



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE AUTOMAÇÃO E  
SISTEMAS

Letícia Capistrano Favero

**Modelagem, Simulação e Controle de Plantas Solares Térmicas com Aplicações  
em EOR**

Florianópolis  
2022

Letícia Capistrano Favero

**Modelagem, Simulação e Controle de Plantas Solares Térmicas com Aplicações  
em EOR**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de mestre em Engenharia de Automação e Sistemas.

Orientador: Prof. Gustavo Artur de Andrade, Dr.

Florianópolis  
2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Favero, Leticia Capistrano  
Modelagem, Simulação e Controle de Plantas Solares  
Térmicas com Aplicações em EOR / Leticia Capistrano Favero ;  
orientador, Gustavo Artur de Andrade, 2022.  
109 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia de Automação e Sistemas, Florianópolis, 2022.

Inclui referências.

1. Engenharia de Automação e Sistemas. 2. Plantas  
Solares Térmicas. 3. Métodos Térmicos de Recuperação de  
Petróleo. 4. Injeção de Vapor Solar. 5. Controle  
Realimentado. I. de Andrade, Gustavo Artur. II.  
Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós  
Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas. III. Título.

Letícia Capistrano Favero

**Modelagem, Simulação e Controle de Plantas Solares Térmicas com Aplicações em EOR**

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Daniel Ferreira Coutinho, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Daniel Martins Lima , Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Eduardo Camponogara, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina

Profa. Lindaura Maria Steffens, Dra.  
Universidade Estadual de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em Engenharia de Automação e Sistemas.

---

Coordenação do Programa de  
Pós-Graduação

---

Prof. Gustavo Artur de Andrade, Dr.  
Orientador

Florianópolis, 2022.

## **AGRADECIMENTOS**

O presente trabalho foi realizado com apoio financeiro da Petrobras e do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, através de recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP n° 50/2015.

## RESUMO

O método térmico de recuperação de petróleo, na qual é um método de recuperação avançada de petróleo (EOR, do inglês *enhanced oil recovery*), foi uma das primeiras técnicas desenvolvidas para viabilizar a produção de campos maduros. Neste método, a energia é injetada em forma de calor para aumentar a temperatura do óleo, diminuindo a viscosidade e aumentando a mobilidade do fluido dentro do reservatório. Tradicionalmente, o vapor derivado da queima do gás natural através da geração de vapor é utilizado em poços injetores nessas jazidas, mas sua aplicabilidade tem sido limitada devido às regulamentações de proteção ambiental, além da flutuabilidade e do elevado preço do gás natural. Nos últimos anos, a tecnologia de concentração solar térmica tem sido considerada uma alternativa promissora para geração de vapor em operações de recuperação devido aos avanços tecnológicos que permitem menores custos associados à captura da energia solar. Nessas plantas de concentração solar, espelhos são usados para concentrar a luz solar em um receptor, no qual circula um fluido de transferência térmica que é então aquecido e junto a um sistema de geração de vapor produz vapor de alta temperatura, pressão e qualidade. Logo, ambos os processos se unem e constituem a recuperação térmica solar, uma nova tecnologia, a qual apresenta vantagens sobre as configurações tradicionais devido à sustentabilidade e a baixa geração de poluentes, impulsionando assim, o uso de fontes de renováveis. Nessa dissertação, são estudados o problema de controle e a viabilidade econômica de um sistema de recuperação térmica solar aplicado em campos maduros de petróleo. Os requisitos técnicos para a integração bem-sucedida deste sistema são a maximização da energia solar capturada no campo de coletores e a produção de vapor para atender a demanda dos poços injetores. O sistema de controle proposto considera estes objetivos através de uma abordagem descentralizada: (i) um controlador Proporcional Integrador (PI) com ação antecipativa é utilizado para controlar a temperatura do fluido de transferência térmica na saída do campo solar; e (ii) dois controladores Proporcionais Integradores Derivativos (PIDs) são utilizados para controlar o nível de líquido e pressão de vapor na saída do gerador de vapor. Resultados de simulação com dados reais de irradiação solar e temperatura ambiente são apresentados para ilustrar as eficiências da estratégia de controle proposta e da recuperação térmica solar, além de auxiliar na construção de uma análise econômica a partir do valor presente líquido que confirma o retorno financeiro do sistema.

**Palavras-chave:** Energia solar. Plantas solares térmicas. Métodos Térmicos de recuperação de petróleo. Injeção de vapor solar. Controle realimentado.

## ABSTRACT

The thermal enhanced oil recovery method, which is an enhanced oil recovery (EOR) method, was one of the first techniques developed to enable the production of mature fields. In this method, energy is injected in the form of heat to increase the temperature of the oil, decreasing the viscosity and increasing the mobility of the fluid within the reservoir. Traditionally, steam derived from burning natural gas through steam generation is used in injection wells of these reservoirs, but its applicability has been limited due to environmental protection regulations, in addition to the variability and high prices of natural gas. In the last years, solar thermal concentration technology has been considered as a promising alternative for steam generation in recovery operations due to technological advances that allow lower costs associated with capturing solar energy. In these plants, mirrors are used to focus sunlight on a receiver, in which a heat transfer fluid circulates, which is then heated and together with a steam generation system, steam of high temperature, pressure and quality is produced. Therefore, both processes come together and constitute the solar thermal recovery system, a new technology, which has advantages over traditional configurations due to sustainability and low generation of pollutants, thus boosting the use of renewable sources. In this dissertation, the problem of control and economic viability of a solar thermal recovery system applied in mature fields are studied. The technical requirements for the successful integration of this system are the maximization of solar energy captured in the collector field and the production of steam to meet the demand of the injection wells. The proposed control system considers these objectives through a decentralized approach: (i) a PI controller with anticipatory action is used to control the temperature of the heat transfer fluid at the output of the solar field; and (ii) two PID controllers are used to control the liquid level and outlet steam pressure of the steam generator. Simulation results with real data of solar irradiation and ambient temperature are presented to illustrate the efficiency of the proposed control strategy and solar thermal enhanced oil recovery, in addition to support the net present value economic analysis that confirms the financial return.

**Keywords:** Solar energy. Solar thermal power plants. Thermal Enhanced oil recovery. Solar Steam Injection. Feedback Control.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Primeiro protótipo de planta de recuperação térmica solar construído e comissionado pela <i>GlassPoint Solar</i> em parceria com a <i>Berry Petroleum</i> chamado de planta piloto projeto Solar 21Z. . . . .	17
Figura 2 – Outra planta piloto, comissionada pela <i>GlassPoint Solar</i> e a <i>Petroleum Development Omã</i> (PDO), que está operando em Amal, Omã, desde 2012. . . . .	18
Figura 3 – Esquema do método de recuperação secundário com injeção de água, que é responsável por introduzir uma energia artificial, deslocamento os hidrocarbonetos para fora do meio poroso em direção ao poço produtor e o preenchendo do espaço deixado pelo fluido produzido. . . . .	28
Figura 4 – Esquema da injeção cíclica de vapor. A primeira imagem representa o vapor sendo injetado pelo poço que encontra-se aberto, na segunda, o poço encontra-se fechado por um curto período de tempo para que ocorra a troca de calor entre o fluido do reservatório e o vapor injetado, e por fim, o poço é aberto para que haja a extração do óleo da jazida. . . . .	31
Figura 5 – Esquema de injeção contínua de vapor com equipamentos destinados a produção de vapor e a extração de petróleo, além do comportamento de varredura dos fluidos no interior do reservatório. . . . .	33
Figura 6 – Vista geral das instalações da Plataforma Solar de Almeria (PSA), a qual é o maior centro de concentração de pesquisa, desenvolvimento e teste de tecnologia solar da Europa. . . . .	36
Figura 7 – Planta solar com coletores cilindro parabólicos. . . . .	37
Figura 8 – Planta solar com coletores lineares Fresnel. . . . .	39
Figura 9 – Coletor de disco parabólico com motor <i>Stirling</i> . . . . .	40
Figura 10 – Maior torre de concentração solar com helióstatos, localizada em Ashalim e encontra-se nas areias do deserto do Negev. . . . .	41
Figura 11 – Esquema da geração direta de vapor com modo de passagem única e válvula injetora de água. . . . .	42
Figura 12 – Esquema da geração direta de vapor com modo de injeção, o qual é constituído de diversas válvulas injetoras de água na linha de coletores solares. . . . .	43
Figura 13 – Esquema da geração direta de vapor com modo de recirculação, o qual é constituído de um separador de água-vapor no fim da seção de evaporação da linha de coletores solares e de uma válvula injetora de água. . . . .	43

Figura 14 – Esquema de sistema de recuperação de petróleo baseado em energia solar. Nesta figura, pode-se observar a união de duas tecnologias, na primeira parte há uma planta solar e o sistema de geração de vapor e, na outra parte da figura, há o processo de recuperação térmico de petróleo, ambas as partes apresentam os seus equipamentos básicos para o funcionamento deste sistema. . . . .	46
Figura 15 – <i>Projeto Belridge Solar</i> , é a nova planta que está em construção na Califórnia e se tornará a maior instalação em recuperação térmica solar quando concluída. . . . .	47
Figura 16 – Esquema de uma planta de recuperação térmica solar, na qual os subsistemas são conectados através de tubulações, válvulas e bombas centrífugas que direcionam o fluido. . . . .	50
Figura 17 – Esquema do circuito do FTT nos modos de operação do campo solar.	52
Figura 18 – Esquema do circuito dos fluidos nos modos de operação do gerador de vapor. . . . .	54
Figura 19 – Tubo absorvedor e principais variáveis do campo de coletores solar.	56
Figura 20 – Principais variáveis do sistema de armazenamento de energia térmica.	57
Figura 21 – Diagrama esquemático de um trocador de calor do tipo casco-tubo.	58
Figura 22 – Diagrama de blocos do sistema de controle do campo solar. . . . .	66
Figura 23 – Máquina de estados do campo solar. . . . .	67
Figura 24 – Esquema de um controle básico Proporcional Integrador (PI) com estratégia <i>anti-windup</i> do tipo <i>back calculation</i> . . . . .	69
Figura 25 – Máquina de estados do gerador de vapor. . . . .	70
Figura 26 – Diagrama de blocos do sistema de controle de geração de vapor. . .	71
Figura 27 – Domínio do modelo numérico com a representação dos poços. . . .	75
Figura 28 – Características da rocha utilizadas no cenário numérico. . . . .	76
Figura 29 – Distribuição da pressão inicial no reservatório. . . . .	77
Figura 30 – Variáveis da planta solar e dos tanques de armazenamento em cinco dias de simulação. . . . .	80
Figura 31 – Variáveis do sistema de geração de vapor em cinco dias de simulação.	82
Figura 32 – Volumes acumulados da produção e injeção do reservatório. . . . .	83
Figura 33 – Saturação do óleo em diferentes instantes de tempo. . . . .	84
Figura 34 – Pressão do reservatório [Pa] em diferentes instantes de tempo. . . .	85

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Faixas de operação do campo solar para os diferentes modos de operação. . . . .	67
Tabela 2 – Faixas de operação do gerador de vapor para os diferentes modos de operação. . . . .	71
Tabela 3 – Principais parâmetros do campo solar. . . . .	73
Tabela 4 – Principais parâmetros do sistema de geração de vapor. . . . .	74
Tabela 5 – Parâmetros das propriedades da rocha. . . . .	75
Tabela 6 – Condições iniciais da simulação do reservatório. . . . .	77
Tabela 7 – Parâmetros da sintonia de controle do sistema. . . . .	78
Tabela 8 – Parâmetros econômicos considerando o regime fiscal brasileiro. . .	87

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AET	Armazenamento de Energia Térmica
AIE	Agência de Energia Internacional
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
C	Custo Total
Ca	Custo de Abandono
CO	Custos Operacionais
CSSL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
Dep	Depreciação
ESC	Energia Solar Concentrada
FC	Fluxo de Caixa
FR	Fator de Recuperação do Óleo
FTT	Fluido de Transferência Térmica
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
IRENA	Agência Internacional para as Energias Renováveis
IRPJ	Imposto de Renda de Pessoa Jurídica
MRST	<i>MATLAB Reservoir Simulation Toolbox</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PDO	<i>Petroleum Development Omã</i>
PE	Participação Especial
PI	Proporcional Integrador
PID	Proporcional Integrador Derivativo
PSA	Plataforma Solar de Almeria
R	Receita Bruta
Roy	<i>Royalties</i>
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
VSD	Vapor Solar Direto

## LISTA DE SÍMBOLOS

$c_f$	Compressibilidade efetiva da formação
$\Delta V_p$	Variação do volume poroso
$V_p$	Volume poroso inicial
$\Delta P$	Variação da pressão
$S_o$	Saturação do óleo
$S_g$	Saturação do gás
$S_w$	Saturação da água
$V_o$	Volume de óleo
$V_g$	Volume de gás
$V_w$	Volume de água
$k$	Permeabilidade
$q$	Vazão volumétrica
$\mu$	Viscosidade do fluido
$L$	Comprimento
$A$	Área da seção reta
$P_1 - P_2$	Diferencial de pressão
$\lambda$	Mobilidade do fluido
$T_{c,rec}$	Temperatura de referência na saída do campo coletor solar
$h$	Entalpia específica
$\rho$	Massa específica
$c_p$	Calor específico
$T$	Temperatura
$t$	Tempo
$T_c$	Temperatura de saída do campo coletor solar
$T_{tf}$	Temperatura de entrada do campo coletor solar
$T_{amb}$	Temperatura do ambiente
$m_c$	Vazão mássica do fluido de saída do campo solar e do Armazenamento de Energia Térmica (AET) frio
$\rho_c$	Massa específica do Fluido de Transferência Térmica (FTT) do campo solar
$c_{p,c}$	Calor específico do FTT no campo solar
$I$	Irradiação solar
$\alpha$	Eficiência dos coletores solar
$G$	Abertura dos coletores solar
$\gamma$	Desfoque dos coletores solar
$A_c$	Área da seção transversal dos coletores solar
$\eta_{op}$	Número de laços ativos

$L_1$	Comprimento do laço
$L_2$	Comprimento total do campo solar
$\tilde{H}_l$	Perdas térmicas por convecção na planta solar
$tq$	AET quente
$tf$	AET frio
$L_i$	Nível de líquido do tanque $i$
$A_i$	Área da seção transversal do tanque $i$
$m_p$	Vazão mássica do fluido de saída do AET quente e de entrada e saída do sistema de geração de vapor
$\beta$	Modo de operação do campo
$T_i$	Temperatura do fluido no tanque $i$
$Q$	Calor induzido pela resistência elétrica no AET frio
$h_c$	Entalpia específica do campo solar
$h_v$	Entalpia específica do sistema de geração de vapor
$\tilde{H}_t$	Perdas térmicas por convecção nos tanques de armazenamento
$T_s$	Temperatura do vapor no superaquecedor
$T_{ms}$	Temperatura do FTT no superaquecedor
$m_s$	Vazão mássica do vapor
$c_{p,s}$	Calor específico do vapor no superaquecedor
$c_{p,ms}$	Calor específico do FTT no superaquecedor
$A_s$	Área da seção transversal do superaquecedor
$L_s$	Comprimento do superaquecedor
$\tilde{H}_s$	Perdas térmicas por convecção no superaquecedor
$T_{wp}$	Temperatura da água no pré-aquecedor
$T_{mp}$	Temperatura do FTT no pré-aquecedor
$c_{p,wp}$	Calor específico da água no pré-aquecedor
$c_{p,mp}$	Calor específico do FTT no pré-aquecedor
$A_p$	Área da seção transversal do pré-aquecedor
$L_p$	Comprimento do pré-aquecedor
$m_w$	Vazão mássica da água
$\tilde{H}_p$	Perdas térmicas por convecção no pré-aquecedor
$P$	Pressão
$T_d$	Temperatura da caldeira
$T_{sd}$	Temperatura do vapor na caldeira
$m_f$	Vazão mássica da alimentação da caldeira
$\rho_w$	Massa específica da água
$\rho_s$	Massa específica do vapor
$h_w$	Entalpia específica da água
$h_s$	Entalpia específica do vapor saturado

$h_f$	Entalpia específica da alimentação da caldeira
$Q_v$	Fluxo de calor da caldeira
$m_t$	Massa total da caldeira
$c_{p,m}$	Calor específico do metal da caldeira
$V_{wt}$	Volume total de água no sistema de geração de vapor
$V_{st}$	Volume total de vapor no sistema de geração de vapor
$V_t$	Volume total do sistema de geração de vapor
$t_d$	Tempo de residência na caldeira
$L_v$	Nível de líquido na caldeira
$m_{dc}$	Vazão mássica de recirculação na caldeira
$V_{wd}$	Volume de água líquida na caldeira
$V_{sd}$	Volume de vapor na caldeira
$m_r$	Massa do <i>riser</i>
$m_d$	Massa da caldeira
$V_r$	Volume do <i>riser</i>
$V_{dc}$	Volume do <i>downcomer</i>
$\bar{\alpha}_v$	Fração de volume médio de vapor no <i>riser</i>
$\alpha_r$	Qualidade de vapor no <i>riser</i>
$A_d$	Área da caldeira
$h_{cd}$	Entalpia específica de condensação da caldeira
$\beta_d$	Coefficiente empírico da caldeira
$u$	Sinal de controle
$e$	Erro de seguimento de uma referência
$r$	Valor de referência a ser seguido em malha fechada
$K_p$	Ganho proporcional de controle
$K_i$	Ganho integrador de controle
$K_d$	Ganho derivativo de controle
$t_s$	Tempo de amostragem
$t_{aw}$	Tempo de atuação da ação <i>anti-windup</i>
$N_p$	Produção acumulada de óleo
$G_p$	Produção acumulada de gás
$V_{inj}$	Injeção acumulada de vapor
$FC_j$	Fluxo de caixa no final do período $j$
$p_o$	Preço do óleo
$p_g$	Preço do gás
$Inv$	Investimentos
$Inv_E$	Investimentos na exploração
$Inv_A$	Investimentos na avaliação
$Inv_{Pocos}$	Investimentos na construção de poços de petróleo

$Inv_F$	Investimentos na facilidades de produção
$Inv_D$	Investimentos no descomissionamento do campo de petróleo
$C_o$	Custo da produção de óleo
$C_{gas}$	Custo da produção de gás
$C_{agua}$	Custo da produção de água
$C_{inj}$	Custo da injeção de vapor superaquecido
$t_D$	Tempo de depreciação
$Dep_{PE}$	Depreciação das facilidades de produção quanto dos poços
$L_t$	Lucro tributário

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>17</b>
1.1	JUSTIFICATIVA	20
1.2	OBJETIVOS	22
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo geral</b>	<b>22</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos específicos</b>	<b>22</b>
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	23
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>24</b>
2.1	PROPRIEDADES BÁSICAS DO RESERVATÓRIO	24
<b>2.1.1</b>	<b>Porosidade</b>	<b>24</b>
<b>2.1.2</b>	<b>Compressibilidade</b>	<b>24</b>
<b>2.1.3</b>	<b>Saturação</b>	<b>25</b>
<b>2.1.4</b>	<b>Permeabilidade</b>	<b>25</b>
<b>2.1.5</b>	<b>Mobilidade</b>	<b>26</b>
2.2	MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS	26
<b>2.2.1</b>	<b>Método de recuperação primário</b>	<b>27</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Método de recuperação secundário</b>	<b>27</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Método de recuperação terciário</b>	<b>28</b>
2.2.3.1	Método térmico de recuperação	29
2.2.3.1.1	<i>Injeção cíclica de vapor</i>	31
2.2.3.1.2	<i>Injeção contínua de vapor</i>	32
2.2.3.1.3	<i>Injeção de vapor proveniente da queima do gás natural</i>	32
2.3	ENERGIA RENOVÁVEL	34
<b>2.3.1</b>	<b>O Sol e a energia solar</b>	<b>35</b>
2.3.1.1	Energia solar térmica	35
2.3.1.1.1	<i>Coletores cilindro parabólicos</i>	37
2.3.1.1.2	<i>Coletores lineares Fresnel</i>	38
2.3.1.1.3	<i>Coletores centralizados de discos parabólicos</i>	38
2.3.1.1.4	<i>Torres de concentração solares com helióstatos</i>	39
2.3.1.2	Geração de vapor solar	40
2.3.1.3	Armazenamento da energia térmica	44
<b>2.3.2</b>	<b>Energia solar e recuperação de hidrocarbonetos</b>	<b>44</b>
2.4	CONCLUSÕES PARCIAIS	47
<b>3</b>	<b>DESCRIÇÃO DE UM SISTEMA DE RECUPERAÇÃO TÉRMICO SOLAR E SUA MODELAGEM MATEMÁTICA</b>	<b>49</b>
3.1	DESCRIÇÃO DO SISTEMA	49
<b>3.1.1</b>	<b>Campo de coletores solar</b>	<b>49</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Tanques de armazenamento</b>	<b>51</b>

3.1.3	<b>Gerador de vapor</b> . . . . .	<b>52</b>
3.2	MODELAGEM MATEMÁTICA . . . . .	53
3.2.1	<b>Planta solar e armazenamento térmico</b> . . . . .	<b>54</b>
3.2.2	<b>Gerador de vapor</b> . . . . .	<b>58</b>
3.2.3	<b>Reservatório</b> . . . . .	<b>61</b>
3.3	CONCLUSÕES PARCIAIS . . . . .	62
4	<b>SISTEMA DE CONTROLE PARA UMA PLANTA DE RECUPERAÇÃO TÉRMICA SOLAR</b> . . . . .	<b>64</b>
4.1	PROBLEMA DE CONTROLE . . . . .	65
4.1.1	<b>Observações sobre o problema de controle de recuperação térmica solar</b> . . . . .	<b>66</b>
4.1.2	<b>Sistema de controle do campo de coletores</b> . . . . .	<b>67</b>
4.1.2.1	Regras de comutação entre os modos de operação . . . . .	67
4.1.2.2	Estratégia de controle de temperatura . . . . .	68
4.1.3	<b>Sistema de controle do gerador de vapor</b> . . . . .	<b>70</b>
4.1.3.1	Regras de comutação entre os modos de operação . . . . .	70
4.1.3.2	Estratégia de controle de nível e pressão do gerador de vapor . . . . .	71
4.1.3.3	Regra de despacho do FTT para o gerador de vapor . . . . .	72
4.2	CONCLUSÕES PARCIAIS . . . . .	72
5	<b>RESULTADOS DE SIMULAÇÃO E ANÁLISE ECONÔMICA</b> . . . . .	<b>73</b>
5.1	SINTONIA DOS CONTROLADORES . . . . .	76
5.2	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO DO CAMPO SOLAR E DO GERADOR DE VAPOR . . . . .	79
5.3	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO DO RESERVATÓRIO . . . . .	82
5.4	ANÁLISE ECONÔMICA DO SISTEMA DE RECUPERAÇÃO SOLAR . . . . .	86
6	<b>CONCLUSÕES</b> . . . . .	<b>88</b>
6.1	PUBLICAÇÕES . . . . .	90
6.2	PERSPECTIVAS FUTURAS . . . . .	90
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>91</b>
	<b>APÊNDICE A – FUNDAMENTOS DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA</b> . . . . .	<b>104</b>
A.1	AVALIAÇÃO DOS DADOS DE PRODUÇÃO . . . . .	104
A.1.1	<b>Tomada de decisão</b> . . . . .	<b>105</b>
A.1.2	<b>Avaliação econômica determinística</b> . . . . .	<b>106</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a integração de geradores de vapor solar em sistemas de recuperação de petróleo vem recebendo atenção da indústria petrolífera devido à redução dos custos das tecnologias solares e a flutuação do preço do vapor gerado com gás natural (MOKHEIMER *et al.*, 2019). Recentes estudos demonstraram que é possível substituir uma fração substancial do calor para recuperação térmica (HOU *et al.*, 2021), atualmente obtida pela queima de gás natural, com energia solar concentrada. Essa alternativa também pode proporcionar enormes economias monetárias com investimentos de cobertura contra possíveis regulamentações de impostos sobre o carbono, além de ser uma forma ambientalmente amigável e sustentável de explorar reservas de óleo pesado (HALABI *et al.*, 2015).

Um dos primeiros protótipos de plantas de recuperação térmica solar construído foi o Projeto Solar 21Z, comissionado pela *GlassPoint Solar* em parceria com a *Berry Petroleum* (COX, 2019), o projeto dessa planta é apresentada na Figura 1. Esse sistema está em operação desde 2010 na Califórnia, EUA, e é capaz de gerar um milhão de *British Thermal Unit (BTUs)* de calor solar por hora utilizando um campo de coletores cilindro-parabólicos com área total de um acre.

Figura 1 – Primeiro protótipo de planta de recuperação térmica solar construído e comissionado pela *GlassPoint Solar* em parceria com a *Berry Petroleum* chamado de planta piloto projeto Solar 21Z.



Fonte: (HUSSAIN, 2011)

Outra planta piloto, comissionada pela *GlassPoint Solar* e a *Petroleum Development Omã* (PDO), está operando em Amal, Omã, desde 2012, pode-se visualizá-la na Figura 2. Esta planta também utiliza a tecnologia de coletores cilindro-parabólicos, mas é 27 vezes maior que a instalação do Projeto Solar 21Z. Sua capacidade de geração média diária é de 50 toneladas de vapor, que equivale a cerca de 20% do vapor necessário nas operações de recuperação dos campos da PDO (GREGORY; YOUNG, 2014).

Figura 2 – Outra planta piloto, comissionada pela *GlassPoint Solar* e a PDO, que está operando em Amal, Omã, desde 2012.



Fonte: (WESOFF, 2015)

Recentemente, o projeto *Belridge Solar*, articulado entre a *GlassPoint Solar* e *Aera Energy*, foi anunciado com o objetivo de produzir 12 milhões de barris de vapor por ano através de um gerador de vapor solar de 850 Megawatts (MW). Estima-se que com esta potência será possível reduzir 376.000 toneladas de carbono produzido pelo campo de petróleo por ano (SOLAR, 2017). A planta está sendo construída na Califórnia, EUA, e será a maior instalação de recuperação térmica baseada em energia solar quando finalizada.

Apesar das vantagens da energia solar térmica na recuperação de óleo pesado, essa tecnologia ainda possui diversos desafios do ponto de vista de controle. Em parti-

cular, diversas variáveis devem ser controladas em seu ponto de operação ótimo para que os custos associados ao vapor produzido sejam competitivos com o vapor gerado a partir de gás natural. Por se tratar de um processo relativamente novo, ainda não existem resultados na literatura que investigam este problema de maneira sistemática. Entretanto, o controle de temperatura de plantas solares térmicas, estudado abundantemente na literatura, pode ser considerado conexo com as plantas de recuperação térmica solar, já que a temperatura do coletor também deve ser regulada nestas plantas. As metodologias desenvolvidas vão desde controladores lineares (CIRRE *et al.*, 2007), controladores preditivos baseados em modelo (ANDRADE *et al.*, 2013) ou controle adaptativo (LEMOS *et al.*, 2014). Outros autores, tais como Sioshansi e Denholm (2010), Madaeni *et al.* (2011) e Biazetto *et al.* (2021), focaram em estratégias de controle para otimizar o armazenamento e despacho da energia térmica de plantas solares, que também é essencial na recuperação térmica. Usando tais estratégias, os autores mostraram que o custo da energia elétrica produzida pela planta pode decrescer ainda mais.

Motivados pela escassez de trabalhos relacionados com modelagem e controle de sistemas de recuperação térmica solar, propõem-se neste trabalho um modelo matemático fenomenológico e um sistema de controle para plantas solares térmicas baseadas na tecnologia cilindro parabólica acopladas em reservatórios de óleo pesado. Os controladores utilizados são do tipo Proporcional Integrador Derivativo (PID), com ação antecipativa e controlam as principais variáveis do processo, tais como, temperatura de saída do campo solar, nível de líquido e pressão de saída do gerador de vapor. Os modos de operação da planta também são ajustados de acordo com a disponibilidade da irradiação solar e temperatura do Fluido de Transferência Térmica (FTT), e uma lógica é proposta para despachar e armazenar a energia térmica dos tanques de acordo com o nível de abastecimento dos mesmos. Além disso, foi considerado que há uma fonte de combustível fóssil auxiliar para prover vapor para a planta nos intervalos de tempo em que a irradiação solar não é suficiente para manter a vazão de vapor constante. Resultados de simulação considerando dados reais de irradiação solar e temperatura ambiente são apresentados para ilustrar o desempenho do sistema.

Ademais, os resultados obtidos da simulação de um reservatório de óleo pesado são apresentados, o qual é constituído de três poços verticais, sendo dois injetores de vazão constante e um produtor. Por meio da produção de petróleo obtida e do comportamento dos fluidos e da jazida, nota-se que há uma cobertura quase completa do volume e otimiza-se o crescimento da câmara de vapor, para que um maior volume de óleo seja obtido, assim como a mudança nos parâmetros dos fluidos dentro da jazida. Por fim, realiza-se uma análise econômica sobre dois cenários, o primeiro sendo constituído da recuperação térmica solar, na qual 42% da injeção de vapor é proveniente da planta solar e o segundo, cujo vapor injetado é totalmente produzido através

do sistema de geração de vapor através da queima de gás natural. Nessa análise, o indicador principal que mostra o melhor retorno financeiro é o Valor Presente Líquido (VPL). Também ressalta-se a economia de gás natural que ocorre pela substituição do vapor solar, e conseqüentemente, a diminuição das taxas de carbono.

## 1.1 JUSTIFICATIVA

O anuário estatístico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) de 2021, que é baseado nos dados divulgados pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), mostrou que as reservas de petróleo localizadas em terra e mar atingiram a marca de 1,7 trilhões de barris em 2019. O volume das reservas do Oriente Médio, região que concentra a maior parte, é equivalente a 48,3% do total mundial, já a Venezuela é o primeiro país com a maior reserva comprovada totalizando 17,5%, enquanto o Brasil encontra-se na 16ª posição com um volume de 11,9 bilhões de barris. Com relação a produção de óleo e gás natural, o Brasil encontra-se na nona posição, totalizando três milhões de barris por dia (3,4% do total mundial).

De acordo com a Agência de Energia Internacional (AIE), do inglês: *International Energy Agency*, apenas 30% da composição do cenário mundial do petróleo são óleos convencionais, o restante divide-se em 15% de óleos pesados, 25% de óleos extra pesados e 30% de betumes e óleo com areia. Analisando esses percentuais, é perceptível que a maior parte é composta de óleo pesado, ou seja, hidrocarbonetos aromáticos ou de cadeias longas, que possuem como densidade relativa um grau API menor que 22 e, quando refinados, geram, principalmente, óleo combustível e asfalto. Sabe-se que este tipo de fluido é bastante viscoso e para que haja uma maior recuperação é necessário realizar maiores investimentos em projetos de recuperação especial ou terciária, como, por exemplo, a injeção de vapor. Para que, assim, maximize-se a produção econômica de campos com tal característica, uma vez que os consolidados métodos convencionais não extraem mais que 30% do óleo dessas jazidas (THOMAS, 2001).

No Brasil, a produção de óleo leve foi de 2,8% (grau API  $\geq$  31), 91,3% de óleo médio ( $22 \leq$  grau API  $<$  31) e somente 5,9% de óleo pesado (grau API  $<$  22) (ENERGY, F., 2021). A produção *onshore* é equivalente a 100 mil barris por dia, o que representa somente 3% da produção total (BRASIL, 2022a). Tais dados mostram que esses campos de reservas maduras *onshore* são importantes e aplicáveis para aumentar ainda mais o volume recuperável dessas jazidas através do método de recuperação de térmico.

Atualmente, existe um incentivo no Brasil para revitalização de poços de óleos pesados por meio do Ministério de Minas e Energia e o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), através da implementação de medidas de melhorarias nas condições

de mercado e, conseqüentemente, aumentar a atração de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de petróleo e gás (DUTRA, 2021). A meta destas medidas é que em 10 anos ocorra a duplicação da produção *onshore* brasileira, saindo do patamar de 270 mil barris diários de óleo equivalente, para 500 mil barris diários de óleo equivalente (MACIEL *et al.*, 2019). Esta meta também é impulsionada pela Lei do Petróleo, Lei 9.478/97, que abriu uma nova frente de investimentos para o capital privado. Neste caso, os campos de óleos pesados são uma oportunidade de fomento aos negócios de petróleo devido à necessidade de uma operação mais eficiente, porém exigindo menores investimentos e necessidade técnica específica. De acordo com a Presidente interina e Diretora Executiva Corporativa do IBP, Cristina Pinho, cada campo viabilizado pode gerar US\$ 1 bilhão em investimentos, 23 mil novos postos de trabalho (diretos e indiretos) e US\$ 1,5 bilhão em arrecadação para o governo.

Por detrás desses dados, conclui-se que há uma necessidade urbana e industrial por maiores explorações de petróleo e gás natural mas, com isso, problemas veem surgindo devido à utilização desses combustíveis fósseis. Como ocorre com as emissões de gases oriunda da queima de tais combustíveis que são liberadas na atmosfera colocando o mundo em risco de mudanças climáticas catastróficas. Cerca de 86% das emissões de dióxido de carbono do mundo são para a produção de energia e materiais. Em 2019, o mundo emitiu 36,4 bilhões de toneladas do dióxido de carbono (BBCNEWS, 2021). Esses dados mostram que há uma necessidade em investir no aproveitamento de outras fontes de energia, dentre elas a renovável.

A sustentabilidade com o meio ambiente e a baixa geração de poluentes são as principais vantagens das energias renováveis, características importantes devido ao surgimento de novas leis e acordos para impulsionar seu uso, por exemplo, o Acordo de Paris, o qual é um dos maiores propulsores para a utilização desta classe de energia. Além disso, a Organização das Nações Unidas (ONU) publicou a Agenda 2030 com 17 objetivos de desenvolvimento sustentável. Alguns desses objetivos possuem viés tecnológicos e estão relacionados com esta dissertação, tais como, energia limpa e acessível; indústria, inovação e infraestrutura; cidades e comunidades sustentáveis; consumo e produção responsáveis; e parcerias e meios de implementação. Este cenário sugere que o presente momento é o ideal para expandir as tecnologias e reduzir os custos, assim, permitindo o incentivo e a utilização das energias renováveis.

O Brasil tem apresentado um crescente número de investimentos e aplicações em fontes de energia solar devido às vantagens de sua localização geográfica e incidência de irradiação solar elevada e relativamente uniforme em sua extensão territorial. Logo, os preços destas tecnologias reduziram se comparado aos últimos anos, além de que o tempo de vida útil delas aumentou para 25 anos (BRASIL, 2022a). O Plano Decenal de Expansão de Energia prevê que do total de energia elétrica do país, 15% sejam de energia eólica e solar para o ano de 2031 (BRASIL, 2022a). Além disso, a

Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA), do inglês: *International Renewable Energy Agency*, prevê que até 2050, dois terços da energia mundial será renovável, enquanto em 2019 representava apenas 1/6 dessa energia (IRENA, 2019). Ao mesmo tempo que o diretor-geral da ANP, Rodolfo Saboia, destaca que a recente alta nos preços do petróleo e gás, relacionada à invasão da Ucrânia pela Rússia, remete à importância da segurança energética (LISBOA, 2022), em um contexto de substituição das energias fósseis por renováveis.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral desta dissertação é contribuir no desenvolvimento de modelos matemáticos fenomenológicos e metodologias de controle para sistemas de recuperação térmica solar com possibilidade de aplicação para recuperação de petróleo.

### 1.2.2 Objetivos específicos

Com base no objetivo geral apresentado, determinaram-se os seguintes objetivos específicos:

1. Realizar uma revisão bibliográfica para obtenção de conhecimentos teóricos e dados que levam ao entendimento da funcionalidade e aplicabilidade das metodologias de controle em sistemas de recuperação térmica solar.
2. Desenvolver modelos matemáticos fenomenológicos que possam representar de maneira fidedigna as principais características de plantas solares térmicas acopladas com poços de petróleo.
3. Aplicar metodologias de controle que cumpram os requisitos de desempenho destes sistemas em um estudo de caso simplificado da indústria petrolífera brasileira.
4. Analisar e comparar as quantidades de óleo e gás produzidas pelas estratégias de controle, visualizando se a recuperação térmica solar será eficaz em reservatórios de óleo pesado.
5. Estudar a viabilidade termodinâmica e econômica para sistemas de injeção de vapor solar para recuperação de óleos pesados.
6. Estimar o melhor valor presente líquido através da realização de uma análise econômica dos métodos de recuperação de hidrocarbonetos injetando uma fração de vapor solar ou somente vapor gerado pela queima do gás natural.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esse trabalho está dividido em 6 capítulos. No Capítulo 1, já descrito, apresenta-se uma breve introdução, com as principais motivações e justificativas para o estudo do tema abordado neste trabalho, além dos objetivos esperados para realizar esta pesquisa.

Logo, no Capítulo 2, é realizada uma fundamentação teórica dos principais temas envolvidos nesta pesquisa. Primeiramente, são descritos as propriedades básicas do reservatório, os métodos de recuperação primário, secundário e terciário para recuperação de hidrocarbonetos. Na sequência, são descritas as principais tecnologias para captação de energia solar e como elas podem ser acopladas com poços de petróleo para realizar a recuperação de petróleo.

No Capítulo 3, apresenta-se a descrição da planta solar juntamente com os seus modos de operação e o sistema de geração de vapor e, também, encontram-se os modelos matemáticos utilizados nessa pesquisa. Logo, o Capítulo 4 se destina à descrição do problema de controle de plantas solares acoplados em sistemas de geração de vapor e também consta o sistema de controle proposto.

No Capítulo 5, são apresentados e analisados os resultados obtidos das simulações numéricas para os modelos descritos nos capítulos anteriores. Apresentando primeiramente o comportamento do sistema de controle da planta solar e do sistema de geração de vapor, assim como uma análise do comportamento do reservatório estudado e do volume recuperado de petróleo, como também sua análise econômica para o método acoplado à planta solar, além de outro cenário utilizando somente a geração de vapor por meio da oxidação do gás natural.

Finalmente, no Capítulo 6, encontram-se as principais conclusões, as submissões de artigos no decorrer desta pesquisa, e por fim, as perspectivas de trabalhos futuros.

Então, no Apêndice A, há os fundamentos de avaliação econômica. No qual apresenta definições dos parâmetros analisados no decorrer desta dissertação, bem como, o estudo teórico da avaliação econômica no cenário determinístico.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, uma fundamentação teórica sobre os principais tópicos desta dissertação é realizada. Inicia-se com uma breve descrição sobre as propriedades básicas dos reservatórios e a relevância dos métodos de recuperação de petróleo por meio da injeção de vapor. Posteriormente, a energia solar e suas principais tecnologias são apresentadas. Por fim, plantas solares acopladas com poços de petróleo para realizar a recuperação do óleo são descritas.

### 2.1 PROPRIEDADES BÁSICAS DO RESERVATÓRIO

O conhecimento do reservatório é de suma importância quando se anseia em extrair petróleo, pois conhecendo o reservatório e suas propriedades básicas como rocha e fluido consegue-se determinar o volume de fluido presente no meio poroso, sua distribuição, sua capacidade de se mover e o volume extraído estimado.

A seguir, apresenta-se uma breve descrição de alguns parâmetros físico-químicos importantes para essa dissertação, tais como: a porosidade, a compressibilidade e a permeabilidade da rocha, e a saturação e mobilidade do fluido.

#### 2.1.1 Porosidade

A porosidade é uma propriedade física que determina uma relação entre o volume dos espaços vazios (os poros) pelo volume total da rocha. Esse parâmetro determina se é possível a rocha absorver ou não os fluidos e também deixá-los passar.

Os poros podem ter interconexão dependendo da distância entre os espaços vazios. Se os mesmos forem conectados e com maior espaçamento, há maiores chances de haver fluxo dos fluidos nesse espaçamento.

Conforme Thomas (2001), o fluido presente na rocha pode vir durante a sua decomposição, sendo uma porosidade primária ou então, de fraturas e dissoluções da parte da matriz (toda parte sólida da rocha) que ocorre quando a rocha já está formada, chamada de porosidade secundária ou subsequente.

#### 2.1.2 Compressibilidade

No petróleo, a compressibilidade recebe o nome de *compressibilidade efetiva da formação*, uma vez que tal parâmetro é uma relação entre a variação fracional dos volumes dos poros e a variação de pressão (BARILLAS, 2005), conforme representado pela equação abaixo:

$$C_f = \frac{\Delta V_p / V_p}{\Delta P},$$

onde  $c_f$  é a compressibilidade efetiva da formação,  $\Delta V_p$  é a variação do volume poroso,  $V_p$  é o volume poroso inicial e  $\Delta P$  é a variação da pressão.

Inicialmente, na rocha reservatório, o fluido existente preenche os poros, fazendo uma pressão sobre as paredes dos mesmos e quando parte desse fluido é retirado, ocorre um decaimento de pressão e, conseqüentemente, os poros têm os seus volumes reduzidos.

### 2.1.3 Saturação

Os poros da rocha reservatório possuem água e hidrocarbonetos, e para saber o percentual do volume poroso que é ocupado por cada fluido (OLIVEIRA, A. C. d., 2015), utiliza-se a saturação, sendo representada por:

$$S_o = V_o/V_p,$$

$$S_g = V_g/V_p,$$

$$S_w = V_w/V_p,$$

$$S_o + S_g + S_w = 1,$$

onde  $S_o$ ,  $S_g$  e  $S_w$  são as saturações, e  $V_o$ ,  $V_g$ , e  $V_w$  são os volumes do óleo, gás e água, respectivamente.

A saturação de água existente na rocha reservatório é chamada de água conata.

### 2.1.4 Permeabilidade

A permeabilidade é o parâmetro que mede a capacidade de uma rocha propiciar o fluxo de fluidos. Se a rocha conter uma quantidade desejável de poros e dentro destes houver uma quantidade mínima de hidrocarbonetos, não pode-se garantir que esse fluido será extraído (THOMAS, 2001). A rocha é quem deve permitir o escoamento de fluidos pelos canais porosos, ou seja, quanto maior forem os poros e mais conectados eles estiverem, maior será a facilidade ao escoamento dos fluidos. A dificuldade no deslocamento dos fluidos no interior da rocha pode ser porque esses canais são mais estreitos, estrangulados e tortuosos.

Conforme Plucenio (2016), a permeabilidade absoluta existe quando somente um único fluido está contido no poro e a sua unidade mais usada é Darcy, dada pela equação:

$$k = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A(P_1 - P_2)}$$

onde  $k$  é a permeabilidade,  $q$  é a vazão volumétrica no meio poroso,  $\mu$  é a viscosidade do fluido, sendo  $L$  o comprimento e  $A$  é a área da seção reta aberta ao fluxo do meio poroso e  $P_1 - P_2$  é o diferencial de pressão.

Na rocha reservatório, sempre há mais de dois fluidos contidos nos poros e, portanto, usa-se a permeabilidade efetiva para medir a facilidade com que cada um dos fluidos se move (BARILLAS, 2005). Esse parâmetro depende da saturação de cada fluido contido no meio poroso.

Conforme Thomas (2001), a permeabilidade relativa é o parâmetro utilizado em engenharia de reservatório, a qual é a divisão da permeabilidade efetiva dos fluidos existentes na rocha pela permeabilidade absoluta.

### 2.1.5 Mobilidade

A mobilidade,  $\lambda$ , é uma característica de deslocamento, a qual é uma relação entre a permeabilidade efetiva e a viscosidade do fluido, sendo:

$$\lambda = k/\mu.$$

Analisando a razão entre as mobilidades da água e do óleo, dada pela expressão  $\lambda_w/\lambda_o$ , isso significa que a eficiência de deslocamento do óleo será pequena quando a razão de mobilidade for grande. Portanto, isso significa que o fluido injetado irá "furar" o banco de óleo formado e formará caminhos preferenciais (*fingers*) entre os poços injetores e os produtores (CURBELO, 2006).

## 2.2 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

Os conceitos sobre os métodos de recuperação utilizados ao longo desta pesquisa de mestrado, cujos fundamentos alicerçam a mesma, são apresentados nessa seção. Entre os tópicos estão os métodos de recuperação primário, secundário e terciário de hidrocarbonetos. Em particular, será dada ênfase ao método de injeção contínua por vapor e a geração de vapor pela queima de gás natural.

Um reservatório de petróleo apresenta um tempo de vida que pode ser subdividido em três etapas, as quais são necessariamente dependentes. Na primeira etapa há um poço surgente, cuja produção de óleo e gás ocorre de maneira natural, ou seja, a energia natural da formação é capaz de elevar o fluido até a superfície. Na segunda etapa, a produção natural não é mais suficiente, e então, devem-se utilizar métodos de recuperação. Esses métodos se tratam de uma repressurização da jazida, ou seja, uma energia artificial é introduzida na mesma por meio de poços de injeção que suplementam a energia perdida e melhoram a eficiência do deslocamento da acumulação de hidrocarbonetos. A característica dessa fase é que apenas fluidos originais do reservatório, na maioria das vezes água, são injetados e assim as condições naturais não são modificadas.

Conforme Lakatos e Lakatos-Szabo (2008), quando se anseia em aumentar ainda mais o fator de recuperação, parte-se para a última etapa, que é a injeção de

fluidos deslocantes que contenham substâncias que naturalmente nunca estiveram em contato com essa formação, e que são capazes de modificar as características da jazida e o mecanismo de deslocamento. De acordo com Lockhart e Borgarello (1998), este tipo de recuperação tornou-se um método capaz de produzir um volume maior de óleo do reservatório, uma vez que com uma técnica mais simples, esse novo volume produzido ficaria abandonado dentro do poro da rocha, finalizando a vida econômica deste reservatório.

A seguir, descrevem-se as principais características destes três métodos de recuperação de petróleo.

### 2.2.1 Método de recuperação primário

A denominação de método de recuperação primário refere-se aos reservatórios que apresentam energia suficiente para a elevação do fluido à superfície. Essa energia é fornecida por mecanismos como gás em solução, capa de gás e influxo de água. Em muitos casos, empresas petrolíferas optam por maximizar o tempo de produção por este método, isto porque a utilização do poço surgente não apresenta custo tão elevado quando comparado com as técnicas de elevação artificial.

A aplicação desta metodologia pode ser explicada devido a dois efeitos principais. Um deles é a descompressão, que expande os fluidos no reservatório juntamente com a contração do volume poroso. Enquanto o outro é dado pelo deslocamento de um fluido por outro fluido. Conforme Rosa *et al.* (2006), intitula-se mecanismos de produção, o conjunto de fatores que causam esses efeitos.

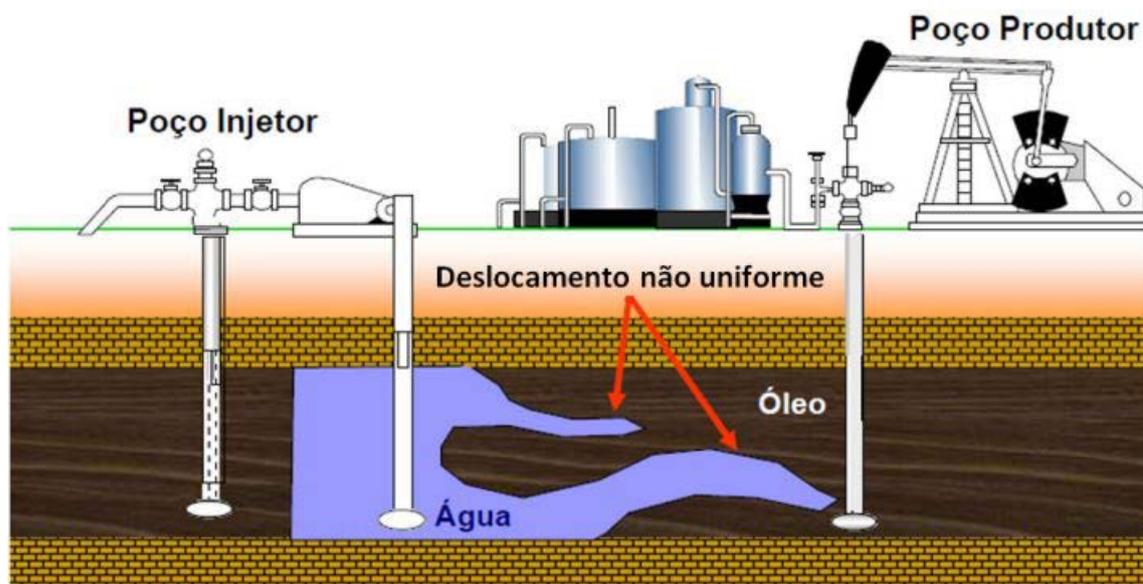
O fator de recuperação médio global está estimado em 15%, o qual é designado de óleo fácil (ALMEIDA, 2004). Portanto, conclui-se que a eficácia desse processo primário é relativamente baixa. Conforme Mothe *et al.* (2006), esse fator pode ser melhorado com a utilização de tecnologias adequadas, da viabilidade econômica e de estratégias de gerenciamento do projeto de exploração e desenvolvimento do campo em análise, através da aplicação de métodos de recuperação secundária e terciária.

### 2.2.2 Método de recuperação secundário

O método de recuperação secundário, também chamado de *método convencional*, é um método de elevação artificial, já que, com o decorrer do tempo de vida do reservatório, a produção tende a diminuir devido à rápida queda de pressão. Assim, há a necessidade de suplementar esta energia perdida para que haja um aumento da produção de óleo e gás. Segundo Montalvo (2008), os métodos mais baratos e comuns são a injeção de água e a reinjeção de gás de produção. Um esquema representativo utilizando a injeção de água é mostrado na Figura 3.

O mecanismo para introduzir a energia artificial é estritamente mecânico, mediante a injeção de fluidos na formação, no qual seu objetivo principal é o fornecimento

Figura 3 – Esquema do método de recuperação secundário com injeção de água, que é responsável por introduzir uma energia artificial, deslocando os hidrocarbonetos para fora do meio poroso em direção ao poço produtor e o preenchendo do espaço deixado pelo fluido produzido.



Fonte: (SILVA, 2014)

de pressões necessárias para o deslocamento dos hidrocarbonetos para fora do meio poroso em direção ao poço produtor e o preenchimento do espaço deixado pelo fluido produzido. Porém, há ainda uma parcela de óleo que permanecerá retida no reservatório, que pode ser recuperado através de outros mecanismos de recuperação.

Antigamente, a utilização dessa técnica só acontecia quando a produção se tornava antieconômica, enquanto que atualmente a aplicabilidade ocorre antes mesmo do término da fase de surgência para que haja uma produção mais eficiente (NAVEIRA, 2007).

### 2.2.3 Método de recuperação terciário

Conforme Carrero *et al.* (2007), os métodos convencionais (primário e secundário) só levam a recuperação média de 15% para 30% do óleo na jazida. Nesse estágio da recuperação, os campos não se encontram mais em suas fases iniciais de produção, mas em estágios avançados, em que culmina o seu limite econômico. Conseqüentemente, acarretando ao tamponamento e abandono dos poços, embora ainda possuam volumes consideráveis de acumulações de hidrocarbonetos.

O método terciário é utilizado quando os anteriores não foram suficientes, e busca alterar as propriedades dos fluidos e a interação entre eles e a rocha, reduzindo assim a resistência ao escoamento do fluido no meio poroso. Esta técnica é mais

indicada para campos de óleo pesado que apresentem óleo com alta viscosidade e elevadas tensões interfaciais.

O método terciário começou a ser denominado nas últimas décadas por *método de recuperação avançada* ou *método especial de recuperação* (PAIVA *et al.*, 2015). Recentemente, alguns autores utilizam o termo *recuperação melhorada do petróleo*, que contempla os métodos avançados e qualquer outro método não convencional que tenha como objetivo aumentar a recuperação ou acelerar a produção em relação aos métodos primário e secundário (ROSA *et al.*, 2006).

Além disso, conforme Al-Anazi (2007), pode-se dividir essas técnicas em térmico e não térmico. A técnica térmica utiliza a injeção de vapor, combustão *in situ* ou aquecimento eletromagnético. Enquanto que a não térmica é subdividida em: químico, com injeção de polímeros ou tenso ativo e cáustico; biológico, utilizando microrganismos; e mediante ao método de deslocamento miscível e imiscível, o qual opera por intermédio da injeção de gás.

A seguir, são abordados os métodos térmicos, devido ao fato de ser o foco de estudo deste trabalho. Em especial, a injeção de vapor contínua.

#### 2.2.3.1 Método térmico de recuperação

O mecanismo térmico de recuperação foi um dos primeiros métodos a se potencializar, viabilizando a produção do óleo extremamente viscoso em campos considerados não comerciais (THOMAS, 2001). Como já mencionado, este método reduz a resistência ao escoamento do fluido no meio poroso, seja por meio da injeção de um fluido aquecido na superfície ou no próprio reservatório (DERAHMSN, 1989). O aquecimento na superfície é dado pela injeção de vapor (água quente) podendo ser cíclica ou contínua. Já a geração de calor dentro do reservatório é denominada de combustão *in situ*.

A aplicação da injeção de vapor apresenta vários benefícios. A água no estado de vapor possibilita uma menor tendência à formação de caminhos preferenciais (*fingers*), facilita os efeitos de arraste pelas frações leves e intermediárias, além de fornecer ao transporte maior quantidade de energia (FAVERO; STEFFENS, 2016). Tais benefícios são devido ao fato de a água quente. Em geral, quando o vapor realiza uma troca térmica com os fluidos e o reservatório, esse vapor irá se condensar, apresentar uma quantidade de calor maior por unidade de massa, reduzindo a viscosidade e propiciando uma maior vazão em uma mesma pressão de injeção, quando comparada com a água em seu estado líquido.

A recuperação do óleo é afetada pelo calor por causa dos efeitos da expansão e destilação do óleo e de extração de leves, que em contato com a formação mais fria se condensa, formando um solvente ou banco miscível à frente da zona de vapor (ROSA *et al.*, 2006). Não obstante, a redução da viscosidade deste fluido é a característica

mais importante, porque aumenta as eficiências de varredura e de deslocamento do fluido.

A técnica de injeção de um fluido aquecido na superfície necessita de um sistema de gerador de vapor para que o mesmo seja bombeado pelo poço injetor ao reservatório. Atualmente, este método possui um elevado número de aplicações e é altamente recomendável devido ao seu estímulo e eficácia. No Brasil, essa técnica apresenta um histórico de sucesso, por exemplo, a Petrobras utiliza de forma abrangente em campos localizados na região Nordeste e do Espírito Santo (OLIVEIRA, R. D. d., 2017) e (SANTANA *et al.*, 2021).

Esse mecanismo acarreta em perdas de calor entre o gerador e o poço injetor na superfície, e ao longo do mesmo poço e a formação produtora. Portanto, o fator de perda de calor faz com que a espessura da formação seja outro parâmetro de análise em um projeto. Isto porque em formações pouco espessas com volumes iguais de injeção, a zona de vapor deve cobrir uma área superficial maior do que em formações de espessuras maiores. Assim, retratam-se maiores perdas de calor nesta área pouco espessa.

A profundidade do reservatório também influencia na transferência de calor. Em zonas mais profundas, a formação encontra-se a alta pressão e a perda de calor tem como característica aumentar com a temperatura do vapor. Portanto, para obter uma melhor eficiência o vapor necessita estar a uma alta temperatura e pressão. Além disso, quanto mais profundo for um poço, maior será a perda de calor ao longo dele.

A permeabilidade relativa do reservatório também deve ser alta. Uma vez que altos valores de pressão e temperatura de injeção são demandados em zonas fechadas, o que propicia em altas perdas de calor.

Portanto, segundo Lake (1989), este método de injeção apresenta as seguintes principais limitações:

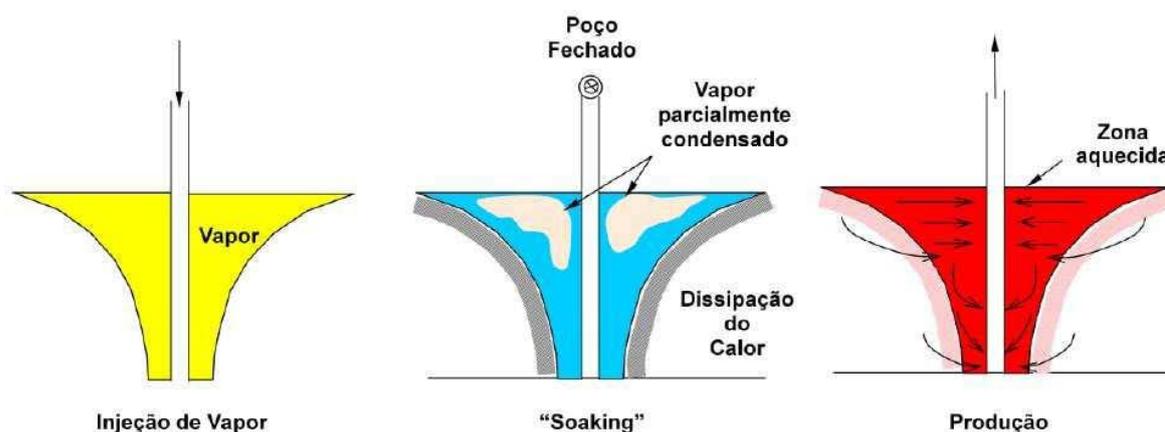
- profundidade do reservatório: necessita-se de reservatórios com menos de 900 *m* de espessura para minimizar as perdas de calor;
- pressão: a energia transportada na forma de calor diminui ao aumentar-se a pressão e a temperatura da injeção de vapor. Há vapores injetados com pressões de 17 *MPa*, mas projetos mais eficazes, trabalham com pressões menores que 10 *MPa*;
- permeabilidade: esse parâmetro deve ser igual ou superior a 250 *mD*, para que facilite o escoamento do óleo viscoso;
- espessura do arenito: a perda de calor da formação é limitada com espessuras que excedem de 9 a 15 *m*.

Essa técnica tem sido muito utilizada em campos da Venezuela e Canadá cuja eficiência é comprovada devido ao aumento da recuperação do volume de óleo pesado extraído Naveira (2007). Porém, as petrolíferas necessitaram de investimentos altos e procedimentos especiais de operação quando comparado com os métodos convencionais. A seguir, um estudo sobre os processos de injeção de vapor cíclico, contínuo e proveniente da queima do gás natural são descritos.

### 2.2.3.1.1 Injeção cíclica de vapor

O processo de injeção cíclica possui efeitos de limpeza do poço e estimula a energia natural do reservatório a expulsar o óleo. O ciclo inicia com a injeção de vapor por um período específico de tempo. Em seguida, o poço permanece fechado por um curto espaço de tempo chamado de *encharcamento* (*soak period*), que faz com que o calor latente se propague no reservatório e entre em contato com mais óleo. Finalmente, o poço que antes era injetor passa a ser produtor, extraindo condensado e óleo aquecido da jazida (GREEN; WILLHITE *et al.*, 1998). A Figura 4 ilustra este esquema de injeção cíclica.

Figura 4 – Esquema da injeção cíclica de vapor. A primeira imagem representa o vapor sendo injetado pelo poço que encontra-se aberto, na segunda, o poço encontra-se fechado por um curto período de tempo para que ocorra a troca de calor entre o fluido do reservatório e o vapor injetado, e por fim, o poço é aberto para que haja a extração do óleo da jazida.



Fonte: (FERREIRA, G. P., 2015)

Frequentemente, o volume produzido de óleo tende a diminuir nos ciclos seguintes, enquanto que a energia da jazida vai sendo depletada, o que delimita economicamente o número de ciclos. Assim, na elaboração de um projeto de exploração e desenvolvimento pode-se optar em iniciar com a injeção cíclica de vapor, que concebe

um baixo custo inicial e, depois, migrar para a injeção contínua, ou apenas utilizar a técnica contínua, a fim de evitar essa mudança na etapa de produção.

#### *2.2.3.1.2 Injeção contínua de vapor*

No processo contínuo, a injeção de vapor ocorre em poços injetores, enquanto a produção é dada por poços distintos. Neste caso, formam-se zonas de vapor ao redor dos injetores, onde a temperatura se aproxima daquela de saturação do vapor. Na frente destas zonas, há a formação de uma zona de condensado, onde o vapor entra em contato com a formação de temperatura mais baixa, e se condensa. A transferência de calor é contínua com a formação e os fluidos nela contidos, possibilitando a varredura do reservatório e direcionando o óleo para os poços produtores com maior fator de recuperação, quando comparado com o processo cíclico. Como a viscosidade da água condensada é menor, ocorre um deslocamento mais rápido da mesma em direção ao poço produtor.

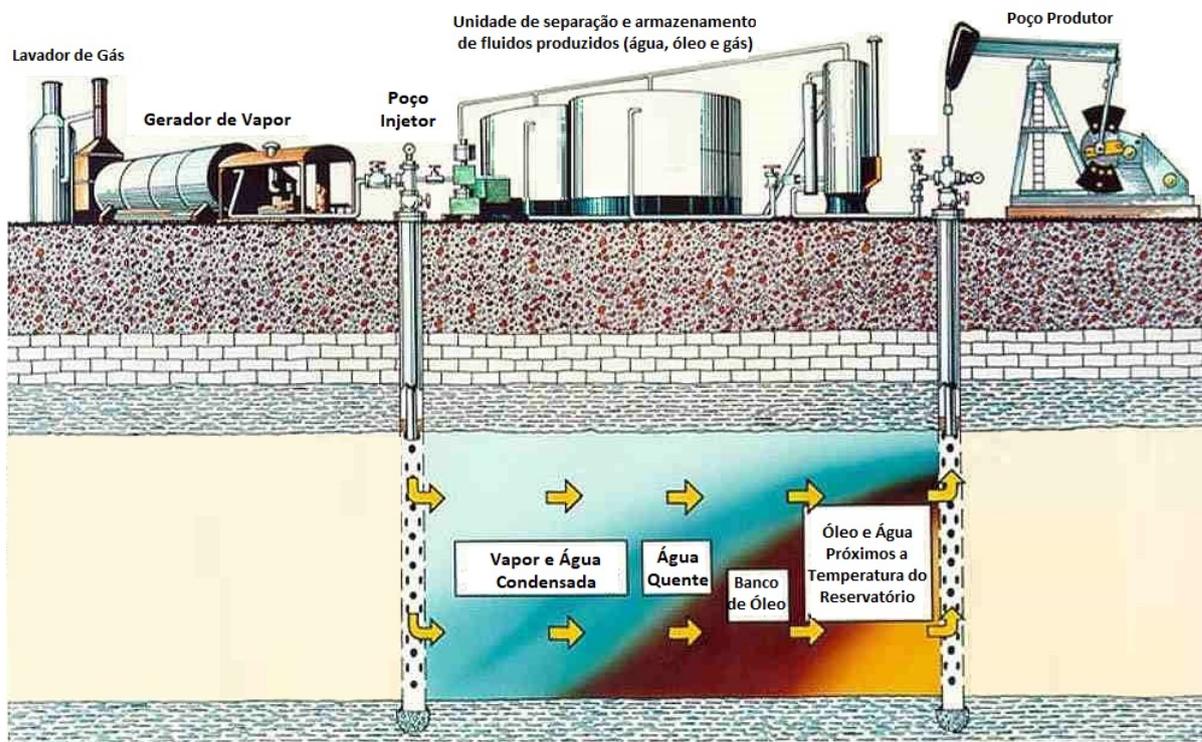
A Figura 5 ilustra o esquema de injeção contínua de vapor, assim como a varredura dos fluidos dentro do reservatório e os principais equipamentos do processo. A partir desta figura, pode-se visualizar que existem equipamentos para a produção de vapor, como: o gerador de vapor e o lavador de gases, assim como os demais equipamentos do processo de extração de petróleo como: o poço injetor, produtor e a unidade de separação e armazenamento de fluidos produzidos. Dentro do reservatório, pode-se analisar o comportamento e a interação da injeção de vapor com o petróleo, uma vez que o fluido injetado deve formar uma câmara de vapor no topo do reservatório, enquanto que, o óleo aquecido com viscosidade reduzida e as frações mais leves destiladas desçam para o fundo da jazida, por meio da ação gravitacional, e portanto, sejam extraídas.

#### *2.2.3.1.3 Injeção de vapor proveniente da queima do gás natural*

Conforme a Norma Regulamentadora nº 13 - Caldeiras, Vasos de Pressão, Tubulações e Tanques Metálicos de Armazenamento, os sistemas de geração de vapor são equipamentos destinados a produzir e acumular vapor sob pressão superior à atmosférica, utilizando qualquer fonte de energia, projetados conforme códigos pertinentes, excetuando-se refervedores e similares (BRASIL, 2022b).

A unidade de geração de vapor é formada pelas partes onde ocorre mudança de fase da água do estado líquido para o vapor, cujas paredes d'água e o tambor fazem parte desse sistema. As paredes d'água se constituem de diversos tubos dispostos lado a lado, revestindo as paredes da fornalha. A água circula livremente por diferença de densidades e o vapor formado é acumulado na parte superior do tambor separador,

Figura 5 – Esquema de injeção contínua de vapor com equipamentos destinados a produção de vapor e a extração de petróleo, além do comportamento de varredura dos fluidos no interior do reservatório.



Fonte: Adaptado de (SUHAG *et al.*, 2017).

que se encontra saturado e é encaminhado aos superaquecedores (BAZZO, 1995) para aquecer ainda mais o vapor até que se alcance a temperatura desejada.

O gás natural é um combustível desse sistema e encontra-se em campos de petróleo e gás, sendo constituído de 90 a 95% de metano e por pequenas quantidades de etano, propano, hidrogênio, hélio, dióxido de carbono, nitrogênio, sulfato de hidrogênio e vapor de água (CENGEL; BOLES, 2015). Esse combustível vem sendo usado ao longo dos anos em máquinas estacionárias para compressão de gás e geração de energia elétrica, existindo uma extensa rede de distribuição de gasodutos para suprir a necessidade do gás para processos industriais e aplicações de geração por calor (FERGUSON; KIRKPATRICK, 2015), como exemplo, a injeção de vapor oriunda da queima desse gás.

A eficiência desses geradores de vapor a gás natural são de 80 a 85%, sua capacidade varia de  $1 \cdot 10^7$  a  $150 \cdot 10^6$  BTUs por hora. A vazão mássica de água de alimentação varia de 650 a 10.000 barris de água por dia, alcançando uma qualidade de vapor de 80%. Entretanto, a oxidação desse gás emite o  $\text{CO}_2$ , que é a principal causa do efeito estufa. Logo, a redução de sua emissão evita os efeitos mais catastróficos da mudança climática de acordo com especialistas.

## 2.3 ENERGIA RENOVÁVEL

Os combustíveis fósseis vêm sendo a principal fonte energética utilizada até os dias atuais, devido a sua grande abundância. Juntamente a isso, acrescenta-se a falta de conhecimento quanto aos riscos e danos causados tanto pela sua extração como pela queima desses combustíveis, o que gerou na sociedade uma dependência direta dessas fontes energéticas. Na primeira metade do século XX, a geração de energia ganhou importância com o avanço da Guerra Fria incentivados pelas indústrias, tornando o petróleo como uma ferramenta geopolítica importante (PEREIRA, 2019).

A energia renovável ganhou impulso durante a segunda metade da década de 70, após a primeira crise energética mundial causada por uma jogada político-econômica dos países árabes membros OPEP que aumentaram o preço do barril de petróleo, provocando assim, a quebra e falência de indústrias no mundo inteiro. Assim, alguns países começaram a procurar alternativas para diminuir a dependência do petróleo, dando surgimento a preocupação quanto ao meio ambiente e também quanto ao futuro desses recursos naturais.

A energia renovável é uma energia limpa, uma vez que não deixa resíduos na natureza, e a mesma regenera-se espontaneamente ou com a intervenção humana. Como exemplos têm-se: a hidrelétrica (fornecida pela força das águas), a solar (obtida pelo calor da luz solar), a eólica (oriunda da força dos ventos), a geotérmica (provém do calor do interior da terra), biomassa (originada de materiais orgânicos), mares e oceanos (força das ondas) e do hidrogênio (liberação de energia provida da reação entre o hidrogênio e o oxigênio).

Atualmente, a preservação ao meio ambiente é um dos principais temas mundiais, no qual tem-se uma busca crescente por fontes alternativas de geração de energia, sendo não poluentes ou renováveis, ora para diminuir os índices de poluição, ora para ter uma fonte de energia que seja independente do petróleo.

O Brasil possui diversificadas matrizes energéticas devido a sua grande extensão territorial. Conforme dados apresentados no Balanço Energético Nacional 2020, as principais fontes energéticas são a hidráulica, seguida das energias não renováveis (derivados de carvão, gás natural e petróleo), depois da utilização da biomassa (BRASIL, 2020a). As demais energias, como eólica e solar, têm um percentual muito pequeno quando comparado com a potencialidade e aplicabilidade que poderiam ter devido as vantagens da extensão territorial e climática do país.

Na área de energias renováveis, esta dissertação focará na aplicação da energia solar térmica para recuperação de hidrocarbonetos. Uma breve revisão bibliográfica sobre a energia solar é apresentada nas próximas seções.

### 2.3.1 O Sol e a energia solar

O Sol é a fonte de energia sustentável mais abundante, promovendo mais de 150.000 Terawatts (*TW*) de energia para a Terra. Metade dessa energia é refletida ao espaço, enquanto a outra metade é absorvida na forma de radiação eletromagnética solar (a luz solar). Algumas fontes de energia não renováveis como os combustíveis fósseis foram originados pelo Sol no passado, assim como as energias renováveis são derivadas da energia do Sol (CAMACHO, Eduardo F. *et al.*, 2012).

A energia solar é uma fonte de energia limpa e renovável, que pode auxiliar na economia de energia elétrica, aquecimento, iluminação e dessalinização de água. Mundialmente, a energia solar é uma das fontes energéticas que apresenta o maior crescimento de capacidade instalada. Como efeito, os preços começaram a reduzir comparando-se aos últimos anos, a tecnologia vem sendo projetada para um funcionamento de até 30 anos, além de um enorme potencial técnico existente (BRASIL, 2020b).

O Brasil atualmente segue essa tendência mundial, tendo um crescente número de investimentos nessa fonte energética. A exploração dessa matéria prima é favorável no país devido à sua localização geográfica, cuja incidência de radiação solar é elevada e relativamente uniforme em sua extensão territorial tendo, também, uma posição do sol em relação a Terra favorável. No país, a região com maior potencial de aplicação de plantas solares é a do semiárido cujas radiações solares são as mais elevadas, devido às baixas incidência de nuvens e índices pluviométricos.

Atualmente, existem diversas tecnologias e maneiras para a captação e conversão da energia solar, sendo elas ativas ou passivas. As tecnologias passivas utilizam da luz solar recebida, sem processar ou converter. Enquanto, as ativas usam de meios elétricos e mecânicos para amplificar ou processar a energia recebida e transformá-la em outras fontes de energia como por placas fotovoltaicas ou por Energia Solar Concentrada (ESC), sendo essa última o foco deste trabalho.

#### 2.3.1.1 Energia solar térmica

As plantas solares térmicas utilizam de dispositivos ópticos (geralmente espelhos) e sistemas de rastreamento solar para concentrar uma grande área de luz solar em uma menor área de recebimento e, assim, convertê-la em calor, através de um Fluido de Transferência Térmica (FTT) – em geral, água, óleo sintético ou sal fundido – que, por sua vez, pode ser utilizado em diversas situações como, por exemplo, geração de vapor para uma turbina. O principal objetivo destas plantas é produzir altas temperaturas, além de altas eficiências termodinâmicas. Na Figura 6, pode-se visualizar a Plataforma Solar de Almeria (PSA) que é o maior centro de concentração de pesquisa, desenvolvimento e teste de tecnologia solar da Europa.

Figura 6 – Vista geral das instalações da PSA, a qual é o maior centro de concentração de pesquisa, desenvolvimento e teste de tecnologia solar da Europa.



Fonte: (CAMACHO, Eduardo F. *et al.*, 2012)

Essa tecnologia tem sido usada principalmente para gerar eletricidade em usinas de grande escala. Uma das principais vantagens de uma usina solar térmica concentrada é que o calor pode ser armazenado em tanques de armazenamento térmico, permitindo que a eletricidade seja gerada após o pôr do sol (IRENA, s.d.). O aquecimento do fluido e a produção de vapor acontece através do ciclo de *Rankine*. Esse é um ciclo termodinâmico cuja finalidade é converter calor em trabalho. A eficiência desse ciclo depende da vaporização do fluido de trabalho que entra na turbina – quanto maior for a temperatura e a pressão de vapor, maior será a eficiência. O que limita essa eficiência é a temperatura do fluido de transferência térmica usado nos coletores.

Há vários tipos de tecnologias comerciais de coletores solares, sendo os sem concentração e com concentração. Os coletores sem concentração são os mais simples, usados em aplicações de baixa temperatura do fluido podendo ser de placa plana e de tubos de vácuo (PLANAS, 2015). Já os coletores com concentração de radiação solar usam de métodos de concentração óptica a fim de aumentar a intensidade da radiação sobre a superfície absorvente e, assim, alcançar médias e altas temperaturas no fluido térmico. Esses coletores necessitam de um sistema de rastreamento para que estejam permanentemente apontados para a direção do Sol.

Há quatro tecnologias comerciais de coletores concentradores de radiação solar, sendo elas: cilindros parabólicos, lineares Fresnel, torres solares com helióstatos, e discos parabólicos. As tecnologias disponíveis que têm se mostrado mais econo-

micamente viáveis e desenvolvidas são os coletores cilindro parabólicos e coletores lineares Fresnel (PRICE *et al.*, 2002). Dessa forma, os projetos de construção de plantas solares comerciais têm usados em grande maioria essas tecnologias.

#### 2.3.1.1.1 Coletores cilindro parabólicos

Esta tecnologia é constituída de um espelho parabólico linear longo com área de superfície e foco elevada. Geralmente são pintados de prata reflexivo ou feitos de alumínio polido. Esse espelho rastreia o sol ao longo de um único eixo, refletindo e concentrando a energia solar recebida em um tubo receptor posicionado ao longo da linha do foco. Na Figura 7, pode-se visualizar este tipo de planta solar. Conforme Valenzuela *et al.* (2006), a vantagem desses coletores é que eles possuem pequenas perdas térmicas devido ao seu formato parabólico, além de baixas perdas de pressão, uma vez que o fluido de trabalho passa por um único tubo absorvedor reto.

Figura 7 – Planta solar com coletores cilindro parabólicos.



Fonte: (MARKHAM, 2018)

O tubo receptor tem em sua superfície uma cobertura com elevada absorvância à luz solar e baixa emitância para irradiação térmica. Essa cobertura geralmente é de vidro para diminuir as perdas por convecção do receptor para o ar ambiente, e dissipar as perdas de calor (KALOGIROU, 2013). O interior do tubo é feito de um material metálico com cor escura e com grande capacidade de absorção (TUTORIALS, s.d.).

O fluido de transferência térmica é bombeado através do tubo receptor e recebe o calor transferido através das paredes do tubo receptor. Quando este fluido é a água, gera-se vapor superaquecido ou pressurizado diretamente no campo solar, e pode-se utilizá-lo em processos térmicos como no método de recuperação de óleo mais viscoso. Contudo, quando o fluido não for a água, o mesmo, primeiramente, deve ser encaminhado a um trocador de calor para que assim haja a geração de vapor.

Conforme Eduardo F. Camacho *et al.* (2012), esse tipo de tecnologia vem sendo comercializada desde o século passado, e há estudos bem desenvolvidos, afirmando que essa técnica pode ser aplicada para fornecimento de energia térmica até 400 °C. Esse coletor possibilita que a energia recebida dos raios solares no tubo receptor aumente por metro quadrado, uma vez que ele apresenta uma menor área de absorção quando comparado a outros tipos de coletores, aumentando a eficiência dessa tecnologia.

#### 2.3.1.1.2 *Coletores lineares Fresnel*

Plantas solares com coletores lineares Fresnel são compostas de vários espelhos finos que concentram a luz solar nos tubos de circulação do FTT, conforme pode ser visto na Figura 8. Quando essa tecnologia é comparada com coletores parabólicos, elas apresentam concentrações mais altas da luz solar e os espelhos são mais baratos, porém é necessário um mecanismo de rastreamento solar mais complexo (PELEGRIN, 2021). Em geral, esta tecnologia é indicada para processos de geração de calor ao invés da geração elétrica.

#### 2.3.1.1.3 *Coletores centralizados de discos parabólicos*

Uma planta de coletores centralizados de discos parabólicos é formada por discos que concentram a luz solar refletida em um receptor posicionado no seu ponto focal, aquecendo, assim, o FTT. O calor gerado pode ser transportado para um sistema central através de uma tubulação ou, então, transformado em eletricidade diretamente por meio de um gerador que fica acoplado ao receptor, operando com um motor *Stirling* localizado no foco do coletor. Um coletor centralizado de disco parabólico com motor *Stirling* é apresentado na Figura 9.

Conforme Kalogirou (2013), nestes sistemas, o sol é rastreado ao longo de dois eixos, resultando em altas taxas de concentração solar onde a temperatura do FTT pode atingir até 1.500 °C. Entretanto, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) destaca que essa tecnologia ainda não é comercializável e estudos ainda são necessários para viabilizar economicamente essas plantas.

Figura 8 – Planta solar com coletores lineares Fresnel.



Fonte: (CAMACHO, Eduardo F *et al.*, 2019)

#### 2.3.1.1.4 Torres de concentração solares com helióstatos

As plantas de torres de concentração solares são formadas por coletores refletivos chamados de helióstatos, que são compostos de vários espelhos planos ou levemente côncavos com rastreamento solar de dois eixos. Eles ficam localizados em volta dessa torre em 360°. A radiação solar refletida pelos helióstatos é direcionada para um receptor central cilíndrico que fica localizado no topo de uma torre, onde ocorre o aquecimento do fluido térmico podendo alcançar até 2.000 °C e, então, é usado para a produção de trabalho ou armazenamento da energia térmica (KALOGIROU, 2013).

Essa tecnologia é recomendada para plantas de grande porte. Como o sistema apresenta somente um único receptor, tal característica minimiza o transporte do calor tendo assim uma melhor capacidade de armazenamento de energia. Além disso, o rastreamento em dois eixos torna essa planta mais eficiente, consequentemente, possuindo elevadas taxas de concentração solar. Essa tecnologia desenvolvida é mais simples do que as por coletores parabólicos.

Conforme Kresch (2017), mundialmente, existem apenas dez usinas heliotérmicas, sendo que a segunda maior delas foi inaugurada em 2014, chamada de Ivanpah e localizada no deserto de Mojave, nos Estados Unidos, possuindo uma capacidade de 392 MW de energia elétrica. Ela é formada por 173.500 helióstatos que refletem a luz solar para três torres de 190 metros de altura cada uma, o equivalente a 40 andares.

Figura 9 – Coletor de disco parabólico com motor *Stirling*.

Fonte: (ROXO, 2007)

Atualmente, a maior torre é Ashalim e encontra-se nas areias do deserto do Negev, no sul de Israel com 250 metros de altura, o equivalente a 50 andares de um edifício. Ela está envolvida por 50.600 espelhos controlados por computadores e estão localizados numa área de 3 km<sup>2</sup>. A Figura 10 apresenta a usina de torre solar com helióstatos de Ashalim.

### 2.3.1.2 Geração de vapor solar

As plantas solares apresentam outra aplicabilidade além da geração de eletricidade, que é a geração de vapor, podendo ser subdividida em dois métodos: geração indireta de vapor e geração direta de vapor. A diferença entre elas é que no primeiro caso a geração de vapor necessita de um fluido de transferência térmica para fazer a troca de calor diretamente com a água para a geração de vapor, além de um trocador de calor e um tanque de armazenamento.

Uma vantagem da geração indireta de vapor solar é que, com o sistema de armazenamento, o processo pode continuar operando quando não há a presença do sol, como em dias nublados e a noite. Essa vantagem torna a aplicação viável quando utilizada no método de recuperação térmica de petróleo, acoplada com um sistema de geração de vapor proveniente de gás natural para suprir a alta demanda de injeção

Figura 10 – Maior torre de concentração solar com heliostatos, localizada em Ashalim e encontra-se nas areias do deserto do Negev.



Fonte: (KRESCH, 2017)

de vapor do reservatório. Além disso, se houver o excedente de vapor, o mesmo pode ser utilizado para a cogeração de eletricidade para os demais equipamentos da planta oferecendo uma grande oportunidade para reduzir ainda mais os custos de produção.

As plantas solares experimentais mais recentes usando coletores cilindro parabólicos passaram a controlar o sistema com a geração direta de vapor (ZARZA *et al.*, 2001), (ECK *et al.*, 2003), (ZARZA *et al.*, 2004), (VALENZUELA *et al.*, 2004). A geração direta de vapor ocorre em alta temperatura e pressão usando somente a água e vapor como fluido térmico. Essa técnica tem menos perdas térmicas e aumento na eficiência do ciclo de potência com o uso de vapor a temperaturas elevadas, superando o limite desse fluido. Outra vantagem é que ele requer um baixo investimento (VALENZUELA *et al.*, 2005).

Esse tipo de geração direta, quando acoplado ao reservatório por meio da injeção de vapor, necessita ter um sistema auxiliar para a geração de vapor superaquecido, uma vez que não há como fazer o armazenamento do fluido para a injeção do vapor seja ininterrupta. Logo, um campo solar com essa característica pode ser aplicado na alimentação de processos de destilação da água do mar, cujas regiões possuam um bom nível de radiação solar e, além disso, tal processo pode superar a falta de boa qualidade de água (VALENZUELA *et al.*, 2006).

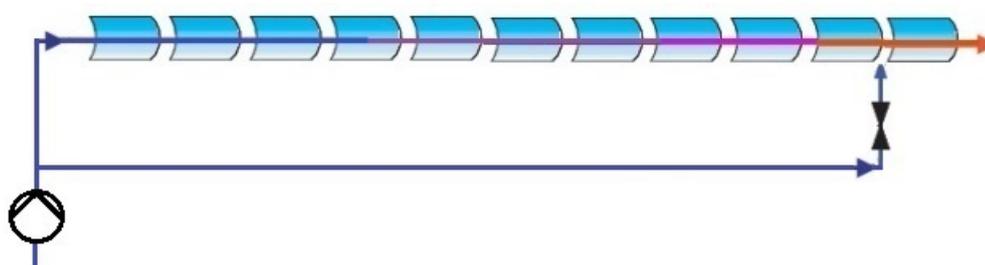
No problema de controle, o principal objetivo da planta de Vapor Solar Direto (VSD) é o fornecimento constante de vapor nas condições desejáveis na saída do

campo solar (CAMACHO, Eduardo F. *et al.*, 2012).

O campo solar pode operar em uma ampla faixa de valores de temperatura e pressão, e na planta VSD com coletores parabólicos há três principais pontos de investigação. Nessa planta, o comportamento termo-hidráulico e a performance do sistema em três modos de operação básicas foram investigados para verificar as vantagens e desvantagens para cada modo de operação (VALENZUELA *et al.*, 2004).

- **Modo de passagem única** (Figura 11): a água de alimentação é pré-aquecida, evaporada e convertida em vapor superaquecido à medida que circula da entrada para a saída dos coletores. A principal desvantagem desse conceito, a mais simples de todas, é a de controlar os parâmetros do vapor superaquecido na saída do campo solar. Uma válvula injetora de água é colocada antes do último coletor para controlar a temperatura de saída do vapor. Com este modo de operação, há chances de o revestimento dos tubos absorvedores ser degradado, uma vez que a tubulação metálica pode alcançar temperaturas em torno de 450 °C.

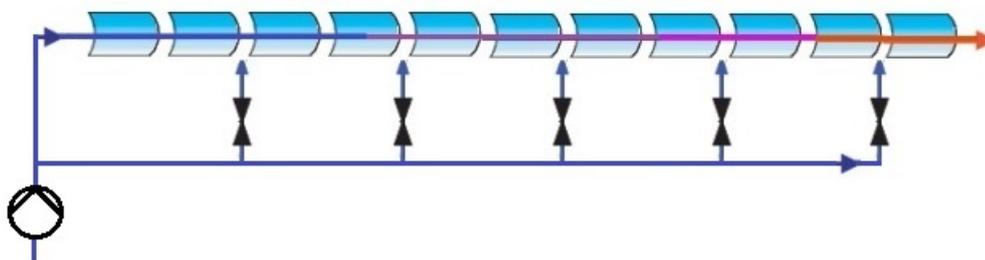
Figura 11 – Esquema da geração direta de vapor com modo de passagem única e válvula injetora de água.



Fonte: Autoria própria.

- **Modo de injeção** (Figura 12): a água é injetada em diversos pontos ao longo da linha de coletores. O sistema de medição necessário para auxiliar o esquema de controle projetado para esse modo não funcionou adequadamente durante a fase experimental (ZARZA *et al.*, 2004). A complexidade e o custo desse modo de operação tornam-se inadequados.
- **Modo de recirculação** (Figura 13): é o mais conservador dos três modos, um separador de água-vapor é colocado no fim da seção de evaporação da linha de coletores solares. A quantidade de água alimentada na entrada do evaporador é maior que a quantidade que pode ser evaporada. No separador intermediário, a água em excesso é recirculada para a entrada dos coletores onde é misturada com a água pré-aquecida. O excesso de água na seção de evaporação garante um bom umedecimento dos tubos absorvedores e impossibilita a estratificação.

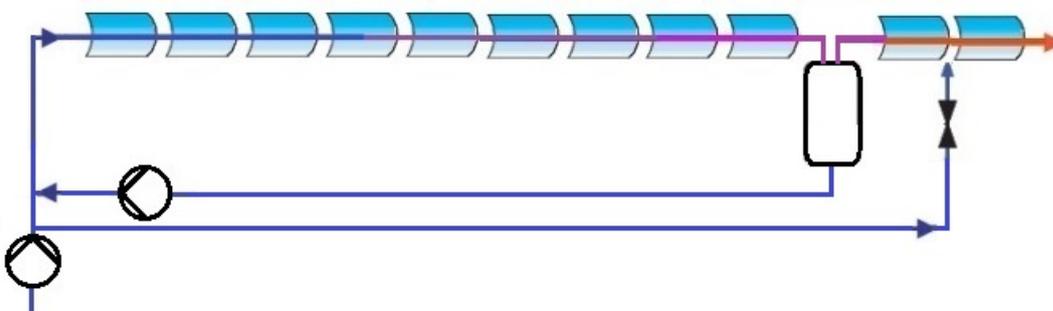
Figura 12 – Esquema da geração direta de vapor com modo de injeção, o qual é constituído de diversas válvulas injetoras de água na linha de coletores solares.



Fonte: Autoria própria.

O vapor produzido é separado da água pelo separador e alimentado na entrada da seção de superaquecimento. Esse tipo de sistema de coletores distribuídos é altamente controlável (VALENZUELA *et al.*, 2004), mas o excesso de água deve ser recirculado, o separador de água-vapor do meio e a bomba de recirculação da água aumentam a carga do sistema.

Figura 13 – Esquema da geração direta de vapor com modo de recirculação, o qual é constituído de um separador de água-vapor no fim da seção de evaporação da linha de coletores solares e de uma válvula injetora de água.



Fonte: Autoria própria.

As seções de pré-aquecimento, evaporação e superaquecimento não são precisamente definidas nos modos de passagem direta e de injeção. O comprimento dessas zonas depende da vazão da água e da temperatura de entrada, da pressão no campo solar e da radiação disponível. No modo de recirculação, o início do processo de superaquecimento é o primeiro coletor após o separador intermediário de água-vapor, mas o comprimento das seções de pré-aquecimento e evaporação não são exatamente definidas, dependendo também das condições de operação. Um dos objetivos da planta VSD é demonstrar que é possível operar a planta sob o modo

de operação de passagem única garantindo a estabilidade do fluxo e controlabilidade aceitável.

### 2.3.1.3 Armazenamento da energia térmica

A energia solar é uma matriz energética intermitente, uma vez que depende de diversos fatores como estações do ano, variações diárias como a passagem de nuvens ou até mesmo dias nublados. Assim, o armazenamento da energia térmica gerada nestas plantas é uma possibilidade para suprir a incompatibilidade entre a produção de energia térmica e a demanda. Entretanto, os tanques devem ser dimensionados conforme os custos e especificações do projeto: tanques pequenos apresentam custos menores e são suficientes apenas para algumas horas; enquanto que tanques de dimensões maiores garantem produção durante a noite ou longos períodos de nuvens, mas possuem custos elevados.

O armazenamento térmico também pode ser afetado pela tecnologia dos coletores, a temperatura de operação e FTT escolhido. Além disso, o armazenamento da energia pode ser feito de forma direta ou indireta. Quando o armazenamento é direto, o único fluido acondicionado é o fluido de transparência térmica. Enquanto que, no armazenamento indireto, fluidos diferentes são utilizados, sendo um para o armazenamento e outro como FTT, havendo, assim, uma separação física de fluidos por meio de um trocador de calor (HERRMANN; KEARNEY, 2002) e (CAMACHO, Eduardo F. *et al.*, 2012) .

O número de tanques também pode variar entre um e dois. Quando há dois tanques, sendo um quente e outro frio, a única diferença entre eles é a temperatura de armazenamento do fluido térmico de cada equipamento. Mas quando há um único tanque, também chamado de termoclina, o fluido é separado pelo gradiente de temperatura, no qual o fluido frio fica na parte inferior do tanque e a quente na parte superior e o envio do fluido ocorre devido à variação desse gradiente (FERREIRA, H. R. *et al.*, 2020). Para esse estudo, considera-se o sistema de armazenamento direto com dois tanques de acondicionamento.

## 2.3.2 Energia solar e recuperação de hidrocarbonetos

Tecnologias de concentração solar térmica são bem estabelecidas e eficientes para geração elétrica ou de calor para atender as necessidades de uma aplicação industrial específica, conforme pode ser visto em IRENA (2012). A capacidade acumulativa destas plantas é de aproximadamente 14,5 Gigawatts (GW) (LASLETT *et al.*, 2017), sendo que a maioria das aplicações estão relacionadas com a geração elétrica. Entretanto, existe um recente interesse no uso dessas tecnologias para produzir vapor de alta temperatura.

Uma das principais aplicações em potencial de plantas de energia solar térmica na indústria de óleo e gás é na geração de vapor necessário para recuperação térmica, já que estas plantas podem produzir vapor com alta pressão e temperaturas acima de 550 °C. Conforme Halabi *et al.* (2015), outras vantagens do uso de energia solar para a recuperação térmica são as seguintes:

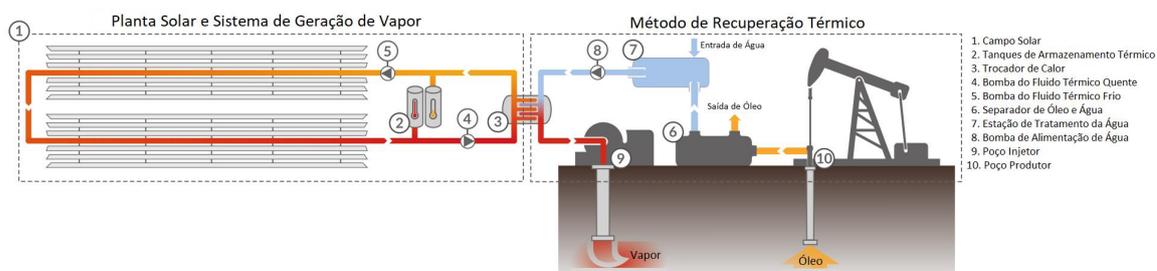
- o gás natural é atualmente o combustível principal usado para gerar vapor, mas ele está se tornando caro devido a sua oferta insuficiente;
- combustíveis alternativos como carvão e óleo pesado poderiam ser usados, mas resultaria na liberação de grandes quantidades de dióxido de carbono;
- o uso da energia solar concentrada proporciona uma enorme economia monetária, um investimento contra as regulamentações fiscais de carbono e uma forma menos poluente de explorar reservas de petróleo de óleo pesado.

Um diagrama esquemático de um sistema de recuperação térmica solar é apresentado na Figura 14. Nesta figura, pode-se observar a união de duas tecnologias, na primeira parte há uma planta solar e o sistema de geração de vapor que são constituídos de um campo solar com coletores espelhados, de tanques de armazenamento térmico quente e frio, de um trocador de calor e de bombas para facilitar o escoamento do fluido de transferência térmica. Na outra parte da figura, há o processo de recuperação térmica de petróleo, o qual é composto por um sistema de separação de óleo e água, uma estação de tratamento da água, uma bomba de alimentação de água, além de um poço injetor e outro produtor. Nesta estrutura, é possível atender às necessidades de recuperação de petróleo por vapor, bem como gerar energia necessária para operar os equipamentos de bombeamento usando geradores termoelétricos solares.

Diversas pesquisas do potencial desta aplicação podem ser encontradas na literatura. Os primeiros estudos foram realizados na década de 80, como pode ser visto em Elzinga *et al.* (1980). Estudos recentes podem ser encontrados em Kraemer *et al.* (2009), Bierman *et al.* (2014), Dong *et al.* (2019), na qual consideram a viabilidade das tecnologias mais recentes de plantas solares de concentradores térmicos. Os resultados mostram que a geração de vapor solar para recuperação é efetiva e pode trazer maior rentabilidade.

Uma vez que os poços de campos de óleo pesado se encontram *onshore*, é viável a utilização de plantas solares, pois há bastante espaço disponível para a instalação destes sistemas e, também, pode-se utilizar de uma energia de fonte renovável inesgotável para reduzir os custos de extração desse óleo mais viscoso. As tecnologias de plantas solares baseadas em coletores lineares Fresnel têm se mostrado economicamente viáveis para esta aplicação (PRICE *et al.*, 2002), devido à sua eficiência e custos de operação (HALABI *et al.*, 2015).

Figura 14 – Esquema de sistema de recuperação de petróleo baseado em energia solar. Nesta figura, pode-se observar a união de duas tecnologias, na primeira parte há uma planta solar e o sistema de geração de vapor e, na outra parte da figura, há o processo de recuperação térmica de petróleo, ambas as partes apresentam os seus equipamentos básicos para o funcionamento deste sistema.



Fonte: Adaptado de (FRENELL, 2016).

A recuperação térmica avançada aumenta o fator de recuperação dos campos de óleo pesado, mas demanda de muita energia quando utiliza gás natural para a produção do vapor que será injetado pelo poço. Ao utilizar energia solar, eliminam-se as emissões de gases do efeito estufa e conserva-se o gás natural para aplicações de valores agregados. Esse acoplamento da energia solar com a técnica de recuperação térmica apresenta ainda outras vantagens, como por exemplo o uso de água com qualidade mais baixa, visto que não haverá tantos problemas de incrustação quando comparado com o uso de gás natural (GOMES, 2004).

A primeira planta piloto operando com recuperação térmica solar foi desenvolvida na Califórnia, nos Estados Unidos, sendo chamada de Projeto Solar 21Z comissionado pela *GlassPoint Solar* em parceria com a *Berry Petroleum*. A planta constituída de campo de coletores cilindro parabólicos com área total de aproximadamente um acre, foi colocada em operação em 2010, cujo sistema é capaz de gerar um milhão de *BTUs* de calor solar por hora. Outra planta solar com coletores parabólicos está operando desde de 2012 em Amal, Omã, comissionada pela *GlassPoint Solar* e a empresa PDO. Essa planta é 27 vezes maior que a instalada no Projeto Solar 21Z, e tem uma capacidade de geração média diária de 50 toneladas de vapor, o equivalente a cerca de 20% do vapor necessário nas operações de recuperação dos campos da PDO (GREGORY; YOUNG, 2014).

Uma nova planta está em construção na Califórnia, e visa ser a maior instalação de recuperação térmica baseada em energia solar quando finalizada. Articulada entre a *GlassPoint Solar* e *Aera Energy*, o projeto *Belridge Solar*, o qual pode ser visto na Figura 15, foi anunciado e tem como objetivo produzir 12 milhões de barris de vapor por ano através de um gerador de vapor solar de 850 *MW*. O projeto visa reduzir por

ano uma capacidade de 376.000 toneladas de carbono produzidos neste campo de petróleo (SOLAR, 2017).

Figura 15 – *Projeto Belridge Solar*, é a nova planta que está em construção na Califórnia e se tornará a maior instalação em recuperação térmica solar quando concluída.



Fonte: (TECHNOLOGY, 2018)

Na recuperação térmica de petróleo com geração direta de vapor, tem-se aplicações de projetos bem-sucedidos operando na Califórnia, no Oriente Médio, e em Omã. Conforme Palmer *et al.* (2015), essa recuperação pode suprir até 100% de requisitos de vapor substituindo o vapor gerado pela queima do gás natural, eliminando mais de 80% do uso desse combustível. Halabi *et al.* (2015) afirmam que a vantagem da geração direta de vapor reside na cogeração de calor e eletricidade, e ao utilizá-la na recuperação tem-se maior rentabilidade do que quando feita com gás, devido à volatilidade do preço do gás, e potencial de redução nas taxas de carbono. Além de que, as variações cíclicas solares diárias não têm impacto significativo na recuperação e na deformação do reservatório. E que essas plantas solares térmicas possuem uma boa razão entre energia de entrada e saída, que não é o caso de outras fontes de energia renovável.

## 2.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

O mercado de produção de petróleo mundial usando métodos de recuperação avançados foi responsável por US\$ 15,77 bilhões em 2019, e há uma projeção para

que em 2027 seja alcançado US\$ 20,06 bilhões, ou seja, haverá um aumento de aproximadamente 27% em investimentos (INSIGHTS, 2020). O método de injeção térmica proveniente da queima de gás natural foi responsável por aproximadamente US\$ 6,5 bilhões, o equivalente a 41,1% de todos os métodos avançados.

Esses dados ressaltam a importância do aprimoramento de estudos, assim como o desenvolvimento de novas tecnologias que otimizem esse método. Atualmente, existem pesquisas que mostram o aumento dessa aplicação em localidades diversas do mundo como exemplo: na China, no Congo, e no Cazaquistão (DONG *et al.*, 2019), (LIU *et al.*, 2020) e (BEALESSIO *et al.*, 2021). Atualmente, há três plantas pilotos, para pesquisas, com o método de recuperação com injeção solar em construção e em testes como apresentado na Seção 2.3.2, enquanto isso, há diversos estudos por meio de simulações numéricas para essa aplicação em outras localidades como em Afsar e Akin (2016), Jenkins *et al.* (2019), Ramesh *et al.* (2020), entre outras.

Portanto, essa hibridização de tecnologias ainda é nova no mercado e precisa ser aperfeiçoada para que, num futuro não tão distante, essa aplicabilidade venha a ser implementada em outras localidades favoráveis, principalmente no Brasil, otimizando os reservatórios e sendo mais sustentáveis ecologicamente e financeiramente.

### 3 DESCRIÇÃO DE UM SISTEMA DE RECUPERAÇÃO TÉRMICO SOLAR E SUA MODELAGEM MATEMÁTICA

Neste capítulo, descreve-se o sistema de recuperação térmico solar estudado nesta dissertação. O modelo matemático fenomenológico deste sistema também é proposto baseando-se em resultados bem estabelecidos da literatura.

#### 3.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA

Um diagrama esquemático da planta de recuperação térmica solar considerada nesta dissertação é apresentado na Figura 16, cuja Figura 16(a) refere-se ao campo solar e a Figura 16(b) ao sistema de geração de vapor. Basicamente, a planta consiste de um campo de coletores solares, tanques de armazenamento térmico frio e quente, um gerador de vapor, e o reservatório de petróleo. Além disso, considera-se uma fonte de vapor fóssil auxiliar para suprir a demanda necessária de vapor nos períodos em que o campo de coletores está inoperante ou em modo noturno. Esses subsistemas são conectados através de tubulações, válvulas e bombas centrífugas que direcionam o fluido. A descrição detalhada de cada um destes subsistemas é dada nas próximas subseções.

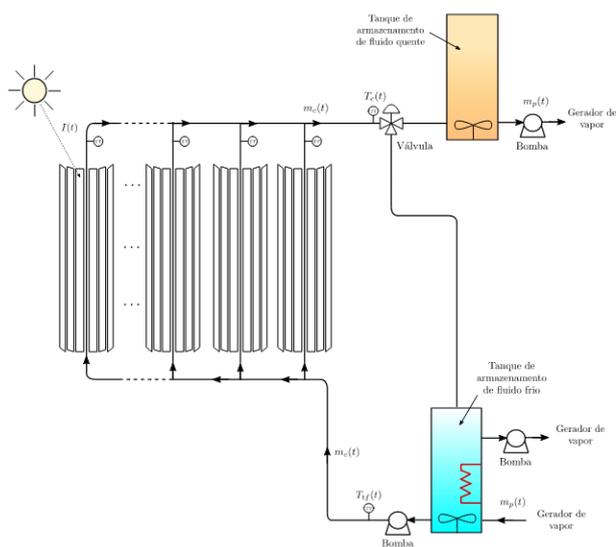
##### 3.1.1 Campo de coletores solar

O campo de coletores solar é a principal fonte de energia para aumentar a temperatura do FTT e cobrir a demanda de calor do gerador de vapor. Os coletores são baseados na tecnologia cilindro parabólica e são distribuídos e organizados em linhas formando uma estrutura de malhas em paralelo.

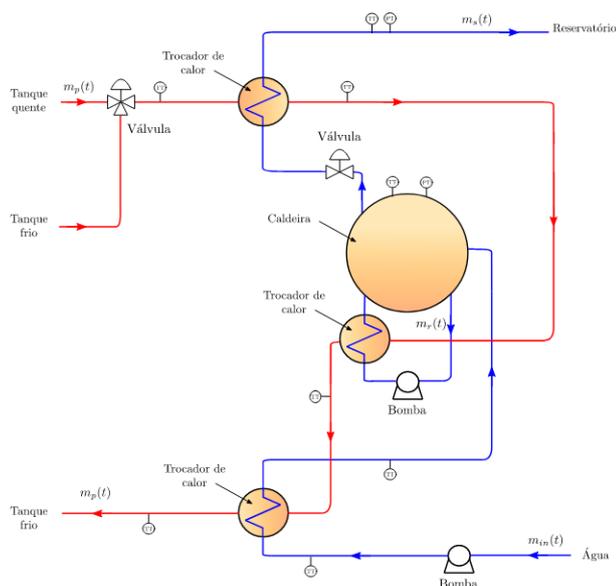
Neste trabalho, o fluido de transferência térmica considerado é uma mistura ternária anidra composta por nitrato de cálcio ( $Ca(NO_3)_2$ ), nitrato de potássio ( $KNO_3$ ) e nitrato de sódio ( $NaNO_3$ ). Essa mistura apresenta vantagens devido ao elevado coeficiente de transferência de calor, estabilidade térmica, baixo custo, não gera depósitos, e baixa redução do ponto de solidificação, permitindo, assim, um maior intervalo de operação. A sua temperatura de solidificação é de 130 °C, enquanto a máxima de operação é 540 °C, além de ser um fluido de baixa viscosidade, ou seja, de baixa resistência interna para o escoamento do mesmo.

Conforme apresentado em Biazetto *et al.* (2021), o campo solar possui diversas restrições de operação que podem ser representadas pelos modos de operação descritos abaixo, e na Figura 17 pode-se visualizar o circuito do FTT nestes modos. A partir desta figura, observa-se que quando o sol encontra-se em amarelo, o mesmo representa a fase clara do dia, mas quando o mesmo está cinza, representa o período noturno. A linha vermelha representa o percurso realizado pelo FTT, enquanto as linhas cinzas, são aquelas que não possuem fluxo deste fluido no modo de operação

Figura 16 – Esquema de uma planta de recuperação térmica solar, na qual os subsistemas são conectados através de tubulações, válvulas e bombas centrífugas que direcionam o fluido.



(a) Campo solar composto de coletores solares e tanques de armazenamento térmico frio e quente.



(b) Gerador de vapor acoplado a uma fonte de vapor fóssil auxiliar para suprir a demanda necessária de vapor nos períodos em que o campo de coletores está inoperante ou em modo noturno.

Fonte: Autoria própria.

indicado pelas legendas. O tanque quente representado pela cor laranja, atua quando esse fluido já alcançou a temperatura desejada, podendo ser armazenado e também direcionado ao processo de geração de vapor. Logo, o tanque frio de cor azul atua em todos os modos de operação, armazenando o fluido do processo até que o mesmo alcance a temperatura de referência do processo.

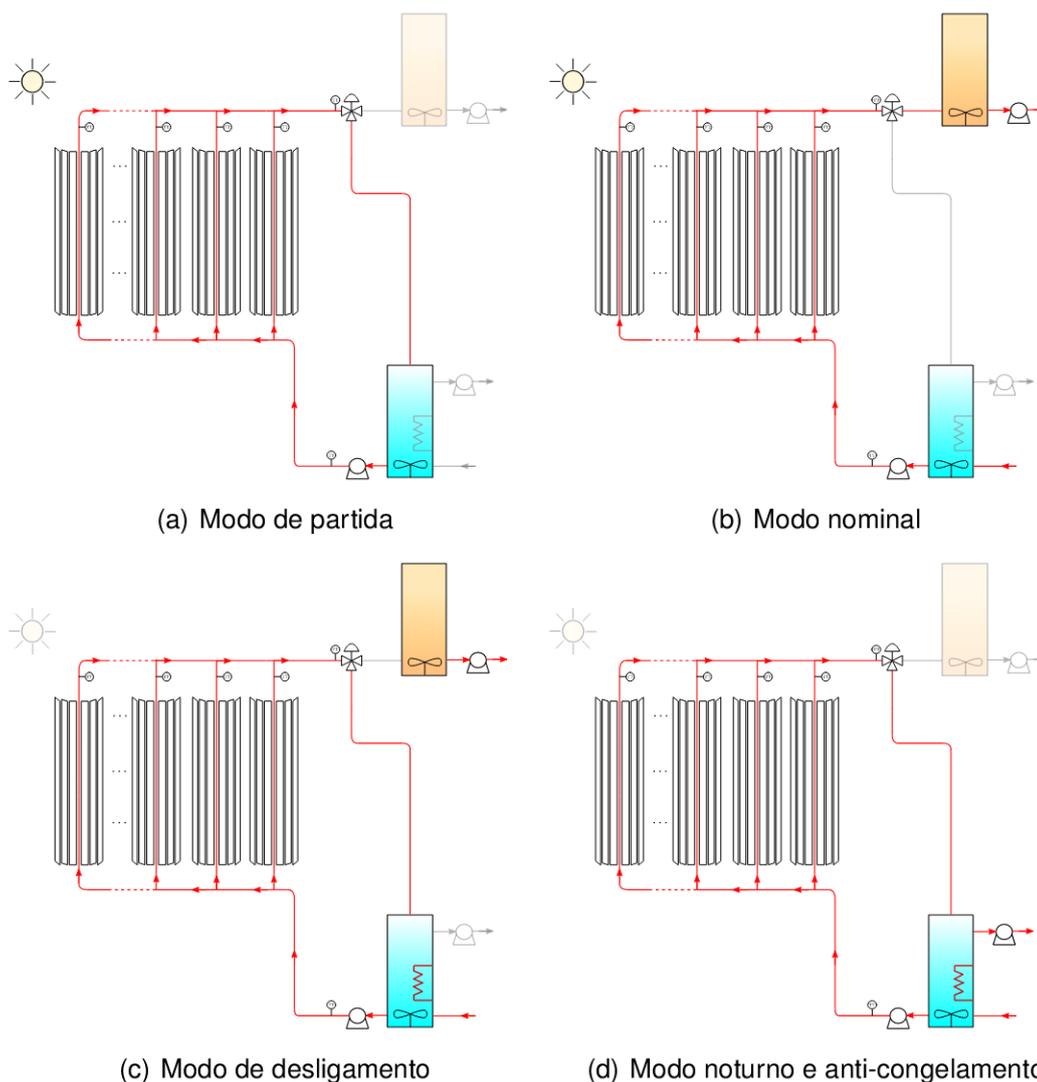
- **Partida** (Figura 17(a)): O FTT recircula entre o sistema de Armazenamento de Energia Térmica (AET) frio e o campo do coletor solar através da bomba. O nível do tanque frio permanece constante nessa operação. Esse modo de operação ocorre apenas durante a fase clara do dia e dura até que a temperatura de referência na saída do campo do coletor solar atinja um valor mínimo de temperatura,  $T_{c,rec}$ .
- **Nominal** (Figura 17(b)): Neste modo de operação, a temperatura de saída do campo solar é ajustada em seu valor de referência ( $T_{c,rec}$ ), dado que já há irradiação suficiente para que o FTT se mantenha aquecido. Esse fluido que sai do campo solar é direcionado para o AET quente que, por sua vez, alimentará o gerador de vapor. Após ser usado no gerador de vapor, o FTT retorna ao tanque de armazenamento frio para reiniciar o ciclo.
- **Desligamento** (Figura 17(c)): o AET quente deixa de receber fluido do campo solar, já que não há mais irradiação solar suficiente para aquecer o fluido térmico. O campo solar trabalha recirculando o fluido apenas com o AET frio, armazenando a energia térmica absorvida para a operação noturna e de anti-congelamento. O despacho de fluido quente continua até que o tanque quente fique vazio.
- **Noturno e anti-congelamento** (Figura 17(d)): Esse modo de operação visa manter os limites de temperatura dentro de uma faixa aceitável e segura, condicionando principalmente a fluidez do FTT nas tubulações. Os níveis dos tanques quente e frio permanecem constantes nessa operação.

### 3.1.2 Tanques de armazenamento

As unidades de armazenamento de energia térmica são do tipo cilindro vertical com extremidades planas e possuem misturadores no seu interior para manter a temperatura do fluido de transferência térmica homogênea. O tanque de armazenamento quente é abastecido pelo fluido aquecido no campo solar. Enquanto isso, o tanque frio estoca o fluido durante o processo de partida da planta, após a geração de vapor e durante a operação noturna e anti-congelamento, além disso, há uma resistência elétrica para induzir calor durante o modo de operação noturno e anti-congelamento para evitar que o sal fundido solidifique-se, ou seja, minimiza o incremento de viscosidade devido à redução de temperatura e garante a fluidez do FTT.

Na Figura 16(a), pode-se observar que os tanques estão posicionados em série com a planta solar e o sistema de geração de vapor, havendo uma válvula de três vias antes do tanque quente, que é responsável pelo direcionamento do escoamento do fluido térmico nos modos de operação dessa planta. Uma propriedade importante dos tanques de armazenamento é que eles desacoplam completamente o gerador de vapor

Figura 17 – Esquema do circuito do FTT nos modos de operação do campo solar.



Fonte: Adaptado de Biazetto *et al.* (2021).

da variabilidade da energia solar, o que é benéfico para a eficiência e rentabilidade do sistema, pois permite que a planta opere com horários escalonados, em vez de somente em modo de despacho da energia térmica atual.

### 3.1.3 Gerador de vapor

O sistema de geração de vapor é composto por um conjunto de trocadores de calor (superaquecedor e pré-aquecedor) do tipo casco-tubo, além de um evaporador tipo *Kettle*, que consiste em uma caldeira, uma bomba de circulação e um evaporador, este sistema pode ser visto na Figura 16(b). Quanto aos trocadores de calor, o pré-aquecedor é responsável por realizar a troca de calor entre fluido de transferência térmica e a água, ao passo que no superaquecedor essa troca térmica acontece entre este fluido e o vapor superaquecido. Esse subsistema também possui uma bomba

de água de alimentação que permite controlar o nível de líquido na caldeira. Como pode ser observado nessa figura, a geração de vapor se dá pela transferência do calor armazenado no FTT para a bateria de trocadores de calor.

Este sistema possui três modos de operação, conforme apresentado na Figura 18, os quais são mencionados abaixo. A partir desta figura, observa-se que as linhas vermelhas representam o percurso realizado pelo FTT, enquanto as linhas em azul representam o percurso da água líquida e do vapor, logo quando essas linhas estão claras, o percurso está sem a circulação destes fluidos. As válvulas e bombas que estão na cor preta são responsáveis por direcionarem os fluidos nos modos de operação indicado pelas legendas.

- **Partida** (Figura 18(a)): é realizada com o incremento da vazão do FTT no tanque quente. Esta operação deve ocorrer se houver disponibilidade do fluido térmico para a operação de carga mínima. Espera-se que, nesta condição, a planta possa operar com uma emissão contínua de no mínimo quatro horas.
- **Nominal** (Figura 18(b)): a operação nominal de geração de vapor se dá pelo fornecimento do fluido de transferência de calor do tanque quente para a bateria de trocadores de calor. Durante este modo de operação, a temperatura do vapor é mantida constante.
- **Operação noturna e anti-congelamento** (Figura 18(c)): a tubulação, bem como os trocadores de calor do sistema de geração de vapor, são alimentados através do tanque de drenagem. As perdas térmicas desse sistema de geração de vapor e as demandas térmicas para a operação noturna são inferiores à operação noturna e anti-congelamento do campo solar.

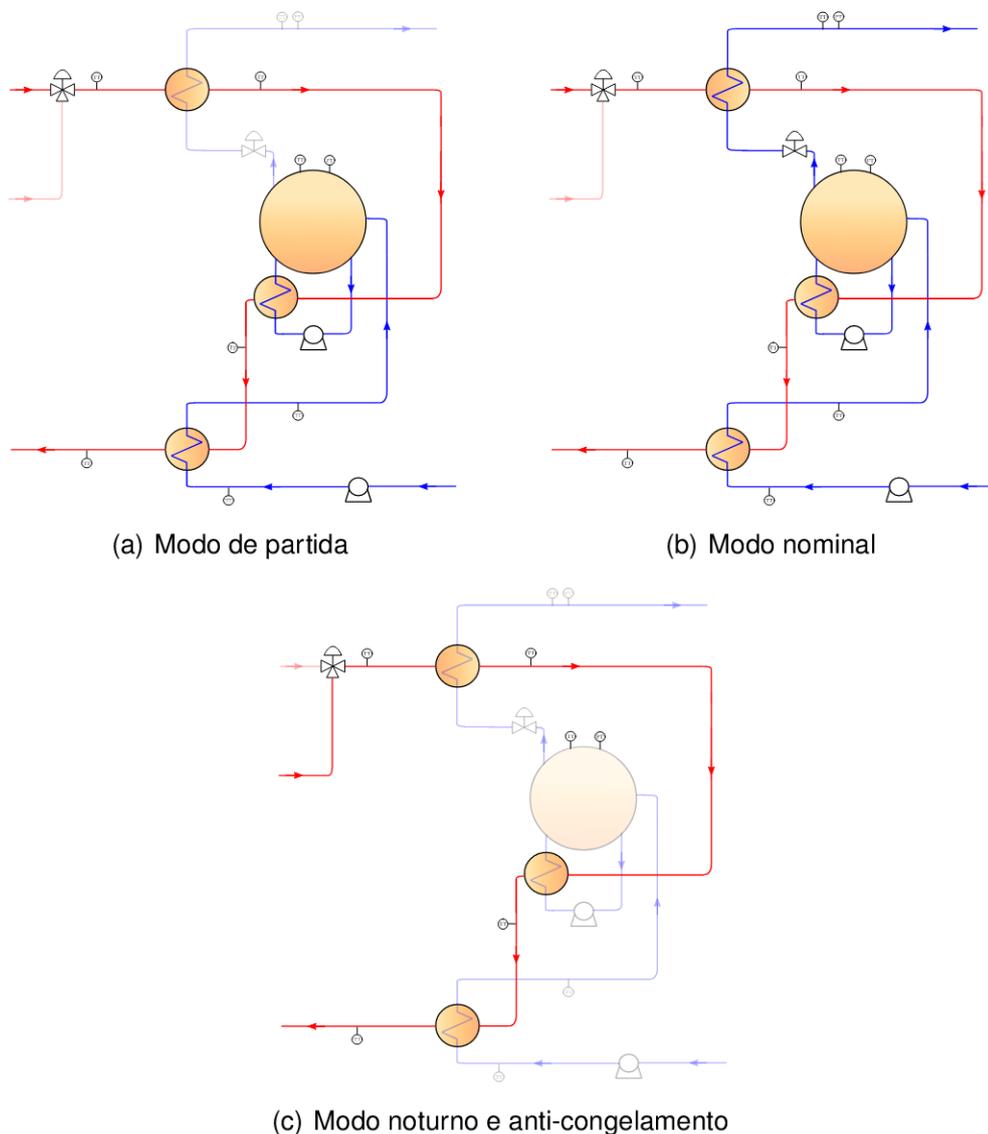
### 3.2 MODELAGEM MATEMÁTICA

Conforme descrito em Biazetto *et al.* (2021), qualquer modelo fenomenológico de plantas solares deve levar em consideração as relações entre a irradiação solar, as propriedades termodinâmicas do FTT, as perdas térmicas, e os acoplamentos envolvidos no processo. Compreendendo estes princípios, um modelo geral pode ser obtido para descrever a evolução temporal dos principais estados da planta solar.

A modelagem de um sistema de geração de vapor, por outro lado, é muito mais complexa devido à dinâmica multifásica da água. Logo, as propriedades físicas da água e vapor com seus balanços de massa e energia devem ser levados em consideração para representar comportamento da planta.

Nesta seção, o modelo matemático dos subsistemas da planta de geração de vapor solar e do reservatório utilizados nos estudos desta dissertação são apresentados.

Figura 18 – Esquema do circuito dos fluidos nos modos de operação do gerador de vapor.



Fonte: Autoria própria.

As simplificações e considerações sobre estes modelos foram extraídas de Eduardo F. Camacho *et al.* (2012), Lie (2019) e Astrom e Bell (2000).

### 3.2.1 Planta solar e armazenamento térmico

**Fluido de transferência térmica:** Conforme Lopes *et al.* (2020), as propriedades termodinâmicas do sal fundido são dadas pelas seguintes relações algébricas, nas quais o coeficiente de determinação de regressão de mínimos quadrados,  $R^2$ , é maior

que 0,99:

$$h(T) = 1435,5 T + 422740, \quad (1)$$

$$\rho(T) = 2240 - 0,8266 T, \quad (2)$$

$$c_p(T) = 1546,2 - 0,3 T, \quad (3)$$

em que  $h$  é a entalpia específica [J/kg],  $\rho$  é a massa específica [kg/m<sup>3</sup>],  $c_p$  é o calor específico [J/kg °C] e  $T$  é a temperatura [°C]. Na sequência, a notação  $h_i$ ,  $\rho_i$  e  $c_{p,i}$  serão utilizadas para representar as propriedades termodinâmicas do FTT no subsistema  $i$ , calculada a partir da sua temperatura  $T_i$ .

**Campo de coletores solar:** Um modelo de parâmetros concentrados do comportamento dinâmico do fluido térmico na saída do campo solar é dado pela seguinte equação diferencial, obtida a partir da lei de conservação de energia (CAMACHO, Eduardo F. *et al.*, 2012):

$$\rho_c(t) c_{p,c}(t) A_c \frac{dT_c}{dt}(t) = \alpha(t) \gamma(t) G I(t) - c_{p,c}(t) m_c(t) \frac{(T_c(t) - T_{ff}(t))}{\eta_{op} L_1} - \frac{\tilde{H}_l(T_m(t), T_{amb}(t))}{L_2}, \quad (4)$$

em que  $t \in [0, \infty)$  é o tempo,  $T_c$  é a temperatura de saída do campo [°C],  $T_{ff}$  é a temperatura de entrada do FTT no campo solar [°C],  $T_{amb}$  é a temperatura do ambiente [°C], e  $T_m = \frac{T_{ff} + T_c}{2}$  é temperatura média [°C]. A variável  $m_c$  é a vazão mássica [kg/s], tal que  $m_c \in [m_c^{min}, m_c^{max}]$ , com  $0 < m_c^{min} < m_c^{max}$ , enquanto que  $\rho_c$  e  $c_{p,c}$  são a massa específica [kg/m<sup>3</sup>] e o calor específico [J/kg °C] do fluido térmico, respectivamente. A variável  $I$  é a irradiação solar [W/m<sup>2</sup>],  $\alpha$  é a eficiência óptica sendo que  $\alpha \in [0, \alpha^{max}]$ , tal que  $\alpha^{max} \in (0, 1]$ ,  $G$  é a abertura do coletor [m] e  $\gamma$  é o desfoque dos coletores.  $A_c$  é a área de seção transversal do tubo absorvedor [m<sup>2</sup>],  $\eta_{op}$  é o número de laços do campo, e  $L_1$  e  $L_2$  são os comprimentos do laço e do total do campo solar [m], respectivamente. Na Figura 19, pode-se observar um esquema do tubo absorvedor e algumas das variáveis principais do campo de coletores solar.

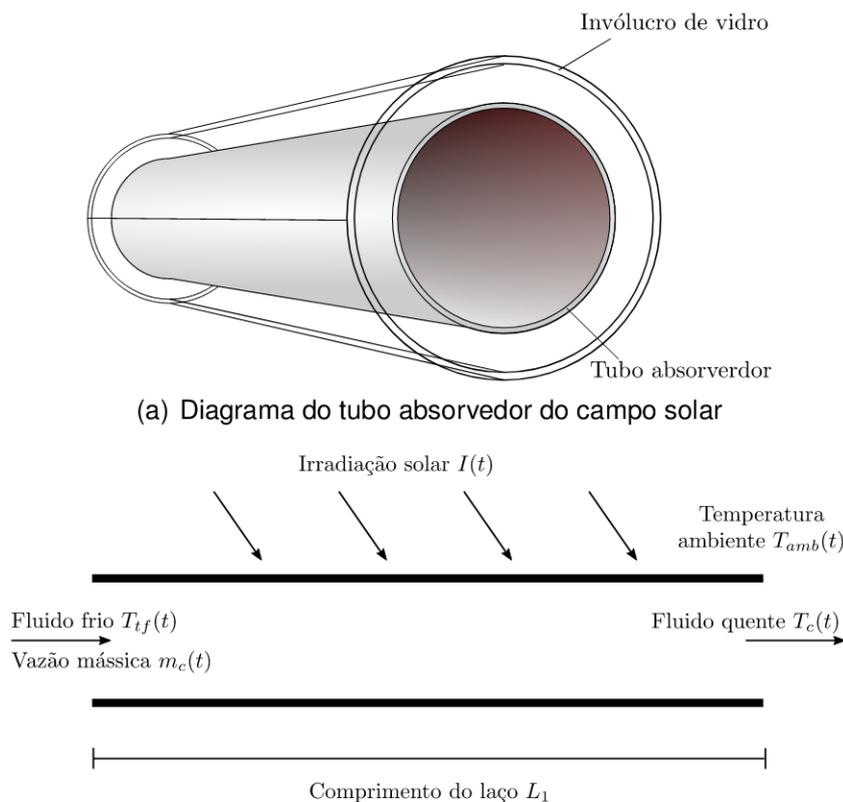
O termo  $\tilde{H}_l$  representa o coeficiente de transferência térmica por convecção [J/s] e é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{H}_l = 1970(T_m - T_{amb}) - 34651.$$

Por fim, a condição inicial da Equação (4) é  $T_c(0) = T_c^0$ , com  $T_c^0 \in \mathbb{R}$ .

Vale ressaltar que, para essa formulação matemática, as seguintes hipóteses foram consideradas (CAMACHO, Eduardo F. *et al.*, 2012): a dependência do espaço e a perda térmica por condução nas paredes da tubulação são desprezíveis, isso porque o fluido térmico apresenta baixa condutividade térmica; as propriedades do FTT são consideradas como funções dependentes da temperatura e o mesmo é considerado

Figura 19 – Tubo absorvedor e principais variáveis do campo de coletores solar.



incompressível; a irradiação solar é apenas dependente do tempo e, por fim, a vazão mássica do fluido térmico é radialmente uniforme e igual a um valor médio.

**Armazenamento térmico:** Conforme Egeland e Gravdahl (2002), considera-se que os tanques de armazenamento térmico operam à pressão ambiente e que a temperatura é a mesma em todo o seu volume. Assim, o seguinte balanço de massa é satisfeito:

$$A_{tq} \rho_{tq}(t) \frac{dL_{tq}}{dt}(t) = m_c(t) \beta(t) - m_p(t), \quad (5)$$

$$A_{tf} \rho_{tf}(t) \frac{dL_{tf}}{dt}(t) = m_p(t) - m_c(t) \beta(t), \quad (6)$$

na qual os subíndices  $tq$  e  $tf$  representam as variáveis do AET quente e frio, respectivamente. Para  $i \in \{tq, tf\}$ ,  $L_i$  é o nível de líquido [m] e  $A_i$  representa a área de seção transversal [m<sup>2</sup>] do tanque  $i$ . O termo  $m_p \in (0, m_p^{max})$ , com  $m_p^{max} > 0$  representando a vazão mássica de saída [kg/s] do AET quente, enquanto que  $m_c$  é a vazão mássica de saída do AET frio [kg/s]. A variável  $\beta$  representa uma função booleana que impõem o modo de operação do campo de acordo com a descrição na Seção 3.1.1.

As condições iniciais das Equações (5) e (6) são  $L_{tq}(0) = 0$  e  $L_{tf}(0) = L_{tf}^0$ , respectivamente, com  $L_{tf}^0 \in \mathbb{R}_+$ .

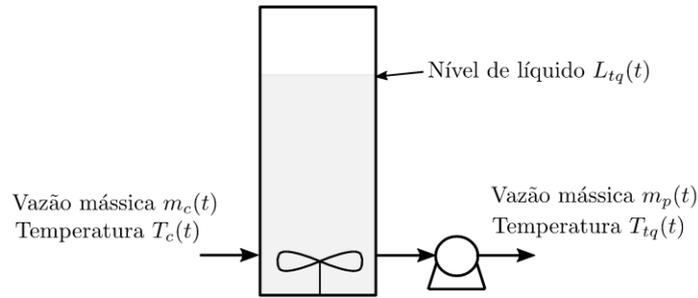
O comportamento da temperatura do FTT nos tanques de armazenamento podem ser descritos pelas seguintes expressões:

$$L_{tq}(t) A_{tq} \left( h_{tq}(t) \frac{d\rho_{tq}}{dT_{tq}}(t) + \rho_{tq}(t) \frac{dh_{tq}}{dT_{tq}}(t) \right) \frac{dT_{tq}}{dt}(t) = m_c(t) \beta(t) (h_c(t) - h_{tq}(t)) - \tilde{H}_t (T_{tq}(t) - T_{amb}(t)), \quad (7)$$

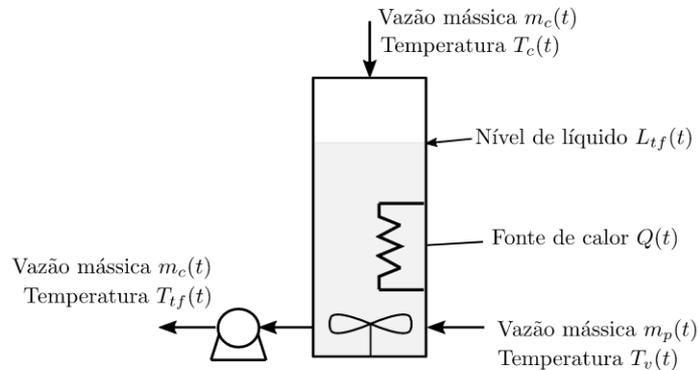
$$L_{tf}(t) A_{tf} \left( h_{tf}(t) \frac{d\rho_{tf}}{dT_{tf}}(t) + \rho_{tf}(t) \frac{dh_{tf}}{dT_{tf}}(t) \right) \frac{dT_{tf}}{dt}(t) = m_c(t) (1 - \beta(t)) (h_c(t) - h_{tf}(t)) + m_p(t) (h_v(t) - h_{tf}(t)) - \tilde{H}_t (T_{tf}(t) - T_{amb}(t)) + Q(t), \quad (8)$$

para  $i \in \{tq, tf\}$ ,  $T_i$  é a temperatura [°C] do fluido no tanque  $i$ , e  $Q \in [0, Q^{max}]$ , com  $Q^{max} > 0$ , representando o calor [W] induzido pela resistência elétrica no AET frio. As variáveis  $h_c$  e  $h_v$  representam as entalpias específicas [J/kg] do campo solar e do gerador de vapor, respectivamente, e o termo  $\tilde{H}_t$  é o coeficiente de perdas térmicas dos tanques por convecção [kJ/s]. Na Figura 20, pode-se observar as variáveis do sistema de armazenamento de energia térmica.

Figura 20 – Principais variáveis do sistema de armazenamento de energia térmica.



(a) Tanque de armazenamento do fluido quente

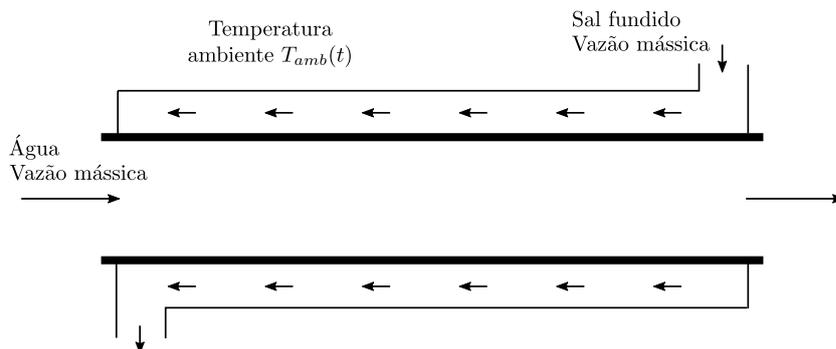


(b) Tanque de armazenamento do fluido frio

Fonte: Autoria própria.

Por fim, as condições iniciais das Equações (7) e (8) são  $T_{tq}(0) = T_{tq}^0$  e  $T_{tf}(0) = T_{tf}^0$ , respectivamente, com  $T_{tq}^0, T_{tf}^0 \in \mathbb{R}$ .

Figura 21 – Diagrama esquemático de um trocador de calor do tipo casco-tubo.



Fonte: Autoria própria.

### 3.2.2 Gerador de vapor

O modelo da geração de vapor é constituído de uma caldeira junto ao evaporador e dois trocadores de calor: o superaquecedor e o pré-aquecedor, os quais são responsáveis pela troca de calor por ebulição e condensação. Um dos mecanismos que ajuda no escoamento da água é a gravidade, no qual o vapor saturado tende a subir devido à sua menor densidade, causando uma circulação do fluido no sistema.

**Superaquecedor:** Assume-se que este subsistema é dado por um trocador de calor do tipo casco-tubo entre o FTT e o vapor superaquecido, conforme apresentado na Figura 21. Assim, o modelo matemático é dado pelas seguintes equações:

$$A_s c_{p,s} \frac{dT_s}{dt} = \frac{m_s c_{p,s}}{L_s} (T_{s,i} - T_s) - \tilde{H}_s (T_s - T_{ms}), \quad (9)$$

$$A_s c_{p,ms} \frac{dT_{ms}}{dt} = \frac{m_p c_{p,ms}}{L_s} (T_{ms,i} - T_{ms}) + \tilde{H}_s (T_s - T_{ms}), \quad (10)$$

em que  $T_s$  e  $T_{ms}$  são as temperaturas do vapor e FTT [°C], respectivamente,  $m_s$  é a vazão mássica do vapor [kg/s],  $c_{p,s}$  e  $c_{p,ms}$  são os calores específicos do vapor e do fluido térmico, respectivamente. A variável  $A_s$  denota a área de seção transversal do tubo [m<sup>2</sup>],  $L_s$  é o comprimento do superaquecedor [m], e o termo  $\tilde{H}_s$  é o coeficiente de transferência de calor do superaquecedor. O subíndice  $i$  é utilizado para representar que as propriedades são calculadas a partir de uma temperatura designada como  $T_i$ . Note que algumas variáveis em (10) já foram definidas anteriormente.

Por fim, as condições iniciais das Equações (9) e (10) são, respectivamente,  $T_s(0) = T_s^0$  e  $T_{ms}(0) = T_{ms}^0$ , nos quais os valores de  $T_s^0$  e  $T_{ms}^0$  são constantes.

**Pré-aquecedor:** Esse subsistema também é dado por um trocador de calor do tipo casco-tubo entre o fluido de transferência térmica e a água. Logo, a dinâmica da

temperatura no pré-aquecedor é dada pelas seguintes equações:

$$A_p c_{p,wp} \frac{dT_{wp}}{dt} = \frac{m_w c_{p,wp}}{L_p} (T_{wp,i} - T_{wp}) - \tilde{H}_p (T_{wp} - T_{mp}), \quad (11)$$

$$A_p c_{p,mp} \frac{dT_{mp}}{dt} = \frac{m_p c_{p,mp}}{L_p} (T_{mp,i} - T_{mp}) + \tilde{H}_p (T_{wp} - T_{mp}), \quad (12)$$

em que  $T_{wp}$  e  $T_{mp}$  são as temperaturas [°C] da água e FTT no pré-aquecedor, respectivamente, o  $c_{p,wp}$  e  $c_{p,mp}$  são os calores específicos da água e do fluido térmico, respectivamente. A variável  $A_p$  é a área de seção transversal do tubo [m<sup>2</sup>], o  $L_p$  é o comprimento do pré-aquecedor [m], o  $m_w$  é a vazão mássica da água [kg/s] (variável manipulada), e o termo  $\tilde{H}_p$  é o coeficiente de transferência de calor do pré-aquecedor.

As condições iniciais das Equações (11) e (12) são  $T_{wp}(0) = T_{wp}^0$  e  $T_{mp}(0) = T_{mp}^0$ , com  $T_{wp}^0$  e  $T_{mp}^0$  constantes.

**Caldeira:** Conforme Astrom e Bell (2000), o balanço de massa global na caldeira é dado por:

$$e_{11} \frac{dV_{wt}}{dT_d} + e_{12} \frac{dP}{dT_d} = m_f - m_s, \quad (13)$$

enquanto que o balanço de energia global é

$$e_{21} \frac{dV_{wt}}{dT_d} + e_{22} \frac{dP}{dT_d} = Q_v + m_f h_f - m_s h_s. \quad (14)$$

com

$$e_{11} = (\rho_w - \rho_s),$$

$$e_{12} = \left( V_{st} \frac{\partial \rho_s}{\partial P} + V_{wt} \frac{\partial \rho_w}{\partial P} \right),$$

$$e_{21} = (\rho_w h_w - \rho_s h_s),$$

$$e_{22} = V_{wt} \left( h_w \frac{\partial \rho_w}{\partial P} + \rho_w \frac{\partial h_w}{\partial P} \right) + V_{st} \left( h_s \frac{\partial \rho_s}{\partial P} + \rho_s \frac{\partial h_s}{\partial P} \right) - V_t + m_t c_{p,m} \frac{\partial T_{sd}}{\partial P}.$$

Nas Equações (13) e (14),  $P$  representa a pressão [MPa],  $T_d$  a temperatura [°C],  $T_{sd}$  a temperatura do vapor [°C] na caldeira,  $m_f$  e  $m_s$  são as vazões mássicas de alimentação e saída do vapor [kg/s], respectivamente. As variáveis  $\rho_w$  e  $\rho_s$  são as massas específicas da água e do vapor [kg/m<sup>3</sup>], respectivamente, os  $h_w$  e  $h_s$  são as entalpias específicas da água e do vapor [J/kg], respectivamente, enquanto que  $h_f$  é a entalpia específica de entrada [J/kg], ou seja, da alimentação do sistema. O  $Q_v$  é o fluxo de calor fornecido ao sistema [W/m<sup>2</sup>], o  $m_t$  é a massa total [kg] e o  $c_{p,m}$  é o calor específico do metal da caldeira. As variáveis  $V_{wt}$  e  $V_{st}$  são os volumes totais de água e vapor [m<sup>3</sup>], respectivamente, sendo  $V_t$  o volume total da caldeira, cuja representação é dada por:

$$V_t = V_{wt} + V_{st}.$$

Os parâmetros  $\rho_w$ ,  $\rho_s$ ,  $\partial\rho_w/\partial P$ ,  $\partial\rho_s/\partial P$ ,  $h_w$ ,  $h_s$ ,  $\partial h_w/\partial P$ ,  $\partial h_s/\partial P$ ,  $T_{sd}$  e  $\partial T_{sd}/\partial P$  das Equações (13) e (14) estão em estado de saturação. Então, para a obtenção dos mesmos deve-se calcular as propriedades termodinâmicas da água e vapor a partir de tabelas termodinâmicas, tal como a formulação IAPWS-IF97 (WAGNER; KRUSE, 1998).

As condições iniciais das Equações (13) e (14) são  $V_{wt}(0) = V_{wt}^0$  e  $P(0) = P^0$ , respectivamente, na qual  $V_{wt}^0$  e  $P^0$  são constantes.

Esse modelo representa o comportamento da caldeira relativamente bem. Em particular, ele descreve a resposta da pressão e volume total de água para mudanças no fluxo de calor  $Q_v$ , na vazão mássica de alimentação e de vapor,  $m_f$  e  $m_s$ , respectivamente. Entretanto, as Equações (13) e (14) não analisam o comportamento do nível de líquido na caldeira, uma vez que essas equações não descrevem a distribuição de água e vapor no sistema. Para contornar tal problema, Astrom e Bell (2000) propuseram o seguinte sistema de equações diferenciais ordinárias:

$$e_{32} \frac{dP}{dT_d} + e_{33} \frac{d\alpha_r}{dT_d} = Q_v - \alpha_r h_{cd} m_{dc}, \quad (15)$$

$$e_{42} \frac{dP}{dT_d} + e_{43} \frac{d\alpha_r}{dT_d} + e_{44} \frac{dV_{sd}}{dT_d} = \frac{\rho_s}{t_d} (V_{sd}^0 - V_{sd}) + \frac{h_f - h_w}{h_{cd}} m_f \quad (16)$$

com

$$e_{32} = \left( \rho_w \frac{\partial h_w}{\partial P} - \alpha_r h_{cd} \frac{\partial \rho_w}{\partial P} \right) (1 - \bar{\alpha}_v) V_r + \left( (1 - \alpha_r) h_{cd} \frac{\partial \rho_s}{\partial P} + \rho_s \frac{\partial h_s}{\partial P} \right) \bar{\alpha}_v V_r \\ + (\rho_s + (\rho_w - \rho_s) \alpha_r) h_{cd} V_r \frac{\bar{\alpha}_v}{\partial P} - V_r + m_r c_{p,m} \frac{\partial T_{sd}}{\partial P},$$

$$e_{33} = ((1 - \alpha_r) \rho_s + \alpha_r \rho_w) h_{cd} V_r \frac{\bar{\alpha}_v}{\partial \alpha_r},$$

$$e_{42} = V_{sd} \frac{\partial \rho_s}{\partial P} + \frac{1}{h_{cd}} \left( \rho_s V_{sd} \frac{\partial h_s}{\partial P} + \rho_w V_{wd} \frac{\partial h_w}{\partial P} - V_{sd} + m_d c_{p,m} \frac{\partial T_{sd}}{\partial P} \right) + \alpha_r (1 + \beta_d) V_r \\ \left( \bar{\alpha}_v \frac{\partial \rho_s}{\partial P} + (1 - \bar{\alpha}_v) \frac{\partial \rho_w}{\partial P} + (\rho_s - \rho_w) \frac{\partial \bar{\alpha}_v}{\partial P} \right),$$

$$e_{43} = \alpha_r (1 + \beta_d) (\rho_s - \rho_w) V_r \frac{\partial \bar{\alpha}_v}{\partial \alpha_r},$$

$$e_{44} = \rho_s.$$

e

$$\begin{aligned}\bar{\alpha}_v &= \frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_s} \left( 1 - \frac{\rho_s}{(\rho_w - \rho_s)\alpha_r} \ln \left( 1 + \frac{\rho_w - \rho_s}{\rho_s} \alpha_r \right) \right), \\ \frac{\partial \bar{\alpha}_v}{\partial P} &= \frac{1}{(\rho_w - \rho_s)^2} \left( \rho_w \frac{\partial \rho_s}{\partial P} - \rho_s \frac{\partial \rho_w}{\partial P} \right) \left( 1 + \frac{\rho_w}{\rho_s} \frac{1}{1 + \vartheta} - \frac{\rho_s + \rho_w}{\vartheta \rho_s} \ln(1 + \vartheta) \right), \\ \frac{\partial \bar{\alpha}_v}{\partial \alpha_r} &= \frac{\rho_w}{\rho_s \vartheta} \left( \frac{1}{\vartheta} \ln(1 + \vartheta) - \frac{1}{1 + \vartheta} \right), \\ \vartheta &= \alpha_r \frac{(\rho_w - \rho_s)}{\rho_s}, \\ V_{wd} &= V_{wt} - V_{dc} - (1 - \bar{\alpha}_v) V_r, \\ L_v &= \frac{V_{wd} + V_{sd}}{A_d}, \\ t_d &= \frac{\rho_s V_{sd}^0}{q_{sd}}.\end{aligned}$$

Nas Equações (15) e (16),  $t_d$  é o tempo de residência [s],  $L_v$  é o nível de líquido na caldeira [m],  $m_{dc}$  é a vazão mássica de recirculação [kg/s],  $V_{wd}$  e  $V_{sd}$  são os volumes de líquido e vapor na caldeira [m<sup>3</sup>],  $m_r$  e  $m_d$  são as massas [kg],  $V_r$  e  $V_{dc}$  são os volumes do *riser* e *downcomer* [m<sup>3</sup>], respectivamente,  $\bar{\alpha}_v$  e  $\alpha_r$  são a fração de volume médio e a qualidade de vapor no *riser*, respectivamente, e  $A_d$  é a área de superfície da caldeira [m<sup>2</sup>]. O parâmetro  $h_{cd}$  é a entalpia específica de condensação da água, o qual é representada por  $h_{cd} = h_s - h_w$ . A variável  $\beta_d$  é um coeficiente empírico do sistema.

Por fim, as condições iniciais das Equações (15) e (16) são  $\alpha_r(0) = \alpha_r^0$  e  $V_{sd}(0) = V_{sd}^0$ . Esse último parâmetro é uma hipótese de que não há condensação de vapor na caldeira no início do processo.

### 3.2.3 Reservatório

O reservatório e as interações entre a rocha e os fluidos são modelados por equações que descrevem a conservação da massa e do momento contendo diversos parâmetros como porosidade, permeabilidade, pressão, as saturações dos fluidos, e são essenciais para a representação do comportamento desejado. Tais equações, quando impostas em sistema de processamento de dados, necessitam ser discretizadas e formam uma malha composta por diversas células que contém estas informações.

O reservatório, principalmente no início da fase exploratória, necessita ser mais conhecido, e isso acontece por meio das simulações que são feitas através de equações diferenciais parciais discretizadas e com programas computacionais, e podem ser resolvidas quando variáveis de contorno dos problemas são estabelecidos (HUPALO, 2019). Atualmente, o Eclipse, o Schlumberger, o tNavigator (RFD - Rússia), o

OpenFlow (Beicip - França) e o Computer Modelling Group (CMG) são os principais softwares comerciais usados na área de petróleo e gás. Contudo, o SINTEF (*Stiftelsen for Industriell og Teknisk Forskning*), em conjunto com várias instituições de ensino, desenvolveu uma alternativa de simulador como o *MATLAB Reservoir Simulation Toolbox* (MRST) (LIE, 2019).

Nesta dissertação, a biblioteca MRST foi utilizada para implementar um reservatório de óleos pesados numericamente. O MRST é amplamente utilizado na literatura científica e resolve de maneira eficiente as equações multifásicas de massa, momento e energia do reservatório. Esse simulador foi escolhido, uma vez que é um *software* livre, o qual apenas necessita da licença do MATLAB.

Na engenharia de reservatório, há duas classes principais de modelos com distintas aplicações: o modelo *Black Oil* e o modelo composicional. O primeiro modelo, *Black Oil*, pode ser trifásico com a presença de óleo, água e gás, e admite-se que cada uma das várias fases presentes no reservatório constitui um único componente. Por exemplo, considera-se que a fase óleo seja formada por um único componente, denominada simplesmente óleo, mesmo sabendo que este fluido é constituído por diversos hidrocarbonetos. Já o modelo composicional difere-se do modelo anterior porque, neste caso, a fase óleo não será mais um único componente, mas os vários hidrocarbonetos que a constituem, exemplo: metano, propano, entre outros. Nesse estudo, utilizou-se o modelo bifásico.

No cenário estudado, considera-se três poços verticais, sendo dois injetores localizados nas extremidades do domínio e um produtor localizado na extremidade oposta. Esse posicionamento permite a cobertura quase completa do volume da jazida e otimiza o crescimento da câmara de vapor.

Os fenômenos de transporte dos fluidos e de transferência de calor e massa são representados em um modelo de porosidade simples, no qual o meio poroso e a célula são tratados como unidades distintas de simulação. O mecanismo de aquecimento da célula é dado por meio de condução e convecção pelo escoamento do vapor através do meio poroso.

### 3.3 CONCLUSÕES PARCIAIS

O modelo desenvolvido neste trabalho descreve uma dinâmica extremamente complexa através de uma forma simplificada. Com isso, partiu-se das equações de conservação de energia e massa para os subsistemas da planta solar e do gerador de vapor. No entanto, foi necessário considerar a dinâmica multifásica da água no sistema de geração de vapor, uma vez que há fluxo bifásico da água (água líquida e vapor) no conjunto de trocadores de calor, os quais são influenciados diretamente pela pressão e temperatura de operação da planta solar. Para a simulação do reservatório, a utilização da biblioteca MRST auxiliou nos estudos, já que as equações multifásicas

de massa, momento e energia do reservatório já estavam programadas em funções, apenas sendo necessário estudá-las e entendê-las, para que os parâmetros de entrada do processo fossem incluídos corretamente nas funções utilizadas.

#### 4 SISTEMA DE CONTROLE PARA UMA PLANTA DE RECUPERAÇÃO TÉRMICA SOLAR

A aplicação de técnicas de controle realimentado em sistemas de recuperação térmicos de petróleo é pouco retratado na literatura, ainda mais acoplados a plantas solares térmicas. Do ponto de vista de controle, o projeto de técnicas de controle requer três componentes: definição dos modelos dos fluidos na rocha reservatório e da planta de geração de vapor, e da formulação do problema de controle. Neste último fator, é importante levar em consideração a condição de vapor efetiva para toda a área do reservatório, além do ajuste das condições de operação ótima do vapor injetado na entrada do poço. Em geral, o modelo da injeção de vapor é construído por meio de balanços de massa e energia, e das equações de Darcy (BIYANTO *et al.*, 2017), e leva em consideração as características do reservatório e do fluido, dados esses que são levantados a partir de estudos e análises realizados na fase *upstream* do petróleo.

Inicialmente, há a exploração da região aonde os geólogos e geofísicos atuam na descoberta do campo a partir de estudos sísmicos, por exemplo (XAVIER; FARIA, 2012). Posteriormente, é feito um poço exploratório para a avaliação da formação e do óleo depositado, que ocorre por meio da perfilagem, testes e retiradas de testemunhos (SOUZA; JUNIOR, 2009). Tais resultados são analisados por uma equipe multidisciplinar e, se o resultado for favorável para a produção de petróleo, então é feita a declaração de comercialidade desse reservatório.

Assim, há o início da produção e desenvolvimento que acontecem através de poços produtores. No primeiro momento, há o método de recuperação primária ou natural, que acontece quando o reservatório apresenta uma energia suficiente para elevar o fluido até a superfície (LIMA *et al.*, 2013). Naturalmente, a produção se dá até um valor máximo e depois ocorre um declínio natural, quando o reservatório não tem mais pressão suficiente para continuar com a produção. Nesse momento são implementados os métodos de recuperação para repressurizar o reservatório, através da introdução de uma energia artificial por meio de poços de injeção para suplementar a energia perdida e melhorar a eficiência do deslocamento do petróleo (BARBOZA *et al.*, 2017).

No método de recuperação térmica a partir da captação de energia solar, a variação diária da irradiação solar torna a engenharia do sistema e seu controle mais complexo, já que qualidade do vapor gerado é influenciada diretamente pela temperatura do FTT utilizado no campo solar. Se a qualidade do vapor é baixa, então o volume de vapor injetado deve ser grande para que seja possível reduzir a viscosidade de petróleo. É importante enfatizar que no início do processo de injeção de vapor com baixa qualidade há um aumento de produção de óleo maior quando comparado com o de alta qualidade mas, com o passar do tempo, a produção de óleo também irá diminuir, uma vez que poderá permanecer maiores quantidades de óleo residual dentro do

reservatório (RAZEGHI *et al.*, 2017).

Um vapor com uma qualidade elevada conduz mais energia térmica e pode reduzir a viscosidade do óleo no reservatório de uma maneira ideal. Portanto, o resultado dessa ação é que a permeabilidade da rocha fica com um valor adequado, facilitando o escoamento do óleo que está em contato com o vapor e, com isso, a saturação do óleo residual que permanecia dentro dos poros diminui significativamente.

Dentro da área de controle de sistemas de recuperação térmica solar, este capítulo focará em um algoritmo de controle realimentado para regulação das principais variáveis do campo de coletores e do sistema de geração de vapor. A proposta apresentada também leva em consideração os distintos modos de operação descritos no Capítulo 3 através de uma máquina de estados que tem como variáveis de decisão as faixas de operação do sistema.

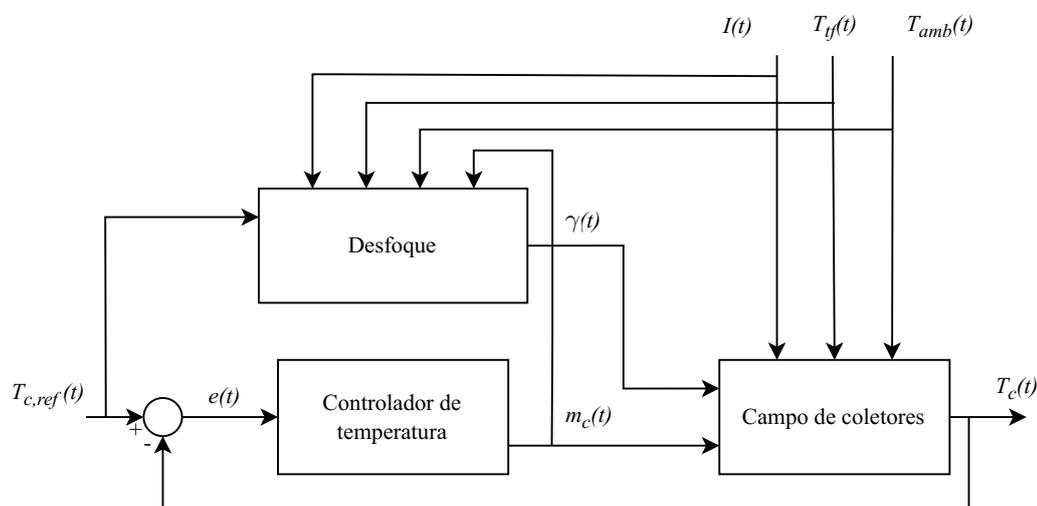
#### 4.1 PROBLEMA DE CONTROLE

Uma vez que a unidade de armazenamento desacopla o gerador de vapor do campo solar, o problema de controle de plantas de recuperação térmica solar pode ser dividido em dois subproblemas: (i) controle de temperatura do FTT na saída do campo solar e despacho e armazenamento do FTT nos tanques de AET; e (ii) controle de nível e pressão do sistema de geração de vapor.

No campo solar, controla-se a temperatura de saída do FTT em um valor nominal, variando sua vazão mássica, dado que a irradiação solar não pode ser manipulada. As principais perturbações deste subsistema são as mudanças na temperatura de entrada, variações na temperatura ambiente, mudanças no coeficiente óptico – decorrentes da posição solar e do reflexo dos espelhos – e mudanças na irradiação solar devido ao ciclo diário ou nuvens passageiras. Um diagrama de blocos desse campo solar pode ser visto na Figura 22. O sistema de controle também deve evitar que o campo opere acima da potência máxima, dado que altas temperaturas degradam o fluido térmico. Isto pode ser realizado desfocando parcialmente os espelhos quando a manipulação da vazão mássica não é suficiente para lidar com valores altos de irradiação solar.

No gerador de vapor, deve-se garantir que a pressão e temperatura do vapor fornecida para os poços injetores se mantenham no valor nominal manipulando a vazão através da válvula na saída da caldeira. O nível de líquido também deve ser regulado para manter o sistema de geração de vapor dentro da faixa de operação segura, já que os tubos de água podem secar ou a água líquida pode ser transportada junto com o fluxo de vapor se esta variável não estiver em seu ponto de operação nominal. Notavelmente, a dinâmica de controle do nível de líquido é de fase não mínima devido aos fenômenos de inchamento e têmpera.

Figura 22 – Diagrama de blocos do sistema de controle do campo solar.



Fonte: Autoria própria.

#### 4.1.1 Observações sobre o problema de controle de recuperação térmica solar

O problema de controle descrito na seção anterior não leva em consideração alguns fenômenos de instabilidades do reservatório como, por exemplo, a cavitação, fenômeno físico que ocorre pela evaporação de óleo a baixa pressão e que consiste na formação de bolhas de vapor no meio do fluido. No local aonde o fluido é injetado, a espessura do arenito e a profundidade do reservatório influenciam no aumento do óleo recuperado. A razão para este fenômeno é que o vapor injetado tem densidade menor que o óleo do reservatório, e tende a ficar no topo do reservatório, e por isso é que acontece a cavitação, já que há uma redução da superfície de contato do vapor com o reservatório. Se for aumentada a superfície de contato do vapor injetado com o óleo colocando, por exemplo, um poço horizontal ao invés de um vertical, isso acarreta em um aumento de produção.

Outro ponto desprezado é o controle da temperatura do vapor dentro dos poços para se ter uma qualidade elevada. Normalmente, os cabos de aquecimento constituídos de isoladores térmicos, tais como fibra de vidro, é que bloqueiam a passagem de calor maximizando a eficiência quando colocados junto com as tubulações do poço (BRISKHEAT, 2021). Como exemplo de aplicação real, tem-se a tecnologia desenvolvida pela BriskHeat ou a empresa PetroChina que utilizam dados de temperaturas reais e de temperaturas em pontos de ajuste em cada zona de aquecimento (NEHLS, 2021; JOURNAL, 2003).

Tabela 1 – Faixas de operação do campo solar para os diferentes modos de operação.

Modo de operação		Condições
Modo 0	Noturno e anti-congelamento	$I(t) \leq I_{min}$ e $T_c \leq T_{c,rec}$ e $L_{tq}(t) < L_{tq}^{min}$
Modo 1	Partida	$I(t) > I_{min}$ e $T_c \leq T_{c,rec}$ e $L_{tq}(t) < L_{tq}^{min}$
Modo 2	Nominal	$I(t) > I_{min}$ e $T_c > T_{c,rec}$ e $L_{tq}(t) \geq L_{tq}^{min}$
Modo 3	Desligamento	$I(t) \leq I_{min}$ e $T_c \leq T_{c,rec}$ e $L_{tq}(t) \geq L_{tq}^{min}$

Fonte: Autoria própria.

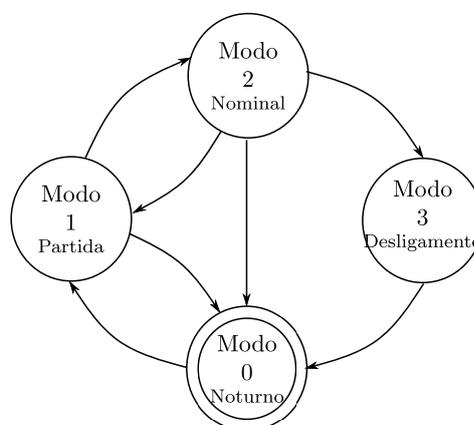
## 4.1.2 Sistema de controle do campo de coletores

### 4.1.2.1 Regras de comutação entre os modos de operação

Neste trabalho, uma máquina de estados é utilizada para realizar a comutação da planta entre os modos de operação descritos na Seção 3.1.1. As variáveis de decisão utilizadas são as faixas de operação do sistema, conforme apresentado na Tabela 1, o qual dependem da irradiação solar,  $I$ , da temperatura de saída do campo de coletores,  $T_c$ , e do nível de FTT no tanque quente,  $L_{tq}$ . Por questões de legibilidade, os modos de operação do campo foram definidos como: sendo 0 para o modo noturno e anti-congelamento; 1 para a partida; 2 para o modo nominal; e 3 para o desligamento da planta solar.

Um diagrama esquemático da máquina de estados é apresentado na Figura 23. Assume-se que o sistema sempre é inicializado no modo 0, quando não há irradiação solar suficiente para gerar calor no campo e a temperatura do FTT no campo solar é menor que o valor mínimo de referência, enquanto isso, o volume de líquido no tanque quente permanece constante.

Figura 23 – Máquina de estados do campo solar.



Fonte: Autoria própria.

A partir deste modo, só é possível comutar para o modo 1, que é quando

a irradiação solar ultrapassa o valor mínimo para aumentar a temperatura do FTT no campo solar, mas ainda não há abastecimento deste fluido no tanque quente, conseqüentemente, ainda não é possível acionar o sistema de geração de vapor. Se o valor da irradiação diminuir ficando abaixo de  $I_{min}$ , então a máquina de estados retorna ao estado 0. No entanto, se a irradiação for suficientemente alta, então a temperatura do FTT irá aumentar até atingir um valor maior que o valor de operação nominal,  $T_{c,rec}$ , e, conseqüentemente, o sistema comutará para o modo 2.

No modo de operação 2, a irradiação solar e a temperatura do fluido no campo estão acima do valor mínimo, logo, o FTT aquecido no campo solar será direcionado para o tanque quente, ou seja, o nível de líquido neste tanque será maior que um valor mínimo e, então, será possível acionar o sistema de geração de vapor. Neste modo nominal, a máquina de estados pode retornar para o estado 1 caso a temperatura do FTT diminua ou para o estado 0, caso a temperatura do FTT diminua bruscamente e a irradiação solar diminuía ficando abaixo de  $I_{min}$ .

No modo 3, o tanque quente não receberá mais fluido do campo solar, ou seja, o mesmo despachará todo o seu volume para o sistema de geração de vapor até retornar ao seu valor mínimo, uma vez que não há mais irradiação solar suficiente para continuar mantendo a temperatura de saída do campo solar no valor de referência. E para continuar o ciclo, a máquina de estado retornará ao modo 0 quando o tanque quente esvaziar.

#### 4.1.2.2 Estratégia de controle de temperatura

O diagrama de blocos da estratégia de controle de temperatura do campo solar utilizado nesta dissertação é apresentado na Figura 22. Note que as variáveis de controle são:  $m_c$  a vazão mássica do campo,  $\gamma$  o desfoque dos coletores, enquanto que a variável controlada é  $T_c$ , a temperatura de saída. Além disso, existem restrições principais deste sistema de controle que devem ser mantidas para preservar a segurança e perenidade da planta, e estas são descritas na sequência.

- A regulação da temperatura deve ocorrer somente no modo de operação nominal (modo 2). Nos outros modos de operação, deve-se considerar a vazão mássica do campo constante, dado que a temperatura do campo é menor que o seu valor nominal. De acordo com as boas práticas de controle de plantas solares fornecidas pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), utilizar valores de vazão em torno de 42 % é ideal para reduzir o consumo de eletricidade parasita do sistema (MEHOS *et al.*, 2020).
- As desigualdades  $m_c^{min} \leq m_c \leq m_c^{max}$  devem ser satisfeitas devido às restrições físicas da bomba.

- O controlador deve lidar com a potência máxima manipulada pelo receptor desfocando parcialmente os espelhos. Isto deve acontecer somente quando a vazão mássica máxima ( $m_c^{max}$ ) não for suficiente para diminuir a temperatura do FTT no campo de coletores.

Para o controle de temperatura de saída do campo de coletores, uma lei de controle PI com ação *anti-windup* é considerada, podendo ser vista na Figura 24. Enquanto que para o desfoco dos espelhos, a seguinte lei de controle antecipativa foi projetada:

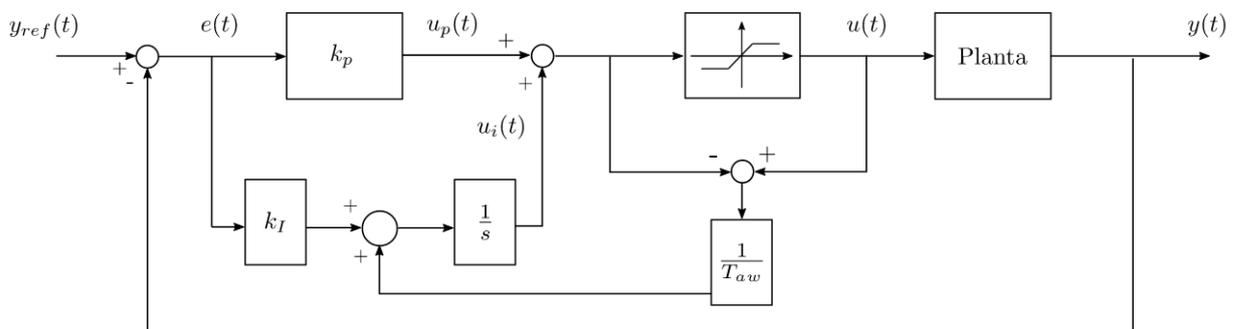
se  $m_c(t) \geq m_c^{max}$  :

$$\gamma(t) = \frac{1}{\alpha(t)GI(t)} \left( c_{p,c}(T_{c,ref})m_c^{max} \frac{T_{c,ref} - T_{ff}(t)}{\eta_{op}L_1} + \frac{\tilde{H}_l(T_m, T_{amb}(t))}{L_2} \right), \quad (17)$$

caso contrário:

$$\gamma(t) = 1.$$

Figura 24 – Esquema de um controle básico PI com estratégia *anti-windup* do tipo *back calculation*.



Fonte: Autoria própria.

Note que, devido à estrutura condicional desta lei de controle, os espelhos serão desfocados somente quando a vazão mássica saturar em seu valor máximo, conforme descrito na restrição do sistema de controle. Caso contrário, os espelhos estarão sempre focados para garantir a máxima potência solar no sistema.

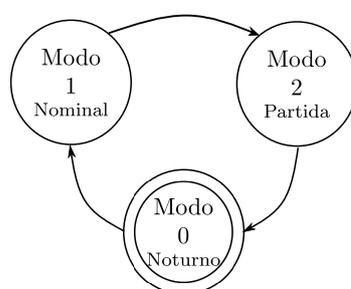
A expressão (17) foi obtida a partir da resolução da equação de regime permanente da Equação (4) para  $\gamma(t)$  considerando que  $T_c(t) = T_{c,ref}$  e  $m_c(t) = m_c^{max}$  para garantir que a temperatura de saída da planta se mantenha no valor de referência quando a vazão mássica está na região de saturação.

### 4.1.3 Sistema de controle do gerador de vapor

#### 4.1.3.1 Regras de comutação entre os modos de operação

Um diagrama esquemático dos modos de operação do gerador de vapor considerado neste trabalho é apresentado na Figura 25. É possível perceber, através desta figura, que este subsistema possui uma complexidade menor que o campo solar, dado que os tanques de armazenamento desacoplam totalmente a dependência deste sistema com a irradiação solar. Os modos de operação de partida, nominal, e operação noturna e anti-congelamento, descritos na Seção 3.1.3, são denominados como sendo modo 0, modo 1 e modo 2, respectivamente.

Figura 25 – Máquina de estados do gerador de vapor.



Fonte: Autoria própria.

Assume-se que o sistema de geração de vapor é inicializado no modo de operação de partida (modo 0), quando o FTT no tanque quente é despachado para a linha de trocadores de calor. Conforme mencionado na Seção 3.1.3, o sistema de geração de vapor é utilizado somente quando a planta possa operar com um despacho contínuo de no mínimo quatro horas, ou seja, a planta solar deve estar operando em modo nominal com a irradiação solar acima do valor mínimo, além de que a temperatura do fluido térmico deve estar acima do valor de referência. Este modo tem duração de 20 minutos para que, então, a máquina de estados comute para o modo 1, sendo  $\Delta t \geq 20min$ , onde  $\Delta t$  representa o intervalo de tempo em que o sistema se encontra nesse modo de operação.

Uma vez no modo 1, o sistema de geração de vapor produz vapor com temperatura, pressão e qualidade necessárias para, enfim, ser destinado ao método de recuperação térmica do reservatório. A planta é mantida neste modo de operação até que não seja mais possível gerar vapor, ou seja, a planta solar comute para o modo de operação de desligamento,  $L_{tq}(t) < L_{tq}^{min}$ . Consequentemente, não há mais FTT no tanque quente para gerar vapor e, portanto, o sistema de geração de vapor comuta para o modo 3 e mantém-se neste estado até o próximo dia de operação.

Tabela 2 – Faixas de operação do gerador de vapor para os diferentes modos de operação.

Modo de operação		Condições
Modo 0	Partida	$I(t) > I_{min}$ e $T_c > T_{c,rec}$ e $L_{tq}(t) < L_{tq}^{min}$ e $\Delta t \geq 20min$
Modo 1	Nominal	$I(t) > I_{min}$ e $T_c > T_{c,rec}$ e $L_{tq}(t) \geq L_{tq}^{min}$
Modo 2	Noturno e anti-congelamento	$I(t) \leq I_{min}$ e $T_c \leq T_{c,rec}$ e $L_{tq}(t) < L_{tq}^{min}$

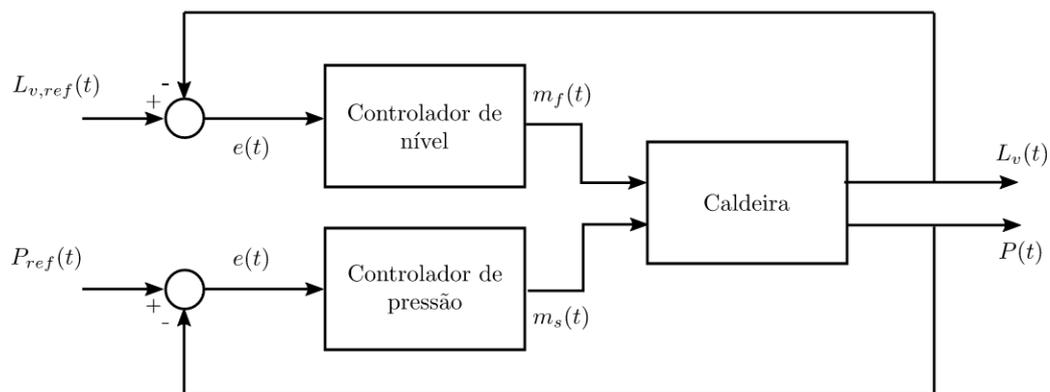
Fonte: Autoria própria.

#### 4.1.3.2 Estratégia de controle de nível e pressão do gerador de vapor

Um diagrama de blocos do sistema de controle de geração de vapor é mostrado na Figura 26. Com esta figura, pode-se observar que o nível de líquido de geração de vapor é controlado manipulando a vazão de alimentação de água, enquanto que a pressão interna é controlada através da vazão de vapor de saída do processo. Além disso, ambos os controladores devem satisfazer as restrições de saturação dos atuadores, ou seja,

- as desigualdades  $m_f^{min} \leq m_f(t) \leq m_f^{max}$  e  $m_s^{min} \leq m_s(t) \leq m_s^{max}$  devem ser satisfeitas para a vazão de alimentação de água e vazão de vapor de saída, respectivamente.

Figura 26 – Diagrama de blocos do sistema de controle de geração de vapor.



Fonte: Autoria própria.

Nesta dissertação, dois controladores PID desacoplados para regulação do nível de líquido e pressão interna do sistema de geração de vapor, ambos com estratégia *anti-windup*, foram considerados.

#### 4.1.3.3 Regra de despacho do FTT para o gerador de vapor

Com relação ao despacho do FTT no tanque quente para o gerador de vapor, uma lógica baseada em uma lista de prioridades foi utilizada para que o gerador de vapor opere em seu valor nominal. Neste algoritmo, o instante de tempo em que a vazão mássica do fluido de saída do AET quente,  $m_p$  comuta do seu valor mínimo para o valor máximo (e vice-versa) é calculado de tal modo que não ocorra a reinicialização do gerador durante o mesmo dia. Note que quando o perfil de irradiação solar é baixo, não se espera que ocorra a saturação do tanque e, portanto, o despacho prioriza a produção contínua de vapor. Por outro lado, em dias com alto índice de irradiação solar, o algoritmo prioriza os limites de saturação do tanque.

## 4.2 CONCLUSÕES PARCIAIS

Para operar de maneira eficiente e segura, uma planta de recuperação térmica solar necessita que diversas variáveis sejam controladas em seu valor de operação nominal rejeitando as perturbações. Neste capítulo, foi proposto um sistema de controle descentralizado composto por: (i) um controlador PI com estratégia *anti-windup* e ação antecipativa para regular a temperatura de saída do campo de coletores solar; e (ii) dois controladores PIDs com estratégia *anti-windup* para regular o nível de líquido e pressão interna do sistema de geração de vapor.

## 5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO E ANÁLISE ECONÔMICA

Nesse capítulo, apresentam-se os resultados de simulação obtidos por meio do *software* MATLAB com a recuperação térmica solar e a estratégia de controle proposta. O cenário numérico estudado nesta dissertação considera uma planta solar operando durante o período de quinze anos com dados reais de irradiação solar e temperatura ambiente correspondentes a Cachoeira Paulista/SP, de localização geográfica Brasileira  $2^{\circ}41'22,65''S$   $45^{\circ}00'22,28''O$ , o qual foram obtidas do projeto SONDA, (INPE, 2019). Para que esse estudo de simulação ocorra-se em quinze anos, inicialmente, interpolou-se os dados diários para que fosse possível completar todos os segundos de um dia, e para os catorze anos restantes, repetiu-se os dados obtidos para o primeiro, sendo 2018 o ano de referência.

A capacidade de geração de energia térmica do campo solar é de 25 MW térmico com uma área total de 52.640 m<sup>2</sup>. Cada tanque de armazenamento possui volume de 4.560 m<sup>3</sup> e no ponto de operação nominal o múltiplo solar que é um dos parâmetros responsáveis pelo o dimensionamento da planta solar, cujo dado representa o real tamanho da planta em relação ao que seria necessário para atingir a sua capacidade nominal no ponto de projeto, no qual nesta pesquisa é considerado igual a dois. Os principais parâmetros do campo solar e do sistema de geração de vapor são apresentados nas Tabelas 3 e 4, respectivamente. De acordo com dados da National Renewable Energy Laboratory (NREL), o preço atual de uma instalação solar com este sistema de geração de vapor é estimado em US\$ 300.000.000 (ENERGY, N. T., 2021). É importante enfatizar que nas simulações numéricas apresentadas foi considerado uma fonte de vapor fóssil para os períodos em que o campo solar não possui energia térmica suficiente para produzir o vapor de modo a manter a injeção no reservatório constante.

Tabela 3 – Principais parâmetros do campo solar.

<b>Parâmetros</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Diâmetro interno do tubo	0,076	<i>m</i>
Comprimento do laço	1.440	<i>m</i>
Número de laços	17	-
Abertura do coletor	8	<i>m</i>
Eficiência óptica dos espelhos	80	%
Desfoque dos espelhos	50	%
Área da base dos tanques	227,967	<i>m</i> <sup>2</sup>
Abertura máxima da válvula	600	<i>kg/s</i>

Fonte: Autoria própria.

Por sua vez, os dados para os modelos de simulação do reservatório utilizados

Tabela 4 – Principais parâmetros do sistema de geração de vapor.

Parâmetros	Valor	Unidade
Calor específico do metal	550	J/kg.K
Densidade do metal	7.800	kg/m <sup>3</sup>
Massa do <i>drum</i>	88,6	kg
Massa do <i>downcomer</i>	500	kg
Massa do <i>riser</i>	370	kg
Área do <i>drum</i>	24	m <sup>2</sup>
Área do <i>downcomer</i>	12	m <sup>2</sup>
Volume do <i>drum</i>	45	m <sup>3</sup>
Volume do <i>downcomer</i>	9,5	m <sup>3</sup>
Volume do <i>riser</i>	43	m <sup>3</sup>
Abertura máxima da válvula	70	kg/s

Fonte: Autoria própria.

são sintéticos<sup>1</sup>, cujas propriedades de rocha e fluidos são baseadas no Campo de Namorado, modelos que foram utilizados e fornecidos por Pinto (2013).

A **descrição física** do modelo do reservatório apresenta 820 metros de comprimento e largura e 100 metros de profundidade. A malha de simulação inicial empregada consiste de 41 x 41 x 10 blocos nas direções x, y, e z, respectivamente. Este modelo é composto de três poços verticais, sendo dois injetores localizados nas extremidades do domínio com uma profundidade de 70 m (camada 7) e o outro produtor localizado na extremidade oposta com uma profundidade de 100 m (camada 10). Esse posicionamento permite a cobertura quase completa do volume desta jazida, otimizando o crescimento da câmara de vapor e da produção de óleo pesado. Assume-se injeção de vapor constante de 10.000 m<sup>3</sup>/dia nos poços injetores, dado que o cenário simulado possui uma fonte de vapor auxiliar para manter a planta operando sempre nesse ponto de operação. Na Figura 27, pode-se visualizar o domínio do modelo numérico da jazida, mostrando a malha de simulação com o posicionamento dos poços injetores e produtor.

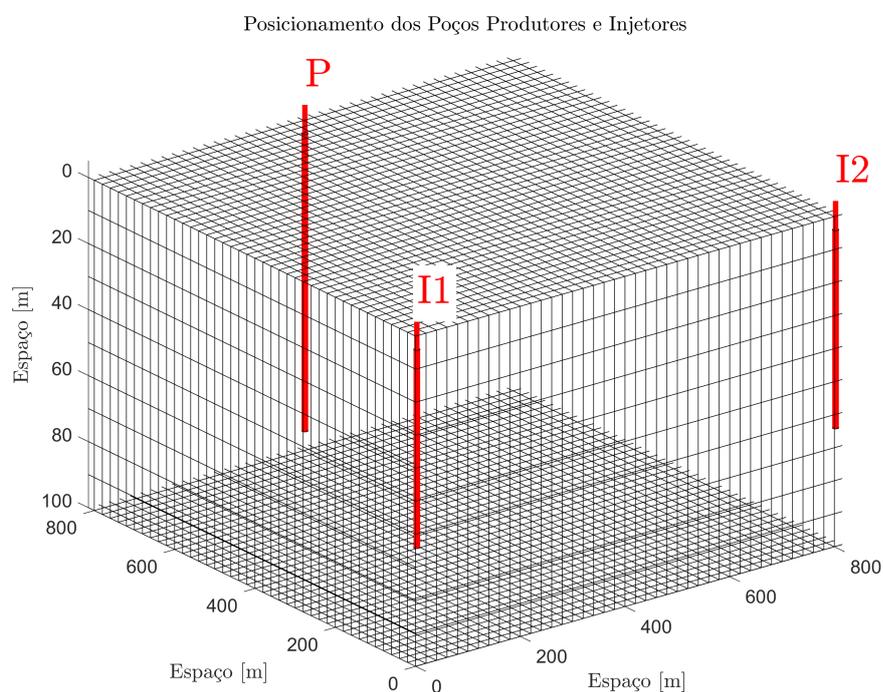
Para a **modelagem do fluido** na jazida, considerou-se o óleo pesado com uma densidade de 933 kg/m<sup>3</sup>, o equivalente a 20 °API. O gás contido nesse modelo tem uma densidade de 0,84 kg/m<sup>3</sup>.

A porosidade média é dada por 0,2 e seu desvio padrão é de 0,1. Os valores da permeabilidade do modelo são pouco heterogêneos possuindo uma média de 250 mD e seu desvio padrão é de 200 mD. Na Figura 28, são apresentadas, respectivamente, as distribuições dos valores da porosidade e da permeabilidade da rocha.

Os dados referentes aos parâmetros da rocha fornecidos pelos dados de Campo de Namorado são mostrados na Tabela 5. Já os dados dos parâmetros térmicos da

<sup>1</sup> O termo sintético refere-se ao fato de que alguns parâmetros foram modificados, para aplicação compatível ao método térmico.

Figura 27 – Domínio do modelo numérico com a representação dos poços.



Fonte: Autoria própria.

rocha e do fluido e as permeabilidades relativas para a matriz não são fornecidos pelos dados do Campo de Namorado. Desta forma, foram fornecidos pela própria biblioteca do MRST.

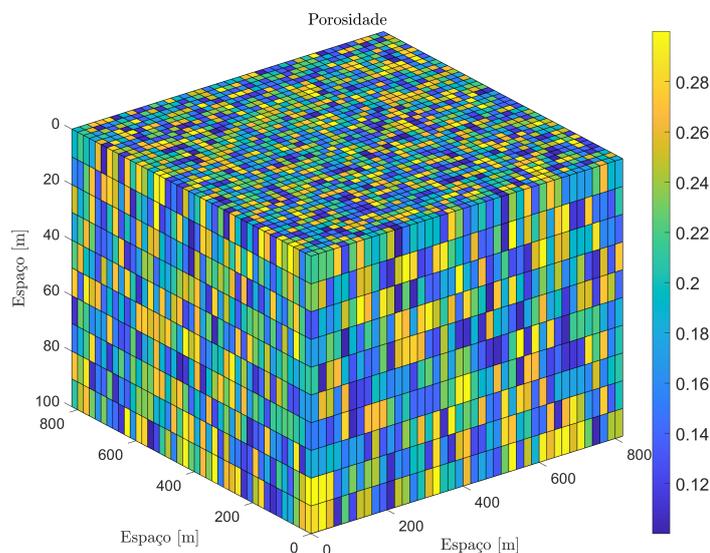
Tabela 5 – Parâmetros das propriedades da rocha.

Parâmetros	Valor	Unidade
Pressão de referência da rocha	31.550,5	<i>kPa</i>
Compressibilidade da rocha	$6 \cdot 10^{-5}$	<i>bar</i>

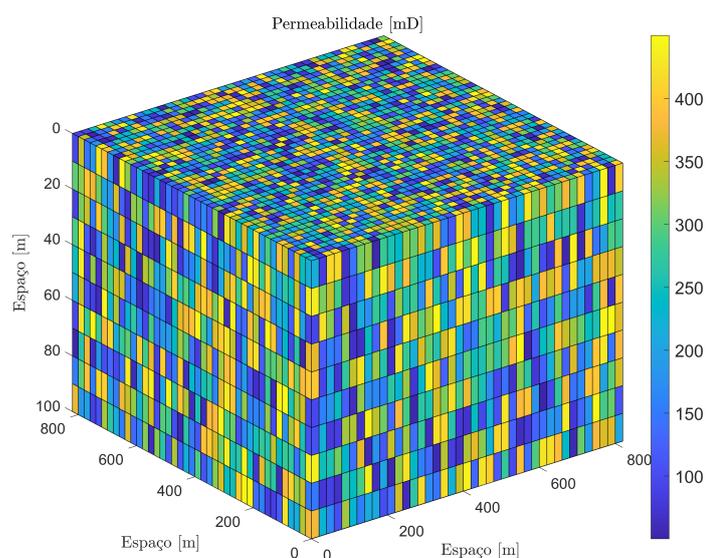
Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 6, apresentam-se as **condições iniciais** utilizadas para as simulações e as saturações dos fluidos em condições de reservatório. O reservatório apresenta uma profundidade de 100 m, sendo uma zona de óleo e uma capa de gás, sem a presença de aquífero. Na Figura 29, pode-se observar a distribuição da pressão inicial na jazida, na qual é notável que há um aumento de pressão de 1,4 psi por metro de profundidade.

Figura 28 – Características da rocha utilizadas no cenário numérico.



(a) Porosidade da rocha



(b) Permeabilidade da rocha

Fonte: Autoria própria.

## 5.1 SINTONIA DOS CONTROLADORES

Os controladores do campo solar e do gerador de vapor foram projetados a partir de funções de transferência de primeiro grau<sup>2</sup> que aproximam a dinâmica da planta no ponto de operação nominal. Na sequência, descreve-se a aproximação de

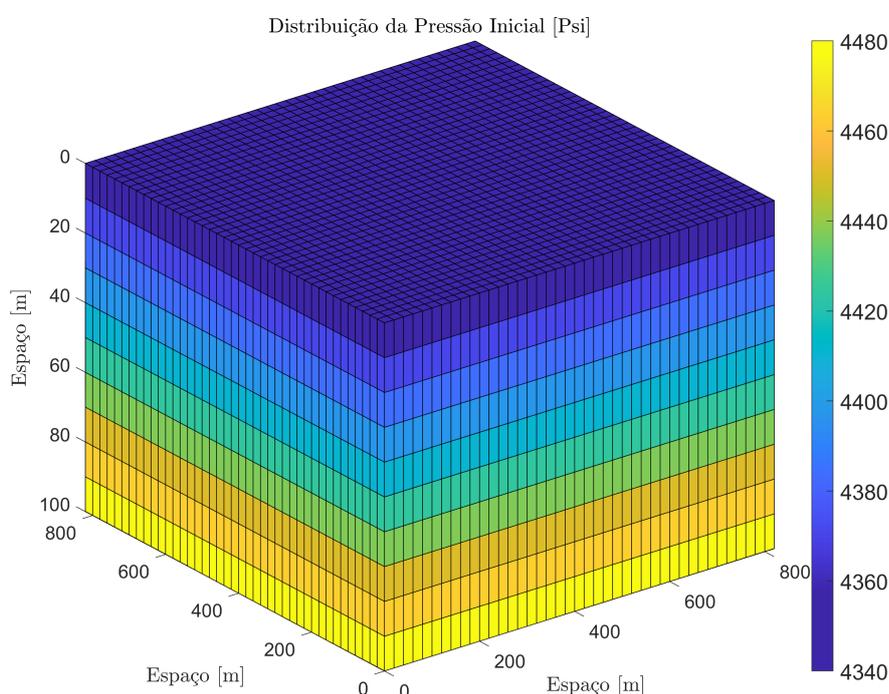
<sup>2</sup> O atraso de transporte não foi considerado nestas aproximações, dado que a constante de tempo da planta é dominante.

Tabela 6 – Condições iniciais da simulação do reservatório.

Parâmetros	Valor	Unidade
Pressão do topo da rocha	30.000	kPa
Profundidade de referência	0	m
Profundidade de contato óleo - água	100	m
Profundidade de contato gás - óleo	0	m
Saturação de óleo inicial do reservatório	0,8	-

Fonte: Autoria própria.

Figura 29 – Distribuição da pressão inicial no reservatório.



Fonte: Autoria própria.

uma lei de controle PID geral em tempo contínuo para o domínio de tempo discreto, na qual foi utilizada nas simulações numéricas deste trabalho.

Considere a seguinte lei de controle PID:

$$u(t) = K_p \cdot e(t) + K_i \cdot \int_0^t e(\tau) d\tau + K_d \frac{de(t)}{dt}, \quad (18)$$

na qual  $u$  é o sinal de controle,  $e$  é o erro de seguimento de referência, tal que  $e(t) = r(t) - y(t)$ , com  $r$  sendo a referência a ser seguida em malha fechada e  $y$  o valor da saída do sistema. O termo  $K_p$  é o ganho proporcional,  $K_i$  é o ganho integral e  $K_d$  é o ganho derivativo. Note que no caso da lei de controle PI, o termo  $K_d$  é igual a zero.

Para a obtenção da aproximação discreta da expressão (18), foi utilizado a

aproximação por Euler (FRANKLIN *et al.*, 2002) obtendo-se a seguinte equação a diferenças:

$$u(k) = u(k-1) + \left( K_p + K_i \cdot t_s + \frac{K_d}{t_s} \right) e(k) - \left( 1 + \frac{2K_d}{t_s} \right) e(k-1) + \left( \frac{K_d}{t_s} \right) e(k-2), \quad (19)$$

sendo  $k$  a variável de tempo discreto e  $t_s$  o tempo de amostragem. Esta última variável é considerada igual a dez segundos para a planta solar e um segundo para o sistema de geração de vapor. O tempo de amostragem não é o mesmo para ambos os sistemas, pelo motivo de que a dinâmica transitória do sistema de geração de vapor é muito mais rápida do que a da planta solar.

Os ganhos destes controladores foram ajustados através de um processo de tentativa e erro, onde os parâmetros iniciais foram considerados a partir da resposta de modelos simplificados de primeira ordem de acordo com o método proposto por (ROVIRA *et al.*, 1969). Para a sintonia dos controladores, o principal requisito considerado foi o seguimento de referência com uma resposta transitória com o menor pico possível. Para suavizar a resposta transitória foram realizados ajustes finos nos parâmetros dos controladores.

Os parâmetros utilizados na sintonia de controle da planta solar acoplada ao gerador de vapor podem ser vistos na Tabela 7. Nota-se que o ganho estático do controle da temperatura de saída da planta solar e do controle de pressão interna do sistema de geração de vapor são negativos, isso ocorre porque quanto menor a atuação do sistema, ou seja, as vazões das válvulas e bombas, maiores serão os valores de saída do controle (variáveis controladas).

Tabela 7 – Parâmetros da sintonia de controle do sistema.

Parâmetros	Controle de Temperatura	Controle de Nível	Controle da Pressão
$K_p$	-5	600	-60
$K_i$	-0,0631	2,9048	-1,5
$K_d$	0	59,59	-66,6667

Fonte: Autoria própria.

A expressão (19) é utilizada na região de operação linear do sistema de controle. Ao ultrapassar a região linear, o fenômeno de *windup* ocorre devido à presença do termo integral e faz com que o controlador demore a retornar para a região linear. A solução encontrada a fim de contornar este problema é a utilização da técnica *anti-windup*, também chamada de integração condicional, na qual mitiga os efeitos do integrador quando o sinal de controle está saturado.

Nessa dissertação, a técnica *back calculation* é aplicada (veja a Figura 24), cujo objetivo é impedir que o sinal da parcela integradora continue a ser incrementado quando a saturação ocorre, reduzindo o sinal do termo integrador quando a região de saturação é alcançada. Assim, adiciona-se ao integrador um termo proporcional à dife-

rença entre o valor calculado do sinal de controle e o seu valor saturado, representado pelas equações abaixo (FRANKLIN *et al.*, 2002):

$$v(k) = \text{sign}\{u(k)\} \cdot \max\{u_{\max}, |u(k)|\}, \quad (20)$$

o valor do termo integral da lei de controle ( $u_j(k)$  de  $u(k)$ ) é dado por:

$$u_j(k) = u_j(k-1) + K_i e(k) - \frac{1}{t_{aw}} (u(k) - v(k)), \quad (21)$$

onde  $t_{aw}$  é a constante de tempo de ação *anti-windup*, este parâmetro é responsável por determinar o quão rápido a entrada do integrador é levada a zero. Neste trabalho, o valor de  $t_{aw}$  considerado é igual a  $\frac{K_i}{K_p}$ .

## 5.2 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO DO CAMPO SOLAR E DO GERADOR DE VA- POR

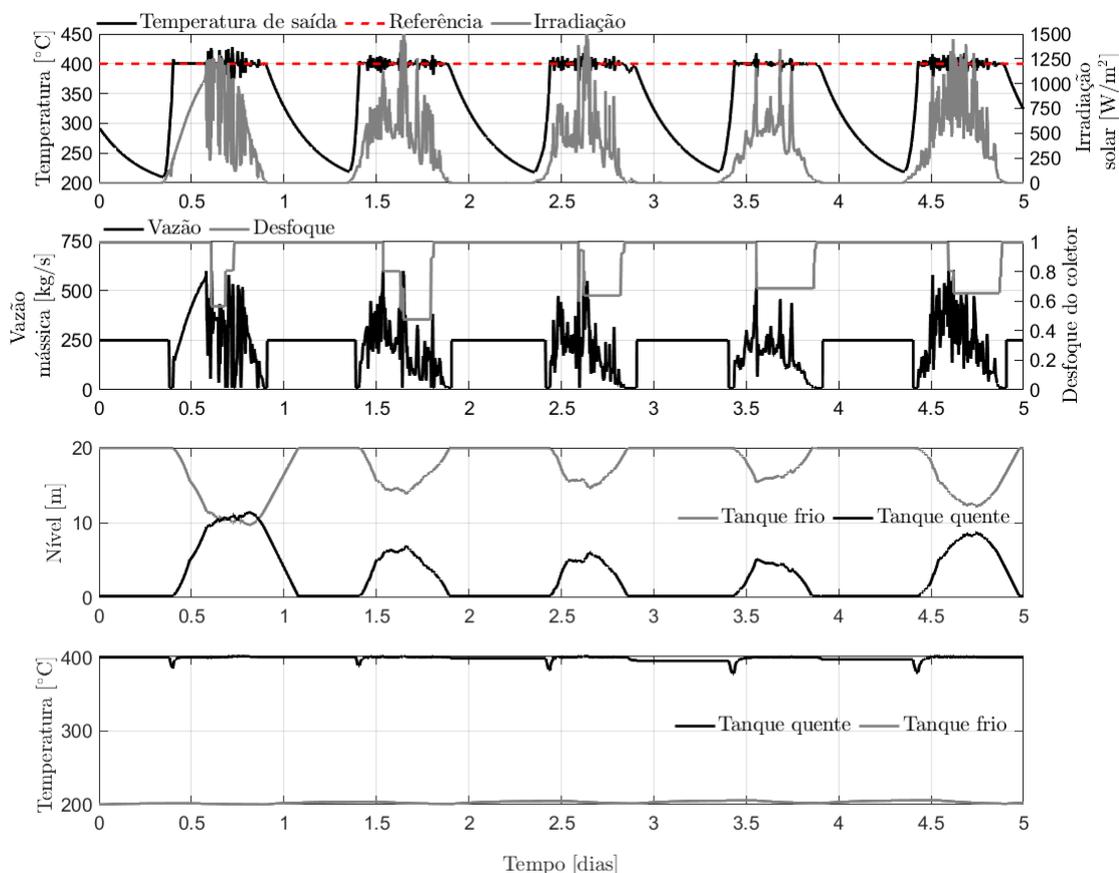
Por questões de legibilidade dos resultados, apresentam-se as figuras do comportamento dinâmico de algumas variáveis em um período de cinco dias simulados nos primeiros dias do mês de Janeiro. Na Figura 30, pode-se verificar o comportamento da temperatura de saída do FTT no campo solar, a irradiação solar, sua vazão mássica e a altura de líquido dos tanques de armazenamento.

Nota-se que nos períodos claros do dia, quando há a irradiação solar, o sistema de controle mantém o FTT próximo do valor de referência (400 °C). É perceptível que quanto maior for a irradiação solar, conseqüentemente, maior será a vazão no campo, logo, o gerador de vapor poderá operar por mais tempo. Mas quanto menor for a irradiação, menor é a vazão do campo diminuindo também o tempo de operação do sistema de geração de vapor. Analisando o desfoque dos espelhos, percebe-se que quando não há irradiação solar, o mesmo não atua no sistema, como exemplo no período noturno, mas se há irradiação, e a mesma começa a aumentar, o desfoque começa a atuar para reduzir a degradação do material construtivo e também do fluido de transferência térmica.

A válvula de três vias que é responsável pelo despacho do campo solar, apresenta um valor de saturação que pode ser observado no segundo gráfico da Figura 30. Pode-se observar que, mesmo em dias de alta irradiação solar, o valor máximo de despacho é de 600 kg/s, ou seja, é a vazão máxima de abertura total desta válvula, conseqüentemente, o escoamento é o maior possível fisicamente.

As alturas dos tanques de armazenamento, apresentadas no terceiro gráfico da Figura 30, podem ser analisadas. O AET quente, inicialmente vazio apenas despacha o sal fundido numa vazão constante de 250 kg/s para manter a produção de vapor para o método de recuperação. Durante o dia, com a atuação da irradiação solar, o fluido térmico é aquecido chegando na temperatura de referência e, então, inicia-se o abastecido do tanque quente e na sequência seu conteúdo passa a ser despachado para o

Figura 30 – Variáveis da planta solar e dos tanques de armazenamento em cinco dias de simulação.



Fonte: Autoria própria.

gerador de vapor, cuja vazão depende da intensidade da irradiação solar presente no sistema. Como já mencionado anteriormente, quando maior a incidência da irradiação, maior é o volume do fluido armazenado e, conseqüentemente, a vazão terá um maior valor podendo chegar até o limite máximo de saturação da válvula de três vias.

Inicialmente, o AET frio é mantido cheio apenas recirculando o fluido pelos coletores solares até o amanhecer do dia. Com a presença da claridade, o fluido de transparência térmica é aquecido até o valor desejado (400 °C) e, então, passa a ser esvaziado para que haja o enchimento do tanque quente. Contudo, esse comportamento simultâneo de esvaziamento e enchimento dos tanques de armazenamento mostram que os mesmos estão acoplados à planta solar e sofrem a influência direta das perturbações existentes no sistema, como a da irradiação solar já apresentada no primeiro gráfico da Figura 30.

No quarto gráfico da Figura 30, observa-se que as temperaturas dos tanques de armazenamento estão na faixa de operação do sistema implementada sendo em

aproximadamente 400 °C para o quente e em torno de 200 °C para o frio, mantendo, assim, o FTT dentro da fase líquida sem ocorrer a degradação do mesmo, seguindo também com as características deste fluido como apresentado na Seção 3.1.1.

De acordo com o estudo de simulação realizado, foi estimado que esta planta é capaz de gerar vapor por um tempo médio de 10 horas por dia. Nos outros períodos, é necessário utilizar uma fonte de vapor baseada em combustíveis fósseis.

Por meio destas análises, pode-se concluir que o sistema de controle implementado na planta solar atua de forma a garantir o seguimento de referência da temperatura na saída do campo solar e a rejeição das perturbações geradas pelas alterações na irradiação solar, na temperatura ambiente e na temperatura de entrada do fluido nos coletores solar.

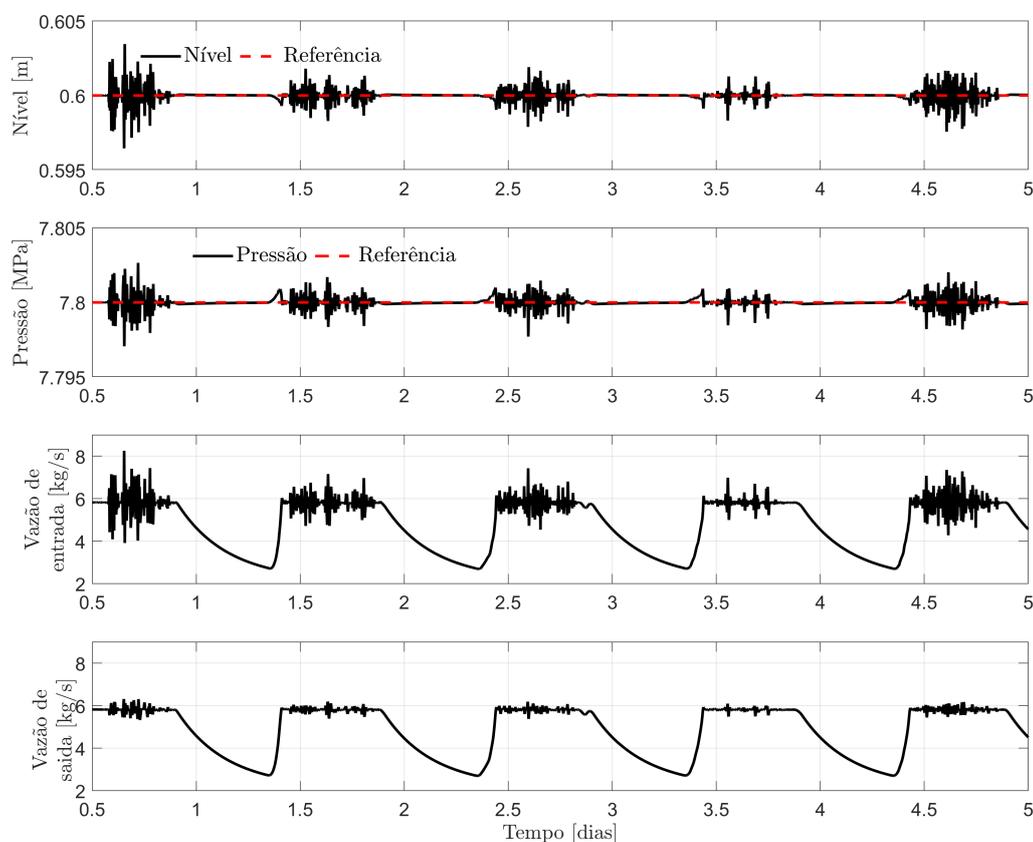
Para o sistema de geração de vapor foram considerados dois controladores PID, um para o controle de nível do trocador de calor, o qual é abastecido com água, e outro controle para a pressão interna do sistema. O ponto de operação da pressão foi escolhido de forma a garantir a qualidade do vapor gerado sendo de 7,8 MPa, respeitando as exigências de qualidade do vapor que é injetado no reservatório.

A Figura 31 apresenta os resultados obtidos para o comportamento do nível e da pressão, controlados através da vazão de entrada de água e da vazão de saída de vapor, respectivamente. Com base nestes resultados é possível avaliar o desempenho do controlador implementado, o qual funciona satisfatoriamente para esta aplicação, tendo em vista que os efeitos de perturbações e acoplamentos possuem baixas amplitudes e são rejeitados em regime permanente, o que contribui positivamente para que haja o seguimento de referência.

A partir do controle de nível da geração de vapor, visto no primeiro gráfico da Figura 31, é possível analisar o acoplamento da planta solar com o sistema de geração de vapor, que fica evidente quando comparado ao comportamento da vazão de entrada da água no sistema de geração de vapor com o comportamento da irradiação, apresentado anteriormente na Figura 30. Nota-se que o nível consegue seguir o valor nominal desejado de 0,6 m.

Analisando o segundo gráfico da Figura 31, é notório que a pressão interna se mantém no valor desejado de 7,8 MPa, uma vez que a variável manipulada é a vazão de saída de vapor. Isso apenas comprova que há acoplamento do sistema junto a planta solar e que este acoplamento é eficiente e eficaz. A válvula de despacho e as bombas do sistema de geração de vapor também apresentam um valor de operação máximo, mas analisando as vazões de entrada de água e saída de vapor da Figura 31 (terceiro e quarto gráfico, respectivamente) não são perceptíveis a sua atuação, uma vez que o valor máximo de abertura da válvula é de 70 kg/s, e as vazões se mantêm em torno de 6 kg/s.

Figura 31 – Variáveis do sistema de geração de vapor em cinco dias de simulação.



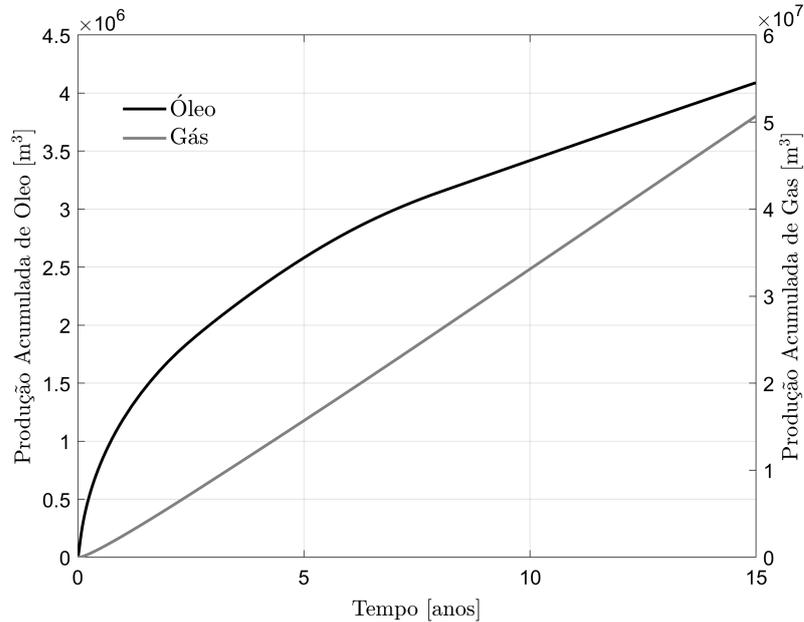
Fonte: Autoria própria.

### 5.3 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO DO RESERVATÓRIO

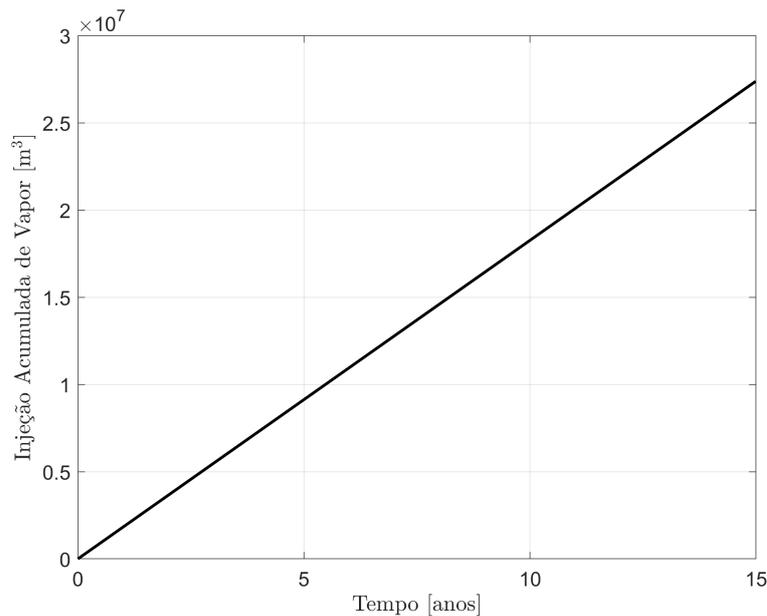
Os resultados das simulações do método de recuperação térmica com injeção de vapor constante para um reservatório de óleo pesado produzindo por 15 anos são apresentados. Vale ressaltar, que o vapor produzido pela planta solar e o sistema de geração de vapor, obtiveram a temperatura e a pressão desejada para que pudessem ser utilizados para a recuperação de petróleo da jazida.

Primeiramente, ponderam-se apenas os valores produzidos e injetados do método estudado, seguindo as condições iniciais e operacionais anteriormente descritas. A Figura 32 apresenta os valores acumulados da produção de óleo e gás no campo e o valor acumulado de vapor injetado por um poço, respectivamente. A produção foi de  $4,089 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  e  $5,07 \cdot 10^7 \text{ m}^3$  de óleo e gás, respectivamente, vale ressaltar que como o modelo contém somente óleo e gás, não há produção de água. O vapor injetado acumulado dos dois poços foi de  $5,474 \cdot 10^7 \text{ m}^3$ . Por meio dos dados obtidos pela simulação, pode-se observar que a produção de óleo cresce no período analisado.

Figura 32 – Volumes acumulados da produção e injeção do reservatório.



(a) Produção acumulativa de óleo e gás



(b) Injeção acumulativa de vapor de um poço

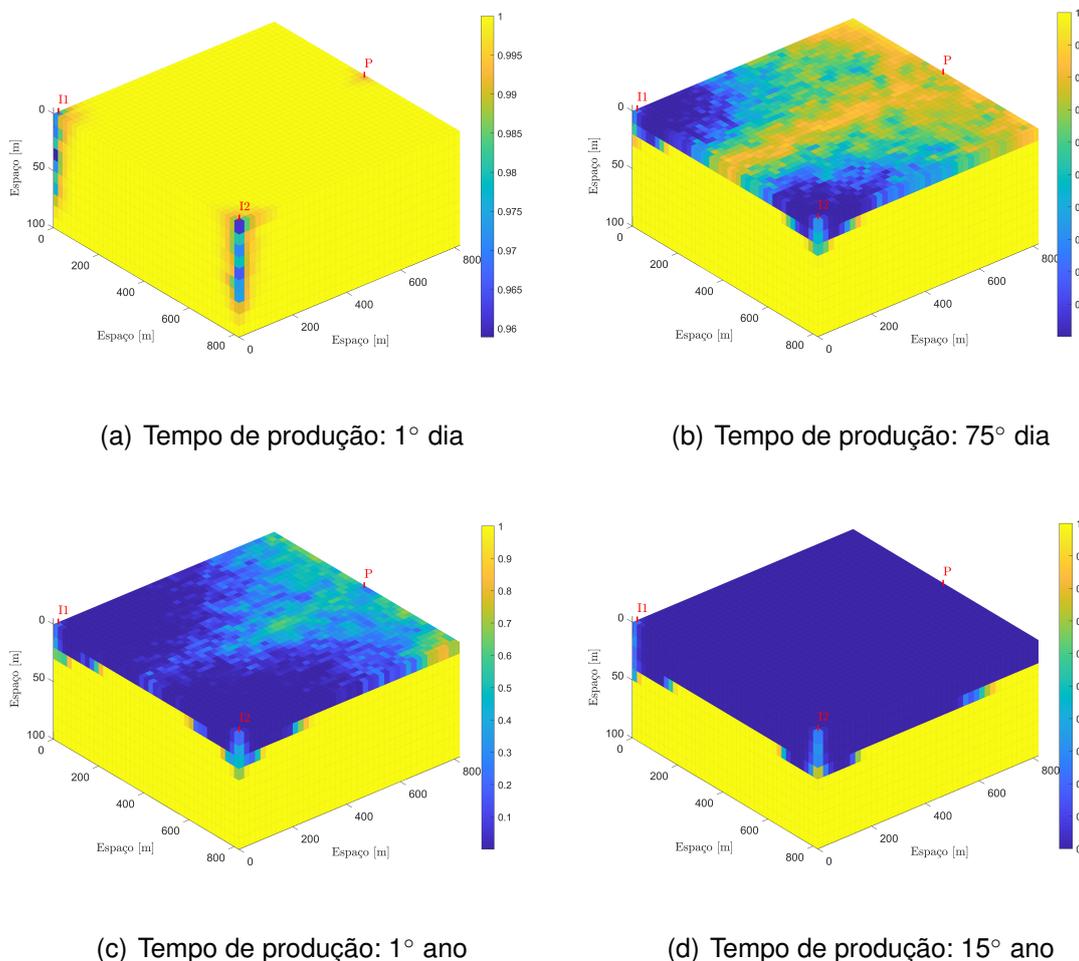
Fonte: Autoria própria.

Os parâmetros influentes, como a saturação dos fluidos e a pressão no processo de aquecimento do reservatório, são analisados para comprovar a eficiência e veracidade da teoria estudada e observar o comportamento da câmara de vapor.

A distribuição da saturação do óleo nesse método foi analisada nos períodos de 1 e 75 dias, além de 1 e 15 anos, mostrada na Figura 33. Essa figura mostra que inicialmente o modelo era todo saturado com óleo (valor 1), mas passa a perder sua

saturação no decorrer do tempo devido à produção contínua de óleo e gás, chegando a ficar sem saturação (valor 0) na parte superior do reservatório, uma vez que o meio poroso passa a ser preenchido pelo vapor injetado.

Figura 33 – Saturação do óleo em diferentes instantes de tempo.

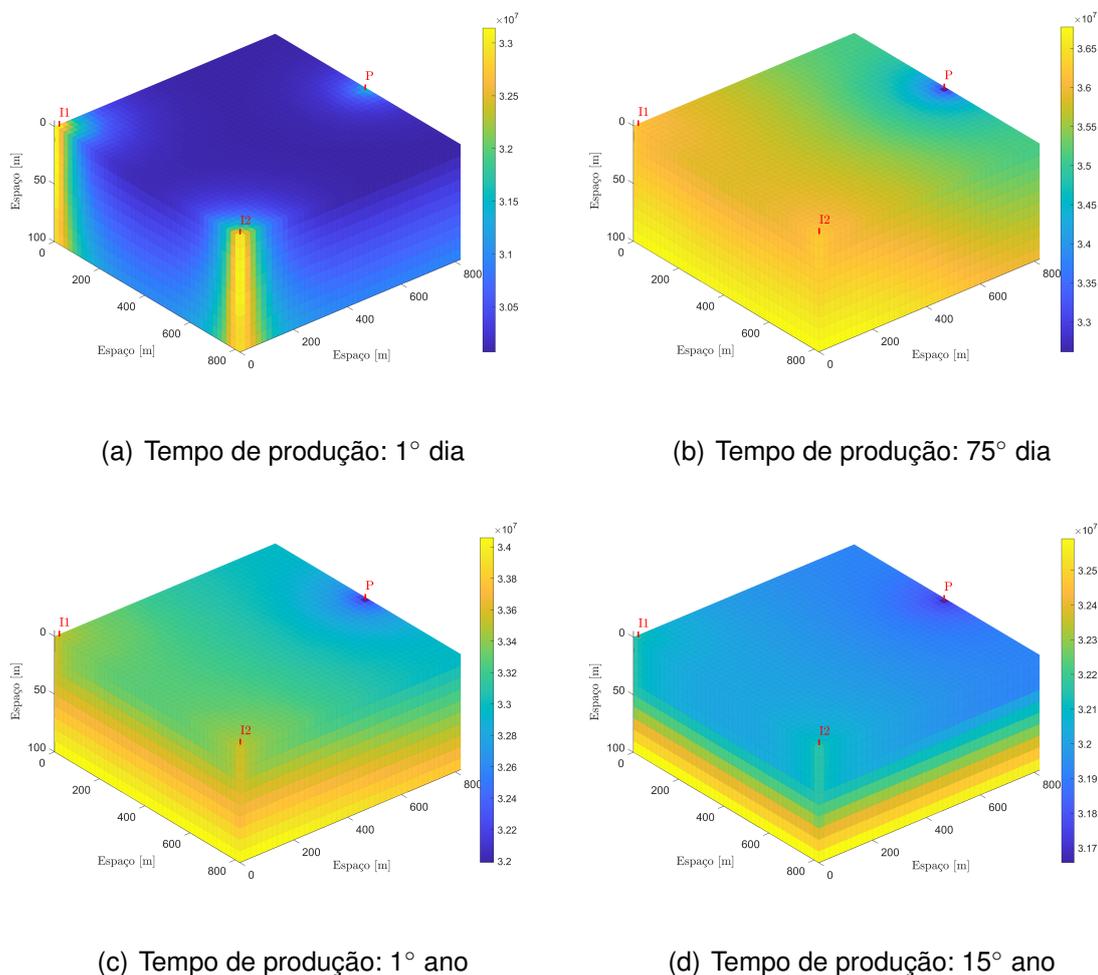


Fonte: Autoria própria.

A distribuição da pressão no campo foi analisada nos períodos de 1 e 75 dias, além de 1 e 15 anos, mostrada na Figura 34. Inicialmente, o modelo contém uma pressão de  $3,16 \cdot 10^7$  Pa no reservatório e com o decorrer do tempo a pressão é suplementada com a injeção contínua de vapor, facilitando a produção do óleo mais denso e do gás deste campo. Mas, com o decorrer do tempo da produção desse reservatório, é normal que haja uma queda de pressão, uma vez que o campo vai chegando perto de ser abandonado e os métodos de recuperação não são mais suficientes para remover o óleo residual que permanece dentro dos poros da rocha. Contudo, o método de recuperação térmico garante que haja uma repressurização, retardando o declínio da pressão e, assim, garantindo uma maior produção no reservatório.

Por meio destas análises de simulação do reservatório, conclui-se que houve

Figura 34 – Pressão do reservatório [Pa] em diferentes instantes de tempo.



Fonte: Autoria própria.

um produção crescente de óleo e gás, causada pela injeção de vapor que tinha como finalidade repressurizar a jazida e aumentar a temperatura do óleo mais viscoso dentro do meio poroso para que facilitasse o escoamento do mesmo nesse período de 15 anos de produção. As imagens da saturação (Figura 33) comprovaram que houve o crescimento da câmara de vapor formada pela injeção de vapor, além de mostrar que os poros que antes continham óleo no final foram preenchidos com o vapor. Portanto, o método de recuperação térmica de petróleo para campos de óleos pesados são eficazes e estimulam o reservatório, comprovando assim, a eficiência e veracidade da teoria estudada.

Os investimentos necessários para a exploração do campo de petróleo utilizando de sísmica, juntamente com a engenharia de perfuração e de reservatório é de US\$ 590.000, já constando o preço de 20 dias de sonda de perfuração. Com relação aos investimentos de infraestrutura, tais como logística de transporte, tanques, instalações de dutos, galpões, almoxarifados, escritórios aquisição de veículos, equipamentos

dentre outras despesas é de US\$ 294.000 (NOVAES, 2009).

A Petrobras divulgou, no último relatório financeiro do ano de 2019, que o custo de exploração *onshore* é de US\$ 19,5 por barril (CBIE, 2019). E o Cloviomar Cararine, economista do Dieese/FUP explica que, considerando o custo máximo de extração no ano de 2021 é de US\$ 19,62 por barril, ao câmbio de R\$ 5,40, o custo por barril, em real, é de R\$ 105,95. Adicionando o custo de refino de R\$ 8,94 por barril, chega-se a um custo total de R\$ 114,98 (FUB, 2022).

#### 5.4 ANÁLISE ECONÔMICA DO SISTEMA DE RECUPERAÇÃO SOLAR

A análise econômica foi realizada sobre dois cenários: o estudado, com 42% (ou 4.200 m<sup>3</sup>/dia) de vapor injetado sendo gerado a partir da energia solar, e o restante do vapor injetado foi totalmente produzido através da queima de gás natural, enquanto que no outro cenário, o vapor injetado é proveniente somente da queima de gás natural. O percentual do vapor solar (42%) foi considerado visando ter o máximo aproveitamento solar ao longo do ano, respeitando as dimensões do campo solar imposto pelo sistema, enquanto que o vapor gerado pela queima do gás é a fonte de calor utilizada no mercado para o método de recuperação de petróleo.

Esta análise tem como objetivo avaliar qual cenário apresenta o melhor retorno financeiro a partir do Valor Presente Líquido (VPL), um indicador que consegue incorporar os benefícios financeiros advindos da produção de óleo e gás e descontar os custos com a produção e os investimentos necessários. Outra análise realizada é quanto a economia de gás natural queimado que pode ser substituído pelo vapor solar, gerando assim, uma diminuição nas taxas de carbono que, anteriormente, seriam liberadas na atmosfera.

No método de estímulo do reservatório utilizando a técnica de injeção de vapor solar, sabe-se que os investimentos para o projeto de exploração e desenvolvimento de uma jazida de óleo pesado é mais elevado, assim como, há um custo maior para a injeção de vapor.

Tais valores são mais elevados, porque deve ter na plataforma equipamentos adicionais para o aquecimento da água durante todo o tempo de injeção, como: caldeiras, geradores elétricos, motores, além do investimento para implementação da planta solar como: coletores solares, tubos absorvedores, tanques de armazenamento de energia térmica e o fluido de transferência térmica. Consequentemente, mais eletricidade e combustível para manter o sistema em funcionamento. Além disso, necessita de profissionais qualificados para a aplicação do processo de recuperação térmico e solar. E há ainda o tratamento para resfriar a água produzida que chega à plataforma, para que assim a água siga pelo processo de separação, dessalgação e também de descarte seguindo as exigências ambientais.

Portanto, para essa análise econômica pode-se visualizar na Tabela 8, os pa-

râmetros fundamentais para a realização do valor presente líquido <sup>3</sup> em ambos os cenários, como exemplo os valores das alíquotas conforme o regime fiscal brasileiro, retirados no site da Secretaria da Receita Federal do Brasil. A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) que é o retorno mínimo esperado pelo investidor ao realizar o negócio foi considerada de 24%.

Tabela 8 – Parâmetros econômicos considerando o regime fiscal brasileiro.

<b>Parâmetros</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
<i>Royalties</i>	10	%
Pis/Pasep	1,65	%
Cofins	7,6	%
Imposto de renda de pessoa jurídica (IRPJ)	25	%
Contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL)	9	%

Fonte: Autoria própria.

No primeiro cenário o VPL foi de US\$ 689,74 milhões (*MM*), enquanto para o segundo foi de US\$ -4.256,49 *MM*. Portanto, o primeiro cenário apresenta um retorno financeiro, ou seja, são projetos viáveis, enquanto usando somente vapor gerado pela queima de gás natural é um cenário econômico que traria prejuízos a uma empresa petrolífera e deveria ser abandonado.

Para estimar as economias que a geração de vapor solar rende, observam-se os custos de gás natural eliminados. Para o primeiro cenário estudado, considerando que o preço atual do gás natural é de US\$ 236,64/m<sup>3</sup>, então a economia do sistema solar é de US\$ 3.630.000 ao ano. Ressaltando que este gás usado na geração de vapor poderia ser do próprio reservatório, portanto não haveriam os custos quanto ao transporte do mesmo.

Este valor pode ser ainda maior considerando um cenário com taxaço de carbono; aproximadamente 2,3 kg de CO<sub>2</sub> são emitidos por quilograma de gás natural queimado (PORTUGAL, 2018). Assumindo a taxaço de carbono de US\$ 0,04/kg (HOU *et al.*, 2021), pode-se economizar US\$ 1.790.000 ao ano.

Dados os custos analisados acima, o retorno do investimento para a geração de vapor solar seria de aproximadamente 2 anos e 10 meses caso as taxas de carbono sejam incluídas.

Vale ressaltar que esses indicadores econômicos são de extrema importância para tomada de decisões de projetos e execuções. Portanto, os gerentes das empresas solar e petrolífera devem ter bem claro quais são os seus objetivos, a obtenção de um maior lucro além de um volume recuperado de óleo maior para, assim, determinar qual cenário será a fonte de vapor utilizado em seus projetos de recuperação de petróleo.

<sup>3</sup> O valor presente líquido é apresentado em (22), cuja formulação e os principais parâmetros necessários para essa avaliação econômica determinística estão descritos na Seção A.1.2.

## 6 CONCLUSÕES

Nesta dissertação foi estudado o problema de controle e realizada a análise econômica de sistemas de recuperação térmica solar. Primeiramente, a modelagem matemática fenomenológica da planta solar com o sistema de geração de vapor foi desenvolvida levando em consideração as principais características termodinâmicas e modos de operação da planta. Este modelo foi acoplado com a biblioteca de simulação de reservatórios MRST para que o cenário numérico do problema em questão fosse definido.

O sistema de controle descentralizado foi composto por: (i) um controlador para regular a temperatura de saída do campo de coletores solar; e (ii) dois controladores desacoplados para regular o nível de líquido e pressão interna do sistema de geração de vapor. O controle da temperatura considera somente as informações atuais e passada do sistema, também apresenta uma dinâmica lenta e estável em malha aberta e, por isso, um controlador PI com estratégia *anti-windup* e ação antecipativa para desfoque dos espelhos foi considerado sendo o suficiente para satisfazer os requisitos de desempenho. É importante enfatizar que os resultados da literatura, em grande maioria, não tratam do controle da potência máxima no campo de coletores (CAMACHO, E. *et al.*, 2007) e que foi permitido manter a temperatura de saída do campo solar no valor de referência mesmo com a vazão mássica na região de saturação. Apesar deste resultado demandar de certa adaptação da teoria publicada, não é possível reivindicar ineditismo.

Por sua vez, o controle de nível de líquido e pressão no gerador de vapor foi realizado através de dois controladores PIDs com ação *anti-windup*. Apesar destas dinâmicas serem fortemente acopladas, considerou-se que a resposta transitória deste subsistema afeta pouco o desempenho da recuperação térmica, dada sua pequena constante de tempo. Este último fator também influenciou na escolha do período de amostragem das malhas de controle: um período de amostragem maior foi utilizado no controle de temperatura da planta; e outro período de amostragem menor foi utilizado para os controladores da geração de vapor. Por fim, é importante notar que os resultados de simulação do gerador de vapor não entraram na região de saturação e, por isso não foi possível inferir sobre a deterioração do desempenho do sistema para este cenário. Entretanto, a utilização do algoritmo *anti-windup* exterioriza uma vantagem do ponto de vista operacional na medida que reduz o tempo de permanência do sistema de controle na região de saturação quando comparado com um controlador sem esta técnica.

Nas simulações do reservatório, a biblioteca MRST utilizada auxiliou nos estudos e na praticidade da modelagem, uma vez que as equações multifásicas de massa, momento e energia do reservatório já estavam programadas em funções, apenas

sendo necessário estudá-las e entendê-las, para que os parâmetros de entrada do processo fossem incluídos corretamente nas funções utilizadas. Portanto, a partir de dados reais pode-se modelar o processo de recuperação térmico solar para um campo de óleo pesado, no qual foi possível encontrar resultados eficientes e satisfatórios por meio dos modelos considerados.

Os resultados analisados do reservatório comprovaram a eficiência e veracidade da teoria estudada, uma vez que o aumento na produção de petróleo, devido às características impostas pela aplicabilidade do método de recuperação térmica, foi observado. Houve uma alteração nas propriedades dos fluidos e na interação entre eles e a rocha, reduzindo, assim, a resistência ao escoamento do fluido no meio poroso, ou seja, diminuiu-se a viscosidade do óleo pesado, porque aumentou as eficiências de varredura e de deslocamento do fluido. Essas conclusões podem ser levadas em consideração devido a estudos já realizados em Favero e Steffens (2016) e Favero (2016), e por meio das análises dos parâmetros da saturação do óleo e pressão do reservatório que foram apresentados nessa dissertação.

Com base nos resultados de simulação e custos atualizados relacionados aos processos e investimentos, foi possível determinar a economia gerada através da utilização de vapor solar para a recuperação térmica por meio de análises simplificadas e hipotéticas. Apesar da tecnologia de recuperação térmica solar não ser capaz de produzir a demanda de vapor em dias de baixa irradiação solar, ela ainda é uma alternativa vantajosa dada a flutuabilidade e o elevado preço do gás natural, assim como há uma redução nas emissões de dióxido de carbono na atmosfera. Ao utilizar 42% do vapor solar nos poços injetores do campo com óleo pesado, gerou-se uma economia estimada de US\$ 3.630.000 ao ano quanto aos custos eliminados de gás natural. O valor pode ser ainda maior quando considera-se o cenário com taxaço de carbono, uma vez que a cada quilograma de gás natural queimado são emitidos aproximadamente 2,3 kg de  $CO_2$  (PORTUGAL, 2018), e economiza-se US\$ 1.790.000 ao ano. Portanto, o retorno do investimento para a geração de vapor solar seria de aproximadamente 2 anos e 10 meses caso as taxas de carbono sejam incluídas.

A avaliação econômica determinística para ambos os cenários analisados, conclui que usar um sistema híbrido com geração de vapor solar e queima de gás natural são eficazes e economicamente viáveis. O cenário com a fração de vapor solar apresentou um retorno financeiro, ou seja, um VPL positivo, enquanto que usando somente o vapor gerado pela queima de gás natural poderia trazer um prejuízo econômico à empresa petrolífera.

A utilização do método de recuperação térmico através da injeção de vapor solar ainda não é aplicado em campos brasileiros. Isso se deve às muitas jazidas descobertas de óleos leves, ou seja, de fácil extração e de maior viabilidade econômica. Entretanto, o petróleo é uma matéria prima esgotável e a mais utilizada atualmente,

o que leva a pensar que futuramente os reservatórios com óleo pesado poderão ser extraídos e, além disso, haverá sustentabilidade no processo, uma vez que as taxas de emissão de carbono serão reduzidas já que não haverá a oxidação integral de gás natural no processo para a injeção de vapor.

## 6.1 PUBLICAÇÕES

Durante o decorrer desta pesquisa, os seguintes trabalhos foram publicados em conferência nacional:

- FAVERO, L. C.; RIGON, V.G.; ANDRADE, G.A. **Análise econômica de um sistema de geração de vapor solar para recuperação térmica de campos de petróleo maduros.** *In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*, 13, 2022.
- FAVERO, L. C.; RIGON, V.G.; ANDRADE, G.A. **Modelagem dinâmica e controle de sistemas de geração de vapor baseado em energia solar térmica para recuperação de campos de petróleo.** *In: Congresso Brasileiro de Automação*, Fortaleza, 2022.

Além disso, a notícia abaixo foi publicada na revista do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas:

- DE ANDRADE, G. A; FAVERO, L. C. Recuperação térmica de petróleo a partir da energia solar. **Revista PPGEAS: Petróleo e Gás**, Florianópolis, 3, p.23-25, set.2021. Disponível em: <https://pgeas.ufsc.br/files/2021/09/Revista3.pdf>.

## 6.2 PERSPECTIVAS FUTURAS

Com a conclusão desse estudo, há **perspectivas futuras** para novos trabalhos, das quais se podem citar algumas principais:

- Validar o modelo matemático proposto com dados dinâmicos reais.
- Utilizar na modelagem do problema um sistema de geração de vapor fóssil auxiliar para gerar o vapor necessário nos dias de baixa irradiação, considerando que o projeto do controlador englobe o gerenciamento desta fonte de vapor.
- Otimizar todos os parâmetros necessários para a simulação numérica do sistema estudado obtendo, assim, uma produção maior de óleo e maior aproveitamento da luz solar.
- Considerar a utilização de uma parcela do vapor solar para a cogeração de energia elétrica para os equipamentos da planta a fim de baratear os custos de operação.

## REFERÊNCIAS

AFSAR, Cansu; AKIN, Serhat. Solar generated steam injection in heavy oil reservoirs: A case study. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 91, p. 83–89, 2016.

ALMEIDA, Alberto Sampaio de. *Petróleo e Gás: Recuperação Secundária em Campos de Produção de Petróleo*, set. 2004.

AL-ANAZI, Bandar Duraya. Enhanced oil recovery techniques and nitrogen injection. **CSEG recorder**, v. 32, n. 8, p. 29–33, 2007.

ANDRADE, GA; PAGANO, DJ; ALVAREZ, José Domingo; BERENGUEL, Manuel. A practical NMPC with robustness of stability applied to distributed solar power plants. **Solar Energy**, Elsevier, v. 92, p. 106–122, 2013.

ASTROM, Karl Johan; BELL, Rodney D. Drum-boiler dynamics. Department of Automatic Control, Lund Institute of Technology (LTH), v. 36, p. 363–378, 2000.

BARBOZA, Yasmin Teles; NEVES, João Victor Teixeira; SÁ SANTOS, Gustavo Vicente de; ALMEIDA, Vanessa Barbosa; BORBA, Cláudio. Estudos de novas tecnologias direcionadas a área de recuperação de reservatório. **Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás**, v. 05, 2017.

BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses. **Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais**. 2005. Dissertação – Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

BAZZO, Edson. **Geração de vapor**. [S.l.]: Editora da Universidade Federal de Santa Catarina, 1995.

BBCNEWS. **CO<sub>2</sub>: os gráficos que mostram que mais da metade das emissões ocorreram nos últimos 30 anos**. Nov. 2021. Disponível em: <https://www.bbc.com/portuguese/geral-59013520>.

BEALESSIO, Bianca Anne; ALONSO, Natalia A Blánquez; MENDES, Nicholas John; SANDE, Anna Vladimirovna; HASCAKIR, Berna. A review of enhanced oil recovery (EOR) methods applied in Kazakhstan. **Petroleum**, Elsevier, v. 7, n. 1, p. 1–9, 2021.

- BLAZETTO, P. H. F.; ANDRADE, G. A. de; NORMEY-RICO, J. E. Application of an optimal control strategy for solar power plants operating in a day-ahead market scheme. *In: ANAIS do XV Simpósio Brasileiro de Automacao Inteligente. [S.l.: s.n.], 2021. P. 1206–1211.*
- BIERMAN, B; TREYNOR, C; O'DONNELL, J; LAWRENCE, M; CHANDRA, M; FARVER, A; VON BEHRENS, P; LINDSAY, W. Performance of an enclosed trough EOR system in South Oman. **Energy Procedia**, Elsevier, v. 49, p. 1269–1278, 2014.
- BIYANTO, Totok R; IRAWAN, Sonny; GINTING, Hiskia J; FITRI, Ai *et al.* Operating Conditions Optimization of Steam Injection in Enhanced Oil Recovery Using Duelist Algorithm. **International Journal of Industrial and Manufacturing Engineering**, v. 11, n. 2, p. 272–277, 2017.
- BRASIL. Balanço Energético Nacional 2020: Ano base 2019. **Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética**, p. 1–295, 2020a.
- BRASIL. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. **Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética**, p. 1–403, 2022a.
- BRASIL. Plano Nacional de Energia – PNE 2050. **Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética**, p. 1–243, 2020b.
- BRASIL. **Portaria n ° 1.846, de 1 ° de junho de 2022**. Jul. 2022b. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-1.846-de-1-de-julho-de-2022-412291966>.
- BRISKHEAT. **Steam injection for enhanced oil recovery**. Mai. 2021. Disponível em: <https://www.briskheat.com/mwdownloads/download/link/id/495>.
- CAMACHO, Eduardo F; GALLEGO, Antonio J; SANCHEZ, Adolfo J; BERENGUEL, Manuel. Incremental state-space model predictive control of a Fresnel solar collector field. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 12, n. 1, p. 3, 2019.
- CAMACHO, Eduardo F.; BERENGUEL, Manuel; RUBIO, Francisco R.; MARTINEZ, Diego. **Advances in Industrial Control - Control of Solar Energy Systems**. [S.l.]: Springer, 2012.

CAMACHO, EF; RUBIO, FR; BERENGUEL, Manuel; VALENZUELA, Loreto. A survey on control schemes for distributed solar collector fields. Part I: Modeling and basic control approaches. **Solar Energy**, Elsevier, v. 81, n. 10, p. 1240–1251, 2007.

CARRERO, Enrique; QUEIPO, Nestor V; PINTOS, Salvador; ZERPA, Luis E. Global sensitivity analysis of Alkali–Surfactant–Polymer enhanced oil recovery processes. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Elsevier, v. 58, n. 1-2, p. 30–42, 2007.

CBIE. **O que são os custos de extração do petróleo?** Nov. 2019. Disponível em: <https://cbie.com.br/artigos/o-que-sao-os-custos-de-extracao-do-petroleo/>.

CENGEL, Yunus A; BOLES, Michael A. **Termodinâmica**. 08. ed. [S.l.]: McGraw Hill Mexico, 2015.

CIRRE, Cristina M; BERENGUEL, Manuel; VALENZUELA, Loreto; CAMACHO, Eduardo F. Feedback linearization control for a distributed solar collector field. **Control Engineering Practice**, Elsevier, v. 15, n. 12, p. 1533–1544, 2007.

COX, John. **Solar oil project debuts in Kern**. Set. 2019. Disponível em: [https://www.bakersfield.com/news/solar-oil-project-debuts-in-kern/article\\_642322c6-300e-561b-9a9b-1333c4fcfe07.html](https://www.bakersfield.com/news/solar-oil-project-debuts-in-kern/article_642322c6-300e-561b-9a9b-1333c4fcfe07.html).

CURBELO, FD da S. **Recuperação avançada de petróleo utilizando tensoativos**. 2006. Tese (Doutorado em Engenharia Química) – Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

DERAHMSN, B. Enhanced Oil Recovery Techniques and Nitrogen Injection. **CSEG Recorder**, 1989.

DONG, Xiaohu; LIU, Huiqing; CHEN, Zhangxin; WU, Keliu; LU, Ning; ZHANG, Qichen. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection. **Applied energy**, Elsevier, v. 239, p. 1190–1211, 2019.

DUTRA, Rodrigo. **IBP avalia que cada campo maduro de petróleo e gás viabilizado no Brasil pode gerar US\$ 1 bi em investimentos**. Abr. 2021. Disponível em: <https://clickmacae.com.br/noticias/18406/ibp-avalia-que-cada-campo-maduro-de-petroleo-e-gas-viabilizado-no-brasil-pode-gerar-us-1-bi-em-investimentos>.

ECK, Markus; ZARZA, Eduardo; EICKHOFF, Martin; RHEINLÄNDER, Jürgen; VALENZUELA, Loreto. Applied research concerning the direct steam generation in parabolic troughs. **Solar energy**, Elsevier, v. 74, n. 4, p. 341–351, 2003.

EGELAND, Olav; GRAVDAHL, Jan Tommy. **Modeling and simulation for automatic control**. [S.l.]: Marine Cybernetics Trondheim, 2002. v. 76.

ELZINGA, E; ARNOLD, C; ALLEN, D; GARMAN, R; JOY, P; MITCHELL P. SHAW, H. Solar thermal enhanced oil recovery (STEOR). Technical Report, nov. 1980.

ENERGY, Full. **Produção de petróleo cresce 5,5% em 2020**. Fev. 2021. Disponível em: <https://fullenergy.grupomidia.com/producao-de-petroleo-cresce-55-em-2020/>.

ENERGY, NREL Transforming. **Extresol 1 CSP Project**. Dez. 2021. Disponível em: <https://solarpaces.nrel.gov/project/extresol-1>.

FAVERO, Leticia Capistrano. Comparação entre os métodos de recuperação convencional e SAGD em reservatório de óleo pesado considerando incertezas, p. 90, 2016. Disponível em: <http://sistemabu.udesc.br/pergamumweb/vinculos/00002a/00002acb.pdf>.

FAVERO, Leticia Capistrano; STEFFENS, Lindaura Maria. Analysis production from a heavy oil reservoir by SAGD. **Congresso Regional de Iniciação Científica e Tecnológica em Engenharia**, v. 17, p. 1–4, 2016.

FERGUSON, Colin R; KIRKPATRICK, Allan T. **Internal combustion engines: applied thermosciences**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2015.

FERREIRA, Gabriel Pimentel. **Práticas de projeto em revestimento e cimentação para poços submetidos a injeção de vapor**. 2015. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

FERREIRA, Helder Rodrigues; NASCIMENTO, Gabriela Soares do; OLIVEIRA, Nicolas Alves Costa; SILVA GODEIRO, Monalisa da; GONZÁLEZ, Mario OA. Tecnologias de armazenamento térmico para usinas heliotérmicas. **Congresso Brasileiro de Energia Solar**, v. 07, 2020.

FRANKLIN, Gene F; POWELL, J David; EMAMI-NAEINI, Abbas; POWELL, J David. **Feedback control of dynamic systems**. [S.l.]: Prentice hall Upper Saddle River, 2002. v. 4.

FRENELL. **Enhanced Oil Recovery**. Mar. 2016. Disponível em:  
<https://www.frenell.de/applications/>.

FUB. **Petrobras vende derivados de petróleo 3 vezes e meia a mais do que custo de produção**. Mar. 2022. Disponível em:  
<https://www.cut.org.br/noticias/petrobras-vende-derivados-de-petroleo-3-vezes-e-meia-a-mais-do-que-custo-de-prod-88c0>.

GOMES, Franciane Martins de Carvalho. **Verificação da correlação entre a atividade de  $^{210}\text{Pb}$  e a composição química de incrustações encontradas em linhas de gás e a implicação em proteção radiológica**. Ago. 2004. Dissertação (Mestrado em Radioproteção e Dosimetria – Instituto de Radioproteção e Dosimetria).

GREEN, Don W; WILLHITE, G Paul *et al.* **Enhanced oil recovery**. [S.l.]: Society of Petroleum Engineers, 1998. v. 6.

GREGORY, Mark; YOUNG, E. Solar enhanced oil recovery. An in-country value assessment for Oman. Technical Report. Erns & Young LLP, jan. 2014.

HALABI, M. Absi; AL-QATTAN, A.; AL-OTAIBI, A. Application of solar energy in the oil industry—Current status and future prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 43, p. 296–314, 2015.

HERRMANN, Ulf; KEARNEY, David W. Survey of thermal energy storage for parabolic trough power plants. **J. Sol. Energy Eng.**, v. 124, n. 2, p. 145–152, 2002.

HERVÁ, José Domingo Álvarez. **Estrategias de control de intercambiadores de calor termosolares**. 2008. Tese de Doutorado – Universidad de Almería.

HOU, Hongjuan; DU, Qiongjie; HUANG, Chang; ZHANG, Le; HU, Eric. An oil shale recovery system powered by solar thermal energy. **Energy**, Elsevier, v. 225, 2021. ISSN 0360–5442.

HUPALO, Luiz Eduardo. Modelos aproximados para predição de variáveis de poços de petróleo. Florianópolis, SC, 2019.

- HUSSAIN, Emran. **World's first commercial solar EOR project begins**. Fev. 2011. Disponível em: <https://www.oilandgasmiddleeast.com/products-services/article-8545-worlds-first-commercial-solar-eor-project-begins>.
- INPE. **Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais**. 2019. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/basedados/florianopolis.html>.
- INSIGHTS, Fortune Business. **Enhanced oil recovery market size, share & industry analysis, by technology (thermal injection, gas injection, and chemical injection) by application (onshore and offshore), and regional forecast, 2020-2027**. Mai. 2020. Disponível em: <https://www.fortunebusinessinsights.com/industry-reports/enhanced-oil-recovery-market-100471>.
- IRENA, International Renewable Energy Agency -. **Concentrating Solar Power**. v. 1, n. 2, 2012.
- IRENA, International Renewable Energy Agency -. **Pessoas, planeta e propriedade: aumento da ambição climática através da energia renovável**. 2019. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2019/Jul/Pessoas-Planeta-Prosperidade>.
- IRENA, International Renewable Energy Agency -. **Solar energy**. Disponível em: <https://www.irena.org/solar>.
- JENKINS, Peter; ELMNIFI, Monaem; YOUNIS, Abdalfadel; EMHAMED, Alzarroog; AMRAYID, Naiema; ALSHILMANY, Moneer; ALSAKER, Mohammed *et al.* Enhanced oil recovery by using solar energy: Case study. **Journal of Power and Energy Engineering**, Scientific Research Publishing, v. 7, n. 06, p. 57, 2019.
- JOURNAL, Oil & Gas. **Control system optimizes EOR steam generator output**. Set. 2003. Disponível em: <https://www.ogj.com/drilling-production/production-operations/ior-eor/article/17239772/control-system-optimizes-eor-steam-generator-output>.
- KALOGIROU, Soteris A. **Solar energy engineering: processes and systems**. second. [S.l.]: Academic Press, nov. 2013.
- KRAEMER, Daniel; BAJPAYEE, Anurag; MUTO, Andy; BERUBE, Vincent; CHIESA, Matteo. Solar assisted method for recovery of bitumen from oil sand. **Applied Energy**, Elsevier, v. 86, n. 9, p. 1437–1441, 2009.

KRESCH, Daniela. **Maior torre de energia solar do mundo é construída em deserto de Israel**. Set. 2017. Disponível em:

<https://www.bbc.com/portuguese/geral-41118402>.

LAKATOS, Istvan; LAKATOS-SZABO, Julianna. Global oil demand and role of chemical EOR methods in the 21st century. **International Journal of Oil, Gas and Coal Technology**, Inderscience, v. 1, n. 1-2, p. 46–64, 2008.

LAKE, Larry W. Enhanced oil recovery. Old Tappan, NJ; Prentice Hall Inc., 1989.

LASLETT, Dean; CARTER, Craig; CREAGH, Chris; JENNINGS, Philip. A large-scale renewable electricity supply system by 2030: Solar, wind, energy efficiency, storage and inertia for the South West Interconnected System (SWIS) in Western Australia. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 113, p. 713–731, 2017.

LEMOES, João M; NEVES-SILVA, Rui; IGREJA, José M. **Adaptive control of solar energy collector systems**. [S.l.]: Springer, 2014. v. 253.

LIE, KA. **An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave: User Guide to the MATLAB reservoir simulation toolbox (MRST)**. [S.l.]: Cambridge University Press, 2019.

LIMA, Nicolle Miranda de *et al.* Métodos de recuperação em reservatórios carbonáticos, 2013.

LISBOA, Vinicius. **ANP leilão 59 blocos de exploração de petróleo na Oferta Permanente**. Abr. 2022. Disponível em:

<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2022-04/anp-leilao-59-blocos-de-exploracao-de-petroleo-na-oferta-permanente>.

LIU, Zhao-xia; LIANG, Yan; WANG, Qiang; GUO, Yong-jun; GAO, Ming; WANG, Zheng-bo; LIU, Wan-lu. Status and progress of worldwide EOR field applications. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Elsevier, v. 193, p. 107449, 2020.

LOCKHART, T. P.; BORGARELLO, E. Surfactants and Surfactant Application. *In*: PROGRESS in Colloid and Polymer Science, v. [S.l.: s.n.], 1998. v. 109.

LOPES, Telma; FASQUELLE, Thomas; SILVA, Hugo G; SCHMITZ, Kai. HPS2-Demonstration of molten-salt in parabolic trough plants-Simulation results from system advisor model. *In*: AIP PUBLISHING LLC. AIP Conference Proceedings. [S.l.: s.n.], 2020.

MACIEL, Felipe; SERODIO, Guilherme; FAFÁ, Larissa; GAUDARDE, Gustavo. **Os planos para revitalizar a produção onshore no Brasil**. Dez. 2019. Disponível em: <https://epbr.com.br/os-planos-para-revitalizar-a-producao-onshore-no-brasil/>.

MADAENI, Seyed Hossein; SIOSHANSI, Ramteen; DENHOLM, Paul. How thermal energy storage enhances the economic viability of concentrating solar power. **Proceedings of the IEEE**, v. 100, n. 2, p. 335–347, 2011.

MARKHAM, Derek. **Open Source Solar Energy: Zenman Energy's Solar Steam Engine**. Nov. 2018. Disponível em: <https://www.treehugger.com/open-source-solar-energy-zenman-energys-solar-steam-engine-4854764>.

MEHOS, M.; PRICE, H.; CABLE, R.; KEARNEY, D.; KELLY, B.; KOLB, G.; MORSE, F. **Concentrating solar power best practices study**. [S.l.], 2020.

MOKHEIMER, Esmail; HAMDY, M; ABUBAKAR, Zubairu; SHAKEEL, Mohammad Raghieb; HABIB, Mohamed A; MAHMOUD, Mohamed. A comprehensive review of thermal enhanced oil recovery: Techniques evaluation. **Journal of Energy Resources Technology**, American Society of Mechanical Engineers Digital Collection, v. 141, n. 3, 2019.

MONTALVO, EM. **Escoamento de emulsões óleo em água através de micro-capilares**. 2008. Dissertação.

MOORE, Kevin S; COCKCROFT, Peter J; PRASSER, Ross. Applications of Risk Analysis in Petroleum Exploration and Production Operations. *In*: ONEPETRO. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference. [S.l.: s.n.], 1995.

MOTHE, C. G.; CORREIA, D. Z.; FRANÇA, F. P. de; RIGA, A. T. Thermal and rheological study of polysaccharides for enhanced oil recovery. **Journal of Thermal Analysis and Calorimetry**, v. 85, p. 31–36, jul. 2006.

NAVEIRA, Lilia Palma. Simulação de Reservatórios de Petróleo utilizando o Método de Elementos Finitos para Recuperação de Campos Maduros e Marginais, p. 97, 2007.

NEHLS, Grace. **CAMX 2021 exhibit preview: Boston Materials**. Abr. 2021.

Disponível em: <https://www.compositesworld.com/products/camx-2021-exhibit-preview-boston-materials>.

NEWENDORP, Paul D. Decision analysis for petroleum exploration. Penn Well Books, 1976.

NOGUEIRA, P de B. Metodologia de Otimização Probabilística de Estratégias de Produção Baseada em Algoritmos Genéticos, 2009.

NOVAES, Ricardo Célio Sesma. **Campos maduros e áreas de acumulações marginais de petróleo e gás natural: uma análise da atividade econômica no Recôncavo Baiano**. 2009. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo.

OLIVEIRA, Andrey Costa de. **Avaliação da aplicação de microemulsão, nanoemulsão e solução de tensoativo na recuperação avançada de petróleo**. 2015. Tese – Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

OLIVEIRA, Rebecca Draeger de. Prognóstico de produção em campos de óleo pesado utilizando o método de recuperação de injeção de vapor na bacia do Espírito Santo, 2017.

PAIVA, Evanice Medeiros de; FELINTO, Felipe Pires; SOUZA FILHO, Helio Nunes de; FERREIRA, Larissa Brandao; MAGALHÃES, Renata Rodrigues. **Métodos de Recuperação Avançada do Petróleo**. João Pessoa, 2015.

PALMER, Daniel; O'DONNELL, John; WALTER, Bernard. Solar enhanced oil recovery application to Kuwait's heavy oil fields, 2015.

PELEGRIN, Juliano de. **Desenvolvimento de transdutor LVDT e módulo de instrumentação para ajuste da posição de refletores em rastreadores solares**. Mai. 2021. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

PEREIRA, André dos Santos Alonso. Geopolítica do Petróleo Brasileiro – A Estratégia de Internacionalização da Petrobras na América do Sul ( 2007-2017 ), 2019.

PINTO, Marcio Augusto Sampaio. **Método de Otimização Assistido para Comparação Entre Poços Convencionais e Inteligentes Considerando Incertezas**. 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas.

PLANAS, Oriol. **O que é um coletor térmico solar?** Set. 2015. Disponível em: <https://pt.solar-energia.net/solar-termica/componentes/coletores-solares-termicos>.

PLUCENIO, Daniel Martins. **Caracterização de rochas reservatório de petróleo a partir da modelagem do sistema poroso em rede de poros**. 2016. Dissertação – Universidade Federal de Santa Catarina.

PORTUGAL, EEA Grants. **Conversion Guidelines - Greenhouse gas emissions**. 2018. Disponível em: <https://www.eeagrants.gov.pt/media/2776/conversion-guidelines.pdf>.

PRICE, Hank; LUPFERT, Eckhard; KEARNEY, David; ZARZA, Eduardo; COHEN, Gilbert; GEE, Randy; MAHONEY, Rod. Advances in parabolic trough solar power technology. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 124, p. 109–125, 2002.

RAMESH, VK; CHINTALA, V; KUMAR, Suresh. Direct Steam Generation by an Enclosed Solar Parabolic Trough for Enhanced Oil Recovery. *In: RECENT Advances in Mechanical Infrastructure*. [S.l.]: Springer, 2020. P. 189–198.

RAZEGHI, Seyed Ali; MITROVIC, Vladimir; ADJEI MARFO, Solomon. The influence of steam injection for Enhanced Oil Recovery (EOR) on the quality of crude oil. **Petroleum Science and Technology**, Taylor & Francis, v. 35, n. 13, p. 1334–1342, 2017.

ROSA, Adalberto José; SOUZA CARVALHO, Renato de; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. [S.l.]: Interciência, 2006. P. 808.

ROVIRA, A. A.; MURRILL, P. W.; SMITH, C.L. Tuning controllers for setpoint changes. *Instruments and Control Systems*. v. 42, p. 67–69, 1969.

ROXO, LB. Geração de energia elétrica com coletor solar e motor Stirling, 2007.

- SANTANA, Beatriz dos Santos; OLIVEIRA BECHARA, João Victor de; BATISTA, Lorena Cardoso; ANDRADE ARAÚJO, Edson de; AUM, Pedro Tupa Pandava. Estudo da segregação gravitacional no processo de injeção de vapor. **Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, v. 04, 2021.
- SILVA, Maria do Socorro Bezerra da. **Estudo paramétrico da injeção de polímeros em reservatórios de petróleo**. 2014. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- SIOHANSI, Ramteen; DENHOLM, Paul. The value of concentrating solar power and thermal energy storage. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 1, n. 3, p. 173–183, 2010.
- SOLAR, GlassPoint. **Aera Energy and GlassPoint to Build California’s Largest Solar Energy Project at Belridge Oilfield**. Nov. 2017. Disponível em: <https://mailchi.mp/glasspoint/belridge-solar-announcement>.
- SOUZA, Felipe José Tristão de; JUNIOR, Valdeir Augusto Pimenta. **O comissionamento de ferramentas de perfilagem de poços de petróleo para garantir a alta disponibilidade nas operações**. Set. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Condicionamento e Comissionamento) – Universidade Federal do Espírito Santo.
- SUHAG, Anuj *et al.* Optimization of steamflooding heavy oil reservoirs. *In*: ONEPETRO. SPE Western Regional Meeting. [S.l.: s.n.], abr. 2017.
- TECHNOLOGY, Power. **Belridge Solar Thermal Power Plant, California**. Jan. 2018. Disponível em: <https://www.power-technology.com/projects/belridge-solar-thermal-power-plant-california/>.
- THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.
- TUTORIALS, Alternative Energy. **Parabolic Trough Reflector**. Disponível em: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-hot-water/parabolic-trough-reflector.html>.

VALENZUELA, Loreto; ZARZA, Eduardo; BERENGUEL, Manuel; CAMACHO, Eduardo F. Control scheme for direct steam generation in parabolic troughs under recirculation operation mode. **Solar energy**, Elsevier, v. 80, n. 1, p. 1–17, 2006.

VALENZUELA, Loreto; ZARZA, Eduardo; BERENGUEL, Manuel; CAMACHO, Eduardo F. Direct steam generation in solar boilers. **IEEE Control systems magazine**, v. 24, n. 2, p. 15–29, 2004.

VALENZUELA, Loreto; ZARZA, Eduardo; BERENGUEL, Manuel; CAMACHO, Eduardo F. Control concepts for direct steam generation in parabolic troughs. **Solar Energy**, v. 78, n. 2, p. 301–311, 2005.

WAGNER, W.; KRUSE, A. **IAPWS industrial formulation 1997 for the thermodynamic properties of water and steam**. [S.l.]: Springer Berlin Heidelberg, 1998.

WESOFF, Eric. **GlassPoint is building the world's largest solar project in an Omani oil field**. Jul. 2015. Disponível em:

<https://www.greentechmedia.com/articles/read/glasspoint-is-building-the-worlds-largest-solar-project-in-an-omani-oilfie>.

XAVIER, Adriana Reis; FARIA, Gustavo França. Sismica Terrestre: Aquisição. *In*: v. 1, p. 1–20.

ZARZA, Eduardo; VALENZUELA, Loreto; LEON, Javier; HENNECKE, Klaus; ECK, Markus; WEYERS, H-Dieter; EICKHOFF, Martin. Direct steam generation in parabolic troughs: Final results and conclusions of the DISS project. **Energy**, Elsevier, v. 29, n. 5-6, p. 635–644, 2004.

ZARZA, Eduardo; VALENZUELA, Loreto; LEÓN, Javier; WEYERS, H-Dieter; EICKHOFF, Martin; ECK, Markus; HENNECKE, Klaus. The DISS Project: Direct Steam Generation in Parabolic Troughs—Operation and Maintenance Experience—Update on Project Status. **International Solar Energy Conference**, v. 16702, p. 419–426, 2001.

# **Apêndices**

## APÊNDICE A – FUNDAMENTOS DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Os conceitos de alguns parâmetros analisados no decorrer desta dissertação são apresentados neste apêndice.

### A.1 AVALIAÇÃO DOS DADOS DE PRODUÇÃO

Os dados de produção do método térmico por injeção de vapor solar devem ser avaliados para verificar suas vantagens e limitações. Dentre os benefícios, espera-se aumentar a produção de reservatórios de óleos pesados e idealmente a um custo que compense sua aplicação e implementação da usina solar.

A produção acumulada de óleo, gás e água, assim como a injeção acumulada de vapor, são parâmetros de extrema importância. Isto porque, tais parâmetros são utilizados para comparar e verificar a eficiência dos métodos de recuperação de hidrocarbonetos. Quanto maior for o volume de vapor solar injetado, menor será o custo da recuperação desse óleo, uma vez que substitui uma parcela de gás natural que seria queimado para gerar o vapor superaquecido. Conseqüentemente, maior será o lucro obtido pela empresa petrolífera.

A seguir descrevem-se conceitualmente os parâmetros citados a cima.

- **Produção Acumulada de Óleo ( $N_p$ ):** É a soma de todo volume de óleo produzido por um poço ou campo em um determinado período de tempo, nas condições de temperatura e pressão da superfície. Diretamente relacionado a isso, está o conceito de fator de recuperação de óleo (Fator de Recuperação do Óleo (FR)), que é o percentual do volume explorado de um campo, considerando-se o volume total de óleo do reservatório, também chamado de volume de óleo *in situ* (THOMAS, 2001). Ao empregar o método térmico busca-se aumentar a produção acumulada de óleo e conseqüentemente, a recuperação de óleo do campo.
- **Produção Acumulada de Gás ( $G_p$ ):** É a soma de todo volume de gás produzido por um poço ou campo em um determinado período de tempo, nas condições de temperatura e pressão da superfície (ROSA *et al.*, 2006).
- **Injeção Acumulada de Vapor ( $V_{inj}$ ):** Em campos de petróleo, é um mecanismo de recuperação terciário que apresenta uma dupla função: manter a pressurização do reservatório a fim de assegurar a produção de óleo, pois é através da diferença de pressão entre o poço e o reservatório que ocorre o principal mecanismo de produção, e a outra finalidade é a de arrastar o óleo em direção aos poços produtores (THOMAS, 2001).

### A.1.1 Tomada de decisão

Todas as decisões importantes de qualquer negócio são tomadas sob condições de incerteza, as quais implicam que existem pelo menos dois possíveis cenários que poderiam ocorrer se um curso particular de ação fosse escolhido. A análise de decisão acontece devido a uma análise lógica e sistemática de um processo de tomada de decisão.

Segundo Moore *et al.* (1995), a análise de decisão é uma estrutura de tomada de decisão baseada em o que se sabe ou não (incertezas), o que se pode fazer (alternativas) e o que se prefere (objetivos e valores). O ciclo desta análise é descrito pelos autores como sendo uma série iterativa das fases: iniciando com a estrutura do problema, análise determinística, análise probabilística, avaliação e comunicação e, por fim, decisão e ação.

A análise de decisão apresenta conceitos fundamentais criados há mais de 300 anos. Todavia, o petróleo só passou ao utilizá-lo somente na década de 70 (NEWENDORP, 1976). As etapas da análise de decisão podem ser:

- definição dos resultados que são possíveis de ocorrer para cada uma das escolhas de decisão disponíveis;
- avaliação de lucros ou prejuízos para cada resultado;
- estimar a probabilidade de ocorrência de cada resultado possível;
- computar o lucro médio ponderado para cada escolha de decisão, levando em consideração as respectivas probabilidades de ocorrência de cada resultado. O lucro médio ponderado é o valor esperado da decisão alternativa, e é o parâmetro utilizado na comparação para a aceitação ou rejeição da alternativa. Chama-se de análise de riscos a avaliação quantitativa das probabilidades.

Os estágios de um projeto de petróleo são dependentes do processo de tomada de decisão. Na exploração, cenário regido de incertezas, a decisão relaciona-se com a análise da viabilidade econômica da acumulação. Quando essa viabilidade for positiva, o processo decisório encaminha-se para obtenção de maiores informações, estratégias e investimentos para o desenvolvimento da jazida.

Na avaliação, os investimentos para a continuação do desenvolvimento da exploração são analisados. Apesar disso, o projeto ainda está limitado. Então, o gerente deve optar pelo abandono do poço pioneiro, quando se trata de uma jazida com pouca ou nenhuma atratividade. Ou ainda, deve-se decidir entre investir na coleta de mais dados, considerando seus custos e sua relevância no contexto. Por fim, tomar a decisão de implementação do plano de desenvolvimento.

No desenvolvimento da jazida, a decisão concentra-se na definição da estratégia de drenagem. O fato de investir em mais informações do reservatório vai depender do estágio em que ele se encontra.

### A.1.2 Avaliação econômica determinística

A avaliação econômica especifica todos os critérios analisados financeiramente no desenvolvimento e execução de um projeto, e necessita-se escolher um indicador econômico apropriado que quantifique os benefícios de se realizar os investimentos e que contabilize também os custos que são necessários para manter a produção.

Na indústria petrolífera é muito frequente o uso do Valor Presente Líquido, pois é o indicador que consegue incorporar os benefícios financeiros advindos da produção de óleo e descontar os custos com a produção e os investimentos necessários. Portanto, com este valor consegue-se definir tomadas de decisão empregadas em cenários determinísticos para inicializar, continuar ou abandonar um projeto de exploração e produção de um campo de petróleo, isto quando não há incerteza nos parâmetros empregados.

A seguir há uma breve descrição dos parâmetros empregados na avaliação econômica, juntamente com suas formulações.

O **Valor Presente Líquido (VPL)**, ou método do valor atual, caracteriza-se pela transferência para o instante zero dos valores monetários do fluxo de caixa do empreendimento, descontados à Taxa Mínima de Atratividade (TMA), ou seja, é a soma algébrica de todos os valores de fluxo de caixa anuais envolvidos nos  $n$  períodos de tempo, trazidos a uma data de referência com uma taxa de desconto igual à TMA. Essa taxa, normalmente usada mensalmente ou anualmente, reflete o retorno mínimo esperado pelo investidor ao realizar o negócio. Matematicamente, escrita como:

$$VPL = \sum_{j=0}^n \frac{FC_j}{(1 + TMA)^j}, \quad (22)$$

sendo  $j$  o número do período de tempo,  $FC_j$  é o fluxo de caixa no final do período  $j$  e  $n$  é o número total de períodos analisados.

O **Fluxo de Caixa (FC)** é a contabilização de tudo que entra de receita, como a venda do óleo e gás, e a subtração dos valores que saem, como investimentos, custos operacionais e tributos a serem pagos (NOGUEIRA, 2009). A equação do fluxo de caixa é a soma do montante específico no período  $j$ , representada por:

$$FC_j = R - Inv - CO - Roy - PIS - Cofins - PE - IRPJ - CSLL,$$

sendo cada componente desta equação explicado à seguir.

A **Receita Bruta (R)** é o valor a ser recebido pela venda do óleo e do gás, dada por:

$$R = N_p \cdot p_o + G_p \cdot p_g,$$

sendo  $N_p$  e  $G_p$  as produções acumuladas de óleo e gás no período  $j$ , respectivamente e  $p_o$  e  $p_g$  os preços do óleo e do gás, respectivamente.

Em um projeto de exploração e desenvolvimento, os principais Investimentos ( $Inv$ ) são: Investimento na Exploração ( $Inv_E$ ), Investimento na Avaliação ( $Inv_A$ ), Investimento na Construção de Poços ( $Inv_{Poccos}$ ), Investimento em Facilidades de Produção ( $Inv_F$ ) e Investimento no Descomissionamento do Campo ( $Inv_D$ ).

Logo os investimentos são dados por:

$$Inv = Inv_E + Inv_A + Inv_{Poccos} + Inv_F + Inv_D.$$

O investimento em facilidade de produção ( $Inv_F$ ) inclui como o principal investimento a plataforma, a planta solar, o processo de geração de vapor e a caldeira de queima de gás natural.

Os **Custos Operacionais (CO)** tratam-se dos custos decorrentes da produção e injeção dos fluidos, dados por:

$$CO = C_{oleo} \cdot N_p + C_{gas} \cdot G_p + C_{agua} \cdot W_p + C_{inj} \cdot S_{inj},$$

sendo  $C_o$  o custo do óleo,  $C_{gas}$  o custo do gás,  $C_{agua}$  que refere-se ao custo do volume de produção de água ( $W_p$ ) e  $C_{inj}$  o custo do vapor injetado.

O **Custo de Abandono (Ca)** trata-se dos custos referentes ao abandono de poços ou do campo, o qual se encontra presente apenas nos últimos anos de produção.

Portanto, o **Custo Total (C)** é então:

$$C = CO + Ca,$$

Os **Royalties (Roy)** incidem sobre uma porcentagem da Receita Bruta (R) do campo (NOGUEIRA, 2009). Conforme a legislação brasileira em vigor usa-se uma taxa de 10%, assim:

$$Roy = 0,10 \cdot R,$$

O **Pis/Pasep e Cofins** são impostos que incidem sobre uma porcentagem da R. Os valores dessas taxas são máximos, no qual o PIS é 1,65% e o Cofins 7,6%. Assim:

$$PIS = aliquota \cdot R,$$

$$Cofins = aliquota \cdot R.$$

A **Depreciação (Dep)** é um parâmetro normalmente considerado no cálculo de dedução do imposto de renda, cujo modelo é linear. Todo e qualquer investimento em

facilidades de produção pode ser depreciável em um determinado número de anos ( $t_D$ ). De maneira que é expressa por:

$$Dep = \frac{Inv_F}{t_D}.$$

Na área petrolífera a depreciação é considerada total e tem duração de dez anos, um fator de 10% dos valores investidos em plataformas, em poços e da planta solar com o sistema de geração de vapor por ano, iniciando no primeiro ano de produção dos fluidos.

A **Participação Especial (PE)** é outro tributo incidente para campos com altos volumes de produção ou alta lucratividade, não é incluído nos cálculos dessa dissertação. A partir da R desconta-se o CO, os investimentos em exploração ( $Inv_E$ ), avaliação ( $Inv_A$ ) do campo, além das depreciações das facilidades de produção quanto dos poços ( $Dep_{PE}$ ). A taxa efetiva desse tributo é calculada conforme a regulamentação em vigor da ANP e depende do volume produzido no trimestre e da localização do reservatório como em terra, marítima de águas rasas e águas profundas. Assim:

$$PE = taxa.(R - CO - Inv_E - Inv_A - Dep_{PE}),$$

$Dep_{PE}$  sendo a depreciação acrescida do investimento realizado na construção de poços, dada por:

$$Dep_{PE} = \frac{Inv_F + Inv_{Poccos}}{t_D}.$$

O **Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ)** e a **Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)** têm como base de cálculo o lucro tributável ( $L_t$ ). No qual este lucro é obtido reduzindo da receita bruta (R), o custo operacional (CO), os *Royalties* (Roy), os impostos PIS e Cofins, a participação especial (PE), a depreciação das facilidades de produção (Dep), os investimentos em exploração ( $Inv_E$ ), avaliação do campo ( $Inv_A$ ) e descomissionamento do campo ( $Inv_D$ ), todos no período  $j$  (NOGUEIRA, 2009). Representado por:

$$L_t = R - CO - Roy - PIS - Cofins - PE - Dep - Inv_E - Inv_A - Inv_D.$$

A alíquota para o cálculo de IRPJ é de 25%, uma vez que os lucros excedem R\$ 240.000,00 no ano e para o CSLL é 9%. Ou seja,

$$IRPJ = aliquota.L_t,$$

$$CSLL = aliquota.L_t.$$