



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PRÓ-REITORIA DE GRADUAÇÃO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA QUIMICA

NATHAN ADAUTO JALES PINHEIRO

**ESTUDOS DE SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE
PETRÓLEO UTILIZANDO A INJEÇÃO DE VAPOR NA FORMA CONTÍNUA.**

MOSSORÓ

2022

NATHAN ADAUTO JALES PINHEIRO

**ESTUDOS DE SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE
PETRÓLEO UTILIZANDO A INJEÇÃO DE VAPOR NA FORMA CONTÍNUA.**

Monografia apresentada a Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Química.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Robson Gurgel

MOSSORÓ

2022

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

P654e Pinheiro, Nathan Adauto Jales .
Estudos de simulação numérica de recuperação
avançada de petróleo utilizando a injeção de vapor
na forma contínua. / Nathan Adauto Jales
Pinheiro. - 2022.
60 f. : il.

Orientador: Antonio Robson Gurgel.
Monografia (graduação) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Curso de Engenharia
Química, 2022.

1. recuperação avançada. 2. simulação numérica.
3. injeção de vapor aquecido. 4. análise
paramétrica. I. Gurgel, Antonio Robson, orient.
II. Título.

Ficha catalográfica elaborada por sistema gerador automático em conformidade
com AACR2 e os dados fornecidos pelo autor(a).
Biblioteca Campus Mossoró / Setor de Informação e Referência
Bibliotecária: Keina Cristina Santos Sousa e Silva
CRB: 15/120

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
CENTRO DE ENGENHARIAS
CURSO DE ENGENHARIA QUÍMICA

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Às quatorze horas e trinta minutos do dia vinte e dois de novembro do ano de dois mil e vinte e dois, na sala vinte e quatro do laboratório de simulação numérica do Centro de Engenharias I, sob a presidência do professor Dr. Antonio Robson Gurgel, reuniu-se a Banca Examinadora de Defesa do TCC de autoria de **Nathan Adauto Jales Pinheiro**, aluno do Curso de Engenharia Química desta Universidade, com o título “ESTUDOS DE SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO UTILIZANDO A INJEÇÃO DE VAPOR NA FORMA CONTÍNUA”. A Banca Examinadora ficou assim constituída: Antonio Robson Gurgel, presidente da banca e orientador do TCC, membros Keila Regina Santana Fagundes e Frederico Ribeiro do Carmo. Foram registradas as seguintes ocorrências: o trabalho foi apresentado pelo autor que, em seguida, foi arguido pela Banca Examinadora. As alterações propostas foram correções no texto. Concluída a defesa, procedeu-se o julgamento pelos membros da banca examinadora, em reunião fechada, tendo o aluno obtido as seguintes notas: 9,2 (nove vírgula dois); 9,2 (nove vírgula dois); 9,2 (nove vírgula dois). Apuradas as notas, verificou-se que o aluno foi aprovado com média geral 9,2 (nove vírgula dois), fazendo jus, portanto, ao título de Engenheiro Químico da Universidade Federal Rural do Semi-Árido. E para constar, eu, Antonio Robson Gurgel, lavrei a presente ata que, após lida e aprovada pelos membros da banca examinadora, será assinada por todos.

Mossoró-RN, 22 de novembro de 2022.

Assinatura dos membros da Banca Examinadora.

Documento assinado digitalmente



ANTONIO ROBSON GURGEL
Data: 26/11/2022 16:57:06-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

Prof. Dr. Antonio Robson Gurgel – Presidente – UFERSA

Keila Regina Santana
Fagundes

Assinado de forma digital por Keila
Regina Santana Fagundes
Dados: 2022.11.27 06:30:17 -03'00'

Profª Dra. Keila Regina Santana Fagundes – Primeiro membro – UFERSA

Documento assinado digitalmente



FREDERICO RIBEIRO DO CARMO
Data: 27/11/2022 09:13:36-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

Prof. Dr. Frederico Ribeiro do Carmo – Segundo membro – UFERSA

Aos meus amigos e familiares

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a minha família (minha mãe, Maria da Conceição Jales Pinheiro e meu pai, Valdemir Marques Pinheiro), por todo o apoio e carinho em todos esses longos anos de caminhada e por dividirem comigo o sonho de me tornar engenheiro químico.

Agradeço imensamente a minha professora, Roberta Pereira da Silva, pelas palavras de carinho e conforto, que mesmo sem a mesma saber, foram responsáveis por me manter trilhando meu caminho na universidade durante um semestre complicado.

Ao Prof. Dr. Frederico Ribeiro do Carmo, por me mostrar que a engenharia química é o caminho que quero seguir, e por ter me aberto as portas para o mundo da pesquisa acadêmica. E a todos os professores do curso de Engenharia Química da UFERSA por terem me engrandecido com seus conhecimentos.

Ao meu orientador. Prof. Dr. Antonio Robson Gurgel, agradeço por todo o conhecimento a mim passado, pela paciência nestes anos que trabalhamos juntos, por ter me mostrado esse grandioso mundo que é a indústria do petróleo e por de maneira indireta, ter me guiado para a mais nova paixão da minha vida profissional.

As colaboradoras da Cantina da Galega por sempre melhorarem meus dias, seja com um café ou esquentando minha comida durante um dia cansativo.

A minha namorada, Luanny Alves Costa, por todo o apoio durante esses longos anos de graduação, por deixar tudo mais leve em minha vida e por ter me apoiado e confiado em mim em momentos que eu pensava não ser capaz de continuar.

Ao Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP no 50/2015, por todo o apoio financeiro ao projeto.

Por fim, agradeço a todos que trilham esse caminho ao meu lado, durante todas as difíceis batalhas em cada semestre, sempre dispostos a me ajudar quando necessário.

Eu vou te dizer uma coisa que você já sabe: O mundo não é um grande arco-íris. É um lugar sujo, é um lugar cruel. Que não quer saber o quanto você é durão. Vai botar você de joelhos e você vai ficar de joelhos para sempre se você deixar. Você, eu, ninguém vai bater tão duro como a vida. Mas não se trata de bater duro. Se trata de quanto você aguenta apanhar e seguir em frente. O quanto você é capaz de aguentar e continuar tentando. É assim que se consegue vencer.

Rocky Balboa

RESUMO

Campos de óleo pesado são caracterizados pela alta viscosidade, e por consequência, baixo escoamento nos fluidos do reservatório, dificultando e muitas vezes impossibilitando a recuperação por meios da descompressão da rocha-reservatório. A injeção de vapor aquecido se mostra como a técnica mais efetiva, visto que aumenta a temperatura do fluido, reduzindo assim sua viscosidade e aumentando seu escoamento em direção ao poço produtor. Dessa forma, foi realizado um estudo de recuperação avançada utilizando a injeção de vapor em um campo de óleo pesado com características semelhantes às encontradas na Bacia Potiguar do nordeste brasileiro. Para tanto, foi criado um modelo numérico de reservatórios com um padrão de injeção de 1/4 de *five spot* invertido utilizando o simulador *tNavigator* da empresa *Rock Flow Dynamics*. Nele foram realizados estudos de refinamento dos blocos (levando em consideração o tempo de simulação e o Fator de Recuperação), ajuste de histórico (avaliando a Porosidade Média da Formação, a Permeabilidade média da Formação Horizontal, a Razão entre a Permeabilidade Vertical e Horizontal, Saturação de óleo Residual e Expoentes do Modelo Analítico de Corey para a Água e para o Óleo), otimização da vazão (avaliando a Razão Instantânea Vapor Óleo e o Fator de Recuperação) e avaliação dos parâmetros operacionais e térmicos da jazida (utilizando como parâmetros para a avaliação, a Vazão de Injeção, o Título de Vapor, o Intervalo de Completação, a Condutividade Térmica da Formação, a Capacidade Volumétrica da Rocha, o Fator de Recuperação a Razão Instantânea Vapor Óleo). Os resultados mostraram que para o estudo do ajuste de histórico da vazão de produção, foi obtida uma diferença entre os dados de histórico de vazão e simulados de $4,787 \times 10^{-17}$. Garantindo desta forma um ajuste satisfatório do modelo numérico. Na etapa de estudo de otimização da vazão a partir do critério do Fator de Recuperação e da Razão Vapor-Óleo, foi obtida a vazão de 20 m³ std/dia como a mais adequada para esse estudo. Por fim, com relação ao estudo paramétrico, foi observado que as variáveis que estatisticamente mais influenciaram positivamente para o aumento no Fator de Recuperação foram a vazão de injeção e o título de vapor. A vazão de injeção contribuiu com 78% de influência na análise estatística de Pareto, enquanto o título de vapor, 43,07%. A análise dos parâmetros térmicos indicou que, ao final do tempo de injeção, valores maiores da condutividade térmica da formação (cond= 611,2 kJ/m dia K) melhoraram o Fator de Recuperação, mas também resultaram na maior necessidade de vapor dada pelo aumento da razão vapor óleo.

Palavras-chave: recuperação avançada; simulação numérica; injeção de vapor aquecido; análise paramétrica.

ABSTRACT

Heavy oil fields are characterized by high viscosity, and consequently, low fluid flow in the reservoir, making recovery difficult and often impossible by means of decompression of the reservoir rock. The injection of heated steam is the most effective technique, since it increases the temperature of the fluid, thus reducing its viscosity and increasing its flow towards the producing well. Thus, an advanced recovery study was carried out using steam injection in a heavy oil field with characteristics similar to those found in the Potiguar Basin in northeastern Brazil. For this purpose, a numerical model of reservoirs with an inverted 1/4 five-spot injection pattern was created using the Rock Flow Dynamics tNavigator simulator. In it, block refinement studies were carried out (taking into account the simulation time and the Recovery Factor), historical adjustment (evaluating the Average Porosity of the Formation, the Average Permeability of the Horizontal Formation, the Ratio between Vertical and Horizontal Permeability, Residual Oil Saturation and Corey Analytical Model Exponents for Water and Oil), flow optimization (evaluating the Instantaneous Oil Vapor Ratio and the Recovery Factor) and evaluation of the operational and thermal parameters in the field (using as parameters for the evaluation, the Injection Flow, the Steam Title, the Completion Interval, the Thermal Conductivity of the Formation, the Volumetric Capacity of the Rock, the Recovery Factor and Instantaneous Vapor Oil Ratio). The results showed that for the study of the adjustment of the production flow history, a difference between the flow history and simulated data of 4.787×10^{-17} was obtained. Ensuring in this way a satisfactory fit of the numerical model. In the flow optimization study stage based on the Recovery Factor and Vapor-Oil Ratio criteria, a flow of $20 \text{ m}^3/\text{std}/\text{day}$ was found as the most adequate for this study. Finally, regarding the parametric study, it was observed that the variables that statistically most positively influenced the increase in the Recovery Factor were the injection flow rate and the steam title. The injection flow contributed with 78% of influence in the Pareto statistical analysis, while the steam title, 43.07%. The analysis of the thermal parameters indicated that, at the end of the injection time, higher values of the thermal conductivity of the formation ($\text{cond} = 611.2 \text{ kJ/m day K}$) improved the Recovery Factor, but also resulted in a greater need for steam given by the increase in the vapor-to-oil ratio.

Keyword: advanced recovery; numerical simulation; hot steam injection; parametric analysis.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Propriedades de reservatório iniciais.	35
Tabela 2 – Composição do óleo e viscosidade para cada temperatura.....	37
Tabela 3 – Parâmetros operacionais do modelo-base.....	38
Tabela 4 – Opções de refino nos eixos X e Y.	39
Tabela 5 – Opções de refino no eixo Z na zona produtora de óleo.	39
Tabela 6 – Valores e limites utilizados no ajuste de histórico assistido.....	40
Tabela 7 – Valores e limites utilizados nos estudos paramétricos.	42
Tabela 8 – Modelo de refino escolhido nos eixos X e Y.....	45
Tabela 9 – Modelo de refino escolhido na zona de óleo do eixo Z.....	46
Tabela 10 – Modelo de refino escolhido na zona de água do eixo Z.	46
Tabela 11 – Melhores resultados do ajuste de histórico.....	47
Tabela 12 – Valores base e do melhor caso de ajuste de histórico assistido.....	48
Tabela 13 – FR e RVO para cada respectiva vazão.	51
Tabela 14 – Comparação entre os melhores casos e o modelo base.	53

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Curva de permeabilidade do sistema água-óleo.	36
Gráfico 2 – Curva de permeabilidade do sistema gás-líquido.....	36
Gráfico 3 – Resultado das simulações de ajuste de histórico.	47
Gráfico 4 – Gráfico de Pareto.....	49
Gráfico 5 – Curva de ajuste de histórico.	50
Gráfico 6 – Gráfico de Pareto para FR e RVO.....	52
Gráfico 7 – Energia acumulada e vazão de óleo para dois intervalos de completção.	54
Gráfico 8 – Vazão de produção e Fator de Recuperação.	55
Gráfico 9 – Influência da CV na RVO e no FR (%).	56

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplo de contato água e óleo.	23
Figura 2 – Malha de injeção no esquema <i>five-spot</i>	24
Figura 3 – Esquema de injeção e vapor.	28
Figura 4 – Malha de simulação.	34
Figura 5 – Comparação entre modelo com produção natural e com injeção de vapor contínua.	44
Figura 6 – Mapas de entalpia da rocha e valores de condutividade térmica.	55
Fluxograma 1 – Métodos de injeção e seus subgrupos.	25
Fluxograma 2 – Fluxograma dos processos do trabalho.	33
.....	

LISTA DE ABREVIATURAS

API	Grau API do óleo	(Adimensional)
API	<i>American Petroleum Institute</i>	
A_{inj}	Área da malha de injeção	(m ²)
C	Profundidade final da completação dos poços injetor e produtor	(m)
Cond	Condutividade térmica	(W/ (m ² K))
$c_{f_{med}}$	Compressibilidade média da formação	(1/bar)
CV	Capacidade Volumétrica da Rocha Reservatório	(kJ/m ³ K)
EA	Eficiência de varrido horizontal	(Adimensional)
E_v	Eficiência Volumétrica	(Adimensional)
FR	Fator de Recuperação	(%)
i	Direção do eixo “x”	
j	Direção do eixo “y”	
k	Direção do eixo “z”	
K_v/K_h	Razão entre a permeabilidade vertical e horizontal	(Adimensional)
M	Razão de mobilidades	(Adimensional)
N_{ow}	Expoentes do modelo analítico de Corey para óleo	(Adimensional)
N_w	Expoentes do modelo analítico de Corey para água	(Adimensional)
Q	Vazão de injeção	(m ³ /dia)
RVO	Razão Instantânea Vapor Óleo	(m ³ std/ m ³)
S_o	Saturação média de óleo	(%)
S_{or}	Saturação de óleo residual	(%)
V_{oip}	Volume de óleo <i>in place</i>	(m ³ std)
X	Qualidade do vapor	(%)

LISTA DE SIMBOLOS

μ	Viscosidade do fluido	(cP)
K	Permeabilidade absoluta	(mD)
K _h	Permeabilidade horizontal	(mD)
K _v	Permeabilidade vertical	(mD)
Φ_{med}	Porosidade média da formação	(%)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	17
2.1	Propriedades dos fluidos e das rochas.....	17
2.1.1	Propriedades dos fluidos.....	17
2.1.2	Propriedades Das Rochas	20
2.2	Métodos de recuperação	23
2.2.1	Definição de métodos de recuperação e malhas de injeção e produção	23
2.2.2	Classificação dos métodos de recuperação.....	24
2.2.3	Injeção de vapor na forma cíclica e contínua	27
2.3	Ajuste de histórico.....	28
2.4	Módulos utilizados.....	29
2.5	Métodos térmicos de recuperação avançada	30
3	METODOLOGIA	33
3.1	Modelo numérico do reservatório.....	33
3.2	Dados rocha-fluido	35
3.3	Modelo de óleo pesado	36
3.4	Parâmetros operacionais do modelo dinâmico.....	37
3.5	Escolha do <i>grid</i>	38
3.6	Ajuste de histórico.....	40
3.7	Ajuste da vazão e estudo paramétrico.....	41
4	RESULTADOS E DICUSSÕES	44
4.1	Comparação entre o modelo com e sem injeção de vapor	44
4.2	Escolha do <i>grid</i>	45
4.3	Ajuste de histórico assistido	46
4.4	Escolha das vazões e estudos paramétricos.....	50
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	56
	REFERÊNCIAS	58

1 INTRODUÇÃO

Um campo de petróleo é considerado como campo maduro quando se encontra em um estágio de exploração avançado de maneira suficiente para que sua produção se encontre em declínio, e devido a esse declínio, é normal o abandono destes poços por parte das grandes operadoras, mesmo que os mesmos ainda tenham grandes quantidades de óleo e gás a ser explorado. (SOUZA, 2002).

Durante o projeto de implementação da injeção de vapor, existem diversos passos e variáveis que precisam ser consideradas e analisadas de forma global e unitária, o que tornaria o processo extremamente complexo de ser feito por trabalho humano. Dentre esses passos, pode-se citar a geração de modelos estáticos e dinâmicos com base nas características da formação a ser modelada. O passo seguinte, consiste em se calibrar esse modelo através de um estudo de ajuste de histórico de modo a tornar os estudos de previsão (etapa posterior) mais representativo dos possíveis cenários a serem gerados. Por fim, é importante destacar que o estudo e gerenciamento de reservatórios deve estar pautado por premissas e estudos econômicos de modo a tornar viável um projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo.

Uma das ferramentas mais utilizadas na indústria do petróleo são simuladores numéricos de reservatórios. São caracterizadas por serem extremamente robustas e amplamente utilizadas na implementação de métodos numéricos bem como no gerenciamento do reservatório como um todo (CASTIÑEIRA, 2008; GILMAN; OZGEN, 2013; RIBEIRO, 2018).

Desta forma, este trabalho tem como base no estudo de recuperação avançada de um campo de petróleo com características rocha-fluidos semelhantes às encontradas nos campos de óleo pesado da Bacia Potiguar pertencente ao nordeste brasileiro. Para auxiliar nesta pesquisa, foram desenvolvidos estudos de ajuste de histórico com base na produção de óleo ajustada ao modelo de numérico recém-criado. Além disso, foram realizados estudos paramétricos operacionais e térmicos da rocha-reservatório para se analisar possíveis melhorias no FR para os diversos cenários analisados.

Para o desenvolvimento dos estudos, um modelo numérico de reservatório no simulador *tNavigator* da empresa *Rock Flow Dynamics* foi construído. Foi usado como esquema de injeção o modelo ¼ de five spot invertido em vinte anos de simulação em um reservatório com as seguintes dimensões: 100m x 100m x 30m, onde da espessura de 30m, 25m são de zona produtora de óleo e 5m de zona produtora de água.

O decorrer do presente capítulo, apresenta um breve resumo acerca dos capítulos desenvolvidos no presente trabalho.

O capítulo 2 (revisão bibliográfica), mostra um breve resumo acerca dos conceitos e da importância da técnica de ajuste de histórico. Além disso, é abordada a importância e a aplicabilidade dos métodos térmicos usados como metodologia de recuperação avançada, trazendo também alguns locais onde essa técnica já foi aplicada com êxito.

O capítulo 3 (metodologia), mostra os materiais e métodos usados na confecção deste trabalho, desde as propriedades de entrada quanto o planejamento dele.

O capítulo 4 (resultados e discussão), traz os resultados obtidos e as análises realizadas após a aplicação da metodologia deste trabalho.

E por fim, o capítulo 5 (conclusões e recomendações) exhibe as conclusões obtidas para os cenários avaliados da injeção de vapor em reservatórios de óleo pesado. É mostrado também as recomendações para futuros trabalhos na área.

Capítulo II

Revisão Bibliográfica

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Propriedades dos fluidos e das rochas

Para um entendimento melhor deste trabalho algumas propriedades dos fluidos e das rochas serão definidas.

2.1.1 Propriedades dos fluidos.

Grau API ($^{\circ}\text{API}$): é uma função hiperbólica da densidade, amplamente utilizada na indústria do petróleo para representar a viscosidade do óleo. Expressa na forma da Equação 1. No presente trabalho, o óleo utilizado tem $^{\circ}\text{API}$ de 14

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{d_{60/60^{\circ}\text{F}}} - 131,5 \quad (1)$$

onde $d_{60/60^{\circ}\text{F}}$ representa uma relação entre a densidade do fluido e da água a 60 °F.

Fator volume-formação de óleo (B_o): é definido como a razão entre o volume que a fase líquida de óleo e gás dissolvido ocupa em condições quaisquer de pressão e temperatura e o volume que permanece na fase líquida quando a mistura entra em condições de superfície. Podendo ser expresso pela Equação 2.

$$B_o = \frac{V}{V_o} \quad (2)$$

onde V representa o volume do fluido (óleo e gás dissolvido) em uma condição de pressão e temperatura específica e V_o o volume do óleo no tanque de produção (nas condições padrão).

Fator volume formação de gás (B_g): define-se como a relação entre o volume que um gás ocupa em uma determinada condição de temperatura e pressão e o volume que o mesmo ocupa nas condições de reservatório. Como pode ser visto pela Equação 3.

$$B_g = \frac{V}{V_o} \quad (3)$$

onde V representa o volume do fluido (óleo e gás dissolvido) em uma condição de pressão e temperatura específica e V_o o volume do gás no tanque de produção (nas condições padrão, definidas posteriormente no texto).

Essa propriedade também pode ser representada pela Equação 4.

$$B_g = \frac{p_0}{T_0} * \frac{ZT}{P} \quad (4)$$

onde p_0 e T_0 representam as condições padrão. O *API (American Petroleum Institute)* define como condições padrão os valores de $p_0 = 1$ atm e $T_0 = 15,6$ °C. A Agência Nacional do Petróleo (ANP) define como condições padrão, os valores de $p_0 = 1$ atm e $T_0 = 20$ °C.

Razão de solubilidade (R_S): relação entre o volume de gás que está dissolvido no óleo nas condições *standard*, e o volume de óleo que será obtido da mistura também expresso nas condições de *standard*. Dada pela Equação 5.

$$R_S = \frac{V_{g\text{dissolvido}}}{V_o} \quad (5)$$

onde $V_{g\text{dissolvido}}$ representa o volume de gás dissolvido na mistura medido nas condições de superfície e V_o o volume de óleo a ser obtido nas condições de reservatório.

Fator de compressibilidade (Z): relação entre o volume que uma certa massa de gás ocupa em certas condições de pressão e temperatura e o volume que a mesma ocuparia nas mesmas condições de temperatura e pressão se fosse um gás ideal. Esta pode ser obtida pela Equação 6.

$$Z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \quad (6)$$

E para consideração de um gás ideal, também podemos obter Z pela Equação 7.

$$Z = \frac{PV}{nRT} \quad (7)$$

onde V_{real} é o volume que uma certa massa de gás ocupa em uma condição de temperatura e pressão qualquer, V_{ideal} é o volume da mesma massa de gás nas condições ideais, P é a pressão, V é o volume, n é a quantidade de moles do gás, R a constante universal do gás e T a temperatura.

Equação de Estado (Peng, Robinson (1976)): expressão que relaciona a pressão, a temperatura e o volume de um gás ou líquido, com o objetivo de modelar o comportamento de fluidos. Esta pode ser obtida através das Equações 8, 9, 10, 11 e 12.

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a\alpha}{V_m^2 + 2bV_m - b^2} \quad (8)$$

$$a = \frac{0,45724 * R^2 * T_c^2}{P_c} \quad (9)$$

$$b = \frac{0,07780 * R * T_c}{P_c} \quad (10)$$

$$\alpha = \left(1 + (0,37464 + 1,54226 * \omega - 0,26992 * \omega^2) * (1 - T_r^{0,5})\right)^2 \quad (11)$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (12)$$

onde R representa a constante universal do gás, T a temperatura, Pc a pressão crítica, Tc a temperatura crítica, Vm o volume molar, Tr a temperatura reduzida e w o fator acêntrico do gás.

Para a modelagem da viscosidade do óleo a seguinte fórmula foi utilizada de acordo com manual do *tNavigator* (ROCK FLOW DYNAMICS, 2018):

$$\mu_{o(T)} = \prod_k \mu(k,o)^{f_k(x_{k,o})} \quad (13)$$

Onde a componente de viscosidade do óleo $\mu_{k,o(T)}$ pode ser especificada com função da temperatura usando tabelas de viscosidade do óleo no *tNavigator* ou usando correlações apropriadas para o modelo composicional térmico. Neste trabalho, foram utilizados dados tabelados obtidos a partir de trabalhos de Gurgel (2015).

O parâmetro $f_k(x)$ pode ser especificado de acordo com a fração molar de cada componente presente no modelo de fluidos.

Modelo *black oil*: Em um simulador numérico que opera no modelo de *black oil*, o tratamento matemático envolve funções da pressão e da temperatura do reservatório. Para esse modelo, admite-se que cada uma das fases presentes no reservatório seja constituída de um único componente. Ou seja, a fase óleo é composta apenas do componente óleo (mesmo que o óleo seja composto por diversos hidrocarbonetos), a fase água é apenas água, bem como a fase gasosa é composta apenas pelo componente gás, mesmo que esse seja uma amálgama de hidrocarbonetos leves.

Modelo composicional.: O tratamento matemático de um modelo composicional considera tanto a pressão e a temperatura do reservatório, como também as composições das diversas fases eventualmente presentes no meio poroso. Nesse modelo, a fase óleo não é considerada como um componente unitário, mas sim como os diversos hidrocarbonetos que o compõem (C1, C2, C3, etc). Porém, como maneira de reduzir o esforço computacional, esse modelo faz uso dos pseudocomponentes, que são os grupos que englobam uma certa faixa de hidrocarbonetos, a fim de facilitar a representação do reservatório, como por exemplo, um óleo constituído por três grupos: C1, C2-C8 e C9+, onde está contido o metano, um grupo responsável por representar do etano até o octano e o grupo C9+, responsável por representar todas as frações mais pesadas que o nonano.

2.1.2 Propriedades Das Rochas

Porosidade absoluta (ϕ): relação entre o volume total de vazios de uma rocha (V_v) e o volume total da mesma (V_t). Dado pela Equação 14

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \quad (14)$$

Porosidade efetiva: relação entre os espaços vazios interconectados entre si de uma rocha ($V_{v_{interconectados}}$) e o volume total da mesma (V_t), representa o espaço ocupado por fluidos que podem ser produzidos. Definida pela Equação 15

$$\phi = \frac{V_{v_{interconectados}}}{V_t} \quad (15)$$

Saturação de fluidos (S_f): fração ou a porcentagem do volume de poros que é ocupado pelo fluido. Podendo ser representado pela Equação 16 na forma de fração ou pela Equação 17 na forma percentual.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (16)$$

$$S_f(\%) = \frac{V_f}{V_p} * 100 \quad (17)$$

onde, V_f representa o volume de fluido e V_p representa o volume poroso

Equação de Darcy (q): essa lei relaciona a velocidade aparente do fluido com os gradientes de pressão, podendo ser obtida pela Equação 18.

$$q = \frac{k * A * \Delta p}{\mu * L} \quad (18)$$

onde q é a vazão volumétrica do fluido, A a área da secção transversal, Δp o diferencial da pressão em questão, μ representa a viscosidade do fluido analisado e L é o comprimento do meio poroso

Vale ressaltar que a Equação 18 representa a equação de Darcy para um fluxo horizontal, e a mesma foi obtida em condições de fluxo isotérmico, laminar e permanente, com um fluido incompressível, homogêneo e sem variação de viscosidade em função da pressão, bem como um meio poroso homogêneo e inerte ao fluido

Permeabilidade absoluta (k): definida com capacidade de transmissão de um fluido que satura 100% de um meio poroso. Podendo ser obtida por meio de uma modificação na equação de Darcy, sendo expressa pela Equação 19.

$$k = \frac{q * \mu * L}{A * \Delta p} \quad (19)$$

Permeabilidade efetiva (k_i): capacidade de mobilidade de um fluido específico na existência de dois ou mais fluidos saturando o meio poroso. Obtido através da Equação 20.

$$k_i = \frac{q * \mu_i * L}{A * \Delta p} \quad (20)$$

onde o índice subscrito “i” é o indicador de qual fluido se trata a permeabilidade

Permeabilidade relativa ($k_{relativa}$): razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta. Representado pela Equação 21.

$$k_{relativa} = \frac{k_i}{k} \quad (21)$$

Compressibilidade da formação (c_f): é a propriedade que relaciona a variação do tamanho dos poros da rocha, de acordo com a variação de pressão do reservatório. Expressa pela Equação 22.

$$c_f = \frac{1}{\phi} * \frac{\partial \phi}{\partial p} \quad (22)$$

onde ϕ representa a porosidade da formação e $\frac{d\phi}{dp}$ mostra a variação da mesma em função da pressão.

Modelos analíticos de Corey: o modelo de Corey é usado para determinar a permeabilidade relativa da rocha reservatório a um certo fluido.

Definição de profundidade no topo da formação: é a profundidade em um ponto qualquer do poço, medido a partir de um ponto da superfície (normalmente na mesma altura que a broca de perfuração é colocada).

Pressão no topo da formação ($p(x, y, z_{dat})$): é a pressão de um ponto qualquer no reservatório, corrigida para as condições de superfície. A Equação 23 como essa pressão pode ser obtida.

$$p(x, y, z_{dat}) = p(x, y, z) + GP \cdot (z_{dat} - z) \quad (23)$$

onde, $p(x, y, z)$ é a pressão em um ponto qualquer, $(z_{dat} - z)$ é a diferença entre o ponto inicial de medidas de profundidade e a altura do ponto analisado e GP é o gradiente de pressão hidrostática.

Contato água óleo e contato água gás: é o espaço geométrico do reservatório onde está demarcada a zona de transição de uma fase para a outra, bem como possui uma zona de mistura entre as duas fases. A Figura 1 mostra uma amostra de óleo e água, onde pode-se observar a zona de transição. Vale lembrar que essa é uma representação da mistura óleo e água na superfície, sendo diferente dentro do reservatório.

Figura 1 - Exemplo de contato água e óleo.



Fonte: Autoria própria.

2.2 Métodos de recuperação

2.2.1 Definição de métodos de recuperação e malhas de injeção e produção

Durante o ciclo de vida de um campo de petróleo, ocorrem diversas mudanças, tanto em sua estrutura quando em seu meio de produzir óleo, sendo essa última mudança, uma etapa que motiva diversas pesquisas na área do petróleo (GURGEL, 2015). É nessa etapa onde são tomadas decisões que podem gerar ganhos significativos na quantidade de fluido a ser recuperada.

De acordo com Rosa, Carvalho e Xavier (2006), um reservatório é dito como de Recuperação Primária quando o mesmo produz óleo por meio de mecanismos naturais (gás em solução, capa de gás, influxo de água). Se for utilizado um método com objetivo de manter a pressão do reservatório em um nível específico, como por exemplo a injeção de água ou gás imiscível, se trata de um Método de Recuperação Secundária (GURGEL, 2015). Qualquer outro

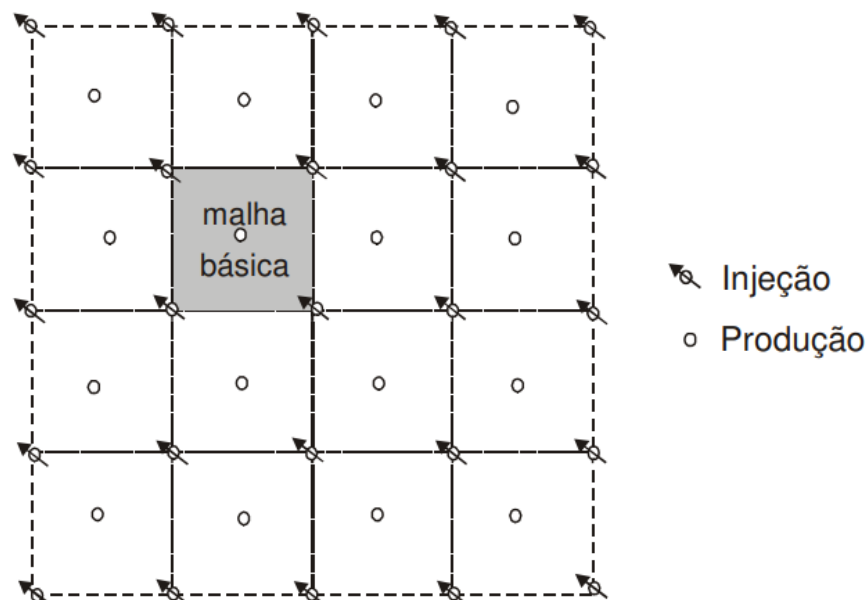
método que venha a ser aplicado após a Recuperação Secundária é chamado de Recuperação Terciária ou Método Especial de Recuperação. Dentro desses, existem ainda os métodos de Recuperação Avançada, ou *Enhanced Oil Recovery (EOR)* que podem ser usados a qualquer momento no reservatório, normalmente sendo feita a injeção de algum fluido de diferente composição ou propriedades dentre os presentes no reservatório.

Gurgel (2015) indica que ao se aplicar um método diferente do primário em um reservatório, se faz necessário a definição da geometria dos poços injetores e produtores.

Rosa, Carvalho e Xavier (2006) definem dois principais grupos de esquemas da injeção, sendo o primeiro grupo o de injeção periférica, no topo e injeção de base, onde o desenvolvimento do esquema de arranjo se dá em função da distribuição natural dos fluidos do reservatório. Já o segundo grupo, o de injeção em malhas, é esquematizado em função de uma distribuição uniforme em toda a área do reservatório, de forma a otimizar a produção por meio da melhor configuração possível nos poços produtores e injetores.

A Figura 2 representa o modelo de injeção do tipo *five-spot*, onde neste trabalho, é utilizado o modelo $\frac{1}{4}$ de *five-spot*, que consiste em um poço injetor e um poço produtor.

Figura 2 – Malha de injeção no esquema *five-spot*.

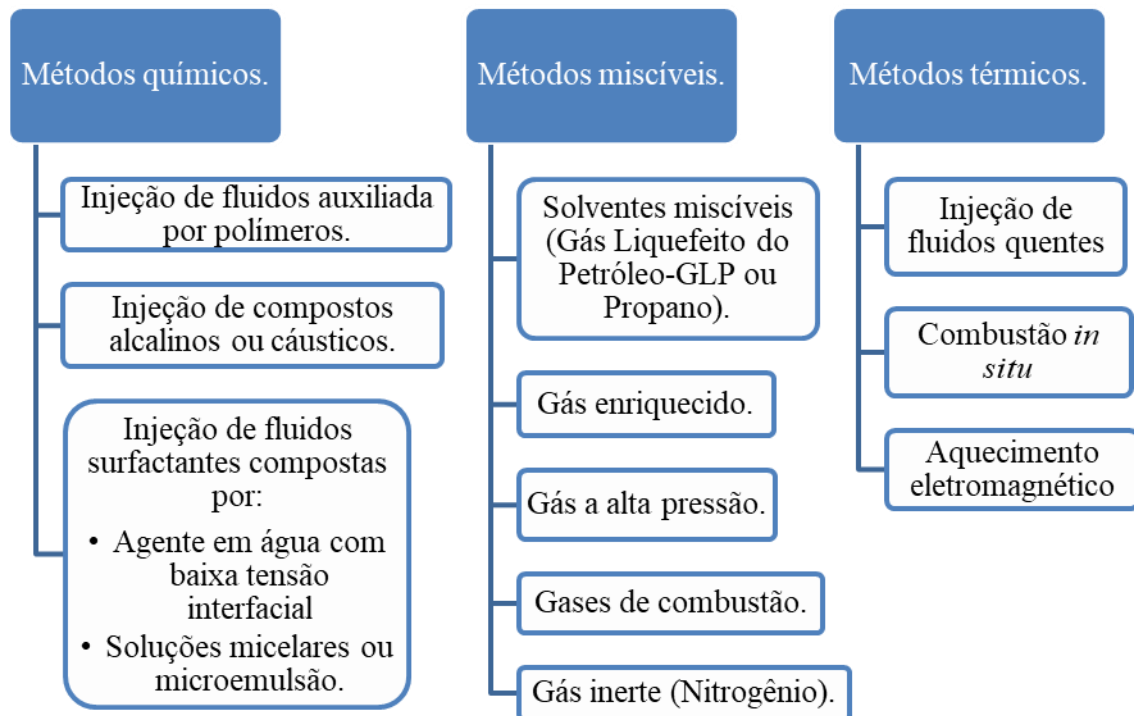


Fonte: Rosa, Carvalho e Xavier (2006).

2.2.2 Classificação dos métodos de recuperação

Segundo Lyons (1996), existem três principais grupos dentro dos métodos de *EOR*, sendo eles: métodos químicos, térmicos e miscíveis. Onde cada grande grupo varia de acordo com as condições de reservatório a qual são expostos. O Fluxograma 1 mostra um fluxograma com os métodos de recuperação e seus respectivos grupos pertencentes.

Fluxograma 1 – Métodos de injeção e seus subgrupos.



Fonte: Gurgel (2015).

Em quase toda totalidade dos métodos de recuperação avançada, há a injeção de um fluido em um ponto chave do reservatório, a fim de varrer o óleo até um poço produtor. Por exemplo, na injeção de água, o fluido varrer o óleo de maneira semelhante a um pistão (GURGEL, 2015)

Em engenharia de reservatórios torna-se necessário a definição de termos que são fundamentais quando se analisa a viabilidade de projetos que envolvem a recuperação avançada de petróleo, seja por meio dos métodos convencionais ou especiais. Estas definições compreendem: a Eficiência de Varrido Horizontal ou Areal (E_A), Eficiência de varrido vertical (E_{vv}), Fator de Contato (FC), Razão de mobilidades (M) e Eficiência de Deslocamento (E_D). Vale destacar que o FR da reserva é fortemente dependente da análise correta destes termos. A

seguir seguem-se as conceituações matemáticas de cada um deles (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006):

Fator de recuperação (FR): definido como a fração ou porcentagem do volume de hidrocarbonetos (em fase gasosa e ou líquida, medido nas condições padrão) que é recuperável durante a o ciclo de vida do reservatório, ou seja, do início da produção até a condição de abandono definida. A Equação 24 representa a obtenção desta propriedade.

$$FR = \left(\frac{N_p}{N} \right)_{ab} \quad (24)$$

onde N_p representa a produção de hidrocarbonetos acumulada e N o volume inicial do reservatório, ambos nas condições de abandono.

Eficiência de varrido horizontal (E_A): é definida como a razão entre a área invadida pelo fluido injetado, (A_{inv}) e a área total do meio poroso (A_t). Esta propriedade pode ser obtida através da Equação 25.

$$E_A = \frac{A_{inv}}{A_t} \quad (25)$$

Razão de mobilidades (M): definida como a razão entre a mobilidade do fluido injetado (λ_D) e a mobilidade do fluido deslocado no banco do fluido injetado. A Equação 26 mostra a obtenção da propriedade:

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_o} \quad (26)$$

onde λ_o representa a mobilidade do óleo caso esse fosse o fluido deslocado no banco do fluido injetado.

Este parâmetro pode também ser expresso como função da permeabilidade efetiva a esse fluido e sua viscosidade, podendo ser obtido através da Equação 27 (considerando água como fluido deslocante e óleo como fluido deslocado):

$$M = \frac{k_w * \mu_o}{k_o * \mu_w} \quad (27)$$

Eficiência de varrido vertical (E_{vv}): relação entre a área vertical invadida pelo fluido injetado ($A_{v_{inv}}$) e a área vertical total da seção transversal (A_{st}) definida pela Equação 28.

$$E_{vv} = \frac{A_{v_{inv}}}{A_{st}} \quad (28)$$

Fator de contato (FC): definido como o quociente entre o volume do reservatório que foi contactado na região varrida pela água (fluido injetado) e o volume varrido total do reservatório. A Equação 29 define a obtenção desta propriedade.

$$FC = \frac{\text{Volume do reservatório contactado pela água}}{\text{Volume varrido total do reservatório}} \quad (29)$$

Eficiência de deslocamento (E_D): definida como a relação entre o volume de óleo descolado e o volume poroso do reservatório. Obtida através da Equação 30.

$$E_D = \frac{V_P * (S_o - S_{or})}{V_P} = S_o - S_{or} \quad (30)$$

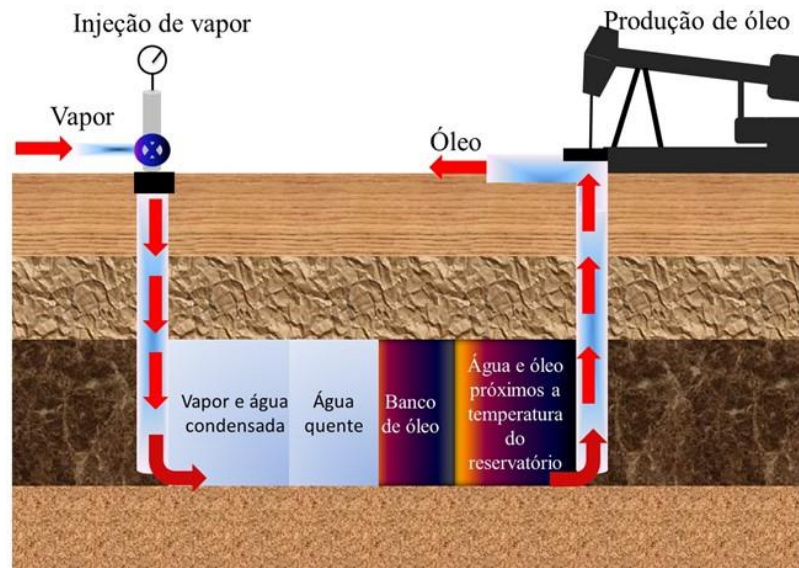
onde S_o é a saturação de óleo atual e S_{or} a saturação de óleo residual.

2.2.3 Injeção de vapor na forma cíclica e contínua

A injeção de vapor tem duas principais formas de aplicação, a forma cíclica – onde o vapor é injetado em um poço unitário, que absorve o calor do fluido, e começa a produzir óleo após o vapor condensar devido a perda de temperatura – e a forma contínua, que consiste na aplicação do vapor por meio de um ou mais poços injetores onde os fluidos gasosos e líquidos são recuperados através dos poços produtores (GALVÃO, 2012; GURGEL, 2015).

De uma maneira geral, a injeção de vapor busca a diminuição da viscosidade do óleo através do aquecimento deste, bem como o carreamento do fluido em direção ao poço produtor. Este procedimento possui uma intenção deveras simples, porém, durante sua aplicação surgem diversas zonas no próprio meio poroso, a Figura 3 apresenta de maneira visual alguma dessas zonas formadas durante o processo de produção por injeção de vapor.

Figura 3 – Esquema de injeção e vapor.



Fonte: Gurgel (2015)

Diversos fatores devem ser analisados antes da implementação de um projeto de injeção avançada, sendo eles: os poços produtores que possuem condição de conversão em poços injetores; quais poços produtores podem ser beneficiados por uma operação de recompletação; quando e quais poços devem ser fechados; áreas com potencial para perfuração de novos poços produtores ou injetores, dentre outros (GUIMARÃES et al., 2004).

Devido à essa grande complexidade em estudar todo o mecanismo do reservatório bem como a sensibilidade do FR a mudanças em certas propriedades, uma das ferramentas mais utilizadas no gerenciamento de reservatórios é a simulação numérica, amplamente utilizada por grandes companhias do segmento em suas tomadas de decisão (GILMAN; OZGEN, 2013).

2.3 Ajuste de histórico

Define-se ajuste de histórico como o processo no qual os dados inseridos em um modelo de reservatórios são modificados para promover o ajuste de determinados parâmetros tais como vazões de óleo, gás e água, ou ainda, pressões, traçadores e temperaturas. As variáveis de entrada podem ser a permeabilidade da formação, propriedades dos fluidos e descrições geológicas da formação de subsuperfície.

A finalidade do ajuste de histórico é realizar um processo de calibração do modelo numérico de reservatório de tal forma que possa ser utilizado de forma razoável para fazer a previsão do desempenho futuro do reservatório de acordo com os vários cenários de desenvolvimento e operacionais. Segundo Gilman e Ozgen (2013), deve-se tratar o ajuste de histórico como um exercício de extensão relacionado ao processo de caracterização do reservatório. Nesta pesquisa, o ajuste de histórico, do tipo assistido, será realizado mediante o uso de um histórico de vazão de óleo produzido para três anos de simulação.

Sobre o ajuste de histórico, Caers (2005) relata que a proposta do ajuste de histórico não se restringe somente ao ajuste de dados ao modelo, mas que ele seja também capaz de fazer previsões de produção dentro de tolerâncias aceitáveis.

Segundo Schiozer, de Sousa e Maschio (2008) o processo de ajuste de histórico tradicional pode ser dividido em três categorias principais: manual, automático e assistido. Ainda de acordo com os autores, o ajuste manual possui vantagem de minimizar o esforço computacional resultante da diminuição do número de simulações. Como desvantagem, pode-se citar o esforço exigido do profissional encarregado do ajuste. Essa desvantagem tende a crescer com o aumento dos graus de liberdade do problema. O que pode ocorrer devido ao aumento no número de parâmetros que devem ser analisados.

O ajuste automático surgiu como alternativa para contornar os problemas gerados pelo ajuste manual. Entretanto, sua aplicação tornou-se muito limitada devido a existência de vários problemas com características muito distintas associado ao grande esforço computacional requerido a este tipo de ajuste.

Como forma de aproveitar as vantagens provenientes das técnicas de ajustes de históricos anteriormente descritas, foi desenvolvido o ajuste de histórico assistido. Ela consiste em escolher de forma adequada os atributos associados aos seus limites de incerteza. Além disso, a divisão de problemas complexos em problemas menores, bem como o uso de metodologias que utilizem análises de sensibilidade para a identificação dos parâmetros mais relevantes para cada etapa de análise, também fazem parte da técnica (SCHIOZER; DE SOUSA; MASCHIO, 2008).

2.4 Módulos utilizados

O *tNavigator* da empresa *Rock Flow Dynamics* conta com diversos módulos e diversas funções, dentre elas, as que foram utilizadas neste trabalho foram os módulos: *PVT Designer*, onde a função foi desenvolver o modelo composicional do fluido, bem como as curvas de permeabilidade relativa dos sistemas água-óleo e gás-líquido; *Well Designer*, que foi usado para implementação dos poços de produção e operação, bem como as propriedades referente a eles (profundidade, distância entre poços dentre outros); *Model Designer*, que teve como principal função, a confecção do modelo dinâmico do reservatório, além de receber dados e informações dos módulos já citados; *Simulation*, que é utilizada para fazer simulações de modelos *black-oil*, composicionais e termais; *Simulation Results*, destinado a apresentar de maneira mais detalhada os resultados de simulações realizadas; *AHM & Uncertainty*, cujo objetivo é a realização de um Ajuste de Histórico Assistido, em inglês *Assisted History Matching*, usado para ajustar variáveis por meio de uma função objetivo, esse módulo tem também a função de realizar ajustes de propriedades por meio de simulações dentro de uma faixa predeterminada pelo usuário. Por fim, o módulo *Batch Jobs*, destinado a realização de diversas simulações em simultâneo.

2.5 Métodos térmicos de recuperação avançada

Os métodos térmicos são as principais técnicas aplicadas para recuperação avançada de óleo pesado (PRATS, 1986; BUTLER, 1991; NIAN; CHENG, 2017)). A injeção de fluidos quentes (água e vapor) e combustão *in situ* fazem parte das tecnologias pertencentes a esses métodos que tem como principal objetivo o aumento do FR através do aumento da temperatura e da redução da sua viscosidade (GREEN; WILLHITE, 1998).

De acordo com Butler (1991) na injeção contínua de vapor o FR pode chegar a cerca de 50% ou mais a depender das características da formação e do óleo a ser produzido. A injeção desse tipo fluido envolve de forma simultânea o transporte de calor, massa e quantidade de movimento na rocha-reservatório com objetivo de aumentar a eficiência na recuperação de óleo (MOZAFFARI et al., 2013).

Já Chekhonin et al. (2021) destacam em sua pesquisa que a distribuição de calor no reservatório e a sua temperatura resultante são, de uma forma geral, determinadas pelas suas propriedades térmicas: condutividade térmica e capacidade calorífica volumétrica

Filho (2022) define que um reservatório pode ser considerado de óleo pesado quando seu grau API está entre 22 e 10, e caso seja menor que 10, se trata de um óleo extrapesado. Em casos de reservatórios de óleo pesados que ainda possuem uma quantidade relevante de fluido, se faz o uso de um método térmico de recuperação avançada.

Segundo Al-Saedi, Al-Bazzaz e Flori (2019) métodos térmicos de recuperação avançada são uma ferramenta já tradicional para a extração de grandes quantidades de óleo bruto em todo o mundo, dando destaque principalmente à América do Norte.

No Brasil, projetos de injeção de vapor estão sendo aplicados desde o final dos anos de 1970. Tendo a Petrobrás como principal operadora desses campos de óleo pesado ($\mu > 500$ cp) no Brasil até recentemente.

Dentre as reservas já submetidos a injeção de vapor, pode-se mencionar os ativos da Bahia onde se localizam os campos de Fazenda Alvorada, D. João Terra e Miranga. Em Sergipe, destacam-se Carmópolis, Siririzinho e Castanhal. Com relação ao Rio Grande do Norte, pode-se mencionar os campos de Alto do Rodrigues, Estreito, Fazenda Belém, Fazenda Pocinho e Monte Alegre. Por fim, no estado do Espírito Santo, são mencionados os prospectos de Fazenda Alegre, Rio Preto Oeste, Inhambú e Cancã (ROSA; MACHADO, 2017).

No Rio Grande do Norte, são encontrados óleos de diferentes viscosidades, mas dentre eles, se encontram fluidos com valores de $^{\circ}$ API entre 13 e 16 e μ variando entre 500 cp e 6000 cp (ROSA; MACHADO, 2017). Óleos com esses valores, a depender de sua quantidade e das características da formação produtora, podem ser indicados para a utilização da injeção de vapor, seja na forma cíclica ou contínua (GREEN; WILLHITE, 1998). Destaca-se também que são campos maduros, com início da produção desde o começo dos anos de 1980. Dessa forma, são candidatos a estudos de melhoria no incremento da produção por meio de, por exemplo, otimização dos parâmetros operacionais.

Capítulo III

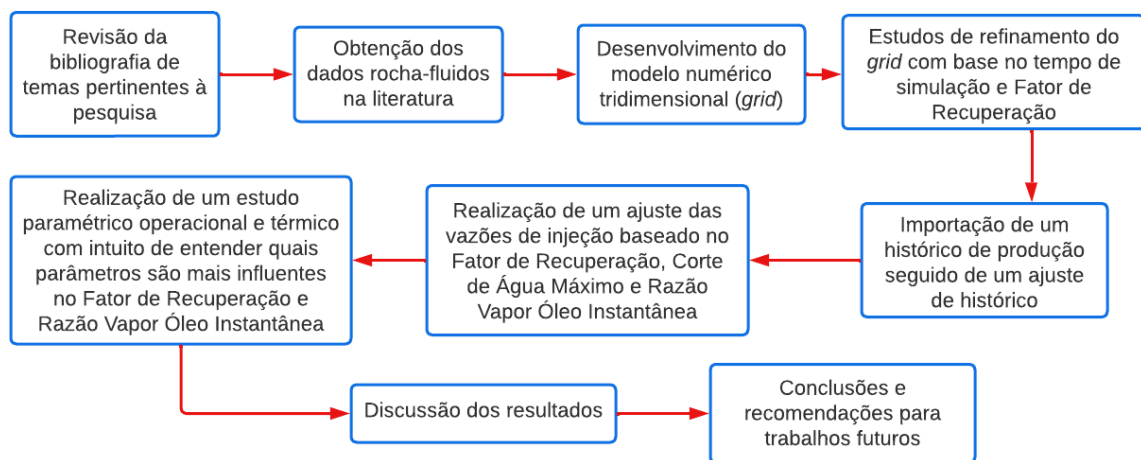
Metodología

3 METODOLOGIA

Para a este trabalho, foi desenvolvido um modelo de reservatório semissintético heterogêneo de óleo pesado com características semelhantes às encontradas nos campos de óleo pesado da Bacia Potiguar do Nordeste brasileiro. Este modelo foi desenvolvido com a configuração de malhas de injeção e produção de $\frac{1}{4}$ de *five spot* invertido. Foi utilizado o simulador *tNavigator* da empresa *Rock Flow Dynamics* e todos os procedimentos realizado no simulador foram obtidos através dos manuais técnicos disponíveis para o estudo do simulador.

Como forma de facilitar o entendimento do processo como um todo, o Fluxograma 2 mostra as etapas da confecção deste trabalho de maneira resumida.

Fluxograma 2 – Fluxograma dos processos do trabalho.



Fonte: Autoria própria.

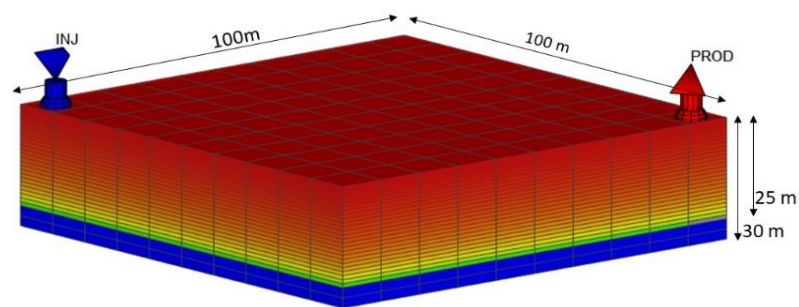
3.1 Modelo numérico do reservatório

No presente trabalho, o modelo numérico do reservatório conta com dois poços, sendo um injetor e um produtor, ambos no esquema de injeção $\frac{1}{4}$ de *five spot* invertido.

Durante as fases iniciais do trabalho, foram realizadas simulações com o intuito de obter um modelo numérico capaz de representar de maneira suficientemente fidedigna o reservatório, e que não apresente um tempo de simulação demasiado.

O modelo base usado no desenvolvimento deste trabalho foi construído a partir de um sistema cartesiano de malhas nos eixos X, Y e Z com as respectivas de dimensões: 100 m; 100 m e 30 m, como pode ser observado na Figura 4.

Figura 4 – Malha de simulação.



Fonte: Autoria própria.

Para a elaboração do modelo numérico, foram utilizados como dados iniciais as propriedades presentes na Tabela 1.

Tabela 1 – Propriedades de reservatório iniciais.

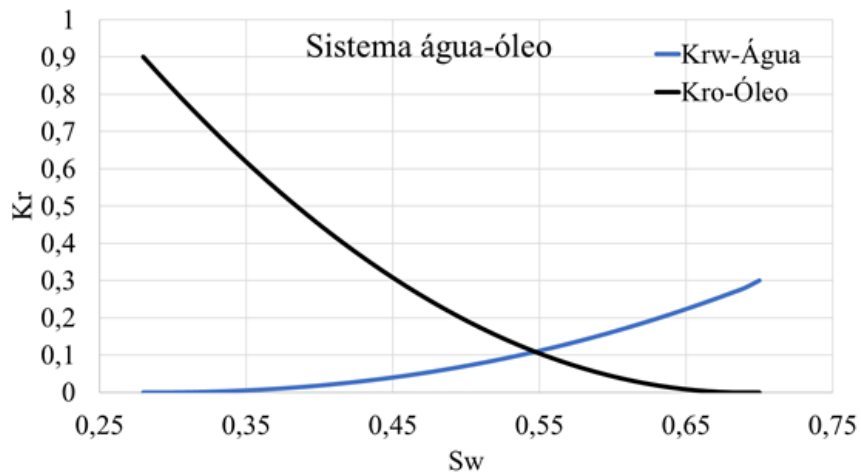
Propriedades	Valores
Área da malha de injeção (A_{inj}) (m^2)	100 x 100
Número de blocos nas dimensões i, j, k	10, 10, 27
Saturação média de óleo (S_o) (%)	0,60
Volume de óleo <i>in place</i> (V_{oip}) (m^3 std)	44603,4
Temperatura do reservatório ($^{\circ}C$)	40
Pressão do reservatório (bar)	19,788
Viscosidade do óleo a 38 $^{\circ}C$ (μ) (cP)	1000
Profundidade do topo (m)	200
Permeabilidade média da formação horizontal (K_h) (mD)	1000
Permeabilidade média da formação vertical (K_v) (mD)	0,1
Espessura da zona produtora de óleo (m)	25
Espessura da zona de água (m)	5
Porosidade média da formação (Φ_{med}) (%)	26
Compressibilidade média da formação ($c_{f_{med}}$) (1/bar)	$4,90 \times 10^{-5}$

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

3.2 Dados rocha-fluido

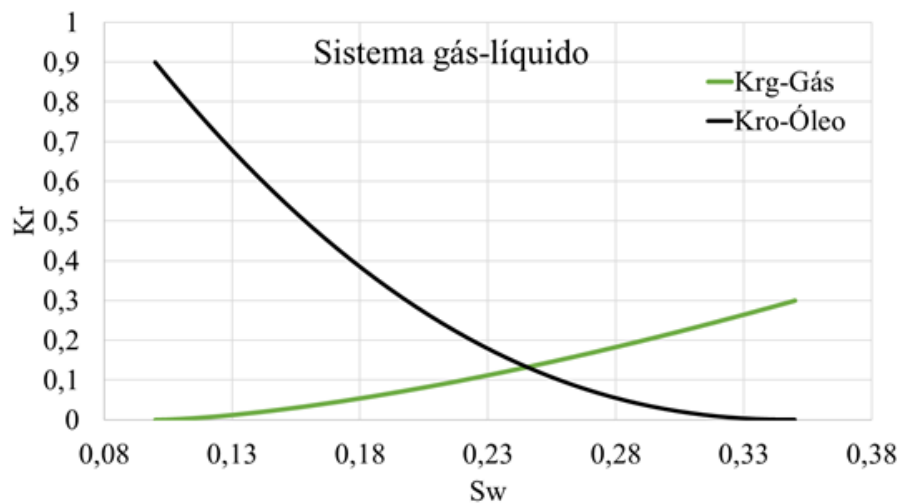
As curvas de permeabilidade relativa para o sistema água-óleo e gás-líquido, mostradas nos Gráficos 1 e 2, foram obtidas a partir dos modelos analíticos de Corey no módulo *PVT Designer*. É importante destacar que neste sistema se considera que a rocha é molhável pela água.

Gráfico 1 – Curva de permeabilidade do sistema água-óleo.



Fonte: Autoria própria.

Gráfico 2 – Curva de permeabilidade do sistema gás-líquido.



Fonte: Autoria própria.

3.3 Modelo de óleo pesado

O modelo de óleo pesado foi gerado utilizando o módulo *PVT Designer* baseando-se em dados similares aos disponíveis nos trabalhos de Gurgel et al. (2017).

A composição molar do modelo e os dados de viscosidade do óleo em função da temperatura estão na Tabela 2.

Tabela 2 – Composição do óleo e viscosidade para cada temperatura.

Componentes	% Fração molar	Viscosidade (cP) a P=1,0325 bar	Temperatura (K)
CO ₂	0,250	23028	280,37
N ₂	0,340	2645	299,82
C1	9,535	1000	310,95
C2	0,170	363	324,82
C3	0,260	158	338,71
IC4	0,096	44,2	366,48
NC4	0,125	8,8	422,05
IC5	0,038	3,26	477,594
NC5	0,048	1,62	533,15
C6	0,048	0,94	588,71
C7	0,067	0,74	616,58
C8	0,097	-	-
C9	0,0381	-	-
C10+	88,885	-	-

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

A equação de estado de Peng; Robinson (1976) foi utilizada para a modelagem dos fluidos. Para o pseudocomponente C10+, a correlação de Riazi; Daubert (1987) foi a escolhida.

3.4 Parâmetros operacionais do modelo dinâmico.

Na Tabela 3, podem ser visualizados os parâmetros operacionais do modelo dinâmico que foi utilizado nas simulações.

Tabela 3 – Parâmetros operacionais do modelo-base.

Parâmetros	Valores
Qualidade do vapor (X) (%)	60
Vazão de injeção de vapor (Q) (m ³ std/dia)	30
Pressão mínima no poço produtor (bar)	1,16
Pressão máxima de injeção (bar)	72,98
Temperatura do vapor (°C)	287,85
Profundidade final da completação dos poços injetor e produtor (C) (m)	217,5

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

A escolha desses parâmetros se deu com base nos trabalhos de Gurgel (2015); Araújo et al., (2016) e Gurgel et al., (2017).

3.5 Escolha do *grid*

Para a escolha do *grid*, conforme descrito no tópico 3, foram realizadas simulações para que se avaliasse a influência do tamanho dos grids nas dimensões X, Y e Z no tempo de simulação e no FR de óleo. O modelo mais refinado foi considerado, para efeitos de comparação, como sendo o representativo do FR mais próximo do real. O propósito dessa análise é escolher um *grid* que não seja tão refinado a ponto de resultar em tempos de simulação demasiadamente longos, mas que também se aproxime de maneira satisfatória do modelo mais refinado em relação ao FR.

A Tabela 4 apresenta os dados numéricos dos números de blocos nas dimensões X e Y e o comprimento de cada um.

Tabela 4 – Opções de refino nos eixos X e Y.

Nº de blocos	Comprimento (m)
8	12,5
10	10
11	9,1
12	8
14	7,2
16	6,25
20	5
25	4
50	2

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Conforme pode ser observado. Nesta etapa serão geradas nove simulações numéricas para a escolha do *grid* adequado.

Uma vez efetuada a escolha do *grid* mais adequado em X e Y, seguiu-se a etapa de refinamento em Z. De início, optou-se pelo refino na zona de óleo de acordo com o seguinte esquema dado pela Tabela 5.

Tabela 5 – Opções de refino no eixo Z na zona produtora de óleo.

Nº de blocos(O/W)	Comprimento (m)
50+2	0,5; 2,5
25+2	1; 2,5
20+2	1,25; 2,5

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Onde o primeiro número da soma presente na primeira coluna representa a quantidade de blocos na zona produtora de óleo a ser avaliada, e o valor de dois logo ao lado, serve como indicador da possível quantidade de blocos a ser utilizada na zona produtora de água. A viabilidade deste valor na zona de água será avaliada mais a frente.

Após escolhido o tamanho do bloco mais adequado na zona produtora de óleo, finalmente foi feito um estudo de refino na zona produtora de água para os comprimentos de 1,25 e 2,5, respectivamente.

A avaliação dos modelos de *grid* se deu da seguinte maneira, para avaliar a variação no tempo de simulação relativos foi usada a Equação 31, que nos mostra a variação relativa do caso analisado em relação ao valor de maior FR.

$$FR_{relativo}(\%) = \left(\frac{Maior\ FR\ obtido - Valor\ de\ FR\ sendo\ avaliado}{Maior\ FR\ obtido} \right) * 100 \quad (31)$$

3.6 Ajuste de histórico

Para a elaboração do ajuste de histórico, foram importados e ajustados para o modelo numérico, dados de produção para um período de 3 anos (AGENCIA NACIONAL DO PETRÓELO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTIVEIS, 2019). Após a importação dos dados, se deu início ao ajuste de histórico, onde foram utilizadas as seguintes propriedades para o ajuste do modelo: Porosidade média da formação (Φ_{med}); Permeabilidade média da formação horizontal (Kh); Razão entre a permeabilidade vertical e horizontal (Kv/Kh); Saturação residual do óleo (Sor); Expoentes do modelo analítico de Corey para óleo (Now); Expoentes do modelo analítico de Corey para água (Nw) e Corte de água (WC). A Tabela 6 mostra os valores base e os valores mínimos e máximos de cada propriedade.

Tabela 6 – Valores e limites utilizados no ajuste de histórico assistido.

Parâmetros	Mínimo	Base	Máximo
Φ_{med} (%)	22	26	30
Kh (mD)	-	1000	3000
Kv/Kh	0,01	0,1	1
Sor (%)	0,16	0,21	0,30
Now	1,5	2	4
Nw	1,5	2,2	4

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Para a realização deste ajuste, fui utilizado o algoritmo de otimização *Response Surface*, utilizando o módulo *Assisted History Matching, Uncertainty analysis, Optimization* do *tNavigator*, onde foram realizadas 180 simulações, usando como critério de sucesso a obtenção de um valor suficientemente próximo a zero na função objetivo (FO) mostrada na Equação 32. A quantidade de simulações foi definida arbitrariamente, de forma a englobar uma quantidade de simulações que fosse suficiente para obter uma função objetivo satisfatória.

Como exemplos de função objetivo definidas pelo simulador são: *Oil Rate Mismatch*; *Water Rate Mismatch*; *Liquid Rate Mismatch*; *Gas Rate Mismatch*; *Oil Total Difference* e *Water Total Difference*. Para esse trabalho foi utilizado como parâmetro de ajuste o *Oil Rate Mismatch* que é a diferença entre os dados de histórico de produção e os do modelo dinâmico simulado.

No *tNavigator*, a FO para ajuste de histórico pode ser calculada por meio da Equação (32)

$$FO = \sum_{obj} W_{obj} \left(\sum_p W_p \left(\sum_{n=k}^N l_{nS} \right) \right) \quad (32)$$

onde: W_{obj} representa o peso de um poço ou grupo que pode ser calculado automaticamente baseado em dados históricos de parâmetro selecionados; p é o parâmetro de soma que é definido como o conjunto de todos os parâmetros selecionados (água, óleo, corte de água, etc.); W_p é o peso do parâmetro; n o número de intervalos; l_n representa o comprimento do número de intervalos n (desde um valor selecionado k até o último N) e S é o desvio absoluto ou relativo, que neste estudo foi de 0,01.

3.7 Ajuste da vazão e estudo paramétrico.

Depois de finalizada a etapa de ajuste de histórico, foi realizado o estudo da vazão ótima de injeção para o modelo numérico. Para a escolha das vazões, foram realizadas 24 simulações, com progressão de 5 m³ std/dia de uma para outra, para definir três vazões de injeção, onde foram avaliados três critérios, o FR, WC de 98,5% e a Razão Instantânea Vapor Óleo (RVO), que serve como um marcador econômico, pois indica uma relação de unidades de vapor injetadas para a obtenção de cada unidade de óleo, para esse experimento foi considerado como teto a RVO de 19 m³ gás/m³ de óleo produzido, baseado no trabalho de Chaar et al. (2015).

Com a vazão definida, assim como seus níveis mínimo e máximo conforme pode ser observado na Tabela 7, foi dado início aos estudos paramétricos, onde o objetivo foi avaliar a influência estatística das seguintes propriedades no FR e no RVO. Para essa fase do estudo, foi usado o módulo *AHM & Uncertainty* do *tNavigator*.

Tabela 7 – Valores e limites utilizados nos estudos paramétricos.

Parâmetro	Mínimo	Base	Máximo
Q (m ³ std/dia)	-	-	-
C (m)	205,5	217,5	223,5
X (%)	30	60	90
Cond (kJ/m dia K)	-	149,54	611,2
Capacidade Volumétrica da Rocha Reservatório (CV) (kJ/m ³ K)	1962	2347,31	-

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Os valores de Q não estão disponíveis, pois estes serão obtidos na etapa de resultados da escolha da vazão de injeção.

Destaca-se que na Tabela 7 também estão presentes os valores utilizados no estudo dos parâmetros operacionais.

Capítulo IV

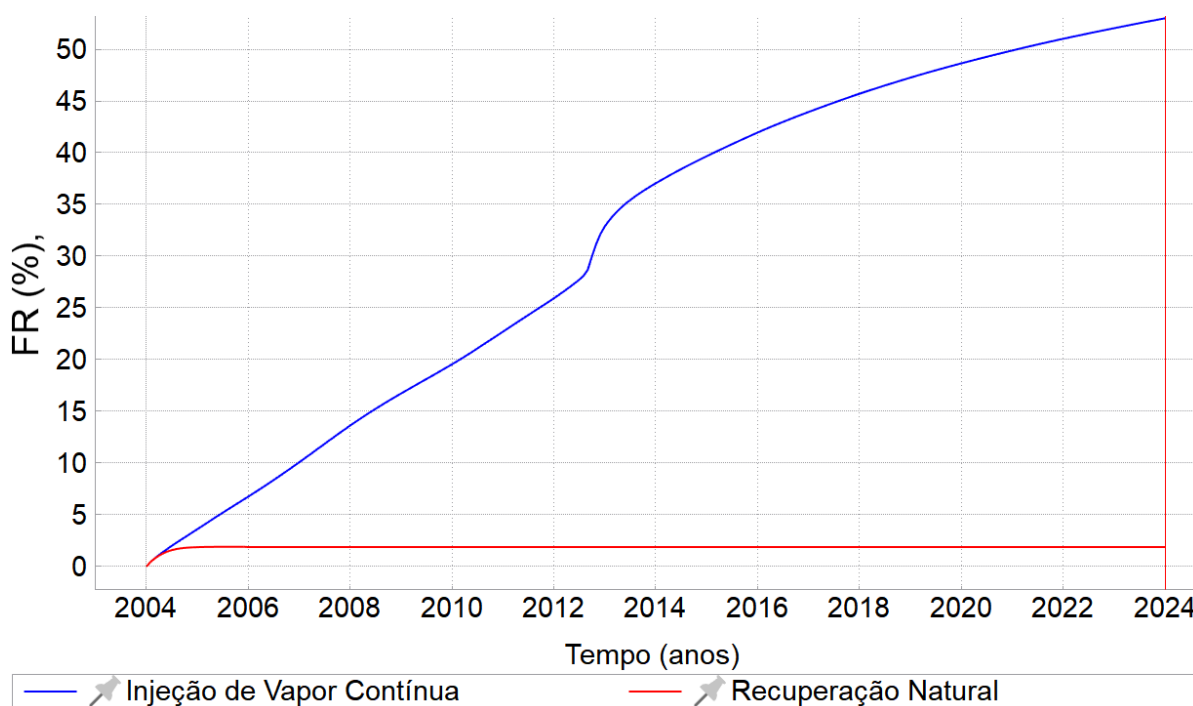
Resultados e Discussões

4 RESULTADOS E DICUSSÕES

4.1 Comparação entre o modelo com e sem injeção de vapor

Como forma de comparação entre a produção que seria obtida por meio da produção normal e a produção caso seja usada a injeção de vapor, foi realizada uma simulação para o período de 20 anos de produção, com uma vazão injeção de 20 m³ std/dia. A Figura 5 mostra o FR obtido nas duas situações.

Figura 5 – Comparação entre modelo com produção natural e com injeção de vapor contínua.



Fonte: Autoria própria.

A Figura 5 mostra que a produção com utilização da injeção mostrou um incremento do FR de 2% para mais de 50% no período analisado, provando a eficiência desta técnica nas condições avaliadas.

4.2 Escolha do *grid*.

A Tabela 8 mostra os resultados da análise de refinamento do modelo nas direções X e Y.

Tabela 8 – Modelo de refino escolhido nos eixos X e Y.

Modelo de refino	Fr(%)	Tempo (hora:minuto:segundo)	Fr relativo
8x12,5	57,0292	00:21:56	1,9460%
10x10	57,3322	00:38:31	1,4250%
11x9,1	57,2319	00:49:11	1,5975%
12x8	57,3414	01:09:21	1,4092%
14x7,1	57,5757	01:24:46	1,0063%
16x6,25	57,8761	01:53:25	0,4898%
20x5	58,1159	03:43:32	0,0775%
25x4	58,161	06:19:40	0,0000%

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

De acordo com os resultados obtidos, é possível observar que a malha de refino do tipo 10x10 apresentou uma diferença no FR de 1,4250 % em relação ao mais refinado. Embora essa diferença não tenha sido a menor dentre os casos analisados, decidiu-se por sua escolha porque o FR relativo ficou abaixo de 1,5% além de um tempo de simulação inferior a 40 minutos.

Como se pode observar na Tabela 9 presente na coordenada Z, foi escolhido o modelo de 25 blocos de 1 metro na zona produtora de óleo, pelos mesmos motivos que levaram a escolha no eixo XY, visto que dentro da zona produtora de óleo, nos 3 eixos cartesianos é interessante ter o máximo de refino de blocos possível, sem que se prolongue em demasia o tempo de simulação. Já para a zona de água no eixo Z, presente na Tabela 10, não se faz necessária uma precisão maior que a mínima, visto que as análises feitas nesse trabalho se resumem a zona produtora de óleo.

Tabela 9 – Modelo de refino escolhido na zona de óleo do eixo Z.

Modelo de refino	Fr(%)	Tempo	Fr relativo
20	52,1137	00:31:36	1,0335%
25	52,1966	00:39:10	0,8760%
50	52,6579	01:28:26	0,0000%

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Tabela 10 – Modelo de refino escolhido na zona de água do eixo Z.

Modelo de refino	Fr(%)	Tempo	Fr relativo
25+2	52,1137	00:29:56	0,6414%
25+4	52,4501	00:30:36	0,0000%

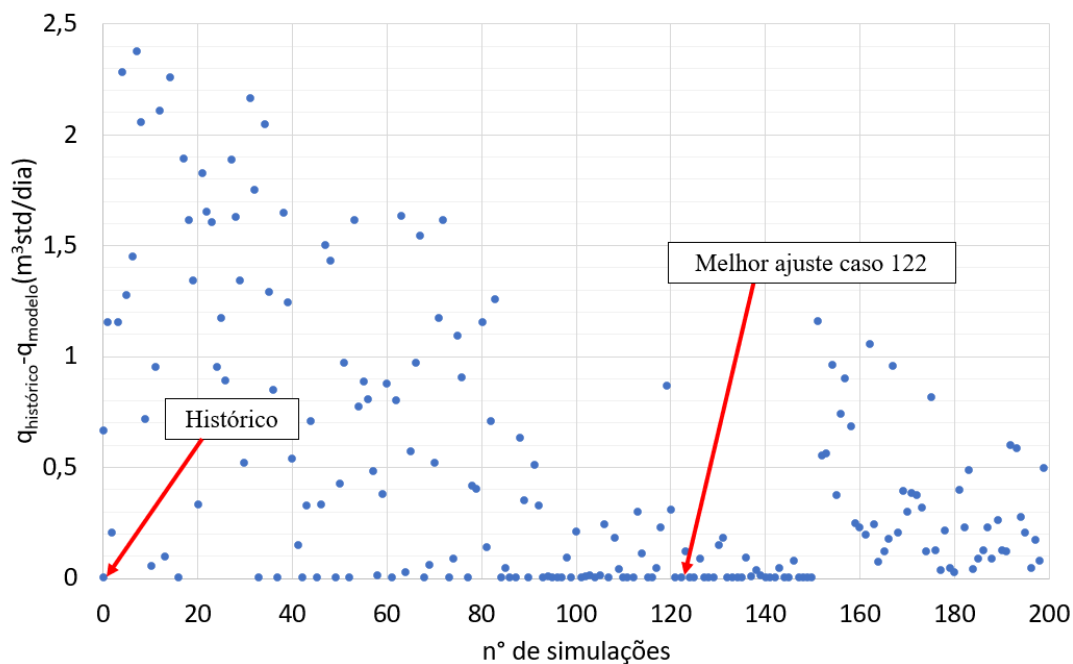
Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Dessa forma, o modelo de *grid* escolhido foi o modelo com 10 blocos de 10 metros cada no eixo X e Y, 25 blocos de 1 metro na zona produtora de óleo e 2 blocos de 2,5 metros na zona produtora de água.

4.3 Ajuste de histórico assistido

O Gráfico 3 apresenta as simulações realizadas para a obtenção do ajuste de histórico necessária.

Gráfico 3 – Resultado das simulações de ajuste de histórico.



Fonte: Autoria própria.

Conforme pode ser observado, foram obtidos múltiplos ajustes de histórico pelo algoritmo de superfície de resposta. Isso ocorreu porque foi utilizada somente a vazão de óleo para de produção como parâmetro para o ajuste. Caso fossem utilizados mais parâmetros, provavelmente o ajuste seria mais demorado e menos preciso do que o que foi obtido.

A Tabela 11 mostra os quatro melhores resultados para o ajuste de histórico obtido.

Tabela 11 – Melhores resultados do ajuste de histórico.

Caso	$Q_{\text{histórico}} - Q_{\text{simulado}} \text{ (m}^3 \text{ std/dia) } \times 10^{-17}$
122	4,7878
52	4,82706
97	5,3764
37	5,9651

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Segundo essa tabela, optou-se pelo caso número 122 como melhor ajuste possível dentre o ranqueamento dos ajustes obtidos pelo algoritmo.

A Tabela 12 apresenta os valores das propriedades usados como variáveis, tanto do modelo base quanto do Caso 122.

Tabela 12 – Valores base e do melhor caso de ajuste de histórico assistido.

Variável	Base	Melhor caso (122)
$\Phi(\%)$	26	28
$K_h(\text{mD})$	1000	2337,91
K_v/K_h	0,1	0,14
$S_{or}(\%)$	0,21	0,203
N_{ow}	2	2,11
N_w	2,2	3,27

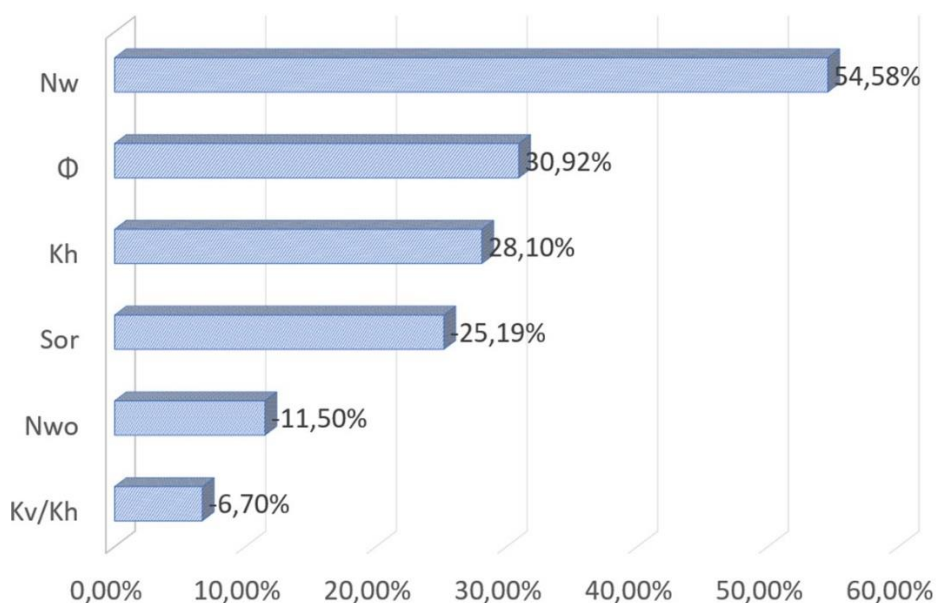
Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Com base nos resultados obtidos na Tabela 12, observa-se uma melhoria no ajuste do modelo para valores de porosidade e permeabilidades maiores do que o caso base. Isto pode ser justificado em virtude de reservatórios que apresentam condições de permoporosidade médias elevadas favorecerem um escoamento mais eficiente dos fluidos no meio poroso, e desta forma, melhoraram a produtividade natural do campo. Estas condições de escoamento melhoradas também podem ser encontradas em reservatórios com valores médios de permeabilidade vertical relacionado ao parâmetro K_v/K_h baixos encontrados no gráfico de Pareto, mostrado no Gráfico 4.

Por outro lado, quando o reservatório apresenta saturações de óleo residual menores, há a indicação de que pode ocorrer deslocamentos mais eficientes do óleo em direção ao poço produtor. Com relação aos valores de N_w , Zhou; Al-Otaibi; Kokal, (2017) explicam que, para uma dada saturação de água, o aumento no valor de N_w , proporciona uma diminuição no valor da permeabilidade relativa à água e na inclinação da sua curva em função da saturação de água. Como a permeabilidade relativa à água diminui, tem-se um aumento na permeabilidade relativa ao óleo, favorecendo o escoamento desse fluido no meio poroso. Uma explicação semelhante pode ser dada aos valores do expoente de Corey para a fase óleo (N_o). Para a saturação de água

constante, com a diminuição no valor de N_o , o valor da permeabilidade relativa ao óleo aumenta, favorecendo seu escoamento na rocha-reservatório e, desta forma, aumentando a produção natural e melhorando o ajuste de histórico. Esta última análise pode ser visualizada estatisticamente no gráfico de Pareto no Gráfico 4.

Gráfico 4 – Gráfico de Pareto.

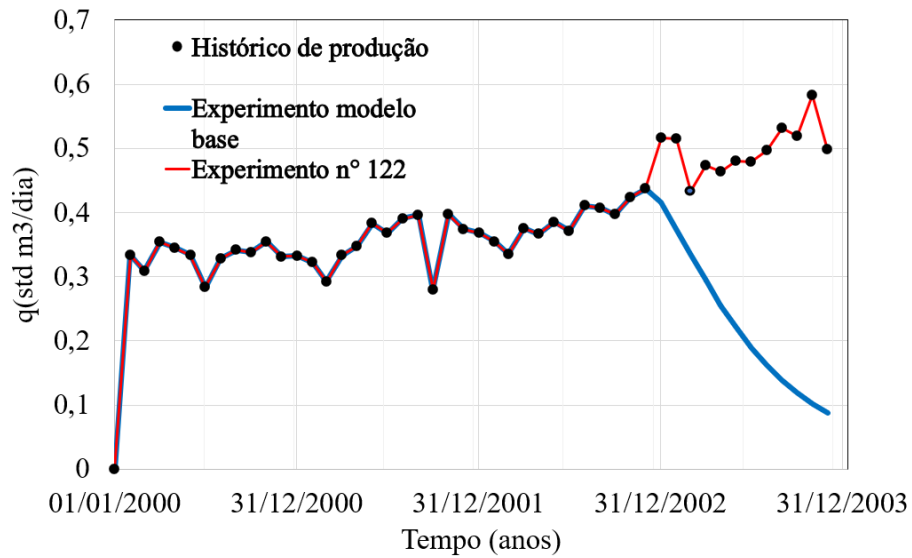


Fonte: Autoria própria.

Conforme pode ser visualizado no Gráfico 4, o parâmetro que estatisticamente foi mais relevante para o aumento da vazão e, por conseguinte, para o ajuste de histórico, foi o expoente de Corey para a fase água, seguido da porosidade, permeabilidade vertical, saturação de óleo residual, expoente de Corey para a fase óleo, e por fim, com menor relevância estatística, a relação entre permeabilidade vertical e horizontal.

No Gráfico 5 podem ser visualizados as curvas dos dados de histórico (pontos pretos), do modelo dinâmico sem ajuste (curva azul) e a do modelo ajustado (curva vermelha).

Gráfico 5 – Curva de ajuste de histórico.



Fonte: Autoria própria.

Conforme pode ser observado no Gráfico 5, os parâmetros obtidos na Tabela 12 demonstram que foi possível obter um ajuste satisfatório entre os dados de vazão de produção do histórico e os do modelo numérico de reservatório. É importante destacar que a análise foi simplificada porque não se dispunha de mais dados de produção, tais como vazão de água produzida, de injeção de vapor e corte de água, para que se pudesse realizar uma análise multiobjetiva desses parâmetros.

4.4 Escolha das vazões e estudos paramétricos

As vinte e quatro simulações para a escolha das vazões de injeção mostram que os valores mais interessantes de trabalho são 15, 20 e 25 m³ std/dia, como pode ser observado na Tabela 13.

Tabela 13 – FR e RVO para cada respectiva vazão.

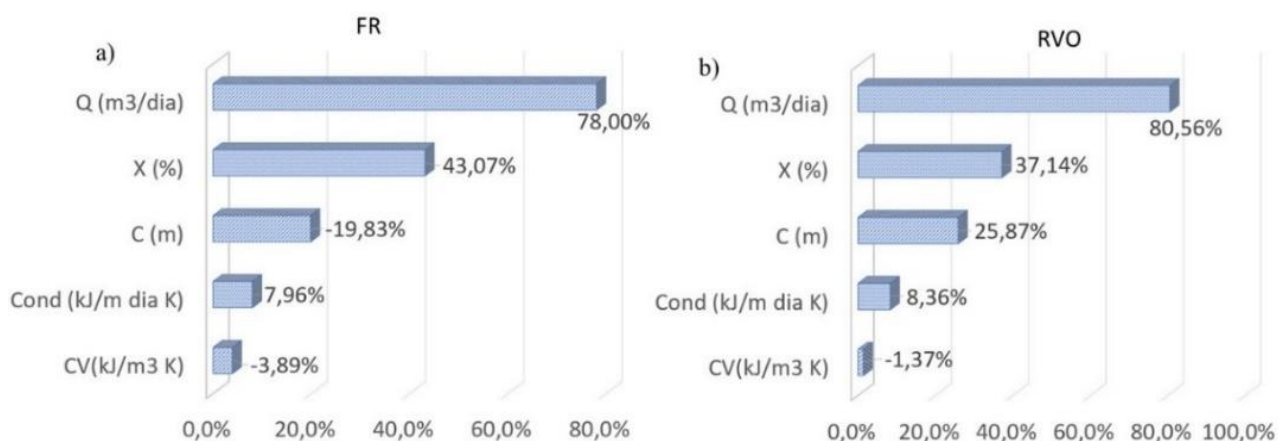
Q (m ³ std/dia)	FR (%)	RVO (m ³ std/ m ³ std)	Q (m ³ std/dia)	FR (%)	RVO (m ³ std/ m ³ std)
5	10,11	11,71	65	68,33	64,90
10	29,50	2,52	70	68,67	64,87
15	45,26	9,75	75	68,98	65,24
20	52,97	17,18	80	69,37	65,31
25	57,66	25,08	85	69,81	65,48
30	60,81	34,37	90	70,18	65,38
35	62,97	43,01	95	70,54	65,13
40	64,82	50,08	100	70,87	65,11
45	66,50	58,87	105	71,14	65,15
50	67,40	64,83	110	71,43	65,15
55	67,76	65,09	115	71,70	64,94
60	68,06	65,20	120	71,95	65,15

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Conforme pode ser observado na Tabela 13, houve um aumento no FR quando a vazão foi aumentada até atingir um valor máximo de 71,95% para um Q de 120 std m³ /dia. Entretanto, embora aumentos na vazão de injeção melhorem o FR devido a uma maior eficiência de deslocamento e maior aquecimento do óleo pelo banco de vapor, RVOs muito altas tornam o método antieconômico e isso já pode ser observado nos valores de 25 std m³ /dia (RVO = 25,08). Além disso, aumentos na taxa de vazão de injeção tiveram pouca melhoria no FR, principalmente para valores a partir de 50 m³ std/dia. Assim sendo, a vazão mais adequada foi a de 20 std m³ /dia (RVO = 17,18). A partir dessa vazão, foram escolhidas mais duas vazões: 15 e 25 std m³ /dia com o objetivo de se encontrar uma combinação de parâmetros operacionais e térmicos de reservatório que permitam o incremento maior do FR associado a RVOs menores.

Com o fim das cento e oito simulações (3³x2²) realizadas na fase dos estudos paramétricos, é possível avaliar quais os parâmetros operacionais e térmicos mais ou menos influentes por meio do gráfico de Pareto, que pode ser observado no Gráfico 5.

Gráfico 6 – Gráfico de Pareto para FR e RVO.



Fonte: Autoria própria.

Conforme pode ser observado no gráfico acima, os parâmetros que foram estatisticamente mais significativos na melhoria do FR e no aumento da RVO, contribuindo com mais de 30% de influência, foram Q e X. Dessa forma, incrementos em Q e X propiciaram um maior aquecimento ao banco de óleo, reduzindo a sua viscosidade, direcionando mais óleo aquecido ao poço produtor. Por outro lado, ressalta-se que RVOs acima do limite previamente estipulado de 19 std m³/std m³, embora contribuam para melhorias no FR, podem tornar o método antieconômico. Com relação a C, valores menores resultaram em melhorias no FR. Ao passo que maiores valores de C favoreceram aumentos na RVO.

Ainda, de acordo com o gráfico de Pareto do Gráfico 5, valores maiores de COND melhoraram o FR, mas também resultaram na maior necessidade de vapor dada pelo aumento da RVO. Por outro lado, rochas com menores valores de CV necessitaram de menos calor para variar sua temperatura. Um valor menor de CV pode significar que, por ter absorvido calor de forma mais rápida, a quantidade extra de calor disponível seja direcionada ao aquecimento do óleo no meio poroso, melhorado a sua recuperação. Menores valores de CV, também estiveram associados a aumentos na RVO. Isso pode estar associado a maior quantidade de vapor presente no meio poroso em relação ao volume de óleo produzido.

A Tabela 14 mostra o modelo base comparado ao melhor resultado, somente em termos de FR, um segundo resultado, associando o FR e RVO.

Tabela 14 – Comparação entre os melhores casos e o modelo base.

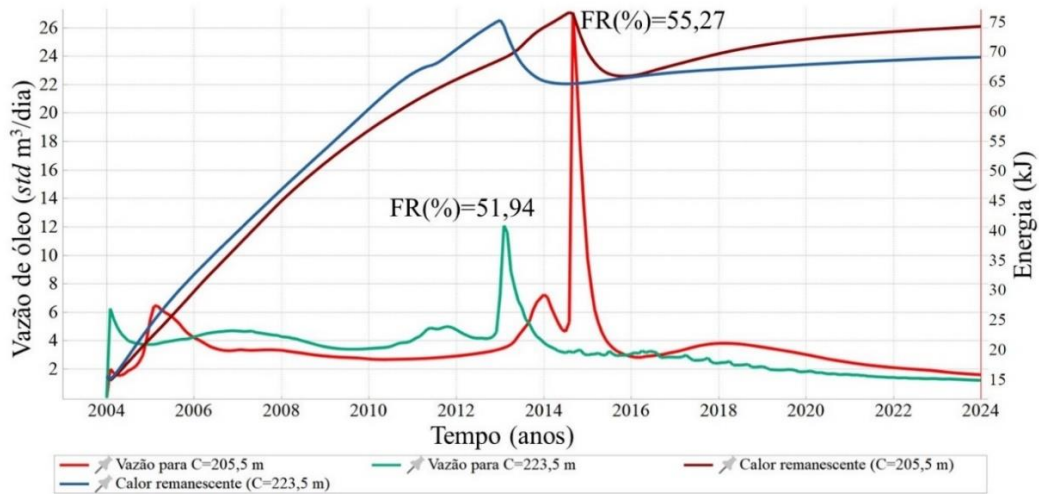
Parâmetros	Modelo base	Melhor Resultado (FR)	Melhor Resultado (FR, RVO)
Q (m ³ std/dia)	20	25	25
X (%)	0,6	0,9	0,9
C (m)	217,5	205,5	205,5
Cond (kJ/m dia K)	149,54	611,2	149,54
CV (kJ/m ³ K)	2347,31	2347,31	2347,31
FR (%)	52,89	61,619	59,15
RVO std m ³ /std m ³	17,19	24,60	19,11

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

De acordo com a tabela acima, o melhor resultado obtido apresentou um acréscimo de FR de 8,73 pontos percentuais (pp). Entretanto, a sua RVO foi de 24,6, superior a máxima estipulada. Dessa forma, o resultado mais adequado seria considerar também o limite da RVO pré-estabelecida, ou seja, aquele onde o FR é de 59,15% e a RVO de 19,11 std m³/std m³, promovendo um incremento de 6,26% pp.

Para analisar melhor a influência do Intervalo de Completação (C) no aquecimento do reservatório e na vazão de produção de óleo (Q_o) no Gráfico 7 que apresenta dados para dois casos de intervalos de completação: C_{caso1}=205,5 m e C_{caso2}=223,5 m. No eixo das ordenadas estão Q_o (esquerda) e a energia acumulada no meio poroso (direita). Para esta análise, os parâmetros fixos foram: Q = 20 std m³/dia, X (%) = 0,6, Cond = 149,54 kJ/(m dia K), CV = 2347,31 kJ/m³ K.

Gráfico 7 – Energia acumulada e vazão de óleo para dois intervalos de completação.

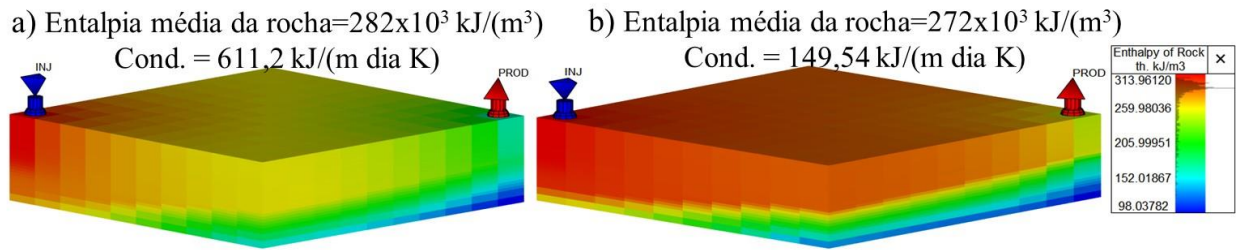


Fonte: Autoria própria.

De acordo com os resultados, foi possível constatar que ao final do tempo de injeção, no primeiro caso, onde a completação é menor, houve um acúmulo maior de energia no meio poroso. Além disso, depois de 2015, essa energia forneceu mais calor ao banco de óleo resultando em taxas maiores de sua produção ($Q_o = 27,07 \text{ std m}^3/\text{dia}$), além de melhorias no FR, chegando a 55,27%. Por outro lado, um maior valor de C, para um mesmo valor de Q, promoveu um acúmulo menor de energia na rocha-reservatório durante o final do tempo. Os resultados indicam que isso ocorreu devido a uma maior liberação de calor no poço produtor proveniente de um intervalo maior de completação. Como consequência, houve um período de aquecimento menos efetivo do que no primeiro caso e, conseqüentemente um FR menor.

A Figura 5 apresenta os mapas de entalpia (conteúdo de calor a pressão constante) do óleo e da rocha associados a dois diferentes valores de COND. Para esta análise, foram mantidos fixos os valores de $Q = 20 \text{ std m}^3/\text{dia}$, $X (\%) = 60$, $C = 217,5 \text{ m}$ e $CV = 2347,31 \text{ kJ/m}^3 \text{ K}$, variando-se somente COND.

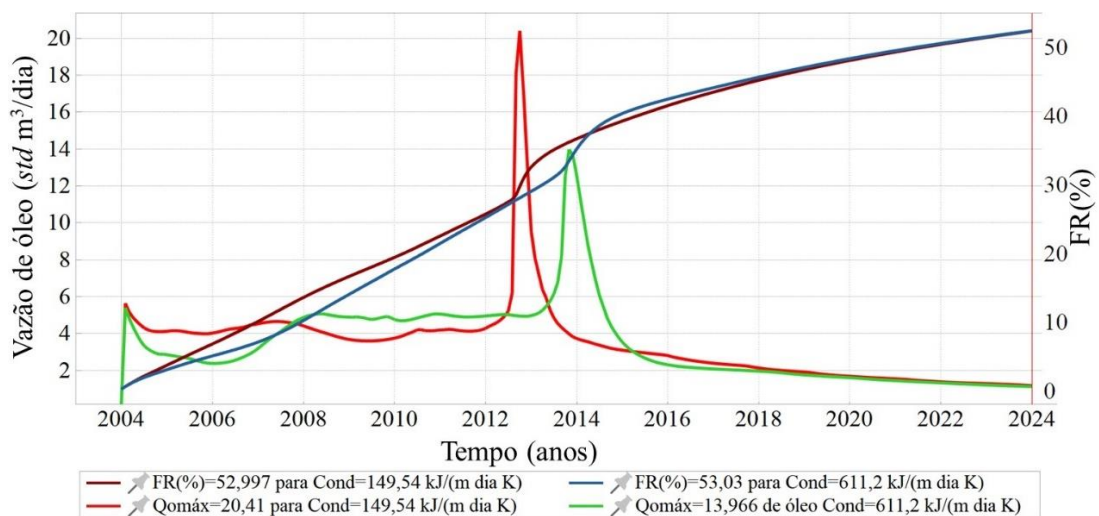
Figura 6 – Mapas de entalpia da rocha e valores de condutividade térmica.



Fonte: Autoria própria.

Ao se observar a Figura 5, tem-se que rochas com maiores valores de COND estiveram associados à maiores valores de entalpia da rocha devido a capacidade que ela possui de conduzir mais calor no meio poroso. No entanto, o Gráfico 8 indica que, ao final do tempo de simulação, houve melhorias pouco significativas no FR.

Gráfico 8 – Vazão de produção e Fator de Recuperação.

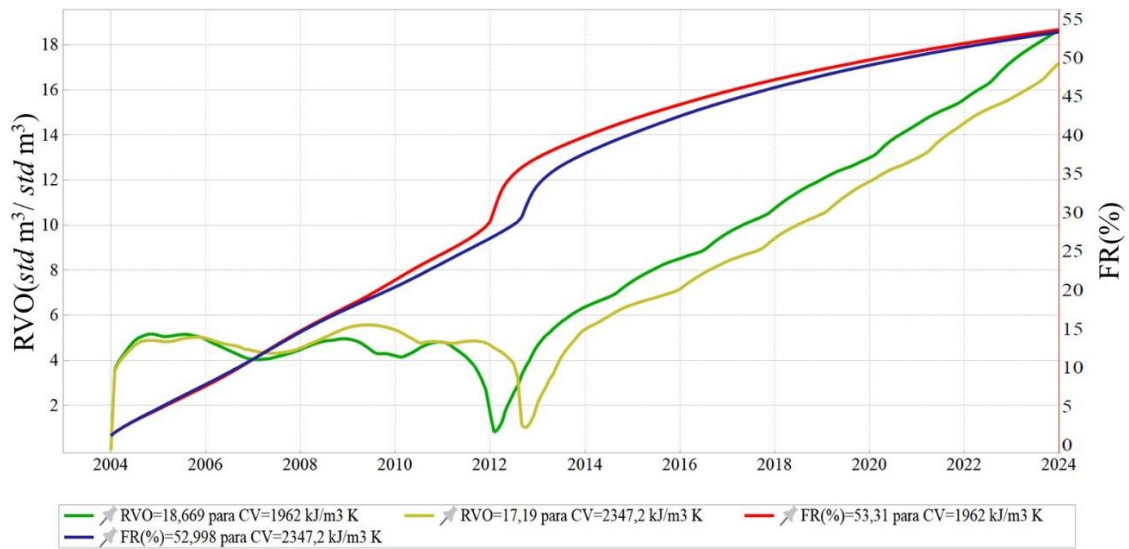


Fonte: Autoria própria.

O Gráfico 8 também infere que rochas menos condutivas estiveram associadas a antecipações no FR, além de picos maiores em Q_o . Isso pode ser proveniente do fato de que rochas menos condutivas poderiam atuar como isolantes térmicos fazendo com que o calor seja cedido de forma mais eficiente ao banco de óleo, promovendo maior aquecimento e antecipações de sua produção.

No Gráfico 9, os resultados da influência de CV no FR e na RVO estão disponíveis.

Gráfico 9 – Influência da CV na RVO e no FR (%).



Fonte: Autoria própria.

De acordo com o Gráfico 9, CV contribuiu de forma bastante discreta na melhoria do FR e na redução da RVO. No entanto, é importante destacar que menores valores de CV resultaram em antecipações no acréscimo do valor de FR a partir do ano de 2009. Destaca-se também que, após a chegada do banco de óleo ao poço produtor durante o ano de 2012, rochas de menor CV, $1962 \text{ kJ/m}^3 \text{ K}$, resultaram em valores um pouco maiores da RVO do que aquelas onde $CV = 2347,2 \text{ kJ/m}^3 \text{ K}$. Isto pode estar associado ao fato de que rochas com menores CV absorvem calor de forma mais rápida e o tornam disponíveis no meio poroso para aquecimento do óleo. Esse processo pode resultar em uma quantidade de vapor acumulada no meio poroso superior a qual há a presença de rochas com CV superior. E isso pode resultar em RVOs maiores quando comparadas a rochas com CV maiores.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Neste trabalho, foi desenvolvido um modelo numérico de reservatório de óleo pesado para a realização de estudos de recuperação avançada. O modelo possuiu características de rocha-fluidos semelhantes às encontradas nos reservatórios de óleo pesado da Bacia Potiguar do nordeste brasileiro.

Foram realizados estudos de refinamento dos blocos constituintes do modelo e os resultados mostraram que o melhor caso em termos de Fator de Recuperação e tempo de simulação em relação ao modelo mais refinado foi o de 10 blocos de 10 metros cada no eixo X e Y, 25 blocos de 1 metro na zona produtora de óleo e 2 blocos de 2,5 metros na zona produtora de água.

Com relação ao estudo de ajuste de histórico, a função-objetivo foi minimizada tal que a diferença entre os dados de vazão de produção do histórico e os do modelo numérico de reservatório foram de $4,7878E-17$. Dessa forma, foi obtido um ajuste de histórico satisfatório em termos de vazão de produção de óleo. Esse modelo apresenta as seguintes propriedades (ajustadas pelo ajuste de histórico assistido): $\Phi = 28 \%$, $K_h = 2337,91 \text{ mD}$, $K_v/K_h = 0,14$. $S_{or} = 0,203 \%$, $N_{ow} = 2,11$ e $N_w = 3,27$.

Para o estudo de otimização da vazão de injeção, tomando como critério o FR e a RVO, a vazão mais adequada foi a de $20 \text{ std m}^3/\text{dia}$, obtendo uma RVO de 17,18.

Por meio do estudo dos parâmetros operacionais e térmicos de reservatório, nota-se que o resultado mais apropriado apresentou um FR de 59,15% e uma RVO de $19,11 \text{ std m}^3/\text{std m}^3$, promovendo um incremento de 6,26% pp em relação ao modelo base. O caso mais adequado apresentou as seguintes propriedades: $Q = 25 \text{ m}^3 \text{ std}/\text{dia}$, $X = 0,9 \%$, $C = 205,5 \text{ m}$, $\text{Cond} = 149,54 \text{ kJ/m dia K}$, $\text{CV} = 2347,31 \text{ kJ/m}^3 \text{ K}$.

Como recomendação para trabalhos futuros, é indicado a avaliação da influência da distância entre poços de injeção e de produção, bem como uma análise econômica a partir do indicador do Valor Presente Líquido (VPL) para três cenários de estudo: realista, pessimista e otimista.

REFERÊNCIAS

AGENCIA NACIONAL DO PETRÓELO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTIVEIS.

Resolução de Diretoria nº 0492/2019, de 01/08/2019. **Dados de produção Estreito**, [S. l.], 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/estreito.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2022.

AL-SAEDI, H. N.; AL-BAZZAZ, W.; FLORI, R. E. Is steamflooding a form of low salinity waterflooding? **SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings**, v. 2019- March, 2019.

ARAÚJO, E. A. et al. Analysis of oil production by applying in situ combustion. **Petroleum Science and Technology**, v. 34, n. 1, p. 50–55, 2016.

BUTLER, R. M. **THERMAL RECOVERY OF OIL AND BITUMEN**. 1. ed. Dallas: [s.n.].

CAERS, J. **Petroleum Geostatistics**. Richardson: Society of petroleum Engineers, 2005.

CASTIÑEIRA, P. P. ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS DE RECUPERAÇÃO SUPLEMENTAR PARA CAMPOS COM ALTO GRAU DE EXPLOTAÇÃO. 2008.

CHAAR, M. et al. Economics of steam generation for thermal EOR. **Society of Petroleum Engineers - SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference**, n. December, p. 42–50, 2015.

CHEKHONIN, E. et al. Advanced methods of thermal petrophysics as a means to reduce uncertainties during thermal eor modeling of unconventional reservoirs. **Geosciences (Switzerland)**, v. 11, n. 5, 2021.

Datum Pressure - GLOSSARY - Nafta Wiki. Disponível em:

<<http://nafta.wiki/display/GLOSSARY/Datum+Pressure>>. Acesso em: 18 nov. 2022.

Datum Pressure @model - GLOSSARY - Nafta Wiki. Disponível em:

<<http://nafta.wiki/display/GLOSSARY/Datum+Pressure+@model>>. Acesso em: 18 nov. 2022.

depth_datum. Disponível em:

<https://glossary.slb.com/en/terms/d/depth_datum#:~:text=Also%20known%20as%20depth%20reference>. Acesso em: 18 nov. 2022.

ROCK FLOW DYNAMICS. **tNavigator Simulation: User Manual**. [S. l.: s. n.], 2018. Disponível em: <https://support.rfdyn.com>. Acesso em: 20 jan. 2021.

ROCK FLOW DYNAMICS. **tNavigator Assisted History Matching: User Guide**. [S. l.: s. n.], 2018. Disponível em: <https://support.rfdyn.com>. Acesso em: 20 jan. 2021.

ROCK FLOW DYNAMICS. **tNavigator PVT Designer: User Guide**. [S. l.: s. n.], 2018. Disponível em: <https://support.rfdyn.com>. Acesso em: 20 jan. 2021.

ROCK FLOW DYNAMICS. **tNavigator Geology & Model Designer: User Guide**. [S. l.: s. n.], 2018. Disponível em: <https://support.rfdyn.com>. Acesso em: 20 jan. 2021.

FILHO, I. E. D. A. **ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE PETRÓLEOS NÃO CONVENCIONAIS NO MERCADO INTERNACIONAL**. [s.l.] UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO ESCOLA DE MINAS, 2022.

GALVÃO, E. R. V. P. **Análise paramétrica da injeção de vapor e solvente em reservatórios de óleo pesado**. [s.l.] UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE, 2012.

GILMAN, J. R.; OZGEN, C. **Reservoir Simulatio: History Matching and Forecasting**. [s.l.: s.n.].

GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. **Enhanced Oil Recovery**. Richardson, texas: Society of petroleum Engineers, 1998.

GUIMARÃES, S. M., MASCHIO, C., SCHIOZER, J. D. Aplicação de simulação por linhas de fluxo no gerenciamento de campos maduros, Proceedings of the 10o Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering ENCIT 2004 Brasil.

GURGEL, A. R. **Análise da eficiência térmica na injeção de vapor em reservatórios de óleo pesado**. [s.l.] UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE, 2015.

GURGEL, A. R. et al. Economical evaluation of heavy oil production from the Brazilian Northeast. **Energy Sources, Part B: Economics, Planning and Policy**, v. 12, n. 2, p. 132–137, 2017.

LYONS, W. C. **Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering**. [s.l.: s.n.].

MOZAFFARI, S. et al. Numerical modeling of steam injection in heavy oil reservoirs. **Fuel**,

v. 112, p. 185–192, 2013.

NIAN, Y.-L.; CHENG, W.-L. Insights into heat transport for thermal oil recovery. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 151, p. 507–521, 2017.

PENG, D. Y.; ROBINSON, D. B. A New Two-Constant Equation of State. **Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals**, v. 15, n. 1, p. 59–64, 1976.

PRATS, M., Thermal Recovery 2 nd. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas. 1986

RIAZI, M. R.; DAUBERT, T. E. Characterization Parameters for Petroleum Fractions. **Industrial and Engineering Chemistry Research**, v. 26, n. 4, p. 755–759, 1987.

RIBEIRO, D. **SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL COMO FERRAMENTA PARA O GERENCIAMENTO DE RESERVATÓRIOS**. [s.l: s.n.].

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. DE S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatório de Petróleo**. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

ROSA, A. J.; MACHADO, M. V. B. **Panorama Da Aplicação De Métodos De Recuperação Melhorada No Brasil E No Mundo**. Disponível em:
<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2017/seminario-aumento-do-fator-de-recuperacao-brasil/marcos_vitor_barbosa_machado_petrobras.pdf>.

SCHIOZER, D.; DE SOUSA, S.; MASCHIO, C. Ajuste de histórico de produção assistido / Assisted production history matching resumo. v. 3, p. 63–82, 2008.

SOUZA, L. P. Estudo sobre tomada de decisão em projetos de rejuvenescimento de campos petrolíferos maduros, Tese de Msc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2002.

ZHOU, X.; AL-OTAIBI, F.; KOKAL, S. Investigation of relative permeability characteristics for supercritical CO₂ displacing water and remaining oil after seawater flooding in carbonate rocks at reservoir conditions. **SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings**, v. 2017-March, n. April 2018, p. 1492–1510, 2017.