UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA – UFBA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA – PPEQ

Murilo Leite Alcântara

DESENVOLVIMENTO DE UM MODELO PARA A PERDA DE CARGA EM ESCOAMENTO DE ÓLEOS PARAFÍNICOS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, da Universidade Federal da Bahia, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Carlos Augusto de Moraes Pires
Co-Orientador: Luiz Mário Nelson de Góis

Salvador, BA - Brasil

2015

AGRADECIMENTOS

Inicialmente gostaria de agradecer à minha mãe, Elaine, e ao meu pai, Renato, por todo o apoio, conselhos, educação e exemplo que me deram e que contribuíram para minha formação pessoal e profissional.

Agradeço a minha tia Sônia pelas palavras de conselho e suporte que me ajudaram a tomar decisões importantes na minha vida. A minha tia Iza pelo suporte e conselhos, principalmente, na área acadêmica. A meu tio Eduardo pelos conselhos.

Aos meus amigos Ju, Ramonzinho, Renan, John, Carlinhos e todos os outros que me deram suporte em questões pessoais, além de me ajudarem sempre que puderam em diversos aspectos. Agradeço ao meu irmão Lucas, à Juçara e a Claudinha pela convivência e suporte em casa. A todo o grupo GARESC pelo suporte acadêmico, especialmente a Carlos Augusto, meu orientador, pelos conselhos e diretrizes não somente em relação à elaboração do presente trabalho, mas também em relação à tomada de decisões futuras.

Também gostaria de agradecer à Petrobrás pelo apoio financeiro, disposição de literatura e dados de campo, e ao CNPq pelo suporte financeiro.

Resumo

A deposição de parafinas é um dos problemas na produção e transporte do petróleo. Compreender o fenômeno da precipitação de parafina é o primeiro passo para garantir a produção e escoamento de petróleo com segurança e economia. Este trabalho tem como objetivo desenvolver um modelo que consiga estimar a perda de carga em escoamento de petróleo com precipitação de parafinas, através de uma nova abordagem. Os experimentos analisados no presente trabalho foram realizados por Tarantino (2013). Estes experimentos foram feitos em diferentes condições de temperatura, vazão e teor de água. Óleos de diferentes poços e com diferentes concentrações de parafinas foram utilizados nos experimentos para auxiliar o desenvolvimento do modelo. A temperatura inicial de aparecimento de cristais (TIAC) foi estimada através de microcalorimetria e o comportamento da viscosidade do fluido por viscosimetria. Neste trabalho foi desenvolvido um modelo semi-empírico a partir da combinação dos fenômenos de cristalização e arraste de parafinas. O modelo foi capaz de representar a perda de carga em todas as oito condições testadas. Por fim, o modelo foi aplicado em mais de 50 mil dados de campo coletados ao longo de um ano de operação. Apesar de pequenas modificações, o modelo foi capaz de prever com precisão o efeito da perda de carga do escoamento. Foi efetuada uma análise do comportamento da perda de carga em condições críticas de escoamento. Para a aplicação do modelo em um caso real, os resultados indicaram potencial para aumento da vazão de escoamento, de acordo com os limites operacionais vigentes.

Palavras chave: Petróleo, Parafina, Escoamento, Perda de Carga, Modelo.

Abstract

Paraffin precipitation is among the high priority problems in crude oil production and transportation. Understanding the phenomenon is the first step to ensure the safety of oil flow and production. The main goal of this work is to develop a model that can estimate the pressure drop in paraffinic petroleum flow. The experiments were performed by Tarantino (2013) and they were planned to evaluate different conditions of temperature, flow and BSW (Basic Sediments and Water) on the oil flow. The tests were made with oils of different wells and paraffin concentrations in order to increase the amount of data and assist the model development. The Wax Appearance Temperature (WAT) was estimated by microcalorimetry and the behavior of the viscosity of the fluid by viscosimetry. The final model developed in this paper was a semi-empirical model based on the equilibrium of paraffin precipitation e removal by the fluid. The model was able to represent pressure drop in all eight conditions tested. Finally, the model was applied to a real oil production field. About fifty thousand data were analyzed over one year of operation. After a few considerations and modifications, the model was able to accurately predict the pressure drop. An analysis was made of the behavior of pressure drop in critical flow conditions. The result obtained indicates the potential increase of flow rate.

Keywords: Petroleum, Paraffin, Flow, Pressure Drop, Model.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Viscosidade em função da taxa de resfriamento 18
Figura 2 - Representação esquemática do processo de degradação: (a) gel formado; (b) gel parcialmente danificado; (c) gel com interligações completamente desfeitas 20
Figura 3 - Viscosidade dinâmica em função da temperatura e do teor de água da emulsão 21
Figura 4 - Perfil radial da concentração de cristais de parafina 23
Figura 5 - Esquema simplificado da unidade experimental 34
Figura 7 – Determinação da TIAC por microcalorimetria 35
Figura 8 – Curva da viscosidade em diferentes valores de BSW 36
Figura 9 – Resultado experimental da perda de carga de Tarantino (2013) 37
Figura 10 - Temperatura de entrada e de saída do EXP1 40
Figura 11 – Cera quase bloqueando a tubulação 41
Figura 12 - Perda de carga estimada pela Equação 13 43
Figura 13 - Aplicação da Equação 15 ao experimento EXP1 46
Figura 14 - Aplicação do modelo considerando o experimento EXP2 47
Figura 15 - Aplicação do modelo considerando o experimento EXP3 47
Figura 16 – Influência da espessura na resistência térmica do precipitado 52
Figura 17 - Aplicação do modelo de dois períodos ao experimento EXP2 55
Figura 18 - Aplicação do modelo de dois períodos ao experimento EXP3 55
Figura 19 - Aplicação da Equação 34 ao experimento EXP2 60
Figura 20 - Aplicação da Equação 34 ao experimento EXP3 61
Figura 21 - Aplicação da Equação 34 ao experimento EXP4 62
Figura 22 - Aplicação da Equação 34 ao experimento EXP5 63
Figura 23 - Aplicação da Equação 34 ao experimento EXP6 64
Figura 24 - Aplicação da Equação 34 ao experimento EXP7 64
Figura 25 - Aplicação da Equação 34 ao experimento EXP8 65
Figura 26 – Modelo de Ribeiro comparado com a perda de carga experimental de dois escoamentos de óleos parafínicos 67
Figura 27 - Esquema de escoamento em campo 70
Figura 28 - Aplicação dos modelos aos dados de campo durante uma semana 73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Variáveis de Processo 33
Tabela 2 - Teor SARA dos petróleos 36
Tabela 3 - Parâmetros utilizados nos ajustes da Equação 34 62
Tabela 4- Parâmetro dos ajustes 66
Tabela 5 - Parâmetros do modelo para aplicação em campo da primeira etapa 72
Tabela 6 - Ajuste de Hagen-Poiseuille ao escoamento da Estação A até a Estação Coletora 73
Tabela 7 - Ajuste de Hagen-Poiseuille ao escoamento da Estação B ao Entroncamento 76
Tabela 8 - Pressão e perda de carga no escoamento crítico 78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BSW - *Basic Sediment and Water,* Percentual de sedimentos e água em uma determinada mistura

$F_{arraste}$ - Força de arraste

Nu -Número de Nusselt

Pe - Número de Péclet

Re - Número de Reynolds

Sc - Número de Schimidt

Res - Resistência térmica

$Tsaída$ - Temperatura do fluido na de saída da tubulação

TIAC - Temperatura inicial de aparecimento de cristais

$T_{média}$ - Temperatura média do fluido em escoamento

$Tsaída_{min}$ - Temperatura mínima do fluido, na saída da tubulação, durante um determinado experimento

$V_{cera\ arrastada}$ - Volume de cera arrastada

$V_{parafina}$ - Volume de parafina presente no depósito de cera

LISTA DE SÍMBOLOS

A_e - Área da projeção perpendicular da esfera, no sentido do escoamento

c_p - Calor específico

R^2 - Coeficiente de determinação

D_m - Coeficiente de difusão molecular do fluido

h_d - Coeficiente de transferência de massa

z - Comprimento da seção cilíndrica

L - Comprimento da tubulação

c - Concentração

c_b - Concentração de ceras no óleo

c_s - Concentração de equilíbrio

k_T - Condutividade térmica.

C - Constante da equação de Hagen-Poiseuille

C_a - Constante de arraste

k - Constante de cisalhamento

A, B, E, C_t, C' e H - Constantes de ajuste do modelo

C_1 e C_2 - Constantes de integração

ϕ - Coordenada angular

x - Coordenada axial da tubulação

n - Determinada espécie

d - Diâmetro da tubulação

D_c - Difusividade molecular da cera

ΔG^* - Energia livre crítica correspondente ao do raio crítico

δ - Espessura do depósito formado

f - Fator de fricção

c_W - Fração de partículas sólidas na região da interface sólido-líquido

m - Massa

m_T - Massa de cera depositada

ρ - Massa específica

ρ_w - Massa específica do fluido

N - Número de potenciais sítios de nucleação

k_B e β - Parâmetros da taxa de formação de núcleos cristalinos

$k_d A_n \rho_n$ - Parâmetros descritos no trabalho de Huang et al. (2011)

P - Pressão

r - Raio da tubulação

R - Raio interno da tubulação

γ - Taxa de cisalhamento

$\gamma_{Laminar}$ - Taxa de cisalhamento em regime laminar

$\gamma_{Turbulento}$ - Taxa de cisalhamento em regime turbulento

G - Taxa de crescimento do precipitado de cera

q_t - Taxa de deposição de cera

I - Taxa de formação de núcleos cristalinos

$\dot{q}$ - Taxa de geração de calor

T - Temperatura

T_c - Temperatura crítica

t - Tempo

t_t -Tempo de transição

$f(T)''$ - Termo de arraste de parafinas

$f(T)'$ - Termo de deposição de parafinas

$f(T)$.- Termo de parafinação

ΔP - Variação de pressão

Q - Vazão do escoamento

v - Velocidade do fluido

μ - Viscosidade do fluido

e - Rugosidade da parede interna da tubulação

Sumário

INTRODUÇÃO 11
1. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 14
1.1 Parafinas 14
1.2 Efeitos da composição do óleo 15
1.3 Impactos da temperatura 16
1.4 Impactos do teor de água 19
1.5 Mecanismos de precipitação de parafinas durante o escoamento 21
1.6 Modelos de escoamento de petróleo 28
1.7 Alternativas utilizadas no combate e controle da precipitação de ceras 30
1.8 Arraste do precipitado pelo próprio fluido 32
2. MATERIAIS E MÉTODOS 33
2.1 Procedimento experimental 33
2.2 Descrição do modelo 37
3. DESENVOLVIMENTO DO MODELO 39
3.1 Equação base 39
3.2 Modelo simples 40
3.3 Taxa de formação de cristalitos 44
3.4 Crescimento da camada de precipitado 49
3.5 Modelo dos dois períodos 54
3.6 Efeito de arraste 56
4 VALIDAÇÃO DO MODELO 62
4.1 Aplicação a dados experimentais 62
4.2 Aplicação a dados de campo 67
4.2.1 Considerações 67
4.2.2 Características dos dados de campo 70
4.2.3 Escoamento da Estação A até a Estação Coletora 71
4.2.4 Escoamento em condições críticas 74
5. CONCLUSÕES 80
SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS 82
REFERÊNCIAS 83

INTRODUÇÃO

A contínua demanda mundial de combustíveis fósseis implica, cada vez mais, em investimentos em pesquisa no setor de exploração, produção e transporte de petróleo. Um dos maiores problemas relacionados ao transporte e produção de petróleo é a precipitação de sólidos nos dutos como parafinas, asfaltenos e hidratos. Além de reduzir a produção e, consequentemente, originar perdas por lucro cessante da ordem de milhares de dólares por ano, este problema também ocasiona uma redução na eficiência de tratamento primário do petróleo e menor segurança ambiental. Assim, a segurança e rentabilidade de processos de produção de petróleo estão vinculadas a capacidade de evitar problemas com a precipitação destes componentes nos poços, dutos e equipamentos de superfície.

A precipitação de sólidos orgânicos em um fluxo de petróleo pode ser ocasionada pela alteração de algumas condições termodinâmicas, usualmente composição e temperatura. Este precipitado, também conhecido como cera, modifica as características do fluido, que deixa de ser newtoniano. Com o aumento da precipitação, o líquido se torna um gel que adquire propriedades semelhantes à de um sólido (OLIVEIRA et al., 2009). As consequências associadas são aumento da perda de carga por fricção, aumento no consumo de energia, mau funcionamento de equipamentos e redução do diâmetro interno efetivo da tubulação, podendo ocasionar, em casos extremos, entupimento da tubulação (LEONTARITIS, 1998). Segundo Thomas (2004), os problemas causados pela deposição de parafina não se restringem apenas à produção e ao escoamento, mas também atingem as etapas de separação. As placas coalescedoras na seção líquida e os extratores de névoa na seção gasosa são particularmente susceptíveis a obstruções por parafinas.

Embora as elevadas concentrações de parafinas agreguem valor ao petróleo, esta característica pode causar prejuízos ao setor de produção, separação e logística da indústria petrolífera. Todos os anos são registrados elevados gastos com manutenção de instrumentos e energia, devido a problemas com precipitação de parafinas (THOMAS, 2004).

A precipitação de sólidos pode causar danos irreparáveis a equipamentos, proporcionar operação em condições de elevado risco e, em casos extremos, parada completa da produção (PAULY; DARIDON; COUTINHO et al., 2004). Cabe ressaltar que este fenômeno de bloqueio de linhas de transporte de petróleo já vem

sendo estudado por alguns anos e os principais causadores deste entupimento, além das parafinas, são os asfaltenos, hidratos e areia (ELLISON et al. apud SANTOS et al., 2004).

Diversos estudos sobre a precipitação de parafinas têm sido feito com a finalidade de compreender o comportamento, características e impacto deste fenômeno em processos de produção, escoamento e processamento de petróleo. Estes trabalhos podem ser utilizados como uma ferramenta preditiva na tomada de decisões da indústria petroleira. A previsão do comportamento do escoamento de petróleo parafínico e da precipitação de cera pode ajudar a prevenir e controlar os problemas associados a este fenômeno, tornando um escoamento mais seguro e econômico.

Apesar desse fenômeno ser bem descrito na literatura, ainda há lacunas sobre o escoamento de óleos parafínicos que precisam ser preenchidas. Após uma análise prévia da literatura, foram encontrados poucos trabalhos que quantificassem o impacto da precipitação de parafinas na perda de carga. Estes poucos trabalhos possuem, em sua grande maioria, um foco experimental e não apresentam aplicações dos resultados em dados de campo. Além disto, a maioria dos trabalhos existentes utiliza os mesmos princípios para elaborar as equações que regem o fenômeno. Isto restringe o desenvolvimento dos estudos na elaboração de novos modelos. Devido aos resultados satisfatórios dos modelos existentes e complexidade do fenômeno, poucos trabalhos recentes com foco no desenvolvimento de novos modelos foram encontrados. Com base nestas informações, o presente trabalho buscou estudar o fenômeno de precipitação de parafina através de uma abordagem alternativa, contemplando diferentes perspectivas das abordadas em trabalhos anteriores.

O objetivo deste trabalho é desenvolver um modelo fenomenológico alternativo para predição do escoamento da emulsão óleo/água do petróleo parafínico, capaz de prever a variação de pressão em escoamento unifásico e horizontal.

Esta dissertação foi dividida em cinco capítulos:

O primeiro apresenta uma revisão bibliográfica abordando o fenômeno da precipitação, deposição e envelhecimento da parafina, o efeito da temperatura, do teor de água na emulsão e da composição no escoamento e nos depósitos formados. Também são abordados alguns métodos de combate a este problema e

alguns modelos desenvolvidos para prever estes fenômenos e seus efeitos no escoamento de petróleo.

O segundo capítulo descreve o procedimento e planejamento experimental, assim como a unidade de simulação de escoamentos e uma breve descrição do modelo que será desenvolvido.

O terceiro capítulo aborda todas as etapas do desenvolvimento do modelo. Assim como as justificativas, passo a passo e considerações de sua aplicação. Para a explicação do desenvolvimento do modelo, parte dos resultados foi apresentada neste capítulo. O modelo final foi elaborado em função das características do escoamento e do equilíbrio entre o crescimento da camada de depósito e o efeito de arraste de parafinas pelo próprio fluido.

O quarto capítulo aborda a aplicação do modelo desenvolvido. Este capítulo foi dividido em duas seções referente à aplicação do modelo em dados experimentais e em dados reais de escoamento de campo. Também foram abordadas as considerações realizadas para a aplicação do modelo e as características da unidade de campo estudada. Por fim, foi estimado tanto o escoamento em condições críticas quanto a folga entre a vazão de escoamento crítico e a vazão de escoamento limite suportado pela tubulação.

O último capítulo retrata as conclusões aferidas nos capítulos anteriores. Desta forma proporcionando ao leitor um resumo dos principais resultados obtidos em cada seção.

1. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O estudo sobre o fenômeno da precipitação de sólidos em tubulações produtoras de petróleo tem sido estudado por anos por diversos pesquisadores, principalmente depois da segunda revolução industrial, quando o petróleo começou a ganhar uma maior importância no cenário global. Portanto existe uma grande quantidade de material cujo foco é voltado para entender as causas e efeitos deste fenômeno e seus impactos na produção e transporte de petróleo. Apesar de vastamente relatado na literatura, muitos destes estudos não estão disponíveis a todos. Neste capítulo, serão abordados os principais trabalhos disponíveis a fim de evidenciar o “estado da arte” sobre este tema.

1.1 Parafinas

As parafinas são hidrocarbonetos de ligações simples como, por exemplo, os principais componentes do gás natural, que são as parafinas de baixo peso molecular. Parafinas de médio peso molecular costumam ser encontradas no estado líquido em condições padrão. Elas podem ser encontradas na gasolina, por exemplo. As parafinas de alto peso molecular são, por exemplo, um dos principais responsáveis pelos entupimentos de linhas e perda de carga em produção marítima (FARAYOLA et al., 2010).

As parafinas contidas no petróleo e que são depositadas nas paredes dos tubos são constituídas, principalmente, por n-parafinas (alcanos lineares). Entretanto, componentes polares pesados, aromáticos e pequenas quantidades de parafinas de cadeia ramificada podem coprecipitar junto as n-parafinas (LEIROZ, 2004). Quanto maior for o teor de parafinas do petróleo, maior será a quantidade do precipitado e mais brandas serão as condições de equilíbrio (SANTOS apud TARANTINO, 2013).

Em alguns casos, a cera precipitada pode ser ressolubilizada quando as condições iniciais são reestabelecidas. Entretanto, a precipitação pode ser, a depender das condições, um processo de dessolubilização irreversível, mesmo quando se restaura as condições de solubilização iniciais (SUTTON, ROBERTS *apud* LEONTARITIS, 1998).

Quanto à classificação, as n-parafinas podem ser classificadas entre macrocristalinas e microcristalinas. As n-parafinas de 18 a 36 carbonos de cadeia linear são chamadas de macrocristalinas. Enquanto as parafinas de cadeia ramificada e com número de átomos de carbono entre 30 e 60 são chamadas de microcristalinas. Quando solidificam, as macrocristalinas formam estruturas em forma de agulha e lamelas hexagonais (LEIROZ, 2004), enquanto as microcristalinas formam estruturas amorfas (MISRA et al. apud LEIROZ, 2004). A morfologia dos depósitos formados depende diretamente da taxa de resfriamento e cisalhante. Segundo Dirand et al. (1998), cristais monoclínicos e triclínicos (forma de agulha) são observados quando a mistura parafina-petróleo é resfriada lentamente sob condições estáticas. Por outro lado, o depósito de gel formado sob condições de escoamento é uma mistura de cristais ortorrômbicos (forma de plaquetas ou lamelas) com um sólido amorfo.

Inicialmente, as parafinas microcristalinas precipitam, formando cadeias longas sobrepostas de cristais de parafina que, por sua vez, formam um gel com propriedades semelhantes às de um sólido. A “gelificação” ocorre quando cerca de 0,5% das parafinas cristalizam, formando uma rede que aprisiona parte do óleo em seu interior (PASO et al., 2005).

1.2 Efeitos da composição do óleo

A composição do petróleo, juntamente com a temperatura, é um dos principais parâmetros que afetam a solubilidade da parafina na fase líquida. Isto se deve, principalmente, ao fato dos componentes mais leves ajudarem na solubilização dos componentes mais pesados (LEONTARITIS, 1998). Um caso comum de variação de composição que pode ocasionar a precipitação de parafinas é o processo de elevação do petróleo. A alta pressão dos reservatórios favorece a solubilização dos compostos leves do petróleo que favorecem a solubilização das parafinas de cadeia longa (TINSLEY; PRUD’HOMME, 2010). Uma vez iniciado o fluxo vertical multifásico, o petróleo escoa pela coluna de produção, perdendo pressão e calor, com consequente liberação de frações leves solubilizadas. Tais condições de produção ocasionam o aumento da viscosidade do petróleo. Estes fatos evidenciam os problemas de produção decorrentes da precipitação das parafinas (VENKATESAN et al., 2005).

1.3 Impactos da temperatura

A temperatura é a maior força motriz para o equilíbrio líquido-sólido da parafina e sua subsequente separação em duas fases (LEONTARITIS, 1998). A redução da temperatura do petróleo durante a fase de elevação é algo comum a todos os poços. Este efeito ocorre, principalmente, devido à troca térmica com o meio externo à tubulação e devido ao efeito Joule-Thompson. Este último é ocasionado pela expansão do gás dentro da tubulação devido à queda de pressão (AMIELH e GEERTSEN, 2007).

Esta redução da temperatura pode ser acentuada drasticamente quando se trata de produções marítimas. A temperatura média do mar fica em torno de 5°C enquanto a temperatura na qual o petróleo costuma entrar na linha de produção varia em torno de 60°C a 70°C (LEIROZ, 2004). Isto provoca um grande diferencial de temperatura e, consequentemente, uma maior troca térmica do fluido com o meio externo. Ou seja, existem dois fenômenos atuando em conjunto, o efeito Joule-Thompson e a troca térmica entre o meio externo e o petróleo.

Um dos principais problemas ocasionados pela redução de temperatura é a precipitação de sólidos como hidratos ou parafinas. Inicialmente, um dos métodos mais utilizados para prevenir este problema foi a utilização de isolantes térmicos (AMIELH e GEERTSEN, 2007). Todavia, a aplicação de isolantes não é capaz de prevenir a redução da temperatura provocada pelo efeito Joule-Thompson. Segundo Hansen et al. (1999), a utilização de aquecimento interno da linha, em conjunto com o isolamento térmico, é uma alternativa que oferece maior segurança e controle para a produção. No mesmo trabalho, estes autores estudaram a aplicação de aquecimento através da utilização de uma corrente elétrica. A utilização de corrente elétrica com isolantes térmicos, feitos de polipropileno, foi a alternativa recomendada pelos autores.

Singh et al. (2006) analisaram experimentalmente os efeitos da utilização de um isolamento mais eficaz, como o isolamento a vácuo. Modelos termodinâmicos foram utilizados para prever o comportamento do escoamento e foram comparados com os resultados experimentais. Também foi efetuado um *scale up* para prever o impacto do isolamento a vácuo em escoamentos em campo. Os resultados obtidos indicam que o isolamento a vácuo é efetivo em diminuir a precipitação de parafinas,

entretanto não consegue prevenir este fenômeno. As parafinas de cadeias longas precipitadas formam uma camada na superfície interna que tem propriedades semelhantes à de um isolante térmico. Esta camada reduz a perda de calor para o meio (SANTOS et al., 2004; WANG et al., 2015).

Estudos termodinâmicos podem prever as condições de pressão e temperatura nas quais os sólidos começam a precipitar. A Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais (TIAC), ou ponto de névoa, é considerada um marco no qual os primeiros cristais aparecem no petróleo. Em temperaturas acima desta não há precipitação, enquanto em temperaturas abaixo desta, há precipitação (VENKATESAN et al., 2005).

A TIAC pode ser determinada experimentalmente por diversas técnicas. É possível determinar este marco através da mudança drástica no comportamento da curva de viscosidade, com a redução gradual da temperatura. É possível observar a formação dos primeiros cristais, através da microscopia ótica com luz polarizada. Esta técnica baseia-se no fato de que todo material cristalino apresenta anisotropia ótica, exceto os de geometria cúbica. A microcalorimetria também é uma técnica muito utilizada para a determinação do ponto de névoa. Este marco é determinado através de um pico de energia referente à energia de cristalização dos cristais formados. Quanto maior for pico, mais cristais foram precipitados.

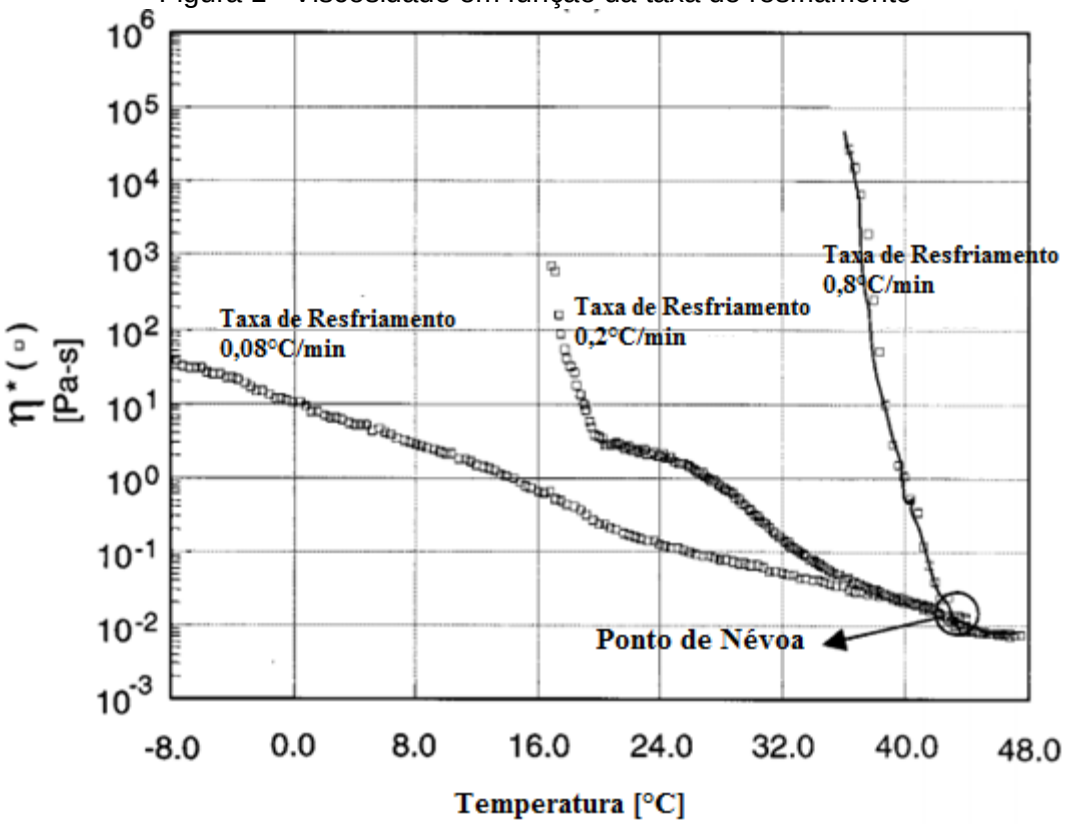
Observe-se que algumas destas técnicas possuem, além do erro instrumental inato, um erro relativo à sensibilidade dos equipamentos. A TIAC é a temperatura em que o primeiro cristal é formado na solução. A viscosimetria e microcalorimetria são técnicas que necessitam uma quantidade mínima de precipitado para identificar os valores dos pontos de névoa. Este limiar é obtido em temperaturas inferiores à temperatura de aparecimento do primeiro cristal, portanto, os valores estimados através destes métodos são inferiores ao valor real.

Estudos termodinâmicos são empregados com a finalidade de se prever o ponto de névoa e da composição dos óleos. Coutinho et al. (1995) analisaram modelos termodinâmicos para prever a TIAC de óleos parafínicos. Um dos modelos que resultam em melhores resultados para este fim é o modelo de Flory de Volume Livre.

A taxa de resfriamento interfere diretamente no fenômeno de precipitação e na formação de géis. Segundo Singh e Fogler (1999), o histórico térmico e a taxa de cisalhamento são dois dos principais fatores que determinam as características do

precipitado formado. Na Figura 1 é possível observar que em menores taxas de resfriamento, menos acentuado será o crescimento da viscosidade (η). Foi comprovado que, para maiores taxas de resfriamento, as temperaturas de formação dos géis eram maiores. Enquanto que, para taxas de resfriamento menores, as temperaturas de formação de géis também eram menores. Entretanto, o ponto de névoa permanece constante.

Figura 1 - Viscosidade em função da taxa de resfriamento



Fonte modificada: Singh e Fogler (1999)

Segundo Singh e Fogler (1999), os depósitos precipitados durante a taxa de resfriamento mais acentuada são compostos por parafinas, tanto de alto, quanto de baixo número de carbonos. Esta mistura de parafinas de diferentes números de carbonos torna o precipitado pouco consistente, ao ponto de facilitar a sua remoção por arraste. Os precipitados formados durante a taxa de resfriamento mais baixa é composta, sem ser predominante, por parafinas de elevados número de carbono. Isto garante ao precipitado maior dureza e rigidez. Não apenas a taxa de resfriamento, mas também a própria temperatura influencia diretamente o depósito formado. Segundo Wang et al. (2015) os depósitos formados em menores temperaturas são compostos por hidrocarbonetos de baixos números de carbonos.

Este tipo de precipitado é caracterizado por ter fracas ligações entre os flocos e acabam sendo facilmente arrastados. Enquanto que o precipitado formado em temperaturas mais elevadas é composto por hidrocarbonetos de elevados números de carbono. Este precipitado é mais rígido devido às ligações mais fortes entre os flocos e são mais dificilmente arrastados. A explicação para estas conclusões será dada na seção 1.5 e está vinculada à diferença de temperatura entre o óleo e a parede da tubulação. Este é o parâmetro mais importante para a taxa de deposição de ceras na parede interna da tubulação (WANG et al., 2015).

1.4 Impactos do teor de água

Outra variável que influencia diretamente nas características do escoamento de petróleos parafínicos é o teor de água presente na emulsão do petróleo. Boa parte dos poços explorados contém água inata. O teor de água produzida tende a aumentar com o decorrer da produção em alguns poços, devido a alguns fatores como influxo de água, injeção de água etc. (VISITIN et al, 2008). Desta forma, é de fundamental importância entender como esta substância afeta tanto o fenômeno de precipitação de parafina, quanto o escoamento do fluido.

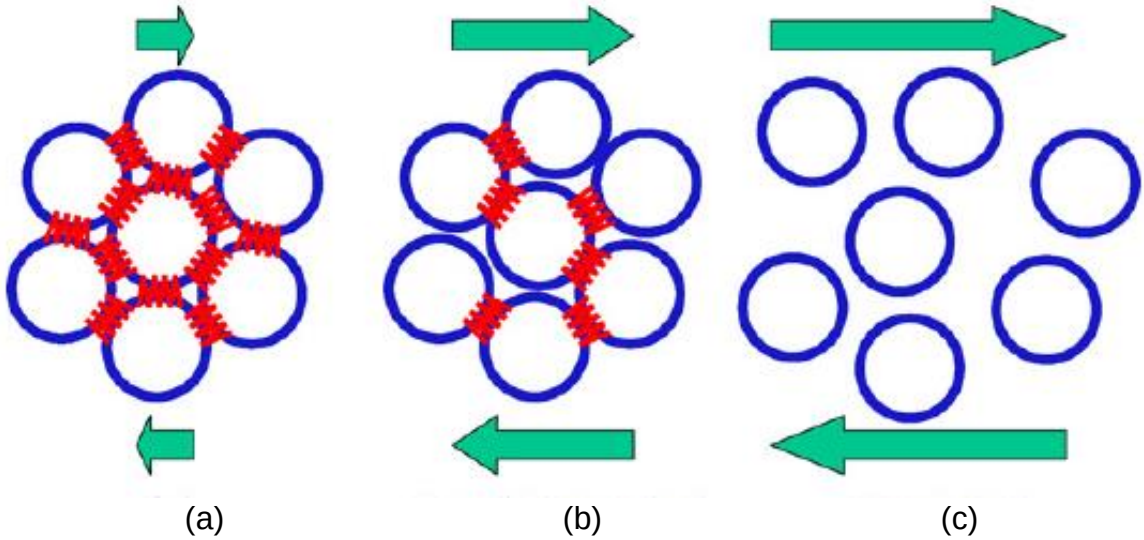
A emulsão água-óleo é formada principalmente devido à turbulência e elevados valores de taxa de cisalhamento. A presença de componentes polares, asfaltenos e resinas, age como surfactante natural e aumenta a estabilidade das emulsões formadas. Paso et al. (2005) concluíram que o asfalteno e a razão asfalteno/resina são um dos principais fatores que controlam a estabilidade da emulsão água/óleo.

Segundo Visintin et al. (2008), as partículas de cera são adsorvidas na interface óleo-água, formando emulsões do tipo “Pickering”. Este tipo de emulsão é caracterizada pela presença de partículas sólidas na interface de dois líquidos emulsionados. Isto provoca um aumento na estabilidade da emulsão e na rigidez do precipitado (OLIVEIRA et al., 2009). Este efeito acontece porque a cera depositada na interface dificulta a coalescência das gotículas de água e, consequentemente, impede a quebra das emulsões.

Segundo Visintin et al. (2008), a razão da maior resistência mecânica das emulsões água-óleo em temperaturas abaixo da TIAC se deve às ligações entre os flocos formados por um núcleo de água, rodeado por partículas de cera. Estes flocos

agem como unidades rígidas, com propriedades semelhantes às de um sólido. Cada floco se liga com os flocos vizinhos, formando uma rede de flocos. A emulsão se comporta como um sólido elástico até um determinado valor crítico de tensão. Tensões acima do limite crítico ocasionam quebra parcial das ligações entre os flocos, o que diminui a viscosidade do fluido e diminui a resistência ao escoamento (GUO et al., 2015), como pode ser observado na Figura 2.

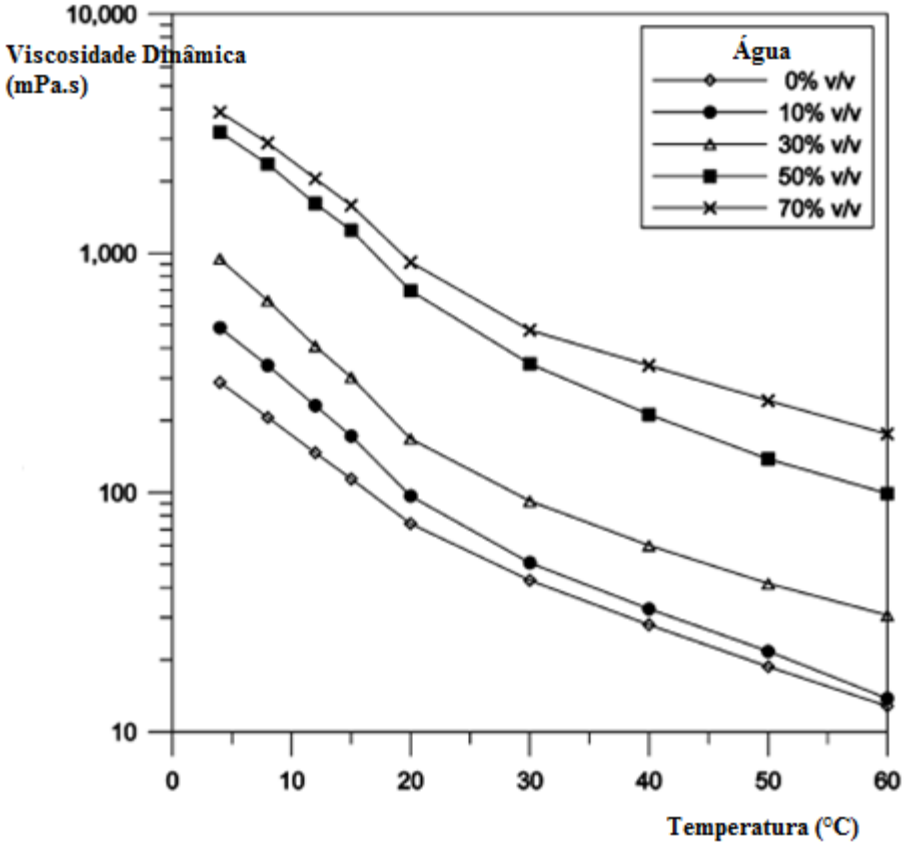
Figura 2 - Representação esquemática do processo de degradação: (a) gel formado; (b) gel parcialmente danificado; (c) gel com interligações completamente desfeitas



Fonte modificada: Visintin (2008)

Esta rede de flocos dificulta o escoamento de petróleo devido, dentre outros fatores, ao aumento da viscosidade dinâmica do fluido provocado pelas ligações entre os flocos. Na Figura 3 podem ser observados os resultados de alguns experimentos que comprovam o aumento da viscosidade dinâmica (*dynamic viscosity*) com o maior teor de água na emulsão (*water content*). O aumento do teor de água também ocasiona, em condições semelhantes, o aumento da viscosidade relativa, do ponto de fluidez e da perda de carga (OLIVEIRA et al., 2009; TARANTINO, 2013).

Figura 3 - Viscosidade dinâmica em função da temperatura e do teor de água da emulsão



Fonte modificada: OLIVEIRA et al., 2009

O aumento do teor de água eleva a perda de carga do escoamento até o limite máximo de água emulsionada do fluido. Bordalo e Oliveira (2007) estudaram o comportamento do escoamento bifásico de óleo e água. Eles destacam que, na presença de água livre, a perda de carga é reduzida, assim como a pressão interna do fluido.

1.5 Mecanismos de precipitação de parafinas durante o escoamento

Segundo Bott (1997), a precipitação ocorre apenas nos locais de subresfriamento, ou seja, abaixo do ponto de névoa (TIAC). Quando estes pontos se encontram nas paredes internas da tubulação, observa-se a formação de precipitados mais resistentes devido a menores temperaturas nestas regiões. A cera precipitada no centro da tubulação pode se mover para as paredes internas por diversos mecanismos e se aderir às camadas formadas nesta superfície. Estas novas camadas costumam ser mais moles e mais facilmente removíveis.

Os mecanismos de movimento das ceras precipitadas foram bem estudados por diversos autores. Um dos primeiros trabalhos publicados que descreveu os mecanismos que envolvem este transporte foi o de Burguer et al. (apud LEIROZ, 2004). Em seu trabalho, eles analisaram os efeitos das difusões molecular e Browniana, deposição gravitacional e dispersão por cisalhamento.

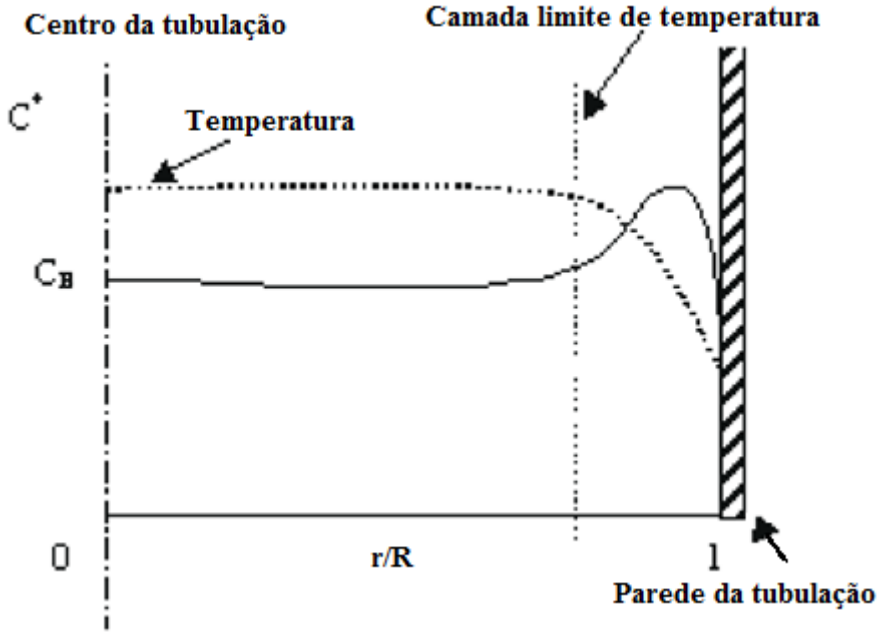
A difusão molecular ocorre quando há uma variação da concentração de uma determinada substância em determinado meio. Como a solubilidade da parafina é uma função decrescente da temperatura, o gradiente de temperatura existente no interior da tubulação induz a formação de um gradiente de concentração. A precipitação de parte das parafinas líquidas nas regiões próximas à parede fria cria um gradiente de concentração negativo em função do raio da tubulação. Assim, será induzido um fluxo de parafina líquida em direção à parede por difusão molecular.

Experimentos de deposição de parafinas em um meio estático foram realizados por Leiroz (2004). Através de uma lente de aumento, o mecanismo de formação e movimentação dos precipitados de cera foi analisado. A difusão molecular foi considerada como principal mecanismo de movimento das partículas sólidas. Assim, um modelo matemático foi desenvolvido com base apenas na difusão molecular. Os resultados obtidos mostraram que o modelo difusivo subestimou significativamente os perfis de deposição medidos nos experimentos. Esta é uma indicação que outros mecanismos de deposição, além da difusão molecular, devem estar agindo.

A difusão Browniana é caracterizada pelo movimento randômico das partículas de cera precipitada no fluido. No caso de existir um gradiente de concentração de cristais sólidos, haverá um transporte líquido destes cristais no sentido decrescente do perfil de concentração. Este processo pode ser caracterizado por um coeficiente de difusão Browniano das partículas. Importante ressaltar que a maior concentração de cristais de parafina livres se encontra no centro da tubulação. As parafinas que se localizam na parede estão aprisionadas na rede interligada de flocos, e não interferem na difusão Browniana. Alguns trabalhos disponíveis na literatura discorreram sobre este assunto, como o de Leiroz (2004). Em seu trabalho, experimentos foram realizados para observar a formação e transporte de precipitados de parafina. Não foi observada qualquer evidência de movimento de cristais na direção da parede fria por difusão browniana.

Na Figura 4 é possível observar o comportamento da concentração de parafinas sólidas (C_B) em função do raio da tubulação. Observa-se que há um pico máximo entre o centro da tubulação e a parede da tubulação. Este máximo local cria um diferencial de concentração interno que induz uma difusão molecular de parafinas sólidas deste ponto de concentração máxima para a parede e para o centro da tubulação.

Figura 4 - Perfil radial da concentração de cristais de parafina



Fonte modificada: BURGUER et al. (1981)

A dispersão por cisalhamento é um fenômeno muito contraditório entre alguns autores. Assim como a difusão Browniana, a dispersão por cisalhamento é um mecanismo de transporte lateral que depende do tamanho, densidade e concentração dos cristais. O trabalho de Leiroz (2004) concluiu que as parafinas, quando precipitam em condições estáticas, formam cristais em forma de lâminas hexagonais de pequena espessura. Contrariando o esperado, a formação de cristais acontece em uma região próxima à parede fria, mas não exatamente nesta. Então os cristais crescem e se movimentam lateralmente em direção às zonas de recirculação formadas pela geometria ondulatória das camadas de precipitado. Nestas zonas, os cristais são aprisionados formando uma estrutura rígida que, progressivamente, se adensa. Há indícios de que estas zonas de recirculação

podem ser formadas a partir do cisalhamento do fluido na superfície das camadas superiores do precipitado.

O estudo de Hampton et al. (1997) afere que o transporte lateral de partículas imersas em um escoamento cisalhante é na direção oposta à do gradiente da taxa de cisalhamento. Desta forma, as partículas seriam levadas para longe das paredes internas da tubulação, onde o cisalhamento é máximo. Isto, além de dificultar a deposição de parafinas, poderia contribuir para a remoção das camadas de precipitado. Wang et al. (2015) relatou que experimentos com elevados valores de taxa de cisalhamento diminuem a taxa de deposição de parafinas.

Uma forma de analisar o impacto da dispersão por cisalhamento na deposição de parafinas é minimizar os outros efeitos e analisar este fenômeno quase isoladamente. Com este objetivo Burguer et al. (apud LEIROZ, 2004) prepararam um experimento no qual o óleo entrava na unidade experimental em uma temperatura abaixo da TIAC, entretanto não havia troca de calor com o meio externo. Como não há gradiente de temperatura, não haverá gradiente de concentração e, consequentemente, não haverá difusão molecular. Desta forma, seria possível melhor analisar o efeito da dispersão por cisalhamento na deposição de parafinas. Como não foi observada precipitação de parafinas neste experimento, concluiu-se que a dispersão por cisalhamento não contribui significantemente para o transporte de parafinas para a parede interna da tubulação.

A deposição gravitacional se baseia no fato de que os cristais de parafina são mais densos que o óleo solvente. Assim, seria possível aferir que a deposição gravitacional fosse algo plausível. Leiroz (2004) conduziu análises em centrífugas onde a distribuição de tamanho dos cristais de parafina e as velocidades terminais de sedimentação foram determinadas. Para condições típicas de operação de oleodutos, as velocidades de deposição encontradas foram consideradas desprezíveis pelos autores.

Em seu trabalho, Burguer et al. (apud LEIROZ, 2004) estimou uma equação para determinar a taxa total de deposição de parafinas na parede interna da tubulação $\left(\frac{dm_T}{dt}\right)$ a partir das equações de difusão molecular (Lei de Fick) e de taxa de incorporação de parafinas nos depósitos (Equação 1).

$$\frac{dm_T}{dt} = \rho_w A D_m \frac{dc}{dT}\frac{dT}{dr} + k c_W \gamma A \qquad (1)$$

Onde ρ_w é a massa específica do fluido, A é a área superficial, D_m é o coeficiente de difusão molecular, c é a concentração de parafinas, T é a temperatura, r é o raio, k é uma constante, c_W é a fração de partículas sólidas na região da interface sólido-líquido e γ é a taxa de cisalhamento. Todas as unidades estão no SI. O primeiro termo se refere à difusão e o segundo se refere à taxa de incorporação de partículas sólidas ao depósito.

Duas das equações empíricas mais utilizadas para determinar a taxa de cisalhamento são as Equações 2 e 3, aplicadas para escoamento em regime laminar e turbulento, respectivamente (WANG et al., 2015).

$$\gamma_{Laminar} = \frac{8v}{d} \quad (2)$$

$$\gamma_{Turbulento} = 4{,}94\ x\ 10^{-3} Re^{0{,}75} \frac{8v}{d} \quad (3)$$

Onde v é a velocidade do fluido, Re é o número de Reynolds e d é o diâmetro interno da tubulação.

Wang et al. (2015) realizou experimentos em diferentes temperaturas de óleo e da parede da tubulação. Os autores observaram que a diferença entre estas duas temperaturas influenciava significantemente a taxa de deposição. Experimentos foram realizados em temperaturas próximas e abaixo da TIAC. Alguns dos experimentos foram realizados com temperaturas da parede fixas, apenas variando a temperatura do óleo. Eles relataram que nestes experimentos, maiores temperaturas e, consequentemente, maior diferencial de temperatura, resultaram em uma maior taxa de deposição. Visto que os experimentos realizados em menores temperaturas devem ter uma maior taxa de precipitação, a explicação para os resultados foi dada ao efeito de difusão molecular.

Há dois fatores principais que favorecem a difusão molecular nos experimentos realizados em maiores temperaturas. O primeiro está relacionado com o maior diferencial de concentração radial de parafinas. Em temperaturas maiores há uma maior diferença entre a temperatura do óleo e da parede. Consequentemente, há um maior diferencial de temperatura radial (dT/dr) e, como a solubilidade das parafinas é uma função da temperatura, haverá um maior diferencial de concentração radial (dc/dr). O segundo fator está relacionado ao coeficiente de difusão D_m, com o aumento da temperatura, reduz-se a viscosidade do meio e aumenta o coeficiente de difusão. Estes dois fatores favorecem a difusão

molecular (Equação 1) e explicam porque mesmo em temperaturas maiores e com menor taxa de precipitação, a taxa de deposição de parafinas, observada nos experimentos de Wang et al. (2015), foi maior.

Outros modelos foram desenvolvidos para determinar alguns parâmetros como taxa de deposição de cera nas paredes internas da tubulação. Huang et al. (2011) desenvolveu o *Michigan Wax Predictor* (MWP) um modelo baseado em dois dos mais utilizados modelos para determinação da taxa de deposição de cera. O primeiro modelo foi o modelo de transferência independente de calor e massa (*Independent Heat and Mass Transfer*, IHMT) que pode ser observado na Equação 4. O problema da aplicação deste modelo é a determinação do coeficiente de transferência de massa h_d, que pode ser determinado empiricamente para escoamentos turbulentos através da Equação 5. Este modelo superestima a taxa de precipitação pois não considera a redução da concentração de cera sólida após a deposição desta.

$$q_t = h_d(c_b - c_s) \tag{4}$$

$$\frac{h_d d}{D_c} = 0.027 Re^{0.8} Sc^{1/3} \tag{5}$$

Onde q_t é a taxa de deposição, c_b é a concentração de ceras no óleo, c_s é a concentração de equilíbrio, d é o diâmetro da tubulação, D_c é a difusividade molecular da cera, Re é o número de Reynolds e Sc é o número de Schimidt. O segundo modelo é o modelo de solubilidade, Equação 6, que considera que a precipitação de ceras começa instantaneamente após atingir temperaturas abaixo da TIAC e a concentração de parafinas depende somente da solubilidade das cera no óleo. O problema desta abordagem é que ela subestima a taxa de deposição. Este modelo não leva em conta a supersaturação do óleo nas vizinhanças parede da tubulação devido ao transporte de cera que migra do centro para a parede da tubulação através da turbulência do escoamento. Com a finalidade de corrigir os erros dos predecessores, Huang et al. (2011) desenvolveram o MWP (Equação 7).

$$q_t = -D_m \frac{dc}{dT} \frac{\partial T}{\partial n} \tag{6}$$

$$G = k_d A_n \rho_n (c_b - c_s) \quad (7)$$

Onde G é a taxa de crescimento do precipitado, $k_d A_n \rho_n$ são parâmetros descritos no trabalho de Huang et al. (2011).

Outro mecanismo importante na estruturação dos depósitos é o envelhecimento e endurecimento. Singh et al. (2001) e Singh et al. (1999) realizaram estudos sobre a precipitação de ceras e a influência do histórico térmico da taxa de cisalhamento dos depósitos. Eles inferiram, a partir dos resultados encontrados, que o endurecimento dos depósitos era função de uma difusão interna de parafinas. A precipitação de um gel na superfície fria da parede da tubulação causa o aprisionamento de óleo nas porosidades do gel. Algumas parafinas de cadeia longa precipitam no precipitado, tornando o óleo aprisionado mais pobre em parafinas de cadeia longa. Devido à diferença de concentração entre o óleo aprisionado nas porosidades do depósito e o óleo que está escoando, uma contra difusão é induzida, transportando parafinas de elevado peso molecular do óleo em escoamento para o óleo aprisionado. Este ciclo contínuo é o mecanismo mais aceito para explicar o envelhecimento do depósito (ESKIN et al., 2014).

Outros trabalhos reportaram que o endurecimento com o envelhecimento do precipitado também é resultado de uma seleção natural dos precipitados. Os cristais que não se firmavam adequadamente nas superfícies externas do precipitado eram arrastados pelo fluido. Enquanto os cristais que melhor se firmavam nas camadas externas do precipitado não eram arrastados pelo fluido. As parafinas de elevado número de carbono tinham uma vantagem sobre as de baixo número de carbono devido a sua melhor solubilidade (HAMPTON et al., 1997, SANTOS et al., 2004).

Quan et al. (2015) estudaram a composição dos depósitos durante o processo de envelhecimento. Eles concluíram que o diferencial de temperatura é o principal parâmetro que rege este fenômeno. A temperatura também tem influencia direta nos depósitos formados após o envelhecimento. Isto é um indicativo de que o mecanismo de migração por difusão molecular das parafinas sólidas tem papel fundamental no envelhecimento dos precipitados. O trabalho de Eskin et al. (2014) apresenta uma das modelagens mais recentes e completas para prever as características do depósito em função de seu envelhecimento.

1.6 Modelos de escoamento de petróleo

Existem diversos modelos descritos e aplicados em inúmeros trabalhos de escoamento de fluidos. Os modelos de Hagen-Poiseuille e Darcy-Weisbach são alguns dos mais conhecidos e aplicados, principalmente, a escoamento de fluidos incompressíveis e newtonianos. O óleo comum costuma apresentar comportamento newtoniano na maioria dos escoamentos. Entretanto, quando se atinge condições que favorecem a precipitação, o fluido passa a apresentar comportamento não newtoniano. A temperatura marco de transição entre estes comportamentos é chamada de A*bnormal Point* (OLIVEIRA et al., 2009). Esta temperatura costuma ser poucos graus Célsius abaixo da TIAC (WANG et al., 2015).

Um dos trabalhos mais antigos sobre escoamento de petróleo é o trabalho de Dukler et al. (1964). Em seu trabalho ele estudou e comparou os modelos de escoamento de petróleo e propôs uma metodologia alternativa para a determinação de perda de carga em fluxos bifásicos e comparou a perda de carga experimental com a estimada pelo seu modelo. O modelo proposto foi validado em dados experimentais e seu resultado foi comparado aos modelos predecessores, baseados em equações de balanço de energia e quantidade de movimento, correlações empíricas e de parâmetros adimensionais. Aplicando os parâmetros desenvolvidos em seu trabalho a dados experimentais, foi possível concluir que esta metodologia obteve resultados mais próximos à realidade do que os modelos predecessores.

Pouco depois, Eaton et al. (1967) estudaram a perda de carga de fluxos bifásicos de petróleo. Entretanto, seu trabalho abordava apenas escoamentos horizontais. Tanto os escoamentos horizontais e verticais haviam sido bem descritos até meados da década de 70. Entretanto, havia poucos estudos com foco específico para escoamentos inclinados. A metodologia aplicada para escoamentos bifásicos, horizontal e vertical, não eram capazes de explicar o comportamento da perda de carga em tubulações inclinadas. Um dos primeiros estudos voltados para o desenvolvimento e aplicação de perda de carga para escoamento bifásico de petróleo em tubulações com qualquer inclinação foi o trabalho de Begg e Brill (1973) que, posteriormente, foi melhorado e aplicado por Mukherjee e Brill (1985).

O regime de escoamento é um dos fatores que mais interferem na dinâmica do escoamento. Diversos trabalhos relatam diferenças significativas no escoamento e deposição de parafinas em relação ao regime de escoamento (RIBEIRO et al., 1997;

SINGH e FOGLER, 1999; HAMPTON et al., 1997; WANG et al., 2015). A maioria dos modelos empíricos foi desenvolvida separadamente para regime turbulento e laminar. Especificamente se tratando de modelos empíricos para escoamento de óleo parafínico, o trabalho de Ribeiro et al (2997) se destaca. Em seu trabalhos, os autores publicaram um dos trabalhos mais completos até a época sobre a perda de carga em escoamentos com precipitação de parafinas e cujos princípios são utilizados em trabalhos recentes (WANG et al., 2015).

Em seu trabalho, Ribeiro et al. (1997) desenvolveram um modelo para prever a espessura do depósito em função do comprimento da tubulação, perda de carga e vazão em função do tempo. O modelo desenvolvido tomou como base a equação de momento e o balanço de energia. Alguns parâmetros como viscosidade e rugosidade foram estimados a partir de equações empíricas.

A partir da equação de momento e de algumas considerações feita pelos autores, a Equação 8 foi obtida.

$$\frac{dP}{dx} = -f\,\frac{\rho_w\,Q^2}{4\pi^2(R-\delta)^5} \tag{8}$$

Onde ρ é a massa específica do fluido, Q é a vazão, f é o fator de fricção, R é o raio interno da tubulação e δ é a espessura do depósito formado (todas as unidades estão no SI).

Para escoamentos em regime laminar (Re < 2300), o fator de fricção pode ser determinado através da Equação 9. Para escoamentos em regime de transição ou turbulento ($Re \geq$ 2300), o fator de fricção pode ser estimado através do diagrama de Moody ou da correlação de Colebrook (Equação 10).

$$f = \frac{64}{Re} \tag{9}$$

$$f^{-1/2} = -2\log_{10}\left(\frac{e}{7{,}4R} + \frac{2{,}51}{Re\,f^{0{,}5}}\right) \tag{10}$$

Onde e é a rugosidade da parede interna da tubulação. O balanço de energia foi efetuado por Ribeiro et al. (1997) e a equação final foi convertida para ficar adimensional. Os parâmetros adimensionais encontrados foram Nu (número de Nusselt) e Pe (número de Péclet), a forma final da equação de balanço de energia pode ser encontrada e melhor detalhada no trabalho de Ribeiro et al. (1997). A

espessura da camada foi estimada através da difusão molecular das partículas precipitadas no fluido para a parede interna devido ao diferencial de temperatura.

Ribeiro et al. (1997) determinaram que seu modelo apresentava elevada sensibilidade ao número de Péclet. Para pequenos valores de Pe, o modelo estima uma deposição abrupta de cera em comprimentos curtos de tubulação. Este depósito não se consolidava fortemente e poderia ser facilmente arrastado pelo fluido. Para elevados valores de Pe, o modelo estimava uma deposição contínua de cera que aumentava gradativamente a perda de carga do escoamento e formada depósitos mais difíceis de serem arrastados.

A aplicação deste modelo requer alguns parâmetros de difícil obtenção (constante de proporcionalidade entre a difusividade e viscosidade do fluido, porosidade da cera e coeficiente de solubilidade). Assim, os autores estimaram um parâmetro de ajuste para substituir os parâmetros evitar a estimativa destes parâmetros. O resultado do modelo foi comparado com experimentos de escoamento três óleos, porém os resultados do modelo não conseguiram prever o comportamento da espessura do depósito e da vazão. Contudo, os resultados para a perda de carga estimada pelo modelo foram pouco distantes dos resultados experimentais. Estes resultados serão relatados na seção 4 para servir de comparação com os resultados do modelo desenvolvidos no presente trabalho.

Este trabalho tem grandes problemas em função da desconsideração do efeito de arraste e à estimativa da espessura de depósito. Trabalhos mais recentes mostraram outras metodologias mais precisas na determinação da espessura de depósito (HUANG et al., 2011), porém a correlação entre a espessura e variáveis diretas de escoamento como perda de carga e perda de vazão não foram observadas em trabalhos recentes com precisão e objetividade.

1.7 Alternativas utilizadas no combate e controle da precipitação de ceras

Algumas técnicas já foram estudadas e aplicadas com sucesso no combate ao problema de precipitação de ceras em escoamentos de petróleo. Algumas delas já foram discutidas, como a utilização de isolantes térmicos e aquecimento da linha para evitar ou reduzir a precipitação de parafinas. Nesta seção, serão abordadas, brevemente, outras alternativas que podem ser utilizadas para combater e controlar a precipitação de parafinas nos equipamentos de produção.

Uma das opções mais aplicadas industrialmente para remover ceras precipitadas nas linhas de escoamento é a remoção mecânica por *pigs.* Apesar de ser um dos métodos mais eficientes na remoção de depósitos sólidos na produção de petróleo, a determinação dos intervalos da utilização de pigs precisa ser determinada com exatidão. A utilização dos *pigs* provoca um desgaste prematuro da tubulação, caso demore muito para passar o *pig*, a camada de cera pode estar tão grande e rígida, que pode provocar a prisão do *pig* (ESKIN et al., 2014).

Souza (2005) estudou a remoção de parafina em tubulações através da passagem de *pigs*. Em seu estudo, ele investigou as forças envolvidas no processo e aplicação dos tipos mais comuns de *pigs* em uma unidade laboratorial. Analisou os efeitos da formação de *plugs* e da prisão de *pigs* em determinadas condições de fluxo e camadas de parafina.

Outra alternativa para o combate da precipitação de parafinas é a utilização de aditivos para alterar as condições de equilíbrio da mistura de hidrocarbonetos. Em contrapartida, esta solução está vinculada ao consumo de alguns produtos, implicando na elevação de custos operacionais (PAUSCHE, 2002).

Pereira (2009) estudou o efeito do revestimento interno no escoamento de fluidos viscoplásticos, como o petróleo. Ele concluiu que o revestimento não evita a precipitação de ceras, entretanto auxilia o deslizamento dos depósitos iniciais. Entretanto, o maior ganho com o revestimento de tubulações está na redução da perda de carga do sistema. Isto, além de reduzir custos operacionais, pode possibilitar a aplicação de maiores vazões nas tubulações e, consequentemente, aumentar a velocidade do fluido, taxa de cisalhamento e a remoção de ceras por arraste. Pimentel (2012) deu continuidade a este estudo, porém com o foco específico no efeito do revestimento na precipitação de parafinas. Ele concluiu que o uso de revestimentos internos surge como alternativa para evitar, ou minimizar, a formação de depósitos de parafina nas paredes internas das tubulações. A rugosidade tem forte influência sobre a espessura de depósito. O menor valor de rugosidade produziu diminuição significativa da deposição.

Observou-se ainda que a magnitude da redução de espessura de depósito causada pela presença do revestimento varia de acordo com a vazão, sendo mais pronunciada em fluxo laminar do que em fluxo turbulento nos revestimentos plásticos, para as condições utilizadas no experimento. Para o revestimento de

carbono amorfo a variação de espessura de depósito foi percebida com mais intensidade no escoamento turbulento (PIMENTEL, 2012).

1.8 Arraste do precipitado pelo próprio fluido

O fenômeno de arraste pela tensão cisalhante imposta pelo próprio fluido de escoamento terá um papel importante no desenvolvimento do modelo proposto neste trabalho. Assim, foi separada uma seção para melhor explicar este fenômeno com base no que já foi estudado anteriormente.

Segundo Santos et al. (2004), o fluido em movimento pode proporcionar um arraste das partículas precipitadas na parede interna da tubulação. Nos primeiros estágios da gelificação do petróleo, o precipitado forma um composto maleável e de fácil arraste. Sendo assim, a vazão do escoamento tem um papel importante neste fenômeno através do tempo de residência do fluido na tubulação e do arraste da parafina precipitada. Uma menor vazão implica no aumento do tempo de residência do petróleo nos dutos favorecendo a troca de calor com o meio e consequentemente redução na temperatura. Visto que a seção transversal da tubulação é constante, uma maior vazão implica em uma maior velocidade do fluido e, consequentemente, uma maior força cisalhante.

Alguns autores observaram um menor volume de cera precipitada em escoamentos turbulentos. Isto indica que o arraste destas partículas é influenciado pelas tensões cisalhantes.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Procedimento experimental

Os dados experimentais utilizados neste trabalho foram obtidos por Tarantino (2013). Ele utilizou uma unidade experimental adaptada para realizar um escoamento em *loop* com controle de vazão (Q) e temperatura (T). Os óleos utilizados nos experimentos foram preparados em diferentes teores de água (estimado através do *Basic Sediment and Water*, BSW). Estas três variáveis foram combinadas, de tal forma que diferentes condições de escoamento foram exploradas, conforme pode ser visto na Tabela 1.

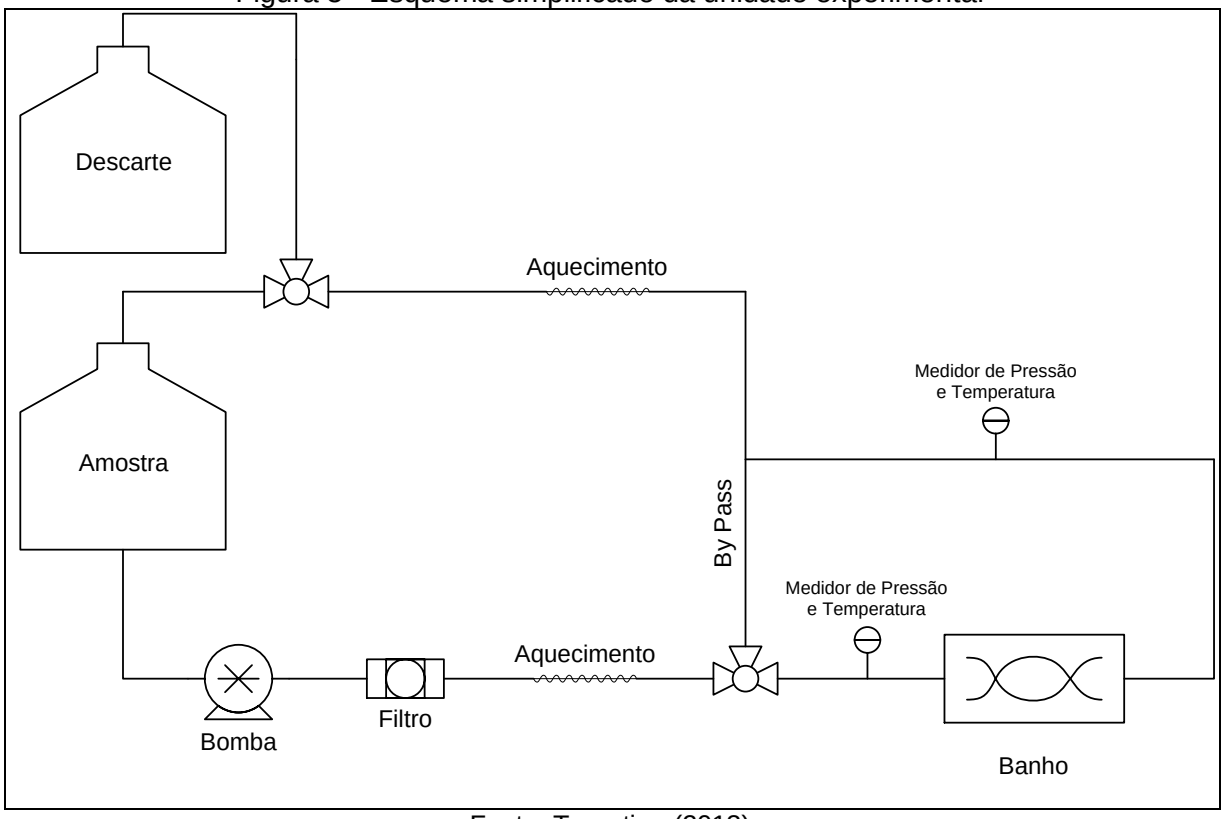
Tabela 1 - Variáveis de Processo

Experimento	EXP1	EXP2	EXP3	EXP4	EXP5	EXP6	EXP7	EXP8
Teor de água (% BSW)	5	5	5	5	35	35	35	35
Vazão (mL/min)	150	150	200	200	150	150	200	200
Temperatura do banho (°C)	20	25	20	25	20	25	20	25

Fonte: Tarantino (2013)

A unidade experimental utilizada nos ensaios foi o *WAX LOOP* 208 da PSL Systemtechnik com banho criostático modelo P2-C50 e um *software* de controle, aquisição e análise de dados *WL_Control*. A variação de pressão do óleo é obtida a partir de medição diferencial que é continuamente registrada em um diagrama de tempo de ensaio. Um esquema da unidade experimental pode ser observado na Figura 5.

Figura 5 - Esquema simplificado da unidade experimental



Fonte: Tarantino (2013)

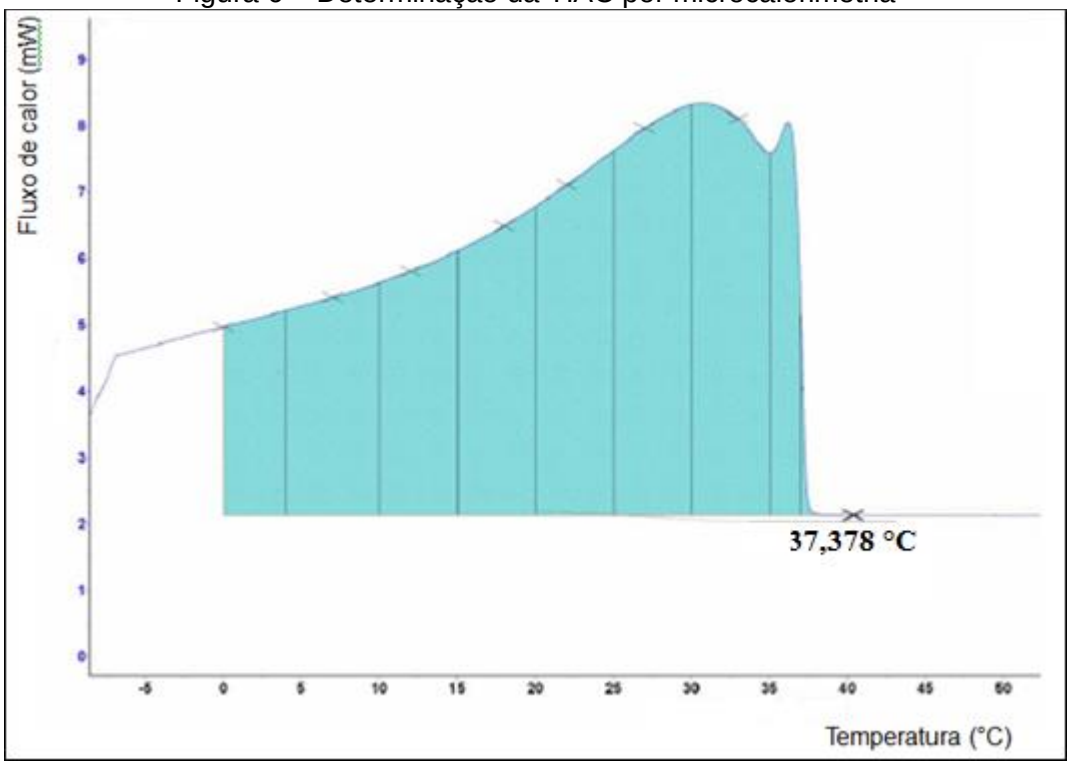
Os experimentos consistem no escoamento de um fluido por um banho térmico a uma temperatura constante. O fluido entra a uma temperatura constante de 55°C e passa pela tubulação imersa em um banho térmico. O óleo que passa pela tubulação é despejado em um tanque de armazenamento e reaquecido até a temperatura de 55°C antes de passar novamente pelo banho térmico. Com o decorrer do experimento, parte dos componentes do petróleo vão se precipitando na tubulação, causando uma modificação na composição do óleo. Esta variação na composição pode ser minimizada através da utilização de uma quantidade elevada de óleo no tanque de armazenamento.

A temperatura é uma das variáveis de maior influência no fenômeno de precipitação. Esta variável foi mensurada no banho térmico, na entrada e na saída da unidade experimental. O petróleo entra na tubulação a uma temperatura de 55°C, passa pelo banho térmico no qual reduz sua temperatura. Após esta troca térmica, o petróleo retorna ao tanque de armazenamento, é reaquecido e volta ao início da tubulação, reiniciando o ciclo. O controle da temperatura do banho é automático enquanto o controle da temperatura de entrada é feito manualmente.

O controle manual atrelado ao longo tempo de resposta da temperatura resultou em elevados erros operacionais que poderão ser observados na seção 4, através das oscilações da temperatura de entrada dos experimentos. Com o objetivo de reduzir os erros oriundos das oscilações da temperatura de entrada, foi efetuada uma linearização dos dados através do método dos mínimos quadrados. As temperaturas linearizadas foram aplicadas no modelo desenvolvido neste trabalho.

A TIAC e a viscosidade foram dados necessários para o desenvolvimento do modelo. Estes dados não são estimados na unidade experimental e precisaram ser estimados experimentalmente através de outros experimentos. A TIAC foi obtida através de microcalorimetria como observado na Figura 7. Já a curva da viscosidade foi estimada através de uma queda de temperatura com medições constantes de um viscosímetro *Brookfield* (Figura 8). O comportamento da viscosidade foi analisado ao longo de uma rampa linear de resfriamento de 80 °C a 15 °C a uma taxa de 0,5 °C/min e sob uma taxa de cisalhamento de 100 s^{-1} (PE-4CC-00512-D).

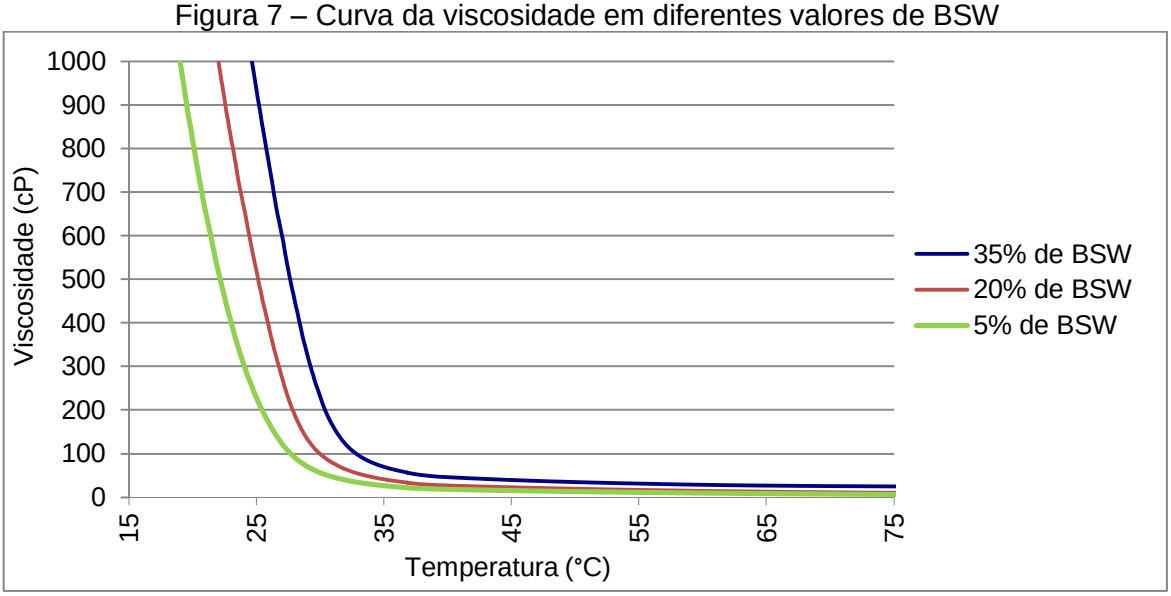
Figura 6 – Determinação da TIAC por microcalorimetria



Fonte modificada: Tarantino (2013)

Como pode ser observada, a TIAC é determinada através de um único pico exotérmico que se inicia aproximadamente à temperatura de 37,4°C (TARANTINO, 2013).

Figura 7 – Curva da viscosidade em diferentes valores de BSW



Fonte: Tarantino (2013)

Como pode ser observado, o comportamento da viscosidade das emulsões formadas estão de acordo com a literatura que diz que quanto maior a fração de água da emulsão, maior será a viscosidade do fluido (OLIVEIRA et al., 2009).

Os teores de saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos foram determinados experimentalmente através da análise do teor de Saturados, Aromáticos, Resinas e Asfaltenos (SARA). Para esta análise foram selecionadas uma amostra do óleo parafínico e outra do óleo não parafínico, como pode ser observado na Tabela 2.

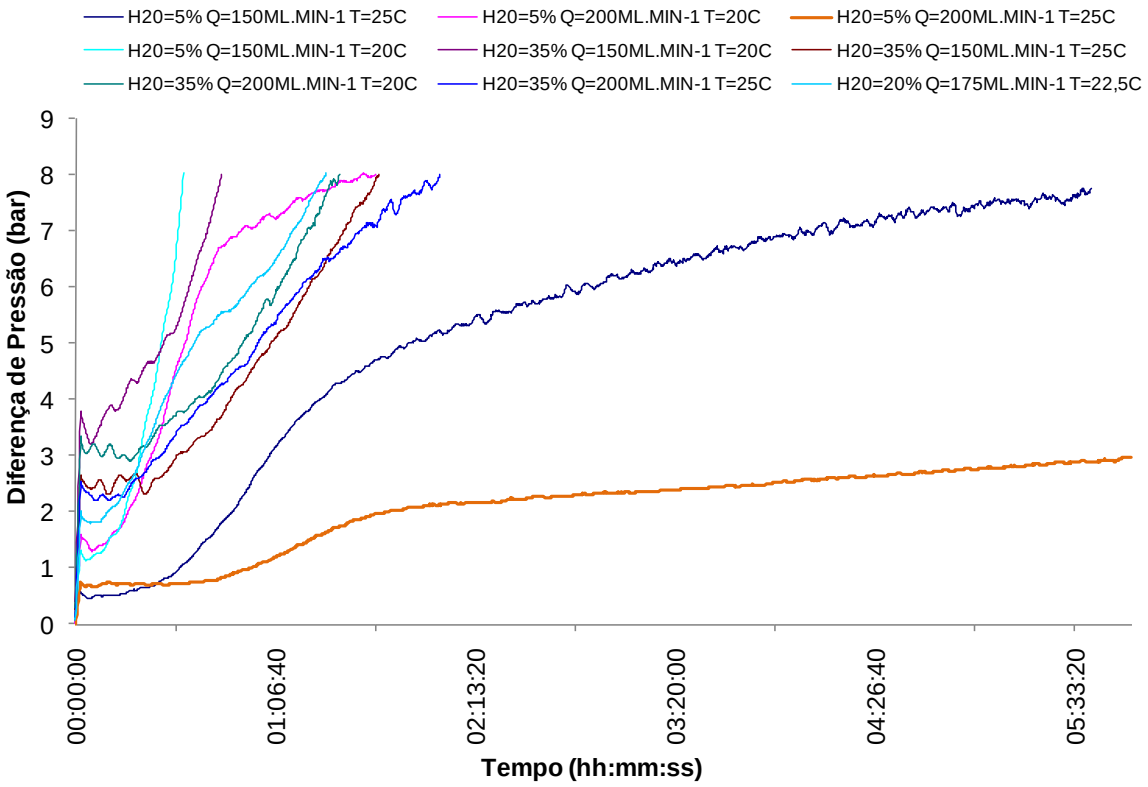
Tabela 2 - Teor SARA dos petróleos

	Parafínico %	Não parafínico %
Saturados	68,7	45,6
Aromáticos	15,0	27,0
Resinas	15,2	24,6
Asfaltenos	1,1	2,9

Fonte: (TARANTINO, 2013).

O resultado experimental da diferença de pressão em relação ao tempo, obtido por Tarantino (2013), pode ser observado na Figura 9 e serve de base para o desenvolvimento do modelo proposto para o escoamento do petróleo parafínico.

Figura 8 – Resultado experimental da perda de carga de Tarantino (2013)



Fonte: Tarantino (2013)

Os resultados de sete, dos nove experimentos foram interrompidos por motivo de segurança da planta. A unidade experimental possui um limite de segurança de diferencial de pressão de 9 bar. Quando o diferencial atingia o valor de 8 bar, o experimento era interrompido. Observe-se também o significante impacto da temperatura: nenhum dos experimentos, com a menor temperatura do banho (20°C), durou mais de duas horas. Nestes experimentos, a temperatura mais baixa provocou uma maior precipitação de parafinas e, consequentemente, uma maior perda de carga. As análises qualitativas sobre estes resultados foram efetuadas por Tarantino (2013). Entretanto, não foi realizada análise sobre o comportamento da perda de carga experimental e a influência dos parâmetros que regem o fenômeno de precipitação de parafinas.

2.2 Descrição do modelo

Um dos modelos utilizados na predição da perda de carga é a Equação de Hagen-Poiseuille (Equação 11). Também conhecida como a lei de Poiseuille, este

modelo foi desenvolvido através de um balanço de quantidade de movimento em escoamentos laminares e incompressíveis, através de tubos de seção transversal circular constante. Este modelo fornece bons resultados principalmente para escoamentos com pouco atrito e acidentes na tubulação.

$$\Delta P = \frac{C\mu QL}{\pi d^4} \tag{11}$$

Onde Q é a vazão do fluido, d é o diâmetro do tubo, ΔP é a variação de pressão, μ é a viscosidade dinâmica, L é o comprimento da tubulação e C é uma constante. Quando as variáveis são aplicadas no Sistema Internacional de Unidades (SI), o seu valor é igual a 128.

Apesar de ser capaz de representar a perda de pressão da maioria dos escoamentos laminares, a equação de Hagen-Poiseuille não pode ser aplicada ao escoamento de todos os tipos de petróleo. Alguns tipos de petróleo possuem características que a lei de Poiseuille não é capaz de prever como, por exemplo, as precipitações de parafinas. A concentração de parafinas de cadeias longas pode ocasionar precipitação de sólidos em baixas temperaturas. Este fenômeno torna o fluido muito viscoso e resulta em um grande impacto na perda de carga do escoamento.

No presente trabalho será desenvolvido um novo modelo capaz de prever o impacto da precipitação de parafinas. Este modelo foi desenvolvido através de alterações na Equação de Hagen-Poiseuille com a implantação de um novo termo chamado de $f(T)$. Para facilitar a explicação do modelo, as implantações foram divididas em quatro etapas baseado no efeito isolante térmico, taxa de nucleação, implantação de dois períodos e no efeito de arraste. Após a implantação de modificações referentes a cada etapa, o modelo foi aplicada aos dados experimentais para explicar a natureza e necessidade das alterações do modelo. A lógica do desenvolvimento e a aplicação destas etapas serão explicados no capítulo 4.

3. DESENVOLVIMENTO DO MODELO

3.1 Equação base

O desenvolvimento do modelo matemático que represente a perda de carga no escoamento do petróleo parafínico tem como base a equação de Hagen-Poiseuille, acrescida de um termo representativo do fenômeno da precipitação. Entretanto, foi necessário, inicialmente, determinar uma equação capaz de prever a perda de carga em escoamento de petróleo não parafínicos, ou seja, sem considerar o impacto da precipitação de parafinas. Sabendo como o petróleo se comporta sem a precipitação de parafinas, fica mais fácil isolar o impacto deste fenômeno nos experimentos.

Tarantino (2013) realizou os experimentos com óleos não parafínicos, em condições semelhantes às aplicadas aos óleos parafínicos (Tabela 1). A equação de Hagen-Poiseuille foi aplicada aos dados destes experimentos e os resultados podem ser observados no Apêndice A. Os resultados observados foram comportamentos aproximadamente constantes da perda de carga em todos os experimentos. Estes resultados estão de acordo com a literatura estudada, visto que os óleos utilizados nos experimentos são não parafínicos e, consequentemente, não haverá aumento na perda de carga significativa por precipitação de parafinas. Outro fator que influenciou o comportamento constante da perda de carga foi a temperatura dos banhos ser maior do que a TIAC do óleo. Segundo Tarantino (2013), as temperaturas do banho variam de 20°C a 25°C, enquanto a TIAC do óleo utilizado é aproximadamente 15°C, segundo as análises de microscopia ótica de luz polarizada. A análise efetuada através de microcalorimetria resultou em dois eventos de cristalização, sendo o menor a 43,2°C e o maior a 17,6°C.

É possível observar que, em todos os experimentos, a equação de Hagen-Poiseuille superestimou a perda de carga experimental. Entretanto, esta superestimativa foi tendenciosa quanto ao parâmetro BSW. A diferença entre a perda de carga experimental e a estimada pela equação de Hagen-Poiseuille foi maior para os experimentos realizados com menores BSW. A fim de corrigir esta diferença, foi efetuado um ajuste da constante C da equação de Hagen Poiseuille (Equação 11) para adequar o modelo aos dados experimentais. As constantes e os resultados destes ajustes podem ser observados no Apêndice A. Estas equações

com as constantes ajustadas foram utilizadas como equações base para o desenvolvimento do modelo proposto pelo presente trabalho.

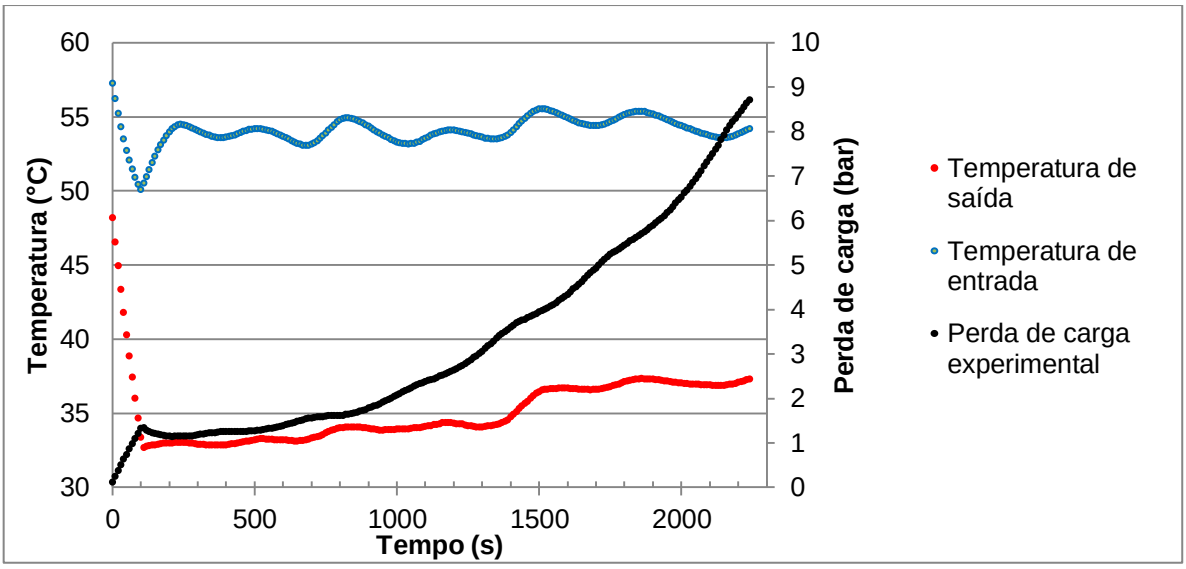
3.2 Modelo simples

Com a equação base determinada, é possível começar o desenvolvimento do modelo. Para uma melhor explicação dos passos a serem seguidos nesta etapa, o desenvolvimento do modelo foi baseado nos dados do experimento EXP1, cujas condições operacionais encontram-se na Tabela 1.

O modelo desenvolvido para o escoamento de um petróleo não parafínico foi alterado, acrescentando ao modelo base um termo referente ao isolamento térmico do tubo causado pela precipitação de parafinas. A hipótese de isolamento térmico foi criada a partir dos resultados obtidos com a leitura das temperaturas de entrada e saída do escoamento do petróleo em um ambiente externo a temperaturas abaixo da TIAC.

Como pode ser observado na Figura 10, a temperatura de saída do fluido cresce com o decorrer do experimento, enquanto a temperatura de entrada mantem-se aproximadamente constante. Isto é um indício do aumento do efeito isolante térmico que a parafina causa ao precipitar nas paredes internas da tubulação (SANTOS et al., 2004). Também é possível observar que há um comportamento anômalo nos primeiros 110 segundos. Isto se deve ao período de estabilização da unidade.

Figura 9 - Temperatura de entrada e de saída do EXP1



Fonte: Autor

Quanto maior o número de carbonos de um composto do petróleo, maior é seu calor específico e, consequentemente, menor sua condutividade térmica. Como as parafinas de cadeia longa são um dos compostos do petróleo que primeiro depositam, pode-se afirmar que o precipitado é composto por um dos piores condutores térmicos presentes no petróleo. Esta camada isolante reduz a perda de calor do fluido para o ambiente, o que resulta em um aumento na temperatura do fluido. Outra consequência da formação desta camada de precipitado é o aumento da perda de carga devido, dentre outros fatores, à redução do diâmetro efetivo da tubulação e ao aumento da rugosidade das paredes do sistema (SANTOS et al., 2004), como pode ser observado na Figura 11.

Figura 10 – Cera quase bloqueando a tubulação

Fonte: Handal (2008)

Segundo Shagapov et al. (2004), quando se trata de um campo de petróleo, a parafina que deposita na superfície interna da parede do poço não implica em uma redução da perda de calor. A redução da área transversal da tubulação junto ao aumento da rugosidade da tubulação, ocasionada pela deposição de parafinas, reduz a vazão do fluido. Isto implica em um maior tempo de residência do fluido e, consequentemente, uma maior troca de calor por volume de fluido escoado.

A troca de calor entre o fluido e as vizinhanças depende do equilíbrio entre o efeito do isolamento térmico da parafina e do aumento do tempo de permanência do fluido. Segundo Shagapov et al. (2004), o efeito da precipitação de parafinas costuma ocasionar uma maior perda de calor do fluido de produção. Portanto, o efeito isolante térmico da camada de parafina não é suficiente para balancear a perda de calor ocasionada pelo maior tempo de troca térmica do fluido. Isto contradiz, a princípio, os resultados observados na Figura 10, na qual se observa um aumento na perda de carga e na temperatura de saída do óleo.

Esta contradição pode ser explicada com o controle de pressão da unidade experimental existente. O controle de pressão da unidade faz com que a vazão seja mantida constante, mesmo com o aumento da perda de carga ocasionada pela redução da seção transversal do tubo causada pela precipitação de parafinas. Desta forma, o fluido não aumenta seu tempo de residência, o que não resulta em um aumento na troca térmica Porém, apenas o efeito do isolamento térmico aumenta a temperatura do fluido.

O termo $f(T)$ foi desenvolvido a partir do aumento da temperatura do fluido resultante da formação de uma camada isolante de parafina na superfície interna da tubulação. Inicialmente este termo foi definido como a diferença entre a temperatura de saída do fluido em um determinado instante ($Tsaída_i$) e a menor temperatura de saída observada em todo o experimento ($Tsaída_{min}$), como pode ser observado na Equação 12. A temperatura mínima de saída sempre pôde ser observada no início dos experimentos quando ainda não havia se formado uma camada isolante de parafinas. Observe que esta é uma abordagem diferente das relatadas na literatura. A ideia analisada no presente trabalho é de determinar o impacto da precipitação de parafinas indiretamente através do efeito isolante que esta causa no fluido. A maioria dos trabalhos anteriores utiliza o efeito de difusão molecular e aprisionamento dos cristais para determinar a taxa de precipitação nas camadas do depósito formado.

$$f(T)_i = Tsaída_i - Tsaída_{\min} \tag{12}$$

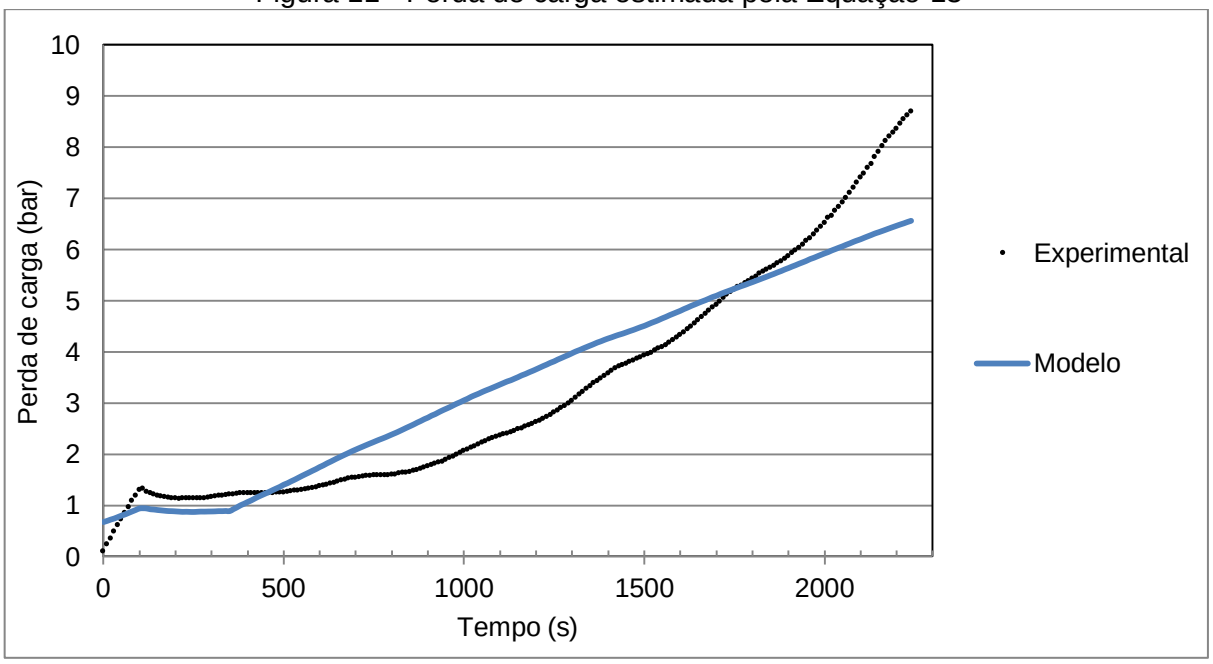
Onde i é o instante de tempo. O termo $f(T)_i$ pode ser agregado à equação base através de diferentes formas, a fim de se obter um modelo representativo do fenômeno físico estudado. A primeira hipótese foi considerar que a influência era através da soma das parcelas. Neste caso, foi adicionada a constante A que

multiplica o termo $f(T)$ para ajustá-lo às dimensões e magnitude da perda de carga, como pode ser observado na Equação 13.

$$\Delta P = \frac{C\mu QL}{D^4} + Af(T) \tag{13}$$

Após os primeiros testes do modelo, os resultados indicavam que havia muitas oscilações devido às variações na temperatura de entrada (Figura 10). Estas oscilações ocorreram devido a erros operacionais existentes no controle manual da temperatura. Com a finalidade de reduzir esta fonte de erro, foi realizada a linearização dos dados. Esta linearização foi efetuada de duas formas: Para a temperatura de saída, foi realizada através de regressão de parâmetros pelo método dos mínimos quadrados. Já para os dados de entrada, foi realizada uma média aritmética. Após a linearização, a Equação 13 foi aplicada aos dados do experimento EXP1, o resultado pode ser observado na Figura 12. O ajuste da constante A foi feito com o auxílio da ferramenta Solver do Microsoft Excel. Além desta informação, os primeiros minutos de todos os experimentos foram desconsiderados devido às oscilações relativas à partida (transiente) do equipamento.

Figura 11 - Perda de carga estimada pela Equação 13



Fonte: Autor

Este modelo foi aplicado após 6 minutos do início do experimento. Isto foi efetuado com a finalidade de evitar as oscilações de temperatura e pressão ocasionada pela estabilização do escoamento. Os primeiros minutos do modelo, observados na Figura 12, foram estimados através da equação base para o experimento EXP1, cuja constante C (Equação 11) foi “26,4”, como pode ser observada no Apêndice A. Nesta figura também pode ser observada a aplicação da equação de Hagen-Poiseuille original, sem o ajuste da constante C. É possível observar uma diferença entre a perda de carga experimental e a estimada pela Lei de Poiseuille. Com o decorrer do experimento, a diferença entre os modelos aumenta, considerando que a equação de Hagen-Poiseuille não consegue prever o impacto da precipitação de parafinas na perda de carga do escoamento.

A Figura 12 indica que a perda de carga experimental teve um crescimento aparentemente exponencial, enquanto o comportamento do modelo (Equação 13) teve um crescimento linear. Assim, foi necessário realizar algumas alterações no termo $f(T)$ e na forma como este é aplicado na correção da equação de Hagen-Poiseuille.

3.3 Taxa de formação de cristalitos

O modelo da perda de carga foi modificado mais uma vez, agora com a consideração de que o impacto da precipitação de parafinas na perda de carga fosse proporcional à quantidade de parafina precipitada.

A cristalização pode ser dividida em três etapas: a supersaturação, formação dos núcleos cristalinos e, por fim, o crescimento destes, formando aglomerados. Com o núcleo já formado, ocorre a incorporação de novas moléculas de parafina nos sítios de crescimento (BOTT, 1997).

A equação de Burger et al. (1988) (Equação 1) é uma das mais utilizadas na literatura para estimar a taxa de deposição de parafinas nas paredes internas da tubulação. Entretanto, devido à dificuldade em determinar os parâmetros c_W, γ, $\frac{dc}{dT}$, e $\frac{dT}{dr}$, desta equação, ela não foi utilizada no presente trabalho. Nos períodos iniciais, considerou-se que a taxa de formação de parafinas fosse determinada principalmente pela etapa da formação de núcleos cristalinos. A equações utilizada,

para determinar a taxa de formação destes núcleos cristalinos (I), pelo presente trabalho, foi a Equação 14.

$$I = \beta N exp(-\Delta G^{*}/k_B T) \quad (14)$$

ΔG^{*} é a energia livre crítica correspondente ao do raio crítico; N é o número de potenciais sítios de nucleação, k_B e β são constantes.

A partir da taxa de formação de núcleos cristalinos, foi desenvolvido um novo modelo para a determinação do impacto da precipitação de parafinas na perda de carga. Primeiro considerou-se que o termo $f(T)$ deveria possuir um comportamento similar à taxa de formação de núcleos cristalinos, visto que esta taxa tem grande influência na quantidade de parafina presente na tubulação e, consequentemente, na perda de carga do sistema.

Outra alteração feita no modelo considerou que o acúmulo de parafinas está relacionado ao histórico de precipitação. Singh e Fogler (1999) já haviam relatado, inclusive, que o histórico térmico tem um papel importante nas características do precipitado. A cada instante, há uma contínua precipitação de parafinas na parede interna da tubulação. Portanto, a quantidade de parafinas em um determinado tempo t_i deve ser função do somatório de toda parafina precipitada, desde o início do escoamento até o instante t_i. Com base nesta hipótese, as Equações 15 e 16 foram elaboradas.

$$\Delta P_i = \frac{C\mu_i Q_i L}{D^4} + B\sum_{t=0}^{t_i} \exp[Af(T)_i] \quad (15)$$

As constantes A e B foram introduzidas para ajustar o modelo aos dados experimentais. O termo $f(T)$ também foi modificado para que ele representasse melhor o comportamento da taxa de formação de cristalinos (Equação 14).

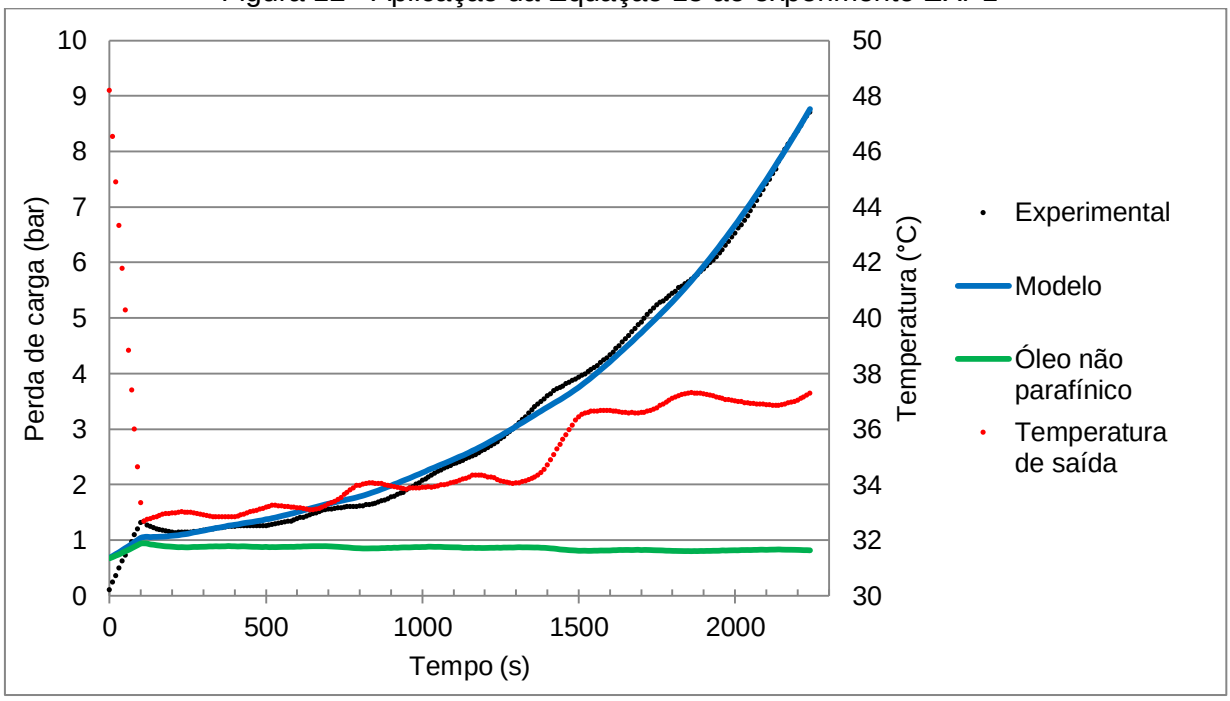
$$f(T)_i = (1/Tsaída_{min} - 1/Tsaída_i) \quad (16)$$

Através da estimativa dos parâmetros A e B da Equação 15, foi possível obter um ajuste com coeficiente de determinação (R^2) de 0,996 para o experimento EXP1.

Este resultado, junto ao observado através da Figura 13, demonstra que o modelo conseguiu representar bem os dados experimentais.

A Figura 13 também descreve o comportamento da perda de carga de um óleo com baixas concentrações de parafina escoando em condições similares de BSW, temperatura de entrada, temperatura do banho e vazão. Assim, foi possível observar a diferença no comportamento da perda de carga de um óleo parafínico e outro não parafínico.

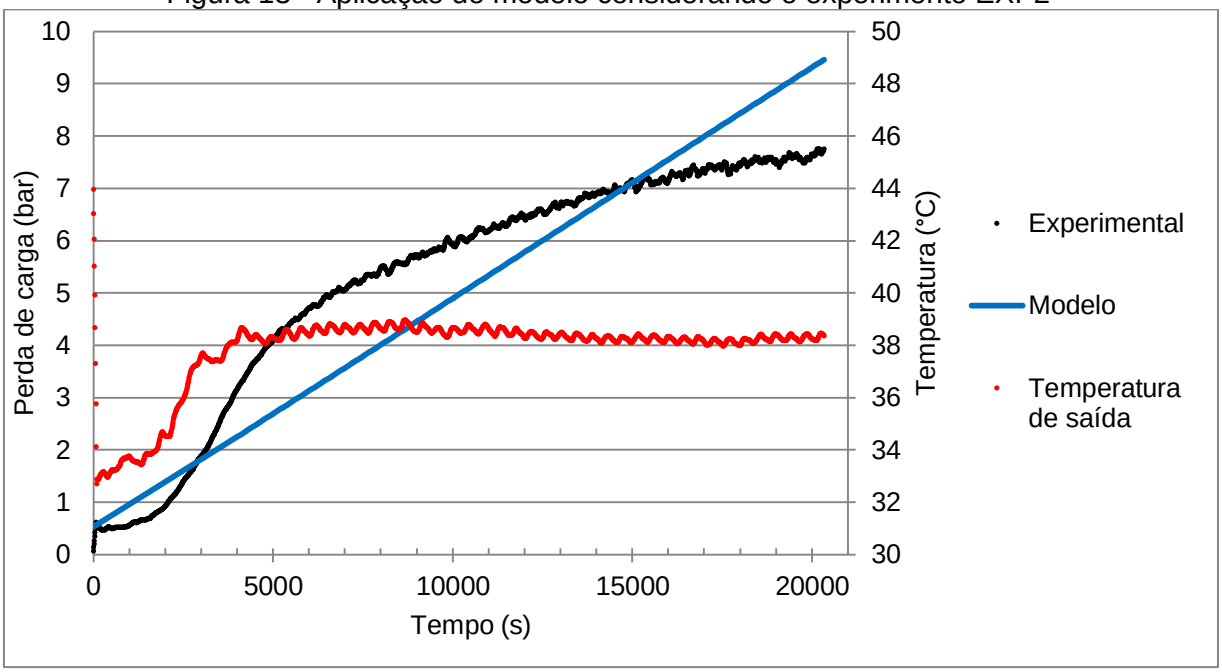
Figura 12 - Aplicação da Equação 15 ao experimento EXP1



Fonte: Autor

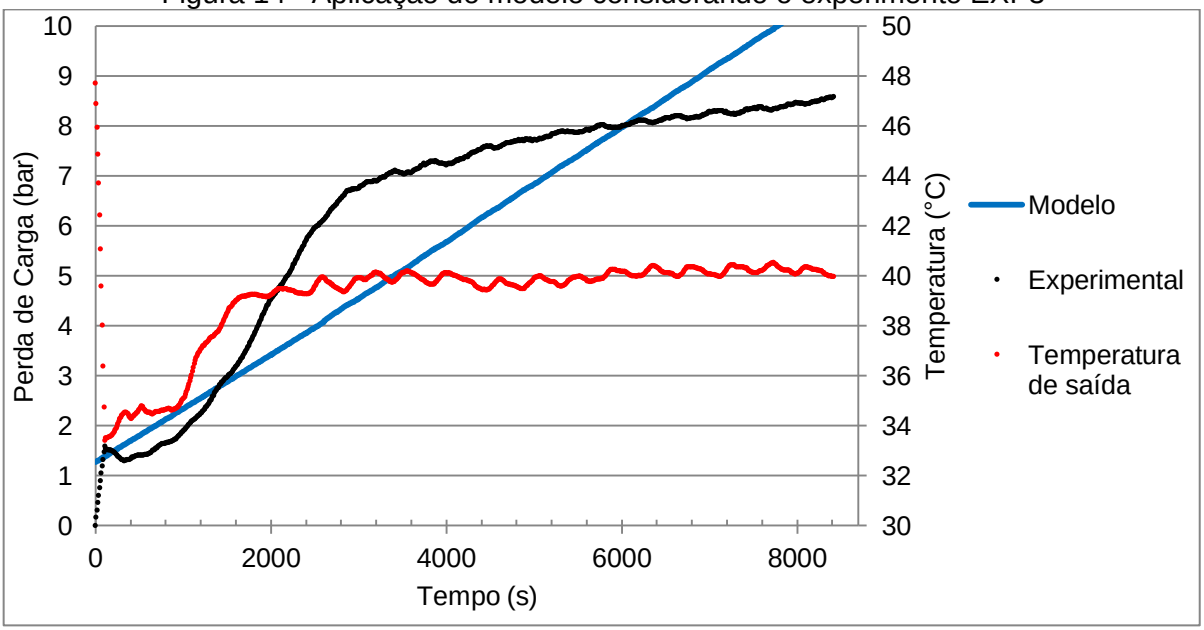
Com os resultados promissores obtidos pela aplicação da Equação 15, aos dados do experimento EXP1 (Figura 13), este modelo foi aplicado em outros dois experimentos, o EXP2 e o EXP3. Os parâmetros A e B da Equação 15 foram ajustados aos novos dados experimentais, porém não foi possível obter um ajuste com a mesma qualidade do efetuado com os dados do experimento EXP1. Através das Figuras 14 e 15, é possível observar os resultados dos ajustes que resultaram em coeficientes de determinação de 0,823 e 0,764 para os experimentos EXP2 e EXP3, respectivamente.

Figura 13 - Aplicação do modelo considerando o experimento EXP2



Fonte: Autor

Figura 14 - Aplicação do modelo considerando o experimento EXP3



Fonte: Autor

Analisando as Figuras 14 e 15 é possível verificar que nos experimentos EXP2 e EXP3, a perda de carga experimental tem um crescimento aparentemente exponencial nos instantes iniciais, seguidos por um segundo período de crescimento aparentemente linear, com uma leve inclinação negativa em períodos mais longos. Tinsley e Prud'homme (2010) realizaram experimentos para medir a espessura do

depósito de cera formada com o tempo. Eles observaram que o crescimento da espessura dos depósitos era rápido, nos instantes iniciais, porém se tornava devagar eventualmente. Eles deduziram que o crescimento rápido nos períodos iniciais era devido à precipitação de gel com uma grande quantidade de líquido aprisionado. Enquanto os depósitos formados em períodos maiores eram caracterizados pelo processo de envelhecimento e endurecimento, no qual a cera precipitada difunde do meio líquido para os depósitos gelatinosos previamente formados.

Um comportamento semelhante foi observado nos experimentos EXP2 e EXP3. Os valores de temperatura de saída foram incluídos nas Figuras14 e 15 com o intuito de mostrar que a mudança no comportamento da perda de carga experimental coincide com a mudança no comportamento da temperatura de saída. Inicialmente a temperatura é crescente e, a partir de um determinado instante, este comportamento se torna aproximadamente constante. Observe que há pequenas variações na temperatura de saída do óleo, porém isto foi ocasionado pelo controle manual da temperatura de entrada da unidade experimental.

O experimento EXP1 não apresentou mudanças de comportamento, nem na perda de carga, nem na temperatura de saída. Esta alteração não foi observada neste experimento, possivelmente devido ao baixo tempo experimental. Enquanto que os experimentos EXP2 e EXP3 obtiveram tempo acima de 8000 segundos, o experimento EXP1 finalizou a corrida em aproximadamente 2100 segundos após atingir o limite de pressão da unidade experimental.

Com base nestas observações, os experimentos foram divididos em dois períodos. O primeiro período foi caracterizado pelo crescimento exponencial da perda de carga e pelo crescimento na temperatura de saída do fluido. O segundo período se iniciou quando a temperatura para de crescer e se torna aproximadamente constante e a perda de carga cessa seu crescimento de forma exponencial. O tempo no qual ocorre essa transição dos períodos foi chamado de “tempo de transição” (t_t). Para cada período foi aplicado um modelo para estimar a perda de carga do escoamento. Ao primeiro período foi aplicado o modelo proposto pela Equação 15. O modelo aplicado para o segundo período será explanado mais adiante nas próximas seções.

3.4 Crescimento da camada de precipitado

Existem teorias discutidas por alguns autores sobre o crescimento da camada de precipitado. Segundo o relatado na seção 1, um dos mecanismos mais aceitos para explicar este fenômeno é a precipitação de parafinas seguido pela migração destas, por difusão molecular, para a parede interna (fria) da tubulação. Este fenômeno é a base do modelo utilizado para o segundo período dos dados experimentais, quando não há variações significativas na temperatura de saída do fluido. Entretanto, não serão utilizados modelos anteriores, como base para o desenvolvimento do presente trabalho, como observado na equação de Burguer (Equação 1). Uma nova abordagem será aplicada para estimar o impacto do crescimento da camada de precipitado na perda de carga do escoamento.

Nos períodos iniciais, há uma maior diferença de temperatura entre o fluido e a parede interna da tubulação. Isto provoca uma precipitação mais rápida da parafina e, consequentemente, um crescimento mais expressivo na perda de carga, o que justifica o seu crescimento exponencial. No decorrer dos experimentos, as ceras depositam-se continuamente na parede interna da tubulação, o que acaba criando uma camada cada vez mais espessa de parafinas e, consequentemente, um isolante térmico eficaz.

A hipótese admitida nesta etapa do trabalho considera que a formação da parede isolante é o fenômeno que rege o comportamento inicial dos resultados experimentais. Entretanto, a partir de um determinado período, o isolamento térmico provocado pela camada de parafina reduz a perda de calor, aumentando a temperatura do fluido e, consequentemente, reduzindo a taxa de deposição de parafinas. Isto explica a redução do crescimento da perda de carga dos experimentos em períodos maiores, mas não explica a constância da temperatura em períodos longos.

Com a finalidade de melhor compreender o fenômeno, foi feita uma análise teórica do isolamento térmico ocasionado pela camada de parafina precipitada. Assim, será abordado o efeito do volume de parafinas, depositadas na camada interna da tubulação, na taxa de transferência de calor. Considerando que a parafina precipita uniformemente na superfície interna da tubulação, ela formará uma camada de geometria semelhante a um cilindro oco.

A formação de um cilindro oco poderia ser questionável considerando o possível efeito de uma segregação gravitacional, visto que as parafinas que precipitam primeiro são, predominantemente, de cadeias maiores e, consequentemente, mais densas que as de menor cadeia. Entretanto, de acordo com o explanado na Seção 1, Leiroz (2004) estudou a velocidade de deposição através de experimentos realizados com centrífugas. O autor concluiu que a segregação gravitacional não tem impactos significativos na precipitação de parafinas na parede interna da tubulação em condições normais de operação. Ribeiro et al. (1997) realizou experimentos de escoamentos com deposição de parafinas e concluiu, baseado na morfologia do depósito formado, que o efeito da segregação gravitacional não tem grandes influencias na deposição.

De acordo com Bergman et al. (2014), aplicando um balanço de energia em volume de controle cilíndrico, obtém-se, na forma diferencial, a equação do calor (Equação 17).

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(k_T r\frac{\partial T}{\partial r}\right)+\frac{1}{r^2}\frac{\partial}{\partial \phi}\left(k_T\frac{\partial T}{\partial \phi}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\left(k_T\frac{\partial T}{\partial z}\right)+\dot{q}=\rho c_p\frac{\partial T}{\partial t} \tag{17}$$

Onde $\dot{q}$ é a taxa de geração de calor, T é a temperatura, t é o tempo, ϕ é a coordenada angular e r é o raio da seção transversal, z é o comprimento da seção cilíndrica e k_T é a condutividade térmica. Considerando uma condição de estado estacionário, sem geração de calor e que a temperatura sofre variações significativas apenas na direção radial, a Equação 17 fica como mostrado na Equação 18.

$$\frac{1}{r}\frac{d}{dr}\left(k_T r\frac{dT}{dr}\right)=0 \tag{18}$$

Integrando a Equação 18, a Equação 19 é obtida.

$$T(r)=C_1 lnr+C_2 \tag{19}$$

Onde C_1 e C_2 são constantes de integração. Como condições de contorno, assumindo-se que a temperatura na superfície interna (r_1) é igual à $T_{s,1}$ e a

temperatura na superfície externa do cilindro oco de parafina (r_2) é $T_{s,2}$, é possível obter a Equação 20.

$$T(r) = \frac{T_{s,1} - T_{s,2}}{\ln(r_1/r_2)} \ln\left(\frac{r}{r_2}\right) + T_{s,2} \quad (20)$$

Derivando esta Equação 20 e aplicando na Equação 21 (Lei de Fourier), obtém-se a Equação 22.

$$q_r = -k_T(2\pi r L)\frac{dT}{dr} \quad (21)$$

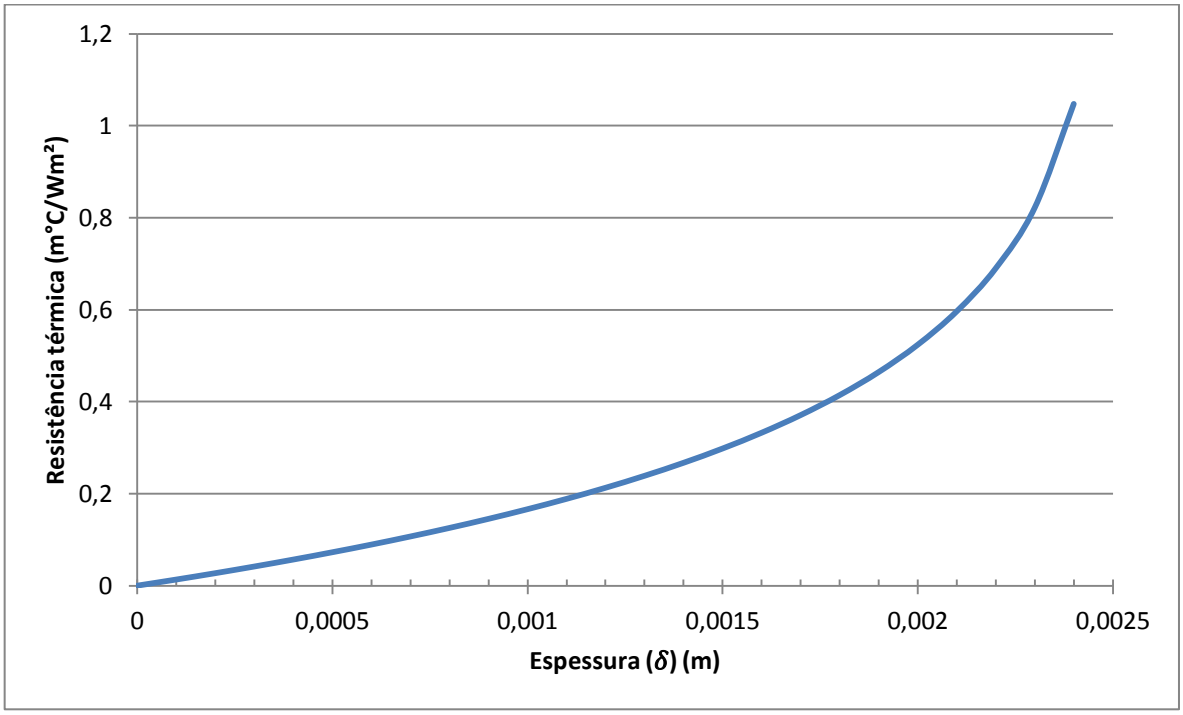
$$q_r = \frac{2\pi L k_T(T_{s,1} - T_{s,2})}{\ln(r_2/r_1)} \quad (22)$$

Onde *L* é o comprimento da camada do precipitado de parafina. Assim, fica claro que a resistência térmica (Res) desta camada fica igual à Equação 23.

$$Res = \frac{\ln(r_2/r_1)}{2\pi L k} \quad (23)$$

Para realizar a aplicação e estimar a resistência térmica, seria necessário obter o valor da condutividade térmica da parafina. Existem alguns trabalhos que estudaram a obtenção deste parâmetro através de modelos empíricos (MATZAIN, 1999) ou experimentalmente (UCRAINCZYK et al., 2010). Baseado em uma média entre os valores experimentais máximo e mínimo obtidos por Ucrainczik et al. (2010) para precipitado de cera parafínica, foi utilizado o valor de 0,2445 $W.m^{-1}.K^{-1}$. Assim, foi possível estimar a resistência térmica em diferentes valores de espessura da camada de parafina, como pode ser observado na Figura 16.

Figura 15 – Influência da espessura na resistência térmica do precipitado



Fonte: Autor

Observa-se na Figura 16, que quanto maior a espessura da camada, maior será a sua resistência térmica. Isto é um indicativo de que quanto maior a espessura de cera precipitada, mais eficiente se torna o isolamento térmico.

No segundo período, observa-se um aumento menos acentuado da perda de carga juntamente com o comportamento constante da temperatura. O comportamento constante da temperatura pode ser explicado a partir da hipótese de que há um equilíbrio entre o depósito e o arraste de parafinas, tornando a espessura da camada do precipitado aproximadamente constante. Consequentemente, se não há aumento da camada de precipitado, o aumento da perda de carga não pode ser explicado pela redução da área disponível para o escoamento do fluido. Assim, presume-se que o aumento da perda de carga se deve ao aumento da viscosidade do fluido, causado pelo aumento do teor de parafinas sólidas em seu meio. Esta hipótese foi criada a partir das informações fornecidas por Visintin et al. (2008), que verificaram que a presença de parafinas sólidas na interface óleo/água aumenta a viscosidade dinâmica do fluido.

Com a finalidade de caracterizar o comportamento deste segundo período dos experimentos, foi desenvolvido um novo modelo para determinar o fator $f(T)$. Este novo fator, $f(T)'$, será estimado através da diferença entre a temperatura

média do fluido ($T_{média}$) e a temperatura inicial de aparecimento de cristais (TIAC) como pode ser observado na Equação 24.

$$f(T)'_i = 1/(T_{média\ (i)} - TIAC) \quad (24)$$

A TIAC é a temperatura na qual começam a aparecer os primeiros cristais de parafina. Assim, teoricamente, só iriamos observar a precipitação de parafinas em temperaturas abaixo da TIAC. Portanto, em temperaturas abaixo do ponto de névoa, quanto maior a diferença entre a temperatura do fluido e a TIAC, maior será a precipitação de parafinas. Entretanto, isto não pode ser aplicado nos experimentos, pois parte dos dados analisados não estão de acordo com a teoria conhecida sobre o fenômeno. Esta inconsistência é que não deveria haver precipitação de parafinas quando a temperatura média do óleo fosse maior do que a TIAC. Por definição, a TIAC é a temperatura inicial de aparecimento de cristais, portanto se a temperatura do fluido fosse maior que a temperatura de aparecimento de cristais, não deveria ser observada a precipitação de parafinas. Porém, mesmo nestas condições, era observado um contínuo crescimento na perda de carga do escoamento. A única explicação plausível para explicar este aumento na perda de carga nos experimentos é a precipitação de parafinas.

Este fato pode estar acontecendo devido à grande diferença entre a temperatura de entrada do fluido e a temperatura do banho, o que resultaria em um elevado gradiente radial de temperatura no interior da tubulação. Desta forma, a temperatura do óleo sofre uma grande variação em função do raio, tornando o fluido mais frio quanto mais próximo estiver da parede e mais quente quanto mais próximo estiver do centro. Desta forma, a temperatura média do fluido pode estar acima da TIAC, enquanto que a temperatura do fluido próximo às paredes pode estar abaixo da TIAC. Isto justificaria a precipitação de parafinas mesmo com a temperatura média do fluido acima da TIAC.

O fator $f(T)'$ foi desenvolvido para quantificar o impacto da precipitação de parafinas na perda de carga do escoamento. É conhecido que, quanto menor a temperatura, mais parafinas se depositam, portanto este fator deve aumentar quando menor for a temperatura do fluido. Como a temperatura média do fluido, nos experimentos, é maior que a TIAC, não faria sentido dizer que $f(T)'$ fosse igual à diferença entre a temperatura média e a TIAC. Caso contrário, quanto menor a

temperatura média do fluido, menor seria a diferença entre as temperaturas e, consequentemente, menor seria o fator $f(T)'$. Assim, este termo foi estabelecido como o inverso desta diferença, como pode ser observado na Equação 24. Agora, quanto menor a temperatura, menor a diferença e maior o termo $f(T)'$.

3.5 Modelo dos dois períodos

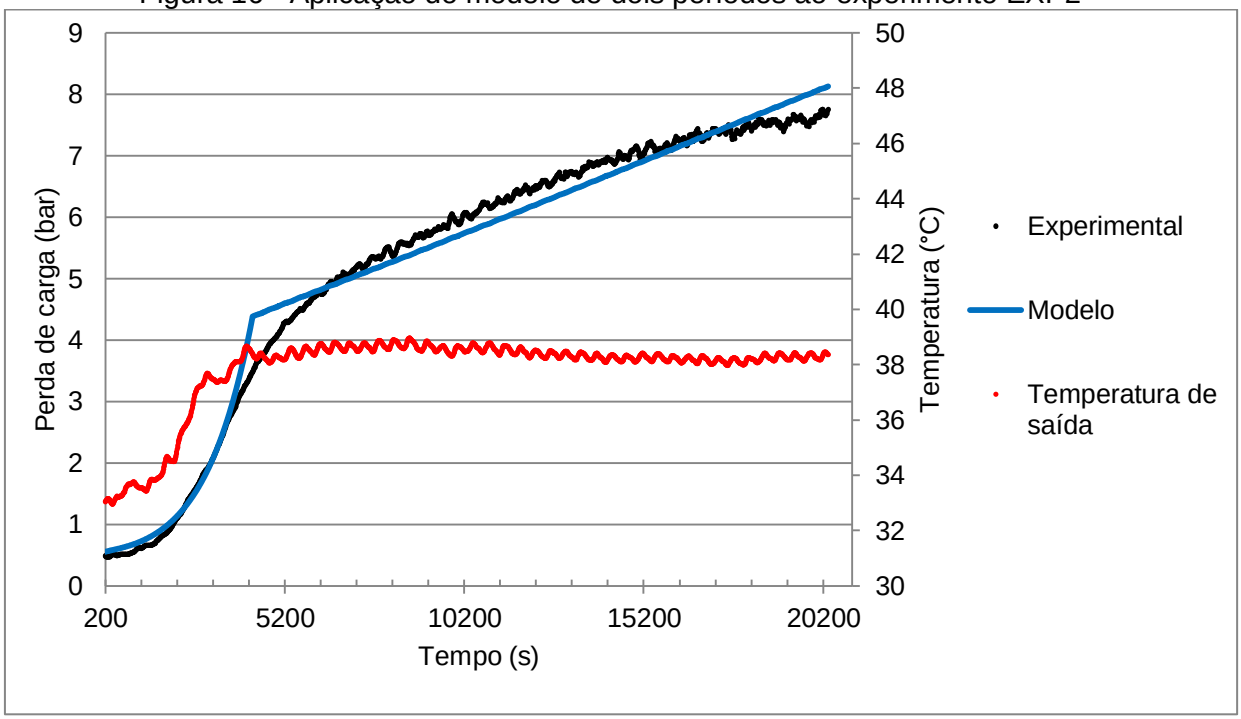
Segundo o explanado na seção 3.3, o modelo proposto foi dividido em dois períodos. O momento da transição (t_t) foi definido no instante em que a temperatura se tornou aproximadamente constante. A diferença principal na equação deste modelo está na forma como o termo $f(T)$ é estimado, sendo no primeiro modelo através da Equação 16 e no segundo através da Equação 24. Desta forma, a perda de carga do primeiro período pode ser estimada através da Equação 15, enquanto a perda de carga do segundo período através da Equação 25. O primeiro período inicia após os primeiros 200 segundos e termina no tempo de transição (t_t). Os primeiros 200 segundos foram desprezados para evitar a influencia do período de estabilização da unidade. O segundo período inicia no t_t e finaliza quando termina o experimento.

$$\Delta P = \frac{C\mu QL}{D^4} + B\sum_{t=200}^{t=t_t} \exp[Af(T)] + E\sum_{t=t_t}^{t_i} f(T)'_i \qquad (25)$$

Observando mais cuidadosamente a Equação 25, é possível analisar a função de cada termo na equação. O primeiro termo desta equação é a equação base (Hagen-Poiseuille com a constante C ajustada para cada experimento) e sua função é estimar o comportamento da perda de carga do petróleo caso não estivesse acontecendo a precipitação e deposição de parafinas. O segundo termo se refere ao modelo da Equação 15 e sua função é estimar o aumento da perda de carga no primeiro período. As constantes A e B foram adicionadas a este termo para ajustar o modelo aos dados experimentais. O terceiro termo se refere ao termo desenvolvido para estimar a perda de carga do segundo período. Este termo não será observado em experimentos que não atingiram o tempo de transição. A constante E foi adicionada para ajustar o modelo aos dados. Esta metodologia foi

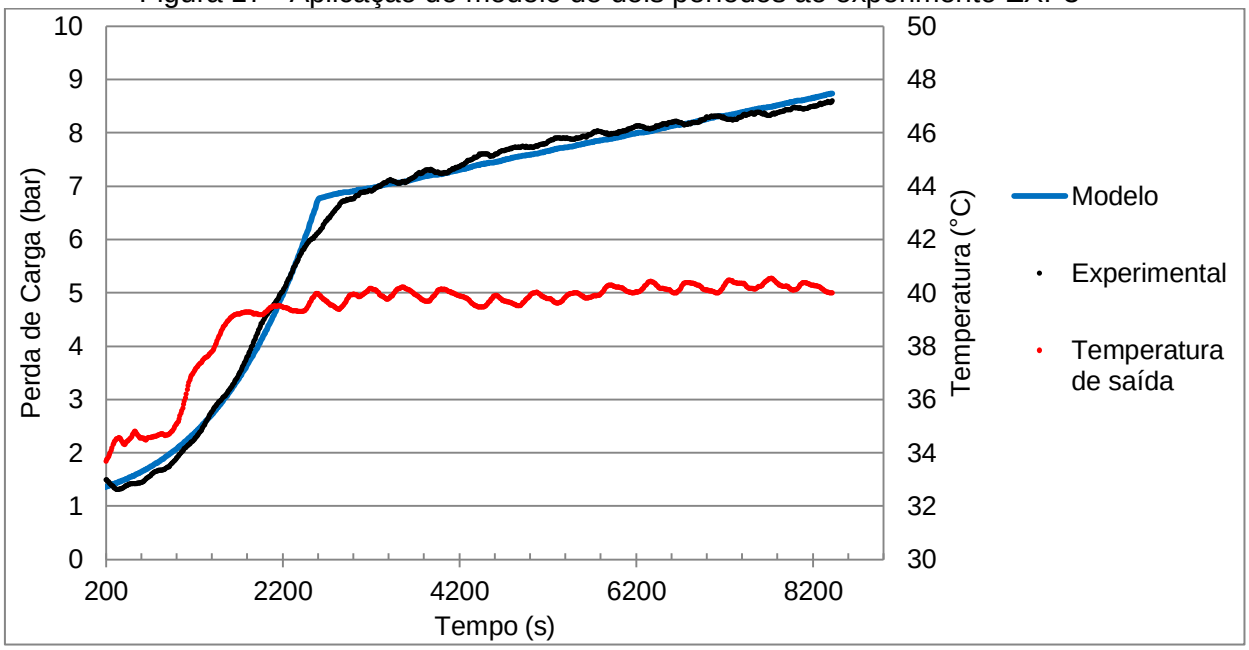
aplicada aos experimentos EXP2 e EXP3 e seus resultados podem ser observados nas Figuras 17 e 18.

Figura 16 - Aplicação do modelo de dois períodos ao experimento EXP2



Fonte: Autor

Figura 17 - Aplicação do modelo de dois períodos ao experimento EXP3



Fonte: Autor

O modelo proposto consegue prever o comportamento da perda de carga melhor do que o modelo anterior, o que pode ser comprovado através da análise das Figuras 17 e 18 e pelos coeficientes de determinação (R^2) de 0,988 e 0,996 para os experimentos EXP2 e EXP3, respectivamente. Apesar de descrever bem os períodos iniciais, este modelo teve dificuldades em descrever a perda de carga experimental em períodos acima do tempo de transição, que consiste em aproximadamente 4100s e 2700s para os experimentos EXP2 e EXP3, respetivamente. Isto aconteceu porque o modelo proposto tem um comportamento quase linear, porém a perda de carga experimental não é linear, ela sofre uma leve redução com o decorrer dos experimentos.

Analisando a Equação 25, observa-se que o modelo continuaria tendo um comportamento crescente e nunca atingiria o equilíbrio nem se tornaria um escoamento permanente. Por isso, foi necessário efetuar uma nova alteração no modelo do segundo período para que este se adeque melhor aos dados experimentais.

3.6 Efeito de arraste

A remoção de partículas das camadas superiores do precipitado é algo já relatado por alguns autores da literatura estudada (HAMPTON et al., 1997; SANTOS et al., 2004). Alguns chamam este fenômeno de erosão, outros de arraste das partículas. Porém, independente da nomenclatura utilizada, todos consideram que este fenômeno ocorre devido às elevadas taxas de cisalhamento que o fluido aplica sobre as camadas de precipitado.

O arraste das partículas depositadas na parede da tubulação é algo que ocorre durante todo o experimento e será quantificado nesta seção do trabalho. Quanto maior a quantidade de parafina que se deposita nas paredes internas da tubulação, menor será o diâmetro interno efetivo. Esta redução de diâmetro provoca um aumento na velocidade do fluido, visto que a sua vazão é constante durante todos os experimentos. Consequentemente, maior será a força de arraste exercida pelo fluido, nas partículas. Existem diversos trabalhos que estudam o efeito do cisalhamento na movimentação de precipitados de cera dentro da tubulação (BURGER et al., 1981; HAMPTON et al., 1997; LEIROZ, 2004; SANTOS et al., 2004). A maioria dos trabalhos estima o arraste de partículas através da taxa de

cisalhamento (Equações 2 e 3). Com o intuito de estudar a aplicação de diferentes metodologias, o presente trabalho estimará o efeito do arraste através da equação de Newton (Equação 26).

$$F_{arraste} = \frac{1}{2} C_a \rho_W A_e v^2 \quad (26)$$

Onde v é a velocidade do fluido, A_e é a área da projeção perpendicular da esfera, no sentido do escoamento, ρ é a massa específica e C_a é a constante de arraste.

Diferentemente da taxa de cisalhamento, a equação de Newton estima a força de arraste que um fluido faz sobre uma esfera, o que pode implicar em alguns erros na hora de estimar este termo, pois nem todas as partículas aprisionadas pelo precipitado são esféricas. Assim, foi necessário adicionar uma constante de ajuste com a finalidade de reduzir os erros e aglomerar as constantes C_a, ρ_W e A_e, cujas determinações são complexas. No presente trabalho, foi considerado que a força de arraste do fluido é diretamente proporcional ao volume de cera removida das paredes internas da tubulação ($V_{cera\ arrastada}$), como pode ser observado na Equação 27, onde H é uma constante.

$$F_{arraste} = H.V_{cera\ arrastada} \quad (27)$$

Como dito anteriormente, a deposição de ceras nas paredes internas da tubulação ocasiona uma redução do diâmetro interno efetivo, no qual o fluido escoa. Como em todos os experimentos a vazão permanece constante, a redução do diâmetro efetivo da tubulação resulta em um aumento na velocidade do fluido. Desta forma, seria necessário saber o valor do volume de parafina que está precipitado na parede da tubulação para, então, estimar a redução do diâmetro interno efetivo.

Existem diversos métodos diretos e indiretos para determinar ou estimar o volume de cera depositada. O método mais simples e utilizado é o de pesagem (WANG et al., 2015) Este método consiste na limpeza da tubulação e pesagem da cera sólida. Outros métodos indiretos já foram relatados como, por exemplo, através da perda de carga, transferência de calor e determinação de líquido deslocado (LD-LD).

O método da perda de carga pode ser utilizado para determinar a espessura da camada de precipitado durante a realização dos experimentos (GONG et al., 2011). O método da transferência de calor requer o conhecimento prévio da condutividade térmica do precipitado que é significantemente influenciado pela composição do mesmo (LASHKARBOLOOKI et al., 2010). Durante o envelhecimento da camada de cera, a composição interna e porosidade da mesma alteram (ESKIN et al., 2014). O método LD-LD é utilizado para determinar, no final de cada experimento, o volume e as não uniformidades axiais do depósito de cera (CHEN et al., 1997).

Existem alguns trabalhos que estudaram modelos para estimar a quantidade de parafinas a partir das suas condições de equilíbrio termodinâmico. Escobar-Remolina (2005) descreveu um modelo que pode ser utilizado para determinar o volume de parafina presente no estado sólido em dadas condições de temperatura e pressão. Entretanto este modelo foi desenvolvido com base em diversas equações empíricas, possui diversas considerações e possui elevada complexidade para ser aplicado. Devido à complexidade e falta de parâmetros, o volume de parafina ($V_{parafina}$) foi estimado como sendo diretamente proporcional ao termo $f(T)'$ e a Equação 28 foi a expressão utilizada para este fim, onde C_t é uma constante de ajuste.

$$V_{parafina} = f(T)'.C_t \tag{28}$$

Para a estimativa do raio interno efetivo, considerou-se que a precipitação da parafina ocorreu de forma uniforme na tubulação. Assim, formando um cilindro oco cujos raios maior (R) e menor (r) são utilizados no cálculo do volume (Equação 29).

$$V_{parafina} = \pi L R^2 - \pi L r^2 \tag{29}$$

Onde, o raio interno efetivo (r) e a velocidade do fluido (v) podem ser estimados através das Equações 30 e 31 respectivamente.

$$r^2 = R^2 - V_{parafina}/\pi L \tag{30}$$

$$v = Q/\pi r^2 \tag{31}$$

Rearranjando as Equações 27, 28, 29, 30 e 31 pode-se obter a Equação 32, onde C' é uma constante.

$$V_{cera\ arrastada} = \frac{C'Q^2}{(R^2 - C_t f(T)'/\pi L)} \tag{32}$$

De maneira semelhante ao ajuste efetuado na Equação 28, pode-se converter o volume de cera arrastada em $f(T)''$ como observado na Equação 33.

$$f(T)'' = V_{cera\ arrastada}/C_t = \frac{C'Q^2}{C_t(R^2 - C_t f(T)'/\pi L)} \tag{33}$$

Agregando a contribuição do arraste ($f(T)''$) no modelo da Equação 25, o resultado é a Equação 34que considera tanto um termo para a nucleação quanto um termo para o arraste de parafinas, onde D é uma constante de ajuste.

$$\Delta P = \frac{C\mu QL}{D^4} + B\sum_{t=200}^{t=t_t} \exp[Af(T)] + E\sum_{t=t_t}^{t_i}[f(T)'_i - f(T)''_i] \tag{34}$$

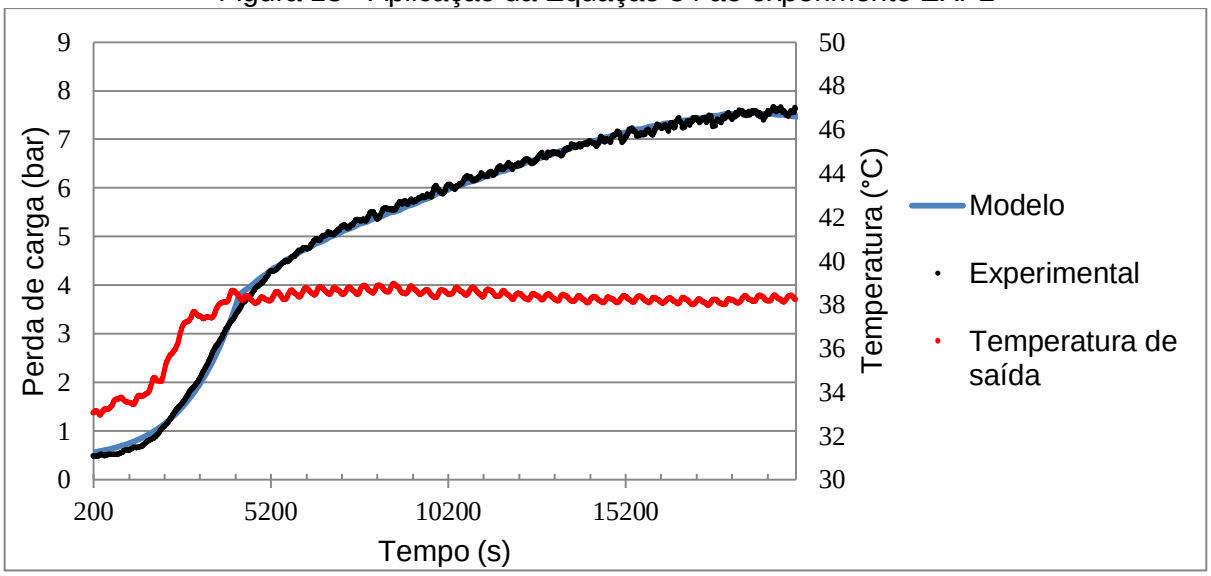
Observe que a Equação 34 contempla os dois períodos com um modelo para cada. O primeiro período começa após 200 segundos e termina no tempo de transição t_r. Neste período o modelo estima a perda de carga precisamente como o efetuado na Equação 15. Após o tempo de transição, o segundo período se inicia e estima a perda de carga através do equilíbrio entre os termos de arraste e precipitação de parafinas.

Nesta etapa foram estimados alguns dos principais fenômenos envolvidos no escoamento de óleos parafínicos. A precipitação de parafinas influencia todo o modelo, porém - ela fica mais evidente através do termo $f(T)$, do primeiro período. O efeito da deposição de parafinas foi estimado através do termo $f(T)'$ e o efeito do arraste do depósito formado foi estimado através do termo $f(T)''$. Estes são três dos principais efeitos que governam a problemática do escoamento de óleos parafínicos, com exceção, principalmente, do envelhecimento e endurecimento dos depósitos. Existem alguns modelos bem definidos e validados sobre este efeito, como o trabalho de Eskin et al. (2014). Entretanto, nenhuma abordagem foi aplicada no

desenvolvimento do modelo por dois motivos principais. O primeiro motivo é que os experimentos realizados por Tarantino (2013) não atingiram longos períodos. Assim, não seria possível observar, com clareza, o efeito do envelhecimento do petróleo nos dados experimentais. Outro motivo é que o efeito de envelhecimento do petróleo pode ser evitado, na maioria dos casos, através da passagem de *pigs* periodicamente na tubulação. Então, o estudo deste efeito poderia não ser de grande importância para uma aplicação em campo.

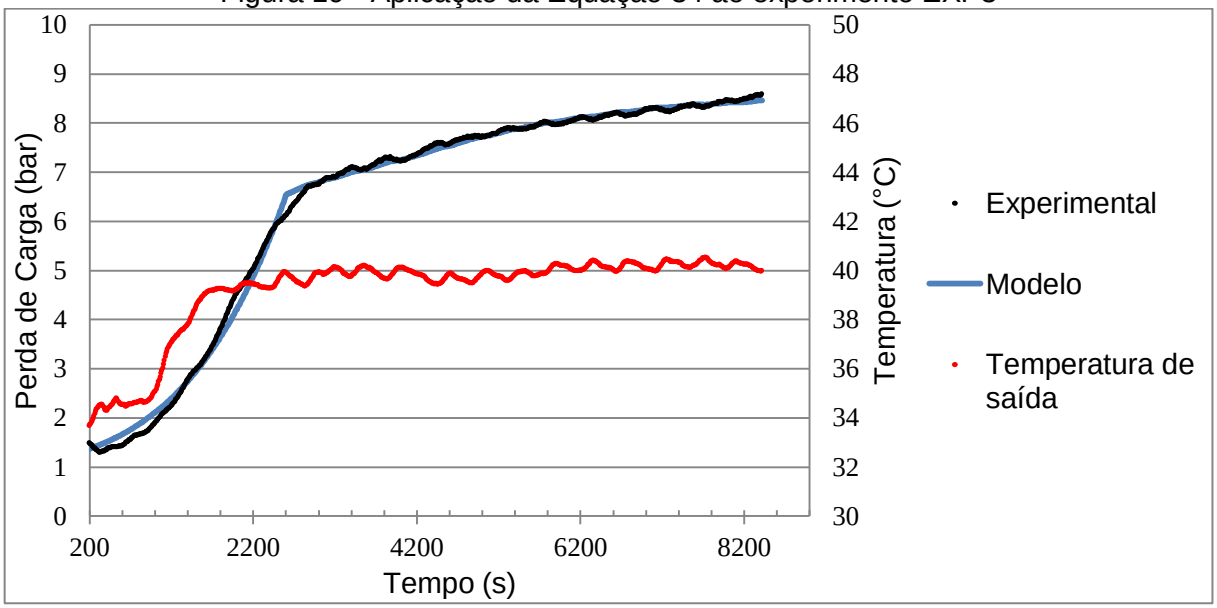
Após desenvolvida, a metodologia deve ser aplicada aos dados experimentais. Através da análise do comportamento da temperatura, foi possível identificar o período de transição que, como já foi dito anteriormente, foi de 4100s e 2700s para os experimentos EXP2 e EXP3, respectivamente. Ao primeiro período, caracterizado pela temperatura de saída crescente, foi aplicada a Equação 15. Enquanto no segundo período, caracterizado pela temperatura de saída constante, foi aplicada a Equação 34. Os resultados para os experimentos EXP2 e EXP3 podem ser observados nas Figuras 19 e 20, respectivamente.

Figura 18 - Aplicação da Equação 34 ao experimento EXP2



Fonte: Autor

Figura 19 - Aplicação da Equação 34 ao experimento EXP3



Fonte: Autor

É possível observar que o modelo consegue prever o comportamento da perda de carga dos experimentos em todos os períodos dos três experimentos utilizados como modelo (EXP1, EXP2 e EXP3), principalmente em longos períodos. Observe-se que o EXP1 foi incluído por não apresentar o ponto de transição entre os dois períodos. Neste caso, foi utilizado apenas o modelo relativo ao primeiro período. Os resultados da aplicação do modelo descrito pela Equação 34 foram os melhores dentre os analisados, como pode ser observado através das Figuras 13, 19 e 20, considerando os respectivos coeficientes de determinação: 0,996; 0,999 e 0,998.

É possível observar que ainda persiste um pequeno erro nos períodos de transição da aplicação dos modelos. Isto já era algo esperado, visto a dificuldade em se determinar o ponto de transição, considerando que não há uma mudança gradual entre os modelos. Desta forma, finaliza-se a etapa de desenvolvimento do modelo e inicia-se a etapa da sua validação com mais dados de laboratório e de campo.

4 VALIDAÇÃO DO MODELO

4.1 Aplicação a dados experimentais

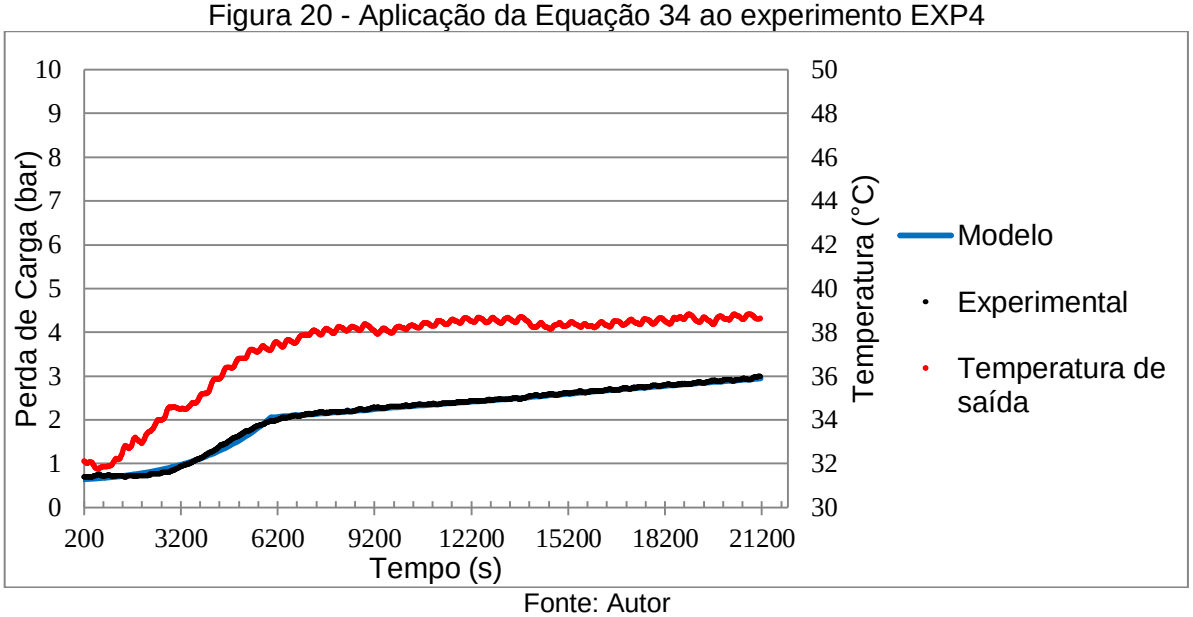
Após os resultados promissores obtidos através da aplicação das Equações 15 e 34 aos experimentos EXP1, EXP2 e EXP3, o modelo desenvolvido no presente trabalho está pronto para ser aplicado em outras condições de escoamento. As condições analisadas foram de teor de água, temperatura externa e vazão, cujos valores podem ser observados na Tabela 1.

Em seguida, foi observada a presença ou não da mudança do comportamento da temperatura, marco que define a transição entre os dois períodos. Por fim, foi realizado o ajuste dos parâmetros para cada experimento, cujos resultados podem ser observados nas Figuras 21, 22, 23, 24 e 25. Os parâmetros utilizados nos ajustes dos oito experimentos podem ser observados na Tabela 3.

Tabela 3 - Parâmetros utilizados nos ajustes da Equação 34

Parâmetros	EXP1	EXP2	EXP3	EXP4	EXP5	EXP6	EXP7	EXP8
C	26,4	29,9	23,4	25,8	33,0	34,8	33,0	36,0
A (10^2)	5,44	6,61	3,85	4,52	8,54	3,86	2,44	3,34
B (10^{-4})	93,9	17,0	60,9	5,64	78,1	44,7	57,1	5,38
C_t (10^{-8})	-	2,5	20	40				10
C' (10^{-5})	-	375	640	0,001				923
E (10^{-2})	-	66,6	23,2	1,20				52,1

Figura 20 - Aplicação da Equação 34 ao experimento EXP4

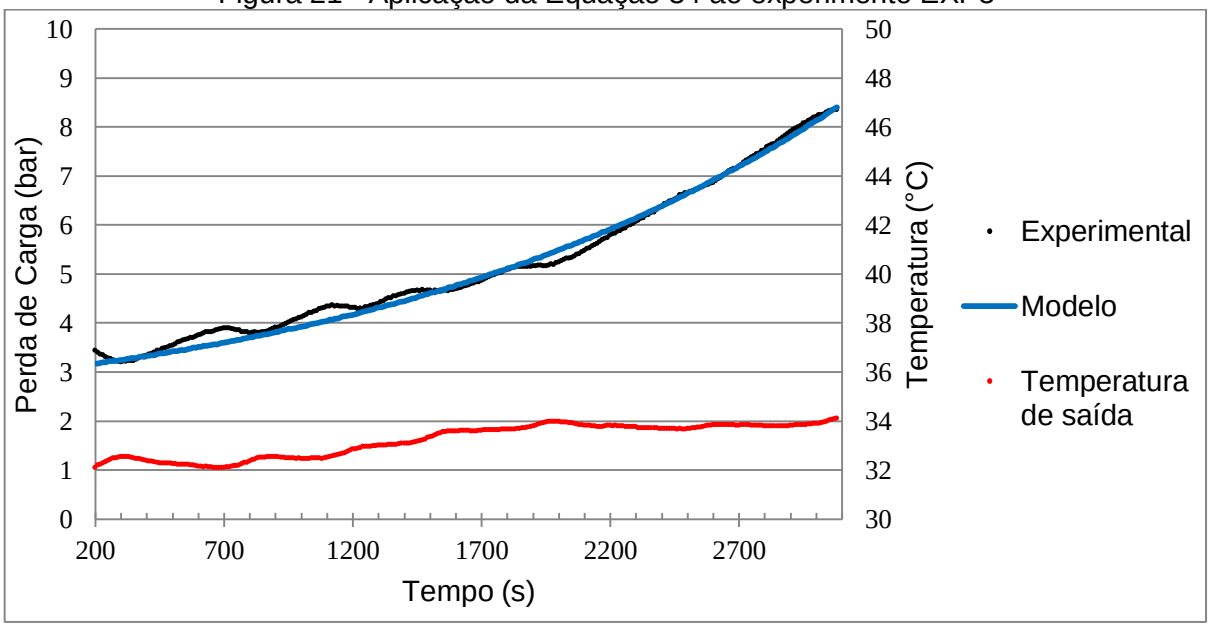


Fonte: Autor

Como pode ser observado na Figura 21, o experimento EXP4 apresentou um comportamento semelhante aos experimentos EXP2 e EXP3. O tempo de transição observado foi de aproximadamente 6000 segundos após a partida da unidade.

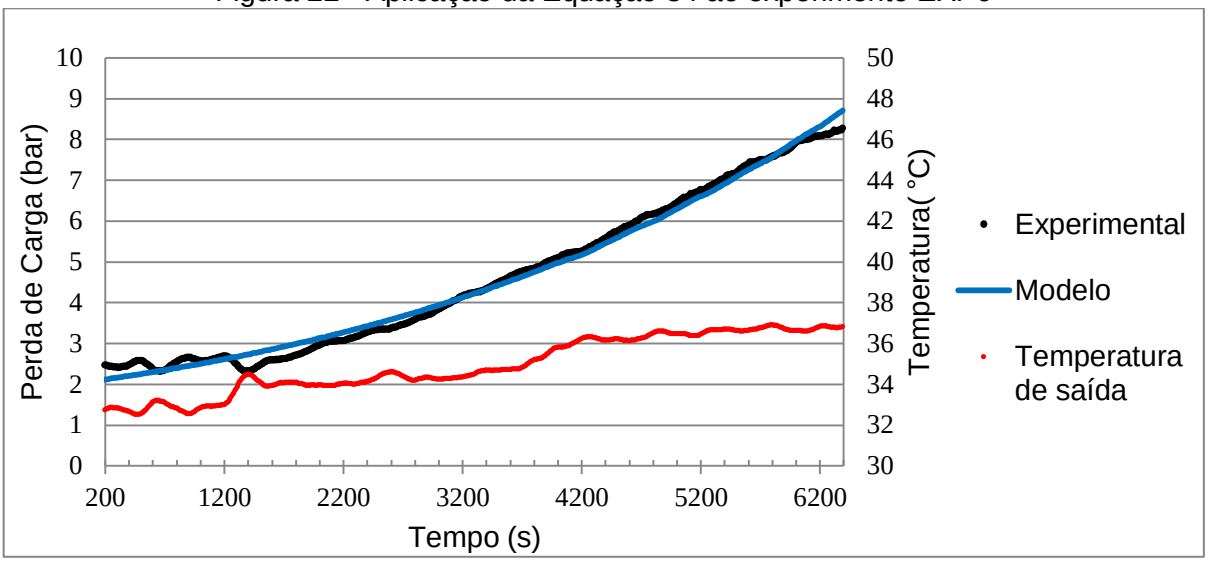
O grupo de experimentos realizados com BSW de 5% é composto pelos experimentos EXP1, EXP2, EXP3 e EXP4, seus resultados podem ser observados nas Figuras 13, 19, 20 e 21, respectivamente. Os experimentos deste grupo apresentaram características semelhantes no primeiro período de dados. De acordo com o explanado anteriormente, este período se inicia na partida da unidade experimental até atingir o tempo de transição. Neste período, é possível observar um crescimento aproximadamente linear da temperatura e um crescimento exponencial da perda de carga. Nos experimentos EXP2, EXP3 e EXP4 foi possível observar o tempo de transição e, consequentemente, o segundo período de dados. Neste segundo período, a temperatura assume um comportamento constante enquanto que a perda de carga assume um comportamento aparentemente linear. A exceção foi o experimento EXP1 que não chegou a apresentar o segundo comportamento, pois o experimento foi interrompido muito cedo, após atingir a pressão limite de segurança da unidade experimental.

Figura 21 - Aplicação da Equação 34 ao experimento EXP5



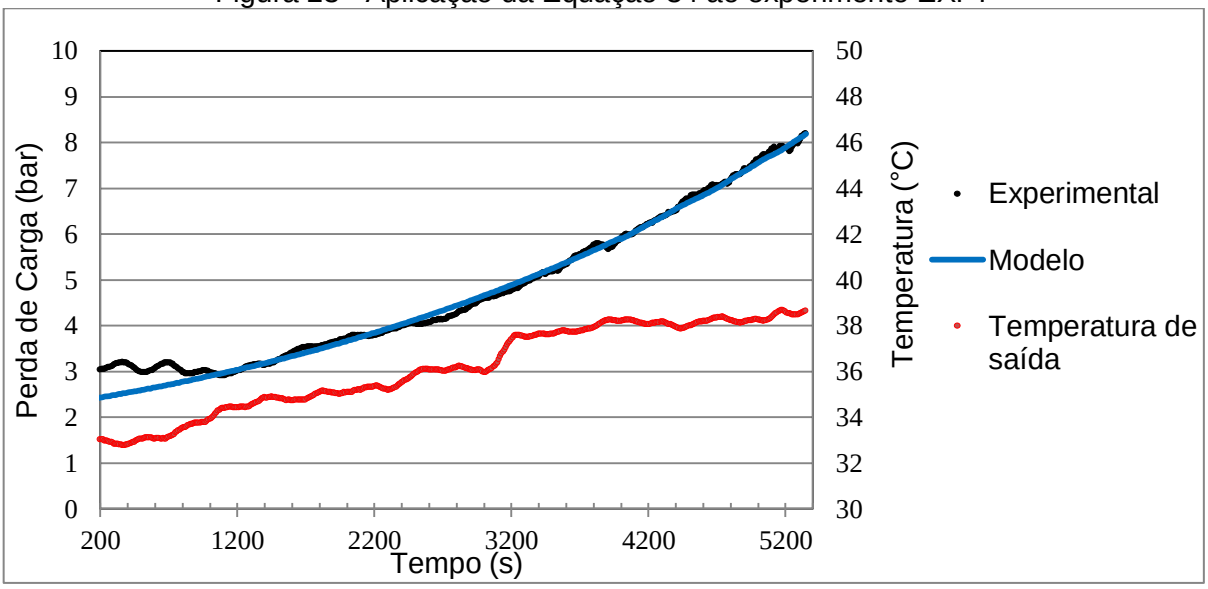
Fonte: Autor

Figura 22 - Aplicação da Equação 34 ao experimento EXP6



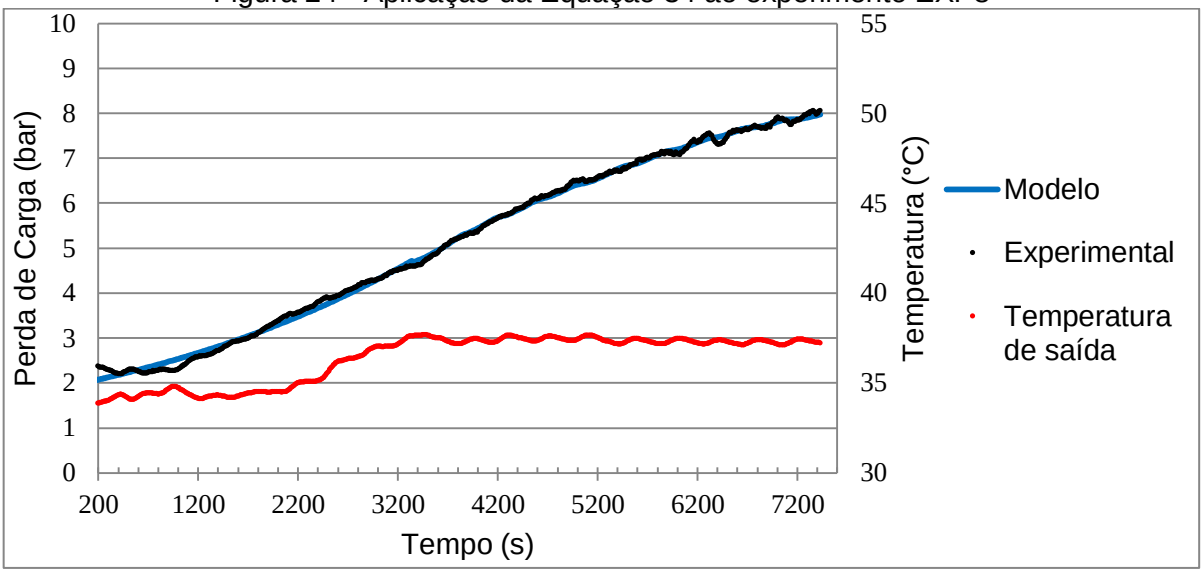
Fonte: Autor

Figura 23 - Aplicação da Equação 34 ao experimento EXP7



Fonte: Autor

Figura 24 - Aplicação da Equação 34 ao experimento EXP8



Fonte: Autor

Os resultados analisados nas Figuras 22, 23, 24 e 25 mostram o comportamento da perda de carga e temperatura de saída dos experimentos realizados com BSW de 35%. Comparando os resultados dos diferentes valores de BSW, é possível perceber que o aumento de 5% para 35% resulta em um aumento na perda de carga dos escoamentos, como já havia sido previsto pela literatura (VISINTIN et al., 2008; OLIVEIRA et al., 2009). Isto provocou um rápido aumento na diferença de pressão e, consequentemente, a parada dos ensaios por motivos de segurança da planta. Isto foi realizado em todo o grupo de experimentos com BSW de 35%. Com isto, não houve tempo hábil para observar o tempo de transição nos experimentos EXP5, EXP6 e EXP7. Apenas o EXP8 apresentou os dois períodos descritos no presente trabalho. O tempo de transição deste último experimento foi de aproximadamente 3000 segundos, caracterizado pela mudança no comportamento da temperatura de saída do fluido.

Comparando os grupos de experimentos pelo BSW, é possível observar a existência de um período inicial sem variações significativas na perda de carga experimental, mesmo com o aumento da temperatura do fluido. Este comportamento não pode ser explicado pelo modelo proposto por este trabalho e, por isso, os experimentos com teor de água mais elevados não obtiveram boa representatividade nos períodos iniciais.

Analisando os resultados, é possível aferir que a influência da temperatura do banho é o fator que tem maior impacto na perda de carga do sistema. A mesma

conclusão foi relatada por Tarantino (2013). A redução da temperatura aumenta a viscosidade do fluido e a taxa de precipitação de parafinas, consequentemente, há uma maior perda de carga por atrito e pela redução do diâmetro efetivo da tubulação.

A vazão pode ter um impacto positivo ou negativo no escoamento de óleos parafínicos. O aumento da vazão aumenta a perda de carga por atrito. Por outro lado, a maior velocidade do fluido, proporcionado pelo aumento da vazão, aumenta a taxa de cisalhamento e, consequentemente, aumenta o efeito do arraste das partículas precipitadas. A remoção de parte da camada precipitada nas paredes internas da tubulação pode aumentar o diâmetro efetivo da tubulação e reduzir a perda de carga.

Os coeficientes de determinação obtidos após os ajustes do modelo aos experimentos podem ser observados na Tabela 4. Os valores elevados, acima de 0,99 para quase todos os experimentos, demonstram que o modelo desenvolvido por este trabalho obteve sucesso em representar a perda de carga com a precipitação de parafinas. É possível observar que o modelo consegue prever melhor os escoamentos mais longos. Isto ocorre devido às limitações do modelo na previsão do comportamento do primeiro período, principalmente quando se trata dos experimentos com maior teor de água.

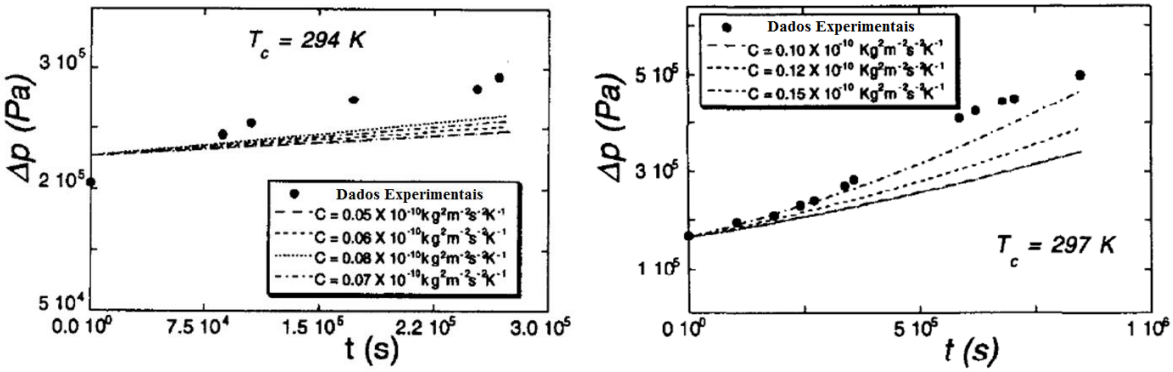
Tabela 4- Parâmetro dos ajustes

Experimento	EXP1	EXP2	EXP3	EXP4	EXP5	EXP6	EXP7	EXP8
R^2	0,996	0,999	0,998	0,998	0,992	0,991	0,983	0,998

Fonte: Autor

Outras metodologias foram aplicadas para estimar a perda de carga e uma das mais citadas foi relatada no trabalho de Ribeiro et al. (1997). Na Figura 26 pode ser observado o resultado da aplicação do modelo desenvolvido no trabalho e comparado os resultados com dados experimentais de perda de carga. O modelo desenvolvido utiliza apenas uma constante de ajuste, porém o resultado não conseguiu prever com precisão os resultados experimentais, diferente do modelo desenvolvido no presente trabalho (Figuras 13, 19 a 25). Uma comparação mais precisa poderia ter sido feita através do coeficiente de determinação, porém o trabalho de Ribeiro et al. (1997) não apresentou este resultado nem os dados para que o coeficiente pudesse ser estimado.

Figura 25 – Modelo de Ribeiro comparado com a perda de carga experimental de dois escoamentos de óleos parafínicos



Fonte modificada: Ribeiro et al. (1997)

4.2 Aplicação a dados de campo

4.2.1 Considerações

O modelo desenvolvido para estimativa do comportamento da perda de carga em escoamento de óleos parafínicos foi realizado com sucesso em escala laboratorial. A próxima etapa lógica seria efetuar um *scale up* do modelo desenvolvido em laboratório para o campo.

Segundo Singh e Fogler (1999), o *scale up* direto dos modelos de deposição normalmente resultam em valores maiores de precipitação de cera do que o valor real observado em campo. Isto acontece principalmente porque as propriedades dos géis formados são funções do cisalhamento e do histórico térmico. É possível manter as mesmas tensões de cisalhamento tanto em laboratório, quanto em campo. Entretanto, devido às diferenças significativas nas taxas de resfriamento efetivo nas duas escalas, o histórico térmico do depósito de parafinas encontrado no escoamento do fluido em laboratório pode não ser semelhante ao observado em campo. Assim, a taxa de deposição de cera e as características dos depósitos de gel nas tubulações do campo serão diferentes das observadas em laboratório.

Outro motivo para não se efetuar um *scale up* foi a impossibilidade de se obter dados de campo do petróleo utilizado nos experimentos. Portanto, foi selecionada outra unidade de produção de petróleo com características semelhantes. Nesta planta de produção foram recolhidos dados de pressão, temperatura, vazão e massa específica durante o período de um ano (2013), com

dados intervalados de 10 em 10 minutos, o que resulta em mais de 50.000 dados. Com o objetivo de adequar o modelo aos dados de campo, algumas considerações foram necessárias.

Inicialmente pode-se avaliar uma consideração feita sobre o regime de escoamento. Nos experimentos, não foi possível obter escoamentos em regime permanente devido às limitações operacionais. Portanto, o modelo foi desenvolvido para um regime transiente, no qual a perda de carga não chega a assumir um valor constante, ela continua aumentando devido à contínua precipitação de ceras. Os dados operacionais de campo, quase sempre atuam em um regime permanente, no qual as variáveis do escoamento se tornam constantes. Por este motivo, foi aplicado somente o modelo referente ao segundo período, caracterizado por temperaturas constantes do fluido de saída.

Também foi necessário efetuar uma modificação no modelo desenvolvido no trabalho. De acordo com as discussões realizadas durante o desenvolvimento do modelo, o termo $f(T)'$ foi estimado como sendo o inverso da diferença entre a temperatura média do fluido e a TIAC (Equação 24). Como relatado anteriormente, esta equação foi assim elaborada devido a anomalias experimentais observadas nas temperaturas do fluido. Segundo a teoria conhecida sobre o fenômeno, a precipitação de parafinas só começa a ser observado em temperaturas iguais ou inferiores a TIAC. Entretanto, em alguns experimentos, mesmo com temperaturas médias acima da TIAC, observou-se um aumento na perda de carga ocasionada pela precipitação de parafinas, cujas justificativas já foram previamente discutidas.

Analisando o comportamento da temperatura do escoamento em campo, é possível observar que a maior parte dos dados de temperatura está abaixo da TIAC do óleo. Portanto, a Equação 24 não pôde ser utilizada para estimar o termo $f(T)'$ para os dados de campo. Este termo foi redefinido segundo a Equação 35, visando a sua aplicação a partir de dados de campo. Desta forma, quanto menor a temperatura de saída do fluido, maior o termo $f(T)'$, que quantifica o impacto da precipitação de parafinas na perda de carga do escoamento.

$$f(T)'_i = \left(TIAC - T_{saída_i}\right) \tag{35}$$

Outra consideração, que precisa ser relatada, está ligada ao somatório dos termos $f(T)'$ e $f(T)''$ (Equação 35). Como o somatório destes termos é o resultado do equilíbrio entre deposição e arraste de ceras, o somatório destes termos nunca poderá ser negativo. Observe-se que o termo de arraste $f(T)''$ pode ser maior que o termo de precipitação $f(T)'$ em um determinado instante. Isto significa que há mais arraste do que precipitação de parafinas. Entretanto o somatório de toda parafina arrastada não pode ser maior que o somatório de toda a parafina depositada, pois isto seria o mesmo que afirmar que o fluido arrasta um volume de parafina maior que o volume precipitado.

A unidade de campo em estudo forneceu uma curva de viscosidade do óleo a uma determinada variação de temperatura. Entretanto, o óleo utilizado para a estimativa desta curva possuía um teor de água muito inferior ao teor de água do fluido escoado em campo. A solução aplicada para a estimativa da viscosidade do óleo, com maior teor de água, envolveu a média ponderada entre a viscosidade média do óleo e a viscosidade média da água.

Alguns dados de campo foram desconsiderados devido à falta de leitura ou mau funcionamento dos equipamentos. A maior parte dos dados desconsiderados foram pontuais e eram inferiores a três horas. Os períodos mais longos excluídos foram aqueles entre os dias 05/02 e 14/02 (9 dias), de 20/05 e 13/06 (24 dias), 16/09 e 18/09 (2 dias) e de 20/10 e 30/10 (10 dias).

O modelo desenvolvido (Equação 35) se baseia em um somatório dos dados anteriores. Portanto, cada ponto é dependente dos pontos anteriores. Quando se remove alguns dados, o modelo continua os cálculos com base no último dado disponível, antes da remoção. Assim, considerando como se não houvesse ocorrido modificações no sistema de produção, nem no fluido escoado durante a parada. Entretanto, durante a parada, ocorre precipitação e arraste de parafinas. Estes dados não foram utilizados na estimativa da perda de carga pelo modelo.

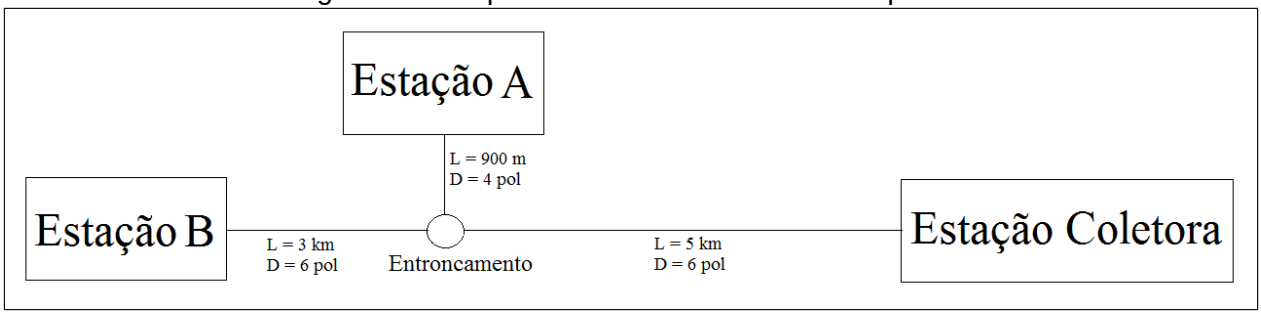
Por fim, o efeito do envelhecimento e endurecimento do depósito não foi considerado. O modelo proposto considera o equilíbrio entre deposição e arraste. O efeito do envelhecimento dos depósitos não foi considerado nos experimentos pois os experimentos não duravam tempo suficiente para observar um efeito significativo deste fenômeno. Além disto, a maioria dos oleodutos são, eventualmente, limpos com a passagem de *pigs*. Desta forma, os depósitos não chegam a endurecer devido a sua remoção antes mesmo de tornar um problema para o escoamento.

Assim, o modelo não se preocupou em estimar este efeito. Nos dados de campo, não há a passagem de *pigs* devido ao desgaste excessivo da tubulação velha e enferrujada. Portanto, o efeito do envelhecimento dos depósitos deve produzir um impacto significativo nos depósitos de campo.

4.2.2 Características dos dados de campo

Os dados de campo foram obtidos através de medições de estações de coleta e armazenamento de petróleo parafínico produzido em diversos campos. A caracterização do óleo utilizado não pode ser divulgada por segurança de informação. Os dados utilizados consistem em um escoamento aproximadamente horizontal de água e óleo cujo teor de água gira em torno de 90%. Os fluidos produzidos por diversos poços são direcionados a duas estações produtoras (Estação A e Estação B) que, por sua vez, os transferem para uma estação coletora, como pode ser observada na Figura 27. A tubulação que liga a Estação B até a Estação Coletora tem oito quilômetros de comprimento e seis polegadas de diâmetro. No marco de três quilômetros, partindo da Estação B se encontra o Entroncamento. A tubulação que liga a Estação A até o Entroncamento tem novecentos metros de comprimento e quatro polegadas de diâmetro.

Figura 26 - Esquema de escoamento em campo



Fonte: Autor

Uma das estações opera de forma intermitente (Estação B) enquanto a outra de forma contínua (Estação A). A Estação A, possui um sistema de aquecimento e, por isso, consegue enviar fluidos para a estação coletora sem muitos problemas de precipitação de parafinas. Assim, esta estação opera tanto durante o turno diurno, quanto no noturno, quando as temperaturas do ambiente são menores. A Estação B não possui um sistema de aquecimento e, por isso, não consegue garantir o

transporte de fluidos em temperaturas reduzidas, como as do período noturno. Além de só enviar fluidos durante o dia, esta estação não é capaz de enviar uma mistura homogênea destes fluidos. Esta estação possui instalações para proporcionar a escolha do fluido a ser enviado. Por segregação gravitacional, os fluidos oriundos dos poços se separam no tanque de armazenamento da Estação B. O óleo fica na parte superior destes tanques, devido a sua menor massa específica, enquanto a água livre fica na parte inferior. Usualmente, o procedimento operacional para o envio dos fluidos armazenados nesta estação consiste no envio do óleo, primeiro, seguido pelo posterior envio da água livre.

Devido às diversas diferenças entre as Estações e o procedimento de transporte realizado por cada uma, a aplicação do modelo a este campo foi dividido em duas etapas. A primeira consiste na aplicação e ajuste dos parâmetros do modelo ao escoamento somente da linha contínua (Estação A até Estação Coletora), sem a interferência da Estação B. Esta etapa tem como objetivo aplicar o modelo aos dados de campo e avaliar seus resultados. A segunda etapa consiste na aplicação do modelo ao escoamento das duas estações, ao mesmo tempo, e em condições críticas de escoamento. O objetivo desta etapa é avaliar a possibilidade do escoamento das estações em conjunto e em condições críticas, que serão melhores descritas na seção 4.2.4. Com esta análise será possível avaliar a possibilidade de aumento de vazão das unidades.

4.2.3 Escoamento da Estação A até a Estação Coletora

De acordo com o descrito na seção anterior, para a aplicação do modelo ao escoamento da Estação A até a Estação Coletora, foi necessário eliminar as interferências do escoamento da Estação B. O tempo de permanência aproximado do escoamento dos fluidos da Estação B até a Estação coletora é duas horas e meia. Portanto, para a primeira etapa da aplicação do modelo em campo, foram excluídos os dados desde quando a Estação B começa a escoar óleo até duas horas e meia após o fim do escoamento.

Com a remoção dos períodos nos quais há influência do escoamento da Estação B, é possível dar prosseguimento ao estudo. Foi efetuado ajuste dos parâmetros da Equação 34 aos dados de escoamento da Estação A até a Estação

Coletora. Os parâmetros ajustados podem ser encontrados na Tabela 5, assim como o coeficiente de determinação R^2.

Tabela 5 - Parâmetros do modelo para aplicação em campo da primeira etapa

Parâmetros	Valores
C	$8{,}88 \times 10^{-4}$
E	$3{,}16 \times 10^{-6}$
C'	$1{,}00 \times 10^{-8}$
C_t	$1{,}00 \times 10^{-8}$
R^2	0,974

Fonte: Autor

Como pode ser observado, o modelo resultou em um bom ajuste para os dados de campo, devido ao R^2 elevado. Entretanto, observa-se que o termo E (Tabela 5) estimado foi relativamente baixo, o que indica que o termo do somatório de $f(T)'$ e $f(T)''$ não deve resultar em um grande impacto na perda de carga do escoamento de campo. Como o somatório destes termos representa o equilíbrio entre a precipitação e arraste de parafinas, é possível afirmar que este equilíbrio não resultou em um impacto muito significativo na perda de carga. Como se trata de dados operacionais de uma planta real de escoamento de petróleo, já era esperado que não fosse observada influência significativa de precipitação de parafinas. Caso a operação de campo não atuasse na remoção das parafinas precipitadas, seria muito difícil manter o escoamento em níveis aceitáveis para uma produção de petróleo. Desta forma, com o baixo impacto da precipitação de parafinas, a aplicação da Hagen-Poiseuille pode se tornar viável.

A Lei de Poiseuille foi aplicada aos dados de campo, porém obteve resultados muito discrepantes dos dados reais. Este comportamento foi observado quando se aplicou esta equação ao escoamento de um petróleo não parafínico (Apêndice A) em laboratório. De forma semelhante à medida tomada nos experimentos com petróleo de baixo teor de parafinas, foi realizado um ajuste da constante C da equação de Hagen-Poiseuille (Equação 11). O valor da constante juntamente com o valor do coeficiente de determinação podem ser observados na Tabela 6. O elevado valor do coeficiente de determinação indica que a equação de Hagen-Poiseuille conseguiu um elevado grau de representatividade dos dados de campo.

Tabela 6 - Ajuste de Hagen-Poiseuille ao escoamento da Estação A até a Estação Coletora

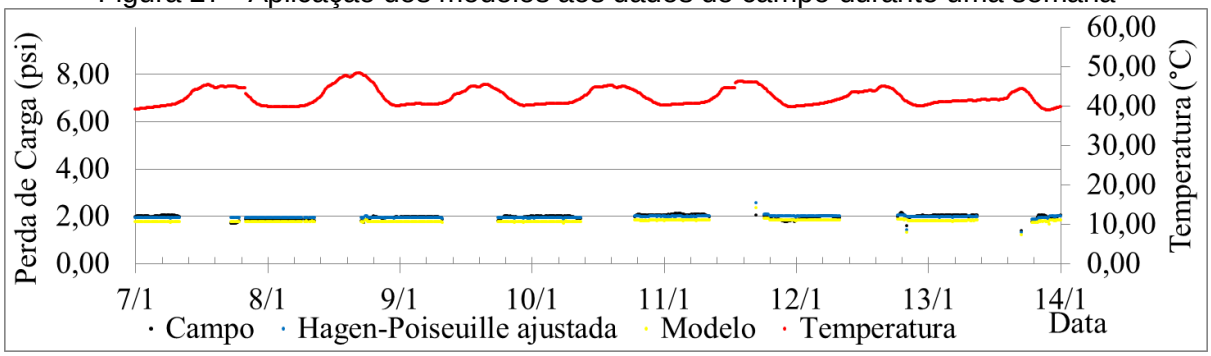
Parâmetros	Valores
C	$9{,}50 \times 10^{-4}$
R^2	0,950

Fonte: Autor

A lei de Poiseuille consegue prever escoamentos de uma grande variedade de fluidos, dentre eles, a água. Como o fluido escoado em campo consiste em uma mistura de água e óleo, cujo teor de água varia de 87 a 95 por cento do fluido, é possível afirmar que esta mistura é composta principalmente por água. Este fato pode explicar a boa representatividade da equação de Hagen-Poiseuille aos dados de campo.

Devido à grande quantidade de dados, foi necessário dividir os resultados da aplicação dos modelos em doze figuras, sendo uma para cada mês, para facilitar a visualização dos resultados. Todos os resultados podem ser observados no Apêndice B. A Figura 28 foi montada com o objetivo de ilustrar mais detalhadamente um período menor de dados para ser melhor analisada.

Figura 27 - Aplicação dos modelos aos dados de campo durante uma semana



Fonte: Autor

A partir da análise dos resultados, é possível reafirmar que ambas as equações, Hagen-Poiseuille e Equação 34, representam adequadamente a perda de carga causada pelo escoamento de petróleo no campo estudado. Observe-se que os resultados do Modelo (Equação 34) e da Lei de Hagen-Poiseuille quase se sobrepõem em diversos pontos. Analisando as equações dos modelos, é possível justificar esses valores próximos principalmente por dois motivos. O primeiro é que as constantes C dos modelos têm valores muito próximos (Tabela 5 e 6), isto significa que a equação de Hagen-Poiseuille ajustada é aproximadamente igual à

equação base da Equação 34. O segundo motivo é que a constante E é muito pequena (Tabela 5). Esta constante está multiplicando o termo que quantifica o impacto da precipitação de parafinas na perda de carga. Quanto menor for a constante E, menor será o impacto da precipitação e arraste de parafinas no modelo, tornando a equação 34 aproximadamente igual à equação base (Hagen-Poiseuille com a constante C ajustada).

Na Figura 28, também é possível observar a quantidade de dados rejeitados para a aplicação dos modelos. Na parte inferior do gráfico é possível observar intervalos de tempo sem valores de perda de carga. Isto foi efetuado toda vez que não foi possível aplicar os modelos. É possível observar que há uma enorme quantidade de dados rejeitados, isto se deve a falha dos equipamentos de medição do campo e, principalmente, aos dados rejeitados pela influência do escoamento da Estação B.

Analisando os dados de campo, é possível observar que a temperatura sofre significativas variações diárias. Entretanto, estas temperaturas não ficam muito distantes da sua TIAC (51,41°C). Isto, junto ao elevado teor de água (BSW de 90%), contribui para a baixa taxa de precipitação de parafinas e para um bom ajuste da Equação de Hagen-Poiseuille aos dados de campo.

Os dados operacionais foram obtidos de uma planta que escoa um petróleo de alto teor de parafinas. Entretanto, sabendo do risco existente, os operadores da planta não permitem que a sua unidade escoe em condições que favoreçam a precipitação de parafinas e, por isso, não foi possível observar um efeito mais impactante, da precipitação de parafinas, na perda de carga.

4.2.4 Escoamento em condições críticas

Nesta seção, será efetuada uma análise de escoamento em condições críticas e uma avaliação de possibilidade de aumento de vazão dentro das condições limitantes da planta.

A condição crítica que será considerada leva em conta o escoamento de petróleo com o menor BSW obtido na planta, que consiste no óleo oriundo da Estação B após a separação gravitacional (3% de BSW). Segundo o que foi explanado na Seção 1.4, quanto maior o teor de água na emulsão, maior será sua viscosidade. Entretanto, segundo Bordalo e Oliveira (2007) a presença de água livre,

em um escoamento bifásico, reduz a perda de carga do óleo. Esta condição de BSW de 3% foi considerada, com base em dados de campo, como sendo aproximadamente o limite máximo de emulsão de água. Acima deste valor, o escoamento se torna bifásico e a perda de carga é reduzida com o aumento do teor de água. Abaixo deste valor, reduz-se o teor de água da emulsão e, consequentemente, reduz-se a viscosidade do fluido. Portanto, o teor de água máximo suportado pela emulsão, sem tornar o sistema bifásico, é a condição de maior viscosidade para o fluido. Importante ressaltar que esta informação é válida para condições de precipitação de cera. Quando não há a precipitação de ceras, não há a formação de emulsões tipo “pickering”.

A Estação B possui um tanque decantador que recebe óleos extraídos de diversos poços. O óleo escoado para este tanque chega com 60% de BSW e é separado, por decantação, em duas fases. A fase inferior consiste na água livre com traços de petróleo, esta fase possui, em média, um BSW de 98%. Enquanto que a fase superior consiste no óleo com limite máximo de emulsão (3% de BSW). Conforme explicado no final da seção 4.2.2, a Estação B possui aparato para escolher qual fase deseja escoar. Usualmente, primeiro escoa a fase rica em petróleo, seguido pelo escoamento da fase rica em água. Além de empurrar o óleo, o escoamento da água livre serve para arrastar parte da parafina que se depositou com a passagem do primeiro fluido.

Para analisar o comportamento do escoamento da fase rica em petróleo, foi necessário isolar os dados de campo referentes ao escoamento deste óleo da influência dos outros escoamentos. Assim, os dados dos períodos iniciais de cada conjunto de dados de escoamento foram rejeitados, de tal forma a garantir que a tubulação esteja preenchida somente com o fluido rico em óleo (3% de BSW).

Após a seleção dos dados de escoamento exclusivos da fase rica em petróleo, foi possível realizar o ajuste dos parâmetros da equação de Hagen-Poiseuille. A Equação 34 não foi aplicada nestes dados devido aos grandes intervalos entre as bateladas. Este modelo foi desenvolvido para um escoamento contínuo, no qual a estimativa da perda de carga em cada instante depende do efeito da precipitação e arraste ocorrido nos períodos anteriores. Quando este modelo foi aplicado para estimar a perda de carga do escoamento da Estação A até a Estação Coletora (Seção 4.2.3), foi necessário efetuar algumas considerações

explanadas na Seção 4.2.1. Parte destas considerações, não deve ser efetuada na aplicação do modelo nesta segunda etapa.

Uma das principais considerações que não pôde ser aplicada ao escoamento da Estação B, está ligada aos longos intervalos entre os dados de escoamento da Estação B. Quando isto acontece, por um determinado período, não há como prever nem a precipitação, nem o arraste de parafinas. Consequentemente, nada disto foi contabilizado no somatório do modelo (Equação 34). A solução encontrada foi considerar que as condições na tubulação não se alteravam durante o período sem dados operacionais. Isto é uma consideração razoável quando se trata de pequenos intervalos sem dados operacionais e, por isso, o modelo foi aplicado ao escoamento da Estação A até a Estação Coletora (Seção 4.2.3). Porém, analisando o escoamento da Estação B, observou-se que o escoamento da fase rica em óleo, consiste em cerca de uma a duas horas de dados operacionais por dia. Assim, houve um intervalo de vinte e duas a vinte e três horas entre cada dado. Devido ao grande intervalo de dados, esta consideração não pôde ser aplicada para os dados de escoamento da Estação B até a Estação Coletora e, portanto, a Equação 34 não pôde ser aplicada a estes dados.

O ajuste da Equação de Hagen-Poiseuille foi efetuado para o escoamento do fluido rico em petróleo da Estação B até o entroncamento e os parâmetros do ajuste podem ser observados na Tabela 7.

Tabela 7 - Ajuste de Hagen-Poiseuille ao escoamento da Estação B ao Entroncamento

Parâmetros	Valores
C	$3{,}33 \times 10^{-3}$
R^2	0,913

Fonte: Autor

Algumas considerações foram necessárias para a aplicação deste ajuste, sendo que a mais importante foi a da estimativa da pressão no entroncamento. Visto que não há dados neste ponto por falta de instrumentação, a pressão no entroncamento foi estimada a partir da pressão na Estação A e da perda de carga entre a Estação A e o entroncamento. Utilizou-se a equação de Hagen-Poiseuille ajustada, cujos parâmetros podem ser observados na Tabela 6.

O ajuste foi efetuado e a constante C e o coeficiente de determinação podem ser observados na Tabela 7. Observe-se que o ajuste do escoamento do óleo da

Estação B não obteve um coeficiente de determinação similar ao ajuste efetuado com o escoamento dos fluidos oriundos da Estação A (Tabela 6). Isto pode ter acontecido devido à maior concentração de petróleo (3% de BSW) do óleo oriundo da Estação B. Com uma maior concentração de petróleo, maior será a precipitação de parafinas e, consequentemente, menor será a representatividade da equação de Hagen-Poiseuille, que não é capaz de prever escoamentos com este fenômeno. Entretanto, o coeficiente de determinação ainda resultou em um valor elevado, acima de 0,91. Isto significa que, mesmo com um BSW baixo, a aplicação da equação de Hagen-Poiseuille ajustada é aceitável para as condições de escoamento de óleo nas condições de campo estudadas.

Após ser obtido um ajuste para o escoamento nas condições críticas, foi realizada uma simulação teste para descobrir se a tubulação seria capaz de suportar o escoamento de um fluido nas piores condições de concentração de petróleo. Para realizar esta simulação, foram feitas algumas considerações.

Com base em informações obtidas por operários da planta, a Estação B trabalha em batelada, principalmente, para evitar precipitação da parafina em caso de baixa vazão de escoamento. Portanto, foi feita a consideração de um escoamento contínuo a partir da Estação B, com a finalidade de analisar as condições de perda de carga neste regime de escoamento e atingir um maior volume de produção. A transformação do escoamento intermitente para um escoamento contínuo foi efetuada através da divisão entre dois valores, o dividendo é a soma dos volumes escoados da Estação B, o divisor é o tempo de escoamento diurno (12 horas). Foi considerado apenas o escoamento diurno, pois durante o período da noite há uma redução da temperatura ambiente, causando um aumento na precipitação de parafinas. As constantes foram estimadas para simular o escoamento de um petróleo em temperaturas diurnas. Portanto, não seria prudente considerar que o petróleo escoaria da mesma forma em temperaturas mais baixas (noite).

De acordo com o explicado na seção 4.2.2, a Estação B não possui um sistema de aquecimento interno do fluido. Portanto, nesta estação não tem como controlar a temperatura do fluido, tampouco a precipitação de parafinas. Outro motivo para não utilizar o período noturno foram as limitações do modelo aplicado. De acordo com o retratado na seção experimental, a equação de Hagen-Poiseuille não é capaz de prever o impacto da precipitação de parafinas durante o escoamento

e, portanto, não deve ser aplicada à noite, quando o fenômeno de precipitação de parafinas tem um impacto mais significativo devido a redução da temperatura ambiente. Desta forma, as condições críticas foram de escoamento de petróleo a 3% de BSW e escoamento contínuo das Estações A e B, sendo que a Estação B escoa apenas no período diurno.

Os pontos de maior pressão em escoamentos horizontais, como o em estudo, se localiza na saída da bomba. Analisando a Figura 27, é possível observar que estes pontos se localizam nas saídas das Estações A e B. A partir de analises dos resultados e pressões limite das tubulações, ficou claro que a pressão na saída da Estação B é superior ao da Estação A. Portanto o ponto limitante do escoamento está localizado na Estação B, cujo valor de pressão limite, estipulado pelo fabricante e ajustado pelos operadores, segundo as condições atuais da tubulação, está em torno de 750 psi.

Assim, foi realizada a estimativa da pressão limitante (Estação B) através da equação de Hagen-Poiseuille ajustada para as condições críticas. Utilizando médias aritméticas dos dados de campo, foi possível obter a pressão limitante no valor de 606,9 psi. Este valor é 19% inferior ao limite suportado pela tubulação, o que indica que, mesmo nas piores condições de escoamento estipuladas no presente trabalho, a pressão limitante do escoamento apresentou uma folga de pressão de aproximadamente vinte por cento em relação à pressão limite estipulada para a tubulação. Esta folga é um indicador do potencial de aumento de vazão que poderia ter sido aplicado. A Tabela 8 demonstra o cálculo mais detalhado de cada trecho da tubulação até a Estação B.

Tabela 8 - Pressão e perda de carga no escoamento crítico

Especificação	Pressão (MPa)	Pressão (psi)
Limite de pressão da tubulação da Estação B	5,17	750
Estação Coletora	0,443	64,3
Perda de carga Estação B - Entroncamento	0,553	80,2
Perda de carga Entroncamento – Estação Coletora	3,19	462
Estação B	4,19	607

Fonte: Autor

A diferença de pressão, entre a pressão de projeto e a de trabalho, é um valor difícil de ser analisado em termos práticos. Contudo, este valor pode ser convertido

em folga de vazão (Diferença entre a vazão de projeto e a de trabalho) para se obter uma informação mais precisa do real potencial de escoamento da tubulação. Conhecer os limites da unidade de escoamento pode fornecer informações que viabilizem o aumento de vazão de escoamento através de, por exemplo, a exploração de novos poços. Isto gera uma maior produção de petróleo e consequentemente, ganhos financeiros.

Baseado no histórico anual estudado, estimou-se que o óleo escoado das Estações A e B é um fluido de aproximadamente 90% de BSW. O campo em estudo já é um campo maduro e com recuperação secundária baseado na injeção de água. Portanto, há uma tendência de diminuir ainda mais a concentração de petróleo no fluido produzido, o que facilitaria o escoamento através da diminuição da perda de carga (escoamento bifásico). As condições crítica de escoamento considera um escoamento contínuo e rico em óleo (BSW de 3%), quando a viscosidade é elevada e há uma maior perda de carga. Assim, é possível afirmar que este cenário seria dificilmente observado na produção em campo. Portanto, a estimativa de um escoamento nas condições críticas garante uma margem de segurança na aplicação do aumento de vazão na planta, visto que estas condições seriam dificilmente observadas em campo.

Por fim, estimou-se a folga de vazão, indicando um potencial aumento de vazão que poderia ser aplicado até atingir o limite máximo de pressão da tubulação. Este valor pode chegar a 30,9% de aumento de vazão, quando este incremento for efetuado somente na corrente que sai da Estação A. Se o aumento de vazão for aplicado somente na corrente oriunda da Estação B, seria possível atingir 19,2% de aumento de vazão até atingir a pressão limite da estação.

5. CONCLUSÕES

Foi realizada uma revisão bibliográfica de alguns dos trabalhos mais importantes no que se refere aos efeitos da precipitação e deposição de parafinas. Foram discutidas as influências das variáveis mais importantes para o fenômeno, tais como temperatura, composição e teor de água. Além disso, foram retratados alguns dos métodos mais utilizados no controle da precipitação e deposição de parafinas. Também foram relatadas algumas das metodologias mais utilizadas para prever os mecanismos de deposição de parafinas, envelhecimento dos depósitos e predição de escoamento.

A unidade de experimental foi bem descrita, assim como o planejamento dos oito experimentos realizados e suas limitações. Os resultados experimentais, apresentados por outro autor, foram relatados e discutidos no presente trabalho. Assim como os experimentos realizados para a determinação da TIAC e da curva de viscosidade.

A equação de Hagen-Poiseuille foi utilizada como base para o desenvolvimento do modelo após um ajuste de parâmetros. O primeiro modelo foi desenvolvido com base no efeito isolante térmico da parafina depositada. Os resultados foram melhorados após a reelaboração do modelo com base na taxa de formação de núcleos cristalinos. O modelo consegue prever bem os resultados iniciais, que apresentam comportamentos aparentemente exponenciais. Entretanto, para longos períodos, o comportamento exponencial se torna aproximadamente linear.

Os motivos para esta mudança de comportamento foi discutida com base na resistência térmica do depósito formado. Concluiu-se que seria necessária a divisão dos dados em dois períodos. Os experimentos que apresentaram uma mudança no comportamento exponencial da perda de cargaforam divididos em dois períodos. Estes experimentos foram os que apresentaram maior tempo de duração. Para o primeiro período, aplicou-se o modelo com base na taxa de formação de núcleos cristalinos. Para segundo período, foi elaborada uma nova metodologia com base no equilíbrio entre a deposição de parafinas e o arraste das parafinas depositadas pelo próprio fluido.

Os resultados da aplicação do modelo de dois períodos apresentaram valores elevados de coeficientes de determinação (R^2), sendo o menor deles no valor de

0,983. Os resultados indicam que o modelo de dois períodos consegue prever melhor os dados mais longos e de menor teor de água, tendo uma falha de representatividade na transição dos períodos. O modelo desenvolvido neste trabalho foi comparado com um modelo desenvolvido por outros autores. Após a avaliação de ambos resultados, concluiu-se que o modelo desenvolvido no presente trabalho representou melhor os dados experimentais do que o modelo anterior.

Após a validação do modelo a partir de dados experimentalmente obtidos em laboratório, o modelo foi ajustado com dados de campo após algumas considerações. O modelo desenvolvido se ajustou adequadamente aos dados de campo , considerando que o ajuste efetuado gerou um valor do coeficiente de determinação de 0,974. Entretanto, um modelo mais simples como a Equação de Hagen-Poiseuille, também apresentou um elevado coeficiente de determinação: 0,95. Concluiu-se que isto é um indicativo de que a precipitação e deposição de parafinas não causaram impactos significativos no escoamento do óleo em campo. Provavelmente devido aos elevados teores de água presente nos escoamento (em torno de 90% BSW).

Foi efetuada uma estimativa do escoamento em condições críticas de BSW e regime de escoamento. Os resultados mostraram que, mesmo em condições críticas, a pressão limite de escoamento não foi atingida. Assim, foi estimado o percentual de aumento de vazão, em condições críticas, que poderia ser aplicado para atingir a pressão limite do campo. O possível aumento de vazão pode variar entre 19% a 31%.

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

i. Validação em campo com problemas de parafinas para estimar a perda de vazão real.
ii. Estimar a precipitação através de equilíbrio termodinâmico (ESCOBAR-REMOLINA et al., 2005), comparar com dados experimentais e modelos empíricos descritos na literatura. Possivelmente aplicar no modelo.
iii. Estimar a deposição de parafinas através de métodos conhecidos na literatura e comparar os resultados (HUANG et al., 2011).
iv. Vincular as variáveis aos parâmetros estimados no modelo para reduzir a quantidade de parâmetros utilizados.
v. Aplicar estudo diferencial da temperatura radial e axial da tubulação.
vi. Determinar experimentalmente a resistência térmica da parafina precipitada.
vii. Consideração de escoamento inclinado em campo.
viii. Estudo do efeito do envelhecimento do petróleo e seu impacto na perda de carga. Validação experimental do modelo em maiores períodos de tempo, quando o efeito do envelhecimento começa a ser mais impactante.

REFERÊNCIAS

AMIELH, M.; GEERTSEN, C., **Long-distance step-out - how far can we go?** 5th PetroMin Deepwater and Subsea Technology Conference & Exhibition, França, 2007.

BEGG, H. D.; BRILL, J. P. **A study of two-phase flow in an incline pipe**. Journal of Petroleum Technology. Oklahoma, EUA, 1973.

BERGMAN, T. L.; LAVINE, A. S.; INCROPERA, F, P.; DEWITT, D. P. **Transferência de Calor e de Massa**. 7ª ed. Grupo Editorial Nacional, LTC. 2014.

BORDALO, S. N.; OLIVEIRA, R. C. **Escoamento bifásico óleo-água com precipitação de parafinas em dutos submarinos de produção de petróleo**, 4° PDPETRO. p. 21-24, 2007.

BOTT, T. R. Aspects of crystallization fouling. **Experimental Thermal and Fluid Science**, vol. 14, p. 356-360, 1997.

BURGER, E. D.; PERKINS T. K. E.; STRIEGLER J. H. Studies of Wax Deposition in the Trans Alaska Pipeline. **Journal of Petroleum Technology**, p. 1075-1086, 1981.

CHEN, X. T.; BUTLER, T.; BRILL, J. P., **Techniques for measuring wax thickness during single and multiphase flow**. Annual Technical Conference and Exhibition; San Antonio, 1997.

COUTINHO, J. A. P.; ANDERSEN, S. I.; STENBY, E. H. Evaluation of Activity Coefficient Models in Prediction of Alkane Solid-Liquid Equilibria. **Fluid Phase Equilibria**, vol.103, p. 23-39, 1995.

DIRAND, M.; CHAVELLIER, V.; PROVOST, E.; BOURUKBA, M.; PETITJEAN, D. Multicomponent Paraffin Waxes and petroleum solid deposits: Structural and thermodynamic state. **Fuel**, vol. 77, n° 12, p.1253-1260. 1998.

DUKLER, A. E.; WIKCS, M.; CLEVELAND, R. G. Frictional pressure drop in two-phase flow: Approach through similarity analysis. **A.I.Ch.E Journal**. Texas, EUA, 1964.

EATON, B. A.; ANDREWS, D. E.; KNOWLES, C. R. Prediction of flow patterns, liquid holdup and pressure drop occurring during continuous two-phase flow in horizontal pipelines. **Journal of Petroleum Technology**. Texas, EUA, 1967.

ESCOBAR-REMOLINA, J. C. M., **Prediction of characteristics of wax precipitation in synthetic mixtures and fluids of petroleum: A new model**. Fluid Phase Equilibria, p. 197-203, 2005.

ESKIN, D.; RATULOWSKI, J.; AKBARZADEH, K., **Modelling wax deposition in oil transport pipelines.** Canadian Journal of Chemical Engineering, vol.92, p.973-988, 2014.

FARAYOLA, K. K.; ADEBOYE, Y. B.; ADEKOMAYA, O. A. **Thermodynamics Predictions of Wax Precipitation using the Patel-Teja.** Equation of State. 34th Annual SPE International Conference, Nigeria, 2010.

GONG, J.; ZHANG, Y.; LIAO, L. L.; DUAN, J. M.; WANG, P. Y.; ZHOU J., **Wax deposition in the oil/gas two-phase flow for a horizontal pipe**. Energy Fuels. vol. 25, p.1624–32, 2011.

GUO, I.; ZHANG, J.; SUN, G.; BAO, Y., **Thixotropy and its estimation of water-in-waxy crude emulsion gels.** Journal of Petroleum Science and Engineering. vol. 131, p. 86-95, 2015.

HAMPTON, R. E.; MAMMOLI, A. A.; GRAHAM, A. L.; TETLOW, N.; ALTOBELLI, S. A. Migration of particles undergoing pressure-driven flow in a circular conduit. **Journal of Rheology**, vol. 41, p. 621-640, 1997.

HANDAL, A. D., **Analysis of some wax deposition experiments in a crude oil carrying pipe**. Master's degree thesis. 2008.

HANSEN, A. B.; CLASEN, T. L.; BASS, R. M. **Direct impedance heating of deepwater flowline**. Offshore Technology Conference. EUA, 1999.

HUANG, Z. Y.; LEE, H. S.; SENRA, M.; FOGLER, H. S., **A Fundamental Model of Wax Deposition in Subsea Oil Pipelines.** Aiche Journal, vol.57, p.2955-2964, 2011.

LASHKARBOLOOKI M, SEYFAEE A, ESMAEILZADEH F, MOWLA D., **Experimental investigation of wax deposition in Kermanshah crude oil through a monitored flow loop apparatus**. Energy Fuels, vol. 24, p.1234–41, 2010.

LEIROZ, A. T. **Estudo de deposição de parafina em linhas de petróleo**. Tese de doutorado, PUC, Rio de Janeiro, 2004.

LEONTARITIS, K. J. **The wax deposition envelope of gas condensates**. Offshore Technology Conference. EUA, 1998.

MATZAIN A. **Multiphase Flow paraffin deposition Modeling**. PhD. Thesis, the University Tulsa, United States, 1999.

MUKHERJEE, H.; BRILL, J. P. **Pressure drop correlations for two-phase flow**. Journal of Energy Resources Technology. EUA, 1985.

OLIVEIRA, M. C. K.; CARVALHO, R. M.; CARVALHO, A. B.; COUTO, B. C.; FARIA, F. R. D.; CARDOSO, R. L. P. Waxy Crude Oil Emulsion Gel: Impact on Flow Assurance. **Energy & Fuels**, vol. 24, p. 2287-2293, 2009.

PAULY, J.; DARIDON, J.; E COUTINHO, J. A. P., Solid deposition as a function of temperature in the nC10+ (nC24-nC25-nC26) system. **Fluid Phase Equilibria**. vol. 224, p. 237-244, 2004.

PAUSCHE, M. P. **Typhoon Project:** Flow Assurance Issues – How They Were Identified And Resolved. Offshore Technology Conference, OTC 14053, 2002.

PASO, K.; SENRA, M.; YI, Y.; SASTRY, A. M.; FOGLER, H. S. Paraffin Polydispersity Facilitates Mechanical Gelation. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, vol.44, p.7242-7254, 2005.

PEREIRA, R. A. B. **Efeitos de Revestimentos Internos em Tubos**: Deposição de Parafinas e Perda de Carga em Fluidos Viscoplásticos. Dissertação de Mestrado. PUC, Rio de Janeiro, 2009.

PIMENTEL, D. M. **Estudo Experimental da Deposição de Parafina sobre Superfícies Revestidas**. Dissertação de mestrado. PUC, Rio de Janeiro, 2012.

QUAN, Q.; GONG, J.; WANG, W.; GAO, G.; **Study on the aging and critical carbon number of wax deposition with temperature for crude oils**. Journal of Petroleum and Engineering. vol. 103, p. 1-5, 2015.

RIBEIRO, F. S.; MENDES, P. R. S.; BRAGA, S. L. Obstruction of pipelines due to paraffin deposition during the flow of crude oils. **International Journal of Heat and Mass Transfer**, vol.40, n° 18, p. 4319-4328, 1997.

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

SHAGAPOV, V. S.; MUSAKAEV, N. G.; KHABEEV, N. S.; BAILEY, S. S. Mathematical modelling of two-phase flow in a vertical well considering paraffin deposits and external heat exchange. **International journal of Heat and Mass Transfer**. vol. 47, p. 843-851. 2004.

SINGH, P.; FOGLER, H. S. Prediction of the wax content of the incipient wax-oil gel in a pipeline: An application of the controlled-stress rheometer. **Journal of Rheology**, vol. 43, p. 1437-1459, 1999.

SINGH, P.; WALKER, J.; LEE, H. S.; GHARFEH, S.; THOMASON, B.; BLUMER, D**. An Application of Vacuum Insulation Tubing (VIT) for Wax Control in an Arctic Environment.** Offshore Technology Conference, Houston, EUA, 2006.

SINGH, P.; YOUYEN, A.; FOGLER, H. S., **Existence of a critical carbon number in the aging of a wax–oil gel**. AIChE J. vol. 47 (9), 2111–2124, 2001.

SOUZA, R. O. **Avaliação de Modelos Para a Remoção de Depósitos de Parafina em Dutos Utilizando Pigs**. Dissertação de Mestrado. PUC, Rio de Janeiro, 2005.

TARANTINO, G. B. **Estudo e avaliação do escoamento de petróleo parafínico**. Dissertação de mestrado. Universidade Federal da Bahia. Salvador, 2013.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

UKRAINCZYK,N.;KURAJICA, S.; ŠIPUŠIÆ, J. **Thermophysical Comparison of Five Commercial Paraffin Waxesas Latent Heat Storage Materials.** Chem. Biochem. Eng. Q. 24 (2) 129–137, 2010.

TINSLEY, J. F.; PRUD'HOMME, R. K. Deposition apparatus to study the effects of polymers and asphaltenes upon wax deposition. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 72, p.166-174, 2010.

VENKATESAN, R.; NAGARAJANB, N.R.; PASOA, K.; YIC, Y. B.; SASTRYC, A.M.; FOGLER, H.S. The strength of paraffin gels formed under static and flow conditions. **Chemical Engineering Science**. vol. 60, p. 3587-3598, 2005.

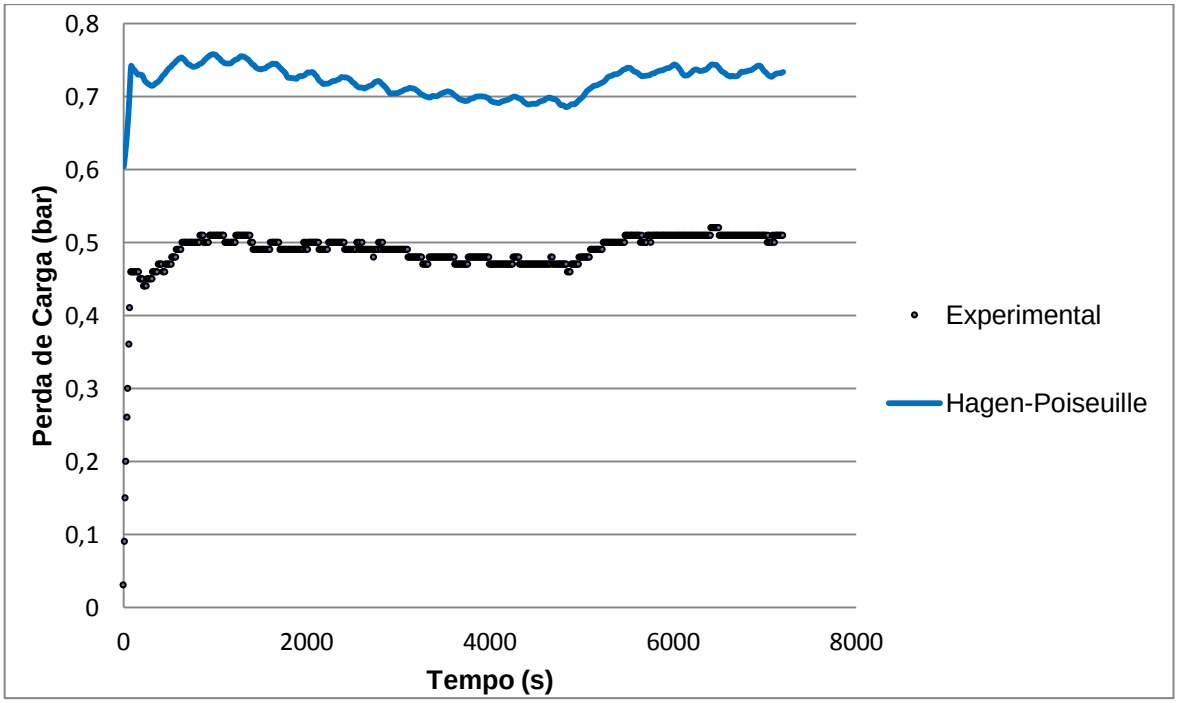
VISINTIN, R. F. G.; LOCKHART, T. P.; LAPASIN, R.; D'ANTONA, P. Structure of waxy crude oil emulsion gels. **Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics**, vol. 149, p. 34-39, 2008.

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

Apêndice A

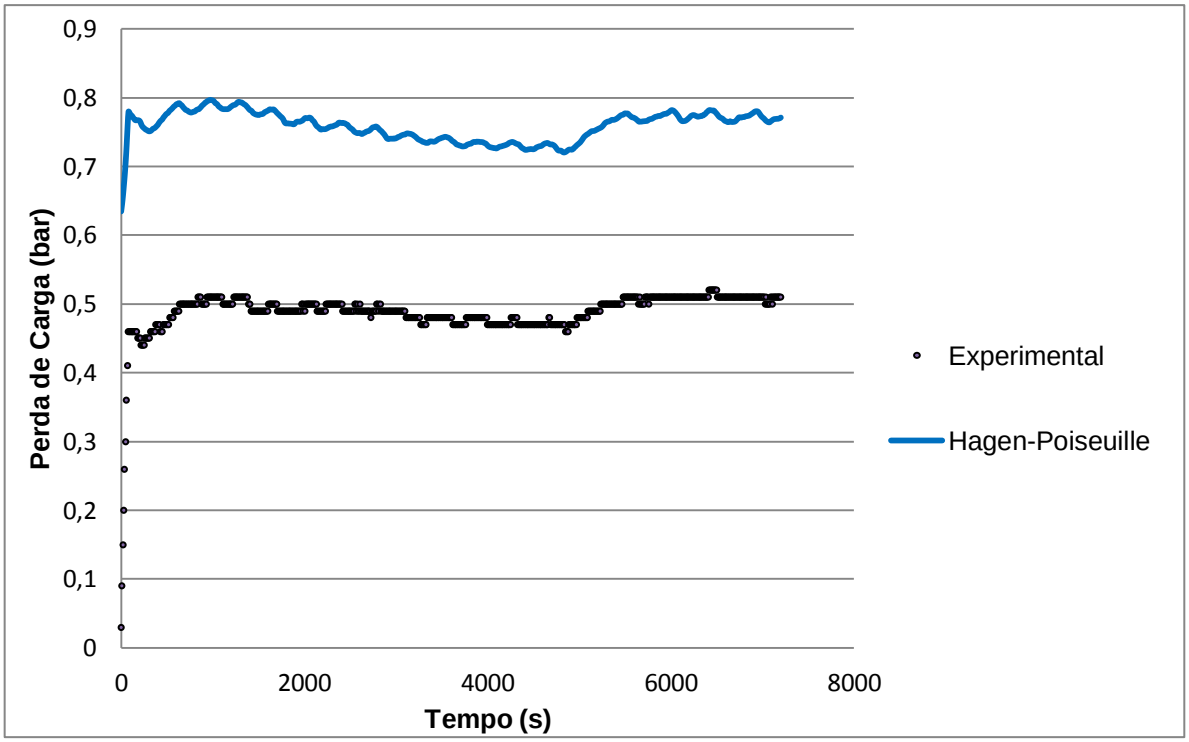
Nesta seção estão relatados e discutidos os experimentos realizados por Tarantino (2013) com óleos não parafínicos. As condições experimentais são semelhantes às utilizadas com os óleos parafínicos (Tabela 1) e podem ser observados nas Figuras A1, A2, A3, A4, A5, A6, A7 e A8.

Figura A1 – Escoamento de óleo não parafínico a 5% de BSW, temperatura ambiente de 20°C e vazão de 150ml/min



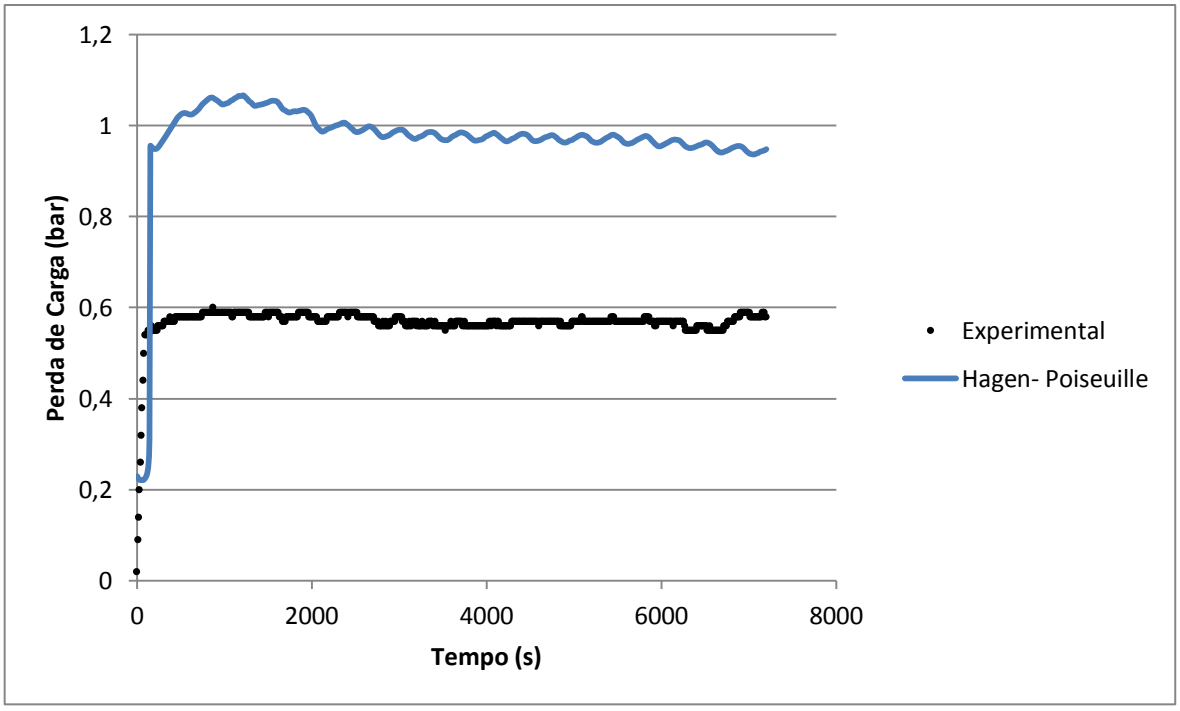
Fonte: Tarantino (2013)

Figura A2 – Escoamento de óleo não parafínico a 5% de BSW, temperatura ambiente de 25°C e vazão de 150ml/min



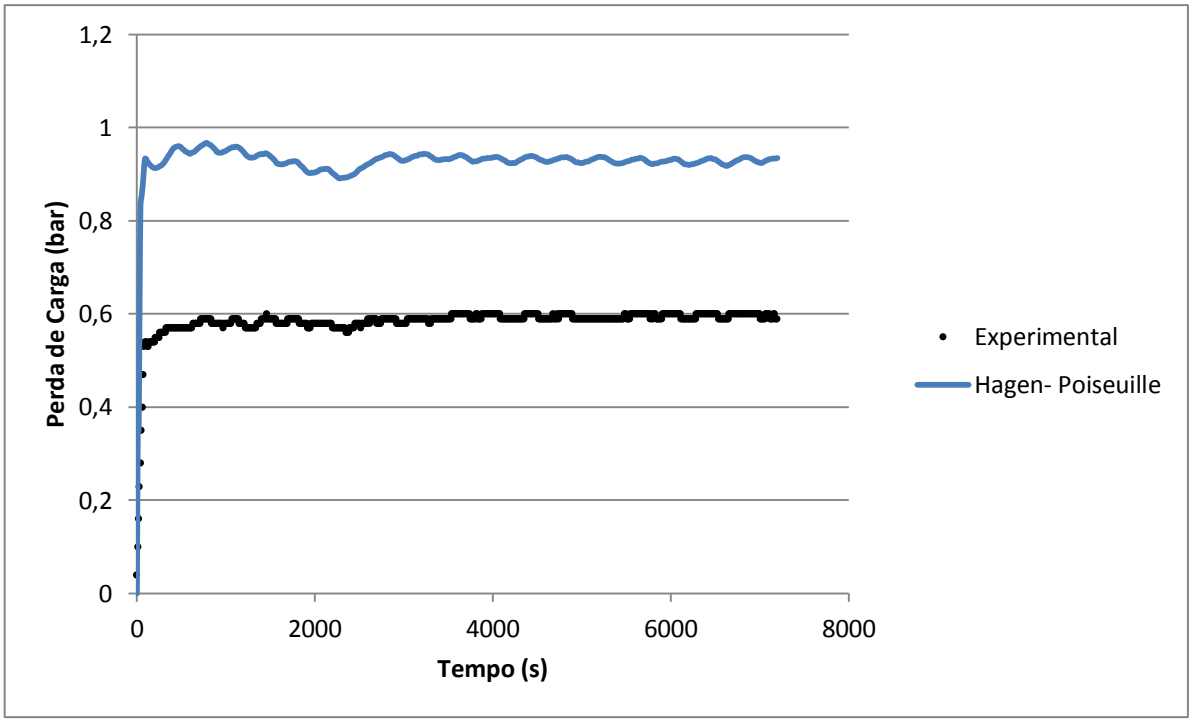
Fonte: Tarantino (2013)

Figura A3 – Escoamento de óleo não parafínico a 5% de BSW, temperatura ambiente de 20°C e vazão de 200ml/min



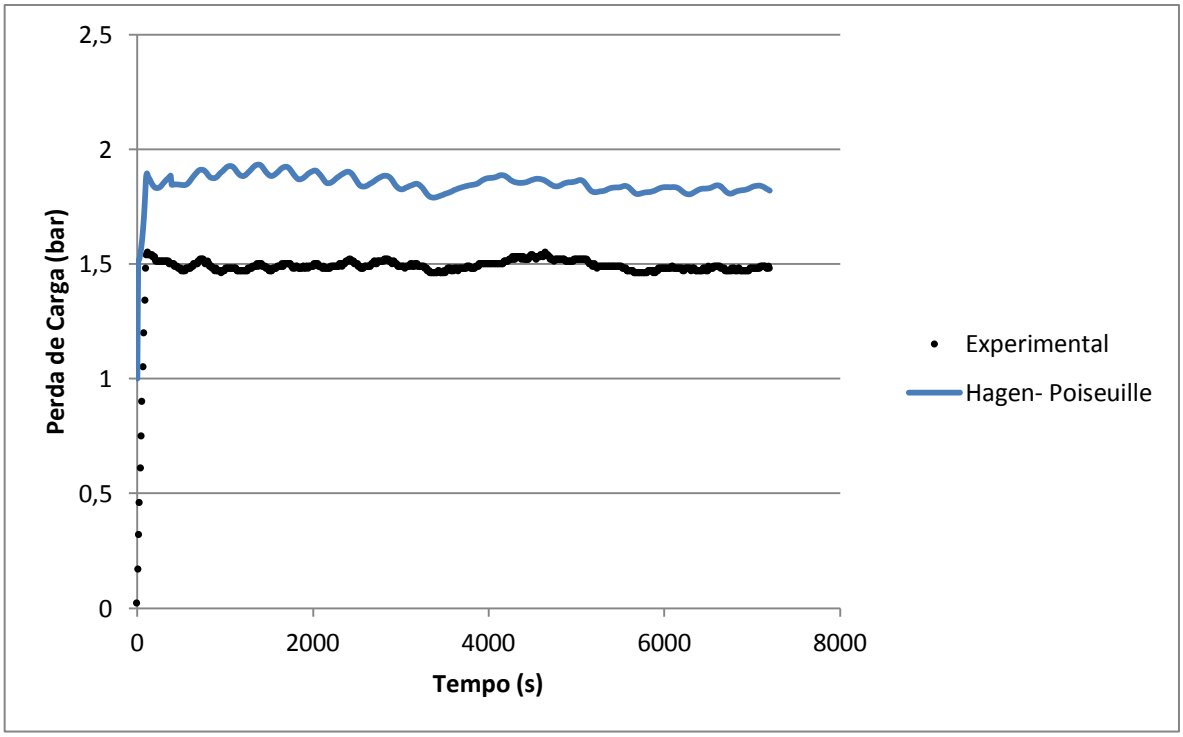
Fonte: Tarantino (2013)

Figura A4 – Escoamento de óleo não parafínico a 5% de BSW, temperatura ambiente de 25°C e vazão de 200ml/min



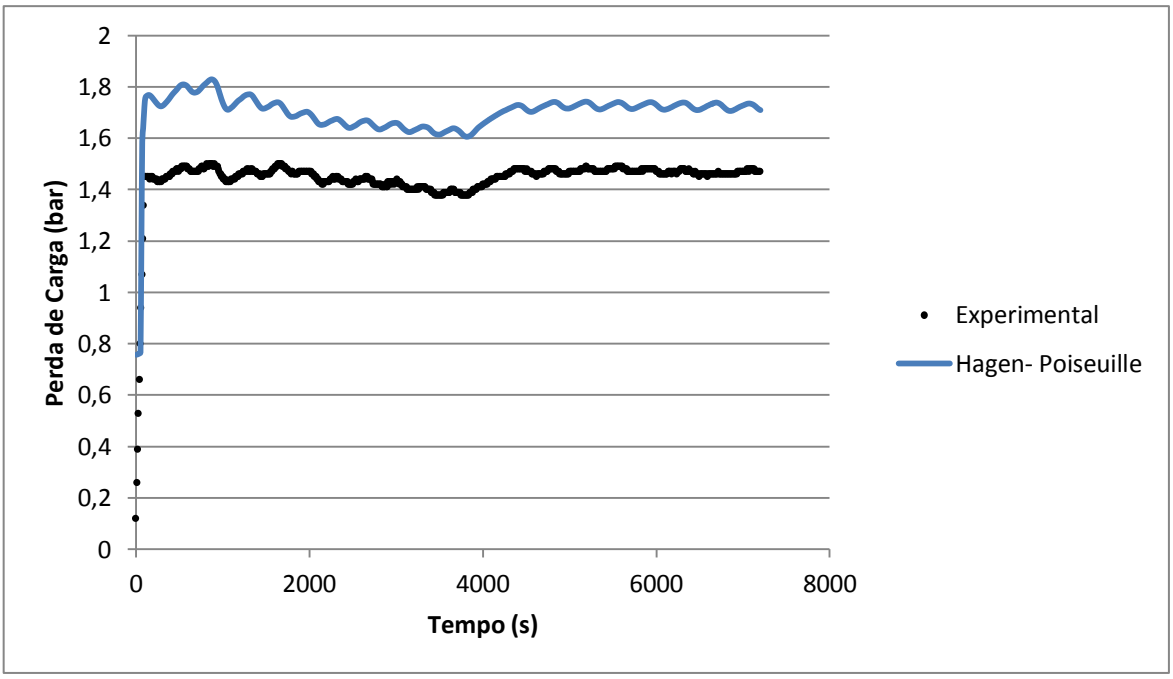
Fonte: Tarantino (2013)

Figura A5 – Escoamento de óleo não parafínico a 35% de BSW, temperatura ambiente de 20°C e vazão de 150ml/min



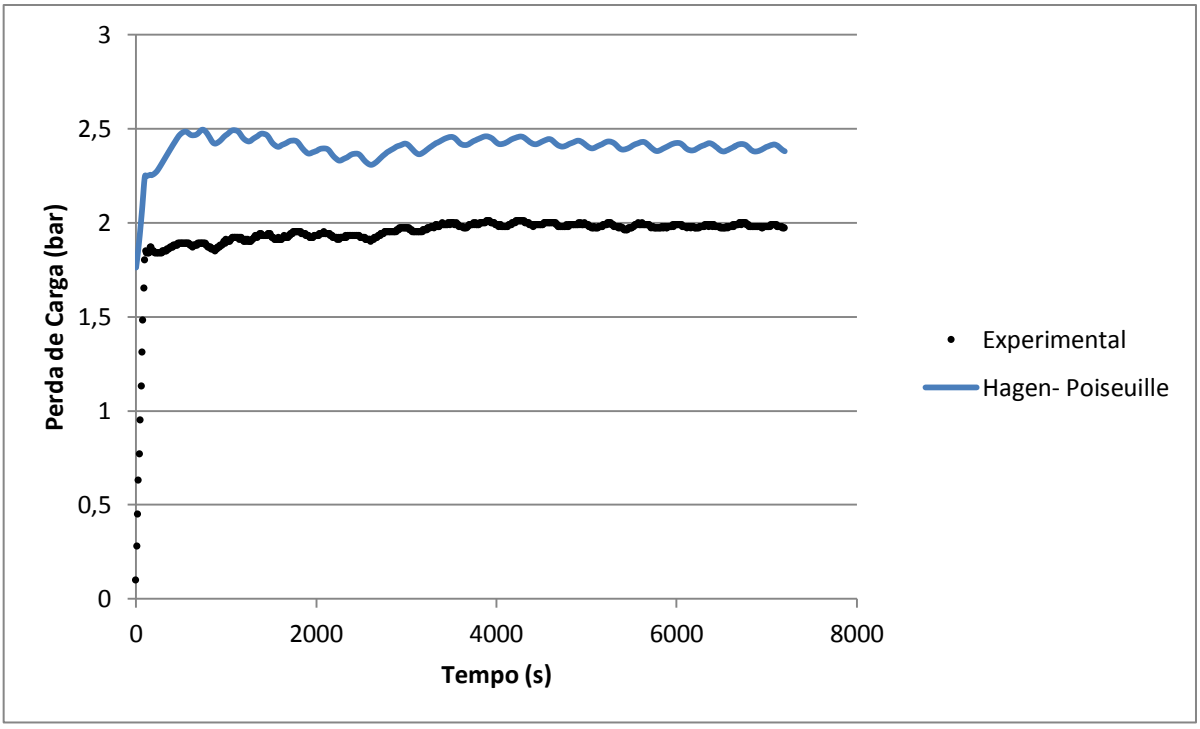
Fonte: Tarantino (2013)

Figura A6 – Escoamento de óleo não parafínico a 35% de BSW, temperatura ambiente de 25°C e vazão de 150ml/min



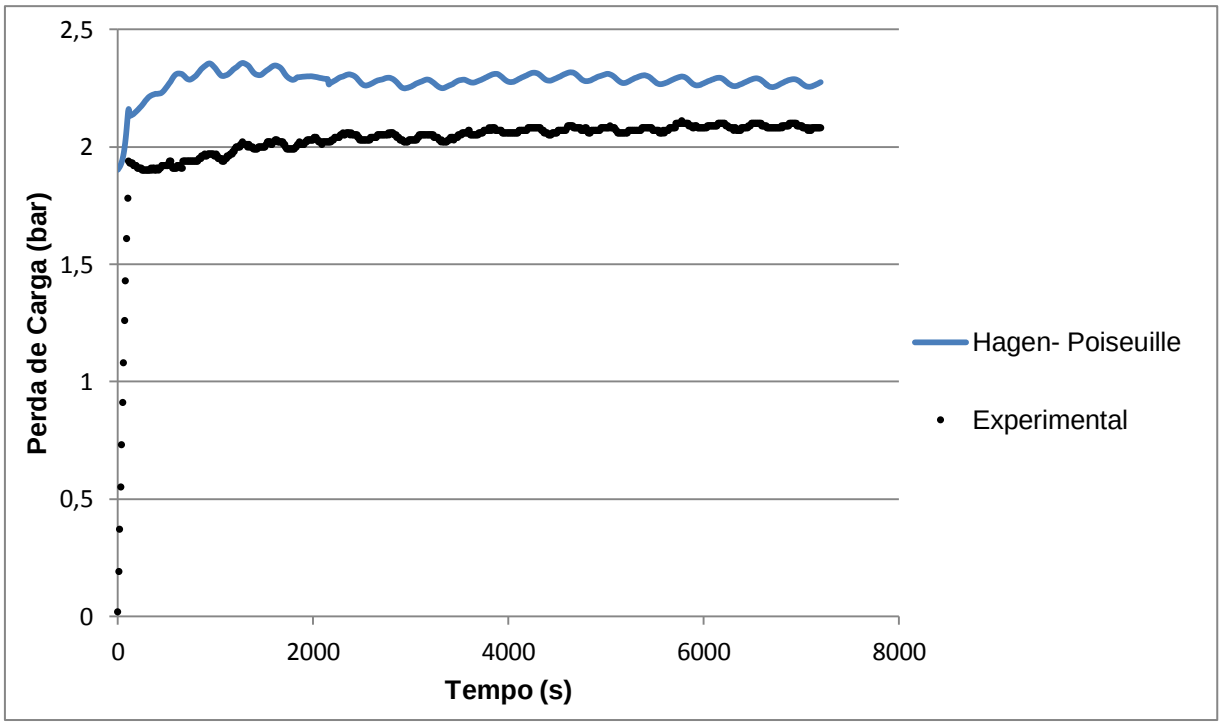
Fonte: Tarantino (2013)

Figura A7 – Escoamento de óleo não parafínico a 35% de BSW, temperatura ambiente de 20°C e vazão de 200ml/min



Fonte: Tarantino (2013)

Figura A8 – Escoamento de óleo não parafínico a 35% de BSW, temperatura ambiente de 25°C e vazão de 200ml/min



Fonte: Tarantino (2013)

Observe-se que, nas Figuras A1, A2, A3 e A4, são apresentados os resultados dos experimentos com o BSW de 5%, enquanto as Figuras A5, A6, A7 A8 descrevem o comportamento dos experimentos com BSW de 35%. Analisando os resultados em conjunto, é notório que a equação de Hagen-Poiseuille obteve resultados mais discrepantes quando menor foi o BSW, ou seja, menor o teor de água. Isto é um indício de que o teor de água é um fator importante no erro do modelo. A Lei de Hagen-Poiseuille foi desenvolvida para líquidos newtonianos, como a água. Quando se extrapola esta limitação e aplica-se o modelo a líquidos não newtonianos, como o petróleo, há uma maior tendência de existir erros.

Apesar da diferença observada entre os resultados experimentais e os obtidos pela equação de Hagen-Poiseuille, foi possível observar que este modelo consegue prever o comportamento geral dos experimentos. Observando atentamente, é possível constatar que o modelo consegue prever as pequenas oscilações de perda de carga dos experimentos. Assim, foi efetuado um ajuste da constante C da equação de Hagen Poiseuille (Equação 11) para “posicionar” a

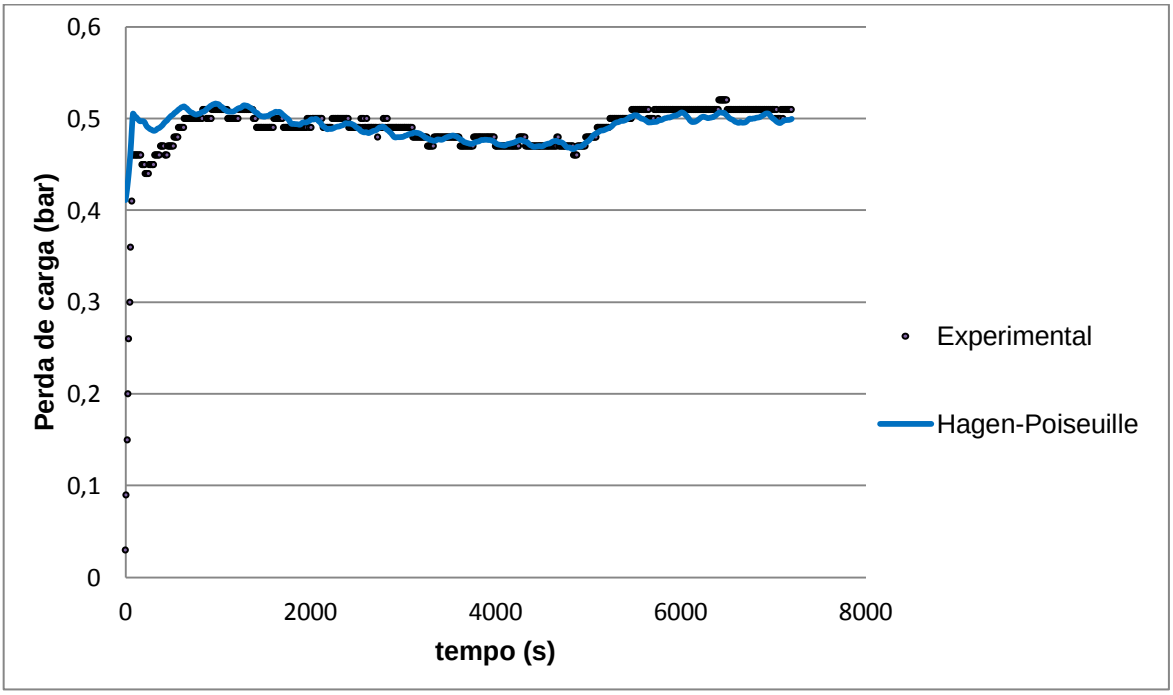
equação em cada experimento. Na Tabela A1 podem ser observadas as constantes ajustadas para cada experimento, enquanto nas Figuras A9 a A16 podem ser observados os ajustes destas constantes.

Tabela A1 – Constantes de ajuste da equação de Hagen-Poiseuille para óleos não parafínicos

Experimento	BSW (%)	Q (mL/min)	T (°C)	Constante de Hagen-Poiseuille ajustada (C)
NP1	5	150	20	26,4
NP2	5	150	25	29,9
NP3	5	200	20	23,4
NP4	5	200	25	25,8
NP5	35	150	20	33,0
NP6	35	150	25	34,8
NP7	35	200	20	33,0
NP8	35	200	25	36,0

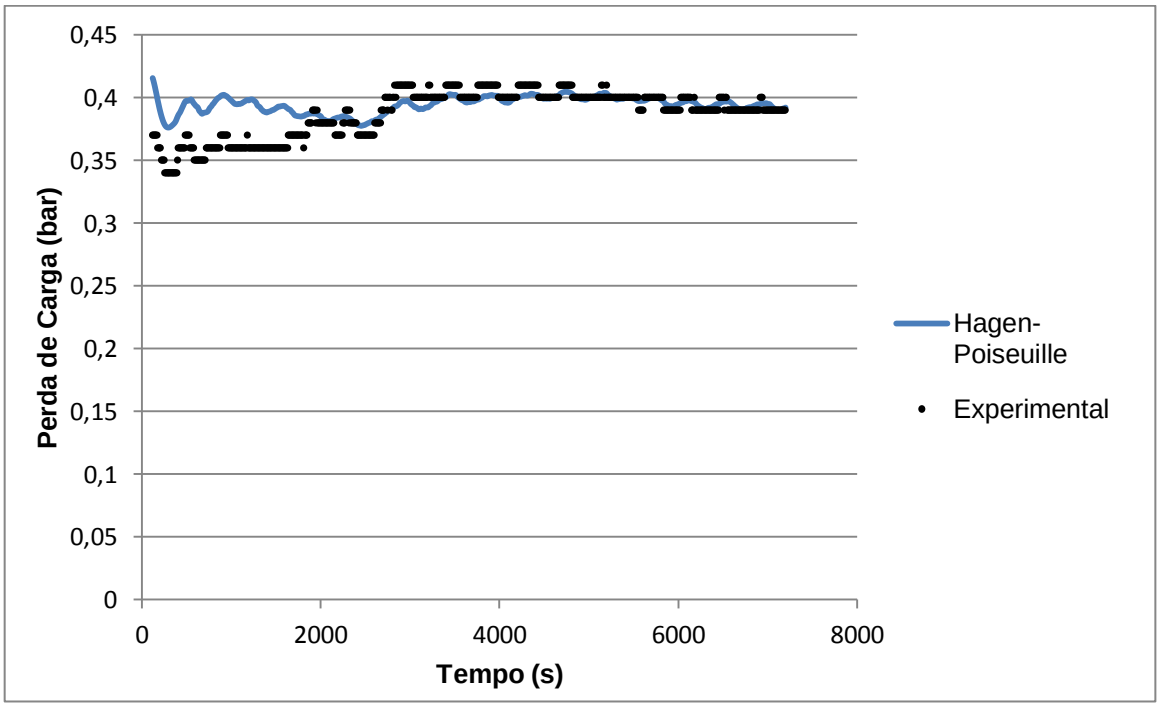
A constante original da equação é aproximadamente “40,7”. Observe-se que os valores das constates dos experimentos com BSW de 5% são menores que o valor original (todos inferiores a 30). As constantes dos experimentos com BSW de 35% também são inferiores ao valor original, entretanto, são todas maiores que 33,0. Estas constantes, como pode ser observado na Equação 11, multiplicam os demais parâmetros da equação de Hagen-Poiseuille. Portanto, reduzir a magnitude desta constante implica em reduzir a magnitude dos resultados de perda de carga do modelo. Como todas as constantes são menores que o valor da constante original, isto significa que o ajuste reduziu a magnitude da perda de carga estimada pelo modelo.

Figura A9 – Equação ajustada para o experimento NP1



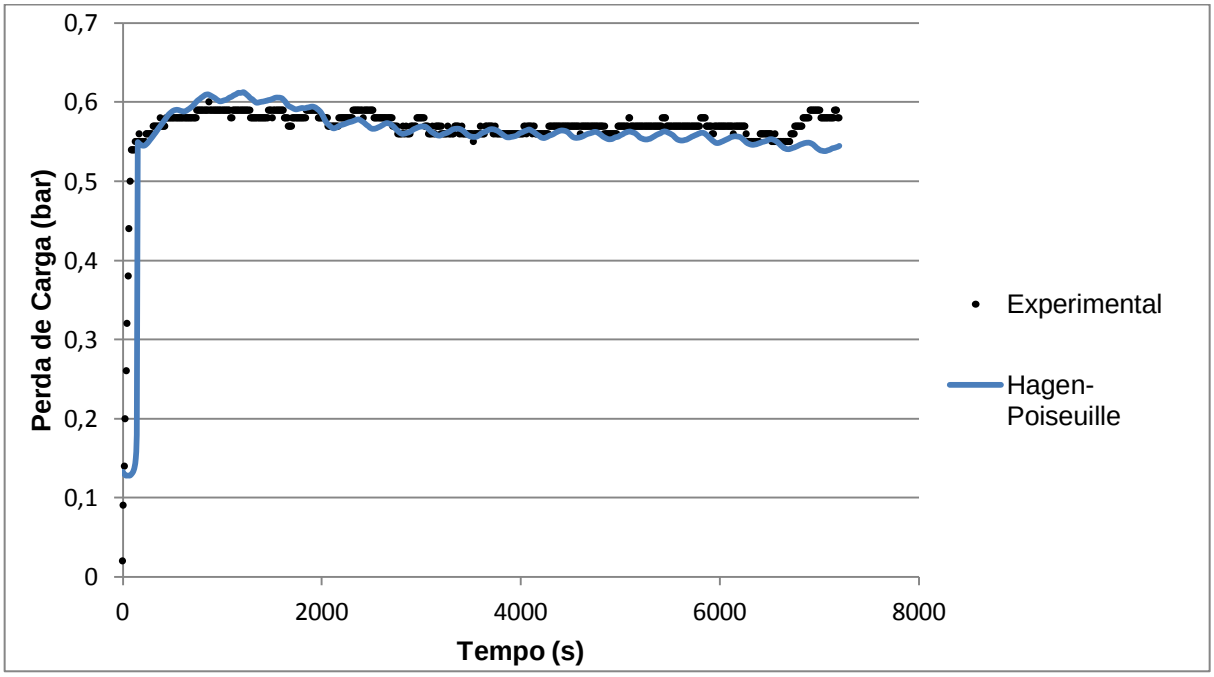
Fonte: Tarantino (2013)

Figura A10 – Equação ajustada para o experimento NP2



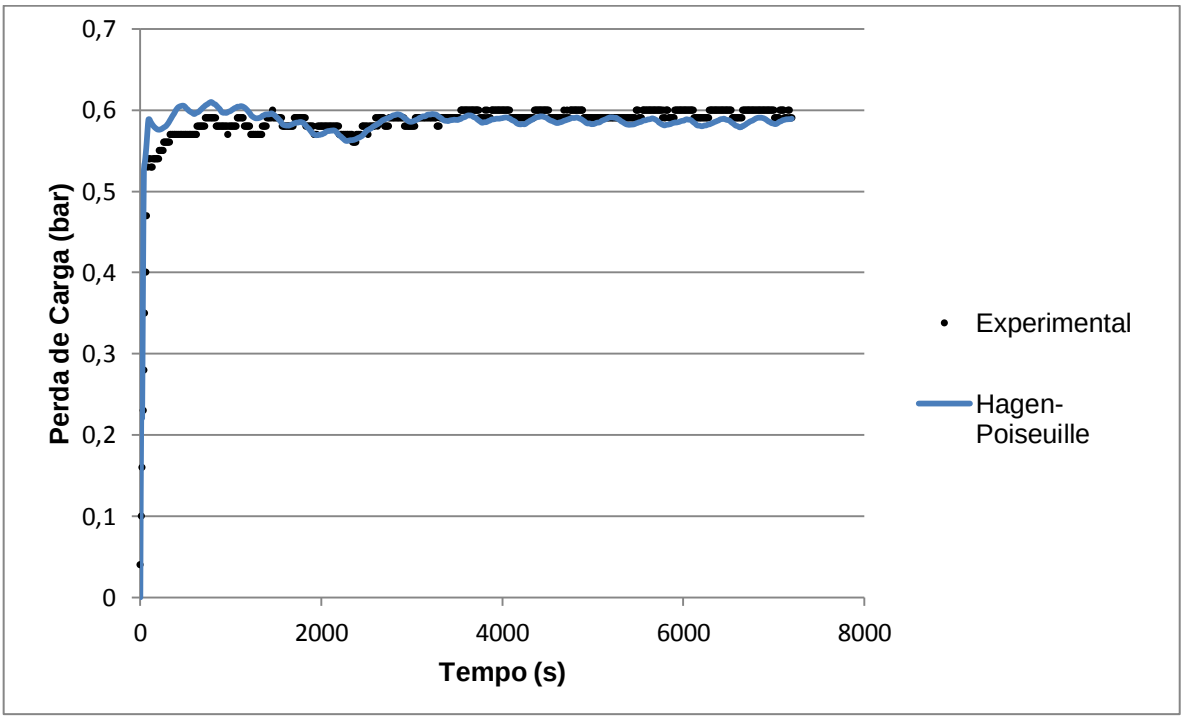
Fonte: Tarantino (2013)

Figura A11 – Equação ajustada para o experimento NP3



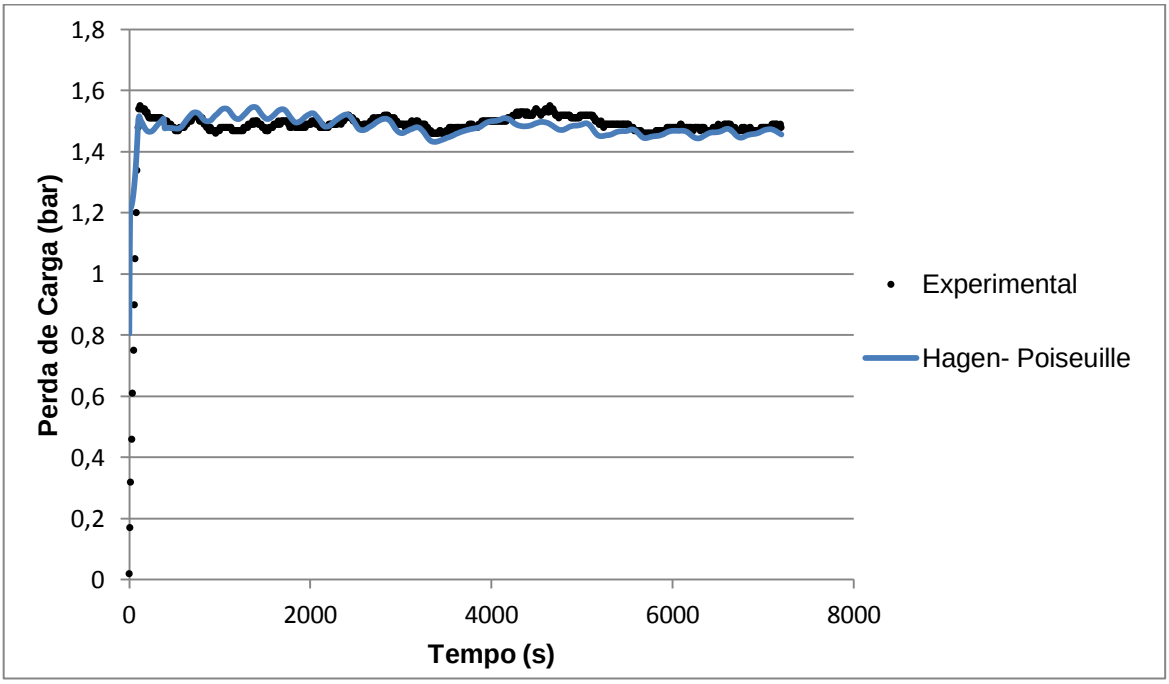
Fonte: Tarantino (2013)

Figura A12 – Equação ajustada para o experimento NP4



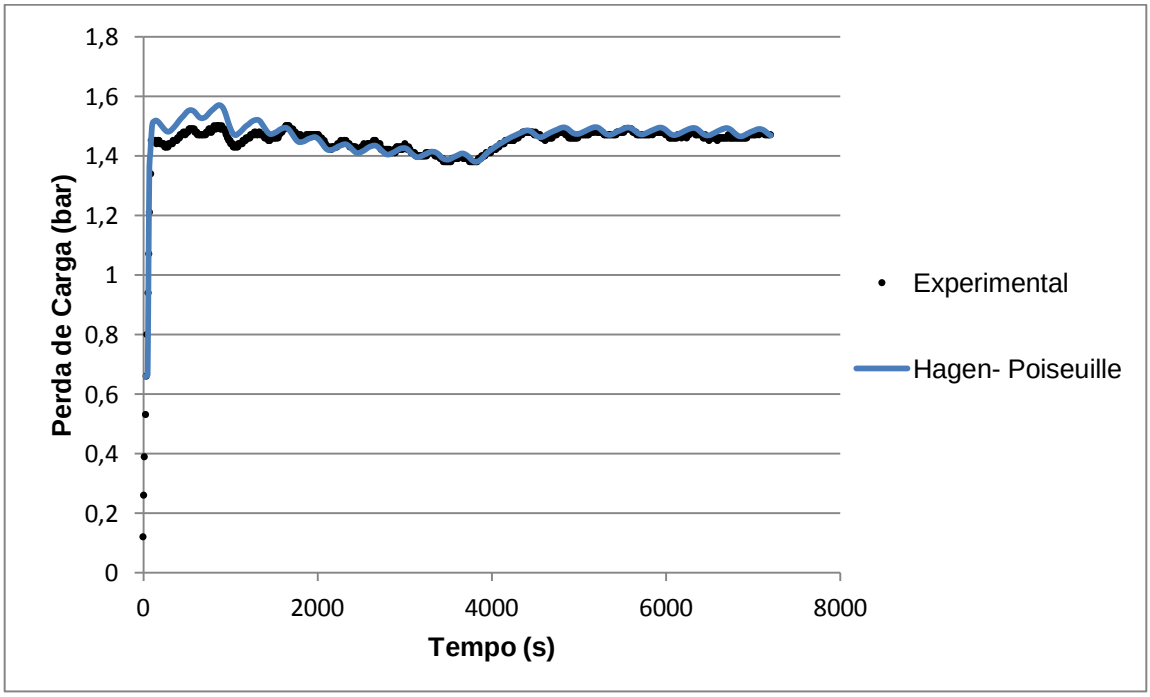
Fonte: Tarantino (2013)

Figura A13 – Equação ajustada para o experimento NP5



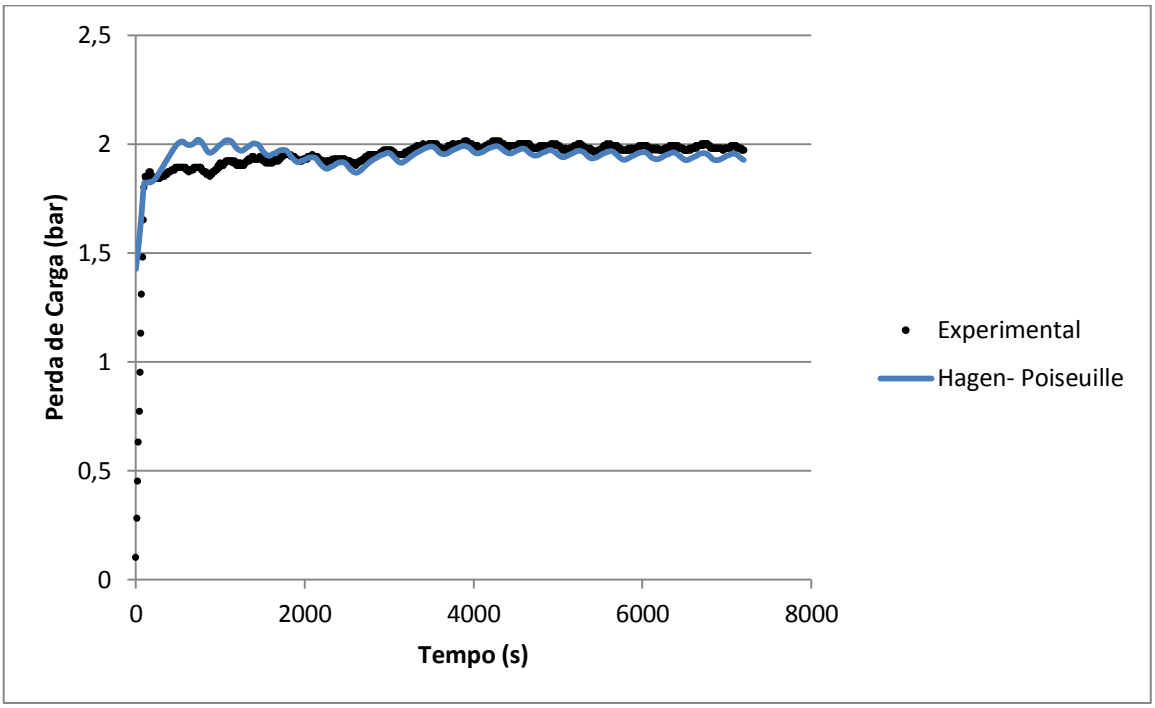
Fonte: Tarantino (2013)

Figura A14 – Equação ajustada para o experimento NP6



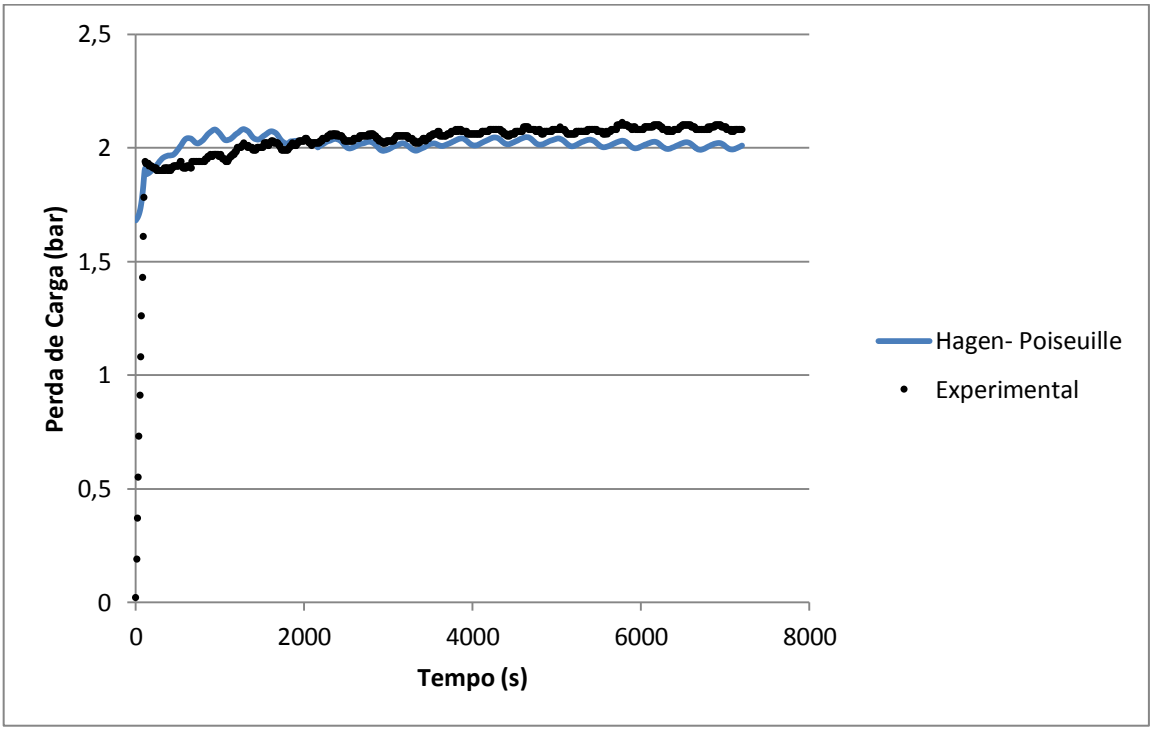
Fonte: Tarantino (2013)

Figura A15 – Equação ajustada para o experimento NP7



Fonte: Tarantino (2013)

Figura A16 – Equação ajustada para o experimento NP8

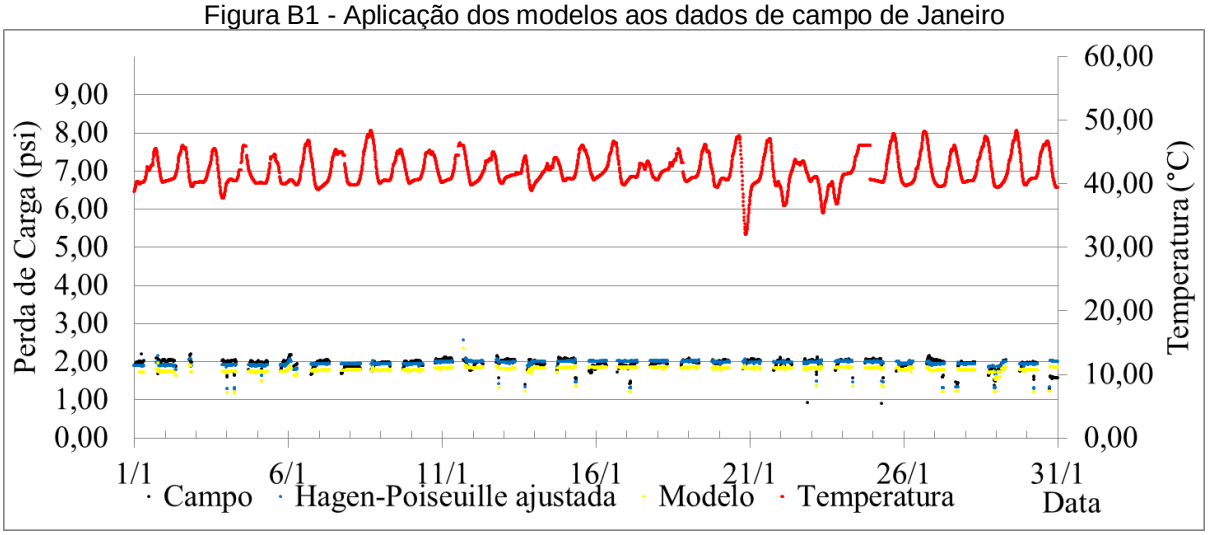


Fonte: Tarantino (2013)

APÊNDICE B

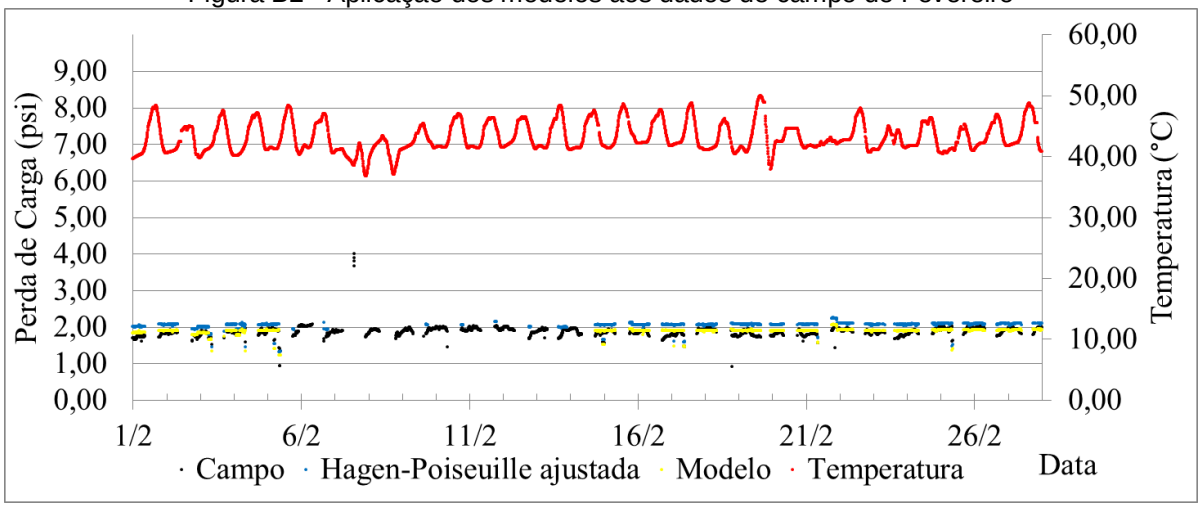
Nesta seção podem ser observados os resultados da aplicação da equação de Hagen-Poiseuille com a constante C ajustada e a Equação 34, aplicada aos dados de campo durante o período de um ano. De acordo com o descrito na Seção 4, os dados de campo foram aplicados no período de um ano (2013) e seccionados em doze partes, uma para cada mês. Os resultados da aplicação dos modelos e dados experimentais de perda de carga e temperatura média do fluido podem ser observados nas Figuras B1 a B12.

Figura B1 - Aplicação dos modelos aos dados de campo de Janeiro



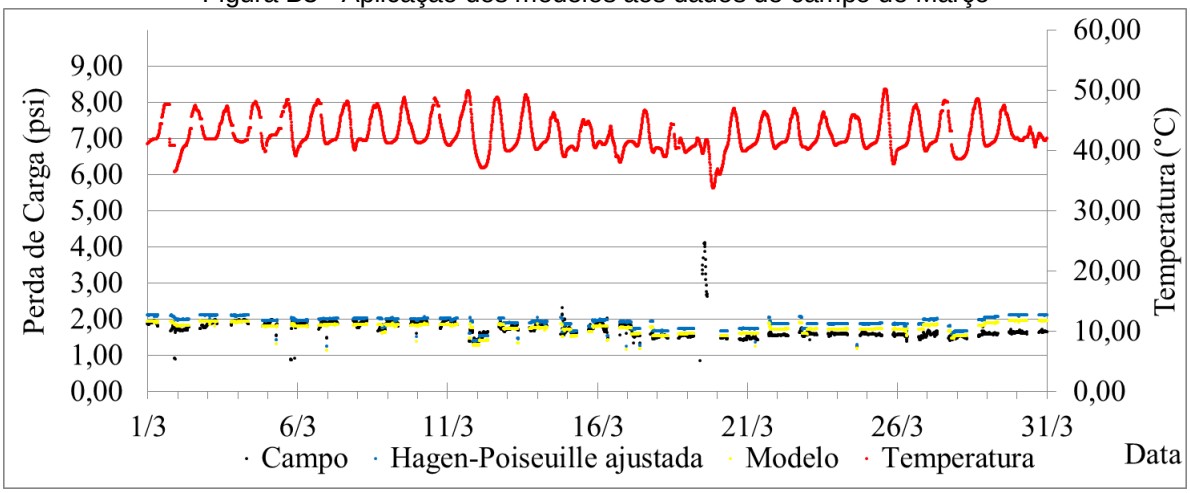
Fonte: Autor

Figura B2 - Aplicação dos modelos aos dados de campo de Fevereiro



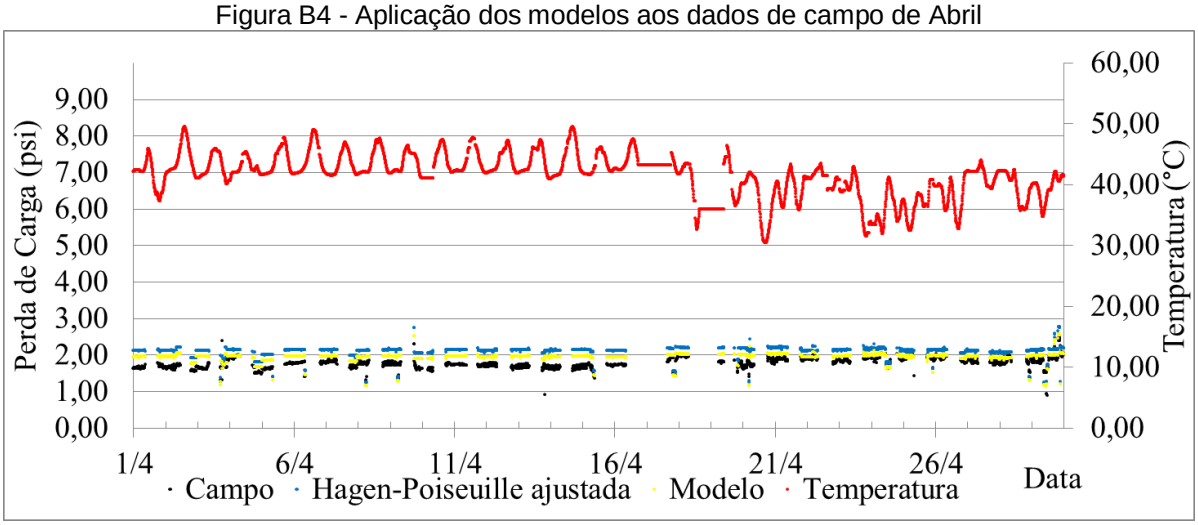
Fonte: Autor

Figura B3 - Aplicação dos modelos aos dados de campo de Março



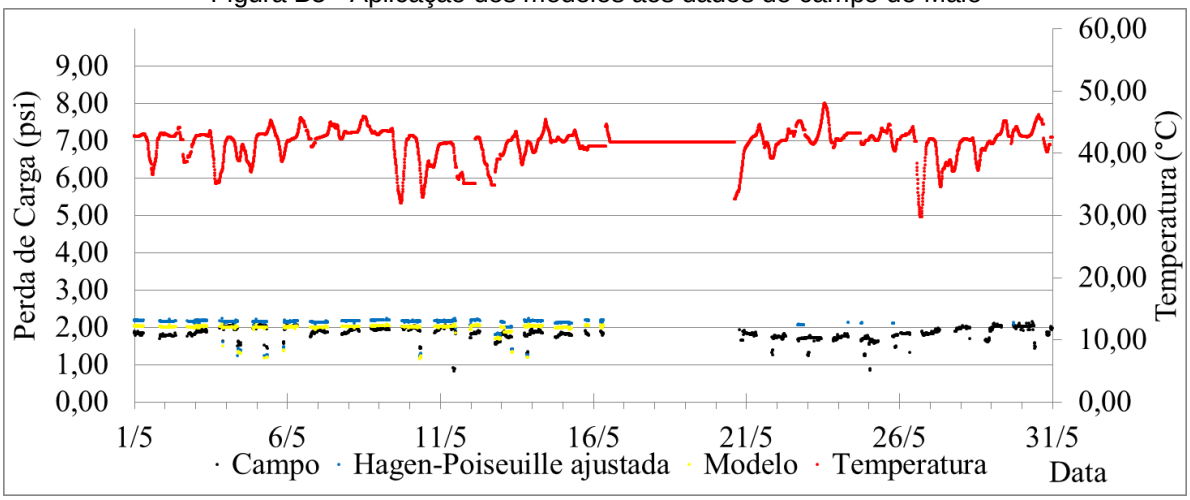
Fonte: Autor

Figura B4 - Aplicação dos modelos aos dados de campo de Abril



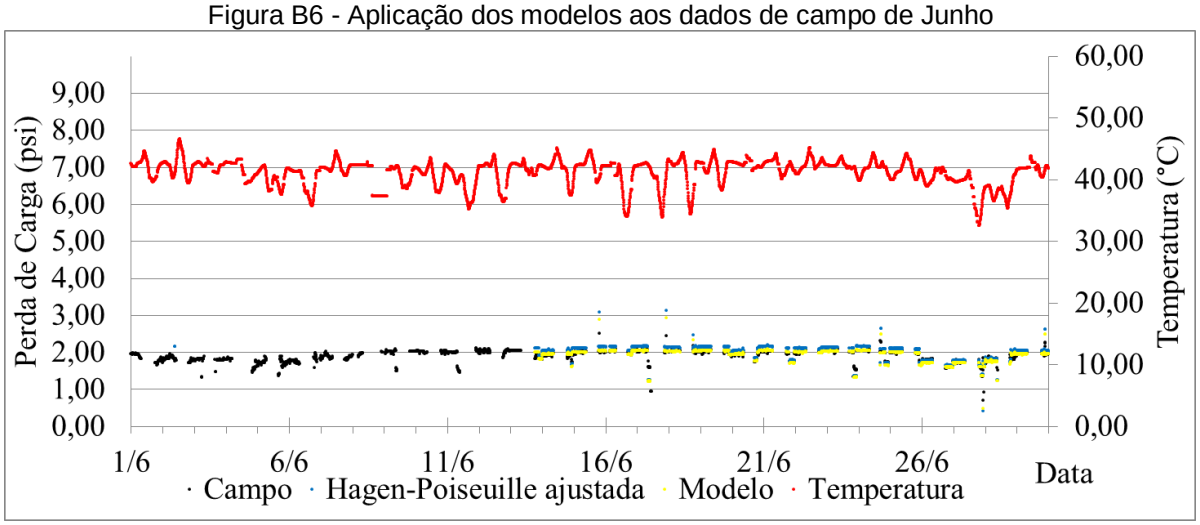
Fonte: Autor

Figura B5 - Aplicação dos modelos aos dados de campo de Maio



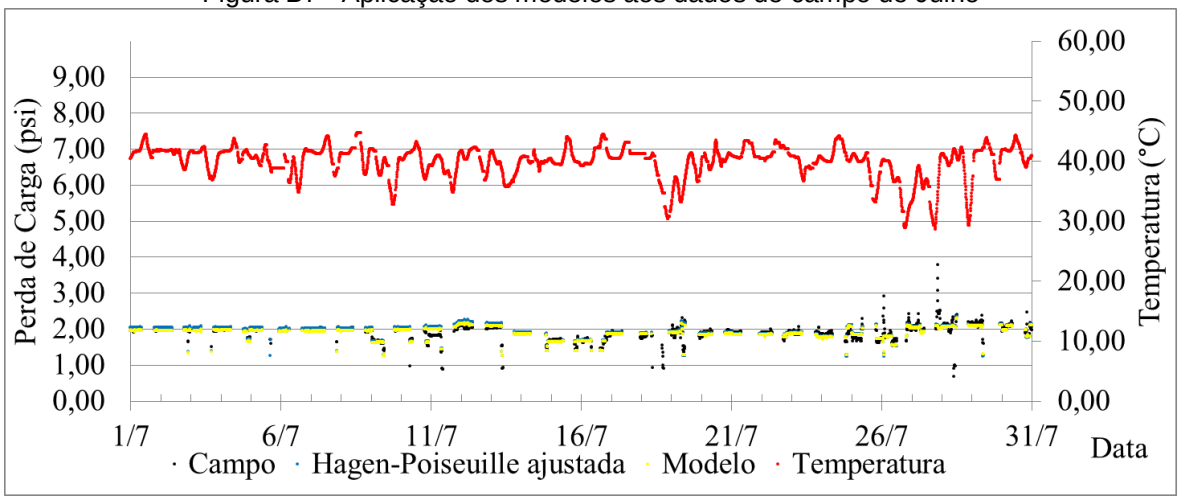
Fonte: Autor

Figura B6 - Aplicação dos modelos aos dados de campo de Junho



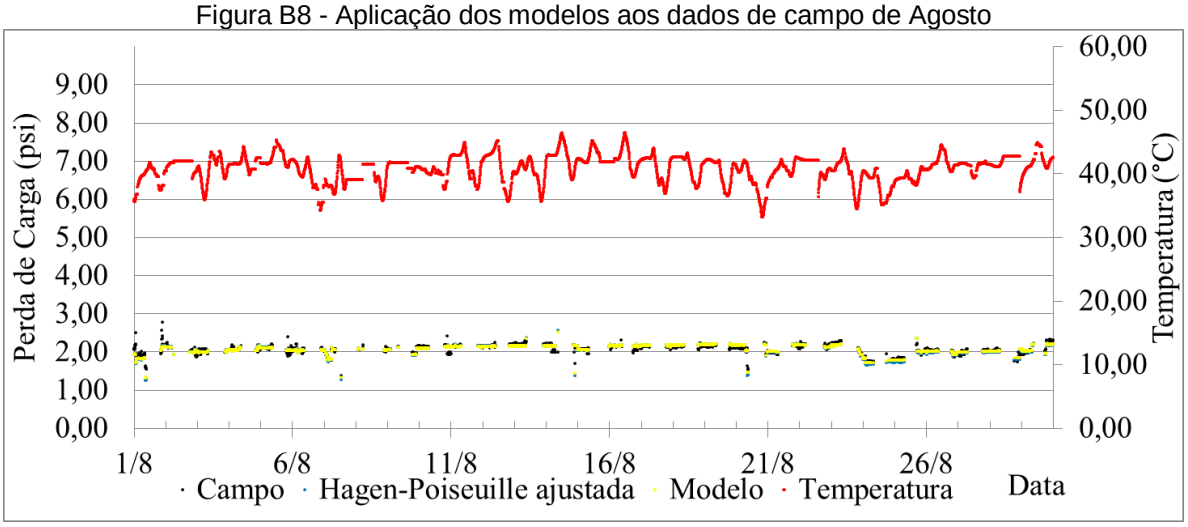
Fonte: Autor

Figura B7 - Aplicação dos modelos aos dados de campo de Julho



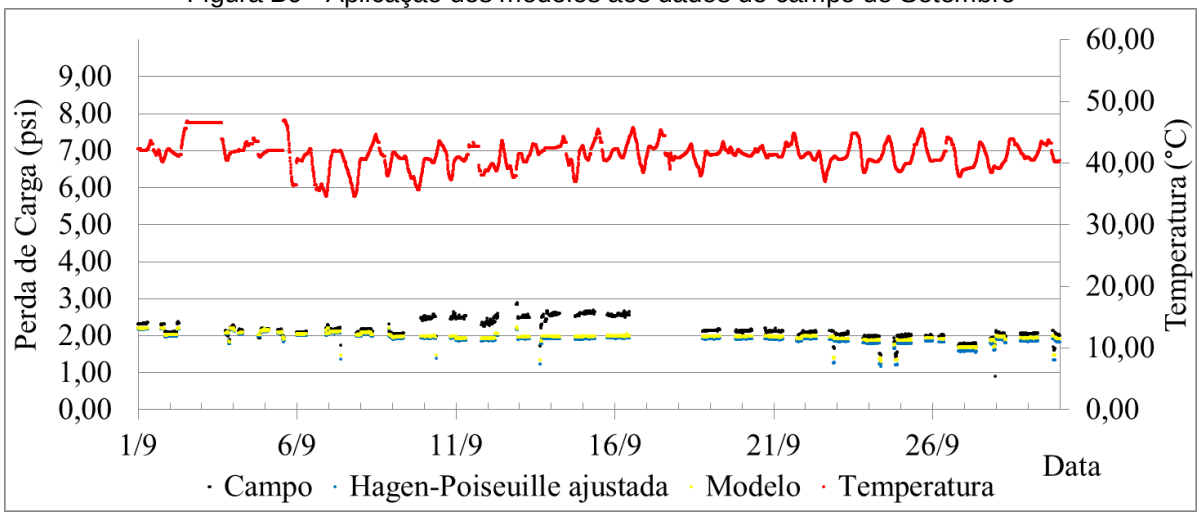
Fonte: Autor

Figura B8 - Aplicação dos modelos aos dados de campo de Agosto



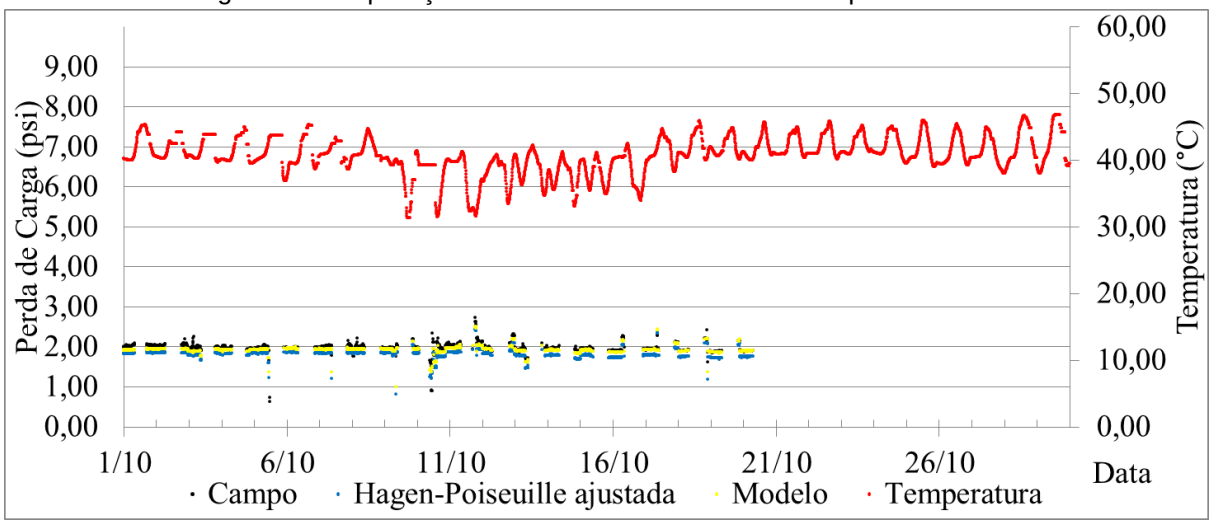
Fonte: Autor

Figura B9 - Aplicação dos modelos aos dados de campo de Setembro



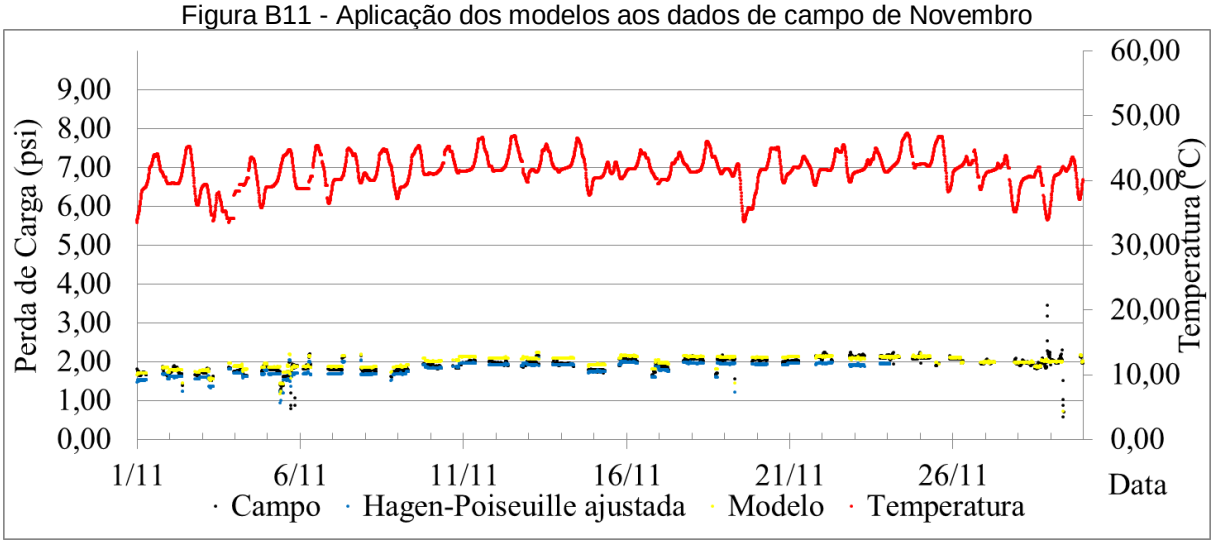
Fonte: Autor

Figura B10 - Aplicação dos modelos aos dados de campo de Outubro



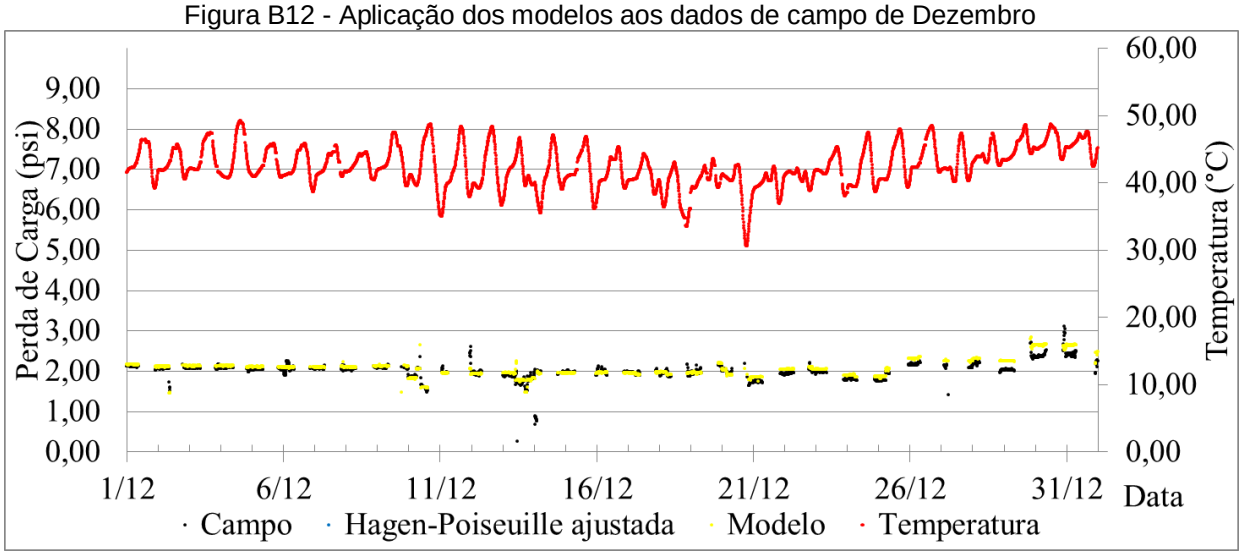
Fonte: Autor

Figura B11 - Aplicação dos modelos aos dados de campo de Novembro



Fonte: Autor

Figura B12 - Aplicação dos modelos aos dados de campo de Dezembro



Fonte: Autor

A maioria das oscilações da temperatura se deve, principalmnte, às variações diárias desta variável. Isto não provoca grandes diferencas na perda de carga devido aos elevados valores de temperatura, próximos ou, em muitos casos, acima da TIAC. As oscilações da perda de carga experimental se devem, principalmente a operações rotineiras de campo.