

## ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA INJEÇÃO DE VAPOR NA PRESENÇA DE BARREIRAS NO MEIO POROSO

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

### RESUMO

No mundo, há inúmeros reservatórios de óleo pesado e/ou campos maduros contendo uma quantidade significativa de hidrocarbonetos, fora do alcance das técnicas convencionais de recuperação de óleo. Os processos térmicos são amplamente aplicados em função da viscosidade do óleo ser muito sensível a temperatura, de forma que o aumento da temperatura do óleo promove o incrementando da mobilidade do fluido no meio poroso. O processo de injeção de vapor pode ser considerado uma das técnicas prevalentes de aplicação, devido ao alto teor de calor presente no vapor, à alta eficiência de troca térmica no meio poroso, disponibilidade e custo moderado. Um dos pontos críticos da injeção de vapor é o deslocamento da frente de vapor no meio poroso, pois está relacionado com o a eficiência de varrido que será alcançada. A presença de regiões contrastantes no meio poroso, como fraturas, cavernas e barreiras afetam fortemente o caminho dos fluidos deslocados no meio poroso. Desta forma, este trabalho teve como objetivo analisar o comportamento da injeção de vapor na presença de barreiras em função do percentual de óleo recuperado no período de 16 anos. Os resultados mostraram que a forma e/ou quantidade de barreiras dispostas no meio poroso podem impactar no percentual de óleo recuperado. Além disso, a presença dessas barreiras pode antecipar ou atrasar o incremento da vazão de óleo no tempo.

**Palavras-chave:** Óleo pesado, Campos maduros, Injeção de vapor, Barreiras, Simulação numérica.

### INTRODUÇÃO

No setor petrolífero, um dos principais desafios tem sido a necessidade do desenvolvimento de tecnologias para viabilizar a exploração do número crescente de reservatórios de óleo pesado e/ou campos maduros em virtude das dificuldades associadas a

---

<sup>1</sup>Graduando do Curso de Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo da Universidade Federal do Pará - UFPA, [lorena.lc845@gmail.com](mailto:lorena.lc845@gmail.com);

<sup>2</sup>Graduando do Curso de Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo da Universidade Federal do Pará - UFPA, [beatriz.sant912@gmail.com](mailto:beatriz.sant912@gmail.com);

<sup>3</sup>Graduando do Curso de Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo da Universidade Federal do Pará - UFPA, [victor.bechara.98@gmail.com](mailto:victor.bechara.98@gmail.com);

<sup>4</sup>Professor coorientador, Doutor, Faculdade de Engenharia da Universidade Federal do Pará - UFPA, [pedroaum@ufpa.br](mailto:pedroaum@ufpa.br);

<sup>5</sup>Professor orientador, Doutor, Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo - UFCG, [edsonandradesp@gmail.com](mailto:edsonandradesp@gmail.com).

alta viscosidade e baixa mobilidade do fluido, constantes variações do preço do barril de petróleo, entre outras características (Al-WAHAIBI; Al-HADRAMI, 2011; SINGH; JINDAL; SAXENA, 2020).

No Brasil, podemos destacar a Bacia de Campos, que tem inúmeros projetos de revitalização visando o incremento do percentual de óleo recuperado e a capacidade de processar grandes quantidades de água produzida, e a Bacia Potiguar (SILVA, et al., 2019) que apesar da baixa expectativa por novas descobertas, apresenta enorme potencial para aplicação de métodos especiais de recuperação visando o incremento da produção, como por exemplo, a injeção de vapor aplicada no campo de alto do rodrigues, representando uma oportunidade de negócios para pequenas e médias empresas do setor de petróleo (SOUZA, et al., 2020).

O processo de injeção de vapor pode ser considerado uma das técnicas mais prevalentes de aplicação em campo, devido ao alto teor de calor, disponibilidade e custo moderado, com operações bem-sucedidas em países como Canadá, Venezuela e Estados Unidos da América (RAZEGHI, et al., 2017; WANG et al., 2018). A injeção de vapor consiste na injeção de vapor, de forma cíclica ou contínua, com o vapor migrando para áreas adjacentes no reservatório, proporcionando troca de calor entre o vapor e o óleo, incrementando a temperatura e a mobilidade do óleo, potencializando a recuperação do óleo (SUHAG et al., 2017).

Em virtude dos avanços na perfuração de poços horizontais estão sendo desenvolvidos diferentes métodos, como drenagem gravitacional assistida com vapor (*Steam Assisted Gravity Drainage - SAGD*), solvente expandido (*Expanding Solvent - Solvent Assisted Gravity Drainage - ES-SAGD*) e extração com solvente (*Vapour Extraction - VAPEX*), proporcionando incremento na eficiência de varrido, produção de óleo e redução de custos (BARILLAS, 2008). Contudo, o desempenho desses processos pode ser significativamente afetado por parâmetros de reservatório, como permeabilidade horizontal e vertical da rocha, heterogeneidade do reservatório, espessura do reservatório de óleo, e condições operacionais como distância entre os poços, profundidade, comprimento da seção horizontal dos poços e taxa de vapor (BARILLAS, et al., 2006).

Em reservatórios heterogêneos é comum a presença de regiões de baixa permeabilidade decorrente da presença de intrusões salinas, presença de folhelhos pouco permeáveis e outras discontinuidades geológicas que ocasionam a restrição do fluxo em certas regiões funcionando como barreiras no meio poroso.

Dessa forma, o presente trabalho teve como objetivo analisar o efeito de barreiras de permeabilidade em função do percentual de óleo recuperado em 16 anos de projeto, na injeção

contínua de vapor. Para isso, foi utilizado um simulador pseudo-composicional trifásico denominado, *Steam Thermal Advanced Processes Reservoir Simulation* (STARS), versão 2020 do CMG (Computer Modeling Group Ltd).

## METODOLOGIA

### Modelagem do Reservatório

Foi construído um modelo de reservatório, com dimensões de 100m x 100m x 26m nas direções “x”, “y” e “z”, em um sistema de malha cartesiana com um poço injetor e um poço produtor, ambos verticais. A Figura 1 mostra a representação 3D do reservatório criado com a saturação de óleo no início do projeto.

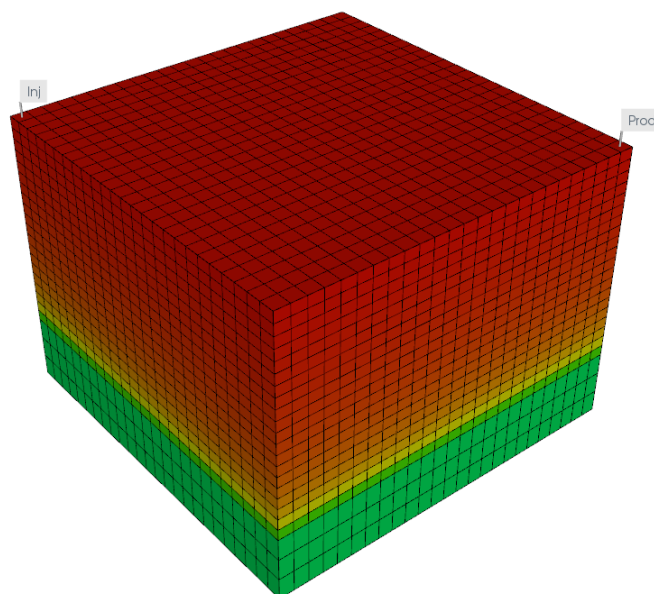


Figura 1 – Modelo 3D do reservatório.

O modelo adotado apresenta 25 blocos nas direções i e j com 23 blocos na direção k, totalizando 14.375 blocos, com o topo do reservatório localizado a 200 m de profundidade e espessura de 26 m, sendo 20 m de zona de óleo e 6 m de zona de água, sem a presença de aquífero atuante.

## Propriedades da rocha-reservatório e do fluido

Para esta simulação numérica, os parâmetros de entrada foram listados na Tabela 1, incluindo parâmetros da rocha, reservatório e injeção de vapor, com características semelhantes as encontradas nos campos da Bacia Potiguar (Cursino, et al., 2002).

Tabela 1 – Dados de entrada da rocha reservatório.

| Propriedades                             | Valores (Modelo base) |
|--|-----------------------|
| Pressão de injeção do poço (kPa)         | 7.196,14              |
| Pressão mínima no poço produtor (kPa)    | 196,45                |
| Pressão no topo do reservatório (kPa)    | 1978                  |
| Qualidade do vapor (%)                   | 75                    |
| Porosidade (%)                           | 30                    |
| Permeabilidade horizontal (mD)           | 1000                  |
| Permeabilidade vertical (mD)             | 100                   |
| Temperatura inicial do reservatório (°C) | 38                    |
| Saturação de água conata                 | 0.36                  |
| Total de blocos                          | 14.375                |

Na Figura 2 são apresentados os gráficos de permeabilidade relativa óleo-água e gás-água. Os pontos finais e as permeabilidades relativas foram considerados dependentes da temperatura (BARILLAS, et al., 2006).

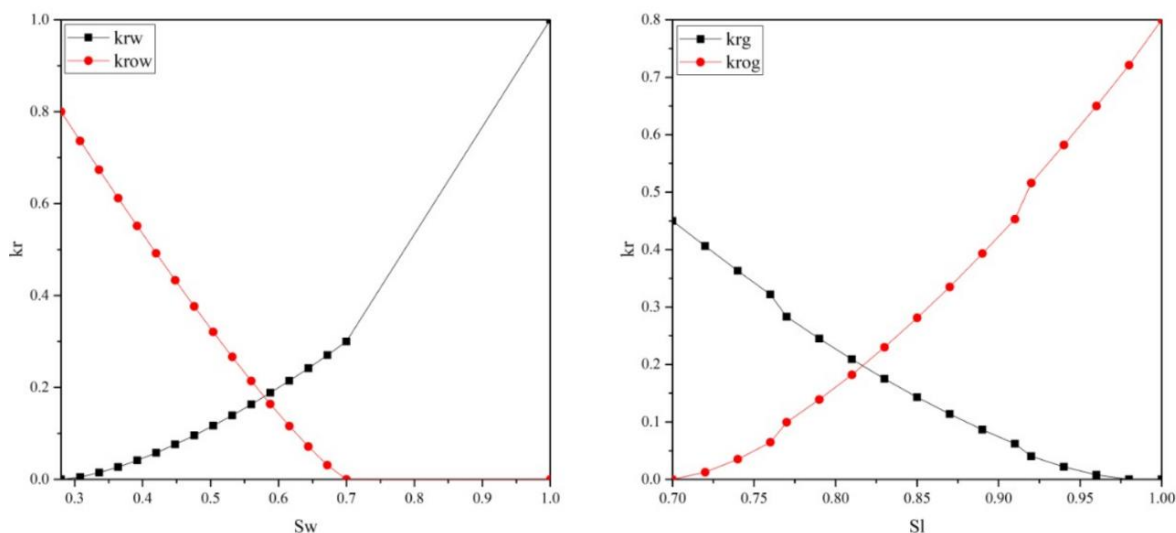


Figura 2 – (a) curvas de permeabilidade relativa óleo-água; (b) curvas de permeabilidade relativa óleo-gás.

O fluido modelado apresenta densidade de 16° API e viscosidade por volta de 850 cP (Mezzomo et al., 2011). Os elementos foram agrupados em 6 pseudocomponentes e 2 componentes (CO<sub>2</sub> e N<sub>2</sub>), conforme pode ser observado na Tabela 2, com suas respectivas frações molares.

Tabela 2 – Composição molar do óleo.

| Pseudocomponentes / Componentes | Fração Molar (%) |
|---------------------------------|------------------|
| CO <sub>2</sub>                 | 0,40             |
| N <sub>2</sub>                  | 0,15             |
| C <sub>1-3</sub>                | 8,03             |
| C <sub>4-5</sub>                | 0,33             |
| C <sub>6-9</sub>                | 0,27             |
| C <sub>10-19</sub>              | 17,25            |
| C <sub>20-39</sub>              | 47,44            |
| C <sub>40+</sub>                | 26,13            |

### Estudo de Caso – Barreiras de Baixa permeabilidade

Para esta análise, foram modelados três diferentes configurações de barreiras, regiões de baixíssima permeabilidade, no reservatório. Para isso, foram distribuídos sistemas com 2, 4 e 6 barreiras, conforme pode ser observado na Figura 3.

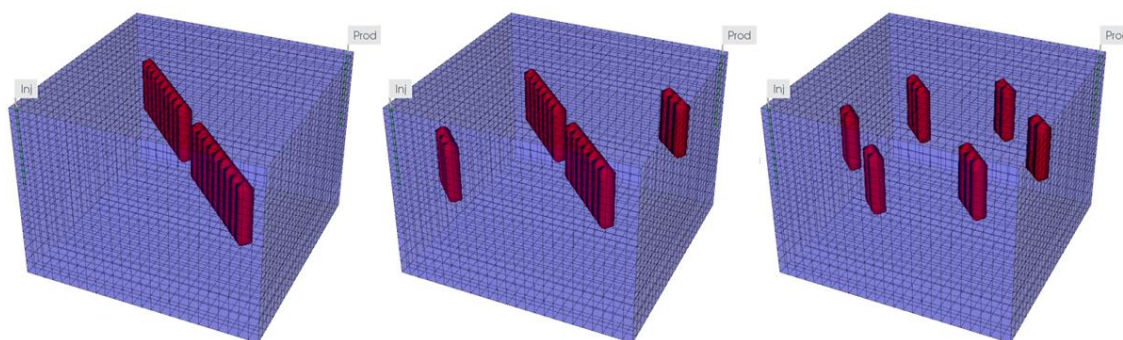


Figura 3 – Modelo de reservatório com 2, 4 e 6 barreiras.

Essas barreiras foram alocadas em um total de 200 blocos, criadas a partir da 6° a 15° camada, dispostas simetricamente no reservatório, com valores de permeabilidade inicial de

$1 \times 10^{-7}$  mD. A porosidade não foi alterada de forma a manter o volume inicial de *oil-in-place* igual para todos os casos. A injeção de vapor foi simulada a uma vazão de 25 ton/dia para cada uma das configurações de barreiras mostradas na Figura 3, analisando: o percentual de óleo recuperado, a vazão de óleo e o mapa de temperatura no período de 16 anos de projeto.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 4 mostra os resultados de percentual de óleo recuperado, fator de recuperação (FR), para a simulação numérica da injeção de vapor nos casos com 0 (sem barreiras), 2, 4 e 6 barreiras no período de 16 anos. Foi possível observar que o percentual de óleo recuperado foi similar para todos os casos analisados em 16 anos de projeto, com o caso de maior e menor produção com 65,32% (caso sem a presença de barreiras) e 63,42% (caso com quatro barreiras), respectivamente. Analisando o fator de recuperação no tempo, mostrado na Figura 4, podemos observar outro ponto importante, há um distanciamento entre as curvas para as diferentes configurações de barreiras, sendo o caso com 6 barreiras promovendo uma antecipação da produção, quando comparado aos demais casos.

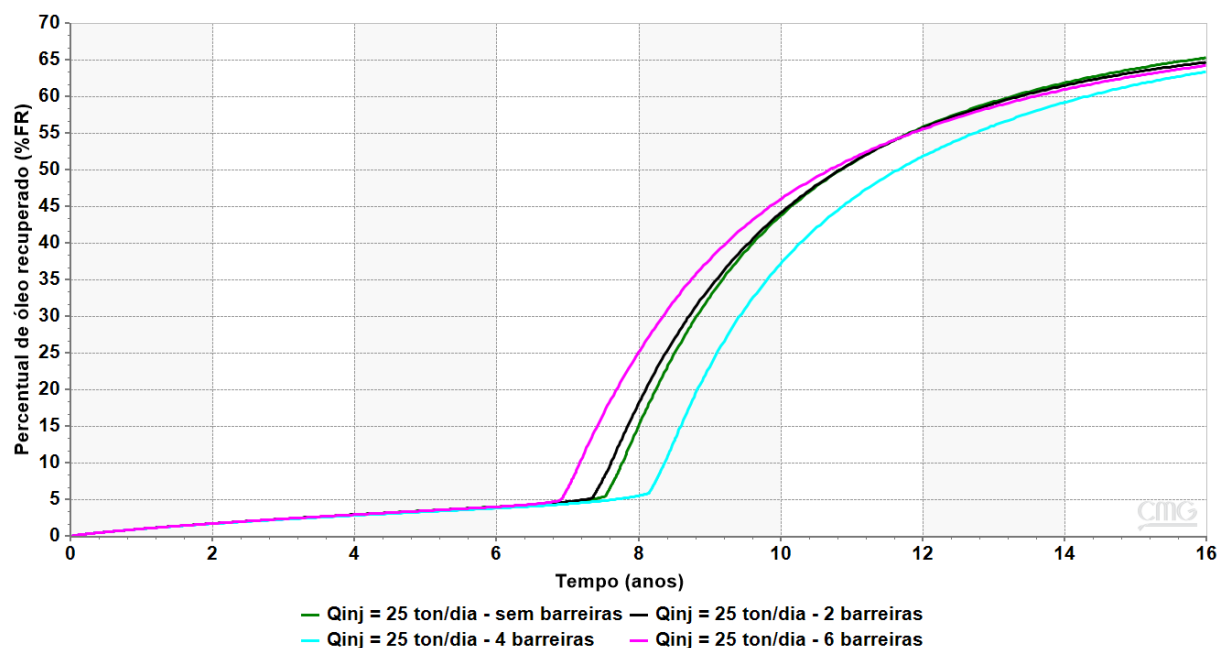


Figura 4 – Percentual de óleo recuperado em função do tempo de 16 anos de projeto.

Na Figura 5, plotamos o percentual de óleo recuperado (ou fator de recuperação) em 16 anos de injeção de vapor, em função do número de barreiras. Observamos que apesar de os



percentuais finais serem próximos, alguns pontos podem ser destacados. Analisando a produção total, após os 16 anos, o caso sem barreiras promoveu o maior percentual de óleo recuperado. O caso com duas barreiras promoveu uma pequena queda no fator de recuperação. Dessa forma era de se esperar que quanto maior o número de barreiras, menor seria o percentual de recuperação final. Contudo, este não foi o comportamento observado. O caso com 4 barreiras apresentou menor fator de recuperação quando comparado com o caso com 6 barreiras, em função da sua presença próxima ao poço injetor, minimizando o avanço do fluxo, enquanto o outro caso permite a passagem entre as barreiras.

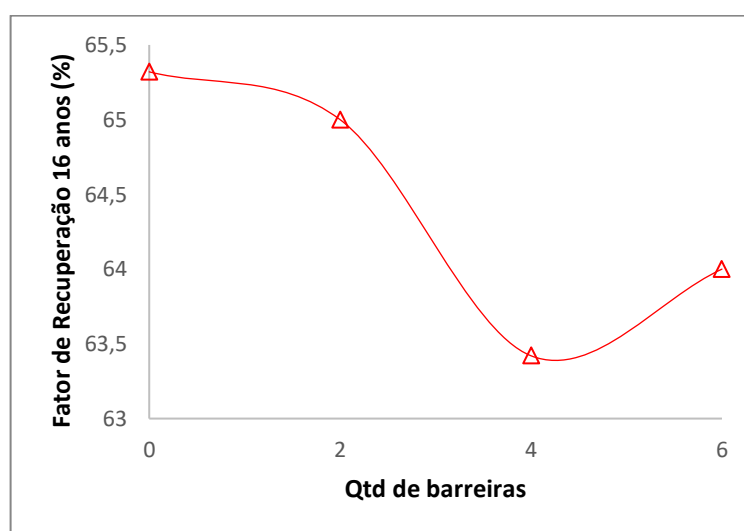


Figura 5 – Fator de recuperação após 16 anos de injeção de vapor.

A Figura 6 mostra a vazão de óleo no período de 16 anos, indicando essa variação no momento do incremento da produção entre os casos analisados. Confirmando o que observou-se com as curvas de fator de recuperação, verificamos que o caso com 6 barreiras apresenta uma antecipação quando comparado com os outros casos. O caso com 4 barreiras apresentou o maior retardo no incremento do percentual de óleo, quando comparado com o caso sem barreiras. Uma hipótese, é que este efeito de antecipação, na produção de óleo seja decorrente da maior dispersão das regiões de barreiras no meio poroso, que possivelmente proporcionaram um avanço mais heterogêneo na expansão da frente térmica. Para avaliarmos este efeito, vamos plotar os mapas térmicos do reservatório no tempo para os diversos casos estudados.

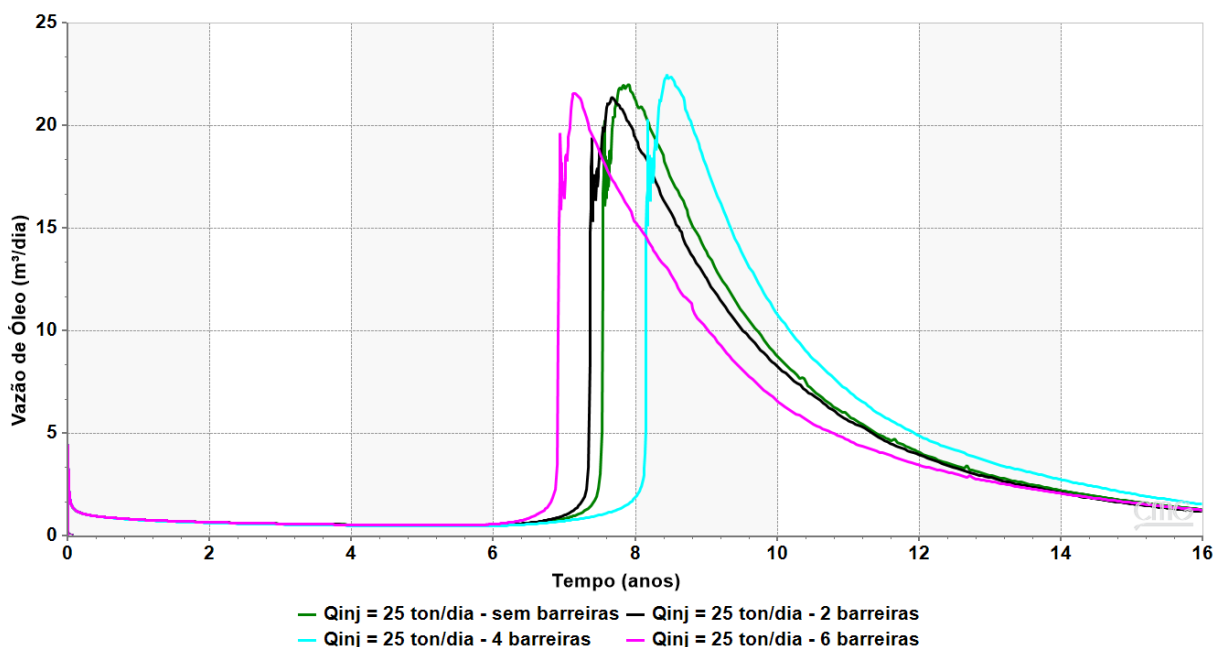


Figura 6 – Vazão de óleo em função do tempo de 16 anos de projeto.

A Figura 7 mostra os mapas 3D de temperatura no reservatório, nos períodos de 4, 6 e 8 anos para o caso sem a presença de barreiras (lado esquerdo da figura) e para o caso com 6 barreiras (lado direito da figura). É possível observarmos que a frente de calor no caso com 6 barreiras é mais heterogênea que o caso sem barreiras. Verifica-se que nos pontos onde estão alocadas as barreiras o fluxo é atrasado, contudo é acelerado nas outras regiões dando um resultado positivo quanto a aceleração da produção decorrente da melhor distribuição de calor no meio poroso. Contudo, com 8 anos, verificamos que estes perfis tornam-se bastante similares.

Para melhor entendermos o comportamento observado, destacamos três principais pontos: (I) as barreiras são regiões de baixa permeabilidade, de forma que quando colocadas no meio poroso, promovem a formação de bancos de óleo parados nas regiões próximas as barreiras; (II) nestes bancos de óleos a velocidade do fluido é praticamente nula, de forma que o fluxo de vapor desvia destas regiões à frente das barreiras; (III) As barreiras impactam o processo de injeção do vapor bem como no processo de segregação gravitacional. Uma maneira de verificarmos este impacto das barreiras no fluxo, e comprovar as questões colocadas acima, é observar o campo de pressão nas proximidades das regiões com barreiras.

A Figura 8 mostra o campo de pressão, em 5 anos de injeção contínua de vapor, para os casos: sem barreiras, com 2 barreiras e com 6 barreiras.



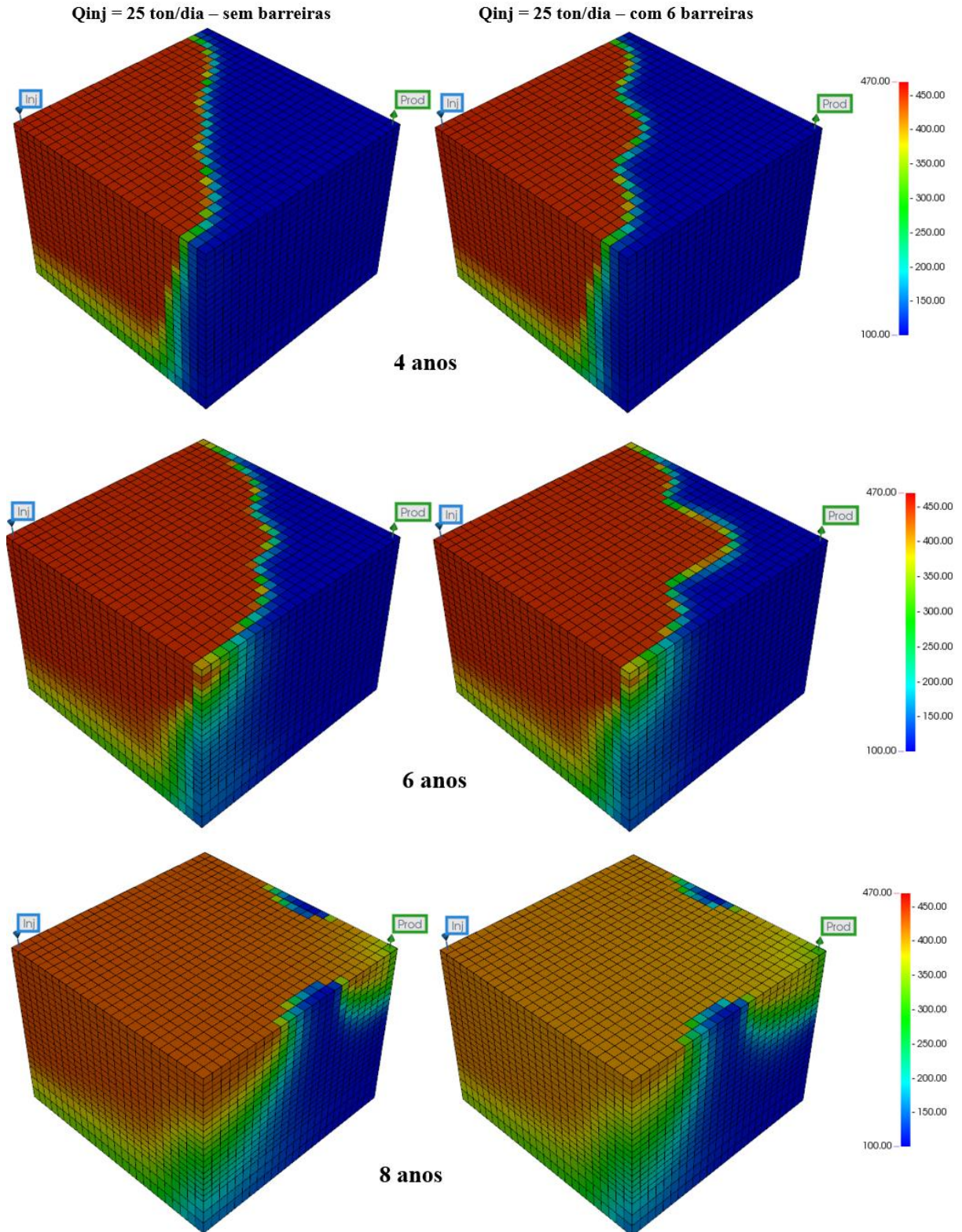


Figura 7 – Mapas de temperatura para os casos sem barreiras (lado esquerdo) e com 6 barreiras (lado direito) em 4, 6 e 8 anos.

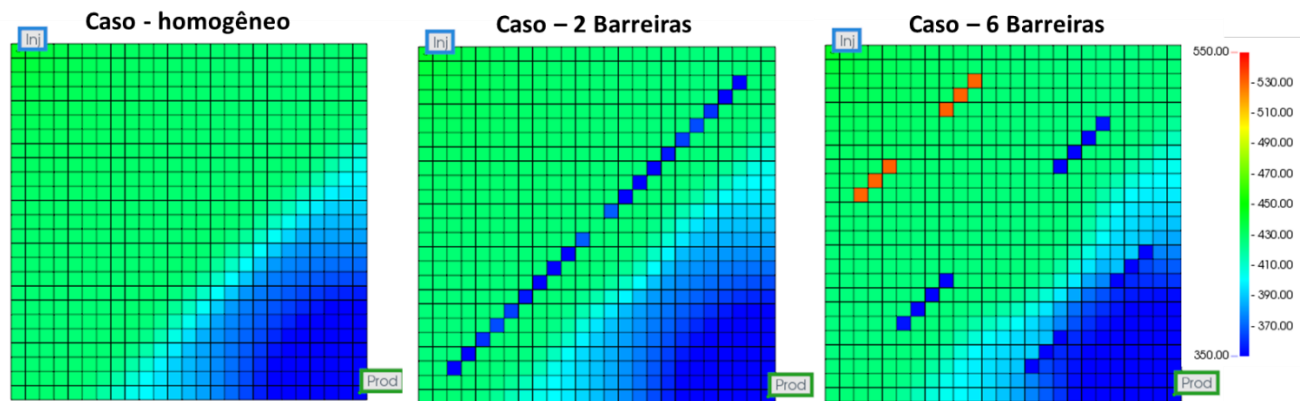


Figura 8 – Campo de pressão para os casos sem barreiras (lado esquerdo), duas barreiras (centro) e com 6 barreiras (lado direito) em 5 anos.

Como esperado o reservatório sem barreiras, apresentam uma distribuição homogênea do campo de pressão, sendo a maior pressão na diagonal próxima ao injetor e a região de menor pressão próxima ao poço produtor. Para os casos com barreira, podemos observar que nas proximidades dos pontos nos quais estão alocadas as barreiras no meio poroso, temos regiões de maior pressão. Estes pontos representam as regiões de maior restrição ao fluxo.

A partir destas premissas avaliamos que com relação ao fator de recuperação final as barreiras promovem um resultado negativo, pois parte do óleo fica acumulado à frente das barreiras. Com relação a produção, as barreiras, podem promover a antecipação do banco de óleo em função do tamanho, quantidade e de sua disposição no meio poroso. Do ponto de vista térmico, a contribuição das barreiras foi no sentido de dispersar a frente de calor e, assim, promover a antecipação, como analisamos no caso contendo 6 barreiras.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho, estudamos a influência da existência de barreiras no meio poroso, no processo de recuperação avançada utilizando injeção contínua de vapor. As principais conclusões deste estudo são:

- A presença das barreiras, regiões de baixa permeabilidade, reduz o percentual final de óleo recuperado;
- A forma da barreira e/ou quantidade de barreiras dispersas podem antecipar ou atrasar o incremento da vazão de óleo;

- Para o caso com maior dispersão de barreiras e em tamanhos menores, verificamos que a produção foi antecipada;
- O avanço da frente de calor é impactado pelas barreiras, como consequência gerando frentes mais heterogêneas de avanço do calor;
- Esses estudos podem auxiliar no desenvolvimento de campos maduros presentes, principalmente, na Bacia Potiguar.

## **AGRADECIMENTOS**

À CMG (Computer Modelling Group) pelo programa, ao LCPETRO (Laboratório de Ciência de Engenharia de Petróleo) do Campus Universtário de Salinópolis, da Universidade Federal do Pará, pela infraestrutura e as bolsas cedidas pelo PIBIC/UFPA e PETROBRAS.

## **REFERÊNCIAS**

BARILLAS, J. L. M. **Estudo da Recuperação de Óleo por Drenagem Gravitacional Assistida por Injeção de Vapor**. Tese (Doutorado em Engenharia Química), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

BARILLAS, J. L. M.; DUTRA JR, T. V.; MATA, W. **Reservoir and Operational Parameters Influence in SAGD Process**. Journal of Petroleum Science & Engineering, 34-42, 2006.

CURSINO, D. F. S.; FERREIRA, A. L. M.; GOMES, F. A. **An Example of a Steam Drive Pilot Project Management With 3D Seismic Survey in Northeast Brazil**. Society of Petroleum Engineers, SPE international Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Alberta, Canada, November, 2002.

MEZZOMO, R. F.; DUTRA JR, T. V.; MIRANDA-FILHO, D. N.; PAULAA, L.; CURSINO, D. F. S. **Heavy oil recovery in Potiguar Basin, Brazil: Steamflooding from field pilot testing to commercial application**. Society of Petroleum Engineers, SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, May, 2001.

RAZEGHI, S. A.; MITROVIC, V.; ADJEI MARFO, S. **The influence of steam injection for Enhanced Oil Recovery (EOR) on the quality of crude oil.** *Petroleum Science and Technology*, 35(13), 1334–1342. 2017.

SILVA, P. F.; Branco, C. C. M.; Bampi, D.; Silveira, G. E.; Nunes, F. P.; Faerstein, M.; Tessarolli, F. G. C. *Improving Recovery Factor in Campos Basin.* Offshore Technology Conference, Rio de Janeiro, Brasil, 29-31 october, 2019.

SOUZA, M. F. F.; FERNANDES, R. F.; RAMOS, A. Q.; D'ALMEIDA, K. S.; CASTRO, N. O.; VILELA, P. C.; LEGGIERI, R. F.; CARDOSO, R. A. **Relatório Subcomitê Potencial de Petróleo e Gás Onshore.** Comitê para Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres, REATE, Julho, 2020.

SUHAG, A.; RANJITH, R.; BALAJI, K.; PEKSAGLAM, Z.; MALIK, V.; ZHANG, M.; BIOPHARM, F.; PUTRA, D.; ENERGY, R.; WIJAYA, Z.; DHANNOON, D.; TEMIZEL, C.; AMINZADEH, F. **Optimization of Steamflooding Heavy Oil Reservoir.** Society of Petroleum Engineers, SPE Western Regional Meeting, Abril, 2017.

WANG, Y.; REN, S.; ZHANG, L.; HU, E. C. **Energy efficiency and greenhouse gas emissions of current steam injection process and promising steam based techniques for heavy oil reservoirs.** *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 842–849, 2018.