



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL**

LORENA LEAL DE OLIVEIRA SOARES

**DETERMINAÇÃO DO INÍCIO DA DEPOSIÇÃO DE PARAFINA EM DUTOS DE
PRODUÇÃO E TRANSPORTE DE PETRÓLEO UTILIZANDO SENSOR MULTIPONTOS
DE TEMPERATURA (SMpT)**

Salvador
2017

LORENA LEAL DE OLIVEIRA SOARES

**DETERMINAÇÃO DO INÍCIO DA DEPOSIÇÃO DE PARAFINA EM DUTOS DE
PRODUÇÃO E TRANSPORTE DE PETRÓLEO UTILIZANDO SENSOR MULTIPONTOS
DE TEMPERATURA (SMpT)**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial da Universidade Federal da Bahia, como requisito parcial para obtenção do título de mestre em engenharia industrial.

Orientadores: Prof. Dr. Ednildo Andrade Torres

Prof. Dr. Iuri Muniz Pepe

Salvador
2017

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema Universitário de Bibliotecas (SIBI/UFBA),
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

L868 Soares, Lorena Leal de Oliveira
Determinação do início da deposição de parafina em dutos de
produção e transporte de petróleo utilizando sensor multipontos
de temperatura (SMpT) / Lorena Leal de Oliveira Soares. --
Salvador, 2017.
112 f. : il

Orientador: Ednildo Andrade Torres.
Coorientador: Iuri Muniz Pepe.
Dissertação (Mestrado - Programa de Pós-graduação em
Engenharia Industrial) -- Universidade Federal da Bahia,
Escola Politécnica, 2017.

1. Petróleo. 2. Parafina. 3. Deposição de Parafina. 4. Sensor
Multipontos de Temperatura. I. Torres, Ednildo Andrade. II.
Pepe, Iuri Muniz. III. Título.

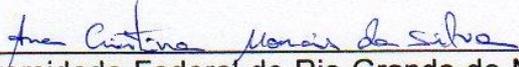
**DETERMINAÇÃO DO INÍCIO DA DEPOSIÇÃO DE PARAFINA EM DUTOS DE
PRODUÇÃO E TRANSPORTE DE PETRÓLEO UTILIZANDO UM SENSOR
MULTIPONTOS DE TEMPERATURA (SMpT)**

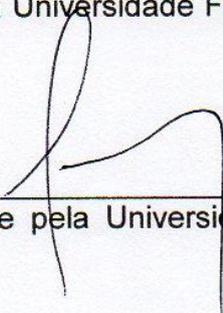
LORENA LEAL DE OLIVEIRA SOARES

Dissertação submetida ao corpo docente do programa de pós-graduação em Engenharia Industrial da Universidade Federal da Bahia como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de mestre em Engenharia Industrial.

Examinada por:

Prof. Dr. Cristiano Hora de Oliveira Fontes 
Doutor em Engenharia Química pela Universidade Estadual de Campinas, Brasil,
2001;

Profa. Dra. Ana Cristina Morais da Silva 
Doutora em Engenharia Química pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte,
Brasil, 2006;

Prof. Dr. Vitor Pinheiro Ferreira 
Doutor em Energia e Meio Ambiente pela Universidade Federal da Bahia, Brasil,
2013.

Salvador, BA - BRASIL
Abril/ 2017

Este trabalho é dedicado a Luiz
pelo incentivo, apoio e carinho.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pois sem Ele nada seria possível.

Aos meus pais e meus irmãos por serem meu suporte.

Ao meu marido, Luiz, por ter sido meu maior incentivador, por ter me ajudado em todas as etapas do trabalho e por ter tido paciência em todo o caminho.

A Iuri Pepe, pela oportunidade e confiança, por ter me fornecido todo o suporte para a realização deste trabalho e, principalmente, pela amizade.

Ao LaPO, principalmente Acbal, por ter cedido alguns dias para ajudar nos testes em campo; Demetino, pelas trocas de ideias; Léo e Camila, pelos chocolates nos momentos certos; Marys, pelas conversas e amizade.

À banca, pelas sugestões.

À Capes, pelo apoio financeiro.

À Petrobras, pela amostra e sua caracterização e pela possibilidade de realização dos testes no NuEx-Taquipe.

“E quando você pensar em desistir,
lembre-se dos motivos que te fizeram aguentar até agora”

Sharpie Thoughts

SOARES, Lorena Leal de Oliveira. Determinação do início da deposição de parafina em dutos de produção e transporte de petróleo utilizando sensor multipontos de temperatura (SMpT). 112 f. il. 2017. Dissertação (Mestrado) – Pós-graduação em Engenharia Industrial, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2017.

RESUMO

Na indústria de petróleo a ocorrência da parafinação em dutos persiste como um problema a ser solucionado. Este fenômeno promove a diminuição da vazão e danos a equipamentos, determinando um conseqüente aumento nos custos de produção de petróleo. Baixas temperaturas no ambiente externo ao duto são os principais fatores causadores da deposição de parafina, a exemplo de águas profundas onde temperaturas reduzidas tem sido verificadas. Através do gradiente formado pela diferença de temperatura entre o centro e a superfície da tubulação por onde o petróleo flui, é possível prever o início da deposição de parafina. Para tal, foi projetado, desenvolvido e montado um sensor multipontos composto por 6 sensores RTD's (*Resistance temperature detector*) do tipo PT-100. Os testes necessários para o desenvolvimento do trabalho foram feitos numa planta de parafinação do tipo *flow-loop*, desenvolvida pelo Laboratório de Propriedades Óticas – LaPO da UFBA. O sensor multipontos, após os testes, mostrou ser capaz de determinar o início da deposição da parafina, através da análise do perfil de gradiente de temperatura aferidos por seus PT-100, da diferença de temperatura entre um sensor referência e os demais PT-100 e da derivada dessa diferença.

Palavras Chave: Parafina, deposição de parafina, petróleo, sensor multipontos de temperatura.

SOARES, Lorena Leal de Oliveira. Determining the beginning of paraffin deposition in oil pipelines using multipoint temperature sensor. 112 pp. ill. 2017. Master Dissertation – Pós-graduação em Engenharia Industrial, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2017.

ABSTRACT

In petroleum industry occurrence of paraffin deposition in pipe persists as a problem to be solved. The wax deposition in pipelines causes decrease of flow rate and equipment damage, determining a consequent increase in the costs of oil production. Low temperatures in the duct external environment are the main factors causing paraffin deposition, such as in deep waters, where reduced temperatures are verified. Through the gradient formed by the temperature difference between the center and the surface of the pipe through which the oil flows, it is possible to predict the beginning of paraffin deposition. In order to accomplish this objective a multipoint sensor, composed by six RTD sensors kind of PT-100 was designed, developed and assembled. The tests required for the development of the work were done in a flow-loop paraffin plant, developed by the Laboratory of Optical Properties - LaPO of UFBA. The multipoint temperature sensor, after tests, showed to be able to determine the beginning of paraffin deposition, by the analysis of the temperature gradient profile measured by its PT-100.

Keywords: Waxy, wax deposition, petroleum, multipoint temperature sensor.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Exemplos de parafinas (a) normal, (b) ramificada e (c) cíclica.	30
Figura 2 – Exemplos de (a) olefinas e (b) hidrocarbonetos aromáticos.	30
Figura 3 – Esquemáticas de regimes de fluxo em poços de produção e seus efeitos na deposição de parafina.	34
Figura 4 – Esquema do processo de deposição de parafina numa parede fria.	35
Figura 5 – Deposição de parafina através da difusão molecular.	37
Figura 6 – Mecanismo de dispersão por cisalhamento.	37
Figura 7 – Esquema de um típico aparato de deposição de parafina <i>flow-loop</i>	41
Figura 8 – Esquema de um típico aparato de deposição de parafina <i>cold-finger</i>	43
Figura 9 – Estrutura física de um RTD (A) de bobina e (B) de filme fino.	47
Figura 10 – Curva R x T do RTD de platina de 100Ω.	48
Figura 11 – Sensores de temperatura do tipo PT-100 utilizados na montagem do sistema de aquisição multipontos de temperatura.	51
Figura 12 – (A) <i>Layout</i> do circuito impresso do SMpT e (B) fotografia do arranjo montado na placa.	52
Figura 13 – Esquema do SMpT inserido na tubulação.	53
Figura 14 – Módulo Modbus de entradas analógicas universais utilizado.	54
Figura 15 – Conversor utilizado.	55
Figura 16 – Sistema de aquisição das temperaturas.	55
Figura 17 – Imagem da interface do programa para aquisição e armazenamento dos dados de temperatura aferidos pelo SMpT.	56
Figura 18 – (A) Linha de parafinação do NuEx-Taquipe e (B) configuração da linha adaptada para os testes com o SMpT.	58
Figura 19 – Destaque do trocador de calor do tipo calha onde pode ser visto as serpentinas e a tubulação.	59

Figura 20 – (A) bomba de 2 CV de potência utilizado para fazer com que o fluido circule na linha e (B) curva <i>Head x vazão</i> da bomba.	60
Figura 21 – Resistência da linha (circundada de vermelho) e resistência tipo cinta (seta vermelha).	61
Figura 22 – Medidor de vazão do tipo placa de orifício instalado na linha com 50 mm de diâmetro.	62
Figura 23 – Casa de máquinas da linha de parafinação controlada em operação no Nuex-Taquipe-BA.	63
Figura 24 – Imagem da tela do supervisório.	64
Figura 25 – Diagrama do aparato <i>flow-loop</i> utilizado para a realização dos testes e a localização dos elementos.	64
Figura 26 – Curvas de calibração dos PT-100 da primeira versão do SMpT.	69
Figura 27 – Curvas de calibração dos PT-100 da segunda versão do SMpT e ajuste linear ideal (curva tracejada).	70
Figura 28 – Curva formada pelos valores de coeficiente linear dos 6 PT-100 e o valor médio do desvio sistemático negativo.	71
Figura 29 – Curva de temperaturas do TAG. No primeiro trecho, as duas unidades estão em operação. A 8°C UC1 é desligada e UC2 é mantida em operação até setpoint de 6°C.	74
Figura 30 – Curvas de temperaturas das resistências elétricas da linha e do tanque: (a) BL ligada, (b) aumento progressivo de TL e (c) aumento de TT.	75
Figura 31 – Curvas de temperaturas do TAG: (d) após decorridos 17 horas da primeira etapa, (e) após religamento das UC's e (f) estabilização após pleno funcionamento da planta de parafinação.	76
Figura 32 – Curvas de temperaturas da calha: (g) temperaturas estabilizadas, (h) BAG é ligada, (i) com a circulação da água gelada, a temperatura da água cai e (j) aumento da temperatura após acionamento das resistências.	77
Figura 33 – Curvas de temperaturas da linha (TL) e do tanque (TT): (k) TL média 25°C e TT média 23°C, (l) TL estabilizada em 27°C, (m) <i>overshoot</i> devido a falha de energia e (n) TT e (o) TT após religamento da BL.	78
Figura 34 – Curvas de temperaturas medidas (p) pelo SMpT e (q) pelos sensores da calha.	79

Figura 35 – Curvas de temperaturas medidas pelo SMpT: (r) Tubulação exposta ao sol, (s) dispersão - calha sendo preenchida com água e (t) tubulação completamente imersa na água presente na calha.	80
Figura 36 – Curvas de temperaturas medidas pelo SMpT: (u) Resistências ligadas - <i>set point</i> 45°C e (v) gradiente de temperatura mais evidente.	81
Figura 37 – Curvas de temperaturas do SMpT (p) e da calha de resfriamento (q): (w) aumento de temperatura até a BAG ser ligada, (x) temperatura do sensor que estava próximo ao local do vazamento, (y) temperatura do sensor próximo ao SMpT e (z) temperatura no SMpT.	82
Figura 38 – Curvas de temperaturas medidas pelo SMpT, com áreas em destaque, gráficos (a1) resistências ligadas e (b1) resistências desligadas.	83
Figura 39 – Destaque do perfil de gradiente de temperatura formado pelo crescimento de temperatura do fluido que circula na linha devido ao aquecimento das resistências, medido pelo SMpT.	84
Figura 40 – Destaque do perfil de gradiente de temperatura formado pelo decréscimo de temperatura do fluido que circula na linha devido ao desligamento das resistências, medido pelo SMpT.	84
Figura 41 – Gráfico logarítmico viscosidade x temperatura do petróleo utilizado no teste de campo.	85
Figura 42 – Curvas da TT e TL: (c1) aquecimento do petróleo, (d1) linha exposta ao sol, (e1) BL e resistência da linha ligadas, (f1) <i>overshoot</i> e desligamento das resistências, (g1) BAG ligada e (h1) queda de vazão e resistências religadas.	86
Figura 43 – <i>Status</i> de funcionamento da BAG (preto) e curva de temperaturas dos sensores da calha (colorido): (i1) temperatura constante a 35°C e (j1) queda de temperatura após acionamento da BAG.	87
Figura 44 – Curvas de temperaturas do SMpT no segundo dia de testes.	88
Figura 45 – Curvas de temperaturas do SMpT: (k1) <i>overshoot</i> , (l1) redução da temperatura após desligamento das resistências e (m1) gradiente de temperatura formado.	89
Figura 46 – Curvas de temperaturas do SMpT no momento em que houve a parafinação com bloqueio da linha: (n1) redução da vazão do petróleo e (o1) início de parafinação.	90
Figura 47 – Tubulação da seção de teste obstruída pela deposição de parafina.	91

Figura 48 – Curvas de temperaturas das resistências do tanque e da linha, no terceiro dia de testes na linha de parafinação: (p1) aumento e estabilização da temperatura no <i>setpoint</i> 40°C e (q1) <i>setpoint</i> de 35°C.	92
Figura 49 – Curvas de temperaturas da calha (nas cores amarelo, azul, cinza e vermelho), momento em que a calha começou a ser completada com água (linha A) e gráfico de <i>status</i> da bomba de circulação de água gelada (na cor preta), terceiro dia de testes na linha de parafinação.	93
Figura 50 – Curvas de temperaturas do SMpT, no terceiro dia de testes na linha de parafinação.	94
Figura 51 – Curvas de temperaturas do SMpT no momento da desparafinação da linha. (r1) coexistência de duas fases.	95
Figura 52 – Curvas de temperaturas do SMpT após a desparafinação da linha: (s1) calha preenchida, (t1) BAG ligada, (u1) mudança do <i>setpoint</i> das resistências para 35°C e (v1) início do processo de deposição de parafina.	96
Figura 53 – Curvas de temperaturas do SMpT, no quarto dia de testes na linha de parafinação.	97
Figura 54 – Curvas de temperaturas do SMpT no momento da desparafinação da linha: (w1) linha exposta ao sol, (x1) acionamento da BL e das resistências e (y1) ΔT após desparafinação do duto.	98
Figura 55 – Curvas de temperaturas do SMpT após a desparafinação da linha: (z1) calha preenchida com água, (a2) BAG ligada e início de parafinação, (b2) pulsos com a BL e (c2) nova deposição.	99
Figura 56 – Curvas de ΔT entre o PT6 e os demais elementos sensores do SMpT, referentes ao segundo dia de teste.	100
Figura 57 – Curvas de ΔT entre o PT6 e os demais elementos sensores do SMpT, referentes ao terceiro dia de teste.	101
Figura 58 – Curvas de ΔT entre o PT6 e os demais elementos sensores do SMpT, referentes ao quarto dia de teste.	102
Figura 59 – Curvas de diferença de temperatura entre o PT6 e o PT2 e sua derivada.	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Análise elementar do óleo cru típico (% em peso).....	29
Tabela 2 – Composição química de um petróleo típico.	31
Tabela 3 – Instrumentos de transferência de calor por condução.	44
Tabela 4 – Calibração da primeira versão do SMpT: coeficientes angulares (a) e lineares (b), erros dos coeficientes (δ) e coeficiente de determinação (R^2).	70
Tabela 5 – Calibração da segunda versão do SMpT: coeficientes angulares (a) e lineares (b), erros dos coeficientes (δ) e coeficiente de determinação (R^2).	71
Tabela 6 – Temperaturas máxima e mínima por dia da etapa de validação da linha do NuEx -Taquipe.	72
Tabela 7 – Temperaturas máxima e mínima por dia dos testes com sensor alocado na linha.	73
Tabela 8 – Caracterização do petróleo utilizado nos testes na linha de parafinação.	85

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BAG	- Bomba de água gelada
BL	- Bomba da linha
Cenpes	- Centro de Pesquisa da Petrobras
LaPO	- Laboratório de Propriedades Óticas
NTC	- <i>Negative Temperature Coefficient</i>
NuEx	- Núcleo Experimental
Petrobras	- Petróleo Brasileiro S.A.
PIG	- <i>Pipeline Inspection Gauge</i>
PT	- Platina
PTC	- <i>Positive Temperature Coefficient</i>
RIMS	- <i>Radioisotope Measuring System</i>
RTD	- <i>Resistance temperature detector</i>
SMpT	- Sensor Multipontos de Temperatura
TAG	- Tanque de água gelada
TIAC	- Temperatura inicial de aparecimento de cristais
TL	- Temperatura próximo à resistência da linha
TT	- Temperatura do tanque de armazenamento
UC	- Unidade condensadora
UFBA	- Universidade Federal da Bahia
UO-Ba	- Unidade de Operações da Bahia

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	27
2.	REVISÃO DA LITERATURA	29
2.1.	PETRÓLEO E PARAFINA	29
2.2.	FORMAÇÃO DA PARAFINA	31
2.3.	FATORES QUE AFETAM A DEPOSIÇÃO	32
2.3.1.	Temperatura	32
2.3.2.	Pressão	33
2.3.3.	Regime de escoamento	33
2.3.4.	Natureza da solução	35
2.4.	MECANISMOS DE DEPOSIÇÃO DA PARAFINA	35
2.4.1.	Difusão Molecular	36
2.4.2.	Dispersão por Cisalhamento	37
2.4.3.	Difusão Browniana	38
2.4.4.	Gravidade	38
2.5.	MÉTODOS DE DETECÇÃO DE PARAFINAÇÃO	38
2.6.	APARATOS EXPERIMENTAIS	40
2.6.1.	<i>Flow-loop</i>	40
2.6.2.	<i>Cold-finger</i>	43
2.7.	MEDIDORES DE TEMPERATURA	44
2.7.1.	Termistor	45
2.7.2.	<i>Resistance Temperature Detector</i>	46
2.7.3.	Sensoriamento Multiponto	48
3.	MATERIAIS E MÉTODOS	51
3.1.	SENSOR E SISTEMA DE MEDIDA DE TEMPERATURA	51
3.1.1.	Sensor PT-100	51
3.1.2.	Sensor Multipontos de Temperatura (SMpT)	52
3.1.3.	Sistema de aquisição de sinais	53
3.1.4.	Módulo Conversor USB-i485	54
3.2.	CALIBRAÇÃO DOS ELEMENTOS SENSORES DO SMpT	56
3.3.	LINHA DE TESTES DE PARAFINAÇÃO DO NUEX-TAQUIPE	58
3.3.1.	Testes de validação da linha de parafinação completa	65
3.3.1.1.	<i>Primeira etapa de testes</i>	65

3.3.1.2. Segunda etapa de testes	65
3.4. TESTES REALIZADOS NA LINHA DE PARAFINAÇÃO COM O SMpT.....	66
3.4.1. Primeiro dia de testes na linha de parafinação	66
3.4.2. Segundo dia de testes na linha de parafinação.....	67
3.4.3. Terceiro dia de testes na linha de parafinação	67
3.4.4. Quarto dia de testes na linha de parafinação	68
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	69
4.1. CALIBRAÇÃO DO SMpT	69
4.2. TESTES DE VALIDAÇÃO DA LINHA DE PARAFINAÇÃO COMPLETA.....	72
4.2.1. Condições de temperatura durante os testes.....	72
4.2.2. Primeira etapa de testes.....	73
4.2.3. Segunda etapa de testes	75
4.3. TESTES REALIZADOS NA LINHA DE PARAFINAÇÃO COM O SMpT.....	78
4.3.1. Primeiro dia de testes na linha de parafinação	78
4.3.2. Segundo dia de testes na linha de parafinação.....	82
4.3.3. Terceiro dia de testes na linha de parafinação	91
4.3.4. Quarto dia de testes na linha de parafinação	96
4.3.5. Análise da diferença de temperatura aferida pelos diferentes PT-100 .	99
5. CONCLUSÕES	105
5.1. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	107
REFERÊNCIAS	109

1. INTRODUÇÃO

A produção *off-shore* de petróleo vem aumentando em função da descoberta crescente de campos em águas profundas e distantes da costa. A baixa temperatura fora do reservatório pode provocar o aparecimento de problemas de elevação e escoamento, sendo o principal deles a parafinação nas paredes dos dutos de produção e transporte de óleo, já que a precipitação de cristais de parafina é principalmente dependente da temperatura (HUANG, ZHENG e FOGLER, 2015).

A deposição da parafina no interior dos dutos de produção e transporte de petróleo faz com que a vazão do fluido diminua, podendo danificar bombas, ou mesmo bloquear totalmente a linha, havendo queda na produção e perda do capital investido (AZEVEDO e TEIXEIRA, 2003).

A parafinação é governada por três eventos, (i) cristalização da parafina, (ii) transporte dos cristais para a parede do duto e (iii) fixação dos cristais à parede do duto (DOTTO, 2003). A cristalização pode ser dividida em três etapas: a nucleação, o crescimento e a aglomeração. Durante a nucleação ocorre a formação de material cristalizado capaz de sustentar a fase de crescimento dos cristais. Na etapa de crescimento, as forças de Van der Waals favorecem a atração entre os cristalitos, agregando-lhes mais massa, o que possibilita o crescimento dos cristais. Na etapa de aglomeração os cristais, em crescimento, começam a se unir aumentando de dimensão e dando lugar à formação do tampão (TURNER, 1971).

Diversos modelos são propostos na literatura buscando entender os mecanismos de transporte e deposição da parafina, os mais estudados são a difusão molecular, a dispersão por cisalhamento, a influência do movimento browniano e a gravidade. Azevedo e Teixeira (2003) fizeram uma revisão crítica sobre os mecanismos de deposição de parafina e observaram que o entendimento dos mecanismos que regem o processo de parafinação ainda gera muita discussão e controvérsias na indústria de petróleo.

Sabendo que a parafinação em dutos decorre do gradiente de temperatura entre sua superfície e o petróleo em circulação em seu interior, é possível mensurar *in-situ*, utilizando um sensor multipontos baseado em detector resistivo de temperatura (RTD), esse gradiente, de forma a determinar o momento em que a deposição de

parafina tem início, possibilitando assim o desenvolvimento de estratégias de prevenção.

Desta forma, o trabalho teve como objetivo geral mostrar que é possível, a partir da medição multipontos do perfil radial do gradiente de temperatura dentro de uma tubulação, determinar o instante em que a deposição de parafina tem início.

São objetivos específicos deste trabalho: (i) Projetar, desenvolver e montar um sensor multipontos capaz de medir um gradiente de temperatura dentro de uma tubulação com fluxo de petróleo; (ii) Calibrar o sensor multipontos; (iii) Validar a linha de parafinação forçada do Núcleo Experimental de Taquipe – Bahia, pertencente à Petrobras, que serviu de bancada de teste para os ensaios do protótipo de sensor proposto nesse trabalho; (iv) Realizar testes com o sensor multipontos na linha de parafinação com água e petróleo como fluidos circulantes; (v) Analisar e interpretar os testes realizados na linha.

Os testes necessários para o desenvolvimento deste trabalho foram realizados no circuito fechado de parafinação do Laboratório de Propriedades Óticas – LaPO da Universidade Federal da Bahia (UFBA), composto por um circuito de circulação fechada, onde é possível depositar parafina em diferentes elementos e trechos desta linha, produzindo amostras de dutos parafinados de forma controlada.

Os testes foram divididos em dois. Inicialmente, testes preliminares de validação da linha de parafinação, seguidos pelos testes do sensor multipontos. Os testes com o sensor foram realizados com água e com petróleo como fluidos circulantes.

Esta dissertação foi dividida em seis capítulos, a introdução, seguida pelo embasamento teórico, materiais e métodos necessários para o desenvolvimento do sensor, a discussão dos resultados e as conclusões.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1. PETRÓLEO E PARAFINA

Do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), o petróleo no estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor variando entre o negro e o castanho claro (THOMAS, 2004). Essa cor depende do tipo de formação geológica do campo onde foi produzido e do hidrocarboneto predominante (PEDROZO *et al.*, 2002).

O petróleo bruto é constituído por uma mistura de hidrocarbonetos e impurezas como sais inorgânicos, areia e água. Os hidrocarbonetos são compostos orgânicos formados, principalmente, por carbono e hidrogênio. A Tabela 1 apresenta a composição típica do petróleo.

Tabela 1 – Análise elementar do óleo cru típico (% em peso)

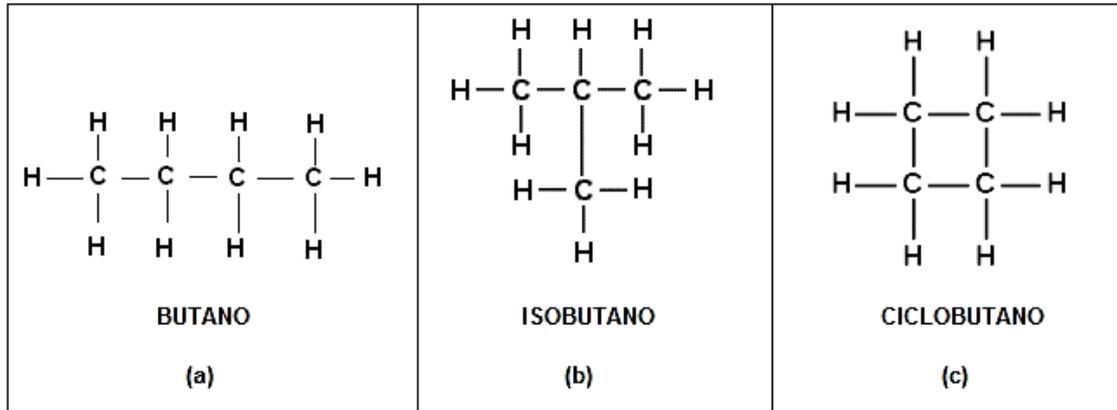
Hidrogênio	11 – 14%
Carbono	83 – 87%
Enxofre	0,06 – 8%
Nitrogênio	0,11 – 1,7%
Oxigênio	0,1 – 2%
Metais	Até 0,3%

Fonte: THOMAS (2004, p. 05)

Já foram identificadas mais de 15 séries de hidrocarbonetos, sendo as mais comuns: as parafinas, as olefinas e os hidrocarbonetos aromáticos (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2006). Os hidrocarbonetos parafínicos são divididos entre os hidrocarbonetos parafínicos normais ou n-parafinas ou alcanos que possuem fórmula geral C_nH_{2n+2} , os hidrocarbonetos parafínicos ramificados ou isoparafinas ou isoalcanos, que possuem a mesma fórmula geral dos hidrocarbonetos normais e os hidrocarbonetos parafínicos cíclicos ou naftênicos, cuja fórmula geral é C_nH_{2n} . As parafinas são hidrocarbonetos saturados, ou seja, compostas apenas de ligações

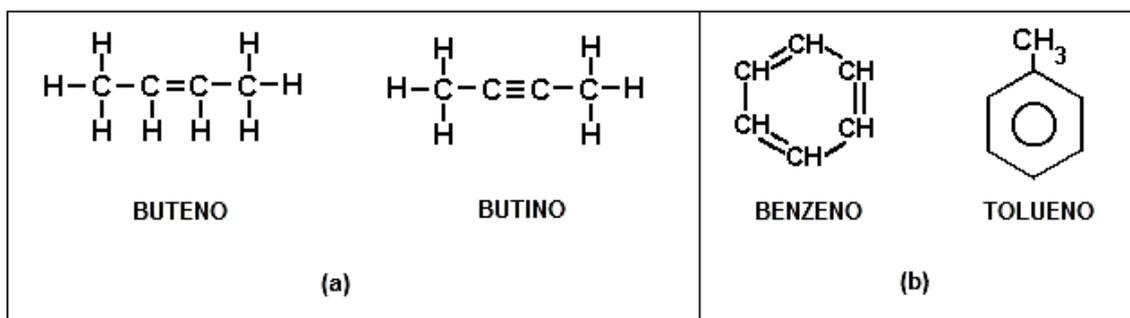
simples. A Figura 1 apresenta exemplos de hidrocarbonetos parafínicos normal, ramificado e cíclico.

Figura 1 – Exemplos de parafinas (a) normal, (b) ramificada e (c) cíclica.



As olefinas, Figura 2 (a), são hidrocarbonetos insaturados, ou seja, possuem pelo menos uma ligação dupla ou tripla entre carbonos, os mais comuns são os alcenos, cuja fórmula geral é C_nH_{2n} . Já os hidrocarbonetos aromáticos ou arenos, Figura 2 (b), possuem ligações duplas e simples que se alternam entre seis átomos de carbonos, formando anéis, conhecidos como anéis de benzeno.

Figura 2 – Exemplos de (a) olefinas e (b) hidrocarbonetos aromáticos.



De acordo com Thomas (2004) os principais componentes do petróleo são hidrocarbonetos saturados, hidrocarbonetos aromáticos, resinas e asfaltenos, conforme apresentado na Tabela 2. Porém essas proporções variam e influenciam nas propriedades físicas do óleo (SARACENO, 2007).

Tabela 2 – Composição química de um petróleo típico.

Parafinas normais	14%
Parafinas ramificadas	16%
Parafinas cíclicas (naftênicas)	30%
Aromáticos	30%
Resinas e asfaltenos	10%

Fonte: THOMAS (2004, p. 11)

A parafina presente no petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos de cadeia longa, na faixa de C_{15} a C_{70+} (HUNT, 1962), que pode conter ramificações, logo, podem ser lineares ou ramificadas. Ela é normalmente sólida à temperatura ambiente e seus pontos de ebulição e fusão aumentam com o aumento no teor de alcanos mais longos e mais pesados e decrescem com o aumento no teor de alcanos ramificados.

2.2. FORMAÇÃO DA PARAFINA

No reservatório, o petróleo encontra-se a temperaturas entre 70 e 150°C e altas pressões, na faixa de 8000 a 15000 psi, nessas condições a parafina encontra-se dissolvida no óleo e o fluido comporta-se como um líquido Newtoniano¹ (SINGH et al., 2001). À medida que o óleo bruto se desloca através das linhas, localizadas em águas profundas, a aproximadamente 5°C, a temperatura do óleo diminui e o óleo começa a cristalizar e gelificar, para finalmente incrustar na parede do duto, já que a solubilidade das parafinas diminui com a queda da temperatura (AZEVEDO e TEIXEIRA, 2003; VENKATESAN *et al.*, 2005).

Quando o petróleo líquido é resfriado, a uma certa temperatura, começam a precipitar cristais sólidos de parafina. Essa temperatura é conhecida como Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais (TIAC) ou Ponto de Névoa. Porém,

¹ Fluido Newtoniano: São “fluidos que apresentam relação linear entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação por cisalhamento (também conhecida como taxa de deformação angular)” (MUNSON, YOUNG E OKIISHI, 2004, p.14).

de acordo com Yupa (2010), cada óleo tem sua TIAC característica, já que a cristalização depende da taxa de resfriamento, da composição da parafina e das condições de escoamento.

A precipitação e a cristalização de parafinas de grande peso molecular formam um gel composto por uma fase sólida (cristais de parafina) imersa numa fase líquida (óleo). Segundo Venkatesan, Singh e Fogler (2002) a temperatura de gelificação é o ponto onde o comportamento da fração que se comporta como um sólido torna-se predominante em relação a fração que se comporta como um líquido. Essa temperatura é determinada por reologia. Outra análise importante é a determinação do ponto de fluidez que corresponde à temperatura mínima em que o petróleo ainda é capaz de fluir e identifica o início da formação do gel no petróleo sob resfriamento (SANTOS, 2002).

Venkatesan *et al.* (2005) observaram que as propriedades do depósito de gel são função do histórico de cisalhamento e da história térmica em que o depósito foi formado.

A parafinação em um duto é governada por três eventos: (i) cristalização da parafina, (ii) transporte dos cristais para a parede do duto e (iii) fixação dos cristais à parede do duto (DOTTO, 2003). A cristalização é o processo pelo qual uma estrutura desordenada se torna uma estrutura sólida ordenada (HAMMAMI e RAINES, 1997) e, como mencionado anteriormente, pode ser dividida em três etapas: a nucleação, o crescimento e a aglomeração.

2.3. FATORES QUE AFETAM A DEPOSIÇÃO

O processo de parafinação não depende apenas das características físico-químicas do óleo, mas também da temperatura, da pressão, do regime de escoamento e composição das parafinas.

2.3.1. Temperatura

A temperatura é o primeiro fator que afeta a deposição de parafinas na tubulação (BOMBA, 1986). Conforme explicitado anteriormente, para que ocorra a deposição de parafina, deve existir uma diferença de temperatura entre o óleo e a parede da

tubulação por onde este fluido escoar e a temperatura do petróleo deve estar abaixo da TIAC. Segundo Creek *et al.* (1999), quanto maior a diferença de temperatura (gradiente acetuado) entre o óleo e a parede do duto, maior será a taxa de deposição de parafina.

A solubilidade do fluido depende da temperatura (SINGH *et al.*, 2000), isto é, diminui quando a temperatura da solução também diminui. As frações mais pesadas, cujo ponto de fusão é alto, são depositadas primeiro em temperatura mais elevada, já as frações mais leves são depositadas em temperatura mais baixa (BOMBA, 1986).

2.3.2. Pressão

A redução da pressão é outro fator responsável pela deposição de parafina em dutos de petróleo. Ao fluir do reservatório para a tubulação, a pressão do óleo diminui e os componentes leves, mais voláteis (metano, etano, propano e butano), evaporam da mistura (BOMBA, 1986). De acordo com Saraceno (2007), a perda desses componentes aumenta a tendência à precipitação das parafinas, já que eles servem como solvente das parafinas e a rápida expansão dos gases fazem com que a temperatura da mistura diminua, diminuindo também a solubilidade das parafinas dissolvidas no óleo.

2.3.3. Regime de escoamento

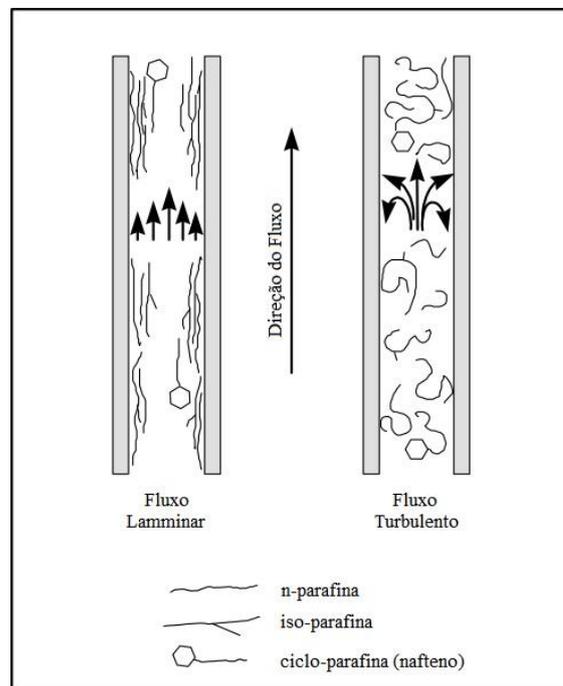
Um fluido viscoso, de acordo com Fox, Pritchard e McDonald (2011), pode ter regime de escoamento laminar, onde as partículas fluidas movem-se em camadas lisas, ou turbulento, quando as partículas fluidas misturam-se rapidamente enquanto se movem, o que pode ser determinado observando o Número de Reynolds (Re), na Equação (1):

$$Re = \rho \frac{VL}{\mu} \quad (1)$$

Onde, ρ e μ são, respectivamente, a massa específica e a viscosidade do fluido e V e L são a velocidade média e o comprimento típico, ou característico, do escoamento, respectivamente. Ao fluir numa tubulação, a transição do regime laminar para turbulento ocorre, normalmente, quando Re ultrapassa 4000.

Em regime turbulento, o elevado cisalhamento dificulta a formação de parafina, pois o processo de nucleação é diminuído. Enquanto que, no regime laminar, caracterizado pelo baixo cisalhamento, as moléculas flexíveis contidas na parafina se alinham de forma adjacente na direção do fluxo, acelerando o processo de nucleação e deposição de parafina (HAMMAMI e RAINES, 1997). A Figura 3 ilustra o efeito dos regimes de fluxo na deposição de parafina.

Figura 3 – Esquemáticas de regimes de fluxo em poços de produção e seus efeitos na deposição de parafina.



Fonte: HAMMAMI e RAINES (1997)

Bhattacharya (1991) afirma que a taxa de cisalhamento e a turbulência são suficientes para remover a cera que foi depositada durante o fluxo laminar.

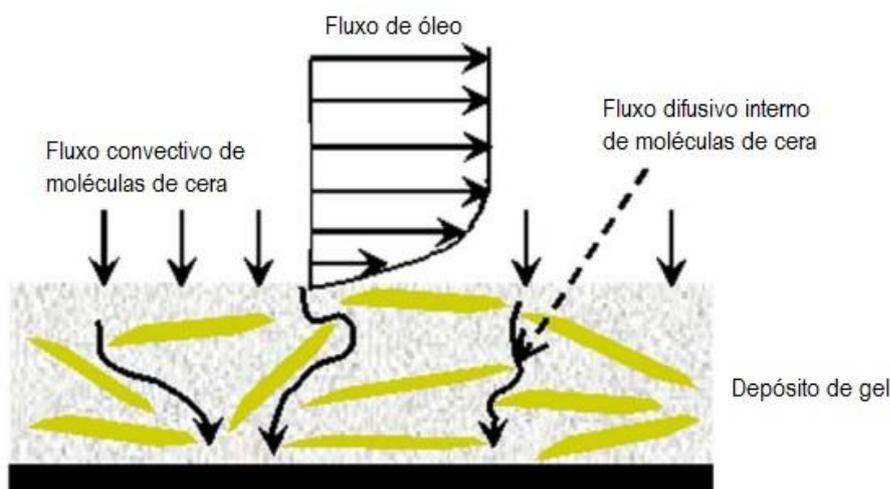
2.3.4. Natureza da solução

A natureza da solução está ligada à composição física (presença de materiais como água, gás, areia...) e química da solução, estando diretamente ligada à TIAC. Logo, se a composição físico-química tem mais constituintes leves, a TIAC diminui e a precipitação e deposição de parafina é menor (SADEGHZAD e CHRISTIANSEN, 1998).

2.4. MECANISMOS DE DEPOSIÇÃO DA PARAFINA

Estudos vêm sendo realizados na tentativa de entender os mecanismos de deposição da parafina nas linhas de produção e transporte de petróleo. A Figura 4 apresenta o esquema do processo de deposição de parafina numa parede fria.

Figura 4 – Esquema do processo de deposição de parafina numa parede fria.



Fonte: VENKATESAN *et al* (2005, p. 3589)

Os mecanismos de deposição mais citados são: difusão molecular, difusão browniana, dispersão por cisalhamento e deposição gravitacional (BERN, WITHERS e CAIRNS, 1980); (BURGER, PERKINS e STRIEGLER, 1981); (MAJEED, BRINGEDAL e OVERA, 1990).

2.4.1. Difusão Molecular

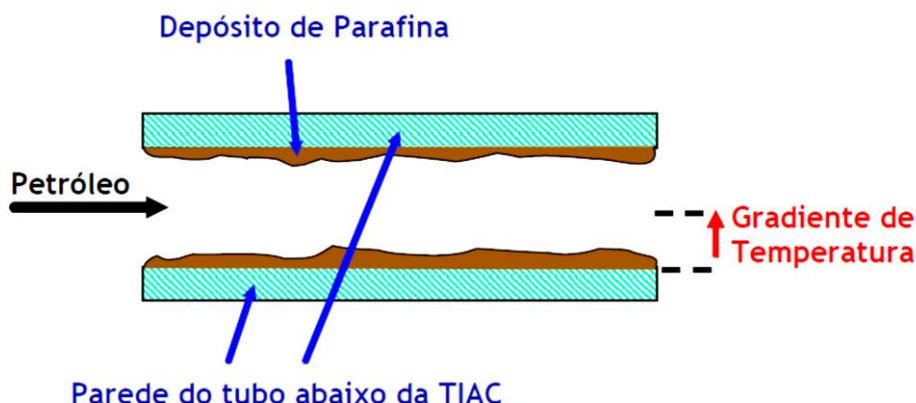
A difusão molecular é considerada o mecanismo dominante de transporte de parafina para a parede do duto (SANTOS, 2009). O óleo, à medida que flui através do duto, resfria, estabelecendo um gradiente de temperatura com a superfície da tubulação. A parafina dissolvida na porção do fluido mais próxima da superfície precipita fazendo com que ocorra um gradiente de concentração de parafina na fase líquida. O gradiente de concentração induz um transporte do sólido para a parede por difusão molecular. Essa taxa de difusão pode ser descrita pela equação de Fick, modificada por Burger, Perkins e Striegler (1981), assumindo a forma da expressão (2):

$$\frac{dm_m}{dt} = \rho_d A D_m \left(\frac{dC}{dT} \right) \left(\frac{dT}{dr} \right) \quad (2)$$

Sendo m_m a massa de parafina depositada [kg] durante a difusão molecular, ρ_d é a densidade do cristal de parafina [kg/m^3], A é a área superficial disponível para a deposição [m^2], D_m é o coeficiente de difusão molecular [m^2/s], $\left(\frac{dC}{dT} \right)$ é o coeficiente de solubilidade do cristal de parafina no óleo (C é a concentração de fração volumétrica da parafina na solução [*sem dimensão*]), e $\left(\frac{dT}{dr} \right)$ é o gradiente de temperatura na direção radial (T é a temperatura [K] e r é a coordenada radial da tubulação [m]) (AZEVEDO e TEIXEIRA, 2003).

A Figura 5 apresenta o esquema de deposição de parafina através da difusão molecular.

Figura 5 – Deposição de parafina através da difusão molecular.

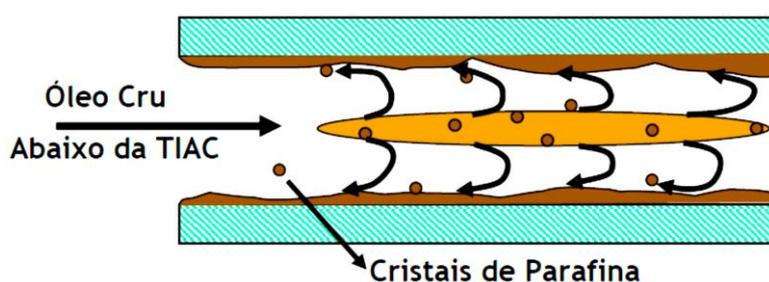


Fonte: SARACENO (2007).

2.4.2. Dispersão por Cisalhamento

A dispersão por cisalhamento é outro mecanismo de deposição de parafina descrito na literatura. Considerando um escoamento laminar, os cristais de parafina existentes na solução fluem, em média, com a mesma velocidade do fluido. No entanto, na região próxima a parede do tubo esses cristais fazem rotação em torno de seu próprio eixo, o que promove uma dispersão desses cristais nos depósitos existentes (BURGER, PERKINS e STRIEGLER, 1981). A Figura 6 ilustra o mecanismo de dispersão por cisalhamento.

Figura 6 – Mecanismo de dispersão por cisalhamento.



Fonte: SARACENO (2007).

2.4.3. Difusão Browniana

A difusão Browniana, responsável pelo transporte de parafina no estado sólido, é um mecanismo de deposição não levado em conta por muitos autores (SANTOS, 2009). Nesse cenário, os cristais de parafina em suspensão na solução se chocam constantemente com moléculas termicamente agitadas, gerando um movimento browniano desses cristais. Sob ação de um gradiente de concentração, ocorre o transporte dos cristais na direção da menor concentração. De acordo com Azevedo e Teixeira (2003) a difusão Browniana não tem sido considerada um mecanismo de deposição relevante, apesar destes autores defenderem que não foram feitos experimentos suficientes para dar suporte a essa conclusão.

2.4.4. Gravidade

A deposição de parafina por efeitos gravitacionais baseia-se na diferença de densidade entre os cristais de parafina e o óleo da fase líquida. Como os cristais de parafina têm uma densidade maior que o óleo na fase líquida, estes tendem a precipitar no fundo da tubulação. Leiroz (2004) descarta os efeitos gravitacionais, com base em um experimento realizado em canal retangular que mostra que a espessura do depósito nas paredes superior e inferior do duto foram idênticas.

2.5. MÉTODOS DE DETECÇÃO DE PARAFINAÇÃO

Ao consultar a literatura é possível encontrar relatos sobre algumas estratégias desenvolvidas com a finalidade de monitorar a deposição de parafina em dutos de petróleo. Por exemplo: *heat pulse wax monitoring*, *Radioisotope Measuring System*, inspeção por ultrassom de pipelines, inspeção por *PIG* magnético, entre outros.

O *heat pulse wax monitoring*, ou monitoramento da parafina por pulso de calor consiste em instalar um elemento de aquecimento e um sensor de temperatura em um ponto fixo da parede externa de uma tubulação. Após a aplicação de um curto pulso de calor na parede externa da tubulação é observada a correlação entre a resposta térmica transitória medida e a espessura de parafina depositada (HOFFMANN, AMUNDSEN e SCHÜLLER, 2011).

O *Radioisotope Measuring System (RIMS)*, sistema de medição com radioisótopo, consiste na exposição da tubulação a um feixe estreito de radiação (gama), registrando a radiação que passa através do meio monitorado em diferentes pontos de seção transversal da tubulação e gerando um sinal correspondente. Em seguida, a camada de parafina é determinada através do processamento dos sinais lidos (KOPTEVA e KOPTEV, 2016).

A inspeção por ultrassom baseia-se na medida da velocidade média de um fluido homogêneo (sem gás). Este fluido ao atravessar uma seção com diâmetro reduzido, devido ao acúmulo da parafina, aumenta sua velocidade. A diferença de velocidade permite avaliar a parafina depositada (KLYUEV, 2003 *apud* KOPTEVA e KOPTEV, 2016).

A inspeção por campo magnético é feita usando um *Pipeline Inspection Gauge (PIG)*. Um campo magnético constante é aplicado nas proximidades da parede interna da tubulação, usando para tanto um ímã permanente. Entre o ímã e a parede é interposto um sensor Hall que mede as linhas de fluxo magnético. A densidade do fluxo é reduzida quando existe parafina depositada na parede do duto (AREIZA *et al.*, 2012).

Kopteva e Koptev (2016) afirmam que se por um lado o *heat pulse wax monitoring* tem como desvantagem o consumo excessivo de energia para aquecimento da barra e a dificuldade de monitorar automaticamente em longas distâncias, por outro lado a inspeção por ultrassom apresenta como desvantagens o nível de complexidade da instalação e custo financeiro de cessar o transporte de produtos petrolíferos durante o período da inspeção. A inspeção por campo magnético, feita por *PIG*, tem como desvantagens: (i) não poder ser usada em linhas que não são adequadas para a passagem de *PIG's* e (ii) necessidade de bloqueio da linha para inserção do *PIG*. A técnica *RIMS* apresenta como desvantagem a alta complexidade dos equipamentos envolvidos e os riscos na utilização da técnica, uma vez que a radiação ionizante é nociva ao ser humano.

Tomando por base o exposto anteriormente, apreende-se alguns fatos sobre a importância da detecção do depósito de parafina em dutos de produção e transporte de óleo: (i) no campo da engenharia as soluções apresentadas até então são controversas, complexas e em alguns casos difíceis de realizar por conta da

insalubridade das soluções tecnológicas, (ii) o interesse em tecnologia de detecção da deposição de parafina é claro e mostra a relevância do assunto tratado nesta dissertação, (iii) baseado na descrição das tecnologias de detecção de parafina e no tipo de intervenção nas linhas para aplicação das técnicas descritas anteriormente, tem-se uma boa ideia sobre a dimensão dos custos envolvidos nas diferentes aplicações, possibilitando inferir sobre o impacto econômico-financeiro positivo que a solução desenvolvida neste trabalho de investigação pode vir a oferecer ao mercado.

2.6. APARATOS EXPERIMENTAIS

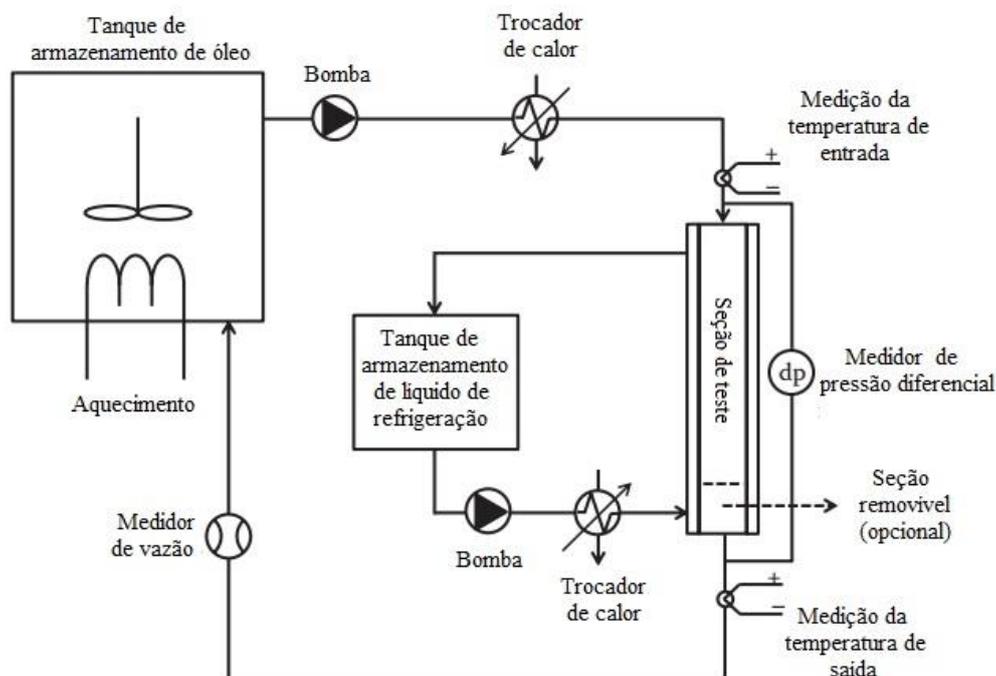
Estudos vêm sendo realizados para melhor entender o problema da parafinação em dutos, para tanto são indispensáveis aparatos experimentais como: (i) *Flow-loop* (circuito fechado de parafinação) e (ii) *Cold-finger* (dedo frio).

2.6.1. *Flow-loop*

Huang, Zheng e Fogler (2015) afirmam que o *flow-loop* é um aparato de alto custo de construção e operação e requer, normalmente, grande quantidade de óleo, porém o perfil de escoamento desse aparato é semelhante ao perfil de escoamento no campo e a escala tende a ser mais confiável do que outros aparatos de deposição. Os principais componentes de um *flow-loop* são: (i) o sistema de bombeamento, (ii) a seção de teste e (iii) o sistema condicionante. A Figura 7 apresenta o esquema de um típico aparato de deposição de parafina do tipo *flow-loop*.

No circuito fechado de circulação forçada, o óleo que serve de amostra fica armazenado, geralmente aquecido, de forma a evitar deposição de parafina no tanque de armazenamento. Uma bomba é utilizada para forçar a circulação do fluido ao longo da linha e um trecho dessa linha, chamado de seção de teste, é resfriado para que ocorra a deposição de forma controlada. Medidores de pressão e temperatura podem ser usados, além do medidor de vazão. Estes elementos são apresentados no esquema de um *flow-loop* típico, apresentado na Figura 7.

Figura 7 – Esquema de um típico aparato de deposição de parafina *flow-loop*.



Fonte: HUANG; ZHENG; FOGLER, (2015 p. 92) adaptado.

Alguns autores como Creek *et al.* (1999); Singh *et al.* (2001); Lashkarbolooki *et al.* (2010); Guozhong e Gang (2010); Gong *et al.* (2011); Mirazizi, Shang e Sarica (2012) e Wang *et al.* (2015) utilizaram um circuito fechado de circulação de óleo para a realização de experimentos e estudos com a deposição de parafina.

Creek *et al.* (1999) realizaram uma série de testes sobre deposição de parafina que tiveram como objetivo determinar os efeitos da temperatura e da taxa de deposição. O efeito da diferença de temperatura entre o óleo e a parede do tubo mostrou uma taxa de deposição simples e crescente com diferença de temperatura.

Singh *et al.* (2001) realizaram experimentos laboratoriais num aparato do estilo *flow-loop* para estudar o envelhecimento do depósito de parafinas na superfície da tubulação e desenvolveram um modelo matemático que pudesse prever a variação radial da morfologia do depósito de parafina juntamente com a espessura do depósito em função do tempo.

O trabalho de Lashkarbolooki et al. (2010) utilizou o aparato *flow-loop* com objetivo principal determinar o efeito da diferença de temperatura entre o óleo e a parede do tubo sobre a espessura do depósito de parafina. Foi verificado que a espessura da parafina aumentou com o aumento da diferença de temperatura entre o óleo e a parede do tubo.

Guozhong e Gang (2010) desenvolveram um novo método para determinar a espessura da deposição de parafina, levando em consideração o impacto da redução instantânea da temperatura da superfície da tubulação que leva ao aumento da viscosidade do óleo próximo à parede do tubo e da distorção do campo de fluxo no tubo. Houve pouca deposição quando a temperatura foi superior à TIAC e inferior à temperatura de solidificação. Foi observado, também, que a dispersão de cisalhamento das partículas de cristal de parafina desempenham pouco papel na deposição de cera quando a taxa de cisalhamento é elevada.

Gong et al. (2011) desenvolveram um *flow-loop* para avaliar a deposição de cera num fluxo de duas fases, óleo/gás, em um tubo horizontal. Os resultados mostraram que a velocidade superficial do líquido, a velocidade superficial do gás, a tensão de cisalhamento na interface líquido-depósito, a retenção de líquidos e a frequência das golfadas desempenham um papel importante na deposição de parafina no fluxo bifásico de óleo/gás.

Mirazizi, Shang e Sarica (2012) realizaram um estudo experimental da deposição de parafina em condições de fluxo turbulento monofásico e demonstraram que o fluxo turbulento e o gradiente de temperatura radial têm um impacto significativo no processo de deposição.

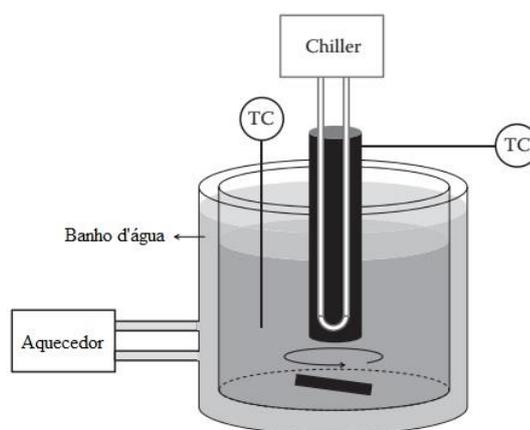
Wang et al. (2015) utilizaram o aparato *flow-loop* combinado à técnica de calorimetria por varredura diferencial (DSC) para investigar a influência das operações de operação sobre a deposição da parafina. Após os testes chegaram à conclusão que a maior taxa de deposição ocorre quando há um aumento na temperatura do óleo, diminuição da temperatura da superfície da tubulação e uma menor velocidade de fluxo.

2.6.2. Cold-finger

O *cold-finger*, ou dedo frio, é um aparato em que o óleo é posto para aquecer em banho maria, nesse óleo é mergulhado uma haste refrigerada sobre a qual o depósito de parafina ocorre. Esse aparato tem custo mais baixo, comparado ao *flow-loop*, e requer menor quantidade de óleo para os testes (HUANG; ZHENG; FOGLER, 2015).

Os principais componentes do *cold-finger* são: (i) a célula de deposição e (ii) o sistema de circulação. A Figura 8 apresenta o esquema de um típico aparato de deposição de parafina do tipo *cold-finger*.

Figura 8 – Esquema de um típico aparato de deposição de parafina *cold-finger*.



Fonte: HUANG, ZHENG e FOGLER (2015, p. 103) adaptado.

O dedo frio foi a escolha de alguns autores como Santos, Fernandes e Giulietti (2004); Jennings e Weispfennig (2005); Corraera *et al.* (2007) e Karim, Ismail e Awang (2014) para investigar a deposição de parafina.

Santos, Fernandes e Giulietti (2004) realizaram experimentos no *cold-finger* para medir a espessura dos depósitos de parafina, as taxas de deposição, o grau de subresfriamento e a indução para o início da deposição. Jennings e Weispfennig (2005) realizaram experimentos com objetivo de observar o efeito do cisalhamento e da temperatura no processo de deposição de parafina. Já Corraera *et al.* (2007) utilizaram o aparato para obter valores de difusividade e solubilidade da parafina a partir de sua deposição.

Karim, Ismail e Awang (2014) apresentaram um sistema alternativo para deposição de parafina composto pelo *cold-finger* associado ao método *pour casting* modificado. Neste sistema, alto volume de parafina pode ser depositada numa tubulação com melhor controle do perfil de parafinação e da dureza da parafina.

2.7. MEDIDORES DE TEMPERATURA

O equilíbrio térmico por condução é o princípio básico da maioria dos medidores de temperatura (SENSE SENSORS & INSTRUMENTS, 2015).

Os instrumentos baseados em transferência de calor por condução se dividem conforme listado na Tabela 3.

Tabela 3 – Instrumentos de transferência de calor por condução.

	por dilatação de líquido
	por dilatação de gás
Expansão	por tensão de vapor saturante
	por dilatação de sólido
	com par termoelétrico (Termopar)
Elétricos	com resistência elétrica (Termoresistivos)
	com semicondutores

Fonte: AMARAL (2013) adaptado.

No desenvolvimento deste trabalho foram utilizados sensores termoresistivos, cuja aferição de temperatura é feita por analogia à medição da variação da resistência elétrica do elemento sensor. Desta forma, esta dissertação se restringe a discutir esta classe de termômetros.

Os termômetros de resistência têm maior precisão e simplicidade operacional que outros sensores de temperatura. Sua faixa de medição pode ir do zero absoluto (- 273°C) até 850°C. Com a mudança de temperatura, os elementos termoresistivos mudam sua resistência de forma monótona e bem comportada, de forma quase linear,

ou linear por intervalos. Deste fato, estes sensores podem ser calibrados de forma a permitir uma leitura já em uma escala de temperatura e não em ohms (SENSE, 2015).

Os sensores termoresistivos são: (i) termistores e (ii) sensores do tipo RTD.

2.7.1. Termistor

A palavra termistor se originou da contração das palavras térmico e resistor (FRADEN, 2004). Geralmente, o termistor é composto por materiais semicondutores (como óxidos), cerâmica ou polímeros. Sua temperatura de trabalho está entre -90°C e 130°C .

Os termistores poder ser divididos em: (i) NTC (*Negative Temperature Coefficient* – coeficiente de temperatura negativo) e PTC (*Positive Temperature Coefficient* – coeficiente de temperatura positivo), porém apenas os NTC medem temperatura de forma precisa (FRADEN, 2004).

Nos termistores do tipo NTC, a resistência diminui com o aumento da temperatura, já no PTC, a resistência aumenta com o aumento da temperatura.

O termistor precisa que uma corrente contínua passe por ele para que possa ser medida a temperatura. A queda de tensão sobre o termistor será função da temperatura, porém a variação de sua resistência elétrica com a temperatura não é linear.

A relação entre resistência e temperatura para um termistor é dada pela Equação (3), de forma aproximada (SENSE SENSORS & INSTRUMENTS, 2015).

$$R(T) = R_0 \cdot \exp B (T^{-1} - T_0^{-1}) \quad (3)$$

Sendo, R a resistência [Ω] a uma temperatura T [K], R_0 a resistência [Ω] a uma temperatura T_0 [K], e B uma constante.

Em alguns casos, a resistência diminui mais que 5% para cada $^{\circ}\text{C}$ de aumento de temperatura, fazendo com que, em faixas de medição estreitas, os

termistores possuem grande sensibilidade para a mensuração de pequenas variações de temperatura (SENSE SENSORS & INSTRUMENTS, 2015).

2.7.2. Resistance Temperature Detector

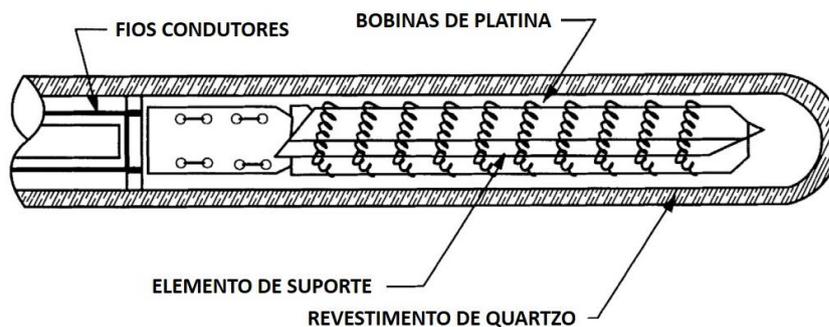
O RTD (*Resistance Temperature Detector*) é um detector resistivo de temperatura e tem um coeficiente positivo de resistividade. O material que o compõe pode ser metal, ou liga metálica, porém o mais usual é a platina, devido à sua resposta linear, estabilidade a longo prazo e durabilidade. O tungstênio pode ser aplicado para temperaturas acima de 600°C (FRADEN, 2004).

Segundo Ferreira (2008) a sensibilidade relativa de um RTD é a variação relativa de sua resistência por grau de temperatura, representado pela letra grega α , tendo por como unidade $\Omega/(\Omega.^{\circ}\text{C})$.

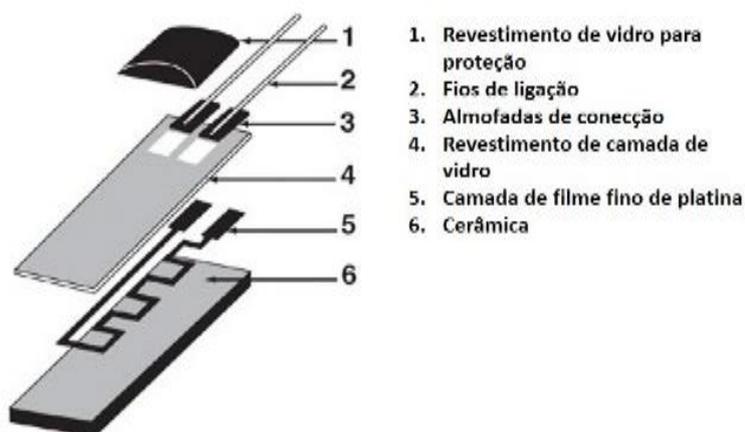
A sensibilidade do RTD de platina é 0,00385 $\Omega/(\Omega.^{\circ}\text{C})$, o RTD de níquel tem sensibilidade em torno de 0,0672 $\Omega/(\Omega.^{\circ}\text{C})$ e o RTD de cobre, 0,00427 $\Omega/(\Omega.^{\circ}\text{C})$. O termoresistor de platina não é o mais sensível, porém este material é o mais estável (WEBSTER, 1999 *apud* FERREIRA, 2008).

Os sensores termoresistivos comerciais típicos podem ser fabricados de duas maneiras: (i) RTD de bobina, onde um fio fino é enrolado no formato de uma bobina ou (ii) RTD de filme fino, formado por uma fina camada de metal depositada sobre plástico ou cerâmica. A estrutura física dos RTDs de bobina e filme fino podem ser vistas na Figura 9.

Figura 9 – Estrutura física de um RTD (A) de bobina e (B) de filme fino.



(A)

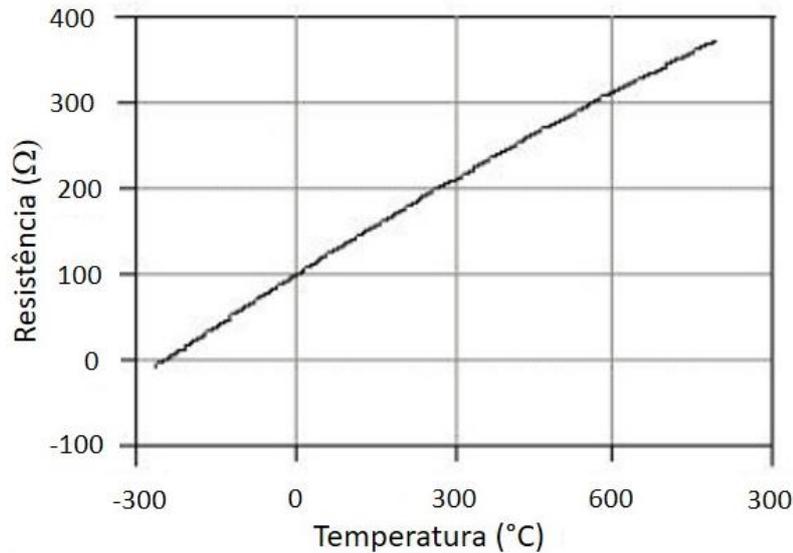


(B)

Fontes: (A) AMARAL (2013) e (B) OMEGA (2017)

A designação dos sensores RTDs se dá em função de suas resistências nominais a 0°C. Os valores típicos para a resistência nominal dos RTDs de filme fino, feito de platina, se situam entre 100 e 1000 Ω e a relação entre a resistência e a temperatura é aproximadamente linear (NATIONAL INSTRUMENTS, 2016). Os sensores RTDs de platina com resistência de 100 Ω à 0°C são chamados de PT-100. A curva de resistência *versus* temperatura ($R \times T$) para um PT-100 é mostrada na Figura 10.

Figura 10 – Curva R x T do RTD de platina de 100Ω.



Fonte: (NATIONAL INSTRUMENTS, 2016)

A função resposta é, por intervalos e em boa aproximação, linear.

Para pequenas variações de temperatura, a relação R x T nos sensores RTDs pode ser dada pela Equação (4), de forma simplificada (FERREIRA, 2008).

$$R(T) = R_0 \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \quad (4)$$

Onde R(T) é a resistência numa temperatura qualquer, R_0 , a resistência à temperatura 0°C, α , o coeficiente de temperatura do metal e ΔT , a variação de temperatura.

2.7.3. Sensoriamento Multiponto

Sensores multipontos de temperatura (SMpT) são um conjunto de transdutores que medem mais de uma temperatura simultaneamente, utilizando para tanto um único ponto de acesso a um dado volume ou porção de uma planta ou instalação. Tal definição não serve para um sensor de temperatura com dois transdutores que medem o mesmo ponto, o que resulta numa espécie de redundância de medição

(ABB, 2014). Normalmente os SMpT são montados em vasos e reatores, mais do que em dutos, apesar de exceções encontradas em certas situações de chão de fábrica e plantas industriais específicas.

O design e as dimensões de um SMpT variam em função da aplicação e do serviço requerido, da geometria e posição dos sensores, tamanho e forma do vaso, propensão à corrosão, abrasão e erosão, ambientes em alta pressão e temperatura (RILEY E SCHROCK, 2017). Sensores multipontos de temperatura são soluções de engenharia que dependem da qualidade do projeto, da acurácia e da precisão dos sensores de temperatura (termopar ou RTD) escolhidos na sua construção.

A maioria dos sensores multipontos usa como elementos sensíveis termopares. Esses sensores têm a vantagem de serem fisicamente flexíveis, com resposta em temperatura ampla, além de serem robustos e de pequena massa.

Quando o objetivo é precisão nas medidas é recomendado o uso de RTD's como elemento sensor, por exemplo PT-100. Estes dispositivos apresentam como vantagem maior precisão na medição, quando a faixa de temperatura medida é pequena, além de muito boa repetibilidade em regime de ciclagem em temperatura. Apesar de menos robustos que os termopares, os termoresistores podem ser acomodados em poços de medição, ou revestidos em bainha metálica, de maneira a compensar suas características mecânicas mais frágeis.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo serão apresentados a linha de parafinação utilizada como bancada de testes, o SMpT e o sistema de medidas das temperaturas, a calibração dos elementos sensores do SMpT e os testes realizados, em campo, na linha de parafinação da unidade do Núcleo Experimental de Taquipe.

3.1. SENSOR E SISTEMA DE MEDIDA DE TEMPERATURA

3.1.1. Sensor PT-100

Para a medição da temperatura foi utilizada um RTD. O termoresistor utilizado é do tipo PT-100, na Figura 11 podem ser vistos os PT-100 utilizados na montagem do SMpT proposto.

Como o espaço onde as medidas serão realizadas, é relativamente pequeno, os sensores devem ter pequenas dimensões, sua massa também precisa ser pequena de forma a não interferir no perfil de velocidade no interior do duto e assegurar boa velocidade de resposta ao degrau de temperatura.

Figura 11 – Sensores de temperatura do tipo PT-100 utilizados na montagem do sistema de aquisição multipontos de temperatura.

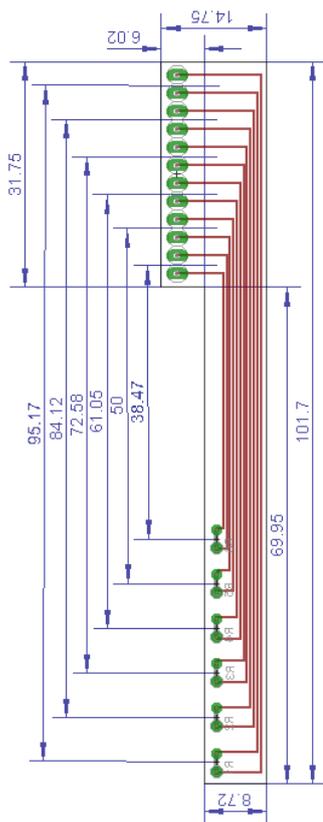


3.1.2. Sensor Multipontos de Temperatura (SMpT)

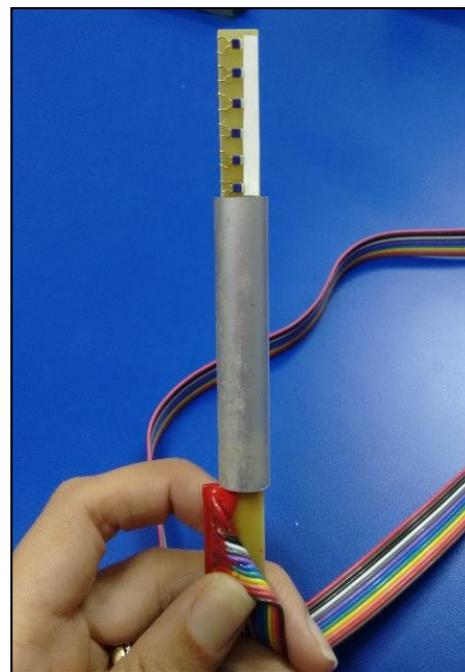
Os sensores de temperatura foram montados em uma placa de circuito impresso, em fibra de vidro, formando um arranjo multipontos de medida. Foram utilizados 6 sensores do tipo PT-100, independentes, espaçados de 5 mm. A Figura 12 apresenta o *layout* do circuito impresso do SMpT (valores em milímetros) e uma fotografia do arranjo montado na placa. O circuito impresso foi especialmente desenhado para acondicionar os PT-100 para esta aplicação

A escolha por este tipo de suporte reside em duas características principais: (i) a rigidez mecânica do material (matriz de fibra de vidro em resina epóxi), que confere resistência adequada e assegura a não deformação mecânica do arranjo e (ii) a baixa condutividade térmica do material da placa que determina a independência termostática dos pontos de medição. Para manter a rigidez mecânica e possibilitar a extração dos sinais elétricos o SMpT foi montado no interior de um tubo de alumínio.

Figura 12 – (A) *Layout* do circuito impresso do SMpT e (B) fotografia do arranjo montado na placa.



(A)

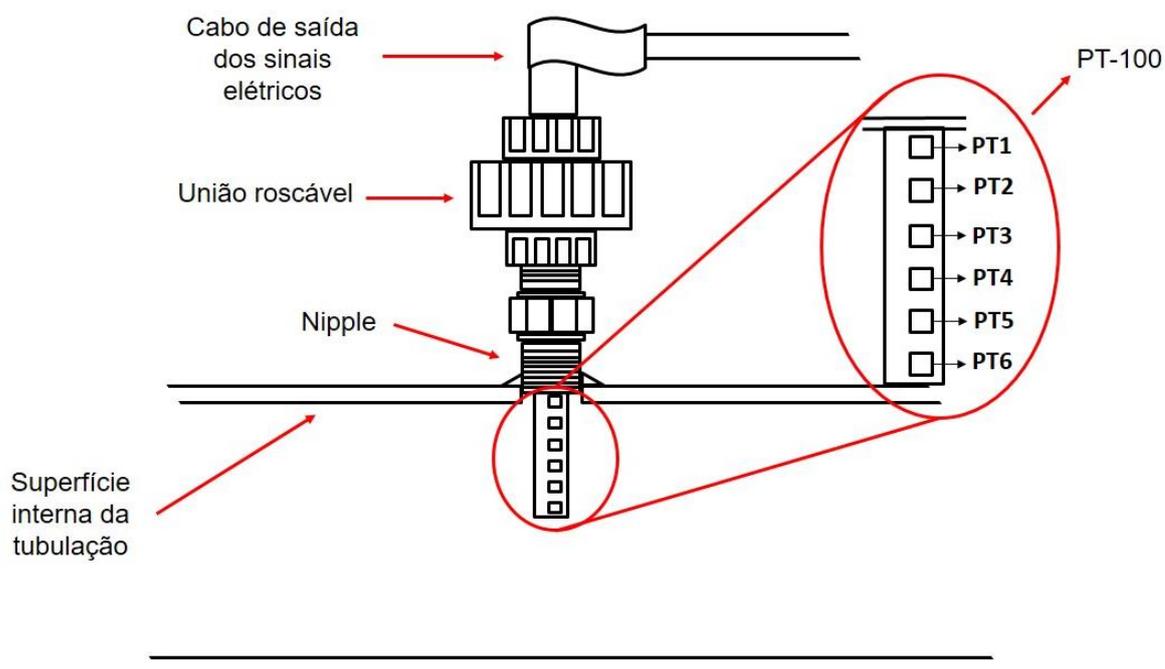


(B)

O SMpT foi instalado no duto de transporte de óleo de 2^{7/8}" através de um *Nipple* de 1/2", soldado à tubulação, ficando imerso no fluido a ser caracterizado, desta forma a parte sensitiva dos termoresistores foi mantida em contato direto com o fluido que circula no circuito fechado de parafinação, permitindo a medição do gradiente radial de temperatura. Para proteger os contatos entre o corpo de fibra do sensor e o cabo de saída dos sinais elétricos, além de facilitar o encaixe com a tubulação (*nipple* soldado ao duto), foi utilizado uma união roscável de 1/2".

O modo com que o SMpT foi posicionado dentro da tubulação é ilustrado na Figura 13. Nesta figura os termoresistores estão em destaque no círculo vermelho, onde fica evidente que o PT-100(1) foi posicionado próximo à parede da tubulação, enquanto que o PT-100(6) foi posicionado no centro da tubulação.

Figura 13 – Esquema do SMpT inserido na tubulação.



3.1.3. Sistema de aquisição de sinais

A leitura dos sinais do SMpT é realizada por módulos Modbus com entradas analógicas universais configuráveis, modelo DigiRail-2A, fabricados pela Novus®,

Figura 14. A leitura e a configuração das entradas são feitas por uma interface serial i485, utilizando protocolo de comunicação Modbus RTU.

Figura 14 – Módulo Modbus de entradas analógicas universais utilizado.



De acordo com o manual de instruções do módulo Modbus (NOVUS, 2016), as entradas são isoladas eletricamente da interface serial e da alimentação do módulo.

O módulo admite quatro tipos de sinais de entrada: tensão analógica contínua (mV ou V), corrente analógica contínua (mA), termopar e PT-100, esta última foi selecionada para a aplicação proposta neste trabalho de investigação.

Como o arranjo de medidas foi projetado para utilizar seis sensores do tipo PT-100, foram necessários 3 módulos, já que cada módulo comporta até dois sensores.

3.1.4. Módulo Conversor USB-i485

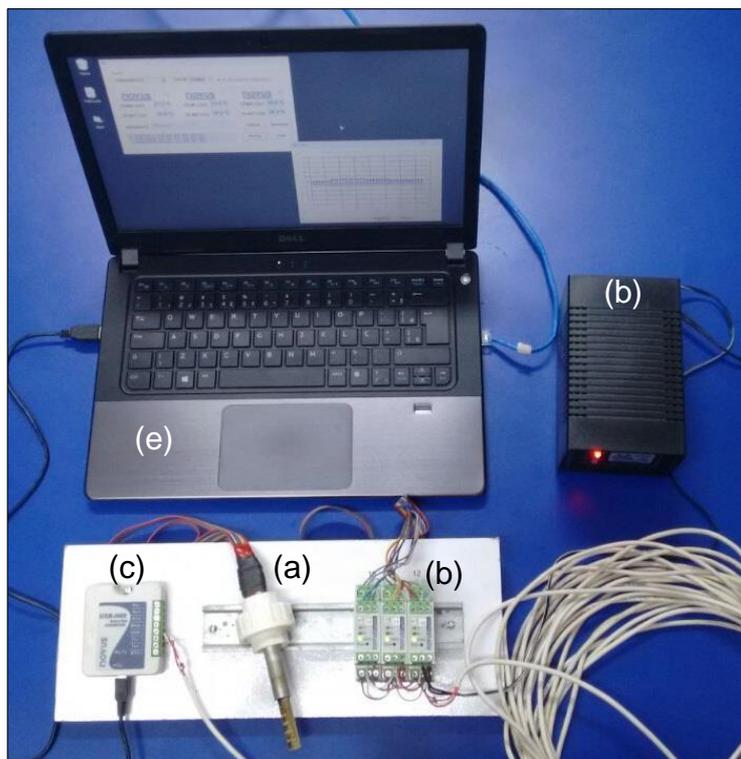
A interface entre os sinais de saída do Módulo Modbus e o computador de monitoramento e controle da linha de parafinação é feita por um conversor USB-i485, fabricado pela Novus®, Figura 15. Ao ligar o USB-i485 à porta USB do computador, esse módulo é automaticamente detectado e instalado como uma porta COM nativa, compatível com os aplicativos que permitem comunicação serial (NOVUS, 2016).

Figura 15 – Conversor utilizado.



A Figura 16 mostra o sistema de aquisição das medições multipontos de temperatura, composto por (a) SMpT, (b) três Módulos Modbus de entradas analógicas universais, (c) Módulo Conversor USB-i485, (d) fonte de alimentação 24 Vdc, além do (e) computador usado no desenvolvimento desse sistema de aquisição.

Figura 16 – Sistema de aquisição das temperaturas.

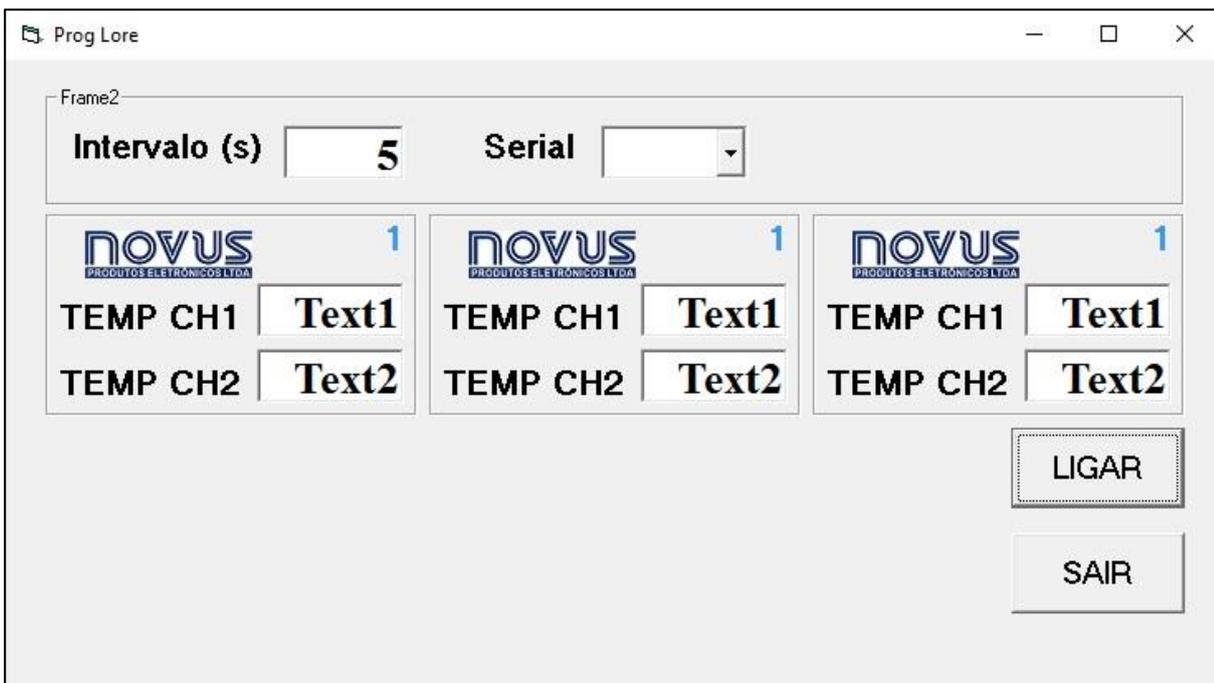


O programa para monitoramento do perfil de temperatura aferido pelo sensor multipontos foi desenvolvido na plataforma Microsoft Visual Basic, Figura 17. Ele se comunica com os módulos Modbus de medida de temperatura via porta USB.

A interface gráfica desenvolvida permite a configuração do intervalo entre as medidas e a configuração do fator de calibração dos sensores. A cada medida os pontos adquiridos são representados em um gráfico de temperatura em função do tempo. Este gráfico permite o monitoramento em tempo real do gradiente de temperatura da linha, bem como o acompanhamento da evolução térmica da amostra.

A ferramenta de *software* desenvolvida também permite que os valores medidos sejam salvos em um arquivo de texto de extensão csv para posterior análise em uma ferramenta de tratamento de dados. O intervalo de tempo entre as aquisições foi de 30 segundos.

Figura 17 – Imagem da interface do programa para aquisição e armazenamento dos dados de temperatura aferidos pelo SMpT.



3.2. CALIBRAÇÃO DOS ELEMENTOS SENSORES DO SMpT

Apesar dos sensores do tipo PT-100 possuírem curva característica bem comportada, contínua e bem documentada pelo fabricante, houve a necessidade de

calibrá-los para compensar eventual erro devido ao comprimento dos fios utilizados para conectá-los ao sistema de aquisição dos dados, além da dispersão das características elétricas desses termoresistores, próprias ao processo de fabricação. Para tal utilizou-se água aquecida às temperaturas de 90, 80, 70, 60 e 50°C, gelo fundente à 0°C e uma mistura de água, gelo e sal nas temperaturas -12 e -17,7°C.

As misturas tiveram suas temperaturas de referência aferidas por um termômetro digital modelo MT-455, da marca Minipa®, devidamente calibrado. As características do termômetro de referência são apresentadas a seguir, conforme manual de instruções do fabricante (MINIPA, 2008):

- Faixas de Medida: -200°C a 1372°C;
- Resolução: 0.1°C/1°C;
- Precisão: $\pm(0.1\%+1^\circ\text{C})$ para -60°C a 1372°C;
 $\pm(0.1\%+2^\circ\text{C})$ para -200°C a -60°C.

Para valores positivos de temperatura utilizou-se água aquecida. A água foi aquecida até ferver (100°C), em seguida foi deixada resfriar lentamente e então aferidas as temperaturas de 90, 80, 70, 60 e 50°C à medida que a temperatura ia diminuindo.

A temperatura de zero grau é importante para a calibração do PT-100, já que nessa temperatura sua resistência deve ser igual a 100 Ω . Para atingir a temperatura de zero grau utilizou-se gelo fundente.

Para valores negativos utilizou-se uma mistura contendo água, gelo e sal. Essa mistura foi feita em duas etapas, a primeira atingiu a temperatura de -12°C e a segunda, -17,7°C.

Ao inserir o primeiro protótipo de sensor multiponto na tubulação ficou constatado que ele precisava ser mais longo, para cobrir a distância requerida entre a superfície e o centro do duto. Sendo assim, um segundo modelo de sensor foi confeccionado, mantendo as características gerais do primeiro protótipo, porém com a distância maior entre o PT1 e o início do cabeamento. Para este novo sensor foi refeita a calibração para valores positivos de temperatura, já que os sensores termoresistivos utilizados apresentaram um comportamento linear no primeiro protótipo.

3.3. LINHA DE TESTES DE PARAFINAÇÃO DO NUEx-TAQUIPE

O *flow-loop* foi o aparato experimental escolhido como bancada de testes para o sensor multipontos de temperatura, pois simula as condições de um campo e é possível inserir o SMpT na tubulação para teste *in loco*. Essa abancada de testes foi projetada, desenvolvida e montada por meio de uma parceria entre a Petrobras e o Laboratório de Propriedades Óticas/UFBA para desenvolvimento de pesquisas relacionadas à parafinação/desparafinação de petróleo. A linha de parafinação foi instalada no Núcleo Experimental de Taquipe (NuEx-Taquipe) em São Sebastião do Passé – Bahia.

A linha de parafinação faz o fluido circular em dutos de produção, com 2^{1/2}" de diâmetro e 09 m de comprimento, a uma vazão controlada. O óleo que circula na linha é armazenado em dois tanques, um com capacidade de 600 L e outro, de 1020 L. A linha foi montada de forma que alterações em sua estrutura pudessem ser realizadas de acordo com a necessidade de cada teste.

Para a realização dos testes com o SMpT, foram conseguidos apenas 200 L de petróleo parafínico, assim a linha precisou ser alterada. Apenas dois trechos retos de tubo, 9 metros cada, foram usados e em vez dos tanques de armazenamento utilizou-se um tanque com volume de 55 galões. A Figura 18 apresenta a configuração original da linha do NuEx-Taquipe e a configuração usada nos testes depois das adaptações.

Figura 18 – (A) Linha de parafinação do NuEx-Taquipe e (B) configuração da linha adaptada para os testes com o SMpT.



Para conseguir a parafinação de forma controlada, um dos trechos da linha é resfriado, forçando a parafinação do óleo nesta seção. O trocador de calor é do tipo calha, com perfil trapezoidal, e um dos trechos retos da linha de testes passa pelo interior dessa estrutura. A calha armazena um volume de água de 770 L, sendo resfriada por um conjunto de serpentinas de cobre. A troca de calor é feita por intermédio dessa serpentina, por onde flui água gelada armazenada em um tanque, (tanque de água gelada) localizado na casa de máquinas. Ao percorrer a serpentina de cobre a água gelada resfria a água contida na calha, que por sua vez resfria a parede externa do tubo de teste e o fluido contido nessa tubulação. Essa estratégia de duplo trocador de calor foi adotada para facilitar a limpeza do sistema em caso de vazamento de óleo ou durante a troca do duto-amostra, além de facilitar o controle da temperatura. O sistema de gerenciamento da linha permite o controle da temperatura de parafinação do duto que serve de amostra, possibilitando criar diferentes condições de parafinação. Os sistemas de controle possibilitam a reprodução dos perfis de parafinação de interesse. A Figura 19 mostra o trocador de calor tipo calha, as serpentinas e a tubulação.

Figura 19 – Destaque do trocador de calor do tipo calha onde pode ser visto as serpentinas e a tubulação.



O óleo é bombeado através da linha por uma bomba (BL) com potência de 2 CV modelo CAM-W21, fabricada pela Dancor, especificada com base nos seguintes dados:

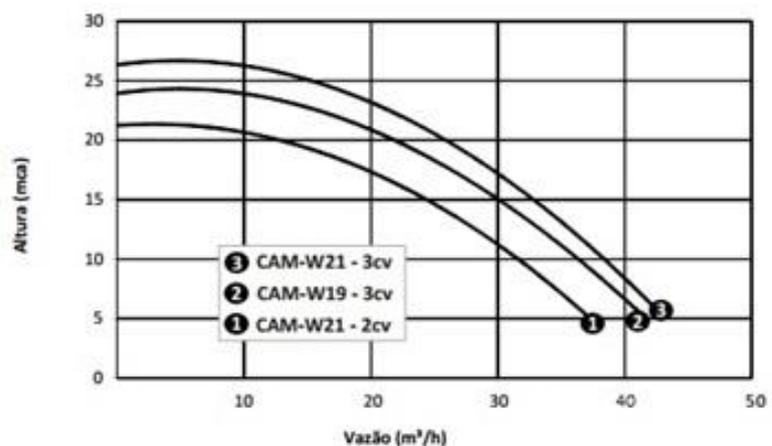
- Capacidade de produção do poço simulado de 70 barris por dia;
- Diâmetro do duto de produção e transporte de 2^{1/2}".
- Comprimento total da linha de 70 m;
- Tipo de líquido que pode circular na linha de produção: água, petróleo ou sistema bifásico encontrado na maioria dos poços de produção.

A Figura 20 apresenta a bomba utilizada no projeto e a curva de vazão da bomba.

Figura 20 – (A) bomba de 2 CV de potência utilizado para fazer com que o fluido circule na linha e (B) curva *Head* x vazão da bomba.



(A)



(B)

Fonte: DANCOR (2016)

O monitoramento da temperatura da linha é feito por 08 sensores do tipo PT-100 instalados em pontos específicos ao longo do sistema:

- 01 no ponto de entrada do fluido na calha;
- 04 no interior da calha (T1 – T2 – T3 – T4);
- 01 no ponto de saída do fluido da calha (TL);
- 01 no tanque de armazenamento de fluido (TT);
- 01 no tanque de água gelada.

Para que o óleo possa escoar na linha e parafine apenas no local desejado foram instaladas duas resistências capazes de ceder energia para o fluido em circulação. A

primeira resistência está localizada após a calha de resfriamento, assim o óleo poderá ter sua temperatura elevada para que não parafine ao longo da tubulação enquanto retorna ao tanque, a potência desta resistência é de 9000 W. A segunda resistência, com potência de 3000 W, é do tipo cinta de aquecimento e foi instalada entorno do tanque de armazenamento de óleo. A Figura 21 mostra a localização da resistência da linha e da resistência do tipo cinta do tanque de armazenamento de fluido.

Figura 21 – Resistência da linha (circundada de vermelho) e resistência tipo cinta (seta vermelha).



A vazão da linha é controlada pela variação da velocidade da bomba, através da ação de um inversor de frequência. O monitoramento da vazão é feito por um medidor do tipo placa de orifício. O medidor de vazão, que pode ser visto na Figura 22, foi instalado na primeira seção reta, logo após a saída da bomba, e possui um orifício de 50 mm de diâmetro.

Figura 22 – Medidor de vazão do tipo placa de orifício instalado na linha com 50 mm de diâmetro.



Os equipamentos necessários para o resfriamento da água que circula na calha foram instalados em uma casa de máquinas. Além do quadro de comando elétrico, esta instalação abriga:

- 02 bombas centrífugas para recirculação de água gelada entre o tanque de água gelada e as serpentinas no interior da calha;
- 02 unidades condensadoras (UC1 e UC2) para alimentação das serpentinas de refrigeração do tanque de água gelada;
- 01 tanque de água gelada (TAG) em polivinil, isolado em espuma elastomérica com espessura de 32 mm dotado de 2 serpentinas helicoidais.

Os equipamentos instalados na casa de máquinas podem ser vistos na Figura 23.

Figura 23 – Casa de máquinas da linha de parafinação controlada em operação no Nuex-Taquipe-BA.



Um sistema de aquisição de dados e controle foi desenvolvido de forma que a linha pode ser controlada e monitorada permitindo que os dados obtidos sejam armazenados em um computador. A Figura 24 apresenta a imagem da tela do supervisor da linha de parafinação. Por questões de segurança, a planta também pode ser controlada manualmente, através do quadro elétrico instalado na casa de máquinas, mostrado na Figura 23. No quadro é possível ligar e desligar as bombas da linha e das serpentinas, além das unidades condensadoras e resistências. A Figura 25 apresenta o diagrama da linha de parafinação, os elementos que a compõem e o ponto onde o SMpT foi alocado.

Figura 24 – Imagem da tela do supervisor.

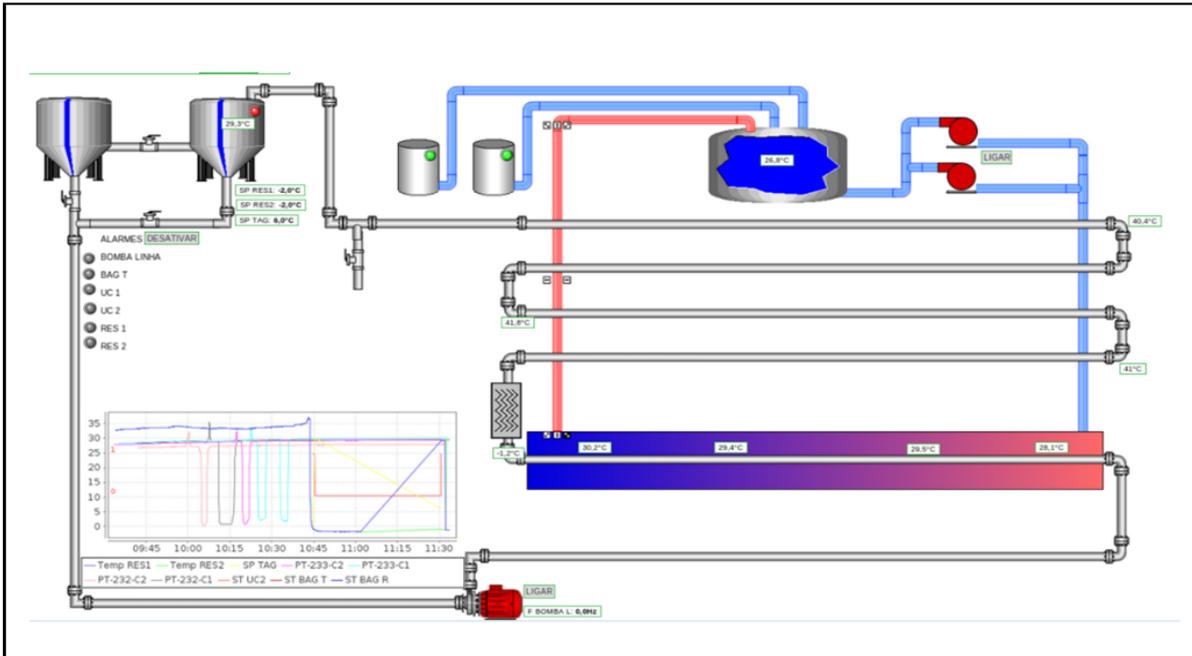
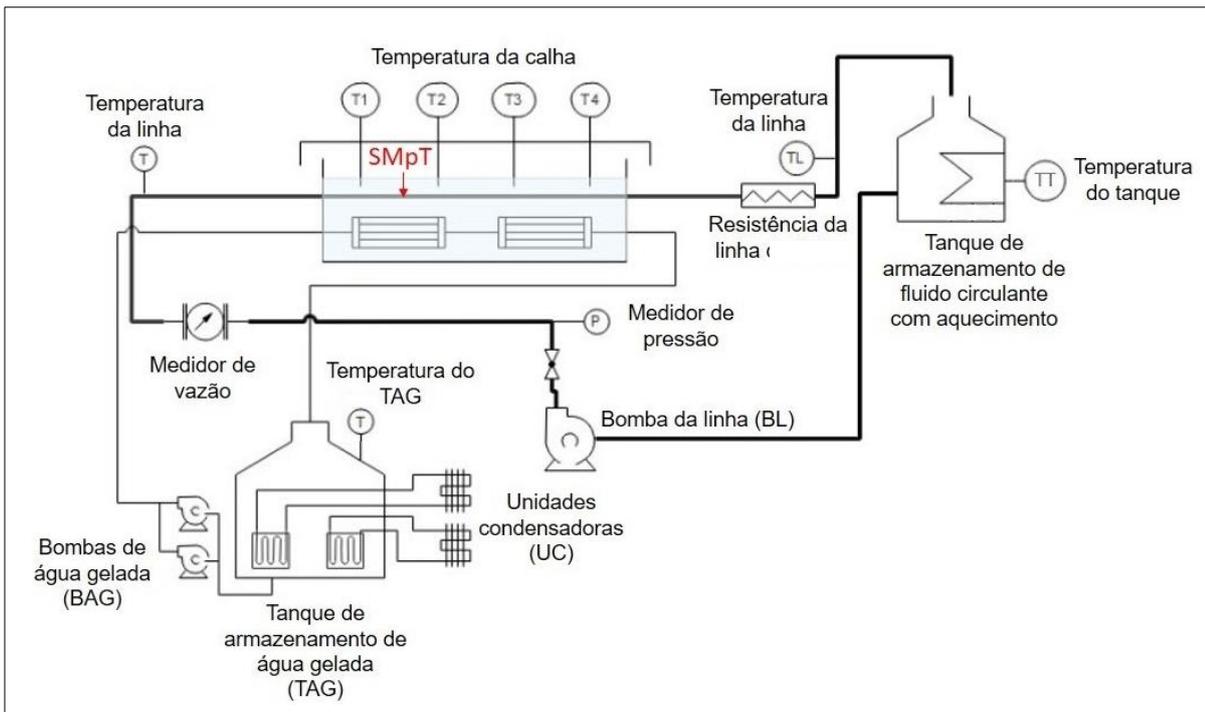


Figura 25 – Diagrama do aparato *flow-loop* utilizado para a realização dos testes e a localização dos elementos.



3.3.1. Testes de validação da linha de parafinação completa

Parte importante deste trabalho de pesquisa, a linha de parafinação de Taquipe precisou ser caracterizada e testada antes de servir de bancada de teste para a validação do SMpT proposto nesta dissertação. Os testes preliminares da linha de parafinação foram divididos em duas etapas, na primeira etapa foram testados o sistema de circulação da linha, o sistema de resfriamento e o sistema de aquecimento. Na segunda etapa foi testado o sistema de troca térmica e verificou-se a capacidade de isolamento do tanque de água gelada.

3.3.1.1. Primeira etapa de testes

Os testes iniciais começaram com o acionamento das unidades condensadoras para resfriar a água presente no tanque de água gelada. O *setpoint* escolhido para o teste foi de 6°C. Durante a realização destes testes as bombas para circulação de água gelada (BAG) permaneceram ligadas, no entanto, a calha de troca térmica foi mantida vazia.

Enquanto a água no TAG era resfriada, as serpentinas da linha receberam circulação de água. A bomba da linha (BL) foi ligada e o inversor de frequência da bomba ajustado para uma frequência de 20Hz, a diferença de pressão na placa de orifício foi monitorada afim de determinar a vazão do sistema. As resistências de aquecimento do tanque de armazenamento e da linha foram ligadas com o *setpoint* de 40°C. Este *setpoint* de temperatura foi escolhido a fim de garantir que, quando utilizado petróleo ou alguma mistura contendo parafina, essa temperatura fosse suficiente para fazer com que o fluido circule na linha sem parafinar em local indesejado, garantindo desta forma, que o óleo parafine apenas nas seções de duto dentro da calha.

3.3.1.2. Segunda etapa de testes

Inicialmente as UC's foram ligadas para que o *setpoint* de 6°C fosse reestabelecido, neste momento em particular a BAG foi mantida desligada. A calha de troca térmica foi preenchida com água, num total de 770 L. Uma vez estabelecido o

setpoint de temperatura no TAG, a BAG foi acionada possibilitando a circulação de água gelada nas serpentinas da calha.

A linha que já estava com água em circulação, foi mantida com a mesma vazão do teste anterior e teve suas resistências ligadas. Isto permitiu a troca térmica entre o fluido da linha e a água resfriada do interior da calha, algum tempo depois, a linha passou por um reaquecimento por conta da ação das resistências.

3.4. TESTES REALIZADOS NA LINHA DE PARAFINAÇÃO COM O SMpT

Os testes com o SMpT inserido na linha de parafinação de Taquipe foram realizados em quatro dias e com dois fluidos diferentes. No primeiro dia foi utilizado água como fluido circulante, no segundo dia utilizou-se água na primeira etapa de testes e petróleo na segunda etapa e nos últimos dois dias utilizou-se apenas petróleo.

Durante todo o período de testes o SMpT permaneceu ligado monitorando o gradiente de temperatura entre a superfície e o centro da tubulação, por onde o fluido escoava.

3.4.1. Primeiro dia de testes na linha de parafinação

Os testes realizados no primeiro dia utilizaram com água como fluido circulante e teve início com a inserção do SMpT no local de medição. Em seguida, a BL foi ligada com o inversor ajustado em 20Hz.

As UC's foram acionadas para resfriar a água contida no TAG. O *setpoint* escolhido para o teste foi de 6°C. Nesse momento a BAG, estava desligada. A calha foi preenchida com água até um volume de 770L.

As resistências da linha e do tanque foram ligadas, com *setpoint* de 45°C. Quando a temperatura do TAG atingiu o *setpoint*, a água do TAG foi posta em circulação através das serpentinas da calha, resfriando a água contida na calha e, conseqüentemente, a tubulação que estava imersa na água contida na calha.

3.4.2. Segundo dia de testes na linha de parafinação

O segundo dia de testes começou às 9h 50min e terminou às 17h 40min e foi dividido em duas partes: na primeira etapa foi utilizado água, como fluido circulante, na segunda, o fluido circulante foi petróleo.

Etapa I

O procedimento inicial foi ligar as resistências da linha e do tanque e em seguida foi posto água para circular na linha. O acionamento das UC's 1 e 2 foi feito, para resfriar a água contida no TAG, para tal foi ajustado um *setpoint* de 6°C.

A calha foi mantida vazia, o que determinou a não circulação da água do TAG pelas serpentinas. Como posteriormente seria feito o teste com petróleo, resfriar a calha na etapa inicial dos testes poderia fazer com que a tubulação do interior da calha resfriasse e o petróleo parafinasse no momento errado.

Etapa II

A etapa II foi iniciada às 13h 00min com a transferência de 200 L de petróleo para o tanque com a cinta de aquecimento ajustada para o *setpoint* de 45°C. A calha foi preenchida com água, porém a água gelada não circulava ainda pelas serpentinas.

O óleo foi posto para circular na linha quando a temperatura da resistência do tanque atingiu o *setpoint*. Nesse momento a resistência da linha foi acionada. Às 15h 25min, a BAG foi ligada.

O sistema foi desligado às 17h 40min, quando foi percebido a interrupção do fluxo de óleo pelo entupimento da linha. A calha foi drenada e a seção de testes foi desmontada para confirmação visual da deposição de parafina.

3.4.3. Terceiro dia de testes na linha de parafinação

O terceiro dia de testes foi iniciado com a desparafinação de toda a linha, para isso as resistências do tanque e da linha foram ligadas, além da BL. Esse procedimento começou às 09h 00min e se estendeu até as 10h 30min

O teste de interesse teve início às 10h 40min com o acionamento da BL. As resistências permaneceram ligadas, com um *setpoint* de 40 °C, acima do ponto de fluidez da amostra de óleo utilizada. Às 11h 46min a calha começou a ser enchida com água, esta operação foi finalizada às 12h 10min. A BAG foi ligada às 14h 04min e durante o teste foi desligada e religada algumas vezes, para que a temperatura do fluido em circulação fosse reduzida gradativamente. O *setpoint* para a temperatura das resistências foi alterado para 35°C, um pouco abaixo do ponto de fluidez do óleo, às 16h 00min com o objetivo de acelerar o processo de deposição. As resistências foram desligadas às 16h 54min e o teste foi finalizado às 17h 00min, quando todo o sistema foi desligado.

3.4.4. Quarto dia de testes na linha de parafinação

O quarto, e último, dia de testes foi uma réplica do teste do dia anterior (subitem 3.4.3). No início do dia foi feita a desparafinação da linha pelo aquecimento do óleo do tanque, apesar da mesma não ter sido completamente obstruída pelo teste na véspera. Foram aplicados pulsos de pressão com ajuda da BL para que o fluido voltasse a circular. Os pulsos foram realizados aumentando a frequência do inversor da BL e logo em seguida, reduzindo-a.

As resistências do tanque e da linha foram acionadas às 09h 45min e a BL foi ligada às 10h 20min. O procedimento de desparafinação teve fim às 10h 30min.

Após a desparafinação, a BL e as resistências permaneceram ligadas e às 12h 10min a calha foi preenchida com água. A BAG foi ligada às 12h 55min e, como ocorreu no dia anterior, foi desligada e religada algumas vezes durante o teste, para que o resfriamento da tubulação e, conseqüentemente, do óleo em circulação na linha, ocorresse de forma gradativa.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados dos testes de calibração dos PT-100 do SMpT e a validação em campo realizados, tanto das dependências do Laboratório de Propriedades Óticas (LaPO), Instituto de Física da UFBA, quanto na planta de parafinação do NuEx-Taquipe e as análises dos mesmos.

4.1. CALIBRAÇÃO DO SMpT

Após aferidas as temperaturas, as medidas foram analisadas na plataforma Excel, para que o ajuste dos pontos experimentais pudesse ser feito. A equação de ajuste linear utilizada foi do tipo $y = a.x + b$, onde y é a temperatura (°C) de referência do termômetro, a é o coeficiente angular, x é a temperatura a ser calibrada (PT-100) e b é o coeficiente linear (°C).

Na Figura 26 estão as curvas de calibração para os termoresistores presentes na primeira versão do sensor multipontos e na Tabela 4 encontram-se os valores dos coeficientes angulares e lineares obtidos para cada PT-100, os erros dos coeficientes e o coeficiente de determinação (R^2).

Figura 26 – Curvas de calibração dos PT-100 da primeira versão do SMpT.

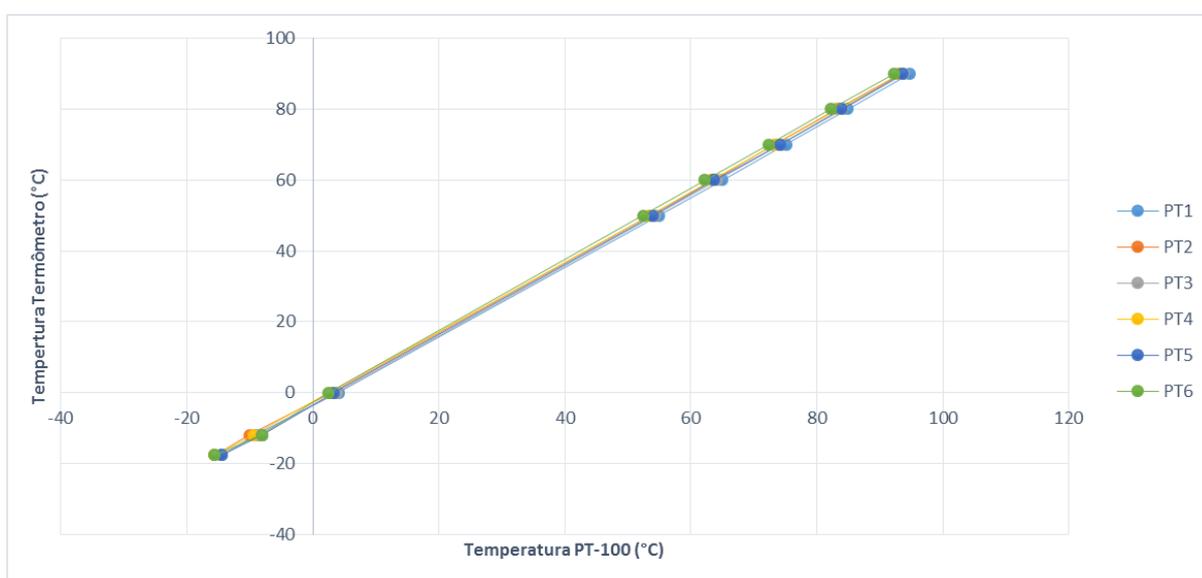


Tabela 4 – Calibração da primeira versão do SMpT: coeficientes angulares (a) e lineares (b), erros dos coeficientes (δ) e coeficiente de determinação (R^2).

Sensor	a	δa	b (°C)	δb	R^2
1	0,9829	0,0037	-3,62	0,22	0,9999
2	0,9889	0,0035	-2,47	0,21	0,9999
3	0,9926	0,0025	-3,54	0,15	1,0000
4	0,9885	0,0019	-2,55	0,11	1,0000
5	0,9965	0,0031	-3,57	0,18	0,9999
6	1,0065	0,0050	-2,76	0,29	0,9999

Percebe-se na Figura 26 que as curvas dos termoresistores da primeira versão do SMpT apresentam um comportamento, aproximadamente, linear, bem comportadas e contínuas. Baseando-se nessas características, para a versão final do SMpT, foi feita uma nova calibração e as curvas dos dados obtidos estão apresentadas na Figura 27, a linha tracejada corresponde ao ajuste linear ideal. Na Tabela 5 encontram-se os valores dos coeficientes angulares e lineares, os erros dos coeficientes e o coeficiente de determinação (R^2) obtidos para cada PT-100.

Figura 27 – Curvas de calibração dos PT-100 da segunda versão do SMpT e ajuste linear ideal (curva tracejada).

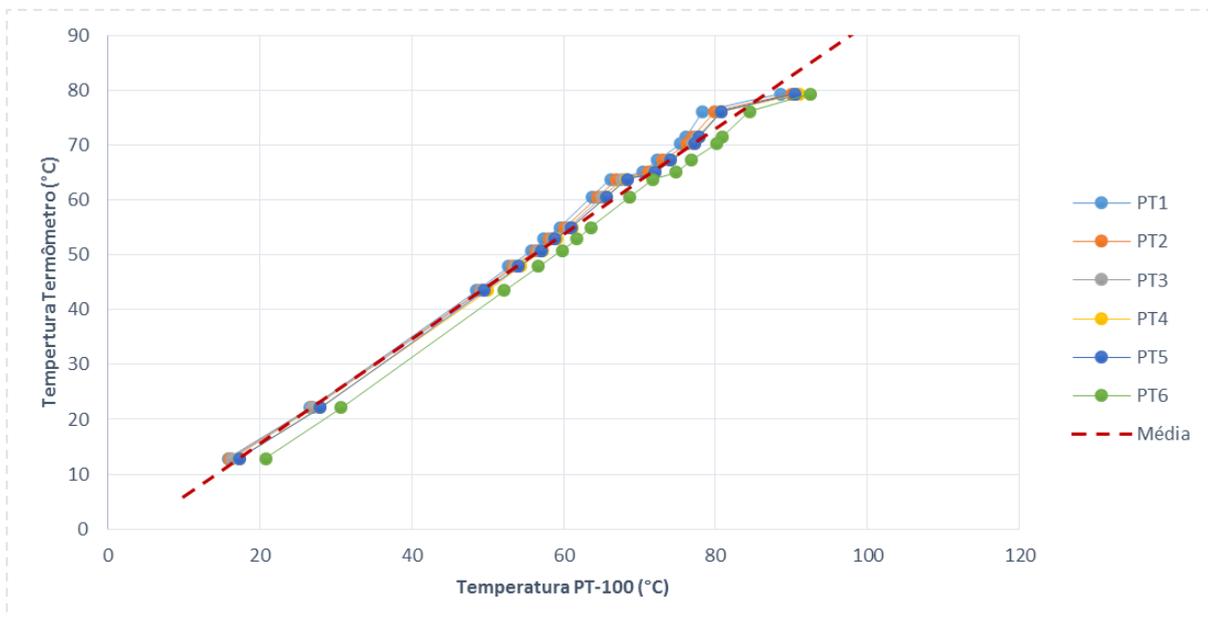
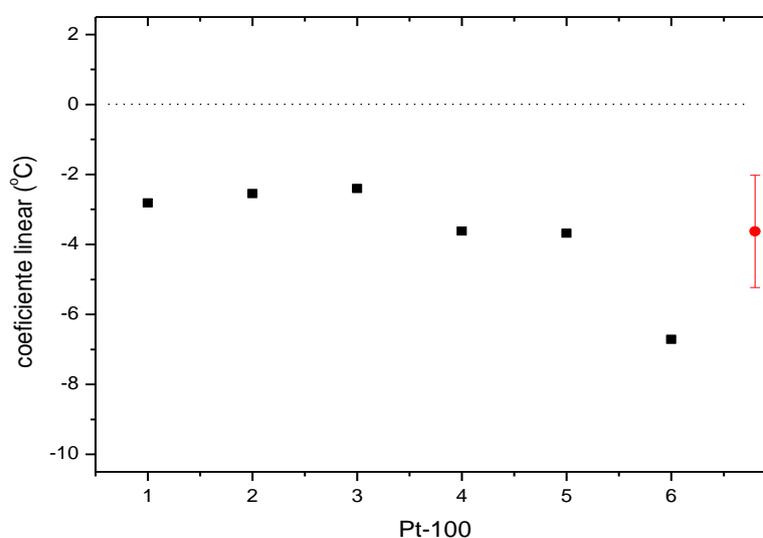


Tabela 5 – Calibração da segunda versão do SMpT: coeficientes angulares (a) e lineares (b), erros dos coeficientes (δ) e coeficiente de determinação (R^2).

Sensor	a	δa	b (°C)	δb	R^2
1	0,971	0,022	-2,81	1,39	0,9933
2	0,954	0,021	-2,55	1,38	0,9935
3	0,943	0,021	-2,40	1,35	0,9937
4	0,956	0,021	-3,62	1,38	0,9936
5	0,958	0,019	-3,68	1,25	0,9948
6	0,963	0,015	-6,714	1,01	0,9969

Percebe-se pela Tabela 5 que o coeficiente linear possui um desvio sistemático negativo para a faixa de temperatura utilizada na calibração. O desvio negativo pode chegar a 6% abaixo de zero grau, sendo seu valor médio ($-3,6 \pm 1,6$ °C). A Figura 28 mostra a curva formada pelos valores de coeficiente linear dos 6 PT-100 e o valor médio do desvio sistemático negativo (em vermelho).

Figura 28 – Curva formada pelos valores de coeficiente linear dos 6 PT-100 e o valor médio do desvio sistemático negativo.



O valores da calibração foram corrigidos no software desenvolvido para a aquisição dos dados do SMpT, ou seja, as temperatura apresentadas pelo programa foram previamente corrigidas.

4.2. TESTES DE VALIDAÇÃO DA LINHA DE PARAFINAÇÃO COMPLETA

4.2.1. Condições de temperatura durante os testes

O Núcleo Experimental de Taquipe, onde a bancada de teste do experimento foi montado, localiza-se no município de São Sebastião do Passé à 73 km de Salvador, na Bahia.

Os testes de validação da linha foram realizados em duas etapas, a primeira ocorreu no dia 11 e a segunda no dia 12 de junho de 2015 e as temperaturas máxima e mínima diárias são apresentadas na Tabela 6.

Tabela 6 – Temperaturas máxima e mínima por dia da etapa de validação da linha do NuEx - Taquipe.

	Temperatura máxima	Temperatura mínima
Etapa I	28°C	22°C
Etapa II	28°C	25°C

Fonte: Dados de The Wheather Channel (<https://weather.com/pt-BR>)

Os testes com o sensor alocado na linha foram realizados em 4 dias do mês de julho de 2016 e as condições de temperatura referentes a cada dia são apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Temperaturas máxima e mínima por dia dos testes com sensor alocado na linha.

	Temperatura máxima	Temperatura mínima
Dia 1 - 16/07/2017	27°C	21°C
Dia 2 - 18/07/2017	28°C	20°C
Dia 3 - 19/07/2017	27°C	25°C
Dia 4 - 25/07/2017	27°C	22°C

Fonte: Dados de The Weather Channel (<https://weather.com/pt-BR>)

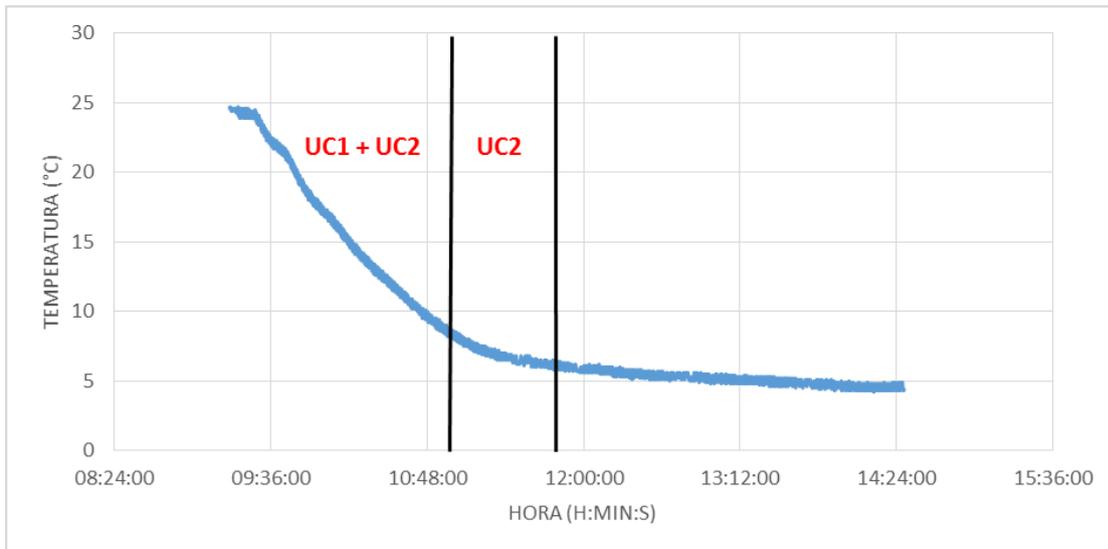
4.2.2. Primeira etapa de testes

Os testes foram iniciados com o acionamento das UC's para um *setpoint* de teste de 6°C. A Figura 29 ilustra os dois regimes explicitados a seguir:

1. Inicialmente as UC's estavam ligadas e a temperatura inicial da água no tanque era 24°C, após aproximadamente 80 minutos de resfriamento a temperatura atingiu 8°C. Nesse momento a UC1 foi desligada e apenas a UC2 foi mantida em operação.
2. Num segundo momento, com apenas a UC2 em operação, a temperatura foi diminuída até 6°C (*setpoint*), só então a UC2 foi desligada.

Após o desligamento da segunda unidade a temperatura do tanque continuou caindo, porém de forma suave, até aproximadamente 5°C, momento em que ocorre a uniformização da temperatura da água do TAG.

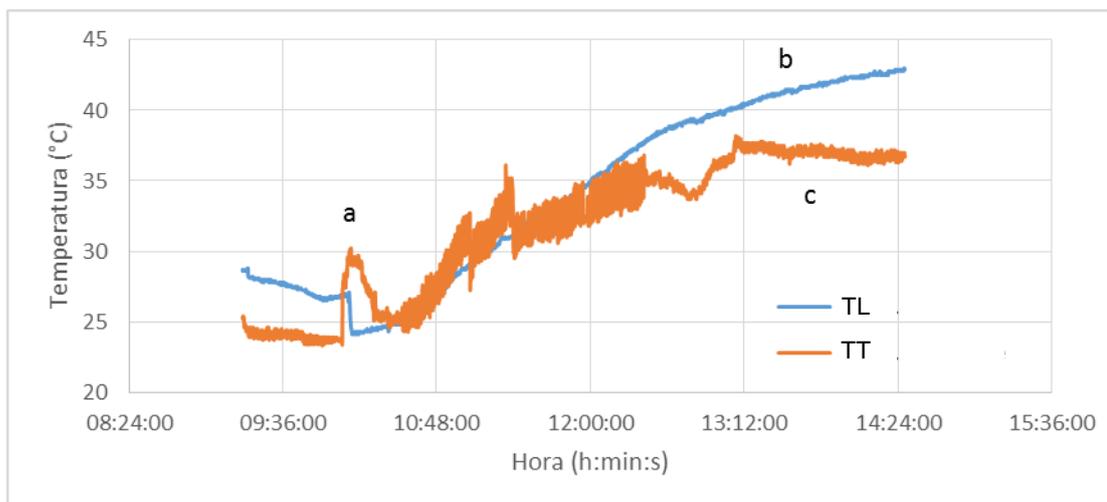
Figura 29 – Curva de temperaturas do TAG. No primeiro trecho, as duas unidades estão em operação. A 8°C UC1 é desligada e UC2 é mantida em operação até setpoint de 6°C.



Às 10 horas a bomba da linha foi ligada com o inversor operando na frequência de 20 Hz. Sob estas condições o sensor de vazão, baseado em placa de orifício, mediu uma diferença de pressão de 0,25 psi que define uma vazão de 9,18 m³/h. Nesse momento é evidenciado um súbito aumento na temperatura do tanque (a), como apresentado na Figura 30.

As resistências do tanque e da linha foram acionadas para aquecer a água depois de 30 minutos de circulação. Na Figura 30 pode-se ver o comportamento da temperatura da linha (TL) e da temperatura no tanque de armazenamento (TT) onde se encontram as resistências. O *setpoint* de teste foi 40°C. A resistência que fica localizada logo depois da calha manteve um aumento progressivo da temperatura, chegando a aproximadamente 43°C (b). Sob a ação da resistência instalada no tanque, a água ali armazenada chegou a 37°C (c), mantendo-se neste patamar até o final da medição.

Figura 30 –Curvas de temperaturas das resistências elétricas da linha e do tanque: (a) BL ligada, (b) aumento progressivo de TL e (c) aumento de TT.

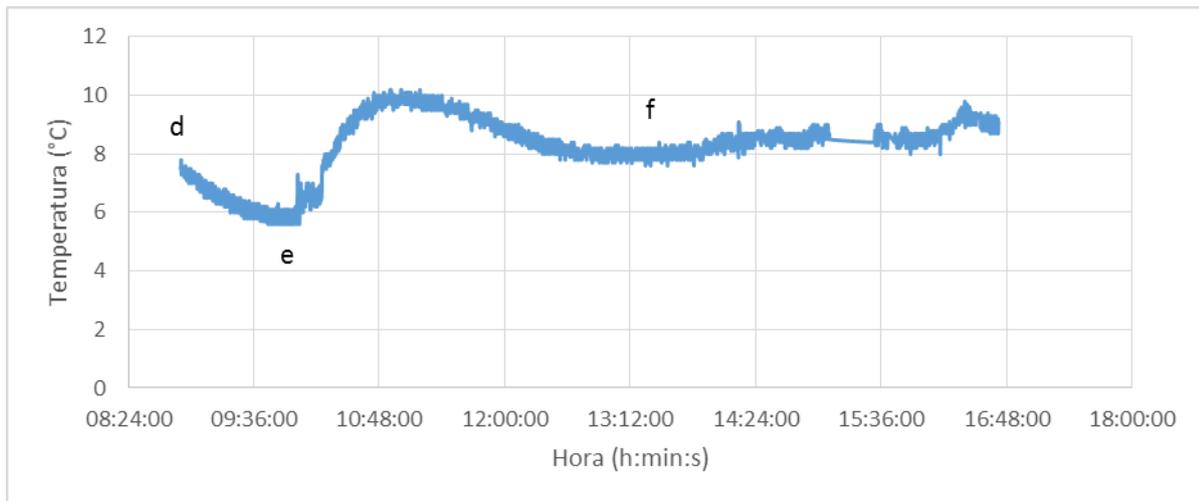


4.2.3. Segunda etapa de testes

A segunda etapa de testes foi iniciada com a observação da capacidade térmica do TAG. Na primeira etapa de testes, a temperatura da água contida neste tanque, ao final dos testes, era de 5°C. Na Figura 31 pode-se observar que, no início da segunda etapa de testes, a temperatura da água era de 8°C (d). Ou seja, decorridas 17 horas entre os testes, a temperatura do TAG aumentou apenas 3°C, mostrando que este tanque tem uma boa capacidade de isolamento térmico. No momento em que as UC's foram religadas a temperatura diminuiu atingindo o *set point* de 6°C (e).

Às 10h 14min a BAG foi ligada, isso causou um aumento da temperatura dentro do tanque. Inicialmente em 5°C, este tanque estabilizou em 8°C (f) quando foi mantido em pleno funcionamento da planta de parafinação.

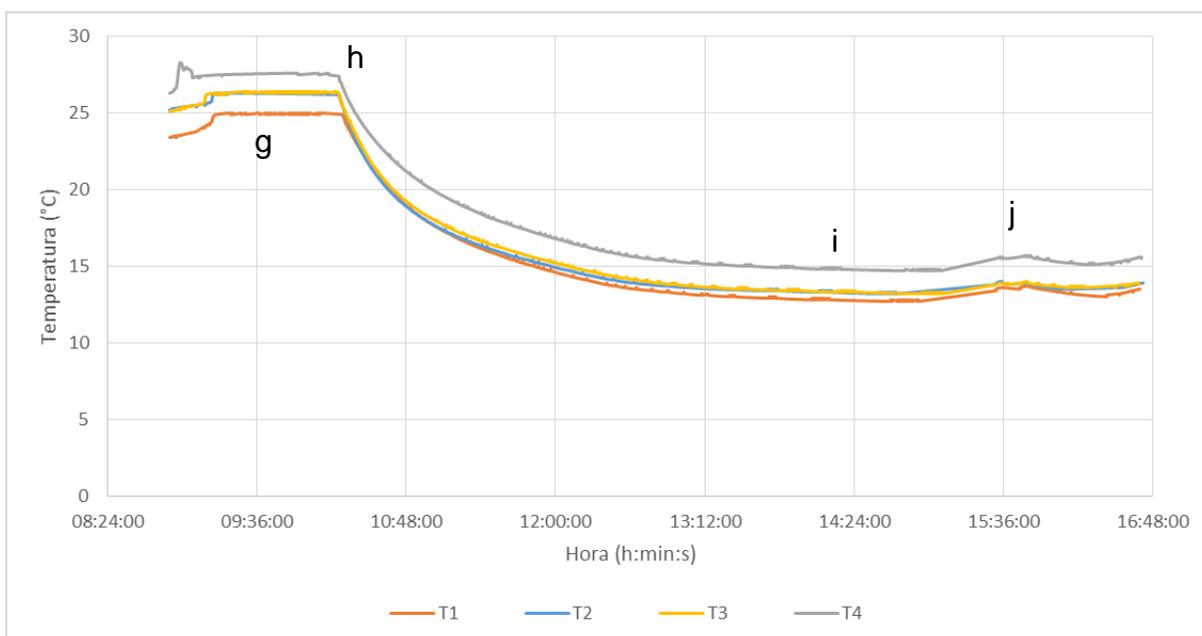
Figura 31 – Curvas de temperaturas do TAG: (d) após decorridos 17 horas da primeira etapa, (e) após religamento das UC's e (f) estabilização após pleno funcionamento da planta de parafinação.



Na calha foram instalados quatro sensores que estão imersos na água nela contida. Esses sensores monitoram a temperatura da troca térmica entre a linha, por onde circula o fluido aquecido, e a água que é resfriada pelas serpentinas de cobre. O sensor T1 está localizado na entrada da calha, seguido do sensor T2 e T3 e o sensor T4 está localizado na saída da calha.

A Figura 32 mostra o comportamento da temperatura em cada sensor da calha durante a segunda etapa de testes. Pode-se perceber que as temperaturas estavam estabilizadas (g) até o momento em que a BAG foi ligada (h), às 10h 14min. Com a circulação de água gelada, a temperatura da água, que estava dentro da calha, cai (i), o sensor T1 afere uma temperatura de 12,5°C, os sensores T2 e T3 aferem 13°C e o sensor T4, 15°C. Às 14h 45min as resistências são acionadas e ocorre a troca de calor entre o fluido aquecido que está circulando na tubulação e a água resfriada da calha, aumentando a temperatura da água da calha (j). O sensor T1 passa a aferir a 13,5°C, os sensores T2 e T3 aferem 14°C e o sensor T4, 16°C. Entretanto esse aumento de, aproximadamente, 1°C não é significativo, já que a função da calha é causar um gradiente de temperatura no trecho de tubulação em seu interior, provocando o resfriamento do fluido circulante e por fim a precipitação de parafina.

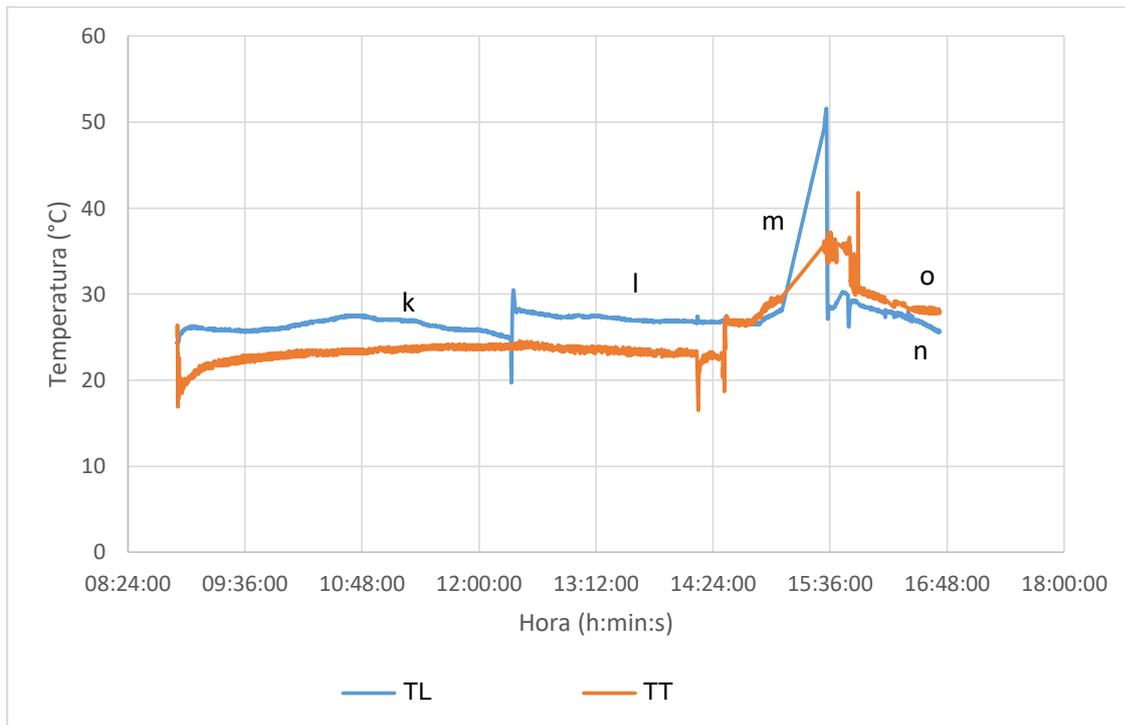
Figura 32 – Curvas de temperaturas da calha: (g) temperaturas estabilizadas, (h) BAG é ligada, (i) com a circulação da água gelada, a temperatura da água cai e (j) aumento da temperatura após acionamento das resistências.



Os trechos da linha fora da calha e o tanque onde estão as resistências mantiveram a temperatura média de 25°C e 23°C, respectivamente (k), Figura 33. Às 12h 20min, momento em que a bomba da linha foi acionada, percebeu-se uma perturbação da TL, que estabilizou a aproximadamente 27°C (l).

As resistências foram ligadas às 14h 45min, com *setpoint* de 40°C. Pode-se perceber, na Figura 33, um aumento subto de TL e TT após as 14h 50min (m). Isto deveu-se a uma queda acidental de energia que desligou todo o sistema. Nesse momento a água parou de circular na linha. Assim que a linha de parafinação foi religada, a TL se estabilizou em 25°C (n) e a TT em 28°C (o).

Figura 33 – Curvas de temperaturas da linha (TL) e do tanque (TT): (k) TL média 25°C e TT média 23°C, (l) TL estabilizada em 27°C, (m) *overshoot* devido a falha de energia e (n) TT e (o) TT após religamento da BL.



Feito o teste de validação da linha, observou-se o pleno desempenho de cada um dos seus sub sistemas (bombas, resistências, tanques de armazenamento, serpentinas, sensores e aferidores e da calha de resfriamento). Ficou evidenciado o funcionamento, tanto de cada item e componente em particular, quanto do conjunto. O teste dos comandos elétricos e da função de cada atuador ou sensor ficou a contento, dando à equipe de operação a segurança de um funcionamento estável, de longo prazo e de boa confiabilidade. Obteve-se assim a certeza de que a linha de parafinação do NuEx-Taquipe podia servir de bancada de teste para o sensor multipontos proposto.

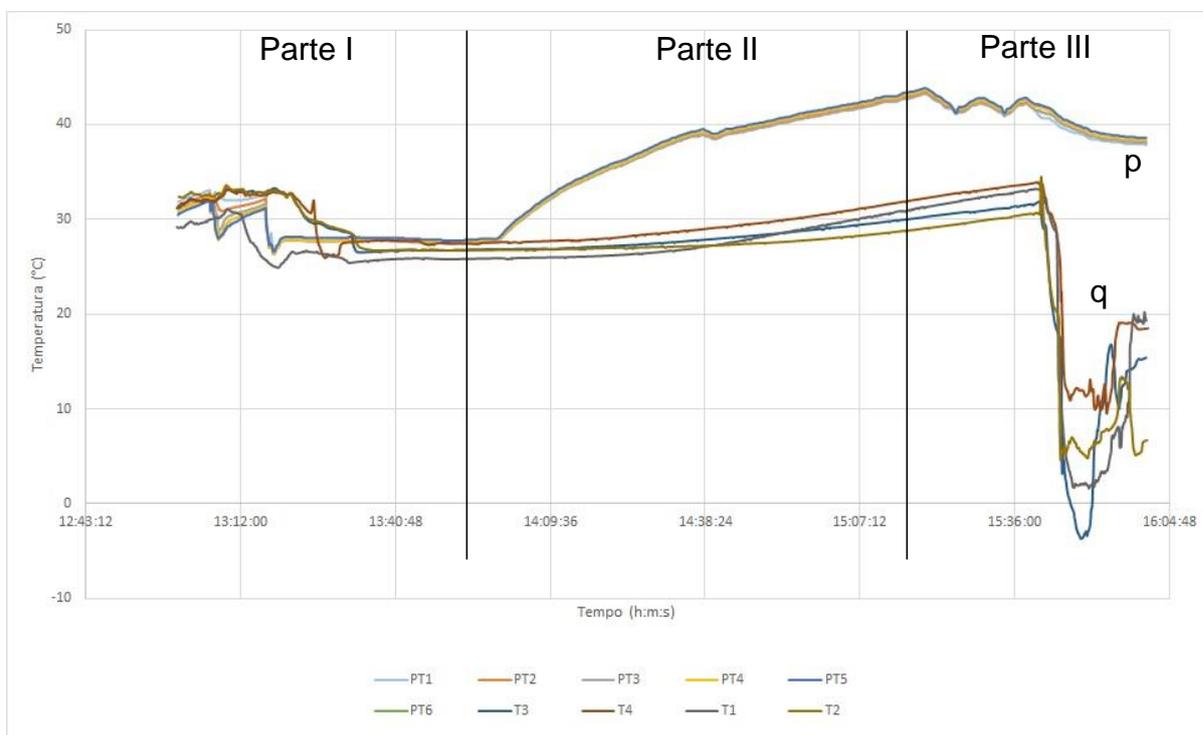
4.3. TESTES REALIZADOS NA LINHA DE PARAFINAÇÃO COM O SMpT

4.3.1. Primeiro dia de testes na linha de parafinação

Os testes do primeiro dia foram iniciados às 13h 00min e encerrados às 16h 00min. A Figura 34 apresenta (p) os dados das temperaturas coletados pelo SMpT e

(q) pelos sensores da calha de resfriamento e, para melhor apresentação e entendimento dos resultados, foi dividida em três partes.

Figura 34 – Curvas de temperaturas medidas (p) pelo SMpT e (q) pelos sensores da calha.

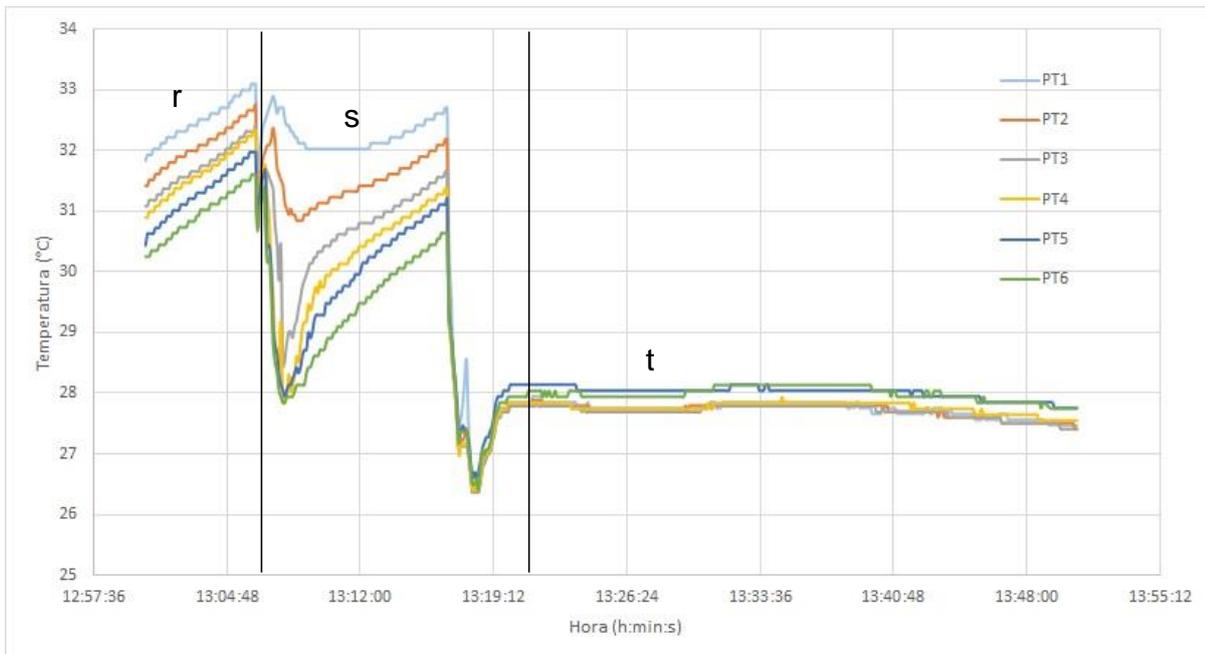


Parte I

Na primeira parte a linha ficou exposta ao sol e o SMpT mediu um aumento de temperatura. O PT1 que estava localizado próximo à parede do tubo mostrou um aumento de temperatura de 31,8 para 33,1°C. O PT6 que estava localizado no centro da tubulação mostrou um aumento de 30,2 para 31,6°C.

A Figura 35 apresenta a primeira parte dos testes compreendida entre 13h 00min e 13h 50min. A região r do gráfico mostra o gradiente de temperatura entres os PT-100 do SMpT e o aumento de temperatura devido à exposição ao sol. A região s mostra uma perturbação nas temperaturas do SMpT no momento em que a calha de resfriamento começou a ser preenchida com água. O patamar existente na região t mostra o momento em que a calha está completamente cheia, com isso a tubulação ficou completamente imersa na água e as temperaturas de todos os PT-100 foram reduzidas e se estabilizaram entre 27 e 28°C.

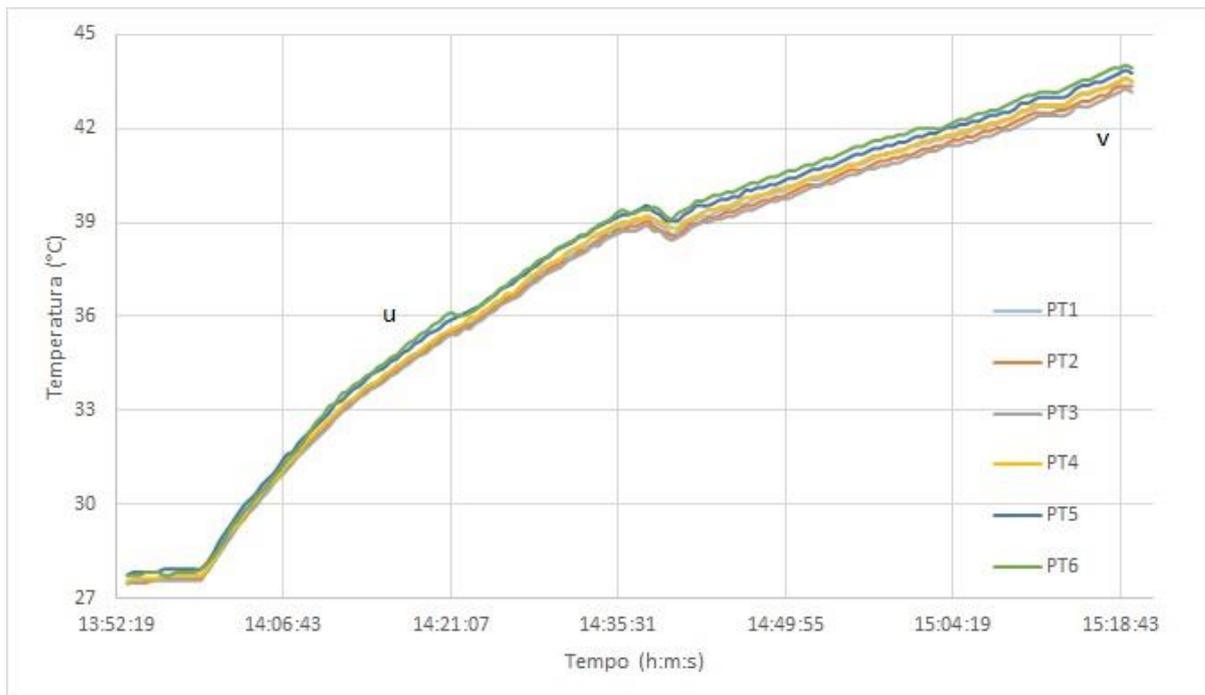
Figura 35 – Curvas de temperaturas medidas pelo SMpT: (r) Tubulação exposta ao sol, (s) dispersão - calha sendo preenchida com água e (t) tubulação completamente imersa na água presente na calha.



Parte II

Na segunda parte, que compreende o período das 13h 50min às 15h 20min, as resistências da linha e do tanque foram acionadas e aqueceram a água contida neles para um *setpoint* de 45°C. O gráfico da Figura 36 apresenta um patamar crescente, isto se deve ao aumento da temperatura da água dentro da tubulação (u). Percebe-se que a partir de 39°C o gradiente de temperatura entre a superfície e o centro do duto ficou mais evidente (v).

Figura 36 – Curvas de temperaturas medidas pelo SMpT: (u) Resistências ligadas - *set point* 45°C e (v) gradiente de temperatura mais evidente.



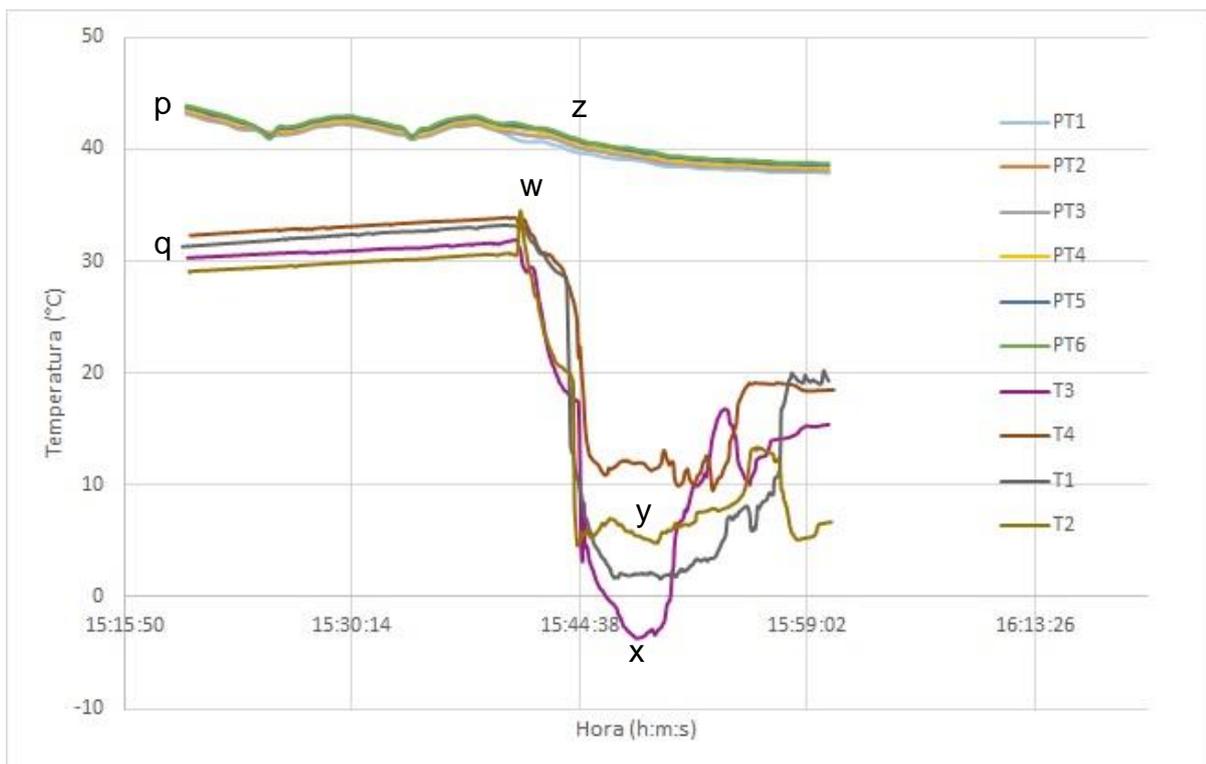
Parte III

A Figura 37 mostra a última parte, que compreende o período das 15h 20min às 16h 00min, e nele consta a temperatura do SMpT (p) e as temperaturas da calha (q). A variação no gráfico (p), SMpT, evidencia uma oscilação da temperatura, já que o *setpoint* das resistências era de 45°C e ao atingir esse valor as resistências foram desligadas.

O gráfico (q) mostra o aumento da temperatura dentro da calha até o momento em que a BAG foi ligada (w) às 15h 40min. A temperatura da água no TAG estava em 5,7°C. Nesse momento houve uma falha mecânica nas conexões do circuito de água gelada e a água que circulava nas serpentinas vazou para o interior da calha, o que fez com que a temperatura da água contida na calha caísse bruscamente. O sensor T3, localizado próximo ao local do vazamento, aferiu uma temperatura mínima de -3,7°C (x) e o sensor T2, próximo ao SMpT, mediu uma temperatura mínima de 1,8°C (y). No gráfico (p) pode-se verificar a queda na temperatura (z) devido a esse acontecimento, porém de forma suave e mantendo um perfil de gradiente de temperatura.

A menor temperatura do TAG, conforme teste de validação da linha de parafinação, foi de 5°C, logo, não seria possível, no momento em que houve a falha mecânica, os sensores T3 e T2 aferirem as temperaturas de -3,7°C e 1,8°C, respectivamente. O motivo para o ocorrido está no fato de que a água que vazou da serpentina ultrapassou o volume da calha e molhou os contatos dos sensores que aferiam a temperatura da água da calha (T1 – T2 – T3 – T4).

Figura 37 – Curvas de temperaturas do SMpT (p) e da calha de resfriamento (q): (w) aumento de temperatura até a BAG ser ligada, (x) temperatura do sensor que estava próximo ao local do vazamento, (y) temperatura do sensor próximo ao SMpT e (z) temperatura no SMpT.



4.3.2. Segundo dia de testes na linha de parafinação

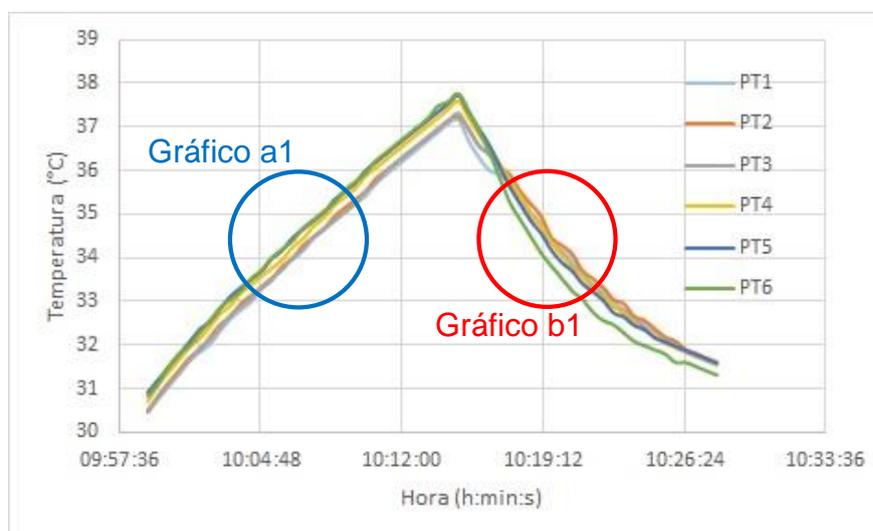
Neste dia, os testes foram divididos em Etapa I e Etapa II e assim desta forma os resultados serão apresentados. A etapa I será referente ao teste realizado com água e na etapa II o fluido utilizado foi petróleo.

Etapa I

O teste da etapa I foi realizado para validar os testes realizados no primeiro dia e foram iniciados às 9h 50min e finalizadas às 10h 20min.

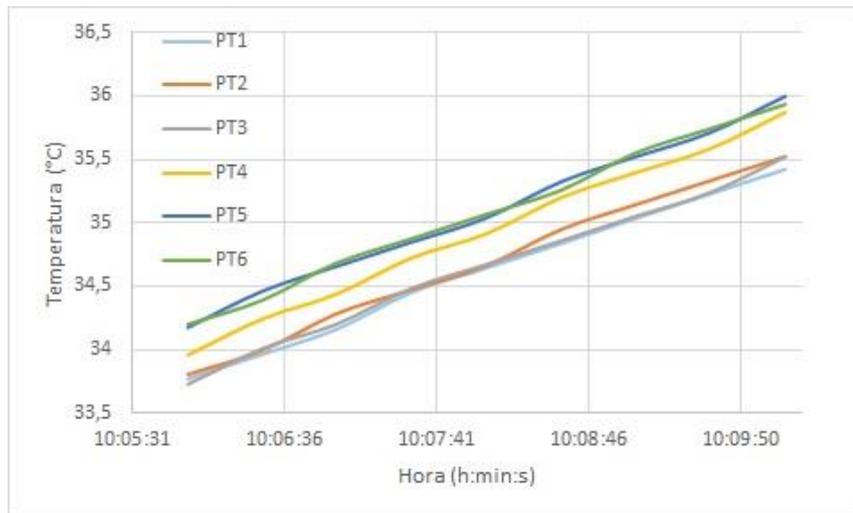
A água que foi posta para circular na linha de parafinação foi aquecida pela resistência do tanque e mantida aquecida pela resistência da linha, porém a calha de resfriamento estava vazia. Depois de 25 minutos as resistências foram desligadas. A Figura 38 apresenta o gráfico do crescimento da temperatura devido ao aquecimento da água, o decrescimento após as resistências terem sido desligadas e o perfil de gradiente de temperatura que foi formado nos dois momentos. As áreas em destaque na Figura 38 foram representadas em tamanho maior na Figura 39, gráfico (a1), e na Figura 40, gráfico (b1), para melhor percepção do perfil de gradiente de temperatura.

Figura 38 – Curvas de temperaturas medidas pelo SMpT, com áreas em destaque, gráficos (a1) resistências ligadas e (b1) resistências desligadas.



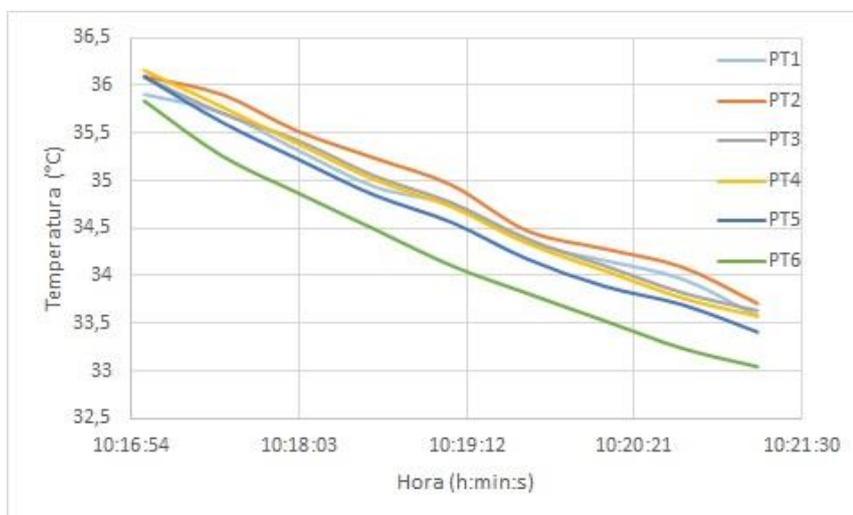
O gráfico a1, representado na Figura 39, apresenta o perfil de gradiente de temperatura formado a partir do aquecimento da água que circulou na linha. É bom lembrar que o PT1 estava localizado próximo à parede do tubo e o PT6, no centro da tubulação. Pelo gráfico percebe-se que a temperatura no centro do tubo estava maior que a temperatura na superfície da tubulação.

Figura 39 – Destaque do perfil de gradiente de temperatura formado pelo crescimento de temperatura do fluido que circula na linha devido ao aquecimento das resistências, medido pelo SMpT.



O gráfico (b1), representado na Figura 40, mostra o perfil de gradiente de temperatura formado a partir do resfriamento da água que circulou na linha. Pelo gráfico percebe-se que a temperatura no centro do tubo estava menor que a temperatura na parede da tubulação. Logo houve uma inversão do perfil de gradiente de temperatura representado pelas curvas do gráfico (b1) em relação ao representado no gráfico (a1), Figura 39.

Figura 40 – Destaque do perfil de gradiente de temperatura formado pelo decréscimo de temperatura do fluido que circula na linha devido ao desligamento das resistências, medido pelo SMpT.



Etapa II

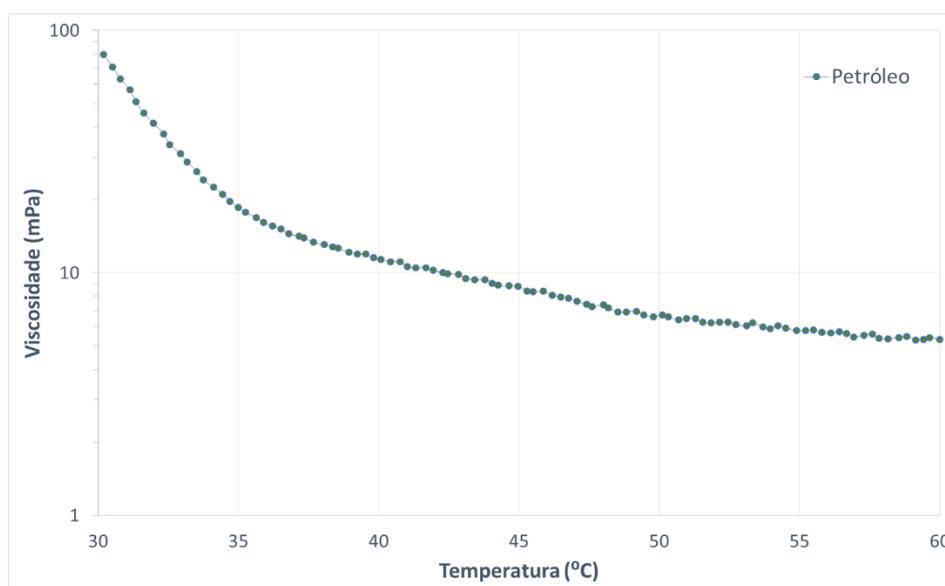
Nesta etapa, utilizou-se petróleo para a realização do teste de deposição de parafina. A Unidade de Operações da Bahia – UO-Ba, que pertence à Petrobras, doou ao LaPO 200 L de uma amostra de petróleo Bacia do Recôncavo com grau API 38,9, o que caracteriza um petróleo leve, ou seja, de base parafínica. A caracterização do petróleo foi realizada pelo Centro de Pesquisa da Petrobras – Cenpes e os dados de grau API, ponto de fluidez e a TIAC encontram-se na Tabela 8, já na Figura 41 encontra-se a curva de viscosidade para as temperaturas de 30 a 60°C.

Tabela 8 – Caracterização do petróleo utilizado nos testes na linha de parafinação.

API	38,9
Ponto de Fluidez (°C)	39,0
TIAC (°C)	51,3

Fonte: Cenpes

Figura 41 – Gráfico logarítmico viscosidade x temperatura do petróleo utilizado no teste de campo.

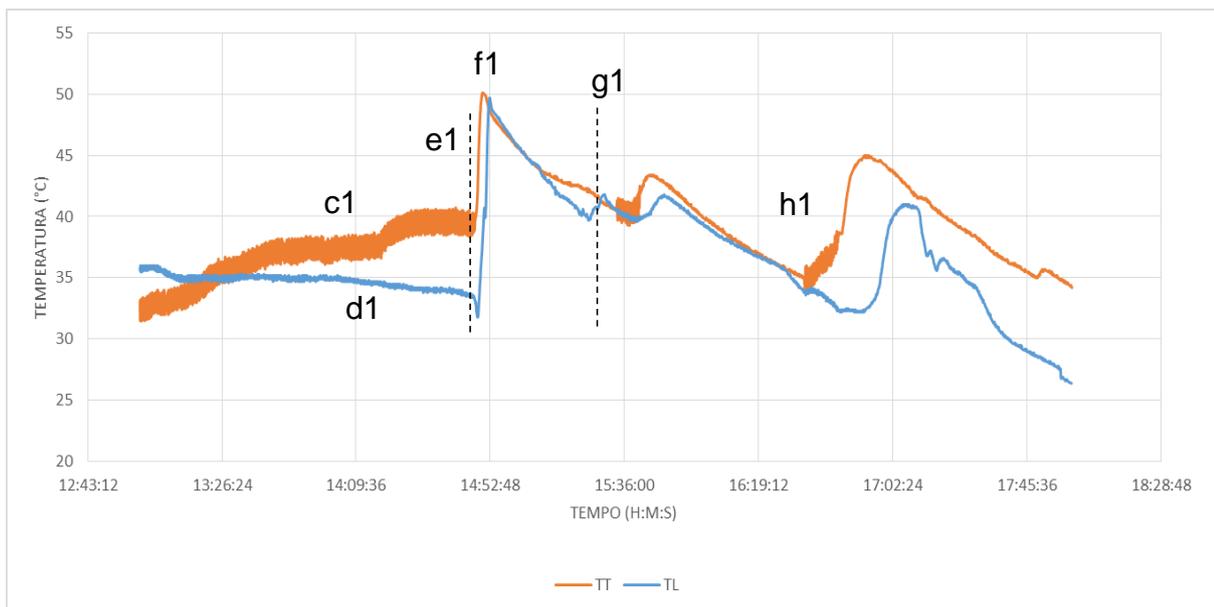


Fonte: Cenpes

Após a transferência do petróleo para o tanque de armazenamento, este foi aquecido por aproximadamente uma hora até ficar completamente fluido, já que o petróleo é parafínico, só então foi posto para circular na linha. A Figura 42 apresenta os gráficos da TT (laranja) e TL (azul). O crescimento da temperatura no início das medidas do gráfico laranja é referente ao aquecimento do petróleo (c1), logo em seguida, percebe-se um *overshoot* (f1) referente ao acionamento da BL (e1). Nesse momento a resistência da linha está desligada, porém a linha estava exposta ao sol, isso manteve a TL estabilizada (d1) em, aproximadamente, 35°C. Juntamente com a BL, a resistência da linha foi acionada (e1), até a ocorrência do *overshoot* (f1).

Logo após o *overshoot*, as resistências foram desligadas para que a temperatura do fluido fosse reduzida e o petróleo começasse a parafinar. Para acelerar o processo de parafinação a BAG foi ligada (g1).

Figura 42 – Curvas da TT e TL: (c1) aquecimento do petróleo, (d1) linha exposta ao sol, (e1) BL e resistência da linha ligadas, (f1) *overshoot* e desligamento das resistências, (g1) BAG ligada e (h1) queda de vazão e resistências religadas



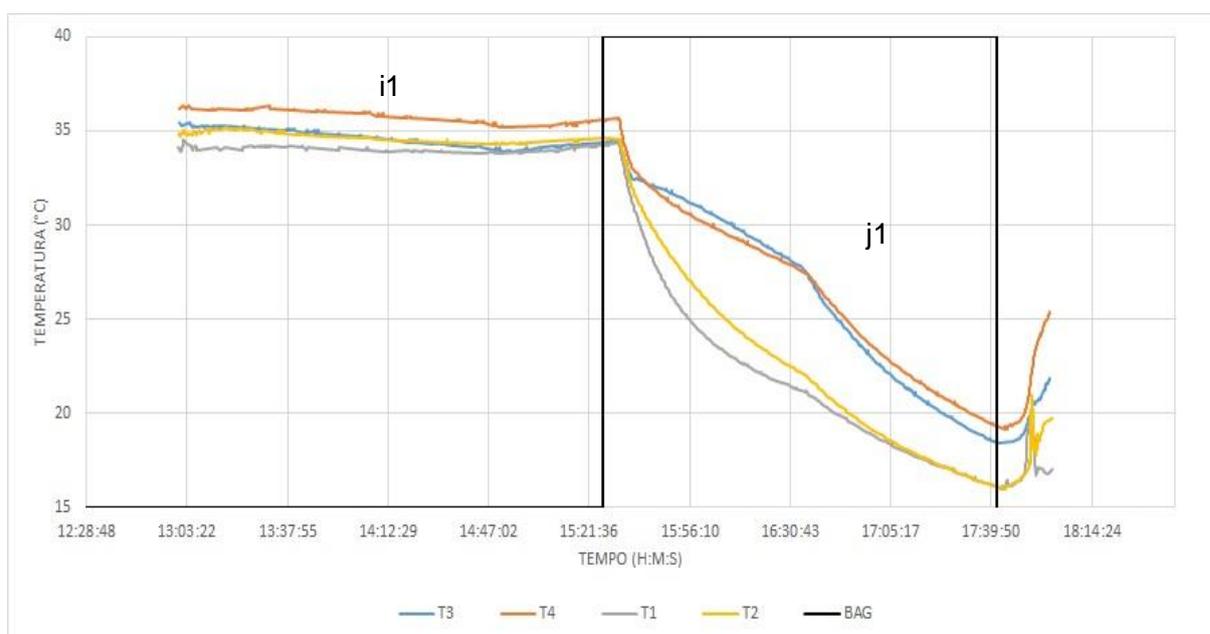
As variações de temperatura observadas após o *overshoot* se devem ao fato das resistências terem sido desligadas e o petróleo passar a trocar de calor com a calha, dessa forma o petróleo foi resfriado para que pudesse parafinar na região onde o SMpT estava alocado. Em seguida, foi percebido visualmente que a vazão do fluido havia reduzido, então as resistências foram religadas (h1). Após o bloqueio da linha

por parafina, que será explicado mais à frente, as resistências foram desligadas e os teste finalizados.

No início dos testes a BAG estava desligada, já que naquele momento o petróleo estava sendo aquecido no tanque. Na Figura 43, em preto, a reta referente ao *status* 0 significa que a BAG estava desligada e a linha reta no *status* 1 que a BAG foi acionada. Esses momentos coincidem com as curvas dos sensores de temperatura da calha. Do mesmo modo que ocorreu com a curva da temperatura da resistência da linha que no início dos testes se manteve constante à temperatura aproximada de 35°C, Figura 42, as temperaturas dos sensores da calha também se mantiveram constantes nesse mesmo valor de temperatura (i1). Esse valor se deve ao fato de que a linha estava exposta ao sol.

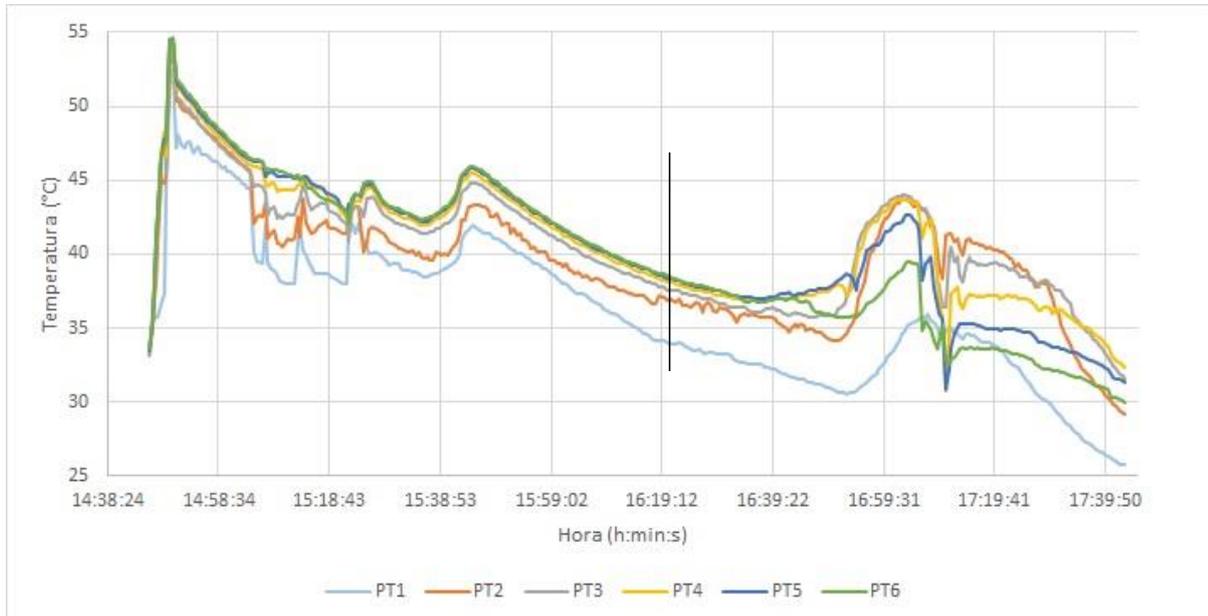
Quando o *status* da BAG passa a ter valor 1 (bomba ligada) começa a circular água gelada nas serpentinas da calha e os valores das temperaturas da água presente na calha começam a reduzir (j1) e assim se mantém até o momento em que todo o sistema é desligado (final dos testes).

Figura 43 – *Status* de funcionamento da BAG (preto) e curva de temperaturas dos sensores da calha (colorido): (i1) temperatura constante a 35°C e (j1) queda de temperatura após acionamento da BAG.



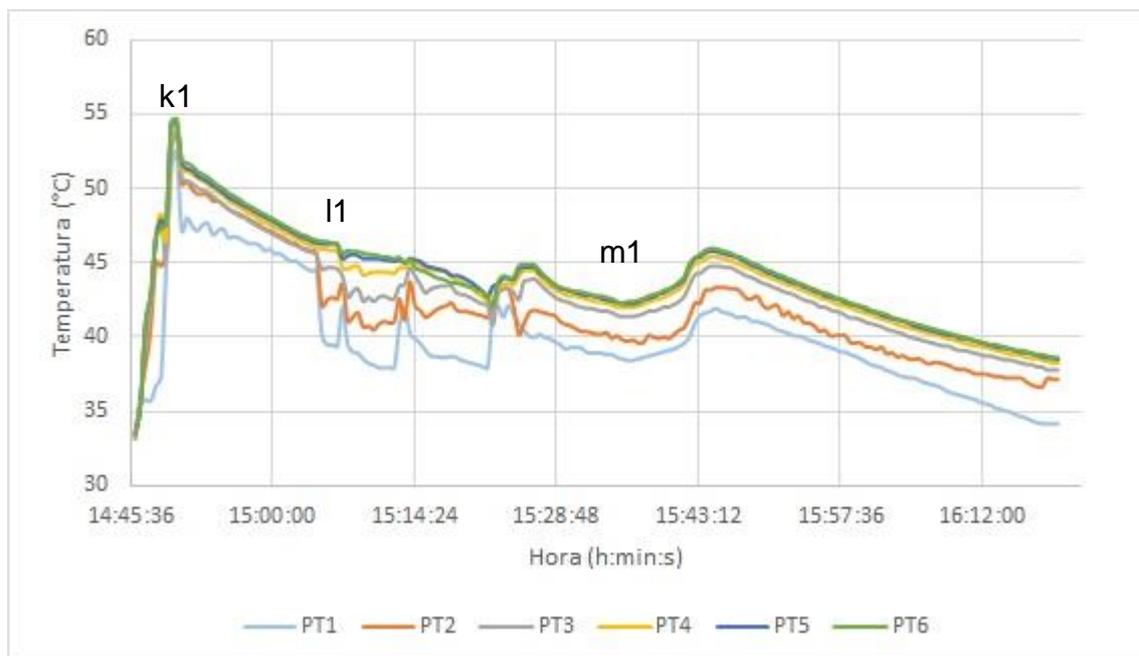
A Figura 44 apresenta a vista geral do gráfico do SMpT e foi dividida em duas partes (linha preta), Figura 45 e Figura 46, para melhor visualização e entendimento.

Figura 44 – Curvas de temperaturas do SMpT no segundo dia de testes.



Assim que a BL foi acionada, houve um *overshoot* que também foi percebido pelo SMpT (k1), Figura 45. Em seguida as resistências da linha e do tanque foram desligadas, dessa forma percebe-se uma redução na temperatura do fluido (l1). No momento em que a BAG é ligada (m1) o gradiente de temperatura entre a superfície e o centro da tubulação é formado. É notável que existe um gradiente de temperatura entre o PT1 e o PT6, o PT1 estava mais frio que o PT2, esse estava mais frio que o PT3 e assim por diante. O gradiente de temperatura entre os PT's se manteve desde o momento em que a bomba foi acionada até o momento em que se iniciou a parafinação no duto (Figura 46).

Figura 45 – Curvas de temperaturas do SMpT: (k1) *overshoot*, (l1) redução da temperatura após desligamento das resistências e (m1) gradiente de temperatura formado.

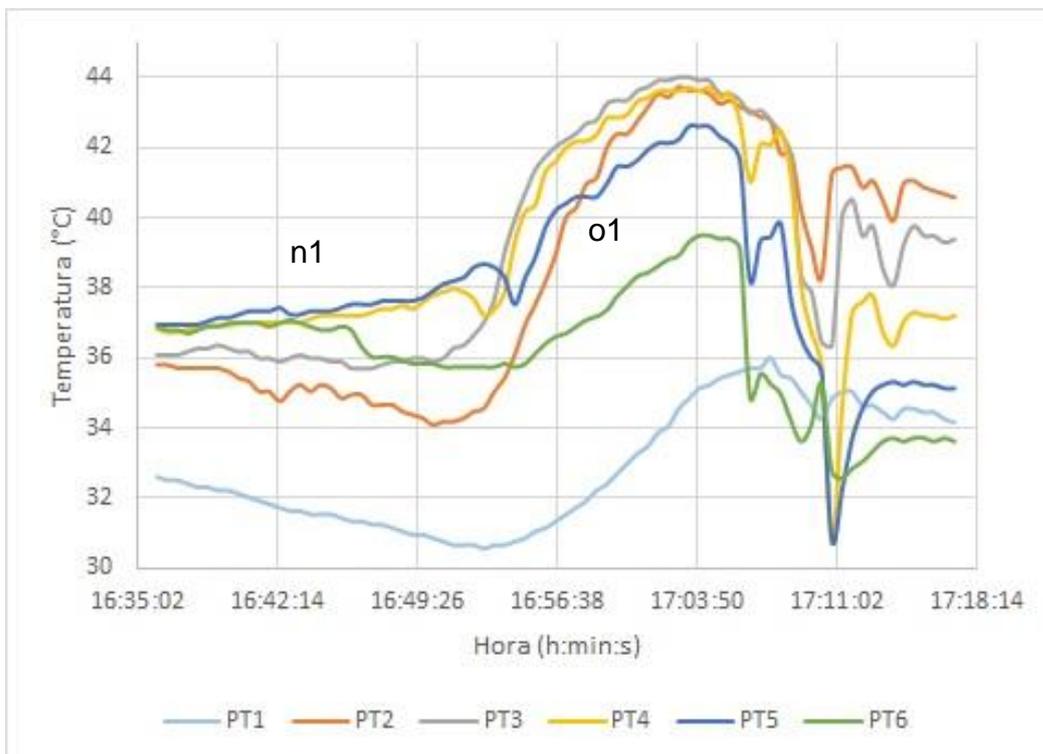


Após, aproximadamente, uma hora de testes com a temperatura do petróleo diminuindo, uma vez que as resistências do tanque e da linha estavam desligadas e a água gelada continuava resfriando a água contida na calha, percebeu-se, visualmente, que a vazão do petróleo estava reduzindo (n1), Figura 46. Então as resistências foram religadas e logo em seguida o SMpT deixou de exibir um gradiente constante e consistente. As linhas de medição de temperatura passaram a se sobrepor, sem padrão claro de correlação (o1). A partir do momento em que houve esse entrelace nas linhas de temperaturas do SMpT, houve o bloqueio total da linha e o petróleo deixou de fluir. Neste momento os sistemas e subsistemas de linha de parafinação foram desligados.

Singh, Fogler e Nagarajan (1999) afirmaram que ao precipitar, o depósito pode formar redes de cristais de cera (porosidade) e aprisionar o óleo. Singh *et al.* (2001) também afirmaram que o envelhecimento do depósito de parafina não é uniforme, o que causa uma variação radial em sua composição e morfologia. Tais afirmações servem de suporte para explicar o comportamento desordenado, desprovido de correlação entre posição radial e temperatura exibido na Figura 46.

Nesse gráfico fica evidente que a temperatura do PT2, segundo sensor mais próximo à parede do duto, que deveria ser inferior à temperatura do centro do duto (se observado um gradiente uniforme de temperatura), foi maior do que aquela aferida pelo PT5 e pelo PT6, próximos do centro do duto, indicando que, muito provavelmente, formou-se um bolsão de óleo no entorno do PT2, mantendo a temperatura deste sensor superior à temperatura dos sensores seguintes, e os PT5 e PT6 foram isolados termicamente pela parafina.

Figura 46 – Curvas de temperaturas do SMpT no momento em que houve a parafinação com bloqueio da linha: (n1) redução da vazão do petróleo e (o1) início de parafinação.



Após o desligamento do sistema, a tubulação da seção de testes foi desmontada para ser feita a confirmação visual da deposição de parafina. A Figura 47 mostra a tubulação praticamente obstruída pela parafina e percebe-se que a deposição não se deu de modo uniforme.

Figura 47 – Tubulação da seção de teste obstruída pela deposição de parafina.



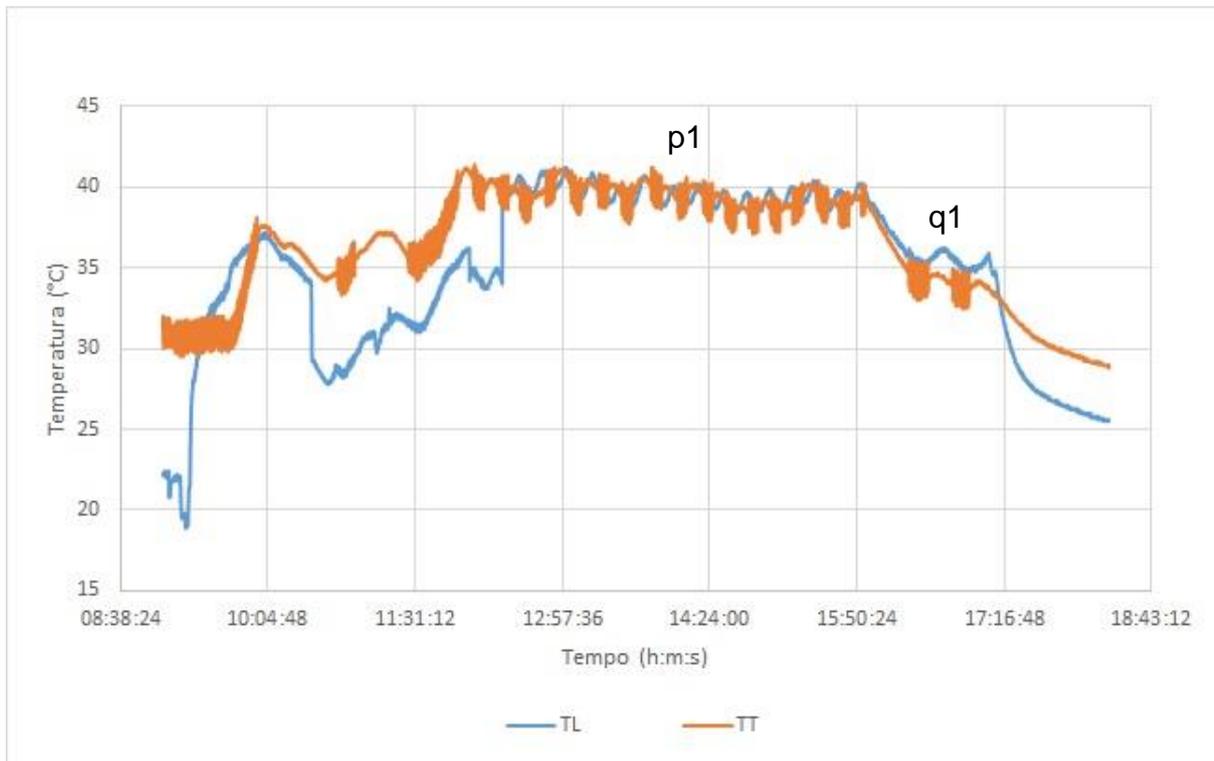
4.3.3. Terceiro dia de testes na linha de parafinação

No dia anterior (subitem 4.3.2), no final dos testes, a linha de parafinação estava completamente parafinada. Com isso, houve a necessidade de desparafinar a linha antes de iniciar os testes pertinentes ao terceiro dia. Essa desparafinação foi realizada com o aquecimento do petróleo que estava armazenado no tanque e a circulação desse pela linha, além de pulsos de pressão gerados pela BL. Esse procedimento durou cerca de 1 hora e 30 minutos.

No terceiro dia de testes, havia outro projeto em andamento na mesma linha. Estava sendo testado um colar ultrassônico para prevenir a deposição de parafina na linha e o SMpT foi utilizado para o monitoramento da deposição de parafina, através da observação das curvas de temperaturas de seus PT-100.

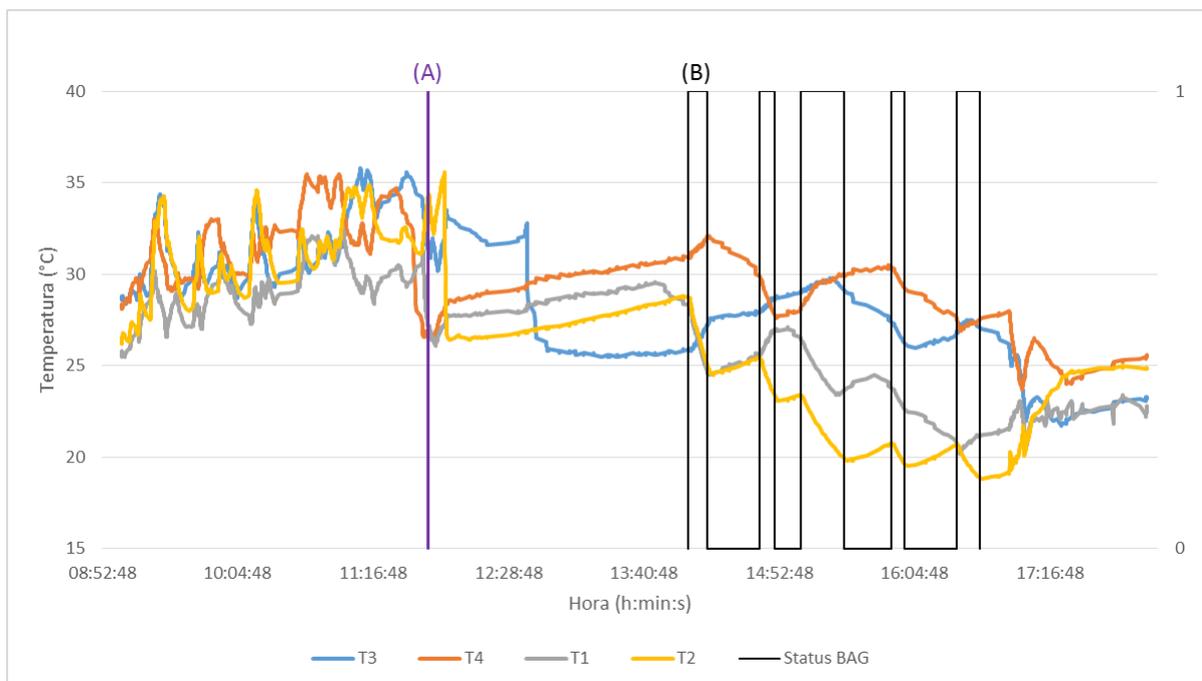
Após a linha ser desparafinada, as resistências e da BL foram acionadas. A Figura 48 apresenta as curvas TT e TL. Percebe-se que, desde o momento em que as resistências foram ligadas, as temperaturas aumentaram, estabilizando em, aproximadamente, 40°C (p1), primeiro *setpoint*. Logo em seguida, a temperatura reduz e um pequeno patamar se forma (q1) em 35°C, onde se localiza o segundo *setpoint*.

Figura 48 – Curvas de temperaturas das resistências do tanque e da linha, no terceiro dia de testes na linha de parafinação: (p1) aumento e estabilização da temperatura no *setpoint* 40°C e (q1) *setpoint* de 35°C.



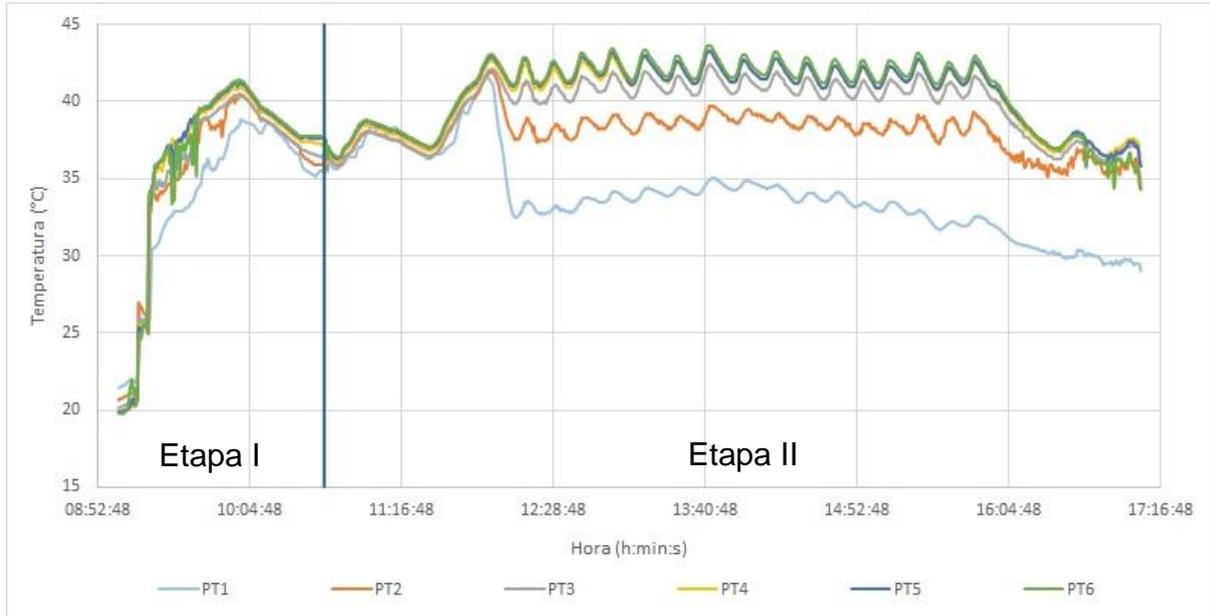
No momento em que a linha estava sendo desparafinada, a calha estava vazia, percebe-se no gráfico da Figura 49 que até a linha (A), as curvas estão desordenadas. Às 11h 46min a calha começou a ser preenchida com água, percebe-se então na Figura 49 que a partir do ponto (A) as linhas se definem e as temperaturas sobem um pouco, pois a água está à temperatura ambiente. As curvas pretas, a partir do ponto (B), mostram o *status* da BAG. A Partir das 14h 04min a BAG foi ligada (*status* 1) e desligada (*status* 0) de forma que a temperatura dentro da calha fosse resfriando de maneira controlada e não rapidamente. Dessa forma evitou-se que a linha fosse completamente parafinada, como no teste do dia anterior.

Figura 49 – Curvas de temperaturas da calha (nas cores amarelo, azul, cinza e vermelho), momento em que a calha começou a ser completada com água (linha A) e gráfico de *status* da bomba de circulação de água gelada (na cor preta), terceiro dia de testes na linha de parafinação.



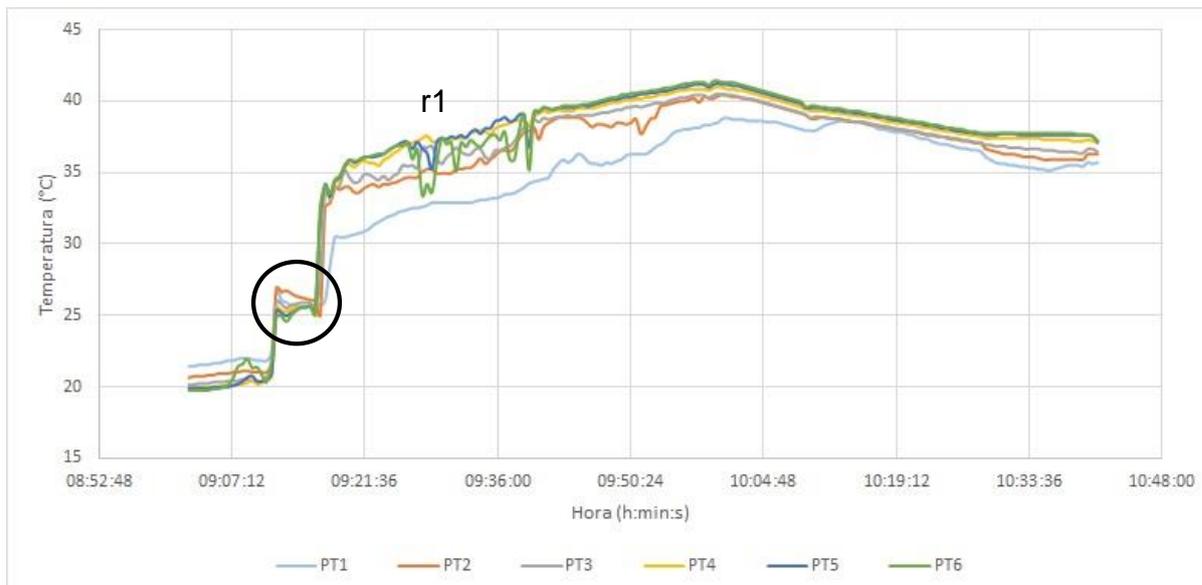
O gráfico referente às curvas de temperatura aferidas pelo SMpT é apresentado na Figura 50, neste gráfico é possível observar os valores de temperatura durante todo o dia de teste. A primeira parte do gráfico (Etapa I) mostra o momento da desparafinação da linha, que pode ser visto na Figura 51 com mais detalhes. A segunda parte do gráfico (Etapa II) apresenta as curvas de temperatura após a desparafinação da linha e durante os testes com o colar ultrassônico e pode ser visto na Figura 52.

Figura 50 – Curvas de temperaturas do SMpT, no terceiro dia de testes na linha de parafinação.



No início deste dia de testes a linha encontrava-se bloqueada, para fazer o óleo voltar a fluir, além de aquecer o óleo do tanque, foram gerados pulsos de pressão com ajuda da bomba. Os pulsos foram realizados aumentando a frequência do inversor da bomba de circulação da linha e logo em seguida, reduzindo-a. Essa ação é evidenciada no degrau apresentado no gráfico da Figura 51 (círculo preto). Após esta manobra o óleo voltou a fluir, porém ainda apresentando duas fases (r1). Como explicitado no item anterior (Subitem 4.3.2 – Etapa II), o envelhecimento do petróleo não é uniforme e a porosidade do depósito de parafina pode aprisionar o petróleo, desta forma, percebe-se na Figura 51, que não existe um gradiente de temperatura bem definido (r1), evidenciando a coexistência das duas fases.

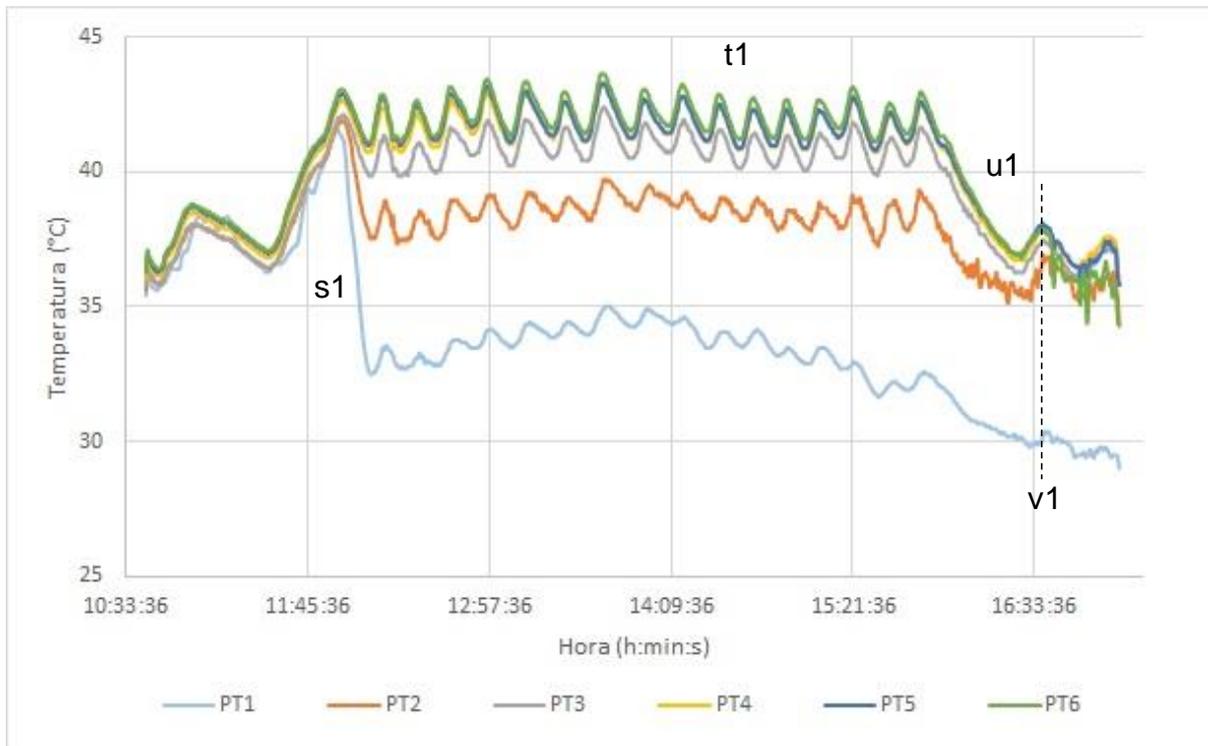
Figura 51 – Curvas de temperaturas do SMpT no momento da desparafinação da linha. (r1) coexistência de duas fases.



O momento em que a calha foi preenchida com água (s1), à temperatura ambiente, é evidenciado pelo SMpT pelo afastamento abrupto da linha azul claro correspondente ao PT1, na Figura 52. As flutuações de temperatura (t1) apresentadas pelos gráficos do SMpT são decorrentes da ação de controle nas resistências do tanque e da linha.

Quando o *setpoint* das resistências foi alterado para 35°C, foi notado uma queda abrupta (u1) na temperatura do óleo que fluía no duto e em seguida (v1) percebeu-se que o gradiente de temperatura começou a ser desfeito. O PT6 passou a apresentar uma temperatura inferior à temperatura do PT3, um indicador no início do processo de deposição de parafina. Como o objetivo deste dia de medida não era o bloqueio da linha e sim monitorar o início da deposição de parafina, este ponto foi adotado como critério de parada e finalização dos testes.

Figura 52 – Curvas de temperaturas do SMpT após a desparafinação da linha: (s1) calha preenchida, (t1) BAG ligada, (u1) mudança do *setpoint* das resistências para 35°C e (v1) início do processo de deposição de parafina.



4.3.4. Quarto dia de testes na linha de parafinação

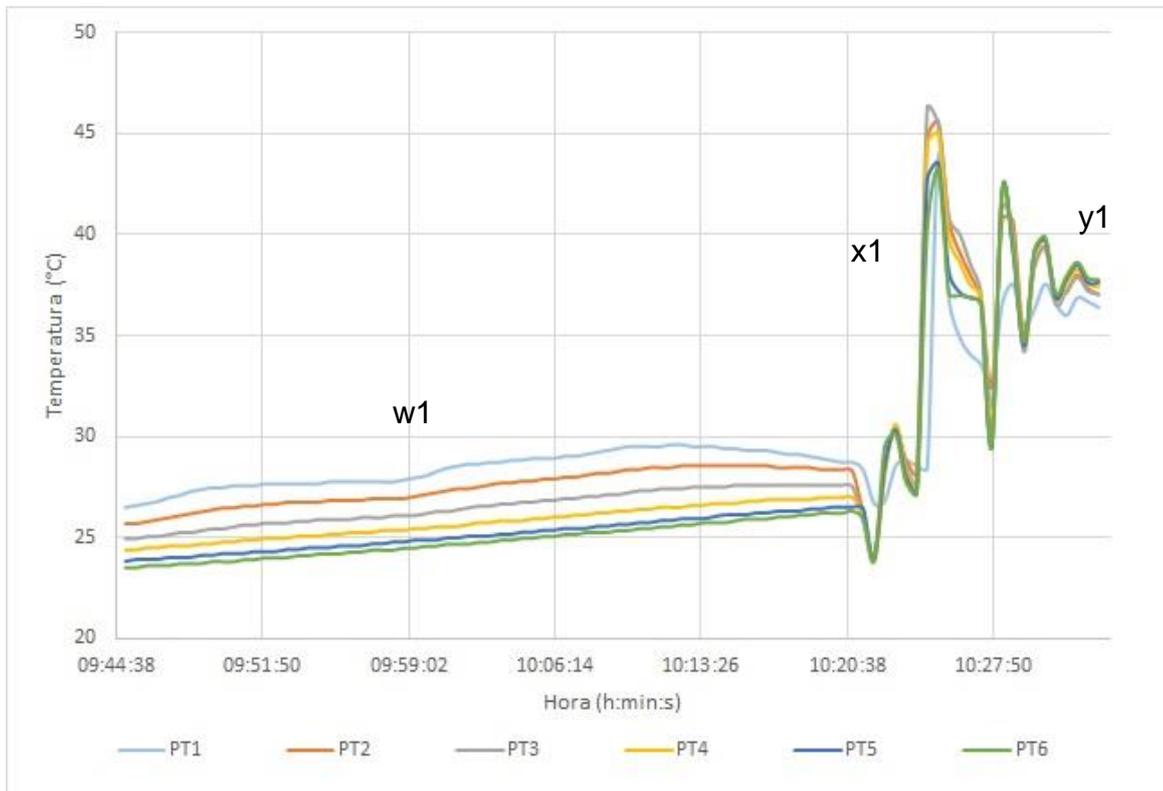
O último dia de testes foi uma repetição do dia anterior (subitem 4.3.3), onde inicialmente foi realizado a desparafinação da linha, para em seguida serem iniciados os testes. A Figura 53 apresenta os gráficos de temperaturas do SMpT que foi dividido em duas etapas. A primeira etapa se refere à desparafinação da linha e a segunda etapa, ao teste realizado na linha. Neste dia também havia outro teste sendo realizado concomitantemente na linha, então cuidados foram tomados para que a linha não parafinasse a ponto de ser bloqueada.

Figura 53 – Curvas de temperaturas do SMpT, no quarto dia de testes na linha de parafinação.



No início do dia, a linha estava parafinada devido ao teste do dia anterior. O gráfico da Figura 54 mostra a primeira etapa dos testes, que se refere à desparafinação da linha. O patamar (w1) existente no início do gráfico mostra que o sensor mais externo, PT1, aferiu uma temperatura maior que o sensor mais interno, PT6, é importante ressaltar que a linha estava exposta ao sol. Assim que as resistências do tanque e da linha e a bomba foram ligadas o óleo foi desparafinando e as temperaturas do centro aumentaram (x1). Neste momento as linhas se cruzaram em alguns pontos indicando que ainda existiam núcleos de parafina. Após as 10h 27min percebe-se que as linhas do gradiente de temperatura ficam uniformes (y1) e o PT1 passa a ter temperatura menor que o PT6. A partir desse momento o petróleo estava totalmente fluido e sem sinais de deposição de parafina na tubulação.

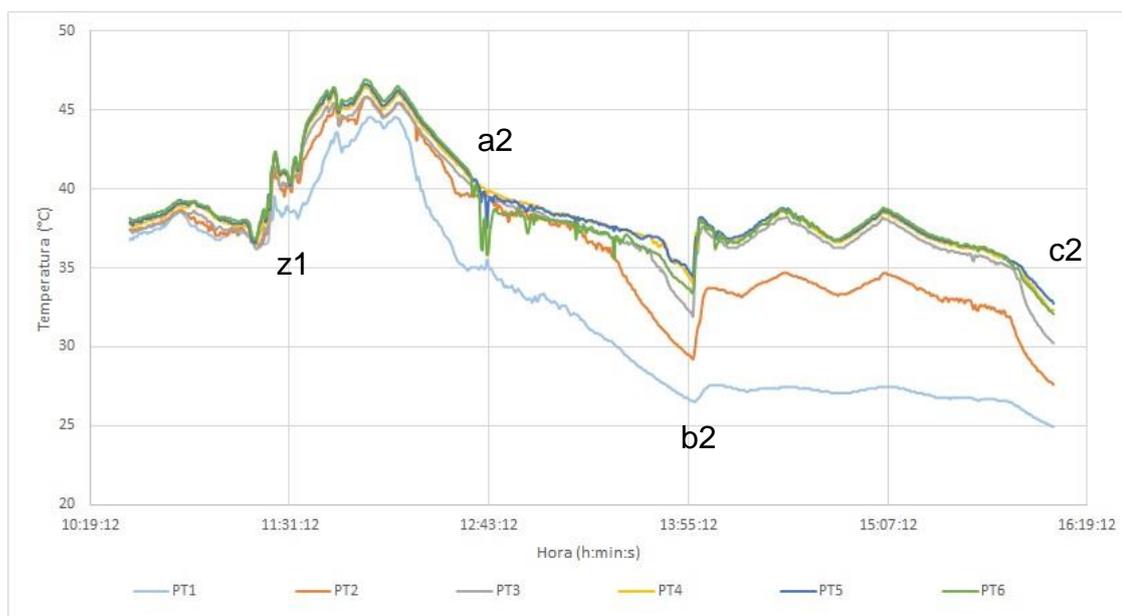
Figura 54 – Curvas de temperaturas do SMpT no momento da desparafinação da linha: (w1) linha exposta ao sol, (x1) acionamento da BL e das resistências e (y1) ΔT após desparafinação do duto.



Como ocorreu no dia anterior, houve um afastamento da linha de temperatura do PT1 (azul claro) após o preenchimento da calha (z1) com água à temperatura ambiente, que pode ser visto na Figura 55.

As temperaturas diminuíram com a circulação de água gelada pelas serpentinas da calha (a2) e a curva de temperaturas referente ao PT6 (verde escuro) ficou abaixo das curvas de temperaturas referentes aos PT4 e PT5 (amarelo e azul escuro, respectivamente), desfazendo o gradiente de temperatura (a2). Esse fato indica que estava acontecendo deposição de parafina. Assim que o fato foi percebido, deu-se um pulso na bomba de circulação (b2) aumentando e diminuindo a frequência do inversor para que as curvas de temperatura voltassem a formar um gradiente, porém, aproximadamente, duas horas depois percebeu-se novamente o desordenamento (c2) das curvas dos PT-100 e novamente a observação deste comportamento térmico foi utilizado como critério de parada e foi decidido finalizar o teste.

Figura 55 – Curvas de temperaturas do SMpT após a desparafinação da linha: (z1) calha peencheda com água, (a2) BAG ligada e início de parafinação, (b2) pulsos com a BL e (c2) nova deposição.



4.3.5. Análise da diferença de temperatura aferida pelos diferentes PT-100

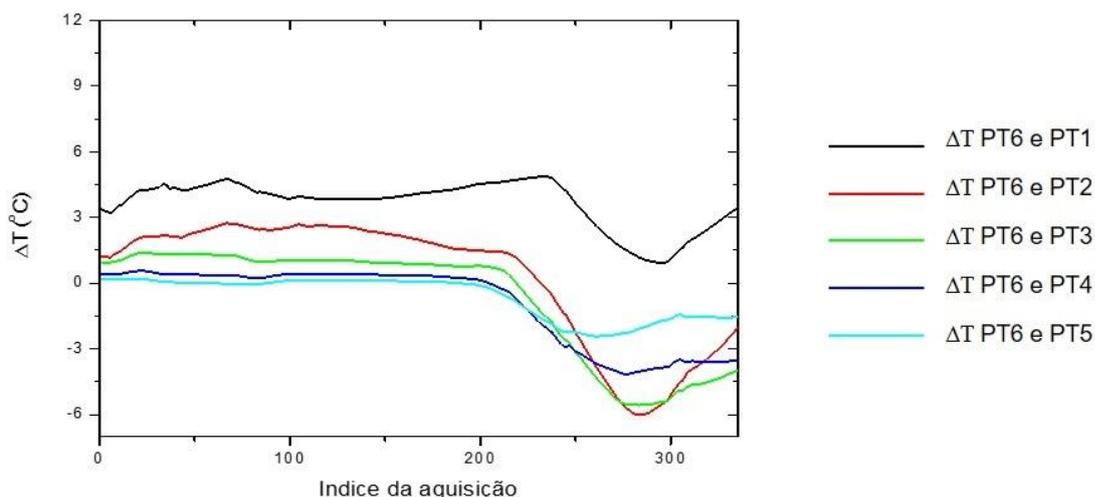
Uma análise possível dos resultados das medições de temperatura em múltiplos pontos é estudar em detalhe o comportamento térmico, em função da posição radial, pela diferença entre as medições de um dos termo-elementos, tomado como sensor de referência, e os outros PT-100 que compõem o SMpT. Para este tipo de análise, diferente do que vinha sendo feito, os valores de temperaturas serão associados, enquanto par coordenado, ao índice da aquisição, em lugar da hora do dia como feito anteriormente. A razão para tanto reside no fato da maior facilidade e menor probabilidade de inconsistência numérica quando os tratamentos estatísticos são feitos em escalas do domínio dos números naturais ou de números reais. É importante ressaltar que, por questões operacionais de cálculo numérico, as curvas de diferença de temperatura tratadas e apresentadas nesse item foram suavizadas por um algoritmo que calcula a média dos 60 vizinhos mais próximos.

Imaginando que a temperatura do centro do tubo, por questões de posição e simetria, se manteria mais constante durante os testes, mesmo com a temperatura de sua parede externa variando, de forma arbitrária o PT6 foi tomado como elemento de referência, dando lugar à análise que segue.

A Figura 56 mostra as curvas de diferença de temperatura (ΔT) entre o PT6 e os demais elementos, referente ao segundo dia de teste. O segundo dia de teste foi dividido em duas etapas. Na primeira etapa foi feita a circulação de água na linha e, na segunda etapa, circulação de óleo. As curvas da Figura 56 se referem à segunda etapa.

Fica evidente, na Figura 56, que entre a aquisição de número zero e a de número 150, como esperado, o tubo está mais quente no interior que na superfície, já que nesse momento petróleo aquecido estava em circulação na linha, e não é observada nenhuma inflexão abrupta. Entre a aquisição de número 150 e a de número 200, tanto o PT1, quanto o PT2 apresentam uma variação da concavidade, quando comparado com o PT6 no centro do tubo, entretanto o petróleo continuava a fluir dentro da normalidade, por essa razão, mesmos as curvas de ΔT exibem um escalonamento consistente entre as medições dos diferentes PT-100. A partir da aquisição 220, o comportamento do conjunto de sensores varia abruptamente, o que denota a formação de parafina no entorno do PT6, isolando-o termicamente, e o PT2 deteve uma temperatura superior aos demais, o que indica que ele ficou isolado num bolsão de óleo (ver análise feita no sub item 4.3.2 – Etapa II). Percebe-se a partir desse momento que as curvas Δt passam a ser negativas, isso se deve ao fato do PT6 estar com a temperatura menor que os demais.

Figura 56 – Curvas de ΔT entre o PT6 e os demais elementos sensores do SMpT, referentes ao segundo dia de teste.

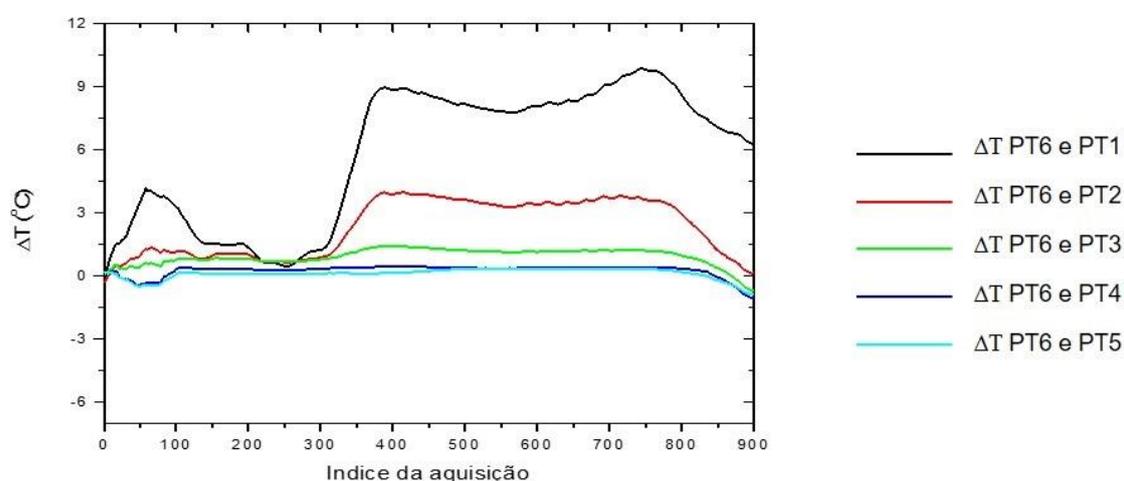


A Figura 57 se refere ao terceiro dia de teste, também foi usado petróleo como fluido circulante. É importante lembrar que nesse dia a linha de parafinação estava bloqueada devido ao teste do dia anterior.

Com a linha bloqueada, houve a necessidade de desparafinar o duto para que o teste pudesse ser iniciado, esse processo pode ser acompanhado entre a aquisição de índice zero e o ponto aquisitado de número 300. A desparafinação foi feita pelo aquecimento do petróleo do tanque e da linha, além disso, o fato da superfície da tubulação estar exposta ao sol ajudou no processo (ver sub item 4.3.3). Percebe-se no gráfico que a diferença de temperatura entre o PT1 e o PT6, em preto, foi positiva e maior que as demais.

Do índice de aquisição 300 ao 825 existe fluidez e o duto está em pleno escoamento. A partir do ponto aquisitado de número 825 o processo de parafinação do duto teve reinício, percebe-se que o PT6 aferiu uma temperatura menor que os PT4 e PT5, levando o valor da diferença entre temperaturas a assumir valores negativos. Antes que pudesse ocorrer o bloqueio da linha os testes foram finalizados.

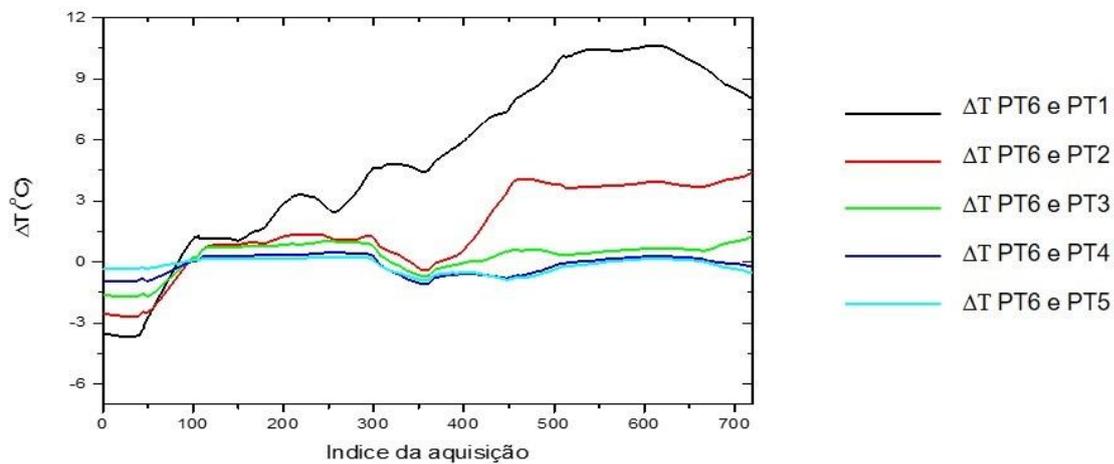
Figura 57 – Curvas de ΔT entre o PT6 e os demais elementos sensores do SMpT, referentes ao terceiro dia de teste.



A Figura 58 se refere ao quarto dia de teste. No dia anterior não houve bloqueio da linha por parafina, porém restava parafina sólida na tubulação. Como a linha estava exposta ao sol, entre os pontos aquisitados de número 0 e 50 percebe-se que o PT1

estava em uma temperatura maior que o PT2 e assim por diante. Nos índices de aquisição entre 50 e 150, aproximadamente, o comportamento do gráfico está associado ao aumento da temperatura do centro da tubulação e ao período de desparafinação. Após esse início o fluido passa a fluir pela linha até o índice 650, quando começa a parafinação. Neste momento as curvas referentes ao ΔT dos PT4 e PT5 em relação ao PT6 assumem valores negativos.

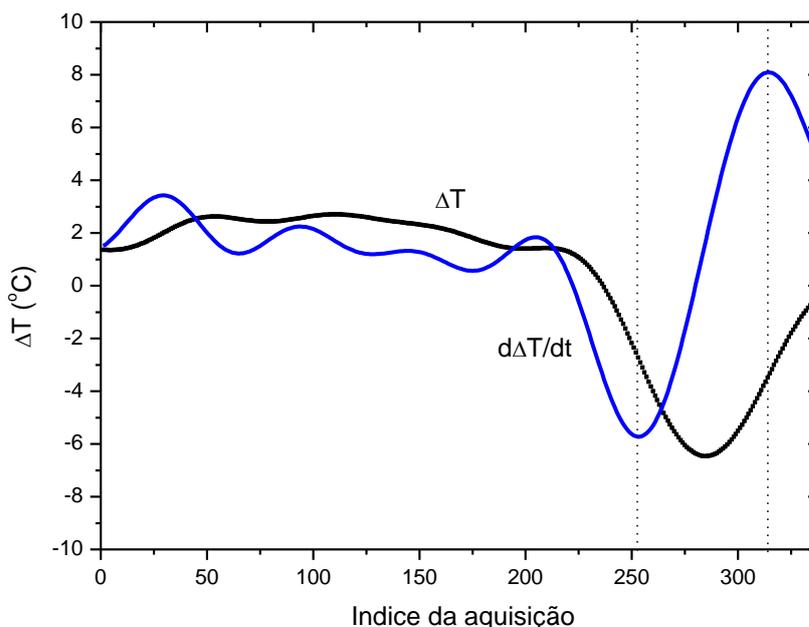
Figura 58 – Curvas de ΔT entre o PT6 e os demais elementos sensores do SMpT, referentes ao quarto dia de teste.



Uma outra alternativa de análise para os dados gerados pelo SMpT é a observação do comportamento da derivada em função do tempo da diferença de temperatura ΔT . Na sequência é apresentado um exemplo desse tipo de análise, onde foram tratados somente os dados da diferença de temperatura entre o PT6 e o PT2, durante o segundo dia de teste, circulando petróleo na linha de parafinação do Nu-Ex de Taquipe.

A Figura 59 representa a diferença de temperatura (em preto) entre as temperaturas do PT6 e do PT2, desde o início dos testes com petróleo, às 14h 45min, até a finalização dos testes, quando a linha de parafinação foi totalmente bloqueada pela deposição de parafina, às 17h 40min.

Figura 59 – Curvas de diferença de temperatura entre o PT6 e o PT2 e sua derivada.



O patamar inicial da curva ΔT apresenta valores positivos, mostrando que nesse intervalo o PT2 estava medindo valores de temperatura inferiores aos valores medidos pelo PT6, como era esperado e já discutido anteriormente. Em seguida é observado um vale, neste período o PT2 passou a aferir valores de temperatura maiores que os aferidos por PT6, dessa forma ΔT passou a ser negativo.

A curva em azul é a derivada ($\frac{d\Delta T}{dt}$) da curva ΔT e nela é percebido a taxa de variação do gradiente de temperatura, pelo próprio caráter da operação matemática de diferenciação, que traz consigo a habilidade de determinar a tendência de uma dada distribuição de pontos, em função do tempo, por exemplo. O monitoramento da derivada da curva da diferença de temperatura entre um sensor escolhido arbitrariamente (PT2) e o sensor que serve de referência (PT6), confere ao sistema, ou operador de controle, a possibilidade de prever o momento da parafinação, instantes (20 ciclos de amostragem) antes do momento em que a linha é parafinada. Sendo assim, observar a derivada desta curva possibilita a tomada de decisão da aplicação de uma ação de controle com tempo suficiente para que essa possa ser efetiva.

Das diferentes análises feitas anteriormente se depreendem três fatos importantes. O primeiro diz respeito à importância de conhecer o perfil de temperatura, ao longo do raio de uma tubulação por onde flui óleo com potencial de parafinação. Este perfil radial é uma primeira aproximação de termográfica do escoamento no duto.

O segundo aspecto concerne às múltiplas possibilidades de análise que um sensor multipontos propicia (monitoramento direto de temperaturas, análise de diferenças de temperatura em função do raio, análise diferencial em função do tempo, etc.) e da relevância dessas informações para o monitoramento e para o desenvolvimento de estratégias e ações de controle de parafinação em tubulações.

O terceiro aspecto tem a ver com o fato de um sensor multipontos não ser um sensor de múltipla redundâncias, do caráter multipontos advêm a característica de flexibilidade de escolha do ponto de medição ou dos pares de pontos medições por diferença de temperatura. No segundo dia de teste o par de sensores com melhor resposta à parafinação foi o par PT6 – PT2, o início da deposição de parafina ficou claro e evidente graças a essa medição. No terceiro e quarto dias de testes, por conta das condições de início do teste, com a linha bloqueada pela parafinação do dia anterior, o par de medição PT6 – PT2 não apresentou a mesma resposta, que pode ser substituída pelas medições feitas pelos pares PT6 – PT3; PT6 – PT4 e PT6 – PT5, sem que houvesse perda na riqueza de detalhes do monitoramento da linha de parafinação.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho de pesquisa teve como ponto de partida a constatação de que a parafinação em dutos de produção e transporte de petróleo tem por gênese o gradiente de temperatura entre a parede do duto e o óleo que circula numa dada tubulação. Ficou evidenciado e devidamente demonstrado, pelos dados experimentais obtidos, que é possível mensurar o gradiente de temperatura *in-situ*, utilizando um sensor multipontos de temperatura (SMpT), baseado em termo-elemento do tipo RTD (termoresistores de platina, PT-100). Estendendo um pouco mais a hipótese de trabalho, ficou demonstrado que é possível, pelo emprego da técnica de multi-sensoreamento determinar o momento em que a deposição de parafina tem início, possibilitando assim o desenvolvimento de estratégias de prevenção do entupimento por parafina dos dutos de petróleo.

De forma que pudesse ser usada como bancada de teste para o SMpT desenvolvido, a planta de parafinação do NuEx-Taquipe foi testada e validada. Assim, é possível afirmar que o SMpT proposto foi testado em uma bancada de teste com características muito próximas aos moldes de operação de uma planta de produção. Esta planta permite estudar os fenômenos de parafinação de forma controlada, simulando condições de campo. Nos testes de comissionamento, a linha de parafinação se mostrou estável do ponto de vista da circulação de fluidos, vazão, velocidades e perfil de escoamento, das medidas das variáveis de processo como temperatura e vazão, o que validou esta facilidade instalada enquanto aparato experimental de ensaios, que permitiu claramente observar o fenômeno de parafinação em dutos de transporte de petróleo.

O SMpT projetado, desenvolvido e montado funcionou como o esperado, tanto em laboratório, durante a etapa de calibração, quanto em campo, onde foi submetido a 4 dias de testes, já integrado a um sistema de aquisição de dados. Utilizando este sistema de medição foi possível obter as curvas de temperatura em função do tempo durante os testes de circulação do fluido, nestes testes diferentes perfis de temperatura foram impostos à calha de resfriamento da linha de parafinação. Com estas curvas é possível acompanhar o gradiente de temperatura e sua evolução, ficando muito claro o ponto em que a parafinação do petróleo ocorre.

Durante o primeiro dia de teste, utilizou-se água como fluido circulante, o SMpT foi capaz de determinar o gradiente de temperatura, mesmo durante a falha ocorrida no sistema de resfriamento da água da calha.

O segundo dia, foi dividido em duas etapas. A primeira etapa, com água como fluido circulante, serviu para confirmar os testes do primeiro dia e reafirmar a utilização do SMpT como sensor de gradiente de temperatura. Na segunda etapa, utilizou petróleo como fluido circulante, foi possível observar que o padrão de medidas de temperatura exibia o PT6 medindo temperatura superior em relação às medidas com o PT1, enquanto que os PT-100 interpostos mediam valores intermediários. No momento em que esse gradiente, inicialmente bem comportado, mudou, ou seja, os valores aferidos pelos sensores PT1 ao PT6 assumiram um comportamento desordenado, este desempenho pôde ser percebido visualmente na tela de monitoração e apontou o início do processo de bloqueio da tubulação por parafina. Neste dia de teste a tubulação foi plenamente bloqueada por parafina.

No terceiro e quarto dia de testes os sinais do SMpT passaram a ser utilizados de forma que fosse possível perceber o início da parafinação, de modo a não permitir que a linha fosse totalmente bloqueada. No terceiro dia o gradiente de temperatura foi o critério de parada da linha, no momento em que o gradiente começou a não mais ser observado, o teste foi finalizado. Vale ressaltar que a interrupção do teste, motivada pelo monitoramento do gradiente possibilitou evitar o bloqueio total da linha de parafinação.

No último dia de testes, no momento em que se percebeu o início da parafinação foram aplicados pulsos de pressão na linha na tentativa de bloquear o início da deposição de parafina na linha, esta ação conseguiu retardar em duas horas o início do processo de deposição de parafina. Apesar do esforço de controle para inibir a parafinação o sistema continuou a evoluir, quando o gradiente de temperatura passou a ter um comportamento desordenado novamente, os testes foram finalizados.

Além da análise do perfil de temperatura outras duas análises puderam ser realizadas nos dados fornecidos pelo sensor multipontos. Assim puderam ser estudados o comportamento térmico pela diferença entre as medições dos termoelementos do SMpT em relação a um PT-100 tomado como referência, além da observação do comportamento da derivada, em função do tempo, dessa diferença de

temperatura. Essas duas análises ratificaram os comportamentos térmicos observados anteriormente.

5.1. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O aparato experimental, *flow-loop*, utilizado para os testes tem um perfil semelhante ao de campo, porém seria interessante realizar testes com o SMpT em condições reais.

Analisar uma melhor estratégia de inserção do SMpT na linha, como por exemplo, fixo num flange, de forma a facilitar o acoplamento do mesmo em plantas já existentes.

O desenvolvimento de um SMpT composto por sensores do tipo PT-100 com dimensões menores de forma a obter maior resolução do gradiente térmico.

Avaliar o uso das informações do SMpT associado às estratégias para evitar que a linha seja bloqueada por parafina.

REFERÊNCIAS

- ABB. **TSM800 Multipoint temperature sensor**, 2014. Disponível em: <www.abb.com/measurement>
- AMARAL, C. **Temperatura**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<http://paginapessoal.utfpr.edu.br/camaral/instrumentacao-industrial/11-Temperatura.pdf/view>>, 2013
- AREIZA, M. C. L.; CAMERINI, C. S.; JANVROT, I. V.; REBELLO, J.M.A. **Development of a Magnetic Sensor for Detecting and Sizing Paraffin Deposition Inside Pipelines**. 18th World Conference on Nondestructive Testing. **Anais...Dubai**: 2012
- AZEVEDO, L. F. A.; TEIXEIRA, A. M. A Critical Review of the Modeling of Wax Deposition Mechanisms. **Petroleum Science and Technology**, v. 21, n. 3–4, p. 393–408, 2003.
- BERN, P. A.; WITHERS, V. R.; CAIRNS, R. J. R. **Wax Deposition in Crude Oil Pipelines**. European Offshore Petroleum Conference & Exhibition Paper. **Anais...Longon, England**: EUR 206, 1980
- BHATTACHARYA, A. **Effect of thermal environment on wax deposition in a crude oil pipeline: Analysis of some critical aspects**. International Offshore and Polar Engineering Conference. **Anais...Edinburgh**: The International Society of Offshore and Polar Engineers, 1991
- BOMBA, J. G. **Offshore Pipeline Transport of Waxy Crude Oils**. Offshore South East Asia Conference and Exhibition. **Anais...Singapore**: SPE 14622, 1986
- BURGER, E. D.; PERKINS, T. K.; STRIEGLER, J. H. Studies of Wax Deposition in the Trans Alaska Pipeline. **Journal of Petroleum Technology**, v. 33, n. June, p. 1075–1086, 1981.
- CORRERA, S.; FASANO, A.; FUSI, L.; PRIMICERIO, M. Modelling wax diffusion in crude oils: The cold finger device. **Applied Mathematical Modelling**, v. 31, n. 10, p. 2286–2298, 2007.
- CREEK, J. L.; LUND, H. J.; BRILL, J. P.; VOLK, M. Wax deposition in single phase flow. **Fluid Phase Equilibria**, v. 158–160, p. 801–811, 1999.
- DANCOR. **Catálogo Geral: Centrífuga de Aplicação Múltipla**, 2016.
- DOTTO, M. E. R. **Estudo dos estágios iniciais de formação de depósitos de parafinas em oleodutos**. [s.l.] Relatório de pós-doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 2003.
- FERREIRA, V. **Estudo do uso de sensores de temperatura na medição e controle de vazão de gases com aplicação em HVAC**. [s.l.] Dissertação (Mestrado), Universidade Federal da Bahia, Departamento de Ciência da Computação do Instituto de Matemática, PPGM, Salvador, 2008.
- FOX, R. W.; PRITCHARD, P. J.; MCDONALD, A. T. **Introdução à Mecânica dos Fluidos**. 7ª ed. Rio de Janeiro: Tradução e Revisão técnica: Ricardo Nicolau Nassar Koury, Luiz Machado - [Reimpr.], 2011.
- FRADEN, J. **Handbook of Modern Sensors**. 3rd. ed. San Diego: Springer-Verlag,

2004.

GONG, J.; ZHANG, Y.; LIAO, L.; DUAN, J.; WANG, P.; ZHOU, J. Wax deposition in the oil/gas two-phase flow for a horizontal pipe. **Energy and Fuels**, v. 25, n. 4, p. 1624–1632, 2011.

GUOZHONG, Z.; GANG, L. Study on the wax deposition of waxy crude in pipelines and its application. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 70, n. 1–2, p. 1–9, 2010.

HAMMAMI, A.; RAINES, M. **Paraffin deposition from crude oils: comparison of laboratory results to field data**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...San Antonio, Texas: SPE 38776, 1997** Disponível em: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-38776-MS>>

HOFFMANN, R.; AMUNDSEN, L.; SCHÜLLER, R. Online monitoring of wax deposition in sub-sea pipelines. **Measurement Science and Technology**, v. 22, n. 7, p. 75701, 2011.

HUANG, Z.; ZHENG, S.; FOGLER, H. S. **Wax Deposition: Experimental Characterizations, Theoretical Modeling, and Field Practices**. Boca Raton, FL: CRC Press, 2015.

HUNT, E. B. **Laboratory Study of Paraffin Deposition**. SPE Production Research Symposium. **Anais...Tulsa, Oklahoma: SPE 279, 1962**

JENNINGS, D. W.; WEISPFENNIG, K. **Effects of shear and temperature on wax deposition: Coldfinger investigation with a Gulf of Mexico crude oil**. 5th International Conference on Petroleum Phase Behavior and Fouling. **Anais...Energy & Fuels, 2005**

KARIM, M. F. A.; ISMAIL, M. C.; AWANG, M. **Laboratory Deposition Apparatus to Study the Effects of Wax Deposition on Pipe Magnetic Field Leakage Signals**. MATEC Web of Conferences. **Anais...2014**

KOPTOVA, A. V.; KOPTEV, V. Y. Automated monitoring system for asphaltene-resin-paraffin deposits in main oil pipelines. **International Journal of Applied Engineering Research**, v. 11, n. 4, p. 2191–2198, 2016.

LASHKARBOLOOKI, M.; SEYFAEE, A.; ESMAEILZADEH, F.; MOWLA, D. Experimental investigation of wax deposition in Kermanshah crude oil through a monitored flow loop apparatus. **Energy and Fuels**, v. 24, n. 2, p. 1234–1241, 2010.

LEIROZ, A. T. **Estudo sobre a Deposição de Parafina em Linhas de Petróleo**. [s.l.] Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2004.

MAJEED, A.; BRINGEDAL, B.; OVERA, S. Model calculates wax deposition for North-Sea oils. **Oil & Gas Journal**, v. 88, n. 25, p. 63–69, 1990.

MINIPA INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA. **Manual de instruções Termômetro Digital MT-450/MT-455**, 2008.

MIRAZIZI, H. K.; SHANG, W.; SARICA, C. **Experimental investigation of paraffin deposition under turbulent flow conditions**. 8th North American Conference on Multiphase Technology. **Anais...BHR Group, 2012**

MUNSON, B. R.; YOUNG, D. F.; OKIISHI, T. H. **Fundamentos da Mecânica dos Fluidos**. 4ª ed. [s.l.] Blucher, 2004.

NATIONAL INSTRUMENTS. **Como fazer medições de temperatura com RTDs : Guia prático**, 2016. Disponível em: <<http://www.ni.com/tutorial/7115/pt/>>

NOVUS PRODUTOS ELETRÔNICOS LTDA. **Conceitos Básicos de RS485 e RS422**. Porto Alegre, 2016.

OMEGA. **Elements Flat Profile Thin Film Platinum**. Disponível em: <http://www.omega.com/pptst/F_SERIES.html>. Acesso em: 21 fev. 2017.

PEDROZO, M. F. M.; BARBOSA, E. M.; CORSEUIL, H. X.; SCHNEIDER, M. R.; LINHARES, M. M. **Ecotoxicologia e avaliação de risco do petróleo**. Salvador: Centro de Recursos Ambientais, 2002. v. 12

RILEY, K.; SCHROCK, T. **How to Select Specialized Instrumentation for Temperature Measurement**. Disponível em: <<http://automation.isa.org/2017/01/engineered-solutions-for-temperature-measurement/>>. Acesso em: 3 fev. 2017.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. 1ª ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SADEGHZAD, A.; CHRISTIANSEN, R. L. **The prediction of cloud point temperature: In wax deposition**. 8th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. **Anais...Abu Dhabi: SPE 49467**, 1998. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-64519-MS>>

SANTOS, J. DA S. T.; FERNANDES, A. C.; GIULIETTI, M. Study of the paraffin deposit formation using the cold finger methodology for Brazilian crude oils. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 45, n. 1–2, p. 47–60, 2004.

SANTOS, J. S. T. **Parafinação de petróleos nacionais do ponto de vista da cristalização**. [s.l.] Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 2002.

SANTOS, J. S. T. **Estudo experimental e numérico da parafinação em escoamento de hidrocarbonetos em dutos produtores**. [s.l.] Tese (Doutorado), Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 2009.

SARACENO, A. S. P. **Estudo do fenômeno de parafinação a partir de um óleo cru**. [s.l.] Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 2007.

SENSE SENSORS & INSTRUMENTS. **Medição de Temperatura em Processos Industriais**. São Paulo, 2015.

SINGH, P.; VENKATESAN, R.; FOGLER, H. S.; NAGARAJAN, N. Formation and aging of incipient thin film wax-oil gels. **AIChE Journal**, v. 46, n. 5, p. 1059–1074, 2000.

SINGH, P.; VENKATESAN, R.; FOGLER, H. S.; NAGARAJAN, N. Morphological evolution of thick wax deposits during aging. **AIChE Journal**, v. 47, n. 1, p. 6–18, 2001.

SINGH, P.; FOGLER, H. S.; NAGARAJAN, N. Prediction of the wax content of the incipient wax-oil gel in a pipeline: An application of the controlled-stress rheometer. **Journal of Rheology**, v. 43, n. 6, p. 1437, 1999.

The Weather Channel. Disponível em: <<https://weather.com/pt->

BR/clima/hoje/l/BRXX3534:1:BR>. Acesso em: 4 maio. 2017.

THOMAS, J. E. (organiz.) . **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2^a ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

TURNER, W. R. Normal Alkanes. **Ind. Eng. Chem. Prod. Res. Develop.**, v. 10, n. 3, p. 238–260, 1971.

VENKATESAN, R.; NAGARAJAN, N. R.; PASO, K.; YI, Y. B.; SASTRY, A. M.; FOGLER, H. S. The strength of paraffin gels formed under static and flow conditions. **Chemical Engineering Science**, v. 60, n. 13, p. 3587–3598, 2005.

VENKATESAN, R.; SINGH, P.; FOGLER, H. S. Delineating the Pour Point and Gelation Temperature of Waxy Crude Oils. **SPE Journal**, v. 7, n. 4, p. 349–352, 2002.

WANG, W.; HUANG, Q.; WANG, C.; LI, S.; QU, W.; ZHAO, J.; HE, M. Effect of operating conditions on wax deposition in a laboratory flow loop characterized with DSC technique. **Journal of Thermal Analysis and Calorimetry**, v. 119, n. 1, p. 471–485, 2015.

YUPA, L. F. P. **Estudo Experimental da Deposição de Parafina em Escoamento Turbulento**. [s.l.] Dissertação (mestrado), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2010.