocar interações entre os componentes do reservatório e o fluido injetado favorecendo a molhabilidade da rocha ao maior deslocamento do óleo. No tratamento convencional da água de injeção são utilizadas usualmente unidades removedoras de sulfato com membranas de nanofiltração ou módulos com membranas de osmose reversa. A membrana de osmose reversa mostra-se uma escolha de maior eficiência e melhor custo-benefício no tratamento da água do mar. Este trabalho teve como objetivo avaliar economicamente o emprego da injeção de água projetada obtida por osmose reversa em detrimento da recuperação convencional de injeção da água do mar dessulfatada. Foi utilizado um modelo de simulação de fluxo composicional com acoplamento geoquímico representando os cenários de injeção de água projetada e água do mar dessulfatada, de modo a obter as curvas de produção e a partir delas desenvolver uma análise econômica simplificada. Concluiu-se que para as condições adotadas, a injeção de água projetada apresentou uma maior produção que a água do mar dessulfatada, alcançando um fator de recuperação 7% maior e um ganho comparativo de VPL de 800 milhões de dólares. Desta forma, o tratamento da água por osmose reversa se mostrou relativamente satisfatório quando considerada a receita extra que pode ser gerada.

Palavras-chave: água projetada. osmose reversa. acoplamento geoquímico. transporte reativo

Abstract

The injection of water is currently the main recovery method used worldwide and the configuration of the ionic composition of the injected water can cause interactions between the components of the reservoir and the injected fluid, favoring the wettability of the rock to the greater displacement of the oil. In the conventional treatment of injection water, sulfate removal units with nanofiltration membranes or modules with reverse osmosis membranes are usually used. The reverse osmosis membrane is a choice of greater efficiency and better cost-benefit in the treatment of sea water. This work aimed to economically evaluate the use of designed water injection obtained by reverse osmosis to the detriment of conventional recovery of injection of desulfated sea water. A compositional flow simulation model with geochemical coupling was used, representing the designed water injection and desulfated seawater scenarios, in order to obtain the production curves and develop a simplified economic analysis from them. It was concluded that for the adopted conditions, the injection of designed water presented a higher production than the desulfated sea water, reaching a 7% higher recovery factor and a comparative NPV gain of 800 million dollars. Thus, the treatment of water by reverse osmosis proved to be relatively satisfactory when considering the extra revenue that can be generated.

Keywords: designed waterflood. reverse osmosis. geochemical coupling. reactive transport

Received: 15/03/2020 | **Accepted:** 22/04/2020 | **Available online:**

Article Code: IBP0900_20

Cite as: Proceedings of the Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, 2020.

DOI:

© Copyright 2020. Brazilian Petroleum, Gas and Biofuels Institute - IBP This Technical Paper was prepared for presentation at the Rio Oil & Gas Expo and Conference 2020, held between 21 and 24 of September 2020, in Rio de Janeiro. This Technical Paper was selected for presentation by the Technical Committee of the event according to the information contained in the final paper submitted by the author(s). The organizers are not supposed to translate or correct the submitted papers. The material as it is presented, does not necessarily represent Brazilian Petroleum, Gas and Biofuels Institute' opinion, or that of its Members or Representatives. Authors consent to the publication of this Technical Paper in the Rio Oil & Gas Expo and Conference 2020 Proceedings.

1. Introdução

Tradicionalmente, a atenção principal no tratamento da água injetada consiste em garantir uma composição iônica que não acarrete problemas como corrosão de equipamentos, formação de incrustações (scale), geração bacteriana de gases ácidos no reservatório (souring) e dano à formação (redução de injetividade). Em unidades marítimas de produção, a água do mar é comumente captada e, em seguida, enviada ao sistema de tratamento, onde ocorrem processos de filtração para remoção de particulados, desaeração, desinfecção e remoção de íons sulfato. Este último processo é de extrema importância uma vez que a alta concentração deste ânion divalente, abundantemente presente na água do mar, pode contribuir significativamente para precipitações de sais e geração de H_2S . A concentração final deste íon pode ser reduzida de forma mais significativa por meio da osmose reversa (OR) ou parcialmente através da nanofiltração, sendo que em ambos envolvem a utilização de membranas.

Os reservatórios carbonáticos são de grande relevância para a produção mundial de petróleo e cada vez mais hegemoniza a produção brasileira. Esses reservatórios apresentam alta complexidade devido às heterogeneidades presentes e ainda propiciam um ambiente altamente reativo e de alta interação entre rocha e fluidos. As rochas carbonáticas costumam apresentar comportamento de molhabilidade bastante diversificado, variando desde baixa a alta molhabilidade ao óleo ou até mesmo apresentar certa neutralidade. Em cenários favoráveis, esses reservatórios podem armazenar grandes volumes de hidrocarbonetos. Desta forma, são muito bem-vindos esforços que almejam incrementar o fator de recuperação, sejam por melhorias na caracterização e no gerenciamento da produção como também pelo emprego de métodos rentáveis de recuperação melhorada. Atualmente, muitas pesquisas apontam a alteração da salinidade da água injetada como um método de recuperação melhorada, conhecido na literatura por diversos nomes, entre eles, injeção de água inteligente ou projetada. O controle iônico tem foco nos íons sulfato, cálcio, magnésio e sódio, pois são os possíveis protagonistas nos fenômenos físico-químicos relacionados à ação do método com ativação de mecanismos primários e secundários de interação rocha-fluido. Entre eles são descritos na literatura fenômenos de alteração de pH e molhabilidade, migração de partículas finas, efeitos de salting-in/out e expansão da dupla camada elétrica (Austad et al., 2012; Gandomkar e Rahimpour, 2015; Korrani et al., 2016; Lashkarbolooki et al., 2014). A utilização de um método de recuperação que favoreça o deslocamento do óleo pelo meio poroso em reservatórios carbonáticos, mesmo que levemente molháveis ao óleo, pode ajudar na diminuição da sua saturação residual e consequentemente no aumento do fator de recuperação final.

2. Desenvolvimento

A simulação composicional de fluxo no reservatório com acoplamento geoquímico é uma ferramenta útil para incorporar os possíveis efeitos da injeção de água projetada, uma vez que viabiliza a representação conjugada dos efeitos das reações químicas, das mudanças permo-porosas e da interação rocha-fluido no deslocamento do óleo pelo meio poroso. O trabalho utilizou o simulador de fluxo composicional GEM da CMG® para estudar os efeitos na recuperação de petróleo em dois modelos de reservatório carbonático sob dois cenários de injeção: utilizando água projetada obtida por osmose reversa e água dessulfatada obtida por tratamento convencional. A primeira etapa do trabalho consistiu na realização de estudo de sensibilidade e de otimização adotando a ferramenta CMOST (também da CMG®) utilizando um modelo homogêneo, de geometria retangular, com um poço injetor no centro e quatro poços produtores localizados em cada vértice, em uma configuração de five-spot invertido. A análise de sensibilidade buscou avaliar o impacto na produção de óleo variando os principais parâmetros envolvidos na modelagem da troca iônica e na alteração da curva de permeabilidade relativa. Os parâmetros analisados foram: temperatura do reservatório, valores dos

interpoladores na curva de permeabilidade relativa, capacidade de troca catiônica, concentração primária de íons e concentração de íons na água injetada. O estudo de otimização buscou obter uma composição dos íons Ca^{2+} , Mg^{2+} e Na^+ da água injetada que maximizasse o fator de recuperação. Na etapa de pós-processamento dos dados da simulação, buscou-se também avaliar a resposta de fenômenos físico-químicos próximos ao único poço injetor para verificar a consistência do acoplamento geoquímico.

A Tabela 1 apresenta as principais características dos dois modelos de simulação utilizados no trabalho.

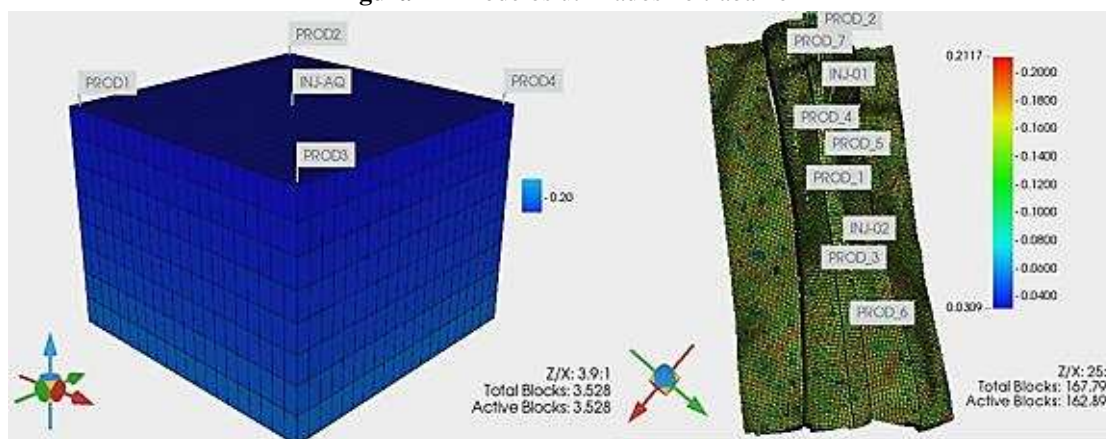
Tabela 1 – Principais informações dos modelos de simulação utilizados

Propriedade	Modelo Homogêneo	Modelo Heterogêneo
Grid Cartesiano (I-J-K)	21 x 21x 8	70 x 141 x 17
Porosidade (%)	20 (constante)	15,41(média)
Permeabilidade I-J-K (mD)	200/200/20(constante)	163/163/16
Volume de óleo in place (STB)	$28,69 \times 10^6$	$535,01 \times 10^6$
Pressão Inicial (psi)	1900	6000
Número de poços produtores/injetores	4/1	7/2

Fonte: produzido pelo autor

A Figura 1 ilustra os dois modelos de reservatório utilizados no trabalho com as respectivas distribuições de porosidade: o primeiro com uma porosidade constante de 20% e o segundo com porosidade variando entre 3 e 20% na primeira camada.

Figura 1 – Modelos utilizados no trabalho



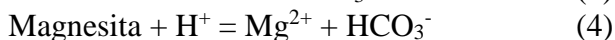
Fonte: produzido pelo autor

No estudo de otimização foi envolvido o método de amostragem chamado Hipercubo Latino com otimização proxy, escolhendo-se o fator de recuperação como função objetivo a maximizar. A análise contou com 500 experimentos por processo. A Tabela 2 contém as faixas de concentração consideradas para cada cátion e a função distributiva selecionada.

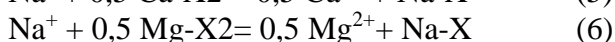
Tabela 2 – Limites inferior e superior da concentração dos íons no estudo de otimização

Íon	Valor Padrão (mol/kg de água)	Inferior / Superior	Função Distributiva
Ca ²⁺	0,0455	-4,69897 / -1,24508	Log-Normal
Mg ²⁺	0,01	-4 / -1,90309	Log-Normal
Na ⁺	0,485	-2,4679 / -0,217348	Log-Normal

Na próxima etapa, para avaliar a recuperação de óleo em cenários de injeção de água dessulfatada e projetada em condições de maior heterogeneidade, utilizou-se o modelo heterogêneo, contando com 7 poços produtores e dois poços injetores distribuídos em dois blocos principais do campo. Foram incorporados neste modelo o mesmo conjunto de reações químicas e a mesma configuração na modificação das curvas de permeabilidade relativa presentes no modelo homogêneo. A ferramenta de construção do modelo de simulação da CMG[®] disponibiliza bancos de dados de reações, tanto de equilíbrio entre componentes aquosos como de reações da fase mineral. A escolha está estritamente relacionada com o sistema geoquímico considerado presente em cada caso. Estão apresentadas nas Equações 1, 2, 3 e 4 as reações de equilíbrio químico das espécies carbonatadas em meio aquoso, o equilíbrio químico da água, as reações de dissolução/precipitação de calcita (CaCO₃) e de magnesita (MgCO₃), respectivamente.



No total foram inseridos sete componentes aquosos e dois minerais no modelo reativo. Na sua construção apresentam-se opções de especificar os participantes na representação da interação rocha-fluido, com alguns padrões para rochas clásticas, carbonáticas e a opção de customização; e ainda determina-se a forma como ocorrem as modificações na curva de permeabilidade relativa. O estabelecimento de qual ou quais íons participam do fenômeno de troca iônica depende de muitos fatores, assim mesmo que neste trabalho tenha se considerado os íons sódio da fase aquosa trocando íons de cálcio e de magnésio com a formação, outras opções podem ser aplicadas conforme com cada estudo, como por exemplo, a participação dos íons de sulfato. Foram utilizadas as Equações 5 e 6 para representar o fenômeno de troca iônica, onde X representa o sítio mineral que estabelece a troca de íons cálcio e magnésio com os íons sódio presentes no volume poroso. Estabeleceu-se uma fração equivalente de Ca-X de 0,19 como valor inicial e um valor final de 0,4 para interpolação entre dois conjuntos de dados de permeabilidade relativa. Utilizou-se um valor constante de capacidade de troca catiônica de 50 mol/m³.



A comparação entre as respostas de produção de óleo envolveu dois cenários de injeção: injeção de água dessulfatada e injeção de água projetada obtida por OR. Na Tabela 3 estão os dados de concentração molal dos principais íons utilizados na representação da água primária (presente inicialmente na formação), da água de injeção dessulfatada e da água de injeção projetada por OR.

Tabela 3 – Concentração de íons em mol/kg de água

Água	H ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	Cl ⁻
Inicial	4,23 x 10 ⁻⁵	0,63	1,14	1,29	1,67
Dessulfatada	4,23 x 10 ⁻⁶	0,045	0,01	0,485	0,495
Projetada	4,23 x 10 ⁻⁶	0,063	1,14	0,129	0,167

Fonte: produzido pelo autor

A partir das curvas de produção geradas nestes dois cenários de injeção, realizou-se uma análise econômica simplificada para cálculo do valor presente líquido (VPL) em uma faixa de variação do preço do óleo (11 a 96 dólares o barril). A Tabela 4 contém os principais parâmetros utilizados na avaliação econômica.

Tabela 4 – Relação dos custos utilizados na análise econômica

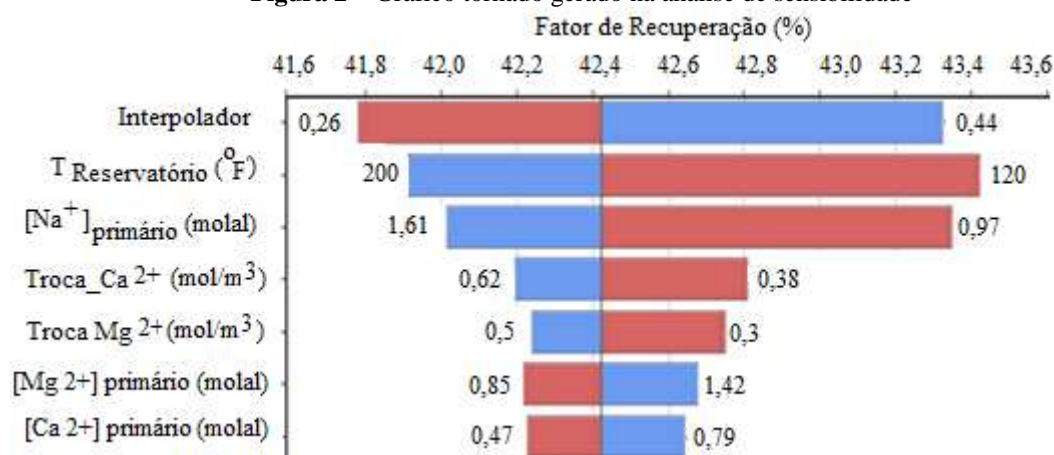
PARÂMETRO	VALOR
Faixa de Preço do óleo [US\$/bbl]	11-96
Preço do gás [US\$/m ³]	0,3
Royalties [%]	0,1
Participação Especial [%]	0
Imposto de Renda [%]	0,25
PIS + COFINS [%]	0,16
Custo de extração [US\$/bbl]	15
Custo de tratamento água [US\$/bbl]	0,02
Custo de injeção água [US\$/bbl]	1
TMA a.a. [%]	0,1
Custo Capital Terceiros a.a. [%]	0,05
Custo de 1 Poço [MMUS\$]	100
Preço da UEP [MMUS\$]	1000
Custos de Intervenções [MMUS\$]	2,5
Custos Operacionais [MMUS\$]	50
Investimento Coleta [MMUS\$]	400
Custo de abandono [MMUS\$]	180
Número de poços injetores	2
Número de poços produtores	7

Fonte: produzido pelo autor

3. Resultados

A Figura 2 apresenta os resultados da análise de sensibilidade que apontaram que, nas condições estudadas, os parâmetros que mais afetam o fator de recuperação (eixo horizontal) em ordem decrescente são: o valor do interpolador da curva de permeabilidade relativa, a temperatura do reservatório, as concentrações primárias de íons de sódio, as capacidades de troca catiônica, as concentrações primárias de magnésio e cálcio. Estes parâmetros estão no eixo vertical do gráfico e ao final de cada extremidade dos blocos estão os limites das faixa de valores de cada parâmetro.

Figura 2 – Gráfico tornado gerado na análise de sensibilidade

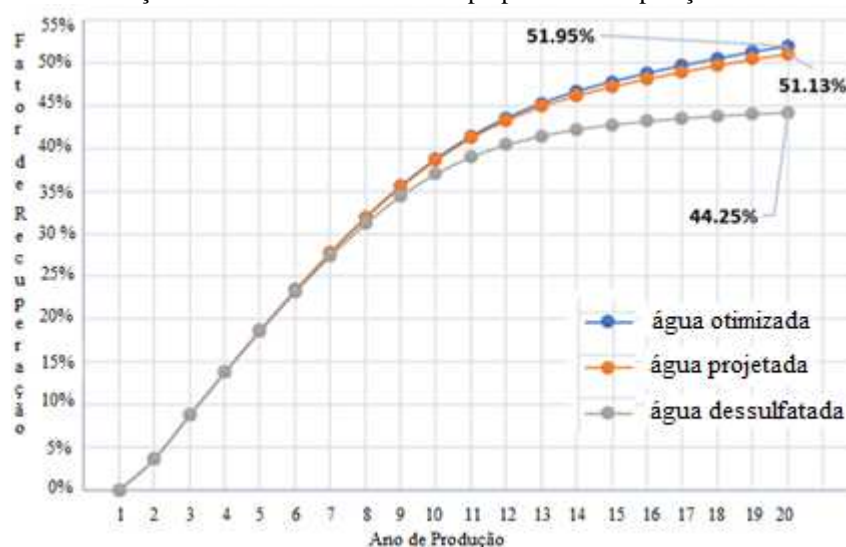


Fonte: produzido pelo autor

O parâmetro interpolador da curva tem um impacto significativo e quando avaliado separadamente o impacto de sua variação de 0,26 a 0,43 sobre o fator de recuperação, obtêm-se um fator de recuperação final entre 54,7 e 55,5 %. O valor do interpolador pode ser escolhido para eventuais ajustes de histórico de testes experimentais e de dados de produção de campo.

Alterando a composição iônica da água de injeção, o fator de recuperação (FR) ao final de 20 anos de produção obtido do modelo homogêneo foi de 51,13% com injeção de água dessalinizada por OR, de 51,95% com a injeção da água com a composição iônica otimizada e de 44,25% com a injeção de água dessulfatada por tratamento convencional. Estes resultados podem ser observados na Figura 3. Assim, comparando os cenários de água dessulfatada e de água projetada, observa-se um incremento de 7,7 pontos percentuais no FR com a otimização da composição iônica da água injetada.

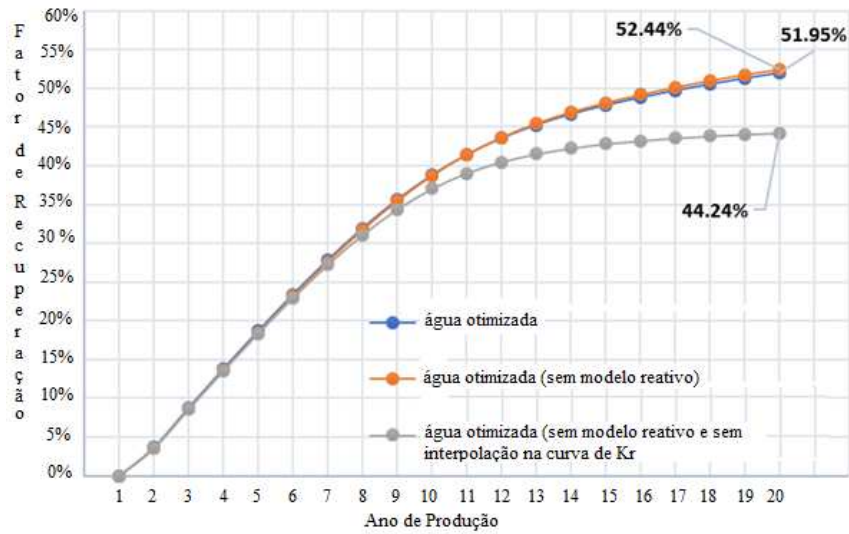
Figura 3 – Produção e óleo anual média do campo para as composições iônicas de injeção



Fonte: produzido pelo autor

Para tentar discriminar os efeitos do modelo reativo e do incremento na curva de permeabilidade relativa, tomando como exemplo no cenário com injeção de água obtida por otimização, obteve-se com a desativação do modelo reativo um FR de 52,44% e desativando também a alteração na curva de permeabilidade relativa o FR atingiu 44,24%. Estes resultados estão apresentados na Figura 4.

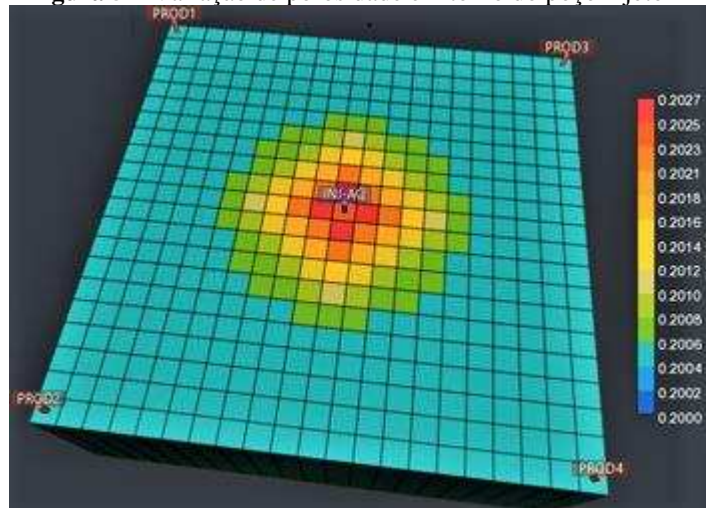
Figura 4 – Produção e óleo anual média do campo para as composições iônicas de injeção



Fonte: produzido pelo autor

Avaliando a consistência do acoplamento geoquímico, investigou-se o comportamento da dissolução mineral, da variação da porosidade, da variação de pH e da variação de íons bicarbonato em torno do único poço injetor, pois é a região onde se espera observar mais expressivamente tais variações. A Figura 5 mostra um dos casos, destacando a variação do volume poroso no final do primeiro ano de injeção que mostra-se concentrada em torno do poço injetor. Em todas as variações estudadas também se concentraram na mesma região e no mesmo intervalo de tempo.

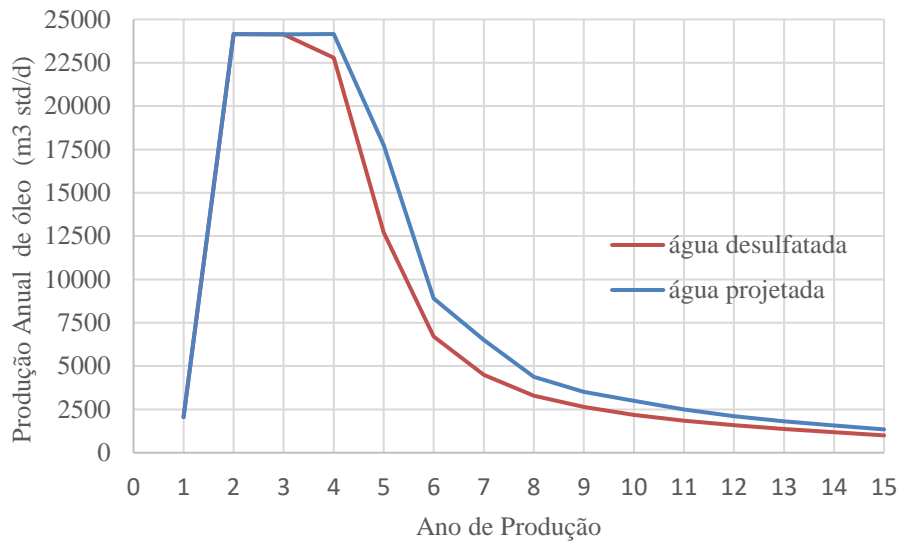
Figura 5 – Variação de porosidade em torno do poço injetor



Fonte: produzido pelo autor

Analisando os resultados de produção obtidos do modelo heterogêneo, a vazão de óleo anual nos 15 anos de produção do campo nos cenários de injeção de água projetada e água dessulfatada estão ilustradas na Figura 6. Ao final dos 15 anos de produção do campo, a FR final foi de 48,11% com injeção de água dessulfatada e de 55,04 % para injeção de água projetada, correspondendo um aumento de 6,93 pontos percentuais. O incremento da produção devido a água projetada pode ser observada a partir do terceiro ano de produção.

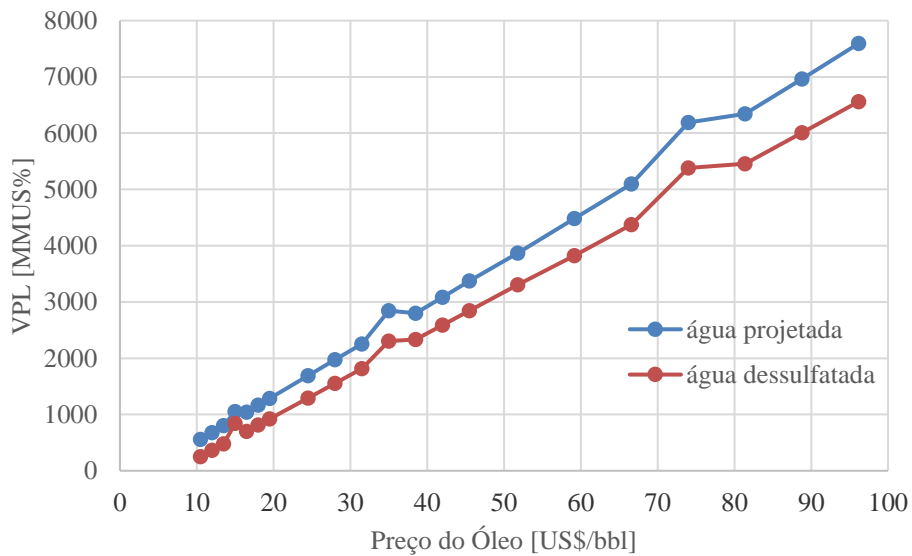
Figura 6 – Produção de óleo anual média do campo para duas composições iônicas de injeção



Fonte: produzido pelo autor

A Figura 7 mostra a comparação do comportamento do VPL entre os projetos com injeção de água projetada e água dessulfatada, variando o preço do barril de 11 a 96 dólares. A diferença entre o VPL entre os dois cenários varia de 302 MMUS\$ (barril à 11 dólares) a 1033 MMUS\$ (barril à 96 dólares).

Gráfico 5 – Comportamento do VPL com o preço do barril para as duas composições iônicas de injeção



Fonte: produzido pelo autor

4. Considerações finais

A simulação numérica de fluxo reativo com acoplamento geoquímico e em conjunto com efeitos de interação entre rocha e fluido se mostra uma ferramenta essencial para estudar as mudanças no reservatório que podem impactar a recuperação de petróleo em função da composição iônica da água de injeção. Para alcançar uma adequada representatividade, a seleção do modelo geoquímico e o ajuste dos diversos parâmetros envolvidos na modelagem reativa e interativa devem ser calibrados

com auxílio de dados de laboratório e de campo. Desta forma, prepara-se um modelo mais apto para previsão da produção em cenários de injeção da água do mar bruta, dessulfatada ou projetada, e assim uma análise econômica pode ser realizada de forma a quantificar a receita gerada. Os resultados da avaliação econômica realizada pelo trabalho nas condições estabelecidas no modelo de simulação, apontou que é possível obter um ganho de VPL de 1033 MMUS\$, no cenário de maior preço do barril analisado com a utilização da água de injeção projetada obtida por osmose reversa. A construção de um modelo de simulação incorporando os fenômenos físico-químicos no sistema carbonático presente possibilita a utilização da composição iônica da água produzida para ajustar a modelagem geoquímica.

5. Agradecimentos

Os autores agradecem ao apoio do Laboratório de Simulação e Gerenciamento de Reservatório (LASG-USP). Os autores agradecem também à Computer Modelling Group (CMG[®]) pelas licenças utilizadas neste estudo.

Referências

- Austad, T., Shariatpanahi, S. F., Strand, S., Black, C.J.J., & Webb, K. J. (2012). Conditions for a Low-Salinity Enhanced Oil Recovery (EOR) Effect in Carbonate Oil Reservoirs. *Energy and Fuels*, 26(1), 569–575. <https://doi.org/10.1021/ef201435g>
- Gandomkar, A., & Rahimpour, M. R. (2015). Investigation of Low-Salinity Waterflooding in Secondary and Tertiary Enhanced Oil Recovery in Limestone Reservoirs. *Energy and Fuels*, 29(12), 7781–7792. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b01236>
- Korrani, A. K. N, Jerauld, G. R., & Sepehrnoori, K. (2016). Mechanistic Modeling of Low-Salinity Waterflooding Through Coupling a Geochemical Package with a Compositional Reservoir Simulator. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 19(01), 142–162. <https://doi.org/10.2118/169115-PA>
- Lashkarbolooki, M., Ayatollahi, S., & Riazi, M. (2014). The Impacts of Aqueous Ions on Interfacial Tension and Wettability of an Asphaltenic–Acidic Crude Oil Reservoir during Smart Water Injection. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 59(11), 3624–3634. <https://doi.org/10.1021/je500730e>