



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

**TESE DE DOUTORADO**

**ANÁLISE GEOMÉTRICA E TERMOFLUIDODINÂMICA DO  
TRANSPORTE DE ÓLEOS PESADOS, ÁGUA E GÁS EM DUTO  
CILÍNDRICO ELÍPTICO VIA TÉCNICA *CORE-FLOW*.**

JÉSSICA LACERDA DE OLIVEIRA

Campina Grande, Paraíba

2021

**JÉSSICA LACERDA DE OLIVEIRA**

**ANÁLISE GEOMÉTRICA E TERMOFLUIDODINÂMICA DO  
TRANSPORTE DE ÓLEOS PESADOS, ÁGUA E GÁS EM DUTO  
CILÍNDRICO ELÍPTICO VIA TÉCNICA *CORE-FLOW*.**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos da Universidade Federal de Campina Grande como requisito para a obtenção do título de Doutora em Engenharia de Processos.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima

CAMPINA GRANDE – PB  
2021

O48a Oliveira, Jéssica Lacerda de.  
Análise geométrica e termofluidodinâmica do transporte de óleos pesados, água e gás em duto cilíndrico elíptico via técnica *core-flow* / Jéssica Lacerda de Oliveira. – Campina Grande, 2021.  
80 f.: il. : color.

Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciência e Tecnologia, 2021.  
"Orientação: Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima".  
Referências.

1. Duto Elíptico. 2. escoamento Trifásico. 3. *Core-Flow*. 4. Simulação Numérica. I. Lima, Antonio Gilson Barbosa de. II. Título.

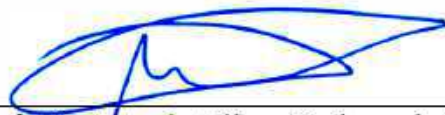
CDU 621.643(043)

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECÁRIA MARIA ANTONIA DE SOUSA CRB 15/398

ANÁLISE GEOMÉTRICA E TERMOFLUIDODINÂMICA DO  
TRANSPORTE DE ÓLEOS PESADOS, ÁGUA E GÁS EM DUTO  
CILÍNDRICO ELÍPTICO VIA TÉCNICA CORE-FLOW.

**JÉSSICA LACERDA DE OLIVEIRA**

Tese de Doutorado aprovada em 15/02/2021 pela banca examinadora constituída  
pelos seguintes membros:



---

Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima  
Orientador  
PPGEM/UAEM/CCT/UFCG



---

Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto  
Orientador  
PPGEM/UAEM/CCT/UFCG



---

Prof. Dr. Tony Herbert Freire de Andrade  
Examinador externo  
UAEPetro/CCT/UFCG



---

Prof. Dr. Boniek Evangelista Leite  
Examinador externo  
PPGEP/CCT/UFCG



---

Prof. Dr. Josedite Saraiva Souza  
Examinadora externo  
UAEB/CDSA/UFCG

## **DEDICATÓRIA**

*Aos meus pais, Simão e Gilma,  
ao meu irmão Rafael, a minha avó Rita e ao meu marido Matheus.*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus por guiar o meu caminho e me dar forças para nunca desistir.

Aos meus pais, Simão e Gilma, meu irmão Rafael e minha avó Rita, por todo amor, incentivo e compreensão.

Ao meu marido Matheus por estar sempre ao meu lado me apoiando e ajudando.

Ao meu orientador Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima, pela paciência, ensinamentos e incentivo durante toda a trajetória.

As minhas amigas Renata e Jéssica, por estarem sempre próximas quando precisei.

A todos do LCTF que de alguma forma contribuíram para a realização desta pesquisa.

A CAPES, FINEP, CNPq, ANP e PETROBRAS pelo suporte financeiro.

Agradeço a todos que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho.

*Não fui eu que lhe ordenei? Seja forte e corajoso! Não se apavore, nem se desanime, pois o Senhor, o seu Deus, estará com você por onde você andar".*

*Josué 1:9*

## SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Justificativa.....	2
1.2 Objetivos.....	3
1.2.1 Objetivo geral.....	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
2.1 Escoamento multifásico.....	5
2.2 Escoamento anular ( <i>Core-Flow</i> ) .....	10
2.2.1 Fundamentos e estado da arte .....	10
2.2.2 Características do <i>core-flow</i> .....	14
2.2.3 Excentricidade do <i>core-flow</i> .....	20
2.2.4 Efeito da adesão do óleo na parede do duto na técnica <i>core-flow</i> .....	22
2.3 Escoamento em dutos com seção transversal elíptica.....	23
METODOLOGIA.....	26
3.1 Problema físico e geometria.....	26
3.2 Modelagem matemática.....	27
3.3 Condições inicial e de contorno.....	29
3.3.1 Estudo isotérmico .....	29
3.3.2 Estudo não isotérmico .....	30
3.4 Solução das equações governantes .....	30
3.4.1 Analítica.....	30
3.4.2 Numérica.....	33



3.5 Propriedades dos fluidos.....	34
3.6 Casos simulados.....	36
RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	39
4.1 Validação.....	39
4.2 Análise do escoamento vertical ascendente isotérmico.....	40
4.2.1 Campo de fração volumétrica .....	40
4.2.2 Perfil de velocidade .....	48
4.2.3 Comportamento da diferença de pressão .....	50
4.2.4 Potência de bombeamento no <i>core-flow</i> .....	54
4.3 Análise do escoamento vertical não isotérmico.....	54
4.3.1 Campo de fração volumétrica .....	54
4.3.2 Campo de velocidade .....	59
4.3.3 Comportamento da diferença de pressão.....	59
4.3.4 Campo de temperatura .....	60
4.4 Análise do escoamento horizontal não isotérmico.....	65
4.3.1 Campo de fração volumétrica .....	65
4.3.2 Campo de velocidade .....	67
4.3.3 Comportamento da queda de pressão .....	67
4.3.4 Campo de temperatura .....	68
4.5 Comparação entre os escoamentos vertical ascendente e vertical descendente (escoamento não isotérmico) .....	68
4.5.1 Potência de bombeamento.....	70
CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	72
5.1 Conclusões .....	72
5.2 Sugestões para trabalhos futuros .....	73
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	74

## RESUMO

OLIVEIRA, J. L. **Análise geométrica e termofluidodinâmica do transporte de óleos pesados, água e gás em duto cilíndrico elíptico via técnica core-flow.** 2021. 97 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) - Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande. 2021.

Grande parte das reservas mundiais de petróleo são constituídas por óleos pesados. Devido à alta viscosidade, esses óleos apresentam uma resistência maior ao escoamento, necessitando de altas potências de bombeamento, que ocasionam um aumento no custo operacional de toda a operação de transporte. Como solução para esse problema, surgiu a técnica *core-flow*, que consiste em injetar água a uma vazão volumétrica inferior à do óleo fazendo com que o óleo pesado seja envolvido por uma camada de água e escoe no centro do duto sem tocar a parede interna do mesmo, reduzindo a perda de pressão por atrito. Diante disto, foi estudado numericamente o escoamento trifásico de óleo, água e gás em duto elíptico. Para isso, adotou-se um escoamento tridimensional, isotérmico/não isotérmico, turbulento, com modelo de turbulência  $k-\omega$  e incompressível. Para a solução numérica das equações governantes utilizou-se o *software* Ansys FLUENT 15.0. Resultados de campos de pressão, velocidade e fração volumétrica para as fases são apresentados e analisados. Verificou-se que o escoamento isotérmico de óleo, gás e água no padrão *core-flow* apresentou uma queda de pressão 7,2 vezes menor se comparado com o escoamento monofásico de óleo nas mesmas condições operacionais, mostrando assim a eficiência da técnica.

**Palavras-chave:** Duto elíptico, escoamento trifásico, *core-flow*, simulação numérica.

## ABSTRACT

OLIVEIRA, J. L. **Geometric and thermofluidodynamic analysis of the transport of heavy oils, water and gas in an elliptical cylindrical pipe via the core-flow technique.** 2021. 97 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) - Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande. 2021.

Much of the world's oil reserves consist of heavy oils. Due to the high viscosity, these oils have a greater resistance to flow, requiring high pumping powers, which cause an increase in the cost of the entire transport operation. As a solution to this problem, the core-flow technique emerged, which consists of injecting water at a volumetric flow rate lower than that of the oil, causing the heavy oil to be surrounded by a layer of water and to drain into the center of the duct without touching the inner wall. reducing the pressure loss due to friction. Therefore, this work aims to numerically study the three-phase flow of oil, water and gas in an elliptical pipe. For this, a three-dimensional, isothermal / non-isothermal, turbulent, with  $k-\omega$  model and incompressible flow was adopted. For the numerical solution of the governing equations, the Ansys FLUENT 15.0 software was used. Results of pressure, velocity and volumetric fraction fields for the phases are presented and analyzed. It was verified that the isothermal flow of oil, gas and water in the core-flow pattern showed a pressure drop 7.2 times lower compared to the single-phase flow of oil under the same operating conditions, thus showing the efficiency of the technique.

**Keywords:** Elliptical pipe, Three-phase Flow, Fluent, Numerical Simulation.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 2.1</b> – Mapa de fluxo para escoamento vertical de óleo e água.....	06
<b>Figura 2.2</b> – Mapa de fluxo para escoamento horizontal de óleo e água.....	06
<b>Figura 2.3</b> – Padrões de escoamento trifásico horizontal.....	07
<b>Figura 2.4</b> – Padrões de escoamento trifásico vertical.....	10
<b>Figura 2.5</b> – Escoamento <i>core-flow</i> em um duto horizontal.....	10
<b>Figura 2.6</b> – Perfil de velocidade para um escoamento anular perfeito.....	15
<b>Figura 2.7</b> – Escoamento anular ondulado em uma tubulação horizontal.....	15
<b>Figura 2.8</b> – Estabilidade do <i>core-flow</i> . .....	18
<b>Figura 2.9</b> – Comparação entre o modelo de lubrificação e modelo de levitação. ...	20
<b>Figura 2.10</b> – Excentricidade do <i>core-flow</i> : (a) posição concêntrica ao eixo do tubo (sem diferença de densidade) e (b) posição excêntrica ao eixo do tubo (com diferença de densidade) .....	20
<b>Figura 2.11</b> – Configurações do padrão de escoamento anular e estratificado.....	21
<b>Figura 2.12</b> – Efeito da adesão do óleo na tubulação durante o <i>core-flow</i> .....	22
<b>Figura 2.13</b> – Duto com seção transversal elíptica .....	24
<b>Figura 3.1</b> – Representação da geometria utilizada nas simulações .....	27
<b>Figura 3.2</b> – Representação da malha enfatizando a região de entrada e saída do duto.....	34
<b>Figura 4.1</b> – Comparação entre os perfis de velocidade numérico e analítico, em $z = 3,0\text{m}$ .....	40
<b>Figura 4.2</b> – Campo de fração volumétrica do óleo no plano transversal XY, em $t = 10\text{ s}$ , para os casos 02 a 26.....	41
<b>Figura 4.3</b> – Distribuição da fração volumétrica do gás para o caso 19 em $t = 10\text{ s}$ ..	48

<b>Figura 4.4</b> – Perfil de velocidade superficial do óleo e água para o caso 04, no eixo Y (raio menor), em $z = 5$ m .....	49
<b>Figura 4.5</b> – Perfil de velocidade superficial do óleo e água para o caso 19, no eixo Y (raio menor), em $z = 5$ m .....	49
<b>Figura 4.6</b> – Distribuição de pressão sobre o plano longitudinal ZX para o caso 19, em $t = 10$ s.....	52
<b>Figura 4.7</b> – Comportamento transiente da queda de pressão para o caso 19.....	52
<b>Figura 4.8</b> – Campo de fração volumétrica para o caso 19, no plano $y = 0$ , em vários instantes de tempo .....	53
<b>Figura 4.9</b> – Distribuição da fração volumétrica do óleo no plano longitudinal ZX, em $t = 10$ s, para os casos 29 a 35.....	55
<b>Figura 4.10</b> – Distribuição da fração volumétrica do gás no plano longitudinal ZX, em $t = 10$ s, para os casos 29 a 35.....	55
<b>Figura 4.11</b> – Distribuição da fração volumétrica do óleo no plano transversal XY, em $t = 10$ s, para os casos 29 a 35.....	56
<b>Figura 4.12</b> – Distribuição da velocidade do óleo no plano longitudinal ZX, em $t = 10$ s, para os casos 29 a 34.....	59
<b>Figura 4.13</b> – Campo de temperatura para o caso 29.....	61
<b>Figura 4.14</b> – Campo de temperatura para o caso 30.....	62
<b>Figura 4.15</b> – Campo de temperatura para o caso 31.....	62
<b>Figura 4.16</b> – Campo de temperatura para o caso 32.....	63
<b>Figura 4.17</b> – Campo de temperatura para o caso 33.....	63
<b>Figura 4.18</b> – Campo de temperatura para o caso 34.....	64
<b>Figura 4.19</b> – Campo de temperatura para o caso 35.....	64
<b>Figura 4.20</b> – Campo de fração volumétrica do óleo no plano longitudinal ZX para o caso 36.....	65
<b>Figura 4.21</b> – Campo de fração volumétrica do óleo no plano transversal XY, em $t = 10$ s, para o caso 36.....	66
<b>Figura 4.22</b> – Campo de fração volumétrica da água no plano transversal XY, em $t = 10$ s, para o caso 36.....	66
<b>Figura 4.23</b> – Distribuição da velocidade para o caso 36.....	66
<b>Figura 4.24</b> – Distribuição da temperatura no plano longitudinal ZY para o caso 35..	68
<b>Figura 4.25</b> – Distribuição da fração volumétrica do óleo no plano longitudinal ZX para o caso 37.....	69

**Figura 4.26** – Comparação d distribuição da fração volumétrica do óleo no plano transversal XY para os casos 33 e 37..... 70

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 2.1</b> – Transições do escoamento anular .....	17
<b>Tabela 3.1</b> – Dimensões do duto em estudo .....	26
<b>Tabela 3.2</b> – Condições gerais para o modelo matemático e solução numérica .....	33
<b>Tabela 3.3</b> – Propriedades físicas dos fluidos para o estudo isotérmico .....	34
<b>Tabela 3.4</b> – Propriedades termofísicas dos fluidos para o estudo não isotérmico .....	34
<b>Tabela 3.5</b> – Dados utilizados nas simulações.....	36
<b>Tabela 4.1</b> – Comparação da queda de pressão analítica e numérica para o escoamento monofásico de óleo.....	40
<b>Tabela 4.2</b> – Queda de pressão para todos os casos isotérmicos estudados .....	51
<b>Tabela 4.3</b> – Comparação entre a potência requerida para o escoamento monofásico da água, óleo e do <i>core-flow</i> . .....	54
<b>Tabela 4.4</b> – Queda de pressão para os casos 29 a 35 .....	60
<b>Tabela 4.5</b> – Comparação da queda de pressão para os casos 33 a 37 .....	70
<b>Tabela 4.6</b> – Potência de bombeamento para os casos 33, 36 e 37 .....	71

## LISTA DE SÍMBOLOS

### *Letras latinas*

$D_h$	Diâmetro hidráulico	[m]
$E$	Integral elíptica completa de segunda ordem	[-]
$E_o$	Número de Eotvos	[-]
$f_a$	Fração volumétrica da água	[-]
$f_g$	Fração volumétrica do gás	[-]
$f_o$	Fração volumétrica do óleo	[-]
$\hat{f}_{rcd}$	Coefficiente de fricção para a região completamente desenvolvida	[-]
$\hat{f}_{reh}$	Coefficiente de fricção aparente	[-]
$h_k$	Entalpia estática da fase k	[J.kg <sup>-1</sup> ]
$k_{eff}$	Condutividade efetiva	[W·m <sup>-1</sup> ·K <sup>-1</sup> ]
$L$	Comprimento do duto	[m]
$L_1$	Comprimento do raio menor	[m]
$L_2$	Comprimento do raio maior	[m]
$p$	Pressão estática	[Pa]
$R_a$	Razão de aspecto	[-]
$Re_{Dh}$	Número de Reynolds baseado no diâmetro hidráulico	[-]
$S_E$	Fonte de calor externa	[kg.m <sup>-1</sup> .s <sup>-3</sup> ]
$T_i$	Temperatura	[K]
$\vec{v}$	Vetor velocidade	[m.s <sup>-1</sup> ]



***Letras gregas***

$\alpha_k$	Fração volumétrica para cada fase k	[-]
$\rho$	Massa específica	[kg.m <sup>-3</sup> ]
$\mu$	Viscosidade dinâmica	[kg/m/m <sup>3</sup> ]

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

A matriz energética mundial é composta em sua grande maioria por fontes não renováveis, como o petróleo e gás natural. Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no ano base de 2018, o petróleo e seus derivados representaram 34,5 % da matriz energética do mundo.

Os óleos pesados dominam o cenário de produção atual no mundo devido a diminuição das reservas de óleos leves. E, em um cenário cada vez mais competitivo, o desenvolvimento de técnicas que permitam a especificação e projeto de sistemas de produção que sejam capazes de transportar óleo pesado tornaram-se imprescindíveis (MUNIZ, 2005).

O aproveitamento comercial de reservas de óleos pesados depende de técnicas específicas para produzi-los e transportá-los. Estas atividades representam um desafio econômico e tecnológico para as grandes companhias de petróleo pois, o alto consumo de energia provocado pela alta viscosidade do óleo, eleva os custos da produção.

Durante o escoamento, a alta viscosidade dos óleos pesados gera uma elevada perda de carga quando em contato direto com a parede de uma tubulação, o que exige elevadas potências dos dispositivos de bombeamento para assegurar o transporte. Nessa perspectiva, uma técnica que tem atraído muito interesse é a do escoamento anular (*core-flow*). A técnica *core-flow* consiste em injetar água a uma vazão volumétrica inferior à do óleo fazendo com que o óleo pesado seja envolvido por uma camada de água e escoe no

centro do tubo sem tocar a parede interna do mesmo. Assim, é estabelecido, um padrão anular, que conseqüentemente implica em uma redução da perda de pressão por atrito. Uma desvantagem durante o uso desta técnica ocorre quando o óleo entra em contato com a parede interna do oleoduto durante o transporte, podendo causar um aumento significativo na pressão do sistema, provocando o rompimento do duto, que culmina em sérios danos ambientais e problemas no sistema de transporte (ANDRADE, 2013).

Diante destes desafios, e, principalmente, devido à escassez de trabalhos disponíveis na literatura, em especial, em dutos com seção transversal elíptica, o presente trabalho consiste em uma contribuição para o melhor entendimento do transporte de óleos pesados, gás e água em dutos cilíndricos com seção transversal elíptica empregando a técnica *core-flow*.

## 1.1 Justificativa

Uma das maiores dificuldades em se trabalhar com óleo pesado é o seu transporte. Devido a sua alta viscosidade, este apresenta alta resistência ao escoamento, portanto, os investimentos em pesquisas e desenvolvimento tornaram-se necessários para buscar informações sobre o transporte e a otimização do processo como um todo (CONCEIÇÃO ET AL., 2015).

Como solução para este problema, a transferência de óleo pesado, na presença de água tem sido realizada utilizando-se da técnica *core-flow*, com sucesso. Em geral, o objetivo é avaliar a eficiência do transporte garantida pelo método. Os dutos utilizados para o transporte de petróleo, em sua grande maioria, são dutos cilíndricos com seção transversal circular. Apesar de ser uma técnica já utilizada na indústria, alguns parâmetros precisam ser estudados para garantir uma maior eficiência durante o transporte, como por exemplo, o formato do duto. Nesse sentido, tubulações com seção transversal elíptica já estão sendo utilizadas na indústria, como em trocadores de calor, aquecedores e resfriadores de gases e ar etc. A sua utilização se justifica devido às vantagens conferidas em relação às seções circulares, por exemplo, uma resistência menor ao escoamento de ar se comparada com um duto circular (ZHU et al., 2004).

Assim, em complementação aos estudos já reportados na literatura, torna-se importante aprofundar os conhecimentos em situações específicas, como por exemplo, no escoamento de óleos pesados e água em dutos cilíndricos com seção transversal elíptica,

especialmente na presença de transferência de calor e gás, o que é uma abordagem inovadora.

Apesar da importância, na literatura poucos são os muitos trabalhos sobre escoamento de óleo pesado em dutos de seção transversal elíptica empregando a técnica *core-flow*, técnica que é encarada como um dos mais vantajosos métodos de elevação e transporte de petróleo pesado.

Por ser um sistema multifásico (água-óleo-gás), o padrão de escoamento pode ser afetado por diversas propriedades termofísicas dos fluidos (viscosidade, densidade, temperatura, dentre outras) e parâmetros de escoamento (vazão volumétrica, fração volumétrica, rugosidade, forma e inclinação do duto). Assim, a análise do comportamento termofluidodinâmico do escoamento, durante o transporte de óleo e outros fluidos em dutos com seção transversal elíptica, utilizando a técnica “*core-flow*” torna-se bastante complexa.

Dessa forma, o presente estudo almeja dar uma contribuição para o melhor entendimento do escoamento multifásico de óleo, água e gás em tubos de seção transversal elíptica via *core-flow* com e sem transferência de calor, visando a estimação dos parâmetros do escoamento e predição dos campos de velocidade, pressão, temperatura e fração volumétrica das fases. Assim, devido aos fatores explicitados, justifica-se um estudo detalhado via simulação numérica do comportamento do escoamento tridimensional de óleo, água e gás quanto a sua termofluidodinâmica.

## **1.2 Objetivos**

### *1.2.1 Objetivo geral*

Estudar numericamente o escoamento isotérmico e não-isotérmico de óleo pesado, água e gás em tubulações cilíndricas com seção transversal elíptica, empregando a técnica *core-flow*.

### *1.2.2 Objetivos específicos*

Como objetivos específicos pode-se citar:

- Apresentar uma modelagem matemática para prever o transporte não isotérmico de óleo pesado, água e gás empregando a técnica *core-flow*;
- Simular os campos de pressão, velocidade, temperatura e fração volumétrica visando a otimização e redução na perda de carga no duto ao transportar óleo pesado, água e gás em duto cilíndrico com seção transversal elíptica;
- Analisar a influência da inclinação do duto cilíndrico elíptico (vertical ou horizontal) e parâmetros hidrodinâmicos no transporte de óleos pesados, tais como: velocidade, temperatura, pressão e fração volumétrica das fases nos escoamentos vertical ascendente, vertical descendente e horizontal de óleos pesados;
- Avaliar os aspectos energéticos durante o transporte de óleo pesado, água e gás em dutos cilíndricos com seção transversal elíptica.

## **CAPÍTULO 2**

### **REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

#### **2.1 Escoamento multifásico**

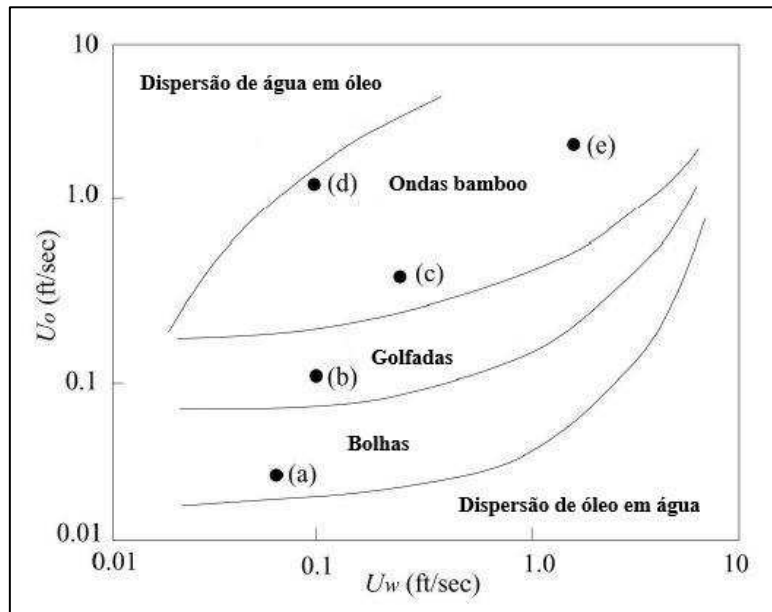
O escoamento multifásico é um tema muito importante na indústria de petróleo. Este tipo de escoamento está presente desde o reservatório, onde ocorre o escoamento no meio poroso, até o transporte via dutos. Os dutos, apesar do alto custo inicial, consistem em um meio eficaz e seguro para o transporte de misturas multifásicas. Devido ao elevado custo de instalação, os engenheiros possuem a tarefa de selecionar as configurações adequadas para aumentar a vazão volumétrica dos fluidos nas tubulações e reduzir a perda de carga, garantindo assim, a viabilidade econômica de todo o processo.

Durante o transporte, os fluidos presentes no escoamento podem apresentar diferentes configurações, dependendo de alguns parâmetros, como: viscosidade, velocidade, fração volumétrica de cada fase e geometria e posição do duto (horizontal, vertical ou inclinado). Essas diversas configurações são denominadas de padrão de escoamento.

Para a determinação do padrão de escoamento, podem ser utilizados os mapas de fluxo. Estes mapas delimitam as regiões no plano de velocidade do óleo e velocidade da

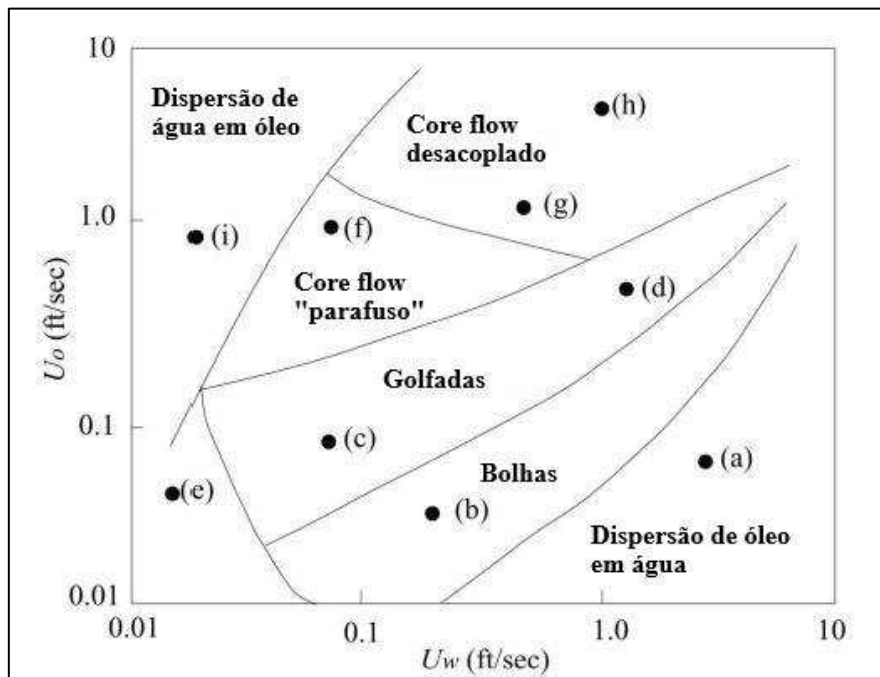
água ( $U_o$  e  $U_w$ ) para ao escoamento bifásico, nos quais os diferentes padrões de escoamento podem ser determinados (JOSEPH *et al.*, 1997). As Figuras 2.1 e 2.2 ilustram mapas de fluxo para os escoamentos vertical e horizontal de óleo e água, em dutos cilíndricos circulares, respectivamente.

**Figura 2.1** – Mapa de fluxo para escoamento vertical de óleo e água.



Fonte: Adaptado de Joseph *et al.* (1997)

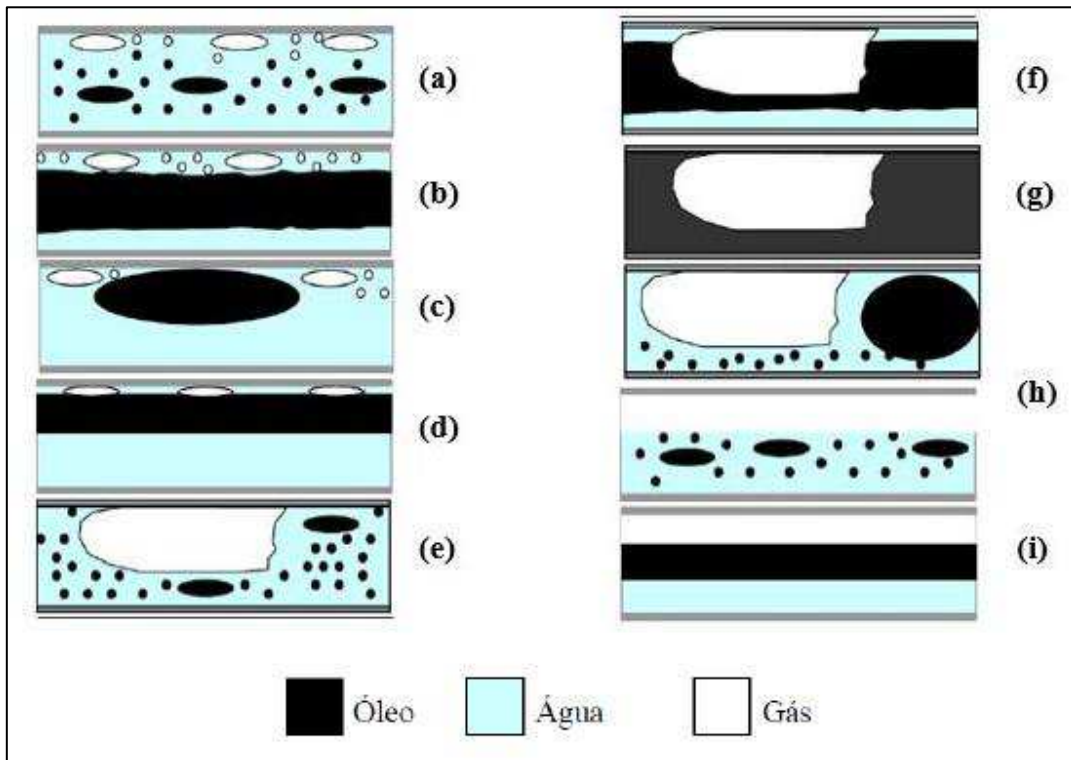
**Figura 2.2** – Mapa de fluxo para escoamento horizontal de óleo e água.



Fonte: Adaptado de Joseph *et al.* (1997)

Trevisan (2003) propôs uma classificação do escoamento trifásico (óleo, água e ar) baseado em duas categorias simultaneamente: a primeira indicando o padrão gás-líquido e a segunda indicando o padrão óleo-água. A Figura 2.3 ilustra os diferentes padrões obtidos pelo autor.

**Figura 2.3** – Padrões de escoamento trifásico horizontal.



Fonte: Adaptado de Trevisan (2003)

Segundo Trevisan (2003), os padrões de escoamento trifásico apresentados na Figura 2.3, são descritos como:

- a) Bolhas de gás – gotas de óleo

É observado neste padrão bolhas esféricas de óleo dispersas, seguindo a tendência do perfil de velocidade da água. O gás apresenta-se na forma de bolhas escoando na parte superior da seção da tubulação.

- b) Bolhas de gás – óleo anular

O óleo forma uma fase contínua no centro do tubo e a água escoou junto às paredes da tubulação. O gás apresenta-se na forma de bolhas.



c) Bolhas de gás – óleo intermitente

O óleo que anteriormente estava disperso, começa a ter um diâmetro maior e coalescem formando gotas alongadas escoando na parte superior do tubo.

d) Bolhas de gás – óleo segregado e estratificado

O óleo apresenta-se na forma contínua e, devido a diferença de densidade, o óleo escoar muito próximo à parte superior do tubo. O gás escoar na forma de bolhas, entre o óleo e a parede da tubulação. Um fino filme de água foi observado em contato com a parede.

e) Gás intermitente – gotas de óleo

O aumento da vazão de gás faz com que as bolhas de gás coalesçam e forme bolhas maiores, chegando a ocupar toda a seção do tubo. O líquido escoar na forma de golfadas, compostas por uma fase contínua de água e gotas de óleo dispersas.

f) Gás intermitente – óleo anular

A fase líquida escoar como fase contínua de óleo lubrificada por uma camada de água. O gás encontra-se na forma de bolhas dispersas.

g) Gás intermitente – óleo intermitente

A água apresenta-se como fase contínua e o óleo na forma de gotas alongadas ou, devido à agitação provocada pela alta velocidade de gás, sob a forma de emulsão de óleo em água.

h) Gás segregado e estratificado – gotas de óleo

O gás encontra-se como fase contínua e segregada na parte superior do tubo. O óleo apresenta-se na forma de bolhas escoando na parte superior da água, que se encontra como fase contínua em alguns casos de ondulações.

i) Gás segregado e estratificado – óleo segregado e estratificado

Consiste em três fases contínuas e segregadas pela gravidade. Ocorre para baixas vazões de água e intermediárias de óleo e ar.

Para o escoamento trifásico em dutos verticais, Costa *et al.* (2004) propuseram a seguinte classificação (Figura 2.4):

a) Gás em bolhas com núcleo contínuo de óleo

Ocorre para alta vazão de óleo e baixa vazão de gás. A interface água-óleo é sinuosa e apresenta bolhas de ar no anel de água.

b) Gás intermitente com núcleo contínuo de óleo

Ocorre para alta vazão de óleo e moderada vazão de gás. O gás forma grandes bolhas ao redor do núcleo de óleo.

c) Gás em bolhas com óleo intermitente

Ocorre para baixa vazão de gás e moderada vazão de óleo, insuficiente para permitir a continuidade do núcleo de óleo.

d) Gás em bolhas com óleo em gotas

Ocorre para baixas vazões de óleo e gás, apenas quando a vazão de água é alta o suficiente para dispersar o óleo sob a forma de gotas.

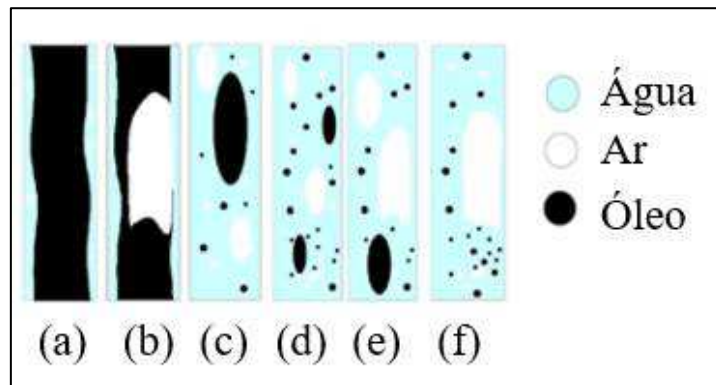
e) Gás intermitente com óleo intermitente

Este padrão é observado para altas ou moderadas vazões de óleo e gás. O gás e o óleo formam grandes bolhas.

f) Gás intermitente com óleo em gotas

Ocorre para altas vazões de gás e moderadas ou altas vazões de óleo. O gás forma grandes bolhas e o óleo encontra-se disperso na forma de pequenas bolhas.

**Figura 2.4** – Padrões de escoamento trifásico vertical.



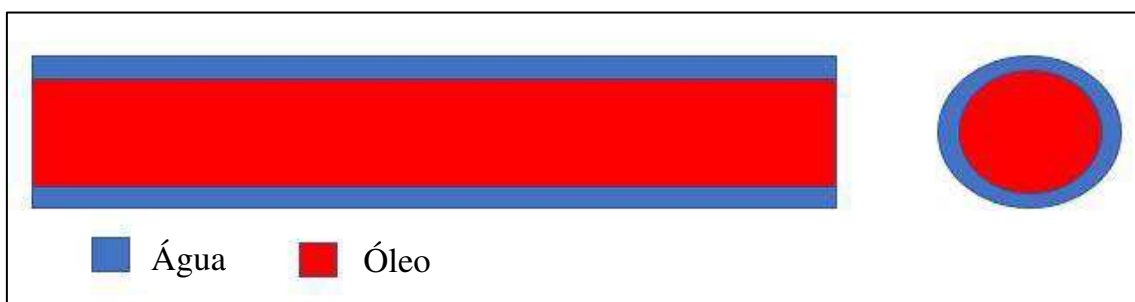
Fonte: Costa *et al.* (2004)

## 2.2 Escoamento anular (*Core-Flow*)

### 2.2.1 Fundamentos e estado da arte

A técnica *core-flow* consiste em injetar água junto ao escoamento de óleo, fazendo com que o óleo escoe no centro do duto e a água forme um anel em torno do óleo. Com isso, o óleo escoe sem tocar a parede do duto, reduzindo assim o atrito e, conseqüentemente, a perda de carga. Esta técnica permite transportar óleos pesados com um baixo custo, pois não é necessário o aquecimento dos fluidos ou da linha de produção (GRANZOTTO, 2008). A Figura 2.5 apresenta um típico escoamento *core-flow* em um duto horizontal.

**Figura 2.5** – Escoamento *core-flow* em um duto horizontal.



Fonte: Autoria própria

Vários estudos têm sido reportados na literatura a respeito do escoamento anular (*core-flow*). O ponto principal é a redução da perda de carga por atrito causada pela injeção de água, a qual escoe junto à parede do tubo.

Russel e Charles (1959) realizaram uma modelagem analítica para o escoamento anular e estratificado de óleo e água entre duas placas paralelas e em um tubo circular. Como a maior parte da tensão cisalhante ocorre nas paredes, os autores consideraram que era razoável supor que, com a injeção de água ao redor das paredes do tubo, a queda de pressão seria menor. O fluxo simultâneo da água e óleo foram analisados e as equações finais foram aplicadas para uma gama de condições de escoamento. De acordo com resultados, os autores afirmaram que a queda de pressão foi menor no tubo circular do que no fluxo entre duas placas paralelas, pois o fluido mais viscoso, o óleo, escoou no centro do tubo, reduzindo assim o diferencial de pressão.

Oliemans (1986) realizou uma investigação das características do *core-flow*, como também, uma revisão da literatura sobre modelos teóricos e correlações para determinar o gradiente de pressão para um escoamento *core-flow* estável. Para isso, foi considerado um escoamento de óleo e água em um tubo horizontal. Um modelo teórico para escoamento anular foi adaptado, acrescentando a turbulência no filme de água durante o escoamento. O modelo adaptado prediz o aumento do gradiente de pressão com o aumento da velocidade de óleo, considerando as amplitudes das ondas observadas durante os testes.

Prada (1998) realizou um estudo experimental com o objetivo de propor uma alternativa para a elevação de óleos pesados utilizando a técnica *core-flow*. Como resultado, foi observado que, com a utilização da técnica, a perda de carga na tubulação foi reduzida em mais de 1000 vezes em relação ao escoamento monofásico de óleo. Além disso, uma correlação para determinar o gradiente de pressão no escoamento vertical ascendente foi desenvolvida e validada.

Bannwart (1999) desenvolveu um modelo simples para a queda de pressão no padrão *core-flow* em um escoamento bifásico de óleo e água em tubos horizontais de aço, com base em dados experimentais. As experiências ocorreram à temperatura ambiente e indicaram que a correlação que considerava o escoamento anular perfeito não apresentava bons resultados devido a ondulação presente na interface e a turbulência no fluxo do anel de água.

Ooms e Poesio (2003) realizaram um estudo e propuseram um modelo teórico baseado na teoria de lubrificação hidrodinâmica para o escoamento anular em um duto horizontal. De acordo com o modelo, o fluido com a maior viscosidade se movimenta de forma ondulada no centro do duto. Essa ondulação induz variações de pressão ao longo do duto.

Vieira (2004) estudou experimentalmente o escoamento trifásico de óleo, água e ar em um tubo vertical de vidro. A água foi injetada de forma a impedir o contato do óleo com a parede do tubo. O gradiente de pressão foi medido com a utilização de um transdutor diferencial de pressão. Os resultados comprovaram a grande viabilidade técnica do padrão de escoamento anular.

Ooms *et al.* (2007) realizaram uma investigação teórica do escoamento anular dando destaque em como a força da flutuação no núcleo é contrabalanceada. Foi calculado os parâmetros das ondas interfaciais no núcleo de óleo levando em consideração a teoria da lubrificação. Os cálculos realizados se apresentaram de acordo com os dados experimentais. Quando o gradiente de pressão é grande o suficiente, um equilíbrio entre a força de flutuação e força hidrodinâmica no núcleo se desenvolve, formando um escoamento anular com o núcleo excêntrico.

Biazussi (2010) estimou o coeficiente de escorregamento entre as fases óleo e água em um escoamento anular por meio do cálculo da velocidade da interface. O resultado foi obtido a partir de uma correlação cruzada entre imagens adquiridas do escoamento através de um programa desenvolvido em LabVIEW. Com isso, apresentaram o coeficiente de escorregamento que melhor se ajustou ao modelo proposto.

Andrade *et al.* (2013) estudou o escoamento transiente de óleo pesado e água em duto horizontal com conexões T via simulação numérica utilizando o *software* ANSYS CFX. Verificou-se que a técnica *core-flow* não é eficiente para transportar o óleo pesado nas conexões T, pois o padrão de escoamento nas conexões muda de *core-flow* para estratificado.

Machado (2015) analisou o escoamento anular de óleo e água em dutos horizontais via simulação numérica. Os resultados mostraram que, para o escoamento anular, a perda de carga foi reduzida significativamente se comparada com o escoamento monofásico de óleo. Além disto, foi observado que o regime *core-flow* sofre mudanças com o aumento da velocidade superficial de água.

Morilla (2015) realizou um estudo experimental da utilização de um sensor de vazão em um escoamento bifásico. Foi identificada a transição do regime laminar para o turbulento, à medida que a vazão foi aumentada. Com isso, foram obtidos dados que puderam contribuir para o melhor entendimento do escoamento de petróleo pesado em dutos utilizando a técnica *core-flow*.

Gupta *et al.* (2016) apresentaram um estudo sobre o escoamento laminar de óleo e água utilizando a técnica *core-flow* em tubos verticais, via CFD. Foram considerados

os escoamentos verticais ascendente, descendente e sem a consideração da gravidade. Para o escoamento anular sem a atuação da gravidade, os resultados se apresentaram de acordo com a solução analítica para um escoamento anular completamente desenvolvido. Para o escoamento vertical ascendente foi verificada a formação de ondas na interface, que são formadas devido à ação da fluibilidade, força viscosa e tensão interfacial. Os resultados também indicaram que a amplitude da onda é reduzida com o aumento da vazão de óleo mantendo a vazão de água constante. Já as ondas presentes no escoamento vertical descendente, se mostraram menores.

Cazarez e González (2016) estudaram a modelagem do escoamento anular ascendente de óleo e água em tubos verticais utilizando o modelo de dois fluidos. Vários fatores de atrito propostos na literatura foram avaliados. Verificou-se que o fator de atrito tem uma influência importante na queda de pressão e a tensão de cisalhamento é maior à medida que a vazão do óleo aumenta. Além disso, os autores concluíram que as relações de Taitel *et al.* (1995) e Bannwart (2001) apresentaram as melhores previsões para o escoamento anular.

Shi *et al.* (2017) estudaram modelos de predição do *holdup* de água e o gradiente de pressão para escoamento de água e óleo com alta viscosidade em dutos horizontais, utilizando o padrão *core-flow*. Os resultados experimentais mostraram que, o *holdup* de água não está somente relacionado com a fração volumétrica da água, mas também ao grau de excentricidade da fase óleo, que é atribuída ao número de Froude da fase óleo. O que explicou a inconsistência dos resultados experimentais no que se refere à relação entre *holdup* de água e fração volumétrica da água obtidos a partir da literatura.

Cavicchio *et al.* (2017) realizaram um estudo experimental para analisar a influência da viscosidade no escoamento do tipo *core-flow*. Os fluidos utilizados foram óleo pesado e água. Os autores concluíram que o fator de redução (relação entre o gradiente de pressão de fricção para o fluxo monofásico de óleo e para o *core-flow*) apresentou um aumento exponencial com o aumento da viscosidade do óleo para todas as velocidades superficiais da água.

Coelho (2019) realizou um estudo experimental onde foram mapeados os padrões de escoamento bifásico (óleo-água) em dutos horizontais e verticais e mensurada a redução de potência e diferencial de pressão para avaliação da eficiência do *core-flow*. Foi observado que a diferença de densidade dos fluidos descentraliza o núcleo de óleo nos escoamentos horizontais. Foi verificado também que, em um trecho reto, para o *core-*

*flow*, deve-se considerar uma perda de carga de 15% a mais em relação ao escoamento monofásico de água.

Hu et al. (2019) realizaram um estudo sobre os padrões de fluxo e o gradiente de pressão para o escoamento anular de óleo e água em tubos horizontais. Tubos de acrílico de 14 mm de diâmetro interno e 7,5 mm de comprimento e dois tipos de óleo foram estudados. Os padrões de fluxo foram analisados com uma câmera de alta velocidade e um modelo de queda de pressão foi modificado adicionando-se um valor empírico. Os autores concluíram que, com o aumento da vazão da água, os padrões de bolha, *plug* e semianular tendem a formar um fluxo anular. Verificou-se, também, que o modelo de Bannwart modificado, obteve uma melhor precisão em relação ao modelo original. Para a fórmula do coeficiente de atrito foram considerados os efeitos da incrustação e excentricidade do óleo.

A técnica *core-flow* permite que o óleo pesado seja transportado com uma potência de bombeamento equivalente ao escoamento monofásico de água, pois somente a água entra em contato com a parede da tubulação. Com isso, a perda de carga é reduzida consideravelmente. Por outro lado, se houver um desequilíbrio no padrão de escoamento e o óleo pesado entrar em contato com a parede da tubulação, a pressão do sistema de transporte aumentará, podendo danificá-lo.

Em virtude da quantidade de reservas de óleo pesado descobertas, principalmente reservas *offshore*, tornou-se um desafio transportar este óleo pesado de uma forma segura e economicamente viável. Por isso, um estudo mais aprofundado da técnica *core-flow* tornou-se de suma importância.

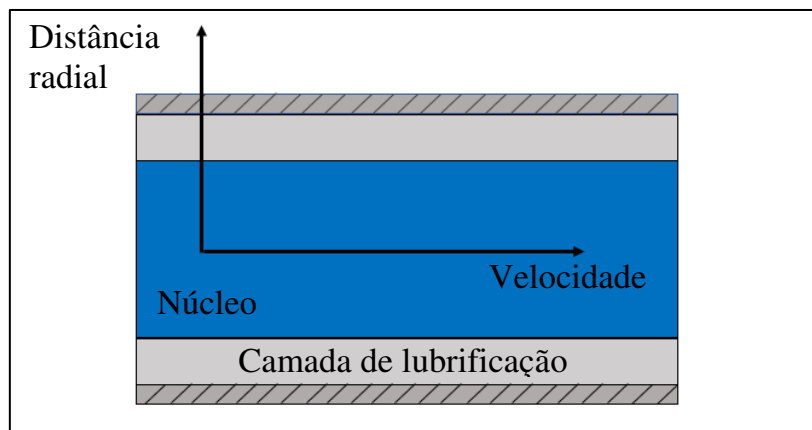
### 2.2.2 Características do *core-flow*

O escoamento anular, em relação ao formato da interface óleo-água, pode ser subdividido em escoamento anular ideal ou perfeito (PCAF- *perfect core annular flow*) ou anular ondulado (WCAF- *wave core annular flow*). No escoamento anular ideal ou perfeito é considerado que não há ondulações na interface óleo-água. Corresponde a um escoamento concêntrico de dois fluidos em uma tubulação de seção transversal circular, em regime laminar e permanente. Em tubos horizontais, devido à ação da gravidade, o efeito de simetria fica comprometido. Já para tubulações verticais, este problema não é observado (PRADA, 1998). De acordo com Bensakhira *et al.* (2004), o escoamento anular perfeito é raro de existir, podendo ocorrer somente nos casos em que os fluidos

presentes no escoamento tenham densidades iguais. O perfil de velocidade para um escoamento perfeito está ilustrado na Figura 2.6.

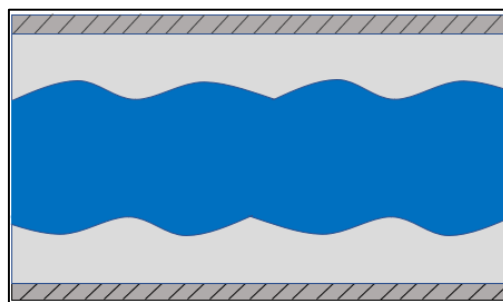
O escoamento anular ondulado é o tipo de escoamento observado em situações reais. É caracterizado pela formação de ondas durante o escoamento., pois o efeito da gravidade sobre os fluidos com diferentes densidades provoca um movimento radial do núcleo, formando assim, as ondulações. A Figura 2.7 apresenta um escoamento anular ondulado.

**Figura 2.6** – Perfil de velocidade para um escoamento anular perfeito.



Fonte: Autoria própria

**Figura 2.7** – Escoamento anular ondulado em uma tubulação horizontal.



Fonte: Autoria própria

Bobok *et al.* (1996) empregaram o escoamento anular perfeito para encontrar uma correlação para a perda de carga em um oleoduto que transportava óleo pesado. Foi considerado dois fluidos imiscíveis escoando em uma tubulação horizontal ou ligeiramente inclinada. O escoamento foi considerado desenvolvido, permanente e laminar, tanto no núcleo quanto no anular. Os cálculos para a perda de carga apresentaram uma boa concordância, o desvio foi menor que 20%.



Bai *et al.* (1996) realizaram uma simulação numérica para estudar o escoamento ondulado do núcleo de óleo, considerando que a água e o óleo possuem densidades iguais. Eles concluíram que o comprimento da onda aumenta quando o número de Reynolds é baixo e diminui para maiores números de Reynolds.

Rodriguez e Bannwart (2006) estudaram a hidrodinâmica do fluxo vertical ascendente de óleo e água no padrão de escoamento anular, para a aplicação em projetos de tubulações de produção de óleos pesados. Para o estudo, foi levada em consideração a tensão interfacial. Os autores propuseram uma equação que permite a determinação da forma e posição da interface para fluxos verticais do núcleo. As formas interfaciais obtidas foram compatíveis com as ondas do tipo bambu.

Rodriguez *et al.* (2009) desenvolveram um modelo mais refinado para o cálculo das perdas por fricção no escoamento anular ascendente vertical e horizontal. O modelo levou em consideração, por meio de parâmetros empíricos, o efeito da irregularidade da interface, excentricidade do núcleo, turbulência do fluxo do anel e o efeito da flutuabilidade. Os autores concluíram que o modelo pode ser utilizado para analisar os dados de queda de pressão, melhorando algumas correlações anteriormente desenvolvidas. Além disto, o chamado escoamento anular perfeito não forneceu uma boa representação de dados experimentais quando o fluxo anular estava em regime turbulento.

Rodriguez (2002) classificou o padrão anular vertical ascendente em quatro subpadrões: anular ondulado distorcido (AOD), anular ondulado (AO), anular perturbado (AOP) e anular perfeito (AP):

a) Anular ondulado distorcido – ocorre para altas vazões de água e médias vazões de óleo. É observado dentro da região anular e é caracterizado por um núcleo de óleo sem uma geometria definida, oscilando entre trechos que tomam a seção transversal e outros onde o núcleo de óleo parece um fio. As ondulações possuem a forma sinuosa e não há simetria.

b) Anular ondulado – ocorre para médias e altas vazões de óleo e baixas e médias vazões de água. As ondulações são semelhantes a um bambu (*bamboo waves*), com as cristas das ondas separadas por um caule alongado. O comprimento das ondas depende das vazões e diminui com o aumento de óleo.

c) Anular perturbado – é observado em altas vazões de óleo e baixas a altas vazões de água. Possui ondulações, porém as ondas não possuem uma geometria identificável visualmente. As cristas das ondas não se encontram no mesmo plano transversal ao escoamento e o comprimento de onda é bastante pequeno.

d) Anular perfeito – ocorre para altas vazões de óleo e água. Caracteriza-se por um núcleo de óleo perfeitamente cilíndrico e por um anel de água bastante fino.

Ainda segundo Rodrigues (2002), os padrões anular distorcido, anular perturbado e anular perfeito são padrões de transição, como mostrado na Tabela 2.1.

**Tabela 2.1** – Transições do escoamento anular.

Sub-padrão	Transição
Anular distorcido	Anular → intermitente
Anular perturbado	Anular → emulsão de água em óleo
Anular perfeito	Anular → emulsão de água em óleo

De acordo com Prada (1998), a formação do escoamento anular depende da estabilidade hidrodinâmica e da determinação de parâmetros como a faixa de velocidade para a qual o escoamento anular é estável, geometria e posição do duto e propriedades dos líquidos.

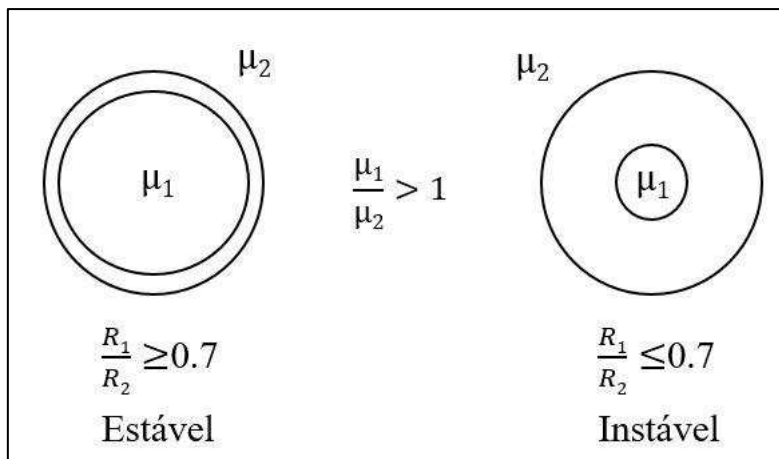
A tensão superficial tem grande influência na estabilidade do escoamento anular. Em velocidades baixas, a tensão superficial e a diferença de densidade entre os fluidos provocam instabilidades no escoamento. Estas instabilidades geram ondulações na interface entre os fluidos, formando um escoamento anular ondulado, que é mais estável e de maior aplicabilidade na prática (PRADA, 1998).

A teoria da estabilidade linear é frequentemente utilizada para estudar a transição entre os diversos tipos de escoamento. Para simplificar, é considerado o escoamento como anular perfeito (*perfect core annular flow*), que é estável em determinadas situações.

Joseph *et al.* (1984) estudaram a estabilidade do escoamento anular utilizando dois fluidos imiscíveis com diferentes viscosidades e densidades iguais através de um tubo sob um gradiente de pressão. Os autores demonstraram que o escoamento é estável quando o fluido mais viscoso se encontra no centro da tubulação, dependendo da razão entre os

raios, conforme ilustrado na Figura 2.8. Nesta Figura,  $\mu_1$ ,  $\mu_2$ ,  $R_1$  e  $R_2$  a viscosidade do óleo, viscosidade da água, raio relativo ao núcleo de óleo e raio do duto, respectivamente.

**Figura 2.8** – Estabilidade do *core-flow*.



Fonte: Adaptado de Joseph *et al.* (1984)

Preziosi *et al.* (1989) estudaram a estabilidade do *core-flow* utilizando a teoria linear da estabilidade. Os efeitos da tensão superficial e da densidade foram considerados, com a gravidade sendo desconsiderada. Uma faixa de parâmetros para a qual o *core-flow* foi estável para pequenos distúrbios foi determinada. Como resultado eles concluíram que, quando o número de Reynolds se encontra abaixo de um valor crítico mínimo, o *core-flow* foi desestabilizado e as ondas se dividiram e formaram bolhas. Com o aumento do número de Reynolds, a instabilidade capilar foi estabilizada por cisalhamento. Para o número de Reynolds maior que um valor crítico máximo, o fluxo tornou-se instável, o que levou a formação de emulsões.

Bai *et al.* (1992) realizaram um estudo sobre a estabilidade do *core-flow* em um aparato vertical com fluxos ascendente e descendente, em baixas vazões. Medidas de vazão volumétrica, holdup, gradiente de pressão e tipos de fluxo foram analisados e comparados com previsões teóricas baseadas em escoamento laminar ideal e nas previsões de teoria linear da estabilidade. Segundo os autores, para um fluxo de óleo, existe uma vazão volumétrica ótima de água na qual o gradiente de pressão é mínimo. O gradiente de pressão mínimo encontra-se na região das ondas tipo bambu, no fluxo ascendente, e na região do escoamento anular perturbado, no fluxo descendente. O gradiente de pressão foi menor para o fluxo descendente e, por isso, o escoamento anular perturbado mostrou-se mais eficiente do que aquele com as ondas tipo bambu.

Hu e Patankar (1995) estudaram a estabilidade do *core-flow* em uma tubulação vertical, por meio de perturbações assimétricas. Os autores concluíram que, quando o núcleo de óleo é fino, o padrão torna-se instável e as ondas interfaciais formam *corkscrew waves* (ondas que se assemelham a um saca-rolha). Nos casos em que o efeito da tensão interfacial e o número de Reynolds foi grande, ocorreu a formação de emulsões. Porém, a tensão interfacial não apresentou muita influência sobre as ondas longas, como as *corkscrew waves*.

Na literatura, são descritos dois modelos clássicos para a estabilidade do padrão de escoamento anular: modelo de lubrificação e modelo de levitação. O modelo de lubrificação propõe que o movimento do núcleo ondulado na parede do tubo provoca um campo de pressão na região anular e forças na direção vertical, contrabalanceando as forças de empuxo, sendo fundamental para a lubrificação e estabilidade do *core-flow* (OLIEMANS, 1986).

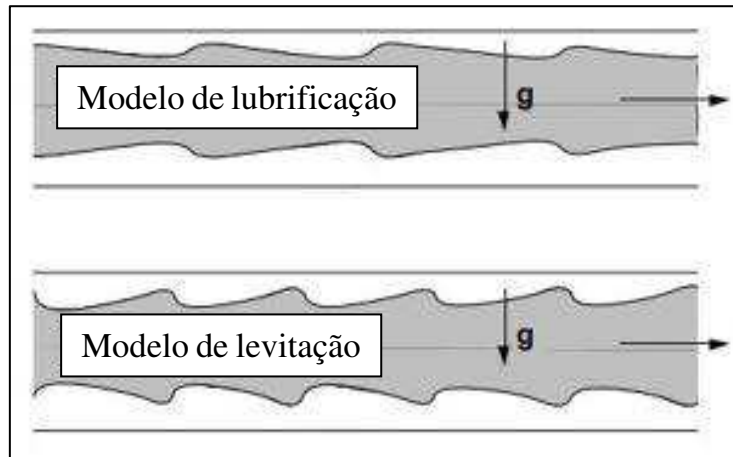
Segundo Vara (2001), a instabilidade da interface água-óleo pode ser de dois tipos:

a) Instabilidade tipo Rayleigh-Taylor – ocorre devido ao efeito combinado da tensão interfacial e/ou gradientes de densidade desfavoráveis nos fluidos;

b) Instabilidade do tipo Kelvin-Helmholtz – decorrente de um desequilíbrio das velocidades interfaciais dos fluidos e apresenta-se como uma ondulação na interface dos fluidos.

O modelo de levitação considera que as forças inerciais também são responsáveis pela estabilidade e manutenção do padrão de escoamento anular. Para altas velocidades, o núcleo levitaria no anel de água, que corresponde ao fluido menos viscoso (RODRIGUEZ, 2002). A Figura 2.9 apresenta a comparação entre os modelos de lubrificação e de levitação.

**Figura 2.9** – Comparação entre o modelo de lubrificação e modelo de levitação.

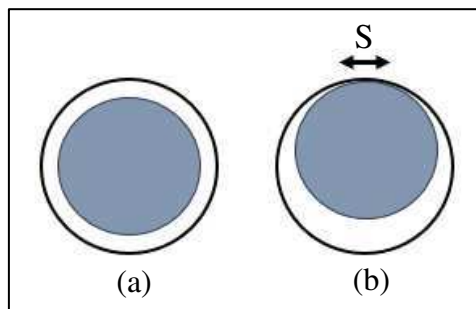


Fonte: Adaptado de Bai *et al.* (1996)

### 2.2.3 Excentricidade do “core-flow”

A excentricidade do *core-flow* está relacionada com a diferença de densidade dos fluidos presentes no escoamento, como pode ser observado na Figura 2.10. A variável  $S$  representa o perímetro de contato entre a fase óleo (núcleo) e a parede do duto.

**Figura 2.10** – Excentricidade do *core-flow*: (a) posição concêntrica ao eixo do tubo (sem diferença de densidade) e (b) posição excêntrica ao eixo do tubo (com diferença de densidade).



Fonte: Bensakhira *et al.* (2004)

Bensakhira *et al.* (2004) realizaram um estudo experimental para avaliar a influência de diversos parâmetros no processo de lubrificação para um escoamento anular. Segundo os autores, a posição do núcleo depende exclusivamente da razão do perímetro de contato entre a parede do tubo e o fluido que forma o núcleo e do perímetro

do tubo. Esta razão depende da diferença de densidade entre os fluidos e da quantidade de água injetada.

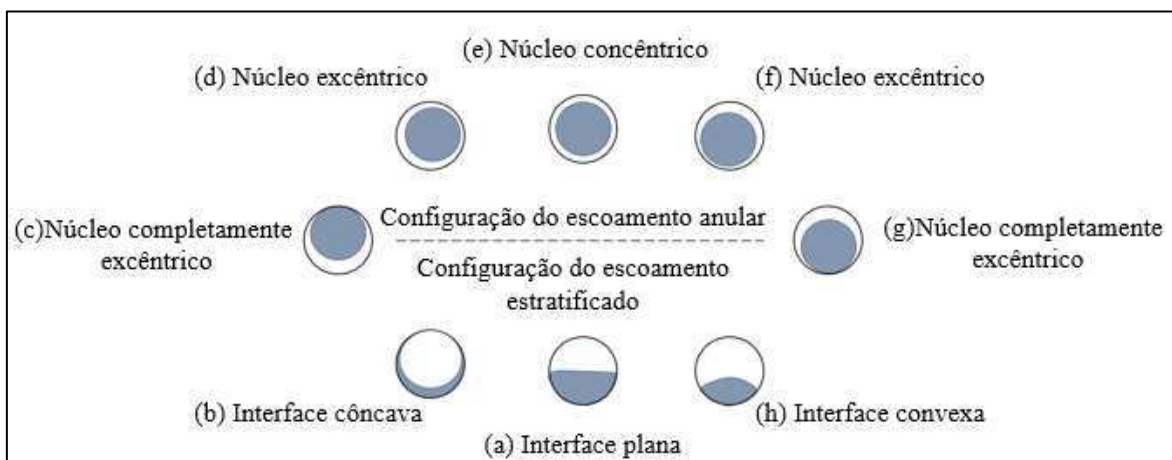
Rovinsky *et al.* (1997) desenvolveram uma solução analítica para um escoamento anular completamente excêntrico. De acordo com os autores, o fluxo anular completamente excêntrico pode ser determinado a partir de uma configuração obtida a partir dos padrões de escoamento estratificado ou anular (Figura 2.11). As configurações do padrão de escoamento anular e estratificado são pontos de partida para o estudo de outros padrões de escoamento. Para o estudo foi utilizado parâmetros adimensionais para avaliar o ângulo de molhabilidade ( $\alpha$ ) e o número de Eotvos ( $E_o$ ) que é dado pela seguinte equação:

$$E_o = \frac{2\sigma_{12}}{(\rho_2 - \rho_1)gR^2} \quad (2.1)$$

onde,  $\sigma_{12}$  corresponde a tensão superficial dos fluidos,  $\rho$  é a densidade e  $R$  o raio do tubo.

Para o número de Eotvos tendendo a zero, tem-se uma estratificação plana, já para número de Eotvos maior que 1, obtêm-se o *core-flow* excêntrico. Quando o número de Eotvos é igual a zero, tem-se o *core-flow* padrão e para um número de Eotvos maior que zero e menor que 1, é observado um escoamento estratificado com interfaces curvadas.

**Figura 2.11** – Configurações do padrão de escoamento anular e estratificado.



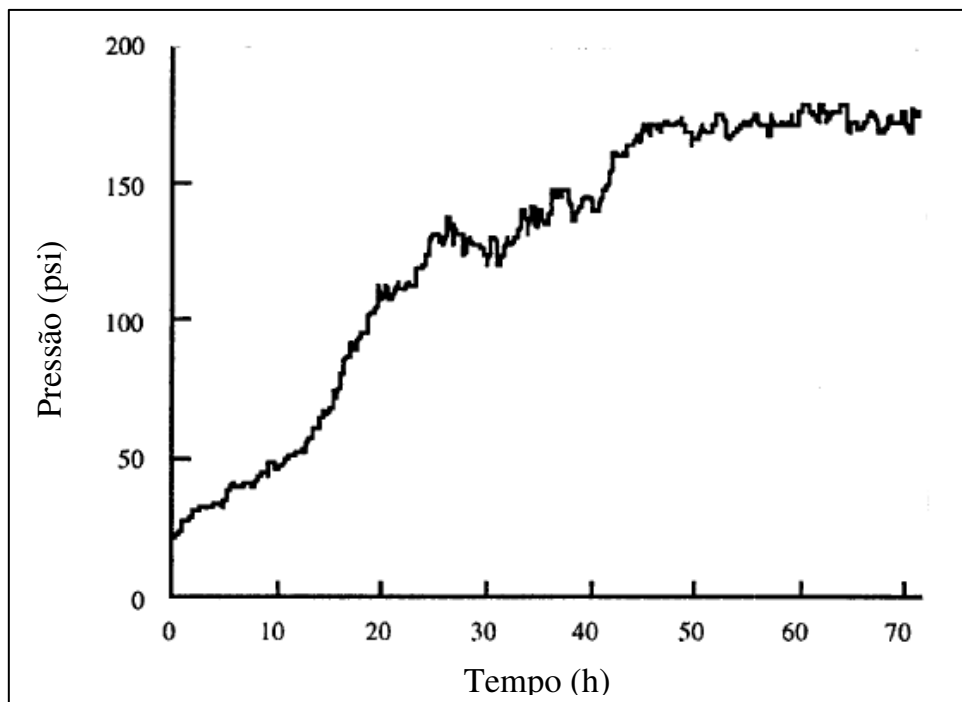
Fonte: Adaptado de Rovinsky *et al.* (1997)

#### 2.2.4 Efeito da adesão do óleo na parede do duto na técnica *core-flow*

A adesão do óleo na parede do duto durante o escoamento utilizando a técnica *core-flow* é um fator importante a ser estudado. Durante o escoamento, o óleo tem tendência a se acumular em alguns pontos no duto, provocando um aumento na perda de carga.

Segundo Joseph *et al.* (1997), o óleo incrustado na parede da tubulação leva a um aumento rápido da queda de pressão e pode até bloquear o fluxo. Para exemplificar, os autores apresentaram dados de um experimento realizado com o óleo bruto de Zuata, na Venezuela. O duto utilizado para o experimento possuía 20 cm de diâmetro e 1 km de comprimento. A densidade do óleo foi igual a 996,0 kg/m<sup>3</sup>, a viscosidade igual a 115000 cP e com velocidade superficial igual a 1,5 m/s. A seção anular possuía 4% de água. Foi constatado que a queda de pressão aumentou de 29 psi para 174 psi devido a adesão gradual do óleo na parede da tubulação (Figura 2.12). Esse experimento também mostrou que o óleo aderiu em determinados locais mais do que outros, como uniões, dobras, flanges e curvas.

**Figura 2.12** – Efeito da adesão do óleo na tubulação durante o *core-flow*.



Fonte: Joseph *et al.* (1997).

Barbosa (2004) estudou o efeito de incrustações de óleo em escoamentos do tipo *core-flow* em um tubo horizontal de aço carbono sem tratamento superficial. A análise experimental foi realizada por meio do monitoramento da queda de pressão com o tempo. Com os resultados experimentais, a autora desenvolveu um modelo físico simples que permitiu determinar o tempo necessário para a limpeza da tubulação incrustada com óleo.

Como solução para a aderência do óleo na parede da tubulação, Silva e Mohamed (2003) realizaram um estudo sobre a modificação de superfícies para obter um filme lubrificante estável durante o *core-flow*. Para isso utilizaram a oxidação da superfície a fim de torná-la hidrofílica, impedindo assim, a aderência do óleo. De acordo com os resultados, os métodos utilizados pelos os autores (método de oxidação utilizando permanganato e processo fenton) foram capazes de transformar as superfícies para hidrofílicas, favorecendo assim, o *core-flow*.

### **2.3 Escoamento em dutos com seção transversal elíptica**

O modal dutoviário utiliza um sistema de transporte formado por dutos que movimentam substâncias de um ponto a outro. Duto é a designação da ligação de tubos destinados ao transporte e, dependendo da substância transportada, podem ser classificados em:

- a) Gasodutos – transporte de gases, como o gás natural;
- b) Oleodutos – transporte de petróleo e seus derivados;
- c) Carbodutos – transporte de carvão mineral;
- d) Minerodutos – transporte de minérios.

Em relação a localização dos dutos, eles podem ser subterrâneos, aparentes, aéreos ou submarinos. Os dutos subterrâneos são protegidos contra intempéries e acidentes, são mais seguros em relação a vazamentos, pois existe uma grande camada de terra envolvendo-os. Os dutos aparentes são utilizados nas chegadas e saídas das estações de bombeio, no transporte de substâncias, entre outros. O duto aéreo é utilizado quando o terreno está muito acidentado ou quando se deseja contornar algum obstáculo. Já os dutos submarinos são bastantes utilizados em poços *offshore*.

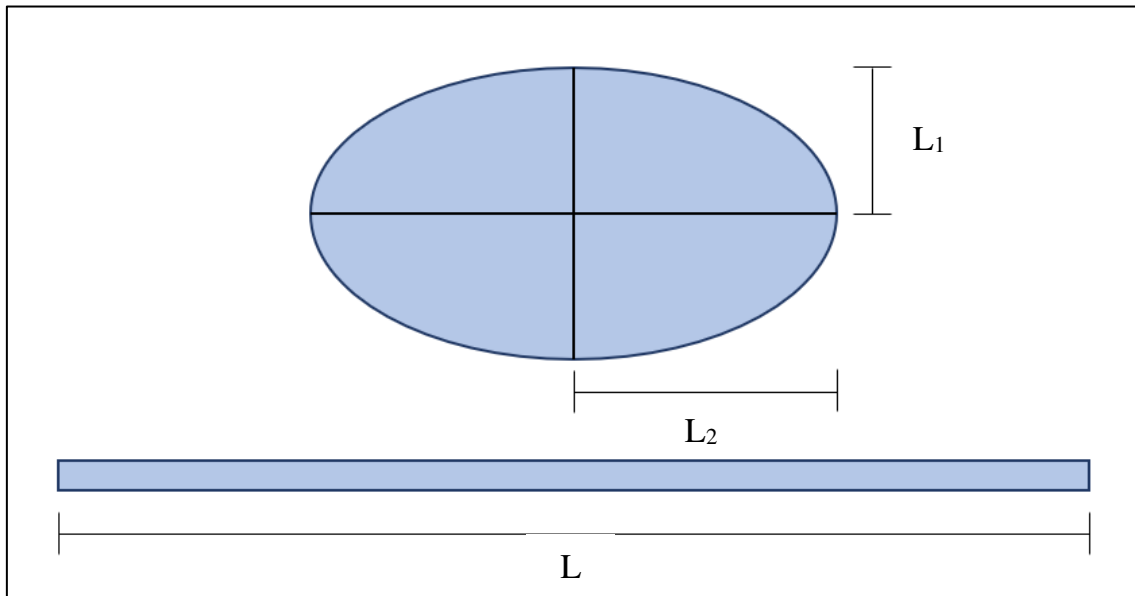
Os dutos utilizados na indústria de petróleo são, em sua grande maioria, dutos cilíndricos com seção transversal circular. Porém, devido às dificuldades em relação ao



transporte de óleo pesado, novas tecnologias estão sendo desenvolvidas visando aumentar a eficiência do transporte. Estudos mostraram que os dutos cilíndricos com seção transversal elíptica possuem vantagens em relação aos dutos circulares, como por exemplo, uma perda de carga menor dependendo da razão de aspecto do duto elíptico.

A Figura 2.13 ilustra um duto cilíndrico com seção transversal elíptica.

**Figura 2.13** – Duto com seção transversal elíptica.



Fonte: Autoria própria (2020)

A razão de aspecto é dada por:

$$R_a = \frac{L_2}{L_1} \quad (2.2)$$

onde,  $R_a$ ,  $L_1$  e  $L_2$  são a razão de aspecto, raio menor e raio maior da elipse, respectivamente (Figura 2.13).

Alguns trabalhos envolvendo transferência de calor e/ou escoamento de fluidos em dutos com seção transversal elíptica são apresentados a seguir:

Cadé (2003) realizou uma simulação numérica do escoamento do gás natural em um duto cilíndrico elíptico. Com o estudo, o autor concluiu que o duto de seção circular

apresentou uma perda de carga maior se comparado com um duto de seção transversal elíptica para as condições estudadas.

Maia *et al.* (2006) estudaram a transferência de calor em um fluxo laminar de fluidos não-newtonianos em dutos com seção transversal elíptica. Os resultados mostraram uma forte dependência dos parâmetros de transferência de calor em relação à razão de aspecto do duto.

Flor (2008) estudou a distribuição de velocidade e pressão no escoamento turbulento de gás natural em dutos elípticos. De acordo com os resultados obtidos, o autor concluiu que o fluxo de massa no duto elíptico é menor em relação ao duto circular, porém, os dutos elípticos apresentaram vantagens significativas em relação aos dutos circulares, no quesito transferência de calor.

Wang (2009) estudou a transferência de calor, fluxo e o efeito do arredondamento de cantos em dutos elípticos. Os resultados obtidos mostraram que os cantos arredondados diminuem tanto o fluxo quando a transferência de calor convectiva, além disto, aumentam a força de cisalhamento na parede.

Mota (2015) realizou um estudo, via simulação numérica, para avaliar o escoamento turbulento de gás natural em dutos com seção transversal elíptica com vazamento. O autor concluiu que a pressão média na região do vazamento mostrou-se influenciada pela variação da razão de aspecto. Quanto maior a razão de aspecto, menor a pressão na região do vazamento. Já em relação ao fluxo de massa, quanto maior a razão de aspecto, maior o fluxo mássico no vazamento.

Oliveira (2019) estudou o escoamento bifásico de óleo e água em dutos elípticos via simulação numérica. Foi estudado os campos de pressão, velocidade e fração volumétrica das fases para diferentes razões de aspecto. De acordo com os resultados, quanto maior a razão de aspecto em um duto elíptico, menor será a perda de carga no duto.

Ramos (2019) estudou numericamente o escoamento trifásico de óleo, água e gás em dutos com seção transversal elíptica utilizando o *software* Ansys FLUENT 15.0. Como resultado, a autora observou que, quanto maior a velocidade e a fração volumétrica do óleo, maior é a perda de carga no duto. Além disso, observou-se que o duto com seção transversal circular apresentou uma melhor eficiência quando comparado ao duto com seção transversal elíptica nas mesmas condições operacionais.

## CAPÍTULO 3

### METODOLOGIA

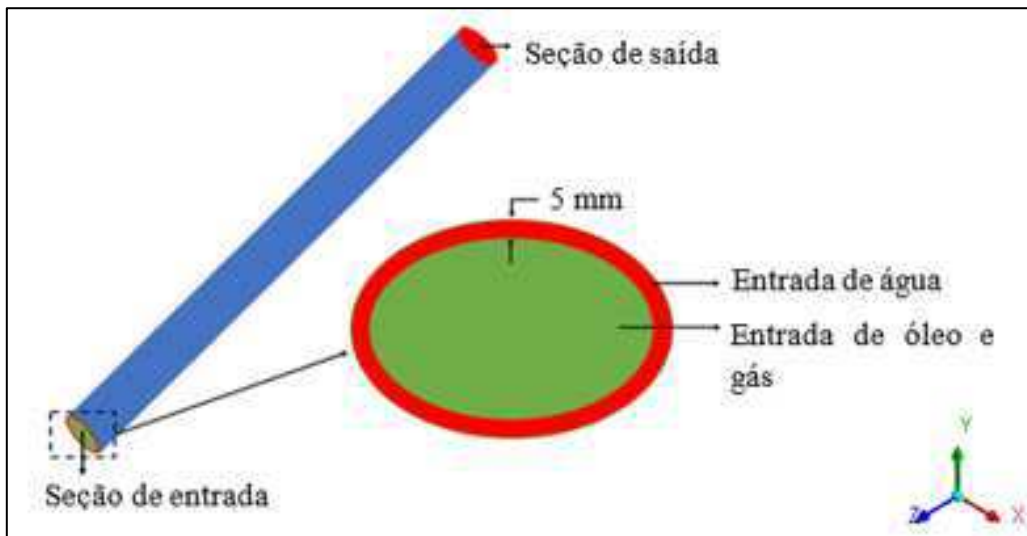
#### 3.1 Problema físico e geometria

O problema físico em estudo corresponde a um escoamento trifásico (óleo, gás e água) vertical (ascendente e descendente) e horizontal, isotérmico e não isotérmico, em um duto cilíndrico com seção transversal elíptica utilizando a técnica *core-flow*. A Figura 3.1 representa a geometria utilizada neste trabalho, formada por duas entradas e uma saída. A região de entrada de água, possui uma espessura de 5 mm. Os dados geométricos do duto utilizado nas simulações são apresentados na Tabela 3.1.

**Tabela 3.1** – Dimensões do duto em estudo.

Parâmetros	Valor
Comprimento do raio menor - $L_1$ (m)	0,050
Comprimento do raio maior - $L_2$ (m)	0,075
Comprimento do duto - $L$ (m)	8,0
Diâmetro hidráulico - $D_h$ (m)	0,119
Razão de aspecto - $R_a$	1,5

**Figura 3.1** – Representação da geometria utilizada nas simulações.



### 3.2 Modelagem matemática

As seguintes considerações foram utilizadas para a modelagem matemática e solução numérica:

- Domínio tridimensional;
- Regime transiente;
- Escoamento isotérmico ou não isotérmico, dependendo do caso estudado;
- Escoamento vertical (ascendente ou descendente) ou horizontal;
- Não há ocorrência de reações químicas;
- Efeito gravitacional.

Dessa forma, as equações governantes do modelo utilizado são apresentadas a seguir:

- Equação de conservação da massa

A equação de conservação da massa para a mistura é:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_m) + \nabla \cdot (\rho_m \vec{v}_m) = 0$$

onde,  $\vec{v}_m$  é a velocidade média em massa da mistura, dada como segue:

$$\vec{v}_m = \frac{\sum_{k=1}^n \alpha_k \rho_k \vec{v}_k}{\rho_m} \quad (3.2)$$

A massa específica da mistura ( $\rho_m$ ) é dada por:

$$\rho_m = \sum_{k=1}^n \alpha_k \rho_k \quad (3.3)$$

onde  $\alpha_k$  é a fração volumétrica para cada fase  $k$ .

(3.4)

b) Equação da quantidade de movimento

A equação da quantidade de movimento para a mistura, pode ser obtida pela soma das equações da quantidade de movimento individuais para todas as fases:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_m \vec{v}_m) + \nabla \cdot (\rho_m \vec{v}_m \vec{v}_m) = -\nabla p + \nabla \cdot [\mu_m (\nabla \vec{v}_m + \nabla \vec{v}_m^T)] + \rho_m \vec{g} + \vec{F} + \nabla \cdot (\sum_{k=1}^n \alpha_k \rho_k \vec{v}_{dr,k} \vec{v}_{dr,k}) \quad (3.5)$$

onde  $n$  corresponde ao número de fases,  $\vec{F}$  é a força de corpo,  $\vec{g}$  é a aceleração da gravidade,  $p$  é a pressão manométrica,  $\vec{v}_{dr,k}$  é a diferença de velocidade de uma fase  $k$  com relação a velocidade média da mistura, dada por:

$$\vec{v}_{dr,k} = \vec{v}_k - \vec{v}_m \quad (3.6)$$

A viscosidade da mistura é calculada pela seguinte equação:

$$\mu_m = \sum_{k=1}^n \alpha_k \mu_k \quad (3.7)$$

c) Equação da energia

A equação da energia para a mistura é dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t} \sum_{k=1}^n \alpha_k p_k E_k + \nabla \cdot \sum_{k=1}^n (\alpha_k \vec{v}_k (p_k E_k + p)) = \nabla \cdot (k_{eff} \nabla T) + S_E \quad (3.8)$$

onde  $k_{eff} = (\sum \alpha_k (k_k + k_t))$ , é a condutividade efetiva, sendo  $k_t$  a condutividade térmica turbulenta, definida de acordo com o modelo de turbulência utilizado na simulação.

O primeiro termo do lado direito da Equação (3.8) representa a transferência de calor devido à condução. O termo  $S_E$  inclui outras fontes de calor.

Para fluidos incompressíveis,  $E_k = h_k$ , onde  $h_k$  corresponde à entalpia sensível para a fase k.

### 3.3 Condições inicial e de contorno

Como condição inicial foi considerado que o duto estava cheio com água, ou seja,  $f_a = 1,0$ .

#### 3.3.1 Estudo isotérmico

As condições de contorno para o estudo isotérmico são descritas a seguir:

a) **Seção de entrada:** A água foi introduzida com um valor prescrito e não nulo para a velocidade. As frações volumétricas e velocidades do óleo e gás nessa seção foram nulas ( $f_o = f_g = 0$ ). Já na seção de entrada de óleo e gás foi considerado que esses fluidos foram introduzidos com velocidades prescritas e não nulas, com  $f_o = 0,95$  e  $f_g = 0,05$ .

b) **Parede:** Foi adotada a condição de não deslizamento, ou seja, componentes de velocidades nulas para as fases envolvidas.

c) **Seção de saída:** Adotou-se a condição de pressão estática constante ( $p_{est} = 101325$  Pa).

### 3.3.1 Estudo não isotérmico

As condições de contorno para o estudo não isotérmico foram:

a) **Seção de entrada:** A água foi introduzida com um valor prescrito e não nulo para a velocidade. As frações volumétricas e velocidades do óleo e gás nessa seção foram nulas ( $f_o = f_g = 0$ ). Já na seção de entrada de óleo e gás foi considerado que esses fluidos foram introduzidos com velocidades iguais a 3,0 m/s ( $v_o = v_g = 3,0$  m/s), com  $f_o = 0,95$  e  $f_g = 0,05$ . A temperatura inicial da água variou de 298,15 a 338,15 K. A temperatura inicial do óleo e gás foi igual a 303,15 K ou 338,15 K.

b) **Parede:** Foi adotada a condição de não deslizamento. A temperatura inicial da parede do duto foi igual a  $T_p = 288,15$  K.

c) **Seção de saída:** Adotou-se a condição de pressão estática constante ( $p_{est} = 101325$  Pa).

## 3.4 Solução das equações governantes

### 3.4.1 Analítica

Para a solução analítica foi utilizada a metodologia proposta por Kakaç et al. (1987). Estes autores definiram que na região completamente desenvolvida, o perfil de velocidade para um escoamento monofásico e laminar de fluidos incompressíveis em dutos com seção transversal elíptica é dado por:

$$w(x, y) = \frac{1}{2\mu} \left( -\frac{dp}{dz} \right) \frac{L_1^2 L_2^2}{L_1^2 + L_2^2} \left( 1 - \frac{y^2}{L_1^2} - \frac{x^2}{L_2^2} \right) \quad (3.9)$$

ou

$$\frac{w}{w_m} = 2 \left( -\frac{x^2}{L_2^2} - \frac{y^2}{L_1^2} \right) \quad (3.10)$$

onde, a velocidade média do escoamento ( $w_m$ ) é obtida a partir da seguinte equação:

(3.11)

$$w_m = -\frac{1}{4\mu} \frac{dp}{dz} \left( \frac{L_1^2}{1 + \left(\frac{L_1}{L_2}\right)^2} \right)$$

De acordo com Kakaç et al. (1987), o comprimento de entrada hidrodinâmico ( $L_{eh}$ ) é dado por:

(3.12)

$$L_{eh} = \frac{0.5132}{\left[1 + \left(\frac{L_1}{L_2}\right)^2\right]} \left\{ \frac{E \left[1 - \left(\frac{L_1}{L_2}\right)^2\right]}{\pi} \right\}^2 D_h Re_{Dh}$$

onde,

(3.13)

$$D_h = \frac{\pi L_1}{E \left[1 - \left(\frac{L_1}{L_2}\right)^2\right]}$$

e

(3.14)

$$Re_{Dh} = \frac{\rho v_m D_h}{\mu}$$

sendo,  $D_h$ ,  $E$ ,  $L_1$ ,  $L_2$  e  $Re_{Dh}$  o diâmetro hidráulico, integral elíptica completa de segunda ordem, comprimento do raio menor, comprimento do raio maior e número de Reynolds baseado no diâmetro hidráulico, respectivamente.

Ainda de acordo com Kakaç et al. (1987), o coeficiente de fricção para a região completamente desenvolvida é dado, por:

$$\hat{f}_{rca} Re_{Dh} = 2 \left[1 + \left(\frac{L_1}{L_2}\right)^2\right] \left\{ \frac{\pi}{E \left[1 - \left(\frac{L_1}{L_2}\right)^2\right]} \right\}^2 \quad (3.15)$$



O fator de fricção aparente é obtido a partir da queda de pressão total axial da entrada do duto até o ponto de interesse (KAKAÇ et al., 1987):

$$\Delta p_{reh}^* = \frac{P_{z=0} - P}{\rho w_m^2 / 2} = \hat{f}_{reh} \frac{4z}{D_h} \quad (3.16)$$

Segundo Rohsenow et al. (1998), o coeficiente de fricção aparente pode ser calculado por:

$$\hat{f}_{reh} Re_{Dh} = \frac{\Delta p_{reh}^*}{\left( \frac{2z}{D_h Re_{Dh}} \right)} \quad (3.17)$$

sendo,

$$\Delta p_{reh}^* = \frac{2(1 - \eta)(1 + 3\eta) - (1 + \eta)^2 \ln \eta^3}{3(1 + \eta)^2} \quad (3.18)$$

O termo ( $\eta$ ) é obtido da seguinte forma:

$$16 \left[ 1 + \left( \frac{L_1}{L_2} \right)^2 \right] \left\{ \frac{\pi}{E \left[ 1 - \left( \frac{L_1}{L_2} \right)^2 \right]} \right\}^2 \frac{z}{D_h Re_{Dh}} = \eta^2 - 1 - \ln \eta^2 \quad (3.19)$$

A queda de pressão total é dada pelo somatório da queda de pressão para a região de entrada hidrodinâmica ( $\Delta p_{reh}$ ) com a queda de pressão na região completamente desenvolvida ( $\Delta p_{rcd}$ ), como segue:

$$\Delta p_{total} = \Delta p_{reh} + \Delta p_{rcd} \quad (3.20)$$

sendo,

$$\Delta p_{rcd} = \frac{32(L - L_{ceh})\mu v}{D_h^2} \quad (3.21)$$

### 3.4.2 Numérica

Para solução numérica do problema físico em estudo, foi utilizado o *software* Ansys Fluent® 15.0.

As condições gerais adotadas para a solução das equações governantes estão contidas na Tabela 3.2.

**Tabela 3.2** – Condições gerais para o modelo matemático e solução numérica.

Tipo de escoamento	Trifásico (óleo, água e gás)
Regime de escoamento	Transiente
Modelo multifásico	Modelo de mistura
Modelo de turbulência	k- $\omega$
Acoplamento Pressão-Velocidade	SIMPLE
Discretização espacial - Gradiente	Least Squares Cell Based
Discretização espacial - Pressão	PRESTO!
Discretização espacial - Momento	Second Order Upwind
Discretização espacial – Fração volumétrica	QUICK
Formulação Transiente	Second Order Implicit
Critério de convergência	$10^{-7}$
Intervalo de tempo	0.01s
Tempo total	10s

Para a construção da geometria foi utilizado o *software* Autodesk Inventor Professional 2015. A malha, por sua vez, foi construída utilizando o *software* ICEM CFD 15.0. A Figura 3.2 apresenta a malha gerada, sendo constituída por 1037468 elementos.

A potência de bombeamento foi calculada a partir das seguintes Equações:

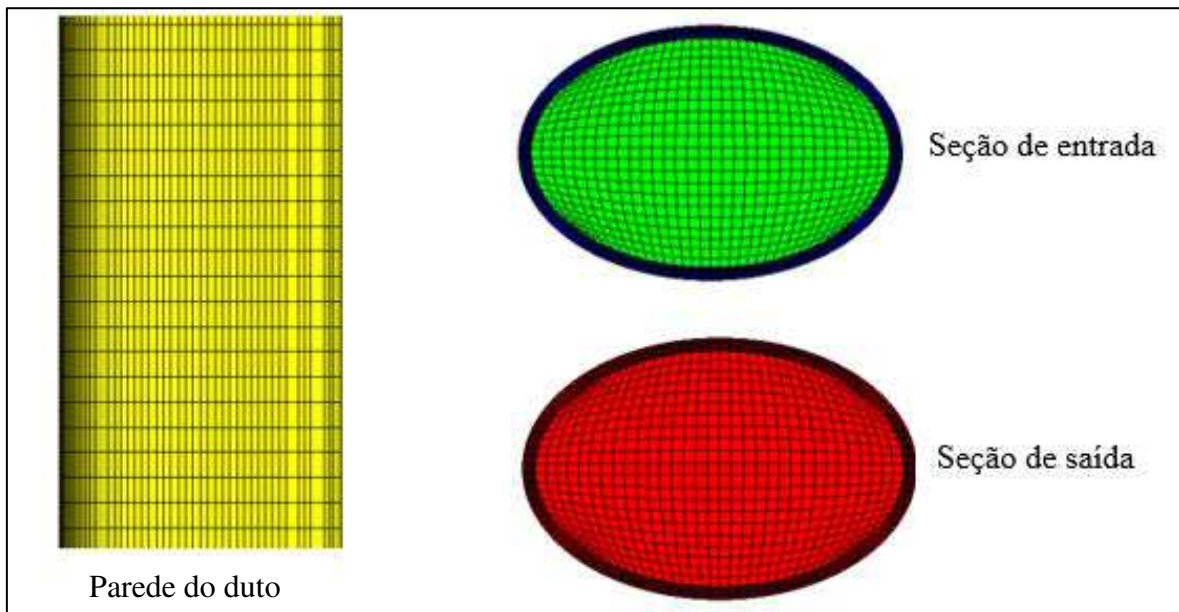
$$\dot{W} = Q\Delta p \quad (3.22)$$

onde

$$Q = fvA \quad (3.23)$$

onde  $\dot{W}$  corresponde a potência,  $\Delta p$  a diferença de pressão,  $Q$  a vazão volumétrica,  $f$  a fração volumétrica,  $v$  a velocidade e  $A$  a área da seção transversal do duto,

**Figura 3.2** – Representação da malha enfatizando a região de entrada e saída do duto.



### 3.5 Propriedades dos fluidos

As propriedades termofísicas dos fluidos usados nas simulações de escoamento isotérmico estão listadas na Tabela 3.3. Já as propriedades dos fluidos utilizadas nas simulações para o escoamento não isotérmico são apresentadas na Tabela 3.4.

**Tabela 3.3** – Propriedades físicas dos fluidos para o estudo isotérmico.

Propriedades físicas	Água	Óleo	Gás
Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	998.2	989.0	0.77
Viscosidade dinâmica (Pa. s)	0.001003	10.0	0.000011
Tensão superficial (N/m)	Água/óleo 0.067	Água/gás 0.07257	Gás/óleo 0.026

Fonte: Oliveira (2016), Banco de dados do Ansys CFX (2015), Silva (2012).

**Tabela 3.4** – Propriedades termofísicas dos fluidos para o estudo não isotérmico.

Fluido	$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	$\mu$ (Pa. s)	$c_p$ (J/kg.K)	$k$ (W/m.K)
Água	998,2	$2,185 \cdot (40,12 + 0,0051547T_f)T_f - 1000$	4182	0,6
Óleo	989,0	$51,57 \exp(-2,3935T_{adm})$	1800	0,147
Gás	0,77	$1,118 \cdot 10^{-5}$	2230	0,03388

Fonte: Banco de dados do Ansys CFX (2015), Costa *et al.* (2003), Santos *et al.* (2010).

O termo  $T_{adm}$  é dado a partir da temperatura absoluta (T):

$$T_{adm} = \frac{T - T_{min}}{T_{max} - T_{min}}$$

onde,

$T_{min}$  é a temperatura mínima válida para a correlação ( $T_{min}=273$  K);

$T_{max}$  é a temperatura máxima válida para a correlação ( $T_{max}=573$  K);

A correlação para a viscosidade da água é válida para a faixa de temperatura de 295 K a 500 K, onde o termo  $T_f$  corresponde à temperatura em graus Farenheit e  $T_k$  corresponde à temperatura em Kelvin:

$$T_f = 1,8T_k - 459,67$$

### 3.6 Casos simulados

A Tabela 3.5 resume os dados utilizados em todas as simulações realizadas.

**Tabela 3.5** – Dados utilizados nas simulações.

Casos	Escoamento			$f_o$ (-)	$f_g$ (-)	$f_a$ (-)	$v_o$ (m/s)	$v_g$ (m/s)	$v_a$ (m/s)	$T_o$ (K)	$T_g$ (K)	$T_a$ (K)
Validação do modelo												
01	Monofásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,99	0,01	-	3,0	3,0	-	-	-	-
Avaliação da variação da velocidade da água												
02	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	0,2	-	-	-
03	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	0,4	-	-	-
04	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	0,6	-	-	-
05	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	0,8	-	-	-
06	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	1,0	-	-	-
07	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	1,2	-	-	-
08	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	1,4	-	-	-
09	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	1,6	-	-	-
10	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	1,8	-	-	-
11	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	2,0	-	-	-

**Tabela 3.4 – Continuação.**

12	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	2,2	-	-	-
13	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	2,4	-	-	-
14	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	2,6	-	-	-
15	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	2,8	-	-	-
16	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,0	-	-	-
17	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,2	-	-	-
18	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,4	-	-	-
19	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,6	-	-	-
20	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,8	-	-	-
21	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	4,0	-	-	-
22	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	4,2	-	-	-
23	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	4,4	-	-	-
24	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	4,6	-	-	-
25	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	4,8	-	-	-
26	Trifásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	5,0	-	-	-

**Tabela 3.4 – Continuação.**

Avaliação da eficiência da técnica <i>core-flow</i>												
27	Monofásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,0	0,0	1,0	-	-	3,128	-	-	-
28	Monofásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,99	0,01	0,0	3,128	3,128	-	-	-	-
Avaliação da variação da temperatura												
27	Monofásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,0	0,0	1,0	-	-	3,128	-	-	-
28	Monofásico	Isotérmico	Vertical ascendente	0,99	0,01	0,0	3,128	3,128	-	-	-	-
29	Trifásico	Não isotérmico	Vertical Ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,6	303,15	303,15	298,15
30	Trifásico	Não isotérmico	Vertical Ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,6	303,15	303,15	308,15
31	Trifásico	Não isotérmico	Vertical Ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,6	303,15	303,15	318,15
32	Trifásico	Não isotérmico	Vertical Ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,6	303,15	303,15	328,15
33	Trifásico	Não isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,6	303,15	303,15	338,15
34	Trifásico	Não isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,6	338,15	338,15	303,15
35	Trifásico	Não isotérmico	Vertical ascendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	4,0	303,15	303,15	338,15
36	Trifásico	Não isotérmico	Horizontal	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,6	303,15	303,15	338,15
37	Trifásico	Não isotérmico	Vertical descendente	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,6	303,15	303,15	338,15

## **CAPÍTULO 4**

### **RESULTADOS E DISCUSSÕES**

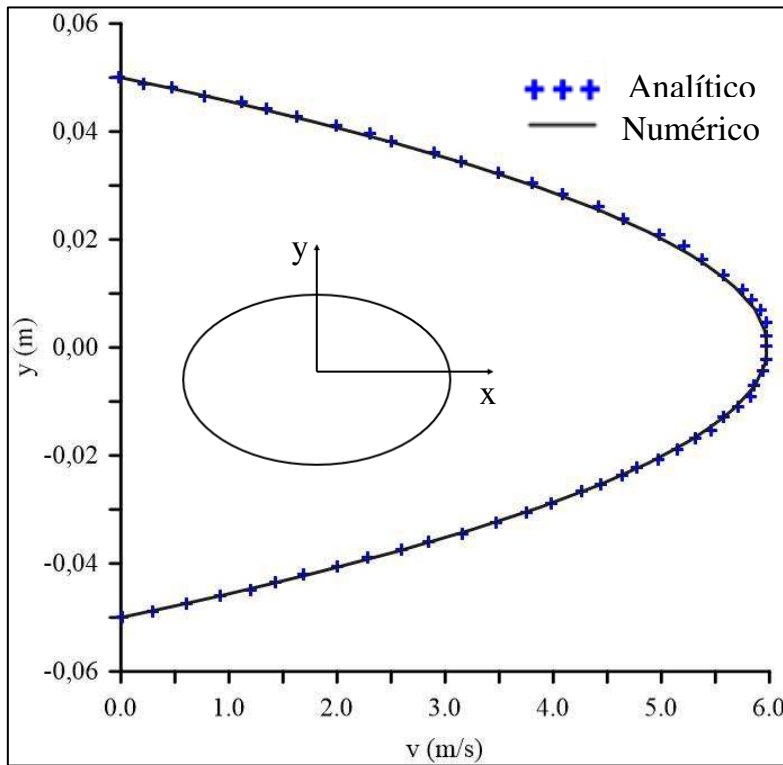
#### **4.1 Validação**

Para a validação da metodologia apresentada neste trabalho, foi realizada uma comparação entre os perfis de velocidade para a fase óleo obtidos a partir das soluções numérica e analítica. Para isso, foi simulado um caso de escoamento monofásico de óleo em regime laminar em um duto com seção transversal elíptica (Caso 01) e o resultado do perfil de velocidade do óleo em  $z = 3,0$  m (região completamente desenvolvida hidrodinamicamente), foi comparado com o resultado obtido analiticamente. O resultado dessa comparação é apresentado na Figura 4.1. Observa-se que houve uma ótima concordância entre os resultados, validando assim, o modelo e a malha empregados neste trabalho.

Na Tabela 4.1 está representada a comparação entre a queda de pressão no escoamento monofásico de óleo calculada de forma analítica e numérica. O erro relativo obtido foi de 1,81 %, corroborando assim, a validação do modelo matemático e malha numérica utilizada.



**Figura 4.1** – Comparação entre os perfis de velocidade do óleo numérico e analítico, em  $z = 3,0\text{m}$ .



**Tabela 4.1** – Comparação da queda de pressão analítica e numérica para o escoamento monofásico de óleo.

Caso	$\Delta p_{total}$ (kPa)		Erro (%)
	Analítico	Numérico	
01	549,620	559,607	1,81

## 4.2 Análise do escoamento vertical ascendente isotérmico

### 4.2.1 Campo de fração volumétrica

O campo de fração volumétrica em diferentes posições axiais, no instante  $t = 10$  s, para os casos 02 a 26, são apresentados na Figura 4.2. Observa-se que, nos casos 04 e 05, houve a formação de um núcleo de óleo no centro do duto, e a formação de um filme de água envolvendo o núcleo de óleo, com pouca dispersão na região anular.

**Figura 4.2** – Campo de fração volumétrica do óleo no plano transversal XY, em  $t = 10$  s, para os casos 02 a 26.

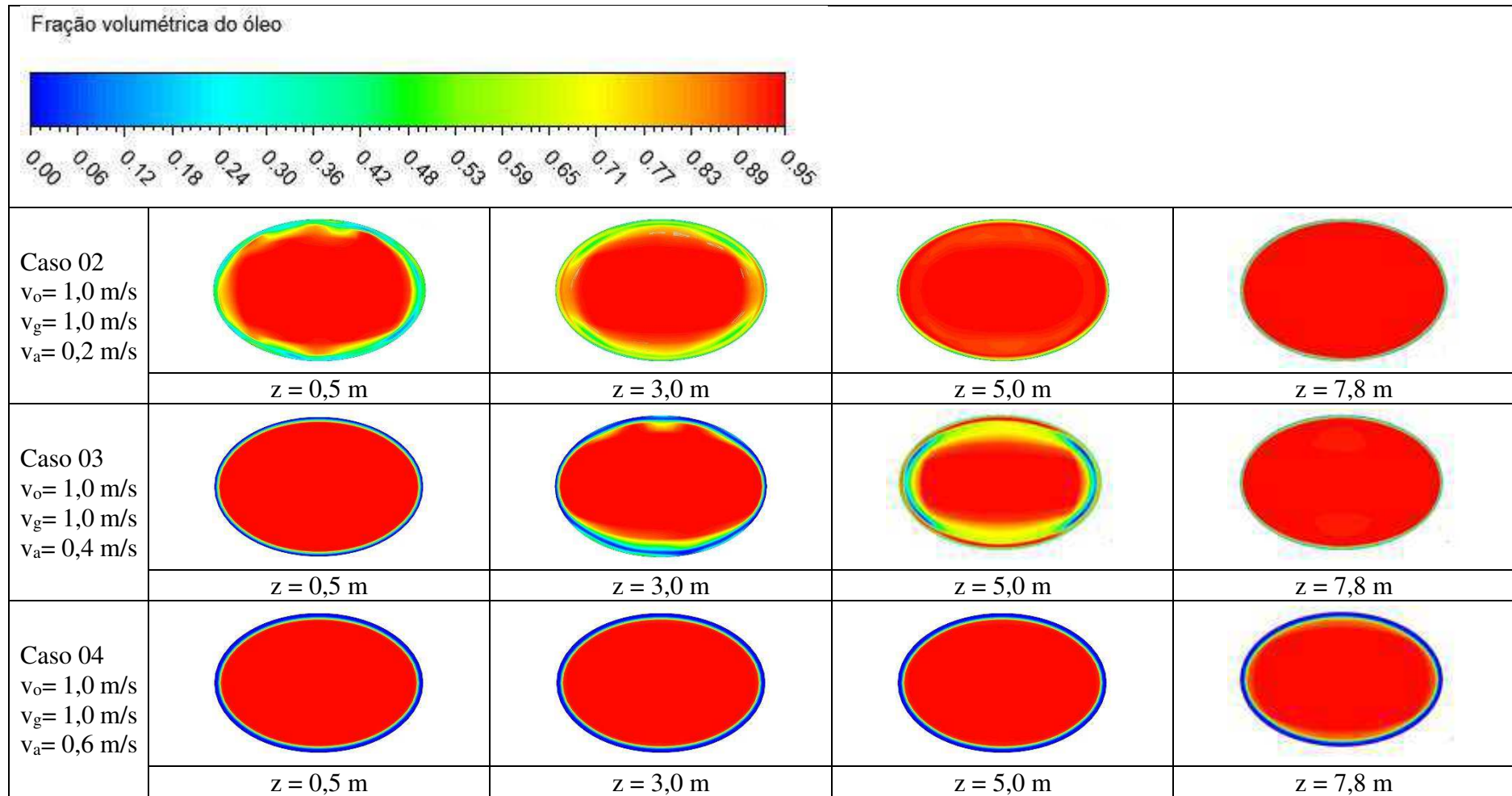


Figura 4.2 – Continuação.

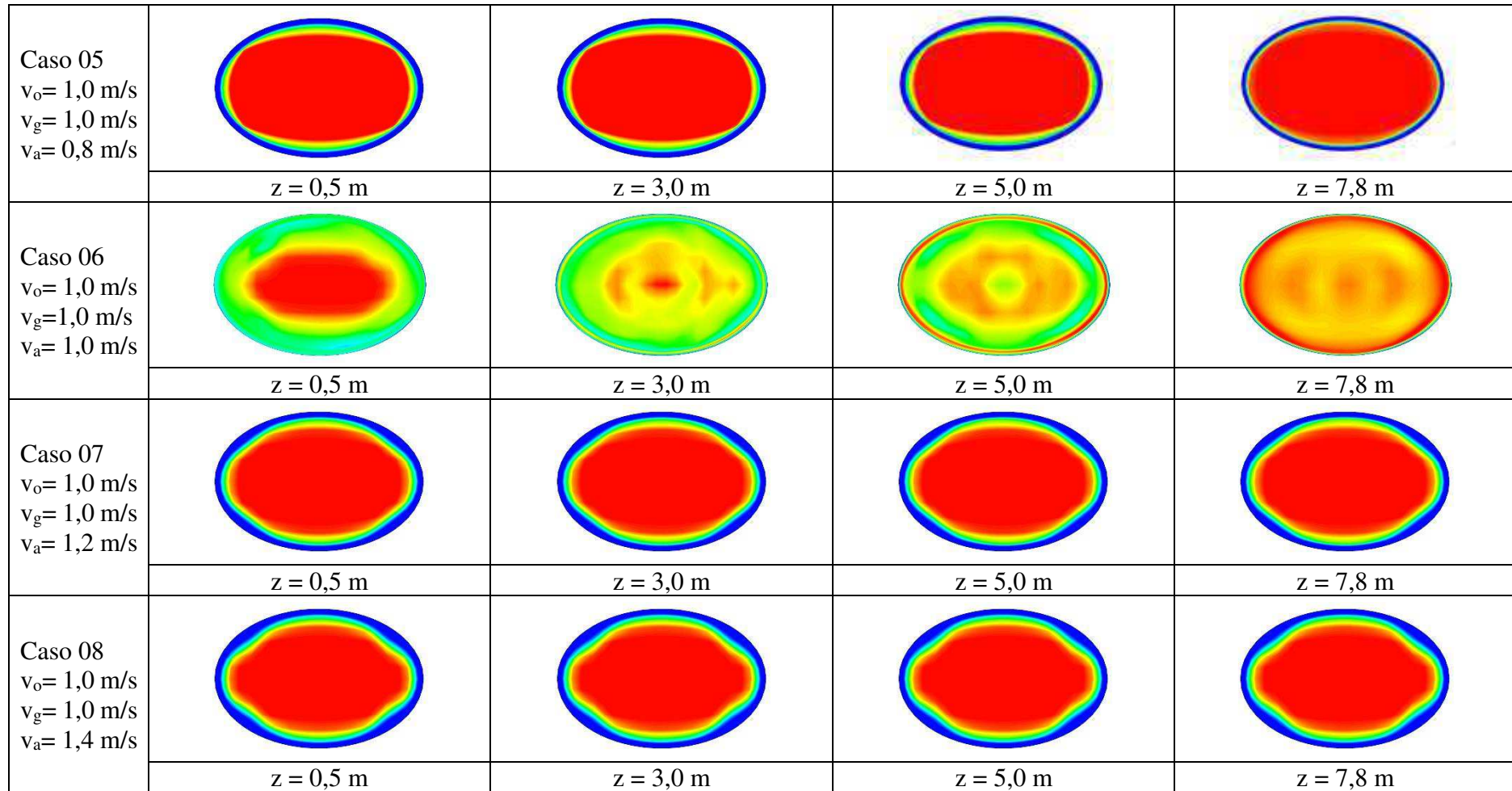


Figura 4.2 – Continuação.

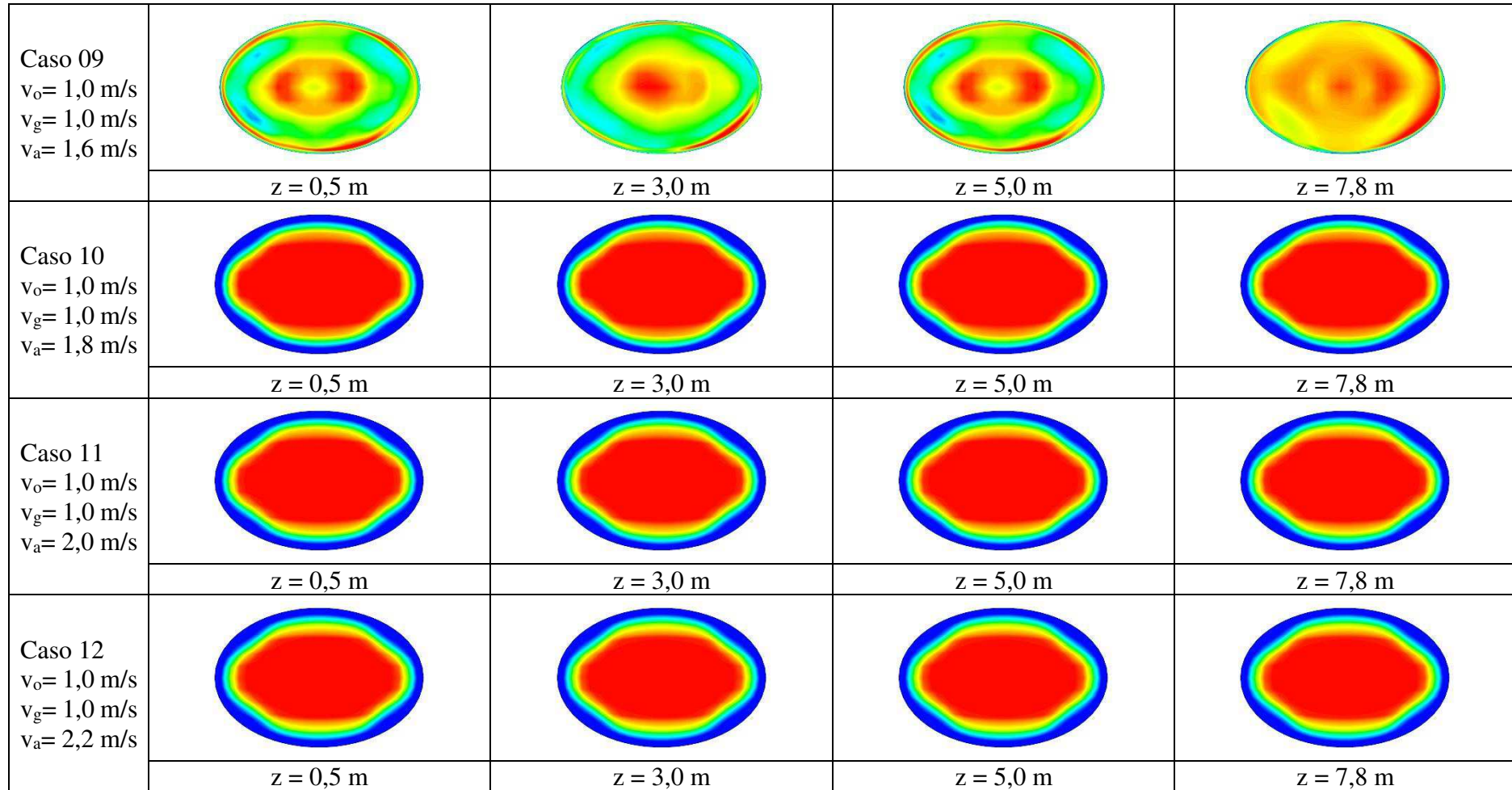


Figura 4.2 – Continuação.

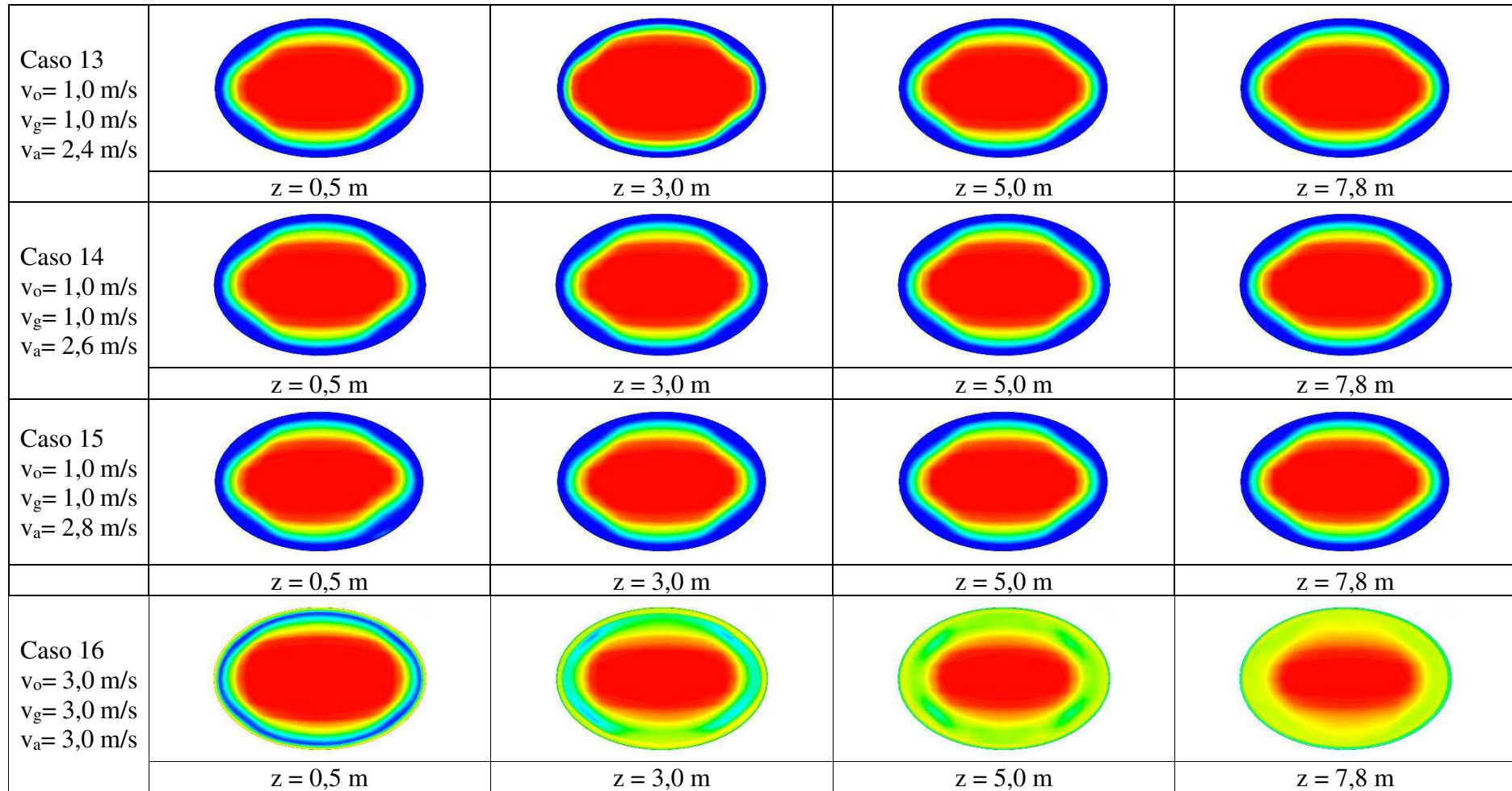


Figura 4.2 – Continuação.

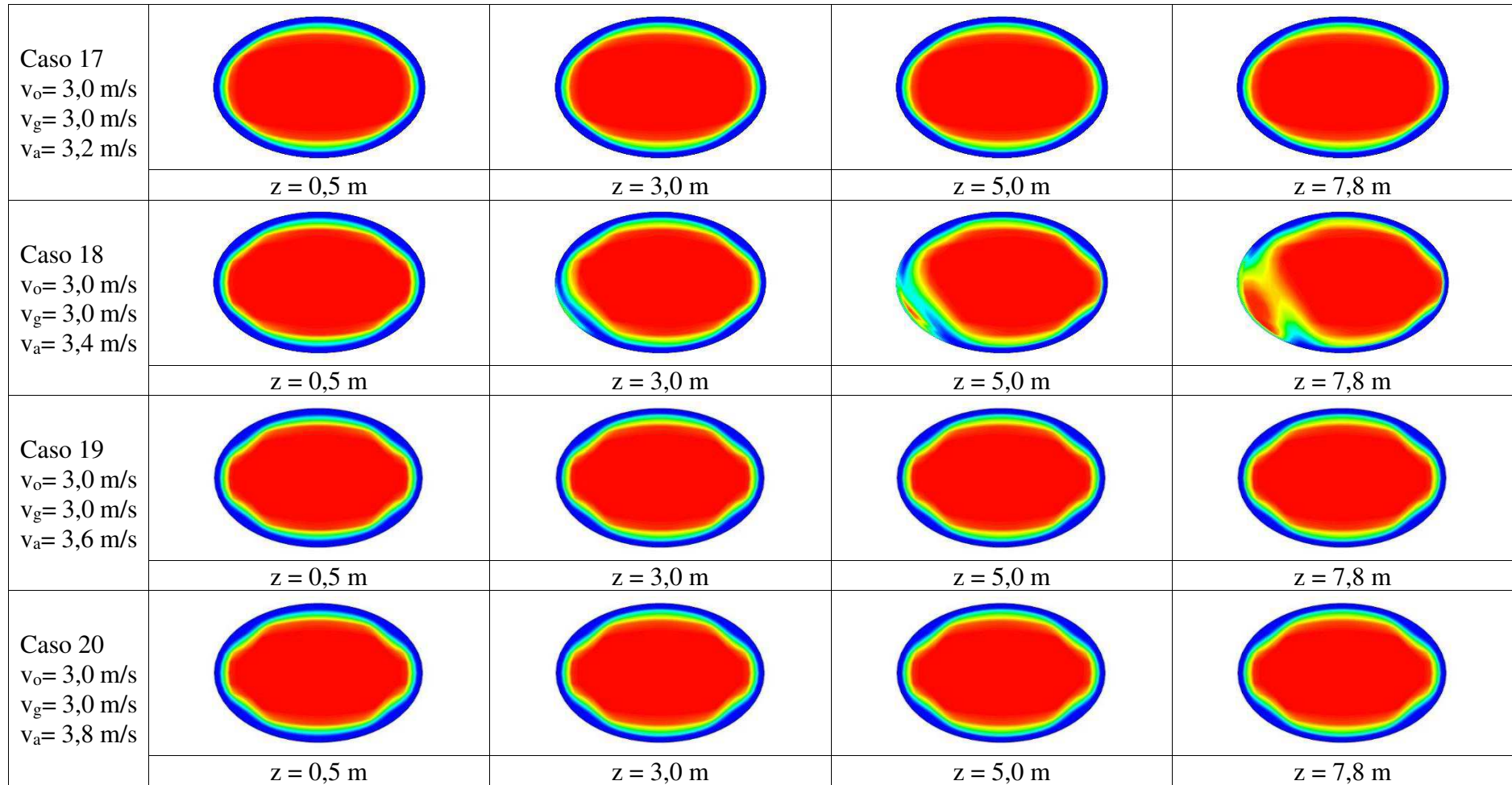
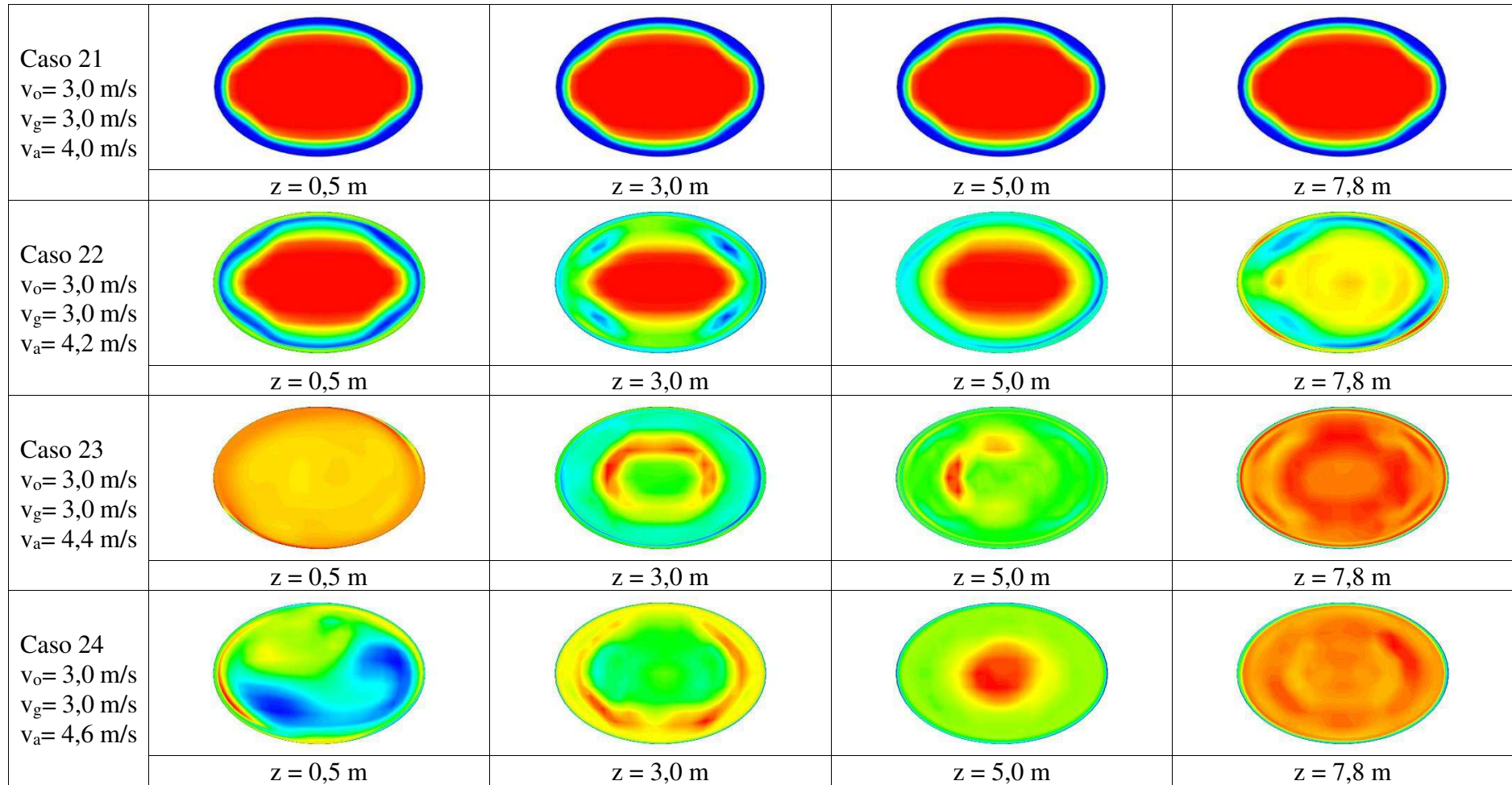
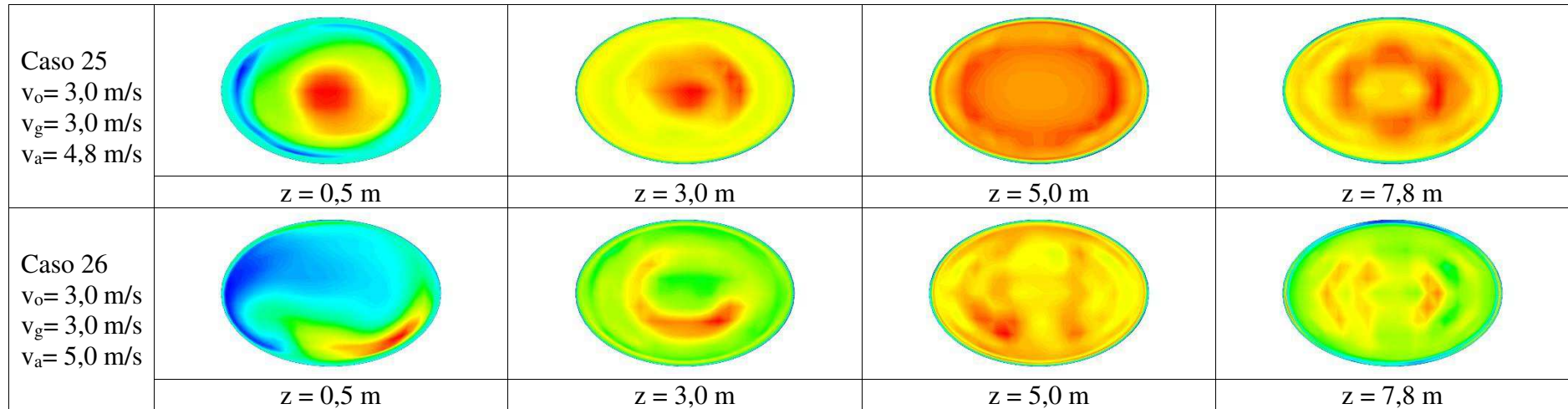


Figura 4.2 – Continuação.



**Figura 4.2 – Continuação.**

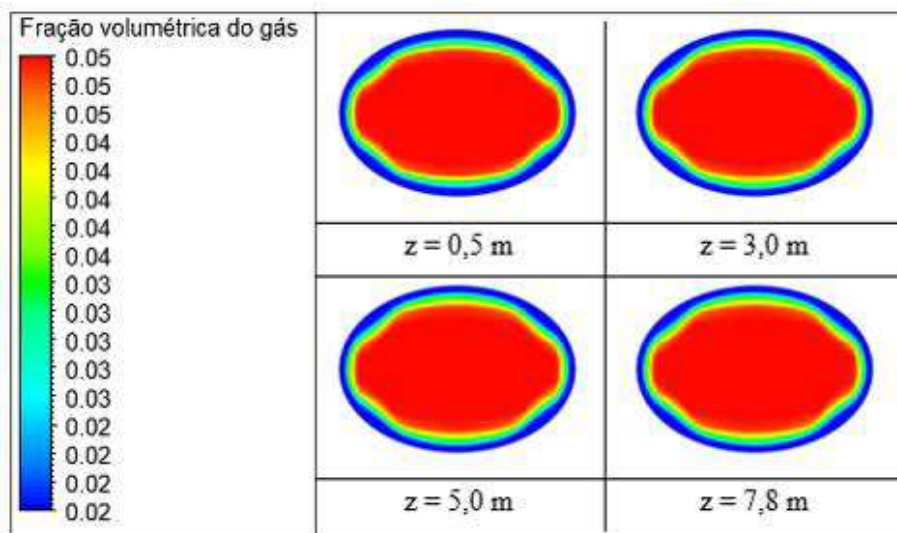




Ainda em relação a Figura 4.2, percebe-se que, nos casos 10 a 15, houve a formação do *core-flow* com uma região de mistura entre as fases maior do que a observada nos casos 04 e 05. Isso pode ser explicado devido ao aumento da velocidade de entrada da água, que provoca um aumento na turbulência na região anular. A partir da velocidade da água igual 4,2 m/s, o núcleo de óleo se desestabilizou, e não foi mais observado o padrão *core-flow* nos casos estudados.

A Figura 4.3 ilustra o campo da fração volumétrica para o caso 19 em  $t = 10$  s. Pode-se perceber que o gás se apresentou de forma dispersa no óleo durante todo o escoamento, devido à sua baixa fração volumétrica se comparada com a do óleo.

**Figura 4.3** – Distribuição da fração volumétrica do gás para o caso 19 em  $t = 10$  s.

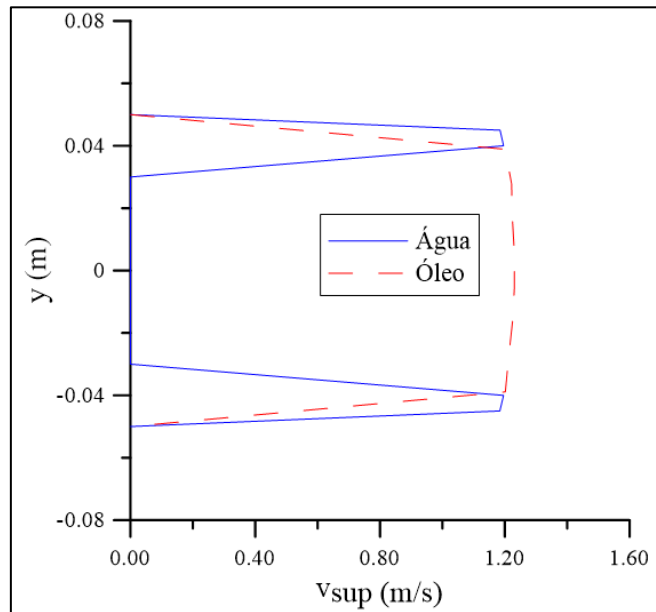


#### 4.2.2 Perfil de velocidade

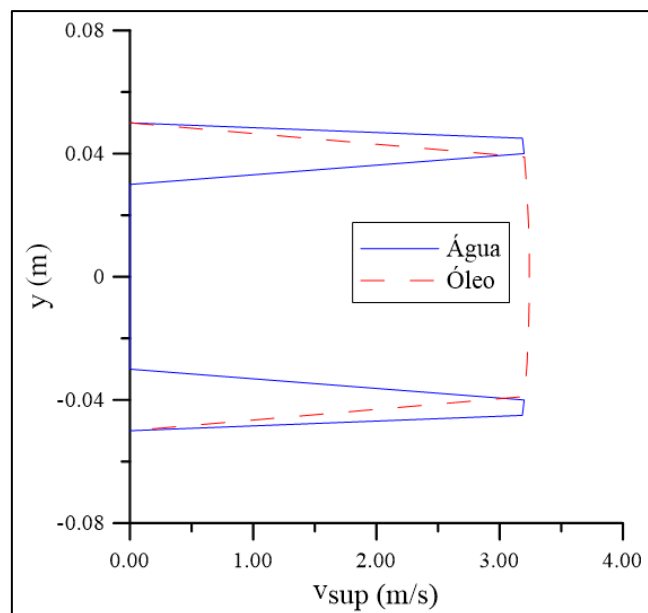
Nas Figuras 4.4 e 4.5 estão representados os perfis de velocidade superficial do óleo e água ao longo do eixo Y, para os casos 04 e 19, que foram os casos que apresentaram os menores valores para a queda de pressão. Para garantir o escoamento desenvolvido e o duto totalmente preenchido pelas fases, foi escolhida a posição  $z = 5$  m e  $t = 10$  s para realizar a análise. De acordo com as figuras, percebe-se que o maior valor para a velocidade superficial do óleo encontra-se no centro do duto, e nas paredes da tubulação esse valor é igual a zero. Observa-se também que no núcleo de óleo, a velocidade é praticamente constante, indicando uma estabilidade no escoamento. Para a fase água, a velocidade superficial nas paredes da tubulação é igual a zero, devido à

condição de não escorregamento. A velocidade da água vai aumentando à medida que se afasta da parede do duto, até atingir a velocidade máxima, que fica localizada na região entre a parede do duto e o núcleo de óleo e gás.

**Figura 4.4** – Perfil de velocidade superficial do óleo e água para o caso 04, no eixo Y (raio menor), em  $z = 5$  m.



**Figura 4.5** – Perfil de velocidade superficial do óleo e água para o caso 19, no eixo Y (raio menor), em  $z = 5$  m.



### 4.2.3 Comportamento da diferença de pressão

A Tabela 4.2 apresenta os resultados obtidos para a queda de pressão no duto obtida em todos os casos estudados. Analisando os resultados da queda de pressão juntamente com a distribuição da fração volumétrica do óleo (Figura 4.2) nota-se que, nos casos em que o *core-flow* foi formado, a queda de pressão foi reduzida significativamente se comparada com os casos em que o *core-flow* não foi estabelecido. Isso pode ser verificado nos casos 15 e 16, por exemplo, no caso 15, devido a lubrificação proporcionada pela água na parede do duto, a queda de pressão ( $\Delta p$ ) foi 4,24 vezes menor se comparada com o caso 16, onde o padrão *core-flow* não foi observado.

Pode-se observar também que, no caso 18, como o núcleo de óleo se desestabilizou, houve um aumento de pressão devido atrito ocasionado pelo contato do óleo com a parede do duto, já que o óleo possui uma viscosidade maior do que a água.

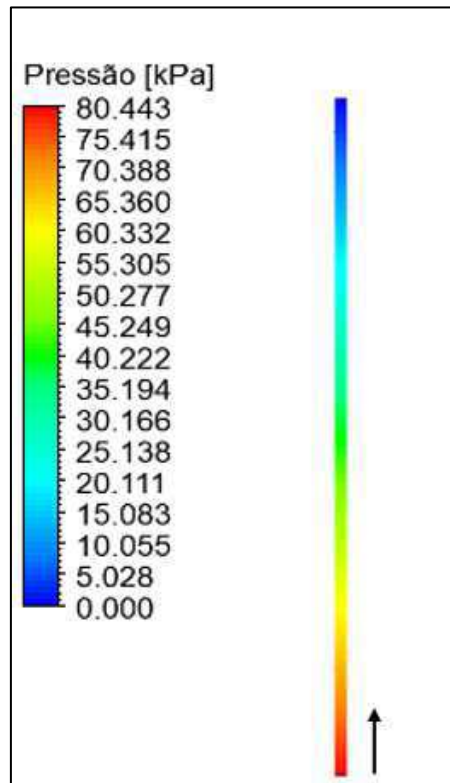
A Figura 4.6 ilustra o campo de pressão para o caso 19 ao longo da tubulação. É possível observar que, na entrada do duto, a pressão é maior, e ao longo do escoamento, ocorre uma diminuição, favorecendo assim, o escoamento.

Com a análise das Figuras 4.7 e 4.8, nota-se um pico de pressão que é provocado pela injeção de óleo e gás no duto que, inicialmente, está cheio com água. Esse aumento no diferencial de pressão é ocasionado pela fricção provocada pela presença do óleo pesado no escoamento. À medida que o escoamento se desenvolve e o óleo e gás se apresentam de maneira uniforme em todo o duto, o diferencial de pressão tende a diminuir. Percebe-se ainda que, a partir de  $t = 3$  s, o óleo e o gás formam um núcleo, que escoam no centro do duto, com a água escoando na região anular, formando um filme de água que lubrifica a parede e, conseqüentemente, diminui o diferencial de pressão, mostrando assim, a eficiência do *core-flow*.

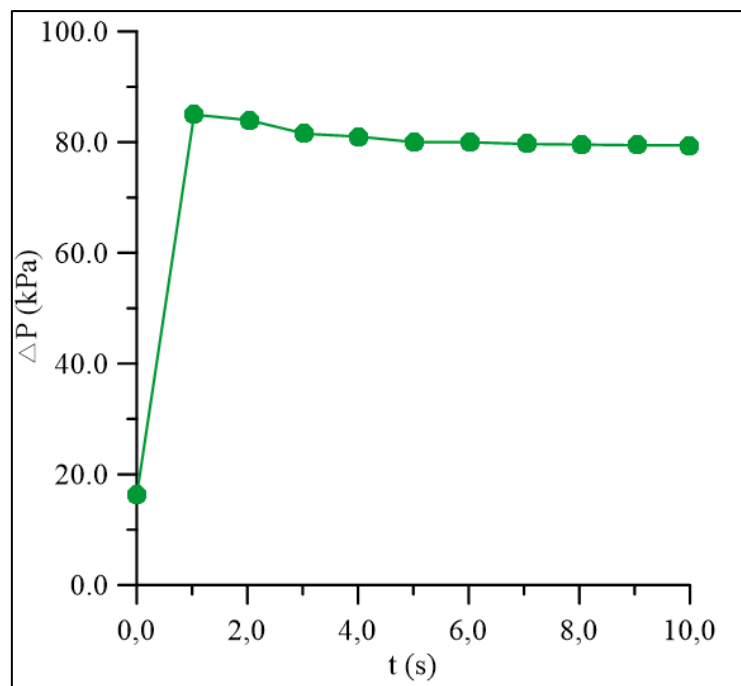
**Tabela 4.2** – Queda de pressão para todos os casos isotérmicos estudados.

Casos	$f_o$ (-)	$f_g$ (-)	$f_a$ (-)	$v_o$ (m/s)	$v_g$ (m/s)	$v_a$ (m/s)	$\Delta P$ (kPa)	$\dot{m}_o$ (kg/s)	$\dot{m}_g$ (kg/s)	$\dot{m}_a$ (kg/s)
01	0,99	0,01	-	3,0	3,0	-	559,607	29,068	0,005	-
02	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	0,2	189,506	9,298	0,008	0,376
03	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	0,4	132,875	9,298	0,008	0,752
04	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	0,6	74,689	9,298	0,008	1,129
05	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	0,8	74,998	9,298	0,008	1,505
06	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	1,0	190,923	9,298	0,008	1,881
07	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	1,2	75,241	9,298	0,008	2,258
08	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	1,4	75,347	9,298	0,008	2,634
09	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	1,6	184,916	9,298	0,008	3,010
10	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	1,8	75,558	9,298	0,008	3,387
11	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	2,0	75,617	9,298	0,008	3,763
12	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	2,2	75,718	9,298	0,008	4,139
13	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	2,4	75,821	9,298	0,008	4,515
14	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	2,6	75,803	9,298	0,008	4,892
15	0,95	0,05	1,0	1,0	1,0	2,8	75,863	9,298	0,008	5,269
16	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,0	321,668	27,893	0,026	5,644
17	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,2	79,766	27,893	0,026	6,021
18	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,4	90,676	27,893	0,026	6,397
19	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,6	79,795	27,893	0,026	6,774
20	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,8	79,873	27,893	0,026	7,150
21	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	4,0	79,935	27,893	0,026	7,523
22	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	4,2	291,444	27,893	0,026	7,903
23	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	4,4	460,938	27,893	0,026	8,279
24	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	4,6	452,551	27,893	0,026	8,655
25	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	4,8	437,979	27,893	0,026	9,031
26	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	5,0	472,350	27,893	0,026	9,407
27	0,0	0,0	1,0	-	-	3,128	4,692	-	-	5,885
28	0,99	0,01	0,0	3,128	3,128	-	574,592	30,308	0,005	-

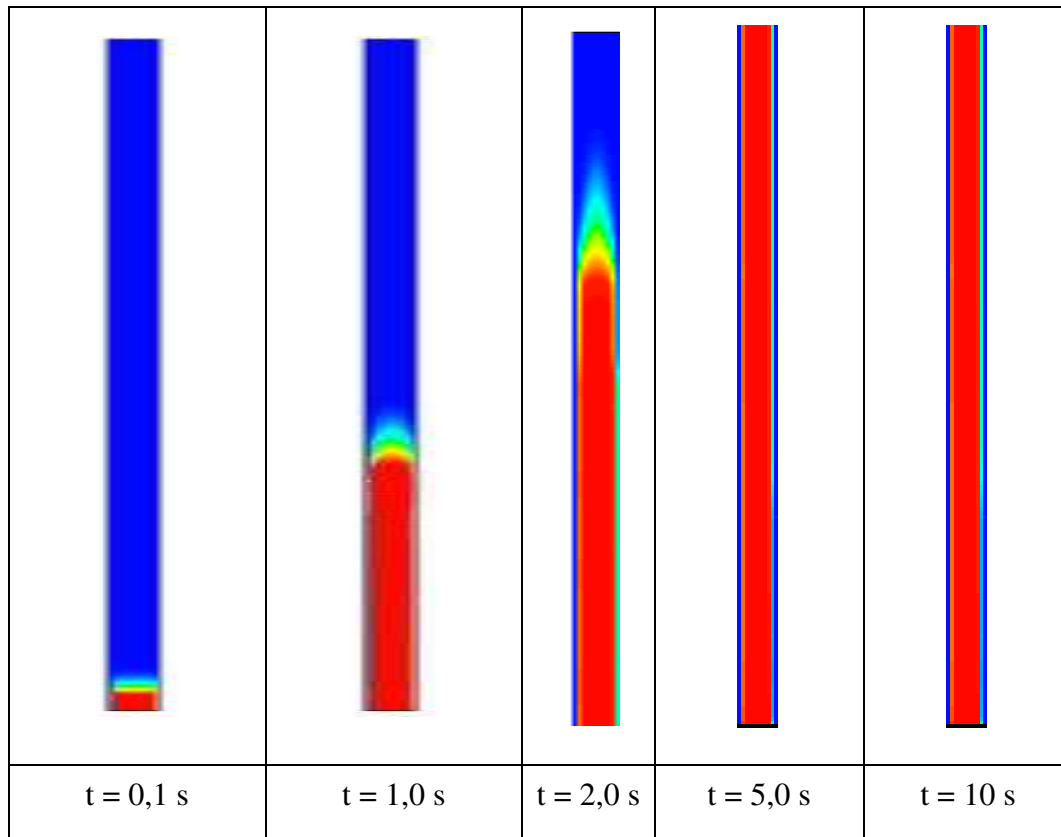
**Figura 4.6** – Distribuição de pressão sobre o plano longitudinal ZX para o caso 19, em  $t = 10$  s.



**Figura 4.7** – Comportamento transiente da queda de pressão para o caso 19.



**Figura 4.8** – Campo de fração volumétrica do óleo para o caso 19, no plano  $y = 0$ , em vários instantes de tempo.



Entre os casos estudados, o caso 04 apresentou o menor valor para a queda de pressão ( $\Delta p = 74,689$  kPa), porém o caso 19, mesmo apresentando uma queda de pressão maior (79,975 kPa) mostrou-se mais vantajoso devido a vazão volumétrica do óleo ser 3 vezes maior do que a vazão volumétrica presente no caso 04. Além disso, o aumento no  $\Delta p$  não foi tão significativo se comparado ao Caso 04. Isso se torna bastante interessante para a indústria do Petróleo em relação ao retorno econômico relacionado ao transporte de óleo, gás e água, já que o objetivo é transportar maiores volumes de óleo com uma perda de carga menor possível.

Na Tabela 4.2 tem-se os valores para a queda de pressão do escoamento monofásico de água (caso 27), óleo (28) e *core-flow* (caso 19). Nessa comparação, foi considerada a mesma vazão volumétrica para os três casos. Para isso, foram utilizados os dados do caso de referência (caso 19) com o objetivo de calcular as velocidades de cada fluido. Sendo assim, foram calculadas as vazões volumétricas para cada fase, e com isso, a vazão total. Com esses dados, pode-se calcular a velocidade do escoamento monofásico, utilizando a razão entre a vazão volumétrica total e a área total do duto.

Com a análise da Tabela 4.2, é possível perceber a eficiência da técnica *core-flow*, pois o escoamento formado por 99% óleo e 1% gás (caso 28) apresentou uma queda de pressão 7,20 vezes maior do que a observada no escoamento do tipo *core-flow*. Isso pode ser justificado pela viscosidade do óleo ser maior que a viscosidade da água, causando assim, devido à resistência ao escoamento, um maior atrito.

Em relação ao escoamento monofásico de água, o *core-flow* apresentou uma queda de pressão 17,01 maior. Esse aumento da queda de pressão em relação ao escoamento monofásico de água pode ser justificado pela presença da interface ondulada no padrão *core-flow* e uma provável adesão do óleo à parede do duto.

#### 4.2.4 Potência de bombeamento no *core-flow*

A potência de bombeamento é um fator importante a ser considerado durante o projeto dos sistemas de transporte. O dimensionamento deve considerar a maior demanda de potência requerida durante o escoamento, para garantir a segurança do sistema durante as variações que ocorrem nas condições operacionais.

Com o objetivo de avaliar o desempenho energético do *core-flow*, foi realizada uma comparação entre as potências requeridas para os casos 19, 27 e 28. A comparação é apresentada na Tabela 4.3. Pode-se observar que houve uma redução na potência requerida para o *core-flow* de 82,9 % em relação ao escoamento monofásico de óleo. Assim, fica evidente a eficiência proporcionada pelo padrão de escoamento *core-flow*.

**Tabela 4.3** – Comparação entre a potência requerida para o escoamento monofásico da água, óleo e do *core-flow*.

Escoamento	Potência requerida (W)
Monofásico de água (caso 27)	31,83
Escoamento monofásico de óleo (caso 28)	17058,50
<i>Core-flow</i> (caso 19)	2917,15

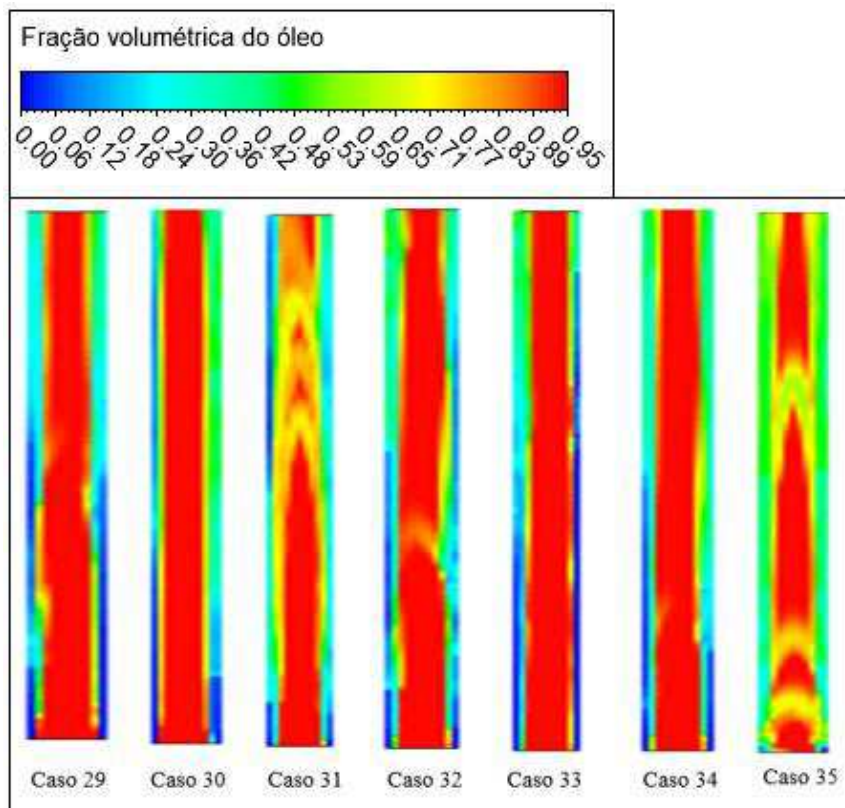
### 4.3 Análise do escoamento não isotérmico

#### 4.3.1 Campo de fração volumétrica

Os campos de fração volumétrica do óleo no plano longitudinal ZX para todos os casos de escoamento ascendente não isotérmico estudados são apresentados na Figura 4.9. É possível perceber que o óleo tocou a parede do duto durante o escoamento nos casos 29 a 35, escoando de forma dispersa na água.

No caso 35, buscou-se avaliar a influência do aumento da velocidade de entrada da água no escoamento não isotérmico, e com o resultado obtido (Figura 4.9), foi possível observar que o óleo tendeu a escoar em regime intermitente, onde as fases ocuparam o centro do duto de forma alternada, com a presença de dispersões, apresentando assim, um comportamento diferente da distribuição da fração volumétrica do óleo em relação aos casos 29 a 34. O aumento da velocidade no caso 35, provocou um aumento da pressão, o que ocasionou o surgimento de um padrão de escoamento do tipo pistonado, com bolsões de óleo envolto por uma mistura de água-gás-óleo. Comportamento semelhante é observado no caso 31.

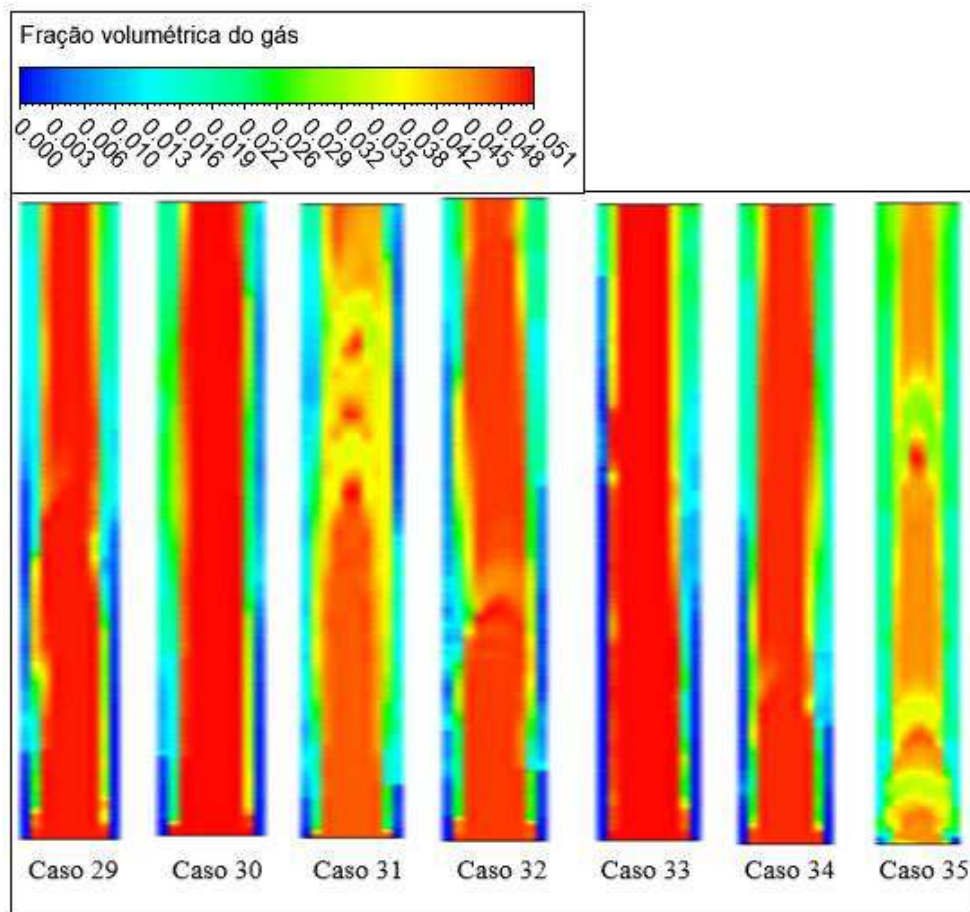
**Figura 4.9** – Distribuição da fração volumétrica do óleo no plano longitudinal ZX, em  $t = 10$  s, para os casos 29 a 35.





A distribuição da fração volumétrica do gás está ilustrada na Figura 4.10. Observa-se que o gás, devido a sua baixa fração volumétrica se comparada com as frações do óleo e água, escoou de forma dispersa no óleo durante todo o escoamento.

**Figura 4.10** – Distribuição da fração volumétrica do gás no plano longitudinal ZX, em  $t = 10$  s, para os casos 29 a 35.



A Figura 4.11 ilustra a distribuição da fração volumétrica do óleo no plano transversal XY. De acordo com a Figura, é possível notar a presença de frações de óleo na região anular de água, indicando assim, que não houve a formação do padrão de escoamento *core-flow* em nenhum dos casos estudados. Esse fato nos leva a conclusão de que a temperatura exerceu uma grande influência na distribuição das fases no *core-flow*, principalmente porque ocasionou a variação da viscosidade das fases presentes no escoamento. Essa influência era de se esperar, pois a configuração do padrão de escoamento depende de certos parâmetros, entre eles, a viscosidade dinâmica dos fluidos e temperatura.

**Figura 4.11** – Distribuição da fração volumétrica do óleo no plano transversal XY, em  $t = 10$  s, para os casos 29 a 35.

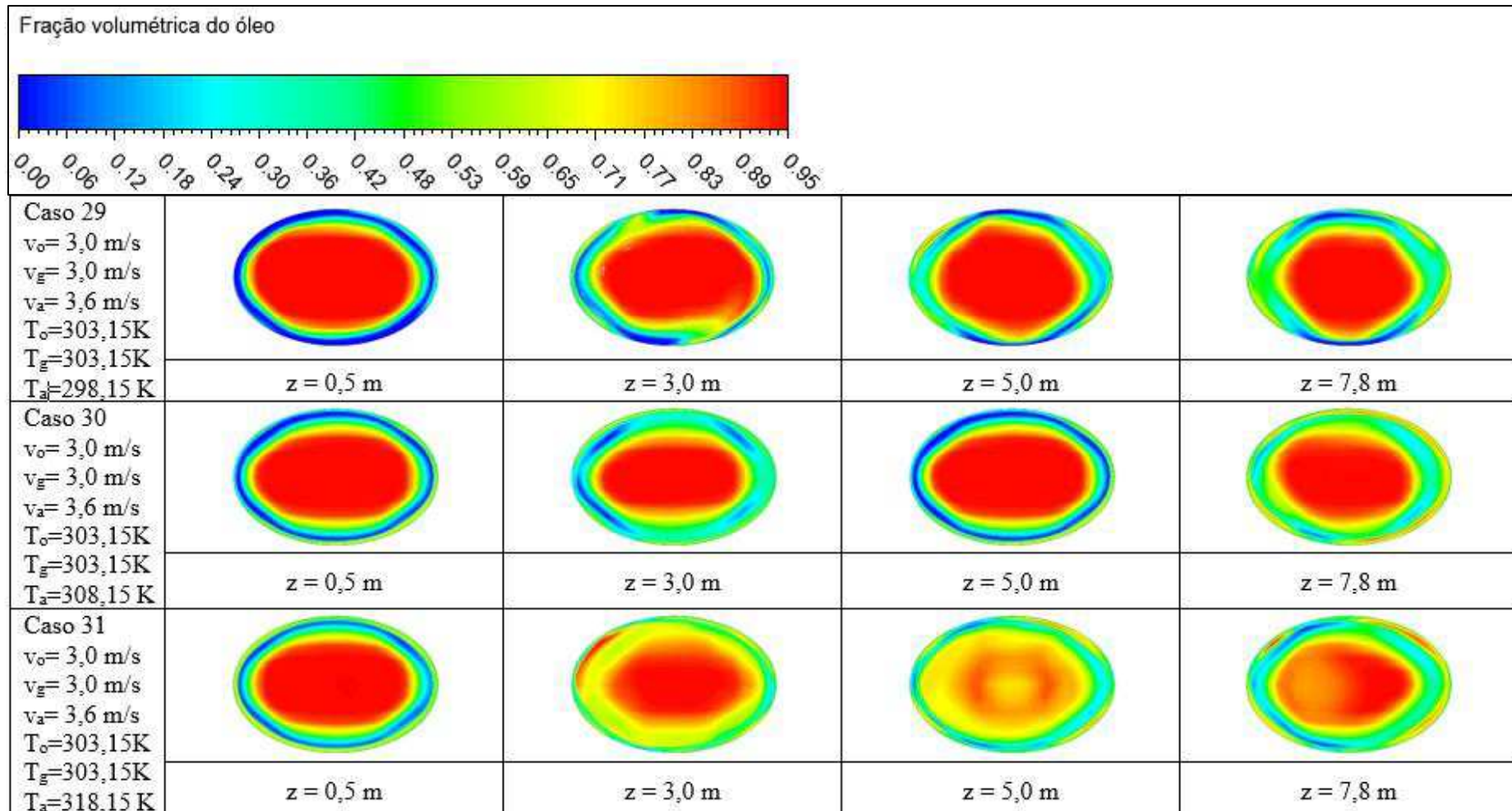
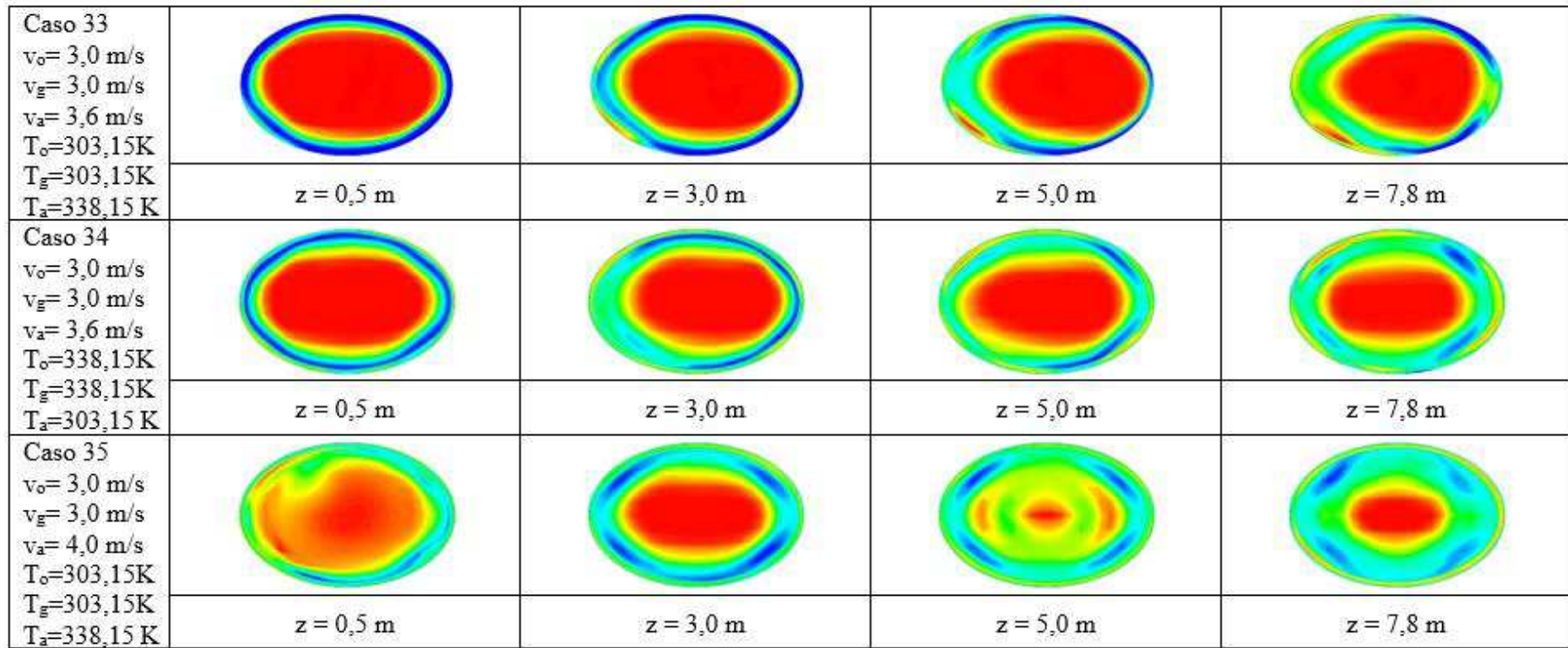


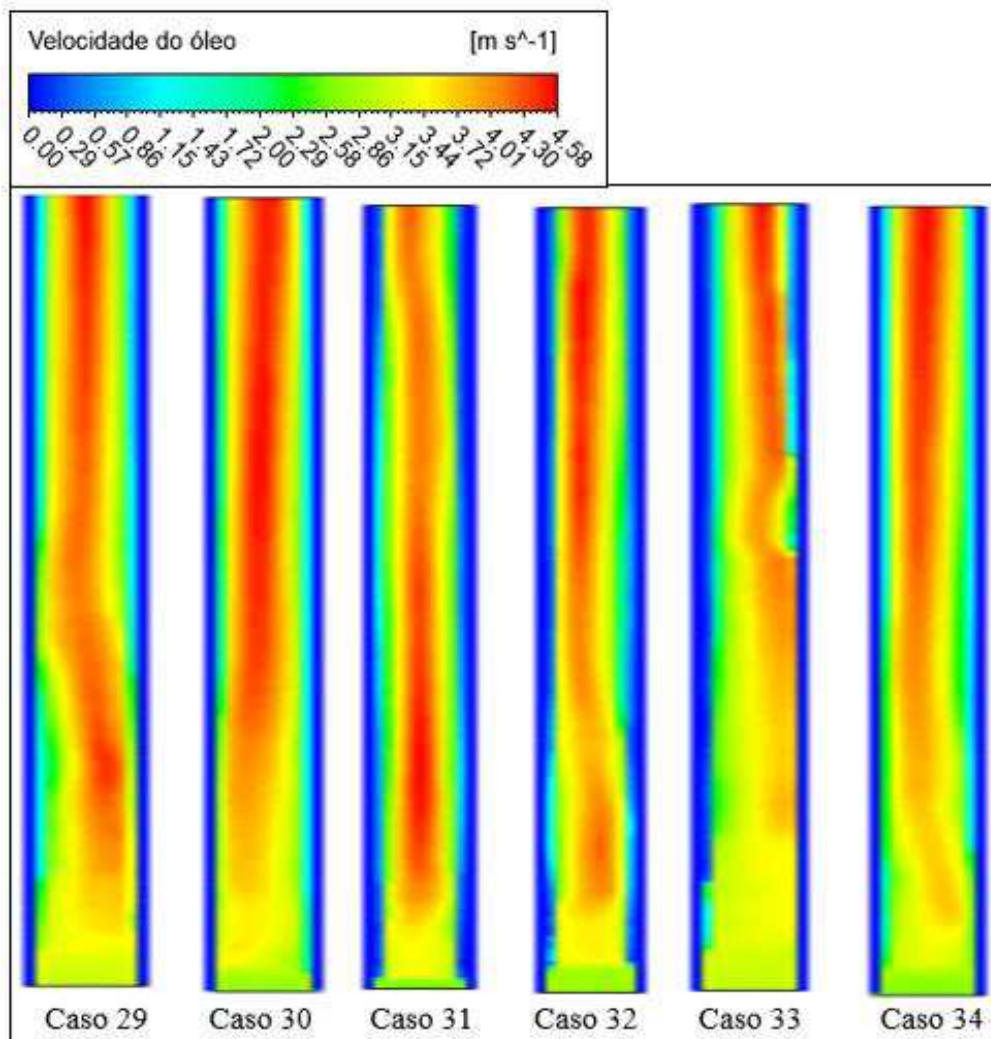
Figura 4.11 – Continuação.



### 4.3.2 Campo de velocidade

A Figura 4.12 apresenta os perfis de distribuição da velocidade do óleo para os casos 29 a 34. Pode-se notar que a velocidade máxima do óleo se encontra no centro do duto, enquanto na parede da tubulação, a velocidade do óleo foi igual a zero.

**Figura 4.12** – Distribuição da velocidade do óleo no plano longitudinal ZX para os casos 29 a 34.



### 4.3.3 Comportamento da diferença de pressão

O aumento da temperatura da água influenciou diretamente na queda de pressão dos casos estudados. Ao se analisar a Tabela 4.4, pode-se observar que, quando a temperatura da água foi igual a 298,15 K (caso 29), a queda de pressão foi de 431,039

kPa. Já no caso 33, onde a temperatura da água foi igual a 338,15 K, a queda de pressão foi de 269,729 kPa. Isso se justifica porque à medida que a temperatura aumenta, a viscosidade do óleo e da água diminuem, o que ocasiona um menor atrito nas paredes da tubulação, e como consequência, a queda de pressão, que é influenciada pelas forças viscosas, também sofre uma diminuição.

O caso 34 foi simulado com o objetivo de avaliar a queda de pressão quando a temperatura do óleo e gás é maior do que a temperatura da água. Para isso, foram consideradas as mesmas condições do caso 33, exceto em relação à temperatura. As temperaturas consideradas no caso 33 foram  $T_o=T_g=303,15$  K e  $T_a = 338,15$  K. No caso 34, por sua vez, foi considerado o inverso, ou seja,  $T_o=T_g=338,15$  K e  $T_a = 303,15$  K. Observa-se que a queda de pressão para o caso 34 foi 3,2 vezes maior do que a do caso 33. Esse resultado indica que a temperatura da água no caso 34, como foi menor do que a temperatura do óleo e do gás, fez com que a viscosidade do óleo aumentasse, já que, a viscosidade do óleo é inversamente proporcional a temperatura. Esse aumento da viscosidade provocou um aumento da queda de pressão por atrito.

**Tabela 4.4** – Queda de pressão para os casos 29 a 35.

Casos	$f_o$ (-)	$f_g$ (-)	$f_a$ (-)	$v_o$ (m/s)	$v_g$ (m/s)	$v_a$ (m/s)	$T_o$ (K)	$T_g$ (K)	$T_a$ (K)	$\Delta P$ (kPa)
29	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,6	303,15	303,15	298,15	491,039
30	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,6	303,15	303,15	308,15	1070,44
31	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,6	303,15	303,15	318,15	1212,20
32	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,6	303,15	303,15	328,15	874,360
33	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,6	303,15	303,15	338,15	269,729
34	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	3,6	338,15	338,15	303,15	860,671
35	0,95	0,05	1,0	3,0	3,0	4,0	303,15	303,15	338,15	1415,150

#### 4.3.4 Campo de temperatura

Os campos de temperatura ao longo do duto para os casos estudados estão ilustrados nas Figuras 4.13 a 4.19. É possível perceber a transferência de calor entre a parede do duto, a água e o óleo e gás. Vale lembrar que inicialmente a temperatura da parede do duto é 288,15 K, a temperatura do óleo e gás para casos 29 a 34 corresponde a

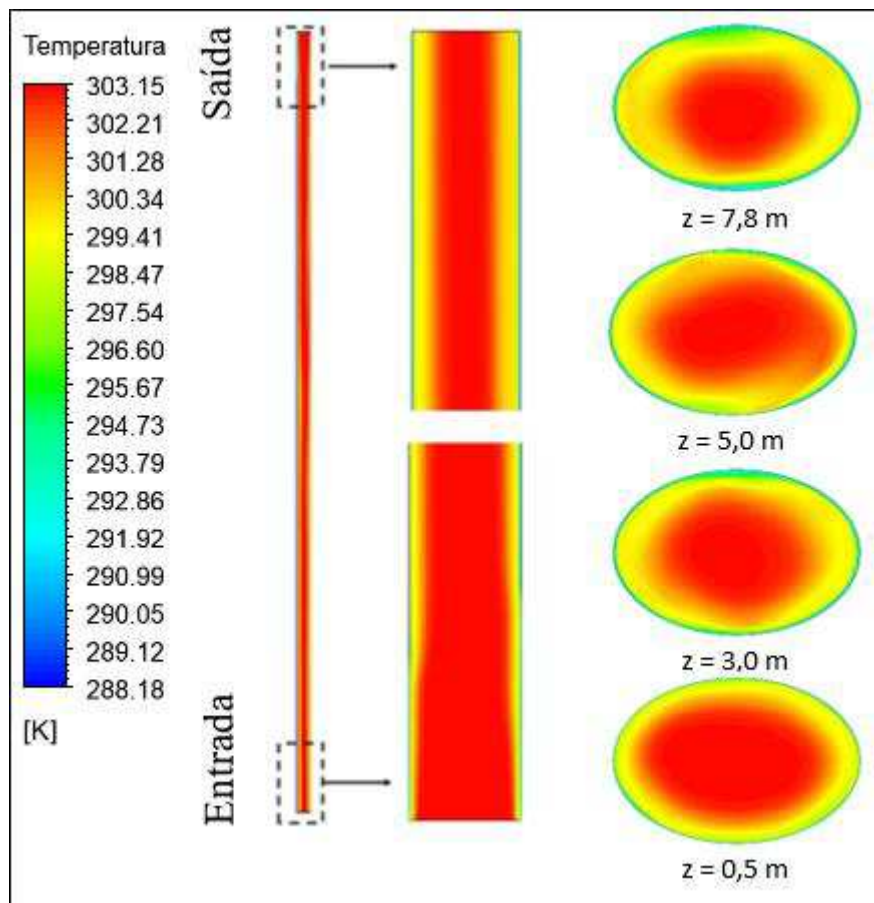
303,15 K e para o caso 35, 338,15 K. A temperatura da água, por sua vez, variou de 298,15 a 338,15 K.

Para os casos 29 e 34 (Figuras 4.13 e 4.118), observa-se que a temperatura diminui do centro para a parede do duto. Isso ocorre porque a temperatura inicial do óleo é maior do que a temperatura inicial da água e da parede do duto, ocasionando uma transferência de calor do centro para as camadas mais próximas à parede do duto.

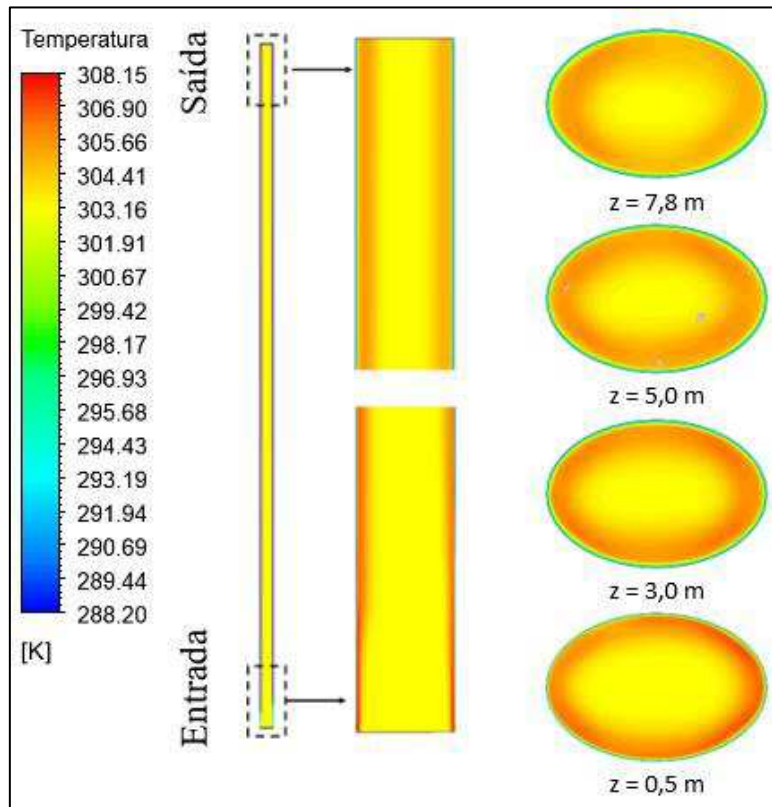
Para os casos 30 a 33 (Figuras 4.14 a 4.17), nota-se que a troca de calor ocorre das proximidades da parede para o centro do duto, visto que a temperatura da água nesses casos, apresentou um valor maior do que o prescrito para o óleo e o gás.

Ao se analisar juntamente as Figuras 4.9 e 4.19 (caso 35), percebe-se que no centro do duto a temperatura variou de acordo com a fração do fluido que estava presente. Ou seja, nas regiões com a maior fração de óleo, a temperatura foi menor do que nas regiões com maior presença de água. Isso se justifica pelo o fato do óleo possuir uma temperatura de entrada menor do que a água.

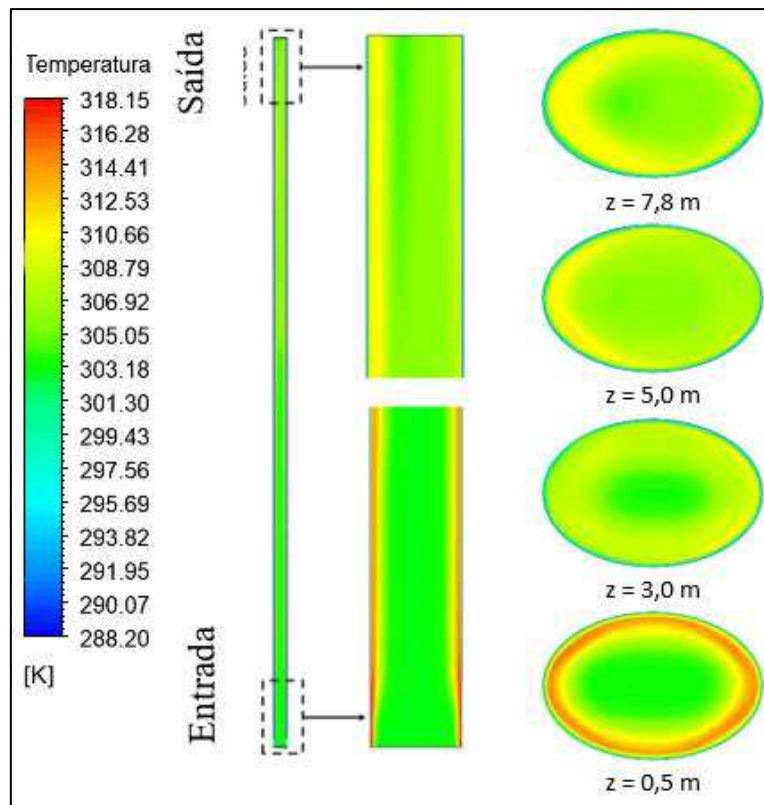
**Figura 4.13** – Campo de temperatura para o caso 29.



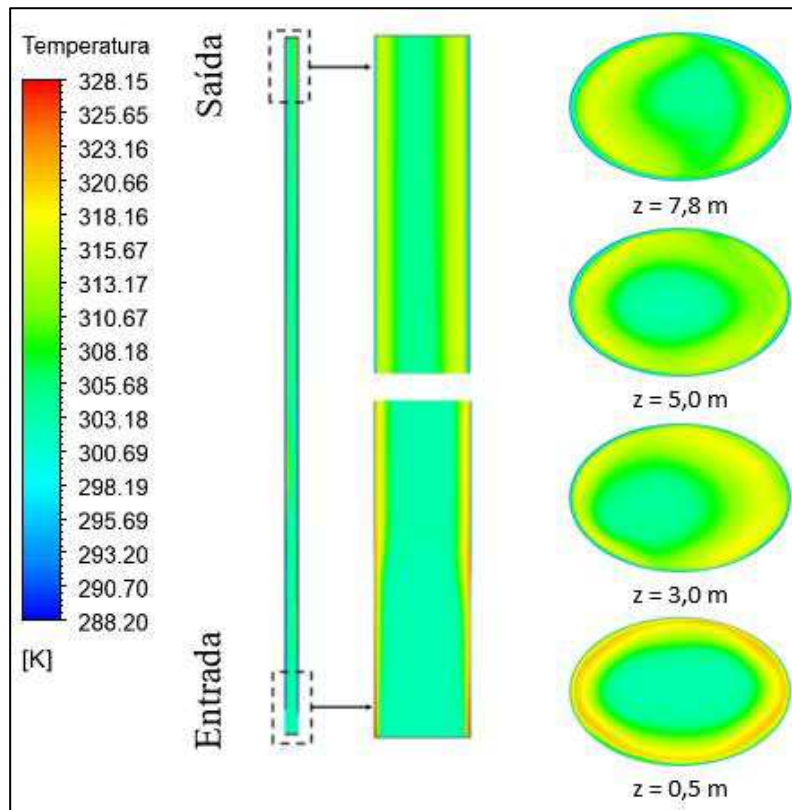
**Figura 4.14** – Campo de temperatura para o caso 30.



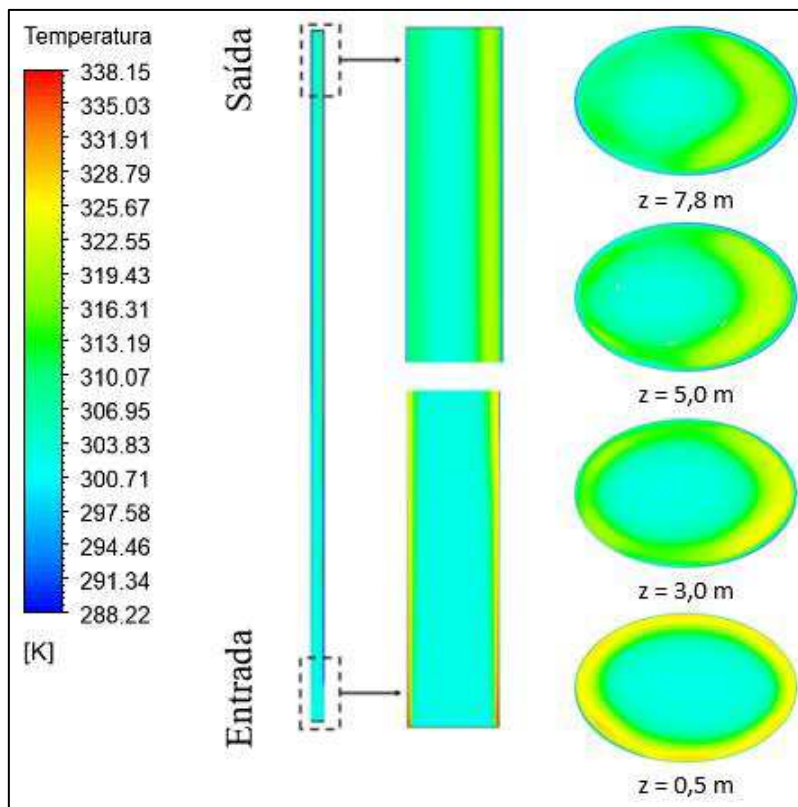
**Figura 4.15** – Campo de temperatura para o caso 31.



**Figura 4.16** – Campo de temperatura para o caso 32.

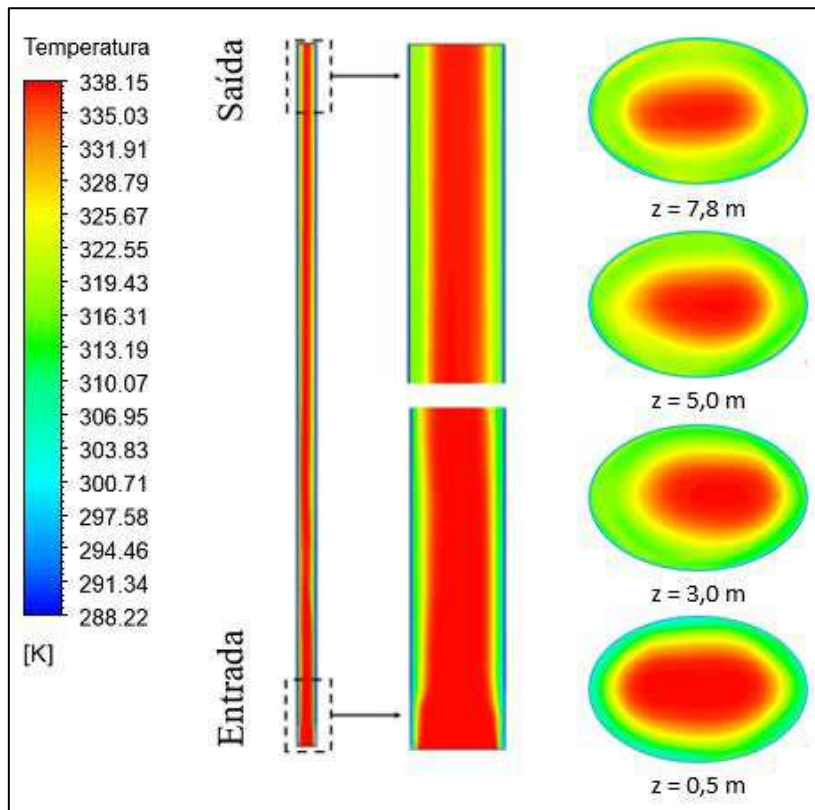


**Figura 4.17** – Campo de temperatura para o caso 33.

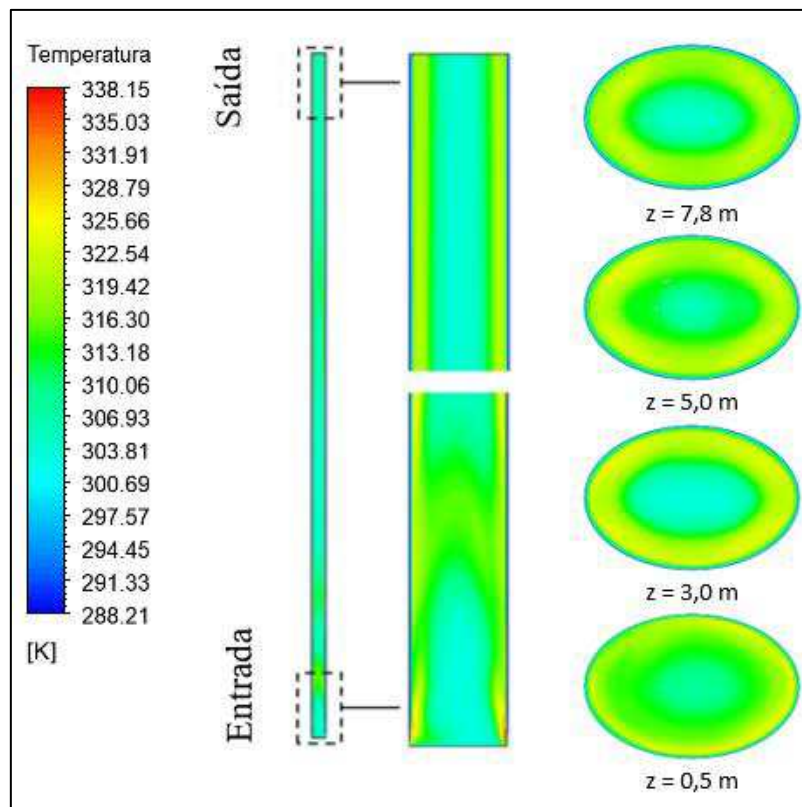




**Figura 4.18** – Campo de temperatura para o caso 34.



**Figura 4.19** – Campo de temperatura para o caso 35.

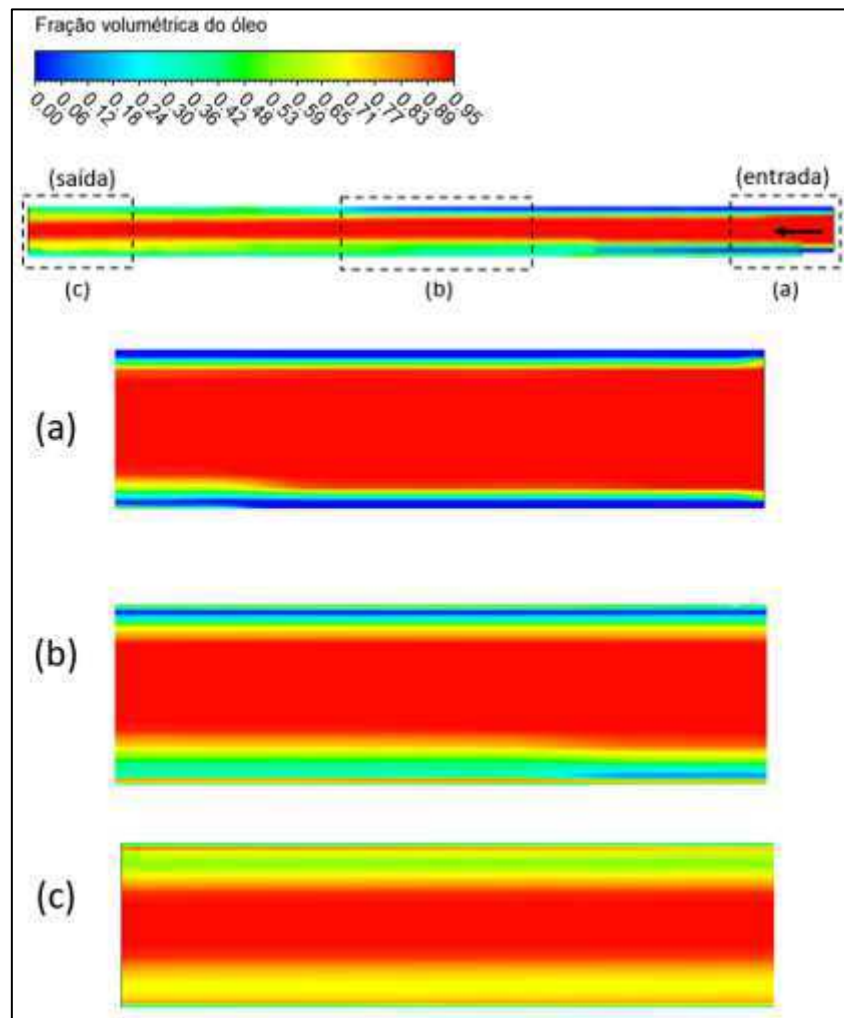


#### 4.4 Análise do escoamento horizontal não isotérmico

##### 4.4.1 Campo de fração volumétrica

A ação da gravidade no escoamento horizontal juntamente com a diferença de densidade entre as fases presentes no escoamento provoca uma descentralização no núcleo de óleo nos escoamentos horizontais. Isso é observado na Figura 4.19, onde o escoamento de óleo não é simétrico em relação ao eixo horizontal do duto.

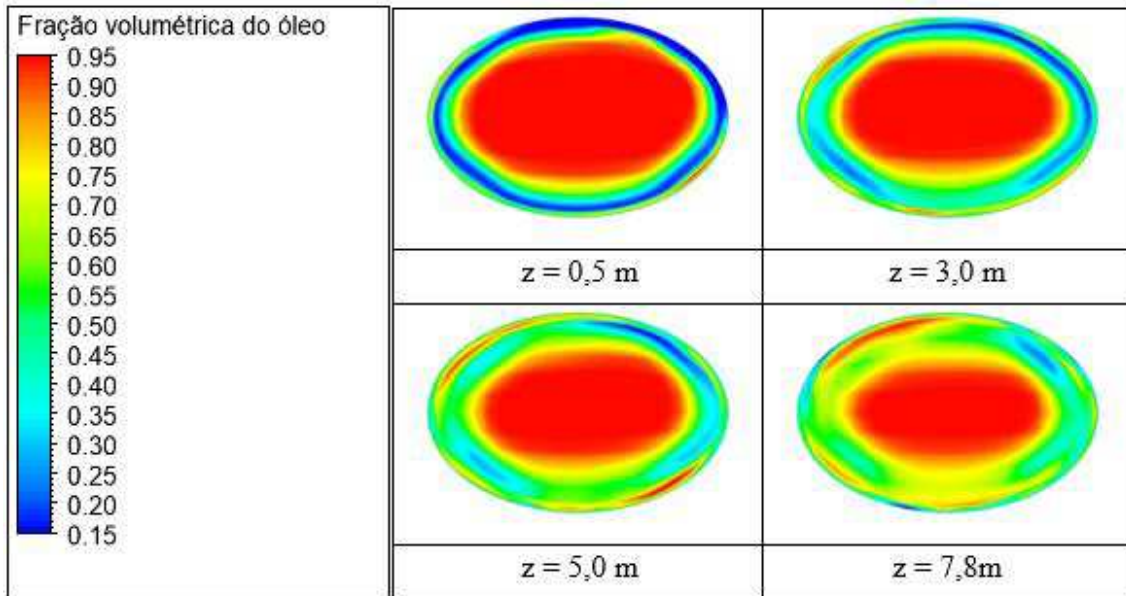
**Figura 4.20** – Campo de fração volumétrica do óleo no plano longitudinal ZY para o caso 36.



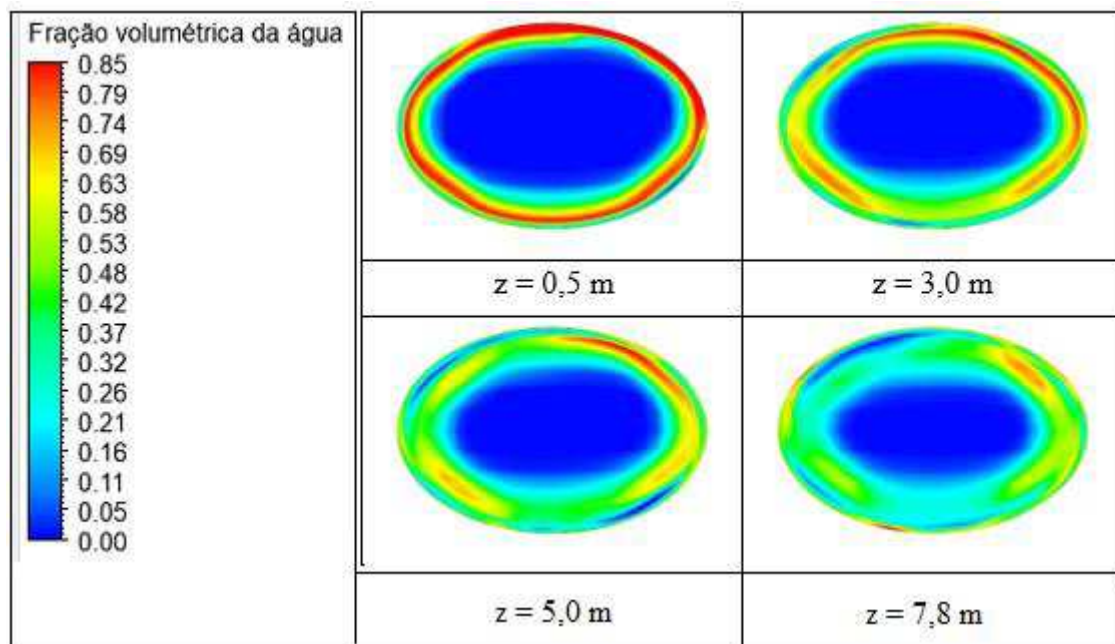
De acordo com as Figuras 4.21 e 4.22 é possível observar uma certa assimetria do núcleo de óleo causada pela ação da gravidade. A água por ser mais densa, tende a ocupar

a parte inferior do duto. É possível observar também, que na região anular ocorreu uma dispersão do óleo e gás na água no decorrer do escoamento.

**Figura 4.21** – Campo de fração volumétrica do óleo no plano transversal XY, em  $t = 10$  s, para o caso 36.



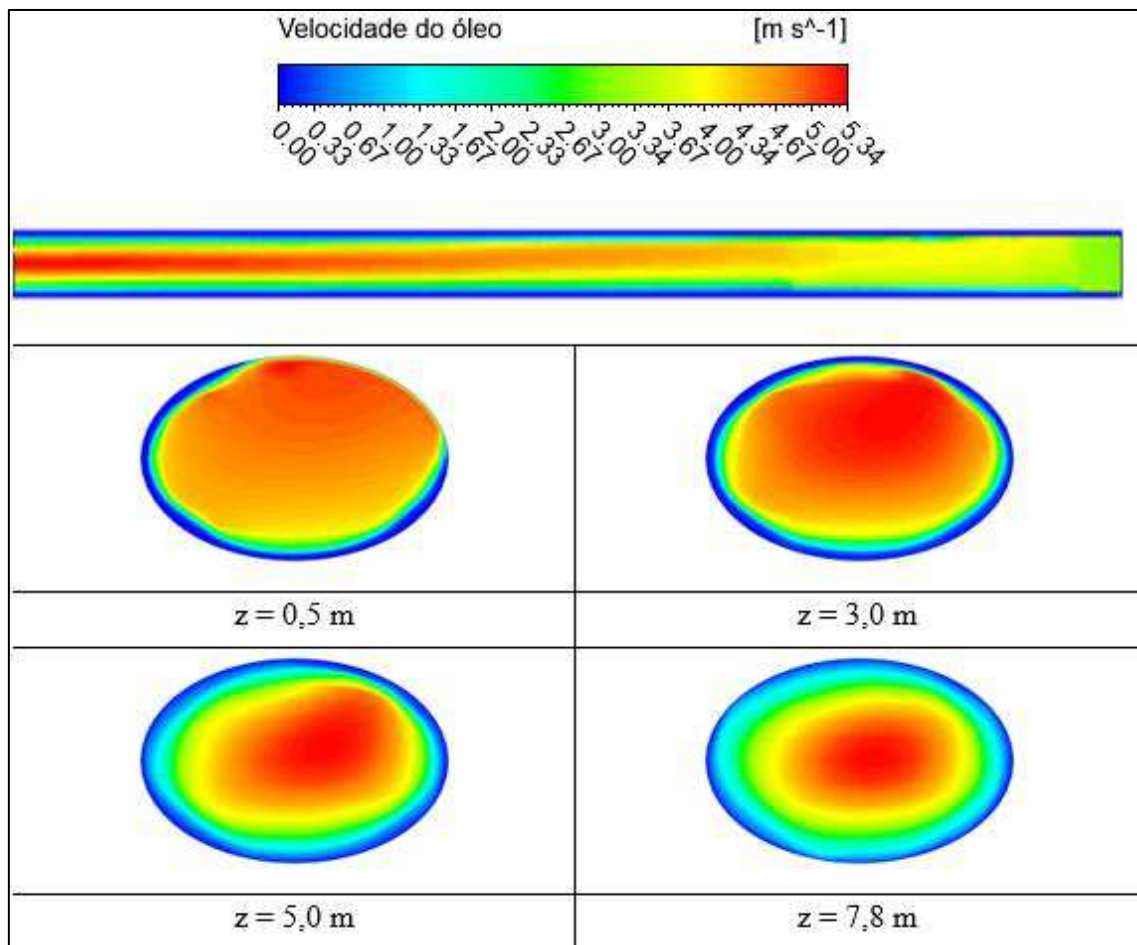
**Figura 4.22** – Distribuição da fração volumétrica da água no plano transversal XY, em  $t = 10$  s, para o caso 36.



#### 4.4.2 Campo de velocidade

A velocidade de entrada do óleo foi igual a 3,0 m/s, e ao decorrer do escoamento, essa velocidade aumentou até chegar ao valor máximo igual a 5,34 m/s. Na parede do duto, a velocidade do óleo foi igual a zero devido a condição de não deslizamento. Esse resultado pode ser visualizado na Figura 4.23.

**Figura 4.23** – Distribuição da velocidade do óleo para o caso 36.



#### 4.4.3 Comportamento da queda de pressão

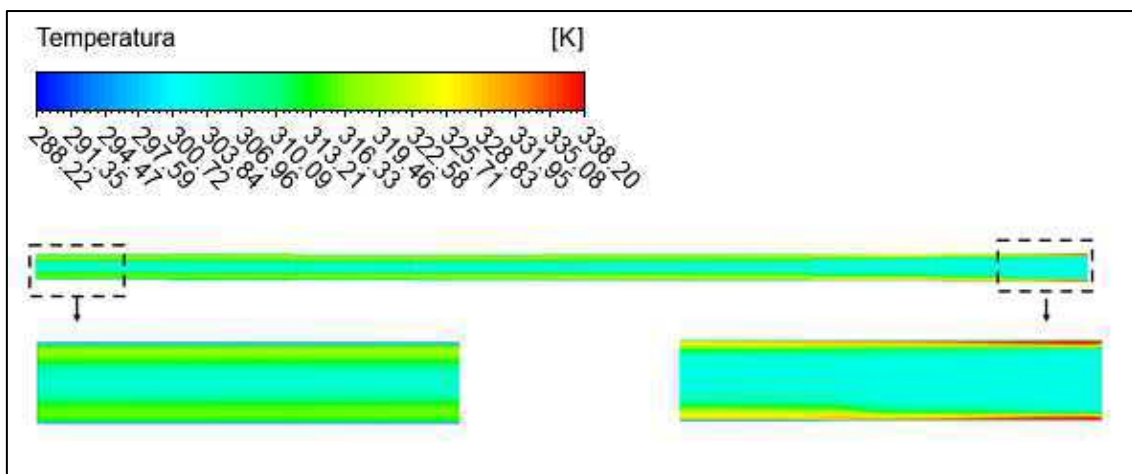
A queda de pressão para o escoamento horizontal não isotérmico (caso 37) foi igual a 780,951 kPa, enquanto para o escoamento vertical ascendente (caso 33), a queda de pressão foi igual a 269,729 kPa, ou seja, a queda de pressão para o caso 37 foi 2,9 vezes maior que no caso 33. Esse aumento na queda de pressão pode ser justificado pela

configuração do escoamento, pois foi observado que no caso 37 a região de mistura entre o óleo e água na região próxima à parede do duto foi maior se comparada ao caso 33.

#### 4.4.4 Campo de temperatura

A partir da análise da Figura 4.24, pode-se perceber que na região de entrada a temperatura apresentou um valor igual a 338,15 K, e ao longo do duto, devido à transferência de calor por convecção, houve uma diminuição, ficando em torno de 306,96 K no centro do duto e 322,52 K próximo a parede. A transferência de calor ocorre do meio mais quente para o mais frio, logo, a água como inicialmente encontra-se a uma temperatura maior (338,15 K), troca calor com o óleo, que está com a temperatura de 303,15 K.

**Figura 4.24** – Distribuição da temperatura no plano longitudinal ZY para o caso 35.



#### 4.5 Comparação entre os escoamentos vertical ascendente e vertical descendente (escoamento não isotérmico)

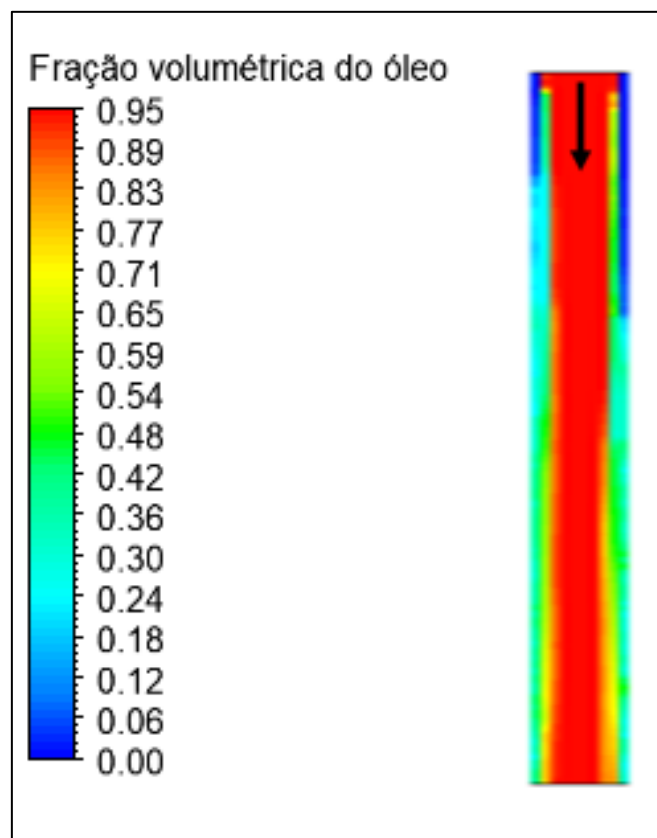
Com o objetivo de comparar os escoamentos verticais ascendente e descendente, foi simulado um caso de escoamento vertical descendente não isotérmico (caso 37) nas mesmas condições do caso 33, exceto pelo sentido do escoamento. O caso 33 foi escolhido para essa comparação porque apresentou o menor valor da queda de pressão entre os casos de escoamento vertical ascendente não isotérmico estudados.

A partir da análise da Figura 4.25, nota-se que não ocorreu a formação do *core-flow* no caso 37. É possível perceber que o óleo se misturou na água, tocando a parede

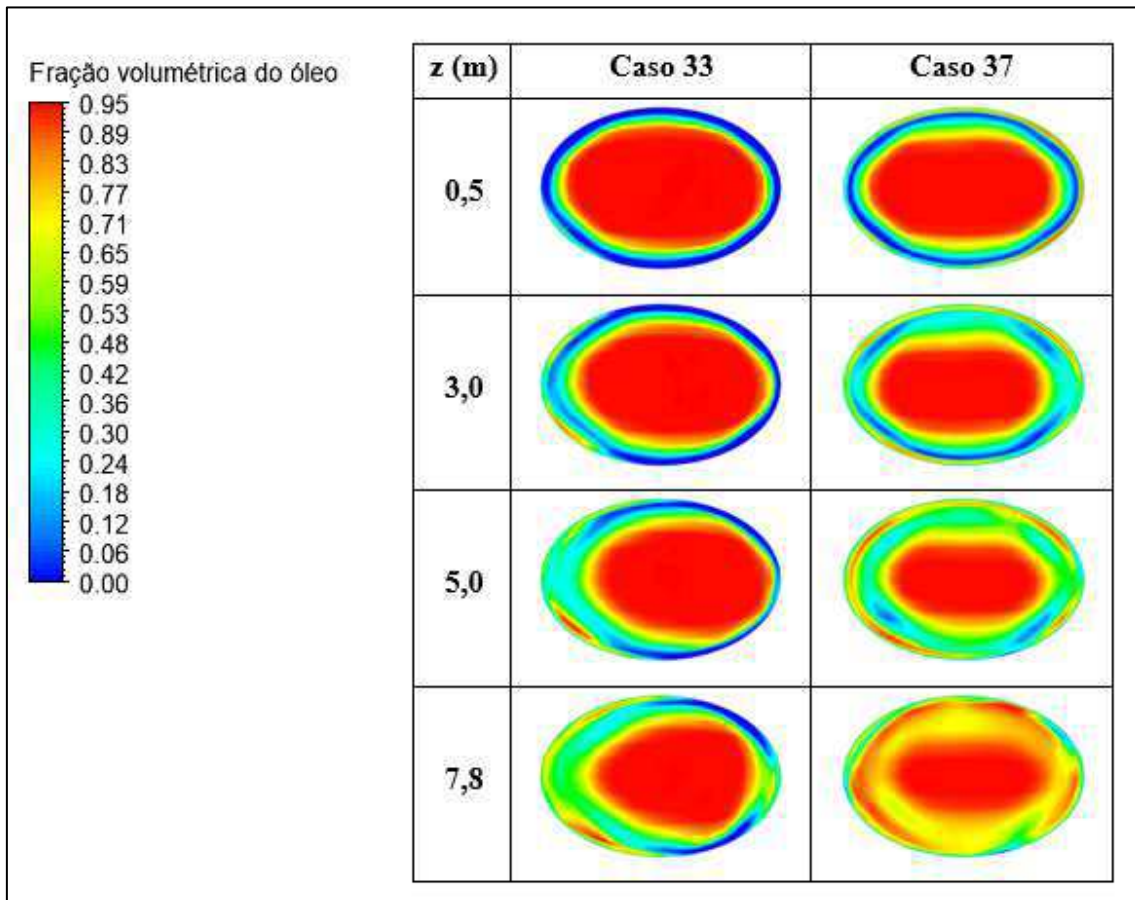
do duto durante o escoamento. O mesmo ocorreu no escoamento vertical ascendente (caso 33), porém no caso do escoamento vertical descendente (caso 37), a fração de óleo presente na região próxima a parede do duto foi maior do que a presente no caso 33, como pode ser observado na Figura 4.26.

A comparação entre a queda de pressão para caso 33 (vertical ascendente) e 37 (vertical descendente) é apresentada na Tabela 4.5. O caso 37 apresentou uma queda de pressão maior se comparada com o caso 33, possivelmente por que a fração volumétrica de óleo escoando nas proximidades da parede do duto no caso 37 foi maior do que a observada no caso 33, provocando um maior atrito na parede do duto e, conseqüentemente, uma maior queda de pressão.

**Figura 4.25** – Distribuição da fração volumétrica do óleo no plano longitudinal ZX para para o caso 37.



**Figura 4.26** – Comparação da distribuição da fração volumétrica do óleo para os casos 33 e 37.



**Tabela 4.5** – Comparação da queda de pressão para os casos 33 e 37.

Caso	$\Delta p$ (kPa)
33	269,729
37	984,115

#### 4.5.1 Potência de bombeamento

A comparação entre a potência de bombeamento para os casos de escoamento vertical ascendente (caso 33), vertical descendente (caso 37) e horizontal (caso 36) são apresentados na Tabela 4.6. Pode-se observar que os maiores valores são encontrados para os casos vertical descendente e horizontal. Isto ocorre devido ao alto valor da queda de pressão observada nesses casos.

**Tabela 4.6** – Potência de bombeamento para os casos 33, 36 e 37.

Escoamento	Potência requerida (W)
Vertical ascendente (caso 33)	9838,07
Vertical descendente (caso 37)	35894,50
Horizontal (caso 36)	28484,30



## CAPÍTULO 5

### CONCLUSÕES E ETAPAS FUTURAS

#### 5.1. Conclusões

A partir dos resultados obtidos, pode-se concluir que:

- A comparação entre os perfis de velocidade numérico e analítico para o escoamento monofásico de óleo, na região completamente desenvolvida, apresentaram ótima concordância, validando assim, a metodologia utilizada neste trabalho;
- O padrão *core-flow* foi observado nos casos isotérmicos verticais ascendentes com velocidades da água iguais a 0,6 m/s, 0,8 m/s; 1,2 – 2,8 m/s, 3,2 m/s e 3,6 – 4,0 m/s.
- A fase gasosa manteve-se de forma dispersa no óleo durante o escoamento em todos os casos estudados;
- Entre os casos não isotérmicos estudados, o caso de escoamento isotérmico vertical ascendente com velocidade da água igual a 3,6 m/s apresentou a menor queda de pressão;
- Não houve a formação do padrão *core-flow* nos casos não isotérmicos estudados;
- Houve um decréscimo na queda de pressão utilizando a técnica *core-flow*. A queda de pressão para o escoamento de óleo ( $f_o = 0,99$ ) e gás ( $f_g = 0,01$ ) foi 7,20

vezes maior do que a calculada para o *core-flow* no escoamento isotérmico vertical ascendente;

- Houve uma redução na potência requerida para o *core-flow* de 82,9 % em relação ao escoamento de óleo ( $f_o= 0,99$ ) e gás ( $f_g= 0,01$ ), mostrando a eficiência da utilização do *core-flow* no escoamento isotérmico vertical ascendente;
- A temperatura apresentou grande influência em relação à queda de pressão. À medida que a temperatura da água aumenta, a queda de pressão no duto diminui;
- O aumento da velocidade da água para o caso de escoamento não isotérmico vertical ascendente de óleo ( $f_o= 0,95$ ) e gás ( $f_a= 0,05$ ), causou uma maior retenção de óleo no centro do duto, com comportamento semelhante ao escoamento intermitente;
- No escoamento de óleo, gás e água não isotérmico horizontal, foi observada uma certa assimetria do núcleo de óleo causada pela ação da gravidade;
- Tanto o escoamento não isotérmico vertical ascendente quanto o escoamento não isotérmico vertical descendente apresentaram uma região de mistura entre as fases escoando próximas a parede do duto. Porém, no caso do escoamento vertical descendente, houve uma maior fração de óleo nessa região, o que influenciou no aumento da queda de pressão se comparado com o caso do escoamento vertical ascendente.

## 5.2 Sugestões para trabalhos futuros

- Verificar a influência da razão de aspecto do duto nos escoamentos vertical (ascendente e descendente) e horizontal de óleos pesados;
- Avaliar a influência da forma do duto nos escoamentos vertical (ascendente e descendente) e horizontal de óleos pesados;
- Avaliar a influência do aumento da fração volumétrica do gás no escoamento *core-flow*.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, T. H. F.; SILVA, F. N.; NETO, S. R. F.; LIMA, A. G. B. **Applying CFD in the analysis of heavy oil - watertwo-phase flow in joints by using core annular flowtechnique.** The International Journal of Multiphysics. v. 7, p. 137-152, 2013.

BAI, R.; CHEN, K.; JOSEPH, D. D. **Lubricated pipelining: Stability of core-annular flow. Part. 5. Experiments and comparison with theory.** Journal of Fluid Mechanics. v. 240, p. 97 – 132, 1992.

BAI, R.; KELKAR, K.; JOSEPH, D. D. **Direct simulation of interfacial waves in a high viscosity ratio and axisymmetric core annular flow.** Journal of Fluid Mechanics. v. 327, p. 1-34, 1996.

BANNWART, A. C. **A simple model for pressure drop in horizontal core annular flow.** Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences. v. 21, n.2, p. 233-244, 1999.

BANNWART, A.C. **Modeling aspects of oil-water core annular flows.** Journal of Petroleum Science and Engineering. v. 32, p. 127-143, 2001.

BARBOSA, A. **Efeitos transientes na perda de carga no escoamento óleo pesado-água em regime anular em duto metálico.** 2004. 102f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas. Campinas. Brasil. 2004

BENSAKHRIA, A.; PEYSSON, Y.; ANTONINI, G. **Experimental Study of the Pipeline Lubrication for Heavy Oil Transport.** *Oil & Gas. Science and Technology.* v. 59, p. 523-533, 2004.

BIAZUSSI, J. L. **Desenvolvimento de uma Técnica de Medida de Vazão de Óleo em Escoamento Bifásico do tipo Core-Flow.** 2010. 129 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2010.

BOBOK, E., MAGYARI, D., UDVARDI, G. **Heavy Oil Transport Through Lubricated Pipeline.** SPE EUROPEAN PETROLEUM CONFERENCE, Itália, 1996.

CADÉ, M. A. **Simulação numérica do escoamento de gás natural em duto cilíndrico elíptico.** 2003. 77 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande. 2003.

CAVICCHIO, C. A. M. **Experimental study of viscosity effects on heavy crude oil-water core-annular flow pattern.** *Experimental Thermal and Fluid Science.* v. 92, p. 270-285, 2017.

CAZAREZ-C.; GONZÁLEZ, P. **Modeling of heavy oil-water core-annular upward flow in vertical pipes using the two-fluid model.** *Journal of Petroleum Science and Engineering.* v. 150, p. 146-153, 2016.

COELHO, N. M. A. **Estudo da hidrodinâmica do escoamento bifásico água-óleo utilizando o padrão Core Annular Flow.** 2018. 232f. Tese (Doutorado em Engenharia Química) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

CONCEIÇÃO, S. B.; LIMA, A. G. B.; ANRADE, T. H. F.; NETO, S. R. F.; ANGELIM, K. C. L. **Análises hidrodinâmica e energética do transporte de óleos pesados via técnica *core-flow* em dutos curvados.** 8º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, Rio de Janeiro, 2015.

COSTA, A. M. S.; BANNWART, A. C.; VIEIRA, F. F.; CARVALHO, C. H. M.; **Observação da dinâmica das interfaces em escoamento trifásico óleo pesado-água-gás,** 10th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering – ENCIT, Rio de Janeiro, 2004.

COSTA, L. M.; GUIMARÃES, L. J. N.; PONTES FILHO, I. D. S., “**Simulação de Injeção de Água em Análogos de Reservatórios em Condições não Isotérmicas**”. 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, Rio de Janeiro, 2003.

FLOR, D. A. S. B. **Escoamento turbulento do gás natural em duto cilíndrico de seção transversal elíptica.** 2008. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2008.

GRANZOTTO, D. G. **Modelagem e projeto de um sistema de controle aplicado ao escoamento bifásico de óleo viscoso e água em padrão anular.** 2008. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2008.

GUPTA, R. et al. **Oil-water core-annular flow in vertical pipes: A CFD study.** The Canadian Journal of Chemical Engineering. v. 94, p. 980-987, 2016.

Hu, h. et al. **Flow patterns and pressure gradient correlation for oil-water core-annular flow in horizontal pipes.** Experimental and Computational Multiphase Flow. v. 2, p. 99-108, 2019

HU, H. H.; PATANKAR, N. **Non-axisymmetric instability of core-annular flow.** Journal of Fluid Mechanics. v. 290, p. 213-224. 1995

JOSEPH, D. D., BAI, R., CHEN, K. P., RENARDY, Y. Y. **Core-annular flows**. Annual Review of Fluid Mechanics. v. 29, p. 65 – 90, 1997.

JOSEPH, D.; RENARDY, M.; RENARDY, Y. **Instability of the flow of two immiscible liquids with different viscosities in a pipe**. Journal of Fluid Mechanics. v. 141, p. 309-317, 1984.

KAKAÇ, S.; SHAH, R. K.; AUNG, W. **Handbook of single-phase convective heat transfer**. John Wiley & Sons, United States, 1987

MACHADO, F. R. **Análise da fluidodinâmica do escoamento core annular de líquidos imiscíveis em duto horizontal**. 2015. 104 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Federal do Rio Grande, Rio Grande. 2015.

MAIA, C. R. M.; APARECIDO, J. B.; MILANEZ, L. F. **Heat transfer in laminar flow of non-Newtonian fluids in ducts of elliptical section**. International Journal of Thermal Sciences. v. 45, p. 1066-1072, 2006.

MORILLA, R. S. **Automação de bancada para sistemas de transporte de óleo pesado por core annular flow**. 2015. 85 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Santa Cecília, Santos. 2015.

MOTA, C. A. A. **Hidrodinâmica do escoamento turbulento de gás natural em dutos cilíndrico elíptico com vazamento**. 2015. 81 f. Monografia (Trabalho de conclusão de curso) – Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande. 2015.

MUNIZ, A. R.; ARGIMIRO, R. S; NILO, S. M. C. **Uma Nova Metodologia para a Simulação de Escoamentos de Fluidos Viscoelásticos**, Relatório técnico, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2005.

OLIEMANS, R. V. A. **The lubricating-film model for core-annular flow.** 1986. 146 f. Tese (Doutorado) - Delft: Technische Hogeschool Delft, Technologic University of Delft. 1986.

OLIVEIRA, J. L. LIMA, A. G. B.; RAMOS, R. P.; MAGALHÃES, H. L. F.; SANTOS, W. R. G.; NETO, S. R. F. **Two-phase flow (oil and water) in ducts with the elliptical cross-section: modeling and simulation.** Diffusion Foundations, v. 24, 2019.

OOMS, G. **Core-annular flow through a horizontal pipe: Hydrodynamic counterbalancing of buoyancy force on core.** Physics of Fluids, v. 19, n. 9, 2007.

OOMS, G.; POESIO, P. STATIONARY. **Core-annular flow Through a Horizontal Pipe.** Physical Review, v. 68. 2003.

PRADA, J. W. V. **Estudo experimental do escoamento anular óleo-água (“core flow”) na elevação de óleos ultraviscosos.** 1998. 184f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 1998.

PREZIOSI, L.; CHEN, K.; JOSEPH, D., D. **Lubricated Pipelining: Stability of Core-Annular Flow.** Journal Fluid Mechanics. v. 201, p. 323-356, 1989.

RAMOS, R. P. **Hidrodinâmica do escoamento trifásico de óleo, água e gás em dutos cilíndricos de seção transversal elíptica.** 2019. 70f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande. 2019.

RODRIGUEZ, O. M. H.; BANNWART, A.C. **Analytical Model for Interfacial Waves in Vertical Core-flow.** Journal of Petroleum Science and Engineering. v. 54, p. 173 – 182, 2006.

RODRIGUEZ, O.M.H.; BANNWART, A.C.; CARVALHO, C.H.M. **Pressure loss in core-annular flow: Modeling, experimental investigation and full-scale experiments.** Journal of Petroleum Science and Engineering. v. 65, p. 67-75. 2009.

RODRIGUEZ, O.M.H. **Formas da Interface e Gradiente de Pressão no Padrão líquido - líquido Anular Vertical Ascendente.** 2002. 270 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2002.

ROHSENOW, W. M.; HARTNETT, J. P.; CHO, Y. I. **Handbook of heat transfer.** Mc Graw-Hill, United States, 1998.

ROVISNSKY, J. BRAUNER, N. MARON, D. M. **Analytical solution for laminar two-phase flow in a fully eccentric core-annular configuration.** International Journal of Multiphase Flow. v. 23, p. 523-543, 1997.

RUSSEL, T. W. F.; CHARLES, M. E. **The effect of the less viscous liquid in the laminar flow of two-immiscible liquids.** Can.J. Chem.Engng. v.37, p. 18-24, 1959.

SANTOS, J. S. S.; NETO, S. R. F.; LIMA, A. G. B. CRIVELARO, K. C. O. **Transporte de Óleos Pesados em Catenárias Via Técnica Core-Flow - Modelagem e Simulação.** VI Congresso Nacional de Engenharia Mecânica. Campina Grande/PB, 2010.

SHI, J.; LAO, L.; YEUNG, H. **Water-lubricated transport of high-viscosity oil in horizontal pipes: the water holdup and pressure gradient.** International Journal of Multiphase Flow. v. 96, p. 70-85, 2017.

SILVA, A. A. **Escoamento trifásico (óleo pesado, água e ar) em duto vertical via técnica core-flow.** 2012. 95f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande. Brasil. 2012.

TAITEL, Y., BARNEA, D., BRILL, J.P. **Stratified three phase flow in pipes.** International Journal of Multiphase Flow. v. 21, p. 53–60, 1995.

TREVISAN, F. E. **Padrões de fluxo e perda de carga em escoamento trifásico horizontal de óleo pesado, água e ar.** 2003. 70f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2003.



VARA, R. M. O. **Hidrodinâmica do escoamento bifásico óleo pesado - água em um duto horizontal.** 2001. 140 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001.

VIEIRA, F. F. **Escoamento trifásico vertical de óleos pesados aplicado a elevação artificial.** 2004. 104 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2004.

WANG, C.Y. **Heat transfer and flow through a super-elliptic duct – Effect of corner rounding.** Mechanics Research Communications. v. 36, p. 509-514, 2009.

ZHU, Y. D.; SHU, C.; QIU, J.; TANI, J. **Numerical simulation of natural convection between two elliptical cylinders using DQ method.** International Journal of Heat and Mass Transfer. v. 47, p. 797–808, 2004.