



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA - CAMPUS II
PPGEM - PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENG. MECÂNICA



PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

**TRANSPORTE DE PETRÓLEO EM
DUTO FLEXÍVEL SUBMERSO**

MARCELO ANTONIO DE FIGUEIREDO BENEVIDES IRINEU

CAMPINA GRANDE - PB

NOVEMBRO - 2003

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**TRANSPORTE DE PETRÓLEO EM
DUTO FLEXÍVEL SUBMERSO**

**Autor: Marcelo Antonio de Figueiredo Benevides Irineu
Orientador: Antonio Gilson Barbosa de Lima**

Campina Grande, Novembro de 2003
PB - Brasil

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

TRANSPORTE DE PETRÓLEO EM DUTO FLEXÍVEL SUBMERSO

Autor: Marcelo Antonio de Figueiredo Benevides Irineu
Orientador: Antonio Gilson Barbosa de Lima

Curso: Engenharia Mecânica
Área de Concentração: Térmica e Fluidos

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação Engenharia em Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Campina Grande, Novembro de 2003.
PB – Brasil



I68t Irineu, Marcelo Antonio de Figueiredo Benevides
.
Transporte de petróleo em duto flexível submerso /
Marcelo Antonio de Figueiredo Benevides Irineu. - Campina
Grande, 2003.
73 f.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) -
Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências
e Tecnologia, 2003.
Referências.
"Orientação : Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima".

1. Engenharia Mecânica - Petróleo. 2. Escoamento. 3.
Calor. 4. Dutos Finitos. 5. Dissertação - Engenharia
Mecânica. I. Lima, Antonio Gilson Barbosa de. II.
Universidade Federal de Campina Grande - Campina Grande
(PB). III. Título

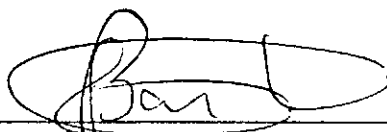
CDU 621:556.16(043)

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

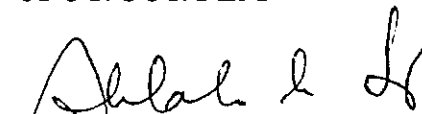
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**TRANSPORTE DE PETRÓLEO EM
DUTO FLEXÍVEL SUBMERSO**

Dissertação Aprovada em 28 Novembro de 2003.



**Prof. Dr. Antonio Gelson Barbosa Lima, Presidente
UFCG/CCT/DEM**



**Prof. Dr. Abelardo de Sá Neto
CONSULTOR/RJ**



**Prof. Dr. Celso Rosendo Bezerra Filho
UFCG/CCT/DEM**

Campina Grande, Novembro de 2003.
PB – Brasil

DEDICATÓRIA

A minha filha *Marcelle de Moraes Torres Irineu*, pelo seu amor e inocência incondicional.

AGRADECIMENTOS

A **Deus**, que até aqui tem me guiado em meus pensamentos e atitudes, nas quais eu cresci para construir um melhor futuro pessoal e profissional.

A **minha esposa**, que soube com paciência e apoio incentivar-me para o término deste trabalho, sendo muitas vezes responsável pela família, em face de minha dedicação ao Mestrado.

Aos **meus Pais**, que aceitaram a minha escolha e por serem fonte de inspiração, por me amarem e contribuírem no alcance dos meus objetivos.

A todos os funcionários e professores do Departamento de Engenharia Mecânica – DEM do Centro de Ciências e Tecnologia – CCT, na Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, especialmente, ao professor **Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima** (professor-orientador) que me transmitiu com paciência e companheirismo seu conhecimento, proporcionando, assim, a realização do presente trabalho. Tornando-se ao término dessa jornada, mais do que um orientador, um amigo.

Aos coordenadores, membros da comissão gestora do PRH-25/ANP/MCT, Profa. **Dra. Wilma Nunes C. Carvalho**, Prof. **Dr. Francisco Antônio de Moraes** e Prof. **Dr. Theophilo Moura Maciel**, pelo apoio e reconhecimento deste trabalho.

Ao colega e pesquisador visitante do PRH-25, **M.Sc José Edilson Neves**, pelas contribuições neste trabalho.

Ao amigo e pesquisador do DEM/CCT/UFCG, **M.Sc Vinícius de Souza Melo**, pelo empenho, discussões e contribuições imprescindíveis à este trabalho.

A **ANP/MME/MCT PRH-25, FINEP, CAPES e CNPq** pelo incentivo financeiro à esta pesquisa e que foram decisivas ao desenvolvimento deste trabalho.

A superintendente estadual, setor recursos humanos, do Banco do Brasil S. A. na Paraíba, **Valmira Felix de Melo**, e ao gerente da agência Cuité – PB, **José Paula Neto**, pelo apoio e liberação das atividades visando o término deste trabalho.

A todos os meus familiares e amigos que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho, meus sinceros agradecimentos.

*Se consegui enxergar mais longe é porque
estava apoiado sobre ombros de gigantes.*

Isaac Newton.

SUMÁRIO

1 Introdução	01
2 Revisão da Literatura	04
2.1 Breve história da produção e transporte do petróleo	04
2.2 História do petróleo no Brasil	04
2.3 Comportamento térmico do petróleo	06
2.3.1 Parafinação na linha de produção	06
2.3.2 Formação de cristais de parafinas a partir do petróleo	09
2.3.3 Características da parafina	10
2.3.4 Mecanismos de formação dos depósitos de parafina	12
2.4 Produção e transporte do petróleo em águas profundas	14
2.4.1 Linhas de produção	15
2.5 Considerações sobre o escoamento de um fluido homogêneo	18
2.5.1 A camada limite hidrodinâmica	19
2.5.2 A camada limite térmica	21
3 Modelagem matemática	24
3.1 Equações governantes	24
3.2 O software CFX® 3D (versão 4.4)	26
3.3 Modelagem matemática com o CFX®	27
3.4 Solução Numérica	30
3.4.1 Simulação numérica	30
3.4.2 Simuladores numéricos	30
3.5 A malha numérica	32

4 Resultados e Discussões	38
4.1 Malha Numérica	38
4.2 Validação	38
4.3 Resultados Numéricos	40
5 Conclusões e Sugestões	63
5.1 Conclusões	63
5.2 Sugestões para trabalhos futuros	64
Referências Bibliográficas	65
Anexo	72

RESUMO

IRINEU, Marcelo Antonio de Figueiredo Benevides, *Tranporte de petróleo em duto flexível submerso*, Campina Grande: Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Campina Grande, 2001. 74 p. Dissertação (Mestrado).

Escoamento monofásico de fluido em tubos irregulares tem sido usado em várias aplicações industriais tais como transporte de petróleo, refrigeração ambiental, irrigação, entre outros. No entanto, muitos estudos consideram escoamento em tubos regulares e negligenciam os termos de difusão nas equações governantes. Este procedimento facilita a solução analítica do problema, gerando resultados muitas vezes inconsistentes fisicamente. Visando contribuir nesta área de atuação, este trabalho apresenta um estudo do escoamento fluido monofásico em tubos irregulares incluindo transferência de calor, considerando todos os termos de difusão nas equações de conservação. As equações governantes escritas no sistema de coordenadas generalizadas são resolvidas pelo método dos volumes finitos usando um arranjo de variáveis co-localizada, o esquema UDS como função de interpolação dos termos convectivos, e o método SIMPLEC para o acoplamento pressão-velocidade. Como aplicação, a metodologia foi usada para prever o escoamento de óleo em duto flexível de seção transversal circular submersos. Todas as simulações foram realizadas usando o código computacional CFX[®] 3D. Resultados numéricos das distribuições de velocidade, pressão e temperatura ao longo do duto são apresentados e analisados. Os campos de pressão, velocidade e temperatura obtidos, representam com boa exatidão o escoamento do óleo no interior duto. A partir do perfil de temperatura fez uma avaliação das zonas de precipitação de parafina ao longo da tubulação. O estudo da distribuição de velocidade, pressão e temperatura do óleo, no interior do duto, permitirão aumentar a confiabilidade operacional e a vida útil da malha de dutos, prevendo a existência de vazamentos, obstrução do fluxo de óleo e minimizando os custos operacionais.

Palavras Chave:

Escoamento, Calor, Petróleo, Volumes finitos, Dutos Irregulares, Parafina.

ABSTRACT

IRINEU, Marcelo Antonio de Figueiredo Benevides, *Transport of petroleum in flexible pipe submerged*, Campina Grande: Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Campina Grande, 2001. 74 p. Dissertação (Mestrado).

Monophase fluid flow in irregular pipe has been used in several industrial applications as transport of petroleum, environmental refrigeration, irrigation, among others. However, many studies consider flow in regular pipe neglecting the diffusion terms in the governing equations. This procedure facilitates the analytical solution of the problem, generating results physically inconsistent. For contribute in this area of research, this work presents a study of the monophase flow in irregular pipe including heat transfer, considering all the diffusion terms in the conservation equations. The governing equations written in the boundary fitted coordinates system are resolved using the finite volume method using an arrangement of variables collocated, the UDS scheme as interpolation function to the terms convective, and the method SIMPLEX for the junction pressure-velocity. As application, the methodology was used to predict the oil flow in flexible pipe of circular cross section submerged. All the simulations were accomplished using the computational code CFX[®] 3D. Numerical results of the velocity, pressure and temperature distribution along of the pipe are presented and analyzed. The pressure, velocity and temperature fields obtained represent with good accuracy the oil flowing inside the pipe. Starting from the temperature profile was carried out an evaluation of the zones of paraffin precipitation along the pipe. The study of the distribution of velocity, pressure and temperature of the oil, inside the pipe will allow to increase the operational reliability and the useful life of the pipe grid, foreseeing the existence of leaks, obstruction of the oil flux and minimizing the operational costs.

Key-Words:

Flow, Heat, Petroleum, Finite-Volume, Irregular Pipe, Paraffin.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Visão geral de uma plataforma marítima.	06
Figura 2.2 - Perfil de concentração para cristais de parafina precipitados.	08
Figura 2.3 - Valores de TIAC de amostra de petróleo determinadas por Reometria e por CVD.	09
Figura 2.4 - Estrutura típica de uma linha flexível submarina.	15
Figura 2.5 - Estrutura típica de um duto pipe-in-pipe.	17
Figura 2.6 - Perfil de velocidade e temperatura de um fluido escoando na região de entrada de um duto.	20
Figura 2.7 - Perfil de velocidade no interior de um duto.	22
Figura 3.1 - Esquema para desenvolvimento de um simulador numérico.	31
Figura 3.2 - Pontos no CFX Build.	33
Figura 3.3 - Pontos unidos por linha no CFX Build.	33
Figura 3.4 - Superfície por linha no CFX Build.	34
Figura 3.5 - Perfil inicial da malha.	34
Figura 3.6 - Trecho da malha utilizada no presente trabalho.	35
Figura 4.1 - Vista frontal da parte da malha numérica.	39
Figura 4.2 - Comparação entre a velocidade axial do fluido no duto em $x=5m$, obtida analiticamente e neste trabalho.	39
Figura 4.3 - Comparação entre a temperatura do fluido em $x =5m$, obtida analiticamente e neste trabalho.	40
Figura 4.4 - Resíduo de massa e velocidade obtida durante a simulação do escoamento.	41
Figura 4.5 - Vista em perspectiva do duto usado nesta pesquisa.	42
Figura 4.6 - Distribuição de pressão do óleo ao longo do duto na direção axial.	43
Figura 4.7 - Distribuição da velocidade do óleo numa região próxima a entrada do duto.	44
Figura 4.8 - Distribuição de pressão do óleo numa região próxima a entrada do duto.	44
Figura 4.9 - Distribuição de temperatura do óleo numa região próxima a entrada do duto.	45
Figura 4.10 - Distribuição da velocidade do óleo na região curva do duto (senóide).	47
Figura 4.11 - Distribuição de pressão do óleo na região curva do duto (senóide).	48
Figura 4.12 - Distribuição da temperatura do óleo na região curva do duto (senóide).	49
Figura 4.13 - Distribuição da velocidade do óleo na região de entrada da senóide (plano zx).	50
Figura 4.14 - Distribuição da pressão do óleo na região de entrada da senóide (plano zx).	50
Figura 4.15 - Distribuição da temperatura do óleo na região de entrada da senóide	

(plano zx).	51
Figura 4.16 - Distribuição da velocidade do óleo na região de entrada da senóide (plano yx).	51
Figura 4.17 - Distribuição da pressão do óleo na região de entrada da senóide (plano yx).	52
Figura 4.18 - Distribuição de temperatura do óleo na região de entrada da senóide (plano yx).	52
Figura 4.19 - Distribuição da velocidade do óleo na região intermediária da senóide.	53
Figura 4.20 - Distribuição da pressão do óleo na região intermediária da senóide.	53
Figura 4.21 - Distribuição da temperatura do óleo na região intermediária da senóide.	54
Figura 4.22 - Distribuição da velocidade do óleo na região de saída da senóide (plano yx).	54
Figura 4.23 - Distribuição da pressão do óleo na região de saída da senóide (plano yx).	55
Figura 4.24 - Distribuição da temperatura do óleo na região de saída da senóide (plano yx).	55
Figura 4.25 - Distribuição da velocidade do óleo na região de saída da senóide (plano zx).	56
Figura 4.26 - Distribuição da pressão do óleo na região de saída da senóide (plano zx).	56
Figura 4.27 - Distribuição da temperatura do óleo na região de saída da senóide (plano zx).	57
Figura 4.28 - Distribuição da velocidade do óleo na região intermediária da catenária.	57
Figura 4.29 - Distribuição da pressão do óleo na região intermediária da catenária.	58
Figura 4.30 - Distribuição da temperatura do óleo na região intermediária da catenária.	59
Figura 4.31 - Distribuição da velocidade do óleo na região próxima a saída do duto.	59
Figura 4.32 - Distribuição da pressão do óleo na região próxima a saída do duto.	60
Figura 4.33 - Distribuição da temperatura do óleo na região próxima a saída do duto.	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Propriedades dos fluidos utilizados no presente trabalho.

36

NOMENCLATURA

Letras Latinas

B	forças de campo	[N/m ³]
C_B	concentração de parafina no centro do duto	[adimensional]
C*	concentração volumétrica de parafina sólida fora da solução	[adimensional]
C_n	constante	[adimensional]
c_p	calor específico a pressão constante do gás	[J/Kg.K]
c_{pl}	calor específico a pressão constante do líquido	[J/Kg.K]
D	diâmetro interno da tubulação (duto)	[m]
F_n	auto funções	[adimensional]
g	aceleração da gravidade	[m/s ²]
H	entalpia total (em função da entalpia estática)	[J]
i	entalpia específica do fluido	[J]
L	comprimento da tubulação	[m]
k	condutividade térmica do fluido	[J/s.m.K]
P	pressão do fluido	[Pa]
P_r	número de Prandtl	[adimensional]
q'''	fluxo de calor	[W/m ²]
r	coordenada radial	[m]
r_o	raio interno do tubo	[m]
Re	número de Reynolds	[adimensional]
RCDH	região completamente desenvolvida hidrodinamicamente	[m]
RCDT	região completamente desenvolvida termicamente	[m]
REH	região de entrada hidrodinâmica	[m]
RET	região de entrada térmica	[m]
S	termo fonte	[adimensional]
t	tempo	[s]
T	temperatura do fluido	[K]
U	vetor velocidade	[adimensional]
u*	energia interna	[J]
u, v, w	componentes do vetor velocidade	[adimensional]
x, y, z	coordenadas cartesianas	[m]

w	velocidade do fluido na direção z	[m/s]
w_m	velocidade média do fluido	[m/s]
Z_{cd}	comprimento camada limite hidrodinâmica	[m]

Letras Gregas

Φ	propriedade física	[-]
Γ	coeficiente de difusão	[-]
θ	perfil adimensional de temperatura	[adimensional]
λ_n	autovalores	[adimensional]
μ	viscosidade do fluido	[kg/m.s]
ζ	viscosidade dinâmica	[m/s ²]
ρ	massa específica do fluido	[kg]
σ	tensão de cisalhamento	[N/m ²]
φ	dissipação viscosa	[-]

Superescritos

i, j, k tensores

Suberescritos

d distância
 e entrada
 h hidrodinâmica.
 i, j coordenadas livres
 m média
 t térmica
 w superfície

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O petróleo, de origem natural, não renovável e de ocorrência limitada, movimentava bilhões de dólares diariamente em uma atividade industrial gigantesca, empregando milhares de trabalhadores, técnicos e pesquisadores. Consideráveis recursos são alocados para o seu desenvolvimento e pesquisa, fazendo surgir, a cada dia, tecnologias e equipamentos mais sofisticados para a descoberta de novas jazidas, extração, transporte e refino. (Thomas, 2001).

Antes de um poço de petróleo entrar em produção são realizados estudos para avaliar a viabilidade do mesmo. Estes estudos envolvem: geologia, gravimetria, magnetometria, sísmica, etc. Devido às altas cifras envolvidas, questões de logísticas e de pessoal, bem como avaliação das formações que contém petróleo, utiliza-se simuladores numéricos e computacionais para de fato viabilizar a produção em um poço ou não. Os procedimentos utilizados para se fazer previsões do comportamento futuro são semelhantes aos utilizados na equação de balanço de materiais. São introduzidos no modelo as informações geológicas e geofísicas, os dados da rocha, os dados do fluido, as propriedades rocha-fluido, etc., de maneira que este reproduza com uma certa precisão, o histórico de produção.

Desde o reservatório de petróleo até as unidades de produção é extremamente útil a previsão de temperatura do fluido ao longo da tubulação durante o escoamento; tanto em regime transiente como em regime permanente. A determinação da temperatura é determinante para caracterização de problemas como, por exemplo, deposição de parafinas,

asfaltenos e sais, especialmente em produção offshore, quando as baixas temperaturas da água no fundo do mar tornam ainda mais críticas as condições operacionais.

Esforços consideráveis de pesquisa e investimentos têm sido direcionados para o entendimento e modelagem dos mecanismos básicos responsáveis pela deposição de parafina em dutos. Trata-se de um problema complexo que envolve diversos temas como equilíbrio de fases, transição de fases, termodinâmica, transferência de calor e mecânica dos fluidos. A capacidade de realizar previsões precisas das taxas de deposição de parafina no interior de dutos é de fundamental importância para auxiliar nas etapas de projeto de produção de novos campos, assim como na programação de intervenções para remoção de depósitos acumulados (Misra et al., 1995).

Os fluidos produzidos pelos reservatórios de petróleo, ao escoarem, interagem com ambientes de menor temperatura. Esta variação de temperatura entre os fluidos escoando na tubulação e o ambiente provoca a troca de calor entre os mesmos. Em casos de regime transiente, o escoamento desses fluidos é regido pelas equações de conservação da massa, quantidade de movimento e energia, enquanto que a condução térmica que ocorre na formação é regida pela equação da condução-difusão térmica. Visando uma melhor aproximação do fenômeno físico é de fundamental importância acoplar as equações hidrodinâmicas à equação de calor, de forma a considerar a interação térmica referida. No caso dos escoamentos em tubulações de produção, a solução adotada é utilizar o coeficiente global de transferência de calor determinado a partir da condutividade térmica dos materiais da tubulação, isolantes térmicos e de correlações empíricas para transferência de calor convectiva natural ou forçada no espaço anular.

A temperatura na qual os primeiros cristais de parafina surgem é denominada Ponto de Névoa ou Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais (TIAC). A distribuição de temperatura ao longo do duto irá determinar a localização onde a precipitação desses cristais ocorrerá.

Visando dar uma contribuição na área de escoamento de fluidos petrolíferos (petróleo), o presente trabalho tem como objetivos:

- I) modelar matematicamente o escoamento não-isotérmico de petróleo em um duto (linha flexível) irregular;

- II) simular a distribuição de velocidade, pressão e temperatura do fluido ao longo de uma linha de produção submarina para águas profundas, usando o software CFX[®] 3D;
- III) prever as zonas de deposição de parafinas ao longo do escoamento no duto durante a produção offshore.

CAPÍTULO 2

REVISÃO DA LITERATURA

2.1 – Breve história da produção e transporte do petróleo

O primeiro oleoduto, fabricado em 1865, após a descoberta de óleo pelo Coronel Drake, em Titusville, Pensilvânia, para o transporte de hidrocarbonetos possuía 2" de diâmetro, sendo construído em ferro fundido, com 6,4 km de comprimento. Ligava um campo de produção à uma estação de carregamento de vagões, a uma distância de 8 km, na Pensilvânia, com a finalidade de minimizar os problemas operacionais de transporte que era realizado com auxílio de carroças. O sistema de interligação dos tubos era tipo ponta e bolsa e após o primeiro ano de operação, começou a ser observado uma queda de produção em função de deposição de parafina.

Em 1930 teve início o transporte de produtos refinados entre a Refinaria de Bayway, próximo à Nova York, e a cidade de Pittsburg. Segundo alguns autores, trata-se de um oleoduto pioneiro no transporte de derivados à grandes distâncias (PETROBRÁS, citado por Sousa, 2003).

2.2 - História do petróleo no Brasil

A história do petróleo no Brasil tem origem na Bahia, no ano de 1858, com o decreto n.º 2266 assinado pelo Marquês de Olinda, que concedeu a José Barros Pimentel o direito de

extrair mineral betuminoso para fabricação de querosene de iluminação, em terrenos situados nas margens do Rio Marau, na Província da Bahia. No ano seguinte, em 1859, o inglês Samuel Allport, durante a construção da Estrada de Ferro Leste Brasileiro, observou o gotejamento de óleo em Lobato, no subúrbio de Salvador.

Em 1930, setenta anos depois e após vários poços perfurados sem sucesso, em alguns estados brasileiros, o Engenheiro Agrônomo Manoel Inácio Bastos, realizando uma caçada nos arredores de Lobato, tomou conhecimento que os moradores usavam uma lama preta, oleosa para iluminar suas residências. A partir de então retornou ao local várias vezes para pesquisas e coletas de amostras, com as quais procurou sensibilizar pessoas influentes, no sentido de investir na área de petróleo, porém sem sucesso.

Em 1932 foi até o Rio de Janeiro, onde foi recebido pelo Presidente Getúlio Vargas, a quem entregou o relatório sobre a ocorrência de Lobato. Finalmente, em 1933, o Engenheiro Bastos conseguiu empolgar o Presidente da Bolsa de Mercadorias da Bahia, Sr. Oscar Cordeiro, o qual passou a empreender campanhas visando a definição da existência de petróleo em bases comerciais na área. Diante da polêmica formada, o Diretor-Geral do Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM, Sr. Avelino Inácio de Oliveira, resolveu em 1937 perfurar poços na área de Lobato, onde apenas os dois primeiros não obtiveram êxito.

Em 29 de julho de 1938, já sob a jurisdição do recém-criado Conselho Nacional de Petróleo - CNP, foi iniciada a perfuração do poço DNPM-163, em Lobato. Neste poço, no dia 21 de janeiro de 1939, o petróleo apresentou-se ocupando parte da coluna de perfuração, ficando-o então conhecido como o descobridor de petróleo no Brasil.

O poço DNPM-163, apesar de ter sido considerado antieconômico, foi de importância fundamental para o desenvolvimento da atividade petrolífera no Estado da Bahia. A partir do resultado desse poço, houve uma grande concentração de esforços na Bacia do Recôncavo, resultando na descoberta da primeira acumulação comercial de petróleo do país, o Campo de Candeias, em 1941.

A constatação de petróleo na Bacia do Recôncavo viabilizou a exploração de outras bacias sedimentares terrestres, primeiramente pelo CNP e, posteriormente, pela PETROBRAS. O petróleo continua sendo descoberto e explorado na plataforma continental e

nos mais distantes rincões do subsolo nacional; recentemente foram inauguradas as instalações de escoamento de petróleo no Campo de Rio Urucu, na longínqua Bacia do alto Amazonas (PETROBRÁS, 2001).

No Brasil, as operações de perfuração offshore tiveram início em 1968, em Sergipe, e em 1972 iniciou-se a perfuração na Bacia de Campos, sendo até o presente uma área de intensa atividade. Outras áreas de atividade offshore abrangem toda a costa brasileira, desde o Amapá até o Rio Grande do Sul.

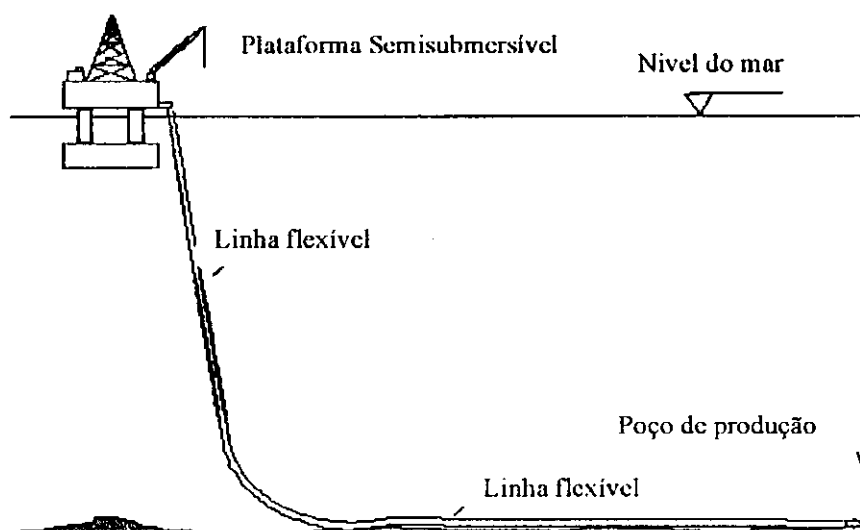


Figura 2.1 – Visão geral de uma plataforma marítima (Fonte: <http://www.coppe.ufrj.br/recope/tccsub/tubos.htm>, 2003).

2.3 - Comportamento térmico do petróleo

2.3.1 – O Problema da parafinação na linha de produção

A complexa mistura de hidrocarbonetos gasosos, líquidos e sólidos que compõe o petróleo encontra-se em equilíbrio termodinâmico, alcançado durante o tempo geológico desde sua formação e migração. No reservatório de petróleo, os hidrocarbonetos mais leves (metano, etano, propano, etc.) comportam-se como solventes supercríticos para os hidrocarbonetos mais pesados (Carnahan, 1989). Durante o seu escoamento, desde o reservatório até a superfície, o petróleo é submetido a gradientes de temperatura e pressão que inicialmente provocam o surgimento de uma fase gasosa composta por seus hidrocarbonetos leves. A passagem desses hidrocarbonetos da condição de solventes supercríticos para a fase

gasosa promove dois efeitos simultâneos: o incremento relativo da concentração dos hidrocarbonetos alifáticos pesados, no petróleo e; a redução no parâmetro de solubilidade média do petróleo, tendo em vista que os hidrocarbonetos apresentam valores de parâmetro de solubilidade maiores no estado supercrítico do que no estado gasoso. Na indústria do petróleo, isto pode ser identificado como a razão de solubilidade do gás dentro do óleo, de modo que, diminui à medida que a pressão diminui liberando gás em solução e provocando o surgimento da fase gasosa dentro da tubulação.

O resultado desta combinação (óleo + gás) que ocorre a uma determinada condição crítica de temperatura e pressão, gera um novo equilíbrio entre as fases do petróleo e inicia-se a formação de uma fase sólida (parafinação ou deposição de parafinas), composta por uma mistura de hidrocarbonetos alifáticos de elevado peso molecular, com números de átomos de carbono tipicamente entre 18 e 60. Morfologicamente há dois tipos de depósitos de parafinas (Smith e Arnold, 1991): os macrocristalinos, compostos principalmente de parafinas lineares (C_{18} à C_{50}) e; os microcristalinos, que contém uma maior proporção de isoalcanos e naftênicos (C_{30} à C_{60}). Problemas de parafinação de equipamentos de superfície, linhas e do meio poroso (reservatório) são amplamente conhecidos pela indústria da produção de petróleo.

Dentre os diversos desafios relacionados com a produção de petróleo em águas profundas, a deposição de parafinas nas paredes internas de linhas de transporte e produção é um dos problemas mais críticos da indústria. O petróleo escoava do reservatório entrando nas linhas de produção a uma temperatura de aproximadamente de 60 °C, dependendo das características do reservatório. Estas linhas transportam o petróleo para as plataformas e das plataformas para as instalações em terra. Em águas profundas, a temperatura da água do mar é da ordem de 5 °C. A solubilidade da parafina no óleo é uma função crescente da temperatura. À medida que o óleo escoava, perde calor para a água do mar. Se um certo nível crítico de temperatura é atingido, a parafina precipita podendo depositar-se nas paredes internas do duto. O acúmulo do material depositado pode acarretar em aumento da potência de bombeamento requerida, diminuição da vazão, ou mesmo o bloqueio completo da linha, com perda de produção e investimentos. A indústria dispõe de métodos tradicionais para a prevenção ou remoção de depósitos de parafina. Estes métodos incluem, entre outros, a utilização de inibidores químicos, aquecimento (elétrico ou químico) das linhas ou ainda remoção mecânica (McClaflin e Whitfill, 1984). O custo de utilização destes métodos cresce significativamente com a profundidade da lâmina d'água, podendo vir a ser um fator de peso na viabilidade econômica de um campo de produção offshore.

A deposição de parafina pode ainda produzir outros problemas operacionais. A presença de cristais de parafina pode alterar o comportamento do óleo em escoamento, de Newtoniano para não-Newtoniano. A presença de cristais de parafina no óleo, normalmente acarreta em viscosidades efetivas mais elevadas. Caso haja necessidade de uma parada do bombeamento do petróleo, a formação de um gel no óleo causada pela presença dos cristais de parafina pode ocasionar sérios problemas no momento de reinício do bombeio.

Há uma temperatura na qual inicia-se o fenômeno de cristalização de parafina de petróleo. Esta temperatura é denominada Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais – TIAC (Marques e Cotrim, 1991). Ela representa um valor limite acima do qual não ocorrem problemas de deposição de parafinas. Portanto, a TIAC é um parâmetro fundamental para a modelagem do fenômeno de deposição orgânica e o dimensionamento dos sistemas de escoamento de produção de petróleo, principalmente os situados em águas (offshore) profundas. Igualmente, a TIAC é usada para estabelecer a temperatura mínima para o processo de separação óleo/água. A Figura 2.2 ilustra o comportamento da TIAC em função da distância radial de um duto.

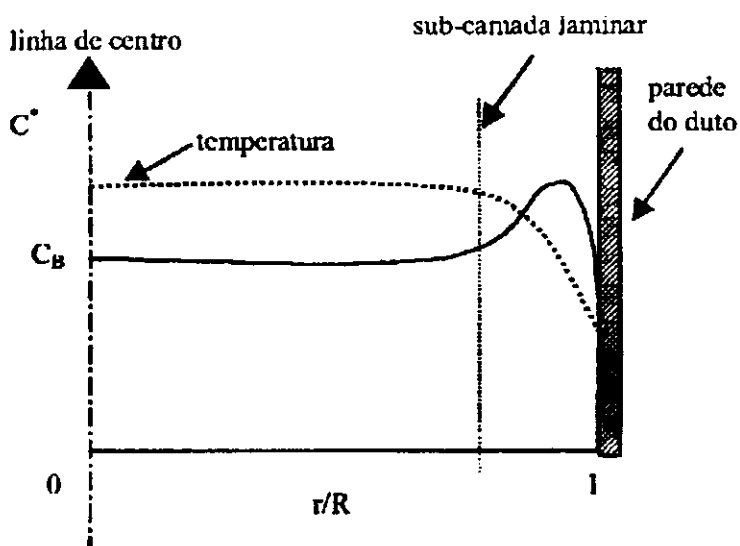


Figura 2.2 - Perfil de concentração para cristais de parafina precipitados (Burger et al., 1981).

A determinação do valor exato da TIAC do petróleo reveste-se de certo grau de dificuldade analítica, por conta da inexistência de uma metodologia padronizada que seja aplicável. Estas dificuldades estão relacionadas com: inaplicabilidade à amostras escuras, instabilidade físico-química das amostras, existência de uma memória térmica (Wardaugh e Boger, 1987) e, influência da quantidade da gás natural dissolvido na amostra.

A literatura faz referência a diferentes métodos analíticos adequados para a determinação da TIAC, dentre os quais destacam-se: reometria, calorimetria de varredura diferencial (CVD), microscopia ótica com luz polarizada, espectroscopia de infravermelho com transformada de Fourier e filtração com temperatura controlada (Ferworn, citado por Marques et al., 1996). A Figura 2.3 ilustra uma comparação dos valores de TIAC obtidas com os métodos de reometria e CVD.

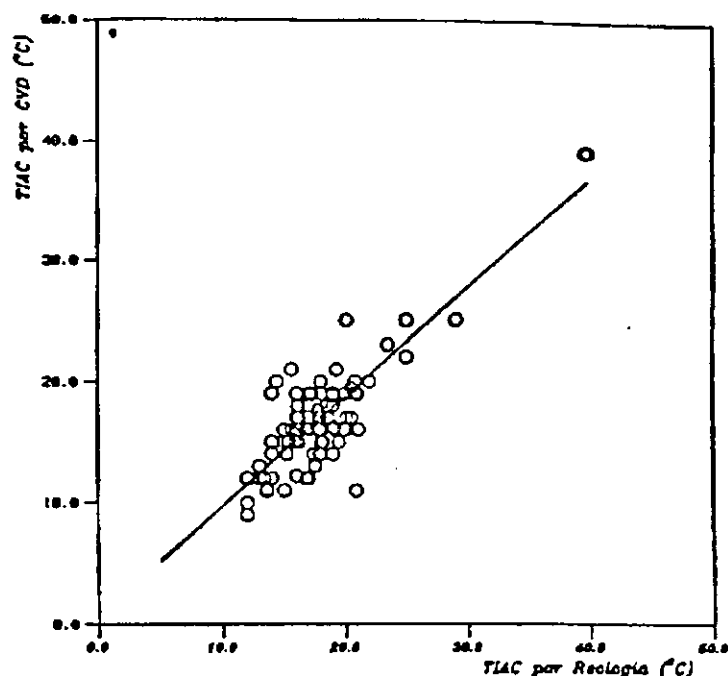


Figura 2.3 - Valores de TIAC de amostra de petróleo oriundas de diferentes bacias sedimentares brasileiras determinadas por Reometria e por CVD (Marques et al., 1996).

2.3.2 - Formação de cristais de parafinas a partir do petróleo

Nas condições originais de reservatório, as moléculas de parafinas (n-alcenos alifáticos de elevado peso molecular) possuem energia térmica para manter seu movimento no líquido, ou seja, manterem-se solubilizadas no petróleo. Na medida que a depressurização do petróleo torna-o mais pobre de hidrocarbonetos leves, fato este acompanhado por uma redução de temperatura, as moléculas de parafinas de alto peso molecular iniciam um processo de atração intermolecular. Estas forças intermoleculares levam ao alinhamento das moléculas ao longo do seu eixo principal. Quando estas forças são superiores a interação entre as moléculas de parafinas e o meio solvente, inicia-se a formação de uma fase sólida no sistema (Addison, 1984).

É importante ressaltar que não é possível aplicar os fenômenos de nucleação e cristalização de uma fase sólida em um líquido usando o enfoque termodinâmico clássico, onde reinam absolutos, os conceitos de propriedades macroscópicas de sistemas estatisticamente uniformes. Não obstante, usando uma abordagem microscópica para o líquido, verifica-se que flutuações térmicas localizadas geram fluxo de massa e energia (movimento browniano), cujas magnitudes são superiores a energia livre de nucleação. Desse modo é que se explica como um líquido super-resfriado é capaz de formar núcleos e, por intermédio desses núcleos, manifesta-se o processo de cristalização (Knight, citado por Marques et al., 1996). Há, portanto, um raio crítico (mínimo) de cristalização (RCR), que uma vez excedido, torna o processo de cristalização termodinamicamente favorável. Dados da literatura informam que o RCR das parafinas no petróleo é da ordem de 50 nanômetros. (Marques et al., 1996).

2.3.3 - Características da parafina

O petróleo é uma mistura complexa de hidrocarbonetos leves e pesados. O petróleo pode conter parafinas, aromáticos e naftenos tão pesados quanto C_{70} . Asfaltenos e resinas podem também estar presentes (McCain, 1990; Azevedo e Teixeira, 2002).

Nas condições de temperatura e pressão nas quais o óleo é encontrado nos reservatórios, as parafinas de alto peso molecular são mantidas em solução pelos componentes mais leves, produzindo um fluido de baixa viscosidade e com comportamento Newtoniano. À medida que o óleo escoar para fora do reservatório, sua temperatura decresce devido à interação com o ambiente externo mais frio. Neste caso, parafinas de alto peso molecular podem precipitar, uma vez que sua solubilidade na mistura é significativamente reduzida com a diminuição da temperatura.

As parafinas normais com número de átomos de carbono entre 20 e 30, normalmente cristalizam-se na forma de longas agulhas ou placas e são denominadas de macrocristalinas. Parafinas normais com número de átomos de carbono acima de 40, e também as de cadeias ramificadas, são denominadas de microcristalinas ou parafinas amorfas.

Os cristais de parafina podem agregar-se e modificar as características de escoamento do óleo. Os cristais podem também se depositar nas paredes do duto. Os depósitos podem também ser formados por asfaltenos e resinas, apesar da maior parte ser normalmente de

hidrocarbonetos parafínicos. Além dos depósitos orgânicos, os depósitos podem conter material inorgânico como areia e água. Os depósitos possuem consistência variando de um líquido gelatinoso à parafina dura, dependendo da história das condições nos quais foram formados.

Sempre que o limite de solubilidade para uma dada temperatura é atingido, espera-se que a precipitação dos cristais ocorra imediatamente. No entanto, um certo grau de sub-resfriamento é necessário para disparar o processo de cristalização (Bott, 1997). Inicialmente a região de sub-resfriamento se localiza na parede do duto e os depósitos irão se formar neste local. Normalmente, estes são os depósitos mais duros, pois os maiores graus de subresfriamento devem ocorrer na parede fria. A TIAC pode também ocorrer na região central do duto. Neste caso, os cristais formados podem migrar para a parede formando depósitos com consistência mais macia. Os cristais formados no centro do duto podem também ser carregados pelo escoamento para regiões onde a concentração da solução estaria abaixo do ponto de saturação onde seriam re-dissolvidos. A formação de cristais pode ser auxiliada por sítios de nucleação como impurezas em suspensões ou sítios nas paredes (Bott, 1997).

Vários modelos termodinâmicos têm sido propostos para prever o início da cristalização (ponto de névoa) e o equilíbrio de fases para sistemas de hidrocarbonetos. Estes modelos têm produzido resultados satisfatórios, como pode ser verificado na literatura disponível, por exemplo, Butler e MacLeod (1961), Weingarten e Euchner (1986), Won (1986), Hansen et al. (1988), Won (1989), Pedersen et al. (1991), Erickson et al. (1993) e Svendsen (1993).

A necessidade premente da indústria em solucionar problemas operacionais relacionados com a deposição de parafina, tem forçado o estudo de problemas ainda mais complexos, como a remoção de depósitos por cisalhamento imposto pelo fluido (Weingarten e Euchner, 1986; Hsu e Brubaker, 1995; Creek et al., 1999; Solaimanay et al., 2001), o processo de envelhecimento dos depósitos (Haq, 1978; Creek et al., 1999; Singh et al., 1999; Singh et al., 2000) e deposição sob condições de escoamento multifásico (Matzain et al., 2000). No entanto, a revisão da literatura conduzida no presente trabalho mostra que ainda existem controvérsias com relação aos mecanismos básicos responsáveis pela deposição de parafina, o que aponta para a necessidade de estudos mais aprofundados.

2.3.4 - Mecanismos de formação dos depósitos de parafina

Considerando que as características termodinâmicas relacionadas ao processo de deposição de parafinas sejam conhecidas e bem modeladas, a principal questão a ser respondida é se haverá deposição para um determinado óleo e para uma dada condição de operação do duto. Também é interessante que seja conhecida a quantidade de depósito acumulada, bem como sua distribuição temporal e espacial ao longo do duto. O conhecimento das propriedades químicas e mecânicas do depósito pode também ser relevante para o projeto de operações de remoção de depósitos.

A modelagem do processo de deposição de parafina requer o entendimento dos mecanismos responsáveis pelo transporte de parafina, seja no estado líquido ou sólido, da região central do duto para a parede do duto. Diversos autores estudaram o assunto relacionado aos mecanismos de deposição (Hunt, 1962; Burger et al., 1981; Weingarten e Euchner, 1986; Majeed et al., 1990; Brown et al., 1993; Hsu et al., 1998; Singh et al., 1999; Weispfennig, 2001). O trabalho de Burger et al. (1981) é um estudo detalhado e completo sobre os mecanismos de deposição, sendo um dos trabalhos mais citados na literatura. A seguir listam-se alguns deles.

a) Deposição de parafina por difusão molecular:

Trata-se de um possível mecanismo de transporte de parafina na fase líquida para a parede do duto. Quando o óleo está sendo resfriado em um duto, um gradiente radial de temperatura se estabelecerá no fluido, de modo que o fluido próximo à parede estará mais frio que o fluido na região central do duto. Se em alguma região do escoamento a temperatura estiver abaixo do ponto de névoa (TIAC) do óleo em questão, cristais de parafina sairão de solução e a fase líquida estará em equilíbrio com a fase sólida. Como a solubilidade da parafina é uma função crescente da temperatura, o gradiente de temperatura estabelecido produzirá um gradiente de concentração da parafina líquida na solução. A região mais fria junto à parede apresentará uma menor concentração de parafina do que a região central mais aquecida. Desta forma o gradiente de concentração induzido provocará um fluxo de parafina líquida em direção à parede por difusão molecular.

b) Deposição de parafina por difusão browniana:

Leva em conta a possibilidade de que algumas regiões do óleo escoando no duto, possuam temperatura abaixo do ponto de névoa. Neste caso, cristais de parafina precipitarão da solução e estarão suspensos no fluido em escoamento. Os cristais em suspensão colidirão com moléculas do fluido agitadas termicamente produzindo um movimento irregular dos cristais. No caso de existir um gradiente de concentração de cristais sólidos, haverá um transporte líquido destes cristais no sentido decrescente do perfil de concentração. Este processo pode ser caracterizado por um coeficiente de difusão Browniano das partículas (os cristais).

c) Deposição de parafina por efeitos gravitacionais:

Os cristais de parafina são, em geral, mais densos que o óleo solvente, portanto deposição gravitacional é um possível mecanismo de deposição a ser considerado. Burger et al. (1981) conduziram estudos em centrífugas e determinaram a distribuição de tamanho dos cristais de parafina e as velocidades terminais de sedimentação. Para condições típicas de operação de oleodutos, as velocidades de deposição encontradas foram bastantes pequenas e consideradas desprezíveis pelos autores. Estudos adicionais, conduzidos pelos mesmos pesquisadores, confirmaram estas previsões. Nestes estudos, experimentos de deposição de parafina em escala laboratorial foram realizados para tubos verticais e horizontais sob as mesmas condições termo-hidráulicas e para o mesmo óleo. Os resultados mostraram que, dentro dos níveis de incertezas experimentais, não havia diferença nas taxas de deposição para as duas configurações. Baseado nestas informações, deposição de parafina por efeitos gravitacionais torna-se um mecanismo irrelevante.

O autor acredita que para grandes seções e/ou áreas transversais no dutos e baixas velocidades de escoamento do fluido esses efeitos sejam relevantes.

d) Deposição de parafina devido à dispersão por cisalhamento:

Vários estudos foram realizados em circuitos de teste de deposição de parafina sob condições de fluxo de calor nulo. (Burger et al., 1981; Weingarten e Euchner, 1986). Nestes estudos, misturas de óleo e parafina foram bombeadas através de tubos, sendo a temperatura de entrada da solução inferior ao ponto de névoa. A parede dos tubos era isolada

termicamente ou mantida na mesma temperatura de entrada da solução, de maneira a garantir que não houvesse fluxo de calor do fluido para a parede. Sob estas condições, era esperado que cristais de parafina estivessem presente em todo o fluido e disponíveis para deposição nas paredes. Como o fluxo de calor é nulo, não há possibilidade do mecanismo de deposição por difusão molecular atuar. Além disso, como não há fluxo de calor radial e, conseqüentemente, não há fluxo radial difusivo de parafina líquida, não haverá possibilidade da existência de gradiente de concentração de partículas sólidas próximo à parede. Então, pode-se dizer que, sob condições de fluxo de calor nulo, a deposição só será possível devido a um mecanismo induzido pelo escoamento, como a dispersão por cisalhamento.

Todos os resultados experimentais disponíveis na literatura, no entanto, mostram que não há deposição de parafina sob condições de fluxo de calor nulo. Assim, vê-se que a dispersão por cisalhamento não é um mecanismo relevante na deposição de cristais de parafina. Cisalhamento tem importância na remoção de material já depositado, como discutido na literatura (Creek et al., 1999).

2.4 - Produção e transporte do petróleo em águas profundas

O Brasil possui atualmente reservas de 9,67 bilhões de barris de óleo equivalente (BOE), sendo que 6,8 bilhões são provenientes de reservas provadas e 2,9 bilhões de reservas prováveis ou possíveis. Das reservas provadas 52% estão produzindo e 48 % ainda não foram desenvolvidas. Quanto a característica do óleo existente, 76% das reservas brasileiras são constituídas de óleo pesado e ultra pesado ($^{\circ}$ API entre 15 e 17), 17 % são de óleo intermediário ($^{\circ}$ API variando de 17 à 30) e 7 % de óleo leve ($^{\circ}$ API maior que 30).

Atualmente, 14 % das reservas estão localizadas em terra, 13 % em lâminas d'água de até 400 m, 34 % em lâminas d'água de 400 m e 1000 m e 39 % em lâminas d'água acima de 1000 m. Isto é, a maior parte da reserva brasileira é constituída de óleo pesado em águas profundas, gerando dificuldades técnicas à exploração desses recursos.

Então, a produção de petróleo em águas profundas enfrenta uma série de problemas, os quais crescem à medida que aumenta a lâmina d'água sobre o poço em exploração. Um dos fenômenos que complica este processo é a obstrução gradual que ocorre na linha de produção, ocasionada pela deposição de parafinas nas paredes do duto. Inicialmente solubilizada no óleo, a parafina precipita da solução à medida que caem a pressão e a temperatura ao longo do

escoamento. O surgimento dos primeiros cristais de parafina é, pois função destas variáveis e conhecido como ponto de névoa ou TIAC (Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais), como mencionado anteriormente. Toda vez que o petróleo em escoamento tem sua temperatura resfriada abaixo deste ponto, a parafina sai da solução e o processo de entupimento é desencadeado.

Com o intuito de evitar a parafinação, e conseqüentemente a redução da produção, vários métodos estão sendo investigados. Um melhor isolamento dificultaria o abaixamento excessivo da temperatura. A adição de elementos químicos específicos também pode minimizar o problema e, finalmente, o reaquentamento durante o escoamento eliminaria a deposição, caso a TIAC não fosse atingida. Todos os métodos, contudo, apresentam vantagens e desvantagens. Não existe ainda um processo muito melhor do que os outros e por isto os estudos continuam em várias frentes. (Braga et al., 1996).

Tendo em vista este panorama, alguns desafios tecnológicos a serem suplantados pela indústria brasileira estão relacionados à garantia de escoamento de óleo através de dutos em águas profundas.

2.4.1 – Linhas de produção

Antes de o petróleo ser extraído, é necessário que uma série de decisões sobre operação, transporte e tratamento dos produtos sejam tomadas. Determina-se a rota do duto submarino que irá conectá-lo à embarcação (plataforma, FPSO, etc.), estuda-se as pressões requeridas e as taxas de fluxo. Com base nestes parâmetros um diâmetro interno é selecionado para, em um estudo posterior, determinar-se uma espessura da parede do duto.

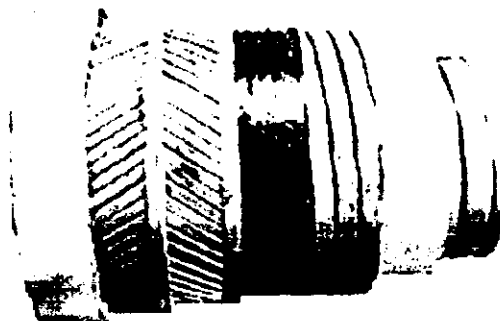


Figura 2.4 - Estrutura típica de uma linha flexível submarina. (Fonte: Sarmento et al., 2002).

Normalmente as tubulações flexíveis (Figura 2.4) são usadas como linhas de produção de petróleo em águas profundas pela PETROBRAS, devido à facilidade de lançamento e sua acomodação no leito do mar.

As linhas flexíveis atualmente são feitas de várias camadas de diferentes materiais, cada uma tendo função específica. Podemos visualizar sete camadas na Figura 2.4. A maioria da camada interna é uma espiral de aço inoxidável que tem contato com o óleo que escoar. Um material polímero constitui a segunda camada provendo e recobrimdo a espiral de aço inoxidável. A terceira camada é uma camada de forma espiral de aço de carbono para prover resistência mecânica à linha. Uma camada de material plástico é usada para diminuir o atrito entre a terceira e a quinta camadas de aço. A quinta e sexta camadas são contra-enroscadas as espirais de aço carbono para provê resistência mecânica contra cargas longitudinais. A camada externa é feita de material polimérico e provê vedação contra a água de mar.

Atualmente, as tubulações flexíveis usadas apresentam uma série de problemas: permeabilidade ao H_2S^1 na camada interna constituída de polímero; isolamento térmico deficiente; complicações no lançamento em grandes profundidades e o elevado custo de aquisição. Os altos custos de aquisição dos tubos flexíveis atuais estão relacionados com: preço das matérias primas usadas (Nylon 11 e aço inoxidável); processo de fabricação muito oneroso; terminais de acoplamento problemáticos e poucos fornecedores para águas profundas.

À medida que as instalações tendem para águas mais profundas novas barreiras tecnológicas precisam ser vencidas. Ultimamente as reservas de petróleo descobertas no mar têm se concentrado em águas muito profundas, em lâminas d'água que ultrapassam 2000 m, como é o caso do campo de Roncador na Bacia de Campos. E esta mudança tem levado a indústria petrolífera a desenvolver novos equipamentos, procedimentos de instalação de dutos, assim como utilização de novos critérios de projeto. A Figura 2.5, ilustra um exemplo da inovação tecnológica dos dutos no sistema pipe-in-pipe.

O sistema "pipe-in-pipe" é a denominação dada a um duto de parede composta, constituído de dois dutos de aço concêntricos cuja região anular é preenchido por material metálico, polimérico ou compósito, ou ainda, vácuo ou um fluido aquecido escoando nesta região. Esta estrutura tipo "sanduíche" se devidamente projetada para atender aos requisitos

de resistência, flexibilidade e isolamento térmico, pode representar uma opção atrativa a ser empregada em dutos submarinos e risers para aplicações em águas profundas.

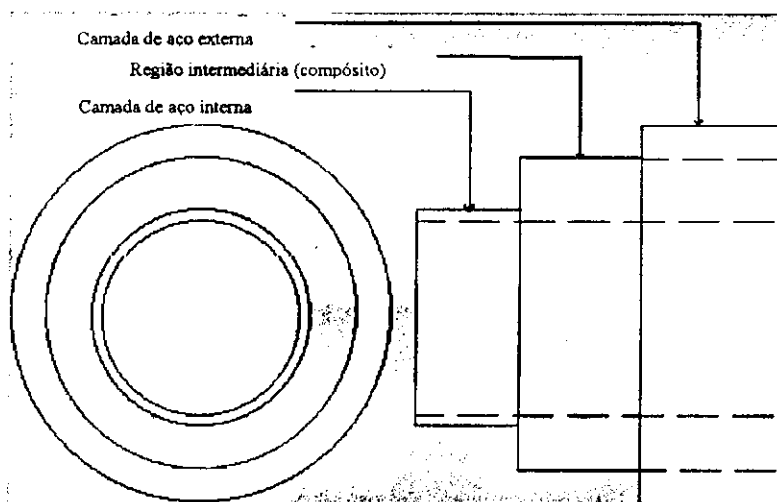


Figura 2.5 - Estrutura típica de um duto pipe-in-pipe. (Fonte: <http://www.coppe.ufjf.br/recope/tecsu/sub/tubos.htm>, 2003).

O principal atrativo para a utilização do sistema pipe-in-pipe em águas profundas é devido à sua simplicidade de fabricação, utilizando materiais de baixo custo e possuir uma jaqueta de aço altamente resistente.

Numerosos estudos sobre os vários aspectos do sistema “pipe-in-pipe” e dos dutos em “bundles” têm sido fornecidos na literatura. Nelson (citado por Solano e Vaz, 2001) reporta um novo método de isolamento que usa a espuma de poliuretano e mistura aquosa de esferas de sílica. Tucker et al., citados por Solano e Vaz (2001) apresentam uma investigação da tecnologia de isolamento de dutos desenvolvida no DeepStar Joint Industry Program, discutindo as vantagens e desvantagens do sistema “pipe-in-pipe” e dos dutos em “bundles” integrados. Delafkaran et al. (1997) conduzem a análise de alta temperatura de um sistema “pipe-in-pipe” riser isolado termicamente, provendo uma metodologia de projeto. Nock e Bombardieri (1997) discutem as vantagens de um sistema “bundle” enclausurado e a possibilidade de aplicação em águas profundas. Palle e Ror, citados por Solano e Vaz (2001) investigam o desempenho do isolamento dos dutos com uma espuma de poliuretano.

¹ sulfeto de hidrogênio ou gás sulfídrico, gás incolor com odor característico altamente inflamável e corrosivo.

Os modos de flambagem de dutos submarinos considerando as condições de enterramento são estudados por Yun e Kyriakides, citados por Solano e Vaz (2001). A expansão térmica de um duto ocorre diferentemente ao longo de seu comprimento devido à fricção com o solo oceânico. O comportamento estrutural é avaliado por Hobbs (1984) em um trabalho clássico que têm sido extensivamente adotado por grupos de projetos na indústria. Apresenta um resumo do modelo básico de flambagem em um duto longo no qual a força de compressão axial decorrida da expansão térmica é resistida pela fricção com o solo submarino. Estudos similares foram apresentados por Taylor e Gan, Ju e Kyriakides, e Pedersen e Michelsen, citados por Solano e Vaz. (2001). Mas eles também consideram o efeito de imperfeições iniciais na temperatura crítica.

A tecnologia de dutos inclausurados isolando “flowlines” e “bundles” é capaz de assegurar a temperatura de entrega exigida em grandes lâminas d'água, tendo um custo efetivo menor que outras soluções. Os dutos de sistemas “pipe-in-pipe” e “bundles” são capazes de transportar o produto de poços submarinos em grandes profundidades para unidades de produção, mantendo a temperatura de entrega acima do ponto de deposição de parafinas/ceras e da temperatura de formação de hidrato.

2.5 – Considerações sobre o escoamento de um fluido homogêneo

O transporte convectivo de calor ou massa pode ser classificado como forçado ou natural. Na convecção forçada, o movimento do fluido é inicialmente causado por algum mecanismo não relacionado com a transferência de calor ou massa no local de interesse. Por exemplo, uma bomba ou um ventilador.

O escoamento de fluidos completamente limitados por superfícies sólidas são denominados internos, então, são exemplos aqueles através de tubos, dutos, difusores, válvulas, etc. Se a temperatura do fluido escoando no duto é igual a temperatura da parede do mesmo, diz-se que o escoamento é isotérmico, caso contrário ocorrerá uma transferência de energia do ou para o fluido, dependendo da sua temperatura ser maior ou menor do que a do duto.

2.5.1 – A camada limite hidrodinâmica

Considere-se o escoamento no interior de um duto circular de raio r_0 , com o fluido entrando no duto com uma velocidade uniforme. Quando o fluido entra em contato com a superfície, os efeitos viscosos se tornam importantes e se desenvolve uma camada limite com o crescimento na direção z (longitudinal). Este desenvolvimento ocorre à custa do retraimento da região com escoamento invíscido e termina quando a camada limite se torna única no eixo do duto. Portanto, após a unificação da camada limite, os efeitos viscosos se estendem sobre toda a seção reta e o perfil de velocidade não mais se altera com o crescimento de z . Diz-se então que o escoamento está completamente desenvolvido e a distância entre a entrada e o ponto do início desta condição é o comprimento de entrada hidrodinâmica.

Quando se trata de um escoamento interno, é importante saber o comportamento do mesmo, classificando-o em laminar ou turbulento. O número de Reynolds é um parâmetro que relaciona as forças de inércia de um elemento fluido e os efeitos viscosos nesse elemento, de forma a distinguir se um escoamento é laminar ou turbulento. Para o escoamento num duto circular, tem-se que:

$$Re_D = \frac{\rho w_m D}{\mu} \quad (2.1)$$

onde μ representa a viscosidade dinâmica do fluido, ρ é a massa específica do fluido, w_m é a velocidade média do fluido sobre a seção reta do duto e D é o diâmetro do duto.

No escoamento completamente desenvolvido para dutos circulares, o número de Reynolds crítico que, corresponde ao surgimento da turbulência, é dado por $Re_D \approx 2300$, embora números de Reynolds muito mais elevados ($Re_D \approx 10000$) sejam os que caracterizam as condições completamente turbulentas. A transição para a turbulência ocorre, possivelmente, pelo desenvolvimento da camada limite na região de entrada. O comprimento de entrada hidrodinâmico é dado por (Incropera e Dewitt, 2002):

$$Z_{e,h} = 0,05 D Re \quad (2.2)$$

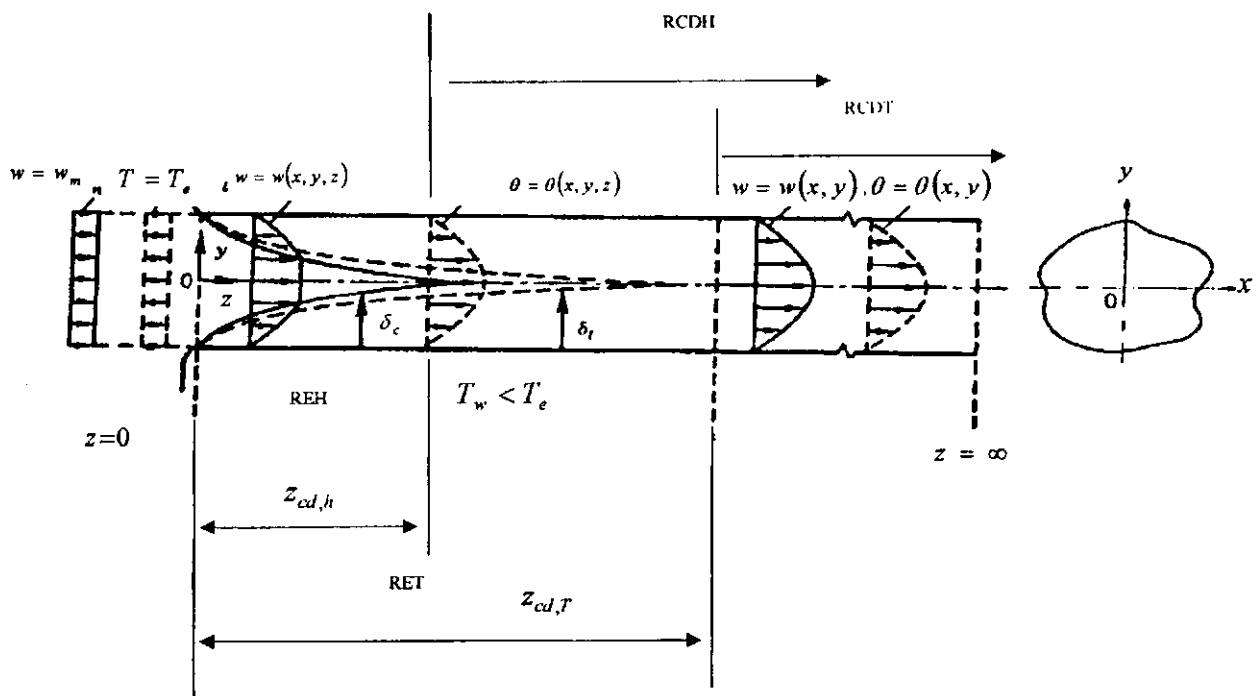


Figura 2.6 – Perfil de velocidade e temperatura de um fluido escoando na região de entrada de um duto circular. Fonte: Kakaç et al. (1987).

A análise de escoamentos laminares internos é importante para aplicações em lubrificação, processos químicos, etc. Esta análise baseia-se na escolha de um volume de controle diferencial, procurando esclarecer a natureza básica dos escoamentos turbulentos em dutos e tubos, bem como efetuar medições dos escoamentos.

De acordo com a Figura 2.6, o fluido tem velocidade uniforme w_0 na entrada do tubo. Observa-se, que uma camada limite desenvolve-se ao longo das paredes do tubo, devido a superfície sólida exercer uma força de cisalhamento retardante sobre o escoamento; assim, a velocidade do fluido nas vizinhanças da superfície é reduzida, enquanto que na linha central do tubo, aumenta com a distância em relação à entrada.

Quando camada limite em desenvolvimento atinge a sua linha de centro, isto se dá longe da entrada do tubo, o escoamento torna-se inteiramente viscoso. Quando a forma do perfil de velocidade não muda mais com o aumento da distância, z , diz que o escoamento está completamente desenvolvido. A forma real do perfil de velocidade completamente desenvolvido depende se o escoamento é laminar ou turbulento.

Se o número de Reynolds for grande o suficiente, os efeitos viscosos só serão

são relativamente pequenos fora da camada limite e o fluido se comporta como se fosse invíscido.

Na região completamente desenvolvida o perfil de velocidades é dado por (Kakaç et al., 1987; White, 1991):

$$w = -\frac{(r_o^2 - y^2)}{4\mu} \frac{dP}{dz} \quad (2.3)$$

ou ainda:

$$\frac{w}{w_m} = 2 \left[1 - \left(\frac{y}{r_o} \right)^2 \right] \quad (2.4)$$

onde: $w_m = -\frac{1}{8\mu} \left(\frac{dP}{dz} \right) r_o^2$, é a velocidade média na seção.

No escoamento completamente desenvolvido hidrodinamicamente a queda de pressão é equilibrada apenas pelas forças de cisalhamento nas paredes do tubo.

A tensão de cisalhamento no fluido varia linearmente na direção transversal do tubo, de zero na linha de centro até um máximo na parede. Esta tensão de cisalhamento está relacionada com o gradiente de pressão axial.

No escoamento turbulento não há relação simples entre o campo de tensões de cisalhamento e o de velocidade média. As flutuações de velocidade no escoamento turbulento trocam quantidade de movimento entre as camadas adjacentes de fluido, causando tensões de cisalhamento aparentes que devem ser adicionadas àquelas provocadas pelos gradientes da velocidade média. Por conseguinte, para estes escoamentos, a distribuição de tensão de cisalhamento, apoia-se em dados experimentais.

2.5.2 – A camada limite térmica

De acordo com a Figura 2.6, o fluido entra no duto com velocidade w_0 . Se este fluido entra no duto a uma temperatura $T(r,0)$ maior que a temperatura da superfície do tubo, ocorrerá transferência convectiva de calor e principia o desenvolvimento de uma camada limite térmica. Além disso, se a condição na superfície do tubo for constante (temperatura ou fluxo de calor), termina-se por atingir uma condição térmica completamente desenvolvida. A

forma do perfil de o temperatura completamente desenvolvido $(T_w - T)/T_w - T_m$ difere de acordo com a condição de fornecimento de energia na parede do duto.

O comprimento de entrada térmica é dada por (Incropera e Dewitt, 2002):

$$Z_{e_d,t} = 0,05 D R_c P_r \quad (2.5)$$

A Figura 2.7 ilustra o comportamento do perfil de velocidade no interior de um duto circular, para um escoamento laminar de líquido, na região completamente desenvolvida.

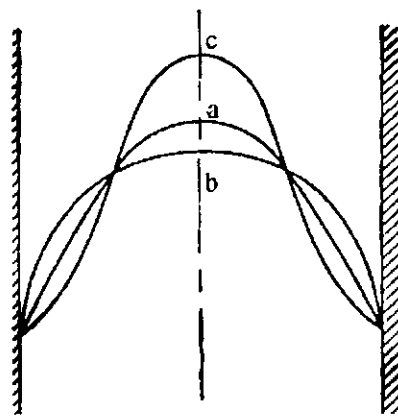


Figura 2.7 – Perfil de velocidade no interior de um duto. Fonte: Burmeister (1983).

Como se vê, uma viscosidade independentemente da temperatura pode resultar em perfil de velocidade parabólico (curva a). Se ocorrer um fluxo de calor dentro do líquido (do líquido para a parede), o perfil de velocidade resultante é achatado (curva b), uma vez que a viscosidade próxima à parede é menor que no centro do tubo. Se o fluxo de calor ocorre fora do líquido (da parede para o líquido) o perfil de velocidade é mais pontiagudo (curva c). Para o gás, os efeitos são opostos daqueles do líquido, uma vez que a viscosidade do gás aumenta com a elevação da temperatura.

Comparando-se os comprimentos de entrada térmica e entrada hidrodinâmica, verifica-se que quando o número de Prandtl $\left(P_r = \frac{\mu c_p}{k} \right)$, $P_r \gg 1$, como é o caso de óleos, o perfil de temperatura necessita de grandes distâncias para desenvolver. Neste caso, a camada limite cinética se desenvolve mais rapidamente do que a térmica e o perfil de velocidade está praticamente desenvolvido em todo o duto.

Se a parede do duto é mantida a uma temperatura constante diferente do fluido na entrada, e a condução axial do fluido, dissipação viscosa, trabalho de fluxo e fonte de energia térmica são desprezíveis, o perfil adimensional de temperatura na região de entrada para u escoamento laminar, é dado por (Kakaç et al., 1987):

$$\theta = \frac{T_w - T}{T_w - T_e} = \sum_{n=0}^{\infty} C_n F_n \left(\frac{r}{R} \right) \exp(-2\lambda_n x^*) \quad (2.6)$$

onde λ_n , $F_n(r/R)$ e C_n são os autovalores, autofunções e constantes, respectivamente. Valores desta grandeza são dados na referência citada para n variando de 0 a 10.

CAPÍTULO 3

MODELAGEM MATEMÁTICA

Na indústria do petróleo há um intenso manuseio de fluidos. A ocorrência de fluxo multifásico é bastante comum nas instalações de produção, movimentação e processamento de hidrocarbonetos de um campo petrolífero. Nos sistemas de produção, ocorre quando os fluidos existentes nos reservatórios escoam até as instalações de superfícies passando por poços, linhas de surgência e ainda “risers”, quando da movimentação de fluidos de campos ligados à plataformas marítimas. Nas instalações de movimentação registram-se escoamentos multifásicos quando os fluidos produzidos são transferidos para outras áreas por meio de dutos. As unidades de processamento de óleo e gás natural experimentam tais escoamentos, quando do condicionamento dos fluidos produzidos em desidratadores, tratadores, vasos separadores e torres de fracionamento.

3.1 – Equações governantes

As equações que descrevem o comportamento dos fluidos em escoamento são oriundas de um conjunto de equações diferenciais, que podem ser obtidas considerando-se um volume de controle elementar conveniente num campo de escoamento (camada limite) e aplicando-se as leis de conservação pertinentes (conservação da massa, quantidade de movimento e a energia), de modo que, obtém-se um conjunto de cinco equações diferenciais parciais simultâneas para as três componentes de velocidade u , v e w (sistema de coordenadas retangulares), pressão P e temperatura T . Se a densidade do fluido variar com a pressão e

temperatura, ou seja, se o fluido é compressível, então uma sexta equação, como a equação de estado para um gás perfeito, deve ser introduzida para relacionar a densidade com a temperatura e pressão. Na prática utiliza-se a equação de estado para um gás real. E, finalmente se há uma grande diferença de temperatura no interior do fluido e/ou entre o fluido e as superfícies vizinhas, então informações adicionais sobre a variação de outras propriedades termofísicas com a temperatura também é requerida.

Do exposto acima, as equações gerais (Kakaç et al., 1987) que governam a transferência convectiva de calor em coordenadas cartesianas são dadas por:

❖ Equação da continuidade:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{U}) = 0 \quad (3.1)$$

❖ Equação da quantidade de movimento na direção x:

$$\rho \frac{Du}{Dt} = \rho f_x - \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left[\mu \left(2 \frac{\partial u}{\partial x} - \frac{2}{3} \nabla \cdot \vec{u} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\mu \left(\frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial y} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\mu \left(\frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial z} \right) \right] \quad (3.2)$$

❖ Equação da quantidade de movimento na direção y:

$$\rho \frac{Dv}{Dt} = \rho f_y - \frac{\partial P}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial x} \left[\mu \left(\frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial y} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\mu \left(2 \frac{\partial v}{\partial y} - \frac{2}{3} \nabla \cdot \vec{u} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\mu \left(\frac{\partial w}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial z} \right) \right] \quad (3.3)$$

❖ Equação da quantidade de movimento na direção z:

$$\rho \frac{Dw}{Dt} = \rho f_z - \frac{\partial P}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial x} \left[\mu \left(\frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial z} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\mu \left(\frac{\partial w}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial z} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\mu \left(2 \frac{\partial w}{\partial z} - \frac{2}{3} \nabla \cdot \vec{u} \right) \right] \quad (3.4)$$

❖ Equação da energia:

$$\rho \frac{Di}{Dt} = \nabla \cdot (\kappa \nabla T) + \frac{DP}{Dt} + q''' + \mu \phi \quad (3.5)$$

onde nesta equação $\vec{U} = u\hat{i} + v\hat{j} + w\hat{k}$ é o vetor velocidade; ∇ é o operador nabla; $\frac{D}{Dt}$ é o operador

diferencial, expresso por: $\frac{\partial}{\partial t} + u\frac{\partial}{\partial x} + v\frac{\partial}{\partial y} + w\frac{\partial}{\partial z}$, i é a entalpia, expressa por: $u^* + P/\rho$; $\mu\phi$

é o termo de dissipação viscosa, com:

$$\phi = 2 \left[\left(\frac{\partial u}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial v}{\partial y} \right)^2 + \left(\frac{\partial w}{\partial z} \right)^2 \right] + \left(\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial y} \right)^2 + \left(\frac{\partial w}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial z} \right)^2 + \left(\frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial x} \right)^2 - \frac{2}{3} \left(\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} \right)^2$$

e q''' é a taxa de geração de energia térmica interna por unidade de volume do fluido.

3.2 - O software CFX[®] 3D (versão 4.4)

O software CFX[®] 3D é um simulador comercial para resolução numérica de problemas envolvendo mecânica dos fluidos e transferência de calor. O software emprega a metodologia de volumes finitos (Patankar, 1980; Versteeg e Malalasekera, 1995; Maliska, 1996; Fortuna, 2000) utilizando malhas estruturadas, porém com flexibilidade de adaptação à geometrias complexas através do uso de coordenadas curvilíneas generalizadas (Thompson et al., 1985; Fletcher, 1991; Warsi, 1992; Maliska, 1995 e Ferziger e Péric, 2002) e a possibilidade de resolução com a metodologia de multidomínios. Além de resolver as equações de Navier-Stokes em três dimensões, o software possui uma extensa quantidade de modelos para diferentes aplicações que vão desde diferentes modelos para o fechamento da turbulência até modelos para escoamentos em meios porosos, combustão e escoamentos multifásicos, entre vários outros. Uma outra característica interessante do código computacional é que permite a inclusão de novos modelos ou modificação dos já implementados, sejam estes para a consideração de fenômenos físicos ou modificação de esquemas numéricos, através de sub-rotinas em linguagem FORTRAN. Isto torna o software adequado para pesquisa científica, possibilitando testar diferentes modelos matemáticos, analisar influência de determinados parâmetros, etc., sem ser necessário o árduo trabalho de implementação numérica das equações de Navier-Stokes ou modelos matemáticos amplamente conhecidos na literatura.

O pacote CFX[®] 4.4 é composto por três programas principais, um pré - processador para a geração de geometrias e malhas estruturadas, denominado CFX Builder, o código de solução numérica, denominado CFX SOLVER e o pós - processador para visualização de resultados, denominado CFX ANALIZE e alguns programas auxiliares que assistem ao funcionamento do pacote, como um gerenciador de programas (CFX Launcher) e um programa de configuração dos comandos para o programa de resolução (CFX SETUP).

Outros programas de pré e pós processamento acompanham o pacote como o (CFX MeshBuild) e o (CFX VISUALIZE), porém, a critério do usuário os programas de pré- e pós - processamento mencionados acima são mais versáteis e serão utilizados ao longo do trabalho.

O programa de resolução (SOLVER) recebe três tipos de arquivos, um contendo as informações geométricas do modelo, um arquivo com os comandos que definem o modelo a ser utilizado, condições de contorno, fenômenos a serem considerados, etc. e, se forem utilizadas rotinas de usuário, um arquivo contendo as rotinas em linguagem FORTRAN.

O arquivo de comandos permite passar ao programa todas as informações, inclusive as geométricas quando se trata de geometrias simples. Assim, a partir deste arquivo é possível estabelecer todas as condições e modelos a serem utilizados, sempre que estes estejam implementados no pacote. Quando se requer a implementação de novos modelos ou modificação dos já implementados, isto deverá ser feito através das rotinas de usuário em linguagem FORTRAN. Estas rotinas são compiladas e acopladas ao código principal do programa de resolução.

3.3 – Modelagem matemática com o CFX® 3 D

O CFX® 3 D utiliza como padrão, considerando um escoamento laminar, as equações de conservação de massa, quantidade de movimento e energia, como segue:

❖ Equação da continuidade:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{U}) = 0 \quad (3.6)$$

onde $\vec{U} = (u,v,w)$ são as componentes da velocidade do fluido.

❖ Equação da quantidade de movimento:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \vec{U}) + \nabla \cdot (\rho U \otimes U) = B + \nabla \cdot \sigma \quad (3.7)$$

onde B representa as forças de campo e σ representa as tensões de cisalhamento, dada por:

$$\sigma = -p\delta + \left(\zeta - \frac{2}{3}\mu\right)\nabla \cdot (\bar{U}\delta) + \mu(\nabla U + (\nabla U)^T) \quad (3.8)$$

com μ representando a viscosidade absoluta do fluido e ζ a viscosidade dinâmica.

❖ Equação da energia:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho H) + \nabla \cdot (\rho \bar{U}H) - \nabla \cdot (k\nabla T) = \frac{\partial P}{\partial t} \quad (3.9)$$

sendo T a temperatura do fluido e k a condutividade térmica do mesmo, onde H é a entalpia total, dada em termos da entalpia estática h por:

$$H = h + \frac{1}{2}U^2 \quad (3.10)$$

Para resolver estas equações são necessárias relações complementares ou relações constitutivas de acordo com a termodinâmica, de forma que se obtém uma equação de estado relacionando a densidade do fluido com a pressão e a temperatura, como segue:

$$\rho = \rho(T, P) \quad (3.11)$$

e uma relação constitutiva, relacionando a entalpia estática com a temperatura e pressão do fluido, de tal forma que:

$$h = h(T, P) \quad (3.12)$$

As equações de transporte podem ser escritas em coordenadas livres usando a notação de tensor. A principal vantagem é a independência para qualquer sistema de coordenadas. O produto de um tensor é definido por:

$$(A \otimes B)_{ij} = A_i B_j \quad (3.13)$$

e a transposta de grau 2 do tensor $A = (A^{ij})$ é:

$$A^T = (A^i) \quad (3.14)$$

O divergente do vetor é definido de forma usual por:

$$(\nabla \bullet V) = \frac{\partial V^i}{\partial x^i} \quad (3.15)$$

Se $S = (S^{ij})$ é o grau 2 do tensor, o divergente é definido pelo vetor $\nabla \bullet S$, onde:

$$(\nabla \bullet S)^i = \frac{\partial S^{ji}}{\partial x^j} \quad (3.16)$$

a contração de um tensor de grau 2, S com o vetor V é expressa por:

$$(S \bullet V)^i = S^{ij} V_j \quad (3.17)$$

Finalmente, pode-se escrever as principais equações de transporte nesta mesma notação, usando o sistema de coordenadas cartesianas, como segue:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x^i} (\rho U^i) = 0 \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \rho U^k + \frac{\partial}{\partial x^i} (\rho U^i U^k) = -B^k + \frac{\partial \sigma^{ik}}{\partial x^i} \quad (3.19)$$

onde:

$$\sigma^{ij} = -P \delta^{ij} + \left(\zeta - \frac{2}{3} \mu \right) \frac{\partial U^k}{\partial x^k} \delta^{ij} + \mu \left(\frac{\partial U^j}{\partial x^i} + \frac{\partial U^i}{\partial x^j} \right) \quad (3.20)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho H) + \frac{\partial}{\partial x^i} \left(\rho U^i H - k \frac{\partial T}{\partial x^i} \right) = \frac{\partial P}{\partial t} \quad (3.21)$$

Todas as equações de transporte acima descritas podem ser expressas como uma equação escalar da advecção-convecção que pode ser escrita na notação de coordenadas livres dadas por:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \Phi) + \nabla \bullet (\rho \vec{U} \Phi - \Gamma \nabla \Phi) = S \quad (3.22)$$

ou ainda, por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\Phi) + \frac{\partial}{\partial x'}(\rho U' \Phi - \Gamma \frac{\partial \Phi}{\partial x'}) = S \quad (3.23)$$

onde Γ é o coeficiente de difusão e S o termo fonte, indicando a criação ou destruição de Φ .

3.4 - Solução Numérica

3.4.1 - Simulação numérica

Os simuladores de sistemas podem ser classificados entre físicos e matemáticos. Os simuladores físicos são, por exemplo, os simuladores analógicos, os modelos reduzidos e os protótipos. Os simuladores matemáticos podem ser subdivididos em analíticos e numéricos.

A simulação numérica é um dos métodos empregados na engenharia de petróleo para se estimar propriedades e prever o comportamento de um reservatório e ou poço de petróleo, ou ainda de uma linha de transporte de petróleo.

3.4.2- Simuladores numéricos

A classificação dos simuladores numéricos é feita normalmente em função de três características básicas: o tratamento matemático utilizado, o número de dimensões consideradas e o número de fases admitidas.

A primeira etapa do desenvolvimento de um simulador numérico consiste em se formular o problema físico que se deseja representar matematicamente. Posteriormente, são feitas as suposições e simplificações compatíveis com o grau de sofisticação que se espera do modelo. Formulam-se então as equações matemáticas que descrevem o problema físico desejado, considerando-se as hipóteses adotadas. Finalmente, a resolução das equações e a análise da solução são obtidas.

Verifica-se, então, a validade do simulador através da calibração com uma solução existente. Por exemplo, comparam-se os resultados obtidos do simulador numérico com soluções analíticas, com resultados reais ou com resultados obtidos de modelos físicos de

laboratório (dados experimentais) ou de campo. Caso a validade seja verificada, o simulador estará pronto para se representar o fenômeno desejado. Caso contrário, volta-se para um novo ciclo em que são reanalisadas as hipóteses adotadas ou até a conceituação do modelo físico.

No caso de se desejar construir um simulador numérico para o estudo de poços de petróleo, por exemplo, o modelo físico é o escoamento de fluidos (água, gás, óleo ou outro fluido qualquer) na coluna de produção. Várias são as suposições e hipóteses simplificadoras possíveis de serem adotadas: fluxo monofásico, comportamento isotérmico, fluxo unidimensional, inexistência de transferência de massa, etc. A Figura 3.1 ilustra um esquema, simplificado para a construção de um simulador.

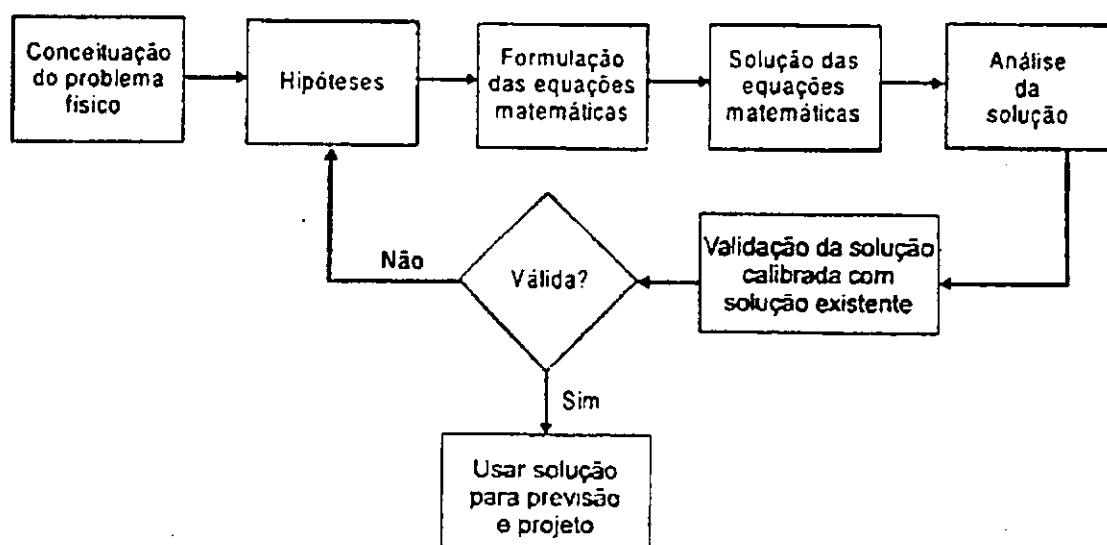


Figura 3.1 - Esquema para desenvolvimento de um simulador numérico (Rosa et al., 2001).

As equações que descrevem qualquer processo físico são formuladas através da aplicação de um conjunto de leis básicas a uma região do espaço (volume de controle); descrição matemática de um fenômeno de transporte, relacionado com a natureza do processo; utilização das equações de estado apropriadas e uso de relações auxiliares, se necessário.

Vários são os métodos numéricos usados para solução de equações diferenciais parciais, tais como: elementos finitos, diferenças finitas, elementos de contorno e volumes finitos. O método de volumes finitos (Patankar; 1980; Maliska, 1995; Versteeg e Malalaseckera, 1995; Fortuna, 2000), consiste em dividir o domínio de cálculo em um número finito de subdomínios de volume de controle, tal que há um volume de controle ao redor em cada ponto da malha. A discretização é feita integrando todos os termos das equações da quantidade de

movimento; no volume e no tempo para cada volume de controle, usando, por exemplo, o sistema de interpolação upwind (Upstream Differencing Scheme) para os termos convectivos, perfis lineares expressando a variação da grandeza de interesse entre os pontos de malha sendo usadas para avaliar as integrais requeridas. O resultado é a equação discretizada contendo os valores de grandeza de interesse para um grupo de pontos da malha.

A característica importante desta formulação é que a solução resultante implica que a conservação das quantidades de interesse é satisfeita em qualquer campo de volumes de controle e, conseqüentemente do domínio em estudo. Então, as equações diferenciais que regem o problema físico podem ser representadas por um sistema de equações algébricas, representando os valores de ϕ em cada ponto nodal.

3.5 – A malha numérica

A discretização das equações deve ser feita para uma malha de volumes que deve abranger todo o domínio de estudo. Devido a sua simplicidade, as malhas cartesianas são mais largamente utilizadas. As principais vantagens de utilizar malhas cartesianas são a simplicidade na realização dos balanços e a solução dos sistemas lineares resultantes. No entanto, existem pontos negativos, principalmente na grande dificuldade para se modelar problemas com geometrias complexas. Nestes casos, deve-se empregar uma discretização coincidente com as fronteiras, como por exemplo, um sistema de coordenadas generalizadas.

Qualquer geometria física tridimensional complexa, definida num sistema coordenado cartesiano, pode ser mapeada numa geometria regular no sistema de coordenadas generalizadas. A geometria irregular, definida no plano físico, pode mudar de forma sem que seja alterada sua representação no plano transformado. Assim, escrevendo-se as equações de conservação no sistema transformado, o programa computacional poderá ser desenvolvido para uma geometria fixa nesse plano. A alteração da geometria do plano físico não acarreta mudanças no programa computacional.

Como mencionado, o objetivo deste trabalho é estudar o escoamento fluido em dutos flexíveis submarinos.

O processo de construção e geração da malha utilizado no presente trabalho tem como base os comandos e ferramentas do CFX[®] 3D 4.4. Os seguintes procedimentos foram executados:

a) Arquivo da malha: Ao iniciar o CFX[®] 3D 4.4, deve-se identificar a pasta na qual o arquivo que contém a malha deverá ser salvo. Utiliza-se o comando CFX BUILD para construir a malha. Este arquivo será salvo com extensão (.db);

b) Pontos: No comando CFX BUILD, seleciona-se a opção GEOMETRY, executando as seguintes ações: ACTION \Rightarrow Create; OBJECT \Rightarrow Point; METHOD \Rightarrow xyz. Em seguida deve-se informar as coordenadas dos pontos, na opção POINT ID LIST e POINT COORDENATE LIST. Desta forma cria-se os pontos no qual serão a base da geometria da malha (duto) (Figura 3.2).

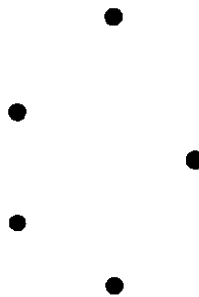


Figura 3.2 – Pontos no CFX Build.

c) Linhas: Executa-se o mesmo processo acima, porém com as seguintes alterações: ACTION \Rightarrow Create; OBJECT \Rightarrow Curve; METHOD \Rightarrow Point. Repete-se a mesma seqüência, utilizando-se as opções: ACTION \Rightarrow Create; OBJECT \Rightarrow Surface; METHOD \Rightarrow edge; deve-se clicar com o mouse nas retas da superfície e usar o comando APPLY (Figura 3.3).

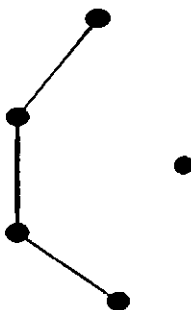


Figura 3.3 – Pontos unidos por linha no CFX Build.

d) Superfície: Após esta etapa deve-se utilizar os comandos ACTION \Rightarrow Transform; OBJECT \Rightarrow Surface; METHOD \Rightarrow Rotate, e APPLY. Utilizou-se no comando PREFERENCES \Rightarrow GLOBAL MODEL TOLERANCE \Rightarrow 0,005 (distância entre as conexões dos pontos e linhas) (Figura 3.4).

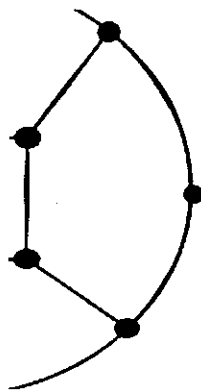


Figura 3.4 – Superfície por linha no CFX Build.

e) As etapas b, c e d, referem-se a criação de 5 pontos que foram unidos por curvas, a partir destas curvas foram construídas uma superfície. Ao rotacionar-se três vezes esta superfície com ângulo de 90° , obteve-se uma malha de formato circular, de modo a assemelhar-se a um duto (Figura 3.5).

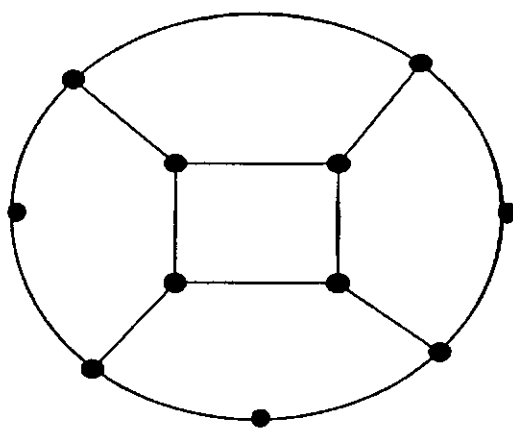


Figura 3.5 – Perfil inicial da malha.

No centro da superfície que foi criada define-se a entrada (INLET), com o comando ACTION \Rightarrow Create; OBJECT \Rightarrow Solid; METHOD \Rightarrow Glide, e APPLY. Para extrudar a superfície, seleciona-se NORMAL PROJECT GLID, clicando na superfície a ser prolongada, e em seguida utiliza-se a ferramenta PATCH, ACTION \Rightarrow Create Patch 2D; mantendo a tecla Shift pressionada e clicando com o mouse em toda a superfície de entrada, em seguida, clica-

se na opção APPLY. De forma análoga, na outra extremidade da malha, define-se a saída (OUTLET). Repete-se o processo acima descrito para completar toda a extensão da malha.

Para refinar a malha, utiliza-se o comando MESH, ACTION \Rightarrow Create; METHOD \Rightarrow Mesh Seed; TYPE \Rightarrow One Way Bas. Define-se o número 20 elementos para cada trecho que constitui a malha, clicando na curva do centro da superfície de entrada da malha até a sua extremidade. Após este processo utiliza-se o comando ACTION \Rightarrow Create; METHOD \Rightarrow Mesh; seleciona-se todo o sólido e clica no APPLY. A Figura 3.6 ilustra uma vista em perspectiva de um trecho da malha construída.

Para a obtenção da solução do problema, utilizou-se o esquema UDS de interpolação para os termos convectivos e método SIMPLEC para o acoplamento pressão-velocidade. Em anexo encontra-se o arquivo principal gerado a partir do uso do CFX[®] 3D, versão 4.4.

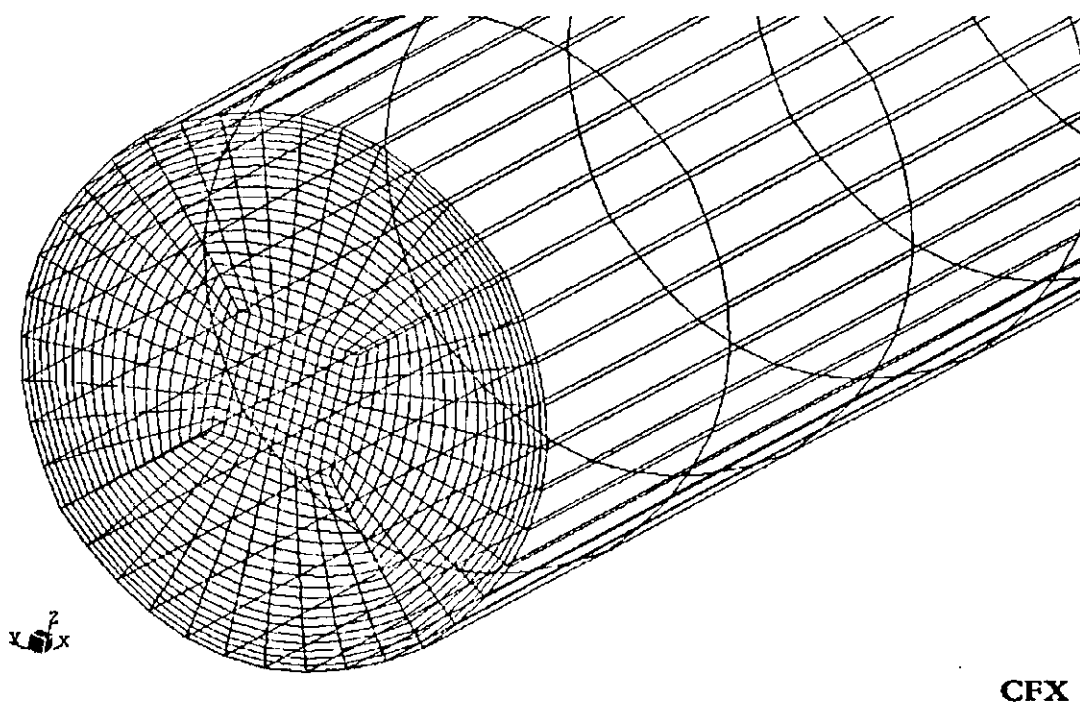


Figura 3.6 - Trecho da malha utilizada no presente trabalho.

Vale salientar que os valores descritos na tabela 1 foram escolhidos para um óleo, de forma arbitrária, após consultas as referências bibliográficas. Para uma melhor aproximação da realidade seria conveniente utilizar as propriedades de um óleo brasileiro, mas, esta informação faz parte do sigilo das empresas. No entanto, o modelo físico adotado permite fazer as devidas alterações.

A Tabela 1 apresenta os dados usados na simulação.

Tabela 1 - Propriedades termofísicas do petróleo usadas na simulação.

Propriedade	Valor	Fonte
ρ	970 kg/m ³	Incropera e DeWitt (2002)
μ	0,5 N.s/m ²	-----
cp	1800 J/kg.K	Incropera e DeWitt (2002)
k	0,147 W/m.K	Incropera e DeWitt (2002)

Nesta pesquisa, as seguintes considerações foram assumidas no modelo:

- ❖ Escoamento laminar;
- ❖ Regime Permanente;
- ❖ Escoamento tridimensional;
- ❖ Escoamento incompressível;
- ❖ Escoamento não-isotérmico;
- ❖ Propriedades termo-físicas constantes;
- ❖ Sem existência de força de corpo.

As seguintes condições de contorno foram usadas:

- ❖ $u = v = 0$ e $w = 0,065$ m/s em $z = 0$ para $\forall (x,y)$;
- ❖ $u = v = 0$ para $\forall (x,y) / x^2 + y^2 = R^2$;
- ❖ $T = 320$ K em $z = 0$ para $\forall (x,y)$;
- ❖ $T = 280$ K para $\forall (x,y) / x^2 + y^2 = R^2$.

Um critério de convergência de 10^{-8} foi usado para a massa. A temperatura da água foi suposta constante e igual a 7 °C (280 K) em toda a extensão do duto, independentemente da profundidade. Isto é uma hipótese razoável tendo em vista a pequena altura do duto em relação ao fundo do mar (aproximadamente 40 m).

O duto tem um comprimento de aproximadamente 70 m e diâmetro de 0,15 m. O formato da extensão do duto foi admitido arbitrariamente sem qualquer critério de escolha, apenas tentando se aproximar da realidade.

Devido às limitações do microcomputador utilizado nesta simulação, o comprimento total do duto (≈ 70 m) é pequeno comparado aos utilizados em campo. Porém uma das possíveis maneiras de simular o escoamento para um trecho de maior comprimento é dividir toda a extensão do duto em trechos menores, e utilizar os dados de saída de um certo trecho como dados de entrada para um próximo trecho do duto, de forma tal, a contemplar toda a extensão do duto de acordo com o seu comprimento real (desde a cabeça do poço até a plataforma de produção).

CAPÍTULO 4

RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 - Malha Numérica

Todo o trabalho foi desenvolvido no Laboratório Computacional de Térmica e Fluidos, do Departamento de Engenharia Mecânica, no Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Federal de Campina Grande. A máquina utilizada para a simulação do escoamento foi um Pentium IV de 1.7 Ghz, com 512 MB RAM e HD de 40 Gb.

A Figura 4.1 ilustra detalhes da malha utilizada, que contém 549000 elementos, e 600002 pontos obtidos após vários refinamentos.

4.2 - Validação

Para validar a solução numérica, resultados da velocidade axial ao longo de y e z na saída do duto e temperatura $T = 320$ K em $z = 0$ para $\forall (x,y)$ são comparadas com os resultados analíticos dado pela equação (2.4) e (2.6) respectivamente. A Figura 4.2 ilustra esta comparação entre os resultados analítico e numérico para a velocidade. Verifica-se que um excelente ajuste foi obtido, com erro máximo de 0,22 % em $y = 0$.

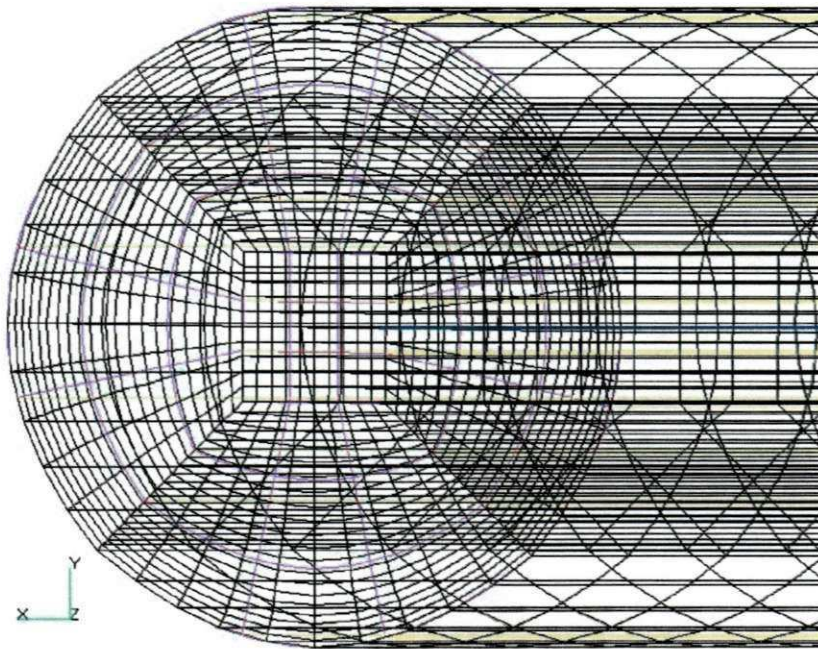


Figura 4.1 – Vista frontal de uma parte da malha numérica.

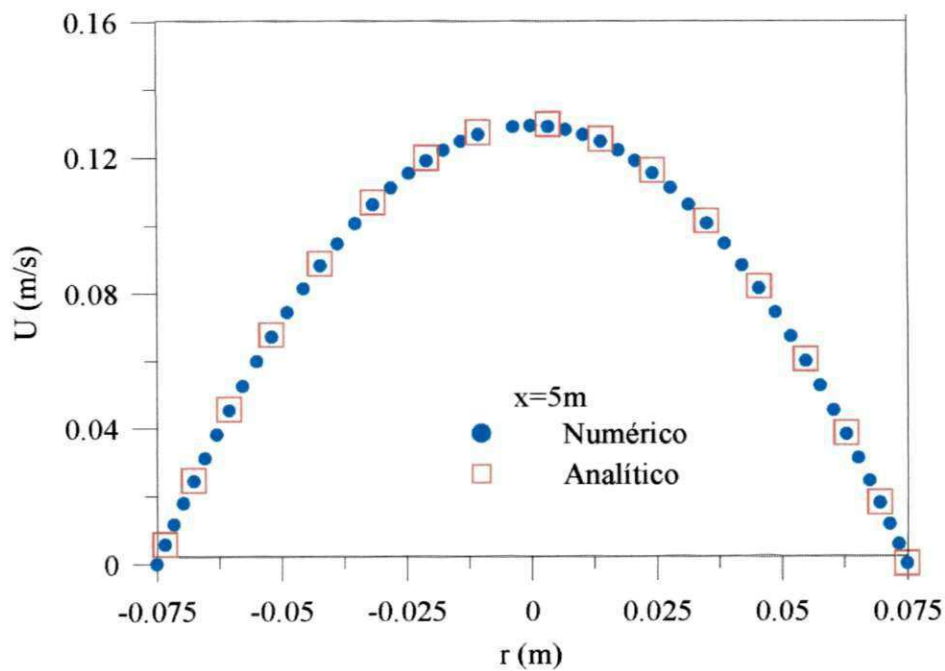


Figura 4.2 – Comparação entre a velocidade axial do fluido no duto em $x = 5$ m, obtida analiticamente e neste trabalho.

A Figura 4.3 ilustra a comparação entre os resultados analítico e numérico para a temperatura do fluido.

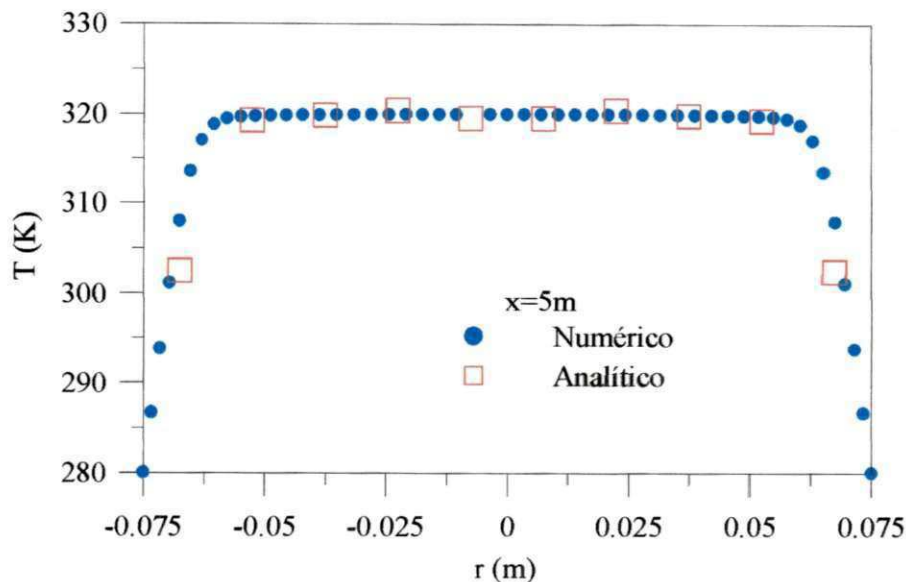


Figura 4.3 – Comparação entre a temperatura do fluido em $x = 5$ m, obtida analiticamente e neste trabalho.

4.3 - Resultados Numéricos

A Figura 4.4 ilustra os resíduos de massa e velocidades obtidas na simulação. Nesta simulação foi utilizado um tempo de CPU de $8,755 \cdot 10^4$ s, sendo realizadas 5276 iterações, com um fluxo de massa de $1,097$ kg/s e um fluxo de calor total convectivo atravessando todas as paredes de aproximadamente $1,103 \cdot 10^4$ J/s.

A Figura 4.5 ilustra uma vista em perspectiva do duto usado nas simulações. Ele é composto de um trecho reto de 10 m, uma senóide com comprimento de 10 m e amplitude de 1 m e na sequência uma catenária com projeção no eixo x de 20 m e no eixo y de 32 m, com comprimento aproximado de 40 m.

A Figura 4.6 descreve o campo de pressão ao longo do duto. Verifica-se que existe um decréscimo da pressão ao longo do escoamento, com uma pressão máxima na entrada do duto e mínima no final, conforme esperado. Os maiores gradientes de pressão estão próximos à entrada do duto decrescendo gradativamente ao longo do mesmo. Um $\Delta P = 2898,403$ Pa foi necessário para deslocar o óleo em todo o trecho do duto, sem considerar os efeitos da gravidade. Levando-se em consideração este efeito deve-se adicionar a este valor, ΔP equivalente ao peso da coluna de líquido (hidrostática) para uma altura ≈ 32 m (catenária).

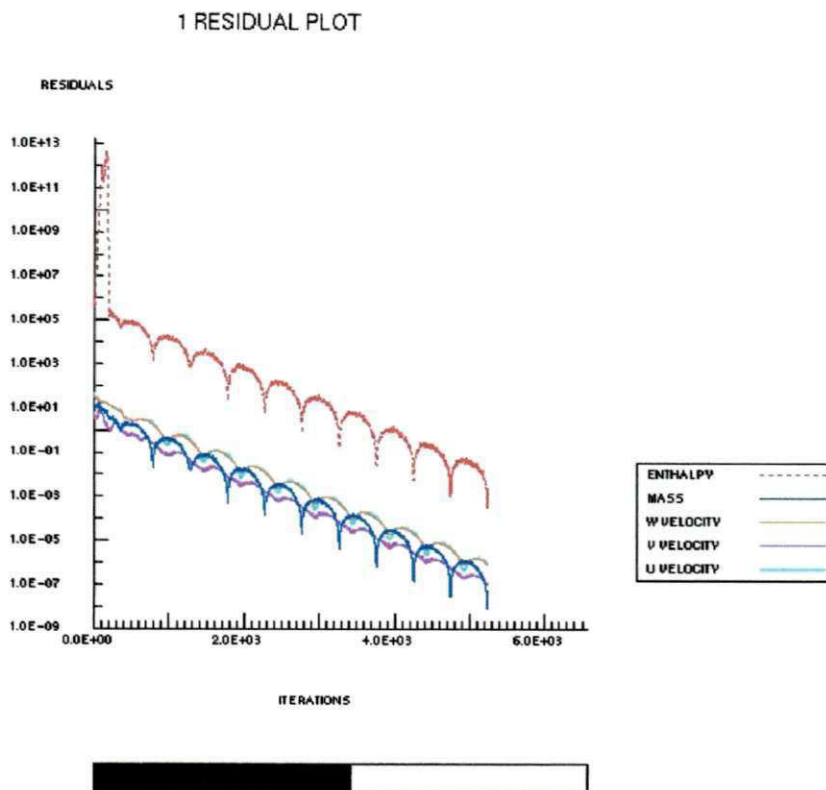


Figura 4.4 - Resíduo de massa e velocidade obtida durante a simulação do escoamento.

A Figura 4.7 ilustra o campo de velocidade na direção axial ao escoamento. Pode-se observar que a velocidade é zero na parede e vai aumentando em direção ao centro do duto, onde atinge seu valor máximo. Verifica-se também a formação da camada limite e a região de entrada hidrodinâmica. A entrada do duto é na borda esquerda da figura. Verifica-se que à medida que o fluido escoar, a velocidade no centro do duto vai aumentando (para manter o mesmo fluxo de massa na entrada) até atingir a região completamente desenvolvida, onde a velocidade é máxima em z , e zero em x e y .

As Figuras 4.7 – 4.9 ilustram as distribuições de velocidade, pressão e temperatura, em uma região próxima à entrada do duto, iniciando em $z = 0$.

A Figura 4.9 descreve a distribuição de temperatura do fluido (óleo) no duto. Verifica-se que a temperatura é de 280 K na parede e eleva-se em direção ao centro do duto, onde atinge seu valor máximo. Evidentemente, devido a transferência de calor para a parede do duto, o fluido vai se resfriando ao longo do escoamento, formando uma camada limite térmica.

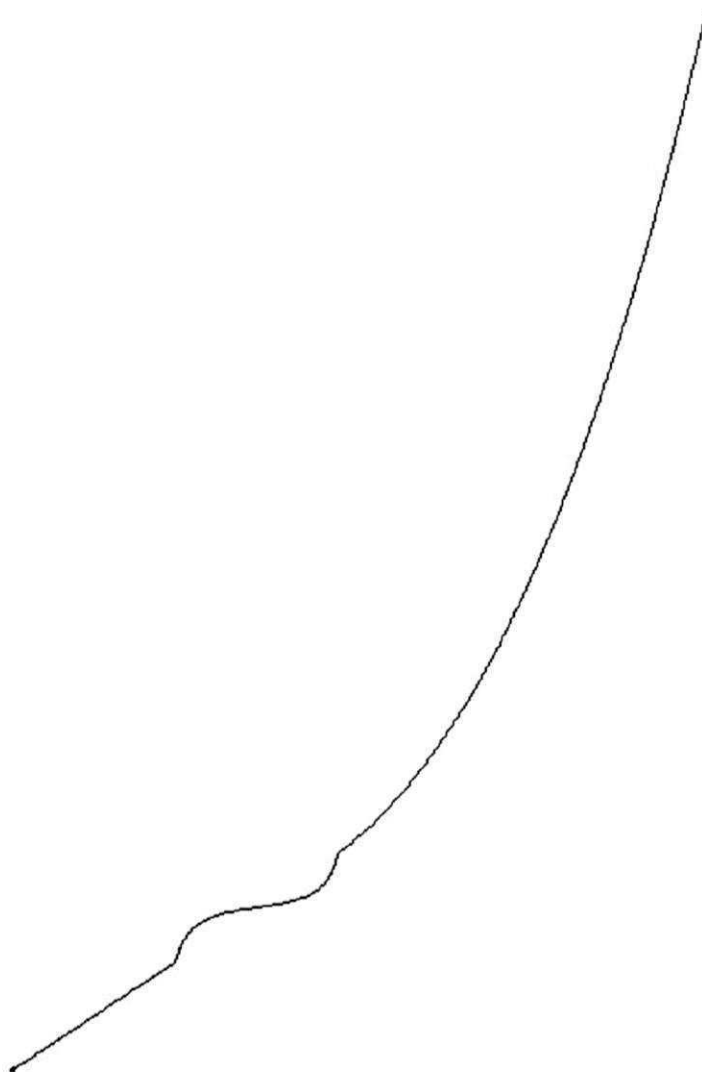
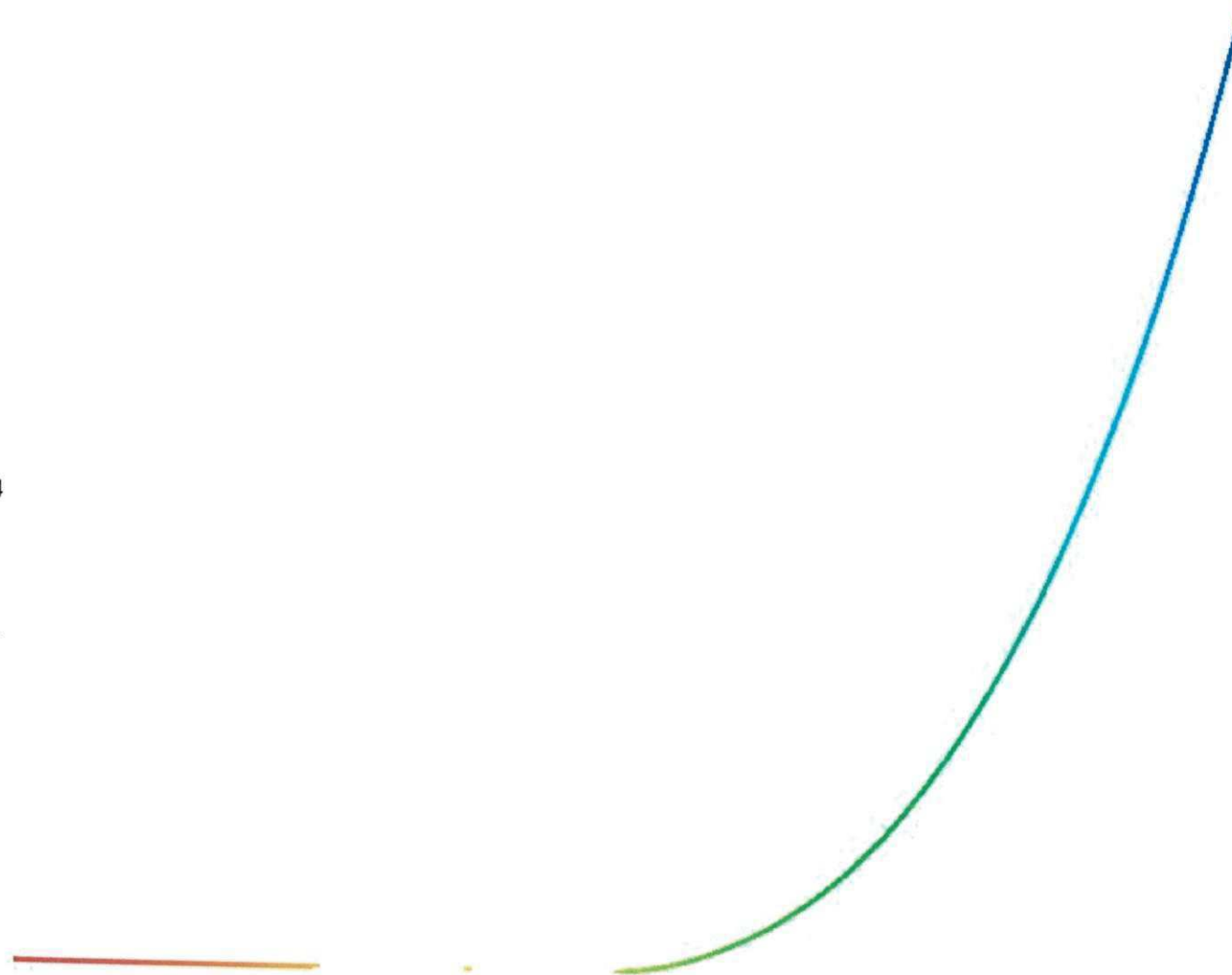
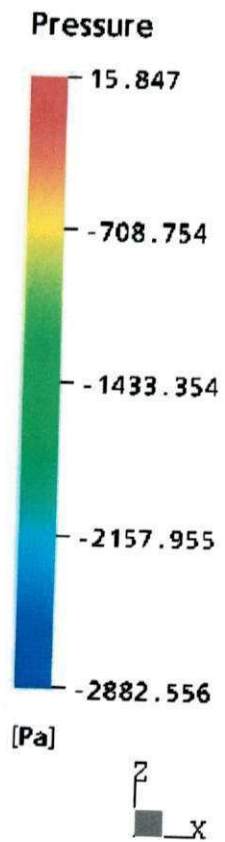


Figura 4.5 – Vista em perspectiva do duto usado nesta pesquisa.

CFX



CFX

Figura 4.6 - Distribuição de pressão do óleo ao longo do duto na direção axial.

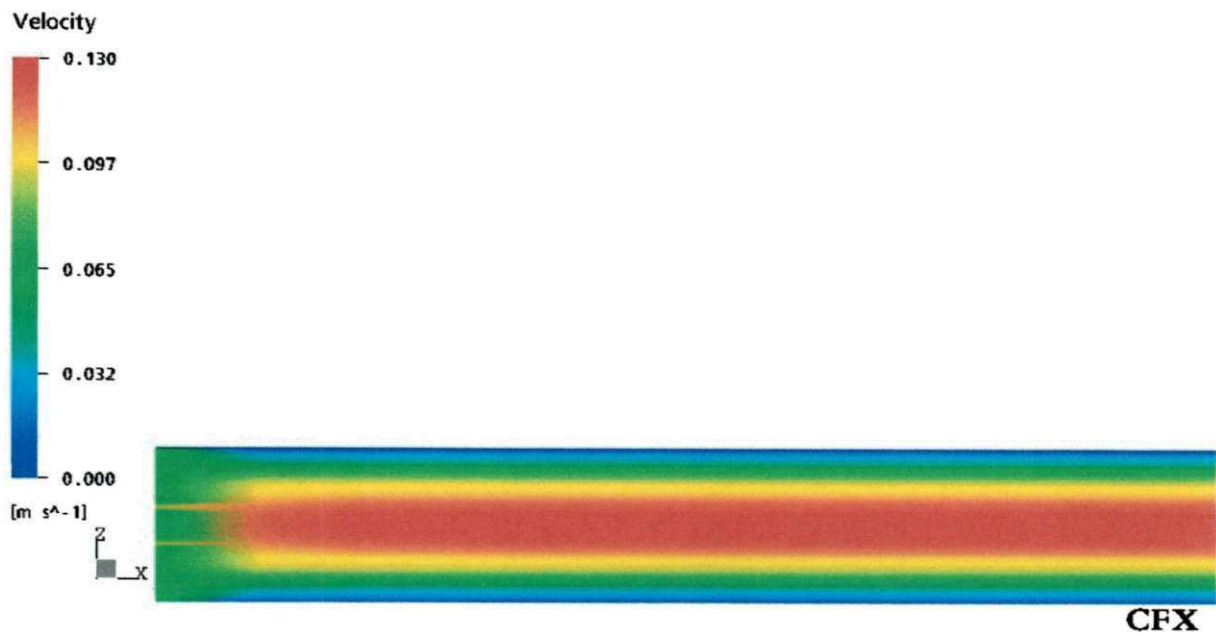


Figura 4.7 - Distribuição da velocidade do óleo numa região próxima a entrada do duto.

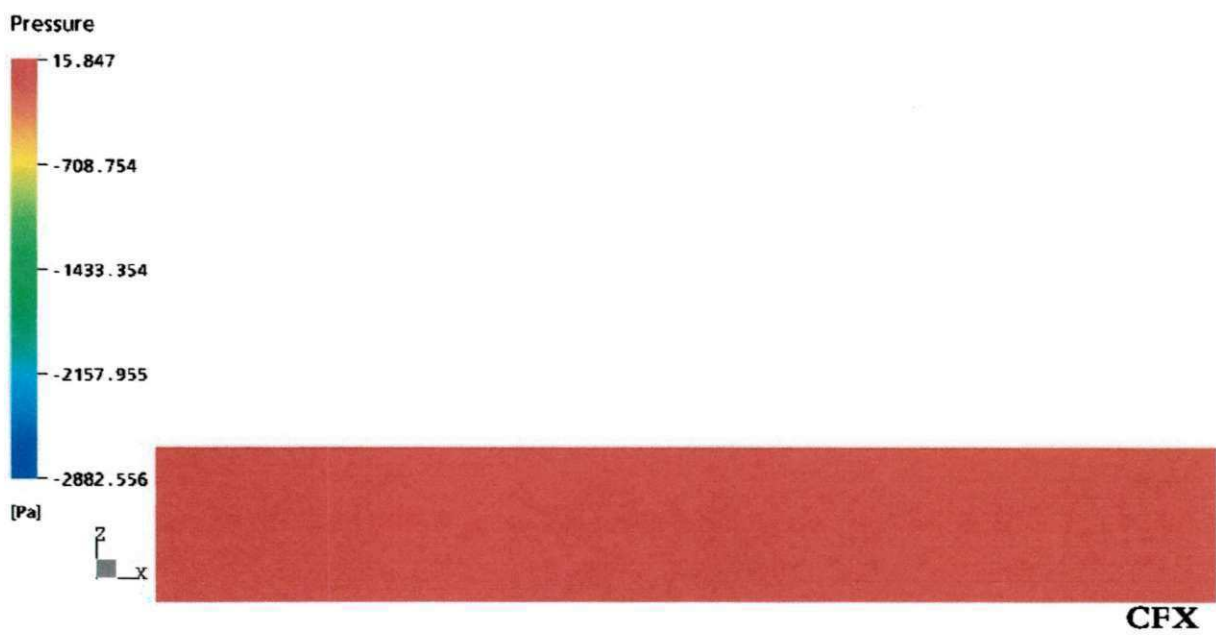


Figura 4.8 – Distribuição de pressão do óleo numa região próxima a entrada do duto

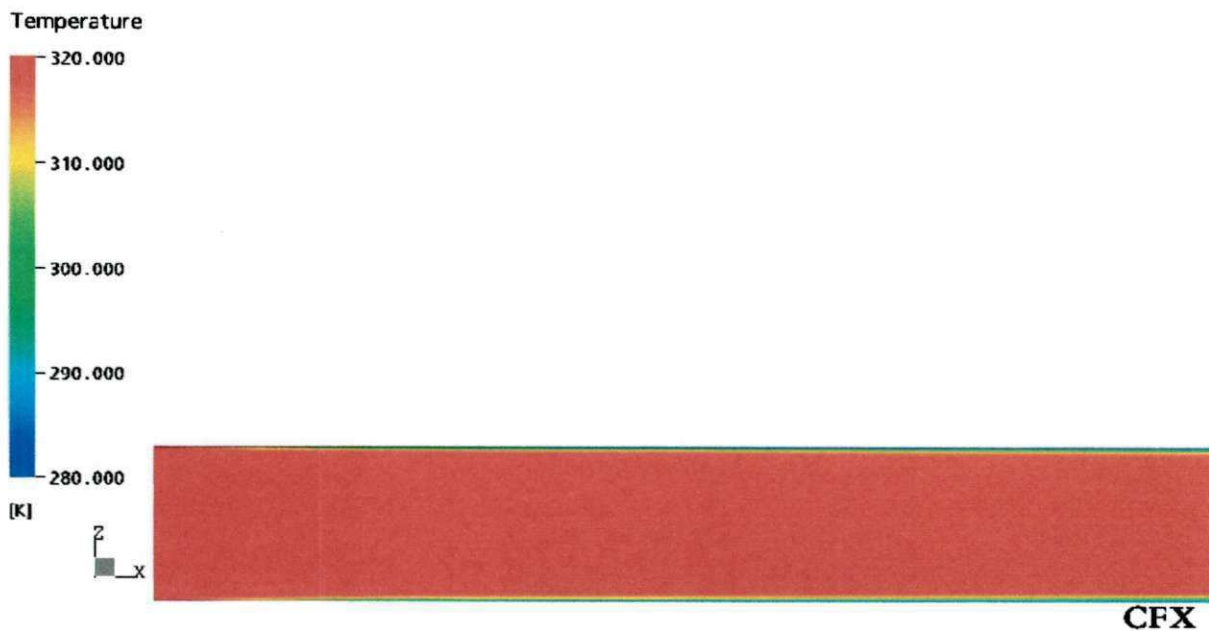


Figura 4.9 – Distribuição de temperatura do óleo numa região próxima a entrada do duto.

Observa-se na Figura 4.7 que nas paredes a massa fluida é freada, como já esperado devido à condição de não-escorregamento. Este efeito é transmitido a todas as camadas de fluido adjacentes, ocorrendo a formação de uma camada limite hidrodinâmica. Observa-se também que ao longo do duto a velocidade no centro é máxima. Este resultado também já era esperado e está de acordo com a literatura, visto que, devido à exigência de conservação da massa é necessário um aumento da velocidade na região central do duto, para manter a mesma massa escoando (fluxo de massa). Observa-se, ainda que a poucos centímetros da entrada do duto, na Figura 4.8 vê-se que para o trecho considerado, a pressão praticamente não se modificou.

Na Figura 4.9 verifica-se que próximo às paredes do duto, a temperatura do fluido é resfriada rapidamente para 280 K, devido a condição de temperatura constante na parede. Este efeito é transmitido a todas as camadas de fluido adjacentes, gerando a formação de uma camada limite térmica. (Kakaç et al., 1987).

Comparando-se as Figuras 4.7 e 4.9 observa-se uma pequena região de entrada hidrodinâmica, implicando que praticamente todo o escoamento se dá o perfil de velocidade

completamente desenvolvido. Isto está em concordância com os resultados calculados de $z_{ed,h} = 0,142$ m e $z_{ed,t} = 868,54$ m, a partir das equações 2.2 e 2.5. Neste escoamento, os números de Reynolds e Prandtl foram de 18,91 (escoamento laminar) e 6122,49, respectivamente.

As Figuras 4.10 – 4.12 ilustram as distribuições de velocidade, pressão e temperatura na região curva do duto (senóide no plano yx).

As Figuras 4.13 – 4.18 (na entrada da senóide, lado direito), 4.19 – 4.21 (parte intermediária da senóide) e 4.22 – 4.27 (saída as senóide, lado esquerdo) reportam as distribuições de velocidade, pressão e temperatura do óleo do duto.

Verifica-se que o comportamento destas variáveis é similar ao discutidos nas figuras anteriores, vale salientar que na região curva, ocorre a existência de escoamentos secundários (produzido por forças centrífugas) constituído por uma par de turbilhões longitudinais, que aumentam a transferência de calor. Esta transferência de calor é realçada sem que se induza turbulência ou se ofereça área adicional para transferência de calor (Incropera e DeWitt, 2002). Esta observação é necessária devido à conservação de massa do fluido escoante.

Em dutos curvados há um escoamento secundário, devido ao fato de que as partículas próximas ao centro do tubo possuem uma alta velocidade e ao serem acionadas por uma alta força centrífuga que as direcionam para a parede. O escoamento secundário resultante está direcionado do centro para a parede e da parede para o centro, tipo recirculação, simétrica em relação ao eixo do duto. Além disso, a curvatura tem efeitos fortes na perda de carga em escoamentos laminares (Burmeister, 1983).

Observa-se, porém que estes fenômenos não foram notados com grande intensidade devido à baixa velocidade do óleo escoando no duto.



CFX

Figura 4.10 – Distribuição da velocidade do óleo na região curva do duto (senóide).

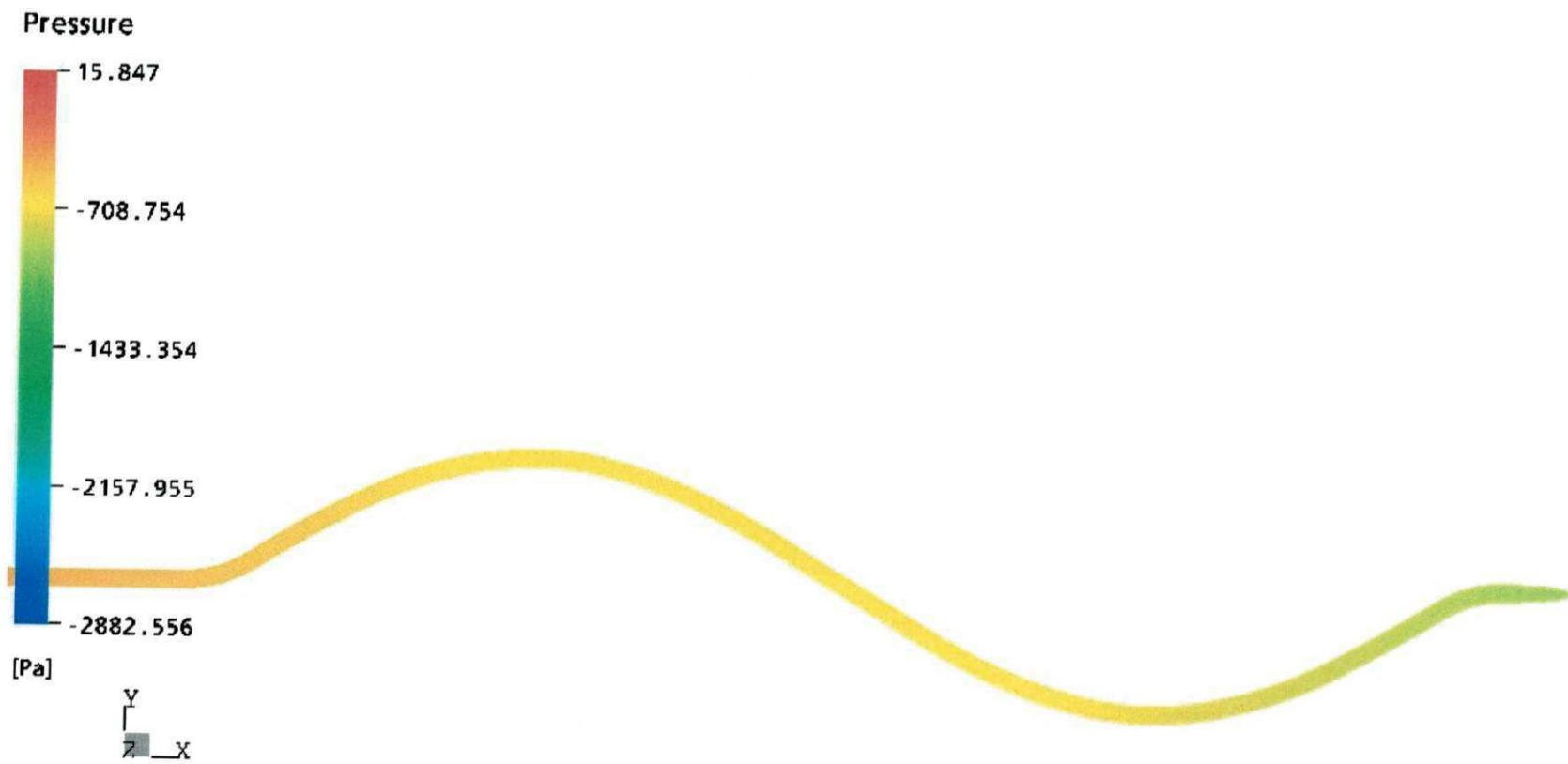
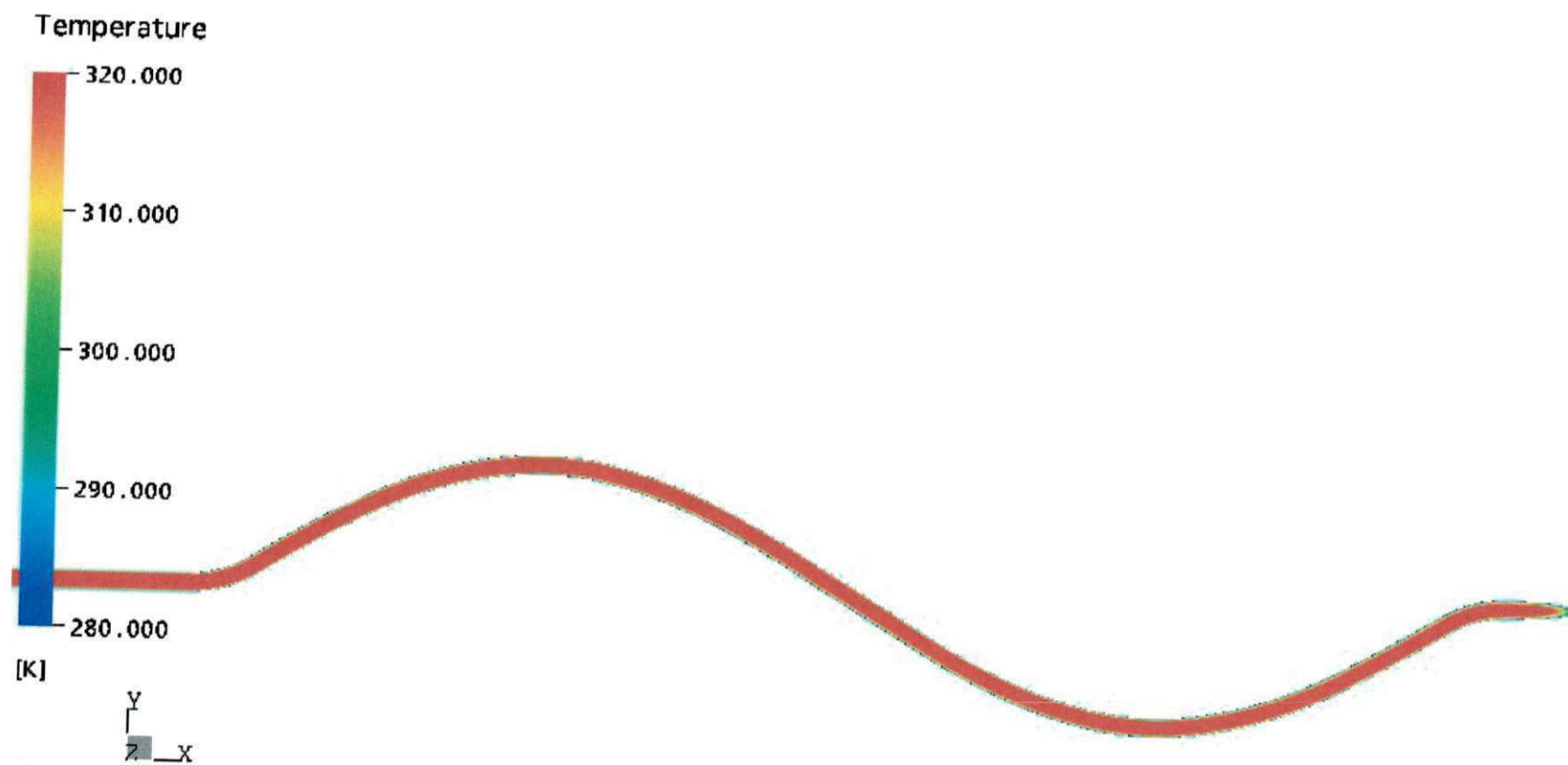
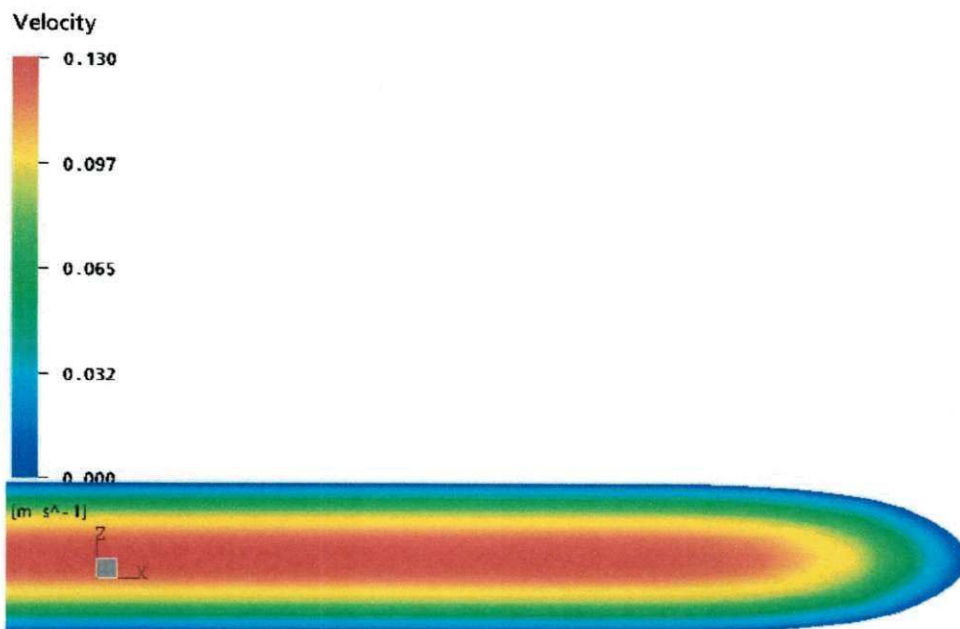


Figura 4.11 – Distribuição de pressão do óleo na região curva do duto (senóide).



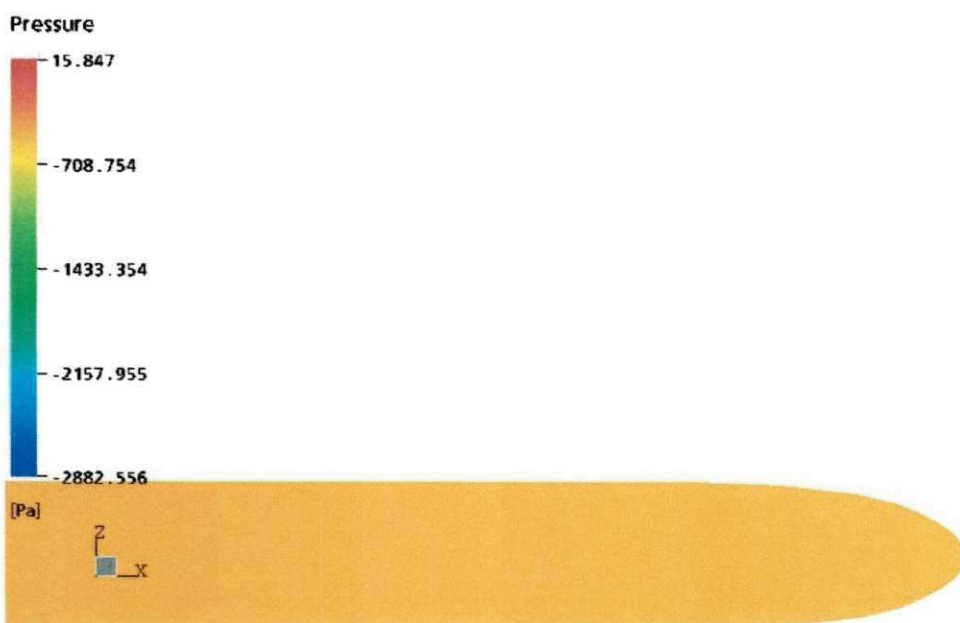
CFX

Figura 4.12 – Distribuição da temperatura do óleo na região curva do duto (senóide).



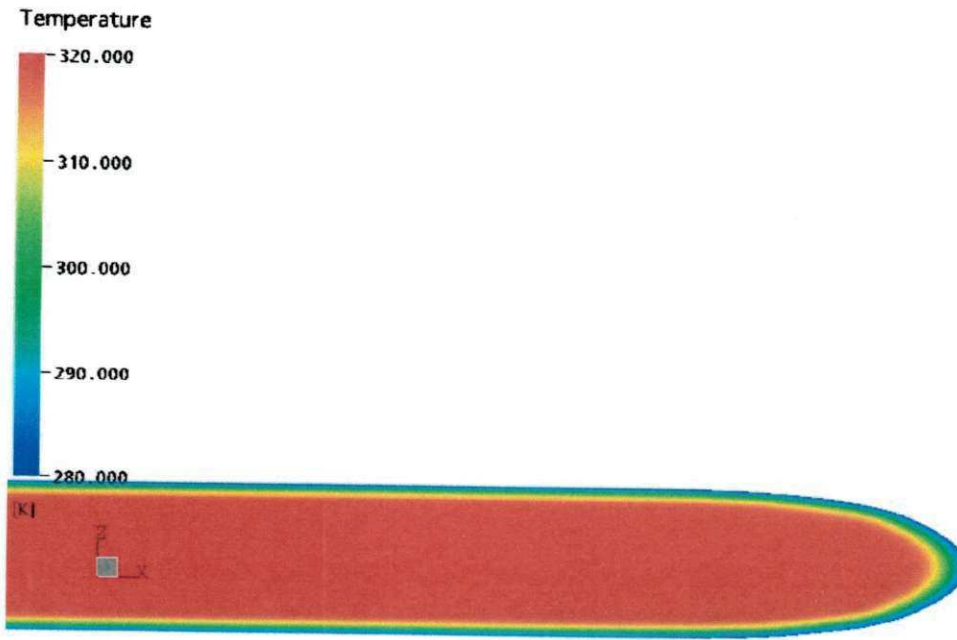
CFX

Figura 4.13 – Distribuição da velocidade do óleo na região de entrada da senóide (plano zx).



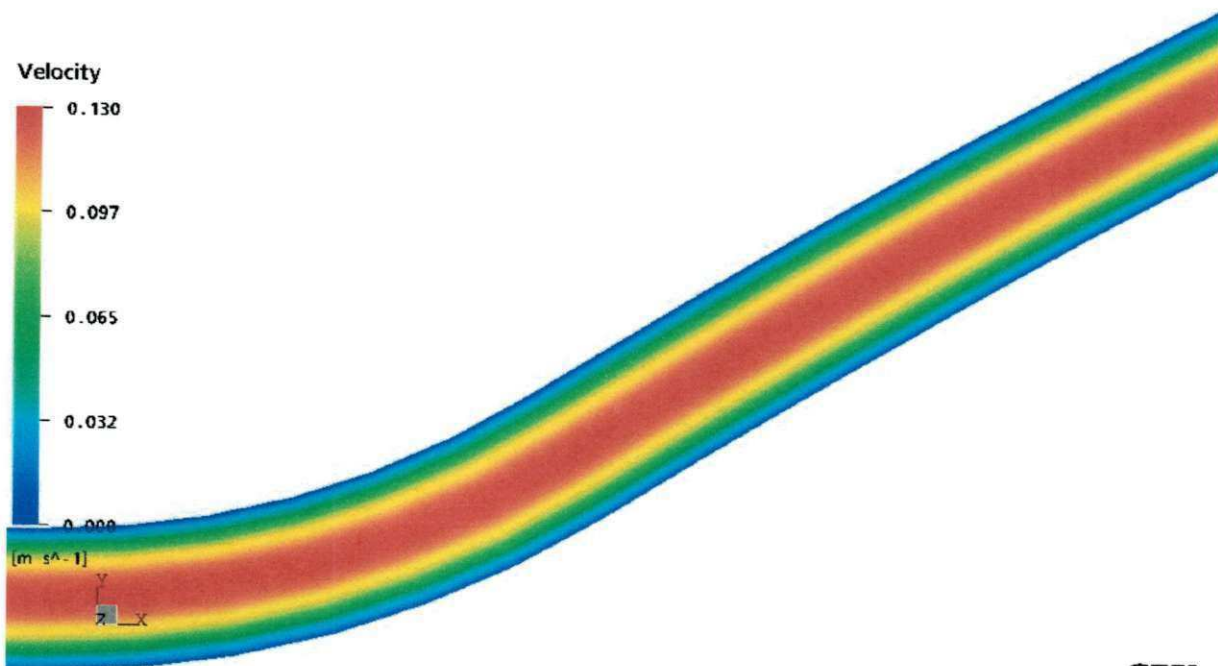
CFX

Figura 4.14 – Distribuição da pressão do óleo na região de entrada da senóide (plano zx).



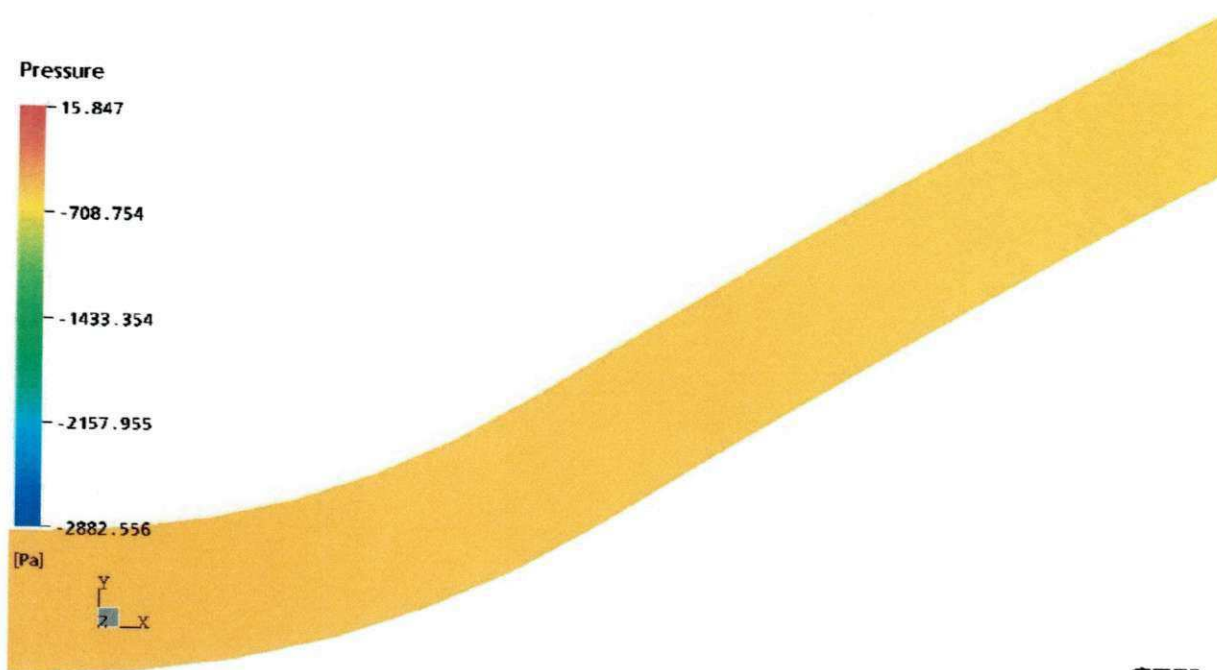
CFX

Figura 4.15 – Distribuição da temperatura do óleo na região de entrada da senóide (plano zx).



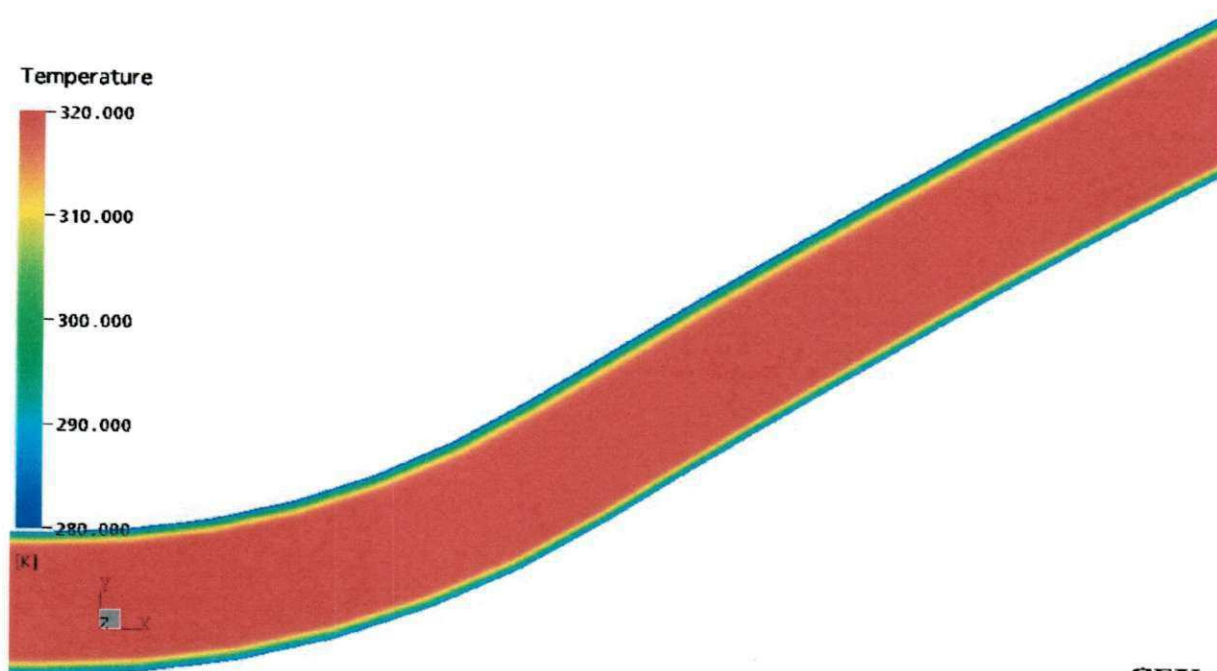
CFX

Figura 4.16 – Distribuição da velocidade do óleo na região de entrada da senóide (plano yx).



CFX

Figura 4.17 – Distribuição da pressão do óleo na região de entrada da senóide (plano yx).



CFX

Figura 4.18 – Distribuição de temperatura do óleo na região de entrada da senóide (plano yx).

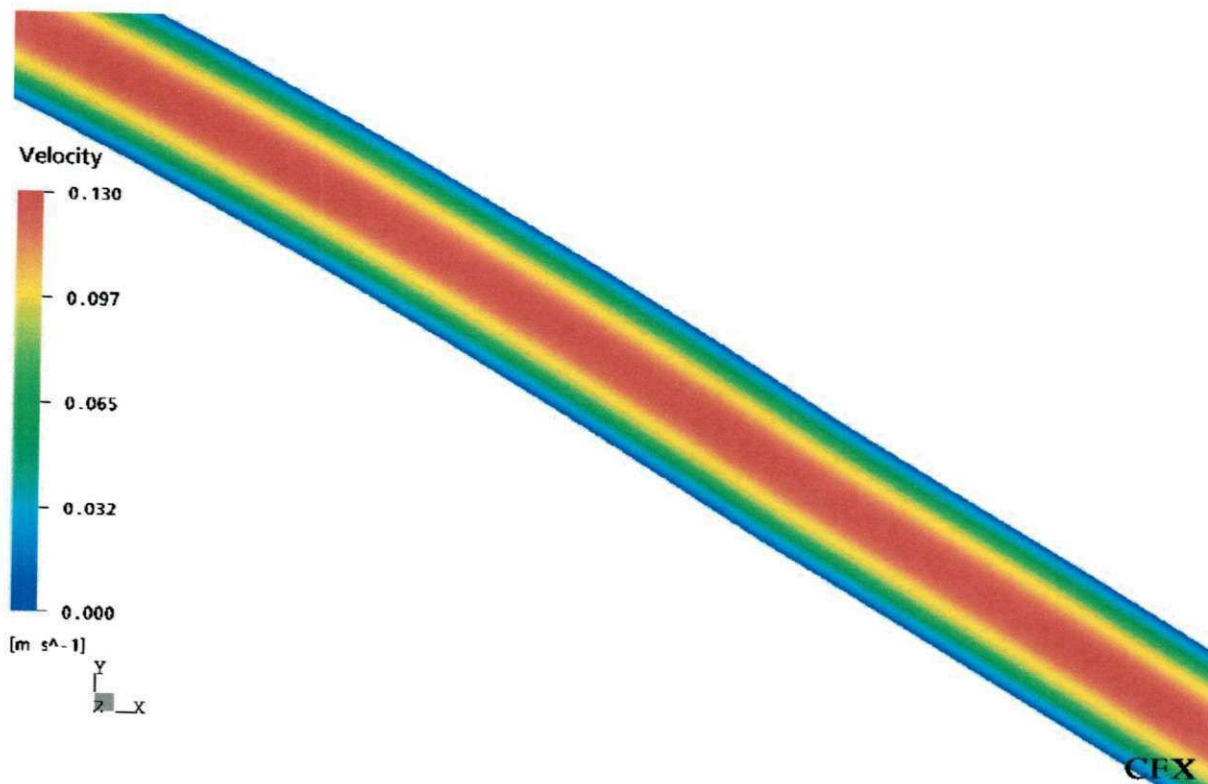


Figura 4.19 – Distribuição da velocidade do óleo na região intermediária da senóide.



Figura 4.20 – Distribuição da pressão do óleo na região intermediária da senóide.

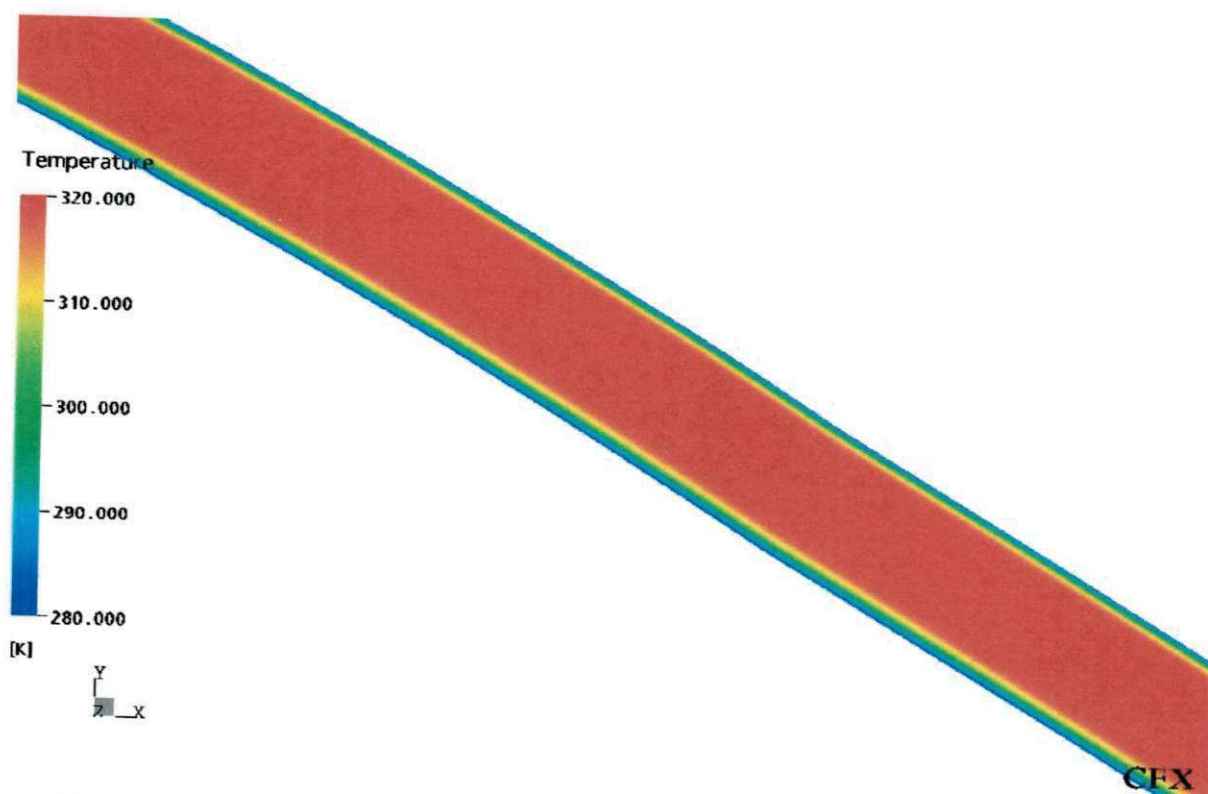


Figura 4.21 – Distribuição da temperatura do óleo na região intermediária da senóide.

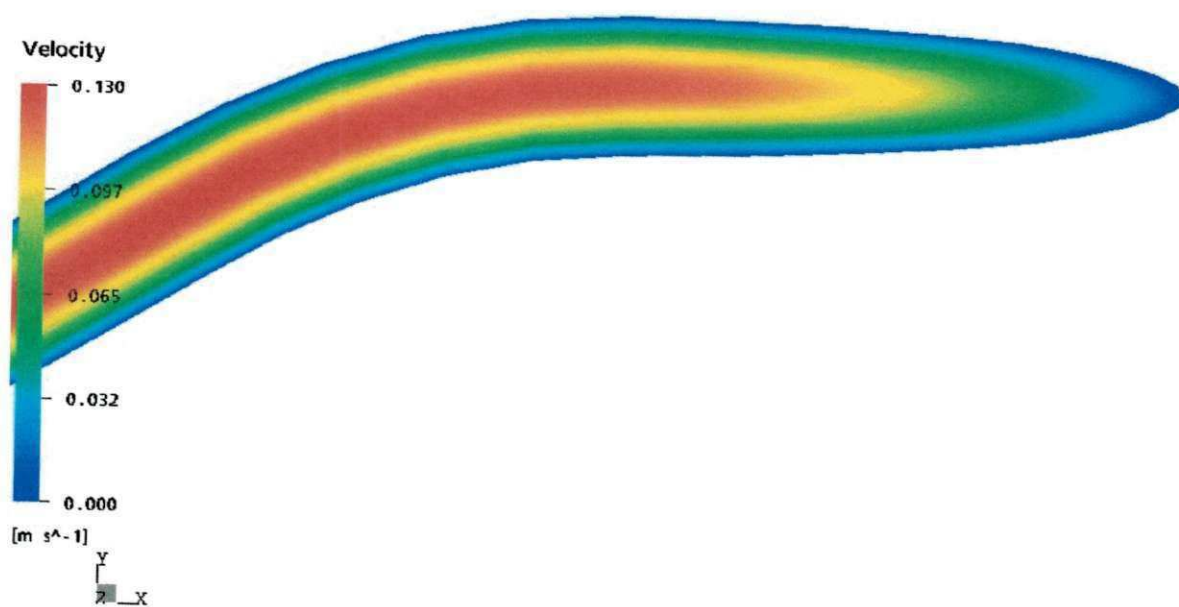
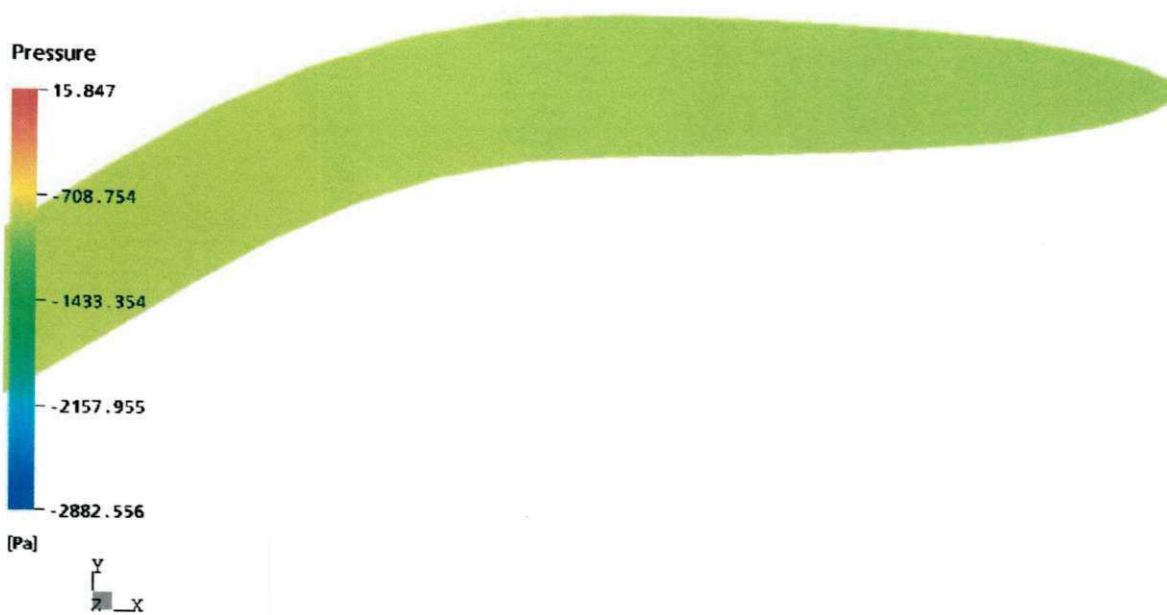
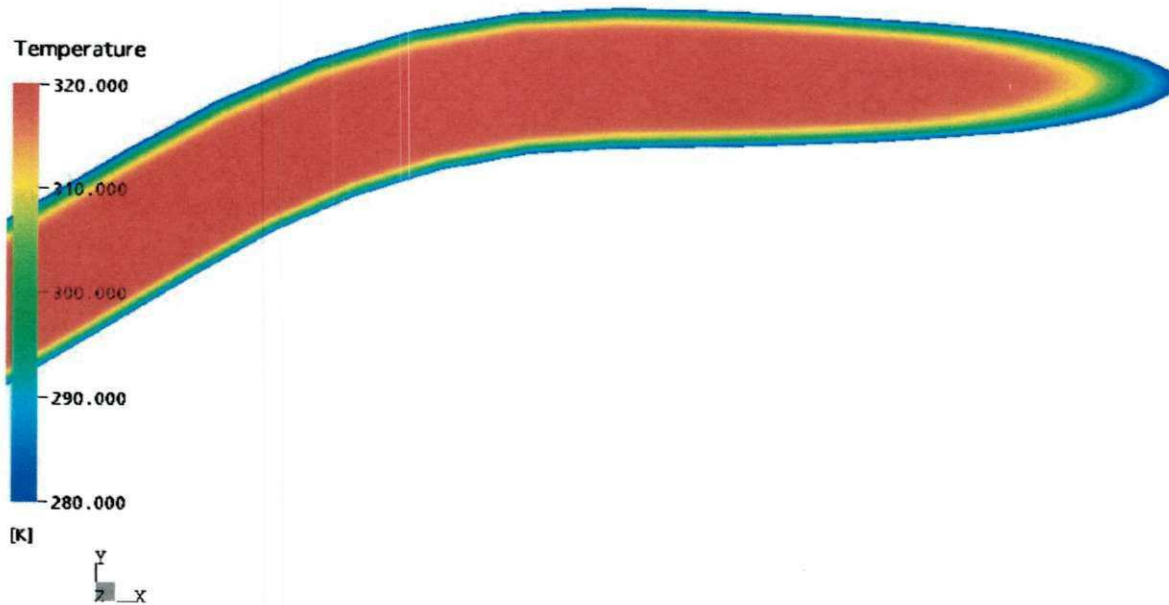


Figura 4.22 – Distribuição da velocidade do óleo na região de saída da senóide (plano yx).



CFX

Figura 4.23 – Distribuição da pressão do óleo na região de saída da senóide (plano yx).



CFX

Figura 4.24 – Distribuição da temperatura do óleo na região de saída da senóide (plano yx).

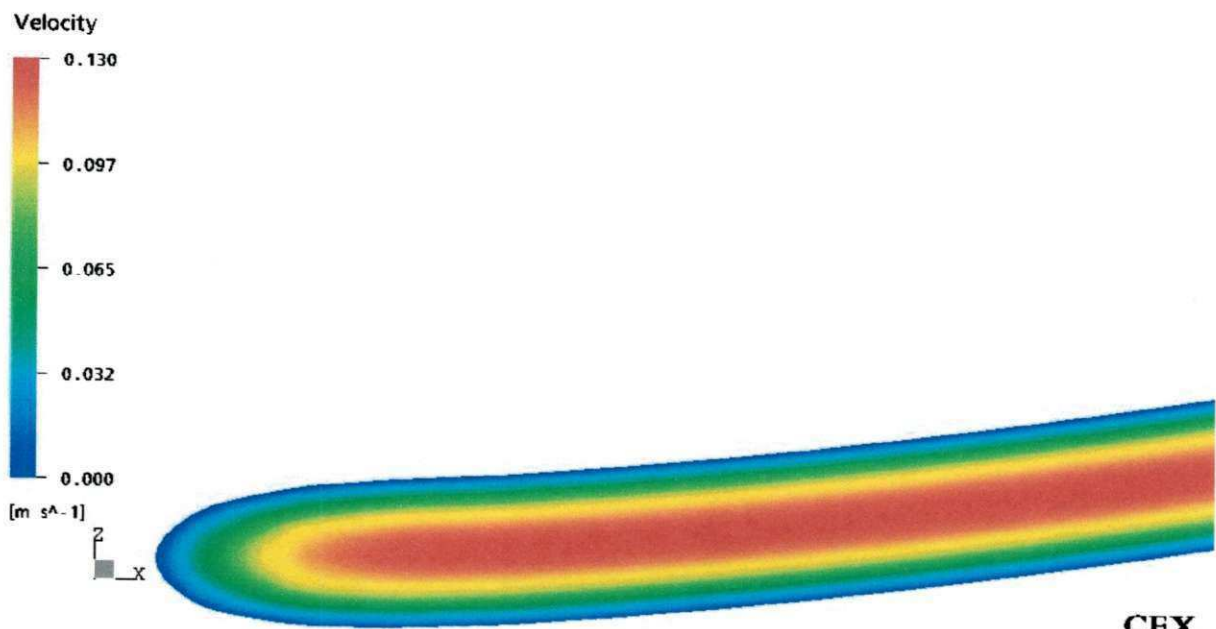


Figura 4.25 – Distribuição da velocidade do óleo na região de saída da senóide (plano zx).



Figura 4.26 – Distribuição da pressão do óleo na região de saída da senóide (plano zx).

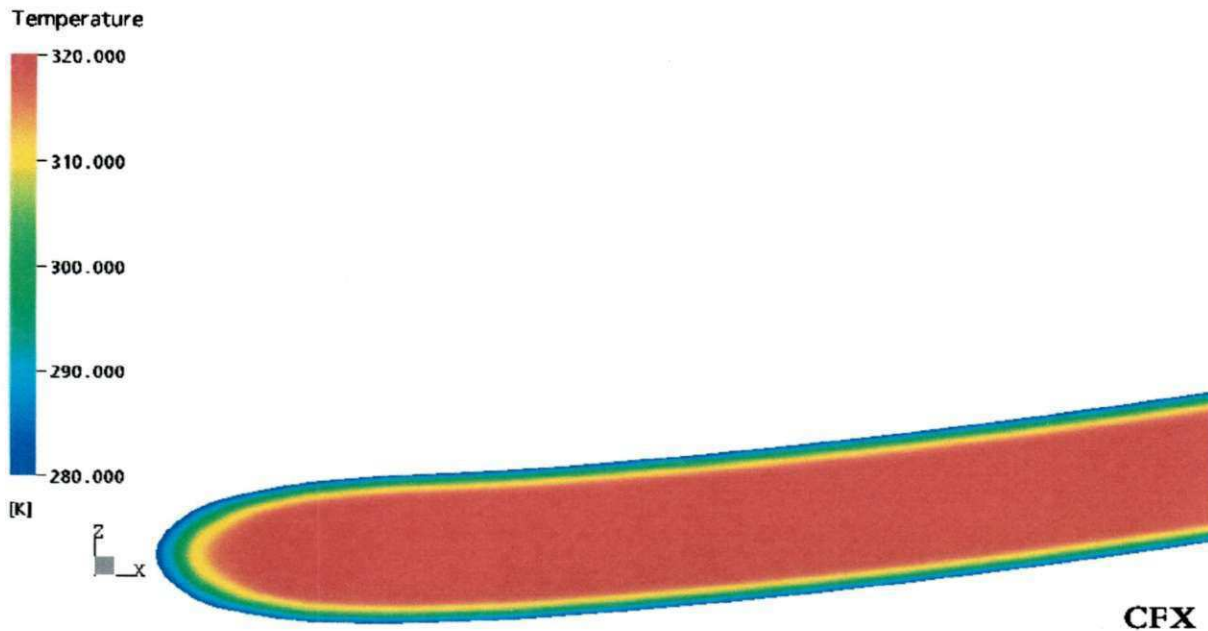


Figura 4.27 – Distribuição da temperatura do óleo na região de saída da senóide (plano zx).

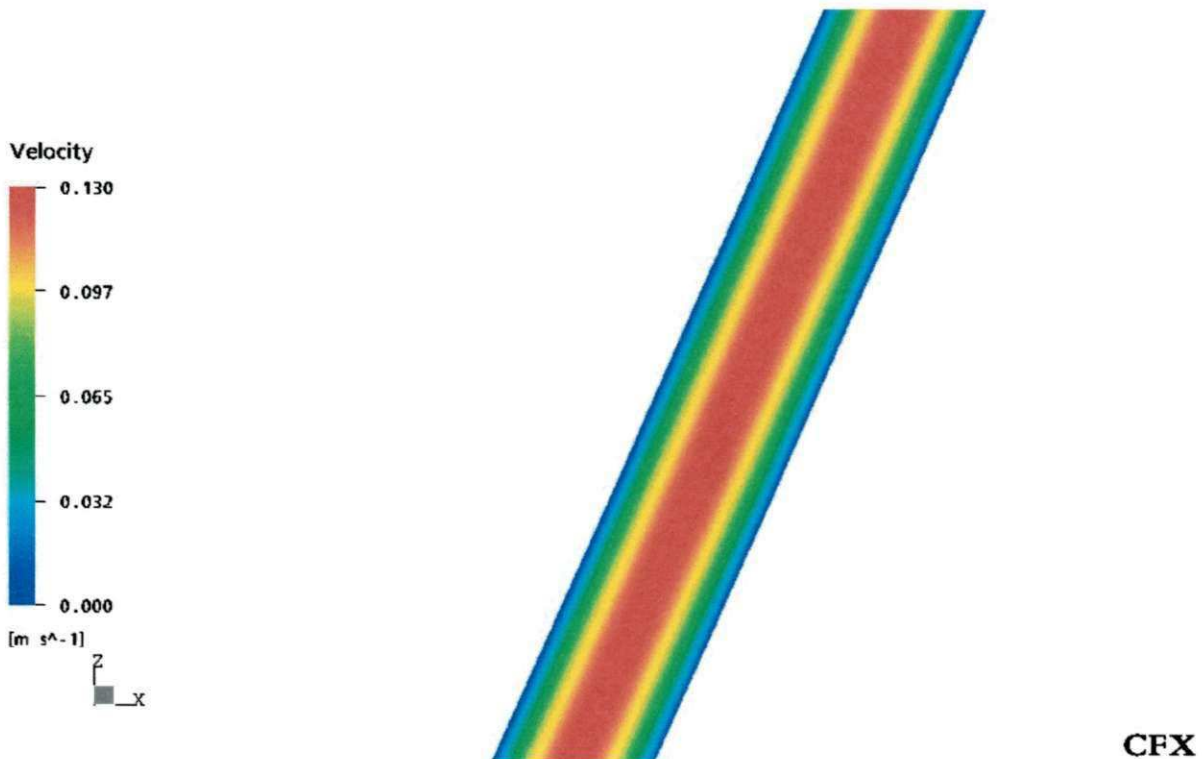


Figura 4.28 – Distribuição da velocidade do óleo na região intermediária da catenária.

As Figuras 4.28 – 4.30 ilustram as distribuições de velocidade, pressão e temperatura, na região intermediária da catenária, respectivamente. Verifica-se que não houve alteração do

campo de velocidade (perfil) e houve um decréscimo da pressão, em relação aos resultados anteriores. No entanto, verifica-se algo diferente no perfil de temperatura; ela está assimétrica (em relação ao trecho de entrada do duto). Isto ocorreu provavelmente devido aos efeitos de curvatura do mesmo.

As Figuras 4.31 – 4.33 ilustram a velocidade, pressão e temperatura locais num plano transversal na saída do duto. Pode-se observar que a velocidade é zero na parede e vai aumentando em direção ao centro do duto até atingir a velocidade máxima no seu centro, tal qual nas proximidades de entrada do duto. A pressão por sua vez praticamente não varia com x e y (como esperado).

Um detalhe importante com relação aos perfis de saída das Figuras 4.10 –4.15, 4.22-4.24 e perfis de entrada das Figuras 4.25-4.27 é que as mesmas não refletem realisticamente o comportamento do fluido escoante, uma vez que, esses perfis são gerados devido ao corte da área de secção transversal no duto pelo CFX[®] 3D para a respectiva visualização.



Figura 4.29 – Distribuição da pressão do óleo na região intermediária da catenária



Figura 4.30 – Distribuição da temperatura do óleo na região intermediária da catenária.

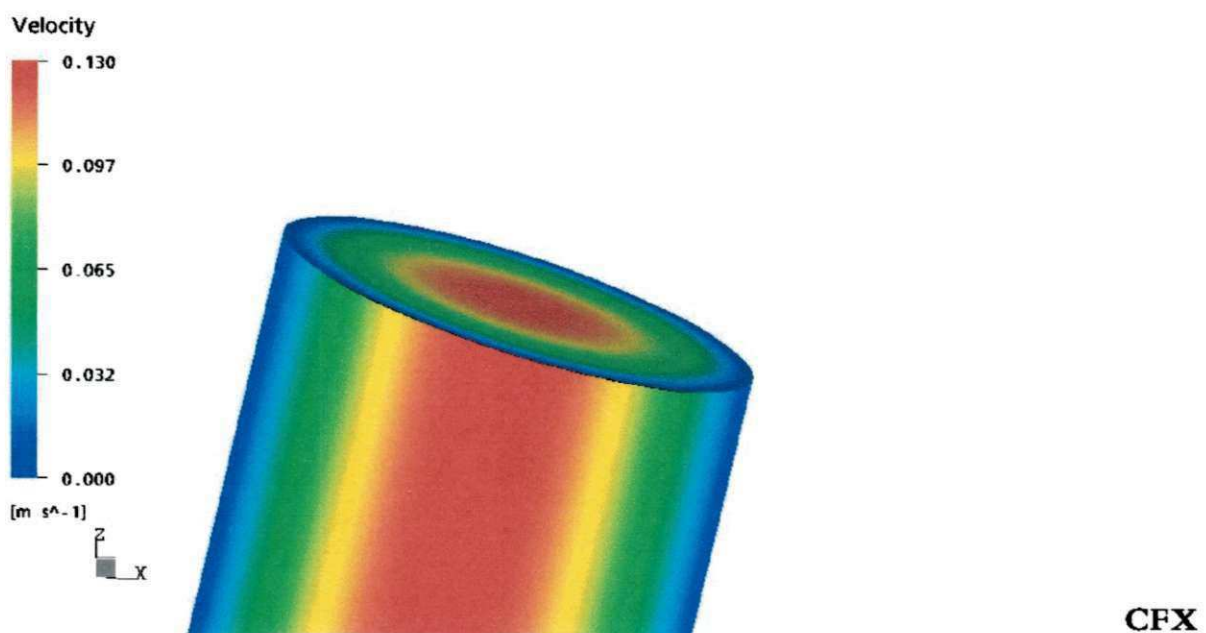
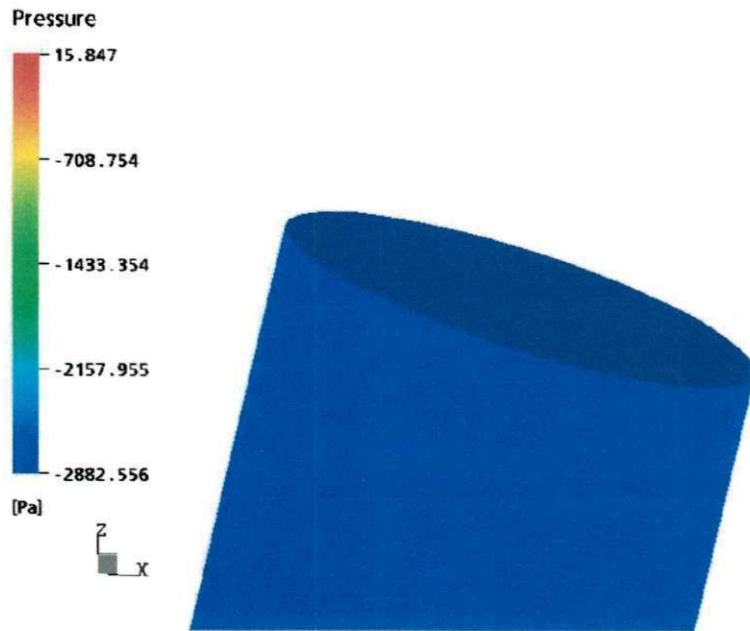
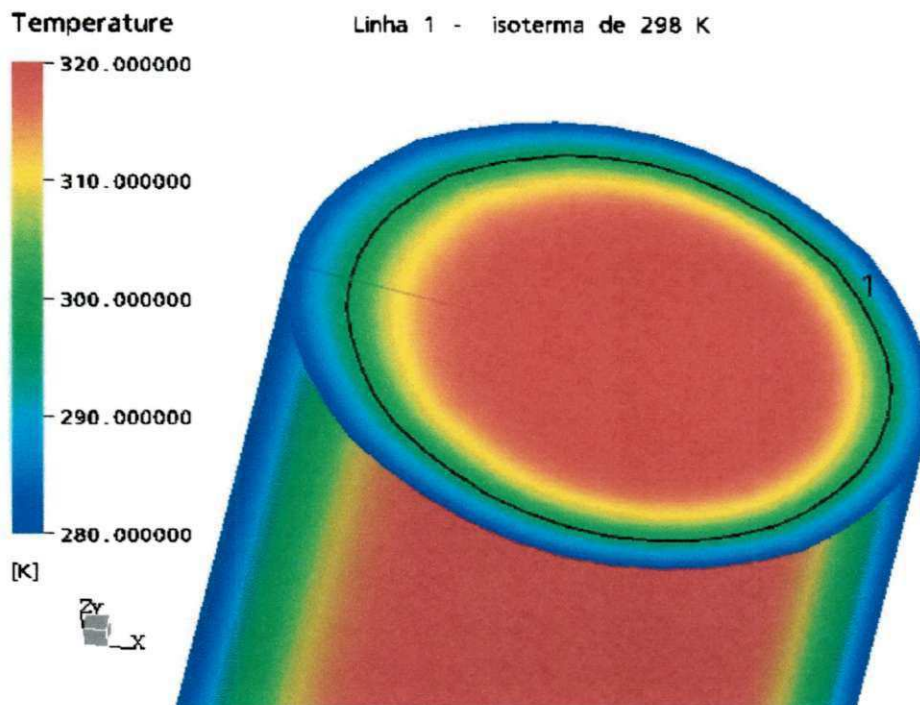


Figura 4.31 – Distribuição da velocidade do óleo na região próxima a saída do duto.



CFX

Figura 4.32 – Distribuição da pressão do óleo na região próxima a saída do duto.



CFX

Figura 4.33 – Distribuição da temperatura do óleo na região próxima a saída do duto.

Para a temperatura (Fig. 4.33), observa-se claramente o efeito de curvatura do duto, que proporciona um perfil de temperatura assimétrico em relação ao centro do duto. Vale salientar aqui, que neste plano, o escoamento ainda está muito longe de ser completamente

desenvolvido termicamente. No entanto, a isoterma representada nos possibilita ter uma visão da região do duto onde ocorrerá a deposição de parafinas.

❖ Considerações sobre a deposição de parafinas na tubulação:

A deposição de parafina no óleo gera grandes problemas na produção, transporte e refino de óleo cru (Misra et al., 1995). O depósito de parafina pode restringir o escoamento do óleo e causar a redução da área de escoamento, conseqüentemente aumento da velocidade e perda de pressão.

A deposição de parafina é função da temperatura da parede do duto e da velocidade do escoamento. A quantidade de depósito de parafina decresce quando a temperatura da parede aumenta e aproxima-se da TIAC (pela esquerda), para uma velocidade constante.

A velocidade do escoamento (isotérmico) é o principal fator que afeta a deposição de parafina. Quanto menor a velocidade do fluido escoando, maior a taxa de deposição de parafina, mantendo-se constante a temperatura da parede inferior ou no mínimo igual a TIAC (Wu et al., 2002).

De acordo com Vafaie-Sefti et al. (2000), a pressão e composição do óleo afetam a quantidade de parafina precipitada numa certa temperatura, menor ou igual a TIAC. No que diz respeito à pressão, quanto maior esta grandeza, maior a temperatura de aparição da parafina. Por exemplo, para uma amostra testada, a 1 bar a TIAC foi de 322 K e a 300 bar, a TIAC foi de aproximadamente 323 K.

Segundo Bott e Gudmundsson, citados por Zhang et al. (2002), os fatores que contribuem para a precipitação da parafina em sistemas de escoamento fluido, incluem taxa de fluxo, diferencial de temperatura, taxa de resfriamento e propriedades da superfície da parede do duto. Evidentemente, cristais de parafina e outros compostos aderem à superfície do tubo e gradualmente deposita-se nele.

Segundo Jarda, citado por Zhang et al. (2002), a rugosidade da superfície também tem um efeito pronunciado na quantidade de depósito de parafina. Quanto maior a rugosidade, maior a percentagem de parafina depositada.

Mansoori (1997), reporta que o óleo, estando escoando em um conduto, há um efeito adicional para ser considerado na deposição de seus compostos orgânicos coloidais pesados, além da temperatura, é o efeito eletrocinético. Este é devido ao desenvolvimento de uma diferença de potencial elétrica ao longo do comprimento do duto gerado pelo movimento de partículas coloidais carregadas.

Correlacionando, estas informações e às apresentadas na revisão bibliográfica (principalmente às da Figuras 2.2), com os resultados numéricos obtidos neste trabalho, pode-se dizer que ocorre deposição de parafinas desde a entrada do duto, persistindo este processo até a saída do mesmo. A extensão da região de precipitação de parafina na saída do duto é cerca de 20 % da área de secção, para uma distância de aproximadamente 70 m de comprimento do duto, considerando a TIAC aproximadamente 25 °C, devido à condição de contorno estabelecida.

Vale salientar que ao ocorrer a deposição de parafina, na prática, a área de escoamento já não é a mesma da seção de entrada do duto. Isto proporciona um aumento da perda de carga e aumento da velocidade de escoamento na região central do duto. Isto por sua vez, aumenta a taxa de transferência de calor por convecção, conseqüentemente modificando ainda mais a distribuição de temperatura do fluido, que ocasiona uma maior deposição de parafina, culminando com uma possível obstrução do duto.

Em suma, pelo exposto, pode-se dizer que os fatores que influenciam o efeito de deposição de parafinas são os efeitos elétricos, térmicos e características da molhabilidade do duto, regime de escoamento, temperatura, pressão, propriedades do óleo, etc.

Finalmente, o modelo adotado neste trabalho não considera nenhuma destas possibilidades e nem tão pouco a quantidade de parafina depositada. Este encargo deverá ser dado a futuras pesquisas vinculadas ao setor competente, particularmente voltada para discussões puramente químicas envolvidas no processo.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E SUGESTÕES

5.1 - Conclusões

Considerando os resultados obtidos com a simulação do escoamento de petróleo em um duto flexível submarino, pode-se concluir de maneira geral que:

- ✓ O software CFX[®] 4.4 mostrou-se eficiente para descrever o escoamento de petróleo incluindo os efeitos da transferência de calor, tendo em vista a boa concordância entre os resultados numérico e analítico dos perfis de velocidade e temperatura numa seção do duto.
- ✓ O tempo computacional gasto na simulação foi de 24,32 horas, para um número de 5276 iterações. Este tempo pode ser considerado pequeno para descrever um problema complexo como o tratado nesta pesquisa, levando-se em consideração o equipamento utilizado.
- ✓ A velocidade é zero na parede do duto, elevando em direção ao centro, onde atinge seu valor máximo, em qualquer seção do duto, exceto na entrada.
- ✓ A pressão decresce ao longo do escoamento, apresentando uma pressão máxima na entrada do duto e mínima na sua saída. O valor de $\Delta P = 2898,403$ Pa foi necessário para deslocar um fluxo de massa de 1,047 kg/s, sem considerar os efeitos gravitacionais do fluido para uma altura de coluna de líquido de aproximadamente 32 m (catenária).

- ✓ A temperatura na parede é de 280 K e eleva-se até o centro do duto, onde ocorre seu valor máximo, e este por sua vez vai decrescendo ao longo do escoamento, devido à transferência de calor para o duto.
- ✓ O fluxo de calor total convectivo atravessando a parede do duto foi de aproximadamente $1,103 \times 10^4$ J/s.
- ✓ A região curva do duto não alterou significativamente o perfil da velocidade devido à baixa velocidade do fluido na entrada (0,065 m/s), no entanto afetou levemente o perfil de temperatura, cujo efeito de assimetria na temperatura, se propagou por todo escoamento a jusante.
- ✓ Todo o escoamento do fluido se dá praticamente na região completamente desenvolvida, com perfil da velocidade constante e parabólico. Devido à natureza do fluido escoante (petróleo), a região de entrada hidrodinâmica é muito pequena ($z_{cd,h} = 0,412$ m) em comparação região de entrada térmica ($z_{cd,t} = 868,54$ m).
- ✓ A deposição de parafina ocorre desde a entrada do duto até uma saída, onde atinge uma área de 20% da área total nesta seção transversal, para uma distância de aproximadamente 70 m de duto e uma TIAC de aproximadamente 25°C.

5.2 - Sugestões para trabalhos futuros

Como sugestões para futuras pesquisas pode-se citar:

- ✓ Incorporar modelos de deposição de parafina nos modelos usados nesta pesquisas e estudar sua influência no escoamento.
- ✓ Estudar o escoamento multifásico em dutos flexíveis submersos incluindo transferência de calor.
- ✓ Comparar os resultados obtidos nesta pesquisa com resultados experimentais e propor mudanças nos modelos usados, como por exemplo, o uso de propriedades termofísicas variáveis, afim de melhorá-los.
- ✓ Incorporar na modelagem matemática deste trabalho o efeito do isolamento térmico do duto, e estudar esses efeitos no escoamento e na transferência de calor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADDISON, G. E.; Paraffin Control More Cost-Effective; 1984; SPE paper # 13391.

AZEVEDO, L. F. A.; TEIXEIRA, A. M.; Deposição de Parafinas em Dutos Submarinos de Petróleo, II Congresso Nacional de Engenharia Mecânica – CONEM; João Pessoa; Paraíba; Brasil; Agosto; 2002.

BOOT, T R.; Aspects of Crystallization Fouling; Experimental Thermal and Fluid Science; Vol. 14; pp. 356-360, 1997.

BRAGA, C. V. M.; BRAGA, S. L.; KIRCHER, D; COELHO, E. J.; Simulação do Comportamento Térmico de Petróleo em Linhas Submarinas sendo Aquecido por Absorção de Rádio-Frequência; VI ENCIT \ VI LATCYM; Florianópolis; Brazil; November; 1996.

BROWN, T. S.; NIESEN, V. G.; Erickson, D. D.; Measurement and Prediction of the Kinetics of Paraffin Deposition; 68° Annual Conference of the Society of Petroleum Engineers; Houston; 1993; paper n. SPE 26548.

BUTLER, R. M.; MACLEOD, D. M.; Solid-Liquid Equilibria in Wax Crystallization; The Canadian Journal of Chemical Engineering; April; 1961; pp. 53-63.

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

BURMEISTER, L. C., **Convective Heat Transfer**; John Wiley & Sons; New York; 1983; 790 p.

CARNAHAN, N. F.; **Paraffin Deposition in Petroleum Production**; SPE Journal of Petroleum Technology; 1989; pp.1024-1025.

CREEK, J. L.; LUND, H. J.; BRILL, J. P.; VOLK, M.; **Wax Deposition in Single Phase Flow**; Fluid Phase Equilibria, Vol. 158-160; 1999, pp. 801-811.

DELAFAKRAN, M.; DEMETRIOU, D. H.; **Design and Analysis of High Temperature, Thermally Insulated, Pipe-In-Pipe Risers**; Proceedings of Offshore Technology Conference, 1997.

ERICKSON, D. D.; NIESEN, V.G.; BROWN, T. S., **Thermodynamic Measurement and Prediction of Paraffin Precipitation in Crude Oil**; 66^o Annual Conference of the Society of Petroleum Engineers; Houston; 1993; paper n. SPE 26604.

FERZIGER, J. H; PÉRIC, M.; **Computational Methods for Fluid Dynamics**, Third Edition; Berlin; New York; Paris Springer; 2002; 423 p.

FLETCHER, C. A. J.; **Computational Techniques for Fluid Dynamics**; Vol. II; Springer; Berlin; 1997; 493 p.

FORTUNA, A. O.; **Técnicas Computacionais para Dinâmica dos Fluidos: Conceitos Básicos e Aplicações**; São Paulo; Editora Universitária de São Paulo; 2000; 426p.

HANSEN, J. H.; FREDESLUNG, A; PEDERSEN, K. S.; RONNINGSEN, H. P.; **A Thermodynamic Model for Predicting Wax Formation in Crude Oils**; AIChE Journal; 1988; Vol. 34; N. 12; pp. 1937-1942.

HAQ, M. A.; **Deposition of Paraffin Wax from its Solution with Hydrocarbons**; USMS 10541; 1978.

HOBBS, R. E.; **In-Service Buckling Of Heated Pipelines**; Journal of Transportation Engineering ASCE; Vol. 110; pp. 175-189; 1984.

HSU, J. J. C.; BRUBAKER, J. P., **Wax Deposition Measurement and Scale-Up Modeling for Waxy Live Crudes Under Turbulent Flow Conditions**; International Meeting on Petroleum Engineering of the Society of Petroleum Engineers; Beijing; 1995; paper n. SPE 29976.

HSU, J. J. C.; LIAN, S. J., LIU, M.; Bi, H. X., GUO, C. Z.; **Validation of Wax Deposition Model by a Field Test**; International Conference of the Society of Petroleum Engineers; Beijing; 1998; paper n. SPE 48867.

HUNT, JR., E. B.; **Laboratory Study of Paraffin Deposition**; Journal of Petroleum Technology, November, 1962. paper n. SPE 279, pp. 1 1259-1269.

INCROPERA, F. P.; DEWITT, D. P.; **Fundamentals of Heat And Mass Transfer**; John Wiley & Sons, New York, 2002, 981 p.

KAKAÇ, S, SHAH, R. K. E AUNG, W **Basics Handbook of Single-Phase Convective Heat Transfer**; Canada; John Wiley & Sons, Inc., 1987.

KOK, M. V.; SARACOGLU, O.; **Mathematical Modeling of Wax Deposition in Crude Oil Pipeline Systems**; SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference; Brisbane; 2000; paper n. SPE 64514.

MCCAIN JR., W. D.; **The Properties of Petroleum Fluids**; PennWell Books; Tulsa; 2nd edition; 1990.

MCCLAFLIN, G. G.; WHITFILL, D. L.; **Control of Paraffin Deposition in Production Operations**; Journal of Petroleum Engineering; November; 1984; pp. 1965-1970.

MAJEED, A.; BRINGEDAL, B.; OVERA, S.; **Model Calculates Wax Deposition for N. Sea Oils**; Oil and Gas Journal; June; 1990; pp. 63-69.

MATZAIN, A.; APTE, M. S.; ZHANG, H. Q.; VOLK, M.; BRILL, J. P., CREEK, J. L.; **Investigation of Paraffin Deposition During Multiphase Flow in Pipelines and Wellbores - Part I. Experiments**; Proceedings of ETCE/OMAE 2000 Joint Conference Energy for the New Millenium; New Orleans; 2000; paper n. ETCE2000/PROD-10080.

MISRA, S.; BARUAH S.; SINGH K.; **Paraffin Problems in Crude-Oil Production and Transportation - A Review**; 1995; USMS 28181.

MALISKA, C. R. **Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacional**, LTC, Rio de Janeiro, RJ, 1996. 424 p.

MANSOORI, G. A.; **Modeling of Asphaltene and Other Heavy Organic Depositions**; Journal of Petroleum Science & Engineering; Vol. 17; 1997, pp. 101-111.

MARQUES, L. C. C.; COTRIM, M. L.; **Metodologia para Detecção da Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais**; Proceedings, V Seminário de Produção de Petróleo da Petrobrás; Cabo Frio; 1991; Vol. 1; pp. 54-58.

MARQUES, L. C. C.; MACHADO, A. L. C.; VIEIRA, L. C.; FILHO, J. R.; **Avaliação Comparativa de Diferentes Técnicas Analíticas para a Determinação da Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais no Petróleo**; VI ENCIT \ VI LATCYM; Florianópolis; Santa Catarina; Brazil; November; 1996.

NOCK, M.; BOMBA, J. G.; **Cased Insulated Pipelines Bundles**; Proceeding of Offshore Technology Conference; 1997.

PATANKAR, S. V.; **Numerical Heat Transfer and Fluid Flow**; hemisphere Publishing Corporation; 1980.

PEDERSEN, K. S.; SKOVBORG, P.; RONNINGSEN, H. P.; **Wax Precipitation from North Sea Crude Oils. 4: Thermodynamic Modeling**; Energy & Fuels; 1991; Vol. 5; pp. 924-932.

PETROBRÁS; **Curso Básico de Dutos**; Disponível no site www.petrobras.com.br, acessado em 25 de agosto de 2001.

RECOPE; **Concepções Alternativas para Tubos Flexíveis**; disponível em <http://www.coppe.ufrj.br/recope/tecsu/tubos.htm>, acessado em 13/08/2003.

RIBEIRO, F. S.; SOUZA M. P. R.; BRAGA, S. L.; **Obstruction of Pipelines Due to Paraffin Deposition During the Flow of Crude Oils**; Int. J. Heat Mass Transfer; 1997; Vol. 40; n. 18; pp. 4319-4328.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D.; **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**; Vol. 2; Universidade Corporativa; Núcleo Bahia; Março; 2001.

SARMENTO, R; RIBBE, G. A. S.; AZEVEDO, L. F. A.; **Wax Blockage Removal by Inductive Heating of Subsea Pipelines**; IX Congresso Brasileiro de Engenharias e Ciências Térmicas- ENCIT; Caxambu; Minas Gerais; Brazil; 2002.

SEGRÉ, G.; SILBERBERG, A.; **Behavior of Macroscopic Rigid Spheres in Poiseuille Flow. Part 1. Determination of Local Concentration by Statistical Analysis of Particle Passages Through Crossed Light Beams**; Journal of Fluid Mechanics; 1962; Vol. 14; pp. 115-136.

SINGH, P.; FOGLER, H. S.; NAGARAJAN, N.; **Prediction of the Wax Content of the Incipient Wax-Oil Gel in a Pipeline: An Application of the Controlled-Stress Rheometer**; Journal of Rheology; 1999; Vol. 43; n. 6; pp. 1437-1459.

SINGH, P.; VENKATESAN, R.; FOGLER, H. S.; NAGARAJAN, N.; **Formation and Aging of Incipient Thin Film Wax-Oil Gels**; AIChE Journal; 2000; Vol. 46; n. 5; pp. 1059-1074.

SOLANO, R. F.; VAZ, M. A.; **Flambagem Térmica de um Sistema Pipe-in-Pipe Dual em Águas Profundas**; XVI Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica; Vol. 7; pp. 29-39; 2001.

SOUZA, J. D.; **Solução Numérica para o Problema de Fluxo Miscível em Duto de Secção Circular**; Relatório final de iniciação científica, Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba, Julho de 2003.

SOUZA, M. P. R.; BRAGA, S. L.; **Obstruction of Pipelines During the Flow of Crude Oils**, *Journal of Fluids Engineering*; 1996; Vol. 118; pp. 722-728.

SMITH, H. V.; ARNOLD, H. E.; **Petroleum Engineering Handbook**; Houston, SPE. 1991.

SVENDSEN, J. A.; **Mathematical Modeling of Wax Deposition in Oil Pipeline Systems**; *AIChE Journal*; 1993; Vol. 39; n. 8; pp. 1377-1388.

THOMAS, J. E.; **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**; PETROBRAS; Editora Interciência; Rio de Janeiro; RJ; 2001.

THOMPSON, J. F.; WARSI, Z. U.A.; MASITN, C. W.; **Numerical Grid Generation**; 1985. 483 p.

VAFAIE-SEFTI, M. V.; MOUSAVI-DEHGANI, S. A. M.; BAHAR, M. M. Z.; **Modification of Multisolid Phase Model for Prediction of Wax Precipitation: A New and Effective Solution Method**; *Fluid Phase Equilibria*, 2000; vol. 173; 65-80 p.

VERSTEEG, H. K.; MALALASEKERA, W.; **An Introduction To Computational Fluid Dynamics The Finite Volume Method**; England: Pearson education limited; 1995; 257p.

WARDAUGH, L. T.; BOGER, D. V.; **Measurement of the Unique Flow Properties of Waxy Crude Oils**; *Chem. Engineering R. Dev.*; 1987; Vol. 65, pp. 74-83.

WARSI, Z.U.A.; **Fluid Dynamics: Theoretical And Computation Approaches/** by Z.U.A Warsi; Boca Raton Ann Arbor; London; Tokio, 1992; 682 p.

WEINGARTEN, J. S.; EUCHNER, J. A.; **Methods for Predicting Wax Precipitation and Deposition**; 61 St Annual Conference of the Society of Petroleum Engineers; New Orleans; 1986; paper n. SPE 15654.

WEISPFENNIG, K.; **Advancements in Paraffin Testing Methodology**; International Symposium on Oilfield Chemistry of the Society of Petroleum Engineers; Houston; 2001; paper n. SPE 64997.

WHITE, F. M.; **Viscous Fluid Flow**; MacGraw-Hill, Inc., New York, 1991, 614 p.

WON, K. W.; **Thermodynamic Calculation of Cloud Point Temperatures and Wax Phase Compositions of Refined Hydrocarbons Mixtures**; Fluid Phase Equilibria; 1989; Vol. 53; pp. 377-396.

WON, K. W.; **Thermodynamics for Solid-Liquid-Vapor Equilibria: Wax Phase Formation from Heavy Hydrocarbon Mixtures**; Fluid Phase Equilibria; 1986; Vol. 30; pp. 265-279.

WU, C. H.; WANG, K. S.; SHULER, P. J.; TANG, Y; CREEK, J. L.; CARLSON, R. M.; CHEUNG, S.; **Measurement of Wax Deposition in Paraffin Solutions**; AIChE Journal, September 2002, vol. 48, n. 9, 2107-2110 p.

ZHANG, X.; TIAN, J.; WANG, L.; ZHOU, Z.; **Wettability Effect of Coating on Drag Reduction and Paraffin Deposition Prevent Oil**; Journal of Petroleum Engineering; June 2002, 87-954 p.

ANEXOS

(Arquivo de comando usado no CFX[®] 3D, versão 4.4)

```
>>CFX4
  >>OPTIONS
    THREE DIMENSIONS
    BODY FITTED GRID
    CARTESIAN COORDINATES
    LAMINAR FLOW
    HEAT TRANSFER
    INCOMPRESSIBLE FLOW
    STEADY STATE
  >>MODEL DATA
    >>PHYSICAL PROPERTIES
      >>FLUID PARAMETERS
        VISCOSITY 5.0000E-01
        DENSITY 9.7000E+02
      >>HEAT TRANSFER PARAMETERS
        THERMAL CONDUCTIVITY 1.4700E-01
        FLUID SPECIFIC HEAT 1* 1.800000E+03
        ENTHALPY REFERENCE TEMPERATURE 2.8800E+02
    >>SOLVER DATA
      >>PROGRAM CONTROL
        MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS 10000
        MASS SOURCE TOLERANCE 1.0000E-08
    >>MODEL BOUNDARY CONDITIONS
      >>INLET BOUNDARIES
        PATCH NAME 'INLET'
        NORMAL VELOCITY 6.5000E-02
        TEMPERATURE 3.2000E+02
      >>WALL BOUNDARIES
        PATCH NAME 'WALL'
        TEMPERATURE 2.8000E+02
    >>STOP
```