

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA VAZÃO DE INJEÇÃO DE ÁGUA EM RESERVATÓRIOS COM CARACTERÍSTICAS DO PRÉ-SAL

João Victor de Oliveira Bechara ¹
Lorena Cardoso Batista ²
Beatriz dos Santos Santana ³
Pedro Tupã Pandava Aum ⁴
Edson de Andrade Araújo ⁵

RESUMO

Reservatórios carbonáticos do Pré-Sal Brasileiro, situados na Bacia de Santos, possuem a característica de serem altamente heterogêneos, com a presença de fraturas, cavernas, regiões de alta e baixa permeabilidades, além de finas camadas de alta permeabilidade, conhecidas como zonas super k. Do ponto de vista da simulação numérica, transferir estas conformações e características petrofísicas para uma malha computacional é um desafio. Contudo, simulações em malhas homogêneas não representam o comportamento do deslocamento de fluidos neste tipo de reservatórios. Assim, reproduzir essas características em modelos de simulação numérica representa uma grande oportunidade para o desenvolvimento de pesquisas, visando melhorar o gerenciamento destes reservatórios. Neste trabalho, utilizamos, como base, um modelo de simulação sintético, o UNISIM-II-D, disponibilizado pelo Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios (UNISIM), ligado ao Centro de Estudo do petróleo (CEPETRO/UNICAMP). O reservatório sintético foi produzido a partir de informações de campos do pré-sal brasileiro e do campo de Ghawar na Arábia Saudita. Avaliou-se um subdomínio do reservatório, de forma a estudar a injeção contínua de água em um tempo de 35 anos. Analisamos parâmetros como o fator de recuperação de óleo, pressão média do reservatório, vazão de óleo e razão água-óleo. Os resultados mostraram um melhor percentual de óleo recuperado utilizando-se a vazão de injeção de 6000 m³/dia.

Palavras-chave: UNISIM, Reservatórios do pré-sal, Injeção de água, Simulação numérica.

¹Graduando do Curso de Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo da Universidade Federal do Pará - UFPA, victor.bechara.98@gmail.com;

²Graduando pelo Curso de Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo da Universidade Federal do Pará - UFPA, lorena.lc845@gmail.com;

³Graduando do Curso de Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo da Universidade Federal do Pará - UFPA, beatriz.sant912@gmail.com;

⁴Professor coorientador, Doutor, Faculdade de Engenharia da Universidade Federal do Pará - UFPA, pedroaum@ufpa.br;

⁵Professor orientador, Doutor, Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo - UFCG, edsonandradesp@gmail.com.

INTRODUÇÃO

No Brasil, o aumento das reservas de hidrocarbonetos se deve as descobertas de extensos reservatórios de petróleo localizados abaixo da camada de sal, denominados, de Pré-Sal. (MELLO, 2011). Esses reservatórios são, em geral, formações carbonáticas altamente heterogêneas com um grande potencial de produção, impactando diretamente o desenvolvimento do setor petrolífero, com destaque para os reservatórios presentes na Bacia de Santos (CORREIA, et al., 2015).

Segundo Nakano et al., (2009), essas formações carbonáticas estão localizados em águas ultraprofundas, localizadas no denominado Pré-Sal Brasileiro, com cerca de 5.000 a 8.000 metros a partir do nível do mar, possuem óleo leve com °API em torno de 28 e alto teor de CO₂, além de apresentarem um volume recuperável estimado entre 5 e 8 bilhões de barris.

Um dos principais desafios desses reservatórios tem sido a dificuldade na previsão de desempenho bem como em sua caracterização devido a alta heterogeneidade e a falta de modelos de simulação fidedignos as características dos campos. Nesse sentido, visando melhorar a compreensão desses cenários de exploração, o Centro de Estudo de Petróleo (CEPETRO) da Universidade Estadual de Campinas desenvolveu um modelo de reservatório sintético, denominado UNISIM-II-D, com aspectos geológicos e informações baseados em uma combinação de características do Pré-sal com dados do campo de Ghawar, na Arábia Saudita, no qual podemos destacar a presença de fraturas e camadas finas com altas permeabilidades, denominadas super-k (CORREIA, et al., 2015).

As camadas super-k estão presentes em diversos reservatórios carbonáticos em pequenas espessuras com valores elevados de permeabilidade e porosidade, impactando diretamente no incremento da produção dos campos (PHELPS E STRAUSS, 2002). Dessa forma, esses campos se tornam atrativos à implementação de tecnologias com o objetivo de aumentar a eficiência de recuperação e/ou acelerar a produção em relação à produção primária (JÚNIOR, 2016), bem como aplicar a alta quantidade de água e CO₂ produzido nas operações.

Nesses locais, os métodos convencionais de injeção de água e gás tem sido os mais utilizados (XU et al., 2020). Esses métodos têm como objetivo auxiliar no incremento da produção através do incremento da energia do reservatório através do fluido injetado no meio poroso (ROSA, 2006). Por exemplo, a injeção de água tem como principal objetivo aumentar a pressão do reservatório e, desta forma, deslocar o óleo da matriz em direção aos poços

produtores, promovendo assim, um aumento no fator de recuperação (NAVEIRA, 2007). No entanto, em locais com camadas de alta permeabilidade, a injeção de água pode ter sua produção antecipada, minimizando a vazão de óleo produzido, mostrando a necessidade de estudos e simulações para determinação das condições operacionais adequadas ao campo (MELLO, 2011).

Dessa forma, o presente trabalho teve como objetivo fazer uma análise de sensibilidade do processo de injeção de água em função do percentual de óleo recuperado no período de 35 anos de projeto, em uma região do modelo UNISIM-II-D disponibilizado pelo CEPETRO/UNICAMP. As simulações foram realizadas no simulador *black-oil* IMEX (*Implicit-Explicit Black Oil Simulator*), versão 2020 do grupo CMG (*Computer Modeling Group Ltd*).

METODOLOGIA

Modelagem do Reservatório

Um subdomínio foi extraído do modelo disponibilizado pelo CEPETRO/UNICAMP, denominado UNISIM-II-D-IM80. Na Figura 1 podem ser observados o modelo de simulação disponível pelo CEPETRO/UNICAMP e a região extraída do modelo heterogêneo, com dimensões de 2100m x 2100m x 60m nas direções “x”, “y” e “z” em um sistema de malha não ortogonal.

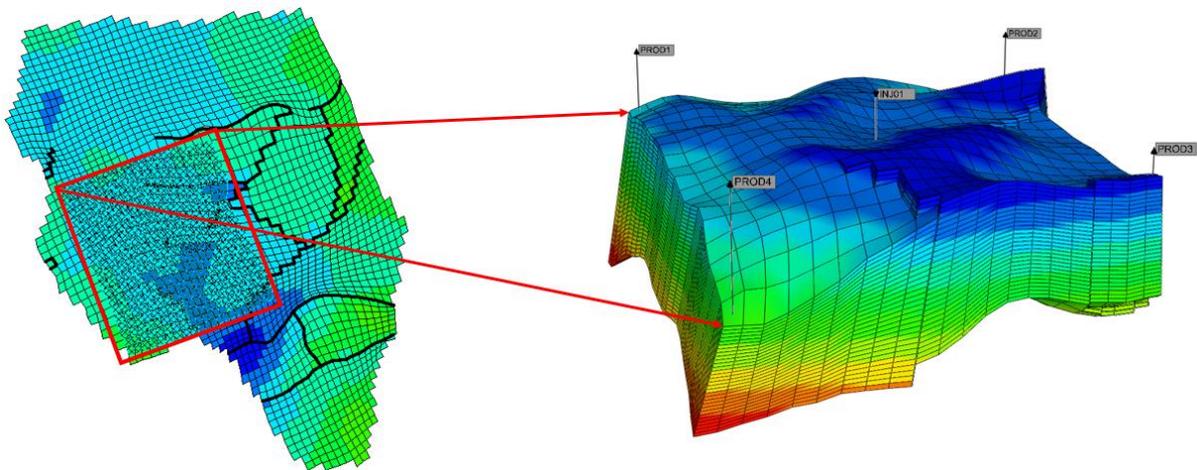


Figura 1 – Modelo 3D do reservatório extraído do UNISIM-II-D-IM80.

Nesse modelo extraído foram distribuídos 4 poços produtores (Prod1, Prod2, Prod3 e Prod4) e 1 poço injetor (Inj1). O modelo apresenta 21 blocos nas direções i e j com 25 blocos na direção k, totalizando 11.025 blocos, com dimensões variáveis. O topo do reservatório está localizado a 4850 m de profundidade sem a presença de aquífero atuante.

Propriedades da rocha-reservatório e do fluido

Os parâmetros de entrada utilizados estão listados na Tabela 1, tais como parâmetros da rocha reservatório para as diferentes fácies (grainstone, packstone e super-k), restrições dos poços, entre outros (CORREIA, et al., 2015). O modelo de fluido apresenta densidade de 28° API.

Tabela 1 – Dados de entrada da rocha reservatório e restrições dos poços.

Propriedade	Valor
Temperatura inicial (°C)	58,80
Compressibilidade da rocha (Kg/cm ²)	56 x 10 ⁻⁶
Porosidade - grainstone (%)	0,20
Porosidade - packstone (%)	0,15
Porosidade - super-k (%)	0,25
Permeabilidade média - grainstone (mD)	200
Permeabilidade média - packstone (mD)	50
Permeabilidade média - super-k (mD)	7000
Pressão inicial do reservatório (Kg/cm ²)	450
Pressão máxima do poço injetor (Kg/cm ²)	600
Pressão mínima do poço produtor (Kg/cm ²)	250
Vazão do poço produtor (m ³ /dia)	1500

O modelo do reservatório apresenta domínios porosos com características contrastantes, sendo utilizado o modelo de dupla permeabilidade, para melhor caracterizar as regiões da matriz, fraturas e super-k (CORREIA, et al., 2015). A Figura 2 mostra os gráficos de

permeabilidade relativa óleo-água da matriz (à esquerda) e das regiões super-k mais fraturas (à direita).

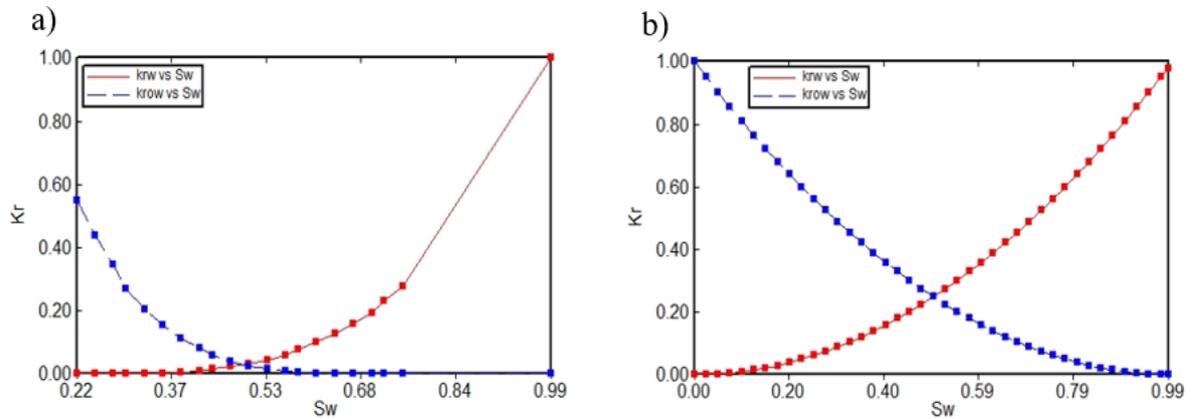


Figura 2 – (a) permeabilidade relativa óleo-água na matriz; (b) permeabilidade relativa-óleo-água nas regiões de fratura e super-k.

Estudo de Caso – Análise de sensibilidade da vazão de injeção de água

Foi realizado uma análise de sensibilidade do modelo com relação a variação da vazão de injeção de água em função do percentual de óleo recuperado no período de 35 anos de projeto. Na tabela 2 podem ser observadas as vazões analisadas no período citado.

Tabela 2 – Vazão de injeção dos casos simulados.

1° caso	2° caso	3° caso	4° caso	5° caso	6° caso	7° caso	8° caso	9° caso
0	1000 m ³ /dia	2000 m ³ /dia	3000 m ³ /dia	4000 m ³ /dia	5000 m ³ /dia	5500 m ³ /dia	6000 m ³ /dia	6500 m ³ /dia

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na Figura 3 podemos observar o percentual de óleo recuperado para os diferentes casos no período de 35 anos de projeto. Verifica-se que o percentual de óleo recuperado foi maior para o 8° caso, com vazão de injeção de 6000 m³/dia e 48,21% de óleo recuperado, o que representou um aumento 38,03% pontos percentuais comparados com a recuperação primária. No entanto, foi possível observar que vazões de injeção acima de 6000 m³/dia acarretava um redução no percentual de óleo recuperado em 35 anos, devido ao efeito do breakthrough da água.

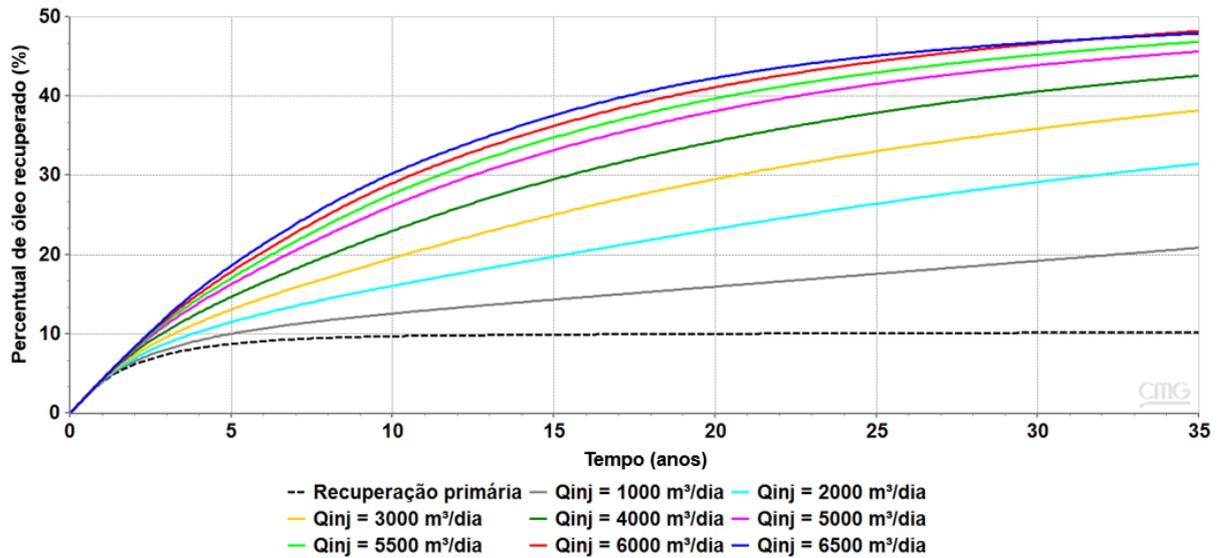


Figura 3 – Percentual de óleo recuperado em função do tempo de 35 anos de projeto.

A figura 4 mostra o comportamento da vazão de produção de óleo para os diferentes casos analisados em 35 anos de projeto. Nesse caso, observa-se que todos os casos inicialmente atingiram a condição de restrição imposta no poço produtor, de $1500 \text{ m}^3/\text{dia}$ por poço, totalizando $6000 \text{ m}^3/\text{dia}$, para os 4 poços produtores em função da alta capacidade de produção do reservatório. Em seguida, observa-se o declínio das curvas de produção no tempo, onde quanto maior a massa dentro do meio poroso, menor é acentuado esse declínio no meio poroso.

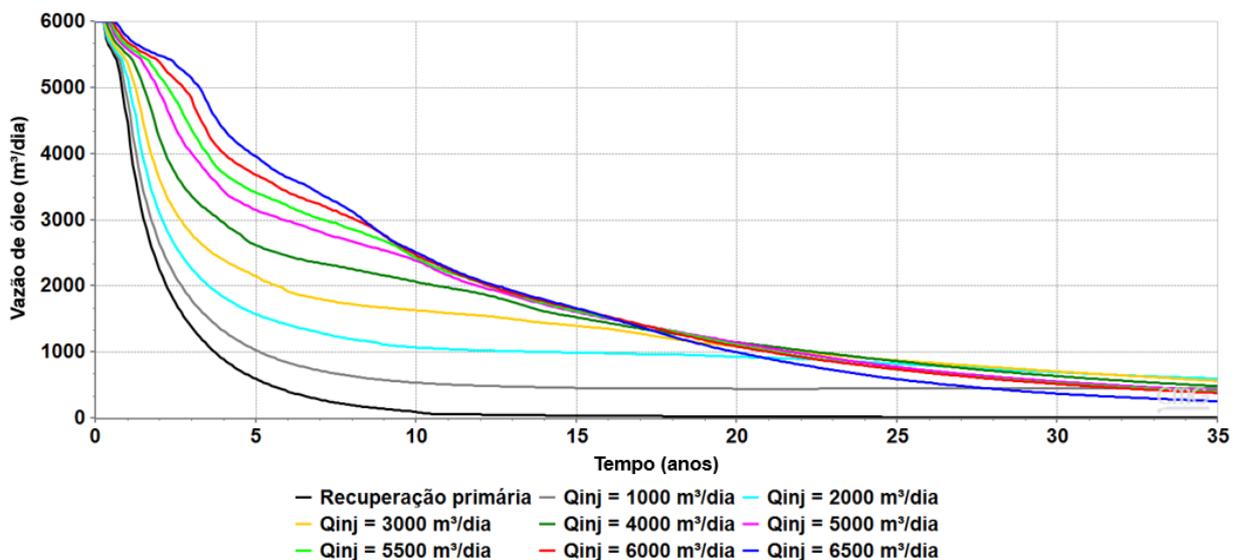


Figura 4 – Vazão de óleo em função do tempo de 35 anos de projeto.

A Figura 5 mostra o comportamento da pressão média do reservatório no período de 35 anos para os diferentes casos analisados.

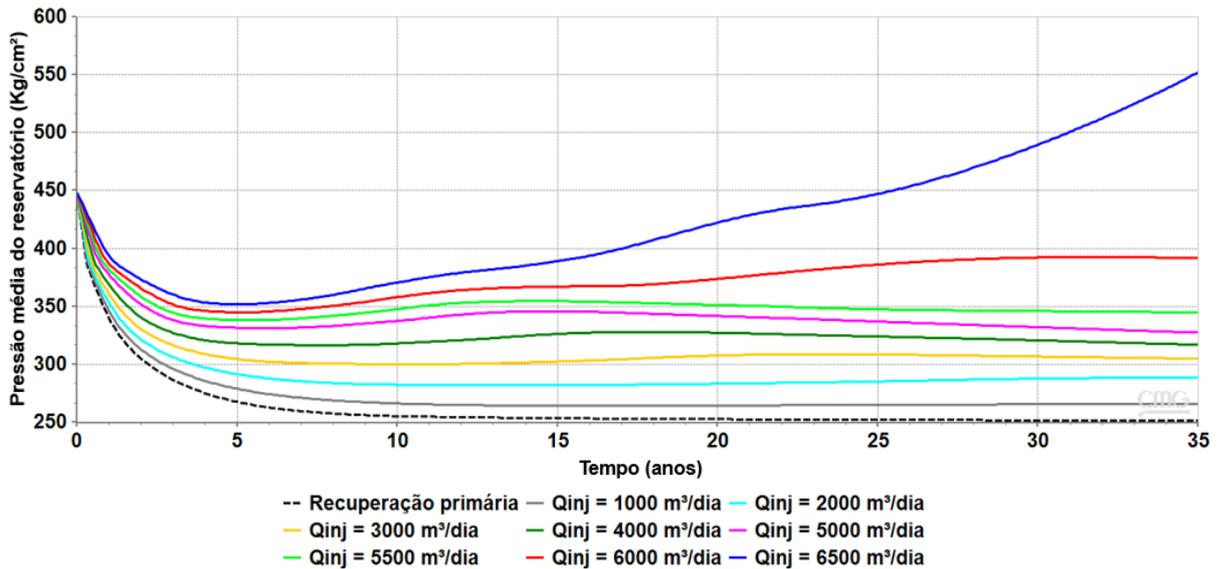


Figura 5 – Pressão média do reservatório ao longo de 35 anos de projeto.

Nesta Figura 5, podemos observar a tendência de estabilidade da pressão no meio poroso, o que favoreceu o retardo no declínio da vazão de óleo, observado na figura 4. Em especial, podemos destacar o caso com vazão de injeção de 6500 m³/dia, no qual foi observado um incremento da pressão após um declínio inicial, provavelmente, decorrente da presença de alguma barreira no meio poroso.

Na Figura 6 podemos observar um comparativo de mapas de saturação de água, para os casos com vazão de injeção de 1000 e 6000 m³/dia, respectivamente. Observa-se no tempo inicial que ambos os casos estão nas mesmas condições, com saturação de água abaixo de 0,4. Em 5 anos, observamos o aparecimento de células em azul, indicando o aumento da saturação de água em determinados locais e o varrido da zona de óleo, com um maior região varrida para o caso com vazão de injeção de 6000 m³/dia, o que acarretou um queda menos acentuada da vazão de óleo, contrastando do caso com vazão de injeção de 1000 m³/dia. Além disso, podemos ressaltar o avanço assimétrico da água em direção aos poços produtores, decorrente da alta heterogeneidade no modelo, com camadas de alta permeabilidade no meio poroso.

Nesta Figura 6, observa-se também o avanço o aumento da saturação 15 e 35 anos, porém deve ser ressaltado que em diversos locais a saturação se mantém baixa em virtude da baixa capacidade de escoamento de fluxo dentro do meio poroso.

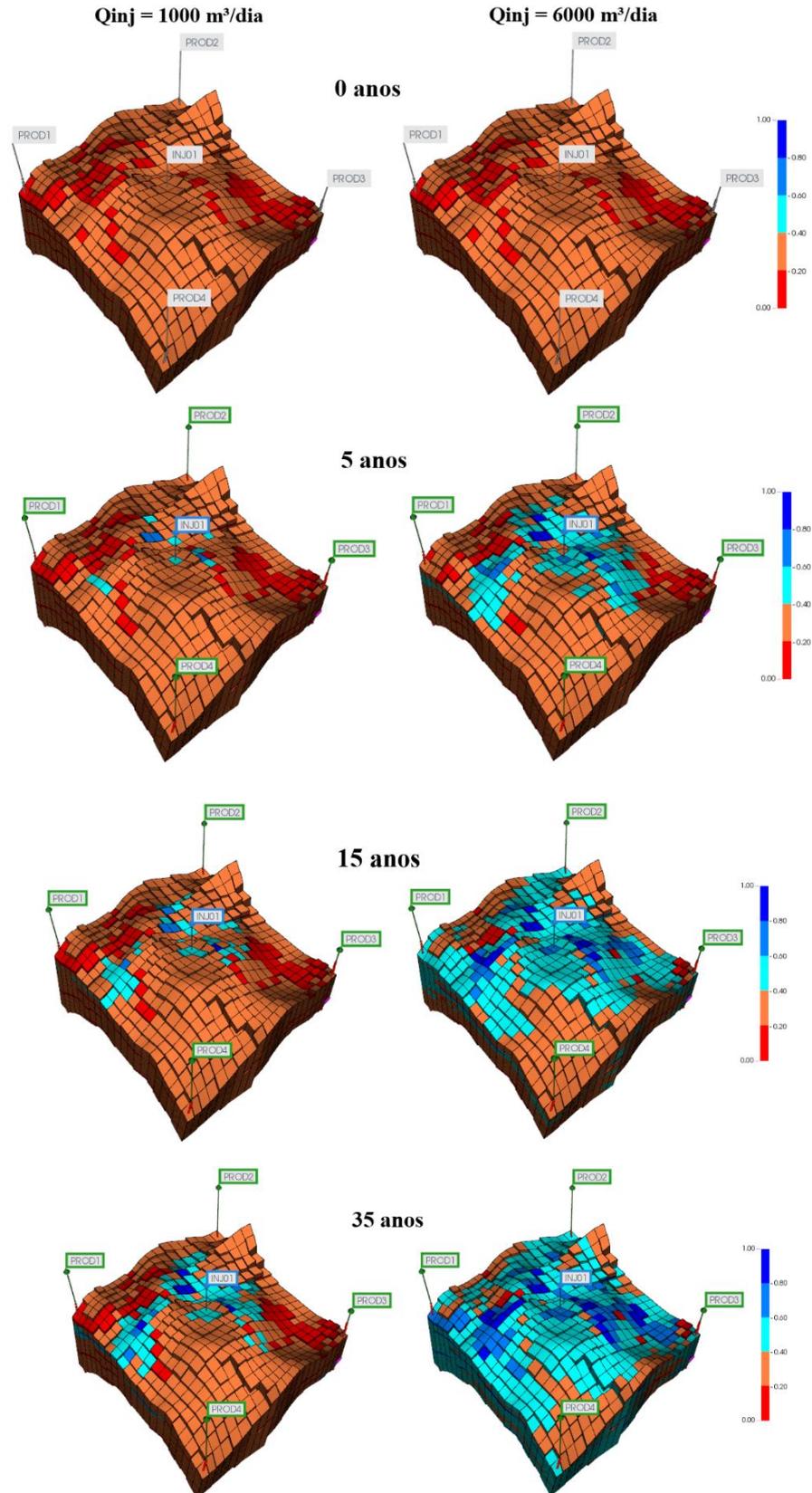


Figura 6 –Mapas de saturação de água para os tempos de 0, 5, 15 e 35 anos para as vazões de injeção de água de 1000 e 6000 m^3/dia .

Um outro ponto interessante, para o caso com $Q_{inj}=6000 \text{ m}^3/\text{dia}$, é que a água, apesar de ter chegado a todos os poços, observam-se diversas regiões em vermelho, o que indica regiões não varridas, de forma condizente com o resultado de percentual de óleo recuperado, apresentado na Figura 3, mostrando a importância de estudos visando o incremento da produção nesses locais.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

As principais conclusões destes estudo são:

- Foi observado no estudo de sensibilidade da vazão de injeção que o modelo apresenta um caso, com vazão de injeção de $6000 \text{ m}^3/\text{dia}$, com máxima otimização da variável resposta, apresentando um incremento de 38,03% p.p. em relação a recuperação primária;
- Foi observado que a vazão de produção de óleo foi limitada pela condição operacional do poço produtor, condição similar as encontradas em reservatórios do Pré-sal, devido a alta capacidade de produção;
- A heterogeneidade do modelo proporcionou um varrido assimétrico da zona de óleo no meio poroso, com a água chegando no poço PROD4 apenas nas camadas de alta permeabilidade;
- Estes estudos tem relevância significativa no setor petrolífero visando a otimização da produção dos campos, redução de custos, bem como destino a água produzida em muitos locais.

AGRADECIMENTOS

À CMG (Computer Modelling Group) pelo programa, ao LCPETRO (Laboratório de Ciência de Engenharia de Petróleo) da Universidade Federal do Pará pela infraestrutura e a Petrobras pelas bolsas de iniciação Científica.

REFERÊNCIAS

CORREIA, M.; HOHENDORFF, J.; GASPAR, A. T. F. S.; SCHIOZER, D. UNISIM-II-D: Benchmark Case Proposal Based on a Carbonate Reservoir. no. 1, p. 18–20, 2015. <https://doi.org/10.2118/177140-ms>.

JÚNIOR, Gilmar Alexandre Guedes. Estudo da Injeção de Água e Gás em um Reservatório com Características Do Pré-Sal Brasileiro. Centro de Ciências Exatas e da Terra - programa de pós-graduação em ciências e engenharia de petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2016.

MELLO, Samuel Ferreira de. “Estudo Sobre Simulação Composicional de Reservatórios de Petróleo com Injeção de CO₂”. p. 250. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências - programa de pós-graduação em ciências e engenharia de petróleo. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2011.

NAKANO, C. M. F.; PINTO, A. C. C.; MARCUSSO, J. L.; MINAMI, K. Pre-salt Santos Basin – extended well test and production pilot in the Tupi área – the planning phase. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009, Texas.

NAVEIRA, Lilia Palma. Simulação de reservatórios de petróleo utilizando o método de elementos finitos para recuperação de campos maduros e marginais. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil), Programa de Pós-Graduação da Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.

PHELPS, Robert E.; STRAUSS, Jonathan E. "Capturing Reservoir Behavior by Simulating Vertical Fracture and Super-K Zones in the Ghawar Field." SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2002.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

Xu, ZX; LI, SY.; LI, BF. et al. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs. Pet. Sci. 17, 990-1013 (2020). <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00467-5>.