



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DE SALINÓPOLIS
FACULDADE DE ENGENHARIA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
Rodrigo Pereira Borges

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA PERMEABILIDADE DO RESERVATÓRIO
NO PROCESSO DE INJEÇÃO DE VAPOR**

Salinópolis / PA – 2020.



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DE SALINÓPOLIS
FACULDADE DE ENGENHARIA

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA PERMEABILIDADE DO RESERVATÓRIO NO PROCESSO DE INJEÇÃO DE VAPOR

Rodrigo Pereira Borges ¹

RESUMO

Os campos maduros podem ser definidos como campos que já estão em fase de declínio e possuem uma produção economicamente inviável, mesmo contendo grandes reservas de óleo. Novas tecnologias são desenvolvidas para realizar a revitalização destes campos, os chamados Métodos de Recuperação de Petróleo, os quais são técnicas aplicadas para aumentar o seu fator de recuperação. A injeção contínua de vapor é um método térmico EOR (*Enhanced Oil Recovery*) próprio para reservatórios com óleo pesado semelhantes àqueles encontrados no nordeste brasileiro, sendo capaz de reduzir a viscosidade do óleo e aumentar a sua mobilidade dentro do meio poroso. Um dos desafios deste método é a perda de calor durante todo o processo de injeção, podendo acarretar em uma baixa eficiência térmica. Ademais, deve-se atentar para as condições de eficiência de varrido atingidas pelo método, visto que também é uma forma de verificar a aplicabilidade do mesmo. Utilizou-se um planejamento experimental para relacionar os parâmetros de vazão de injeção, permeabilidade horizontal e vertical. Depois de 27 casos rodados no simulador STARS (*Steam Thermal Processes Reservoir Simulation*) versão 2018.10 da empresa CMG (*Computer Modelling Group Ltd*), escolheu-se três principais casos para analisar dados de fator de recuperação, eficiência térmica, eficiência de varrido e produção de CO₂. Analisando os resultados obtidos, observou-se que a permeabilidade horizontal possui a maior influência sobre o método e quando se altera condições de reservatório deve ser feita uma análise técnica e econômica criteriosa dos principais resultados obtidos.

Palavras-chave: Injeção de vapor. EOR. Métodos Térmicos. CMG. Eficiência.

¹ Faculdade de Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Pará. rodrigoborgespa@hotmail.com

ABSTRACT

Mature fields can be defined as fields that are already in decline and have economically unviable productions, even though they contain large oil reserves. New technologies are developed to carry out the revitalization of these fields, they are called Oil Recovery Methods, which are techniques applied to increase their recovery factor. Continuous Steam Injection is an EOR (Enhanced Oil Recovery) thermal method suitable for heavy oil reservoirs like those found in northeastern of Brazil, being able to reduce oil viscosity and increase its mobility within the porous medium. One of the challenges of this method is the loss of heat throughout the injections process, which can result in low thermal efficiency. In addition, attention should be paid to the sweeping efficiency conditions achieved by the method, since its also a way of verifying its applicability. An experimental design was used to relate the injection flow parameters, horizontal and vertical permeability. After 27 cases run on the STARS simulator (Steam thermal Processes Reservoir Simulation) version 2018.10 from CMG (Computer Modelling Group Ltd), three main cases were chosen to analyze data on recovery factor, thermal efficiency, sweeping efficiency and CO₂ production. Analyzing the results obtained, it was observed that horizontal permeability has the greatest influence on the method and when changing reservoir conditions, a careful technical and economic analysis of the main results should be made.

Keywords: Steam Injection. EOR. Thermal Methods. CMG. Efficiency.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) aprovado por:

BANCA EXAMINADORA



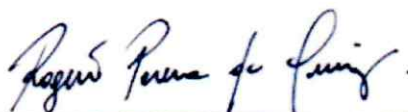
Prof. Dr. Pedro Tupã Pandava Aum
Orientador – Universidade Federal do Pará



Prof. Dr. Edson de Andrade Araújo
Membro interno – Universidade Federal do Pará



Prof. Dr. Daniel Nobre Nunes da Silva
Membro interno – Universidade Federal do Pará



Msc. Rogério Pereira Queiroz
Membro externo

Data de submissão: 10 / 12 / 2020

Data de aprovação: 10 / 12 / 2020

1 INTRODUÇÃO

O mercado mundial do petróleo é marcado pelas inúmeras tentativas de descobertas de novas reservas convencionais de óleo, no entanto, estas descobertas estão cada vez mais desafiadoras desde as últimas décadas (**Babadagli, 2005**). Assim, a exploração de campos maduros se tornou tópico de diversos estudos e pesquisas na indústria petrolífera. Campos maduros não possuem uma única definição, porém, segundo **Parshall (2012)**, muitos engenheiros definem ser um campo maduro quando a sua produção diminui para menos de 50% do seu *plateau* (estágio de maior produção), contudo, eles ainda continuam sendo uma grande fonte de reserva mundial.

No Brasil, a região do Nordeste é conhecida por possuir vários campos *onshore* com óleo pesado e extrapesado, que já iniciaram a sua queda de produção ou até mesmo já atingiram o seu limite econômico, tornando a continuidade da produção inviável (**Araújo, 2012**). Atualmente, muito se discute sobre a revitalização de campos maduros, isto é, a oportunidade de aplicação de novas técnicas e tecnologias para aprimorar o fator de recuperação (FR) de hidrocarbonetos destes reservatórios (**Golovatskiy et al., 2015**).

Os métodos de recuperação de petróleo surgiram com o intuito de prolongar a vida produtiva de um campo, para isso eles são divididos em três segmentos: recuperação primária, métodos convencionais e métodos de recuperação especiais, este último também é conhecido como Métodos EOR – “*Enhanced Oil Recovery*” (**Rodrigues, 2012**). Segundo **Gurgel (2015)**, os métodos de EOR são realizados por meio da injeção de fluidos diferentes daqueles existentes no reservatório para aumentar a sua eficiência de varrido. Além disso, eles podem ser divididos em métodos miscíveis, métodos químicos e métodos térmicos.

Os métodos térmicos são técnicas utilizadas, principalmente, em casos de reservatórios com óleo pesado, pois consistem na utilização do calor como principal fonte de energia, promovendo alterações nas propriedades dos hidrocarbonetos e, assim, facilitando a sua produção. Em altas temperaturas, a viscosidade do petróleo é reduzida exponencialmente e, conseqüentemente, ocorre o aumento da sua mobilidade dentro do meio poroso (**Guo et al., 2017**).

Injeção de vapor é um dos métodos térmicos mais utilizado mundialmente, possuindo históricos de aplicações bem sucedidas em diversos países como no Canadá, Venezuela, Estados Unidos da América e até mesmo no Brasil (**Razeghi et al., 2017**). O método consiste em injetar vapor, de forma cíclica ou contínua, onde o vapor de menor densidade pode migrar de forma muito rápida e

longínqua dentro do reservatório, acarretando em uma maior área aquecida e promovendo a troca de calor entre o vapor e o óleo.

Consequentemente, o vapor com alto teor de calor, consegue transferir grandes quantidades de energia para o reservatório aumentando a temperatura e a mobilidade do óleo, potencializando a recuperação do mesmo em meios porosos (**Suhag et al., 2017**). Os mecanismos de injeção de vapor incluem, basicamente, a melhoria da relação de mobilidade entre óleo e água, mudanças nas curvas de permeabilidade relativa e o comportamento de expansão e destilação do óleo (**Dong et al., 2019**).

Uma das dificuldades deste método é quanto à conservação do calor durante o processo de injeção, ocasionando em perdas de calor na superfície, na parede do poço e para formações adjacentes (**Gurgel et al., 2009**). Como resultado, estas perdas irão diminuir a área varrida pelo vapor e proporcionará uma queda no fator de recuperação de óleo. Então, faz-se necessária uma análise de um parâmetro denominado eficiência térmica para identificar a atratividade econômica e operacional da injeção de vapor (**Babadagli, 2005**). A eficiência térmica é estudada por diversas companhias e pesquisadores, pois além de indicar a possibilidade de aplicação do processo, ela aponta quais são as condições operacionais mais favoráveis para a injeção do vapor. Com o passar do tempo, inúmeros modelos e correlações foram criados para aprimorar quantitativa e qualitativamente a eficiência térmica.

Além das condições operacionais, os métodos de recuperação também estão sujeitos às condições de propriedades específicas de cada reservatório. Em um projeto de injeção de vapor, deve-se atentar para as condições da permeabilidade do reservatório, pois em contato com o meio poroso, o vapor e/ou água quente podem ocasionar efeitos que irão reduzir a permeabilidade do meio e, consequentemente, gerar uma queda na produção (**Zhou et al., 2016**). Isto ocorre porque ao injetar vapor, os primeiros danos à formação apresentados são: expansão de argila, migração de minerais, alteração na molhabilidade e precipitação de partículas (**Pang & Liu, 2013**).

Com base no que foi apresentado, este trabalho tem como objetivo analisar o impacto da permeabilidade no processo de injeção de vapor no período de 16 anos. Ademais, observar como a variação da permeabilidade pode afetar o percentual de óleo recuperado, a eficiência térmica do processo e a eficiência de varrido. Para isso, utilizou-se a simulação numérica para prever o comportamento de um reservatório com características do nordeste do Brasil por meio de um simulador trifásico, pseudocomposicional chamado STARS (*Steam Thermal Advanced Processes Reservoir Simulation*), versão 2018.10 da empresa CMG (*Computer Modelling Group Ltd*).

2 ASPECTOS TEÓRICOS

Neste capítulo, são apresentados os principais aspectos teóricos necessários para este trabalho. Inicialmente, é apresentado um simples conceito sobre petróleo, sua demanda mundial e campos alternativos para a sua exploração. Logo depois, aborda-se os principais métodos de recuperação de petróleo e a injeção de vapor. Em seguida, são apresentadas as dificuldades operacionais do método e o conceito de eficiência térmica. Por fim, uma revisão da influência da permeabilidade do reservatório sobre o processo de injeção de vapor.

2.1 O petróleo e a demanda mundial

O petróleo é constituído por uma mistura complexa de hidrocarbonetos e alguns outros elementos, podendo ser encontrado no estado sólido, líquido e gasoso a depender das condições de pressão e temperatura. Além disso, os óleos obtidos de diferentes reservatórios possuem também diferentes características, tornando cada reserva de petróleo uma única (**Thomas, 2004**).

Devido à dificuldade em descobrir novas grandes reservas convencionais de óleo e a alta demanda energética mundial, empresas e pesquisadores vêm buscando alternativas para suprir tal necessidade. Em 2019, segundo a *BP Statistical Review of World Energy Statistical Review of World*, a demanda de petróleo aumentou em 1,4 mil barris por dia (Mb/d) em comparação com o ano anterior, mantendo o petróleo como a principal fonte da matriz energética.

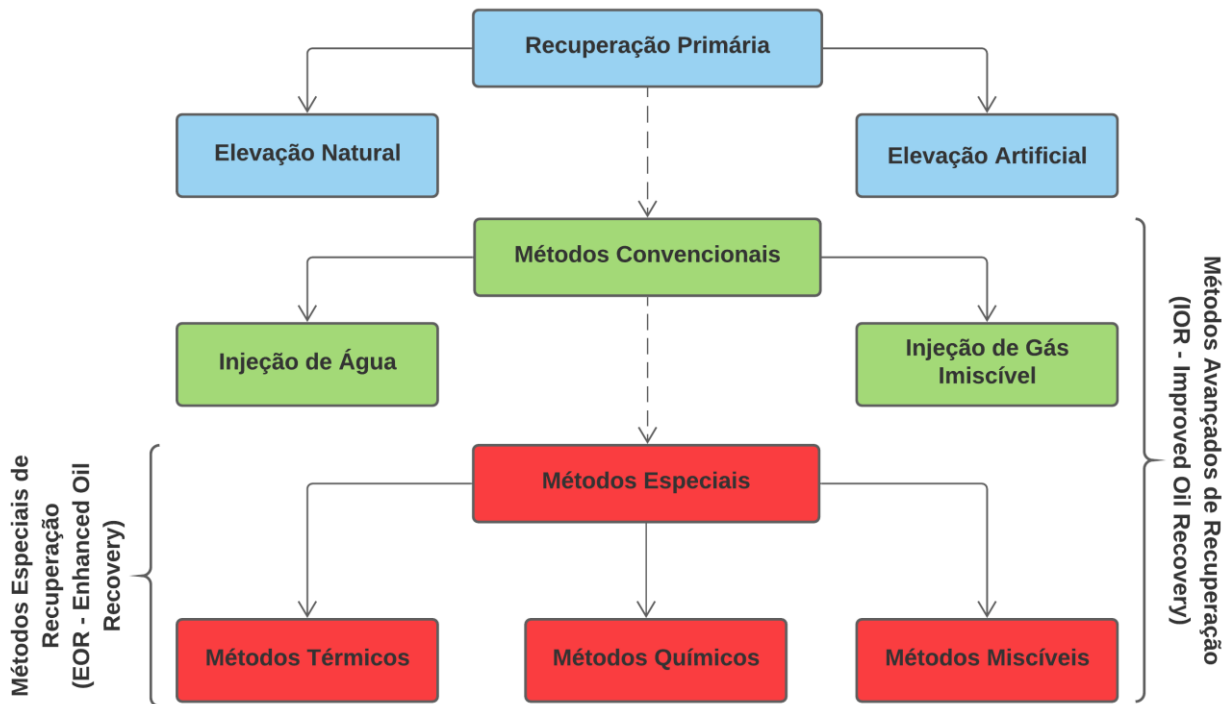
Este cenário vem estimulando o desenvolvimento de campos maduros há anos, principalmente aqueles que possuem em seu meio poroso um petróleo pesado e extrapesado com propriedades de um fluido de alta viscosidade, dificultando seu fluxo. Vale ressaltar que, mesmo que alguns campos estejam alcançando ou já alcançaram o seu limiar econômico, estas reservas ainda possuem volumes significativos de óleo que podem ser extraído e utilizado (**Moore et al., 2012**). No Brasil, o estado do Rio Grande do Norte (RN) é referência em reservatórios com tais características, sendo uma área de estudos e pesquisas há décadas para a aplicação de determinados métodos com o intuito de aprimorar a produção de óleo da região, principalmente nos principais campos do RN como Alto do Rodrigues, Estreito e Fazenda Poçinho (**Rodrigues, 2012**).

2.2 Métodos de Recuperação de Petróleo

Os Métodos de Recuperação de Petróleo são técnicas aplicadas em reservas que estão em fase de declínio de produção e possuem o objetivo de aumentar a quantidade de óleo extraída do meio poroso. Devido à algumas condições e fatores como preço do barril, tempo de produção, surgência natural do reservatório, eles podem ser aplicados logo na fase inicial de produção (Rosa et al., 2006).

Os métodos são divididos em: métodos de recuperação primária, métodos de recuperação convencionais e métodos de recuperação especiais, sendo este último também conhecido como Métodos EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Além de que, os métodos convencionais e os métodos EOR podem ser agrupados nos Métodos Avançados de Petróleo ou IOR (*Improved Oil Recovery*). A Figura 1 ilustra a atual divisão dos métodos e suas subdivisões.

Figura 1 – Fluxograma dos Métodos de Recuperação de Petróleo.



Fonte: Adaptado de Rodrigues (2012).

Os métodos miscíveis trabalham a partir das propriedades de miscibilidade dos fluidos, ou seja, nesta técnica ocorre a injeção de um fluido miscível ao óleo para promover o seu descolamento no meio poroso. Por outro lado, os métodos químicos têm como objetivo a redução das tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo para facilitar o seu deslocamento, esta redução é feita com

o auxílio de um agente químico, como por exemplo, os tensoativos, polímeros, agente alcalino e entre outros (Souza, 2017).

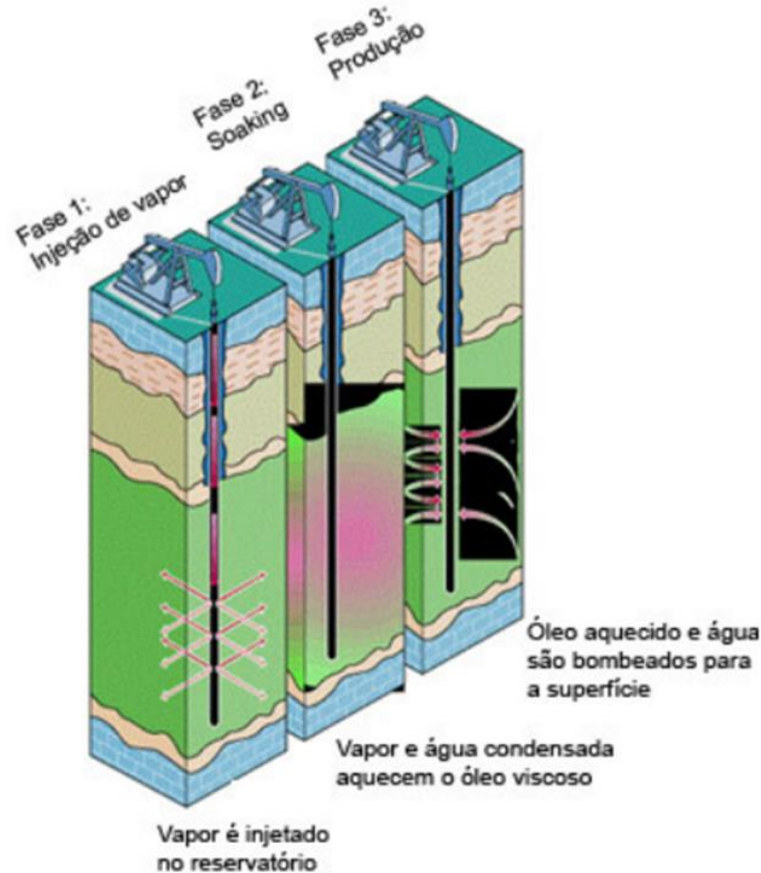
Segundo Rosa et al (2006), os métodos térmicos são os mais adequados em cenários de reservatório de óleo pesado, eles podem ser divididos em duas principais categorias: injeção de fluidos quentes e combustão *in-situ*. Na primeira, o calor é gerado na superfície e transportado para o reservatório através de um fluido, geralmente água ou vapor. O segundo, é conhecido por gerar calor dentro do reservatório por meio da ignição do óleo e injeção de ar.

2.3 Injeção de Vapor

Quando se trata de recuperação térmica, a injeção de vapor é o método de maior relevância na indústria petrolífera. O método consiste na injeção de vapor à altas temperaturas no meio poroso para possibilitar mecanismos como: aumento da mobilidade do óleo, aumento na eficiência de varrido, dilatação do óleo presente na rocha, destilação de frações mais leves e pressurização do reservatório (Suhag et al., 2017).

A injeção de vapor pode ser realizada de duas formas: injeção cíclica e injeção contínua. Na primeira, também conhecida como estimulação cíclica, o método é feito em três etapas: (1) injeção, na qual o vapor é aquecido na superfície e injetado por meio de um poço; (2) *soaking*, onde o poço é fechado e ocorre a espera do aquecimento do reservatório; (3) produção, a qual ocorre a abertura do mesmo poço e o início da produção de óleo (Barillas, 2008). A Figura 2 ilustra este processo.

Figura 2 – Injeção Cíclica de Vapor.

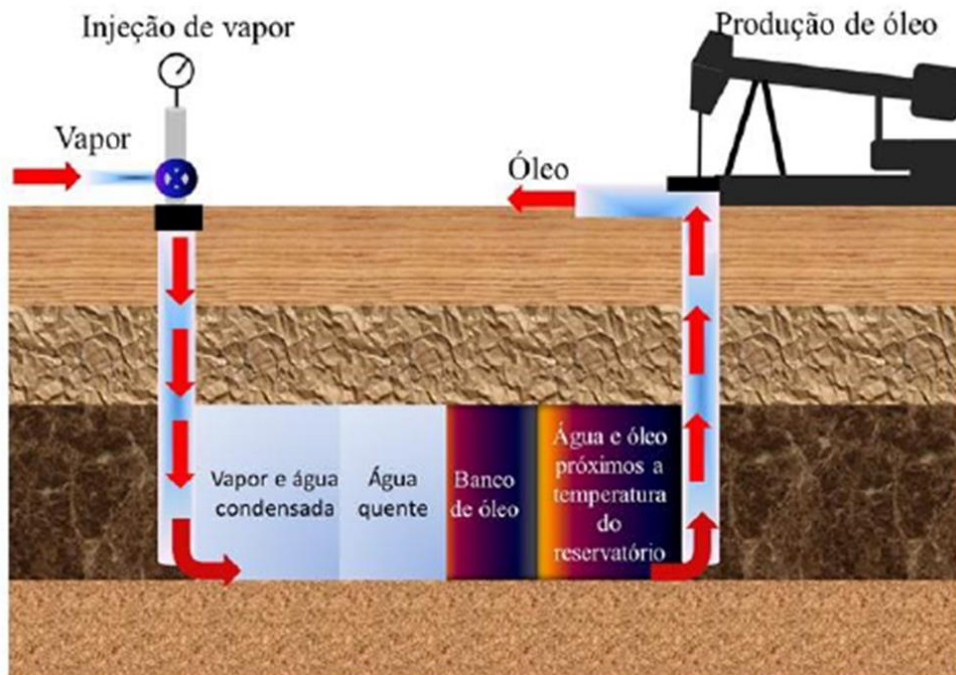


Fonte: Gurgel (2015).

A segunda forma é definida pela injeção ininterrupta de vapor através de um poço injetor até o reservatório e pela produção do óleo por outro poço, denominado poço produtor. O vapor aquecido percorre pelo meio poroso transferindo grandes quantidades de calor para o óleo por meio de condução e convecção, além disso, devido à baixa densidade do vapor, ele consegue percorrer grandes áreas dentro do reservatório e, conseqüentemente, aumentar a área de atuação do método.

Ao chegar na formação, parte do vapor se condensa e cria quatro principais zonas: vapor e água condensada, água quente, banco de óleo e água e óleo próximos a temperatura do reservatório. Os resultados da aplicação do método de injeção contínua irão depender, principalmente, do crescimento da frente de vapor e do mecanismo de destilação por vapor, resultando na extração do óleo da rocha matriz (**Rosa et al., 2006**). A Figura 3 exemplifica o processo de injeção contínua de vapor.

Figura 3 – Injeção Contínua de Vapor.



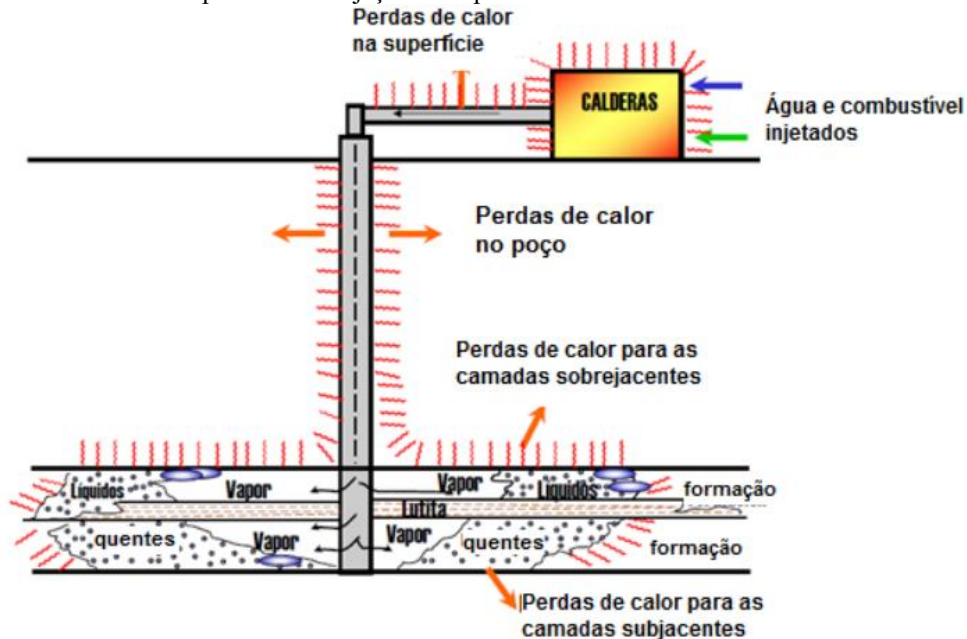
Fonte: Gurgel (2015).

No processo de injeção de vapor deve-se transferir calor, supostamente, por todo o meio poroso; do poço injetor ao poço produtor. O fenômeno de chegada do calor ao poço produtor é denominado de *heat breakthrough* e o tempo necessário para isso ocorrer é conhecido como tempo de *breakthrough*. Outro fator determinante para o bom resultado do processo é a quantidade de calor trocada com a formação produtora, pois é desejável o mínimo de perda possível.

2.4 Perdas de Calor e Eficiência Térmica

Nas operações de recuperação de petróleo por meio de injeção de vapor, a perda de calor durante todo o percurso é uma das principais preocupações em relação a este método. O calor que é gerado na superfície percorre pelas linhas de distribuição, poço injetor e reservatório. Durante este caminho há uma considerada perda de energia, o que acarreta em uma queda na eficiência do processo. Assim, as perdas de calor durante a injeção de vapor estão em função da temperatura do vapor injetado, das características do reservatório e dos equipamentos utilizados no processo. Vale ressaltar que as condições operacionais na superfície são controláveis podendo diminuir na perda de calor, no entanto, em condições de reservatório já não é possível (Gurgel, 2015). A Figura 4 demonstra as principais linhas de perdas de calor no processo de injeção de fluido aquecido.

Figura 4 – Perdas de Calor no processo de injeção de vapor.



Fonte: Rodrigues (2012).

Visto que, as perdas de calor irão determinar um certo limite sobre a área varrida pelo método para um determinado conjunto de condições de reservatório, a utilização de parâmetros que representem as perdas térmicas se torna essencial para avaliar as condições de qualquer projeto de injeção de vapor (**Marx & Langenheim, 1959**). Com isso, a eficiência térmica surgiu com o objetivo de fornecer uma rápida indicação do potencial de atratividade do plano de injeção de vapor e vem sendo estudada para proporcionar resultados cada vez mais satisfatórios (**Prats, 2001**).

Para **Marx e Langenheim (1959)**, no processo de injeção de calor é possível determinar um valor máximo de calor injetado, para isto, eles realizaram um estudo em analogia com a equação do fluxo de fluido em um fraturamento para quantificar a quantidade de calor que deveria ser injetada para tornar o projeto viável economicamente. Eles analisaram a capacidade de invasão do vapor a partir do do poço injetor e distribuição da temperatura ao longo do meio poroso. **Prats (1969)** realizou algumas suposições quanto às condições operacionais de injeção para obter o cálculo de eficiência térmica também através da distribuição de temperatura no meio poroso e nas formações adjacentes. Ademais, apresentou a condição de calor líquido injetado no reservatório, o qual se trata da soma do calor injetado menos a soma do calor produzido.

Já **Lewis et al., (1985)**, utilizou a abordagem dos métodos de elementos finitos para quantificar somente as perdas de calor para as formações adjacentes, desconsiderando as perdas

dentro do poço injetor. Em **2001, Prats** mais uma vez analisou a distribuição de calor dentro de um reservatório, no entanto, desta vez a análise foi feita em duas camadas lineares com propriedades diferentes e separadas por uma camada de baixíssima permeabilidade. Ele atentou que, além da distribuição de calor ter sido diferente em cada camada, ambas influenciaram a quantidade de calor existente em cada uma no final do processo, reforçando o pensamento de que o calor pode ser perdido em diversas direções dentro do meio poroso.

Em pesquisas mais recentes, **Junior & Romero (2014)** apresentaram um modelo numérico que aborda outras características, como por exemplo, comprimento, geometria e parâmetros operacionais nas linhas de distribuição e de injeção, tentando quantificar as perdas de calor na fase inicial de injeção de vapor.

Este trabalho tem como base o cálculo de eficiência térmica utilizado por **Gurgel (2015)**, no qual relaciona a equação de eficiência da termodinâmica com as quantidades de calor envolvidas no processo. A Equação (1) mostra a equação de eficiência térmica (ET) relacionada com o calor remanescente do reservatório (Q_{rm}) e calor líquido injetado (Q_{linj}).

$$ET = \frac{Q_{rm}}{Q_{linj}} \quad (1)$$

Podendo ser escrita em função do calor remanescente no reservatório (Q_{rm}), do calor injetado por todos os poços (Q_{inj}), calor produzido (Q_{prod}) e calor perdido para as formações adjacentes (Q_l) da seguinte forma:

$$ET = \frac{Q_{inj} - Q_{prod} - Q_l}{Q_{inj} - Q_{prod}} \quad (2)$$

2.5 Eficiência de Varrido Horizontal

Além da Eficiência Térmica, outro método de avaliar a aplicabilidade de um projeto é por meio da técnica de Eficiência de Varrido Horizontal (EV_h). Ela relaciona a área da malha que foi invadida ou que sofreu efeito da injeção de vapor e a área total do meio poroso, ambas medidas em planta. A Equação (3) mostra a relação entre estas duas áreas, resultando no valor de eficiência de varrido (**Rosa et al., 2006**).

$$EV_h = \frac{A_{invadida}}{A_{total}} \quad (3)$$

2.6 Influência da permeabilidade

A permeabilidade é uma propriedade da rocha e está ligada com a facilidade que um fluido possui para atravessá-la. Para efeitos de cálculos, ela é identificada pela letra “k” e pela unidade “D”, de “Darcy”, em homenagem ao engenheiro Henry Darcy que originou a equação da permeabilidade (Lucas, 2018). Considerando um fluxo radial permanente, isotérmico e incompressível, a permeabilidade do meio pode ser encontrada segundo a Equação (4).

$$k = \frac{q \times \mu \times \ln(r_e/r_w)}{2\pi h \times \Delta p} \quad (4)$$

Onde: k = permeabilidade (Darcy); μ = viscosidade do fluido (cP); q = vazão (cm³/s); r_e = raio externo (cm); r_w = raio do poço (cm) h = altura do sistema (cm); e Δp = diferencial de pressão entre dois pontos (atm).

Para o processo de injeção de vapor, segundo a literatura, as condições mais apropriadas para aplicação do método são em meios com alta permeabilidade, pois, possibilita o óleo viscoso de fluir mais livremente e alcançar o poço produtor. Além disso, a permeabilidade pode afetar parâmetros operacionais como: vazão de injeção, as pressões e as temperaturas do vapor, uma vez que, zonas fechadas requerem altos valores de pressão e temperatura de injeção, provocando altas perdas de calor (Rosa et al., 2006). Ela também pode apresentar relatividade quanto ao fluido que atravessa a rocha e uma variação quanto à direção do fluxo, podendo desenvolver valores diferentes na horizontal e vertical.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo será apresentada a metodologia utilizada neste trabalho, destacando a utilização da simulação numérica como ferramenta para obtenção de resultados e análises. Primeiramente, será abordado o conceito de simulação e sua importância para engenharia. Logo em seguida, será abordado a criação do modelo de reservatório alvo de estudo e suas características. Além do modelo de reservatório, será apresentado o modelo de fluido estudado e sua composição. Por fim, um planejamento experimental foi realizado para auxiliar a pesquisa. Vale ressaltar que este trabalho é uma pesquisa explicativa, com fonte terciária e com resultados quali-quantitativos.

3.1 Simulação Numérica de Reservatório

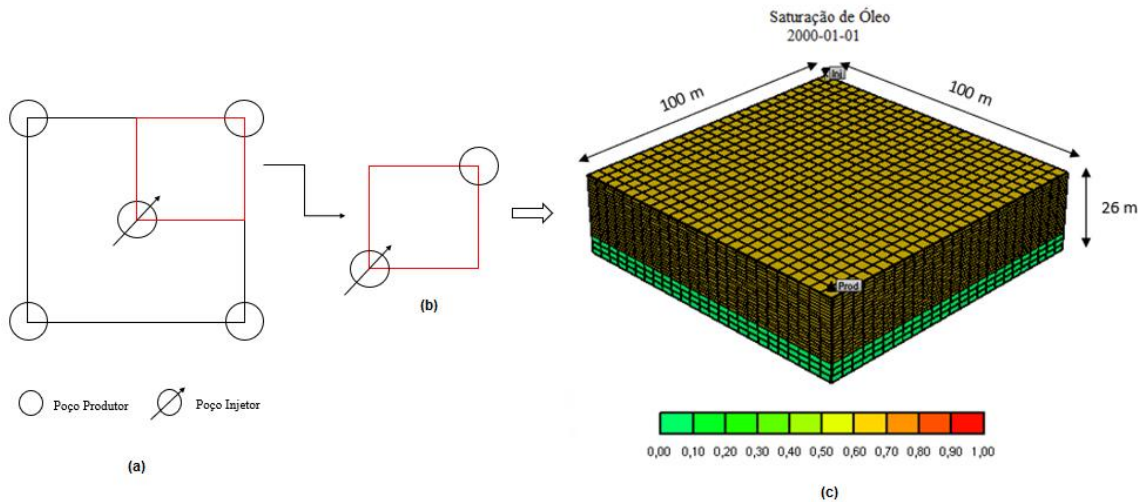
A simulação numérica é uma ferramenta computacional utilizada para tentar prever, com o máximo de certeza possível, os resultados de um determinado modelo criado cujo comportamento assemelha-se com uma situação real (Araújo, 2015). Sua principal vantagem é a oferta de resultados com um ótimo grau de confiabilidade em um curto período de tempo e possibilidade de criação de diversos cenários, fator de extrema importância para o mercado atual.

Na indústria petrolífera, utilizam-se os simuladores numéricos de fluxo para prever o comportamento de um reservatório de petróleo e o fluxo de fluidos em seu meio poroso (Rosa et al., 2006). Hoje em dia, diversas companhias investem em simuladores para aumentar a confiabilidade de seus processos e sua rentabilidade. Neste trabalho, aplicou-se os simuladores da empresa CMG (*Computer Modelling Group Ltd*) para investigar o processo de injeção de vapor em um reservatório com as características do Nordeste brasileiro. As principais ferramentas utilizadas foram o WinProp (*Phase Behavior and Property Programs*), Builder (*Pre-Processing Applications*) e STARS (*Steam Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator*), todos versão 2018.10. O STARS é um simulador trifásico, pseudocomposicional, utilizado na modelagem de processos térmicos como injeção de vapor, combustão *in-situ* e outros métodos (Gurgel, 2015).

3.2 Criação do Reservatório

O modelo físico do reservatório foi criado utilizando a ferramenta Builder. Foi considerado $\frac{1}{4}$ de *five-spot* invertido em um sistema cartesiano de malha com um poço injetor e um poço produtor, ambos verticais e possuindo uma completação de 12 m a partir do topo do reservatório. O modelo foi construído com as seguintes dimensões nas direções “x”, “y” e “z”: 100 m x 100 m x 26 m, respectivamente, sendo na direção “z” 20 m de zona de óleo e 6 m de zona de água. Além disso, criaram-se 25 blocos na direção i, 25 blocos na direção j e 23 blocos na direção k, resultando em um reservatório com 14.375 blocos. A Figura 5 mostra uma representação 3D do modelo criado com saturação de óleo no início do projeto.

Figura 5 – Construção do modelo de reservatório, onde (a) representa o *five-spot* invertido; (b) mostra $\frac{1}{4}$ de *five-spot* invertido; (c) é a representação 3D do modelo analisado.



Fonte: Autores (2020).

Foi analisada a injeção de vapor, na forma contínua, em um reservatório homogêneo e semissintético com características similares àquelas encontradas nos campos do nordeste brasileiro. Na Tabela 1 foram listados alguns parâmetros, sendo todos os valores tomados com referência em outras pesquisas de campo na Bacia do Potiguar (Lima et al., 1987; Mezzomo et al., 2001; Cursino et al., 2002).

Tabela 1 – Parâmetros do reservatório e dados operacionais.

Propriedades	Valores (Modelo Base)
Capacidade Térmica da Rocha, $\text{kJ}/(\text{m}^3 \cdot ^\circ\text{C})$	2.347,89
Condução Térmica da Rocha, $\text{J}/(\text{s} \cdot \text{m} \cdot ^\circ\text{C})$	1,73
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
Título de vapor (%)	75
Porosidade	30%
Temperatura inicial ($^\circ\text{C}$)	38
Saturação de água conata	0.36

Fonte: Autores (2020).

3.3 Modelo de Fluido

A partir do WinProp, foi possível criar um modelo de fluido tomando como exemplo a composição do óleo encontrado no campo Alto do Rodrigues, nordeste do Brasil. O fluido modelado possui um $^\circ\text{API}$ igual à 16 e uma alta viscosidade entre 750 e 1500 cP (Mezzomo et al., 2011). Sua

composição foi definida em termos de pseudo-componentes devido à excessiva complexidade da composição do petróleo bruto. Estes pseudo-componentes foram agrupados em 6 grupos: C₁-C₃, C₄-C₅, C₆-C₉, C₁₀-C₁₉, C₂₀-C₃₉, C₄₀₊. A Tabela 2 lista os componentes e os grupos do modelo criado com seus respectivos valores de fração molar.

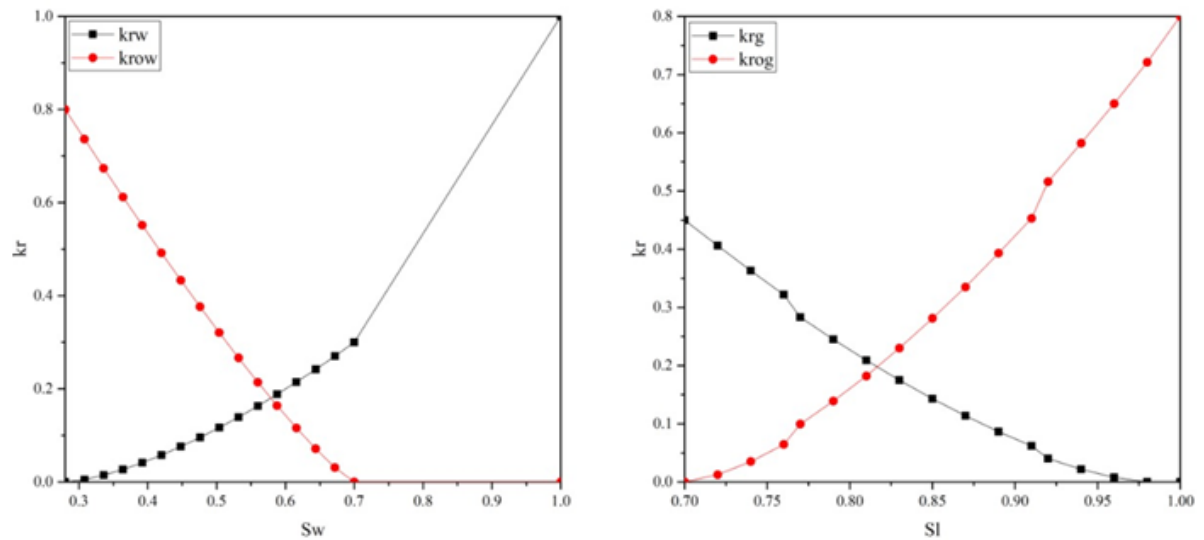
Tabela 2 – Componentes e Pseudo-Componentes do modelo de fluido.

Pseudo-componentes / Componentes	Fração Molar (%)
CO₂	0,4
N₂	0,15
C₁₋₃	8,03
C₄₋₅	0,33
C₆₋₉	0,27
C₁₀₋₁₉	17,25
C₂₀₋₃₉	47,44
C₄₀₊	26,13

Fonte: Autores (2020).

A Figura 6 representa os gráficos de permeabilidade relativa óleo-água e óleo-gás. Os pontos finais e as permeabilidades relativas foram considerados dependentes da temperatura. O valor mais baixo da permeabilidade relativa da água e o valor mais alto do ponto de encontro das permeabilidades relativas mostra que a rocha do reservatório é molhável à água.

Figura 6 – Gráficos de permeabilidade relativa, onde (a) permeabilidade relativa óleo-água; (b) permeabilidade relativa óleo-gás.



Fonte: Autores (2020).

Para a elaboração do modelo de fluido foram necessários a utilização de alguns dados obtidos experimentalmente, pois, com estes dados foi possível realizar ajustes no modelo criado como: viscosidade, pressão de saturação, densidade, elaboração de gráficos PVT e entre outros (Gurgel, 2015). A Tabela 3 mostra os resultados obtidos de pressão, fator volume-formação do óleo (B_o), massa específica do óleo (ρ_o), razão de solubilidade (R_s) e viscosidade (μ_o).

Tabela 3 – Dados experimentais.

Pressão (kPa)	B_o (m ³ std/m ³ std)	ρ_o (Kg/m ³)	R_s (m ³ std/m ³ std)	μ_o (cP)
6.965,63	1,027	936	6,134	819,2
5.984,99	1,028	935	6,134	794,4
5.004,35	1,029	934	6,134	769,2
4.023,64	1,029	934	6,134	741,6
2.650,75	1,03	933	6,134	706,2
1.572,00	1,025	936	3,87	816,3
101,008	1,014	942	0	1.121,30

Fonte: Gurgel (2015).

3.4 Planejamento Experimental

O planejamento experimental é uma forma de organizar um determinado experimento à fim de avaliar a influência dos fatores no processo de estudo, tornando-se uma técnica de extrema importância em diversas áreas da ciência e indústria (Araújo, 2015). Neste trabalho, realizou-se um

planejamento experimental fatorial com o objetivo de organizar, agrupar e definir os parâmetros/variáveis de entrada e de saída. Para tratar as variáveis de entrada, utilizou-se um planejamento fatorial X^Y , onde X é o número de parâmetros analisados e Y são os níveis atribuídos para cada fator; sendo o fator de recuperação de óleo a principal variável resposta.

Os fatores analisados foram: vazão de injeção de vapor (Q_{inj}), permeabilidade horizontal (K_h) e permeabilidade vertical do reservatório (K_v); além disso, foi atribuído 3 níveis para cada fator (-1, 0 e 1), totalizando em 27 casos. A Tabela 4 exemplifica a organização utilizada para as simulações numéricas.

Tabela 4 – Planejamento experimental do processo de injeção de vapor.

Parâmetros	Níveis		
	-1	0	1
Taxa de injeção de vapor Q_{inj} (t/d)	20	30	40
Permeabilidade Horizontal k_h (mD)	100	1,000	10,000
Permeabilidade Vertical k_h (mD)	$K_h*0,10$	$K_h*0,25$	$K_h*0,40$

Fonte: Autores (2020)

Para análise dos 27 casos, utilizou-se as ferramentas do programa STATISTICA como diagrama de Pareto e superfície resposta. O primeiro é um gráfico em barras que mostra a relevância dos parâmetros para a variável resposta, onde todas as barras são divididas por uma linha divisória ($p = 0,05$ ou 5%), na qual todas as barras à direita irão possuir um nível de confiança de 95%. A segunda ferramenta são os gráficos de superfície resposta que ajudam a identificar a influência do nível dos parâmetros para a variável resposta, apresentando a região com maior rendimento no processo (Araújo, 2015). Após a simulação dos 27 casos, foi escolhido o caso de melhor FR e dois casos similares variando apenas a permeabilidade horizontal.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Após a criação do planejamento experimental, realizou-se a simulação de 27 casos diferentes no simulador STARS. Como o fator de recuperação é a variável resposta principal, organizou-se todos os casos e seus respectivos FR em 4, 8, 12 e 16 anos de projeto. A Tabela 5 lista todas as simulações efetuadas.

Tabela 5 – Simulação de 27 casos e seus fatores de recuperação.

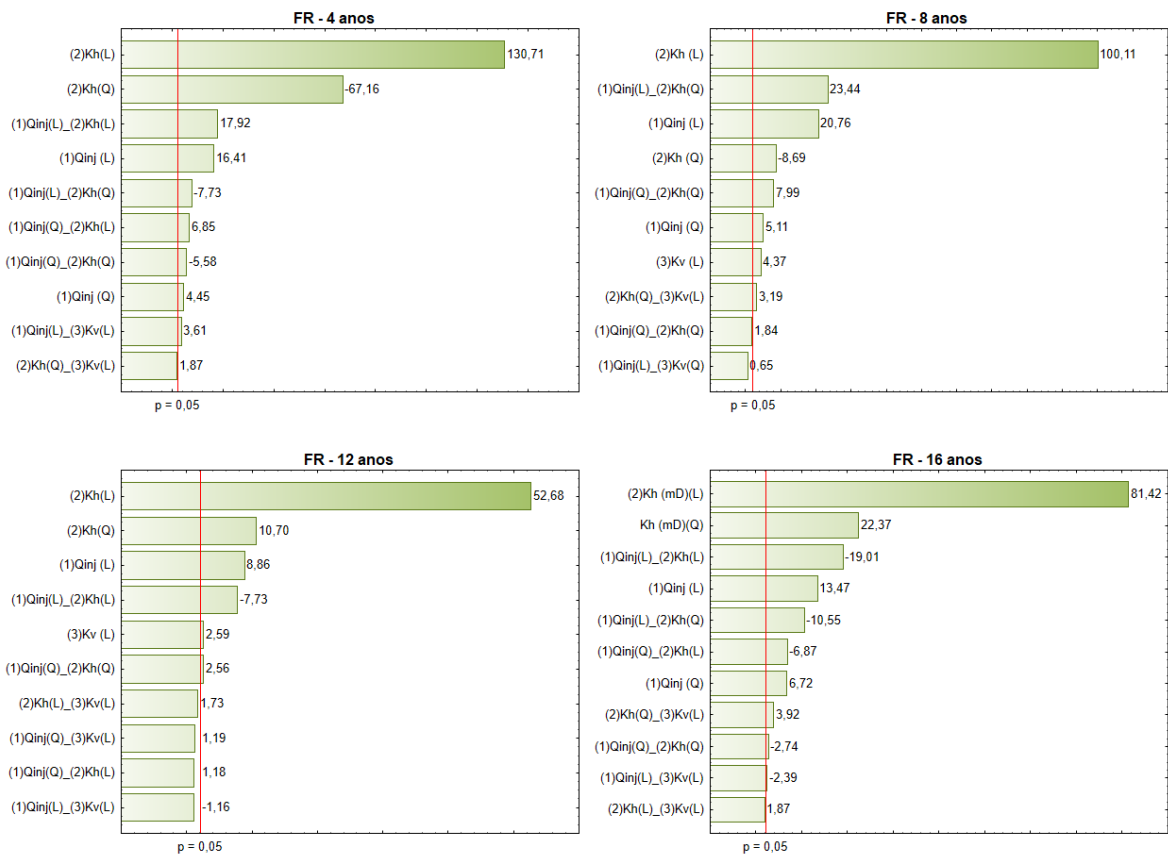
Casos	Qinj (t/d)	Kh (mD)	Kv (mD)	FR (4 anos)	FR (8 anos)	FR (12 anos)	FR (16 anos)
1	20	100	0,1*Kh	0,49598	0,77423	0,91761	0,98713
2	20	100	0,25*Kh	0,49775	0,75955	0,88699	2,22881
3	20	100	0,4*Kh	0,49867	0,75285	0,87414	4,55286
4	20	1000	0,1*Kh	3,02427	5,35958	44,35690	62,63150
5	20	1000	0,25*Kh	2,97067	8,95026	52,86910	66,61590
6	20	1000	0,4*Kh	2,92547	15,99137	56,38853	68,20063
7	20	10000	0,1*Kh	50,04511	74,99478	80,59825	82,33545
8	20	10000	0,25*Kh	47,51102	76,12815	80,88935	82,16178
9	20	10000	0,4*Kh	46,26981	76,51473	80,86887	82,06521
10	30	100	0,1*Kh	0,48732	0,68112	1,32265	33,58872
11	30	100	0,25*Kh	0,48411	0,65346	15,05708	28,18135
12	30	100	0,4*Kh	0,48291	0,64358	14,00768	26,42571
13	30	1000	0,1*Kh	2,90665	36,44445	59,50459	65,23062
14	30	1000	0,25*Kh	2,85396	42,63327	62,03076	67,60229
15	30	1000	0,4*Kh	2,82221	44,72488	63,46886	68,29741
16	30	10000	0,1*Kh	63,53611	77,62875	80,90695	81,61682
17	30	10000	0,25*Kh	64,56529	78,75736	81,03708	81,52251
18	30	10000	0,4*Kh	65,70115	78,98525	80,91238	81,33714
19	40	100	0,1*Kh	0,47359	0,57831	25,98436	39,13351
20	40	100	0,25*Kh	0,46419	5,60548	25,16431	32,98119
21	40	100	0,4*Kh	0,46029	6,48795	23,77986	32,00543
22	40	1000	0,1*Kh	2,77278	50,34014	60,32097	62,62577
23	40	1000	0,25*Kh	5,11439	50,64524	62,64392	65,28511
24	40	1000	0,4*Kh	9,5359	51,76984	63,88471	66,24382
25	40	10000	0,1*Kh	66,85025	78,31169	80,28462	80,65776
26	40	10000	0,25*Kh	67,95549	78,94165	80,20292	80,45446
27	40	10000	0,4*Kh	69,10733	79,07151	80,11199	80,33319

Fonte: Autores (2020)

Logo em seguida, para analisar os efeitos de cada parâmetro sobre o processo de injeção contínua de vapor, utilizou-se as ferramentas: diagrama de Pareto e os gráficos de superfície resposta.

Na Figura 7, tem-se o diagrama de Pareto do FR para os 16 anos de projeto, mostrando o quanto cada variável e suas combinações influenciam no fator de recuperação. O diagrama toma como base a linha vermelha de 0,05; parâmetros que ultrapassam esta linha apresentaram uma influência sobre o método, já aqueles à esquerda da linha não possuem grande efeito. Sendo possível perceber que o parâmetro de permeabilidade horizontal e vazão de injeção foram as duas variáveis que apresentaram maior relevância no método de injeção de vapor.

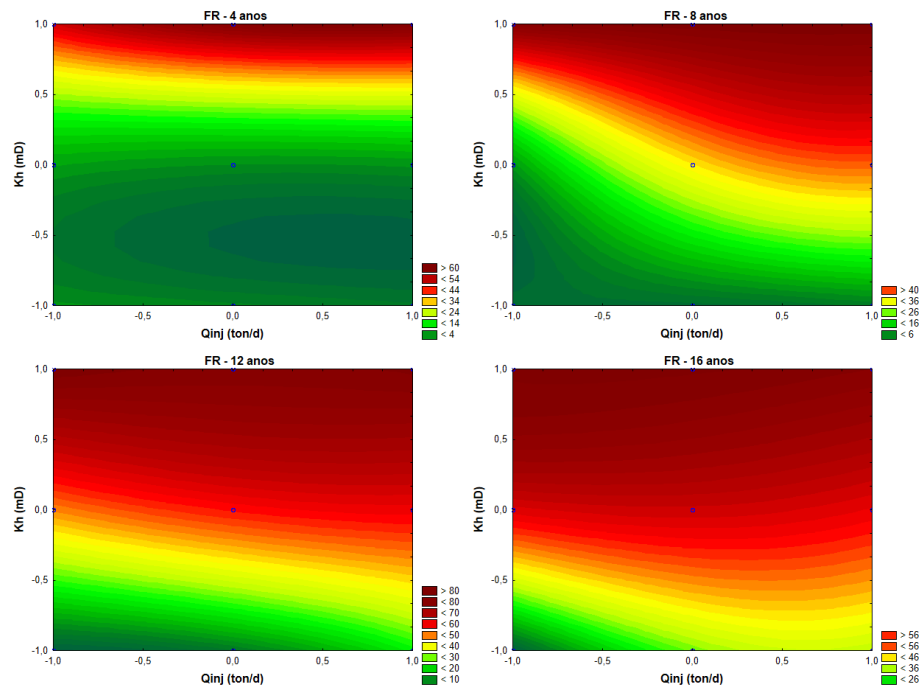
Figura 7 – Diagrama de Pareto para 4, 8, 12 e 16 anos de projeto.



Fonte: Autores (2020).

A Figura 8 mostra os gráficos de Superfície Resposta em 4, 8, 12 e 16 anos de projeto, mostrando o efeito da permeabilidade horizontal e vazão de injeção. É possível analisar que ao passar dos anos, estas duas variáveis em conjunto apresentaram uma certa linha de continuidade para o processo, na qual ambos conseguiram aumentar o seu fator de influência sobre o método ao longo dos 16 anos.

Figura 8 – Gráficos de Superfície Resposta em 4, 8, 12 e 16 anos.

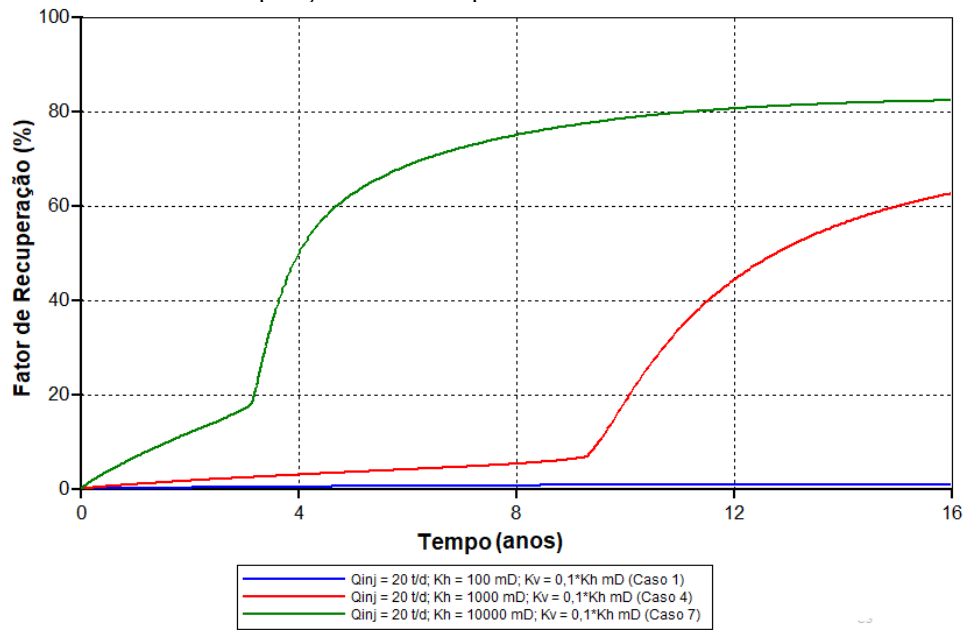


Fonte: Autores (2020).

Visto que o Caso 7 com $Q_{inj} = 20$ t/d foi o que surgiu maior efeito à longo prazo no processo (FR: 82,33%) e comparando a influência das permeabilidades, decidiu-se fixar o valor da vazão de injeção e da permeabilidade vertical para analisar outros dois casos variando apenas a permeabilidade horizontal. A partir destes 3 casos, criou-se gráficos para analisar como a variação da permeabilidade horizontal de reservatório influencia no resultado do método de injeção de vapor. A Figura 9 mostra o fator de recuperação alcançado em 16 anos pelos três diferentes casos. O Caso 7 apresentou um fator de recuperação acima de 80%, enquanto que o Caso 1, com menor permeabilidade, não conseguiu recuperar nem 10% do óleo presente no meio poroso.

É possível perceber que quanto maior a permeabilidade horizontal, maior será o fator de recuperação, isso se dá devido à facilidade do vapor de percorrer o meio poroso e conseguir realizar uma significativa transferência de calor para o meio, diminuindo a viscosidade do óleo e facilitando a produção. Além disso, pode-se perceber que a permeabilidade horizontal favorece a antecipação da produção de petróleo, onde o Caso 7 foi capaz de intensificar a produção antes do quarto ano de projeto; já o Caso 1 praticamente não apresentou nenhuma antecipação de produção, possivelmente pela baixíssima permeabilidade do meio e, conseqüentemente, baixa eficiência de varrido.

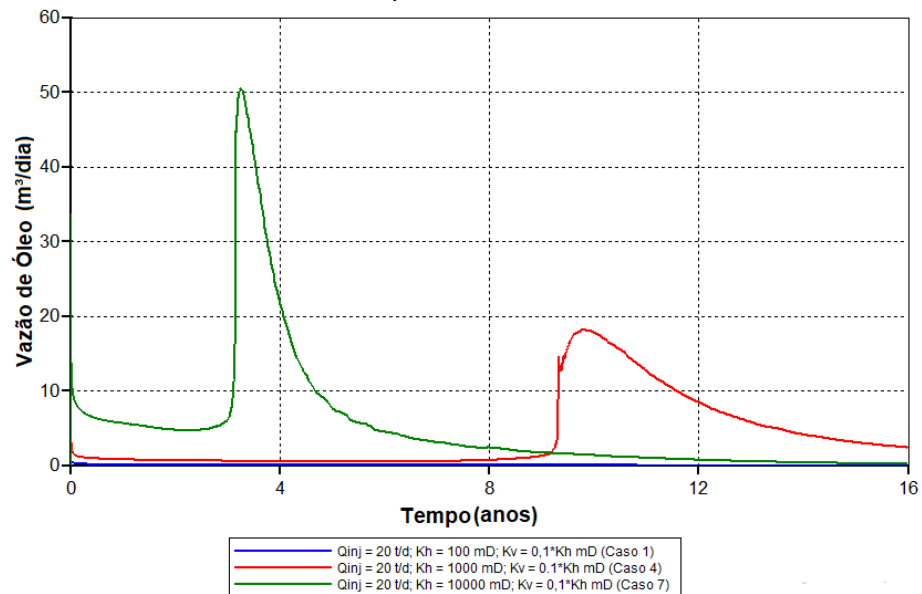
Figura 9 – Gráfico de Fator de Recuperação *versus* Tempo.



Fonte: Autores (2020).

Em analogia com o gráfico de Fator de Recuperação, a Figura 10 mostra a vazão de óleo dos três casos em 16 anos. Em concordância com a figura anterior, houveram picos de produção de óleo no mesmo período do incremento do fator de recuperação. Verifica-se também que o Caso 1 não apresentou nenhum pico de produção em grande escala, possivelmente o calor injetado não atingiu o poço produtor, ou seja, não houve o *heat breakthrough*.

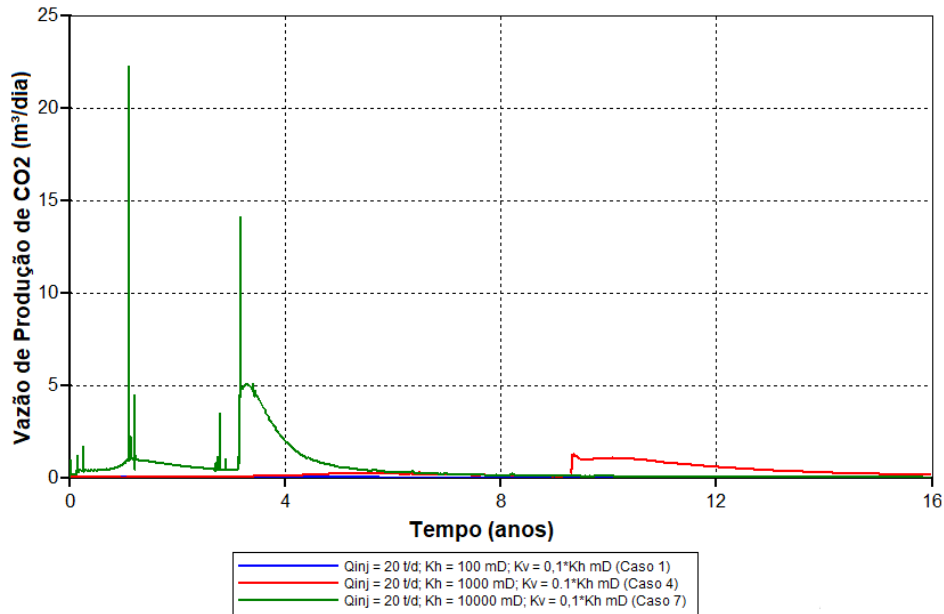
Figura 10 – Gráfico de Vazão de Óleo *versus* Tempo.



Fonte: Autores (2020).

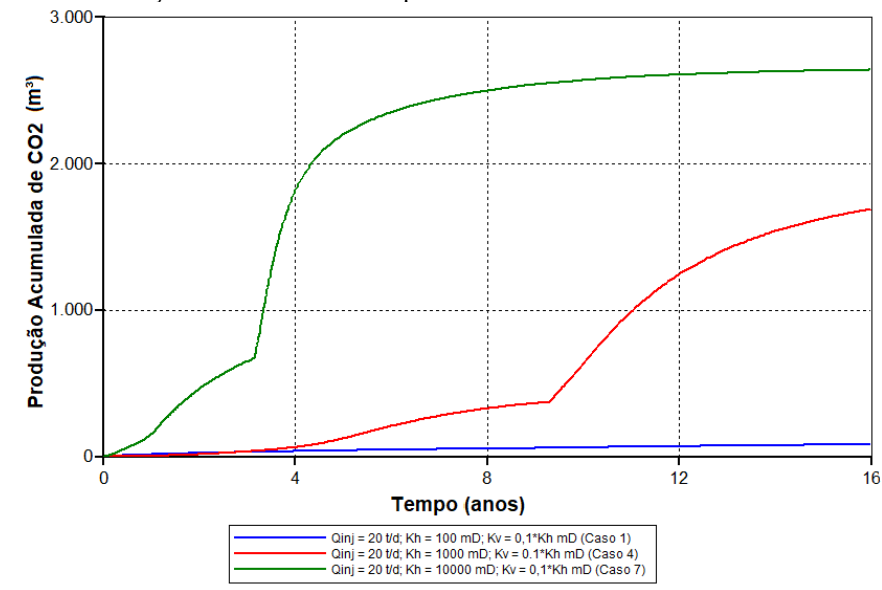
Por apresentar maiores picos de produção, o Caso 7 também apresentou picos de produção de gás carbônico (CO₂). A Figura 11 mostra a Vazão de Produção de CO₂, onde é possível avistar que o Caso 7 apresentou dois grandes picos antes do quarto ano, já os outros casos não apresentaram praticamente nenhum alto índice de produção de CO₂. Possivelmente, no Caso 7 houve uma rápida vaporização das frações mais leves do óleo e posteriormente a produção conjunta de óleo e água.

Figura 11 – Gráfico de Vazão de Produção de CO₂ versus Tempo.



Fonte: Autores (2020).

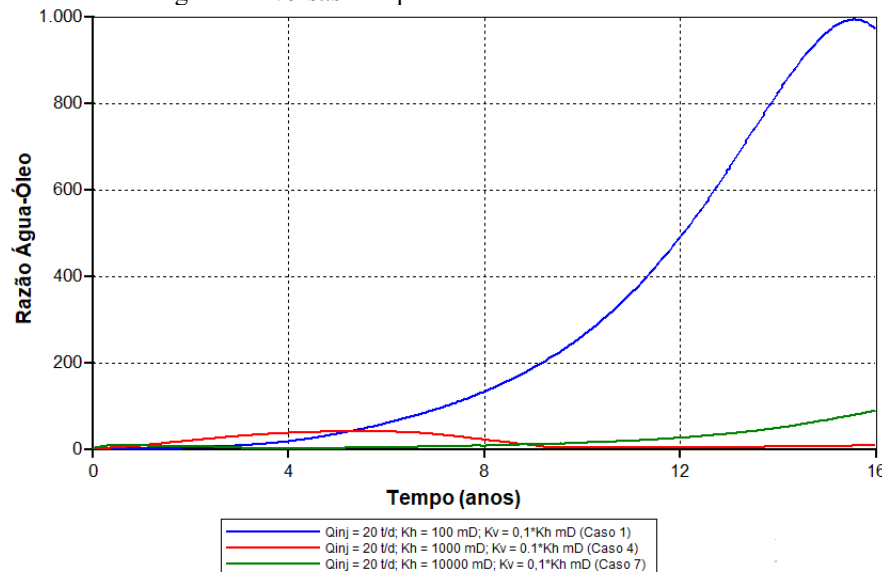
A Figura 12 mostra a produção acumulada de CO₂. Verificou-se um grande potencial de produção de gás carbônico para o Caso 7, acumulando ao final do projeto uma quantidade elevada de gás, superior a 2500 metros cúbicos. Em segundo lugar, o Caso 4 apresentou uma elevação na produção de CO₂ após o 9 ano de projeto. A análise da produção de CO₂ é um tópico de extrema importância para a validação de um projeto, visto que a indústria busca cada vez mais reduzir os danos ambientais e caminhar de forma sustentável para o desenvolvimento.

Figura 12 – Gráfico de Produção de CO₂ versus Tempo.

Fonte: Autores (2020).

Além de apresentar o menor Fator de Recuperação entre os três casos, o Caso 1 também apontou alto valor de razão água-óleo, ou seja, uma grande produção de água em comparação com o óleo; isto pode ser observado na Figura 13, a qual mostra o gráfico de razão água-óleo. Por apresentar uma baixa eficiência de varrido devido à baixa permeabilidade, o vapor no meio poroso condensou rapidamente em grande quantidade, não efetuando o mecanismo de diminuição da viscosidade do óleo. Assim, a razão água-óleo alcançou grandes valores.

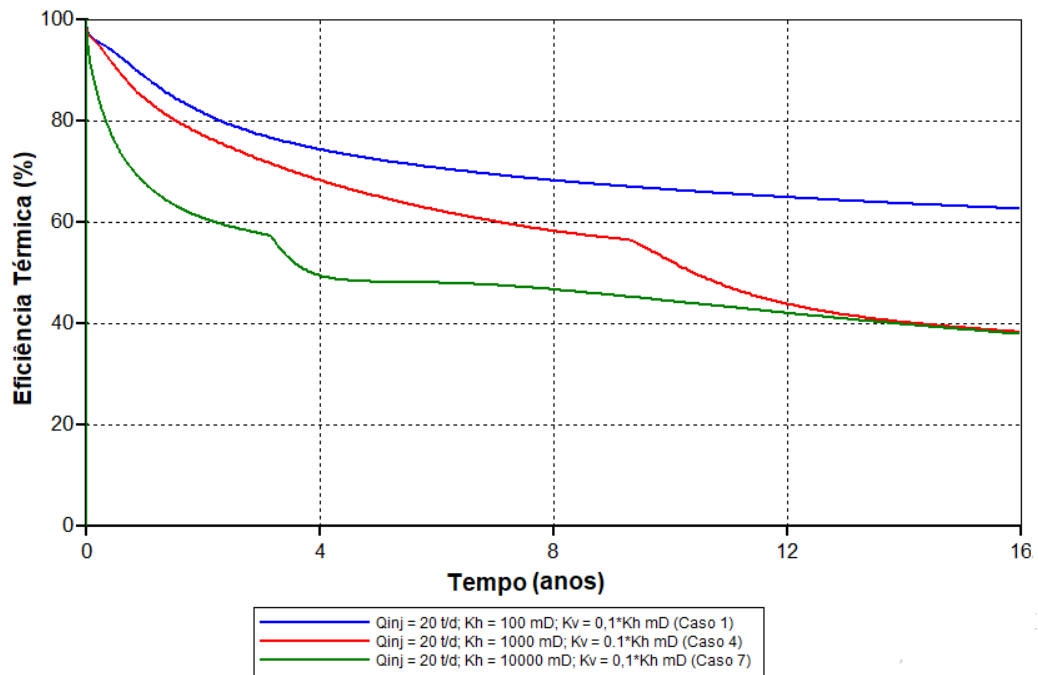
Figura 13 – Gráfico de Razão água-óleo versus Tempo.



Fonte: Autores (2020).

A Equação 2 foi inserida no simulador Results, também da CMG, para obtenção do gráfico da eficiência térmica. Lembrando que esta equação trabalha com a quantidade de calor injetada, produzida e perdida para formações adjacentes. A Figura 14 exibe o gráfico de Eficiência Térmica dos 3 casos, onde é notório que a diferença de permeabilidade horizontal ocasionou em curvas com comportamentos diferentes.

Figura 14 – Eficiência Térmica *versus* Tempo.

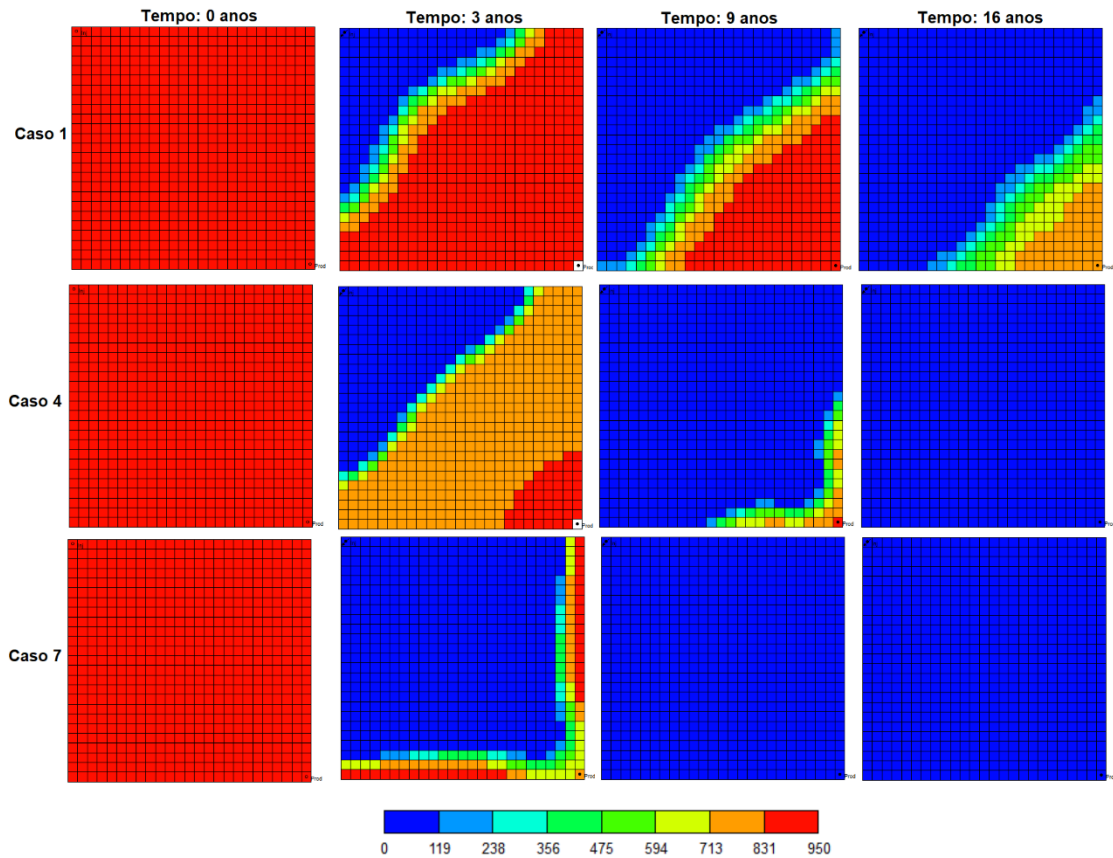


Fonte: Autores (2020).

Para facilitar o entendimento, na Figura 15 se tem um mapa da viscosidade do óleo em centipoise (cP) no topo do reservatório em diferentes anos. É capaz de analisar que para o Caso 1, devido à baixa permeabilidade, não ocorreu o *heat breakthrough* e, como resultado, a sua curva de Eficiência não sofreu nenhuma queda como as demais. Comparando o Caso 4 e o Caso 7, ambas atingiram porcentagens aproximadas de Eficiência Térmica no final do projeto, no entanto, no caso com maior permeabilidade, a queda aconteceu logo no início do projeto.

Estes mapas mostram que ao longo de 16 anos de injeção de vapor, os Casos 4 e 7 conseguiram com sucesso reduzir a viscosidade do óleo, o mesmo não ocorreu com o Caso 1, este apresentou dificuldades em promover a propagação do calor no meio poroso e, conseqüentemente, baixa eficiência de varrido.

Figura 15 – Mapas de viscosidade do reservatório em centipoise para 3 casos.

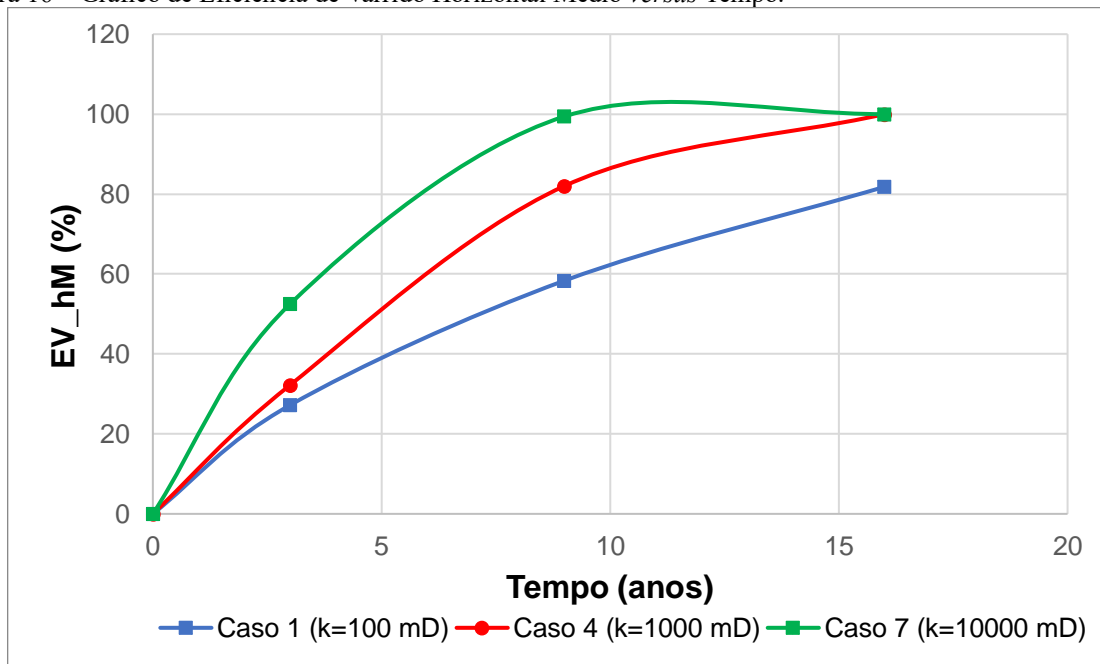


Fonte: Autores (2020).

Após a análise da Figura 14 e 15, utilizou-se a Equação (3) e os dados obtidos do mapa de viscosidade para a criação das Tabelas 1, 2, 3 do Anexo 1. Os dados obtidos mostram os valores da eficiência de varrido para criação do gráfico de eficiência de varrido horizontal *versus* tempo da Figura 16, onde já é possível perceber que o Caso 7 e Caso 4 obtiveram uma melhor eficiência de varrido comparado com o Caso 1

Outrossim, pode-se verificar que para este cenário, onde há variação nas condições de reservatório, somente o gráfico de eficiência térmica não é capaz de determinar as condições ideais para aplicação do método. É necessário uma avaliação de outros parâmetros, como a eficiência de varrido horizontal, para compreender melhor o processo físico de injeção de vapor. Por facilitar o fluxo dentro do meio poroso, os casos com maiores permabilidades obtiveram, conseqüentemente, maiores áreas invadidas pelo vapor. Entretanto, os mesmos casos também apresentaram quantidades significativas de perdas de calor.

Figura 16 – Gráfico de Eficiência de Varrido Horizontal Médio *versus* Tempo.



Fonte: Autores (2020).

A partir dos resultados dos gráficos de Fator de Recuperação (FR), Eficiência Térmica (ET) e Eficiência de Varrido Horizontal Médio (EV_hM), montou-se a Tabela 6 para agrupá-los e criar o gráfico comparativo com o log da multiplicação dos três fatores. Além disso, um quarto caso ideal foi criado para níveis de comparação.

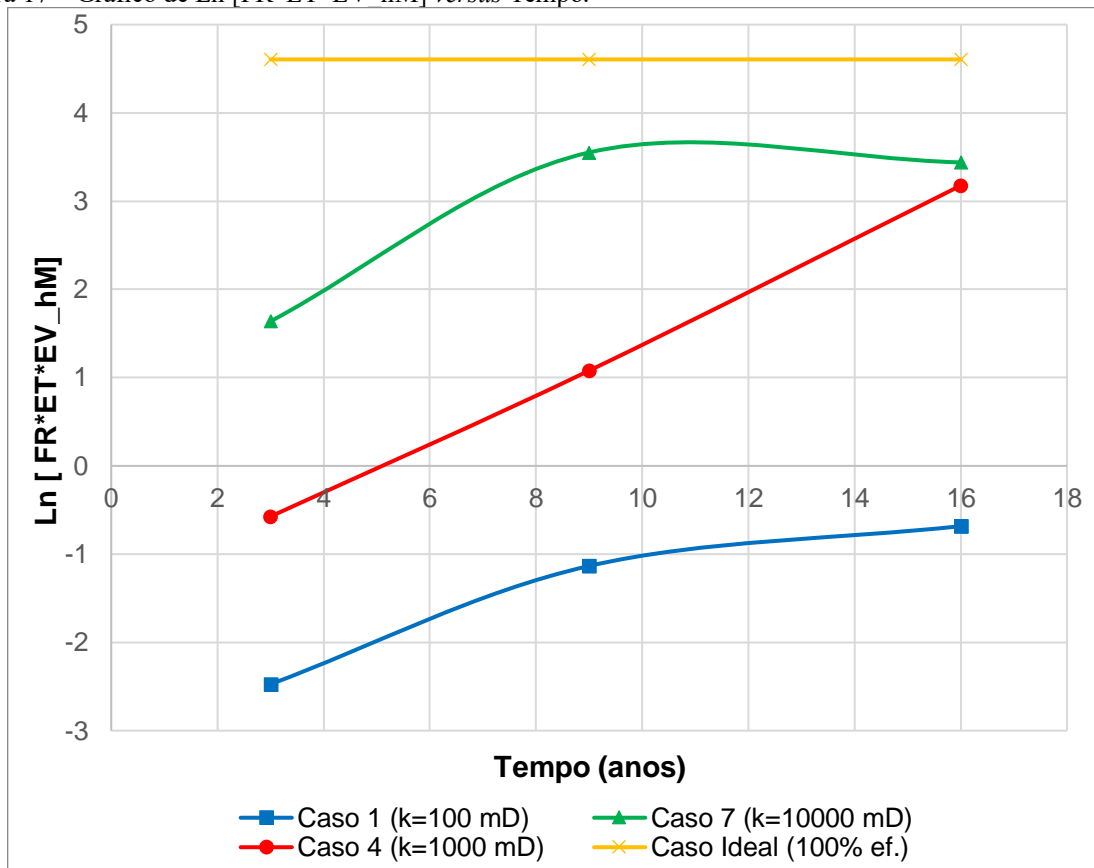
Tabela 6 – Dados de FR, ET e EV hM.

Caso	Tempo	FR (%)	ET (%)	EV_hM (%)	Y =FR*ET*EV_hM	Ln (Y)
Caso 1	0	0	99,990	0	0	X
	3	0,402	77,090	27,200	0,084	-2,474
	9	0,821	67,170	58,347	0,322	-1,134
	16	0,987	62,550	81,813	0,505	-0,683
Caso 4	0	0	99,990	0	0	X
	3	2,424	72,170	32,213	0,563	-0,574
	9	6,317	56,750	82,027	2,941	1,079
	16	62,632	38,240	100	23,950	3,176
Caso 7	0	0	99,990	0	0	X
	3	17,017	57,600	52,480	5,144	1,638
	9	77,005	45,530	99,413	34,855	3,551
	16	82,335	37,810	100,000	31,131	3,438
Caso Ideal	0	100	100	100	100	4,605
	3	100	100	100	100	4,605
	9	100	100	100	100	4,605
	16	100	100	100	100	4,605

Fonte: Autores (2020).

A Figura 17 mostra o resultado final comparando os 3 casos com os valores dos três resultados principais. É possível perceber que o Caso 1 possuiu a menor eficiência de todos, e que o Caso 4 e Caso 7 obtiveram valores finais bem próximos. Além disso, com o caso ideal, verificou-se que existe um limite para o aumento indefinido da permeabilidade horizontal, promovendo efeitos de perda da eficiência térmica e perda da eficiência de varrido.

Figura 17 – Gráfico de $\text{Ln} [\text{FR} \cdot \text{ET} \cdot \text{EV} \text{ hM}]$ versus Tempo.



Fonte: Autores (2020).

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi realizado uma análise da influência da permeabilidade do reservatório no processo de injeção de vapor, as principais variáveis de respostas analisadas foram fator de recuperação, eficiência térmica, produção de CO₂ e eficiência de varrido horizontal. Após os gráficos mostrados na seção de resultados e discussões é possível concluir que:

- A permeabilidade horizontal e a vazão de injeção influenciaram positivamente a variável resposta do processo de injeção de vapor;
- Ao fixar os casos com as mesmas permeabilidades, aqueles com $Q_{inj} = 20$ t/d apresentaram maior FR em comparação com $Q_{inj} = 30$ t/d e $Q_{inj} = 40$ t/d;
- Entre os Casos 1, 4 e 7, o último (de maior permeabilidade) obteve o maior FR, ultrapassando 80% de óleo recuperado, enquanto que o caso de menor permeabilidade ficou abaixo de 10%;
- A produção de CO₂ foi mais evidente no caso de maior permeabilidade, possuindo uma grande quantidade acumulada de gás produzido. Já para o caso de menor permeabilidade, houve um alto índice de produção de água, acarretando em um alto valor de razão água-óleo;
- Para os Casos 4 e 7, o *heat breakthrough* ocorreu aproximadamente no nono e quarto ano de projeto, respectivamente. Já para o Caso 1, o gráfico mostra que ao longo de 16 anos não houve o *heat breakthrough*, ocasionando em uma baixa produção de óleo;
- O gráfico de eficiência térmica não foi o suficiente para verificar as melhores condições para este cenário, não podendo ser analisado de forma isolada;
- O gráfico de eficiência de varrido horizontal mostra que o Caso 1 foi de menor eficiência, enquanto que os Casos 4 e 7 obtiveram valores finais bem próximos, mesmo com uma diferença de 10 vezes na permeabilidade horizontal, mostrando um certo limite deste parâmetro;
- Para melhor avaliar cenários onde há alterações nas condições do reservatório, o gráfico do log da multiplicação de FR, ET e EV_hM se mostrou de melhor eficácia, pois consegue relacionar os três principais resultados.

REFERÊNCIAS

- ARAÚJO, E. A. **Análise da Produção de Óleo e Oxigênio na Aplicação do Processo de Combustão *In-Situ***. 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.
- ARAÚJO, E. A. **Estudo do Processo de Combustão *in-situ* usando poços horizontais como produtores de óleo (*Toe-to-Heel Air Injection*)**. 2012. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.
- BABADAGLI, T. **Mature field development - A review**. 67th European Association of Geoscientists and Engineers, EAGE Conference and Exhibition, Incorporating SPE EUROPE2005 - Extended Abstracts, 67th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2005: The Challenge of Discovery. Incorporating SPE EUROPEC 2005, 1009–1028. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/93884-ms>. Acesso em: 15 nov. 2020.
- BARILLAS, J. L. M. **Estudo da Recuperação de Óleo por Drenagem Gravitacional Assistida por Injeção de Vapor**. 2008. Tese (Doutorado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.
- BP. **BP Statistical Review of World Energy Statistical Review of World 2019**. Disponível em: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. Acesso em: 10 nov. 2020.
- CURSINO, D. F. S.; FERREIRA, A. L. M.; GOMES, F. A. F. **Na Example of a Steam Drive Pilot Project Management With 3D Seismic Survey in Northeast Brazil**. SPE/OS-CIM/CHOA 79070. In: SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, 4-7 November 2002. Acesso em: 17 set. 2020.
- DONG, X.; LIU, H.; CHEN, Z.; WU, K.; LU, N.; & ZHANG, Q. **Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection**. Applied Energy, 239. March 2019. 1190–1211. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.244>. Acesso em: 15 set. 2020.
- GOLOVATSKIY, Y.; PETRASHOV, O.; SYRTLANOV, V.; VAFIN, I.; MEZHNOVA, N., & HUGHES, B. **Huge Mature Fields Rejuvenation Recovery factor as the product of key efficiency factors**. SPE-177334-MS November, 4–6. 2015. Acesso em: 16 nov. 2020.
- GUO, C.; QU, F.; LIU, Y.; NIAN, X.; CHEN, Z.; & ZOU, Y. **Numerical Simulation of Steam Injection for Heavy Oil Thermal Recovery**. Energy Procedia, 105, 3936–3946. 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.817>. Acesso em: 17 jul. 2020.
- 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.

GURGEL, A. R.; BARILLAS, J. L. M.; RODRIGUES, M. A. F.; MATA, W.; & DUTRA, T. V. **Reservoir and operational analysis for steamflooding on thin oil reservoirs**. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings, 2, 787–794. 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/122067-ms>. Acesso em: 17 set. 2020.

JUNIOR, E. D.; & ROMERO, O. J. **Estudo da transferência de calor durante a injeção de vapor em poços de petróleo**. 1, 46–53. 2014. Acesso em: 12 nov. 2020.

LEWIS, R. W.; MORGAN, K.; & ROBERTS, P. M. **Infinite Element Modeling of Heat Losses During Thermal Recovery Processes**. 1985. Acesso em: 06 nov. 2020.

LIMA, H.; AZAMBUJA, A. R.; COSTA, F. M. A.; SOUZA, G. C. N. N. **Campo de Alto do Rodrigues: estudo de reservatório da ampliação do projeto piloto de injeção de vapor**. Boletim técnico PETROBRÁS, Rio de Janeiro, v. 30(4): 181-190. Outubro/dezembro, 1987. Acesso em: 12 set. 2020.

LUCAS, C. R. S. **Sistemas Microemulsionados na Remoção de Dano Orgânico em Meio Poroso Arenítico**. 2018. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2018.

MARX, J. W.; LANGENHEIM, R. H. **Reservoir Heating by Fluid Injection**. T.P. 8092. In: SPE Regional Fall Meeting, Los Angeles Basin, San Joaquin Valley and Coastal Sections, Pasadena, California, 22-22 October 1959. Acesso em: 12 nov. 2020.

MEZZOMO, R. F.; DUTRA JR, T. V.; MIRANDA-FILHO, D. N.; PAULA, A. L.; CURSINO, D. F. S. **Heavy Oil Recovery in Potiguar Basin, Brazil: Steamflooding from Pilot Testing to Commercial Application**. SPE 71063. In: SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Keystone, Colorado, 21-23 May 2001. Acesso em: 20 set. 2020.

MOORE, R. G.; MEHTA, S. A.; URSENBACH, M. G.; & GUTIÉRREZ, D. **Potential for In Situ Combustion in Depleted Conventional Oil Reservoirs**. SPE 154299. 2012. Acesso em: 08 ago. 2020.

PANG, Z.; & LIU, H. **The study on permeability reduction during steam injection in unconsolidated porous media**. Journal of Petroleum Science and Engineering, 106, 77–84. 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.04.022>. Acesso em: 08 nov. 2020.

PARSHALL, J. **Mature Fields Hold Big Expansion Opportunity**. Journal of Petroleum Technology, 64(10), 52–58. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/1012-0052-jpt>. Acesso em: 15 nov. 2020.

PRATS, M. **The effect of heat transfer to a nearby layer on heat efficiency**. SPE Journal, 6(3), 262–267. 2001. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/69680-PA>. Acesso em: 10 nov. 2020.

PRATS, M. **The Heat Efficiency of Thermal Recovery Processes**. SPE – AIME, Shell Development Co. 1969. Acesso em: 2 nov. 2020.

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. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/10916466.2017.1327970>. Acesso em: 05 ago. 2020.

RODRIGUES, M. A. F. **Análise de Viabilidade de Injeção de Fluidos Alternativos ao Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado.** 2012. 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, 2012.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência, Petrobrás, 2006.

SOUZA, T. T. C. **Análise técnico-econômica de métodos de injeção de microemulsão na recuperação avançada de petróleo.** 2017. Tese (Doutorado em Engenharia Química), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017.

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 Reservoirs.** *SPE Western Regional Meeting Proceedings*, 2017-April, 1168–1203. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/185653-ms>. Acesso em: 07 ago. 2020.

THOMAS, J. E. et al. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** 2ª edição. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

ZHOU, Z.; CUI, X.; & ZHANG, W. **The relationship between formation temperature and permeability in a heavy oil reservoir.** *Petroleum Science and Technology*, 34(1), 31–36. 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/10916466.2015.1117492>. Acesso em: 05 nov. 2020.

ANEXO 1

Os dados para a criação do gráfico de eficiência de varrido *versus* tempo estão listados na Tabela 1, 2 e 3 para os Casos 1, 4 e 7, respectivamente. Estas tabelas foram criadas a partir da coleta de dados de três camadas da zona de óleo (camada 1, camada 10 e camada 20) para cada tempo (t = 0, 3, 9 e 16 anos) e para cada caso. Vale ressaltar que cada bloco possui uma área de 16 m² e foi realizado uma média aritmética para encontrar EV_hMédio.

Tabela 1 – Cálculo do EV_hMédio do Caso 1.

Caso 1					
		Nº de blocos in- vadidos	Ainvadida	EV_h	EV_hMédio
Tempo: 0 anos	Camada 1	0	0	0	0
	Camada 10	0	0	0	
	Camada 20	0	0	0	
Tempo: 3 anos	Camada 1	122	1952	0,1952	0,272
	Camada 10	170	2720	0,272	
	Camada 20	218	3488	0,3488	
Tempo: 9 anos	Camada 1	307	4912	0,4912	0,583466667
	Camada 10	379	6064	0,6064	
	Camada 20	408	6528	0,6528	
Tempo: 16 anos	Camada 1	459	7344	0,7344	0,818133333
	Camada 10	532	8512	0,8512	
	Camada 20	543	8688	0,8688	

Fonte: Autores (2020)

Tabela 2 – Cálculo do EV_hMédio do Caso 4.

Caso 4					
		Nº de blocos in- vadidos	Ainvadida	EV_h	EV_hMédio
Tempo: 0 anos	Camada 1	0	0	0	0
	Camada 10	0	0	0	
	Camada 20	0	0	0	

Tempo: 3 anos	Camada 1	200	3200	0,32	0,322133333
	Camada 10	200	3200	0,32	
	Camada 20	204	3264	0,3264	
Tempo: 9 anos	Camada 1	570	9120	0,912	0,820266667
	Camada 10	534	8544	0,8544	
	Camada 20	434	6944	0,6944	
Tempo: 16 anos	Camada 1	625	10000	1	1
	Camada 10	625	10000	1	
	Camada 20	625	10000	1	

Fonte: Autores (2020)

Tabela 3 – Cálculo do EV_hMédio do Caso 7.

Caso 7					
		Nº de blocos in- vadidos	Ainvadida	EV_h	EV_hMédio
Tempo: 0 anos	Camada 1	0	0	0	0
	Camada 10	0	0	0	
	Camada 20	0	0	0	
Tempo: 3 anos	Camada 1	496	7936	0,7936	0,5248
	Camada 10	376	6016	0,6016	
	Camada 20	112	1792	0,1792	
Tempo: 9 anos	Camada 1	625	10000	1	0,994133333
	Camada 10	625	10000	1	
	Camada 20	614	9824	0,9824	
Tempo: 16 anos	Camada 1	625	10000	1	1
	Camada 10	625	10000	1	
	Camada 20	625	10000	1	

Fonte: Autores (2020).