



V CONEPETRO
V Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

EFEITOS DOS MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA EM UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO

Francisco Flávio de Brito Borges¹, Ana Laura Ribeiro da Cunha², Heitor da Luz Silva³, Marília Carvalho Teixeira⁴

¹Universidade Federal do Pará, fl4vioborges@gmail.com; ²Universidade Federal do Pará, ana.ribeiro.cunha@salinopolis.ufpa.br; ³Universidade Federal do Pará, heitor.silva@salinopolis.ufpa.br;

⁴Universidade Federal do Pará, marilia.teixeira@salinopolis.ufpa.br;

Resumo: A busca por métodos avançados de recuperação de óleo pesado ganhou destaque na indústria petrolífera, impulsionada pela necessidade de otimizar a produção em reservatórios não convencionais. Neste contexto, o presente trabalho tem por objetivo investigar a eficácia de diferentes métodos térmicos de recuperação avançada de óleo pesado, analisando variações de temperatura, pressão, viscosidade e saturação de água, bem como taxa de produção de óleo, através de simulações computacionais, as quais foram realizadas através do software *Computer Modelling Group* (CMG). O modelo de reservatório escolhido utilizou correções para modelo *Black Oil*, adequado para simular recuperação de óleo por injeção de vapor. Este modelo foi então aplicado ao simulador *STARS*, possibilitando considerar múltiplas Pressão-Volume-Temperatura (PVTs) e regiões de equilíbrio, além de possibilitar escolhas flexíveis de permeabilidade relativa, porosidade simples e diferentes tipos de rochas. Os resultados indicaram que a injeção cíclica de vapor mostrou-se a técnica mais promissora, destacando-se pela consistência e eficácia na mobilização do óleo pesado ao longo do período simulado. Em contraste, a injeção de água mostrou-se menos eficiente em termos de produção de óleo, devido à sua capacidade limitada de reduzir a viscosidade do óleo pesado e promover a sua mobilidade no reservatório. Além disso, a falta de interação termoquímica entre a água e o óleo resulta em uma recuperação menos eficaz, especialmente em ambientes de baixa temperatura. Deste modo, cabe destacar que os resultados obtidos oferecem importantes *insights* para a indústria petrolífera, contribuindo para o avanço do conhecimento na recuperação de óleo pesado.

Palavras-chave: Recuperação avançada de petróleo, Métodos térmicos de recuperação, Óleo pesado.

1. INTRODUÇÃO

O mercado global de petróleo tem sido caracterizado pela busca contínua de novas reservas de hidrocarbonetos, o que tem se tornado um desafio cada vez maior, pois a diminuição ou mesmo a estagnação de grandes descobertas tem preocupado o mercado energético mundial (BABADAGLI, 2005; BORGES, 2020). Em adição, a ocorrência de reservatórios não convencionais, que contém óleo pesado a ultrapesado, vêm aumentando significativamente, o que aponta para a necessidade de desenvolvimento de novas tecnologias que possibilitem explorar o recurso disponível (SOUSA JUNIOR, 2008). Países como Venezuela e Canadá se destacam no cenário internacional por possuírem grandes reservas de óleo pesado. No caso do Brasil, a Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro, apresenta a maior incidência de óleos pesado em ambiente *offshore*; e a maioria dos campos de óleo pesado que ocorrem em ambiente *onshore*, estão localizados na região nordeste, principalmente nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará (RODRIGUES, 2012).

O petróleo líquido é classificado como "pesado" de acordo com sua densidade em comparação com a densidade da água, medida pelo grau API, que é estabelecido pelo *American Petroleum Institute* para melhor identificação comercial dos diferentes tipos de petróleo (SILVA,

2022). De acordo com tal parâmetro, o óleo pesado ou denso possui grau API entre 10° e 22° e densidade variando entre 0,92 e 1,00 (ANP, 2022). No entanto, com tais atribuições, um óleo pesado possui grande resistência ao escoamento, devido a sua alta densidade, o que dificulta seu deslocamento desde o interior do reservatório até a superfície.

Os métodos de recuperação avançada (*Enhanced Oil Recovery* - EOR) envolvem a injeção de fluidos distintos dos presentes no reservatório, com o intuito de aumentar a eficiência de varredura do óleo (GURGEL, 2015). Nesse contexto, é de suma importância aprofundar o conhecimento da dinâmica dos reservatórios por meio de estudos, análises e simulações que possibilitem compreender o comportamento potencial desses sistemas, além de prever a viabilidade econômica da produção de poços (RODRIGUES, 2012). Deste modo, o presente trabalho tem por objetivo principal realizar simulações em um modelo genérico de reservatório de óleo pesado, explorando as variações nos parâmetros operacionais, como configuração de poço e de injeção de vapor, a fim de investigar sua influência no fator de recuperação e na produção acumulada de óleo, utilizando, para isso, o *software STARS (Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator)*, desenvolvido pelo grupo CMG (*Computer Modelling Group Ltd.*). Esse *software* oferece recursos avançados de simulação, incluindo aplicações térmicas, e sua escolha se deve a ampla utilização na indústria e às suas capacidades de modelagem e previsões precisas para verificar a sensibilidade dos efeitos causados em reservatórios de óleo pesado.

2. METODOLOGIA

2.1 Ferramentas computacionais

As simulações foram realizadas através do *software Computer Modelling Group (CMG)*, versão 2021.10, sendo utilizadas as aplicações: *Builder*, para a construção do modelo do reservatório; *STARS (Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulation)*, para uso das ferramentas utilizadas no método térmico de injeção de vapor; e *Result*, para a análise dos dados obtidos. O modelo de reservatório escolhido utilizou correções para modelo *Black Oil*, adequado para simular recuperação de óleo por injeção de vapor. Posteriormente, foi aplicado ao simulador *STARS*, considerando múltiplos valores de Pressão-Volume-Temperatura (PVTs) e de regiões de equilíbrio, além de valores flexíveis para permeabilidade relativa, porosidade simples e diferentes tipos de rochas. A escolha do modelo *Black Oil* no *STARS* e do modelo de porosidade simples baseou-se, principalmente, nos trabalhos de Aires (2013) e Andrade (2017), os quais abordaram a injeção contínua de vapor e a injeção cíclica de vapor, respectivamente.

2.2 Modelo Base para Simulação do Reservatório

O modelo de distribuição dos poços adotado para a simulação foi o *Normal 5-Spot*, que consiste em cinco poços posicionados estrategicamente de forma simétrica, sendo quatro poços injetores, localizados nas extremidades do reservatório, enquanto um poço produtor é posicionado ao centro (Figura 1). Essa configuração permite uma distribuição uniforme do vapor injetado e uma recuperação eficiente do óleo pesado (SILVA, 2017). O reservatório a ser simulado foi elaborado a partir de um modelo estático, homogêneo, com malha cartesiana e baseado em características petrofísicas básicas. Em um primeiro momento, foi realizada a inserção dos dados físicos do reservatório, especificamente suas dimensões espaciais, valores de porosidade e permeabilidade, além das propriedades de seus fluidos componentes. Foi então estabelecido que o reservatório possui dimensões de 210m x 210m x 30m nas direções x, y e z, respectivamente.

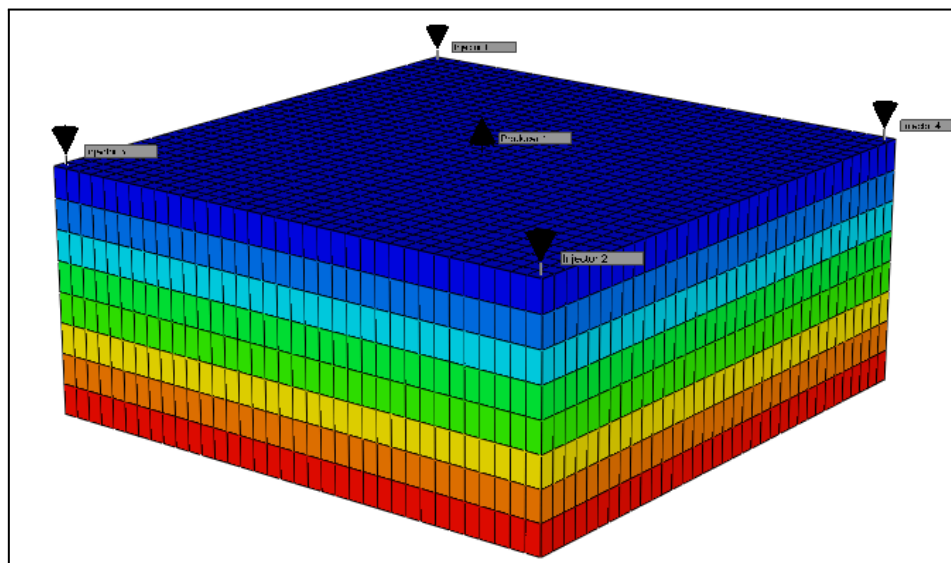


Figura 1: Representação do modelo base do reservatório.

2.3 Propriedades do reservatório

As propriedades do reservatório são importantes para estabelecer um padrão de configuração adequado para a aplicação do método de injeção de vapor. Nesse sentido, considerou-se dados de porosidade e permeabilidade, além de dados de compressibilidade da rocha que foram incorporados visando caracterizar a resposta da formação às variações de pressão, incluindo a pressão de referência da porosidade e a compressibilidade da formação. Posteriormente, foram adicionados os dados de PVT, como a temperatura do reservatório, a viscosidade do óleo, a pressão de referência, a pressão do ponto de bolha de água, a salinidade da água, bem como a densidade do óleo e do gás nas condições padrão de 14,7 psia e 60°F (Tabela 1). Tais propriedades são cruciais para capturar as condições termodinâmicas e fluídicas do reservatório, permitindo uma análise mais precisa e confiável.

Tabela 1: Propriedades do reservatório simulado.

PROPRIEDADES	VALORES
Porosidade	0,3
Viscosidade	0,770621 kPa
Permeabilidade I	400 mD
Permeabilidade J	400 mD
Permeabilidade K	40 mD
Pressão de referência da Porosidade	8576 kPa
Compressibilidade da formação	1,8 e-51 kPa
Temperatura do reservatório	100 F
Salinidade da água	10000 ppm
Densidade do óleo no STC (14,7 psia ; 60°F)	21
Densidade do gás no STC (14,7 psia ; 60°F)	0,65
Capacidade térmica volumétrica (rocha)	2,35e J/(m³*C)
Coefficiente dependente de T	0 J/(m³*C*C)
Condutividade térmica (rocha reservatório)	6,6e5 J/(m³*dia*C)
Condutividade térmica (Fase água)	5,3e4J/(m³*dia*C)
Condutividade térmica (Fase gás)	2000 J/(m³*dia*C)

2.4 Condições Operacionais

Foram consideradas condições operacionais para a simulação ao longo de um período de 10 anos, com os primeiros 3 anos representando a produção a frio, seguidos pela implementação do método térmico. Em relação aos métodos térmicos, foram utilizadas a injeção contínua de água a uma temperatura de 37,7778°C (100 °F), seguida pela injeção contínua e cíclica de vapor, a 325°C, para efeito de comparação com a produção a frio (sem método térmico). A taxa de injeção aplicada foi de 250 m³/dia para ambos os métodos de injeção de água e vapor. Inicialmente foi obtida uma taxa de produção de 100 m³/dia para os métodos de produção a frio, injeção contínua de água e injeção contínua de vapor.

Na simulação, o fluido utilizado foi aplicado com os mesmos parâmetros para o modelo de reservatório, com os objetivos de investigar o comportamento das seguintes variáveis: variação de temperatura, variação de pressão, variação de viscosidade, variação de saturação de água e taxa de óleo produzido. A análise desses fatores permitiu compreender de forma mais precisa o impacto do fluido no comportamento do reservatório e na produção de óleo.

Vale ressaltar que a injeção cíclica de vapor compreende as etapas de injeção de vapor, *Soaking* e produção, sendo aplicados parâmetros específicos na simulação. Cada etapa possui valores distintos, incluindo vazões de injeção e produção, além da duração e intervalo do ciclo. Essa aplicação é definida a partir da simetria adotada no modelo, assim as taxas de injeção e produção são dimensionadas de acordo com a fração aplicada. Por exemplo, se a taxa original de um poço localizado no centro do modelo é de 100 m³/dia, logo, a taxa aplicada para um poço localizado no canto do modelo será de 25 m³/dia, representando ¼ da taxa original. Esse dimensionamento é o mesmo para a taxa de injeção.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Variação de temperatura

A Figura 2 ilustra o comportamento do reservatório de óleo pesado em resposta à aplicação de métodos de recuperação avançada de injeção contínua de água e cíclica de vapor.

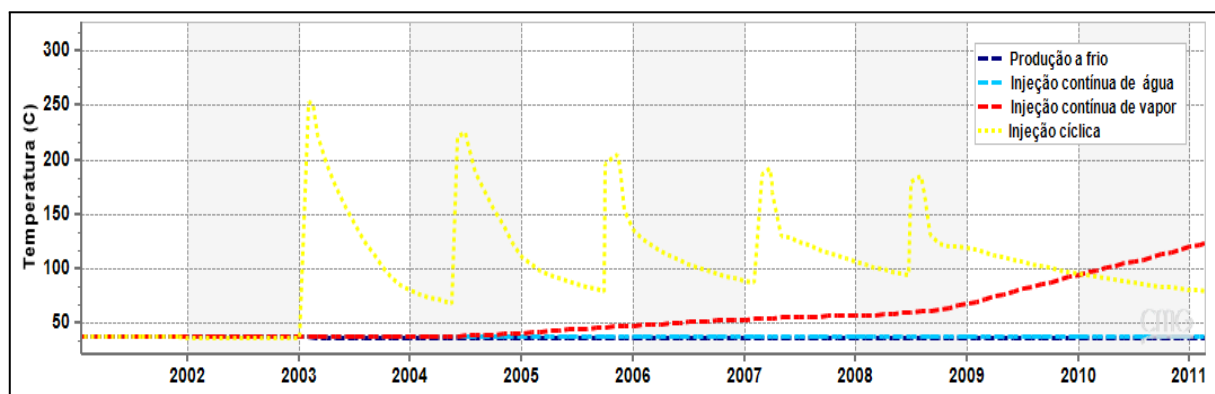


Figura 2: Variação de temperatura no reservatório em diferentes métodos EOR.

Analisando o gráfico é possível observar a influência da temperatura nos diferentes métodos de recuperação avançada aplicados ao reservatório simulado. O método de injeção cíclica de vapor demonstrou a maior variação de temperatura dentro dos seus critérios de injeção, seguido pelo método de injeção contínua e depois pelo método de injeção de água, o qual apresentou menor eficiência em alterar a temperatura do reservatório. Essa variação na temperatura tem um impacto direto na viscosidade do óleo pesado, sendo um dos fatores que influencia para a recuperação do óleo. Conforme a temperatura aumenta, a viscosidade tende a diminuir, facilitando o deslocamento do óleo e, consequentemente, melhorando a recuperação (MOURA, 2014). Deste

modo, o método de injeção cíclica de vapor, ao proporcionar maiores variações de temperatura, demonstra o melhor potencial de reduzir a viscosidade do óleo e melhorar a eficiência de recuperação em comparação aos outros métodos.

3.2. Variação de pressão

O gráfico de variação da pressão do reservatório simulado é apresentado na Figura 3, a seguir.

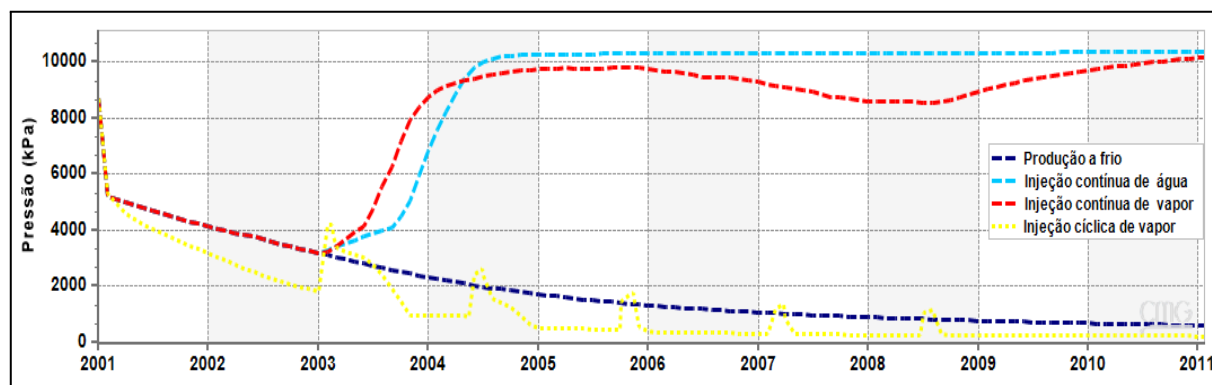


Figura 3: Variação de pressão no reservatório simulado.

Com base na análise do gráfico, pode-se inferir que, em termos de eficiência na manutenção da pressão elevada, a injeção de água foi a mais eficiente, seguida pela injeção de vapor. Dentre os métodos aplicados, a injeção cíclica de vapor apresentou menor elevação de pressão ao longo do tempo, mesmo que indicando maior variação da pressão devido às condições de injeção e produção do método. Entretanto, em um método de recuperação avançada de petróleo, o objetivo principal não é necessariamente aumentar ou diminuir a pressão, mas sim melhorar a eficiência de recuperação do óleo. A variação da pressão pode ser uma consequência do processo, devido a drástica distribuição de saturações e aumentos de temperatura (AIRES, 2013). Assim como a temperatura, a pressão também é um dos fatores que influenciam a viscosidade do óleo (JUNIOR, 2014; AIRES, 2013).

3.3. Variação de viscosidade

A Figura 4 mostra a variação da viscosidade do óleo após a aplicação dos métodos térmicos de recuperação avançada em comparação com a viscosidade em produção a frio, ou seja, sem injeção de água ou vapor.

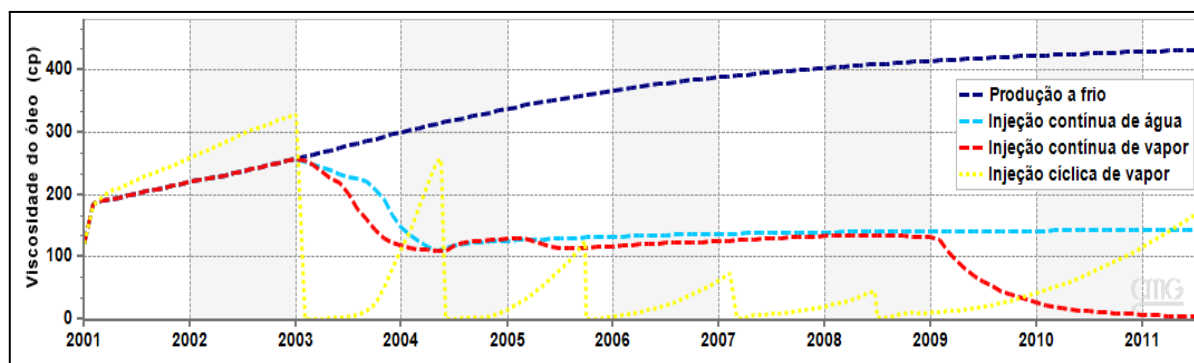


Figura 4: Variação da viscosidade no reservatório.

Os diferentes métodos térmicos foram avaliados quanto à sua eficiência no reservatório simulado. A produção a frio resultou em um aumento significativo da viscosidade. Por outro lado,



o método de injeção cíclica de vapor, que envolve as etapas de injeção, *soaking* e produção, demonstrou ser mais eficiente durante o período de simulação devido a variação de temperatura provocada pela injeção do vapor, tornando o óleo mais imobilizável dentro das condições de injeção e produção, mas sendo menos efetivo ao final da simulação pela diminuição na variação de pressão provocada no reservatório. Essas observações evidenciam a importância de escolher o método térmico adequado para maximizar a recuperação de óleo no reservatório.

3.4. Saturação da água

A Figura 5 apresenta as variações de saturação de água do reservatório simulado em comparação ao reservatório sem a aplicação dos métodos de recuperação avançada.

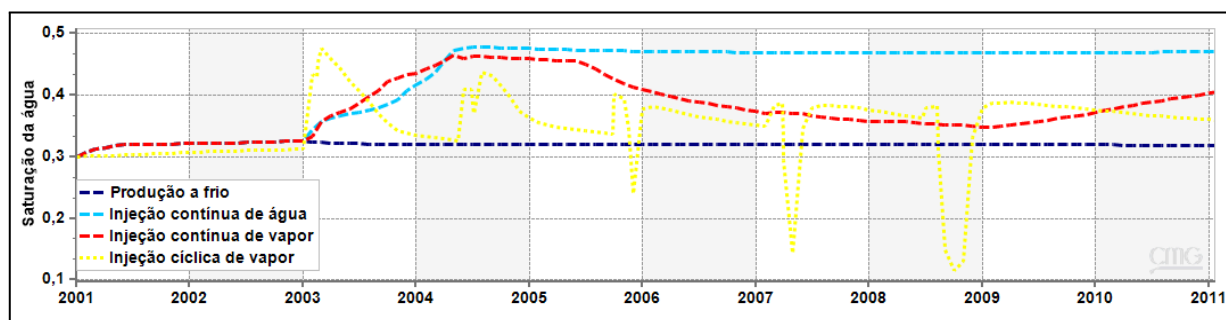


Figura 5: Variação de saturação de água.

A distribuição do gráfico revela comportamentos distintos na saturação de água do reservatório simulado, dependendo do método aplicado. Conforme esperado, a produção a frio não causa variação significativa na saturação de água. Ao passo que, tanto a injeção de água quanto a injeção contínua de vapor resultam em aumentos significativos na saturação de água, o método de injeção cíclica de vapor demonstra flutuações mais pronunciadas, com variações ao longo das diferentes etapas do processo de injeção. A variação da saturação de água em um reservatório de hidrocarbonetos é influenciada pelo processo de injeção de água, independentemente do estado físico (GOMES, 2009), sendo esperado que ocorra uma alteração significativa na saturação após a aplicação de métodos térmicos, bem como ocorreu durante os métodos considerados.

3.5. Taxa de óleo produzido

Por meio da análise dos resultados relacionados à temperatura, pressão, viscosidade e saturação de água, foi possível investigar e comparar a taxa de óleo produzido, a fim de identificar qual método de recuperação apresentou os melhores resultados. A variação na taxa de óleo do reservatório ao longo do período simulado é apresentada na Figura 6.

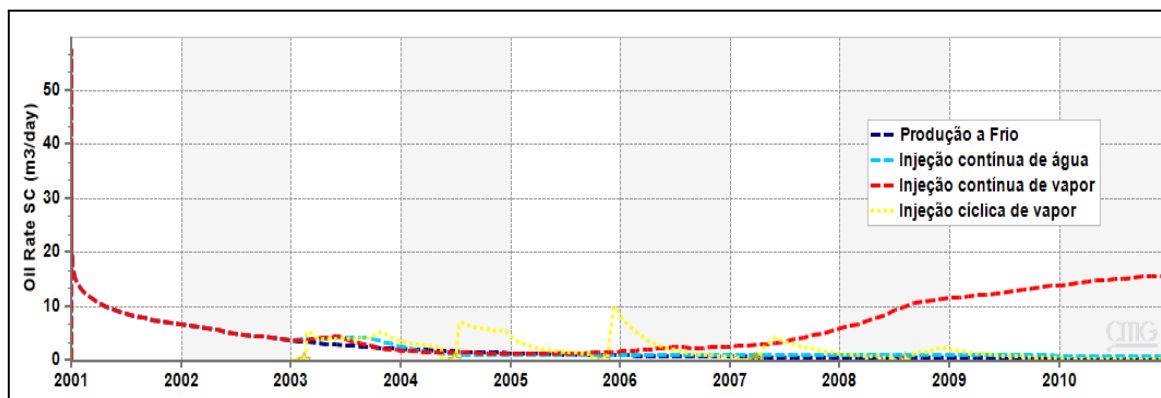


Figura 6: Variação de óleo produzido.



V CONEPETRO

V Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

De acordo com o gráfico, observa-se que o método de injeção de água foi o menos eficiente para a recuperação do óleo nas condições e parâmetros de operação estabelecidos para a simulação, apresentando produção relativamente baixa em comparação com os demais métodos. Por outro lado, o método de injeção cíclica de vapor demonstrou ser o mais eficiente para alcançar o objetivo de produção ao longo do período simulado. Esse método, a partir de suas três etapas distintas, manteve uma produção de óleo mais consistente, considerando as especificidades do reservatório e parâmetros de injeção, o que contribuiu para um desempenho relativamente superior em termos de recuperação do óleo. Nesse contexto, a análise do comportamento da taxa de óleo desempenha um papel fundamental na avaliação da eficiência do método de recuperação (PINHEIRO, 2012).

Por fim, o método de injeção contínua de vapor apresentou uma eficiência crescente ao longo do período simulado. Embora não tenha demonstrado a mesma consistência de produção da injeção cíclica, destacou-se como uma opção adequada para a produção a longo prazo. Isso sugere que, em um cenário no qual a produção sustentada e a longo prazo sejam prioridades, a injeção contínua de vapor pode ser a escolha mais eficiente (FELIPE, 2017).

4. CONCLUSÕES

O presente estudo investigou o comportamento de um reservatório de óleo pesado sob a aplicação de métodos térmicos de recuperação avançada, com base na variação de temperatura, pressão, viscosidade e saturação da água, além de parâmetros operacionais. De acordo com o exposto, conclui-se que, dentre os métodos analisados, a injeção de água mostrou-se relativamente menos eficiente para a produção de óleo pesado. Por outro lado, a injeção contínua de vapor se mostrou mais eficiente para cenários a longo prazo devido a sua produção crescente no decorrer da simulação, enquanto que a injeção cíclica de vapor apresentou um desempenho superior em termos de recuperação e produção de óleo pesado durante o período simulado, com uma flutuação nas variações de produção de óleo em decorrência das suas 3 etapas (injeção, *soaking* e produção). Esse método demonstrou consistência e eficácia na mobilização do óleo pesado, mostrando-se promissor para a recuperação do recurso. Deste modo, os resultados aqui estabelecidos, destacam a importância da escolha adequada do método de recuperação avançada, levando em consideração as características específicas de cada reservatório e objetivos de produção. A injeção cíclica de vapor e a injeção contínua de vapor surgem como alternativas eficientes, cada uma com suas vantagens e aplicabilidades para o setor de exploração e produção de petróleo, especialmente para a otimização dos processos da recuperação avançada em reservatórios de óleo pesado.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a PROEX-UFPA, pelo apoio financeiro.

6. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural, 2022. Superintendência de Desenvolvimento e Produção - SDP. Rio de Janeiro-RJ.

AIRES, J. D. M. Estudo e Desenvolvimento de um Campo de Óleo Pesado Submetido ao Processo de Injeção Contínua de Vapor. Trabalho de Conclusão de Curso. Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal-RN, 2013.

ANDRADE, E. L. Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatório de óleo pesado com características do nordeste brasileiro. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal-RN, 2017.

BABADAGLI, T. Mature field development - A review. 67th European Association of Geoscientists and Engineers, EAGE Conference and Exhibition, Incorporating SPE EUROPE 2005 - Extended Abstracts, 67th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2005: Incorporating SPE EUROPEC, 2005, 1009-1028.

BORGES, R. P. Análise da influência da permeabilidade do reservatório no processo de injeção de vapor. Universidade Federal do Pará, 2020.

FELIPE, I. A. S. Estudo da injeção cíclica de vapor seguida da injeção contínua, aplicado em reservatórios de óleo extra-pesado. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

GOMES, I. F. Implementação em elementos finitos das equações de pressão e saturação para simulação de fluxo bifásico em reservatórios de petróleo deformáveis. 2009. Tese de Doutorado. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Pernambuco. Departamento de Engenharia Civil.

GURGEL, A. R. Análise da Eficiência Térmica na Injeção de Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado. 2015. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

JUNIOR, M. P. Estudo da influência do aquífero em um reservatório heterogêneo de óleo pesado. 2014. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte-UFRN.

MOURA, A. L. S. Aplicação do vapor em reservatórios de óleo pesado. 2014. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte-UFRN.

PINHEIRO, N. A. J. Estudos de simulação numérica de recuperação avançada de petróleo utilizando a injeção de vapor na forma contínua. Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal Rural do Semi-árido, Mossoró/RN, 2012.

RODRIGUES, M. A. F. Análise de Viabilidade de Injeção de Fluidos Alternativos ao Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado, 2012. Dissertação (Doutorado em Ciência e Engenharia do Petróleo), Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012.

SILVA, I. A. Estudo da injeção contínua de vapor em reservatórios de óleos pesados. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio Grande do Norte-UFRN.

SILVA, F. F. G. C. Estudo da injeção contínua de vapor em reservatórios de óleo pesado, usando poços verticais. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio Grande do Norte-UFRN.

SOUSA JUNIOR, C. S. Tecnologia de óleos pesados e ultrapesados. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Escola de Química - EQ, Rio de Janeiro, 2008. xxi, 188 f.: il.