



CENTRO UNIVERSITÁRIO SENAI CIMATEC
PROGRAMA DE POS-GRADUAÇÃO STRICTO SENSU
GESTÃO E TECNOLOGIA INDUSTRIAL

SANDRO LUÍS DA COSTA ALVES

ESTUDO COMPARATIVO DO ESCOAMENTO DE
PETRÓLEO EM LINHAS DE PRODUÇÃO FABRICADAS EM
AÇO CARBONO E FIBRA DE VIDRO

Salvador

2017

SANDRO LUÍS DA COSTA ALVES

ESTUDO COMPARATIVO DO ESCOAMENTO DE
PETRÓLEO EM LINHAS DE PRODUÇÃO FABRICADAS EM
AÇO CARBONO E FIBRA DE VIDRO

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu do Centro Universitário, SENAI CIMATEC como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Gestão e Tecnologia Industrial

Orientador: Prof. Dra. Luzia Aparecida Tofaneli
Coorientador: Prof. Me. Turan Dias Oliveira

Salvador
2017

SANDRO LUÍS DA COSTA ALVES

ESTUDO COMPARATIVO DO ESCOAMENTO DE PETRÓLEO EM
LINHAS DE PRODUÇÃO FABRICADAS EM AÇO CARBONO E FIBRA
DE VIDRO

Dissertação apresentada como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Gestão e Tecnologia Industrial, Centro Universitário, SENAI CIMATEC

Aprovada em ____ de _____ de 2017.

Banca Examinadora

Luzia Aparecida Tofaneli – Orientadora

Doutora em Engenharia Aeronáutica e Mecânica pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica, São José dos Campos – SP, Brasil
Faculdade SENAI CIMATEC

Turan Dias Oliveira – Coorientador

Mestre em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial na Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC, Salvador – BA, Brasil
Faculdade SENAI CIMATEC

Alex Álisson Bandeira Santos - Membro interno da Banca

Doutor em Energia e Ambiente pela Universidade Federal da Bahia, Salvador – BA, Brasil
Faculdade SENAI CIMATEC

Lillian Vasconcellos Brandão Maronezi - Membro externo da Banca

Doutora em Engenharia Química pela Universidade Federal da Bahia, Salvador – BA, Brasil
Coordenadora de Pesquisa e Desenvolvimento da Carboflex

Dedico este trabalho aos
meus filhos Maria Clara,
Luiz Carlos Neto, Luiz
Gabriel e Cristal (*in
memoriam*).

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, por ter me dado a vida, força e coragem para chegar até aqui, com perspectiva de voos maiores.

A minha eterna esposa, que sempre me apoiou, seja qual fosse a situação, me deu força, amor e carinho, além de ser compreensiva durante minhas noites acordado escrevendo trabalho e finais de semana realizando coletas de campo para o desenvolvimento deste trabalho. Te amo minha eterna amada.

Aos meus pais, em especial ao meu pai, por ter me dado força, conselhos e incentivo técnico e moral para o desenvolvimento deste trabalho.

A minha orientadora Dr^a Luzia, a qual tive o privilégio divino de conhecer, pois quando eu chegava meio que desanimado, ela sempre me deslumbrava os caminhos a serem seguidos neste trabalho.

A meu coorientador, que na realidade foi mesmo um orientador, Msc Turan, um cara fantástico que conseguiu despertar em mim o amor por transferência de calor em apenas 30 minutos de conversa.

Aos meus familiares, em especial minhas irmãs Lilian e Priscila, sem esquecer de minha tia Aidil pela força e se mostrar sempre presente na minha caminhada acadêmica.

A minha irmã de consideração, Líllian Brandão, que sempre me ajudou com seus conhecimentos, além de realizar minhas análises de petróleo. Você mora em meu coração irmã.

A minha colega de SENAI, Eng^a Juliana, por todo apoio e paciência comigo no processo de aprendizado do Ansys, nunca esquecerei de você Juli, Deus irá te abençoar sempre.

Aos colegas da Conterp, Alan e Vinicius, que sempre estiverem dispostos a me ajudar com informações, coletas e imagens para desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores do curso de mestrado, em especial o professor Drº Renelson Sampaio, a pessoa mais inteligente que tive o prazer de conhecer, além de sempre me impulsionar na geração e transmissão do conhecimento, de forma a aprimorar a minha didática e conseguir fazer aulas com um paralelo entre o tácito e explícito.

A família Pedro Ribeiro, sem exceção, que sempre me apoiaram e incentivaram a buscar novos rumos e assim poder voar mais alto. Uma direção fantástica, uma coordenadora exemplar, obrigado pelos conselhos e puxões de orelha minha “mãe” Nadilza e também minha grande amiga Heloísa.

Aos meus alunos do ensino superior, que sempre me impulsionaram a buscar cada dia mais e assim poder transmitir um pouco do conhecimento, adquirido na vida acadêmica e na prática, para cada um de vocês.

Enfim, gostaria de agradecer a todos que de forma direta ou indireta puderam contribuir para o pleno desenvolvimento deste trabalho, sendo assim esse trabalho é nosso.

“Treine enquanto eles dormem, estude enquanto eles se divertem, persista enquanto eles descansam, e então, viva o que eles sonham”.

Provérbio japonês

RESUMO

O petróleo é o recurso mineral mais procurado e utilizado no cotidiano da sociedade moderna. A exploração de petróleo em campos maduros tem o agravante do alto teor de BSW (*Basic Sediments and Water*), assim favorecendo a corrosão das linhas de produção que levam o petróleo do poço até a estação de processamento primário para realização da separação água/óleo/gás. Em contrapartida algumas empresas detentoras de blocos exploratórios da bacia do recôncavo vêm substituindo as linhas de produção fabricadas a partir de aço por fibra de vidro, assim evitando o problema de corrosão, no entanto poucos trabalhos científicos têm sido realizados com o objetivo de avaliar a temperatura ao longo das linhas de produção. Com a crescente produção de petróleo no Brasil, os campos maduros vêm sendo cada vez mais explorados por empresas de pequeno e médio porte, assim favorecendo o escoamento do petróleo por linhas de produção. O objetivo desse trabalho é avaliar o comportamento da temperatura do petróleo ao longo da linha de produção de fibra de vidro, além de identificar condições favoráveis ou não à parafinação durante o escoamento. Neste trabalho foi determinado analiticamente a transferência de calor para o escoamento de petróleo em poços de petróleo equipado com linha de produção de aço e o estudo de caso para os poços com a linha de produção de fibra de vidro, em seguida foram realizadas simulações numéricas do escoamento de petróleo nos dois casos utilizando CFD (*Computational Fluid Dynamics*) através do software ANSYS CFX®, sendo posteriormente comparado o resultado numérico com a determinação analítica, afim de verificar condições favoráveis ou não à parafinação. Os resultados da transferência de calor determinados analiticamente se mostraram bem próximo da simulação numérica, confirmando as condições de campo da variação de temperatura entre a cabeça do poço e a estação, no entanto a variação de temperatura foi relativamente alta para os poços equipado com linha de produção de aço quando comparado com a fibra. Desta forma pode-se sugerir a utilização de linhas de produção de fibra de vidro para escoamento de petróleo em poços com baixo BSW, garantido uma menor variação da temperatura ao longo do escoamento e por consequência evitando a parafinação.

Palavras-chave: Petróleo. Temperatura. Deposição de parafina. CFD.

ABSTRACT

Petroleum is the most tracked and consumed mineral resource in our everyday's modern society. Exploiting mature oil fields has the constraint of comprise high rates of BSW (*Basic Sediments and Water*), therefore, enhancing corrosion of production pipelines which deliver petroleum from the field to the separator in order to separate production fluids into their constituents: water/oil/gas. In contrast, some enterprises owning exploiting blocks in the Reconcavo's basin are substituting production steel made pipelines by glass fiber pipelines, thus avoiding corrosion issues. However, few scientific works evaluating temperatures along the production pipelines have been done. As the petroleum production has increased in Brazil, mature oil fields are being increasingly exploited by small and medium enterprises, thus improving petroleum flow through production lines. The objective of this work was to evaluate the behavior of petroleum temperature along the glass fiber production line, as well as to identify favorable or unfavorable conditions to paraffin deposition during flow. In the present work, the heat transferred to petroleum flow in oil wells equipped with a production line made of steel and the case study for the wells with glass fiber line were analytically determined. Mathematical flow simulations for both (steel and glass fiber) were performed using the CFD (Computational Fluid Dynamics) through the software ANSYS CFX®, in order to compare the numerical results with the analytical determination and verify favorable or unfavorable conditions to paraffin deposition. Results of the heat transfer, analytically determined, were close to the numerical simulation, thus confirming field conditions of temperature variation between the wellhead and the separator. However, the temperature variation was relatively higher for the oil wells equipped with steel line when compared to the glass fiber. Thus, the utilization of glass fiber production pipelines for petroleum flow in oil wells with low BSW is recommended to guarantee a lower variation of temperature along the flow course, consequently avoiding paraffin deposition.

Keywords: Petroleum. Temperature. Paraffin deposition. CFD.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Análise elementar do óleo cru típico (% em peso)	29
Tabela 2. Caracterização das cadeias carbônicas do óleo típico.....	37
Tabela 3. Condutividade térmica de alguns materiais	43
Tabela 4. Valores de coeficiente de transferência de calor por condução	44
Tabela 5. Condutividade térmica das frações do solo	56
Tabela 6. Condições de contorno dos poços com tubulação de aço carbono	61
Tabela 7. Condições de contorno do subdomínio fluido em escoamento	63
Tabela 8. Condições de contorno do subdomínio camada da fibra de vidro	63
Tabela 9. Condições de contorno do subdomínio camada do solo	64
Tabela 10. Poços produtores da estação	66
Tabela 11. Características das linhas de produção.....	66
Tabela 12. Caracterização dos fluidos	67
Tabela 13. Caracterização da emulsão.....	67
Tabela 14. Resultados da modelagem analítica.....	68
Tabela 15. Comparação das malhas.....	72
Tabela 16. Erro Relativo entre as malhas em função da variação de temperatura...	73
Tabela 17. Comparativo da parafinação: Poço x Modelagem x Material.....	83

LISTAS DE FIGURAS

Figura 1. Evolução da produção média diária de petróleo no Brasil	20
Figura 2. Fonte de utilização de energia	20
Figura 3. Cadeia de suprimentos da indústria do petróleo	21
Figura 4. Preço médio do barril de petróleo	24
Figura 5. Campos petrolíferos da cidade de Catu – BA	25
Figura 6. Duto terrestre sendo rebaixado	30
Figura 7. Arranjo de dutos marítimos	31
Figura 8. Linhas de produção em campo <i>onshore</i>	31
Figura 9. Parte da tubulação de fibra de vidro	32
Figura 10. Tubulação com danos causado por corrosão	35
Figura 11. Hidrocarbonetos saturados normais, ramificados e cíclicos	36
Figura 12. Tubulação parafinada	38
Figura 13. Osborne Reynolds em seu experimento	40
Figura 14. Regime de escoamento laminar x turbulento	41
Figura 15. Deposição de parafina na tubulação	50
Figura 16. Deposição estacionária de parafina	50
Figura 17. Transferência de calor nas linhas de produção	57
Figura 18. Fluxograma da modelagem computacional	59
Figura 19. Geometria para tubulação de aço carbono	60
Figura 20. Malha do domínio da linha de produção de aço carbono	60
Figura 21. Domínio padrão da tubulação de aço carbono	61
Figura 22. Geometria para tubulação de fibra de vidro	62
Figura 23. Malha do domínio da linha de produção de fibra de vidro	62
Figura 24. Subdomínio fluido em escoamento	63
Figura 25. Subdomínio camada da fibra de vidro	64
Figura 26. Subdomínio camada do solo	64
Figura 27. Variação da temperatura x comprimento do poço 7	70
Figura 28. Variação da Temperatura x comprimento do poço 8	71
Figura 29. Variação da Temperatura x comprimento do poço 5	72
Figura 30. Comparação das malhas em relação a temperatura	73
Figura 31. Comparação dos modelos de turbulência em relação a temperatura	74

Figura 32. Desenvolvimento do escoamento	75
Figura 33. Variação da temperatura radial na tubulação de aço carbono do poço 7...	76
Figura 34. Variação da temperatura na tubulação de aço carbono do poço 7.....	76
Figura 35. Variação da temperatura na tubulação de fibra de vidro do poço 7.....	77
Figura 36. Comportamento da temperatura nas linhas de produção para o poço 7.....	78
Figura 37. Variação da temperatura na tubulação de aço carbono do poço 8.....	79
Figura 38. Variação da temperatura na tubulação de fibra de vidro do poço 8.....	79
Figura 39. Comportamento da temperatura nas linhas de produção para o poço 8.....	80
Figura 40. Variação da temperatura na tubulação de aço carbono do poço 5.....	81
Figura 41. Variação da temperatura na tubulação de fibra de vidro do poço 5.....	81
Figura 42. Comportamento da temperatura nas linhas de produção para o poço 5.....	82
Figura 43. Comparativo dos resultados analíticos x modelagem do poço 7.....	84
Figura 44. Comparativo dos resultados analíticos x modelagem do poço 8.....	85
Figura 45. Comparativo dos resultados analíticos x modelagem do poço 5.....	86

LISTAS DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CFD	-	Fluidodinâmica Computacional (<i>Computational Fluid Dynamics</i>)
BSW	-	Teor Básico de Sedimentos e Água (<i>Basic Sediments and Water</i>)
CNPM	-	Companhia Nacional de Pesquisa Mineral
UDMC	-	Unidade de Desparafinação Mecânica Convencional
UCAQ	-	Unidade de Circulação de Água Quente
UCOQ	-	Unidade de Circulação de Óleo Quente
SPT	-	Sonda de Produção Terrestre
<i>ONSHORE</i>	-	Em Terra
<i>OFFSHORE</i>	-	No Mar
TIAC	-	Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais
PIG	-	Equipamento de Limpeza e Inspeção de Dutos (<i>Pipeline Inspection Gauge</i>)
NIST	-	Instituto Nacional de Padrões e Tecnologias (<i>National Institute of Standards and Technology</i>)
PIB	-	Produto Interno Bruto
EDP's	-	Equações Diferenciais Parciais

LISTAS DE SÍMBOLOS

T_o	-	Teor de Óleo	[adimensional]
T_a	-	Teor de Água	[adimensional]
V_a	-	Volume de água contida na amostra	[m ³]
V_T	-	Volume total da amostra (água + óleo)	[m ³]
ρ	-	Massa específica	[kg/m ³]
Q	-	Vazão Volumétrica	[m ³ /s]
A_t	-	Área transversal da tubulação	[m ²]
A_s	-	Área da superfície de contato da emulsão	[m ²]
A_m	-	Área média de contato da emulsão na tubulação	[m ²]
V_m	-	Velocidade média	[m/s]
μ	-	Viscosidade dinâmica	[Pa.s]
μ_t	-	Viscosidade dinâmica turbulenta	[Pa.s]
Re	-	Número de Reynolds	[adimensional]
D	-	Diâmetro da tubulação	[m]
L_h	-	Comprimento de entrada hidrodinâmico	[m]
L_t	-	Comprimento de entrada térmico	[m]
L	-	Comprimento da tubulação	[m]
ε	-	Rugosidade Absoluta	[m]
f	-	Fator de Atrito	[adimensional]

P_r	-	Número de Prandtl	[adimensional]
C_p	-	Capacidade Calorífica	[J/kgK]
N_{UD}	-	Número de Nusselt	[adimensional]
κ	-	Condutividade Térmica	[W/mK]
h	-	Coeficiente de Transferência de Calor por Convecção	[W/m ² K]
R_{conv}	-	Resistência Térmica de Convecção	[K/W]
R_{cond}	-	Resistência Térmica de Condução	[K/W]
R_T	-	Resistência Térmica Total	[K/W]
r_e	-	Raio externo da tubulação	[m]
r_i	-	Raio interno da tubulação	[m]
T_f	-	Temperatura de Filme	[K]
T_s	-	Temperatura da superfície da tubulação	[K]
T_∞	-	Temperatura do fluido que envolve a tubulação	[K]
T_{amb}	-	Temperatura ambiente	[°C]
T_{solo}	-	Temperatura do solo	[°C]
R_{aD}	-	Número de Rayleigh	[adimensional]
g	-	Aceleração da Gravidade	[m/s ²]
β	-	Coeficiente de Expansão Térmica	[K ⁻¹]
α	-	Difusividade Térmica	[m ² /s]
T_e	-	Temperatura de saída do fluido	[K]

T_i	-	Temperatura inicial do fluido	[K]
κ	-	Energia cinética turbulenta	[J]
ε	-	Taxa de dissipação turbulenta	[m ² s ⁻³]
ω	-	Taxa de dissipação específica	[s ⁻¹]
\bar{U}	-	Coeficiente Global de Transferência de Calor	[W/m ² K]
\dot{m}	-	Vazão Mássica	[kg/s]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Definições do problema.....	23
1.2	Objetivo	25
1.2.1	Objetivo geral.....	25
1.2.2	Objetivos específicos.....	25
1.2.3	Organização da Dissertação de Mestrado.....	26
2	REFERENCIAL TEÓRICO	28
2.1	Sistema petrolífero	28
2.1.1	Origem do petróleo	28
2.1.2	Composição do petróleo	28
2.2	Escoamento do petróleo	29
2.2.1	Dutos e tubulações	29
2.2.2	Tipos de escoamento	33
2.2.3	Fonte de falhas	34
2.2.4	Mecânica dos fluidos	39
2.2.4.1	Regime Laminar x Regime Turbulento.....	39
2.2.4.2	Escoamento viscoso e incompressível.....	41
2.2.5	Transferência de calor.....	42
2.2.5.1	Condução.....	42
2.2.5.2	Convecção.....	43
2.3	Temperatura inicial de aparecimento de cristais (TIAC).....	44
2.4	Fluidodinâmica computacional	45
2.4.1	Introdução a fluidodinâmica computacional.....	45
2.4.2	Modelos de turbulência.....	46
2.4.2.1	Modelo $\kappa - \epsilon$	46
2.4.2.2	Modelo $\kappa - \omega$	47
2.4.2.3	Modelo SST.....	47
3	REVISÃO DA LITERATURA.....	49
4	MATERIAIS E MÉTODOS	54
4.1	Caracterização do objeto de estudo.....	54
4.2	Modelagem Analítica.....	57
4.3	Modelagem computacional	58
4.3.1	Tubulação de aço carbono	59
4.3.2	Tubulação de fibra de vidro	61
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	66
5.1	Caracterização dos fluidos em escoamento.....	67
5.2	Resultados analíticos	68

5.3	Resultados numéricos.....	72
6	CONCLUSÕES	87
6.1	Sugestões para trabalhos futuros	88
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	89
	APÊNDICES.....	96
	APÊNDICE A - Determinação analítica da transferência de calor.....	96

1 INTRODUÇÃO

De acordo com Thomas (2004), o termo petróleo deriva do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), denominado óleo de pedra. O petróleo é constituído de uma mistura complexa de hidrocarbonetos em sua maioria, sendo a sua utilização pelo homem datada desde a antiga Babilônia com a calafetação de embarcações e até mesmo no assentamento de tijolos, passando pela utilização em pavimentação de estradas, construção de pirâmides e mumificação de corpos pelo povo egípcio, além de ser utilizados para fins bélicos pelos povos gregos e romanos.

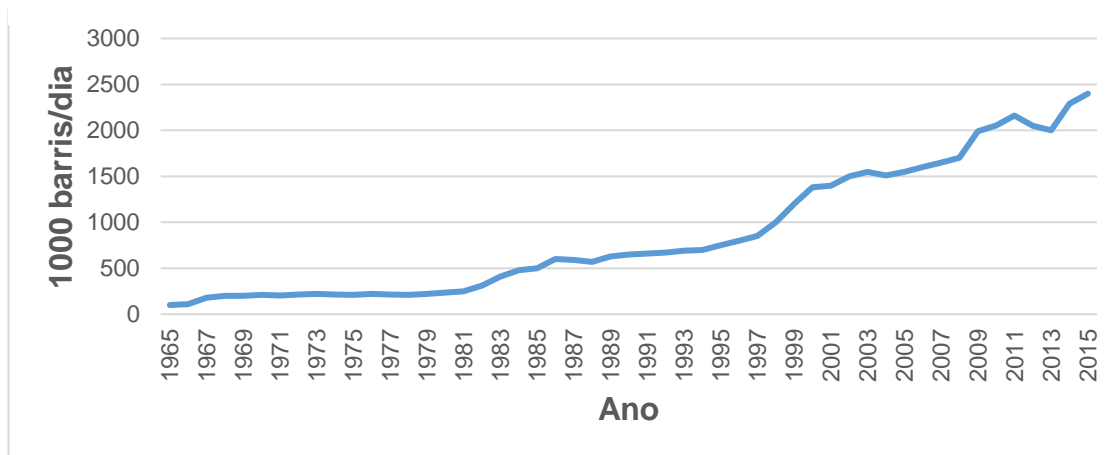
Segundo Dias e Quaglino (1993), a primeira menção a exploração de petróleo no Brasil foi o Decreto nº 3.352-A, de 30 de junho de 1864 que concedia a Thomas Denny Sargent uma permissão, com validade de 90 dias para exploração, por si mesmo ou através de uma companhia, de turfa, petróleo e qualquer outro mineral na comarca de Camamu e Ilhéus, ambas no estado da Bahia.

De acordo com Moraes (2013), a presença de petróleo só foi de fato constatada no ano de 1939, através da perfuração de um poço de petróleo na localidade de Lobato, na cidade de Salvador – BA, realizado pela CNPM (Companhia Nacional de Pesquisa Mineral). Todavia o poço perfurado não apresentava volume de hidrocarboneto suficiente para ser produzido em escala comercial, sendo assim classificado apenas como um marco na indústria do petróleo. Já em 1941, houve a descoberta do primeiro poço de petróleo economicamente viável no Brasil, sendo o mesmo perfurado na cidade de Candeias – BA.

O recôncavo baiano foi a primeira bacia sedimentar a ser explorada no Brasil, sendo a cidade de Catu – BA uma das pioneiras na exploração de petróleo. De acordo com Nascimento *et al* (2013), a cidade de Catu – BA tem a indústria do petróleo como a sua base econômica.

O petróleo é um dos recursos naturais mais importantes existente no planeta atualmente, chegando ao ano de 2015 com uma produção diária no Brasil de 2,4 milhões de barris por dia, como mostra a Figura 1.

Figura 1. Evolução da produção média diária de petróleo no Brasil

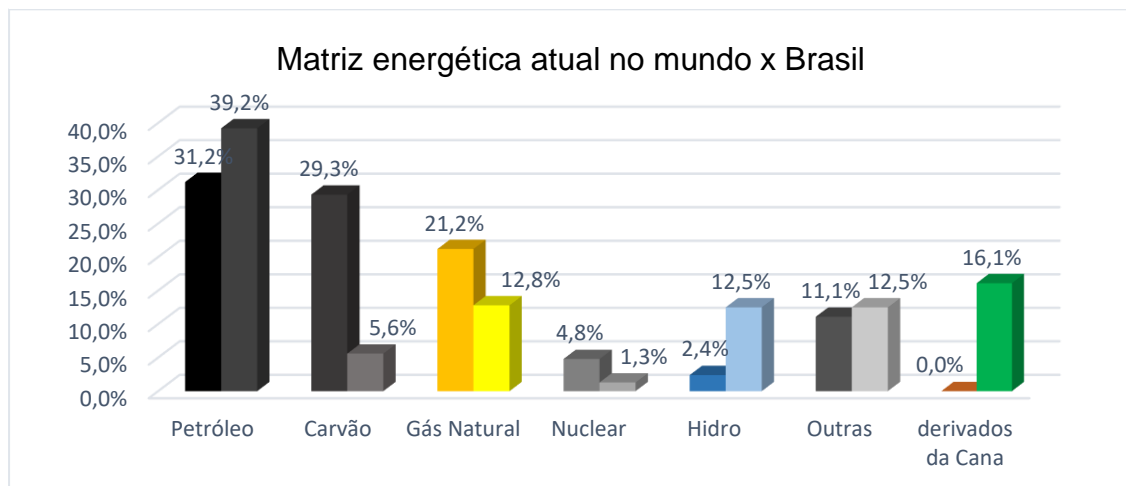


Fonte: Próprio autor, com dados da ANP (2016)

A importância do petróleo é também justificada pela dependência da sociedade moderna pelo mesmo, sendo que a maior parte dos produtos fabricados na indústria necessita de forma direta, através da utilização do petróleo como matéria prima base, como é o caso da utilização da nafta pelas indústrias petroquímica, óleo e gás combustível para indústria, ou até mesmo de maneira indireta com a utilização de algum tipo das fontes de energia como a gasolina, óleo diesel e querosene utilizado na aviação, além do coque e asfalto.

De acordo com a Figura 2, com base nos dados da ANP (2016), pode-se observar a dependência do mundo e do Brasil em relação ao petróleo, podendo ainda verificar que a utilização por fontes de energia renovável no Brasil é maior em relação ao cenário mundial.

Figura 2. Fonte de utilização de energia

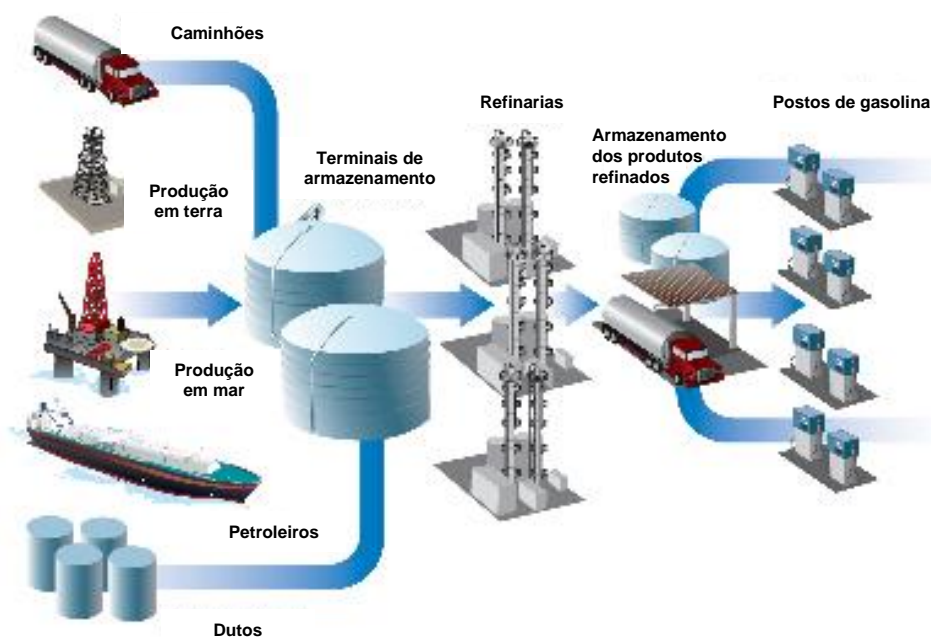


Fonte: Elaboração própria, com dados da ANP (2016)

Contudo para que ocorra a extração do petróleo de forma segura e economicamente viável é necessário realizar um planejamento para definir inicialmente a melhor maneira de produção, assim garantindo a viabilidade econômica do projeto exploratório do campo petrolífero.

Segundo Thomas (2004), o escoamento multifásico é de comum acontecimento em toda cadeia produtiva do petróleo. Desde o seu deslocamento do reservatório, em que se tem uma emulsão composta de água, petróleo e gás, até chegar na unidade de refino, passando pela coluna de produção dos poços de petróleo, linhas de produção até chegarem nas unidades de processamento primário desta emulsão como mostra a Figura 3, sendo comum o acontecimento de precipitação de parafinas em seu percurso. Este tipo de escoamento é geralmente realizado através de dutos terrestres, chamado de linhas de produção, podendo também esse transporte ser realizado através de caminhões tanques em casos específicos.

Figura 3. Cadeia de suprimentos da indústria do petróleo



Fonte: Cardoso, 2005

De acordo com Bittar (2014), em campos considerados maduros, como o caso da bacia do recôncavo, localizada no estado da Bahia, a emulsão produzida pelo reservatório é composta basicamente de água e petróleo, sendo caracterizado como escoamento bifásico. O teor de água no petróleo, também chamado de BSW (*Basic Sediments and Water*), pode variar de acordo com exploração do reservatório, pois

quanto maior for o grau de exploração do mesmo, maior será o BSW do referido poço de petróleo, sendo que em alguns casos esse valor pode chegar aproximadamente 99%.

A quantidade de água produzida associada com o óleo varia muito podendo alcançar valores da ordem de 50% em volume ou até mesmo próximo de 100% ao fim da vida econômica dos poços. O tratamento da água tem por finalidade recuperar parte do óleo nela presente em emulsão e condiciona-la para reinjeção ou descarte. (THOMAS, 2004, p. 264).

Para Cardoso (2005), o escoamento de petróleo *onshore* por dutos, linha de produção, é o meio de transporte mais seguro e eficaz na transferência de petróleo, toda via, este tipo de transporte traz alguns problemas operacionais como a corrosão e a parafinação do petróleo.

As tubulações utilizadas para escoamento do petróleo são constituídas principalmente de aço, sendo assim suscetível ao processo de corrosão durante o escoamento. A corrosão da tubulação ocorre pela oxidação do ferro contido na composição química do material da mesma, reduzindo a espessura da parede das tubulações, podendo danificar totalmente a parede da tubulação e assim ocasionar vazamentos.

Neste sentido a indústria do petróleo vem sofrendo danos financeiros elevados ao longo de décadas, uma vez que as linhas de produção ficam expostas ao meio externo, aproximadamente 1 (um) metro acima do nível do solo, assim podendo seu material de fabricação, aço carbono, reagir com os agentes externos, causando sérios danos financeiros e acima de tudo, ambiental, uma vez que a corrosão pode gerar vazamentos e por consequência contaminar o ambiente em seu entorno.

De acordo com Rizzo (2011), a parafinação é conhecida como a formação de cristais parafínicos encontrados no interior das tubulações. A deposição de parafina em sistemas de produção *onshore* é uma ocorrência relativamente comum na indústria do petróleo. A causa desse fenômeno é a solidificação das frações de parafinas pesadas do petróleo em decorrência da redução de temperatura e perda das frações leves que atuam como solventes da parafina presentes no óleo.

O petróleo quando contido no reservatório está submetido a uma temperatura média de 80° C (dependendo da profundidade do reservatório) e ao escoar do reservatório até a estação de processamento primário, ocorre assim uma troca de

calor do fluido produzido com a coluna de produção e a linha de produção, ocasionando a diminuição da temperatura do mesmo, que pode em alguns casos ocasionar na deposição de parafina no interior das tubulações, seja na coluna de produção ou na linha de produção (CRUZ, 2011).

Essa parafinação causa diversos problemas na indústria do petróleo, desde a redução da vazão do petróleo até a necessidade da ampliação do sistema de bombeamento, passando pelo aumento da perda de carga, aumento do atrito, possibilidade de ruptura do material, aumento das vibrações das tubulações, assim culminando em grande perda financeira, além da possibilidade de um passivo ambiental.

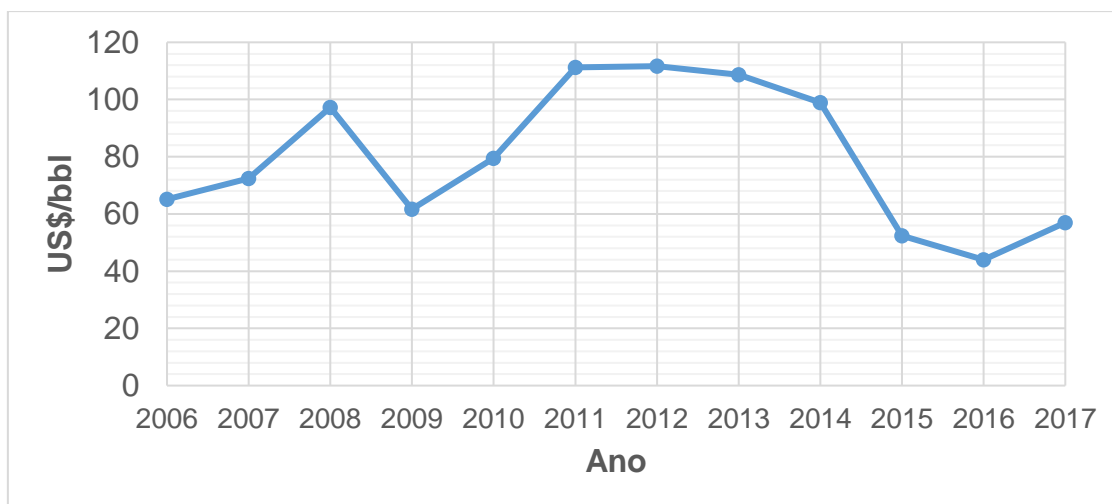
Os processos de desparafinação utilizados nos campos petrolíferos *onshore*, são dos tipos: desparafinação mecânica (UDMC – Unidade de Desparafinação Mecânica Convencional) e térmica (UCAC – Unidade de Circulação de Água Quente e UCOC – Unidade de Circulação de Óleo Quente), que tem custos relativamente barato em comparação a SPT (Sonda de Produção Terrestre), no entanto, a sua utilização constante nos poços de petróleo têm tornado os custos operacionais cada vez mais elevados, inviabilizando a produção de petróleo em alguns casos.

1.1 Definições do problema

Segundo a ANP (2016), o Brasil tem uma extensão de 19.700 km de dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados e gás natural, dos quais 14.300 km são destinados ao transporte e 5.400 km para transferência. Esses dados, no entanto, não incluem linhas de produção, assim elevando ainda mais a presença deste modal no escoamento de petróleo.

A produção de petróleo no Brasil é crescente a cada ano como observado na Figura 1, contudo o preço praticado no mercado internacional, como mostra a Figura 4, não tem acompanhado este crescimento.

Figura 4. Preço médio do barril de petróleo



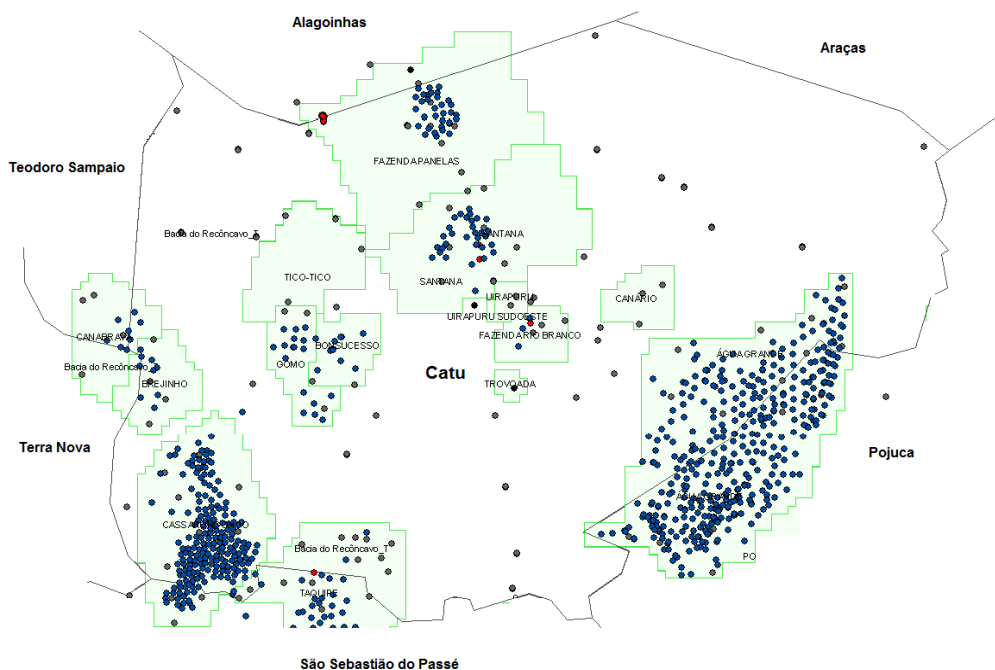
Fonte: Próprio autor, com base nos dados da ANP (2016)

De acordo com Deimling e Triches (2015), o custo operacional da produção de petróleo no Brasil é de US\$ 40,00/bbl, assim inviabilizando qualquer projeto exploratório quando o preço do barril estiver em patamares abaixo deste valor.

Segundo Moraes (2015), o início das atividades do petróleo no Brasil se deu em meados de 1919 com exploração de vários estados brasileiros. No entanto, a presença de petróleo só foi de fato constatada no ano de 1939, através da perfuração de um poço de petróleo na localidade de Lobato, na cidade de Salvador – BA. Todavia o poço perfurado não apresentava volume de hidrocarboneto suficiente para ser produzido em escala comercial, sendo assim classificado apenas como um marco na indústria do petróleo. Já em 1941, houve a descoberta do primeiro poço de petróleo economicamente viável no Brasil, sendo o mesmo perfurado na cidade de Candeias – BA, assim servindo como parâmetros para demais perfurações realizadas nos diversos municípios do recôncavo baiano.

Os campos petrolíferos situados na cidade de Catu – Ba, conforme Figura 5, são considerados como maduros.

Figura 5. Campos petrolíferos da cidade de Catu – BA



Fonte: Nascimento *et al*, 2013

Segundo a ANP (2016), o campo petrolífero de Água Grande, situado na cidade de Catu – BA, teve início de sua vida produtiva em 1951, com uma extensão de 56,95 km², sendo perfurado 468 poços, dos quais 343 se encontram desativados e 125 em operação (83 produtores e 42 injetores), obtendo uma produção diária de 8.000 m³/dia, através de 4 estações de processamento primário.

1.2 Objetivo

1.2.1 Objetivo geral

Comparar o comportamento da temperatura durante o escoamento do petróleo em linhas de produção fabricadas de aço carbono e fibra de vidro e identificar condições favoráveis ou não à parafinação.

1.2.2 Objetivos específicos

Para que o objetivo geral deste trabalho seja alcançado é necessário que sejam atingidos os seguintes objetivos específicos:

- Determinar analiticamente a variação da temperatura ao longo da tubulação durante o escoamento do fluido;
- Analisar numericamente o comportamento da temperatura do petróleo durante o seu escoamento nas tubulações utilizando CFD;
- Comparar com o comportamento do petróleo com tubulações fabricadas a partir de aço carbono e fibra de vidro;
- Identificar qual material possui comportamento mais adequado à prevenção da parafinação.

1.2.3 Organização da Dissertação de Mestrado

Este trabalho está dividido em seis capítulos para melhor entendimento:

No primeiro capítulo há uma breve introdução sobre o petróleo e seu escoamento dentro da rocha reservatório até o seu processamento primário, bem como os problemas inerentes ao escoamento, além da justificativa e objetivos do trabalho.

No capítulo 2 tem-se uma fundamentação teórica, na qual foram abordadas as categorias: sistema petrolífero, escoamento e simulação.

No capítulo 3 encontra-se uma revisão bibliográfica sobre os trabalhos realizados em relação ao escoamento de petróleo em linhas de produção.

No capítulo 4 é relatado sobre a metodologia utilizada para desenvolvimento do trabalho.

No capítulo 5 estão expostos os resultados obtidos da análise analítica e numérica, bem como a interpretação e discussões dos referidos resultados.

No capítulo 6 estão relatadas as considerações finais obtidas para o trabalho proposto, além de sugestões para o desenvolvimento de futuros trabalhos.

Por fim será apresentada a lista das referências bibliográficas utilizadas para o pleno desenvolvimento deste trabalho e o apêndice.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Sistema petrolífero

2.1.1 Origem do petróleo

Existem duas linhas teóricas para a explicação da gênese do petróleo, a teoria orgânica e a inorgânica.

De acordo com Glasby (2006), a teoria inorgânica postula uma origem do petróleo sem intervenção de organismos vivos, enunciando que, sob altas pressões e temperaturas na parte superior do manto da terra, formam-se rochas ultramáficas que contêm óxidos de ferro, compostos voláteis e compostos orgânicos equivalentes ao petróleo.

Já para Speight (2006), a teoria orgânica postula a intervenção de organismos vivos na formação do petróleo, onde a matéria orgânica depositada juntamente com os sedimentos, nos diversos ambientes deposicionais, é convertida, por processos bioquímicos durante o soterramento, num polímero complexo denominado querogênio, que por sua vez, é transformado em hidrocarbonetos através do craqueamento térmico, sob pressões e temperaturas adequadas.

O petróleo tem origem a partir da deposição da matéria orgânica juntamente com os sedimentos no processo de formação das rochas sedimentares, que ao atingir uma determinada profundidade, fica submetido a uma temperatura e pressão que favorece a transformação dessa matéria orgânica em querogênio e posteriormente em hidrocarboneto (TISSOT e WELTE, 1984; THOMAS, 2004).

2.1.2 Composição do petróleo

Segundo Thomas (2004), o petróleo é basicamente composto de hidrocarbonetos saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos, apresentando um cheiro bastante característico, inflamável e sua coloração pode variar do preto ao amarelo, passando pelo marrom claro e verde, apresenta também uma densidade quase

sempre menor do que a água, entretanto o mesmo pode conter aspectos e características diferenciadas.

Nesse mesmo sentido, Tissot e Welte (1984) afirmam que a maior parte dos hidrocarbonetos que compõem o petróleo, são parafínicos, naftênicos e aromáticos e em menores quantidades de compostos asfaltenos.

Na perspectiva de Clark e Brown (1977), considerando o ponto de vista químico, o petróleo apresenta milhares de componentes diferentes, porém os hidrocarbonetos chegam a atingir 99% de sua composição total.

No entanto, Morais (2013) afirma que apesar da alta porcentagem de carbono e hidrogênio existentes no petróleo, existem outros constituintes que aparecem sob forma de compostos orgânicos, como o enxofre, nitrogênio e o oxigênio, ocorrendo também a presença de sais em sua composição.

Assim todos autores sobre o referido tema apresentam análises básicas semelhantes, conforme apresentado na Tabela 1.

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

Hidrogênio	11 – 14 %
Carbono	83 – 87 %
Enxofre	0,06 – 8 %
Nitrogênio	0,11 – 1,7 %
Oxigênio	0,1 – 2 %
Metais	Até 0,03 %

Fonte: Thomas, 2004

2.2 Escoamento do petróleo

2.2.1 Dutos e tubulações

De acordo com Telles (2001), as tubulações são definidas como a união de tubos e acessórios necessários para realização do transporte de fluido, assim as tubulações são denominadas de condutos com seção transversal circular, formando um cilindro oco.

Para Pinheiro *et al* (2016), o duto é a designação genérica de uma instalação constituída por tubos conectados entre si, incluindo os componentes e complementos, destinada ao transporte ou transferência de fluidos, entre as fronteiras de unidades operacionais geograficamente distintas, sendo que os componentes são quaisquer elementos mecânicos pertencentes ao duto e os complementos são as instalações necessárias à segurança, proteção e operação do duto.

Durante a produção de petróleo, se faz necessário a realização do escoamento da superfície até a estação de processamento, sendo este geralmente realizado por dutos e tubulações.

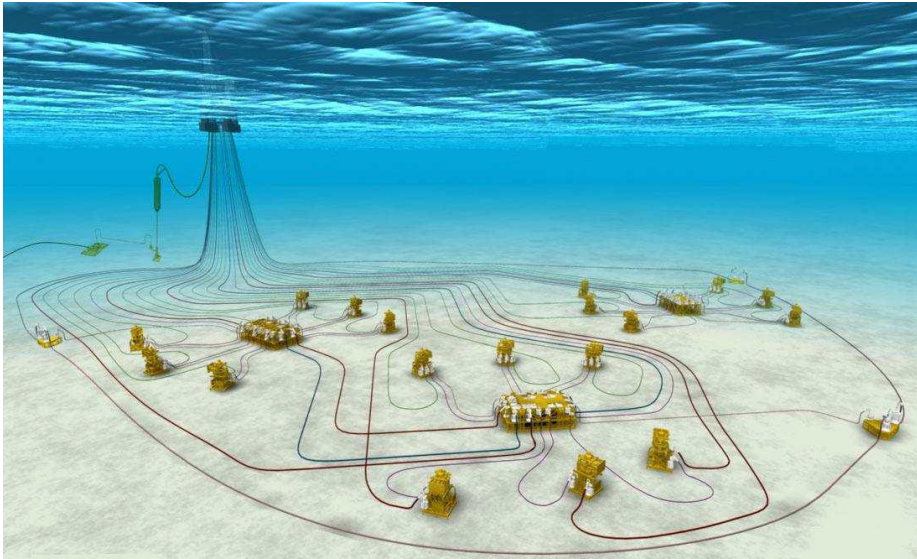
Para Alves *et al* (2015), os dutos são classificados principalmente como terrestre, conforme Figura 6, ou submarino, como mostra a Figura 7, sendo que os dutos terrestres operam em ambiente *onshore*, ficando quase sempre enterrados e protegidos contra as ações de intempéries, acidentes causadores de danos e até mesmo práticas de roubos, já os dutos submarinos operam em ambiente *offshore* e são utilizados para transportar o fluido da superfície do fundo mar até a árvore de natal mestra, que por sua vez direciona o fluxo do fluido para as unidades de produção marítimas, unidades de armazenamento ou até mesmo as refinarias.

Figura 6. Duto terrestre sendo rebaixado



Fonte: Cardoso, 2005

Figura 7. Arranjo de dutos marítimos



Fonte: Cruz, 2011

Em campos de petróleo *onshore*, o escoamento de petróleo dos poços até a estação de processamento primário é geralmente realizado através de linhas de produção, em sua maioria fabricadas a partir de aço carbono, essa por sua vez são instaladas numa altura de um metro acima do nível do solo, conforme Figura 8, porém em casos específicos o modal de transporte pode ser o rodoviário.

Figura 8. Linhas de produção em campo *onshore*



Fonte: Próprio autor

Algumas empresas que atuam em campos maduros na cidade de Catu – BA têm substituído as suas linhas de produção fabricadas a partir de aço carbono por fibra de vidro como apresenta a Figura 9, porém essas tubulações são enterradas, geralmente em profundidade de 1,0 m.

Figura 9. Parte da tubulação de fibra de vidro



Fonte: Próprio autor

Para Thomas (2004), o escoamento do fluido contido no reservatório até o ponto de coleta ou estação de processamento primário é denominado de elevação do petróleo.

De acordo com Fonseca *et al* (2016), o deslocamento de petróleo através de dutos apresenta vantagens para indústria petrolífera no setor de transporte, pois facilitam a transferência do petróleo armazenado nas estações de tratamento até as refinarias, diminuindo o tempo de entrega. Quanto mais rápida a transferência do petróleo maior será a rentabilidade da indústria petrolífera. Essa economia só é afetada quando ocorrem problemas no escoamento durante a transferência do petróleo até as refinarias.

A fibra de vidro associado ao aço carbono vem sendo utilizada em plataformas marítimas, por apresentar alta resistência a corrosão e baixo peso específico quando comparada às tubulações de aço carbono, assim diminuindo o peso das unidades marítimas, bem como diminuição da manutenção ou substituição dos equipamentos (SALIBI, 2001).

A utilização de tubulações de aço carbono revestida internamente com fibra de vidro, denominado de “tubo sanduiche” ou “Duoline”, vem sendo utilizadas em ambiente *offshore* no intuito de diminuir os problemas com corrosão e parafinação das tubulações contidas nas unidades marítimas (LEIROZ, 2004; CARDOSO, 2005; FOLGER, 2011; PIMENTEL, 2012; MORAIS, 2013).

No entanto a utilização de tubulações de fibra de vidro, como mostra a Figura 9, é uma tecnologia inovadora realizada por empresas de pequeno e médio porte na bacia do Recôncavo.

2.2.2 Tipos de escoamento

Na indústria do petróleo, o escoamento pode ocorrer em 3 tipos: escoamento em meio poroso, fluxo na coluna de produção e fluxo em linha de produção (THOMAS, 2004). Sendo este último o objeto de investigação do trabalho em questão.

Para Rosa *et al* (2006), o fluxo em linha de produção é denominado quando o fluido é transportado da cabeça do poço até a estação de processamento primário do petróleo, sendo que este escoamento pode ocorrer ainda em 3 tipos de fases: monofásico, bifásico ou multifásico.

De acordo com Cunha *et al* (2016), o escoamento monofásico se dá quando existe apenas uma fase durante o escoamento, podendo o fluido ser líquido ou gasoso, sendo que na indústria do petróleo, esses casos são específicos de injeção de água ou gás durante a recuperação secundária do reservatório depletados.

Segundo Soares e Souza (2016), um reservatório é considerado como depletado quando durante a sua vida produtiva ocorre a redução de volume dos hidrocarbonetos produzidos, bem como a sua pressão, necessitando assim de técnicas suplementares para prolongar a sua vida produtiva.

De acordo com Cruz (2011), o escoamento ocorre quando uma mistura de uma ou mais fases distintas (líquido ou gás), escoam simultaneamente numa determinada geometria. Porém se nesta geometria estiver somente uma fase tem-se um escoamento monofásico, no entanto se existir duas fases, denomina-se um escoamento bifásico.

Para Pimentel (2012), o escoamento multifásico ocorre quando o fluido em fluxo na tubulação apresenta mais de duas fases distintas, ou seja, ocorre uma emulsão de líquidos e gases, porém não se forma uma única fase.

No caso particular da indústria petrolífera, o escoamento multifásico envolve o transporte de fluidos na fase líquida (óleo e água) e a fase gasosa simultaneamente, quando se trata de exploração de reservatórios em fase inicial de produção, porém quando se trata de campos petrolíferos relativamente maduros, não existe a produção de gás, assim tornando-se um escoamento bifásico.

2.2.3 Fonte de falhas

Para Nunes (2007), a indústria do petróleo ao longo de sua história vem sofrendo com problemas de corrosão e parafinação do petróleo durante o seu escoamento, causando impactos econômicos para empresas detentoras de campos petrolíferos e impactos ambientais e sociais nas comunidades que vivem nos entornos dos poços produtores de petróleo.

No entanto, Terzi (2008) corrobora que a corrosão é considerada a grande vilã da indústria do petróleo e que a mesma está presente em todos equipamentos da indústria petrolífera.

Para Rizzo (2011), os problemas técnicos comumente na produção de petróleo no Brasil e no mundo são a corrosão e a parafinação.

De acordo com Santos *et al* (2014), a corrosão pode ser definida como a deterioração do material metálico que constitui os equipamentos, seja através de uma ação física, química ou até mesmo eletroquímica do meio ambiente aliada ou não aos esforços mecânicos que esse material pode sofrer, sendo que na indústria do petróleo a corrosão que mais prejudica o setor petrolífero é a eletroquímica, devido aos constituintes do fluido produzido durante a produção de petróleo.

Segundo Gentil (1982), os processos corrosivos podem ser classificados em dois grandes grupos, abrangendo todos os casos deterioração por corrosão, a corrosão eletroquímica, este é o tipo de corrosão mais comum, pois é a que ocorre com os metais, geralmente na presença de água, já a corrosão química é quando se tem o ataque de algum agente químico diretamente sobre determinado material, que pode ou não ser um metal.

Nunes (2007) afirma que a corrosão representa um prejuízo nacional de 3,5 % do PIB (Produto Interno Bruto) nas indústrias brasileiras, seja em manutenção preventiva ou corretiva das tubulações e equipamentos.

No único trabalho relacionado com os custos da corrosão na indústria do petróleo, em especial a Petrobras, Santos *et al* (2004) afirmam que os custos direcionados com a corrosão dos equipamentos era estimado em US\$ 12,5 bilhões.

Por sua vez Nunes (2007) afirma que a estimativa de custo com a corrosão na indústria do petróleo atualmente seja de US\$ 0,70 por cada tonelada de petróleo cru produzido.

A produção de petróleo em campos maduros está diretamente relacionada com a produção elevada de água com alto teor de salinidade, assim acelerando ainda mais o processo de corrosão das tubulações durante sua produção, como mostra a Figura 10 (ROSA *et al*, 2006).

Figura 10. Tubulação com danos causado por corrosão



Fonte: Próprio autor

Nessa perspectiva, Lemos *et al* (2016) afirmam ainda que se a produção desse fluido contido no reservatório estiver aliada a presença de gases como o H_2S (Ácido Sulfídrico) e o CO_2 (Gás Carbônico), essa corrosão pode ser ainda mais severa, uma vez que sua presença torna o fluido produzido mais ácido (redução do pH) que por consequência aumenta a taxa de corrosão.

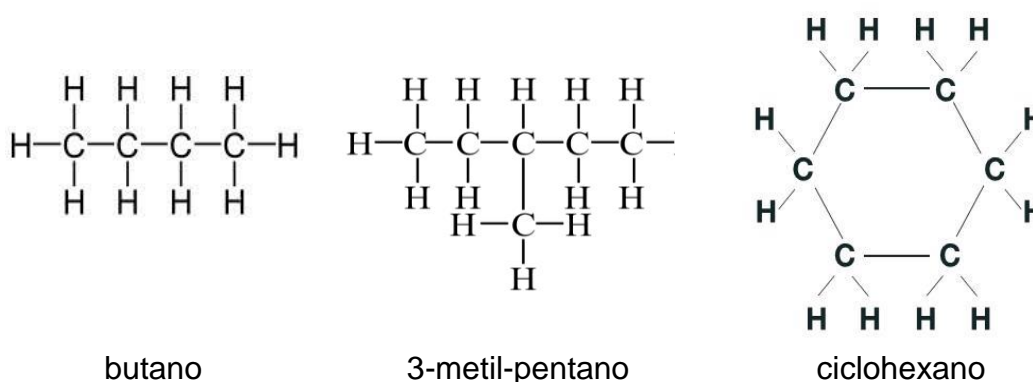
Desse modo as linhas de produção podem sofrer corrosão interna, realizada através dos contaminantes existentes no petróleo transportado e da água salobra, além de sofrer a corrosão externa.

Thomas (2004) afirma que as atividades relacionadas à exploração de petróleo têm aumentando a demanda por novas tecnologias para facilitar as operações neste cenário, deste modo garantir o escoamento dos hidrocarbonetos durante a etapa de produção é uma operação complexa.

Para Cruz (2011), durante o escoamento do petróleo na linha de produção além da corrosão pode ocorrer a deposição de parafinas ao longo das tubulações, assim diminuindo a eficiência do processo, bem como o aumento da perda de carga, assim necessitando de uma maior pressão de bombeamento para deslocar o petróleo até a estação de pré-processamento. O aparecimento de cristais está relacionado diretamente com a diminuição da temperatura, ou seja, o petróleo sai do reservatório com temperatura entre 70 e 130°C, dependendo da profundidade do reservatório, escoar pela linha de produção trocando calor com a mesma, assim diminuindo a temperatura do fluido e por consequência causa o aparecimento dos cristais.

De acordo com Thomas (2004), as parafinas são as cadeias carbônicas unidas apenas por ligações simples ao maior número de átomos de hidrogênio, possuindo a fórmula geral de C_nH_{2n+2} , podendo esses hidrocarbonetos saturados serem classificadas como: normais, ramificados ou cíclicos como mostra a Figura 11.

Figura 11. Hidrocarbonetos saturados normais, ramificados e cíclicos



Fonte: Próprio autor

Segundo Ahmed *et al* (1997), as parafinas são essencialmente uma mistura de longas cadeias de hidrocarbonetos, denominadas de n-parafinas, com carbonos variando desde C_{15} até C_{75+} .

De acordo com Thomas (2004), o petróleo típico brasileiro apresenta teor de parafinas em média de 60% da sua composição total como apresenta a Tabela 2.

Tabela 2. Caracterização das cadeias carbônicas do óleo típico

Tipo de Hidrocarboneto	Porcentagem (%)
Parafinas Normais	14
Parafinas Ramificadas	16
Parafinas Cíclicas	30
Aromáticos	30
Resinas e Asfaltenos	10

Fonte: Thomas, 2004

Para Burger *et al* (1981), a precipitação dos cristais depende de diversos mecanismos, sendo uma função complexa do perfil de temperatura, do arranjo de fases e das propriedades dos fluidos.

De acordo com Rizzo (2011), a precipitação de cristais parafínicos ocorre mesmo quando esses cristais são encontrados em pequenas quantidades dispersos no óleo. Isso pode tanto alterar o comportamento reológico do óleo, quanto levar ao início da deposição de parafinas.

Segundo Santos *et al* (2016), a parafina dependendo da sua característica pode ser um grande problema na indústria petrolífera, principalmente no transporte do petróleo pelas malhas dutoviárias. Isso porque é uma substância que ocorre naturalmente na maioria dos óleos crus, formando cristais na parede interna dos dutos e assim reduzindo o diâmetro interno das tubulações, que por consequência impede parcialmente o escoamento do petróleo.

Para Eskim *et al* (2014), o mecanismo de deposição de parafina predominante dependerá da quantidade e da qualidade da parafina presente no petróleo, da presença e do tipo de emulsão e das condições de temperatura e cisalhamento impostas no escoamento dentro da tubulação.

Quan *et al* (2015) afirmam que esse fenômeno é a solidificação das frações de parafinas pesadas do petróleo em decorrência da redução de temperatura e perda das frações leves que atuam como solventes da parafina presentes no óleo.

Nesse sentido, Alvez (1999) diz que a parafinação é controlada pela temperatura, porém também depende de outros fatores como propriedades físicas do óleo.

De acordo com Alves *et al* (2016), o acúmulo de parafina ao longo da linha de produção ocasiona a redução interna das tubulações como pode ser observado na

Figura 12, assim contribuindo para uma diminuição da vazão, aumento do atrito da parede da tubulação que por consequência exige uma maior capacidade da unidade de bombeamento e acima de tudo pode alterar o tipo de escoamento do petróleo ao longo da linha de produção, que por sua vez vai interferir na perda de carga e transferência de calor do fluido em escoamento.

Figura 12. Tubulação parafinada



Fonte: Próprio autor

Em busca de solucionar este tipo de problema e aumentar a produtividade dos poços produtores de petróleo, soluções vêm sendo criadas sem que haja a necessidade de intervenção com a sonda de produção terrestre, porém a solução mais comum e eficiente para a desparafinação da linha de produção é a desparafinação mecânica.

Para Alves *et al* (2016), ao longo do caminho entre a cabeça de poço e a estação de processamento primário do petróleo, as fases podem se comportar de diversas configurações, passando de um padrão de escoamento para outro, ocasionando influência direta sobre parâmetros relevantes na previsão de um escoamento, tais como a perda de carga e a transferência de calor para o meio ambiente.

Algumas empresas detentoras de blocos exploratórios na bacia do Recôncavo, vem substituindo suas linhas de produção fabricadas a partir de aço por linhas de produção de fibra de vidro.

De acordo com Young e Freedman (2008), a condutividade térmica do aço é de 50,2 W/mK, enquanto que a fibra de vidro tem um valor de 0,048 W/mK, assim demonstrando que a fibra de vidro tem condutividade bem menor que o aço.

Essa mudança de material para fabricação das linhas de produção tem evitado a corrosão das linhas, no entanto poucos trabalhos vêm sendo realizado com objetivo de avaliar a deposição de parafinas ao longo da tubulação, que por sua vez é influenciada principalmente pela diminuição da temperatura.

2.2.4 Mecânica dos fluidos

Para Alexandre (2009), o estudo da mecânica dos fluidos tem sido cada vez mais importante e determinante na indústria do petróleo, desde o deslocamento do fluido de perfuração durante a construção do poço de petróleo, até o escoamento dos hidrocarbonetos pelas linhas de produção, perpassando pelo escoamento da pasta de cimento, completação dos poços e até mesmo no fraturamento hidráulico das rochas.

De acordo com Fox *et al* (2014), o escoamento é considerado como permanente quando as propriedades não variam com o tempo em cada ponto, no entanto o autor ressalva que qualquer propriedade pode variar de um ponto para outro.

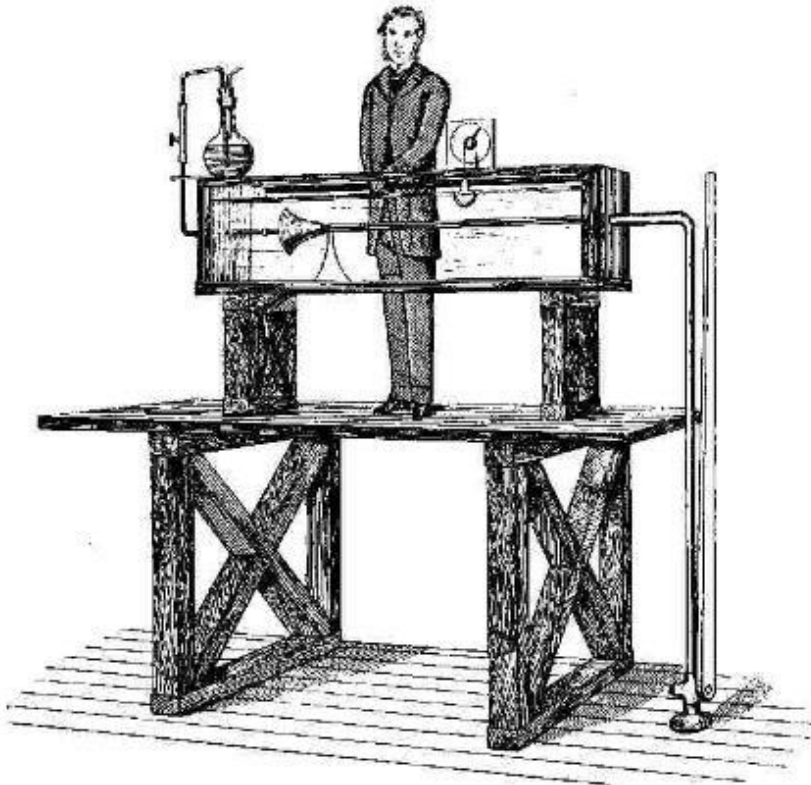
Alves *et al* (2016) afirmam que a variação da temperatura é mais a evidenciada na indústria do petróleo, influenciando diretamente em outras propriedades, como é o caso da viscosidade e conseqüente formação de cristais de parafinas nas tubulações, que influencia diretamente na perda de carga do sistema.

2.2.4.1 Regime laminar x Regime turbulento

Em 1883, o engenheiro hidráulico e físico irlandês, Osborne Reynolds (1842 – 1912), Figura 13, demonstrou que o fluido durante o seu escoamento pode apresentar dois tipos de regime de fluxo, podendo ser laminar ou turbulento (FOX *et al*, 2014).

Para Brunetti (2008), o número de Reynolds, abreviado de Re, é um valor adimensional usado na mecânica dos fluidos para determinar o regime de fluxo de um fluido dentro de uma tubulação, sendo fisicamente expresso como o quociente entre as forças de inércia e as forças viscosas.

Figura 13. Osborne Reynolds em seu experimento

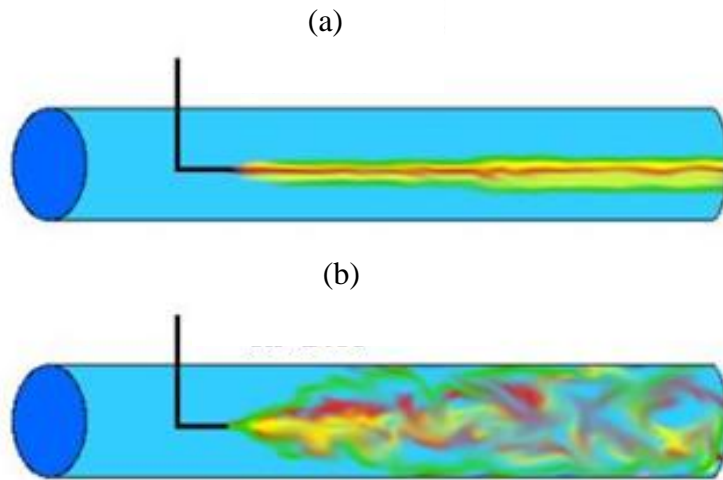


Fonte: Hansen, 1989

Fox *et al* (2014) afirmam que nos casos de tubulações um regime é considerado como laminar, quando o número de Reynolds for igual ou inferior a 2300. Como observa-se a Figura 14 (a), nesse tipo de regime, as partículas do fluido movem-se ao longo de trajetórias bem definidas, apresentando-se em forma de lâminas ou camadas cada uma delas preservando sua característica no meio. No escoamento laminar a viscosidade age no fluido no sentido de amortecer a tendência de surgimento da turbulência. Este escoamento ocorre geralmente quando o fluido apresenta baixíssima velocidade e/ou viscosidade elevada, no entanto outros fatores podem interferir no regime do escoamento, como a massa específica do fluido e o diâmetro interno da tubulação.

Ainda corroborando com Fox *et al* (2014), quando o número de Reynolds for superior a 2300, o escoamento apresenta características turbulentas, ou seja, as partículas descrevem trajetórias irregulares, com movimento aleatório, como mostra a Figura 14 (b), produzindo uma transferência de quantidade de movimento entre regiões de massa líquida.

Figura 14. Regime de escoamento laminar x turbulento



Fonte: Melo *et al*, 2014

Para Alves *et al* (2015), o escoamento laminar seria ideal para todo escoamento de fluido na indústria, em especial na indústria petrolífera, pois com este tipo de regime se tem menor perda de carga e requer esforços menores nas tubulações. No entanto, em toda cadeia petrolífera é comum o escoamento de fluidos em regime do tipo turbulento, como é o caso do escoamento do petróleo nas linhas de produção.

2.2.4.2 Escoamento viscoso e incompressível

De acordo com Young e Freedman (2008), a viscosidade é uma propriedade do fluido, também conhecida como módulo de Young. Essa viscosidade pode ser dinâmica e cinemática, sendo a viscosidade dinâmica expressa pela razão entre a tensão de cisalhamento e a taxa cisalhante, por sua vez a viscosidade cinemática é descrita pela razão entre a viscosidade dinâmica e a massa específica do fluido em questão.

Machado (2002) define a viscosidade como a propriedade física do fluido muito importante para descrever a sua resistência ao escoamento, assim demonstrando a sua resistência necessária para que o mesmo possa realizar uma mudança de posição.

Um escoamento é dito como viscoso quando o efeito da viscosidade não pode ser desprezado, sendo então relevante, esse escoamento também é chamado de escoamento de fluido real (BISTAFA, 2010).

Conforme Machado (2002), o escoamento de um fluido viscoso é definido como a deformação contínua e irreversível, sendo essa deformação realizada por um sistema de forças.

Segundo Alves *et al* (2015), durante o escoamento do petróleo nas linhas de produção, a viscosidade do petróleo sofre variações, sendo que os fatores que mais interferem nessas variações são: natureza físico química do fluido, temperatura, pressão, taxa de cisalhamento, tempo de escoamento e campo elétrico.

No entanto, Machado (2002) afirma que o fator mais relevante para variações de viscosidade na indústria do petróleo é a temperatura.

Para Fox *et al* (2014), um escoamento é caracterizado como incompressível quando a massa específica do fluido em escoamento não sofre variação, ou até mesmo é desprezível, no entanto se essa variação não for considerada como desprezível, diz-se que o escoamento é compressível.

Brunetti (2008) confirma que o fluido é considerado como incompressível quando o seu volume não varia em função da pressão.

Geralmente é tido que o escoamento de líquidos é considerado como incompressível e no caso de gases é considerado como compressível, porém Fox *et al* (2014) alertam que essa condição só é válida para escoamento sob pressão moderada, nos casos em que a pressão é elevada, os efeitos da compressibilidade nos líquidos são relevantes.

2.2.5 Transferência de calor

Bergman *et al* (2014) definem que a transferência de calor é a energia térmica em movimento decorrente um diferencial de temperatura existente em um meio ou meios, ou seja, existindo regiões com temperaturas diferentes, ocorrerá assim a transferência de calor. A transferência de calor pode ocorrer pelos mecanismos de condução, convecção e radiação.

2.2.5.1 Condução

Para Bergman *et al* (2014), a condução é a transferência de energia através das interações entre as partículas com maior energia cinética com as de menor energia cinética.

Kreith e Bohn (2003) afirmam que o mecanismo da condução está associado à transferência de calor efetuada ao nível molecular, por transferência de energia sensível, onde as partículas mais energéticas transferem parte da sua energia vibracional, rotacional e translacional por contato com outras partículas contíguas menos energéticas.

A capacidade que cada material tem em conduzir o calor é denominada de condutividade térmica, sendo particular para cada material, porém os sólidos são considerados como melhores condutores do que os líquidos, que por sua vez são mais condutores do que os gases, como mostra a Tabela 3 (BERGMAN *et al*, 2014).

Tabela 3. Condutividade térmica de alguns materiais

Material	k (W.m⁻¹.K⁻¹)
Diamante	2300
Cobre	401
Ferro	80
Aço	52,9
Fibra de Vidro	0,048
Água	0,61
Petróleo	0,15
Ar	0,0026

Fonte: Adaptada de Bergman *et al*, 2014

2.2.5.2 Convecção

Para Kreith e Bohn (2003), a convecção é definida como o transporte de energia através da combinação das ações de condução de calor, armazenamento de energia e movimento de mistura.

Bergman *et al* (2014) afirmam que as partículas aquecidas de um fluido tendem a se movimentar para locais em que a temperatura é menor, assim acarretando na transferência de calor de uma determinada posição para outra. A convecção pode assumir valores relativamente altos, principalmente quando se tem a mudança de fases e valores mais baixos quando se tem escoamento de gases, conforme mostra a Tabela 4.

Tabela 4. Valores de coeficiente de transferência de calor por convecção

Tipo de convecção	h (W.m⁻².K⁻¹)
Convecção natural em gases	2 – 15
Convecção natural em líquidos	50 – 1000
Convecção forçada em gases	15 – 250
Convecção forçada em líquidos	100 – 20000
Convecção com mudança de fase: ebulição e condensação	2500 – 100000

Fonte: Adaptado de Bergman *et al*, 2014

2.3 Temperatura inicial de aparecimento de cristais (TIAC)

Wang *et al* (2015) afirmam que todo petróleo tem uma temperatura limite para ocorrência dos primeiros cristais de parafina durante o escoamento do petróleo, denominada de Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais (TIAC) ou também conhecida como Temperatura de Aparência de Parafina (WAT).

Segundo Mello *et al* (2014), a precipitação de parafinas na parede das tubulações ocorre a partir da TIAC, podendo ocasionar um bloqueio parcial do fluxo e caso a parafina não seja removida, a mesma pode bloquear totalmente o fluxo.

De acordo com Silva *et al* (2014), a temperatura do petróleo pode atingir temperatura de até 130°C, contudo ao ser extraído do reservatório em direção a superfície, em campos *onshore*, o petróleo pode trocar calor com as tubulações e assim pode atingir a TIAC, ocasionando a parafinação da coluna ou linha de produção.

Para Azevedo e Teixeira (2003), esse problema é ainda maior em campos *offshore*, uma vez que a temperatura da água no fundo dos mares pode chegar a 5° C, mesmo em regiões de clima tropical.

Para Pereira *et al* (2014), a precipitação da parafina também pode ocorrer pelo desprendimento das frações mais leves contidas no petróleo em sua composição original.

A determinação da TIAC pode ser realizada por diferentes métodos, no entanto Mohammed (2011) afirma que os principais métodos são a Calorimetria de Varredura Diferencial (DSC – *Differential Scanning Calorimetry*) e Viscosimetria.

Para Eskin *et al* (2014), o conhecimento da TIAC durante o escoamento do petróleo é de fundamental importância, de modo a garantir um escoamento sem

parafinação ou até mesmo a realização da programação das intervenções a serem realizadas para manutenção do fluxo do petróleo.

2.4 Fluidodinâmica computacional

2.4.1 Introdução a fluidodinâmica computacional

Segundo Cornell (2010), nos dias atuais as técnicas de CFD (*Computational Fluid Dynamics*) tem sido cada vez mais utilizada para resolver os problemas de engenharia com mais precisão e agilidade, sendo a sua aplicação vasta nas áreas de conhecimento, desde a utilização em aerodinâmica em aeronaves e veículos até a saúde, com estudo de fluxo sanguíneo em veias e artérias.

Para Randall (2013), a fluidodinâmica computacional pode ser definida como a simulação numérica para os processos industriais que envolvam características físicas e/ou físico-químicas de um determinado escoamento.

Já para Fortuna (2000), a fluidodinâmica computacional é definida como uma ferramenta de análise de sistemas de equações diferenciais parciais (EDP's), envolvendo problemas de transferência de calor, escoamento de fluidos, além de outros processos, tendo como objetivo de obter resultados para cálculo de pressão, temperatura e velocidade através de simulações computacionais.

De acordo com Versteeg e Malalasekera (1995), as técnicas de CFD pode ser aplicada para simular fenômenos em diversas áreas, tais como: aerodinâmica, hidrodinâmica, combustão de motores, arrefecimento de sistemas, fundição, hidrologia, meteorologia, ciências da saúde e extrusão de polímeros, sendo sua aplicação cada vez mais frequente pela sua redução de tempo e custo dos projetos, bem como análise de situações altamente perigosa, onde o controle realizado através de experimento seria muito complexo.

Para Hu (2012), a técnica de CFD em comparação a fluidodinâmica experimental apresenta inúmeras vantagens como maior quantidade de informações, visualização de todas as variáveis relevantes em cada parte do domínio, além de permitir a mudança das variáveis de forma fácil e rápida.

De acordo com Pimentel (2012), a técnica de CFD pode ser aplicada em vários segmentos do petróleo, desde o escoamento do petróleo dentro do reservatório, no

fluxo da coluna de produção e também no escoamento do petróleo nas linhas de produção, sendo esta última o objeto do trabalho.

Toda via Bhutta *et al* (2012) afirmam que apesar das vantagens da técnica CFD, a sua utilização na indústria do petróleo ainda é pouco explorada quando comparada a indústria automobilística, saúde e construção civil. No entanto, já existem muitos trabalhos científicos quando se trata das áreas como: fluxo multifásicos em reservatórios e dutos, fluxo através de bombas, modelagem de trocadores de calor do tipo casco tubo, e design de aquecedor por combustão.

2.4.2 Modelos de turbulência

Para Cornell (2010), se tratando de escoamento de fluidos em regime turbulento, os modelos de turbulência se fazem necessários para previsão dos efeitos da turbulência durante o escoamento. As equações matemáticas dos modelos são baseadas na teoria do escoamento turbulento.

De acordo com Chen e Jaw (1998), o problema dos modelos de turbulência é garantir os resultados sobre a influência das diferentes escalas de comprimento onde atua a turbulência, sendo sugerido a equação média de Reynolds Navier – Stokes para as grandes escalas, no entanto a maioria dos casos de escoamento são de microescalas, devendo ser utilizados modelos matemáticos de acordo com cada caso específico de turbulência.

2.4.2.1 Modelo $\kappa - \epsilon$

Para Sant'anna *et al* (2015), o modelo $\kappa - \epsilon$ é um modelo de duas equações semi empírica, a energia cinética específica (κ) e a sua taxa de dissipação (ϵ), vale ressaltar que este modelo é aplicado para casos em que o escoamento é completamente desenvolvido, além de desprezar a influência da viscosidade molecular.

Segundo Pope (2000), a energia cinética específica turbulenta se faz importante para descrever o escoamento, contudo esta variável é fisicamente associada a energia contida nos vórtices do escoamento turbulento, sendo caracterizada pela quantificação das flutuações no campo da velocidade.

Já Versteeg e Malalasekera (1995) afirma que o modelo $\kappa - \epsilon$ envolve a solução da variação das flutuações na velocidade, denominada de energia cinética turbulenta, bem como a sua dissipação (ϵ), sendo fundamentado na preposição de que existe analogia das tensões viscosas com as tensões de Reynolds no escoamento, bem como na existência da viscosidade turbulenta (μ_t).

Conforme Bhutta *et al* (2012), este modelo tem sido o mais utilizado entre os modelos de turbulência, obtendo resultados satisfatórios para diferentes tipos de situações, além de exigir menos a nível computacional.

Para Wang *et al* (2015), atualmente este modelo vem sendo largamente utilizado nos problemas de engenharia, em especial no escoamento de fluidos, justificado pela sua simplicidade e necessidade de recurso computacional menor em relação aos demais modelos.

2.4.2.2 Modelo $\kappa - \omega$

O modelo $\kappa - \omega$ também é um modelo de duas equações, trabalhando com a inserção de mais duas equações diferenciais independentes para realização da modelagem da influência da turbulência no escoamento do fluido.

De acordo com Versteeg e Malalasekera (1995), o diferencial deste modelo é que a variável ω é função de κ e ϵ , formulando assim nova equação para o fechamento das equações médias de Navier – Stokes, evitando os problemas particulares em que ϵ tendia a zero. A equação 1 explica a relação entre as variáveis citadas.

$$\omega = \frac{\epsilon}{\kappa} \quad (1)$$

Para Sant'anna *et al* (2015), este modelo proporciona vantagem em relação ao modelo $\kappa - \epsilon$ quanto aos cálculos de turbulência próximo a parede da tubulação, no entanto perde precisão quando se afasta da parede da tubulação, ou seja, no centro da tubulação.

2.4.2.3 Modelo SST

O modelo SST (Transporte da Tensão de Cisalhamento ou *Shear Stress Transport*) também é um modelo de duas equações e foi criado por Menter (1994), as duas variáveis calculadas são a energia cinética turbulenta (κ) e a taxa de dissipação desta energia (ω).

Este modelo combina as vantagens dos modelos $\kappa - \varepsilon$ e do $\kappa - \omega$, variando entre os dois modelos, se ajustando a melhor forma de calcular a turbulência, dependendo da região do fluxo a ser estudada.

De acordo com Menter (1994), o modelo SST funciona da seguinte maneira, se o escoamento não tem influência da parede, ele utiliza o modelo $\kappa - \varepsilon$, no entanto nos locais onde se tem influências anisotrópicas sobre a viscosidade turbulenta e também próximos das condições de contorno se utiliza o modelo $\kappa - \omega$, que por sua vez otimiza o sistema computacional, sem comprometer a precisão que o modelo $\kappa - \omega$ oferece para essas regiões específicas.

3 REVISÃO DA LITERATURA

O escoamento de petróleo no Brasil é estudado desde o grande avanço da indústria petrolífera, quando Dukler *et al* (1964) compararam modelos de escoamento bifásico, propondo uma metodologia para determinação da perda de carga, sendo seu modelo validado com valores mais próximo da realidade do que os modelos anteriores.

Eaton *et al* (1967) realizaram estudos com objetivo de explicar o comportamento da perda de carga em escoamento bifásico para tubulações horizontais, no entanto a metodologia aplicada pelos autores não era capaz de descrever o comportamento da perda de carga em tubulações inclinadas. Até meados da década 70, o escoamento em tubulações horizontais e verticais já haviam sido bastantes estudado, de modo a conhecer o comportamento da perda de carga.

Todavia, Begg e Brill (1973) foram pioneiros na realização de estudos capazes de definir o comportamento da perda de carga para escoamento bifásico de petróleo com tubulações com qualquer inclinação.

Ribeiro *et al* (1997) realizaram trabalho com petróleo parafínico, assim analisando o comportamento da perda de carga em escoamento com a precipitação de parafina. Os autores desenvolveram um modelo para prever a deposição de parafina em função da perda de carga, comprimento da tubulação e vazão em função do tempo. No modelo proposto pelos autores foi comparado com escoamento de três óleos, porém o modelo não obteve êxito para descrever o comportamento da formação de parafinas e nem a vazão em relação aos resultados experimentais, já quanto a perda de carga, o resultado do modelo proposto foi satisfatório.

Cruz (2011) determinou numericamente a taxa de deposição de parafina em escoamento bifásico para dois tipos de escoamento, sendo o primeiro correspondente ao escoamento em laboratório com condições controladas e o segundo referente aos dados reais do escoamento de um poço produtor *offshore* da Petrobras, e posteriormente comparou com dados experimentais. O autor destaca uma excelente concordância entre os dados obtido numericamente com os dados experimentais, todavia ressalva a necessidade de introduzir constantes empíricas com objetivo de corrigir uma superestimação da deposição de parafinas na região de entrada da linha de produção marítima. O depósito de parafina ao longo da parede da tubulação como

pode se observar na Figura 15, que por sua vez pode interromper o fluxo do petróleo de forma parcial ou total, caso não ocorra uma desobstrução.

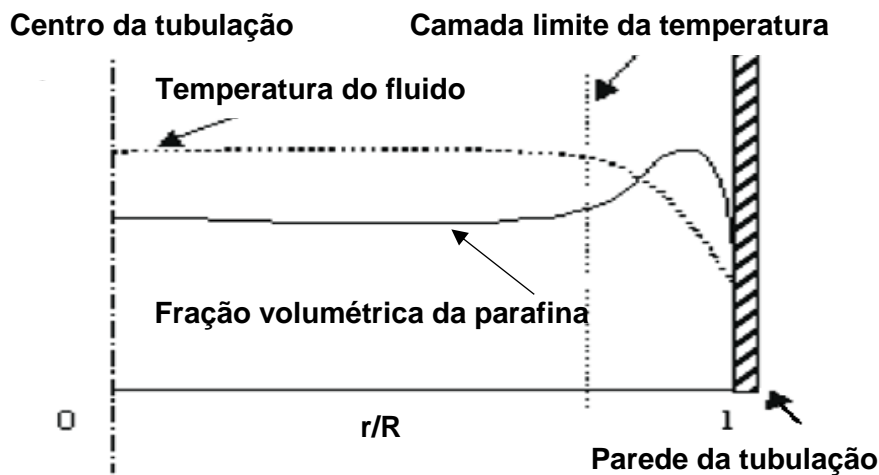
Figura 15. Deposição de parafina na tubulação



Fonte: Cunha *et al*, 2016

Contrariando a maioria dos trabalhos realizados, Leiroz (2004) afirma que a parafinação no interior da tubulação tem uma maior taxa de deposição numa região próxima da parede da tubulação e não exatamente na parede como mostra a Figura 16, todavia essa condição só é válida para condições estáticas.

Figura 16. Deposição estacionária de parafina



Fonte: Adaptado de Leiroz, 2004

Outros trabalhos experimentais foram realizados com objetivo de avaliar a deposição de parafina em escoamento de petróleo, porém sem fluxo de calor, assim obtendo resultados que comprovaram a inexistência de parafinação para estas condições, confirmando assim a relação da parafinação com a temperatura (TODI, 2006; LEIROZ E AZEVEDO, 2007).

Hamouda e Davidsen (1995) realizaram estudos experimentais para deposição de parafinas em escoamento laminar e turbulento, com fluxo de petróleo em três seções contínuas de tubulação, sendo que na saída do petróleo na primeira seção, a temperatura do petróleo se encontrava abaixo da TIAC, a segunda seção não tinha transferência de calor e a terceira ocorria um resfriamento do petróleo. Os autores afirmam que na seção de fluxo de calor nulo houve uma distribuição relativamente homogênea de parafina, justificando que o mecanismo de dispersão por cisalhamento não é responsável pelo transporte dos cristais em suspensão na direção da parede.

Singh *et al* (2006) realizaram experimentos com a utilização de um isolamento a vácuo, utilizando modelos termodinâmicos para previsão do comportamento da deposição de parafina e comparar com resultados experimentais. Os autores concluíram que o isolamento a vácuo reduziu a deposição de parafina, porém não elimina a ocorrência da mesma em condições de escoamento em campos marítimos. Os autores também observaram que quando se formava uma camada de parafina de cadeias longas na parede da tubulação, a mesma apresentava propriedades semelhante à do isolante térmico.

Os trabalhos realizados por Eskin *et al* (2014) e Quan *et al* (2015) observaram a deposição de parafina em linhas de produção marítima em função do seu processo de envelhecimento, concluindo que além da atuação direta da temperatura sobre o fluido em escoamento, o diferencial de temperatura é determinante para ocorrência deste fenômeno. No entanto, os autores ressaltam a importância do mecanismo de migração por difusão molecular das parafinas no envelhecimento da camada parafínica. Apesar de vários autores estudarem a deposição de parafina no escoamento de petróleo, Eskin *et al* (2014) apresentam o modelo mais recente e completo na previsão de depósito de parafina em função do envelhecimento da mesma.

Misra *et al* (1994) realizaram estudos para verificar a diferença de deposição de parafina em escoamento de petróleo em ambiente *offshore* em regime laminar e turbulento através de experimentos controlados em laboratório, concluindo que no

regime laminar, a deposição de parafina é maior do que no regime turbulento, ocorrida pela maior transferência de calor do fluido com a tubulação, além do regime turbulento apresentar uma maior remoção das parafinas em suspensão, antes mesmo de ocorrer o processo de deposição por erosão.

Os estudos de Córdoba e Schall (2001) corroboram no sentido de que no regime turbulento a deposição de parafina é menor que no regime laminar, concluindo que nas altas taxas de fluxo de petróleo do reservatório até a tubulação, os depósitos são rapidamente formados, todavia são posteriormente removidos pela turbulência causada pelo escoamento.

Em seu trabalho, Fogler (2011) realizou estudos para determinar a deposição de parafina em linhas de produção submarina, concluindo que os autores negligenciam a curva de solubilidade, considerando apenas a difusão molecular da parafina como fator predominante, assim propondo um mecanismo mais completo, em que o gradiente de temperatura entre o fluido e a parede da tubulação é o fator mais relevante durante o escoamento de petróleo em linhas de produção submarina.

Porém o estudo de Pimentel (2012) contraria muitos autores, afirmando que para casos particulares de petróleo, petróleo estacionário, a curva de solubilidade pode ser mais significativa na deposição de parafinas do que o gradiente de temperatura para o ambiente marinho.

Já Pereira *et al* (2014), em seus estudos realizados em escoamento de petróleo em regime turbulento, afirmam que a solubilidade da parafina no petróleo é extremamente dependente da temperatura, assim corroborando com a maioria dos autores que comprovaram a dependência do gradiente de temperatura entre o petróleo e a parede da tubulação no processo de deposição de parafina.

Por outro lado, Weingarten e Euchner (1986) realizaram estudos em escoamento de petróleo sob regime turbulento, concluindo que neste tipo de escoamento a tensão cisalhante junto a parede, por ser maior, remove as partículas sólidas de parafina contida no depósito e assim dispersando a mesma no escoamento de forma a diminuir a camada de parafina.

Wang *et al* (2015) realizaram testes em escoamento de petróleo com temperaturas diferentes na parede da tubulação, sendo verificado pelos autores que a diferença da temperatura entre a parede da tubulação e do petróleo influenciava significadamente na deposição de parafina. A temperatura do petróleo foi mantida próximo e abaixo da TIAC, além de uma temperatura fixa da parede da tubulação,

sendo observado que quanto maior o diferencial de temperatura entre o petróleo e a parede da tubulação, maior é a taxa de deposição de parafina.

Desse modo, Pimentel (2012) realizou estudos para verificar a influência da rugosidade da tubulação na parafinação em escoamento de petróleo em condições submarinas sob regime turbulento. Ainda de acordo com o autor, apesar das pesquisas realizadas no sentido de buscar conhecer a deposição de parafina em escoamento de petróleo, o seu mecanismo de deposição ainda não é completamente conhecido. Neste trabalho o autor concluiu que a utilização de tubulações com rugosidade baixa não evita a deposição de parafina, no entanto minimiza a intensidade da mesma.

Os estudos realizados por Weingarten e Euchner (1986), utilizando tubulações com rugosidade diferente, confirmaram os estudos realizados por Pimentel (2012), concluindo que no caso das tubulações com menor rugosidade, ocorreu uma diminuição da perda de carga, possibilitando uma maior vazão do petróleo em escoamento e por consequência houve um aumento da taxa de cisalhamento, que por sua vez realizava um arraste da deposição inicial da parafina na parede da tubulação.

Estudos vêm sendo realizados quanto a deposição de parafinas em escoamento de petróleo, no entanto os esforços têm se intensificado em campos de produção *offshore*, como a realização dos trabalhos apresentados, justificado principalmente pela elevada produção de petróleo no país nos ambientes *offshore* (HAMOUDA e DAVIDSEN, 1995; ALVEZ, 1999; LEIROZ, 2004; TODI e DEO, 2006; LEIROZ e AZEVEDO, 2007; CRUZ, 2011; FOGLER, 2011; PIMENTEL, 2012; ESKIN *et al*, 2014).

De acordo com a ANP (2016), a produção de petróleo no Brasil no ano de 2015 atingiu um volume aproximadamente de 900 milhões de barris de petróleo por ano, dos quais aproximadamente 93% são oriundos do ambiente *offshore* e o restante do ambiente *onshore*.

Em contrapartida, o estado da Bahia no mesmo ano, segundo a ANP (2016), teve uma produção de 14,3 milhões de barris de petróleo, com uma produção *onshore* superior a 98%, ou seja, a produção de petróleo em ambiente *offshore* no estado da Bahia é inferior a 2%.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 Caracterização do objeto de estudo

O presente trabalho foi desenvolvido a partir de uma pesquisa bibliográfica sobre o comportamento da temperatura no escoamento de petróleo nas linhas de produção, além de uma pesquisa de campo.

Foram coletadas amostras do fluido produzido para determinação de suas propriedades físicas, além de informações sobre o poço de petróleo, tais como: vazão, diâmetro, pressão e temperatura.

A pesquisa de campo foi realizada no campo petrolífero de Água Grande, localizado no município de Catu - BA, cuja coordenadas geográficas são: latitude 12° 38' 01" S e longitude 38° 37' 03" W, estando o campo petrolífero numa altitude média de 96 m.

As tubulações das linhas de produção de petróleo podem apresentar várias espessuras, sendo que os tubos na indústria do petróleo são classificados por *Schedule* conforme a NBR 5590.

O diâmetro da linha de produção é padrão para todo campo petrolífero de água grande, sendo o mesmo de 3" (0,0762m). No entanto apresentam-se 2 tipos de *Schedule* (40 e 80), com espessura de 5,49 e 7,62 mm respectivamente.

Os dados foram coletados em 3 poços produtores de petróleo, equipados com linha de produção de aço carbono, sendo a coleta realizada na cabeça do poço e no final da linha de produção. As medições foram realizadas no mês de março de 2016, sendo realizado a leitura duas vezes, com um intervalo de 15 minutos entre as medições, a fim de garantir que a pressão estivesse constante durante a produção.

A determinação do BSW, comumente conhecido na indústria do petróleo como teor de água no óleo, foi realizado através da equação 2.

$$BSW = \left(\frac{V_a}{V_t} \right) \times 100 \quad (2)$$

onde:

V_a é o volume de água contida na amostra [m³];

V_t é o volume total amostra (água + óleo) [m³].

A determinação da velocidade média do escoamento pode ser calculada através da equação 3.

$$V_m = \frac{Q}{A} \quad (3)$$

onde:

Q é a vazão volumétrica do fluido em escoamento [m³/s];

A é a área da seção transversal do tubo [m²].

Durante o escoamento forma-se uma emulsão, composta de água salobra e petróleo. Esse fenômeno é modelado através da consideração da emulsão como um único fluido, levando em consideração a concentração de cada parte no mesmo.

Assim a massa específica e a viscosidade da emulsão podem ser determinadas através da equação 4 e 5, respectivamente.

$$\rho_e = (\rho_o T_o) + (\rho_a T_a) \quad (4)$$

onde:

ρ_o é a massa específica do óleo [kg/m³];

T_o é o teor de óleo contido na emulsão em base mássica [adimensional];

ρ_a é a massa específica da água [kg/m³];

T_a é o teor de água contida na emulsão em base mássica [adimensional].

$$\mu_e = (\mu_o T_o) + (\mu_a T_a) \quad (5)$$

onde:

μ_o é a viscosidade dinâmica do óleo [Pa.s];

T_o é o teor de óleo contido na emulsão em base mássica [adimensional];

μ_a é a viscosidade dinâmica da água [Pa.s];

T_a é o teor de água contida na emulsão em base mássica [adimensional].

Para classificar o regime do escoamento, foi realizado a determinação do número de Reynolds através da equação 6.

$$Re = \frac{\rho_e V_m D}{\mu_e} \quad (6)$$

onde:

D é a diâmetro interno da tubulação [m];

Em seguida foi determinado o comprimento de entrada térmico e hidrodinâmico da tubulação do escoamento. De acordo com Çengel e Ghajar (2012), nos casos de escoamento turbulento, os comprimentos de entrada hidrodinâmico (L_h) e térmico (L_t), são pouco dependentes do número de Reynolds, sendo representado pela equação 7.

$$10D \leq L_h \text{ e } L_t \leq 60D \quad (7)$$

Foram coletadas amostras do fluido produzido nos poços em estudo para determinação das suas propriedades físicas, tanto do óleo como da água, na cabeça do poço. Em cada poço foram retiradas duas amostras, cada uma contendo um volume de 500 mL, sendo uma utilizada para realizar a análise das propriedades e a outra foi guardada como contraprova.

A temperatura da emulsão foi medida com auxílio de um termômetro Incoterm modelo 50521, com faixa de medição de -10°C a 210°C e limite de erro de $\pm 1^{\circ}\text{C}$.

As amostras após serem coletadas foram acondicionadas para realização da separação das frações de água e óleo contidas na amostra. Após a separação dos fluidos, o petróleo e a água foram identificados e encaminhados para o laboratório da empresa Carboflex para determinação das propriedades físicas.

Para realização da análise da linha de fibra de vidro, fez-se necessário a identificação dos constituintes da camada do solo que envolve a tubulação e suas respectivas condutividade, conforme mostra a Tabela 5.

Tabela 5. Condutividade térmica das frações do solo

Composição	Frações	Condutividade Térmica (W/m.K)
Mineral	0,8	1,56
Água	0,14	0,6
Matéria Orgânica	0,02	0,25
Ar	0,04	0,024

Fonte: Elaboração própria, com dados de Sena *et al* (2013)

A condutividade térmica do solo que envolve a tubulação de fibra vidro foi determinada através da equação 8.

$$K_s = \sum(K_n f_n) \quad (8)$$

onde:

K_n é a condutividade térmica dos constituintes do solo [W/mK];

f_n é a fração volumétrica dos constituintes do solo [adimensional].

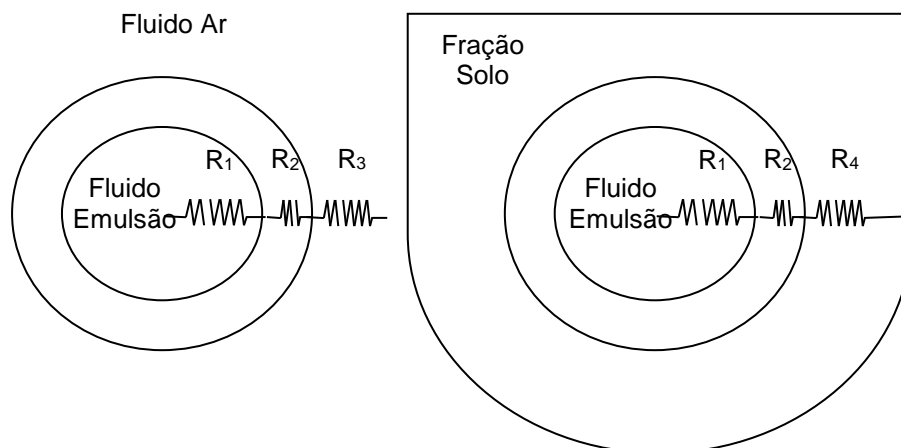
Sena *et al* (2013) afirmam que a temperatura do solo pode ser determinada através da temperatura do ar, desse modo em seu trabalho os autores concluíram que a temperatura do solo, para profundidade de 0 a 2 m, é dada pela equação 9.

$$T_{solo} = 0,62 + (1,06 \times T_{amb}) \quad (9)$$

4.2 Modelagem Analítica

Para o caso da linha de produção de aço carbono, tem-se a transferência de calor por convecção do fluido dentro da tubulação (R_1), a transferência de calor por condução da parede da tubulação (R_2) e a convecção natural (R_3). Já a linha de produção de fibra de vidro é diferente apenas na última parcela ocorre a transferência de calor por condução (R_4), pois a mesma se encontra enterrada, assim havendo uma condução com a fração sólida do solo, como exibido na Figura 17.

Figura 17. Transferência de calor nas linhas de produção



Fonte: Próprio autor

A determinação analítica foi realizada com base em: Bergman *et al* (2014), Çengel e Ghajar (2012) e Fox *et al* (2014), sendo seu detalhamento encontrado no Apêndice A.

4.3 Modelagem computacional

A fluidodinâmica computacional é largamente utilizada na engenharia, e neste caso específico do escoamento do petróleo em linhas de produção, a mesma foi empregada, viabilizando o estudo do comportamento da temperatura ao longo da tubulação.

Alguns parâmetros de entrada são necessários para alimentação do sistema, como a pressão, temperatura e velocidade, além das propriedades físicas e químicas do fluido em escoamento.

De acordo com Mello *et al* (2014), o escoamento de petróleo em dutos com transferência de calor é modelado através das equações da conservação da massa, da energia e do momento, sendo as duas primeiras descritas em coordenadas cartesianas nas equações 10 e 11, respectivamente, sendo a temperatura expressa pelo termo θ na equação 11.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial \rho u}{\partial x} + \frac{\partial \rho v}{\partial y} + \frac{\partial \rho w}{\partial z} = 0 \quad (10)$$

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} + U \frac{\partial \theta}{\partial x} + V \frac{\partial \theta}{\partial y} + W \frac{\partial \theta}{\partial z} = \alpha \left[\frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \theta}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \theta}{\partial z^2} \right] \quad (11)$$

Já a equação da conservação do momento é descrita nas direções x, y e z através das equações 12, 13 e 14 respectivamente.

$$\frac{\partial \rho u}{\partial t} + \frac{\partial (\rho uu)}{\partial x} + \frac{\partial (\rho vu)}{\partial y} + \frac{\partial (\rho wu)}{\partial z} = \rho g_x + \frac{\partial}{\partial x} \sigma_{xx} + \frac{\partial}{\partial y} \sigma_{yx} + \frac{\partial}{\partial z} \sigma_{zx} \quad (12)$$

$$\frac{\partial \rho v}{\partial t} + \frac{\partial (\rho uv)}{\partial x} + \frac{\partial (\rho vv)}{\partial y} + \frac{\partial (\rho wv)}{\partial z} = \rho g_y + \frac{\partial}{\partial x} \sigma_{xy} + \frac{\partial}{\partial y} \sigma_{yy} + \frac{\partial}{\partial z} \sigma_{zy} \quad (13)$$

$$\frac{\partial \rho w}{\partial t} + \frac{\partial (\rho uw)}{\partial x} + \frac{\partial (\rho vw)}{\partial y} + \frac{\partial (\rho ww)}{\partial z} = \rho g_z + \frac{\partial}{\partial x} \sigma_{xz} + \frac{\partial}{\partial y} \sigma_{yz} + \frac{\partial}{\partial z} \sigma_{zz} \quad (14)$$

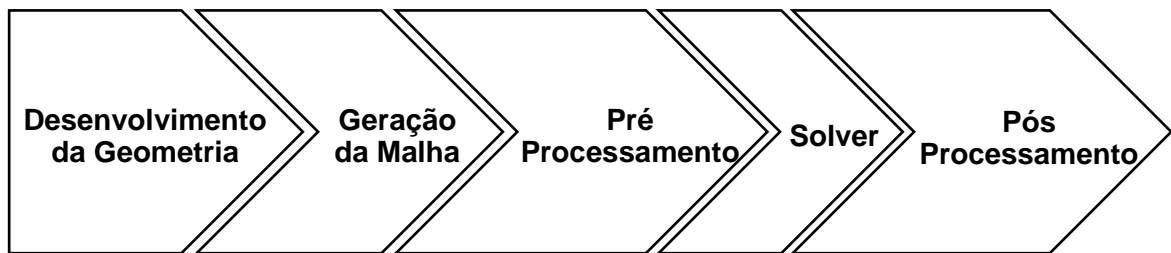
Para Barth (2004) existem vários métodos discretização, porém os mais conhecidos são: método das diferenças finitas, método dos volumes finitos e métodos dos elementos finitos. Neste trabalho foi utilizado o método dos volumes finitos.

De acordo com Nascimento (2013), além do método dos volumes finitos, existem os métodos das diferenças finitas e método dos elementos finitos, porém nos problemas de CFD, o método dos volumes finitos se mostra mais eficiente, justificado por impor o princípio da conservação para cada grandeza.

Para Ferziger e Peric (2002), o método dos volumes finitos utiliza a forma integral das equações, sendo o domínio dividido em volumes de controle contíguos e as equações de conservação são aplicadas a cada um dos volumes, além de poder acomodar qualquer tipo de malha, ser conservativo e fácil de programar.

As etapas a serem seguidas para o desenvolvimento do trabalho é representada pela Figura 18.

Figura 18. Fluxograma da modelagem computacional



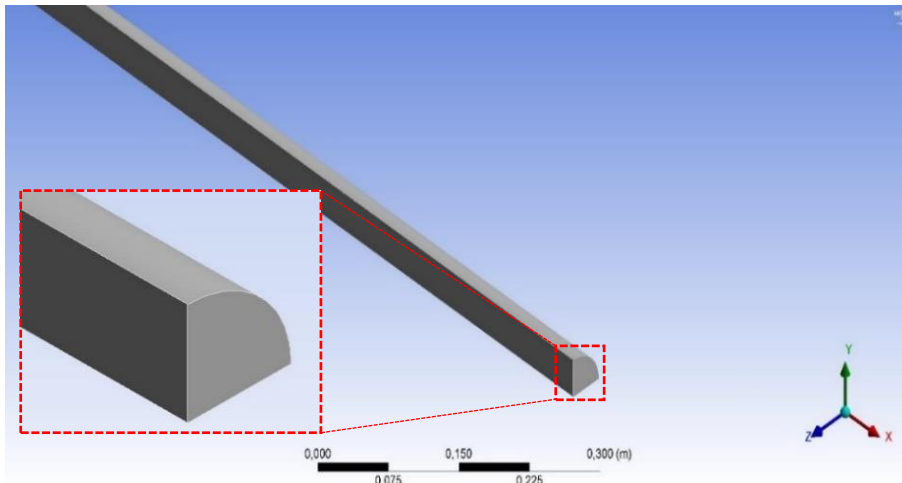
Fonte: Próprio autor

Existem vários modelos de turbulência, no entanto para o caso específico, foram testados os modelos $k-\epsilon$, $k-\omega$ e SST, vez que trabalhos relacionados com escoamento de petróleo utilizam esses modelos (AZEVEDO e TEIXEIRA, 2003; AZEVEDO, 2010; NASCIMENTO, 2013; ESKIN *et al*, 2014; MELO *et al*, 2014).

4.3.1 Tubulação de aço carbono

A geometria foi desenvolvida no formato cilíndrico e comprimento de 10 m, maior que os comprimentos de entrada hidrodinâmico e térmico esperados. Com o intuito de diminuir o custo computacional e o tempo operacional da simulação, o domínio do fluido foi dividido em 4 partes simétricas, sendo desenvolvida apenas uma geometria de $\frac{1}{4}$ do cilindro, com um raio de 0,0381 m, conforme Figura 19.

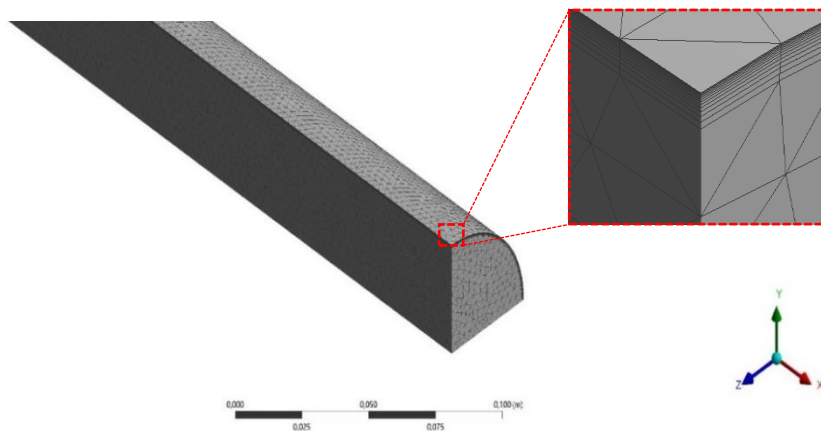
Figura 19. Geometria para tubulação de aço carbono



Fonte: Próprio autor

A malha computacional utilizada nos poços em estudo é não estruturada, como mostra a Figura 20.

Figura 20. Malha do domínio da linha de produção de aço carbono



Fonte: Próprio autor

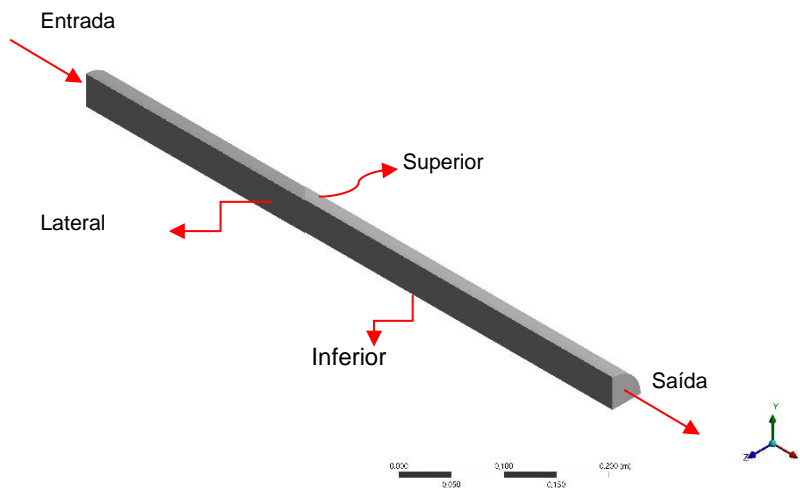
Os parâmetros adotados como condições de contorno para realização da simulação numérica são apresentados na Tabela 6 e demonstrado na Figura 21.

Tabela 6. Condições de contorno dos poços com tubulação de aço carbono

Região	Condição de contorno	Poços		
		Poço 7	Poço 8	Poço 5
Entrada	Velocidade constante (m/s)	0,2544	0,6376	0,5594
Superior	Parede sem deslizamento	Sim	Sim	Sim
	Rugosidade (mm)	0,0015	0,0015	0,0015
	Coefficiente de transferência de calor (W/m ² K)	11,0279	11,0493	11,0717
	Temperatura (°C)	25	64	59
Inferior	Simetria	Sim	Sim	Sim
Lateral	Simetria	Sim	Sim	Sim
Saída	Pressão atmosférica	Sim	Sim	Sim

Fonte: Próprio autor

Figura 21. Domínio padrão da tubulação de aço carbono

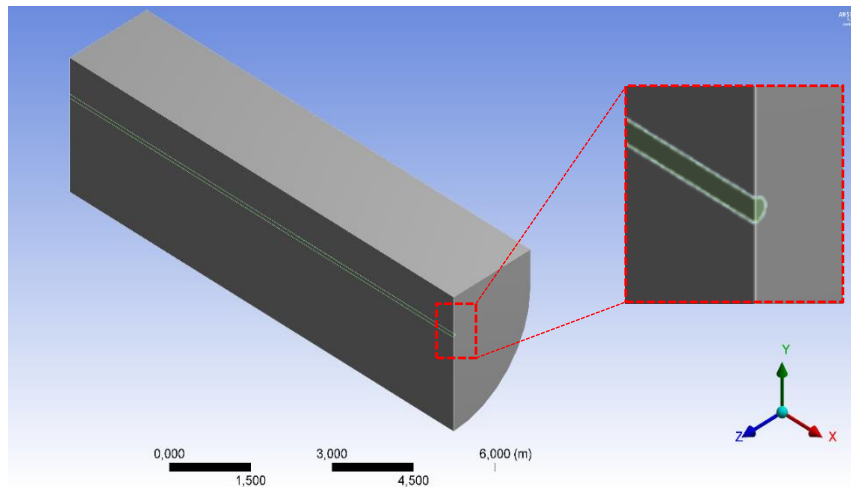


Fonte: Próprio autor

4.3.2 Tubulação de fibra de vidro

A geometria foi dividida em 3 subdomínios: fluido em escoamento, camada da fibra de vidro e a camada do solo que envolve a tubulação, sendo a geometria dividida em duas partes simétricas e comprimento de 10 m, como mostra a Figura 22.

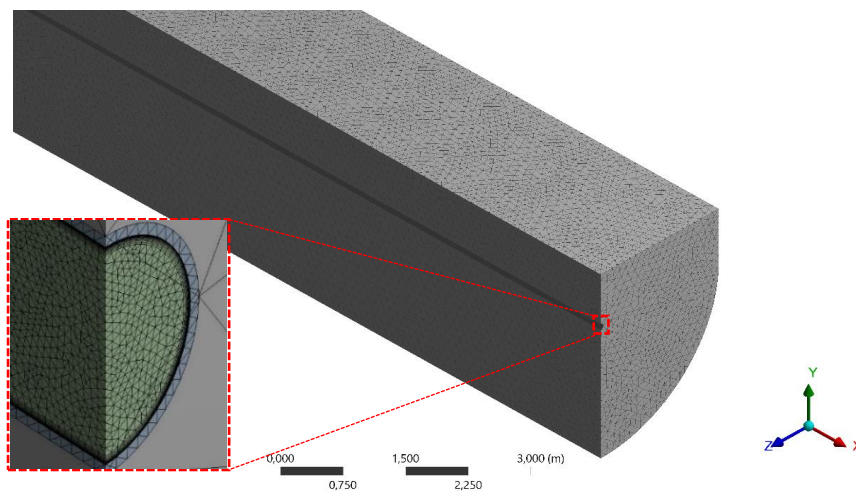
Figura 22. Geometria para tubulação de fibra de vidro



Fonte: Próprio autor

A malha computacional utilizada para este caso também é não estruturada, conforme a Figura 23.

Figura 23. Malha do domínio da linha de produção de fibra de vidro



Fonte: Próprio autor

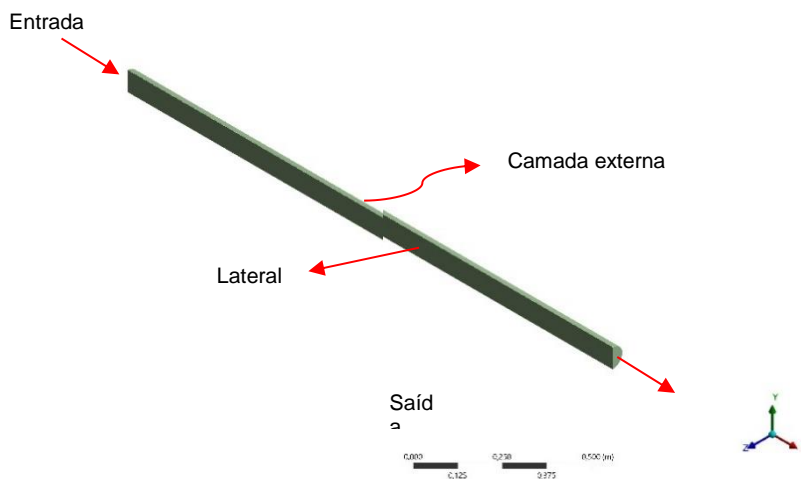
As condições de contorno foram utilizadas separadamente para cada subdomínio. Para o subdomínio do fluido em escoamento, as condições de contorno são apresentadas na Tabela 7 e exibida na Figura 24.

Tabela 7. Condições de contorno do subdomínio fluido em escoamento

Região	Condição de contorno	Poços		
		Poço 7	Poço 8	Poço 5
Entrada	Velocidade constante (m/s)	0,2544	0,6376	0,5594
Lateral	Simetria	x	x	x
Camada externa	Interface entre domínios	x	x	x
Saída	Pressão atmosférica	x	x	x

Fonte: Próprio autor

Figura 24. Subdomínio fluido em escoamento



Fonte: Próprio autor

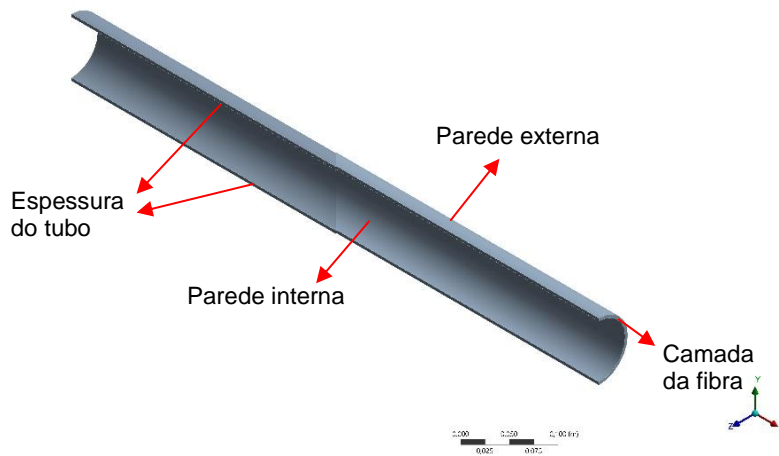
As condições de contorno do subdomínio da camada da fibra de vidro são idênticas para os 3 casos e apresentadas na Tabela 8 e expostas na Figura 25.

Tabela 8. Condições de contorno do subdomínio camada da fibra de vidro

Região	Condição de contorno
Camada da fibra	Camada de fibra de vidro com fluxo de calor de 5,852 W/m ²
Espessura do tubo	Simetria
Parede interna	Interface entre domínios
Parede externa	Interface entre domínios

Fonte: Próprio autor

Figura 25. Subdomínio camada da fibra de vidro



Fonte: Próprio autor

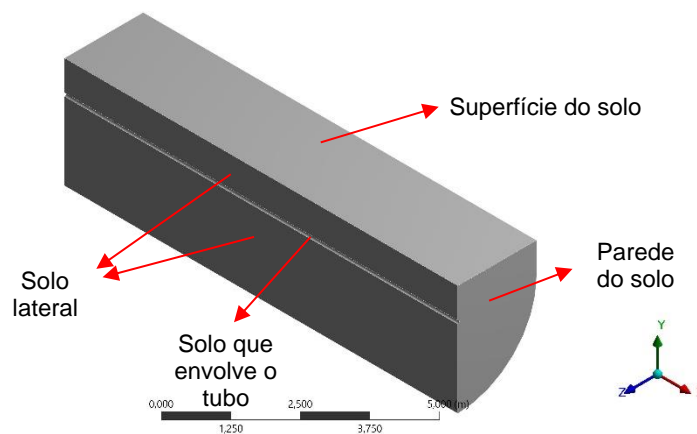
Já as condições de contorno para o subdomínio camada do solo são apontadas na Tabela 9 e expostas na Figura 26.

Tabela 9. Condições de contorno do subdomínio camada do solo

Região	Condição de contorno
Superfície do solo	Superfície do solo com coeficiente de transferência de calor de $1,977 \text{ W/m}^2\text{K}$
Solo lateral	Simetria
Solo que envolve a tubulação	Interface entre domínios
Parede do solo	Camada de solo com temperatura fixa de $27,12^\circ\text{C}$

Fonte: Próprio autor

Figura 26. Subdomínio camada do solo



Fonte: Próprio autor

Para ambos os casos, aço carbono e fibra de vidro, foi realizado um estudo de convergência de malha, com 3 malhas distintas para cada caso, sendo determinado o erro relativo entre as malhas geradas através da equação 21.

$$e_a^{21} = \left| \frac{\varnothing_1 - \varnothing_2}{\varnothing_1} \right| \quad (21)$$

O termo \varnothing na equação acima representa a variação de temperatura de saída e entrada da emulsão.

O Ansys CFX® resolveu as equações governantes para o problema proposto, sendo elas: equação da conservação da massa, equação da quantidade de movimento e a equação da energia, utilizando o método de volumes finitos.

O critério de convergência foi limitado ao número mínimo e máximo de iterações de 1 e 1.000 respectivamente, com um alvo residual de $1,0 \times 10^{-6}$ para todas simulações realizadas.

A realização da simulação computacional foi realizada num computador Dell Workstation T3500, com processador Intel Xeon Dual Core, 2,4 Gigahertz e memória RAM de 12,0 Gigabytes.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A estação de processamento primário de petróleo analisada em questão tem ligação com 19 poços, sendo 7 poços injetores e 12 poços produtores, dos quais 10 utilizam linhas de produção de aço carbono e 2 utilizam linha de produção de fibra de vidro como mostra a Tabela 10.

Tabela 10. Poços produtores da estação

Poços	Distância (m)	Material da tubulação
Poço 1	979,6	Fibra de Vidro
Poço 2	312,4	Aço
Poço 3	426,8	Aço
Poço 4	865,4	Fibra de Vidro
Poço 5	786,4	Aço
Poço 6	687,9	Aço
Poço 7	1.028,1	Aço
Poço 8	197,8	Aço
Poço 9	1.023,1	Aço
Poço 10	978,5	Aço
Poço 11	687,4	Aço
Poço 12	992,4	Aço

Fonte: Próprio autor

Dentre os poços listados, foram selecionados os poços 5, 7 e 8, todos equipados com linha de produção de aço. O poço 7 foi escolhido por apresentar a maior distância até a estação, pois conseqüentemente terá uma maior transferência de calor, assim existindo uma maior facilidade na ocorrência de parafinação. O poço 8 por sua vez apresenta uma menor distância, assim apresentando uma menor variação da temperatura, ou seja, uma menor possibilidade de parafinação. Já o poço 5 foi selecionado por apresentar uma distância mais próximo da distância média dos poços da estação em estudo. As informações sobre os diâmetros das linhas de produção foram coletadas em campo, como mostra a Tabela 11.

Tabela 11. Características das linhas de produção

Material	Diâmetro interno (m)	Diâmetro externo (m)
Aço Carbono	0,0762	0,0838
Fibra de Vidro	0,0762	0,0817

Fonte: Próprio autor

5.1 Caracterização dos fluidos em escoamento

A caracterização da emulsão foi realizada de acordo com as amostras coletadas nos poços, assim os resultados das análises dos fluidos produzidos são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12. Caracterização dos fluidos

Amostra	Massa Específica (kg/m³)	Viscosidade (cP)	BSW (% em Massa)	
Poço 7	Óleo	940	8	37,55
	Água	1170	1	62,45
Poço 8	Óleo	810	36	26,03
	Água	1170	1	73,97
Poço 5	Óleo	890	22	10,37
	Água	1170	1	89,63

Fonte: Próprio autor

As propriedades físicas das emulsões dos poços foram determinadas através da equação 4 e apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13. Caracterização da emulsão

Amostra	Massa Específica (kg/m³)	Viscosidade (cP)
Emulsão do poço 7	1083,65	3,6282
Emulsão do poço 8	1076,29	10,1104
Emulsão do poço 5	1140,97	3,1774

Fonte: Próprio autor

Machado (2002) afirma que a viscosidade e a massa específica são propriedades física do fluido muito importante para descrever o seu escoamento, sendo que a viscosidade demonstra a sua resistência necessária para que o mesmo possa realizar uma mudança posicional.

A determinação da viscosidade e massa específica da emulsão para estudo do escoamento em linhas de produção, deve ser feita para cada poço de petróleo de reservatórios diferentes, uma vez que cada petróleo armazenado em reservatório diferente tem condições de formação distintas.

Porém, Machado (2002) corrobora que o fator mais relevante para variações de viscosidade e massa específica na indústria do petróleo é a temperatura. Assim

afirmando a importância do estudo sobre o comportamento da temperatura do petróleo durante o escoamento.

5.2 Resultados analíticos

Os resultados analíticos foram obtidos através das equações apresentadas no Apêndice A, conforme mostra a Tabela 14.

Tabela 14. Resultados da modelagem analítica

Determinação analítica do escoamento	Poço 7		Poço 8		Poço 5	
	Fibra	Aço	Fibra	Aço	Fibra	Aço
Velocidade média (m/s)	$2,54 \times 10^{-1}$	$2,54 \times 10^1$	$6,38 \times 10^{-1}$	$6,38 \times 10^{-1}$	$5,59 \times 10^{-1}$	$5,59 \times 10^{-1}$
Número de Reynolds (adimensional)	$5,79 \times 10^3$	$5,79 \times 10^3$	$5,17 \times 10^3$	$5,17 \times 10^3$	$1,53 \times 10^4$	$1,53 \times 10^4$
Número de Prandtl (adimensional)	$2,72 \times 10^1$	$2,72 \times 10^1$	$7,2 \times 10^1$	$7,2 \times 10^1$	$2,14 \times 10^1$	$2,14 \times 10^1$
Comprimento de entrada hidrodinâmico e térmico (m)	0,762 a 4,572	0,762 a 4,572	0,762 a 4,572	0,762 a 4,572	0,762 a 4,572	0,762 a 4,572
Número de Nusselt (adimensional)	$6,98 \times 10^1$	$7,81 \times 10^1$	$9,32 \times 10^1$	$9,50 \times 10^1$	$1,79 \times 10^2$	$1,87 \times 10^2$
Coefficiente de transferência de calor (W/m ² K)	$3,95 \times 10^2$	$4,42 \times 10^2$	$5,91 \times 10^2$	$6,02 \times 10^2$	$1,30 \times 10^3$	$1,36 \times 10^3$
Resistência da convecção interna (K/W)	$1,03 \times 10^{-5}$	$9,20 \times 10^{-6}$	$3,58 \times 10^{-5}$	$3,51 \times 10^{-5}$	$4,09 \times 10^{-6}$	$3,91 \times 10^{-6}$
Resistência da condução (K/W)	$2,25 \times 10^{-4}$	$2,78 \times 10^{-7}$	$1,17 \times 10^{-3}$	$1,45 \times 10^{-6}$	$2,94 \times 10^{-4}$	$3,94 \times 10^{-7}$
Resistência da convecção natural externa (K/W)	$3,03 \times 10^{-4}$	$3,68 \times 10^{-4}$	$1,58 \times 10^{-3}$	$1,91 \times 10^{-3}$	$3,97 \times 10^{-4}$	$4,80 \times 10^{-4}$
Resistência total (K/W)	$5,39 \times 10^{-4}$	$3,78 \times 10^{-4}$	$2,78 \times 10^{-3}$	$1,95 \times 10^{-3}$	$6,95 \times 10^{-4}$	$4,84 \times 10^{-4}$
Coefficiente global de transferência de calor médio (W/m ² K)	7,29	$1,02 \times 10^1$	7,33	$1,03 \times 10^1$	7,38	$1,05 \times 10^1$
Temperatura de saída (°C)	52,91	47,93	62,72	62,18	54,77	53,09

Fonte: Próprio autor

Como as tubulações de aço carbono e fibra de vidro apresentam o mesmo diâmetro interno e o escoamento é modelado para as mesmas características do fluido, o número de Reynolds e Prandtl apresentam valores idênticos para ambos os casos, como apresentado na Tabela 14. Como para os 3 casos o número de Reynolds foi superior a 2300, tem-se que o escoamento é caracterizado como turbulento (FOX *et al*, 2014).

Como mostra a Tabela 14, o comprimento de entrada hidrodinâmico e térmico ocorreu para todos os casos a partir do comprimento de 0,762 m até 4,572 m, ou seja, a partir dessa distância o escoamento se torna completamente desenvolvido. Porém autores comprovaram que esse comprimento de entrada térmica tem seu início a partir de 2,0 m (AZEVEDO, 2010; ESKIN *et al*, 2014; MELO *et al*, 2014).

O número de Nusselt é uma grandeza fundamental para determinação do coeficiente de transferência de calor, sendo uma função do número de Reynolds, Prandtl e o fator de atrito. Desse modo a tubulação de fibra de vidro apresentou valores menores em todos os casos em estudo, com uma variação de 11,9% para o poço 7, aproximadamente 2% para o poço 8 e 4,5% para o poço 5.

De acordo com Wang *et al* (2015), a fibra de vidro apresenta número de Nusselt menor que os materiais que possuem fator de atrito maior do que a mesma, assim corroborando com os resultados apresentados na Tabela 14.

O coeficiente de transferência de calor foi determinado para ambos os materiais nos 3 poços, sendo que a fibra de vidro apresentou valores menores que o aço carbono, com variação de 11,9% para o poço 7, 1,9% para o poço 8 e 4,6% para o poço 5.

A resistência da convecção interna foi maior para fibra de vidro quando comparado com o aço carbono, sendo que a variação foi de 10,6% para o poço 7, 1,9% para o poço 8 e 4,4% para o poço 5.

Em seguida a transferência de calor ocorre por convecção natural para o caso da tubulação de aço e por condução do solo no caso da fibra de vidro, pois a mesma se encontra enterrada numa profundidade média de 1,0 m. Para o caso da tubulação de aço foi considerando o ar atmosférico como gás ideal, vez que está submetido a baixas temperaturas e pressões.

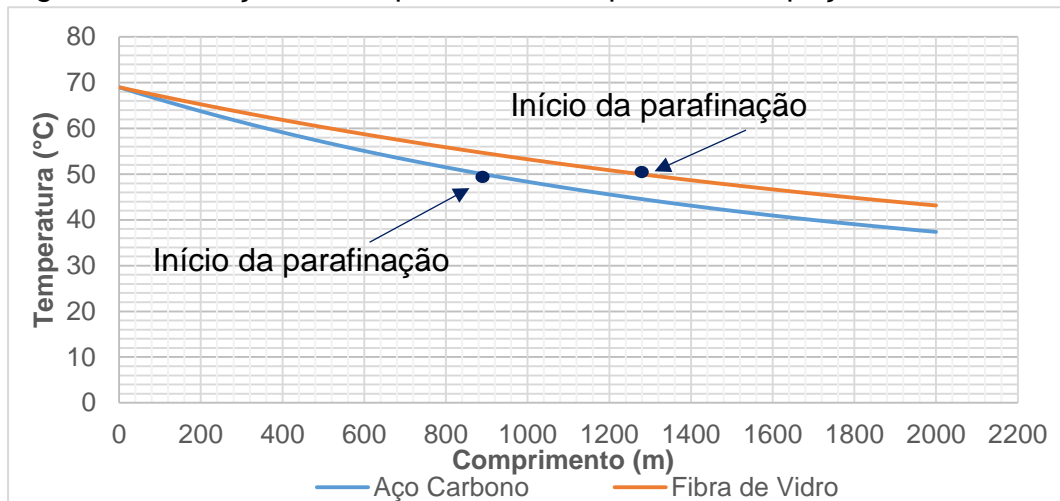
A resistência térmica total do sistema de transferência de calor combinada apresentou valores maiores para as tubulações de fibra de vidro, com variação de 29,9% para os poços 7 e 8, enquanto que o poço 5 teve uma variação de 30,3%.

O coeficiente global de transferência apresentou menor valor para a fibra de vidro em comparação com o aço carbono, com variação de 40,6% para o poço 7, 40,5% para o poço 8 e 42,3% para o poço 5.

No poço 7, o petróleo ao final dos 1028,1 m, apresentou temperatura de 52,91°C para tubulação de fibra de vidro e de 47,93°C para tubulação de aço carbono.

Deste modo o comportamento da temperatura em função do comprimento de cada tipo de linha de produção pode ser observado na Figura 27, verificando assim o melhor tipo de material a ser utilizado para o escoamento do fluido.

Figura 27. Variação da temperatura x comprimento do poço 7



Fonte: Próprio autor

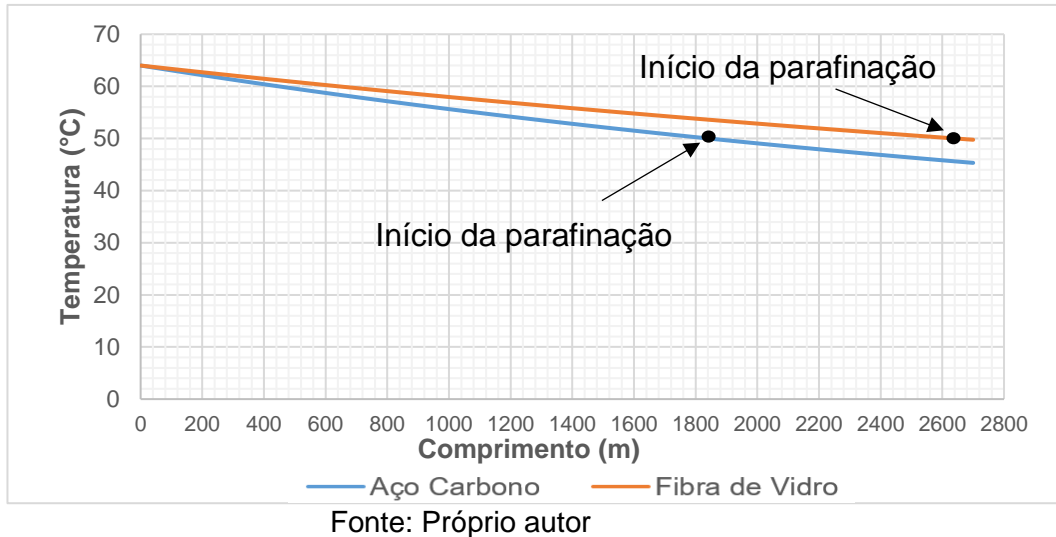
Nota-se na Figura 27 que caso fosse utilizado a tubulação de fibra de vidro no lugar da tubulação de aço carbono, a temperatura média teria um aumento de aproximadamente 10%.

Utilizando um petróleo com TIAC de 50°C, com a utilização da tubulação de aço carbono, a parafinação da tubulação se daria a partir do comprimento de 890 m, porém substituindo a tubulação de aço carbono pela tubulação de fibra de vidro, o início da parafinação se daria a partir do comprimento de 1280 m.

O poço 8 por sua vez apresentou uma temperatura de 62,72°C e 62,18°C ao final do comprimento de 197,8 m para a fibra de vidro e aço carbono, respectivamente. A variação de temperatura média ao final do escoamento entre os materiais utilizados em estudo foi de 0,87%.

A Figura 28 mostra o comportamento da temperatura para o poço 8, além de identificar a ocorrência de parafinação, bem como o material mais adequado para o escoamento do fluido.

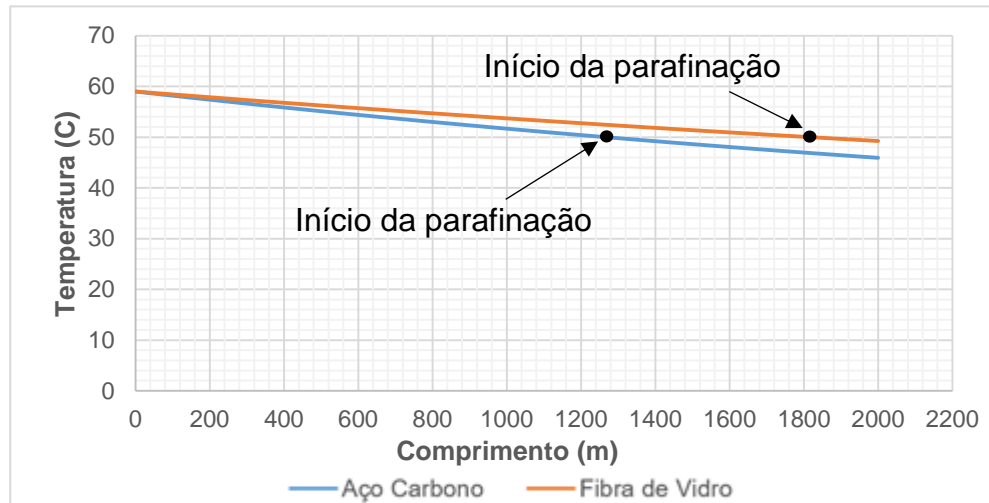
Figura 28. Variação da Temperatura x comprimento do poço 8



Considerando o mesmo petróleo com TIAC de 50°C, caso a linha de produção de aço carbono fosse utilizada, o início da parafinação ocorre a partir do comprimento de 1840 m, enquanto linha de produção de fibra de vidro ocorre a partir do comprimento de 2645 m, todavia em condições reais do comprimento da linha de produção, o material a ser utilizado indefere, uma vez que para o seu comprimento não ocorre a parafinação.

Já a temperatura do poço 5 ao final dos 786,4m foi de 54,76°C para fibra de vidro e 53,09°C para o aço carbono, com uma variação da temperatura média de 3,15%, como mostra a Figura 29.

Figura 29. Variação da Temperatura x comprimento do poço 5



Fonte: Próprio autor

Considerando o mesmo petróleo demonstrado para os poços 7 e 8, com TIAC de 50°C, a parafinação para a linha de produção de aço carbono iniciaria a partir do comprimento de 1265 m, já no caso da linha de produção de fibra de vidro, a parafinação ocorreria a partir do comprimento de 1815 m. Neste caso o estudo de viabilidade econômica se faz necessário, uma vez que a diferença de distância entre o início da parafinação para os materiais em estudo é relativamente grande.

5.3 Resultados numéricos

Um estudo de malha foi realizado para comparação das mesmas, como mostra a Tabela 15.

Tabela 15. Comparação das malhas

Malha	Elementos	Nós	Tamanho do elemento (m)	Temperatura de entrada (°C)	Temperatura média final (°C)
1	5368144	1633111	0,003	69,000	68,667
2	15893577	4261288	0,002	69,000	68,672
3	2510049	836338	0,004	69,000	68,645

Fonte: Próprio autor

Os erros relativos entre as malhas foram determinados conforme a equação 21, como mostra a Tabela 16.

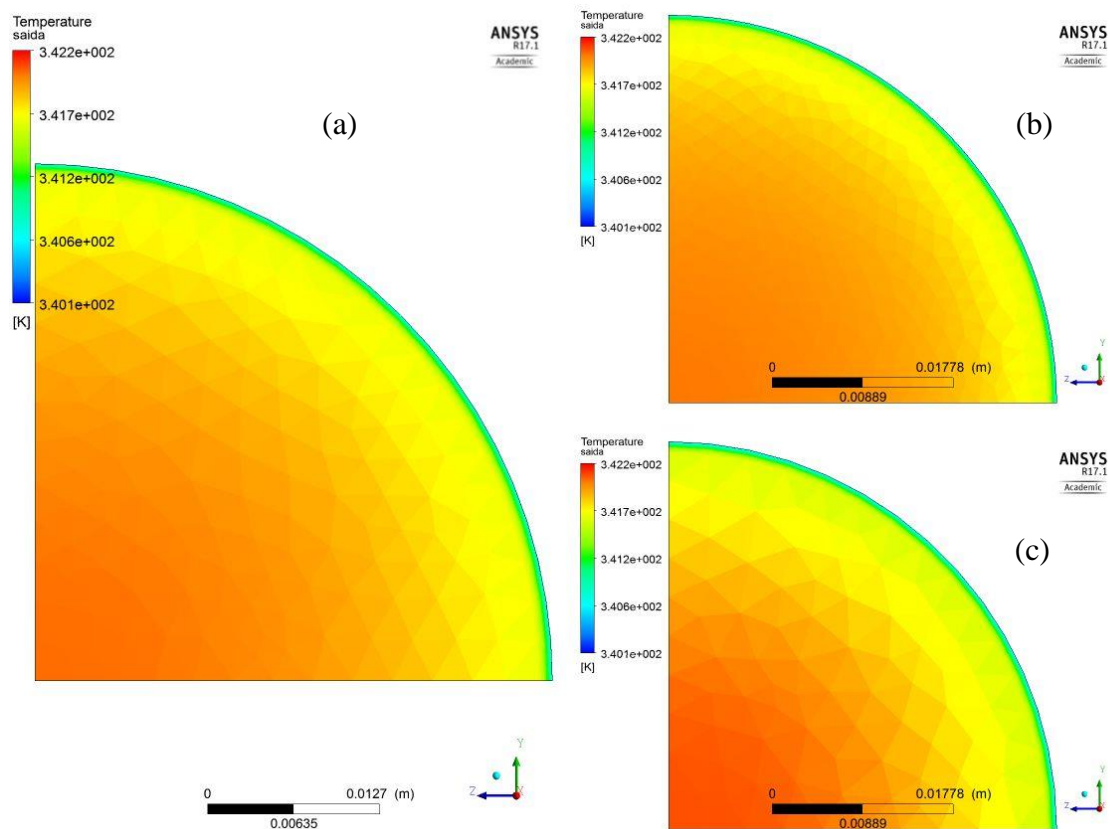
Tabela 16. Erro Relativo entre as malhas em função da variação de temperatura

Malha 1 → 2	e_a^{21}	1,5%
Malha 3 → 1	e_a^{31}	6,6%
Malha 3 → 2	e_a^{32}	8,2%

Fonte: Próprio autor

Foi também realizado simulações com as 3 malhas, assim foi possível verificar os resultados das simulações para cada malha, como mostra a Figura 30, sendo as malhas 1, 2 e 3 representadas pelas letras a, b e c, respectivamente.

Figura 30. Comparação das malhas em relação a temperatura



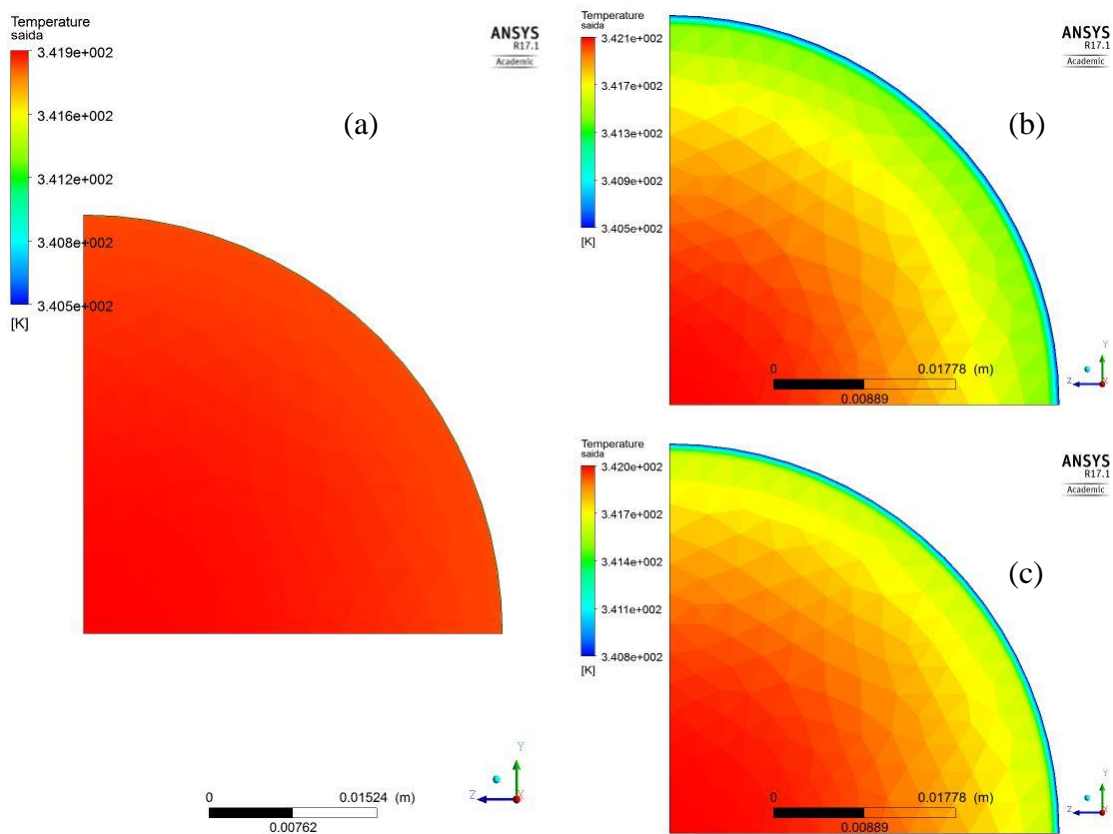
Fonte: Próprio autor

A temperatura nas 3 malhas variou de 342K (69°C) a 340 K (68,85°C), assim demonstrando que não houve variação dos resultados nas simulações das malhas em estudo. A malha 2 apresentou uma melhor distribuição desses valores em função do raio da tubulação, porém a malha 1 e 3 apresentaram o mesmo valor de temperatura com uma variação de valores mais discreta. Como não houve variação de valor da

temperatura das malhas em estudo, bem como um erro relativo baixo entre as mesmas, a malha 3 foi escolhida por apresentar resultados compatíveis com as outras malhas, além de conter um menor número de elementos, que implica num menor custo computacional.

Quanto ao modelo de turbulência, foi testado três modelos de turbulência para realização das simulações. A Figura 31 mostra o resultado a temperatura para os modelos de turbulência em estudo, sendo os modelos $k-\epsilon$, $k-\omega$ e SST, representados pelas letras a, b e c, respectivamente.

Figura 31. Comparação dos modelos de turbulência em relação a temperatura



Fonte: Próprio autor

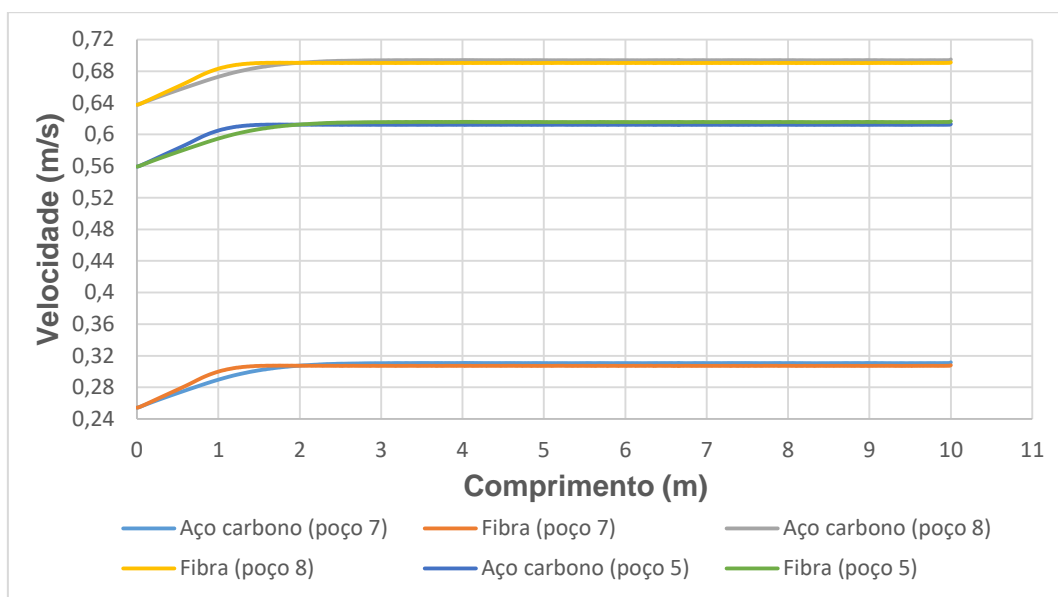
Os valores de temperatura apresentaram valores diferentes para os modelos em estudo, todavia a variação da temperatura entre os modelos foi inferior a $0,2^{\circ}\text{C}$, no entanto a variação da temperatura em função do raio da tubulação não é representativa no modelo $k-\epsilon$, como mostra a Figura 31 (a), já os modelos $k-\omega$ e SST representam de forma clara essa variação.

De acordo com Wu (2011), o Y^+ é a distância adimensional do primeiro nó até a parede, sendo que para o modelo $k-\epsilon$ admite-se valores de y^+ entre 30 e 100, já os modelos $k-\omega$ e SST admite-se valores inferior a 2.

Como os valores de y^+ das simulações variaram entre 0,11 e 0,13, o modelo $k-\epsilon$ não pode ser utilizado nas simulações. No presente trabalho o modelo utilizado foi o SST, pois os valores de y^+ se encontram dentro dos padrões, bem como o modelo se adequada para regiões distantes da parede da tubulação.

Após a escolha da malha e do modelo de turbulência, foi realizado o processamento da simulação numérica para os dois tipos de linha de produção dos 3 poços. Foi observado que o escoamento dos poços em estudo se torna completamente desenvolvido a partir de 2,0 m no caso da fibra de vidro e 3,0 m no caso do aço carbono, conforme Figura 32.

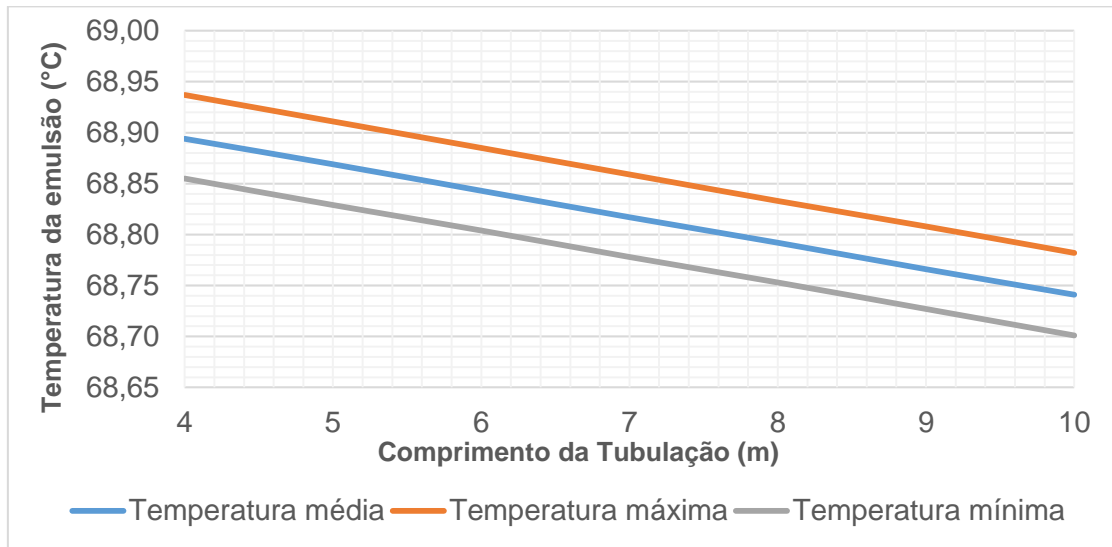
Figura 32. Desenvolvimento do escoamento



Fonte: Próprio autor

Ao longo da tubulação de aço carbono foram selecionados 7 planos a partir do comprimento em que o escoamento se torna completamente desenvolvido (4, 5, 6, 7, 8, 9 e 10 m), com objetivo de determinar a variação da temperatura por unidade de comprimento, bem como observar a variação da temperatura em função do raio da tubulação, sendo verificado na Figura 33, que houve uma variação de 0,06% das temperaturas máxima e mínima em função da temperatura média.

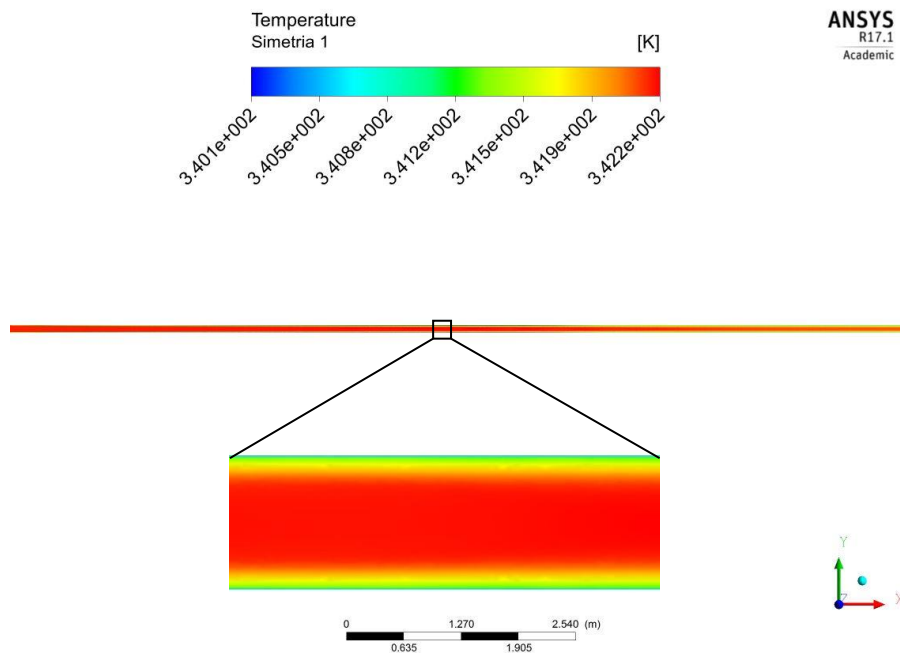
Figura 33. Variação da temperatura radial na tubulação de aço carbono do poço 7



Fonte: Próprio autor

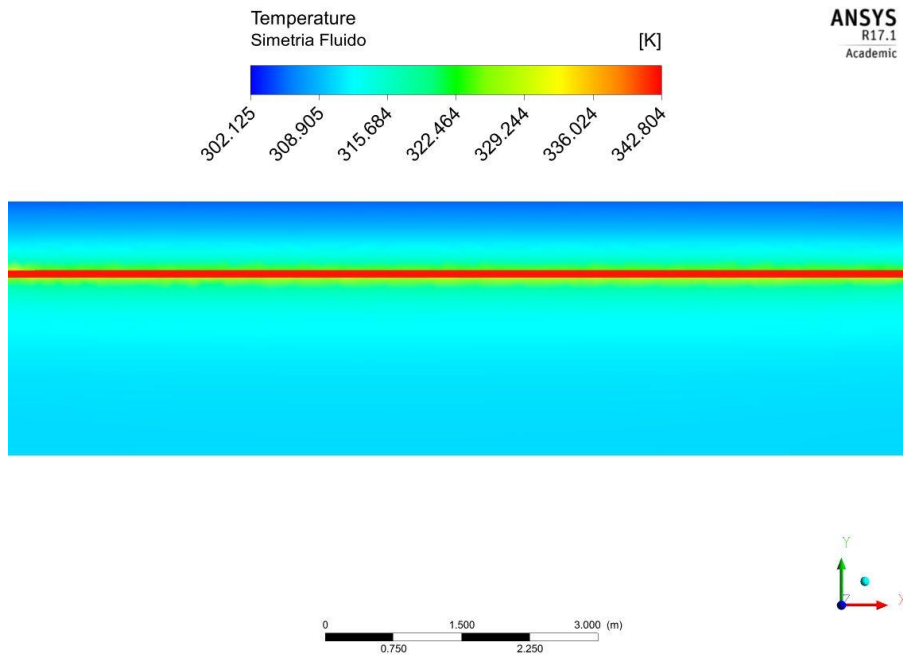
O comportamento da temperatura para as linhas de produção de aço carbono e fibra de vidro ao final do comprimento de 10 m, do poço 7, pode ser observado nas Figuras 34 e 35, respectivamente. Sendo que nos dois casos a temperatura de entrada da emulsão foi de 69°C.

Figura 34. Variação da temperatura na tubulação de aço carbono do poço 7



Fonte: Próprio autor

Figura 35. Variação da temperatura na tubulação de fibra de vidro do poço 7



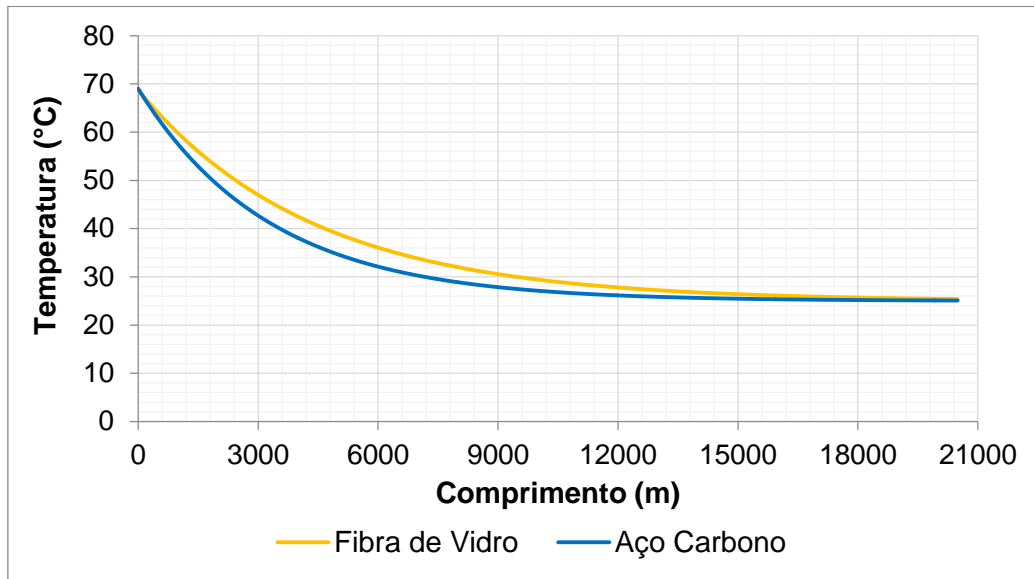
Fonte: Próprio autor

A simulação foi realizada com a geometria de 10 m com objetivo de diminuir o custo e tempo computacional, uma vez que a partir de 3 m o escoamento está completamente desenvolvido nos dois tipos de tubulações.

A temperatura média final da simulação, para geometria de 10 m, atingiu um valor de 68,81°C para tubulação de fibra e de 68,74°C para tubulação de aço, obtendo uma variação para a fibra de vidro e o aço carbono de 0,19°C e 0,26°C respectivamente.

O comportamento da temperatura ao longo de toda tubulação pode ser observado na Figura 36. A temperatura chega ao final da linha de produção com uma temperatura de 59,5°C para a fibra de vidro e 57,1°C para o caso do aço carbono, assim obtendo uma variação de temperatura entre os dois materiais de aproximadamente 4,1%.

Figura 36. Comportamento da temperatura nas linhas de produção para o poço 7



Fonte: Próprio autor

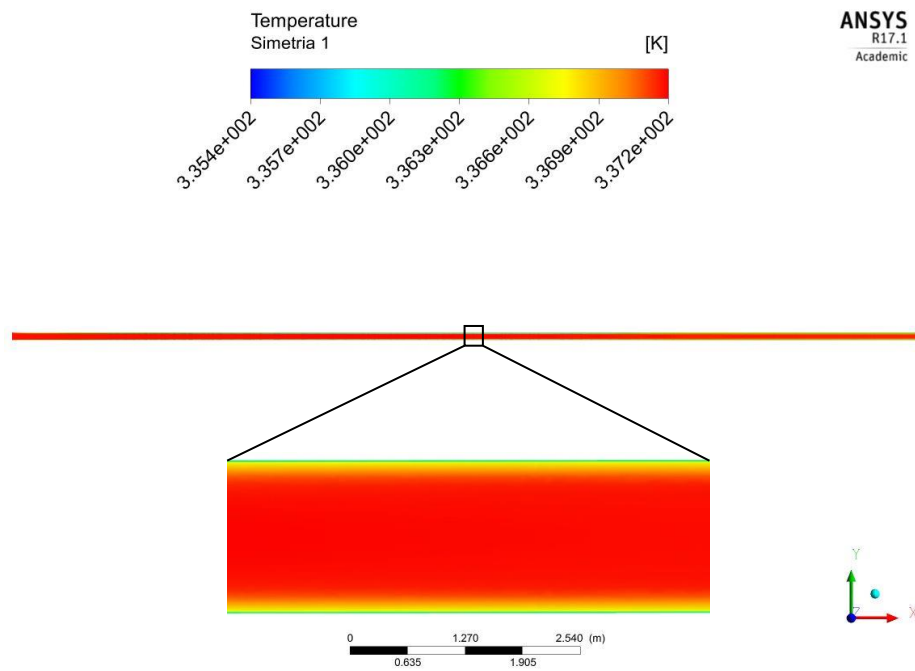
A temperatura final na simulação numérica é aproximadamente 19,2% maior em relação aos cálculos analíticos, no entanto o valor da temperatura de saída medida em campo foi de 53,5°C, sendo aproximadamente 6,8% menor que a temperatura da simulação para o caso do aço carbono, já no caso da fibra de vidro, a temperatura final da simulação foi 12,7% maior que a temperatura dos cálculos analíticos.

De acordo com os resultados da simulação computacional, caso o petróleo em estudo tivesse uma TIAC de 50°C, percebe-se que para os dois tipos de materiais não ocorre a parafinação do petróleo, no entanto o início da parafinação no aço carbono ocorreria a partir do comprimento de 1860 m, enquanto que na fibra de vidro isso se daria a partir do comprimento de 2440 m.

Para grandes distâncias, comprimento superior a 2440 m, a diferença de fabricação do material das linhas de produção não será significativa, vez que a partir desse comprimento, em ambos os casos, ocorre o processo de parafinação.

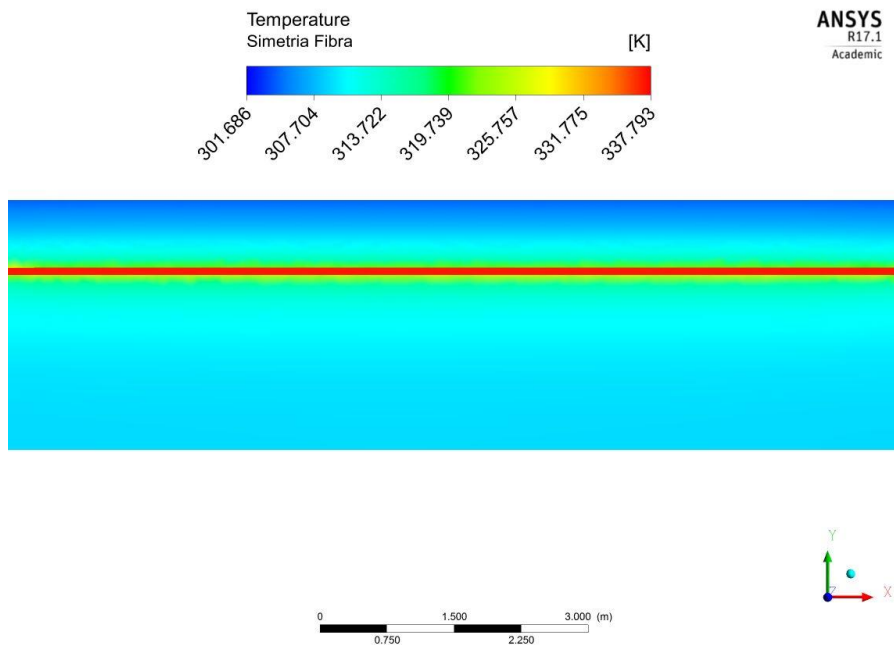
No estudo do poço 8, a temperatura de entrada foi de 64°C, sendo o comportamento da temperatura para as linhas de produção de aço carbono e fibra de vidro ao final da geometria observado nas Figuras 37 e 38, respectivamente.

Figura 37. Variação da temperatura na tubulação de aço carbono do poço 8



Fonte: Próprio autor

Figura 38. Variação da temperatura na tubulação de fibra de vidro do poço 8



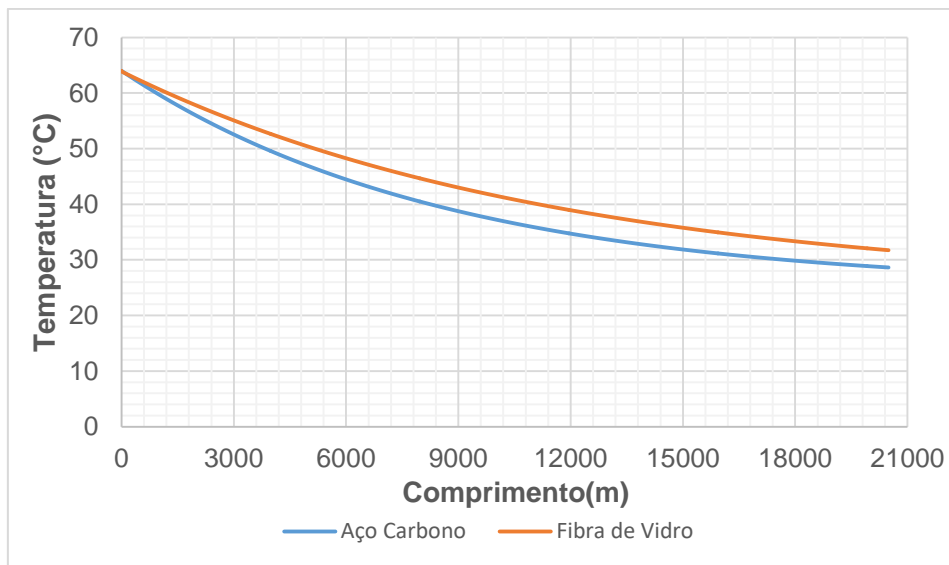
Fonte: Próprio autor

A temperatura média ao final dos 10 m da geometria atingiu um valor de 63,95°C para tubulação de fibra e de 63,84°C para tubulação de aço, obtendo uma

variação para a fibra de vidro e o aço carbono de $0,05^{\circ}\text{C}$ e $0,16^{\circ}\text{C}$ respectivamente, ou seja, uma variação de $0,18\%$ da temperatura em função do material.

A Figura 39 mostra o comportamento da temperatura ao longo de toda tubulação. Para tubulação de fibra de vidro, a temperatura foi de $63,2^{\circ}\text{C}$, enquanto a tubulação de aço carbono, a temperatura foi de $62,9^{\circ}\text{C}$. A variação de temperatura do petróleo em relação aos materiais foi de aproximadamente $0,5\%$.

Figura 39. Comportamento da temperatura nas linhas de produção para o poço 8



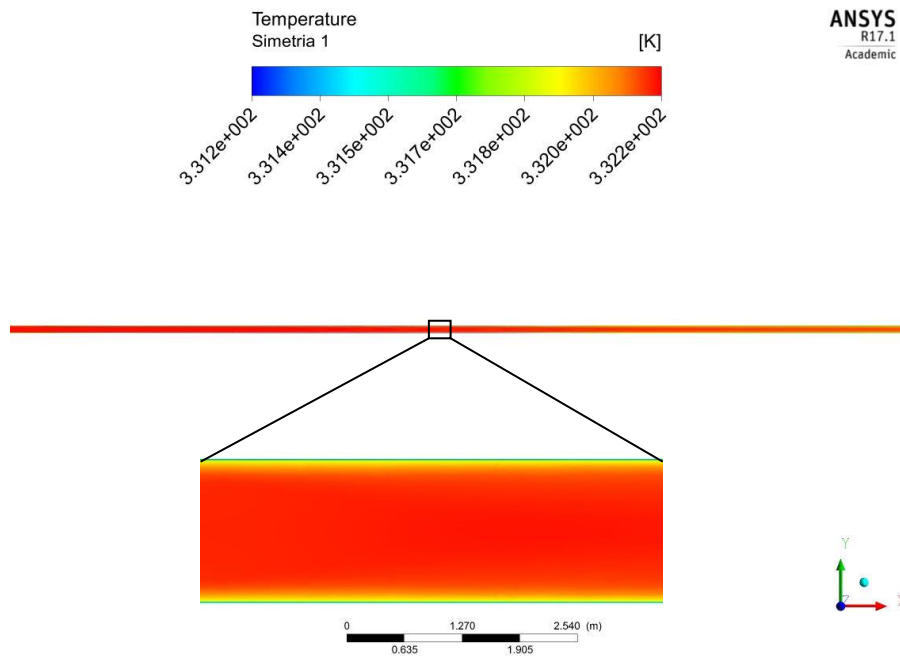
Fonte: Próprio autor

A temperatura final na simulação numérica para linha de produção de aço carbono é aproximadamente $1,5\%$ maior em relação aos cálculos analíticos, já a temperatura medida em campo foi de 62°C , aproximadamente $1,8\%$ menor que a temperatura da simulação para o caso do aço carbono, já no caso da fibra de vidro, a temperatura final da simulação foi $0,8\%$ maior que a temperatura dos cálculos analíticos.

De acordo com os resultados da simulação computacional, corroborando com os resultados analíticos, caso o petróleo em estudo tivesse uma TIAC de 50°C , percebe-se que em nenhum dos materiais em estudo ocorreria a parafinação do petróleo, assim demonstrando que para o poço 8, a substituição do material da linha de produção não se faz necessário. Porém o início da parafinação se daria num comprimento de 3840 m para o aço carbono e 5160 m para fibra de vidro.

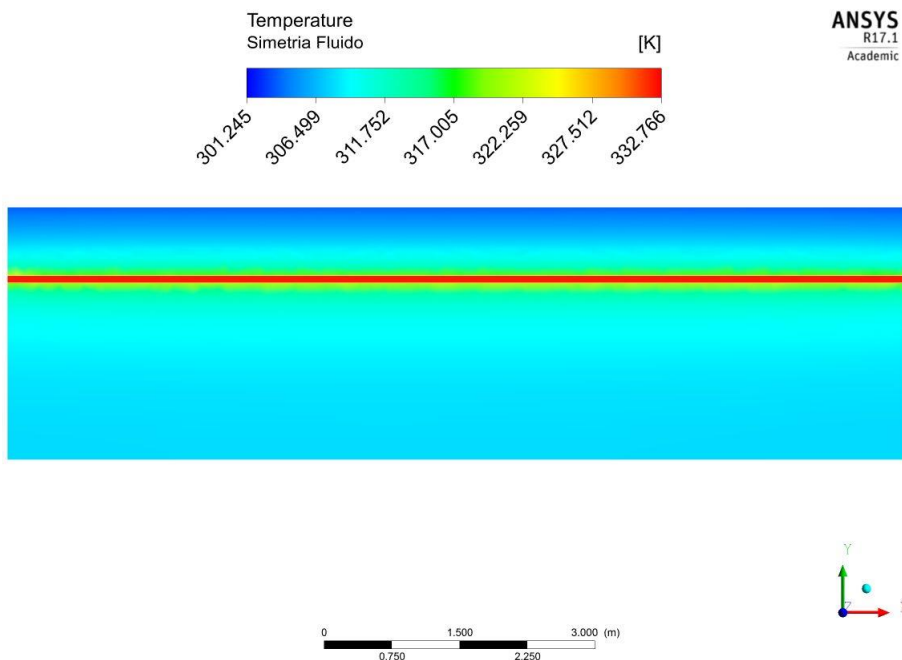
A temperatura de entrada do escoamento do poço 5 foi de 59°C. O comportamento da temperatura ao final dos 10 m das linhas de produção de aço carbono e fibra de vidro pode ser observado nas Figuras 40 e 41, respectivamente.

Figura 40. Variação da temperatura na tubulação de aço carbono do poço 5



Fonte: Próprio autor

Figura 41. Variação da temperatura na tubulação de fibra de vidro do poço 5

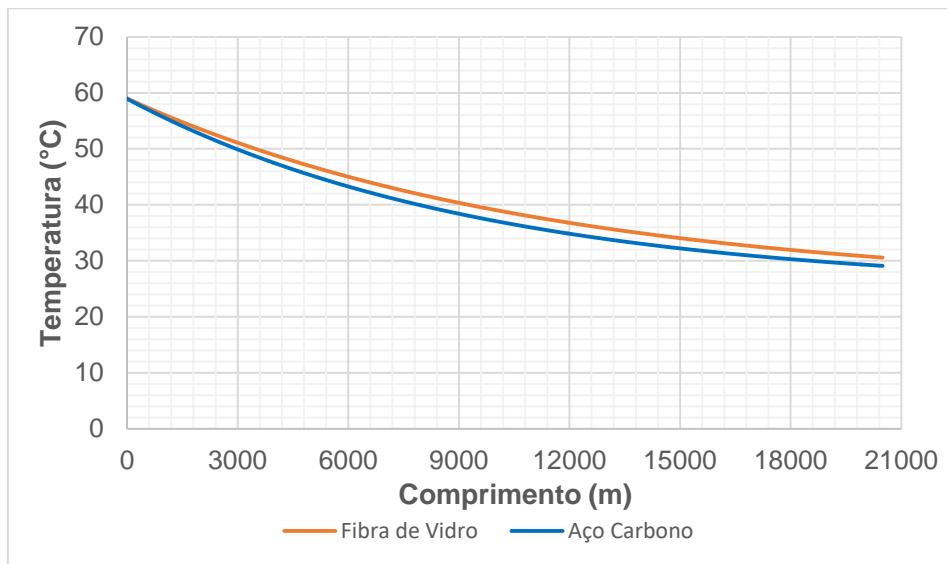


Fonte: Próprio autor

A temperatura média final da simulação atingiu um valor de 58,97°C para tubulação de fibra e de 58,90°C para tubulação de aço, obtendo uma variação para a fibra de vidro e o aço carbono de 0,03°C e 0,1°C respectivamente.

O comportamento da temperatura ao longo de toda tubulação, 786,4 m, pode ser observado na Figura 42. A temperatura chega ao final da linha de produção com uma temperatura de 54,3°C para a fibra de vidro e 53,9°C para o caso do aço carbono, assim obtendo uma variação de temperatura entre os dois materiais de aproximadamente 0,7%.

Figura 42. Comportamento da temperatura nas linhas de produção para o poço 5



Fonte: Próprio autor

A temperatura final na simulação numérica é aproximadamente 1,6% maior em relação aos cálculos analíticos, no entanto o valor da temperatura de saída medida em campo foi de 53°C, sendo 1,8% menor que o resultado da simulação para o caso do aço carbono. Para linha de produção de fibra de vidro, a temperatura final da simulação foi 0,7% menor que a temperatura dos cálculos analíticos.

Considerando o petróleo com a TIAC de 50°C, nas condições reais de campo, o petróleo não iria parafinar nos dois casos da linha de produção, aço carbono e fibra de vidro. A parafinação no caso do aço carbono ocorreria a partir do comprimento de 1520 m, já no caso da fibra de vidro, esse fenômeno se iniciaria a partir do comprimento de 1650 m.

De acordo com os resultados apresentados, analíticos e numéricos, pode-se observar que não se tem necessidade de substituição das linhas de produção, uma vez que não há indícios da ocorrência de parafinação.

Um comparativo do início da parafinação em cada poço, tipo de material utilizado nas linhas de produção e o tipo de modelagem utilizada pode ser observado na Tabela 17.

Tabela 17. Comparativo da parafinação para cada Poço x Modelagem x Material

POÇO	MODELAGEM	MATERIAL	Comprimento do início da parafinação (m)
Poço 7	Analítica	Aço carbono	890
		Fibra de vidro	1280
	Simulação	Aço carbono	1860
		Fibra de vidro	2440
Poço 8	Analítica	Aço carbono	1840
		Fibra de vidro	2645
	Simulação	Aço carbono	3840
		Fibra de vidro	5160
Poço 5	Analítica	Aço carbono	1265
		Fibra de vidro	1815
	Simulação	Aço carbono	1520
		Fibra de vidro	1650

Fonte: Próprio autor

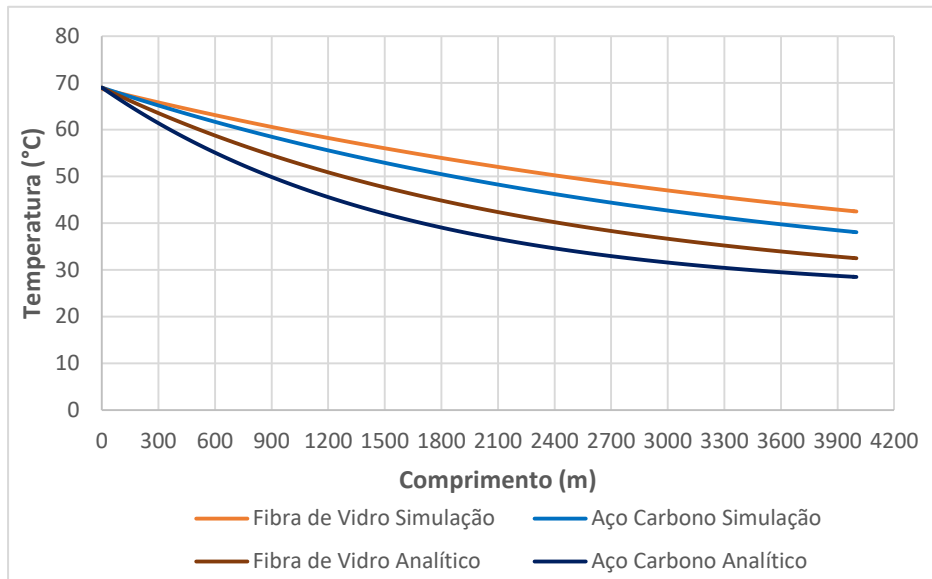
No caso do poço 7, quando comparado os resultados analíticos com a modelagem computacional, como mostra a Figura 43, foi possível observar que a fibra de vidro, tanto no resultado analítico como na modelagem computacional, apresentou melhor resultado, de forma a evitar a parafinação ao longo da tubulação. No entanto, para o caso da tubulação de aço carbono, a parafinação somente ocorreria no caso do resultado analítico, pois atingiria a TIAC antes do final da tubulação, assim sendo necessário a realização de intervenções para retirada das parafinas.

A substituição de tecnologias no processo produtivo de uma empresa tem se mostrado como um fator de eficiência competitiva no mercado atual, desse modo a fibra de vidro para o poço 7 evitou a formação de parafina ao longo da tubulação de forma a evitar o aumento do custo produtivo na produção de petróleo com a passagem de PIG para limpeza da linha de produção, além de evitar a parada da produção

durante o processo de limpeza da mesma, assim acarretando em paradas não programadas.

As paradas não programadas na indústria é tida como falha no processo de gestão operacional de um campo petrolífero.

Figura 43. Comparativo dos resultados analíticos x modelagem do poço 7



Fonte: Próprio autor

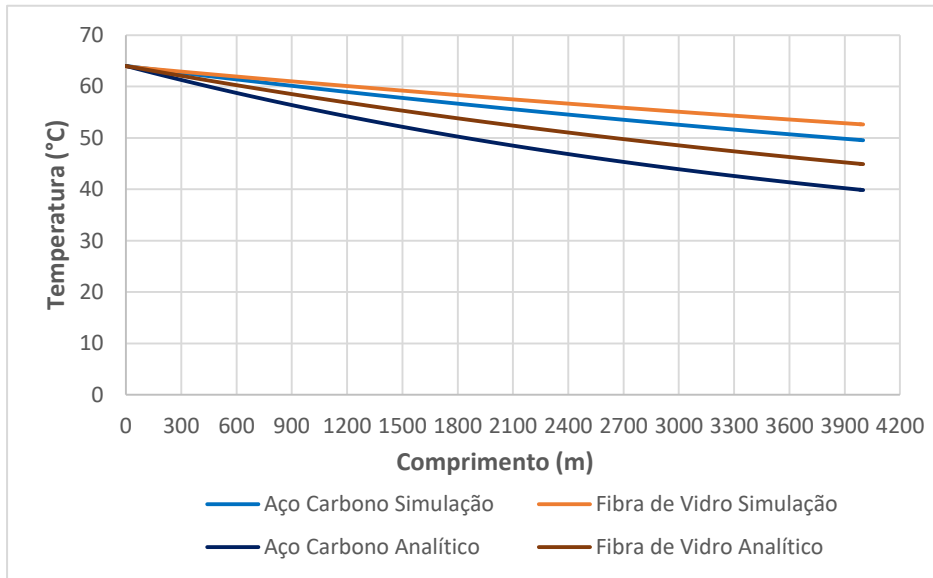
A inovação do processo de substituição das linhas de produção de aço carbono por fibra de vidro se mostrou uma solução competitiva na indústria petrolífera, vez que reduziu os custos com a desparafinação das linhas de produção, bem como a melhoria do escoamento do petróleo na conservação da temperatura.

Já para o caso do poço 8, em que a linha de produção tem comprimento de 197,8 m, a parafinação não ocorreu em nenhum dos casos da modelagem, analítica e computacional, bem como o tipo de material, aço carbono ou fibra de vidro, como mostra a Figura 44. Porém a partir da distância de 1800 m, a tubulação de aço carbono apresenta a formação de parafina, necessitando por sua vez de intervenções para remoção da mesma.

Apesar de não apresentar parafina durante o escoamento, a substituição da linha de produção de aço carbono por fibra de vidro se mostrou eficiente no processo de conservação da temperatura, que por sua vez mantém a viscosidade do petróleo baixa, assim reduzindo a perda de carga ao longo do transporte do petróleo e

minimizando os custos operacionais com bombas de maior potência para transferência do petróleo do poço até a estação de processamento primário.

Figura 44. Comparativo dos resultados analíticos x modelagem do poço 8



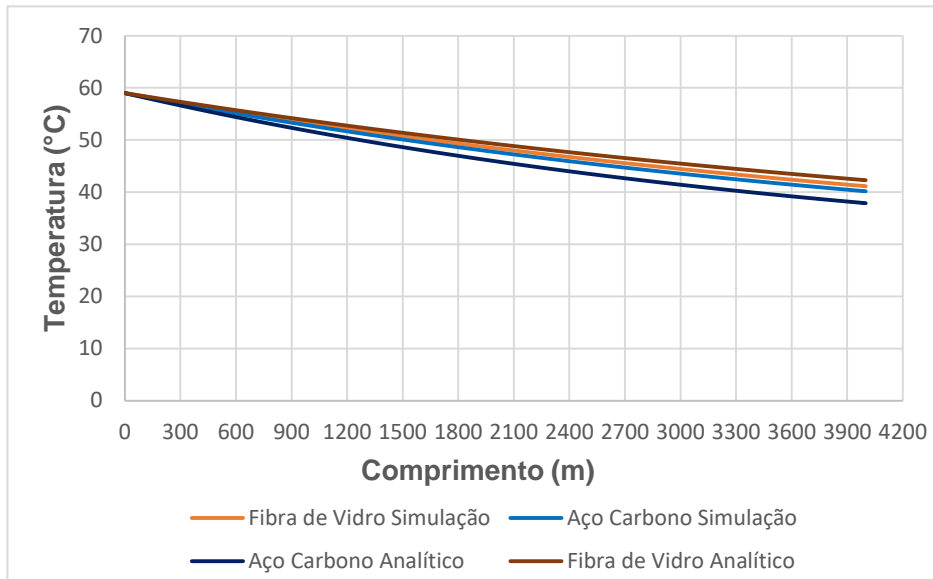
Fonte: Próprio autor

Por sua vez o poço 5, com comprimento de 786,4 m, também não apresentou diferença significativa do material, aço carbono e fibra de vidro, ou da modelagem, analítica ou computacional, no que se refere a parafinação, como mostra a Figura 45.

No entanto para distância superior a 1200 m, a fibra de vidro se mostra eficiente na formação de parafina, enquanto que o aço carbono não evita a parafinação das linhas de produção.

Em campos petrolíferos maduros, a produção de petróleo é reduzida quando comparada a produção de água salobra, podendo em alguns casos chegar a uma produção de água superior a 99%, desse modo se faz necessário de adoção de inovações que minimizem os custos operacionais a fim de garantir uma melhor gestão operacional dos campos. A substituição das linhas de produção se mostrou eficiente para campos maduros, tanto na corrosão das linhas de aço carbono, como na prevenção da parafinação para distâncias superiores a 1200 m.

Figura 45. Comparativo dos resultados analíticos x modelagem do poço 8



Fonte: Próprio autor

A substituição das linhas de produção de aço carbono por fibra de vidro é uma inovação tecnológica na gestão operacional e logística dos campos petrolíferos maduros na bacia do recôncavo, assim servindo como suporte para tomadas de decisão para substituição do material utilizado nas linhas de produção de poços de petróleo em ambiente *onshore*, de modo a garantir a eficiência competitiva das empresas que exploram campos maduros no mercado atual, visando um crescimento com base na redução de custos, vez que o preço do barril do petróleo sofreu redução significativa nos últimos anos.

6 CONCLUSÕES

A indústria petrolífera, em especial a cadeia de exploração e produção de petróleo, busca constantemente soluções que minimizem os custos operacionais da produção de petróleo, visando apresentar vantagens competitivas, o que se constitui um grande desafio em meio à crise que a indústria do petróleo vem sofrendo frente a queda do preço do barril do petróleo.

A determinação analítica se mostrou eficiente na avaliação da temperatura da emulsão nas linhas de produção. A simulação numérica apresentou valores de temperatura final mais próximo da temperatura medida em campo, para todos os poços, além de demonstrar imagens dos resultados de forma clara.

As linhas de produção quando comparadas entre si, seja analiticamente ou numericamente, pode-se notar que a variação de temperatura na tubulação de fibra de vidro é menor em relação a tubulação de aço carbono, assim podendo evitar ou postergar o processo de parafinação. A linha de produção de fibra de vidro se mostrou mais eficiente quanto a prevenção da parafinação, devendo ser utilizada em situações em que a TIAC seja próxima da temperatura do petróleo em escoamento na entrada da linha de produção.

Também pode-se concluir que para petróleo com viscosidade menor, a transferência de calor ocorre com maior intensidade, assim havendo necessidade de substituição das linhas de produção para evitar o fenômeno da parafinação, já para petróleo com viscosidade maior, não houve a necessidade da substituição do material da linha de produção.

Através do presente trabalho, foi possível verificar que a substituição das linhas de produção fabricadas de aço carbono por fibra de vidro, além de evitar os problemas com corrosão, se mostrou uma prática inovadora na gestão de logística do petróleo no Brasil com maior eficiência na conservação da temperatura da emulsão durante o escoamento nas linhas de produção.

Na bacia do recôncavo e nas demais bacias sedimentares com produção de petróleo em campos maduros, a linha de produção é a principal forma de escoamento do petróleo dos poços até as unidades de processamento primário, assim as reduções no número de intervenções realizadas para desparafinação das linhas de produção se torna um fator decisivo na viabilidade econômica da exploração de petróleo nesses campos.

De acordo com todos os dados apresentados neste trabalho, pode-se concluir a ferramenta da modelagem no processo produtivo dos poços de petróleo, sempre é tida como uma solução viável no contexto do estudo de viabilidade técnica e econômica das empresas petrolíferas, além de se apresentar como uma ferramenta importante para elaboração de projetos de produção de petróleo e desenvolvimento dos campos maduros, facilitando por sua vez nas tomadas de decisão das intervenções necessárias dos campos petrolíferos, bem como aperfeiçoando o sistema de gestão operacional das empresas detentoras de campos maduros.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

- Verificação do comportamento da parafinação ao longo das linhas de produção;
- Desenvolvimento de equação analítica para determinação da parafinação do petróleo em linhas de produção de fibra de vidro;
- Determinação do estudo de viabilidade econômica para substituição das linhas de produção por unidade de volume de petróleo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMED, H; ROBINSON, D. B; RAINES, M. A. **Paraffin deposition from crude oils: comparison of laboratory results to field data.** SPE 38776, 1997.

ALEXANDRE, B, B. **Escoamento de Fluido não Newtoniano em Espaço Anular com Excentricidade Variável.** 107f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2009.

ALVES, S. L. da C.; ROCHA, L. R. B. da; TOFANELI, L. A.; OLIVEIRA, T. D. **Influência da temperatura no escoamento de petróleo em linhas de produção de fibra de vidro no campo petrolífero da cidade de Araçás - BA.** II Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Natal – RN, 2016.

ALVES, T. A; RAMOS, R. A. V; MAIA, C. R. M. **Escoamento laminar em dutos de setor circular.** In: Revista Eletrônica Ciência e Engenharia, v. 24, n. 2, p. 65-74, jul – dez. 2015. ISSN: 1983-4071. Disponível em: <<http://www.seer.ufu.br/index.php/cieng/article/view/24359>>. Acesso em: 15 jan. 2017.

ALVEZ, K. C. M. **Intensificação do processo de cristalização da parafina por ultrassom.** Dissertação. Universidade Federal de São Carlos. São Paulo, 1999.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2016.**

AZEVEDO, H. S. **Simulação Numérica e Experimental do Escoamento Turbulento em Tubos Corrugados.** Dissertação de Mestrado, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2010.

AZEVEDO, H. S.; MORALES, R. E. M.; FRANCO, A. T., JUNQUEIRA, S. L. M., ERTHAL, R. H.; MENDES, R., GONÇALVES, M. A. L., **Turbulent Flow in D-Type Corrugated Pipes: Flow Pattern and Friction Factor.** ASME J. Fluids Eng., v. 134, n 121202, 2012.

AZEVEDO, L. F. A.; TEIXEIRA, A. M. **A critical review of the modeling of wax deposition mechanisms.** Petrol. Sci. Technol. 21, 393-408. 2003.

BARTH, T. O. **Finite volume methods: foundation and analysis.** Encyclopedia of Computational Mechanics. John Wiley & Sons, 2004.

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. **Fundamentos de transferência de calor e de massa.** Rio de Janeiro: LTC, 2014.

BISTAFA, S. R. **Mecânica dos fluidos: noções e aplicações.** São Paulo: Blucher, 2010.

BITTAR, M. **CAMPOS MADUROS: Planejamento é essencial para extensão da vida de campos maduros.** Rio de Janeiro, 18 de setembro de 2014. Disponível em: <<http://tnpetroleo.com.br/noticia/planejamento-e-essencial-para-extensao-da-vida-de-campos-maduros/>>. Acesso em: 14 jan. 2015.

BHUTTA, A. M. M; HAYAT, N; BASHIR, M. H; KHAN, A. R; AHMAD, K. N; KHAN, S. **Cfd Applications in Various Heat Exchangers Design: A Review.** Applied Thermal Engineering. 32. 1-12. 2012.

BRUNETTI, F. **Mecânica dos fluidos.** São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2008.

BURGER, E; PERKINS, T; STRIEGLER, J. **Studies of wax deposition in the trans Alaska pipeline.** Journal of Petroleum Technology, p.1075-1086, 1981.

CARDOSO, L. C. **Petróleo: Do poço ao posto.** Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005.

CHEN, C. J.; JAW, S. Y. **Fundamentals of turbulence modeling.** Washington: Taylor and Francis, 1998.

CLARK JR., R. C; BROWN, D. W. **Petroleum properties and analyses in biotic and abiotic systems.** In: Mails, D. C., ed. Effects of petroleum on Arctic and Sub arctic marine environments in organisms. V.1. Nature and fate of petroleum. New York, Academic Press. P.1 -89, 1977.

CÓRDOBA, A. J., Schall, C. A. **Solvent Migration in a Paraffin Deposit.** Fuel 80, 1279 – 1284, 2001.

CORNELL, L. **An introduction of computational fluid dynamics applications.** In: PRESS, *CFD Reviews.* California, USA: KU press, 2010.

CRUZ, S. R. **Estudo da deposição de parafina em escoamento multifásico em dutos.** 113f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2011.

CUNHA, J. D; SILVA, F. N; BARBOSA, A. F. F; SILVA, D. R. **Avaliação da incrustação na bomba de fundo em poços produtores de petróleo e gás: estudo de caso.** In: Revista Eletrônica HOLOS, v. 7, p. 209-217, nov. 2016. ISSN: 1807-1600. Disponível em: <<http://www2.ifrn.edu.br/ojs/index.php/HOLOS/article/view/2878/1599>>. Acesso em: 12 jan. 2017.

ÇENGEL, Y. A; GHAJAR, A. J. **Transferência de calor e massa: uma abordagem prática.** Porto Alegre: AMGH, 2012.

DEIMLING, M.J.; TRICHES, D. **Uma avaliação da regulação e concessão do setor de petróleo no Brasil após a Lei 9.478/97.** In: Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental Santa Maria, v. 19, n. 2, p. 805-829, mai-ago. 2015. ISSN: 22361170. Disponível em: <<https://periodicos.ufsm.br/index.php/reget/article/viewFile/15957/pdf>>. Acesso em: 11 dez. 2016.

DIAS, J. L. de M.; QUAGLINO, M. A. **A Questão do Petróleo no Brasil** – Uma História da Petrobras. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, CPDOC/SERINST, PETROBRAS, 1993.

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.

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

FERZIGER, J. H. e PERIC, M., **Computational Methods for Fluid Dynamics**. Berlim: Springer, 2002.

FOGLER, H. S. et al. **The Effect of Operating Temperatures on Wax Deposition**. Energy & Fuels, 25, 5180-5188. 2011.

FONSECA, M. B; PEREIRA, M. L; JUSTINIANO, M. R; SANTANA, R. C. **Geração de emulsões de petróleo A/O e O/A sem a adição de surfactante**. In: **Latin American Journal of Energy Research**, v. 3, n. 1, p. 10-16, set. 2016. ISSN 2358-2286. Disponível em: <<http://www.periodicos.ufes.br/lajer/article/view/13400>>. Acesso em: 18 jan. 2017.

FORTUNA, A. O. **Técnicas computacionais para dinâmica dos fluidos: conceitos básicos e aplicações**. São Paulo, EDUSP, 2000.

FOX, R. W; MCDONALD, A. T; PRITCHARD, P. J. **Introdução à mecânica dos fluidos**. 8ª ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

GENTIL, V. **Corrosão**. Rio de Janeiro: LTC, 1982.

GLASBY, G. P. **Abiogenic origin of hydrocarbons: An historical overview**. Resource Geology, v. 56, n.1, p. 85-98, 2006.

HAALAND, S. E. **Simple and explicit formulas for the friction factor in turbulent flow**. Transaction of ASME, Journal of Fluids Engineering, 103, p.89-90, 1983.

HAMOUDA, A., DAVIDSEN, S. **An approach for simulation of paraffin deposition in pipelines as a function of flow characteristics with a reference to Teesside oil pipeline**. *Society of Petroleum Engineers, SPE 28966*, San Antonio, Texas, USA, 14-17 February, 1995.

HU, H. H. **Computational Fluid Dynamics**. In: **ELSEVIER INC. Fluid Mechanics**. 5 ed., cap. 10, 2012.

KREITH, F; BOHN, M. S. **Princípios de transferência de calor**. São Paulo: Edgard Blucher, 2003.

LAUNDER, B. E., SHARMA, B. I. **Application of the Energy Dissipation Model of Turbulence to the Calculation of Flow Near a Spinning Disc**. Heat and Mass Transfer, Vol. 1, pp. 131-138, 1974.

LAUNDER, B. E.; SPALDING, D. B. **The Numerical Computation of Turbulent Flows: Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering**. v. 3, p. 269-289, 1974.

LEIROZ A. T. **Study of wax deposition in petroleum pipeline**. Ph.D. Thesis, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Brasil, 2004.

LEIROZ A. T.; AZEVEDO, L. F. **Paraffin Deposition in a Stagnant Fluid Layer Inside a Cavity Subject to a Temperature Gradient**, Heat Transfer Engineering, 9, pp. 567-575, 2007.

LEMOS, G. J. de; OLIVEIRA, J. A. F. de; SILVA, O. P. **Previsão e monitoramento da vida útil de gasodutos utilizando modelos de corrosão**. In: Revista de Engenharias da Faculdade Salesiana, v. 1, n. 3, p. 22-32, jan-jun. 2016. ISSN 2446-9378. Disponível em: <http://www.fsma.edu.br/RESA/Edicao3/FSMA_RESA_2016_1_03.pdf>. Acesso em: 16 jan. 2017.

MACHADO, J. C. V. **Reologia e Escoamento de Fluidos – Ênfase na Indústria do Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2002.

MELLO, L; ROCHA, A. D; MENDEZ, M. **Modelagem computacional de escoamento em dutos com transferência de calor**. In: Revista de Ciência e Tecnologia, v. 17, n. 35, p. 129-136, jul-dez. ISSN 0103-857. 2014.

MENTER, F. R. **Two-equation eddy-viscosity turbulence models for engineering applications**. *American Institute of Aeronautics and Astronautics journal*, v. 32, n. 8, p. 1598 – 1605, ago 1994.

MISRA, S.; BARUAH, S.; SINGH, K. **Paraffin Problems in Crude Oil Production and Transportation: a Review**. Paper SPE28181, 1994.

MOHAMMED AL-YAARI, **Paraffin Wax Deposition: Mitigation and Removal Techniques**. Paper SPE155412. In: Proceedings of SPE Saudi Arabia section Young Professionals Technical Symposium, 14-16 March 2011, Dhahran, Saudi Arabia. Society of Petroleum Engineers, 2011.

MORAIS, J. M. de. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore**. Brasília: PETROBRAS/ IPEA, 2013.

NASCIMENTO, J. C. S. **Simulador de escoamento multifásico em poços de petróleo (SEMPP)**. Natal – RN, 2013.

NASCIMENTO, M. C; GONÇALVES, M. J; SANTOS, R. R. dos; MELO, J. C. de; ALVES, S. L. da C; NASCIMENTO, M. de S. S. **Indústria petrolífera e os impactos da sua atividade no município de Catu/BA**. In: VIII CONEPPI – Congresso Norte Nordeste de Pesquisa e Inovação, Salvador – BA, 2013.

NUNES, L. de P. **Fundamentos de resistência à corrosão**. Rio de Janeiro: Interciência: IBP: ABRACO, 2007.

PEREIRA, I. B; SAAD, H. C; ROMERO, O. J. **Estudo da troca de calor em oleodutos terrestres**. Latin American Journal of Energy Research. v.1, p.70-81, 2014.

PIMENTEL, D. M. **Estudo experimental da deposição de parafina sobre superfícies revestidas**. 140 f. Dissertação (Mestrado) Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, Rio de Janeiro, 2012.

PINHEIRO, N. M. G; CLETO, M. G; SELEMC, R. **Logística da implantação ao descomissionamento de plataformas de petróleo offshore**. In: Revista Eletrônica Produção em Foco, v. 6, n. 2, fev. 2016, p. 805-829. ISSN: 2237-5163. Disponível em: <<http://www.sociesc.org.br/producaoemfoco/index.php/producaoemfoco/articloe/view/218/209>>. Acesso em: 14 jan. 2017.

POPE, S. B. **Turbulens flows**. Cambridge University Press, 2000.

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.

RANDALL, D. A. **An Introduction to Atmospheric Modeling**. Colorado, USA: Department of Atmospheric Science, 2013.

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, nº 18, p. 4319-4328, 1997.

RIZZO FILHO, H. S. **A otimização de Gás Lift na produção de petróleo: Avaliação da curva de performance do poço**. 92 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Instituto Alberto Luiz Coimbra, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2011.

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

SALIBI, Z. **Performance of reinforced thermosetting resin pipe systems in desalination applications: a longterm solution to corrosion - The Arabian Gulf example**. Desalination, 138, p.379-384 (2001).

SANT'ANNA, M. C. S; SARMENTO, S. M; SILVA, G. F; MEDRONHO, R. A; LUCENA, S. **Escolha do modelo de turbulência para um leito fluidizado**. In: Revista Scientia Plena, v. 11, n. 10, out. 2015. ISSN: 1808-2793. Disponível em:

<<https://scientiaplena.org.br/sp/article/view/104203/1331>>. Acesso em: 12 jan. 2017.

SANTOS, C. M. R.; GRAÇA, D. C. S. da; CARDOSO, G. **Modificação de celulose e avaliação da sua ação no fenômeno de parafinação em petróleo.** In: Revista Scientia Plena, v. 12, n. 05, mai. 2016. ISSN: 1808-2793. Disponível em: <<https://www.scientiaplena.org.br/sp/article/view/3030/1433>>. Acesso em: 11 jan. 2017.

SANTOS, F. C.; ALBUQUERQUE, M. A.; OLIVEIRA, M. C. C.; ECHEVARRIA, A. **A corrosão e os agentes corrosivos.** In: Revista Virtual de Química, v. 6, n. 2, p. 293-309, mar-abr. 2014. ISSN: 1984-6835. Disponível em <<http://rvq.s bq.org.br/imagebank/pdf/v6n2a09.pdf>>. Acesso em: 18 jan. 2016.

SENA, J; PINHEIRO, M. E; AIMI, D; TEICHRIEB, C; FELDHAUS, P; OLIVEIRA, P; ZIMERMANN, H; ROBERTI, D. **Simulação do comportamento da temperatura do solo através da temperatura do ar.** In: Revista Ciência e Natura, edição especial, p. 258-261, nov. 2013. ISSN: 2179-460X.

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.

SILVA, G. R. da; CÂMARA, L. D. T; NETO, A. J. da S. **Otimização de espessuras de isolamento de dutos de petróleo em condições submarinas.** In: Revista de Engenharia da Universidade Católica de Petrópolis, v.8, n.2, p. 47-55, 2014. ISSN: 2318-0692. Disponível em <<http://seer.ucp.br/seer/index.php?journal=REVCEC&page=article&op=view&path%5B%5D=509&path%5B%5D=284>>. Acesso em: 12 jan. 2017.

SOARES, A. K. de S. N; SOUZA, R. R de. **Utilização de biossurfactante no escoamento de petróleo em campo maduro.** In: Revista Scientia Plena, v. 12, n. 05, mai. 2016. ISSN: 1808-2793. Disponível em: <<https://scientiaplena.emnuvens.com.br/sp/article/view/3021/1437>>. Acesso em: 11 jan. 2017.

SPEIGHT, J. G. **The chemistry and technology of petroleum.** 4 ed. USA: CRC Press, 955 p., 2006.

TELLES, Pedro Carlos da Silva. **Tubulações Industriais: Materiais, Projeto, Montagem.** 10. ed. Rio de Janeiro: Ltc, 2001.

TERZI, R; MAINIER, F. B. **Monitoramento da corrosão interna em plataformas offshore.** In: Revista Tecno-Lógica, v. 12, n. 1, jan-jun. 2008, p. 14-21. ISSN: 1982-6753. Disponível em: <<https://online.unisc.br/seer/index.php/tecnologica/article/view/355>>. Acesso em: 11 jan. 2017.

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

TISSOT, B.P; WELTE, D.H. **Petroleum formation and occurrence**. Berlin: Springer, 1984.

TODI, S.; DEO, M. **Experimental and Modeling studies of wax deposition in crude oil carrying pipelines**. Scandpower Petroleum Technology Inc., Offshore Technolgy Conference, Houston, Texas, U.S.A., 2006.

VERSTEEG, H. K.; MALALASEKERA, W. **An Introducion to Computational Fluid Dynamics: The Finite Volume Method**. Nova York: Longman Scientific e Technical, 1995.

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.

WEINGARTEN, J. S; EUCHNER, J. A. **Methods for predicting Wax Precipitation and Deposition**. In: 61st Annual Conference of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans, **SPE** 15654, 1986.

Wu, B. **“CFD investigation of turbulence models for mechanical agitation of non-Newtonian fluids in anaerobic digesters”**, Water research, v.45, p. 2082-2094, 2011.

YOUNG, H. D. e FREEDMAN, R. A. **Física 1: Mecânica**. Addison Wesley, 2008.

ZHOU, W; ZHAO, Z; LEE, T. S; WINOTO, S. H. **Investigation of flow through centrifugal pump impellers using computational fluid dynamics**. International Journal of Rotating Machinery, 9 (1): 49-61, 2003.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Determinação analítica da transferência de calor

Inicialmente se faz necessário a determinação do número de Prandtl, calculado através da equação A.9.

$$Pr = \frac{\mu_r C_p}{k_e} \quad (\text{A.1})$$

onde:

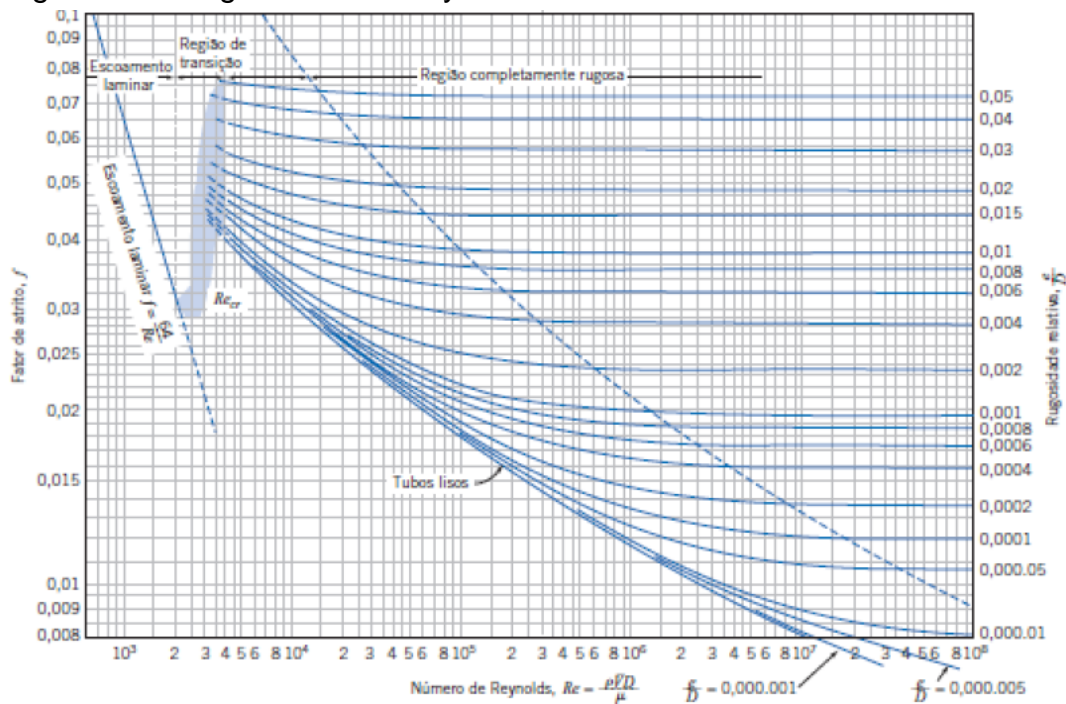
μ_e é a viscosidade da emulsão [Pa.s];

C_p é a capacidade calorífica da emulsão [J/kg.K];

k_e é a condutividade térmica da emulsão [W/m.K].

O fator de atrito é uma função da rugosidade relativa, razão da rugosidade do material da tubulação com o diâmetro da mesma (ϵ/D), e do número de Reynolds, nos casos de escoamento turbulento, podendo ser identificado no diagrama de Moody, como mostra a Figura A.1.

Figura A.1. Diagrama de Moody



Fonte: Fox et al, 2014

No entanto o fator de atrito foi calculado através da equação A.2, utilizando a equação de Colebrook, simplificada por Haaland (1983).

$$f = \left\{ \frac{1}{-1,8 \log \left[\left(\frac{\varepsilon/D}{3,7} \right)^{1,11} + \frac{6,9}{Re} \right]} \right\}^2 \quad (\text{A.2})$$

onde:

ε : rugosidade absoluta [m];

D: diâmetro da tubulação [m];

Re: número de Reynolds [adimensional].

Convecção interna

Para determinação do número de Nusselt, deve-se observar algumas condições, uma vez que o número de Prandtl e o número de Reynolds são variáveis em sua equação.

De acordo com Bergman *et al* (2014), existem diversas relações para determinação do número de Nusselt, no entanto podem apresentar erros que chegam a 25%, sendo que a utilização de relações mais complexa e precisa, podem reduzir os erros para valores menores que 10%. Caso as condições do número de Reynolds ($3000 \leq Re \leq 5 \times 10^6$) e Prandtl ($0,5 \leq Pr \leq 2 \times 10^3$) sejam atendidas, sendo o caso específico do presente trabalho, o número de Nusselt foi determinado através da equação A.3, proposta por Gnielinski.

$$N_{UD} = \frac{(f/8)(Re-1000) Pr}{1+12,7(f/8)^{1/2}(Pr^{2/3}-1)} \quad (\text{A.3})$$

onde:

f é o fator de atrito [adimensional];

Re é o número de Reynolds [adimensional];

Pr é o número de Prandtl [adimensional].

Após a determinação do número de Nusselt, foi determinado o coeficiente de transferência de calor local através da equação A.4.

$$h = N_{UD} \left(\frac{k_e}{D} \right) \quad (\text{A.4})$$

onde:

N_{UD} é o número de Nusselt [adimensional];

k_e é a condutividade térmica da emulsão [W/mK];

D é o diâmetro interno da tubulação [m].

Deste modo a resistência da convecção interna foi determinada através da equação A.5.

$$R_{conv.interna} = \frac{1}{hA_s} \quad (\text{A.5})$$

onde,

h é o coeficiente de transferência de calor [W/m²K];

A_s é a área da superfície de contato da emulsão [m²].

Condução

A transferência de calor na parede da tubulação se dá por condução, assim a resistência por condução foi determinada através da equação A.6.

$$R_{condução} = \frac{\ln(r_e/r_i)}{2\pi Lk} \quad (\text{A.6})$$

onde:

r_e é o raio externo da tubulação [m];

r_i é o raio interno da tubulação [m];

L é o comprimento da tubulação [m];

k é a condutividade térmica do material da tubulação [W/mK].

Convecção externa

Para determinação da transferência de calor nesta etapa, foi necessário determinar a temperatura de filme, ou seja, a temperatura média entre a tubulação e o fluido que a envolve, sendo encontrada através da equação A.7.

$$T_f = \frac{T_s + T_\infty}{2} \quad (\text{A.7})$$

onde:

T_s é a temperatura da tubulação [K];

T_∞ é a temperatura do fluido que envolve a tubulação [K].

Após a determinação da temperatura de filme, foi realizado o cálculo do número de Rayleigh, sendo que para sua determinação se deve encontrar alguns dados das propriedades termofísicas do ar à pressão atmosférica, sendo eles: difusividade térmica, condutividade térmica e viscosidade cinemática, além do número de Prandtl, todos tabelados em função da temperatura. Assim determinou-se o número de Rayleigh através da equação A.8.

$$R_{aD} = \frac{g \beta T_f L^3}{\alpha \nu} \quad (\text{A.8})$$

onde:

g é a aceleração da gravidade [m/s^2];

β é o coeficiente de expansão térmica [K^{-1}];

T_f é a temperatura de filme [K];

L é o comprimento da tubulação [m];

α é a difusividade térmica [m^2/s];

ν é a viscosidade cinemática [m^2/s].

Como a condição de que o fluido que envolve a tubulação é um gás ideal, vez que o ar atmosférico se encontra em baixa temperatura e pressão, o coeficiente de expansão térmica é definido como o inverso da temperatura de filme, assim foi determinado através da equação A.9.

$$\beta = \frac{1}{T_f} \quad (\text{A.9})$$

A determinação do número de Nusselt para uma ampla faixa de Rayleigh foi proposta por Churchill & Chu (1975 apud Bergman *et al*, 2014, p. 390), assim para valores de Rayleigh menor igual a 10^{12} ($R_{aD} \leq 10^{12}$) foi aplicado a equação A.10 para se encontrar o número de Nusselt, sendo que os casos estudados nesse trabalho se

enquadram nesta situação, devendo outras situações serem estudadas em Bergman *et al* (2014).

$$N_{UD} = \left\{ 0,60 + \frac{0,387 R_{aD}^{1/6}}{\left[1 + (0,559/P_r)^{9/16} \right]^{8/27}} \right\}^2 \quad (\text{A.10})$$

onde:

R_{aD} é o número de Rayleigh [adimensional];

P_r é o número de Prandtl [adimensional].

Logo o coeficiente de transferência de calor por convecção foi determinado pela equação A.11.

$$h = \frac{k_a N_{UD}}{D_e} \quad (\text{A.11})$$

onde:

k_a é a condutividade térmica do ar [W/mK];

N_{UD} é o número de Nusselt [adimensional];

D_e é o diâmetro externo da tubulação [m].

Assim a resistência de convecção externa foi determinada pela equação A.5.

$$R_{conv. externa} = \frac{1}{h A_s}$$

Já no caso da linha de produção fabricada a partir de fibra de vidro, esta última etapa da transferência de calor ocorre por condução.

A condutividade térmica do solo que envolve a tubulação de fibra vidro foi determinada através da equação A.12.

$$K_s = \sum(K_n f_n) \quad (\text{A.12})$$

onde:

K_n é a condutividade térmica dos constituintes do solo [W/mK];

f_n é a fração volumétrica dos constituintes do solo [adimensional].

Assim a resistência térmica na parte externa da tubulação de fibra de vidro ocorre por condução, a mesma foi determinada pela equação A.6, sendo que o raio externo para condução foi adotado um valor de 1m, uma vez este valor é a profundidade máxima que a tubulação de fibra de vidro fica enterrada.

De modo geral, a resistência total do sistema foi descrita de acordo a equação A.13.

$$R_T = R_{conv. interna} + R_{condução} + R_{conv. externa} \quad (A.13)$$

Após a determinação da resistência térmica total do sistema, foi determinado o coeficiente global de transferência de calor médio, sendo este descrito pela equação A.14.

$$\bar{U} = \frac{1}{R_T A_m} \quad (A.14)$$

onde:

R_T é a resistência térmica total do sistema [K/W];

A_m é a área média de contato do fluido na tubulação [m²].

Assim a temperatura de saída do fluido ao final do escoamento para o caso da linha de produção de aço foi determinada pela equação A.15.

$$T_e = T_{amb} + (T_i - T_{amb}) e^{\left(\frac{-\bar{U} A_m}{\dot{m} C_p}\right)} \quad (A.15)$$

onde:

T_{amb} é a temperatura ambiente [°C];

T_i é a temperatura inicial do fluido [°C];

\bar{U} é o coeficiente global de transferência de calor médio [W/m²K];

A_m é a área média de contato do fluido na tubulação [m²];

\dot{m} é a vazão mássica do fluido [kg/s];

C_p é a capacidade calorífica do fluido em escoamento [J/kgK].

Já para o caso da linha de produção de fibra de vidro, a tubulação se encontra enterrada, assim a temperatura utilizada como ambiente foi a temperatura do solo.

Sena *et al* (2013), afirmam que a temperatura do solo pode ser determinada através da temperatura ambiente, além de verificar que até numa profundidade de 2 m, a temperatura não apresentava variação significativa de valores, desse modo em seu trabalho os autores concluíram que a temperatura do solo, para profundidade de 0 a 2 m, é dada pela equação A.16.

$$T_{solo} = 0,62 + (1,06 \times T_{amb}) \quad (A.16)$$

Dessa forma o solo que envolve a tubulação de fibra de vidro é regido pela equação A.16, tendo um valor encontrado para condição de campo de 27,12°C.