



ESTUDO DA SEGREGAÇÃO GRAVITACIONAL NO PROCESSO DE INJEÇÃO DE VAPOR

Beatriz dos Santos Santana¹
João Victor de Oliveira Bechara²
Lorena Cardoso Batista³
Edson de Andrade Araújo⁴
Pedro Tupã Pandava Aum⁵

RESUMO

Métodos térmicos são amplamente utilizados na recuperação avançada de petróleo, especialmente em reservatórios de óleo pesados. Dentre os métodos térmicos, o método de injeção de vapor tem sido amplamente utilizado, especialmente, nos campos onshore no nordeste brasileiro. Nesta técnica, vapor é injetado onde troca calor com o óleo, promovendo a redução da viscosidade e melhorando a mobilidade do óleo. Um dos pontos críticos do processo de injeção de vapor, é o efeito de segregação gravitacional, que ocorre no reservatório, em decorrência da diferença de densidades entre o gás e o óleo. O entendimento deste processo é de extrema importância para definir as melhores estratégias de EOR e a aplicação eficiente da injeção de vapor. Dessa forma, o presente projeto teve como objetivo analisar a segregação gravitacional no processo de injeção de vapor em um reservatório com características similares às encontradas no Nordeste brasileiro. Para isto realizamos a simulação numérica da injeção de vapor sob diferentes vazões de injeção em 16 anos. Os resultados mostraram que, dentro do range de vazões estudadas, a de 25 ton/dia provê o maior percentual de óleo recuperado. Também verificamos que o aumento da vazão não promove aumento no fator de recuperação final, contudo promove a antecipação da produção de óleo o que pode ser interessante para determinados cenários econômicos. Nos mapas térmicos foi possível evidenciar o processo de segregação gravitacional no decorrer do tempo de injeção. Verificamos que o processo de segregação é menor no início da injeção, acentuando-se com o tempo.

Palavras-chave: óleo pesado, injeção de vapor, segregação gravitacional, Simulação de reservatórios.

¹Graduando do Curso de Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo da Universidade Federal do Pará - UFPA, beatriz.sant912@gmail.com;

²Graduando do Curso de Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo da Universidade Federal do Pará - UFPA, victor.bechara.98@gmail.com;

³Graduando pelo Curso de Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo da Universidade Federal do Pará - UFPA, lorena.lc845@gmail.com;

⁴Professor coorientador, Doutor, Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, edsonandradesp@gmail.com;

⁵Professor orientador, Doutor, Faculdade de Engenharia da Universidade Federal do Pará - UFPA, pedroaum@ufpa.br.



INTRODUÇÃO

O aumento contínuo da demanda energética mundial, motivado pelo desenvolvimento econômico e crescimento populacional, torna fundamental o desenvolvimento e aprimoramento de técnicas para recuperação em campos de óleos pesados e/ou campos maduros (ZOLAEMIN; STEPHEN, 2019). As acumulações de óleo pesado ou extrapesado representam grande parte da reserva de petróleo mundial (SILVA, 2019). No Brasil, reservatórios com essas características estão, em grande parte, presentes nos campos onshore, com destaque para os campos do estado do Rio Grande do Norte, com um longo histórico de produção de óleo pesado, resultando em inúmeros campos depletados (ARAÚJO, 2015). No cenário offshore, podemos destacar a Bacia de Campos, que possui diversos reservatórios com grandes volumes de óleo pesado com alto potencial de revitalização para o incremento no fator de recuperação (DUMAS et al, 2018).

Os óleos com alta viscosidade possuem características desfavoráveis para exploração e produção, como necessidade de técnicas mais complexas para o seu processamento e a baixa mobilidade no meio poroso, reduzindo a eficiência de deslocamento do óleo no meio poroso, além de dificultar a recuperação em seu estado natural ou através da aplicação de métodos convencionais. Esses tipos de reservatórios são bons candidatos para a aplicação de métodos especiais de recuperação (*Enhanced Oil recovery - EOR*) (CAVALCANTE, 2018). Dentre os métodos de recuperação avançada, podemos destacar os métodos térmicos que tem como finalidade aquecer o reservatório e o óleo nele contido, diminuindo sua viscosidade e, conseqüentemente, aumentando a mobilidade do óleo (JUNIOR; ROMERO, 2014).

Nesses processos térmicos, podemos destacar a injeção de vapor com amplo histórico de aplicação no setor petrolífero. Nela, o calor é gerado na superfície e conduzido para o interior do reservatório por meio do fluido injetado, que, usualmente, é a água. O processo pode ser realizado de duas maneiras: a injeção contínua e a cíclica (GURGEL, 2015). No processo contínuo, a injeção do fluido ocorre por um poço injetor, formando uma zona de vapor ao longo do reservatório, até o momento em que atinge o poço produtor por uma frente de elevada temperatura. No processo cíclico, a injeção é seguida por um período de espera e, posteriormente, produção, alternando fases de injeção e produção, em um mesmo poço (ALIKHLALOV; DINDORUK, 2011).

Neste tipo de processo, um fenômeno de ocorrência recorrente é conhecido como segregação gravitacional, em que o efeito da gravidade promove a segregação de fluidos, ou



seja, eles tendem a se dispor dentro do meio poroso conforme suas densidades, afetando diretamente a produção de óleo (RODRIGUES, 2008). Esse fenômeno diminui a eficiência de varrido em função dos fluidos de baixa densidade tenderem a migrar para parte superior do reservatório deixando uma quantidade significativa de óleo na região inferior do reservatório. Esse efeito se repete devido o fluido injetado encontrar um caminho de menor resistência em direção aos produtores, minimizando a eficiência do processo (SANTANA, 2009).

Dessa forma, o presente trabalho teve como objetivo analisar o efeito da segregação gravitacional na injeção de vapor em função do percentual de óleo recuperado em 16 anos de projeto. Foi utilizado o simulador pseudo-composicional trifásico, *Steam Thermal Advanced Processes Reservoir Simulation* (STARS), versão 2020, CMG (Computer Modeling Group Ltd).

METODOLOGIA

Modelagem do Reservatório

O modelo de reservatório construído tem 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.

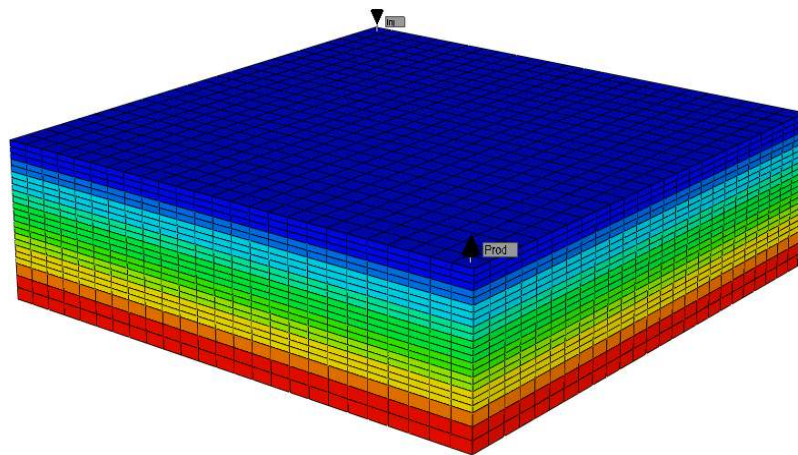


Figura 1 – Modelo 3D do reservatório.

O modelo que foi desenvolvido apresenta 25 blocos nas direções i e j com 23 blocos na direção k, com um total de 14.375 blocos. Além disso, o topo do reservatório está localizado a 200 m de profundidade e o reservatório tem espessura de 26 m, sendo 20 m de zona de óleo e 6 m de zona de água, com ausência de aquífero.

Propriedades da rocha-reservatório e do fluido

Os parâmetros utilizados nesta simulação estão listados na Tabela 1, sendo composto por características da rocha reservatório e condições operacionais dos poços os quais são características semelhantes à de campos localizados na Bacia Potiguar (GURGEL, et al., 2016).

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

Propriedade	Valor
Pressão máxima no poço injetor (kPa)	7.196,14
Pressão mínima no poço produtor (kPa)	196,45
Pressão inicial no topo do reservatório (kPa)	1978
Qualidade do vapor (%)	75
Porosidade	30%
Permeabilidade horizontal (mD)	1000
Permeabilidade vertical (mD)	100
Temperatura inicial (°C)	38
Saturação de água conata	0,36

A Figura 2 mostra 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).

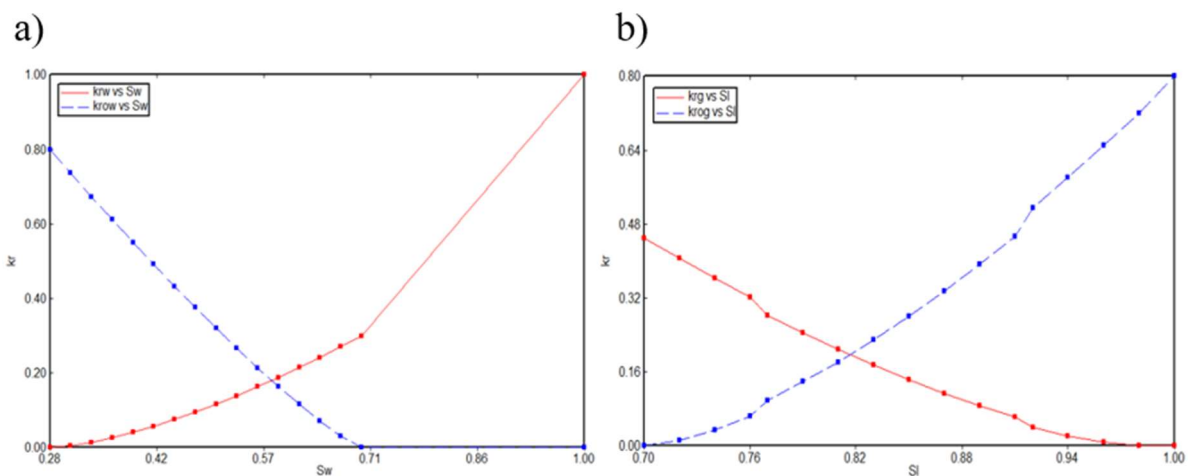


Figura 2 - (a) permeabilidade rel. óleo-água; (b) curvas de permeabilidade rel. óleo-gás.



O modelo de fluido proposto apresenta densidade de 16° API e viscosidade por volta de 850 cP (GURGEL, et al., 2016). Além disso, os elementos foram agrupados em 6 pseudocomponentes e 2 componentes (CO₂ e N₂). A composição detalhada do fluido está apresentada na Tabela 2.

Tabela 2 – Composição molar do óleo.

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

Estudo de Caso – Influência da vazão de injeção de vapor na segregação gravitacional

O estudo de caso teve como objetivo analisar a influência da vazão de injeção no fenômeno de segregação gravitacional em função do tempo de 16 anos. Na tabela 3 podem ser observadas as vazões de injeção de vapor consideradas no presente estudo com temperatura de injeção de 550 F.

Tabela 3 – Vazão de injeção dos casos simulados

1° caso	2° caso	3° caso	4° caso	5° caso	6° caso
0 (rec. primária)	15 ton/dia	20 ton/dia	25 ton/dia	30 ton/dia	35 ton/dia

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A figura 3 apresenta o percentual de óleo recuperado para as diferentes vazões de injeção de vapor no período de 16 anos. Foi possível observar o incremento na recuperação com o aumento da injeção de vapor quando comparado com o caso com a recuperação primária, com apenas 9,93%. Além disso, foi possível verificar que o caso com 25 ton/dia apresentou um percentual de 62,59%, similar aos casos com vazão de injeção de 30 ton/dia e 35 ton/dia, enquanto que o caso com vazão de injeção de 20 ton/dia apresentou uma produção de 53,06%. Ademais, observa-se que quanto maior a vazão de injeção há uma antecipação do incremento da produção no decorrer do projeto.

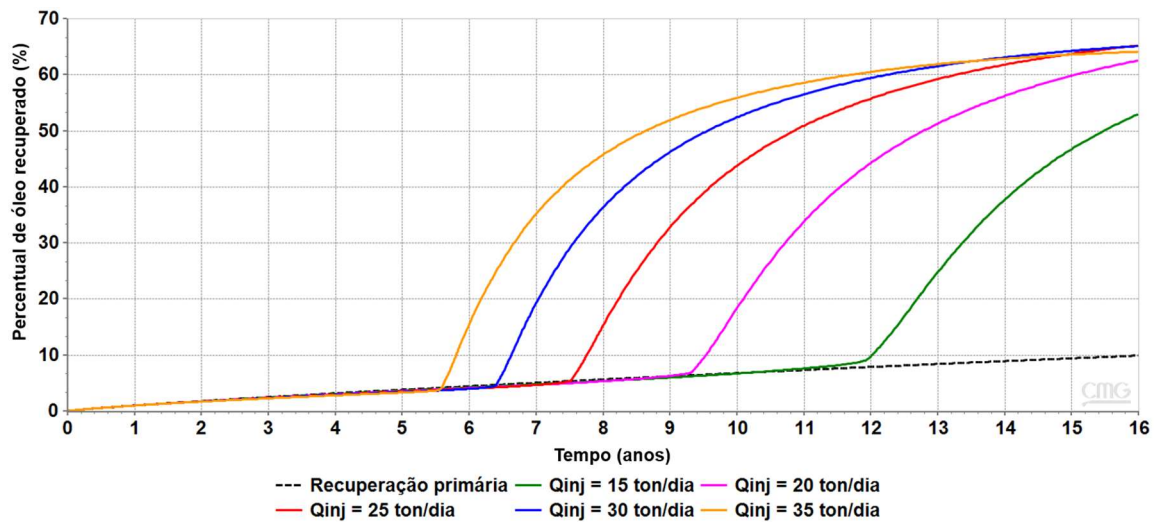


Figura 3 – Percentual de óleo recuperado em função do tempo de 16 anos de projeto.

Na Figura 4 podemos observar a vazão de óleo em função do tempo de 16 anos, no qual constata-se que o aumento da vazão de injeção acarreta a antecipação na chegada do banco de óleo ao poço produtor, decorrente do aumento na velocidade de propagação do vapor no reservatório. Nesta Figura 4, observa-se que após o incremento da vazão de óleo ocorre um declínio acentuado para todos os casos em função ao breakthrough do vapor no poço, que devido a diferença de densidades no meio poroso, tende a se deslocar para parte superior do reservatório, e quando ocorre a erupção no produtor há uma redução da eficiência do processo.

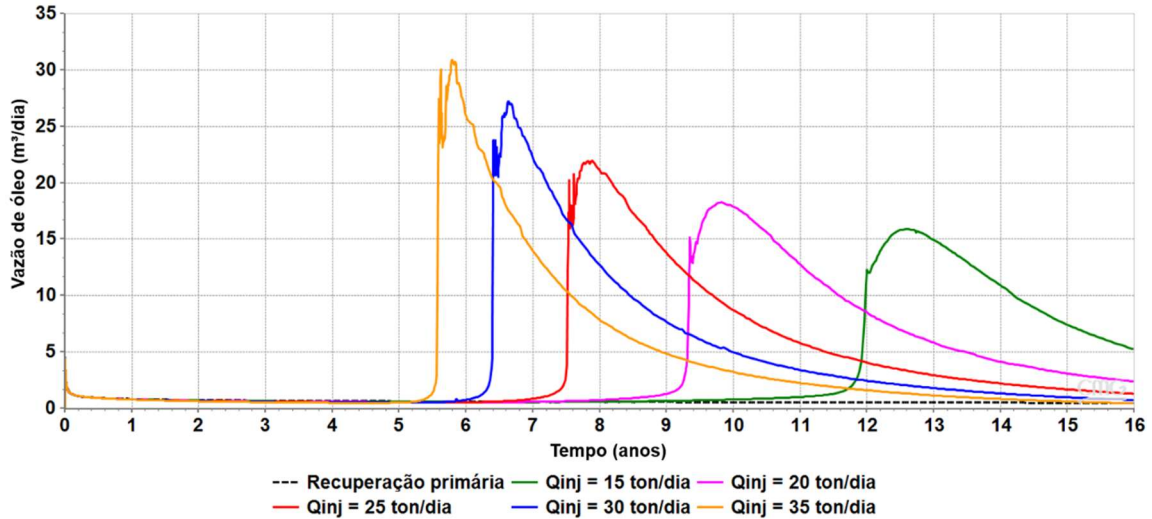


Figura 4 – Vazão de óleo em função do tempo de 16 anos de projeto.

A Figura 5 mostra um comparativo entre os casos, $Q_{inj}=15$ ton/dia e $Q_{inj} = 25$ ton/dia, respectivamente, no período de 8 anos. Em ambos os casos, podemos observar uma inclinação da frente de gás no meio poroso em direção a parte superior do reservatório, corroborando o efeito de segregação gravitacional no meio poroso. Além disso, no caso com $Q_{inj} = 25$ ton/dia (lado direito), observamos o breakthrough da fase injetada no poço produtor, proporcionando a antecipação da produção do banco de óleo, em intervalo de tempo diferente do que o caso com $Q_{inj} = 15$ ton/dia.

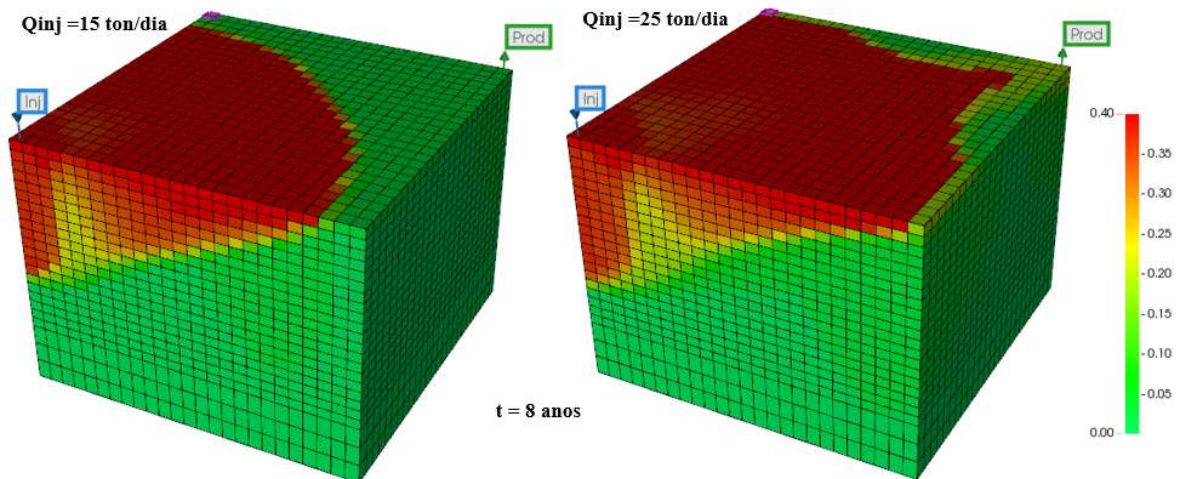
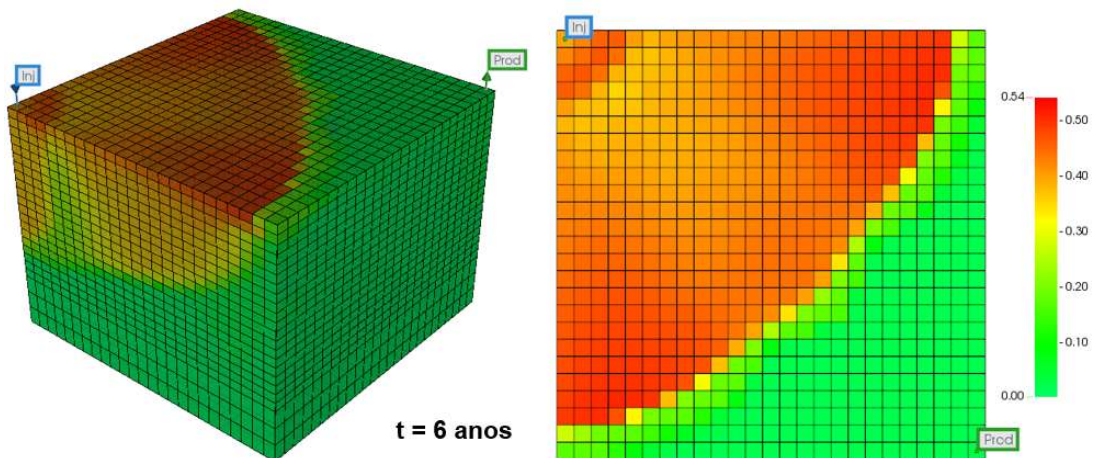
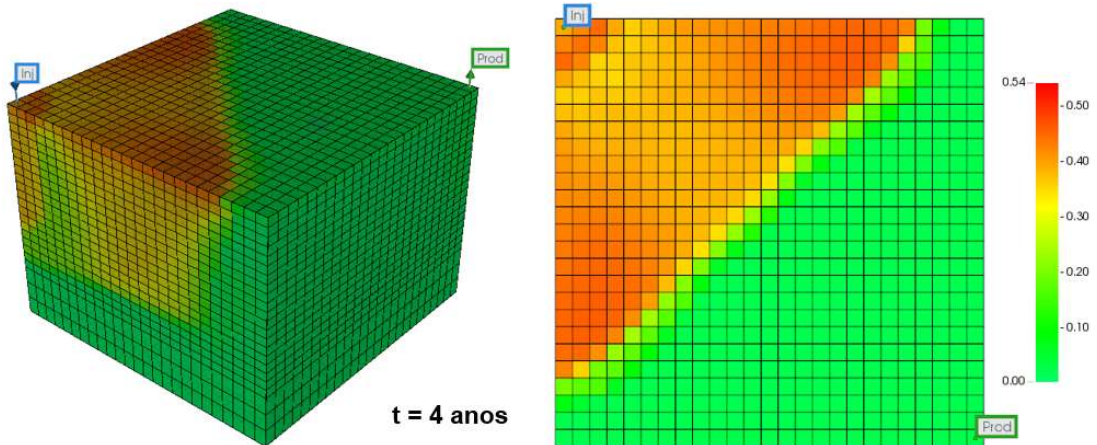
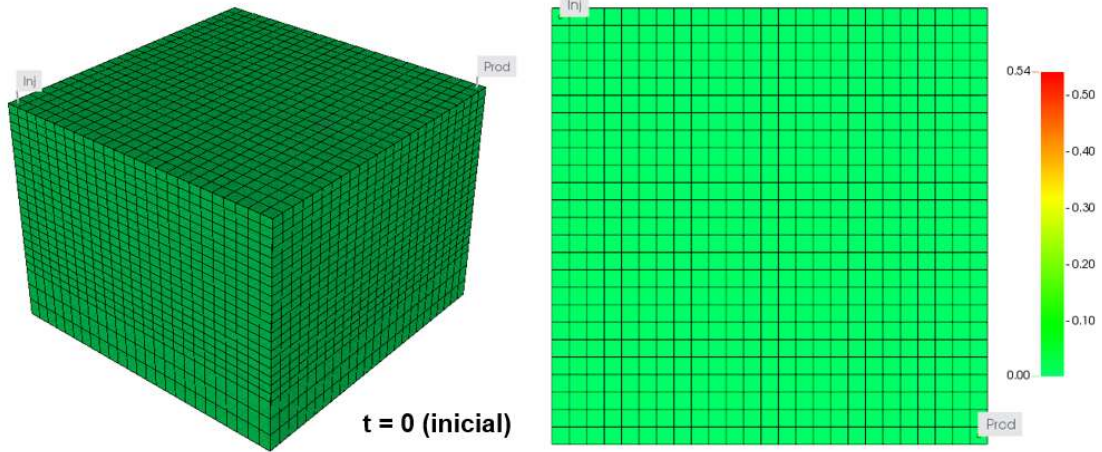


Figura 5 – Comparativo de mapas de saturação de gás entre o $Q_{inj} = 15$ ton/dia e $Q_{inj} = 25$ ton/dia em 8 anos de projeto.



Na Figura 6, podemos observar mapas de saturação referente a evolução da fase gasosa no meio poroso em 3D e 2D, respectivamente, para o caso com vazão de injeção de 25 ton/dia em quatro períodos (tempo inicial, 4, 6 e 8 anos).



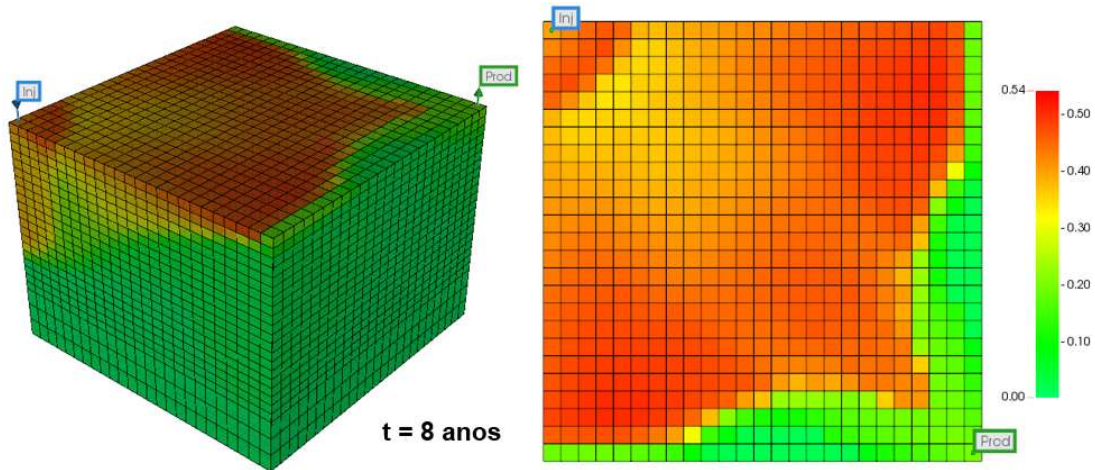


Figura 6 – Mapas de saturação de gás para o caso com vazão de 25 ton/dia em quatro intervalos de tempo ($t =$ inicial, 4, 6 e 8 anos).

Analisados as imagens da Figura 6, podemos observar no tempo inicial os mapas de saturação sem a presença de gás no meio poroso. Em 4 anos, podemos observar no mapa 3D, o incremento da saturação de gás por volta do poço injetor com uma distribuição uniforme no meio poroso. Contudo, nos mapas 3D em 6 e 8 anos, podemos observar uma inclinação da saturação de gás da região ao redor do poço para a superfície do reservatório, proveniente da diferença de densidade entre os fluidos, provocando o efeito denominado de segregação gravitacional no meio poroso. Além disso os mapas 2D apresentados nas figuras a direita, mostram o incremento da saturação da fase gasosa e o avanço no meio poroso em direção ao poço produtor. Verificamos que, como esperado, a frente de vapor do caso com maior injeção está mais avançada.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesste trabalho, estudamos o efeito da segregação gravitacional no meio poroso no processo de injeção contínua de vapor. As principais conclusões deste são:

- Foi observado que existe uma vazão ótima de 25 ton/dia que proporciona o maior percentual de óleo recuperado em 16 anos de projeto, onde vazões acima devido ao efeito do breakthrough proporciona uma redução desse percentual;
- O incremento da vazão de injeção proporciona uma antecipação do banco de óleo;



- O efeito de segregação gravitacional minimizou a eficiência do processo devido a redução da eficiência de varrido no meio poroso, deixando uma quantidade significativa de óleo retida no sistema o que pode favorecer a utilização de outros métodos de recuperação avançada de petróleo.
- Os resultados obtidos, podem auxiliar o desenvolvimento de diversos campos maduros presentes na Bacia Potiguar e em outros locais.

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

ALIKHLALOV, K.; DINDORUK, B. Conversion of cyclic steam injection to continous steam injection. SPE-146612, 2011.

ARAÚJO, Edson de Andrade. Análise da produção de óleo e oxigênio na aplicação do processo de combustão in-situ. 2015. 126f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

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.

CAVALCANTE, Raryson Alexandre. Estudo paramétrico da injeção alternada de vapor e solvente em reservatórios de óleo pesado. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2018.

DUMAS, G.E.S., FREIRE, E.B., JOHANN, P.R.S., SILVA, L.S., VIEIRA, R.A.B., BRUHN, C.H.L., and PINTO, A.C.C., 2018. Reservoir Management of the Campos Basin Brown Fields. Presented at the Offshore Technology Conference, Houston, 30 April – 3 May. OTC-28657-MS.



GURGEL, Antônio Robson. Análise da eficiência térmica na injeção de vapor em reservatórios de óleo pesado. Tese de Doutorado (Doutor em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

GURGEL, A. R.; DINIZ, A. A. R. ; ARAÚJO JR, A. D. A. ; RODRIGUES, M. A. F. ; DA MATA, W. ; DUTRA JR, T. V. . Analysis of the thermal efficiency for a steam injection process applied to a thin heavy oil reservoir from the northeast of brazil. Brazilian Journal of Petroleum and Gas, v. 9, p. 125-136, 2016.

JUNIOR, E. D; ROMERO, O. J. Estudo da transferência de calor durante a injeção de vapor em poços de petróleo. Latin American Journal of Energy Research, pag. 46 – 53, 2014.

SANTANA, Keila Regina. Estudo da segregação gravitacional no processo de injeção de vapor em reservatórios heterogêneos. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2009.

SILVA, Daniel Soares da. Análise Paramétrica da injeção de vapor e solvente em óleos de diferentes viscosidades. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2019.

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe. Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor. 2008. 181 f. Dissertação (Mestrado em Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

ZOLAEMIN, A.; STEPHEN, K. D. Acidic Steam Modeling and Simulation for Heavy Oil and Extra Heavy Oil Reservoirs. SPE-198535-MS, 2019.