

**CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA CELSO SUCKOW DA
FONSECA**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
ENGENHARIA MECÂNICA**

**KARINA DA HORA E SILVA
LUÍSA DURÃO RODRIGUES**

**ANÁLISE DA FORMAÇÃO E DEPÓSITO DE PARAFINA EM FLUIDOS NÃO
NEWTONIANOS SUBMETIDOS A BAIXAS TEMPERATURAS DE
TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

RIO DE JANEIRO

2021

KARINA DA HORA E SILVA

LUÍSA DURÃO RODRIGUES

**ANÁLISE DA FORMAÇÃO E DEPÓSITO DE PARAFINA EM FLUIDOS NÃO
NEWTONIANOS SUBMETIDOS A BAIXAS TEMPERATURAS DE
TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO**

Projeto final apresentado em cumprimento às normas do Departamento de Educação Superior do CEFET/RJ, como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica

Professor Orientador: Carlos Eduardo Guedes Catunda

RIO DE JANEIRO

2021

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Central do CEFET/RJ

S586 Silva, Karina da Hora e
Análise da formação e depósito de parafina em fluidos não newtonianos submetidos a baixas temperaturas de transporte e armazenamento / Karina da Hora e Silva [e] Luísa Durão Rodrigues – 2021.
69f.: il. color., enc.

Projeto Final (Graduação) Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 2021.
Bibliografia: f. 66-69
Orientador: Carlos Eduardo Guedes Catunda

1. Engenharia mecânica. 2. Petróleo e gás – Manutenção.
3. Oleodutos. 4. Deposição de parafina. I. Rodrigues, Luísa Durão. II. Catunda, Carlos Eduardo Guedes (Orient.). II. Título.

CDD 620.1

Dedicamos esse trabalho à nossa família e
amigos por todo suporte e paciência.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos aos nossos pais (André, Neliny, Sônia e Vera) por terem nos dado suporte e motivação ao longo dessa jornada, e nos ensinado o valor do estudo, da dedicação, do amor incondicional e por muitas vezes terem se anulado em prol de nós, sem eles nada disso seria possível.

À nossa família pelas horas de descontração, por entenderem que nem sempre era possível estar presente, em especial aos tios Suely, Solange, Denise e Flavio, que de muitas formas ajudaram em minha formação.

Aos nossos amigos, Angélica Pinheiro, Bernardo Berlandez, Gabriel da Hora, Fellype Coelho, Igor Giglio, Milena da Hora, Pedro Bacelar, Pedro Luiz e Thaiza da Hora, por sempre estarem dispostos a nos ajudar nos momentos em que mais precisamos.

Ao namorado Ricardo Alves por aturar todo estresse, chatice e conseguir nos fazer rir mesmo quando não achávamos possível.

Um agradecimento especial a minha amiga que foi a principal responsável por chegarmos juntas ao final dessa caminhada e por muitas vezes não permitir que desistisse, sem ela tudo teria sido mais tortuoso, difícil e provavelmente menos divertido. Minha eterna dupla de dois.

E, por fim, agradecemos a todos que contribuíram de alguma forma para a realização deste projeto, nossos professores e colegas de trabalho por todo ensinamento.

Devemos acreditar que somos dotados de
alguma coisa e que essa coisa deve ser
alcançada a qualquer custo.
(CURIE, Marie)

RESUMO

Oleodutos que transportam óleo cru através de oceanos ou terra, sujeitos a climas mais frios, tendem a apresentar um problema na mudança de fluidez do produto (geleificação e envelhecimento), devido à deposição de Parafinas paredes do duto. O óleo passa a se comportar não mais como um líquido, mas como um gel e depois como um sólido maciço que estreita a passagem do fluxo. Esse problema pode resultar em paradas não programadas na produção, em perdas de produtividade e em alguns casos extremos perdas de trechos de duto e de equipamentos. Será feito um estudo de fluidos Não Newtonianos, buscando entender a transição do fluido, onde há predominância de um módulo viscoso, para um sólido, quando o módulo elástico prevalece, assim como a necessidade de uma tensão mínima imposta ao produto para que este escoe quando se encontra como um sólido. O presente trabalho visa simular condições extremas buscando prever e minimizar os efeitos nocivos desse fenômeno através do Software Stoner Pipeline Simulator 10.5. Para isso, será feito um estudo de caso com um oleoduto modelado utilizando equipamentos com características reais determinadas por normas de engenharia de dutos, assim como os demais parâmetros de segurança, como as pressões máximas admissíveis em cada ponto do oleoduto. Foram feitas simplificações no modelo do duto para que a análise fosse mais assertiva, contudo, as características principais foram preservadas. Os produtos transportados foram modelados com propriedades reológicas reais obtidas através de relatórios da empresa responsável pelo transporte desses produtos.

Palavras-Chave: Deposição de parafina. Oleoduto. Simulação.

ABSTRACT

Pipelines that transport crude oil across the oceans or on land, subject to colder climates, tend to present a problem of altering the fluidity of the product (gelation and aging), due to the deposition of the duct walls. The oil starts to behave no longer as a liquid, but as a gel and then as a solid solid that narrows the flow passage. This problem can result in unscheduled production stoppages, loss of productivity and, in some extreme cases, loss of pipelines and equipment stretches. A study of non-Newtonian fluids will be done, trying to understand the transition of the fluid, where there is a predominance of a viscous module, to a solid, when the elastic module prevails, as well as the need for a minimum stress imposed on the product for it flows when it is found as a solid. The present work aims simulate extremelly conditions trying to predict and minimize the deleterious effects of this phenomenon through the software Stoner Pipeline Simulator 10.5. For this, a study will be made with a modeled pipeline using equipment with real characteristics in accordance with pipeline engineering standards, as well as the other safety parameters, such as maximum permissible pressures at each point of the pipeline. Simplifications were made in the pipeline model to make the analysis more assertive, but the main characteristics will be preserved. The products transported were modeled with real rheological properties by means of reports from the company responsible for transporting these products.

Keywords: Paraffin deposition. Oil pipeline. Simulation.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: BLOQUEIO DA LINHA.....	2
FIGURA 2: EXPERIÊNCIA DE DUAS PLACAS (COMPORTAMENTOS DE SÓLIDOS E LÍQUIDOS)	4
FIGURA 3: TENSÃO NORMAL Σ E CISALHANTE T PROVENIENTES DE F AGINDO NA SUPERFÍCIE A.....	5
FIGURA 4: CLASSIFICAÇÃO DOS FLUIDOS SEGUNDO COMPORTAMENTO REOLÓGICO	6
FIGURA 5: TAXA DE DEFORMAÇÃO E TENSÃO DE CISALHAMENTO EM DIFERENTES TIPOS DE FLUIDOS.....	8
FIGURA 6: CURVAS DE VISCOSIDADE VERSUS TAXA DE CISALHAMENTO NOS FLUIDOS.....	9
FIGURA 7: MÓDULO G' E G'' VERSUS A TENSÃO.....	10
FIGURA 8: JAZIDAS PELO MUNDO ONDE OCORRE O FENÔMENO DA DEPOSIÇÃO DE PARAFINA.....	11
FIGURA 9: FRACIONAMENTO DO PETRÓLEO.....	13
FIGURA 10: CADEIAS DE PARAFINA LINEAR.....	14
FIGURA 11: DEPÓSITO DE PARAFINA NA PAREDE DO DUTO.....	15
FIGURA 12: FORMAÇÃO DE NÚCLEOS DA PARAFINA	16
FIGURA 13: CORRELAÇÃO DE FATOR DE ATRITO - NÚMERO DE REYNOLDS PARA FLUIDOS NÃO NEWTONIANOS.....	21
FIGURA 14: ESQUEMA DO DESLOCAMENTO DE FLUIDOS GELIFICADOS.....	24
FIGURA 15: FLEXPIG.....	27
FIGURA 16: MODO DE CÁLCULO DO TRANSIENTE TÉRMICO.....	30
FIGURA 17: MODO DE CÁLCULO DO TRANSIENTE TÉRMICO NO SENTIDO RADIAL DO DUTO	31
FIGURA 18: MODELO DO SISTEMA DE BOMBEAMENTO.....	35
FIGURA 19: PRESSÕES MÉDIAS DOS PRODUTOS A, B E C	42
FIGURA 20: PRODUTO A – PERFIL DE PRESSÃO	42
FIGURA 21: PRODUTO B – PERFIL DE PRESSÃO.....	43
FIGURA 22: PRODUTO C – PERFIL DE PRESSÃO.....	43

FIGURA 23: VAZÃO MÉDIA DOS PRODUTOS A, B E C.....	46
FIGURA 24: PRODUTO A – PERFIL DE VAZÃO.....	46
FIGURA 25: PRODUTO B – PERFIL DE VAZÃO.....	47
FIGURA 26: PRODUTO C – PERFIL DE VAZÃO.....	47
FIGURA 27: VISCOSIDADE MÉDIA DOS PRODUTOS A, B E C.....	48
FIGURA 28: PRODUTO A - RELAÇÃO DA VISCOSIDADE COM A TEMPERATURA.....	49
FIGURA 29: PRODUTO B - RELAÇÃO DA VISCOSIDADE COM A TEMPERATURA.....	50
FIGURA 30: PRODUTO C - RELAÇÃO DA VISCOSIDADE COM A TEMPERATURA.....	51
FIGURA 31: TAXA DE CISALHAMENTO DOS PRODUTOS A, B E C.....	51
FIGURA 32: TAXA DE CISALHAMENTO DOS PRODUTOS QUE CONTÊM PARAFINA.....	52
FIGURA 33: COMPARAÇÃO DAS ÁREAS DE SEÇÃO TRANSVERSAL DOS PRODUTOS A, B E C.....	53
FIGURA 34: PRODUTO A - RELAÇÃO DA ÁREA COM A TEMPERATURA DE ENTRADA.....	53
FIGURA 35: PRODUTO B - RELAÇÃO DA ÁREA COM A TEMPERATURA DE ENTRADA.....	54
FIGURA 36: PRODUTO C - RELAÇÃO DA ÁREA COM A TEMPERATURA DE ENTRADA.....	54
FIGURA 37: FATOR DE FRICÇÃO MÉDIO DOS PRODUTOS A, B E C.....	56
FIGURA 38: PERDA DE CARGA DOS PRODUTOS RELACIONADAS ÀS TEMPERATURAS DE ENTRADA DO FLUIDO.....	57
FIGURA 39: TELA DO SPS COM PRODUTO A PARADO NA LINHA POR 1 DIA.....	60
FIGURA 40: TELA DO SPS COM PRODUTO A PARADO NA LINHA POR 2 DIAS.....	60
FIGURA 41: TELA DO SPS COM PRODUTO A PARADO NA LINHA POR 8 DIAS.....	60
FIGURA 42: TELA DO SPS COM PRODUTO A PARADO NA LINHA POR 12 DIAS.....	61
FIGURA 43: TELA DO SPS COM PRODUTO A PARADO NA LINHA POR 14 DIAS.....	61
FIGURA 44: TELA DO SPS COM PRODUTO A PARADO NA LINHA POR 16 DIAS.....	62
FIGURA 45: TELA DO SPS COM PRODUTO A PARADO NA LINHA POR 17 DIAS.....	62
FIGURA 46: TELA DO SPS COM PRODUTO A PARADO NA LINHA POR 17 DIAS – PERFIL DE TEMPERATURA.....	62

LISTA DE TABELAS

TABELA 1: ELEMENTOS TÍPICOS DO PETRÓLEO BRUTO	12
TABELA 2: CLASSIFICAÇÃO DO PETRÓLEO SEGUNDO GRAU API	12
TABELA 3: CARACTERÍSTICAS DOS PRODUTOS APÓS O FRACIONAMENTO.....	13
TABELA 4: FÓRMULAS EXPLÍCITAS PARA FATOR DE ATRITO	23
TABELA 5: PROPRIEDADES DOS PRODUTOS.....	34
TABELA 6: INSTRUMENTOS DO SISTEMA.....	37
TABELA 7: DADOS SIMULADOS PRODUTO A.....	39
TABELA 8: DADOS SIMULADOS PRODUTO B.....	40
TABELA 9: DADOS SIMULADOS PRODUTO C (ÁGUA).....	41
TABELA 10: VARIAÇÃO DA PRESSÃO AO LONGO DO DUTO COM PRODUTO A	44
TABELA 11: VARIAÇÃO DA PRESSÃO AO LONGO DO DUTO COM PRODUTO B	44
TABELA 12: VARIAÇÃO DA PRESSÃO AO LONGO DO DUTO COM ÁGUA	44

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área
D	Diâmetro
f	Fator de Atrito
F	Força de Cisalhamento
F_t	Força Tangencial
G'	Módulo Elástico
G''	Módulo Viscoso
hl	Perda de carga distribuída
i	Índice de Fluxo
K	Índice de Consistência
L	Comprimento da Tubulação
L_f	Comprimento do gel liquefeito
n	Número de Carbono da Molécula
N_{RE}	Número de Reynolds
ΔP_c	Queda de pressão referente a compressão do fluxo
ΔP_f	Queda de pressão na região de interface
ΔP_T	Queda de pressão geral
t	Tempo
V_c	Velocidade de compressão
V_f	Velocidade da Frente
V_0	Velocidade
ΔP_{min}	Pressão mínima de reinício
ϵ	Rugosidade Absoluta
μ	Viscosidade
μ_a	Viscosidade Aparente
ρ	Massa Específica
τ	Tensão de Cisalhamento
τ_0	Tensão Limite de Escoamento

γ

Taxa de Cisalhamento

LISTA DE SIGLAS

API	American Petroleum Institute
CCN	Número Crítico de Carbonos
GLP	Gás Liquefeito de petróleo
ICF	Incoming Fluid
OGF	Outgoing Fluid
PIG	Pipeline Inspection Gauge
PMOA	Pressão Máxima de Operação
RAT	Resíduo Atmosférico
RTTM	Real Time Trade Maching
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SPS	Synergi Pipeline Simulator
TIAC	Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais
TLE	Tensão Limite de Escoamento

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 JUSTIFICATIVA	2
1.2 OBJETIVO	3
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
2.1 REOLOGIA.....	4
2.1.1 Fluido	4
2.1.2 Classificação dos Fluidos.....	5
2.1.3 Módulo Elástico e Módulo Viscoso.....	9
2.2 TRANSPORTE DUTOVIÁRIO	10
2.3 PARAFINA	14
2.3.1 Processo de Deposição da Parafina	15
2.3.2 Envelhecimento	17
2.3.3 Fatores que Afetam a Deposição de Parafina na Linha	18
2.3.3.1 Temperatura	18
2.3.3.2 Pressão	18
2.3.3.3 Natureza da solução	19
2.3.3.4 Regime de escoamento	19
2.3.4 Reiniciar Oleoduto com Gel Comprimido	23
2.3.4.1 O procedimento de desobstrução	23

2.3.5	Sistemas De Detecção	26
2.3.6	Métodos para Redução da Formação de Depósitos da Parafina.....	26
2.3.6.1	Método de remoção mecânica.....	27
2.3.6.2	Aplicação de calor.....	27
2.3.6.3	Inibidores.....	28
2.4	ANÁLISE NUMÉRICA.....	28
2.5	O PRODUTO	31
2.5.1	RAT.....	31
3.	MATERIAIS E MÉTODOS (ESTUDO DE CASO).....	33
3.1	GRANDEZAS CONSIDERADAS NA MODELAGEM NUMÉRICO EXPERIMENTAL	33
3.1.1	Grandezas Variáveis	34
3.1.2	Descrição Do Oleoduto Real E Dados De Campo.....	35
3.2	PREMISSAS ADOTADAS	37
4.	RESULTADOS.....	39
4.1	PRESSÃO	41
4.2	VAZÃO	46
4.3	VISCOSIDADE	48
4.4	TAXA DE CISLHAMENTO	51
4.5	ÁREA.....	53

4.6	FATOR DE FRICÇÃO	56
4.7	PARADA DO OLEODUTO	58
5.	CONCLUSÕES	63
6.	BIBLIOGRAFIA	66
	APÊNDICE A – CÓDIGO DO SPS.....	70

1. INTRODUÇÃO

Anualmente são transportados um volume de mais 654 milhões de m³ de petróleo e biocombustível aos pontos mais remotos do Brasil através de terminais e oleodutos. O serviço de transporte e logística garante a energia responsável pelo desenvolvimento do Brasil, (Transpetro, 2006).

A necessidade continuada de matriz energética e a diminuição das jazidas de petróleo em terra demandam o aumento da busca de petróleo em jazidas submarinas. A busca em jazidas profundas enfrenta outros obstáculos como o armazenamento e escoamento ao longo da produção.

Alguns produtos transportados apresentam viscosidade que varia não só com a pressão e temperatura, mas com a taxa de deformação e com a tensão de cisalhamento, e essa variação não ocorre de maneira linear. Esses produtos possuem tanto módulo elástico (características dos sólidos) quanto módulo viscoso (características dos líquidos). Esses conceitos serão apresentados de maneira mais elucidativa no **item 2.1.3**.

O petróleo é composto principalmente por hidrocarbonetos que após o processo de refinamento, dá origem a várias frações usadas em nosso cotidiano. A parafina é uma fração do petróleo que precipita quando sujeitada à baixas temperaturas. A deposição de parafina nas paredes internas é um dos desafios no transporte offshore.

O produto que será estudado, quando submetido a temperaturas muito baixas, se comporta como fluido Não Newtoniano e apresenta formação de cristais Parafínicos. Esses cristais se acumulam na parede do oleoduto e formam uma camada cada vez mais espessa que ao longo do tempo podem vir a se tornar uma barreira para passagem do fluido e em situações mais extremas, causar bloqueio da linha, como pode ser visto na **Figura 1**.

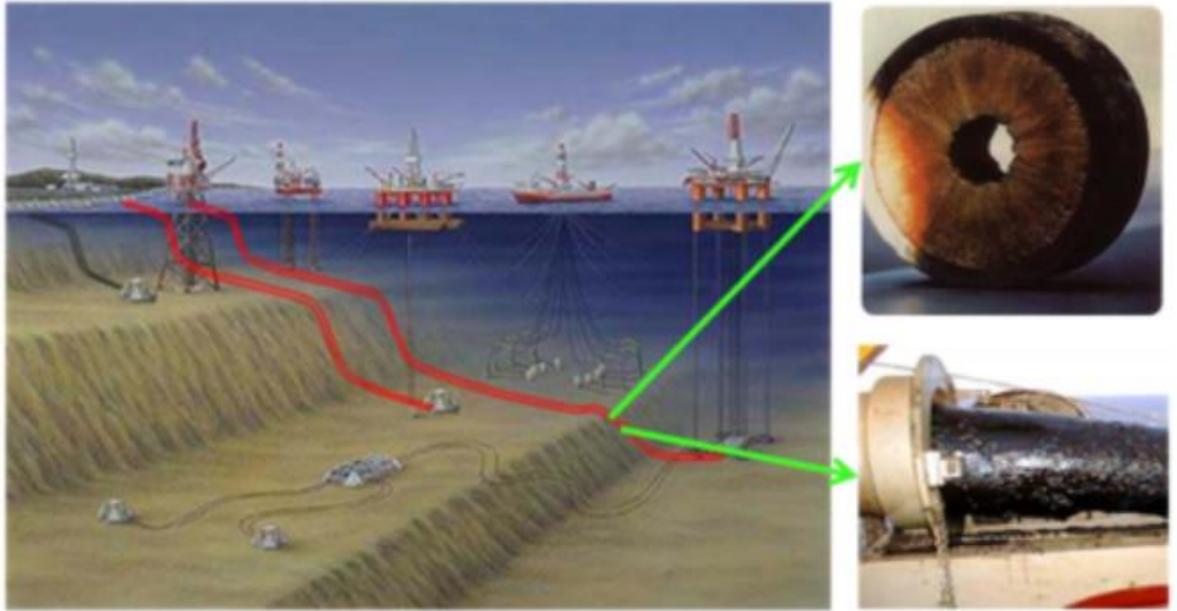


Figura 1: Bloqueio da linha

Fonte: (J.Duan, 2018)

Este trabalho visa estudar as condições para mitigar as consequências desse problema, que em casos extremos pode gerar a perda da tubulação, o que gera custo elevado à indústria petroquímica. Serão feitas simulações no software “Synergi Pipeline Simulator – Stoner” (Synergi Pipeline Simulator, 2019) buscando chegar a condições mais próximas possíveis da realidade, e pôr em prática os conceitos estudados nos itens 2 e 2.2. Também mostrará posteriormente uma forma de reiniciar o duto caso surja alguma situação incidental que faça o produto ficar parado na linha em baixas temperaturas, assim como as formas de mitigar a deposição.

1.1 JUSTIFICATIVA

O aumento da produção mundial de petróleo, derivados e gás natural gera como consequência a maior necessidade de escoamento da produção e a distribuição desses combustíveis. Esse aumento da demanda motiva cada vez mais à busca em plataformas continentais. Esse petróleo mais bruto, normalmente com alto teor de parafina quando submetidos a temperaturas mais baixas apresentam problema na mudança de fluidez do produto (geleificação e envelhecimento) devido à deposição de parafina nas paredes do duto causando estreitamento da seção transversal das paredes do oleoduto. Esse problema pode resultar em

paradas não programadas, perda de produtividade e em alguns casos extremos perda de equipamentos e de trechos do duto.

1.2 OBJETIVO

O objetivo principal deste trabalho é observar esse fenômeno de deposição de parafina com auxílio do software “*Synergi Pipeline Simulator – Stoner*” (Synergi Pipeline Simulator, 2019). Serão feitas simulações de três produtos comerciais, a partir dos dados obtidos em laudos reológicos. Os dois primeiros produtos apresentam comportamento Não Newtoniano (com o teor de Parafina diferente), o terceiro produto, é um fluido newtoniano (Água) com viscosidade independente da temperatura. Serão feitas comparações entre dados encontrados na literatura com os valores simulados.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 REOLOGIA

Reologia é a ciência que estuda como a matéria se deforma ou escoam, quando está submetida a esforços originados por forças externas. O escoamento de um fluido, líquido ou gás, é caracterizado por leis que descrevem a variação contínua da taxa ou grau de deformação em função das forças ou tensões aplicadas, (Machado, 2002). É um ramo que estuda a plasticidade, a elasticidade, viscosidade e o escoamento da matéria de maneira geral.

2.1.1 Fluido

Há duas ópticas para definir o que é um fluido: o macroscópico e o microscópico. No ponto de vista macroscópico, consiste em observar a matéria de maneira sensorial. Sobre a perspectiva sensorial a matéria é tudo aquilo que se pode tocar e ver (Hauke., 2008). Em contraposição, o ponto de vista microscópico descreve a matéria pela sua estrutura molecular. Os fluidos quando sujeito à uma tensão de cisalhamento escoam já os sólidos deformam.

No estado sólido a matéria pode ser mais ou menos resistentes, são materiais que ao serem aplicados uma tensão de cisalhamento sofrem uma deformação contínua. Líquidos e gases (ou vapores) são as formas, nas quais os fluidos podem se apresentar. A diferença entre esses compostos e a fase sólida está ligada ao comportamento. Após aplicar uma força de cisalhamento F , ambos sofrerão uma deformação inicial, porém, ao menos que essa força F seja suficiente para ultrapassar o limite elástico do sólido, ele cessará a deformação, já as fases líquidas e gasosas continuarão se deformando enquanto a força for aplicada, como podemos ver na **Figura 2**.

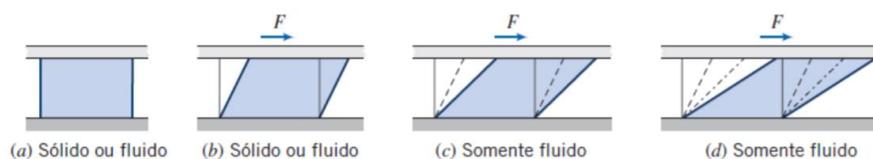


Figura 2: Experiência de duas placas (comportamentos de sólidos e líquidos)

Fonte: (Fox, 2006)

A experiência das duas placas não evidencia somente a diferença entre um fluido e um sólido, mas também evidencia que essa força F aplicada sobre uma superfície de área A , pode ser decomposta em duas forças segundo a direção normal à superfície e à tangente, dando origem a uma componente normal e outra tangencial. A tensão de cisalhamento ou tangencial (τ) é definida como o quociente entre o módulo da componente tangencial e da área a qual está sendo aplicada, (Brunetti, 2008). A tensão normal é descrita como sendo o quociente entre o módulo da componente da força normal e da área utilizada, e normalmente é atrelada as forças de pressão. Sendo exemplificada na **Figura 3**.

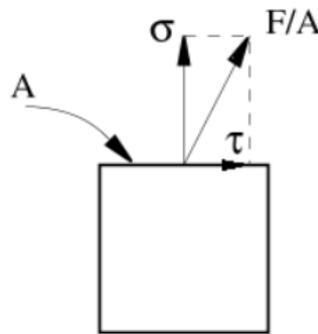


Figura 3: Tensão normal σ e cisalhante τ provenientes de F agindo na superfície A
Fonte: (Hauke., 2008)

A viscosidade é definida como sendo uma propriedade que indica a maior ou a menor dificuldade do fluido escoar, (Brunetti, 2008). Na experiência das duas placas representada na Figura 2 fica exemplificada o princípio da aderência e sua ação. A placa superior é inicialmente acelerada pela força F_t , e se observa que a placa superior passa de uma aceleração nula para uma aceleração finita. Porém, após o decorrer do tempo a placa superior adquire uma velocidade V_0 constante e isso é explicado pelo equilíbrio das forças externas com as forças internas do fluido, visto que, não existindo aceleração, pela segunda Lei de Newton a resultante das forças deverá ser nula.

2.1.2 Classificação dos Fluidos

Os fluidos podem ser classificados quanto à deformação em, (Machado, 2002):

Elásticos: Quando a deformação do sistema obedece a Lei de Hooke, ou seja, é proporcional a força aplicada. Ao cessar a força, o material recupera a configuração inicial, retomando sua forma e volume originais.

Viscoso: Quando a deformação do sistema é irreversível, o material não deforma, ele escoar obedecendo a Lei de Newton de viscosidade constante.

Podem também ser classificados com relação à taxa de deformação e a tensão de cisalhamento, como pode ser observado na Figura 4

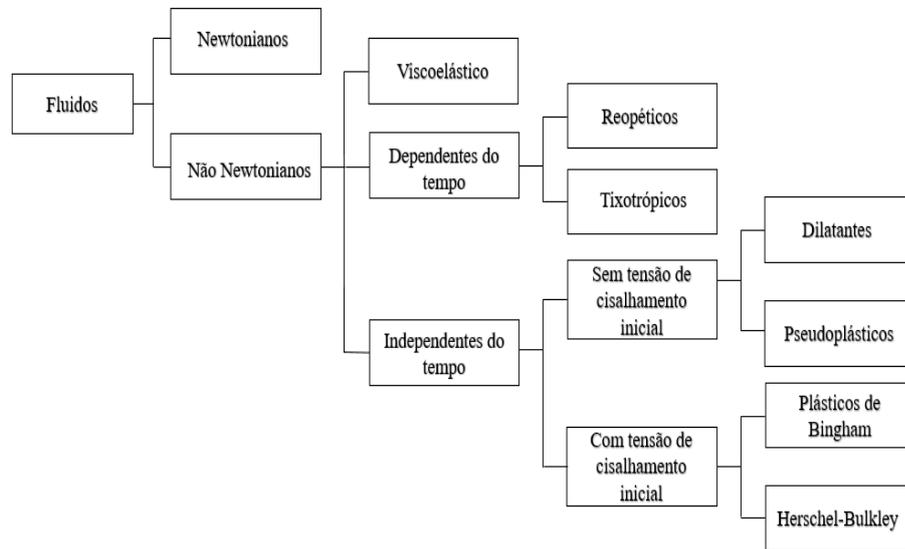


Figura 4: Classificação dos fluidos segundo comportamento reológico

Fonte: (Costa, 2017)

Fluidos Newtonianos, são fluidos que possuem uma relação linear entre a tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento, ou seja, em sistemas dentro do regime laminar apresentam valor de viscosidade constante, que é dependente apenas da temperatura e pressão, (Machado, 2002). A lei de Newton da viscosidade para escoamento unidimensional é dada pela fórmula da Equação 1.

- **Equação 1: Relação da tensão de cisalhamento e deformação**

$$\tau = \mu \dot{\gamma} \quad (1)$$

Fluidos Não Newtonianos são fluidos para os quais a tensão de cisalhamento não é diretamente proporcional à taxa de deformação. A viscosidade é definida ainda como $\tau/\dot{\gamma}$, porém ela não é mais uma constante, sendo uma função da tensão de cisalhamento e da taxa de deformação. Nesse caso é denominada viscosidade aparente μ_a .

A viscosidade aparente pode ser determinada através da **Equação 2**.

- **Equação 2: Viscosidade aparente**

$$\mu_a = K. (\dot{\gamma})^{i-1} \quad (2)$$

K é denominado de índice de consistência, $\dot{\gamma}$ é a taxa de cisalhamento e **i** o índice de fluxo, que é adimensional. Quando o índice de fluxo é igual a 1, o fluido é Newtoniano.

Quando o **i** é maior que 1, a viscosidade aumenta com a taxa de cisalhamento e o fluido é dito dilatante. Já quando **i** situa-se entre zero e 1, o fluido tem a viscosidade diminuída com o aumento da taxa de cisalhamento e é chamado de Pseudoplásticos. **K** e **i** variam com a variação da temperatura.

Os fluidos Não Newtonianos podem ser classificados segundo seu comportamento reológico em Viscoelásticos, independentes e dependentes do tempo. Os dependentes do tempo são os Tixotrópicos e os Reopéticos, conforme visto na **Figura 4**.

Os Tixotrópicos têm a viscosidade diminuída com o tempo de aplicação da tensão de cisalhamento e quando a tensão cessa, ficam mais viscosos. Reopéticos se comportam de maneira contrária, a viscosidade aumenta com o tempo de aplicação da tensão, e retorna ao valor inicial quando a força é interrompida.

Os independentes do tempo são divididos nos fluidos sem tensão de cisalhamento inicial, dilatantes e Pseudoplásticos, e com tensão de cisalhamento inicial, plástico de Bingham e Herschel Bulkley, como pode ser visto na **Figura 4**.

Os Pseudoplásticos têm viscosidade aparente diminuída com o aumento da tensão de cisalhamento, isso devido à uma maior ordenação de suas moléculas. Dilatantes são substâncias que apresentam aumento da viscosidade aparente com o aumento da tensão de cisalhamento.

Alguns materiais se comportam como sólidos rígidos até que se atinja uma tensão limite de escoamento. O plástico de Bingham apresenta relação linear entre a tensão e deformação. Seu comportamento é descrito pela **Equação 3**.

- **Equação 3: Relação de tensão e deformação no plástico de Bingham**

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \dot{\gamma} \quad (3)$$

Onde, τ é a tensão de cisalhamento, μ_p é a viscosidade plástica, $\dot{\gamma}$ é a taxa de cisalhamento e τ_0 é a tensão limite de escoamento.

Herschel-Bulkley também requer uma tensão inicial para que escoe, é chamado de Bingham generalizado, pois sua equação se assemelha a do plástico de Bingham, porém a relação tensão-deformação não é mais linear. A relação depende do expoente i que é característico para cada fluido.

- **Equação 4: Relação tensão de cisalhamento versus deformação - Herschel-Bulkley**

$$\tau = \tau_0 + \mu_p (\dot{\gamma})^i \quad (4)$$

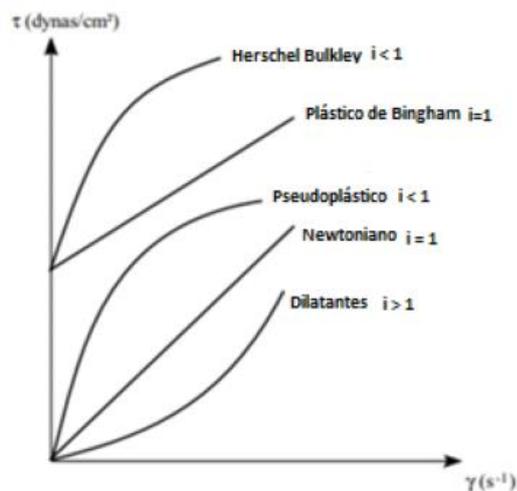


Figura 5: Taxa de deformação e tensão de cisalhamento em diferentes tipos de fluidos

Fonte: (Darby, 1996) adaptado pelo autor

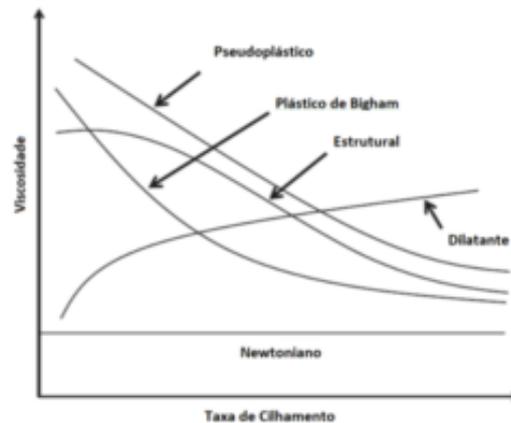


Figura 6: Curvas de viscosidade versus taxa de cisalhamento nos fluidos
Fonte: (Darby, 1996) adaptado pelo autor

Apesar do plástico de Bingham apresentar curva de deformação versus tensão de cisalhamento linear, assim como os fluidos Newtonianos, a **Figura 6** mostra a diferença entre esses dois fluidos através da relação da viscosidade versus taxa de cisalhamento. A viscosidade nos plásticos de Bingham só começa a ter um comportamento mais semelhante ao dos fluidos Newtonianos quando estão submetidas à taxas de cisalhamento altas, quando a curva do plástico de Bingham passa a se comportar de maneira mais linear.

2.1.3 Módulo Elástico e Módulo Viscoso

Algumas substâncias apresentam tanto o comportamento elástico (característico dos sólidos), quanto o comportamento viscoso (dos líquidos). Esse comportamento pode ser observado por meio da reometria oscilatória e a predominância de um módulo sobre o outro depende do grau de estruturação e da perturbação externa imposta. A passagem do comportamento sólido, onde prevalece o módulo elástico (G'), para o comportamento líquido, onde o módulo viscoso (G'') é dominante, é indicado pela tensão limite de escoamento (TLE). (Venkatesan, P., & Fogler, 2013)

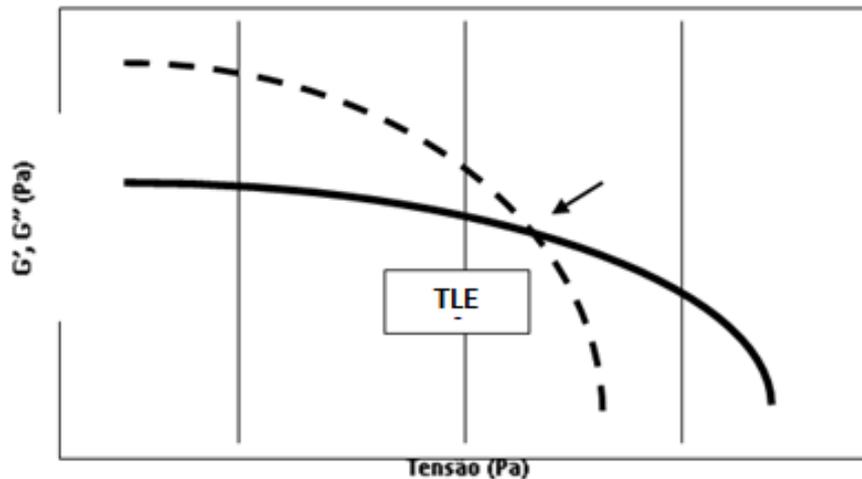


Figura 7: Módulo G' e G'' versus a tensão
Fonte: (Venkatesan, P., & Fogler, 2013)

Na **Figura 7** demonstra o comportamento transitório do gel onde o ponto TLE representa a tensão mínima necessária para que comece a existir o escoamento, se tratando de fluidos de Bingham ou um fluido de Herschel- Bulkly, e é representada pelo ponto de interseção entre as duas curvas. Na **Figura 5**, é mais claro ver essa tensão. Observa-se a existência de duas curvas. A curva pontilhada representa o módulo elástico, característica predominante dos sólidos, e a linha cheia representa o módulo viscoso, característica dos líquidos.

A predominância de um módulo sobre o outro depende do grau de estruturação e da perturbação externa exposta, ou seja, para alguns materiais escoarem é necessário uma tensão limite escoamento.

Percebe-se pela **Figura 7** que antes de atingir a TLE o módulo elástico está prevalecendo, fazendo com que o fluido apresente um comportamento mais próximo de um sólido e depois dessa perturbação imposta pela TLE quem predomina é o módulo viscoso e o fluido se comporta como um líquido passando a escoar.

2.2 TRANSPORTE DUTOVIÁRIO

O transporte dutoviário é aquele que se utiliza de dutos, tubulação e linhas que formam linhas com o objetivo de transporte de um produto de um ponto a outro.

O transporte destes materiais fluidos se dá por meio da gravidade ou impulsionados por algum sistema de bombeamento.

No Brasil é transportado mais de 654 milhões de m³ de petróleo, derivados e biocombustíveis, (Transpetro, 2006). Para garantir que esses fluidos cheguem às cadeias industriais de todo o país, é necessário assegurar a integridade dos sistemas de transporte, para possibilitar um escoamento livre sem nenhum tipo de interrupção.

Um dos maiores problemas na indústria petrolífera é a deposição de parafina. A deposição desses sólidos pode afetar ou até mesmo bloquear o bombeamento do produto. A magnitude desse problema pode ser representada pelo acidente num campo de Staffa Block 3/8b, no mar do Norte do Reino Unido gerando uma perda estimada de 1 bilhão de dólares. (Singh, Venkatesan, Fogler, & N., 2001)

Esse problema não é um caso único britânico e afeta vários campos de exploração ao redor do mundo inclusive no Brasil, (Huang, 2015) como podemos ver na Figura 8.



Figura 8: Jazidas pelo mundo onde ocorre o fenômeno da deposição de parafina

Fonte: (Huang, 2015)

O petróleo (do latim “petra” =rocha e “oleum”=óleo) é o nome dado às misturas naturais de hidrocarbonetos que podem ser encontradas no estado sólido, líquido ou gasoso, a depender das condições de pressão e temperatura a que estejam submetidas, (Rosa, Carvalho, & Xavier, 2006). Os hidrocarbonetos são compostos de carbono e hidrogênio que quimicamente, a depender de certas características, são agrupados.

O petróleo é formado principalmente por uma mistura de hidrocarbonetos e impurezas como areia, sais, água e outros elementos como demonstrados na **Tabela 1**. Os Hidrocarbonetos mais comuns são as Parafinas, as Olefinas e os Hidrocarbonetos Aromáticos.

Tabela 1: Elementos típicos do petróleo Bruto

Elementos	% 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, 2001) **adaptado pelo autor**

Segundo **Tabela 2**, é possível classificar o petróleo em diversas graduações através do grau API que é um indicador criado pela, “*American Petroleum Institute*”, que além de ser um referencial internacional usa como parâmetro a densidade do petróleo em relação à água. Quanto maior o grau API, mais leve será o petróleo e conseqüentemente maior será o valor agregado ao óleo conforme **Tabela 2**.

As parafinas são compostos mais pesados e normalmente possuem um grau API mais baixo.

Tabela 2: Classificação do petróleo segundo grau API

API	petróleo
< 15	Asfáltico
15-19	Extra-Pesado
19-27	Pesado
27-33	Médio
33-40	Leve
40-45	Extra-Leve
> 45	Condensado

Fonte: (Barco, s.d.)

Esses compostos do petróleo são fracionados em diversos grupos de acordo com a faixa de ebulição como, por exemplo: Gasolina, Querosene, Gás natural como podemos observar na **Figura 9** nesse contexto destaca-se a classe das Parafinas. Esses compostos são muito comuns no mundo inteiro, porém, a precipitação desses cristais nas diversas fases de produção gera

sérios problemas para indústria de petróleo, relacionado às linhas dos dutos como será mais bem evidenciado no **item 2.3.1**.

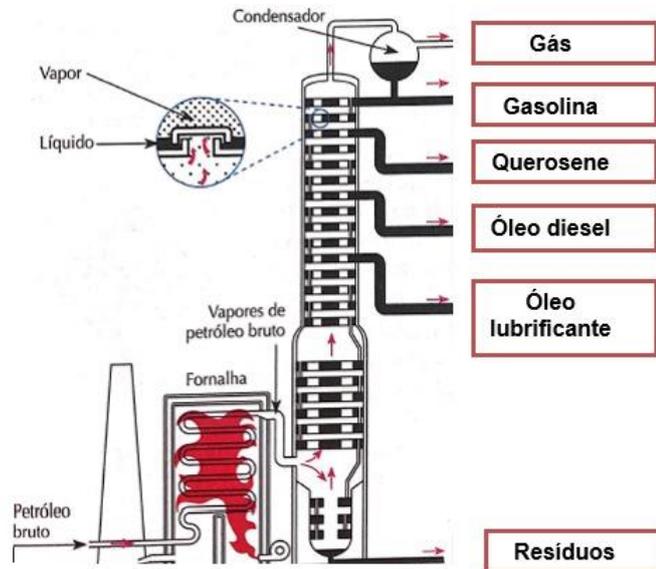


Figura 9: Fracionamento do Petróleo

Fonte: (Peruzzo, 2006)

Tabela 3: Características dos produtos após o fracionamento

Fração	Número de carbonos nas moléculas	Faixa de temperatura de ebulição em °C	Aplicações
Gás	1 a 4	Abaixo da temperatura ambiente	Combustível e matéria-prima industrial
Gasolina	5 a 10	40 a 175	
Querosene	11 e 12	175 a 235	Solvente, combustível, matéria-prima industrial
Óleo Diesel	13 a 17	235 a 305	
Óleo Lubrificante e Parafina	Acima de 17	Acima de 305	Óleos e graxas para lubrificação

Fonte: (Peruzzo, 2006)

2.3 PARAFINA

As parafinas presentes no óleo cru são uma mistura de hidrocarbonetos de cadeia longa, também conhecidas como n-parafinas, representam um grupo de n-alcanos com um número de carbono elevado em geral maior que 20, (Thomas, 2001). Sua fórmula molecular é C_nH_{2n+2} , onde “n” é o número de carbonos na molécula. Quanto maior o número de carbonos, maior é a temperatura de cristalização, e maior é a facilidade de deposição na linha interna da tubulação.

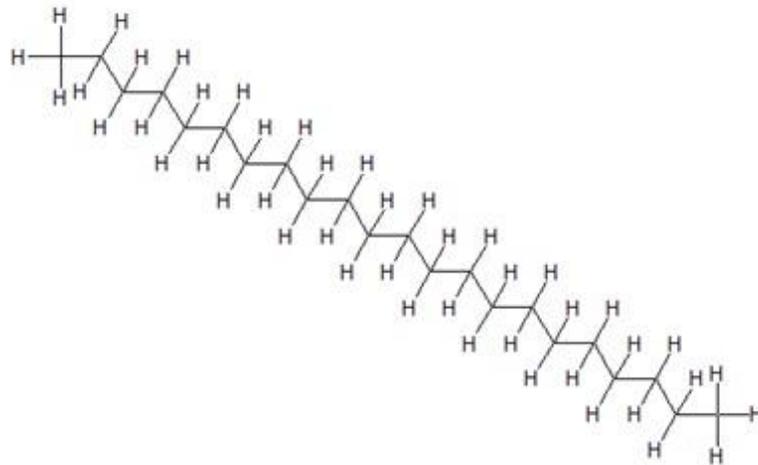


Figura 10: Cadeias de Parafina Linear

A solubilidade da Parafina varia de forma direta com a queda de temperatura e encontra-se completamente solúvel no óleo cru na faixa de temperatura de 70 a 150 °C e pressão na faixa de 8.000 – 15.000 PSI, 55 – 103 MPa mantendo a solubilidade alta o bastante para que a Parafina se comporte como um fluido Newtoniano de baixa viscosidade (Singh, Venkatesan, Fogler, & N., 2001).

Grande parte do petróleo produzido se encontra localizado em bacias sedimentares nos mares e oceanos, a grandes distâncias da costa, em águas profundas. O produto anteriormente citado, inicialmente se encontra em tanques completamente solúvel no óleo cru na faixa de 70 a 150 °C, ao passar por ambientes marinhos em uma temperatura aproximadamente de 4 °C, onde há uma queda de temperatura, ou ainda por longas distâncias em locais com temperatura baixa, tem sua temperatura diminuída. O óleo começa a cristalizar e gelificar, que é o termo industrial usado para a transformação do líquido em sólido, resultando em um processo de

precipitação da Parafina nas paredes internas do duto, gerando um depósito desse componente como pode ser representado na **Figura 11**.

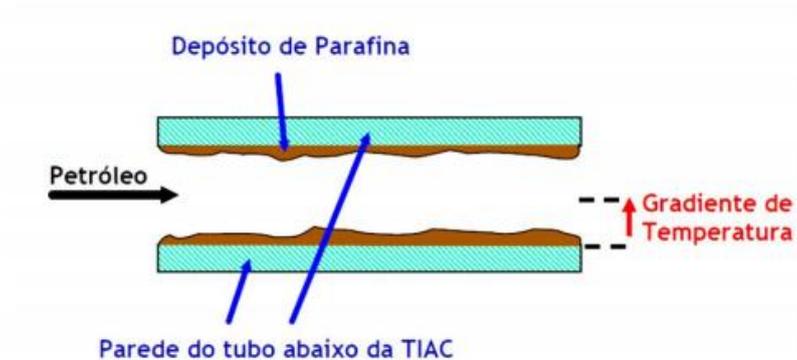


Figura 11: Depósito de Parafina na parede do duto
Fonte: (Saraceno, 2007)

A Parafina quando acumulada restringe a passagem do produto, aumentando a sobrecarga nos equipamentos de bombeamento podendo ocorrer também depósito de Parafina em válvulas e bombas reduzindo capacidade de escoamento e em alguns casos o bloqueio total do bombeamento.

2.3.1 Processo de Deposição da Parafina

A cristalização da Parafina ocorre em três estágios distintos: nucleação, crescimento e aglomeração, (Ekweribe, 2009).

Nucleação: é o aparecimento da menor partícula que com o tempo irá aumentar seu tamanho. Pode ser de forma primária ou secundária. A forma primária ocorre quando não há nenhuma presença de cristais. O secundário ocorre quando já há alguns cristais presentes no sistema. **Crescimento:** é a deposição do material na superfície do cristal existente. **Aglomeração:** onde os cristais formados se acumulam em uma rede em solução.

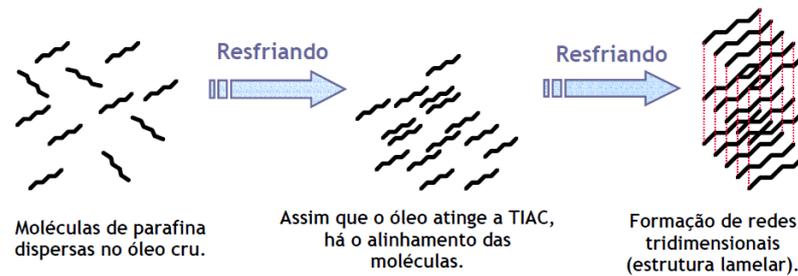


Figura 12: Formação de núcleos da Parafina
 Fonte: (Saraceno, 2007)

Esse fenômeno ocorre quando a temperatura do óleo diminui abaixo da **Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais (TIAC)** também chamada de Ponto de Névoa, “*cloud Point*”, a partir dessa temperatura os cristais de Parafina começam a precipitar na solução.

Quanto mais tempo exposto a temperaturas abaixo da (TIAC), maior será o número de cristais formados podendo ultrapassar o **ponto de fluidez**, que é a menor temperatura na qual o óleo lubrificante se comporta como um líquido, a partir dessa temperatura ele pode se encontrar em uma zona de transição entre a fase líquida e sólida ordinariamente designada de gel. O ponto de fluidez é caracterizado pela predominância do comportamento sólido do gel sobre o comportamento líquido (Venkatesan, P., & Fogler, 2013)

Duas condições são necessárias para que a deposição de parafina ocorra, (Venkatesan R. J., 2010), sendo elas:

1). A temperatura do óleo perto da parede do duto deve estar menor que a temperatura de aparecimento de cristais (TIAC);

2) A temperatura da parede deve ser menor que a temperatura do óleo. Experimentos onde não havia fluxo de calor radial (Temperatura da parede igual à Temperatura do produto) ou onde a temperatura da parede era maior que a do produto, não apresentou a deposição de Parafina.

Importante salientar que a Parafina só se encontra em um arranjo estável quando a temperatura do produto se encontra abaixo da temperatura de geleificação, formando uma estrutura cada vez maior à medida que novos núcleos são formados e aglomerados. A taxa de deposição da Parafina cresce em espessura devido ao fluxo de massa radial das moléculas em direção à parede e o gel endurece ou “envelhece” com o tempo, devido aos processos de difusão e solidificação. (Venkatesan R. J., 2010)

2.3.2 Envelhecimento

O processo de envelhecimento pode ser entendido como o endurecimento do fluido em fase de transição sólido-líquido com o tempo. A taxa de deposição de Parafina aumenta com o tempo, quanto mais rico em Parafina mais firme esse gel fica, mais dura será sua consistência. À medida que o gel endurece, aumenta também o esforço para sua remoção, chegando ao caso em que o depósito está tão duro devido a atuação do envelhecimento, que mecanismos mecânicos como “*pigs*” (“*Pipeline Inspection Gauge*”) tornam-se inviáveis. Sendo assim, é de suma importância compreender e quantificar esse efeito para que se possam prever meios viáveis para reiniciar o fluxo que passou pelo processo de envelhecimento.

Segundo (Singh V. F., 2004) a taxa de envelhecimento do gel depende da composição do óleo e da temperatura do duto. O óleo parafínico é uma mistura de hidrocarbonetos com número variável de carbonos normalmente acima de 20 carbonos como mencionado no **item 2.3**. Quando esta mistura é resfriada a uma temperatura abaixo da TIAC uma fração de hidrocarbonetos com números de carbono acima de um certo valor, chamado de número crítico de carbono (“*CCN - Critical Carbon Number*”), precipitam como cristais estáveis para formar um gel com os hidrocarbonetos restantes preso na rede de gel.

O número crítico de carbono varia com diferentes tipos de óleos parafínicos, e também é uma função das condições de operação, como as temperaturas das paredes. O processo de difusão torna o depósito de gel mais duro com o tempo.

Foi observado que enquanto o crescimento da deposição praticamente cessa depois de um dia, o teor de gel no depósito continua a crescer. Isso ocorre porque o depósito de gel atua como um isolante para a transferência de calor radial. Enquanto a espessura do gel aumenta, aumentam os efeitos de isolamento (condutibilidade térmica) e forças motrizes para deposição diminuem, (Singh V. F., 2004).

A espessura do gel para de crescer, porém ainda existe um gradiente térmico através do depósito, que influencia em um fluxo de massa, o que pode levar em um aumento no teor da cristais no gel. Esse aumento no teor de parafina no gel que ocorre com o tempo é caracterizado pelo processo de envelhecimento. O gradiente de temperatura através do depósito e as forças mecânicas do escoamento podem ser responsáveis pelo envelhecimento.

Nem todas as moléculas de parafina serão precipitadas em cristais estáveis, uma fração delas, que possui número de carbono abaixo do número crítico, se mantém no gel, servindo posteriormente como meio de difusão das moléculas mais pesadas. Moléculas acima do número crítico se depositam em forma de cristais na parede do duto, as abaixo sofrem contra difusão, ficando presas no óleo.

2.3.3 Fatores que Afetam a Deposição de Parafina na Linha

2.3.3.1 Temperatura

A temperatura é o fator mais preponderante na deposição de Parafinas na linha do duto como mencionado no **item 2.3.1**, (Venkatesan, P., & Fogler, 2013). Além disso, a solubilidade da parafina no fluido é altamente dependente da temperatura, isto é, quanto menor a temperatura menor também será sua solubilidade influenciando no aumento da deposição da parafina, (Sadeghzad, Christiansen, Sobhi, & Edalat, 2000).

Uma temperatura na faixa de 70 – 150 °C e pressão na faixa de 8.000 – 15.000 psi, 55 – 103 MPa seriam necessários para manter a solubilidade suficientemente alta em um reservatório contendo petróleo, e a Parafina se encontrar completamente dissolvida na mistura, se comportando como fluido Newtoniano, com baixa viscosidade, (Singh, Venkatesan, Fogler, & N., 2001). Uma vez que o produto deixa esse reservatório e é transportado pelo duto, as condições ambientais de temperatura em ambiente externo começam a diminuir, reduzindo a solubilidade da Parafina.

2.3.3.2 Pressão

O uso de bombas hidráulicas ocorre sempre que se necessita aumentar a pressão de trabalho de um líquido para transportá-lo por todo comprimento do duto, obedecendo as condições de vazão e pressão requeridas pelo processo.

Com a diminuição da pressão, componentes leves como metanos, etanos, propanos e butanos evaporam da mistura. A perda desses componentes aumenta a tendência de formação da parafina, pois, além desses elementos servirem como solvente das Parafinas a expansão desses gases diminui a temperatura aproximando da temperatura de TIAC, (Bomba, 1986.).

2.3.3.3 Natureza da solução

A composição física e química da solução também é um dos fatores que afeta a deposição de parafina. A composição física indica a quantidade de materiais que fazem parte da composição da solução como: água, gás, areia fina, coloidal asfáltico, oxigênio, nitrogênio, enxofre, parafina etc. Com a redução desses elementos a solução pode se tornar mais leve e a TIAC é diminuída, portanto, teremos um retardo na deposição de parafina, (Sadeghzad, Christiansen, Sobhi, & Edalat, 2000).

2.3.3.4 Regime de escoamento

O escoamento dos fluidos pode ocorrer de maneira laminar (onde há o mínimo de agitação entre as camadas do fluido) ou turbulento (caótico, onde há alto grau de mistura). Há uma região de transição entre os dois regimes, onde o fluxo é instável e não muito reprodutível. O regime de escoamento é determinado pela fórmula adimensional chamada de Número de Reynolds, (Fox, 2006).

- **Equação 5: Número de Reynolds**

$$N_{RE} = \frac{DV\rho}{\mu} = \frac{\rho V^2}{\mu V/D} \quad (5)$$

A **Equação 5** traz importantes informações ao se analisar os termos separadamente. O numerador ρV^2 representa o momento inercial, na direção axial do tubo onde o fluxo está sendo transportado. O denominador $\mu V/D$ está relacionado à tensão viscosa de cisalhamento no tubo, é normal à direção do fluxo, ou seja, na direção radial. Assim, o número de Reynolds é a razão do fluxo de momento inercial na direção do fluxo e o momento viscoso na direção radial.

Em fluidos Newtonianos de baixos valores de Reynolds, abaixo de 2000, predominam as forças viscosas que são atrativas intermoleculares e estabilizadoras, desse modo, o regime é laminar. Forças inerciais tendem a puxar os elementos do fluido, separando-os, elas ocorrem em fluidos Newtonianos quando o valor de Reynolds é maior que 4000; esse regime é dito turbulento.

No regime laminar o fluxo é dominado pela viscosidade, é independente da densidade do fluido, enquanto no regime turbulento a densidade domina o escoamento, sendo este independente da viscosidade.

A turbulência acontece quando forças viscosas não conseguem abrandar as oscilações no movimento do fluido, por exemplo, devido a rugosidade da parede do tubo, tornando o escoamento desordenado. Fluidos de alta viscosidade conseguem refrear as flutuações, fazendo com que regiões laminares permaneçam mesmo com vazões relativamente altas. Em contrapartida, densidades maiores geram forças inerciais significativas, referente às instabilidades no movimento, levando o fluido a experimentar transições para o regime turbulento em vazões mais baixas. A formação de depósito de Parafina depende do regime de fluxo adotado, (Creek, Lund, Brill, & Volk, 1998).

No fluxo laminar, a deposição de parafina aumenta com a diminuição da taxa de fluxo e isso pode ser explicado pelo baixo cisalhamento, colaborando para um maior processo de nucleação e de deposição da parafina. As baixas taxas de fluxo afetam também a deposição devido ao tempo do fluxo tornando a permanência da parafina por mais tempo nas paredes do duto e permitindo uma maior perda de calor tornando a temperatura do óleo mais baixa o que leva a precipitação e deposição da parafina. O regime turbulento é caracterizado pelo elevado cisalhamento levando a quebra dos cristais de parafina transformando-os em cristais menores, reduzindo assim a deposição e minimizando a adesão à parede do tubo. Por outro lado, a o gel que se deposita em taxas de fluxo mais altas é mais duro e compacto devido ao fato de não ter sido removido pelo regime de escoamento turbulento.

Quando o fluido que está sendo escoado não é Newtoniano, outras relações precisam ser estabelecidas. Para se obter uma região de turbulência completamente desenvolvida o número de Reynolds deveria apresentar valores maiores que 50.000, em alguns fluidos Não Newtonianos, (A. B. METZNER, 1955). O estudo em questão também assume que quanto menor é o valor do índice de fluxo, i (no caso de fluidos Newtonianos i é 1) maior é a faixa de transição do regime laminar para turbulento. Para se encontrar o valor de Reynolds crítico são utilizadas correlações empíricas ou gráficos experimentais.

No estudo em questão utilizou-se o fator de atrito de Fanning, que expressa a relação da tensão de cisalhamento pela força inercial média, como forma de determinar a transição para região de turbulência (A. B. METZNER, 1955). A **Figura 13** apresenta informações de oito estudos independentes, incluindo dezesseis fluidos diferentes.

No experimento o diâmetro do duto varia de 1/8" a 12" e os dados cobrem uma faixa de número de Reynolds de $6,0 \times 10^{-5}$ a 13×10^4 . As curvas mostradas na **Figura 13** são normalmente aceitas para fluidos Newtonianos e os pontos são os dados dos fluidos Não Newtonianos medidos. Pode-se observar que esses fluidos, só obtiveram comportamento turbulento completamente desenvolvido em Reynolds próximo a 100.000, quando os pontos voltam a interceptar a curva. O número de Reynolds para transição aumenta à medida que o índice de fluxo (n) diminui (A. B. METZNER, 1955).

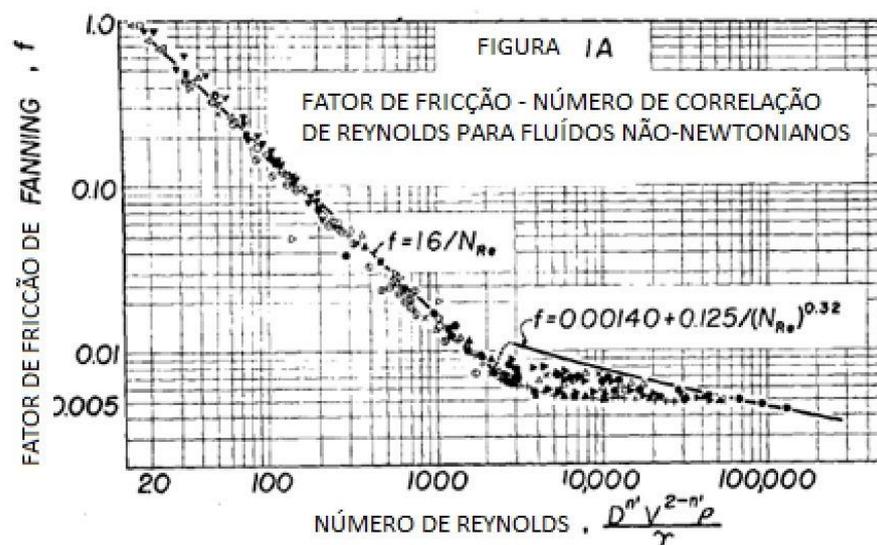


Figura 13: Correlação de fator de atrito - número de Reynolds para fluidos Não Newtonianos
 Fonte: (A. B. METZNER, 1955)

2.3.3.4.1 Perda de Carga

O escoamento sofre influência da parede do duto, perdendo energia devido ao atrito. As partículas em contato com a parede da tubulação adquirem a velocidade nula, e passam a influir nas partículas adjacentes através da viscosidade ou turbulência. Essa dissipação de energia resulta na diminuição da pressão total do fluido escoado, causando a perda de carga (perda de energia).

A perda de carga pode ser localizada ou distribuída, dependendo do que a causa. A perda de carga localizada ocorre devido aos acessórios que controlam o fluxo do escoamento, provocando variações na velocidade, intensificando as perdas de energias nos pontos onde estão localizados. São as válvulas, curvas, reduções etc. Perdas distribuídas são as perdas grandes,

causadas pelo atrito do escoamento em dutos de seção transversal constante. Calculam-se as perdas maiores (distribuídas) e as perdas menores (localizadas), separadamente e depois somam-se as duas parcelas para obter a perda total.

Quando estudamos os oleodutos observamos que a perda de carga distribuída supera largamente a perda de carga localizada podendo esta última em muitos casos ser desconsiderada, (Fox, 2006).

O fator de atrito (f) é um parâmetro adimensional que é utilizado para calcular a perda de carga que um fluido sofre em razão de fatores como o atrito deste com uma camada estacionária aderida à parede interna do tubo ou em razão da turbulência devido às mudanças de direção do traçado.

Existem diversas formas para determinar o fator de atrito, como pode ser visto na **Tabela 4**. A fórmula de Colebrook-White é considerada uma das mais precisas para o cálculo do fator de atrito, porém nessa equação o f aparece de forma implícita e requer várias interações até se chegar ao resultado onde os dois lados coincidam. O “*Synergi Pipeline Simulator – Stoner*” (Synergi Pipeline Simulator, 2019), software utilizado na pesquisa que será melhor explicado no **item 2.4**, calcula o fator de atrito pelos métodos de Colebrook, mas também faz correções internas de acordo com tipo de fluido Não Newtoniano estudado.

Buscou-se uma forma de conseguir o fator de atrito de maneira mais simples em cada ponto da simulação. As equações de Sousa-Cunha-Marques e Haaland possuem uma faixa de Reynolds aplicável, sendo uma aproximação satisfatória para o cálculo do fator de atrito (PIMENTA, 2018) . A **Tabela 4** apresenta um compêndio com as formulações explícitas de cálculo do fator de atrito.

Tabela 4: Fórmulas explícitas para fator de atrito

Autor	Fórmula	Faixa aplicável
Moody	$f = 0,0055 \left[1 + \left(2 \times 10^4 \frac{\epsilon}{D} + \frac{10^6}{N_{RE}} \right)^{1/3} \right]$	$4 \times 10^3 \leq N_{RE} \leq 10^8$ $0 \leq \epsilon/D \leq 10^{-2}$
Darcy	$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\epsilon}{3,7D} + \frac{2,51}{N_{RE} \sqrt{f}} \right)$	$4 \times 10^3 \leq N_{RE} \leq 10^8$ $10^{-6} \leq \epsilon/D \leq 5 \times 10^{-2}$
Colebrook-White	$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4 \log \left(\frac{\epsilon/D}{3,7} + \frac{1,255}{N_{RE} \sqrt{f}} \right)$	$2 \times 10^3 < N_{RE} < 10^8$ $0 \leq \epsilon/D \geq 0,05$
Sousa-Cunha-Marques	$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left[\frac{\epsilon}{3,7D} - \frac{5,16}{N_{RE}} \log \left(\frac{\epsilon}{3,7D} + \frac{5,09}{N_{RE}^{0,87}} \right) \right]$	Não especificada
Haaland	$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1,8 \log \left[\left(\frac{\epsilon}{3,7D} \right)^{1,11} + \frac{6,9}{N_{RE}} \right]$	$4 \times 10^3 \leq N_{RE} \leq 10^8$ $10^{-6} \leq \epsilon/D \leq 5 \times 10^{-2}$
Fanning	$f = \frac{16}{N_{RE}}$	$N_{RE} \leq 2500$

Fonte: (PIMENTA, 2018) adaptado pelo autor

2.3.4 Reiniciar Oleoduto com Gel Comprimido

Após o desligamento do bombeamento duto contendo óleo Parafínico por um longo período, como dito no **item 2.3.2**, o teor e a espessura do gel podem causar o entupimento do duto. Buscando uma alternativa para a substituição do trecho afetado, que acarretaria perdas monetárias, (Davidson, Nguyenb, Changa, & Rønningenc, 2004), propuseram um procedimento de desobstrução para reiniciar esse duto.

O Procedimento de desobstrução propõe o deslocamento do fluido gelificado por meio da inserção de outro fluido incompressível, homogêneo, com comportamento de um plástico de Bingham, que será bombeado sob pressão constante. Para o estudo, assumiu-se que o duto que foi parado por um período e estava completamente preenchido com óleo gelificado homogêneo antes de ser reiniciado.

2.3.4.1 O procedimento de desobstrução

O deslocamento do fluido no duto será feito por meio do bombeamento de um fluido com as mesmas características do fluido que estava “bloqueando” na linha, chamado de OGF

(“*outgoing fluid*”). O fluido que será inserido, ICF (“*incoming fluid*”) empurrará o OGF, (Davidsona, Nguyenb, Changa, & RØnningsenc, 2004).

O reinício do deslocamento do produto, pode ser dividido em quatro regiões (Davidsona, Nguyenb, Changa, & RØnningsenc, 2004):

1. região do fluido comprimido que está deslocando o gel
2. região do gel comprimido já liquefeita
3. região da interface na qual os cristais do gel estão se quebrando
4. região onde o gel ainda se comporta como um sólido.

Dessa forma, a equação deve ser decomposta nessas diferentes regiões representadas na **Figura 14**.

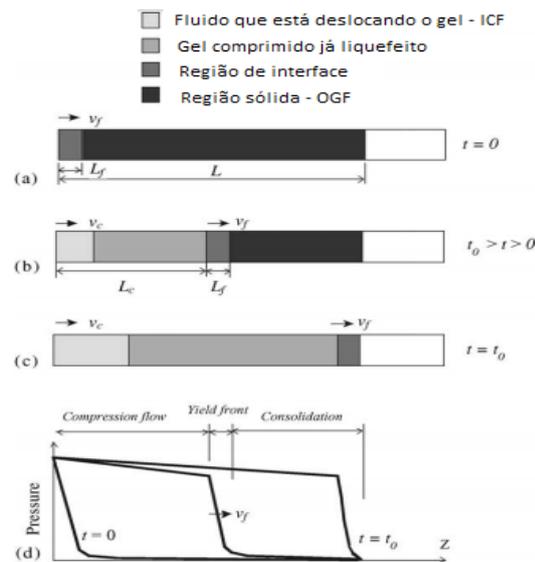


Fig. 1. Schematic of compression flow.

Figura 14: Esquema do deslocamento de fluidos gelificados

Fonte: (Davidsona, Nguyenb, Changa, & RØnningsenc, 2004)

A **Figura 14** mostra que na aplicação de pressão na entrada do tubo, no tempo $t = 0$, o gel dentro de uma região estreita (comprimento L_f) deforma sob o estresse (Fig. 14a). Se a tensão de cisalhamento da parede exceder a estática, o gel se decompõe nessa região que então se move ao longo do tubo como uma frente de escoamento (Fig. 14b). A alta pressão de entrada comprime a parte liquefeita do óleo gelificado, que permite a ICF, que também é comprimida, entrar no tubo. Quando a região de interface chega ao fim do duto, quando o tempo inicial é igual ao tempo final, e o produto, que agora se comporta como líquido, e a ICF se movem junto

com a mesma taxa de fluxo de massa (Fig. 14c), (Davidsona, Nguyenb, Changa, & RØnningsenc, 2004).

A Fig. 14d mostra a queda de pressão referente a compressão do fluxo (P_C) e a queda de pressão na região de interface (P_f). A queda de pressão geral P_T consiste nas quedas de pressão combinadas, isto é:

- **Equação 6: Queda de pressão total**

$$\Delta P_T = \Delta P_C + \Delta P_f \quad (6)$$

- **Equação 7: Queda de pressão devido a compressão**

$$\Delta P_C = \frac{4\tau L_C}{D} \quad (7)$$

Onde τ denota a tensão de cisalhamento da parede relacionado a compressão do fluxo. Baseado em uma aproximação linear padrão para pequenas perturbações (mas aplicadas a mudanças finitas), a queda de pressão em toda a frente de rendimento pode ser dividida em um componente invíscido $\rho_0 v_f v_c$ e um componente necessário para superar a tensão de escoamento estática ao longo da frente escoamento $\frac{4\tau L_f}{D}$, então

- **Equação 8: Queda de pressão na frente de rendimento**

$$\Delta P_f = \rho_0 v_f v_c + \frac{4\tau L_f}{D} \quad (8)$$

Onde ρ_0 denota a densidade do óleo, v_f a velocidade da frente e v_c a velocidade de compressão.

Valores menores de P_T , resultam em taxas de fluxo de massa mais baixos e deslocamentos mais lentos do gel solidificado, (Davidsona, Nguyenb, Changa, & RØnningsenc, 2004). Além disso, um experimento nesse artigo, mostra que para valores de ΔP_T menores, o tempo para o início na quebra da estrutura do gel, é maior.

Considerando o duto horizontal com diâmetro interno D , comprimento da tubulação L , e tensão limite de escoamento τ_0 . Para fluidos que sofreram o processo de geleificação em

dutos, (J.A. Ajienka, 1995) considera que a diferença de pressão mínima ΔP_{min} necessária para reiniciar o bombeamento é dada pela **Equação 9**.

- **Equação 9: Pressão mínima de reinício**

$$\Delta P_{min} = \frac{4L}{D} \tau_0 \quad (9)$$

O estudo “A model for restart of a pipeline with compressible gelled waxy crude oil” recomenda que o tempo de inatividade do duto não ultrapasse 10 dias, mas dependendo do ponto de fluidez e temperatura do ambiente, esse tempo pode ser menor (Davidsona, Nguyenb, Changa, & RØnningsenc, 2004). Tanto a **Equação 6** quanto **Equação 9** representam as pressões consideradas necessárias para reiniciar o duto, cada uma delas de acordo com o estudo especificado (Davidsona, Nguyenb, Changa, & RØnningsenc, 2004) , sendo um pouco mais conservativa.

2.3.5 Sistemas De Detecção

Visando se antecipar aos problemas causados pela deposição, algumas ferramentas se tornam úteis nos sistemas que transportam petróleo. Alguns fatores limitantes como o ambiente onde esses testes seriam feitos, no fundo do oceano, tornam o processo muito difícil, porém alguns mecanismos foram propostos, como tomógrafos que podem operar submersos. A utilização do código Monte Carlo MCNP5 com propósito de determinar os perfis e determinar as incrustações também é uma alternativa, além de técnicas de microfluorescência de Raios X e transmissão gama. (Soares, 2014)

2.3.6 Métodos para Redução da Formação de Depósitos da Parafina

Existem várias técnicas mitigatórias, corretivas e até mesmo de remoção que visam controlar a deposição de Parafina na linha. O emprego dos métodos dependerá das condições de campo.

2.3.6.1 Método de remoção mecânica

O método de remoção mecânica é utilizado somente em último caso (Wei, 2015), pois, devido ao alto custo e a necessidade que se interrompa o bombeamento, além disso, podem ficar presos dentro da tubulação piorando a situação como ocorreu em um oleoduto no Golfo do México (Fung, 2000).

O método mecânico normalmente usa o auxílio de “pigs” como representado na **Figura 15**. O termo “pig” é relativo a um dispositivo cilíndrico ou esférico com diâmetro menor do que o diâmetro da linha que é inserido dentro da linha do duto com o objetivo de percorrer a região interna limpando-o e poderá também ser utilizado para coleta de dados relativos as condições das paredes internas dos dutos, localizando possíveis falhas (Curvelo, 2016).



Figura 15: Flexpig
Fonte: (EPEBRAS, s.d.)

2.3.6.2 Aplicação de calor

Como visto anteriormente o aumento da temperatura do óleo, causa um aumento na solubilidade da Parafina tornando os dois miscíveis. Essa aplicação de calor poderá ser feita de várias formas, mas, a mais comum é com óleo quente ou injeção de água quente, (Mohammed AL-YAARI, 2011). O tratamento térmico deverá ser feito o mais rápido possível visando que o acúmulo da Parafina no duto não se torne um grande depósito.

2.3.6.3 Inibidores

Inibidores de Parafina são normalmente formados por polímeros ativos contendo solventes aromáticos cujo objetivo é se incorporar a estrutura do depósito, alterando sua matriz reduzindo sua aglutinação e o crescimento dos cristais parafínicos diminuindo a taxa de deposição e o ponto de fluidez (Machado ALC, 2001). Os inibidores não fornecem completa inibição da Parafina, porém, podem efetivamente reduzir a taxa de deposição retardando a formação do depósito de Parafina (Pedersen KS, 2003).

Avalia-se o uso do polímero EVA (polietileno-acetato de vinila) como o caso mais indicado nos campos brasileiros (Machado, 2002) por alterar o formato dos cristais reduzindo a formação de cristais em temperaturas abaixo da TIAC.

2.4 ANÁLISE NUMÉRICA

Quando se necessita estudar um sistema real complexo, com múltiplas variáveis, é comum utilizar-se de softwares de simulação para obter um modelo mais real de forma mais viável financeiramente. O Stoner “*Synergi Pipeline Simulator*” (Synergi Pipeline Simulator, 2019), é um simulador de transiente hidráulico que utiliza as equações de conservação de massa, quantidade de movimento linear e de energia para o fluido ao longo da linha de fluxo, utilizando a análise numérica de Diferenças Finitas. Por ser um software comercial este estudo não se ateve a programação numérica dos modelos de convergência implementados no software comercial.

O método de Diferenças Finitas é um método que facilita a solução de equações diferenciais de alta complexidade em relação ao método analítico, transformando o sistema de equações diferenciais em equações algébricas usando procedimentos computacionais para encontrar o resultado de forma aproximada.

O Stoner (Synergi Pipeline Simulator, 2019) permite aperfeiçoar as operações e melhorar o desempenho de oleodutos e gasodutos. O ambiente de simulação permite fornecer uma gama completa de soluções e possui três versões diferentes. O primeiro módulo é conhecido como “*Off-line*” e é usado para projeto e análise em tempo real de simulação. Essa versão é

amplamente utilizada para análise de modelos, treinamentos e será efetivamente utilizada neste trabalho.

O segundo modelo é conhecido como “*Trainer*” que executa todas as funções do simulador, porém em tempo real. O último módulo é conhecido como “*SPS Online*” e é considerado um sistema do tipo RTTM (“*Real-Time Trade Matching*”) que é usado na detecção de vazamentos em oleodutos e gasodutos e dão ao usuário suporte a tomada de decisões como o fechamento de válvulas, alívio de pressão e bloqueio da operação.

O Stoner (Synergi Pipeline Simulator, 2019) se conecta com um sistema de detecção de vazamento do tipo RTTM, através de um drive desenvolvido e captura os dados do sistema SCADA (“*Supervisory Control and Data Acquisition*”). SCADA é um software que permite supervisionar, ou seja, monitorar à distância informações como temperatura, pressão ou status de um equipamento sendo possível realizar comandos à distância como desligar uma bomba. Além disso, é possível detectar com rapidez qualquer anormalidade por meio de dados em tempo real, sendo possível também armazenar os dados de processos em bancos de dados e realizar análises operacionais.

O RTU (Remote Terminal Unit) é um dispositivo baseado em um microprocessador, que monitora e controla dispositivos de campo. Ele se conecta aos sistemas de controle de SCADA transformando os sinais eletrônicos do campo em dados de arquivo binário que possam ser lidos pelo Stoner.

O Stoner permite simular a deposição da parafina na parede do duto. A condutividade térmica da camada de gel, ou seja, a incrustação parafínica, é incluída nos cálculos de transferência de calor para cálculos de transiente térmico. O fluxo de calor através da camada de Parafina é considerado estável, a mesma taxa de deposição é usada para o duto inteiro e caso a velocidade ou temperatura do fluido estejam fora da faixa, uma constante de extrapolação é usada (Synergi Pipeline Simulator, 2019).

O *SPS Off-line* assume que a camada de Parafina afeta principalmente o fator de atrito, que aumentará devido ao aumento da rugosidade. A velocidade do fluido será recalculada na seção transversal reduzida do tubo, esse parâmetro será importante pois através dele e da vazão, pode-se calcular a área da seção transversal, constatando a redução da mesma.

Conforme o gel parafínico se acumula na parede do tubo de acordo com as propriedades inseridas do produto, o SPS elabora uma taxa de deposição, o diâmetro diminui, resultando em uma perda de área de fluxo. Com base na densidade do gel parafínico, na deposição atual e no

diâmetro do tubo sem acúmulo do gel, *SPS* determina a fração da área de fluxo perdida em cada local do tubo. O fator de atrito usado localmente será determinado, calculando primeiro o fator de atrito efetivo do Número de Reynolds (calculado usando o diâmetro reduzido por gel) e rugosidade calculada do tubo (rugosidade do tubo mais a espessura de deposição de cera delimitada pelo usuário como rugosidade máxima.)

No modo “*TRANSTHERMAL*” (transiente térmico), utilizado no presente trabalho, a maioria das temperaturas são calculadas pelo *SPS*. São inseridos os dados: temperatura do solo, em função da localização, temperatura do fluido de entrada, em função de local e hora para que o *SPS* possa posteriormente, modelar o aquecimento ou resfriamento devido a compressão ou expansão para todos os elementos. Além disso, a troca de calor entre fluidos, paredes de tubos, isolamento, e o aterramento é modelado.

O modo transiente térmico é normalmente usado em sistemas líquidos quando há uma forte dependência da viscosidade à temperatura, como no transporte de petróleo bruto pesado. Uma linha de dados é inserida para cada uma das camadas concêntricas radialmente simétricas em torno do fluido: a parede do duto, cada material de isolamento do duto, o material de revestimento e o material do meio como mostrado na **Figura 17**.

Para cada camada, você pode definir espessura, densidade, capacidade térmica, condutividade térmica e quantidade de “nós” ou espaçamentos no qual será calculado o transiente térmico. Os nós térmicos acompanham a temperatura da parede do tubo até a temperatura limite especificada (temperatura do meio), e são radialmente simétricos como exemplificado na **Figura 16**.

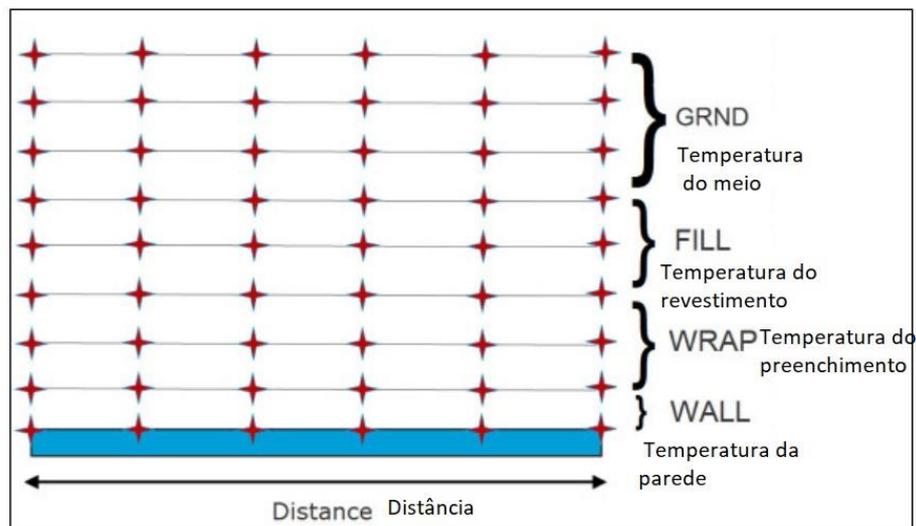


Figura 16: Modo de cálculo do Transiente Térmico
Fonte: (Synergi Pipeline Simulator, 2019) **adaptado pelo autor**

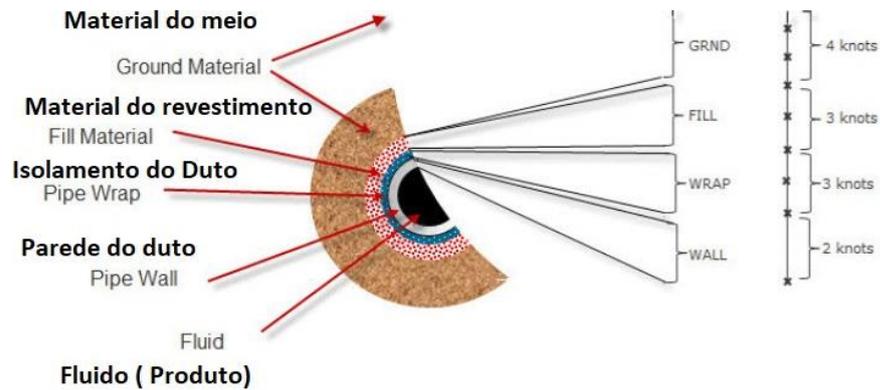


Figura 17: Modo de cálculo do Transiente Térmico no sentido radial do duto
Fonte: (Synergi Pipeline Simulator, 2019) adaptado pelo autor

2.5 O PRODUTO

O refino do petróleo tem por objetivo melhorias no mineral bruto visando obter derivados de grande interesse comercial através de etapas físicas e químicas de separação que obtêm diferentes frações de destilação. O processo consiste, então, em separar as frações desejadas, processá-las e dar-lhes acabamento, de maneira a incorporar maior valor comercial ao produto.

O estudo consiste em simular três produtos de diferentes teores de parafina com os dados obtidos em campo e analisar se o comportamento simulado condiz com o estudado na literatura. Os dois primeiros produtos A e B são fluidos Não Newtonianos e compostos por uma fração de RAT, resíduo gerado no fracionamento do petróleo, sendo que o produto A possui maior teor de RAT e como consequência, quando exposto a temperaturas inferiores a submarinas tem uma maior deposição de parafina, o terceiro Produto C é a água e se comporta como um fluido Newtoniano que será usado como comparativo.

2.5.1 RAT

O RAT é uma fração de petróleo mais bruta, com baixo valor comercial. Quando o petróleo bruto passa pela torre de destilação atmosférica, uma porção é convertida em frações

de massa específica, ρ , mais leves como GLP, nafta e o diesel, enquanto a outra parte do resíduo permanece como RAT.

O RAT possui alta massa molecular e uma quantidade significativa de compostos Parafínicos e Asfaltenos. Devido aos altos pontos de ebulição – acima de 510°C –, não é possível separá-lo por destilação atmosférica, então o RAT é usado como carga para o craqueamento catalítico (L., Ribeiro, Mota, F., & Teixeira, 2005). O processo de Craqueamento catalítico consiste na quebra de moléculas longas de hidrocarbonetos (no caso do RAT, cadeias de 38 carbonos) de elevada massa molar em moléculas com cadeias menores de menor massa molar.

3. MATERIAIS E MÉTODOS (ESTUDO DE CASO)

Para criar um modelo de simulação computacional de um oleoduto, é necessário ter a compreensão completa do problema apresentado e das variáveis envolvidas nos modelos e os equacionamentos necessários para o escoamento do produto.

As simulações foram validadas utilizando propriedades reais dos três fluidos, A, B e C expostas na **Tabela 5**, assim como os equipamentos modelos em **Tabela 6**, que possuem parâmetros de projeto baseados em normas de dutos e dados de campo reais.

Considerando as grandezas apresentadas no **item 3.1**, será apresentado um estudo de caso com objetivo de analisar a influência da temperatura na deposição da parafina e a partir da análise da simulação de três produtos, 2 óleos brutos com diferentes teores de parafina, produto A e B, em comparação com a água com objetivo de observar o depósito da parafina, observado pela redução da área, o aumento da viscosidade em temperaturas baixas entre outros parâmetros estudados com a finalidade de observar o fenômeno.

Dada a complexidade do processo de deposição de parafina e da dificuldade de se encontrar informação confiável e relevante, buscou-se várias simplificações, como uso do diâmetro e espessuras constantes, poucos acessórios e um trecho de duto pequeno. Essas simplificações foram necessárias para que os fenômenos observados pela simulação ocorressem exclusivamente devido às propriedades dos produtos e ao fenômeno de deposição de parafina.

3.1 GRANDEZAS CONSIDERADAS NA MODELAGEM NUMÉRICO EXPERIMENTAL

Grandezas fixas são parâmetros normalmente de entrada e são previamente definidos para a construção de um modelo. São eles: diâmetro, comprimento, espessura, elevação, posição das estações (envio, recebimento, pontos de entrega, posição das válvulas, bombas etc.) e rugosidade.

As estações de envio, recebimento, ponto de entrega, posição de válvulas e bombas foram obtidos de acordo com um sistema existente, assim como as características dos produtos,

e todos os dados de entrada necessários para modelagem, foram baseados em normas de projeto de dutos (Petrobras, 2020).

3.1.1 Grandezas Variáveis

As grandezas variáveis estão relacionadas às correlações utilizadas para calcular as propriedades do fluido, mencionadas na **Tabela 5**. Nesse estudo foram escolhidas as variáveis de temperatura do fluido ao entrar no sistema e a temperatura do meio que o oleoduto se encontra no caso estudado no mar.

Foram feitas simulações nas temperaturas do ambiente de 4 °C, que é considerada a temperatura mais crítica, 10 °C; 30 °C; 50 °C; 70 °C e 100 °C com os três produtos, utilizando o software Synergi Pipeline Simulator.

Essas faixas de temperatura foram escolhidas por serem as mais próximas que estes produtos são expostos no mundo real. A temperatura de 4 °C foi considerada mínima pois não se sabe se o software, Synergi Pipeline Simulator, poderia fazer cálculos para temperaturas negativas, e porque 4 °C é também a temperatura média do leito marinho.

Tabela 5: Propriedades dos produtos

Produto	A à 25 °C	B à 25 °C	C à 20 °C
Pressão base P0 [kgf/cm ²]	1,033	1,033	1,033
Massa específica [Kg/m ³]	918,9	914,0	998
Viscosidade [cP]	318,48	365,60	1,00
Pressão de vapor [kgf/cm ² abs]	0,5	0,5	0,1
Calor específico [kJ/(kg·°C)]	2,895	2,910	1,559
Condutividade termica [kJ/(hr m K)]	0,459	0,459	0,822
Módulo de Bulk [kg/cm ²]	18493	18302	22433
VPMI	0	0	0
VTMI [1/ °C]	-0,0606	-0,0743	-0,027

3.1.2 Descrição Do Oleoduto Real E Dados De Campo

A malha de teste é baseada numa malha real e por isso não foi usado modelos de convergência para validação do sistema. O oleoduto estudado possui 29,5 km de extensão que transporta petróleo da estação de envio à estação de recebimento, conforme a **Figura 18**. Como a espessura, assim como o diâmetro geram uma alteração nos parâmetros de deposição da parafina convencionou-se usar um diâmetro de 26” que é um diâmetro comercial e uma espessura interna de 0,5” em todo trecho, com objetivo de simplificar a observação do fenômeno e deixar o trecho mais uniforme possível baseado no duto real. O perfil de elevação foi obtido através de uma passagem de “Pig” de um duto real semelhante ao modelo simulado e é um dado de entrada do programa de simulação, conforme pode ser visto no **APÊNDICE A – CÓDIGO DO SPS**.

Para cada trecho de tubulação inserido, o software demanda alguns parâmetros para o cálculo do transiente térmico, para que a perda de calor no sentido radial e longitudinal seja o mais próximo da situação encontrada em campo. Algumas características são fundamentais, tais como: a densidade da parede do duto, densidade do revestimento do duto, densidade do meio em que o duto está inserido e temperatura na qual o trecho do duto está submetido. A **Figura 18** apresenta um fluxograma simplificado do arranjo estudado.

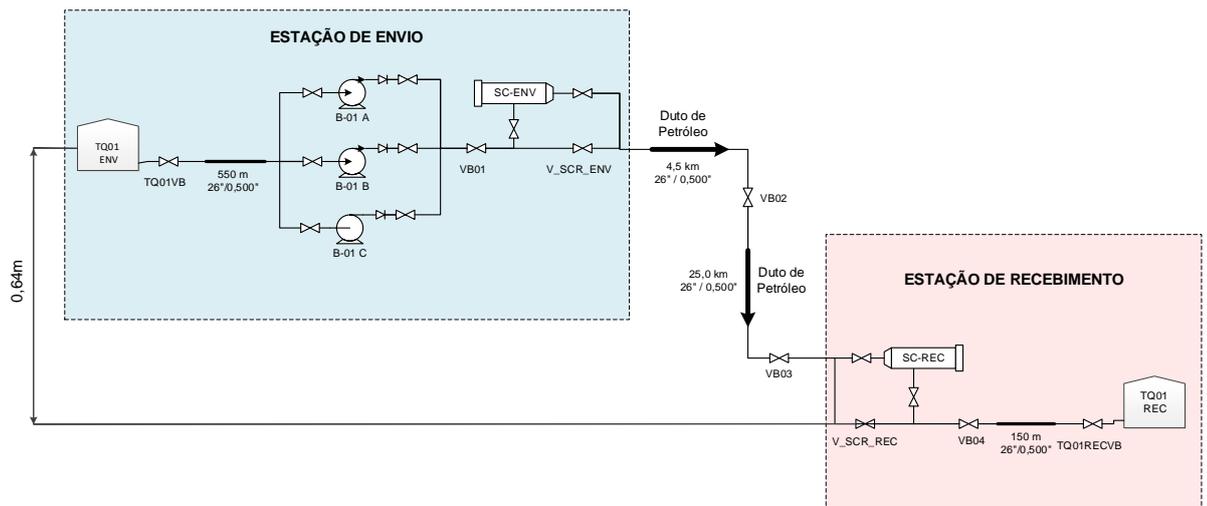


Figura 18: Modelo do Sistema de Bombeamento

A partir da **Figura 18** é possível observar que o sistema conta com dois tanques, TQ ENV (tanque de envio) e TQ REC (tanque de recebimento), que servem para o armazenamento

e condicionamento do produto. Cada um dos tanques possui uma válvula de bloqueio, usualmente chamada de “válvulas de pé de tanque” (TQ01VB – válvula de bloqueio do tanque de envio, e TQ01RECBV - válvula de bloqueio do tanque de recebimento) que possibilitam que o produto proveniente do tanque escoe para o interior do duto. O sistema conta com duas linhas internas que possuem as seguintes dimensões: 26” de diâmetro nominal; 0,500” de espessura; comprimento de 500 m no envio; e 150 m no recebimento.

Ainda dentro da estação, conforme **Figura 18**, o sistema conta com três bombas em paralelo que operam simultaneamente buscando as maiores vazões que o duto consegue suportar respeitando a potência do motor. Essas bombas contam com válvulas de sucção e descarga, e válvulas de retenção que impossibilita o retorno do fluxo forçando-o a escoar em somente uma direção.

De acordo com a **Figura 18**, encontram-se também no sistema, câmaras de lançamento (SC-ENV) e recebimento (SC-REC) de “pigs”, que percorrem o oleoduto afim limpar as deposições cerosas dentro da linha ou detectar possíveis falhas. Após a câmara de recebimento de envio há os dois trechos de duto, sendo possível observar também válvulas de bloqueio ao longo do sistema responsáveis pelo controle após o início da operação.

A **Tabela 6** apresenta as principais características de cada um desses componentes.

Tabela 6: Instrumentos do sistema

Nome do equipamento	Equipamento	Quantidade	Descrição
TQ01_ENV e TQ01_REC	Tanques de envio e Recebimento	2	- <i>Setpoint</i> de Pressão: 1 kgf/cm ² - Temperatura do tanque variando a cada simulação
TQ01VB e TQ01RECVB	Válvulas de retenção na descarga do tanque de recebimento e de envio	2	- Válvulas com curvas lineares e tempo de fechamento de 90 s
LI_1 e LI_2	Linhas internas na estação de Envio e Recebimento	2	- Comprimento: 550 e 150 m - Diâmetro nominal: 26" - Espessura: 0,500 m
B-01 A; B-01 B e B-01 C	Bombas principais	3	- Arranjo: Paralelo - Rotação no ponto de melhor eficiência: 3200 rpm - Potência no ponto de melhor eficiência: 775 hp - Head no ponto de melhor eficiência: 254 m - Vazão no ponto de melhor eficiência: 635 m ³ /h
VB01; VB02; VB 03 e VB 04	Válvulas de bloqueio intermediárias	4	- Todas as curvas das válvulas são lineares tempo de fechamento de 5min.
SC-ENV e SC- REC	Válvulas do Lançador e Recebedor de "pigs"	2	- Válvula de curva esférica com tempo de fechamento da válvula de envio de 1 min e 50 s e da de recebimento de 1min e 30s
DUTO_1D2 e DUTO_2D2	Trechos de duto	2	- Comprimento: 4,5 e 25 Km - Diâmetro nominal: 26" - Espessura: 0,500 m

3.2 PREMISSAS ADOTADAS

- a) O escoamento foi considerado unidimensional, monofásico, compressível e em regime transiente térmico e hidráulico, existindo troca de calor com o ambiente, com

os produtos escoando a temperaturas variáveis de 4°C 10°C; 30°C; 50°C; 70°C e 100°C.

- b) A pressão e a temperatura da condição padrão utilizadas são 1,033 kgf/cm² (1 atm) e 20°C, respectivamente;
- c) O coeficiente de atrito para todo o oleoduto é representado pela correlação de Colebrook, adotando-se a rugosidade interna do oleoduto de 0,0018”;
- d) Coeficiente de troca de calor entre o fluido e o oleoduto na região de escoamento turbulento dado pela equação de Colburn, com coeficiente 0,023 e expoentes 0,8 (Reynolds) e 0,33 (Prandtl): + COLBURN 0.023 0.8 0.33;
- e) Coeficiente de troca de calor entre o fluido e o oleoduto na região de escoamento laminar dado pela equação do Número de Nusselt: + GRASHOF 1.75 0.14 0.14 0.000004 1.0 0.01 0.44 0. 0.333;
- f) Coeficiente de troca de calor (de filme) mínimo igual a zero: + MIN.FILM.COEF 0;
- g) Uso da temperatura média para cálculo de Grashof e Prandtl no termo de convecção forçada: +FORCED.CONVECTION MEAN.TEMP;
- h) Uso da temperatura da parede para cálculo de Grashof e Prandtl no termo de convecção natural: +FREE.CONVECTION WALL.TEMP;
- i) Área da seção transversal do oleoduto 0,32 m²;
- j) Fluidos A e B tem comportamento Não Newtoniano quando sujeitos a temperaturas abaixo de 40 °C;
- k) Temperatura de inicial de aparecimento de cristais (TIAC) de 30°C;
- l) Temperatura de geleificação de 15 °C;
- m) Ponto de fluidez entre -3 °C e 6 °C;
- n) Arranjo com três bombas com rotação da bomba 2700 rpm.

4. RESULTADOS

Utilizando os dados básicos apresentados nos **itens 3.1** e as premissas adotadas no item **3.2**, foi desenvolvido um modelo de simulação termo-hidráulica no “*Synergi Pipeline Simulator 10.5*” para o alinhamento do oleoduto com os três diferentes produtos. Após o sistema atingir o regime permanente térmico e hidráulico, foram coletados os dados e exportados para um banco de dados externo.

Os dados de resposta da simulação em cada temperatura, foram expressos ao longo do comprimento do duto, todavia, como este se encontra em regime permanente, foram feitas médias das variáveis, buscando facilitar a análise. Esses dados se encontram nas **Tabela 7**, **Tabela 8** e **Tabela 9**.

Na simulação utilizou-se o parâmetro de transiente térmico, pois a temperatura tem forte influência sobre a correção da viscosidade e da densidade, portanto para maior precisão, é necessário, traçar o perfil de temperatura ao longo do duto e observar como as variáveis se comportam. Os dados de entrada foram a temperatura do produto saindo do tanque expedidor, temperatura do coeficiente global de troca de calor e do ambiente.

O programa também considera uma correção da viscosidade pela pressão, apesar de essa não ser tão influente quanto a temperatura.

Tabela 7: Dados simulados Produto A

PRODUTO A						
Temperatura Entrada (°C)	4	10	30	50	70	100
Temperatura Calculada (°C)	10,7	14,5	29,9	50,3	64,6	86,6
Pressão (kgf/cm²)	12,2	12,3	11,5	10,4	10,2	10,0
Vazão (m³/h)	91,1	93,7	536,5	1704,5	1775,4	1752,5
Viscosidade dinâmica (cP)	2289,4	2279,9	316,3	79,2	45,5	45,5
Taxa de Cisalhamento (1/s)	1,7	1,8	10,3	102,8	175,0	172,4
Reynold	35,4	36,5	1508,9	10797,4	19349,6	18943,1
Fator de Fricção	4,5913	4,3793	0,1212	0,0325	0,0297	0,0301

Densidade (kg/m³)	927,6	925,4	916,7	905,0	896,8	884,3
Velocidade (m/s)	0,1	0,1	0,8	1,5	1,5	1,5
Área (m²) (1)	0,184	0,184	0,182	0,318	0,319	0,317

(1) A área foi calculada a partir dos valores de vazão e velocidade obtidos na simulação após o processo de deposição

Tabela 8: Dados simulados Produto B
PRODUTO B

Temperatura Entrada (°C)	4	10	30	50	70	100
Temperatura Calculada (°C)	6,7	11,7	29,4	50,4	64,4	86,2
Pressão (kgf/cm²)	11,5	11,6	10,2	10,0	9,8	9,6
Vazão (m³/h)	313,1	321,2	594,8	1824,0	1908,6	1892,9
Viscosidade dinâmica (cP)	996,5	992,8	187,7	53,7	35,3	35,3
Taxa de Cisalhamento (1/s)	5,9	6,1	44,5	145,3	213,1	209,2
Reynold	277,7	285,9	2818,8	17024,1	26676,9	26177,2
Fator de Fricção	0,3621	0,3486	0,0984	0,0271	0,0244	0,0245
Densidade (kg/m³)	924,9	922,1	912,0	900,1	892,1	879,8
Velocidade (m/s)	0,5	0,5	0,9	1,6	1,7	1,7
Área (m²) (1)	0,185	0,184	0,182	0,317	0,319	0,318

(1) A área foi calculada a partir dos valores de vazão e velocidade obtidos na simulação após o processo de deposição

Tabela 9: Dados simulados Produto C (Água)
PRODUTO C (ÁGUA)

	4	10	30	50	70	100
Temperatura Entrada (°C)						
Temperatura Calculada (°C)	4,8	10,5	22,2	50,4	63,7	83,8
Pressão (kgf/cm²)	9,2	9,2	9,0	8,7	8,6	8,4
Vazão (m³/h)	2321,8	2323,7	2316,2	2370,4	2371,3	2386,7
Viscosidade dinâmica (cP)	1,5	1,3	0,9	0,4	0,3	0,2
Taxa de Cisalhamento (1/s)	4499,9	5187,4	6974,4	14325,8	20137,6	34559,3
Reynold	856721,0	999251,2	1378558,4	2929681,9	4181154,0	7304697,1
Fator de Fricção	0,0132	0,0130	0,0127	0,0120	0,0118	0,0116
Densidade (kg/m³)	1007,8	1004,3	997,0	979,5	971,3	958,8
Velocidade (m/s)	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1
Área (m²) (1)	0,320	0,319	0,316	0,318	0,318	0,320

(1) A área foi calculada a partir dos valores de vazão e velocidade obtidos na simulação após o processo de deposição

4.1 PRESSÃO

A Pressão é a força exercida por um fluido em uma área determinada. Todos os produtos foram expostos a uma mesma temperatura de entrada (4°C, 10°C, 30°C, 50°C, 70°C, 100°C) e a mesma área de seção transversal. É importante salientar que como explicito no **item 3.2**, em todos os casos foram utilizados o mesmo arranjo de bombas, com a mesma rotação e potência.

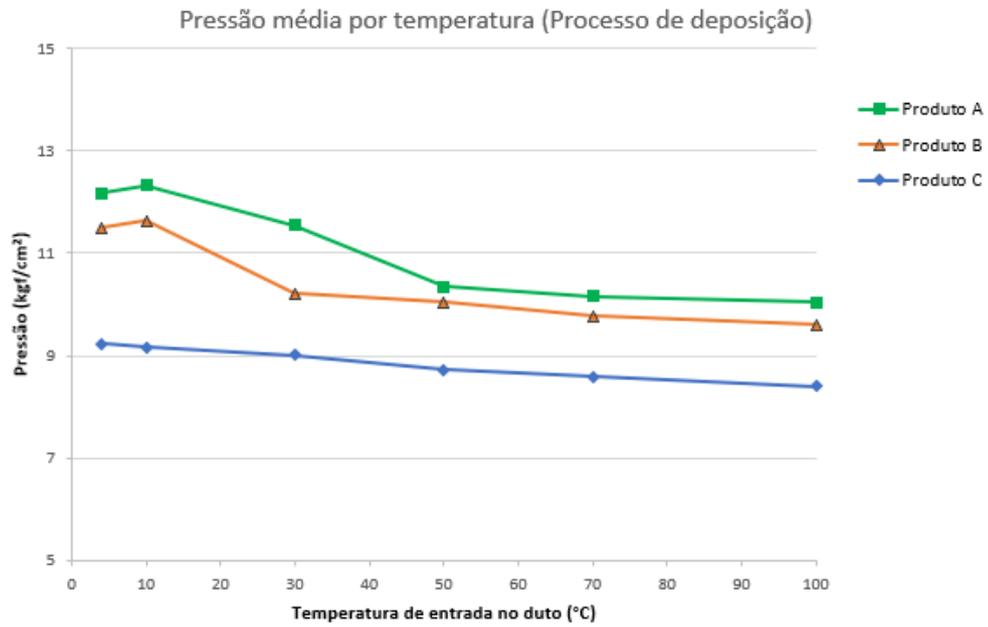


Figura 19: Pressões médias dos produtos A, B e C

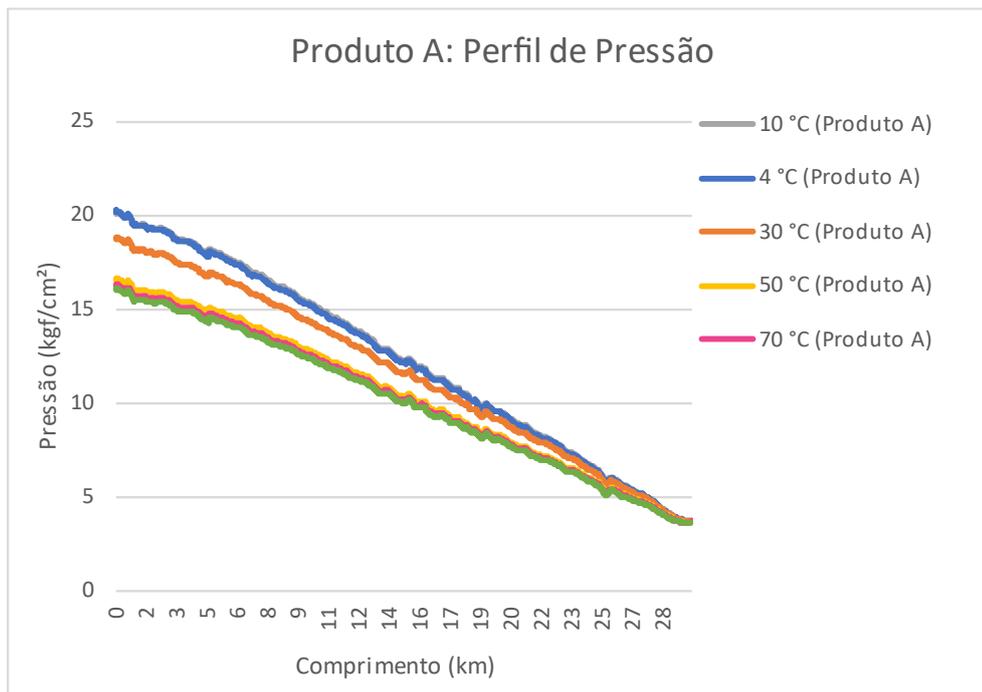


Figura 20: Produto A – Perfil de Pressão

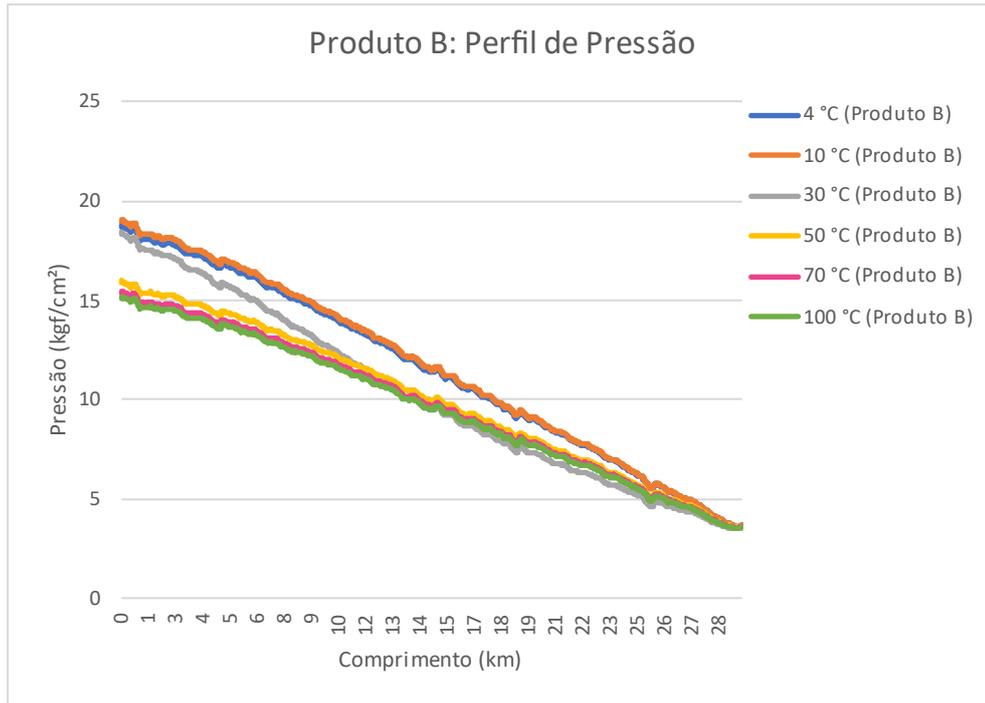


Figura 21: Produto B – Perfil de Pressão

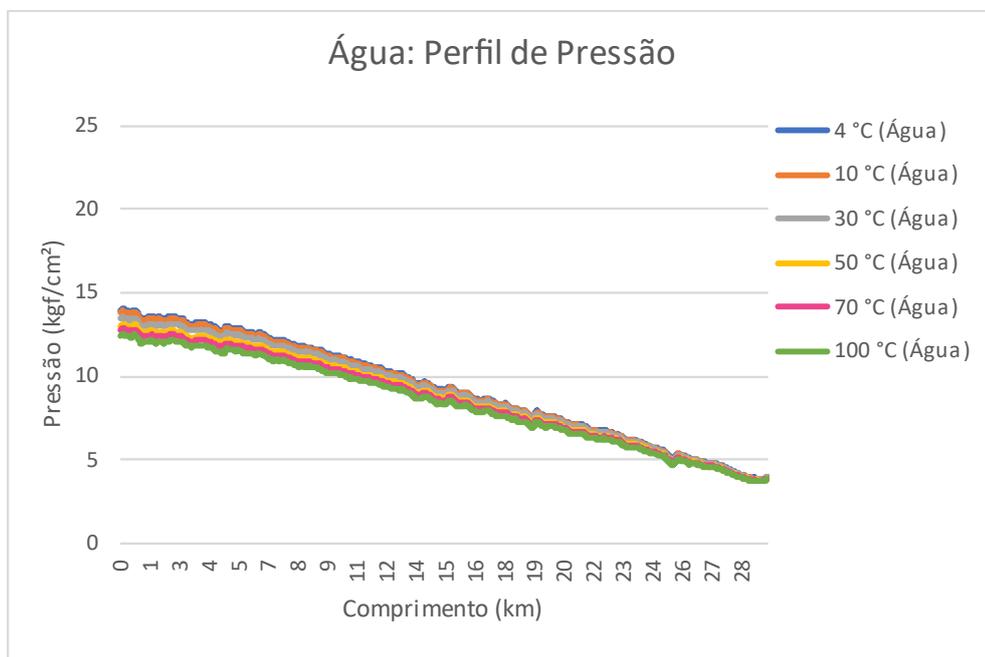


Figura 22: Produto C – Perfil de Pressão

Tabela 10: Variação da Pressão ao longo do duto com produto A

Temperatura de entrada (°C)	Pressão de envio (kgf/cm ²)	Pressão de recebimento (kgf/cm ²)	ΔP (kgf/cm ²)
4	20,13	3,71	16,42
10	20,10	3,71	16,40
30	18,74	3,70	15,04
50	16,52	3,67	12,85
70	16,19	3,65	12,54
100	15,99	3,63	12,36

Tabela 11: Variação da Pressão ao longo do duto com produto B

Temperatura de entrada (°C)	Pressão de envio (kgf/cm ²)	Pressão de recebimento (kgf/cm ²)	ΔP (kgf/cm ²)
4	18,68	3,70	14,98
10	18,97	3,70	15,27
30	18,32	3,65	14,67
50	15,87	3,66	12,21
70	15,36	3,64	11,72
100	15,13	3,61	11,51

Tabela 12: Variação da Pressão ao longo do duto com água

Temperatura de entrada (°C)	Pressão de envio (kgf/cm ²)	Pressão de recebimento (kgf/cm ²)	ΔP (kgf/cm ²)
4	13,94	3,97	9,97
10	13,80	3,96	9,84
30	13,46	3,95	9,51
50	13,03	3,88	9,14
70	12,77	3,87	8,90
100	12,42	3,85	8,58

Ao observar os três gráficos representando as pressões ao longo do comprimento, observa-se que os dois fluidos que contém parafina demandam uma pressão maior da bomba para que sejam transportados em um mesmo trecho de tubulação. As **Tabela 10** e **Tabela 11**, explicitam como a pressão de envio é dependente da viscosidade dos fluidos, uma vez que os produtos A e B quando submetidos a temperaturas mais baixas requerem pressões maiores e ao

se elevar a temperatura, resulta em uma diminuição significativa dessa pressão. Esse fato era esperado uma vez que quanto maior a viscosidade maior a energia necessária para o bombeamento.

A **Tabela 12** mostra que as pressões de envio da água sofrem alterações mais amenas apesar da queda brusca de temperatura. Mesmo em temperaturas mais baixas, a pressão requerida pela bomba com água é baixa se comparada aos produtos A e B.

4.2 VAZÃO

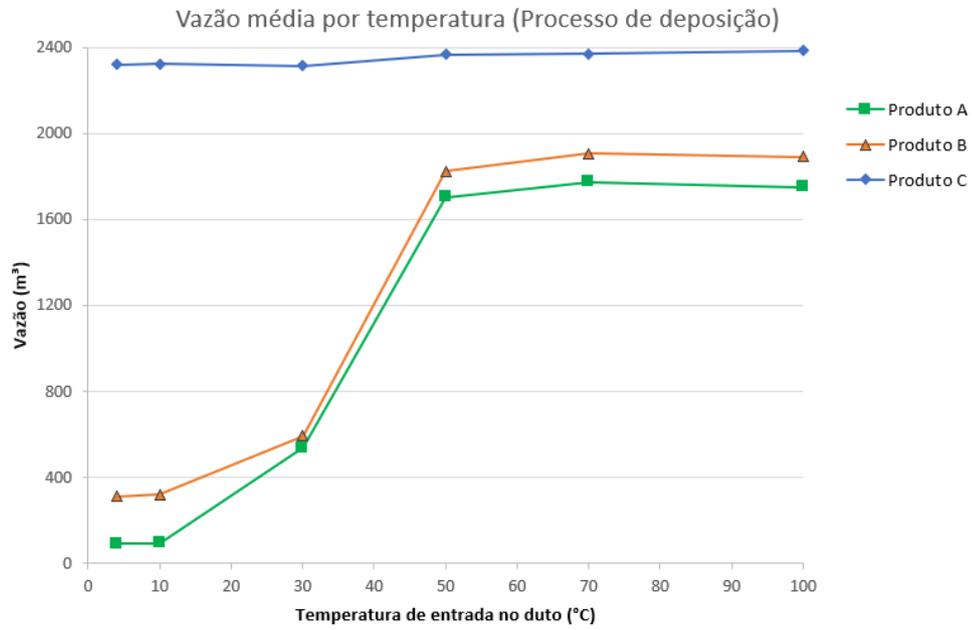


Figura 23: Vazão média dos produtos A, B e C

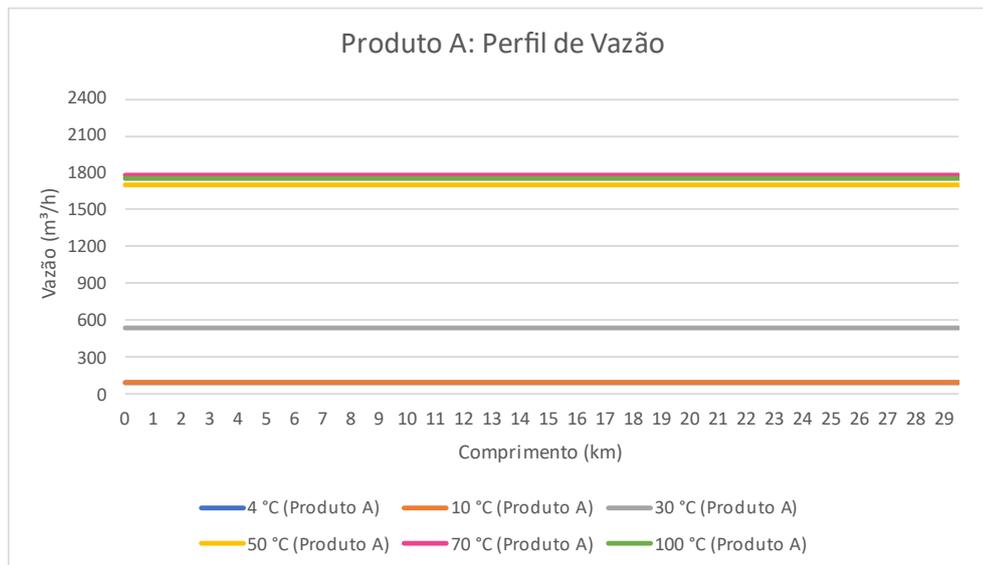


Figura 24: Produto A – Perfil de Vazão

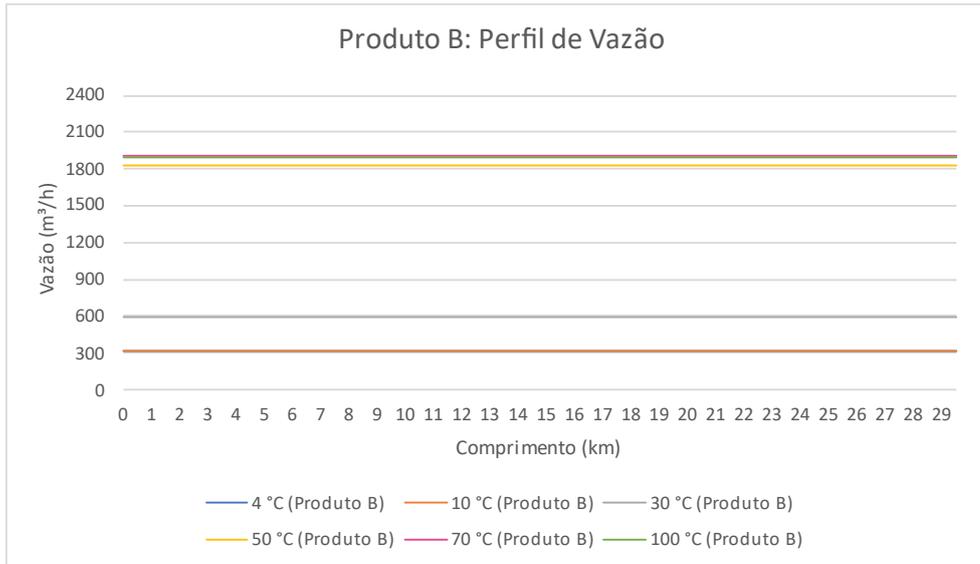


Figura 25: Produto B – Perfil de Vazão

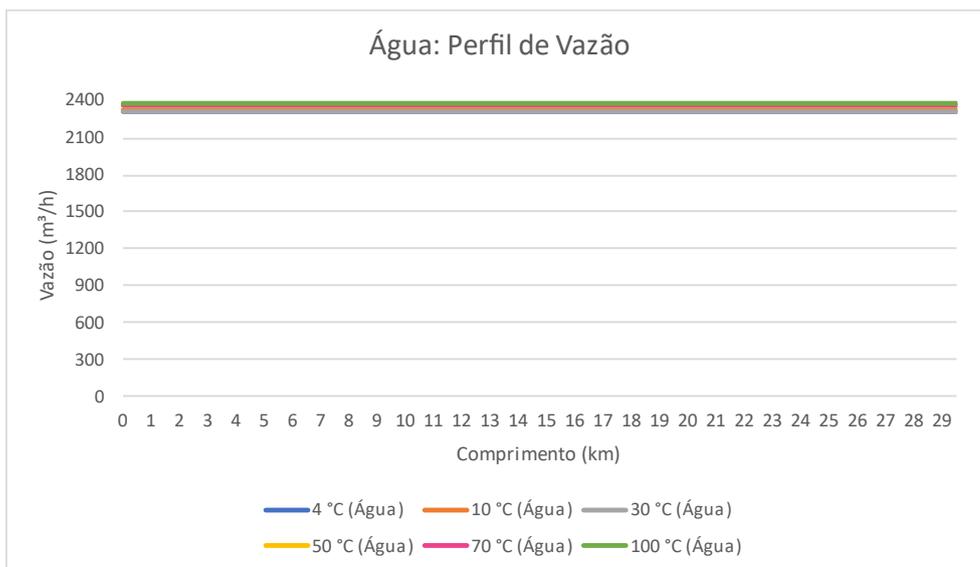


Figura 26: Produto C – Perfil de Vazão

A vazão é a quantidade de fluido que escoar através de uma determinada área num determinado período de tempo. A partir das **Tabela 7**, **Tabela 8** e **Tabela 9** e das **Figura 23**, **Figura 24**, **Figura 25** e **Figura 26**, é possível perceber que com decréscimo de temperatura não há alteração significativa da vazão da água, enquanto nos produtos A e B há uma alteração notável. No produto A, que é o que possui maior teor de parafina, há uma redução da vazão em 18 vezes na temperatura de 4 °C e o Produto B, que possui menor quantidade de parafina, a redução é de aproximadamente 6 vezes, se comparadas as vazões nas temperaturas de 100 °C

desses produtos, o que era esperado visto que a deposição acarreta na redução de área, reduzindo por sua vez a vazão.

4.3 VISCOSIDADE

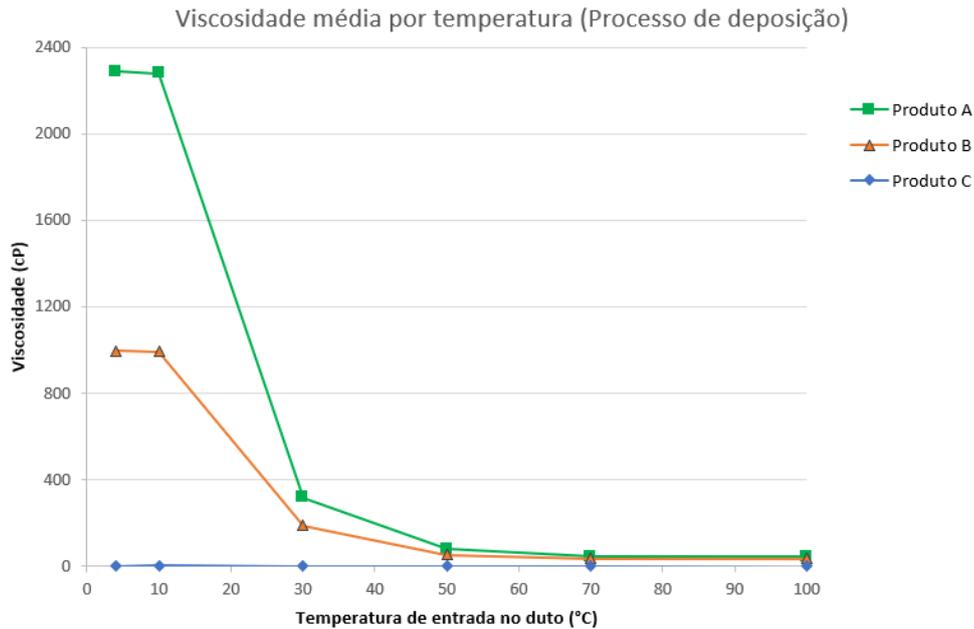


Figura 27: Viscosidade média dos produtos A, B e C

Viscosidade é uma propriedade física que caracteriza a resistência de um fluido ao escoamento. É um parâmetro dependente da temperatura, isto é, quanto maior a temperatura menor será o efeito das forças de atração intermoleculares e mais soltas ficam as moléculas do líquido umas em relação às outras tornando a deformação mais fácil. É possível notar que a partir disso, todos sofrem um aumento da viscosidade em temperaturas mais baixas. Porém, nos produtos que possuem parafina em sua composição (produtos A e B), o decréscimo nos valores de viscosidade, em relação ao aumento da temperatura, é ainda mais acentuado.

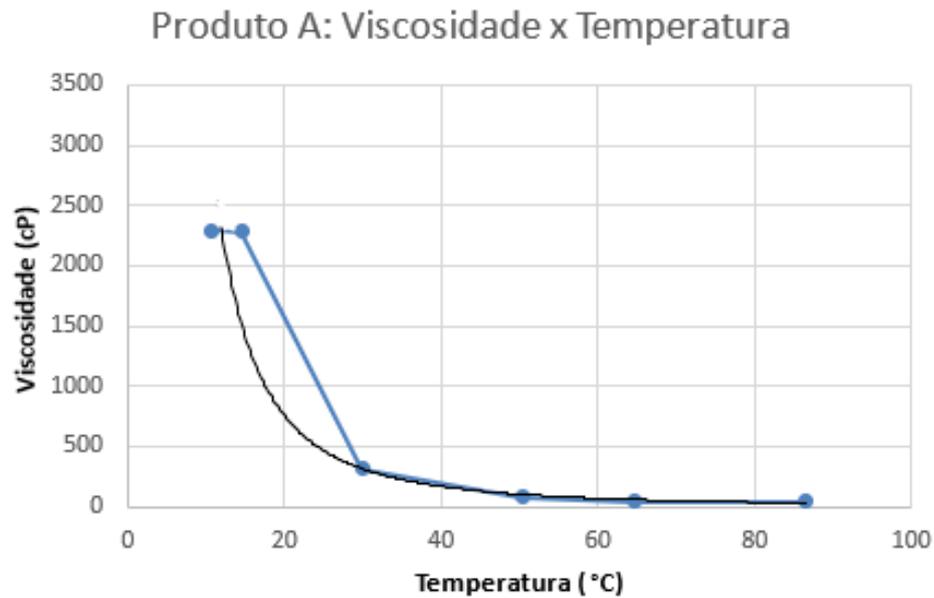


Figura 28: Produto A - Relação da Viscosidade com a Temperatura

A partir da análise do gráfico de cada produto é possível notar que no produto A, há um comportamento crescente quadrático da tendência com a redução da temperatura com a viscosidade nos primeiros pontos variando entre as temperaturas de 100°C a 30°C, conforme linha de tendência disposta na **Figura 28**. A 30°C, na temperatura inicial de aparecimento dos cristais (TIAC), esse comportamento começa a mudar.

Entre 30 °C a 10 °C a tendência se altera e é possível perceber um crescimento linear, condizendo com o fenômeno estudado, os cristais são depositados nas redes formando estruturas mais viscosas (geleificação), que serão depositados resultando em um aumento expressivo da viscosidade. Por fim entre a temperatura de 4 °C e 10 °C parece haver uma constância existindo pouca alteração.

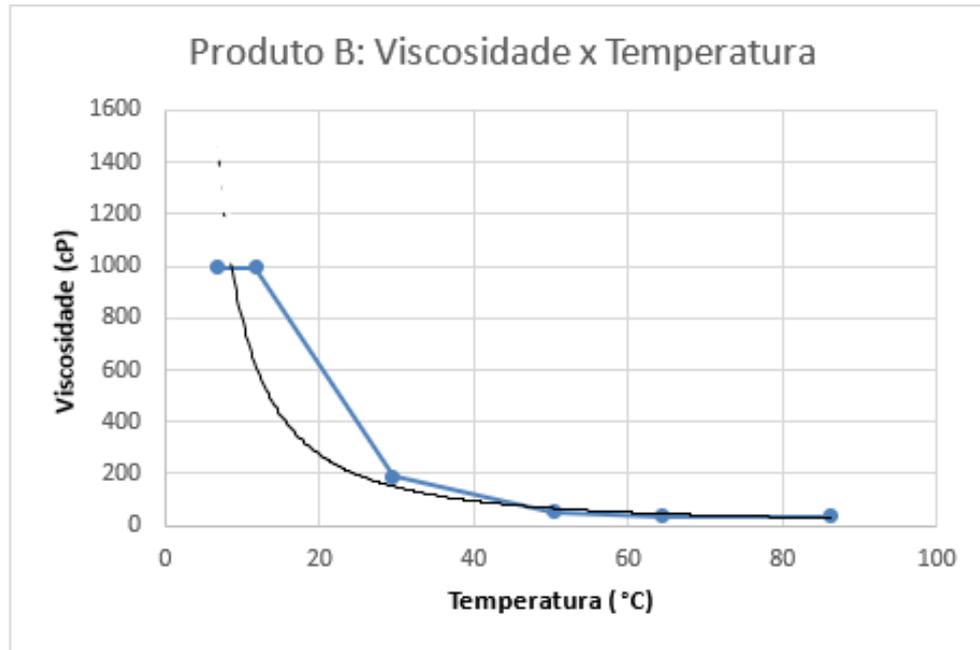


Figura 29: Produto B - Relação da Viscosidade com a Temperatura

No produto B também é possível notar um comportamento parecido com o produto A, onde entre 85 °C e 45 °C, há um comportamento da linha de tendência de potência notando um acréscimo a uma taxa específica. Entre 45 °C e 30 °C esse acréscimo se torna linear, e pode ser explicado pelo comportamento Não Newtoniano dos produtos, como relatado no item 3.2.

A partir de 30°C, essa taxa de variação ocorre de maneira mais brusca, a partir de toda literatura estudada no **item 2.3**, infere-se que esse comportamento é devido ao início do processo de geleificação a partir de 30 °C (TIAC), onde começam a se formar os primeiros cristais de parafina. Entre 10 °C e 4 °C nos produtos A e B, como visto nas **Figura 28** e **Figura 29**, a taxa permanece praticamente constante, presumindo-se que já houve o processo de geleificação, e o gel se tornou um isolante térmico, diminuindo as forças que impulsionam o processo de geleificação. A partir de 10 °C, espera-se uma atenuação do processo de deposição, e prevalência do envelhecimento.

Na água, produto C, esse comportamento é diferente, verifica-se um comportamento de uma tendência exponencial em quase todo o processo, com uma taxa de crescimento da viscosidade constante, conforme a diminuição da temperatura, como pode ser ilustrado na **Figura 30**.

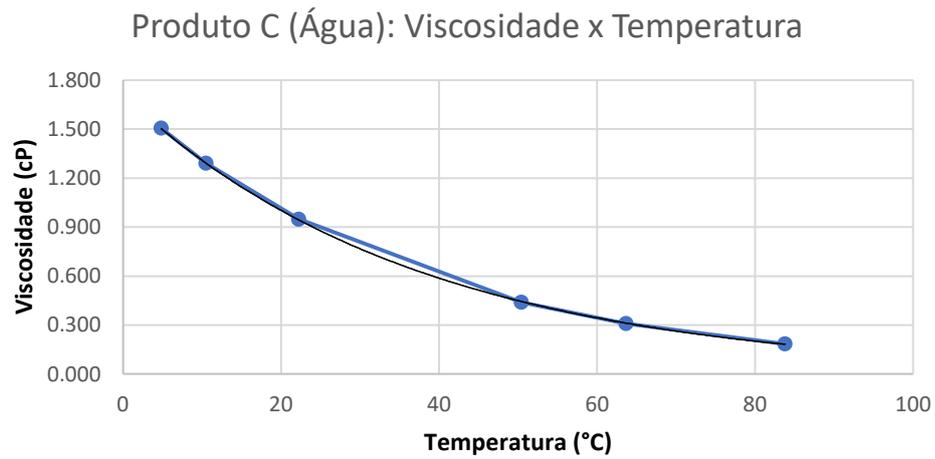


Figura 30: Produto C - Relação da Viscosidade com a Temperatura

4.4 TAXA DE CISALHAMENTO

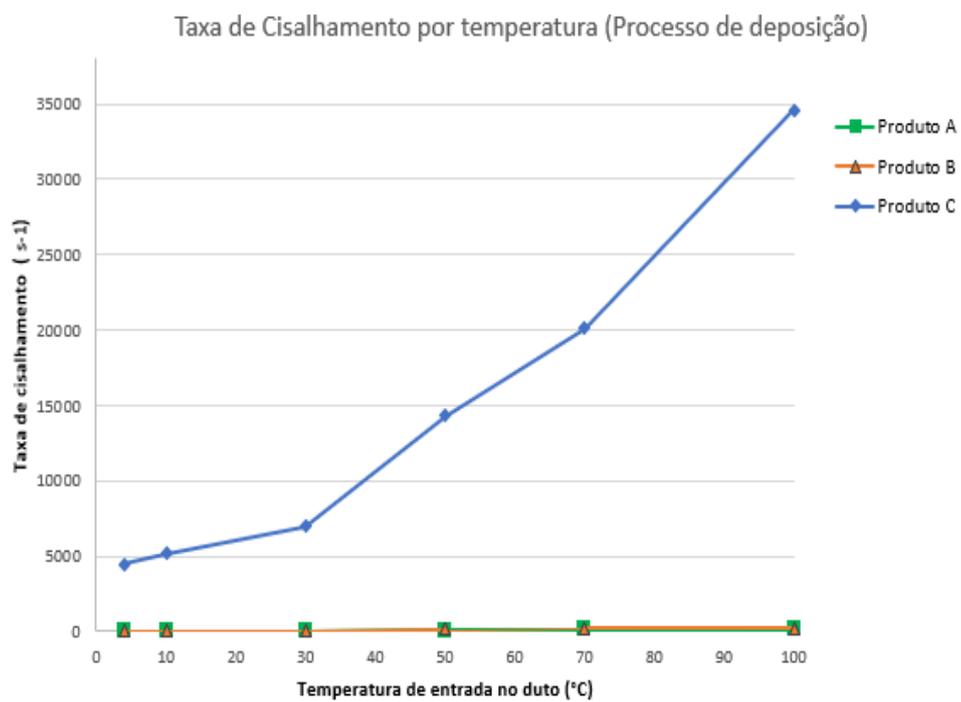


Figura 31: Taxa de cisalhamento dos produtos A, B e C

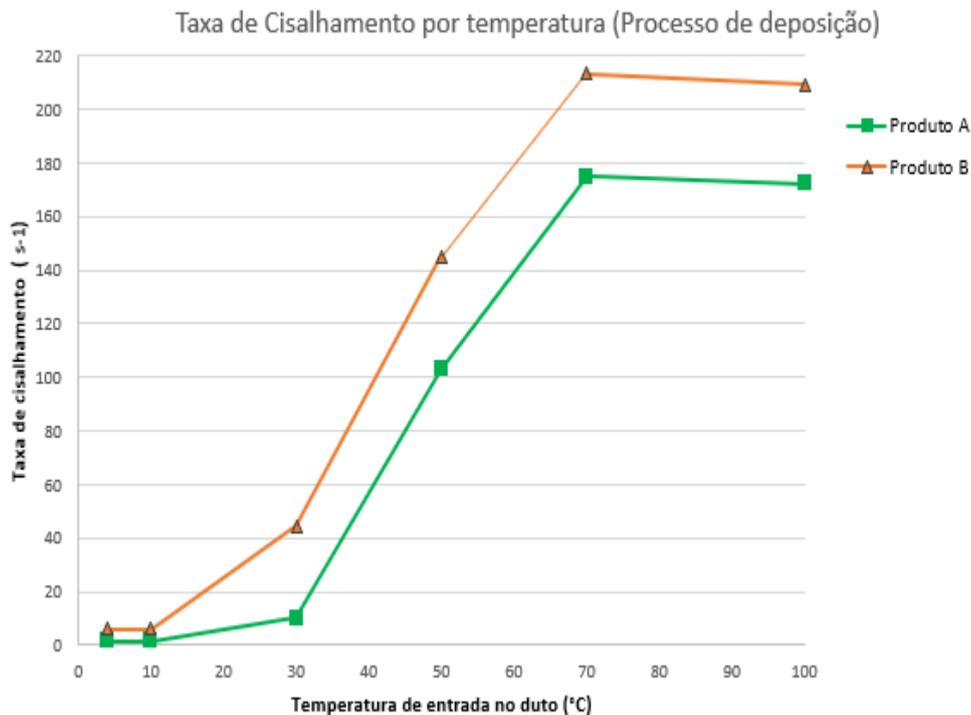


Figura 32: Taxa de cisalhamento dos produtos que contêm parafina

A taxa de cisalhamento representa o grau de deformação do fluido ou gradiente de velocidade do mesmo, este parâmetro está estritamente relacionado à viscosidade, uma vez que quanto maior a viscosidade, maior será a dificuldade de haver cisalhamento.

Ao analisar a **Tabela 7** do produto A, é notável que ao se aproximar da temperatura calculada pelo transiente térmico do simulador, de 10,7 °C, a deformação e, dessa forma o escoamento, é bem pequena (1,7/s). É importante lembrar que esse fluido possui ponto de fluidez entre 6°C a -3°C. Esse ponto representa a temperatura onde o fluido não escoa mais, em que as forças elásticas superaram as forças viscosas, como representado na **Figura 7** e explicado no item **2.1.3**.

Ao comparar esse parâmetro entre os três produtos na **Figura 31**, percebe-se que a água, como esperado, possui uma taxa de cisalhamento bem maior que os produtos quando submetido às mesmas temperaturas de entrada, todavia, a dependência da deformação à temperatura, é muito maior nos produtos que possuem parafina.

O Aumento da temperatura de entrada do fluido A para 96°C, causa um aumento de aproximadamente 100 vezes da viscosidade, no B esse aumento é de 35,4 vezes enquanto na água resulta em um aumento de 7,7 vezes.

4.5 ÁREA

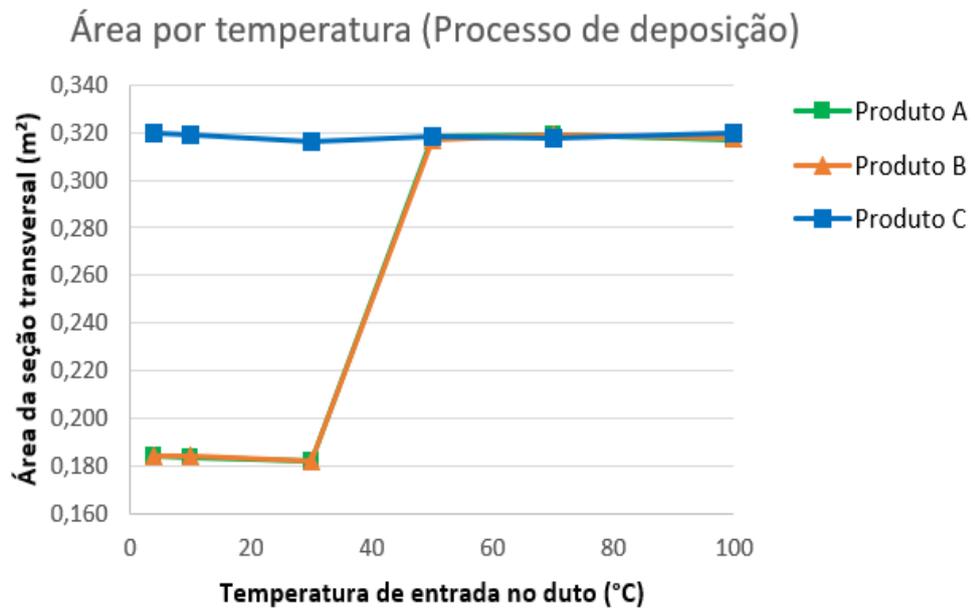


Figura 33: Comparação das áreas de seção transversal dos produtos A, B e C

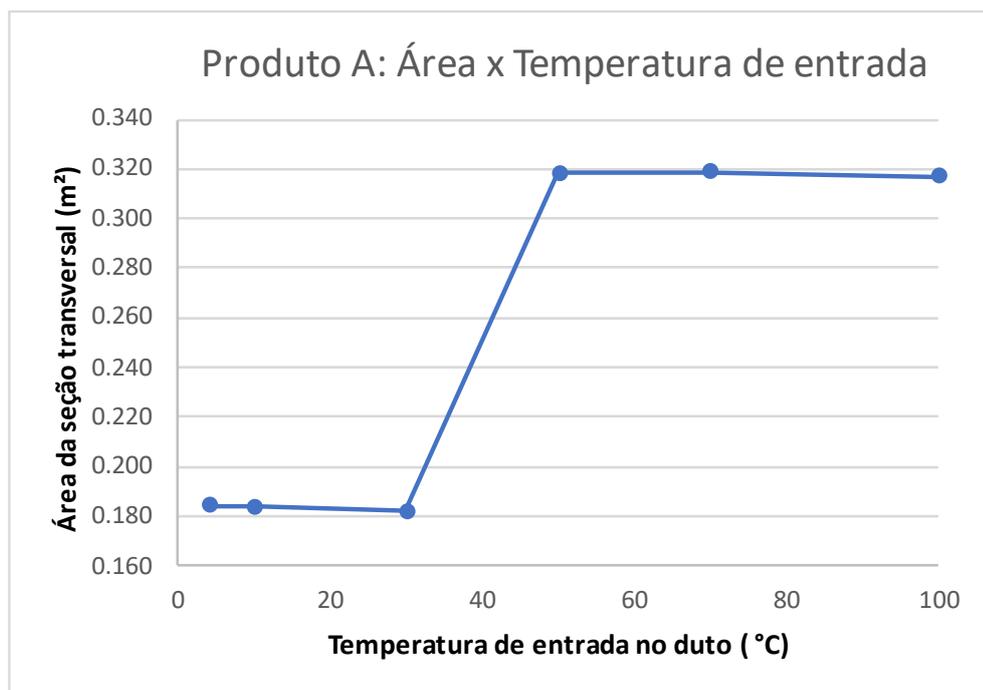


Figura 34: Produto A - Relação da Área com a Temperatura de entrada

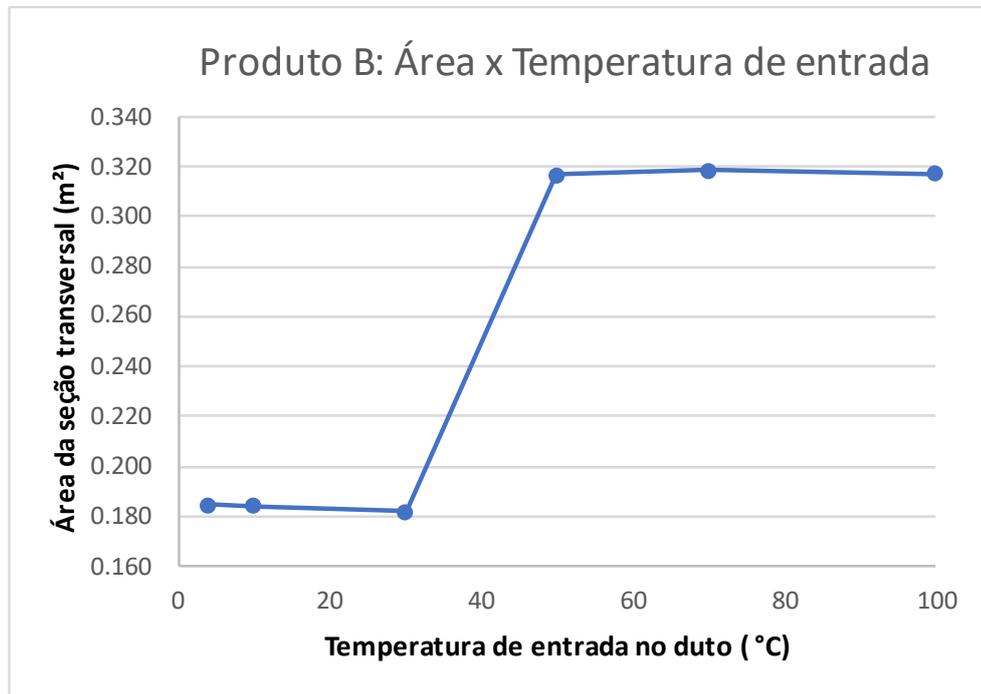


Figura 35: Produto B - Relação da Área com a Temperatura de entrada

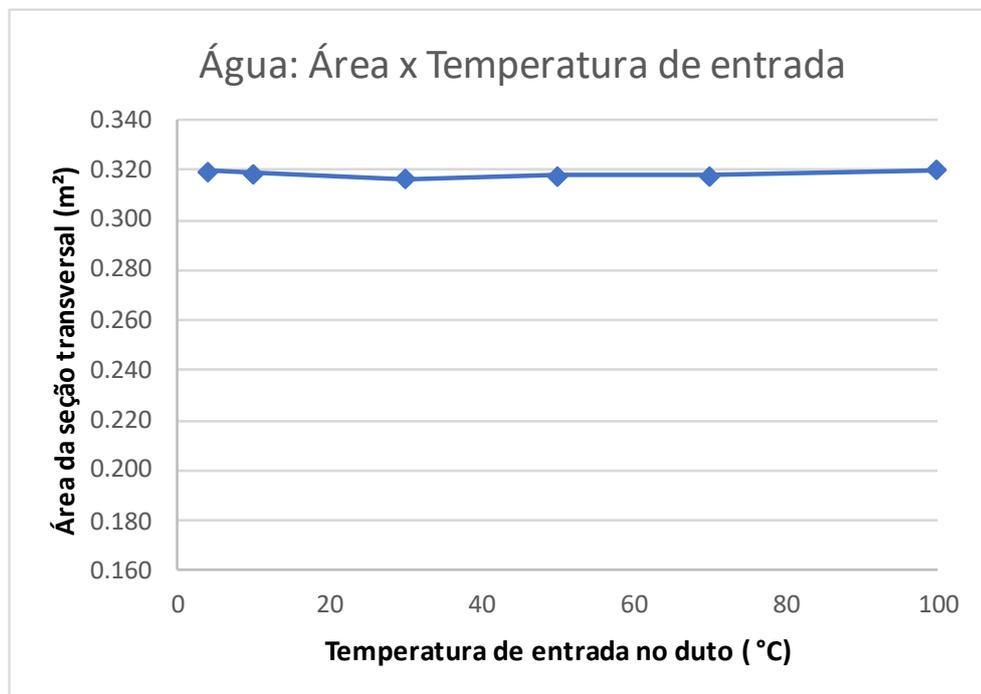


Figura 36: Produto C - Relação da Área com a Temperatura de entrada

Os gráficos observados representam a área de seção transversal *versus* cada temperatura de entrada do produto no oleoduto. As áreas foram calculadas a partir dos dados de saída das simulações em cada temperatura, em função das velocidades e vazões obtidas.

A partir das **Figura 33** e **Figura 36** é possível notar que mesmo a área da água possui pequenos desvios do valor esperado ($0,32\text{m}^2$). Esses desvios se devem ao fato de usarmos os valores médios. Os valores de vazão e velocidade, apesar de estarem em regime permanente, possuem pequenas variações nas casas decimais. Além disso, o SPS utiliza diversos métodos de interação que acabam gerando arredondamentos, sendo assim, é possível encontrar valores de área com pequenas variações, porém ao se arredondar para segunda casa decimal, todos eles se enquadram no valor.

Esse desvio também é notado nos produtos A e B nas temperaturas de 50°C , 70°C e 100°C e igualmente pode ser atribuído as mesmas causas. Não pode ser confundido com a redução da área percebida nos valores de temperaturas inferiores, 4°C , 10°C e 30°C , pois essa diferença é exorbitante.

Percebe-se que os produtos A e B, que contêm parafina, apresentam áreas menores, em torno de $0,18\text{m}^2$, quando sujeito a temperaturas abaixo da temperatura considerada crítica para deposição de parafina no duto (em torno de 30°C - TIAC). E ao se elevar essa temperatura, observa-se um aumento da área para valores de $0,32\text{ m}^2$.

É importante salientar que esse duto possui diâmetro nominal de 26" e espessura de 0,5", o que daria uma área de seção transversal de $0,32\text{ m}^2$, infere-se que a redução dessa área para valores de $0,18\text{ m}^2$, seja ocorrência do fenômeno de formação e depósito de parafina incrustado à parede da tubulação, uma vez que ao ser exposto a temperaturas maiores que a do TIAC, essa área volta a apresentar valores similares aos teóricos.

Verifica-se pela análise da **Tabela 7** e **Tabela 8** e pelas **Figura 34** e **Figura 35** que há pouca diferença de área nas temperaturas de 4°C e 10°C , esse fato está em concordância com o **item 2.3.2**, que narra o processo de envelhecimento, onde o gel dificulta a transferência de calor radial, reduzindo as forças motrizes para deposição.

Quando observado o comportamento da água, percebe-se que mesmo quando submetida a diferentes temperaturas, não há variação significativa da área, como o esperado de um fluido que não contém parafina.

4.6 FATOR DE FRICÇÃO

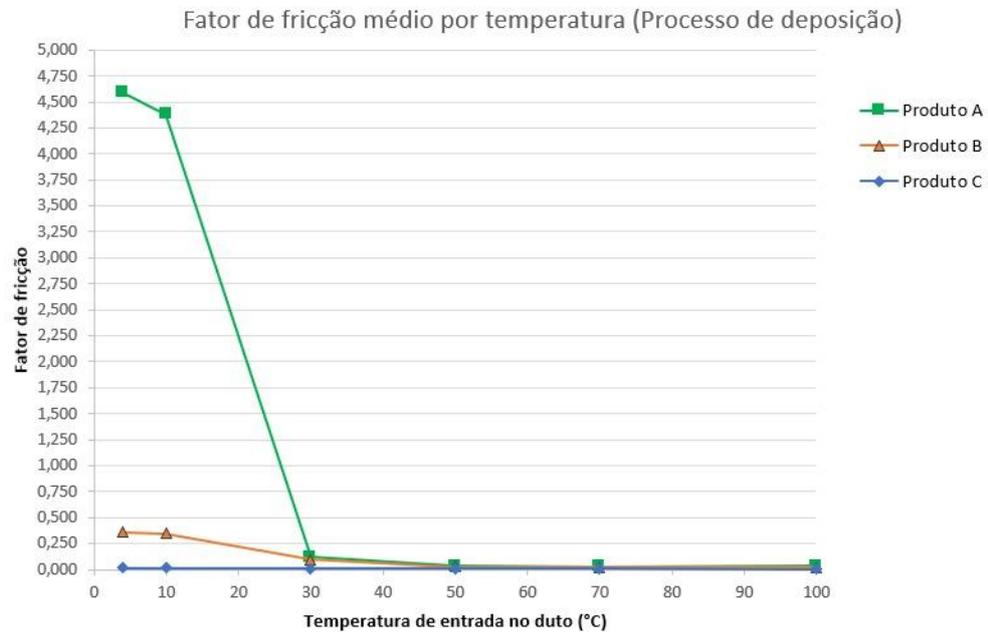


Figura 37: Fator de fricção médio dos produtos A, B e C

Fator de atrito é um parâmetro adimensional utilizado para o cálculo da perda de carga, é fortemente dependente do número de Reynolds e da rugosidade. No escoamento de um líquido no interior de uma tubulação, sempre haverá perda de energia, denominada perda de pressão ou perda de carga. Essa perda de carga ocorre em decorrência principalmente do atrito do fluido com as paredes internas do tubo e outros fatores adversos característicos do escoamento.

Comparando a **Figura 37** e as **Tabela 7**, **Tabela 8** e **Tabela 9** observa-se que nos produtos A e B, o fator de atrito é fortemente influenciado pela temperatura, sendo o aumento do fator de fricção do produto A de 99,34%, B de 93,23%, e C (água) de 12,3%, em relação aos iniciais e finais. Esse fato já era esperado nos dois primeiros casos, e se deve ao aumento de rugosidade que a deposição de parafina impõe ao duto.

Em relação a água, esse aumento do fator de atrito em temperaturas mais baixas, se deve à dependência do mesmo ao número de Reynolds, em consequência do aumento da viscosidade, visto que ela é inversamente dependente da temperatura. Mesmo em fluidos que não experimentam esse fenômeno de deposição da parafina, como no caso do produto C, o fator de atrito varia com a temperatura, porém essa variação é mais branda se comparada aos produtos A e B.

Utilizaram-se os dados da simulação para calcular a perda de carga distribuída para cada produto a partir da **Equação 10**, no entanto ressalta-se que essa equação é amplamente utilizada para fluidos Newtonianos, mas não foram encontrados estudos conclusivos que garantam sua segurança em fluido Não Newtonianos.

- **Equação 10: Equação de perda de carga de Darcy-Weisbach**

$$hl = f \frac{L}{D} x \frac{v^2}{2g} \quad (10)$$

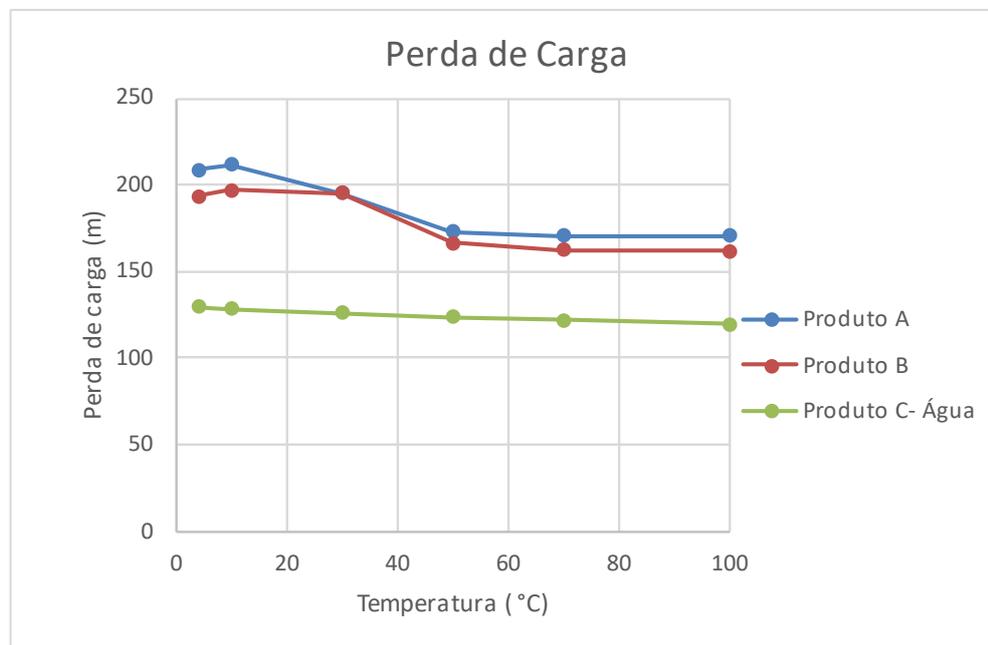


Figura 38: Perda de carga dos produtos relacionadas às temperaturas de entrada do fluido

Por meio da **Figura 38** percebe-se que a água apresenta uma perda de carga linear, ou seja, a perda de carga diminui de forma constante em relação ao aumento da temperatura. Os produtos que contêm parafina (A e B), apresentam comportamento linear decrescente em temperaturas mais altas, porém quando submetidos à temperatura inferiores a 50 °C, a perda de carga cresce de maneira mais severa com a redução da temperatura, o que pode ser relacionado ao aumento do fator de atrito e à redução do diâmetro da seção transversal ocasionado pela deposição de parafina.

Analisando os dados obtidos da simulação, constatam-se que estão em conformidade com o comportamento de cristalização e incrustação parafínica (WANG, et al., 2015), a

temperatura da parede do oleoduto é fundamental para a ocorrência da deposição como explicitado no **item 2.3.1**, pois o gradiente térmico é responsável pelo deslocamento da parafina para a superfície interna do tubo. Dessa forma, reduzindo o processo de deposição, diminui-se a perda de carga.

4.7 PARADA DO OLEODUTO

Essa simulação foi feita com o objetivo de observar o tempo máximo de interrupção do bombeamento com o produto mais crítico para o fenômeno geleificação e envelhecimento dentro da tubulação, antes que esse produto se comporte como um sólido, como mencionado nos estudos de (Davidsona, Nguyenb, Changa, & RØnningsenc, 2004).

As **Figura 39, Figura 40, Figura 41, Figura 42, Figura 43, Figura 44 e Figura 45** foram retiradas da tela do ambiente de simulação e demonstram as variações de alguns parâmetros no oleoduto preenchido com o produto A após o bombeamento ser interrompido por um período de tempo. O tempo é demonstrado na parte superior direita de cada figura onde se lê “*time*”, sendo demonstrado respectivamente, dias, horas, minutos e segundo.

A tela branca, no centro de cada figura, foi criada visando uma rápida visualização das variáveis de operação, sendo elas: Pressão montante (P-) e jusante (P+); Vazão montante (Q-) e jusante (Q+); Velocidade (V-); Temperatura montante (T-) e jusante (T+). Essas variáveis estão sendo obtidas para cada trecho de duto (LI-1 – linha interna 1, Duto_1D2, Duto_2D2 e LI-2 – linha interna 2).

Nas telas de simulação, também é possível visualizar a vazão no duto, exposta na escala localizada à direita da tela, a elevação à esquerda e o comprimento do duto observado na escala inferior. A linha azul denominada “*Standard.flow*” refere-se a vazão; a verde, “*elevation*”, representa a elevação do sistema; a vermelha, “*head*” denota a soma da energia cinética, potencial gravitacional e a pressão por unidade de massa; e a amarela “*MAOH*” representa a pressão máxima operacional admissível convertida em metros de coluna d’água.

O ponto de fluidez, como mencionado no **item 2.3.1**, representa a temperatura onde há predominância do módulo elástico sobre o viscoso, refletindo uma dificuldade para o escoamento. Como citado no **item 3.2**, o ponto de fluidez fornecido para esse produto foi entre

-3°C e 6°C, abaixo dessa temperatura, o sistema encontrará dificuldades para escoar o produto, sendo observado os fenômenos de geleificação e envelhecimento. Portanto, é necessário cuidado em paradas prolongadas em condições próximas a essa faixa de temperatura.

Na simulação insere-se a temperatura do produto no tanque de envio (temperatura de entrada do fluido) e a temperatura do ambiente no qual o duto é exposto, e através da metodologia relatado no **item 2.4**, o software calcula as trocas térmicas entre o fluido e o meio. Ao sair do tanque, o fluido entrava no oleoduto aquecido, fornecendo calor ao sistema. Com o produto parado na linha, perde-se esse “*input*” de temperatura, todavia as trocas térmicas continuam ocorrendo. Dessa forma, a temperatura do fluido diminui com o passar de tempo, até que atinja o ponto de fluidez.

As **Figura 39, Figura 40, Figura 41, Figura 42, Figura 43, Figura 44 e Figura 45**, mostram a relação da passagem do tempo com a diminuição da temperatura, que também pode ser observado na **Figura 46**. Na **Figura 45**, observa-se que após o período de 17 dias, as temperaturas no interior desse duto ficam menores que as do ponto de fluidez, tornando-se um risco para a integridade física desse sistema. Dessa forma, recomenda-se que o tempo de inatividade do duto não ultrapasse 17 dias, para que não ele sofra as consequências do fenômeno de envelhecimento, **item 2.3.2**.

Caso esse tempo supere o considerado crítico, sugere-se que se utilizem mecanismos de mitigação. Se for um evento programado, onde seja necessário um tempo superior, aconselha-se usar como medida preventiva os inibidores de parafina como mencionado no **item 2.3.6.3** e utilização de dutos revestidos com isolantes térmicos. Como último recurso, na hipótese de já ter ocorrido o bloqueio total da linha, propõe-se a utilização de um fluido incompressível, homogêneo, com comportamento de um plástico de Bingham, que será bombeado sob pressão constante como mencionado no **item 2.3.4**.

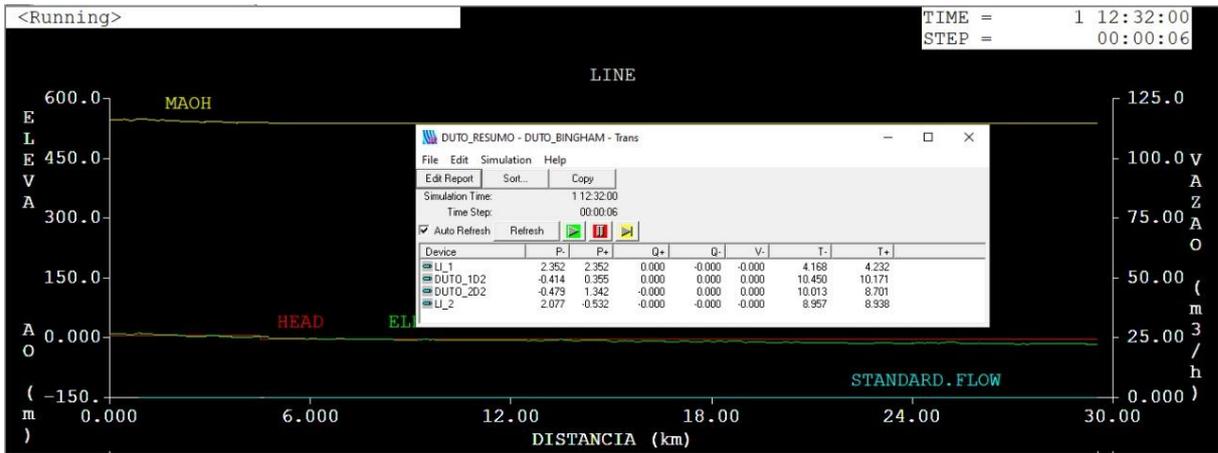


Figura 39: Tela do SPS com produto A parado na linha por 1 dia
Fonte: (Synergi Pipeline Simulator, 2019)

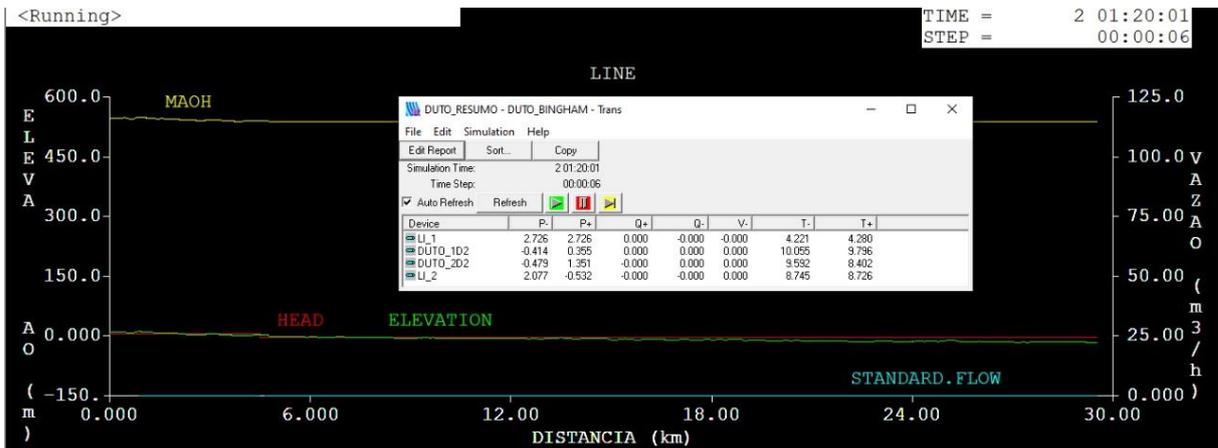


Figura 40: Tela do SPS com produto A parado na linha por 2 dias
Fonte: (Synergi Pipeline Simulator, 2019)

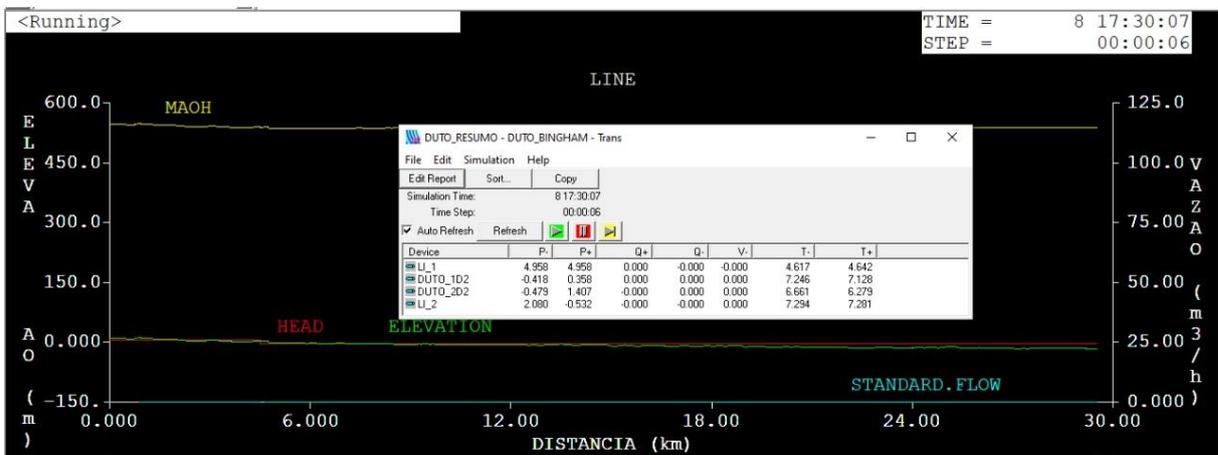


Figura 41: Tela do SPS com produto A parado na linha por 8 dias
Fonte: (Synergi Pipeline Simulator, 2019)

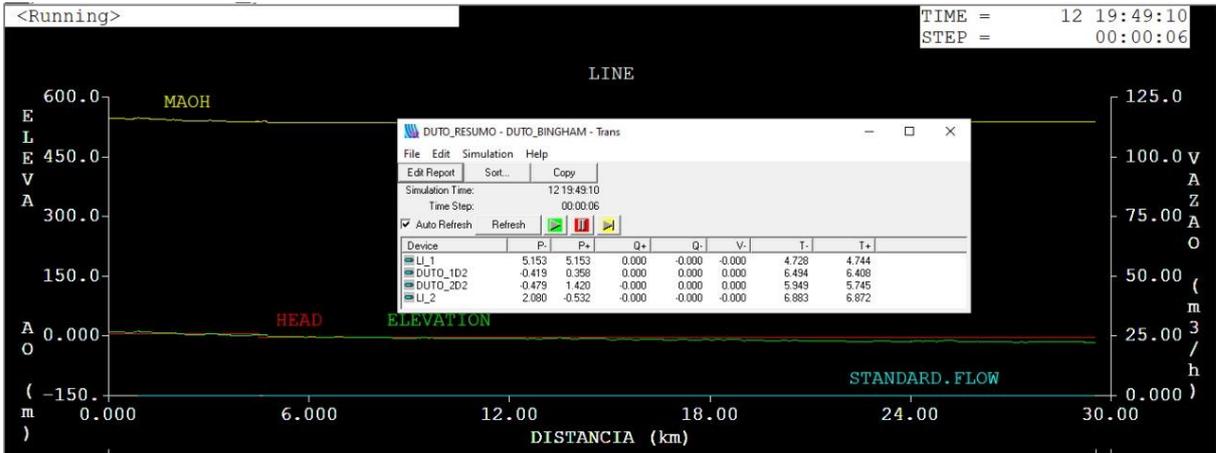


Figura 42: Tela do SPS com produto A parado na linha por 12 dias
 Fonte: (Synergi Pipeline Simulator, 2019)

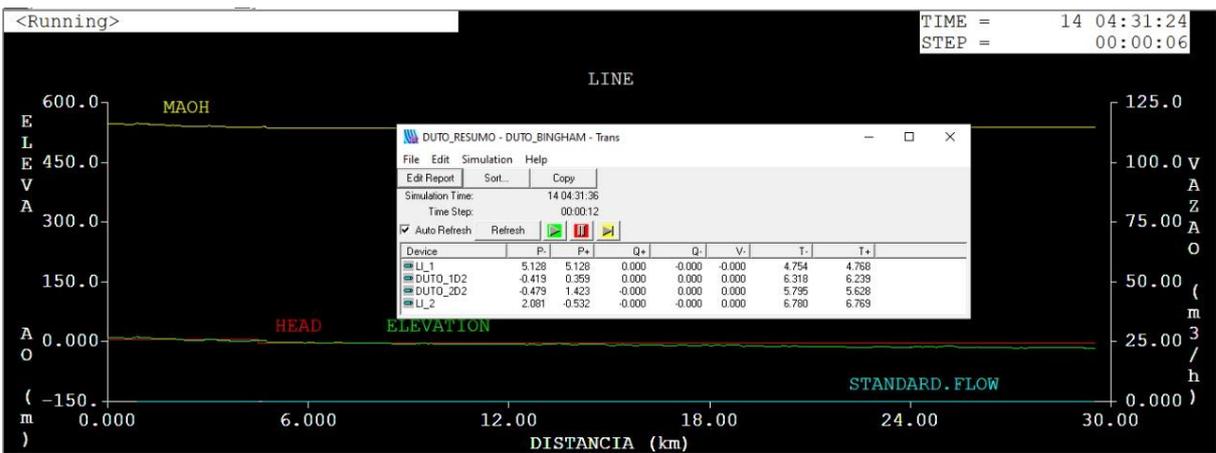


Figura 43: Tela do SPS com produto A parado na linha por 14 dias
 Fonte: (Synergi Pipeline Simulator, 2019)

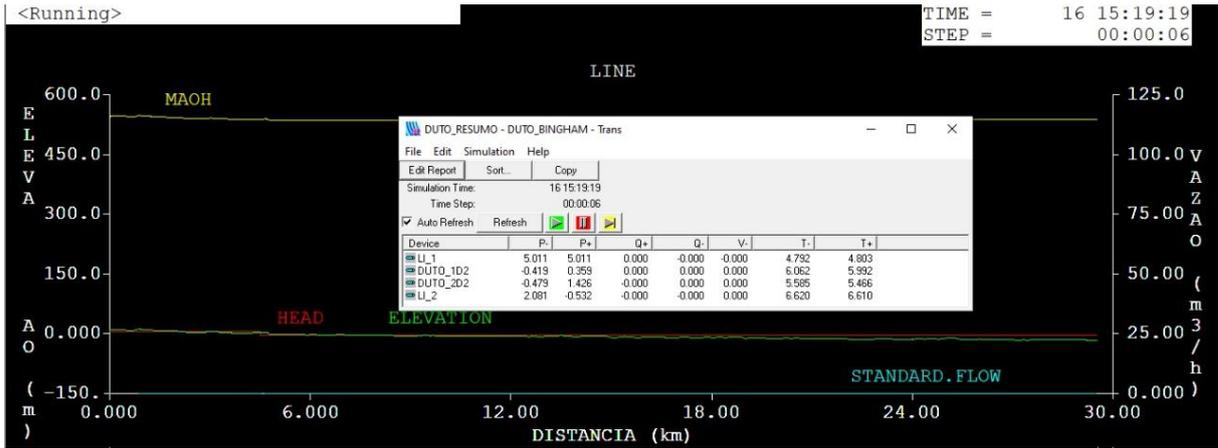


Figura 44: Tela do SPS com produto A parado na linha por 16 dias
Fonte: (Synergi Pipeline Simulator, 2019)

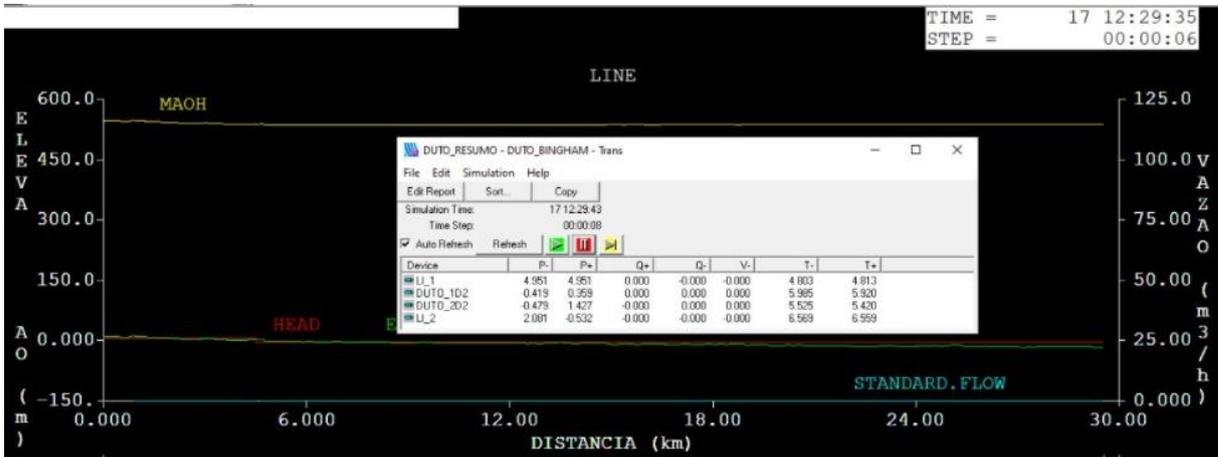


Figura 45: Tela do SPS com produto A parado na linha por 17 dias
Fonte: (Synergi Pipeline Simulator, 2019)

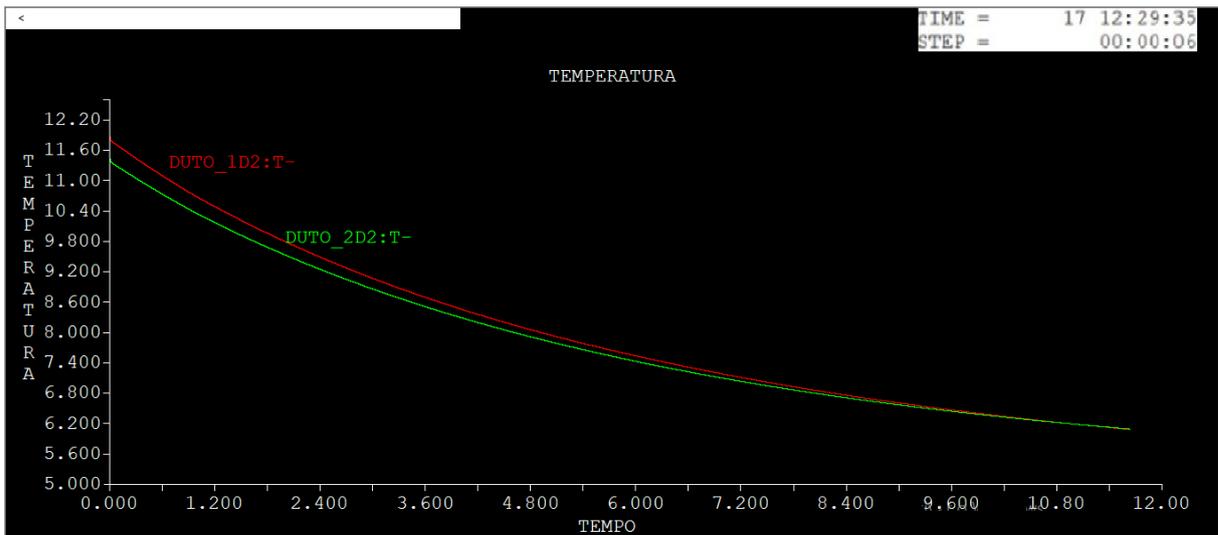


Figura 46: Tela do SPS com produto A parado na linha por 17 dias – Perfil de temperatura
Fonte: (Synergi Pipeline Simulator, 2019)

5. CONCLUSÕES

Para a simulação utilizou-se as características de um duto real, obtidas através de dados técnicos e documentos de projeto. Além disso, os produtos simulados são comerciais e suas propriedades foram obtidas através de laudos reológicos. O objetivo principal desse trabalho foi verificar se os dados fornecidos pelos laudos reológicos poderiam ser observados no modelo de simulação e se as temperaturas críticas para os fenômenos estudados (TIAC, temperatura de geleificação, ponto de fluidez e a temperatura na qual o produto é fluido Não Newtoniano) também seriam verificadas na simulação para os produtos A e B (que possuem parafina) e comparar o comportamento em relação ao produto C.

Buscou-se ter um melhor entendimento do fenômeno de deposição, assim como dos fatores que o estimulam e o inibem. De uma maneira geral, os resultados encontrados na simulação tiveram uma boa concordância entre os modelos estudados na referência bibliográfica.

Quanto a análise das simulações destaca-se a redução de vazão apresentada nos produtos A e B, que apresentam parafina em sua composição. O produto A, por ter maior teor de parafina em sua composição, sofre os efeitos da deposição de forma mais intensa que o produto B, fato observado no **item 4**. A vazão da água como esperado sofre poucas alterações, se mantendo praticamente constante. Esse comportamento era esperado visto que a vazão é dependente da velocidade e da área, e essas duas variáveis diminuem de forma notável nos produtos A e B (em torno de 30°C) que é a temperatura inicial da formação de cristais (TIAC), diferentemente da água.

Todos os fluidos apresentaram aumento de viscosidade inversamente a diminuição de temperatura, contudo, esse aumento foi mais acentuado nos produtos A e B, sendo o teor de parafina, um parâmetro importante para comparação entre eles.

Além disso, é possível observar que em temperaturas mais baixas todos os fluidos tem um aumento de pressão, porém, os produtos A e B, que são fluidos com presença de parafina, necessitam de uma maior pressão para bombear o produto em temperaturas mais baixas, esse fato se deve as alterações relevantes da viscosidade em temperaturas baixas, sendo necessário um acréscimo na energia de bombeamento.

Fica evidente, após a simulação, a forte influência da temperatura da parede do duto. Em temperaturas menores o gradiente térmico, que é o responsável pela deposição da parafina na superfície interna do duto, age de forma acentuada, sendo possível observar nas simulações um aumento do processo de deposição. A deposição ocasiona elevação da perda de carga e do fator de fricção, por conta da viscosidade do produto e da acumulação da parafina nas paredes do duto, alterando o relevo do duto e aumentando a rugosidade.

É notável também a influência da presença de parafina na taxa de cisalhamento, ao comparar essa taxa nos três produtos. Observa-se que a água possui uma taxa de cisalhamento maior que os demais produtos mesmo quando submetidas a temperaturas de entrada iguais, todavia, a dependência da taxa de deformação à temperatura, é muito mais significativa nos produtos A e B.

A partir de toda análise fica claro que os principais parâmetros de confirmação da acumulação do composto parafínico na parede da tubulação foram a redução da área, aumento da viscosidade e diminuição da taxa de cisalhamento em temperaturas abaixo da TIAC, além das diferenças do comportamento dos dois produtos em relação a água.

Para os fluidos estudados o ponto de fluidez fornecido foi entre de -3°C a 6°C . Em temperaturas inferiores a essas, o produto pode não mais escoar, devido ao módulo elástico ficaria maior que o viscoso. Destaca-se que para o produto A, que possui maior teor de parafina em sua composição, decorridos 17 dias parado dentro da tubulação, atinge esse ponto crítico, apresentando um risco à integridade do oleoduto.

É importante frisar que ao se trabalhar com produtos que apresentam parafina, é necessário assegurar o tempo máximo no qual o produto pode ficar parado na linha, pois as trocas térmicas seguem acontecendo e a temperatura do escoamento continua diminuindo com a passagem de tempo.

Ressalta-se que apesar de chegarmos ao objetivo, recomenda-se como sugestão de trabalhos futuros:

- Pesquisa utilizando softwares multifásicos, mais apropriados para o fenômeno estudado;
- Maior investigação sobre o envelhecimento com simulações em períodos maiores de tempo;

- Intervalo maior de temperaturas consideradas críticas, nesse caso, entre 4°C a 30°C, bem como alterações na curva de bomba e sistemas mais complexos (com mais acessórios, maiores trechos de tubulação, mudança de espessura, etc).

6. BIBLIOGRAFIA

- A. B. METZNER, J. C. (1955). Flow of Non-Newtonian Fluids-Correlation of the Laminar, Transition, and Turbulent-flow Regions.
- Barco, C. (s.d.). *Slide Player*. Acesso em 4 de Abril de 2020, disponível em <https://slideplayer.com.br/slide/1523253/>
- Barnes, H. (2000). *A handbook of Elementary Rheology*. Aberystwyth: University of Wales.
- Bomba, J. G. (1986.). Offshore Pipeline Transport of Waxy Crude oils. *Offshore South East Asia Show*. Singapore.
- Brunetti, F. (2008). *Mecânica dos fluidos*. São Paulo : Pearson Prentice Hall .
- Castro, K. K., Paulino, A. A., & Silva. (2011). Effect of the AL-MCM-41 catalyst on the catalytic pyrolysis of atmospheric petroleum residue (ATR). *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry - J THERM ANAL CALORIM*.
- Costa, C. (2017). *Caracterização de fluidos complexos*. PUC- Rio, Engenharia Mecânica, Rio de Janeiro.
- Creek, J., Lund, H. J., Brill, J. P., & Volk, M. (1998). Wax Deposition in Single Phase Flow. *Fluid Phase Equilibria*.
- Curvelo, E. V. (2016). *Estudo para um projeto de Módulo discriminador de um Pig MFL*. Tese de Conclusão de Curso, Rio de Janeiro.
- Darby, R. C. (1996). *Chemical Enginnering Fluid Mechanics*. Marcel Dekker Inc.
- Davidsona, M. R., Nguyenb, Q. D., Changa, C., & RØnningsenc, H. P. (2004). A model for restart of a pipeline with compressible gelled waxy crude oil. *Elsevier Science*.
- Ekweribe, C. K. (2009). Interim Report on Pressure Effect on Waxy-Crude Pipeline Restart Conditions Investigated by a Model System.
- EPEBRAS. (s.d.). *Copyright 2021 © EPEBRAS*. (Loup Brasil.) Acesso em 28 de dezembro de 2020, disponível em <https://epebras.com/produto/flexpig/>

- Fox, R. W. (2006). *Introdução à mecânica dos fluídos*. Rio de Janeiro: LTC.
- Fung, G. A. (2000). A Novel Approach for Treatment and Transport of Waxy Crude Oils in Single, Bare Subsea Flowlines, Phase I: Initial Demonstration. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Hauke. (2008). *An introduction to Fluid Mechanics and Transport Phenomena*. Madri: Springer.
- Huang, Z. S. (2015). *Wax Deposition Experimental Characterizations, Theoretical Modeling, and Field Practices*. CRC Press.
- J.A. Ajiienka, C. I. (1995). Criteria for the design of waxy crude oil pipelines: maximum pump (horsepower) pressure requirement. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 87-94.
- J.Duan. (2018). A model of wax deposition under oil-gas two phase stratified flow in horizontal pipe. *IFP Energies nouvelles*.
- L., A. G., Ribeiro, D. A., Mota, D. A., F., T. A., & Teixeira, M. A. (2005). Thermal behavior of refinery atmospheric residue from some different oils. *Journal of thermal analysis and calorimetry*, 387-391.
- Machado ALC, L. E. (2001). Poly(ethylene-co-vinyl acetate) (EVA) as wax inhibitor of a Brazilian crude oil: oil viscosity, pour point and phase behavior of organic solutions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 159-165.
- Machado, J. (2002). *Reologia de Escoamento de Fluidos*. Rio de Janeiro: Editora Interciência.
- Mohammed AL-YAARI. (2011). Paraffin Wax Deposition: Mitigation e Removal Techniques. *Proceedings of SPE Saudi Arabia section Young Professionals Technical Symposium*. Dhahran, Saudi Arabia .
- Pedersen KS, R. H. (2003). Influence of wax inhibitors on Wax apperance temperature, pour point, and viscosity of waxy crude oils. *Energy Fuels*, 321-328.
- Peruzzo, F. M. (2006). *Química na abordagem do cotidiano*. São Paulo: Moderna.
- Petrobras. (2020). N-2726. Acesso em 29 de 12 de 2020, disponível em pdfcoffee.com/n-2726-pdf-free.html
- Pimenta, B. D. (2018). Performance of explicit approximations of the coefficient of head loss for pressurized conduits. *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental*, 301-307.
- PIMENTA, B. D. (2018). Performance of explicit approximations of the coefficient of head loss for pressurized conduits.

- Rosa, A. J., Carvalho, R. S., & Xavier, J. A. (2006). *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência.
- Sadeghazad, A., Christiansen, R. L., Sobhi, G. A., & Edalat, M. (2000). The Prediction of Cloud Point Temperature: In Wax Deposition. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. doi:<https://doi.org/10.2118/64519-MS>
- Saraceno, A. S. (2007). *Estudo do fenômeno da parafinação a partir de um óleo cru*. Tese de Mestrado.
- Singh, P., Venkatesan, R., Fogler, H. S., & N., N. (2001). Morphological evolution of thick wax deposits during aging. *Aucge Journal*, 6-18.
- Singh, V. F. (2004). Formation and aging of incipient thin film wax-oil gels. *Aiche The Global Home of Chemical Engineers*.
- Soares, M. (2014). *Sistema de Detecção de Incrustação em dutos de transporte de petróleo pela técnica de transmissão gama*.
- Synergi Pipeline Simulator, 1. (2019). *DNV GL®, DNV®, the Horizon Graphic and Det Norske Veritas*. Fonte: <https://www.dnv.com/services/pipeline-simulator-and-surge-analysis-software-analyse-pipeline-design-and-performance-synergi-pipeline-simulator-5376>
- Thomas, J. E. (2001). *Fundamentos de Engenharia do Petróleo*. Rio de Janeiro : Interciência.
- Transpetro. (2006). *Relatório Anual*. Rio de Janeiro.
- VALINEJAD, R., & NAZAR, A. (2013). An experimental design approach for investigating the effects of operating factors on the wax deposition in pipelines. *Fuel*, p.843-850.
- Venkatesan, R. J. (2010). Wax Deposition and Rheology: Progress and Problemas From an Operator's View. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference 2*.
- Venkatesan, R., P., S., & Fogler, H. (2013). Delineating the Pour Point and Gelation Temperature of Waxy Crude Oils. *22nd International Congress of Mechanical Enginee*.
- Visio, M. (2010). <https://www.microsoft.com/pt-br/microsoft-365/visio/flowchart-software>.

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

Wei, B. (2015). Recent advances on mitigating wax problem using polymeric wax crystal modifier. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 391- 401.

APÊNDICE A – CÓDIGO DO SPS

Linhas de código referentes ao arquivo “*inprep*”:

```

DUTO_bingham.INPREP
/* PRODUTOS: A, B e C
/*
/* Elaborado por: K. da Hora e L. Durão   Em : 09/01/2021
/*
/* *****
/* Modelo completo
/* *****

/* *****
/* Parâmetros da simulação
/* *****

=LIQUID

=TRANSTHERMAL 30                               /* modo transiente: maioria das temperaturas
serão calculadas pelo SPS. 30 é a temperatura do solo (?)

+ COLBURN 0.023 0.8 0.33                         /* COLBURN calcula a transferência interna de
calor entre o fluido e a parede do duto em uma região de turbulência

/*   Ag Bg Bg  Cg Dg Eg Fg Gg Hg                GRASHOF calcula a transferência de calor
entre o fluido e a parede do duto em uma região laminar

+ GRASHOF 1.75 0.14 0.14 .000004 1.0 0.01 0.44 0. 0.333

+ MIN.FILM.COEF 0.

+ HEAT.FRIC.EXP .0 .0 0. 0.

+ FORCED.CONVECTION MEAN.TEMP                    /*Temperatura média na Convecção
forçada

+ FREE.CONVECTION WALL.TEMP

INCLUDE ../INCLUDES/UNIDADES.INC, LIST
INCLUDE ../INCLUDES/PRODUTOS_DUTO_BINGHAM.INC, LIST
INCLUDE ../INCLUDES/LIMITES.INC, LIST

PIPEPARMS

```

```

+KNOT 0.01
+INITIAL 2
+FRICTION COLE 0.0018

CUSTODY PRES = 1.033, TEMP = 20.

=EQUIPMENT

INCLUDE ../INCLUDES/VALVECURVES_RC.INC, LIST

/* *****
/* DUTO
/* *****

/* -----
/* SOLO E MAR
/* -----

/* CURVA DE TEMPERATURA SOLO E MAR

D T_10 TEMP
+ 20 20
+ 0 0.113

D T_SUB TEMP
+ 20 20
+ 4.64 29.20

D T_10_25 TEMP
+ 20 20
+ 0 0.113

D T_16_25 TEMP

```

+ 20 20

+ 0 0.054

D T_SUB_25 TEMP

+ 20 20

+ 4.52 29.20

D T_TER TEMP

+ 20 20

+ 0 4.49

/* -----

/* PONTO DE ENVIO

/* -----

/* TANQUE DE ENVIO E VÁLVULA DE BLOQUEIO DO TANQUE DE ENVIO

E TQ01 N10 TAKE 1. 0. 30. 2.

B- TQ01VB N10 N20 OPEN2 CLSE2 0. 101000. 1.5

/* LINHA INTERNA NA ESTAÇÃO DE BOMBEAMENTO (ENVIO)

T LI_1 N20 N140_LN30 0.550 26 0.500

+ TABLE

+ PIPE.DIST ELEV MAOP

0.000 10.64 20

0.550 10.64 20

+ WALL DEN 7846.00 CP 0.44 K 217.80 KNOT 3

+ FILL DEN 2500.00 CP 0.88 K 6.12 THIK 3.00 KNOT 4

+ GRND DEN 1396.00 CP 3.23 K 6.69 THIK 214. KNOT 6

+ GRND TEMP T_TER

/* -----

/* BOMBAS DO PONTO DE ENVIO

/* -----

/* CURVAS DE BOMBAS

/* -----

/* Curvas das BOMBAS B-01A, B-01B E B-01C

/* Modelo de acordo com folha do fabricante, Para rotor 16,08"

D EFF EFFI

+ TABLE X Y

+ 0 0

+ 100 0.22

+ 200 0.42

+ 300 0.54

+ 400 0.64

+ 500 0.71

+ 600 0.75

+ 635 0.76

+ 700 0.76

+ 800 0.74

+ 900 0.7

D HEAD1 HEAD

+ TABLE X Y

+ 0 300

+ 100 296

+ 200 292

+ 300 287

+ 400 280

+ 500 272

+ 600 260

+ 635 254

+ 700 245

+ 800 220

+ 900 187

B- B01ASUCBV N140_LN30 N900_B01A OPEN2 CLSE2 0. 25000. 1.5

P B-01A N900_B01A N910_B01A 3200 8000 * * *

± RPM-BP HP-BP HD-BP Q-BP

+ 3200 775 254 635

+ HEAD1 1 1 3200

+ EFF 1 1 3200

BC B01ADISCK N910_B01A N920_B01A OPEN2 CLSE2 0. 15000. 0.08333

B- B01ADISBV N920_B01A N115_LN26 OPEN2 CLSE2 0. 12300. 1.5

B- B01BSUCBV N140_LN30 N900_B01B OPEN2 CLSE2 0. 25000. 1.5

P B-01B N900_B01B N910_B01B 3200 8000 * * */* Potencia máxima de 1500

+ 3200 775 254 635

+ HEAD1 1 1 3200

+ EFF 1 1 3200

BC B01BDISCK N910_B01B N920_B01B OPEN2 CLSE2 0. 15000. 0.08333

B- B01BDISBV N920_B01B N115_LN26 OPEN2 CLSE2 0. 12300. 1.5

B- B01CSUCBV N140_LN30 N900_B01C OPEN2 CLSE2 0. 25000. 1.5

P B-01C N900_B01C N910_B01C 3200 8000 * * */* Potencia máxima de 1500

+ 3200 775 254 635

+ HEAD1 1 1 3200

+ EFF 1 1 3200

BC B01CDISCK N910_B01C N920_B01C OPEN2 CLSE2 0. 15000. 0.08333

B- B01CDISBV N920_B01C N115_LN26 OPEN2 CLSE2 0. 12300. 1.5

/* -----

/* VÁLVULA DE BLOQUEIO INTERMEDIÁRIA LOCALIZADA APÓS A DESCARGA DA BOMBA

B- VB01 N115_LN26 N100_TGRN OPEN2 MVES_C 0. 57000. 5.0

/* VÁLVULA DE BLOQUEIO DA CAMARA DE LANÇAMENTO DE PIG (ENVIO DO PONTO A)

B- V_SCR_ENV N100_TGRN N110_TGRN OPEN2 MVES_C 0. 57000. 1.8333

/* PRIMEIRO TRECHO DA TUBULAÇÃO

T DUTO_1D2 N110_TGRN N80_INT 4.5063 26 0.500

+ YOUNG 200

+ TABLE PIPE.DIST ELEV MAOP

0.00 10.64 50.00

0.019 9.410650.00

0.02879.525450.00

0.03359.547450.00

0.03919.578350.00

0.04439.609750.00

0.05059.635 50.00

0.05669.622650.00

0.07579.586550.00

0.09499.545750.00

0.13319.636550.00

0.1709 10.0324 50.00

0.18999.958550.00

0.20899.830850.00

0.228 9.743450.00

0.26459.653350.00

0.27569.646750.00

0.30329.657550.00

0.34059.880750.00

0.35979.857650.00

0.37879.761850.00

0.39779.615150.00

0.436 10.7424 50.00

0.4554 10.69850.00

0.47479.756750.00

0.50638.760450.00

0.51648.721750.00

0.52128.694150.00
0.53628.614750.00
0.54098.558650.00
0.54538.425350.00
0.57777.722150.00
0.63477.678550.00
0.66417.557150.00
0.67337.574350.00
0.683 7.551850.00
0.702 7.857850.00
0.72088.130850.00
0.73958.901950.00
0.74879.160850.00
0.75499.295950.00
0.75929.401750.00
0.834910.5595 50.00
0.854111.1683 50.00
0.885312.0234 50.00
0.892512.0486 50.00
0.911411.8412 50.00
0.930411.1983 50.00
0.944310.8855 50.00
0.949510.7903 50.00
0.968310.71950.00
0.987310.64450.00
0.997 10.6073 50.00
1.006110.5714 50.00
1.025210.4977 50.00
1.044110.4253 50.00
1.063410.3503 50.00
1.082910.2684 50.00
1.101810.2047 50.00
1.111610.1671 50.00
1.130110.0967 50.00
1.139410.0234 50.00

1.17739.766850.00
1.196 9.781350.00
1.21499.523 50.00
1.23399.268250.00
1.25289.154150.00
1.30958.495850.00
1.32868.372450.00
1.347 8.274750.00
1.38537.959850.00
1.42267.958550.00
1.441 7.997 50.00
1.47888.043750.00
1.55898.693550.00
1.61168.612450.00
1.631 8.228250.00
1.65027.850650.00
1.66897.536650.00
1.68837.318950.00
1.70737.180950.00
1.73477.017650.00
1.74356.972950.00
1.77996.988250.00
1.79947.022350.00
1.81887.001450.00
1.83836.990450.00
1.87717.045 50.00
1.88537.066850.00
1.91627.161950.00
1.93537.221250.00
1.95357.222550.00
1.97317.077250.00
1.99236.839 50.00
2.01146.613850.00
2.059 6.382250.00
2.07786.148950.00

2.08765.899450.00
2.10735.644850.00
2.12725.494 50.00
2.17415.217350.00
2.21954.781650.00
2.25794.399 50.00
2.27724.336750.00
2.29584.277650.00
2.31414.219150.00
2.33514.151150.00
2.36024.069650.00
2.36944.038750.00
2.378 4.012350.00
2.39743.975250.00
2.45443.955650.00
2.47243.928550.00
2.50033.868650.00
2.53933.833450.00
2.55113.815850.00
2.57623.780750.00
2.58163.771150.00
2.59 3.757550.00
2.59383.754250.00
2.60753.738150.00
2.61733.724450.00
2.63933.697550.00
2.64263.695250.00
2.65 3.684550.00
2.665 3.668450.00
2.68453.644750.00
2.70323.620450.00
2.72323.596450.00
2.74243.569150.00
2.76193.549350.00
2.78 3.527950.00

2.78983.518650.00
2.79853.505 50.00
2.81643.489450.00
2.83493.504250.00
2.84463.521450.00
2.86313.835350.00
2.87574.082350.00
2.88284.220650.00
2.89 4.354750.00
2.89594.440550.00
2.90574.540150.00
2.92544.476750.00
2.94464.522350.00
2.96324.688850.00
2.98224.881650.00
3.00225.085 50.00
3.02125.220950.00
3.04015.172850.00
3.05944.971350.00
3.09764.803950.00
3.13524.778150.00
3.17314.734650.00
3.21044.632450.00
3.23034.521150.00
3.24894.414950.00
3.25814.362150.00
3.26564.318750.00
3.27524.263450.00
3.28454.209850.00
3.30924.066 50.00
3.31094.055650.00
3.32253.983850.00
3.34163.864750.00
3.361 3.746 50.00
3.38023.63 50.00

3.41863.402950.00
3.43813.289950.00
3.455 3.193750.00
3.47383.087550.00
3.49122.989550.00
3.53032.748950.00
3.54742.643750.00
3.55732.583350.00
3.566 2.530250.00
3.57542.473350.00
3.58342.424550.00
3.60222.310450.00
3.612 2.251250.00
3.62172.189750.00
3.63132.125950.00
3.64182.055150.00
3.65361.973650.00
3.67341.859450.00
3.68291.807850.00
3.69751.730250.00
3.72881.568350.00
3.74071.507250.00
3.75061.455850.00
3.77631.417650.00
3.79481.43 50.00
3.80441.436350.00
3.81471.448550.00
3.83361.507650.00
3.84841.487650.00
3.85351.467850.00
3.86281.463850.00
3.871 1.475750.00
3.88191.497850.00
3.91281.519550.00
3.93221.485150.00

3.9515	1.4929	50.00
3.9713	1.541	50.00
3.9793	1.5588	50.00
3.9905	1.5848	50.00
4.0096	1.5984	50.00
4.0382	1.5783	50.00
4.0479	1.6161	50.00
4.0674	1.678	50.00
4.0794	1.6795	50.00
4.0898	1.6563	50.00
4.1093	1.5824	50.00
4.1273	1.6543	50.00
4.1467	1.652	50.00
4.1763	1.588	50.00
4.1778	1.591	50.00
4.1797	1.5951	50.00
4.1855	1.6045	50.00
4.1956	1.6166	50.00
4.2007	1.6206	50.00
4.205	1.6203	50.00
4.212	1.6073	50.00
4.2176	1.5942	50.00
4.2287	1.6224	50.00
4.2339	1.6482	50.00
4.2389	1.6717	50.00
4.2445	1.697	50.00
4.249	1.7173	50.00
4.2561	1.7493	50.00
4.26	1.7798	50.00
4.2698	1.912	50.00
4.2765	2.0181	50.00
4.282	2.1128	50.00
4.2923	2.2666	50.00
4.3006	2.3806	50.00
4.3205	2.4834	50.00

4.394 2.572 50.00

4.41292.613450.00

4.43162.661450.00

4.45152.648750.00

4.46262.621250.00

4.46822.623 50.00

4.47582.647450.00

4.47842.654 50.00

4.48412.667850.00

4.489 2.679 50.00

4.49492.621650.00

4.50072.523750.00

4.50632.443 50.00

+ WALL DEN 7846.00 CP 0.44 K 217.80 KNOT 3

+ FILL DEN 2500.00 CP 0.88 K 6.12 THIK 3.00 KNOT 4

+ GRND DEN 1396.00 CP 3.23 K 6.69 THIK 214. KNOT 6

+ GRND TEMP T_TER

/* VÁLVULA DE BLOQUEIO VB02 INTERMEDIÁRIA ENTRE TRECHOS DE DUTO

B- VB02 N80_INT N90_INT OPEN2 MVES_C 0. 57000. 5.0

/*SEGUNDO TRECHO DA TUBULAÇÃO

T DUTO_2D2 N90_INT N80_PBREC 25.0348 26 0.500

+ YOUNG 200

+ TABLE PIPE.DIST ELEV MAOP

4.50632.443 50.00

4.51172.370950.00

4.517 2.306850.00

4.52212.271850.00

4.52792.253250.00

4.53512.247550.00

4.54532.237 50.00

4.55092.240350.00

4.55662.255250.00

4.56152.288350.00

4.5779	2.4648	50.00
4.6162	2.8507	50.00
4.6353	3.0001	50.00
4.6403	3.0121	50.00
4.65	3.036	50.00
4.6696	3.01	50.00
4.6843	2.9715	50.00
4.7018	2.9031	50.00
4.7064	2.8705	50.00
4.724	2.7366	50.00
4.7348	2.6646	50.00
4.7841	-0.5166	50.05
4.8035	-0.7311	50.07
4.814	-0.8286	50.08
4.82	-0.8608	50.09
4.8247	-0.8859	50.09
5.0155	-0.7737	50.08
5.0289	-0.7985	50.08
5.0423	-0.8409	50.09
5.0691	-0.9418	50.10
5.0825	-0.9738	50.10
5.1144	-0.9973	50.10
5.125	-0.9979	50.10
5.1356	-0.9991	50.10
5.2094	-1	50.10
5.2647	-1.2093	50.12
5.2939	-1.6909	50.17
5.4309	-2.0023	50.21
5.6978	-1.093	50.11
5.7293	-1.6001	50.16
5.9518	-2.3007	50.24
5.9913	-2.1244	50.22
6.0736	-2	50.20
6.1597	-2.0024	50.21
6.2153	-2.6533	50.27

6.2907-3.451	50.35
6.3808-3.6462	50.37
6.5245-3.1339	50.32
6.5916-3.0003	50.31
6.6856-2.6231	50.27
6.7191-2.3956	50.25
6.7437-2.212	50.23
6.7814-2.0916	50.21
6.8136-1.9233	50.20
6.8432-1.8448	50.19
6.8658-1.7719	50.18
6.9381-1.7218	50.18
6.9887-1.9672	50.20
7.01 -2.1416	50.22
7.0316-2.5708	50.26
7.056 -2.9107	50.30
7.0855-3	50.31
7.1047-3	50.31
7.1234-3	50.31
7.1411-3	50.31
7.172 -3	50.31
7.1976-3	50.31
7.2251-3	50.31
7.2607-3	50.31
7.2858-3.0519	50.31
7.3047-3.2008	50.33
7.3651-3.8507	50.39
7.3828-3.9635	50.41
7.4017-3.9988	50.41
7.4174-3.9955	50.41
7.4346-3.962	50.41
7.4542-3.8652	50.40
7.4683-3.8027	50.39
7.4985-3.684	50.38
7.5314-3.5723	50.37

7.5571-3.5051	50.36
7.5854-3.4461	50.35
7.613 -3.4019	50.35
7.6528-3.3631	50.34
7.6806-3.3529	50.34
7.7175-3.3487	50.34
7.7665-3.3459	50.34
7.7874-3.3374	50.34
7.812 -3.3179	50.34
7.855 -3.2693	50.33
7.9144-3.1651	50.32
7.9653-3.0143	50.31
8.0672-2.9772	50.30
8.1266-2.7544	50.28
8.1848-3.3222	50.34
8.232 -3.5562	50.36
8.2851-3.9689	50.41
8.3281-3.9102	50.40
8.3834-4.0168	50.41
8.4252-4.0287	50.41
8.5177-4.5757	50.47
8.5839-4.9279	50.50
8.6458-4.9095	50.50
8.6901-4.7079	50.48
8.7391-4.5102	50.46
8.7532-4.4765	50.46
8.8493-4.9513	50.51
8.8912-5.1037	50.52
8.9326-5.1088	50.52
9.0746-5.2686	50.54
9.0895-5.3204	50.54
9.1339-5.3621	50.55
9.1856-4.8668	50.50
9.2158-4.5533	50.47
9.2604-4.3134	50.44

9.3014	-4.4369	50.45
9.3302	-4.4391	50.45
9.3815	-4.1974	50.43
9.4302	-4.2222	50.43
9.4491	-4.3678	50.45
9.6207	-4.4335	50.45
9.6285	-4.4321	50.45
9.655	-4.4155	50.45
9.7452	-5.0996	50.52
9.8044	-5.2926	50.54
9.8428	-5.1661	50.53
9.884	-5.259	50.54
9.9122	-5.4269	50.56
9.9408	-5.543	50.57
9.9533	-5.5059	50.56
9.9946	-5.319	50.54
10.0342	-5.2938	50.54
10.0919	-5.6307	50.58
10.1517	-5.7847	50.59
10.1815	-5.8661	50.60
10.2002	-5.8449	50.60
10.2367	-5.5334	50.57
10.2905	-5.2515	50.54
10.3161	-5.2861	50.54
10.3548	-5.2601	50.54
10.3791	-5.1381	50.53
10.3956	-5.0398	50.52
10.4266	-4.9135	50.50
10.4493	-4.8895	50.50
10.4824	-5.0732	50.52
10.5051	-5.2604	50.54
10.5429	-5.403	50.55
10.5771	-5.3665	50.55
10.5972	-5.3388	50.55
10.6243	-5.3623	50.55

10.6537	-5.3739	50.55
10.6937	-5.4303	50.56
10.7238	-5.6265	50.58
10.7841	-6.0294	50.62
10.8119	-5.9212	50.61
10.8297	-5.7452	50.59
10.8418	-5.6238	50.58
10.8473	-5.5716	50.57
10.8602	-5.4489	50.56
10.8785	-5.2892	50.54
10.8956	-5.2103	50.53
10.9435	-4.9694	50.51
10.9588	-4.9105	50.50
10.9766	-4.9563	50.51
11.0197	-5.1479	50.53
11.0579	-5.4203	50.56
11.125	-5.392	50.55
11.1504	-5.5891	50.57
11.1881	-5.9045	50.60
11.2156	-5.9277	50.61
11.2498	-5.9414	50.61
11.2704	-6.0582	50.62
11.3087	-5.9198	50.61
11.3442	-6.1135	50.63
11.3665	-6.1628	50.63
11.4106	-5.8617	50.60
11.4436	-5.5376	50.57
11.4739	-5.7579	50.59
11.4943	-5.9211	50.61
11.5171	-6.0683	50.62
11.5463	-6.1666	50.63
11.5634	-6.2148	50.64
11.6016	-6.1184	50.63
11.6208	-6.0669	50.62
11.6422	-6.1955	50.63

11.6611	-6.3023	50.65
11.6954	-6.3768	50.65
11.7288	-6.4017	50.66
11.7659	-6.4551	50.66
11.8016	-6.5333	50.67
11.8401	-6.4787	50.66
11.8556	-6.4366	50.66
11.877	-6.3368	50.65
11.8977	-6.156	50.63
11.9249	-6.0297	50.62
11.9524	-6.0245	50.62
11.9868	-5.6348	50.58
12.0172	-5.3172	50.54
12.0321	-5.2618	50.54
12.0873	-5.6696	50.58
12.1484	-6.0253	50.62
12.1831	-6.1033	50.62
12.2062	-6.0464	50.62
12.2635	-6.2113	50.64
12.3155	-6.1086	50.63
12.3437	-6.1207	50.63
12.3556	-6.154	50.63
12.3704	-6.1784	50.63
12.3943	-6.1461	50.63
12.4286	-6.2016	50.64
12.4563	-6.4658	50.66
12.4713	-6.5932	50.68
12.4844	-6.6718	50.68
12.4979	-6.6954	50.69
12.5269	-6.6995	50.69
12.5674	-6.7825	50.69
12.6022	-6.6312	50.68
12.656	-6.6453	50.68
12.675	-6.7495	50.69
12.7093	-6.5326	50.67

12.802-7.1349	50.73
12.836-7.1305	50.73
12.8829	-6.8863 50.71
12.9167	-7.058 50.72
12.9375	-7.0981 50.73
12.9658	-6.9486 50.71
12.997-6.5796	50.67
13.0799	-6.4426 50.66
13.1341	-6.5161 50.67
13.1697	-6.2472 50.64
13.2039	-6.1171 50.63
13.2947	-5.6372 50.58
13.3288	-5.2551 50.54
13.3616	-4.9403 50.51
13.4105	-4.5551 50.47
13.4969	-4.3764 50.45
13.5698	-4.9226 50.50
13.5999	-5.0345 50.52
13.7259	-5.5752 50.57
13.7713	-6.2661 50.64
13.833-6.8417	50.70
13.8784	-7.0091 50.72
13.903-7.0399	50.72
13.923-7.0707	50.72
14.0148	-7.0287 50.72
14.0231	-6.9847 50.72
14.042-6.8643	50.70
14.0617	-6.7495 50.69
14.0778	-6.6677 50.68
14.0891	-6.59 50.67
14.1468	-6.0602 50.62
14.2007	-5.882 50.60
14.2713	-5.6669 50.58
14.3805	-5.0053 50.51
14.4325	-5 50.51

14.4579	-5	50.51
14.4822	-5.0451	50.52
14.5142	-5.6588	50.58
14.6004	-5.8978	50.60
14.7039	-5.3605	50.55
14.7346	-5.9102	50.61
14.7944	-6.1905	50.63
14.8227	-6.1499	50.63
14.8468	-6.0655	50.62
14.908	-7.2766	50.75
14.9558	-8.646	50.89
15.0001	-9.0515	50.93
15.0667	-9.5537	50.98
15.1801	-9.0562	50.93
15.2539	-7.8746	50.81
15.2898	-7.4722	50.77
15.3265	-7	50.72
15.362	-6.7533	50.69
15.4035	-6.5078	50.67
15.4392	-6.9833	50.72
15.4818	-7.3788	50.76
15.5145	-7.7941	50.80
15.5809	-8.0001	50.82
15.6599	-8.7588	50.90
15.6909	-8.988	50.92
15.7286	-9	50.92
15.7641	-9.024	50.92
15.8074	-9.0653	50.93
15.8717	-9	50.92
15.9285	-8.1683	50.84
15.9745	-7.7276	50.79
15.9881	-7.3576	50.75
16.026	-7.0308	50.72
16.0581	-7.0059	50.72
16.0868	-7	50.72

16.1256	-7	50.72
16.1581	-7.0076	50.72
16.1867	-7.0073	50.72
16.2174	-7.0248	50.72
16.2321	-7.0329	50.72
16.2553	-7.0191	50.72
16.2832	-7.0181	50.72
16.3205	-7.0013	50.72
16.3558	-7.0001	50.72
16.5501	-8.0809	50.83
16.566-8.3538		50.86
16.5883	-8.7684	50.90
16.6073	-8.9777	50.92
16.6297	-9	50.92
16.6503	-9	50.92
16.7293	-9.4828	50.97
16.7757	-9.9536	51.02
16.8318	-9.3446	50.96
16.8724	-9.0939	50.93
16.8998	-9.0138	50.92
16.9259	-9.0019	50.92
16.9597	-9	50.92
16.9998	-9	50.92
17.0298	-9	50.92
17.085-8.8102		50.90
17.1019	-8.4547	50.87
17.1591	-8.0258	50.82
17.2318	-8	50.82
17.3005	-8.2843	50.85
17.3531	-8.9995	50.92
17.4076	-9	50.92
17.4621	-9.0941	50.93
17.5279	-1051.02	
17.5517	-1051.02	
17.5791	-1051.02	

17.6184	-9.9578	51.02
17.6455	-9.4304	50.97
17.6669	-9.0567	50.93
17.6963	-9.0005	50.92
17.734-8.9869		50.92
17.7675	-8.6807	50.89
17.9312	-8.5983	50.88
17.9826	-9.2929	50.95
18.0163	-9.6226	50.99
18.028-9.7026		50.99
18.0715	-9.4513	50.97
18.1103	-9.0007	50.92
18.1485	-8.7322	50.89
18.1914	-8.06	50.83
18.2394	-8.0311	50.82
18.4332	-9.9158	51.02
18.5395	-8.8944	50.91
18.7664	-7	50.72
18.7873	-7	50.72
18.8157	-7.092	50.73
18.8299	-7.3281	50.75
18.8583	-8.1645	50.84
18.8606	-8.2332	50.84
18.8676	-8.4398	50.86
18.8699	-8.5094	50.87
18.944-10.5846		51.08
19.0181	-11.9411	51.22
19.0922	-11.0544	51.13
19.1663	-10.9811	51.12
19.2404	-10.3733	51.06
19.421-10.021		51.03
19.4812	-10.5568	51.08
19.5414	-11.1186	51.14
19.6748	-12.0918	51.24
19.8082	-11.6315	51.19

19.9416	-12.0663	51.24
20.075	-11.8091	51.21
20.2084	-11.0001	51.13
20.262	-11.1387	51.14
20.3155	-11.366	51.16
20.3691	-11.5247	51.18
20.4227	-11.1885	51.15
20.4762	-10.6892	51.09
20.5259	-10.7627	51.10
20.5756	-10.9553	51.12
20.6751	-11.1508	51.14
20.7249	-11.1783	51.14
20.7658	-11.4921	51.18
20.8066	-11.7025	51.20
20.8475	-12.0214	51.23
20.8884	-12.0029	51.23
20.9294	-12.3461	51.26
20.9633	-12.2374	51.25
20.9971	-12.4275	51.27
21.0309	-12.7494	51.31
21.0647	-12.7144	51.30
21.0985	-12.7986	51.31
21.1539	-12.6345	51.29
21.2095	-12.4092	51.27
21.265	-12.0226	51.23
21.3203	-11.5151	51.18
21.3756	-11.3909	51.17
21.5865	-12.0339	51.23
21.8242	-12.1631	51.25
21.8747	-12.1837	51.25
21.9252	-12.8	51.31
22.0261	-13.2661	51.36
22.0766	-13.6509	51.40
22.1124	-13.6162	51.39
22.1839	-13.6574	51.40

22.2197	-13.5864	51.39
22.2555	-13.754	51.41
22.2774	-13.7797	51.41
22.2993	-13.7072	51.40
22.3212	-13.6776	51.40
22.3431	-13.5483	51.39
22.365-13.6563		51.40
22.4123	-13.7593	51.41
22.5068	-13.4586	51.38
22.554-13.8018		51.41
22.6012	-13.5869	51.39
22.6373	-13.6102	51.39
22.6734	-13.6481	51.40
22.7095	-13.7504	51.41
22.7456	-14.0537	51.44
22.7817	-13.9694	51.43
22.8238	-13.8836	51.42
22.8659	-13.5756	51.39
22.908-13.1671		51.35
22.9501	-12.7335	51.30
22.9922	-12.5165	51.28
23.0306	-12.4709	51.28
23.069-12.4901		51.28
23.1074	-12.6046	51.29
23.1458	-12.6393	51.29
23.1842	-12.6486	51.30
23.2416	-12.8381	51.31
23.3565	-13.2957	51.36
23.4139	-13.7879	51.41
23.4713	-13.8795	51.42
23.5498	-13.9058	51.42
23.6284	-14.0009	51.43
23.7855	-13.8976	51.42
23.864-13.4249		51.37
23.8837	-13.5615	51.39

23.9231	-13.4896	51.38
23.9428	-13.4629	51.38
23.9625	-13.4042	51.37
23.9712	-13.3963	51.37
23.9799	-13.4596	51.38
23.9886	-13.5436	51.39
23.9973	-13.4816	51.38
24.006	-13.4064	51.37
24.0168	-13.3618	51.37
24.0276	-13.3952	51.37
24.0384	-13.44	51.38
24.0492	-13.4308	51.38
24.06	-13.3833	51.37
24.1001	-13.3579	51.37
24.1803	-13.2444	51.36
24.2204	-13.0011	51.33
24.2605	-13.0987	51.34
24.2999	-13.376	51.37
24.3393	-13.4923	51.38
24.3787	-13.4703	51.38
24.4181	-13.2641	51.36
24.4575	-13.3501	51.37
24.4684	-13.3255	51.36
24.4793	-13.2602	51.36
24.4902	-13.2257	51.35
24.5011	-13.2396	51.36
24.512	-13.2775	51.36
24.529	-13.2987	51.36
24.546	-13.0963	51.34
24.563	-13.1764	51.35
24.5969	-13.0799	51.34
24.6203	-13.1726	51.35
24.6672	-13.0826	51.34
24.6906	-13.1976	51.35
24.714	-13.3445	51.37

24.754-13.5098	51.38
24.794-13.432	51.38
24.834-12.8308	51.31
24.874-12.5674	51.29
24.914-11.9964	51.23
24.9299	-11.8706 51.22
24.9617	-11.512 51.18
24.9776	-11.3963 51.17
24.9935	-11.362 51.16
25.0557	-10.8387 51.11
25.1179	-10.1383 51.04
25.1801	-9.7851 51.00
25.2423	-10.1955 51.04
25.3045	-11.2353 51.15
25.3244	-11.5417 51.18
25.3376	-11.7686 51.21
25.3544	-12.1633 51.25
25.3712	-12.7246 51.30
25.388-13.2861	51.36
25.4048	-13.7247 51.41
25.4216	-13.9983 51.43
25.4665	-14.381 51.47
25.6012	-14.3544 51.47
25.6461	-14.1423 51.45
25.755-14.3037	51.46
25.8095	-14.2404 51.46
25.864-13.9781	51.43
25.9185	-13.977 51.43
25.9417	-13.8334 51.42
25.9649	-13.6045 51.39
26.0112	-13.2665 51.36
26.0344	-13.7215 51.41
26.0942	-14.1593 51.45
26.154-14.3131	51.47
26.2138	-14.3275 51.47

26.2736	-14.4057	51.48
26.3334	-14.6044	51.50
26.3591	-14.5314	51.49
26.3848	-14.4006	51.47
26.4105	-14.5373	51.49
26.4362	-14.5549	51.49
26.4619	-14.4476	51.48
26.4835	-14.4825	51.48
26.57	-14.3833	51.47
26.6046	-14.4804	51.48
26.6737	-14.5772	51.49
26.7083	-14.5742	51.49
26.7428	-14.6505	51.50
26.7615	-14.7378	51.51
26.7802	-14.8082	51.52
26.799	-14.8184	51.52
26.8177	-14.855	51.52
26.8364	-14.9415	51.53
26.8855	-14.989	51.53
26.9346	-15.2332	51.56
26.9837	-15.5448	51.59
27.082	-15.8505	51.62
27.1373	-15.78	51.62
27.1511	-15.7706	51.61
27.1884	-15.6792	51.61
27.2257	-15.77	51.61
27.263	-15.8262	51.62
27.3003	-15.5274	51.59
27.3376	-15.5231	51.59
27.3688	-15.5883	51.60
27.4	-15.6911	51.61
27.4312	-15.734	51.61
27.4624	-15.6997	51.61
27.4936	-15.6273	51.60
27.5336	-15.6161	51.60

27.5736	-15.4885	51.59
27.6136	-15.5554	51.59
27.6536	-15.3307	51.57
27.6936	-15.1402	51.55
27.7602	-15.0388	51.54
27.9599	-14.713	51.51
28.0265	-14.5497	51.49
28.0559	-14.3429	51.47
28.1148	-14.2558	51.46
28.1443	-14.4095	51.48
28.1738	-14.5381	51.49
28.1832	-14.5037	51.49
28.1926	-14.5081	51.49
28.2114	-14.5334	51.49
28.2208	-14.4386	51.48
28.2603	-14.2475	51.46
28.2998	-14.321	51.47
28.3393	-14.4777	51.48
28.3788	-14.3165	51.47
28.4183	-14.1911	51.45
28.4344	-14.2734	51.46
28.4827	-14.2513	51.46
28.4988	-14.3107	51.47
28.5157	-14.4127	51.48
28.5326	-14.4757	51.48
28.5495	-14.4983	51.48
28.5664	-14.4592	51.48
28.5833	-14.4085	51.48
28.628	-14.3041	51.46
28.6578	-14.2807	51.46
28.8278	-14.4172	51.48
28.8955	-14.7717	51.51
28.9103	-14.8895	51.52
28.9251	-15.0721	51.54
28.9399	-15.0598	51.54

28.9696	-14.9118	51.53
28.9737	-14.8973	51.53
28.9819	-14.9039	51.53
28.986-14.9184		51.53
28.9901	-14.9406	51.53
28.992-14.9535		51.53
29.0254	-15.2604	51.56
29.0356	-15.2468	51.56
29.0458	-15.2226	51.56
29.0533	-15.2034	51.56
29.0608	-15.2001	51.56
29.0683	-15.1825	51.55
29.0758	-15.1696	51.55
29.0917	-15.2681	51.56
29.1001	-15.3666	51.57
29.1085	-15.3888	51.58
29.1169	-15.3755	51.57
29.1253	-15.3537	51.57
29.1303	-15.3382	51.57
29.1353	-15.322	51.57
29.1403	-15.3054	51.57
29.1453	-15.3089	51.57
29.1503	-15.3303	51.57
29.1618	-15.3802	51.57
29.1733	-15.4843	51.59
29.1848	-15.584	51.60
29.2078	-15.6723	51.60
29.2312	-15.6778	51.61
29.2371	-15.6813	51.61
29.2426	-15.6845	51.61
29.259-15.64		51.60
29.2645	-15.6483	51.60
29.273-15.744		51.61
29.2815	-15.8396	51.62
29.29	-15.9267	51.63

```

29.2985 -16.0153 51.64
29.307-16.0711 51.65
29.3504 -16.2869 51.67
29.3937 -16.7357 51.71
29.437-17.2061 51.76
29.4803 -17.4092 51.78
29.5236 -17.7992 51.82
29.5379 -17.9632 51.84
29.5411 -18.1515 51.86
+ WALL DEN 7846.00 CP 0.44 K 217.80 KNOT 3
+ FILL DEN 2500.00 CP 0.88 K 6.12 THIK 3.00 KNOT 4
+ GRND DEN 1000.00 CP 4.20 K 115.00 THIK 26. KNOT 6
+ GRND TEMP T_SUB_25

/* VÁLVULA DE BLOQUEIO VB03 LOCALIZADA ANTES DA CAMERA DE RECEBIMENTO DE
PIG (PONTO B)
B- VB03 N80_PBREC N95_INT OPEN2 MVES_C 0. 57000. 5.0

/* -----
/* PONTO DE RECEBIMENTO
/* -----
/* VÁLVULA DE BLOQUEIO DA CÂMARA DE RECEBIMENTO DE PIG
B- V_SCR_REC N95_INT N90_PBREC OPEN2 MVES_C 0. 20000. 1.5

/* VÁLVULA INTERMEDIÁRIA VB04
B- VB04 N90_PBREC N100_PBREC OPEN2 MVES_C 0. 20000. 1.5

/* TRECHO INTERNO NO RECEBIMENTO
T LI_2 N100_PBREC N110_PBREC 0.150 26 0.500
+ TABLE
+ PIPE.DIST ELEV MAOP
0.000 -18.1515 51.86
0.001 10.0 15
0.150 10.0 15
+ WALL DEN 7846.00 CP 0.44 K 217.80 KNOT 3
+ GRND TEMP T_16_25

```

```

/* VÁLVULA DE BLOQUEIO DO TANQUE DE RECEBIMENTO
B- TQ01RECVB N110_PBREC N120_PBREC OPEN2 CLSE2 0. 50000. 0.083

/* TANQUE DE RECEBIMENTO
E TQ01REC N120_PBREC SALE 1. 0. 30. 2.

=END

```

Linhas de código referentes ao arquivo “*intran*”:

```

BEGIN 0,
+ BEGIN.TIME = 0,
+ PRESSURE.TOLERANCE = 0.1

TRENDLIST *
SHARE *
INTERACTIVE MSWIN
SET DISTPLOT.HIST = 1

/*-----
/* Especificação dos produtos nos tanques de envio

/*E TQ01 AGUA
/*E TQ01 PRODUTO A
E TQ01 PRODUTO B

POKE TQ01VB:ST=10 /*temperatura tanque de envio TQ01

MACRO(LINHA(FLUIDO),

LINE.FILL LI_1,
+ FLUID FLUIDO,
+ VOLUME 1

```

```

LINE.FILL DUTO_1D2,
+ FLUID FLUIDO,
+ VOLUME 1

LINE.FILL DUTO_2D2,
+ FLUID FLUIDO,
+ VOLUME 1

LINE.FILL LI_2,
+ FLUID FLUIDO,
+ VOLUME 1
)

/* CHAMADA DA MACRO PARA PREENCHIMENTO DA LINHA

/* LINHA AGUA
LINHA(PRODUTO A)
/* LINHA(PRODUTO B)

DEF.SEQ TQ(PROD,T_ENVIO) /*AJUSTA A TEMPERATURA DE ENVIO DO TANQUE
{
POKE TQ01:ST=T_ENVIO /*setpoint temperatura de envio no ponto A
POKE TQ01:SFLU=PROD /*SETPOINT PRODUTO NO TANQUE DE ENVIO ponto A
}

DEF.SEQ RPM(SPEED) /*AJUSTA O RPM DAS BOMBAS
{
POKEALL *, P.M = B-01?:MXS, TO=SPEED
}

DEF.SEQ LIGA_BOMBA_A
{
OPEN B01ASUCBV
WAIT 1.5
START B-01A

```

```
WAIT 0.1
OPEN B01ADISBV
}

DEF.SEQ LIGA_BOMBA_B
{
OPEN B01BSUCBV
WAIT 1.5
START B-01B
WAIT 0.1
OPEN B01BDISBV
}

DEF.SEQ LIGA_BOMBA_C
{
OPEN B01CSUCBV
WAIT 1.5
START B-01C
WAIT 0.1
OPEN B01CDISBV
}

/* SEQUENCIA DE PARADA DAS BOMBAS
DEF.SEQ PARADA
{

STOP B-01A
STOP B-01B
STOP B-01C

WAIT 3

CLOSE B01ADISBV
CLOSE B01BDISBV
CLOSE B01CDISBV
```

```
WAIT 0.1
```

```
CLOSE B01ASUCBV
```

```
CLOSE B01BSUCBV
```

```
CLOSE B01CSUCBV
```

```
WAIT 0.1
```

```
CLOSE VB01
```

```
CLOSE V_SCR_ENV
```

```
CLOSE VB02
```

```
CLOSE VB03
```

```
CLOSE V_SCR_REC
```

```
CLOSE VB04
```

```
WAIT .2
```

```
CLOSE TQ01RECVB
```

```
CLOSE TQ01VB
```

```
}
```

```
/* SEQUENCIA DE PARTIDA DAS BOMBAS
```

```
DEF.SEQ PARTIDA(PRODUTO,SPEED, TMPT)
```

```
{
```

```
POKE TQ01:ST= TMPT /*TEMPERATURA DE DESCARGA DO TANQUE
```

```
POKE TQ01:SFLU = PRODUTO
```

```
OPEN TQ01VB
```

```
OPEN VB01
```

```
OPEN V_SCR_ENV
```

```
OPEN VB02
```

```
OPEN VB03
```

```
OPEN V_SCR_REC
```

```
OPEN VB04
OPEN TQ01RECVB

CALL.SEQ RPM(SPEED)

OPEN B01ASUCBV
WAIT 1.5
START B-01A
WAIT 0.1
OPEN B01ADISBV

OPEN B01BSUCBV
WAIT 1.5
START B-01B
WAIT 0.01
OPEN B01BDISBV

OPEN B01CSUCBV
WAIT 1.5
START B-01C
WAIT 0.01
OPEN B01CDISBV
}

DO.INTERACTIVE "LINE.dsp"
TRENDLIST *

DEFINE.PATH DUTO = PATH(DUTO_1D2, DUTO_2D2)

PROFILE 10
```